UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE ESCOLA DE ENGENHARIA MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

LEONARDO DE ARRUDA BITENCOURT

OTIMIZAÇÃO DA CARGA E DESCARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS CONSIDERANDO DIFERENTES MODELOS TARIFÁRIOS

Niterói, RJ Janeiro de 2018

LEONARDO DE ARRUDA BITENCOURT

OTIMIZAÇÃO DA CARGA E DESCARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS CONSIDERANDO DIFERENTES MODELOS TARIFÁRIOS

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Orientador: Prof. D.Sc Bruno Soares M. C. Borba

Coorientador: Prof. D.Sc Bruno Henriques Dias

Niterói, RJ Janeiro de 2018

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE

Bitencourt, Leonardo de Arruda
OTIMIZAÇÃO DA CARGA E DESCARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS
CONSIDERANDO DIFERENTES MODELOSS TARIFÁRIOS / Leonardo de
Arruda Bitencourt; Bruno Soares M.C. Borba, orientador; Bruno
Henriques Dias, coorientador. Niterói, 2018.
112 f.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2018.

1. Veículo Elétrico. 2. Coordenação da Recarga. 3. Rede de Distribuição. 4. V2G. 5. Produção intelectual. I. Título II. Borba, Bruno Soares M.C., orientador. III. Dias, Bruno Henriques, coorientador. IV. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia.

CDD -

LEONARDO DE ARRUDA BITENCOURT

OTIMIZAÇÃO DA CARGA E DESCARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS CONSIDERANDO DIFERENTES MODELOS TARIFÁRIOS

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Aprovada em _	
	BANCA EXAMINADORA
	Prof. Bruno Soares M. C. Borba, D.Sc. (Orientador)
	UFF – Universidade Federal Fluminense
	Prof. Bruno Henriques Dias, D.Sc. (Coorientador)
	UFJF – Universidade Federal de Juiz de Fora
	Prof. Renan Silva Maciel, D.Sc.
	UFF – Universidade Federal Fluminense
	Deef Decid Herrica Newsia Die D.C.
	Prof. Daniel Henrique Nogueira Dias, D. Sc UFF – Universidade Federal Fluminense
	Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D. Sc
	UFJF – Universidade Federal de Juiz de Fora

Niterói, RJ Janeiro de 2018

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço ao meu Orientador, Professor Bruno Soares Moreira Cesar Borba e meu coorientador Bruno Henriques Dias, por toda a paciência, auxílio e conhecimentos passados durante todo o período de elaboração deste trabalho, até mesmo nas madrugadas de domingo.

Agradeço ao meu irmão Alexandre de Arruda Bitencourt pelo auxílio e inspiração para a construção do código, além da edição das imagens deste trabalho.

Agradeço a amiga Letícia Fritz pela cooperação com informações fundamentais para o desenvolvimento do trabalho.

Agradeço a Enel Distribuição que, através de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) em parceria com a Universidade Federal Fluminense (UFF), forneceu informações de extrema importância para a elaboração desta dissertação.

Agradeço ao Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE) por fornecer recursos para a elaboração desta dissertação.

Agradeço aos professores da UFF e a todos os outros que não foram citados, que de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho.

"O que prevemos raramente ocorre, o que menos esperamos geralmente acontece."

Benjamin Disraeli

RESUMO

Fatores atuais como poluição ambiental e volatilidade do preço do petróleo e seus derivados têm incentivado o ressurgimento dos Veículos Elétricos (VEs) como alternativa para o setor de transportes. No Brasil, foram licenciados 1.091 VEs em 2016, equivalente a 0,1% das vendas de veículos leves. Até agosto de 2017, os licenciamentos acumulados somam 2.079 VEs, equivalente a 0,2% das vendas de veículos leves. Todavia, com o crescimento nas vendas dos VEs, uma nova preocupação surge relacionada com a recarga dos veículos na rede elétrica de distribuição. Este trabalho tem como objetivo analisar, a partir do nível de carregamento dos transformadores, fator de carga e nível de tensão da rede, o impacto que a recarga e descarga das baterias dos VEs podem causar em uma rede elétrica de distribuição, dados diferentes níveis de penetração. Além dos níveis de penetração, os impactos também são avaliados de acordo com o método de recarga dos VEs, podendo ser coordenada (com Vehicle-to-grid) ou nãocoordenada (sem Vehicle-to-grid). São modelados três tipos de tarifa dinâmica: tarifa Time of Use (TOU), baseada na tarifa branca brasileira, e as tarifas Real Time Price (RTP) Horária e Instantânea, que refletem o nível de carregamento dos transformadores, com atualização horária e de minuto a minuto, respectivamente. Além do caso base, são simulados dois cenários de penetração de VE: 50% e 100%. Em adicional é simulado um terceiro cenário, em que a carga dos transformadores é multiplicada por dois, a fim de simular crescimento de carga. Apesar do aumento da demanda gerado pela entrada dos VEs no sistema, o alimentador da subestação não apresentou sobrecarga em nenhum dos cenários. Dessa forma, uma maneira de incentivar o crescimento do setor de mobilidade elétrica no país seria através de políticas públicas em regiões de baixo carregamento.

Palavras-chave: Veículo Elétrico, Coordenação da Recarga, Rede de Distribuição, V2G.

ABSTRACT

Environmental pollution and oil price volatility and its derivatives have encouraged the resurgence of Electric Vehicles (EVs) as an alternative to the transportation sector. In Brazil, 1,091 Electric Vehicles (EV) were licensed in 2016, equivalent to 0.1% of light vehicle sales. Until August 2017, the accumulated licenses totaled 2,079 VE, equivalent to 0.2% of sales of light vehicles. However, with the growth in sales of EVs, a new concern arises related to the recharge of the vehicles in the distribution network. The objective of this work is to analyze, through the impacts on the load level of the transformers, load factor and voltage level of the network, that the charge and discharge of the batteries of the EVs can cause in a distribution network, given different levels of penetration. In addition to the penetration levels, the impacts are also evaluated according to the charging method of the EV, which can be coordinated (with V2G) or non-coordinated (without V2G). Three types of dynamic tariffs are modeled: Time of Use (TOU) tariff, based on the Brazilian white tariff, and Real Time Price (RTP) Hourly and Instant tariffs, which reflect the transformer loading level, with hourly and minute updating, respectively. Besides the base case, two scenarios of EV penetration are simulated: 50% and 100%. In addition, a third scenario is simulated, where the load of the transformers is multiplied by two in order to emulate a load growth. Despite the increase in demand generated by the large number of EVs in the system, the substation feeder did not present overload in any of the scenarios. Thus, one way of encouraging the growth of the electric mobility sector in the country, would be through public policies in regions of low load.

Keywords: Electric Vehicle, Charging Coordination, Distribution Network, V2G.

Índice

1	Intr	odução	1
	1.1	Objetivo	5
	1.2	Estrutura do Trabalho	7
2	Veí	culo Elétrico e a Rede Elétrica	9
	2.1	Mercados Mundial e Brasileiro de VE	11
	2.2	Impacto dos VEs na Rede de Distribuição	16
	2.3	Vehicle-to-Grid (V2G)	21
	2.4	Mecanismos de Controle da recarga dos VEs	25
	2.5	Formas de Tarifação de Energia Elétrica	28
3	Mo	delagem da Rede Real do Sistema de Distribuição de Búzios	35
	3.1	Região Estudada	37
	3.2	Cenários Considerados	40
	3.3	Modelagem do Sistema Elétrico no Matlab/Simulink	43
	3.3.1.	Controle Otimizado da Carga e Descarga dos Veículos	44
	3.3.2.	Dados de Entrada	46
	3.3.3.	Modelagem da Rede	47
	3.3.4.	Modelagem do Consumidor	49
	3.3.5.	Modelagem do VE	54
	3.3.6.	Dados de Saída	59
4	Res	ultados	61
	4.1	Caso Base	61
	4.1.1.	Nível de Carregamento.	62
	4.1.2.	Fator de Carga	63
	4.1.3.	Nível de Tensão	64
	4.2	Caso 50% de Penetração de VEs	65
	4.2.1.	Nível de Carregamento.	68

4.2.2. Fator de Carga	69
4.2.3. Nível de Tensão	70
4.3 Caso 100% de Penetração de VEs	71
4.3.1. Nível de Carregamento	73
4.3.2. Fator de Carga	74
4.3.3. Nível de Tensão	75
4.4 Caso 50% de Penetração de VE e Caso Base x2	76
4.4.1. Nível de Carregamento	77
4.4.2. Fator de Carga	78
4.4.3. Nível de Tensão.	79
4.5 Considerações Finais	80
5 Conclusões	84
5.1 Sugestões para Trabalhos Futuro	86
Referências Bibliográficas	87

Lista de Abreviaturas

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

APT – Algoritmos de Pesquisa de Tabu

CCEE – Câmara de de Comercialização de Energia Elétrica

CPP - Critial Peak Pricing

IMA – Infraestrutura de Medição Avançada

IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados

MCI – Motor de Combustão Interna

PI – Programação Inteira

PIM – Programação Inteira Mista

PL – Programação Linear

PLIM – Programação Linear Inteira Mista

PNL – Programação Não-Linear

PS – Programação Separável

RTP – Real Time Pricing

SoC – State-of-Charge

TE – Tarifa de Energia

TOU – Time of Use

TSEE – Tarifa Social de Energia Elétrica

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

VE – Veículo Elétrico

V2G – Vehicle-to-Grid

Lista de Figuras

Figura 1. Frota de VEs e híbridos <i>plug-in</i>	2
Figura 2. Diagrama dos principais elementos de um VE	9
Figura 3. Evolução da densidade e custo de energia da bateria	11
Figura 4. Venda de VEs, participação no mercado	12
Figura 5. Diagrama dos impactos causados pela recarga do VE	17
Figura 6. Comparação, em recarga lenta, entre os casos com e sem coordenação con	m 60% de
penetração	18
Figura 7. Comparação das recargas coordenada e não coordenada	19
Figura 8. Comparação das recargas não coordenada, fora de pico e inteligente	20
Figura 9. Beneficios do uso de armazenamento de energia	21
Figura 10. Diagrama do funcionamento do V2G	22
Figura 11. Rede de distribuição com diferentes tipos de recargas	23
Figura 12. Equilíbrio de demanda da rede com diferentes níveis de penetração de híbr	idos <i>plug-</i>
in	23
Figura 13. Modelo conceitual de <i>smart grid</i>	24
Figura 14. Diagrama do controle centralizado e descentralizado	26
Figura 15. Estrutura do mercado – Ambientes de comercialização	28
Figura 16. Tarifa fixa	29
Figura 17. Tarifas por blocos (a) decrescente e (b) crescente	30
Figura 18. Comparativo entre a tarifa branca e a tarifa convencional	31
Figura 19. Tarifa (a) TOU e (b) CPP	32
Figura 20. Tarifa RTP	33
Figura 21. Fluxograma da Modelagem	36
Figura 22. Alimentador sete de Búzios	37
Figura 23. Tipos de tarifas modelados	43

Figura 24. Representação da rede no Simulink	48
Figura 25. Representação do bloco Transformador no Simulink	48
Figura 26. Representação dos elementos do bloco Transformador no Simulink	49
Figura 27. Combinações dos sorteios	51
Figura 28. Primeira etapa – Alocação de potência por fase	53
Figura 29. Segunda etapa – Emulação do consumo através da corrente e tensão da rede	53
Figura 30. Disponibilidade do VE comparado com o número de VE	57
Figura 31. Tempo de conexão dos VEs	57
Figura 32. Primeira etapa – Corrente da bateria e estado de carga	58
Figura 33. Segunda etapa – Emulação do consumo através da corrente da bateria e tensã rede	
Figura 34. Exemplo de curvas dos transformadores	
Figura 35. Curva de carga do transformador 17 com 50% de penetração de VE	
Figura 36. Curva de carga da SE com 50% de penetração de VE	
Figura 37. Histograma do nível de carregamento dos transformadores com 50% de penetr	ação
Figura 38. Histograma do fator de carga dos transformadores com 50% de penetração	70
Figura 39. Curva de carga de três transformadores com 100% de penetração de VE	72
Figura 40. Curva de carga da SE com 100% de penetração	73
Figura 41. Histograma do nível de carregamento dos transformadores com 100% de penetr	-
Figura 42. Histograma do fator de carga dos transformadores com 100% de penetração	
Figura 43. Curva de carga do transformador 17 com 50% de penetração e CBx2	76
Figura 44. Curva de carga da SE com 50% de penetração e CBx2	77
Figura 45. Histograma do nível de carregamento dos transformadores com 50% de penetr	ação
e CBx2	78

Figura 46	. Histograma	do fator o	de carga dos	transformadore	s com 50% d	e penetração	e CBx2
							79

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Categorização dos trabalhos citados	5
Tabela 2 – Resumo dos mecanismos de apoio político adotados para a aceitação de VE em	2015
	13
Tabela 3 – Características dos níveis de recarga	17
Tabela 4 – Estatísticas da tensão ao final do alimentador	20
Tabela 5 – Principais Investimentos Federais em Redes Inteligentes	25
Tabela 6 – Potência dos transformadores em kVA	38
Tabela 7 – Número de consumidores por transformador	39
Tabela 8 – Medidores eletromecânicos e inteligentes por tipo de consumidores e faix consumo	
Tabela 9 – Resumo dos cenários, métodos de recarga e análises realizadas	42
Tabela 10 – Número de consumidores por fase	51
Tabela 11 – Nível de carregamento dos transformadores no caso base	63
Tabela 12 – Fator de carga dos transformadores no caso base	64
Tabela 13 – Tempo total de subtensão nos transformadores em horas para o Caso Base	65
Tabela 14 – Tempo total de subtensão nos transformadores em porcentagem para 50 penetração de VE	
Tabela 15 – Tempo total de subtensão nos transformadores em horas para 100% de penetide VE	-
Tabela 16 – Tempo total de subtensão nos transformadores em porcentagem para 50	% de
penetração de VE e CBx2	79

1 Introdução

Os primeiros Veículos Elétricos (VE) estavam disponíveis no mercado desde 1918 [1]–[3] e foram concorrentes dos automóveis a combustão interna em meados do século XIX [4]. Entretanto, alguns fatores como alto custo de produção, baixa autonomia e a criação da partida elétrica para o motor a combustão interna (MCI) selaram a superioridade do MCI no mercado [5], [6]. Fatores atuais como poluição ambiental e volatilidade do preço do petróleo e seus derivados têm incentivado o ressurgimento dos VEs como alternativa para o setor de transportes [7].

Os VEs trazem consigo vantagens para o meio ambiente como um transporte não poluente, eficiente e silencioso [5], [8], [9]. Dentre as desvantagens, além do alto custo de aquisição do veículo de da baixa autonomia, pode-se citar o tempo de recarga de a infraestrutura limitada para recarga do veículo.

Atualmente existem 3 tipos de veículos elétricos: os veículos elétricos híbridos, veículos elétricos híbridos *plug-in* e os veículos elétricos puros ou a bateria. A principal diferença entre esses veículos é que, para os dois últimos, a bateria pode ser recarregada externamente [12], enquanto no primeiro, a energia entregue ao motor elétrico é produzida pelo gerador a combustão interna e pela frenagem regenerativa. Neste estudo, o foco é dado aos veículos elétricos puros (a bateria), que, ao longo do trabalho, são chamados apenas de VEs.

A frota mundial de VEs e híbridos *plug-in* ultrapassou 2 milhões de veículos, em 2016, um aumento superior a 65%, em relação ao ano de 2015, como indica a Figura 1. Até 2015 os Estados Unidos representavam principal mercado mundial de VEs, em termos absolutos. Em 2016, a China se tornou o país com a maior frota de VEs, cerca de um terço da frota mundial [13]. De acordo com [13] a expectativa de longo prazo é da frota mundial de VEs e híbridos *plug-in* oscilar entre 9 e 20 milhões, até 2020, e entre 40 e 70 milhões, até 2025.

¹ Não apenas o alto custo de aquisição do veículo, que, no mercado nacional está na faixa de R\$170 mil [10], como também o custo de substituição das baterias, que precisam ser trocadas mais de uma vez ao longo da vida útil do veículo [11].

² A recarga total leva, em média, de 4 a 8 horas, e mesmo a recarga rápida, que recarrega 80% da capacidade total, demora cerca de 30 minutos [11].

2.5 Outros Estoque de veículos elétricos (milhões) Suécia Alemanha 2.0 França Reino Unido Holanda Noruega Japão Estados Unidos 0.5 China VE 0.0 VE + Híbrido 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 Plug-in

Figura 1. Frota de VEs e híbridos plug-in

Fonte: Adaptado de [13]

Todavia, com o crescimento nas vendas dos VEs, novas preocupação surgem relacionada com a recarga dos veículos na rede elétrica. Estas preocupações fazem parte tanto de uma esfera mais ampla, voltada para a parte de geração de energia e planejamento, quanto de uma esfera local, voltada para o setor de distribuição. Do ponto de vista da distribuição, além da dificuldade para dimensionamento dos transformadores de distribuição, tendo em vista que veículos podem ser recarregados em diferentes localidades e horários, a recarga pode aumentar o pico da demanda, podendo acentuar o afundamento de tensão no momento de carga alta do sistema [14], [15]. Ademais, a alta penetração de VEs pode ocasionar impactos na rede elétrica, tais como: desequilíbrio de fases, problemas na qualidade de energia e sobrecarga de transformadores [16], [17].

Por outro lado, com a entrada dos VEs na rede, surge o conceito de *Vehicle-to-Grid* (V2G), que define um sistema com a capacidade de controle bidirecional do fluxo de potência entre a rede e o VE [18], [19]. A utilização do V2G é atraente por dois motivos principais³: como forma de armazenamento e controle de afundamento de carga; e como meio de prover suporte para a rede através de serviços ancilares [8], [22]–[24].

Desta forma, os VEs podem fazer um gerenciamento de energia através de uma *smart grid*, consumindo energia da rede em horário de baixo consumo e fornecendo energia para a rede elétrica em horários de alto consumo [25]–[28]. Contudo, a implementação do V2G requer

2

³ Destaca-se que a constante carga e descarga da bateria no sistema V2G, a fim de proporcionar uma melhor qualidade de energia, pode diminuir o tempo de vida útil da bateria [20], [21].

comunicação bidirecional entre o VE e o sistema elétrico, controle otimizado do processo de carga e descarga das baterias dos veículos, e diferentes sinais de tarifação.

Em geral, a otimização do processo de carga e descarga de um conjunto de VEs é implementada por um agregador, que melhora a flexibilidade da rede de distribuição [29]. Este processo pode ser classificado em dois grupos com base no local onde as decisões de otimização são tomadas: métodos centralizado ou descentralizado [30].

No método centralizado, os agregadores concentram as informações necessárias para realizar a otimização da carga e descarga dos VEs. Tais informações incluem: estado da rede, tarifa de energia elétrica, estado de carga (*State of Charge – SoC*)⁴ das baterias e padrões de condução dos VEs⁵. Por outro lado, no método descentralizado, o controlador de carga local realiza a otimização da carga e descarga do VE, utilizando apenas um sinal de preço da energia elétrica [31], [32].

Com relação ao sistema de tarifação, as principais opções de tarifas incluem: Tarifação em Tempo Real (*Real Time Pricing - RTP*) e Tarifação por Posto Tarifário (*Time of Use - TOU*) [33], [34]. A tarifa *RTP* pode, por exemplo, variar a cada hora, enquanto que a tarifa *TOU* pode ser ajustada por blocos de tempo durante o dia, por exemplo com três blocos: pico, intermediário e fora de pico. A tarifa *TOU* é um mecanismo de tarifa dinâmica comumente utilizado, enquanto a tarifa *RTP* é uma forma mais complexa e apresenta ganhos de eficiência mais elevados quando comparado com tarifa *TOU* [34], [35]. O conceito por trás da tarifa *RTP* é que a tarifa reflete as condições reais de mercado, quase instantâneas, em vez das condições previstas do mercado [36].

Estudos foram realizados a fim de observar os impactos que a carga e descarga dos VEs trazem na rede elétrica. Akhavan-Rezai *et al.* [37] propõem um método de análise de impactos da recarga não coordenada de híbridos *plug-in* numa rede de distribuição real no Canadá. Os resultados mostram que, para uma penetração de até 35% de VEs, a recarga normal (110V/15A) é aceitável, desde que seja realizada em um curto período de tempo. Petrou *et al.* [38] realizaram um estudo no Reino Unido, onde mostram que é possível aumentar o limite de penetração dos VEs em 40% para 100%, utilizando um algoritmo de controle centralizado. A técnica consiste

⁵ Esta informação pode ser fornecida pelo proprietário do VE no computador de bordo do veículo, ou pode ser estimada pelo agregador a partir dos dados históricos de viagem do VE.

⁴ O estado de carga é definido pela relação entre a quantidade de energia da bateria dividida pela capacidade total de armazenamento em [%].

em desconectar os VEs quando o transformador excede a sua capacidade. Contudo, essa metodologia eleva o tempo de recarga dos VEs e, com 60% de penetração, apenas 55% dos VEs carregam no tempo esperado. Haddadian et al. [27] investigaram o papel da integração do armazenamento distribuído com uma alta penetração de geração renovável. Para isto, é aplicada uma Programação Linear Inteira Mista (PLIM) que minimiza o custo de operação, coordenando o despacho das fontes eólicas, térmicas e das frotas de VEs. Como estudo de caso, foi utilizado um sistema de seis barras e cinco frotas estacionárias que totalizam dez mil VEs. O uso dos VEs como armazenamento distribuído se mostrou adequado para garantir que a potência gerada pelas fontes renováveis atenda a demanda, suavizando a curva de carga do sistema. Waraich et al. [39] apresentam uma abordagem interativa que integra o modelo de demanda de energia dos VEs e o sistema de potência, para verificar possíveis sobrecargas na rede de distribuição, causados pela demanda dos VEs. Para isso, foram utilizadas três estratégias de recarga: recarga não coordenada (que ocorre com tarifa única durante o dia), tarifa TOU e recarga inteligente centralizada (adequa a recarga de acordo com o comportamento do usuário). Os resultados mostram que a tarifa TOU pode causar uma mudança de comportamento dos usuários, que pode causar mais prejuízo à rede do que benefícios, comparado ao da recarga não coordenada. Em cenários de alta penetração de VEs, os usuários deixam para carregar os veículos no horário de menor tarifa de energia elétrica, podendo criar um pico de demanda. Por fim, o estudo demonstra que os problemas podem ser superados quando é utilizada uma recarga inteligente.

Destaca-se que a maioria dos estudos relacionados com o impacto dos VEs na rede elétrica possuem como foco a coordenação da recarga da bateria, comparando os resultados com a recarga não coordenada. Ou seja, em linhas gerais, os estudos utilizam algum método de otimização e constroem diferentes cenários de penetração com diferentes formas de controle da recarga dos VEs.

Contudo, poucos estudos possuem como objetivo analisar o impacto de diferentes formas de tarifação do sistema elétrico diante da penetração de VEs na rede elétrica. Verifica-se também, devido à limitação de obtenção de dados, uma quantidade menor de estudos que trabalham com informações de uma rede real de energia elétrica ou que usam dados reais do consumo de energia elétrica local, coletados por uma Infraestrutura de Medição Avançada (IMA)⁶. Assim,

-

⁶ De certa forma, a escassez de trabalhos que utilizam dados reais de consumo de uma rede elétrica é justificável, visto que tais dados, em sua maioria, são sigilosos e de domínio da distribuidora local. Desta forma, trabalhos que

o uso de redes teste ou de informações fictícias do consumo de energia elétrica na região podem causar uma interpretação errônea sobre o comportamento da rede estudada. A Tabela 1 apresenta uma categorização de alguns dos trabalhos citados neste documento. Os trabalhos são divididos naqueles que estudam rede real, realizam otimização apenas da recarga, utilizam V2G, utilizam tarifação diferenciada, utilizam dados de medição coletados a partir de IMA e, por fim, se avaliam impactos causados pela inserção do VE no sistema de distribuição.

Tabela 1 – Categorização dos trabalhos citados

Número da referência	Análise Rede Real	Otimização apenas da recarga	Utilização de V2G	Tarifação dinâmica	Medição IMA	Impactos no sistema de distribuição
[37], [38], [40], [41]	х	х				х
[39]			Х	Х		
[27]			Х			X
[42]		Х			Х	
[43], [44]			Х			X
[45]			Х			
[46]	Х		Х	Х		х
[47], [48]		Х		Х		
[49]	Х	Х		Х		Х

Fonte: Elaboração Própria

Estas análises, em especial o impacto das diferentes formas de tarifação de energia elétrica na recarga dos VEs, torna-se particularmente interessante para o Brasil, tendo em vista as alterações no mercado de energia elétrica em estudo no país, como a alteração dos limites para acesso ao mercado livre de energia elétrica [50] e a tarifa branca [51], disponível desde janeiro de 2018 para os consumidores do grupo B, com consumo mensal superior a 500kWh/mês⁷.

1.1 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo analisar os impactos que a recarga de VEs pode causar em uma rede elétrica de distribuição, considerando diferentes níveis de penetração de VEs,

possuem tais dados geralmente fazem parte de um programa de pesquisa e possuem parcerias com as empresas de distribuição.

⁷ Em 2019, deverão ser atendidas unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo.

diferentes formas de tarifação de energia elétrica, e diferentes métodos de controle da recarga dos veículos. Os impactos analisados são: nível de carregamento dos transformadores, fator de carga dos transformadores e nível de tensão da rede. As seguintes formas de recarga são consideradas no estudo:

- Recarga não-coordenada, com tarifa constante (flat), sem a possiblidade de operação V2G⁸;
- Recarga e descarga coordenadas com base na tarifa *TOU*;
- Recarga e descarga coordenadas com base na tarifa RTP Horária;
- Recarga e descarga coordenadas com base na tarifa RTP Instantânea.

A tarifa *TOU* é baseada no sistema de tarifação por posto tarifário brasileiro (tarifa branca), em vigor desde janeiro de 2018, e a tarifa *RTP* reflete o nível de carregamento do transformador. Em outras palavras, a variação da tarifa *RTP* ao longo do dia segue a mesma variação da curva de carga de cada transformador que o consumidor está conectado. Esta estrutura busca vincular o aumento ou redução da tarifa de energia elétrica, com o aumento ou redução do consumo de energia local. Assim, cria-se um estímulo econômico para o proprietário do veículo realizar a recarga no período de menor demanda do sistema, com o intuito de atenuar os impactos na rede elétrica de distribuição.

Os processos de recarga e descarga coordenadas consideram a operação V2G. A otimização da recarga e descarga do VE é feita a partir da Programação Linear, e o método utilizado para coordenação da otimização é o método centralizado, ou seja, é assumido que há um agregador em cada transformador gerenciando a recarga dos VEs conectados.

As simulações são realizadas no âmbito do Simulink/Matlab num período de 24 horas com intervalos de 1 em 1 minuto, e utilizam dados reais da região de Armação de Búzios-RJ, tais como: potência dos transformadores, impedância dos cabos, medição de consumo dos consumidores, número de consumidores por transformador, com base nos resultados do projeto Cidade Inteligente Búzios, que teve início em 2011⁹. Além disso também são utilizados dados estatísticos da região, tais como: número de veículos por consumidor e percentual de ligações

⁸ Este método também é conhecido na literatura como "recarga burra" (dumb recharge).

⁹ O projeto Cidade Inteligente Búzios visa a demonstrar a aplicabilidade dos principais conceitos e tecnologias de redes inteligentes em um cenário urbano, tais como medidores inteligentes, automação de rede, integração de energias renováveis, mobilidade elétrica e iluminação pública eficiente [52]. O projeto atende a 10 mil consumidores divididos em 4 alimentadores da subestação local e abrange 72 km de rede de distribuição.

monofásicas, bifásicas e trifásicas. Desta forma, busca-se construir uma rede de distribuição, dentro das limitações impostas pela restrição de dados da região, com características mais próximas do real. Acredita-se que ao trabalhar com esses dados, pode-se obter uma análise considerando as particularidades do país.

Neste sentido, este trabalho contribui para a literatura através da simulação de uma rede real com V2G, utilizando dados reais do consumo local, através da comparação entre a recarga não coordenada e as recargas coordenadas utilizando diferentes tipos de tarifação. Conforme apresentado ao longo desta seção, estas análises foram realizadas por diferentes estudos, todavia de forma individualizada. Poucos estudos estão disponíveis na literatura atual considerando estas opções de forma conjunta e utilizando dados reais de consumo local. Os resultados deste estudo permitem elaborar algumas propostas de políticas públicas para o setor de transportes, a fim de estimular o investimento na área de mobilidade elétrica no Brasil.

Cumpre enfatizar que uma importante limitação deste estudo diz respeito ao método utilizado para obtenção de dados da região de Búzios a partir de análises estatísticas. Em sua maioria, essas informações são obtidas a partir de escolhas aleatórias dentro de um espaço amostral. Assim, uma determinada escolha pode criar um viés para o resultado do estudo. Idealmente, dever-se-ia trabalhar com o resultado probabilístico de sucessivas simulações de escolhas aleatórias, como em um processo de Monte Carlo.

1.2 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é desenvolvido em cinco capítulos. O presente capítulo faz uma introdução sobre os temas necessários para o desenvolvimento do estudo, abordando o VE e os possíveis impactos causados pela sua recarga, os métodos de controle e tipos de tarifação. Também são apresentados alguns estudos que seguem a mesma linha de pesquisa, a fim de validar a proposta deste trabalho, além de apresentar o objetivo deste estudo. O capítulo dois traz uma abordagem mais aprofundada sobre o VE e a rede elétrica, voltada para o âmbito nacional. São apresentados os tipos e modos de recarga do VE, os métodos de controle, a estrutura tarifária brasileira, assim como outras estruturas tarifárias utilizadas no trabalho. O capítulo três traz, de forma detalhada, a metodologia da modelagem da rede, dos consumidores e dos VEs, além de discutir como é

¹⁰ Parte dos dados foram coletados através de uma IMA, com intervalo de medição de 15 em 15 minutos.

feita a otimização da carga e descarga dos veículos. O capítulo quatro discorre sobre os resultados do estudo de caso de uma rede real de distribuição, através de diferentes cenários de penetração de VEs e tarifação. A conclusão do trabalho é apresentada no capítulo cinco.

2 Veículo Elétrico e a Rede Elétrica

A Figura 2 ilustra um diagrama dos principais elementos dos VEs: motor elétrico, unidade de controle, conversor DC/DC, sistema de controle térmico, carregador e baterias. O motor elétrico, diferentemente do Motor a Combustão Interna (MCI), possui alta eficiência e torque elevado, mesmo em baixas rotações. Dessa forma, não há necessidade de sistemas de embreagens para realizar o acoplamento do motor com o sistema de transmissão. Os motores geralmente utilizados em VEs são: motor de corrente contínua, motor de indução, motor de imã permanente e motor de relutância variável.

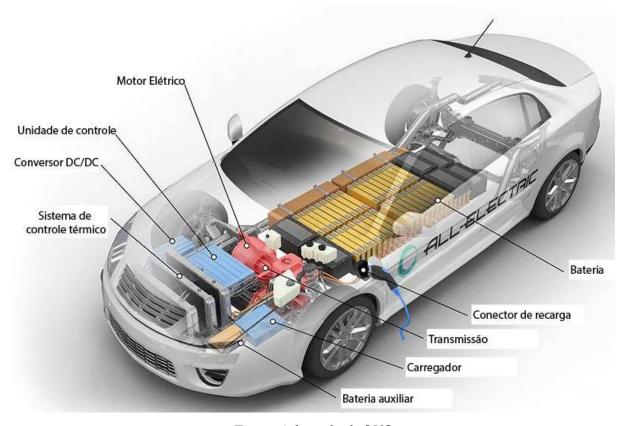


Figura 2. Diagrama dos principais elementos de um VE

Fonte: Adaptado de [53]

A unidade de controle do VE deve ser projetada para tornar o sistema robusto e adaptável, melhorando em desempenhos dinâmicos e estáveis [54]. Além de controlar o desempenho do veículo, através do controle do fluxo de corrente entre o motor e a bateria, a unidade de controle gerencia e monitora o processo de descarga das baterias.

O conversor DC/DC tem a função de ajustar o nível de tensão da bateria com o nível de tensão de operação do motor elétrico. Isso é feito através do ajuste do ciclo de trabalho, que além da

tensão de saída pode controlar também a corrente de entrada, a corrente de saída ou manter a potência constante. Os conversores DC/DC podem ser projetados para serem bidirecionais, permitindo o uso de frenagem regenerativa no VE [55].

O sistema de controle térmico do VE tem como finalidade minimizar as perdas térmicas e por corrente parasita da bateria, além de proteger os dispositivos eletrônicos das altas temperaturas. Estes dispositivos podem ter o tempo de vida útil reduzidos se operarem em temperaturas acima do limite projetado.

Os carregadores de bateria de VE podem ser classificados em *on-board*, em que o carregador fica dentro do veículo, e *off-board*, em que o carregador fica em um local fixo. Também podem ser classificados quanto ao fluxo de potência, unidirecional ou bidirecional. A recarga unidirecional é mais simples, devido à limitação de *hardware* e interconexões mais simples. Contudo, essa forma de recarga contribui para a degradação da bateria [56]. Já o sistema de recarga bidirecional também permite que a bateria forneça energia à rede, além de fazer a estabilização com a conversão de energia [57].

Por fim, as baterias constituem a única fonte de energia a bordo dos VEs, e representam uma das principais barreiras para a disseminação em larga escala dos VEs, devido ao elevado custo e a baixa densidade energética¹¹ do equipamento. As principais tecnologias de baterias recarregáveis resumem-se às baterias de chumbo-ácidas (*Pb*), níquel cádmio (*Ni-Cd*), hidreto metálico de níquel (*Ni-Mh*) e íon de lítio (*Li-ion*). A Figura 3 apresenta uma evolução do custo de produção e da densidade de energia das baterias para VEs e híbridos *plug-in*. Com o passar dos anos o custo das baterias tem-se reduzido com o avanço tecnológico, da mesma forma que a densidade de energia tem aumentado. Com a redução do preço das baterias, o preço dos VEs tende a diminuir, possibilitando uma penetração maior no mercado.

_

¹¹ As principais baterias disponíveis na atualidade possuem densidade energética na ordem de 300Wh/l, enquanto a gasolina possui densidade na faixa de 10.000Wh/l [58].

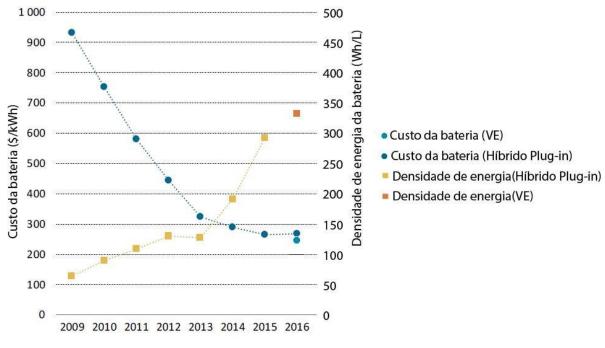


Figura 3. Evolução da densidade e custo de energia da bateria

Fonte: Adaptado de [13]

2.1 Mercados Mundial e Brasileiro de VE

Apesar de as vendas globais dos VEs, em 2016, terem atingido a marca de 750 mil veículos [59], [60], a adesão dos consumidores de VEs e híbridos *plug-in* tem sido geralmente limitada a 5% dos principais mercados automotivos, com exceção de algumas regiões, como, por exemplo, a Noruega [13], [60], [61]. A China ficou em primeiro lugar nas vendas de VEs em 2016, com 336 mil novos registros. Os Estados Unidos ficaram em segundo, com menos da metade das vendas da China, 160 mil VEs. Na Europa as vendas somam 215 mil novos VEs, concentrado em apenas seis países: Noruega, Reino Unido, França, Alemanha, Holanda e Suécia. Em termos percentuais, a Noruega foi líder na participação de VEs nas vendas de veículos leves, com 29%, em 2016, enquanto a participação de VEs nas vendas de veículos no mercado Chinês foi de, aproximadamente, 1,5%, conforme indicado na Figura 4 [13].

A alta participação dos VEs e híbridos *plug-in* no mercado norueguês reflete os incentivos fiscais oferecidos nesta região, com subsídios governamentais e redução de impostos. Na Noruega, o incentivo fiscal é de cerca de 11.500 euros para os VEs, equivalente a cerca de 55% do preço base do veículo [61].

2016 Vendas VE (%) Vendas 2016 Híbrido(%) Plug-in 350 35% Novos registros de carros elétricos 300 30% ■ 2010 250 2011 200 20% 2012 150 2013 100 ■ 2014 Participa 50 0 ■ 2015 China França Japão Suécia Outros Alemanha **Estados Unidos** Noruega Reino Unido Holanda **2016** Participação 2016 no mercado

Figura 4. Venda de VEs, participação no mercado

Fonte: Adaptado de [13]

A Tabela 2 mostra um resumo dos mecanismos de apoio político adotados, em 2015, em diferentes países para estimular a entrada de VEs nos mercados. Os instrumentos regulatórios, como padrões de economia de combustível e incentivos para a aquisição de VEs, são basicamente decididos pelo governo federal, enquanto que os incentivos de circulação e isenções para restrições de acesso são tipicamente adotados no âmbito local.

No Brasil, em 2016, de acordo com [62], foram licenciados 1.091 VEs, equivalente a 0,1% das vendas de veículos leves. Até agosto de 2017, os licenciamentos acumulados somam 2.079 VEs, equivalente a 0,2% das vendas de veículos leves. Destaca-se que a baixa participação dos VEs no mercado nacional, em comparação com os principais mercados mundiais, se deve à ausência de políticas públicas especificas de incentivo à venda de VEs no país. De fato, nas últimas décadas, o foco das políticas públicas do setor de transportes nacional esteve relacionado com o uso de biocombustíveis como recurso energético alternativo aos combustíveis fósseis. Diferentes subsídios financeiros concedidos pelo Estado ao setor sucroalcooleiro no final do século XIX, por meio do Programa Nacional do Álcool [63], permitiram consolidar o pais como um dos principais mercados de biocombustíveis no setor de transportes mundial. Mais recentemente, a fim de atender os acordos da Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP 21), realizado em Paris, em 2015, o Brasil assumiu compromissos para reduzir a emissão de gases do efeito estufa e se comprometeu em aumentar a participação dos combustíveis renováveis (incluindo o biodiesel e etanol) na matriz energética do país para 18% [64]. Contudo, não há políticas específicas para os VEs no Brasil previstas nos termos do Acordo de Paris, assinado na COP 21 [64]. Assim, um dos principais entraves à introdução do VE no Brasil é a concorrência com o programa de biocombustíveis, sobretudo o etanol, e com o petróleo recentemente descoberto no chamado pré-sal [65].

Tabela 2 – Resumo dos mecanismos de apoio político adotados para a aceitação de VE em 2015

	Incentivos para aquisição de VEs		Incentivos de uso e circulação de VEs			Isenção de restrições de Acesso		Padrões de emissões de escape					
	Reembolso no registro/compra	Isenção de impostos sobre venda (exceto IVA ¹²)	Isenção de IVA	Créditos fiscais	Isenções fiscais de circulação	Isenção de taxas (pedágios, estacionamentos, travessias de balsas)	Redução/isenção no fornecimento de eletricidade	Créditos fiscais (carros de empresas)	Acesso a faixas exclusivas de ônibus	Acesso à pista de veículos de alta ocupação	Acesso a zonas de tráfego restrito *	Economia de combustível padrões/regulamentação inclusão de elementos	Normas de emissão de poluentes de veículos rodoviários
Canadá													
China													
Dinamarca													
França													
Alemanha													
Índia													
Itália													
Japão													
Holanda													
Noruega													
Portugal													
Coeria do Sul													
Espanha													
Suécia													
Reino Unido													
Estados Unidos													

_

¹² Imposto sobre Valor Agregado. Trata-se de um único imposto que incide sobre a despesa ou consumo, utilizado em diversas regiões do mundo. No Brasil, o IVA é dividido em IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados), ICMS (Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), ISS (Imposto sobre Serviços), PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social).

Sem política
Política direcionada**
Política generalizada***
Política nacional
Padrão geral de economia de combustível, favorecendo indiretamente a implantação de VE
Padrão de emissões de poluentes em vigor em 2015

*	Como zonas ambientais/de baixa emissão.								
**	Política implementada em certas áreas geográficas (por exemplo, estados/regiões/municípios específicos), afetando menos de 50% dos habitantes do país.								
***	Política implementada em certas áreas geográficas (por exemplo, estados/regiões/municípios específicos), afetando mais de 50% dos habitantes do país.								

Fonte: Adaptado de [60]

De fato, além da ausência de políticas públicas, os VEs enfrentam outra importante barreira para o crescimento no mercado automotivo brasileiro: a ausência de categorização específica nas legislações tributárias do país. Atualmente, os VEs são incluídos na categoria "Outros" na tabela de incidência de Imposto federal sobre Produtos Industrializados (IPI), possuindo uma alíquota de 25%, enquanto os veículos flexíveis, por exemplo, possuem alíquota de 7,5% [66]. O governo estuda criar uma categoria especifica para os VEs para tributação do IPI, o que permitiria reduzir a alíquota do imposto¹³ e elevaria a competitividade dos VEs no mercado nacional [67]–[69].

Este mesmo problema ocorria com o imposto federal de importação, que, recentemente, foi alterado, permitindo a redução de 35% para 0% do imposto sobre importação de VEs e veículos a hidrogênio no país [70]. Esta alteração permitiu a redução no preço dos VEs no país. O modelo BMW i3, por exemplo, passou de 221.950 reais para 169.950 reais, no mercado nacional [71]. A título de comparação, nos Estados Unidos o preço do BMW i3 varia de 24.000 a 26.000 dólares [72], e existe um crédito na compra de VEs oferecido pelo governo que, dependendo do tamanho do VE, pode variar de 2.500 a 7.500 dólares [73]. No Reino Unido também é oferecido um crédito pelo governo na compra de VEs e híbridos *plug-in*, que varia de 2.500 a 4.500 libras, dependendo do tamanho do veículo [74]. O modelo BMW i3 custa 27.830 libras no Reino Unido, incluindo o crédito oferecido pelo governo [75]. Ou seja, a alteração da

¹³ Como, por exemplo, o Projeto de Lei do Senado nº 174/2014, que, se aprovado, isentará o IPI por 10 anos dos VEs e híbridos *plug-in* no país.

tributação dos VEs no país é um processo necessário, porém não é um estímulo suficiente para fomentar o crescimento dos VEs no mercado brasileiro.

Com relação ao imposto estadual sobre a propriedade de veículos automotores (IPVA), os proprietários de VEs são isentos em 7 estados brasileiros e a alíquota é diferenciada em 3 estados [76]. Em São Paulo, por exemplo, a alíquota para VEs é de 3,0% do valor venal, enquanto no Rio de Janeiro é de 1,5% para veículos híbridos, e de 0,5% para VEs [77]. Como forma de estimular as vendas de VEs no município de São Paulo, os proprietários dos VEs emplacados no município terão a devolução de 50% do valor pago do IPVA¹⁴, restrita aos cinco primeiros anos de tributação do veículo, a partir do preenchimento de requerimento específico. Tal fato se deve à Lei 15.997/2014, que estabelece a política municipal de incentivo ao uso de VEs. Além da devolução de 50% do IPVA, a lei prevê a isenção do rodízio municipal [78].

Em termos de infraestrutura de recarga no país, alguns postos privados foram instalados [79], [80], porém não há tarifação pela energia elétrica consumida pelos VEs (ou seja, a energia elétrica é disponibilizada gratuitamente para os VEs). Tal fato ocorre devido ao modelo de precificação de energia elétrica no Brasil. Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 414, apenas as concessionárias distribuidoras de energia elétrica podem comercializar energia e, se constatado o fornecimento de energia elétrica a terceiros por aquele que não possua outorga federal para distribuição de energia elétrica, a distribuidora deve interromper, de forma imediata, a interligação correspondente, ou, havendo impossibilidade técnica, suspender o fornecimento da unidade consumidora da qual provenha a interligação [81]. Este quadro demonstra outra importante barreira para a implementação dos veículos elétricos no Brasil.

A ANEEL abriu uma consulta pública¹⁵ para discutir a possível reestruturação do modelo de mercado da infraestrutura de recarga de veículos elétricos no país. A proposta de regulamentação para a infraestrutura de postos de recarga prevê a exploração por distribuidoras e também por terceiros. A proposta inclui que o usuário deverá informar à concessionária de energia de sua região caso queira instalar uma estação de recarga [82]. Há também em tramitação no governo federal o projeto de lei nº 3895/2012, que, se aprovado, criará a atividade de revenda varejista de eletricidade para abastecimento de VEs ou híbrido *plug-in*, que poderá

¹⁴ Apesar de ser um imposto estadual, a prefeitura de SP fica com a metade do valor do imposto pago por veículos emplacados no município, sendo este o percentual devolvido aos proprietários dos VEs.

¹⁵ A discussão acerta do tema da Audiência Pública 002/2016 teve continuidade na Audiência Pública 029/2017

ser exercida por concessionária ou permissionária do serviço público de distribuição de energia elétrica ou por revendedor varejista de eletricidade registrado na ANEEL. O revendedor varejista poderá produzir, total ou parcialmente, a energia elétrica que comercialize [83]. Outro projeto de lei em andamento é o nº 4751/2012, que institui as concessionárias de serviços de distribuição de energia elétrica a instalarem pontos de recarga de baterias de VEs junto às vagas de estacionamentos públicas que venham a ser disponibilizadas para este fim pelas autoridades locais [84].

2.2 Impacto dos VEs na Rede de Distribuição

Em linhas gerais, a recarga do veículo elétrico pode ser definida em três níveis, em que o nível está diretamente relacionado à classe de tensão e, consequentemente, ao tempo de recarga. A recarga de nível 1 é feita de forma lenta e pode ser realizada em uma tomada de 127 V. A recarga de nível 2 é tipicamente descrita como o método adequado tanto para instalações públicas quanto privadas, além de necessitar de conectores de 220 V e corrente alternada. A recarga de nível 3 é do tipo rápida e feita em corrente contínua voltada para empreendimentos públicos e comerciais [85]. A Tabela 3 mostra uma comparação entre os diferentes níveis de recarga de VE.

De acordo com [85], também podem ser definidos 4 modos de carregamento dos VEs, em que o modo indica como será feita a conexão do VE ao sistema de recarga e, implicitamente, está ligado a segurança da recarga. O Modo 1 é o sistema de carregamento que é feito a partir da ligação do VE à rede de alimentação através de tomadas típicas de até 16A. O Modo 2 é o sistema de carregamento em que o relé e o sistema eletrônico estão em uma caixa de controle, que está instalada em uma das extremidades do cabo de ligação, e de onde saem uma ligação e tomada padrão (doméstica ou industrial) para a ligação à rede elétrica. O Modo 3 é o sistema que visa aumentar a segurança do processo de carregamento do VE e reduzir o risco de eventuais erros de manipulação por seres humanos e de defeito de isolamento elétrico do VE, cabo de ligação ou tomada de fornecimento. O Modo 4 é definido como a ligação indireta do VE à rede de alimentação utilizando um carregador externo no qual o condutor vai até o equipamento e conecta-se de uma forma permanente à rede de distribuição.

Tabela 3 – Características dos níveis de recarga

Características	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Tensão	127 V	220 - 240V	Até 500V
Corrente	CA	CA	CC
Potência típica	1,4kW	3,6 ou 7,2kW	50kW
Potência máxima	1,9kW	19,2kW	50kW
Tempo de recarga	12h ¹⁶	2,5 – 8h	30min ¹⁷

Fonte: [85]

A recarga do VE na rede elétrica de distribuição, traz uma série de preocupações sobre os efeitos negativos que podem ser causados. Tais efeitos incluem sobrecarga de equipamentos, harmônicos, queda de tensão, desequilíbrio de fases, aumento do pico de demanda [86]. A Figura 5 ilustra estes impactos em um diagrama unifilar. Cabe ressaltar que os pontos de queda de tensão, harmônicos e desequilíbrio podem ocorrer em toda extensão da rede para todos os consumidores, e não apenas nos locais indicados, que foram escolhidos apenas como forma de simplificação do diagrama.

Residencial Comercial Residencial Comercial Sobrecarga Industrial de demanda Residencial Comercial

Figura 5. Diagrama dos impactos causados pela recarga do VE

Fonte: Adaptado de [87]

Queda de tensão

¹⁶ Baseado em carga completa de uma bateria de 16kWh.

¹⁷ Baseado em 80% de carga de uma bateria de 16kWh, tecnologia atual não permite total carregamento.

No sistema de distribuição, a sobrecarga de equipamentos, a alteração da curva de carga e as quedas de tensão são dados como os impactos mais relevantes relacionados com a recarga dos VEs [13].

A sobrecarga no transformador de distribuição causada pela recarga do VE é amplamente estudada [15], [88], [89]. Godina *et al.* [42], por exemplo, realizam um estudo que mostra um esquema de recarga de VE que atende à demanda de recarga e evita a sobrecarga no transformador de distribuição em uma fábrica em Portugal. Os trabalhadores locais podem carregar os VEs em três horários diferentes ao longo do dia, enquanto trabalham. O transformador possui uma capacidade de 250 kVA e relação de transformação de 10kV/0,4kV, o fator de potência adotado é de 0,95 pu e as medições são feitas em um intervalo de 36 horas em fevereiro de 2014. A Figura 6 apresenta, na recarga lenta do VE, a comparação das curvas de demanda sem nenhum VE, sem a coordenação da recarga e com a coordenação da recarga para 60% de penetração de VE. Nota-se que é possível atender a demanda dos VEs sem exceder o limite do transformador e ainda manter-se no intervalo de tempo em que o usuário ainda está na fábrica.

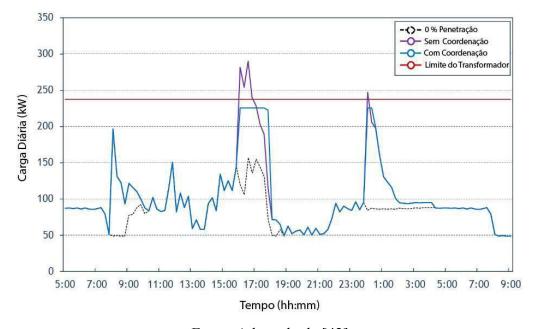


Figura 6. Comparação, em recarga lenta, entre os casos com e sem coordenação com 60% de penetração

Fonte: Adaptado de [42]

Vários estudos vêm sendo realizados a fim de investigar o impacto que o VE causa ao perfil da curva de carga da rede [90]–[93]. Uma curva de carga com muitas variações ao longo do dia possui um fator de carga baixo, indicando um baixo aproveitamento do componente, seja um

transformador de distribuição ou a própria subestação. Dessa forma, a recarga sem controle pode acabar elevando o pico do perfil de carga, uma vez que os proprietários tendem a recarregar os VEs no momento em que chegam em casa. Por outro lado, o uso da recarga coordenada do VE na rede de distribuição surge como uma opção para oferecer um suporte na ação de melhorar o perfil de carga, através do preenchimento de vales, como apresentado por Jian et al. [40], que propõem uma nova estratégia de preenchimento de vale, utilizando a coordenação de recarga de VEs de forma centralizada. O cenário do estudo é na China e estimase que a frota de VEs atinja um milhão em 2035. Para atingir o objetivo do trabalho, são definidos dois índices, um para selecionar o intervalo de tempo que a rede possui potência excedente para recarregar o VE e outro para determinar a prioridade de recarga de cada VE em cada intervalo de tempo. Os resultados das simulações mostram que a recarga coordenada, utilizando a estratégia proposta, supera significativamente a recarga não coordenada no quesito de preenchimento de vales, conforme indicado pela Figura 7. A curva azul indica a curva de carga convencional, a curva vermelha mostra o perfil de carga com a recarga não coordenada e, por fim, a curva verde apresenta o perfil de carga utilizando a proposta do artigo, indicando um preenchimento dos vales da curva de carga convencional.

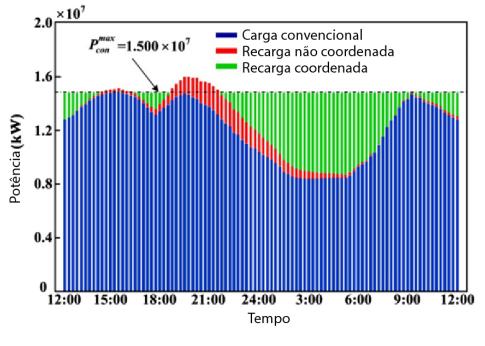


Figura 7. Comparação das recargas coordenada e não coordenada

Fonte: Adaptado de [40]

Por fim, a recarga dos VEs pode causar queda de tensão na rede [94]–[96], consequentemente a recarga de uma frota suficientemente grande pode violar os limites de tensão regulamentados.

Li Hui *et al.* [41] analisam aspectos de um alimentador residencial de 10 kV e três cenários de recarga são avaliados. Um método de recarga inteligente é proposto, capaz de melhorar o perfil de recarga e a qualidade do perfil de tensão. Ademais, dois cenários de penetração de híbrido *plug-in* são levados em consideração. A Figura 8 mostra o perfil de tensão ao longo da rede com 100% de penetração.

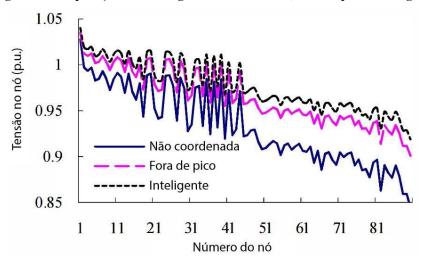


Figura 8. Comparação das recargas não coordenada, fora de pico e inteligente

Fonte: Adaptado de [41]

A Tabela 4 mostra os resultados estatísticos do desvio da tensão no final do alimentador. Notase que com a recarga inteligente é capaz de melhorar o perfil de tensão em altas penetrações.

Tabela 4 – Estatísticas da tensão ao final do alimentador

Penetração de híbrido <i>plug-in</i> [%]	Método de recarga	Limite excedido [%]	Tensão mínima [pu]
50	Recarga não coordenada	18,89	0,894
	Recarga fora do horário de pico	0	0,945
	Recarga inteligente	0	0,948
100	Recarga não coordenada	56,67	0,844
	Recarga fora do horário de pico	4,89	0,901
	Recarga inteligente	3,33	0,919

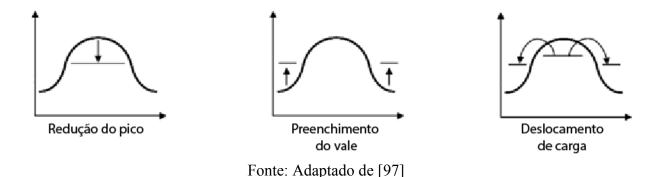
Fonte: Adaptado de [41]

Contudo, os efeitos negativos causados à rede pela recarga do VE podem ser amenizados caso o VE seja capaz de injetar energia na rede. Para isso, é necessário desenvolver uma *smart grid* capaz de operar em modo V2G.

De fato, para a rede elétrica, o VE é visto como um elemento de armazenamento de energia, na qual, em teoria, pode absorver energia quando a demanda do sistema estiver baixa, assim como pode fornecer energia quando a demanda estiver elevada. Contudo, este comportamento dependerá das formas de incentivo oferecidas ao consumidor, assim como da capacidade da rede elétrica de operar adequadamente com fluxo bidirecional.

A utilização adequada do armazenamento de energia na rede elétrica pode trazer vários benefícios, tais como: redução de pico de demanda, preenchimento de vales e aumento do fator de carga, como apresentado na Figura 9. Outros benefícios incluem a regulação de frequência, redução de corrente nas linhas e redução das perdas.

Figura 9. Benefícios do uso de armazenamento de energia



Dessa forma, é preciso definir condições necessárias para que o VE seja introduzido na rede elétrica com o intuito de fornecer benefícios para o sistema, evitando impactos negativos com a recarga não coordenada. Estas condições estão associadas, fundamentalmente, ao sistema de controle de carga e descarga do veículo, e ao sistema de tarifação de energia elétrica.

2.3 Vehicle-to-Grid (V2G)

O V2G é um conceito que envolve a descarga da energia armazenada nas baterias dos VEs na rede elétrica. Um VE com capacidade de usar o V2G é capaz de controlar a recarga da bateria quando a tarifa de energia elétrica estiver baixa e fornecer energia elétrica para a rede elétrica quando a tarifa estiver mais cara. Ou seja, a carga e descarga é feita de forma a ser economicamente mais atrativo ao usuário. A ideia por trás desse conceito é usar os VEs

estacionados como reserva de energia para a rede elétrica. Com isso, a rede utiliza essa reserva para amenizar flutuações da geração e responder a interrupções inesperadas. De acordo com [98], com a tecnologia adequada, os VEs são capazes de fornecer serviço de reserva de energia a baixo custo, remunerando os proprietários dos veículos por este serviço. A Figura 10 apresenta um diagrama do funcionamento do V2G.

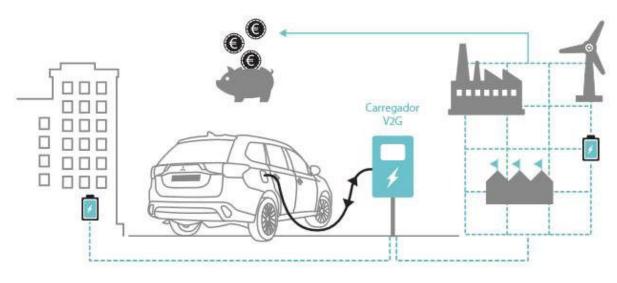


Figura 10. Diagrama do funcionamento do V2G

Fonte: Adaptado de [99]

A Figura 11 apresenta um diagrama simplificado de uma rede de distribuição com diferentes tipos de recargas dos VEs. A parte (1) da figura mostra a recarga não coordenada, nela o fluxo de potência é unidirecional e não existe comunicação com o consumidor. A parte (2) apresenta a recarga coordenada, o fluxo de potência continua unidirecional, porém existe a comunicação do VE com o consumidor para coordenar o esquema de recarga. Por fim a parte (3) apresenta o VE operando como V2G, o fluxo de potência é bidirecional e a energia pode ser enviada ou absorvida pela rede, para isso, é necessária uma comunicação bidirecional.

(1) Rec. não Coordenada

(2) Rec. Coordenada

Figura 11. Rede de distribuição com diferentes tipos de recargas

Fonte: Adaptado de [100]

Fluxo de potência

Comunicação

(3) V2G

Estudos na área do V2G são discutidos na literatura [43]–[45], como exemplo, Guo e Bashash [46] investigam os impactos em que a carga e descarga de uma larga frota de híbridos *plug-in* causariam a rede elétrica da Califórnia em 2025. É utilizado uma tarifação dinâmica para otimizar o custo de recarga dos veículos. Os resultados indicam que a rede é capaz de suportar até dois milhões de híbridos *plug-in* sem a necessidade de aumentar a capacidade de geração da rede, conforme indica a Figura 12. Além da demanda do vale ter sido preenchida o pico ainda foi atenuado.

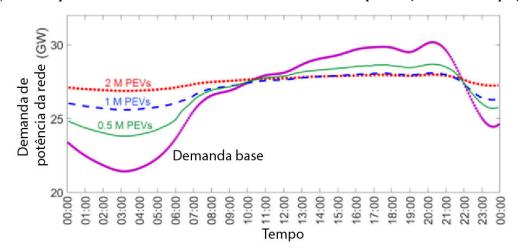


Figura 12. Equilíbrio de demanda da rede com diferentes níveis de penetração de híbridos plug-in

Fonte: Adaptado de [46]

Contudo, para que o VE possa operar no modo V2G, é necessário desenvolver uma *smart grid* capaz de operar com fluxo de potência bidirecional, além de possuir equipamentos de comunicação bidirecional e técnicas de medição em tempo real [101]. A *smart grid* deve ser composta por medidores inteligentes e um sistema de comunicação, capaz de integrar as infraestruturas, de comunicação e elétrica, através de processos de automação avançados e tecnologias da informação. A Figura 13 exibe o modelo conceitual das redes inteligentes, onde há comunicação bidirecional entre praticamente todos os agentes do setor.

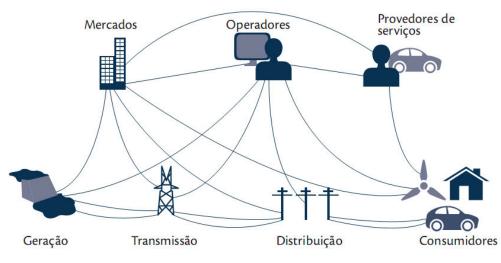


Figura 13. Modelo conceitual de smart grid

Fonte: [102]

A implementação de uma rede inteligente requer expressivo investimento inicial, para aquisição e troca dos equipamentos analógicos existentes na rede elétrica. Ações federais têm estimulado o desenvolvimento de redes inteligentes que, em sua maioria, são focados no desenvolvimento de infraestrutura e de serviços de medição inteligente [102]. Em 2010 havia cerca de 90 projetos pilotos de redes elétricas inteligentes no mundo e, em 2011 foram catalogados 219 projetos relacionados a redes inteligentes na Europa. São listados na Tabela 5 os principais investimentos governamentais e privados no mundo em 2010 e as estimativas para os próximos anos.

O Brasil conta com 14 projetos na linha de pesquisa com redes inteligentes, através da parceria de 79 empresas e universidades [102]. Dentre estes projetos, além da Cidade Inteligente Búzios, pode ser citado o projeto Cidade do Futuro, desenvolvido pela distribuidora CEMIG, em vários bairros e cidades de Minas Gerais. O projeto conta com 8.000 consumidores, distribuídos em 8 alimentadores de 2 subestações através de 2.328,49 km de rede de distribuição [103]. Outro projeto brasileiro de *smart grid* é o Smart Grid Light, na área metropolitana do Rio de Janeiro.

O projeto conta 100 subestações e 2200 alimentadores, atendendo 400 mil clientes [104]. Existem outros projetos brasileiros de *smart grid* que também contam com medição inteligente, diferentes tecnologias de comunicação, geração distribuída (solar e eólica), VEs e Gerenciamento pelo lado da Demanda [105].

Tabela 5 – Principais Investimentos Federais em Redes Inteligentes

País	Investimentos	Estimativas de investimentos governamentais e				
rais	Governamentais (em 2010)	privados (próximos anos)				
Austrália	US\$ 360 milhões	US\$ 240 bilhões (até 2030)				
China	US\$ 7,3 bilhões	US\$ 100 bilhões (2011 - 2016)				
Coréia do Sul	US\$ 824 milhões	US\$ 24 a 30 bilhões (até 2030)				
EUA	US\$ 7,09 bilhões	US\$ 1,5 trilhões (até 2030)				
Índia	Não disponível	US\$ 26,2 bilhões (2010 - 2015)				
Japão	US\$ 849 milhões	US\$ 1,7 trilhões (até 2030)				
União Europeia	US\$ 1,76 bilhões	US\$ 1,88 trilhões (até 2030)				

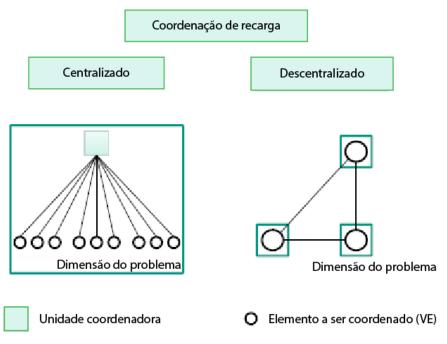
Fonte: [102]

2.4 Mecanismos de Controle da recarga dos VEs

Tendo em vista que a capacidade de um único VE em fornecer ou absorver energia da rede é baixa, foi concebido o conceito de agregador, no qual um grande número de VEs podem ser agrupados por uma única entidade. Esta entidade exerce influência econômica no mercado de energia e pode utilizar uma frota de VEs para beneficiar a rede em termos de V2G e outros serviços auxiliares. Sendo assim, diferentes estratégias de controle da carga e descarga do VE são utilizadas a fim de atender a demanda do proprietário do veículo, assim como auxiliar a rede elétrica.

O sistema de controle de carga e descarga do VE pode ser realizado de forma centralizada ou descentralizada. No controle descentralizado, cada VE toma a sua decisão de forma independente, através do controlador de carga local, enquanto que no controle centralizado, a tomada de decisão é realizada por um agregador [106]. A Figura 14 apresenta um diagrama dos sistemas de controle centralizado e descentralizado.

Figura 14. Diagrama do controle centralizado e descentralizado



Fonte: Adaptado de [106]

A Figura 14 apresenta três componentes, a dimensão do problema, a unidade coordenadora e elemento a ser coordenado (VE). No sistema descentralizado, a dimensão do problema se restringe a coordenação de um único elemento. Dessa forma, a unidade coordenadora, neste caso, o controlador de carga local, controla apenas a carga e descarga de um único VE. No sistema centralizado, a dimensão do problema é maior, pois exige a coordenação de vários elementos, através de uma única unidade coordenadora, neste caso, o agregador. Por exemplo, um agregador pode coordenar a carga e descarga de um grupo de VEs conectados a um transformador.

No controle descentralizado, o controlador de carga de cada VE recebe apenas o sinal de preço da energia elétrica. O proprietário do veículo determina, então, como será o esquema de recarga de acordo com sua preferência. Porém, como esse sistema não possui um operador para gerenciar as recargas, os usuários podem decidir carregar em um determinado instante (quando a tarifa for baixa, por exemplo), podendo gerar um novo pico de demanda [107]. Por outro lado, em baixos níveis de penetração de VE, esse sistema de controle apresenta soluções robustas e aceitáveis [107].

O controle centralizado, por sua vez, realiza a otimização da carga e descarga dos VEs de forma global, aproveitando melhor a capacidade da rede, pois recebe informações tanto da rede, como estado da rede e tarifa de energia elétrica, quanto dos VEs, como o *SoC* das baterias e padrões

de condução dos VEs. Dessa forma é possível aumentar a penetração de VEs sem violar os limites operativos da rede elétrica. Entretanto, esse sistema requer uma infraestrutura de comunicação bem definida em toda a rede e maior precisão sobre as informações dos VEs [108].

Alguns autores pesquisaram a influência da coordenação da recarga dos VE de forma descentralizada na rede [47], [109], [110]. Como exemplo, Gonzalez Vaya e Andersson [111] propõem estratégias de recarga centralizada e descentralizada a fim de minimizar o custo de geração, obedecendo os parâmetros da rede. No âmbito da recarga descentralizada, os VEs têm uma tarifa como parâmetro e cada VE responde de forma individual a fim de atingir o objetivo. Os resultados mostram que, comparados à recarga não controlada, a recarga controlada reduz a sobrecarga nos transformadores e priorizam os horários com baixa demanda, reduzindo o custo de geração. Ma et al. [112], por sua vez, estabelecem uma estrutura de coordenação de recarga de híbridos plug-in que facilita a compensação entre o custo de geração total e o custo local associado à sobrecarga e degradação da bateria. Uma abordagem descentralizada envolve minimizar o custo de carga de cada veículo levando em consideração os efeitos locais da rede e da bateria. A estratégia de recarga utilizada pelos híbridos *plug-in* atualiza a curva de preço, que, em seguida, é retransmitida aos híbridos *plug-in*. Por fim, Zhang *et al*. [113] propõem uma estratégia de coordenação de recarga descentralizada de VEs baseada no controle estocástico do controlador de carga local. Desta forma, é possível garantir a recarga eficiente, reduzir as variações de carga na rede durante a recarga e preencher os vales de demanda. Comparada com outras estratégias descentralizadas existentes, a estratégia proposta não necessita de conexão com o operador da rede, resultando numa redução de custo na infraestrutura de comunicação.

A coordenação da recarga de forma centralizada também é amplamente estudada [114]–[116], dentre estes estudos, podem ser citados Gonzalez Vaya e Andersson [117], que abordam o problema de um agregador atuando como agente no mercado de energia, que tem como objetivo minimizar o custo de recarga dos veículos enquanto satisfaz a demanda flexível do híbrido *plug-in*. A estratégia de lance utilizada pelo agregador é dada por um problema de dois níveis, que é implementada através de uma Programação Linear Inteira Mista (PLIM). A estratégia proposta é comparada com outras existentes e os resultados mostram que o custo é reduzido de forma significativa. Os resultados também sugerem que o agregador só tem poder de negociação no mercado de energia em penetrações moderadas. Uma estação de recarga centralizada é proposta por Pan e Zhang [118]. É definido um índice para representar a flutuação da demanda entre pico e vale, com base na análise das características do deslocamento de carga dado o cotidiano

urbano. O custo de investimento da estação de recarga, as perdas na rede e o índice anteriormente citado fazem parte da função objetivo que visa minimizar o custo econômico da rede. A fim de validar a proposta, é realizado um estudo de caso no sistema de distribuição IEEE 123 barras. Dentre os resultados pode-se citar a utilidade do índice definido para entender as flutuações que ocorrem na rede causadas pela alta penetração de VEs e estações de recarga.

2.5 Formas de Tarifação de Energia Elétrica

A tarifa de energia elétrica envolve gastos com a geração, transmissão, distribuição e perdas, além dos impostos, tributos e encargos. Dessa forma espera-se que o preço da energia elétrica seja suficiente para arcar com os custos de operação e expansão da rede.

As contratações de energia elétrica no atual modelo do setor elétrico brasileiro se estabelecem no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, a compra de energia é feita através de leilões realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Nesse ambiente, a distribuidora fornece energia elétrica para os consumidores localizados em sua área geográfica de concessão, denominados consumidores cativos. No ACL, compradores e vendedores têm liberdade para negociar a compra de energia elétrica, estabelecendo a quantidade, preços e prazo de suprimento. Neste ambiente, apenas os consumidores com demanda contratada acima de 500 kW e atendidos por fontes incentivadas, denominados de consumidores especiais, e com demanda contratada acima de 3 MW, denominados consumidores livres, podem comercializar energia elétrica [119]. A Figura 15 apresenta a estrutura do mercado de comercialização.

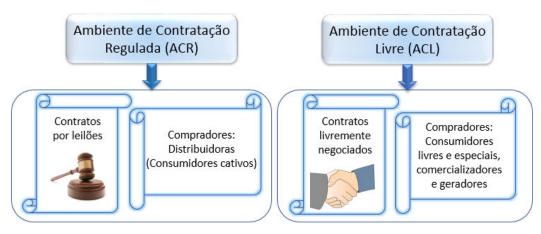


Figura 15. Estrutura do mercado — Ambientes de comercialização

Fonte: adaptado de [119]

Assim, a estrutura tarifária no país é composta por duas partes: a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e a tarifa de energia (TE). A TUSD é a parcela referente ao valor do transporte da energia elétrica, e reflete os custos da rede de distribuição e a remuneração da distribuidora pela prestação do serviço ao consumidor final. A TUSD está atualmente subdividida em Fio, onde é cobrado do consumidor a parcela relativa ao transporte da energia mais a remuneração da distribuidora, e a parcela encargos, componente que tem por objetivo restituir a distribuidora pelos encargos e tributos que são repassados aos órgãos competentes [120]. A TUSD é cobrada a todos os consumidores finais (livres e cativos), pois reflete o custo do uso do sistema de distribuição da concessionaria à qual estão conectados. A TE se refere ao custo de compra da energia elétrica e os encargos setoriais associados. A TE é cobrada somente dos consumidores cativos, uma vez que os consumidores livres compram energia elétrica diretamente das comercializadoras de energia elétrica ou dos agentes de distribuição.

Os consumidores são divididos em dois grupos: grupo A e grupo B. Os consumidores do grupo A são atendidos com uma tensão acima de 2,3 kV e possuem uma tarifação binômia, isto é, são cobrados pelo consumo de energia e pela demanda máxima utilizada. Mais informações sobre o grupo A podem ser encontradas em [121]–[123]. Os consumidores do grupo B são atendidos com uma tensão abaixo de 2,3 kV e possuem uma tarifa monômia (chamado de tarifa convencional), ou seja, são cobrados apenas pelo consumo de energia, independente do horário de utilização, conforme exemplifica a Figura 16.

0.3 Tarifa fixa

0.2

0.1

0.0

0 100 200 300 400 500 600 kWh

Figura 16. Tarifa fixa

Fonte: Adaptado de [124]

A tarifa fixa é a forma mais simples de se cobrar energia do consumidor e é usada em vários países, dentre eles o Brasil com a tarifa convencional [125], além de outros, como Estados Unidos, Austrália, Canadá e Reino Unido [126]–[129].

Outro método de tarifação invariante no tempo é a tarifa por blocos, que podem ser crescentes ou descrentes com o consumo de energia elétrica. No modelo por blocos crescentes, o valor do segundo patamar de tarifa é superior ao primeiro, e assim sucessivamente. No modelo descrente, ocorre o inverso [123]. A Figura 17 apresenta exemplos dos modelos de tarifa por blocos decrescente e crescente. Um exemplo de tarifa por blocos é a tarifa social de energia elétrica (TSEE) brasileira [130].

0.3 Bloco decrescente 0.2 S/RWh 0.2 Bloco crescente 0.1 0.1 0.0 0.0 200 400 100 300 500 0 100 200 300 400 500 600 kWh kWh

Figura 17. Tarifas por blocos (a) decrescente e (b) crescente

Fonte: Adaptado de [124]

Todavia, outros métodos de tarifação são estudados nacionalmente e internacionalmente. Alguns destes métodos necessitam de uma medição que consiga diferenciar o valor da tarifa de acordo com o horário e o dia, dentre os quais destacam-se as tarifas por posto tarifário (*Time of Use – TOU*), por pico crítico (*Critical Peak Pricing – CPP*) e por tempo real (*Real Time Pricing – RTP*). Uma característica comum destes esquemas tarifários é que além de ser cobrada a energia consumida, também é cobrada quando ela é consumida.

A tarifa *TOU* possui valores diferentes de acordo com o horário e normalmente possui dois valores de tarifas, pico e fora de pico e eventualmente possui uma tarifa intermediária. Em alguns casos, essa tarifa é aplicada em um ano inteiro, em outros ela muda sazonalmente [131].

Nesse sentido, a tarifa branca surge no Brasil como uma opção para o consumidor do grupo B, em que o valor da energia varia conforme o dia e o horário de consumo. Nos dias úteis, o valor da tarifa branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. O horário de ponta

é determinado pela distribuidora, referente a três horas consecutivas de maior uso da rede de distribuição, a maioria atribui o horário das 18 às 21 horas [123]. O horário intermediário é definido como uma hora antes e uma hora depois do horário de ponta. Por fim, o horário fora de ponta compreende os outros horários do dia. Nos horários de ponta e intermediário, a energia é mais cara do que no horário fora de ponta. Nos feriados nacionais e nos fins de semana, o valor da tarifa é fixado pela tarifação fora de ponta. A Figura 18 apresenta um comparativo entre a tarifa branca e a tarifa convencional.

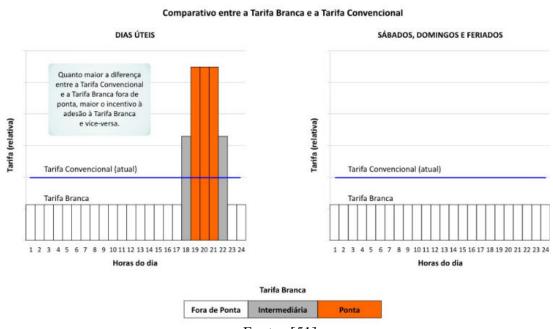


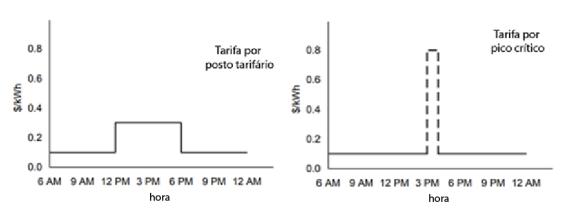
Figura 18. Comparativo entre a tarifa branca e a tarifa convencional

Fonte: [51]

A tarifa branca reflete o uso da rede de distribuição de energia elétrica de acordo com o horário de consumo, e tem como objetivo incentivar o consumidor a deslocar o seu consumo para fora dos períodos de ponta e intermediário. Dessa forma é possível aliviar a carga dos equipamentos da rede, além de reduzir a conta de energia dos consumidores que evitam o alto consumo nos horários de tarifa mais cara.

A tarifa *CPP* reflete o custo de energia no mercado atacadista através da tarifa. O valor mais alto (pico crítico) é cobrado quando a distribuidora considera que custo da energia é mais caro. Por esta razão, o preço no pico crítico geralmente é muito superior ao preço fora de pico [132], [133]. A Figura 19 apresenta a comparação entre as tarifas *TOU* e *CPP*. Estudos mostram o impacto dos VE na rede considerando, tarifas *TOU* [134]–[137] e tarifas *CPP* [138]–[140].

Figura 19. Tarifa (a) TOU e (b) CPP

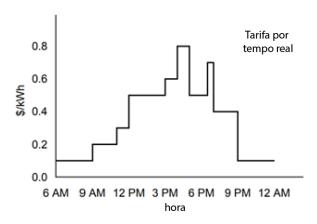


Fonte: Adaptado de [124]

Contudo, o incentivo ao ajuste de demanda dado pelas tarifas *TOU* e *CPP*, pode acabar gerando novos picos de potência, causando queda de tensão e sobrecarga nos transformadores [141], [142]. Desta forma, devido estas potenciais deficiências das tarifas *TOU* e *CCP*, definiram-se vários esquemas de tarifa *RTP*, que dinamicamente ajustam os preços com base na carga em vez de usar preços fixos diferenciados no tempo, e, portanto, podem ser mais eficazes em termos de mudança do comportamento dos consumidores [131]–[133], [143]. A Figura 20 apresenta um esquema de tarifa *RTP*. A tarifa *RTP* devidamente projetada pode resultar em uma solução triplamente vantajosa: uma demanda de carga achatada aumenta a robustez e reduz os custos de geração da rede elétrica; um custo mais baixo da geração conduz a um preço menor no mercado atacadista, que por sua vez aumenta o lucro dos varejistas; e os usuários podem reduzir seus gastos com eletricidade, aproveitando as tarifas mais baixas em intervalos de tempo fora do horário de pico [143].

A aplicação da tarifa *RTP* é amplamente discutida e, em geral, mostra que é possível otimizar a recarga dos VEs, e reduzir os custos da geração e conta de energia do usuário. Ma *et al.*[144] propõem uma coordenação de recarga de VE utilizando um método descentralizado, na qual atualiza de forma simultânea a melhor forma de recarregar o VE, dada uma curva de preço. Essa curva é atualizada de acordo com o custo marginal de geração associado ao comportamento da recarga na iteração anterior. Ou seja, o sistema define uma tarifa em um dado instante para estimular os proprietários a recarregarem os VEs, caso essa tarifa seja menor que o custo marginal de geração. Como consequência, a solução é única e a recarga é feita de forma eficiente.

Figura 20. Tarifa RTP



Fonte: Adaptado de [124]

Zhang et al. [49] propõem um modelo de um sistema dinâmico que desenvolve uma tarifa em tempo real para veículos elétricos. São utilizados quatro cenários que desenvolvem mecanismos de tarifação voltado para o local de aplicação, a cidade de Pequim: tarifa em tempo real baseada no tempo de uso, tarifa em tempo real baseada no custo de geração em tempo real, tarifa em tempo real baseada no custo marginal de geração e tarifa em tempo real baseado no custo médio de geração. Análises de sensibilidade mostram que o modelo é robusto e os resultados indicam que a tarifa em tempo real baseada no tempo de uso é mais propícia para a escala de desenvolvimento existente dos veículos elétricos do local.

Li *et al.* [48] apresentam um algoritmo de coordenação distribuída em dois estágios para gerenciamento de carga de veículos elétricos em uma micro rede. Cada controlador de carga de um veículo elétrico é tomado como um agente, que pode gerenciar o carregamento para a otimização de toda a comunidade. O algoritmo proposto visa a otimização em tempo real, que gerencia a atividade de cobrança com base na tarifa em tempo real, atendendo aos requisitos de restrições técnicas do sistema de distribuição.

Nesse sentido, a implementação de uma tarifação diferenciada utilizando o controle centralizado ou descentralizado exige a utilização de um método de otimização para coordenar a carga e descarga dos VEs. Vale ressaltar que no caso do controle descentralizado é possível que novos picos de potência ocorram no sistema. A escolha da melhor técnica de otimização a ser utilizada requer certa familiaridade com as opções de métodos disponíveis. Devido à natureza dos parâmetros do problema, alguns métodos são mais adequados do que outros. Sendo assim o capítulo a seguir apresenta os métodos matemático utilizados para otimização

da carga e descarga do VE, assim como a modelagem de todos os elementos que compõem a rede elétrica de distribuição.

3 Modelagem da Rede Real do Sistema de Distribuição de Búzios

Este trabalho tem como objetivo analisar os impactos que o sistema de recarga e descarga dos VEs podem causar em uma rede de distribuição, considerando diferentes níveis de penetração dos veículos, diferentes sistemas tarifários e o controle otimizado da carga e descarga das baterias, com o uso do sistema V2G. Os impactos analisados são: nível de carregamento dos transformadores, fator de carga dos transformadores e nível de tensão da rede elétrica.

As simulações são realizadas no âmbito do Simulink/Matlab, num período de 24 horas com intervalos de 1 em 1 minuto, e os dados de medição de 15 em 15 minutos utilizados são do dia 13 de junho de 2016, fornecidos pela distribuidora local a partir do projeto Cidade Inteligente Búzios. Os dados de medição utilizados não representam um dia de alta demanda da região 18, porém foi o dia com o maior número de informações completas disponíveis na época da execução das simulações.

Os estudos são realizados no alimentador 7 da subestação, e utilizam dados reais da região de Armação de Búzios-RJ, tais como: potência dos transformadores, impedância dos cabos, medição de consumo dos usuários, número de consumidores por transformador. Além disso, também são utilizados dados estatísticos da região, tais como: número de VEs por consumidor e percentual de ligações monofásicas, bifásicas e trifásicas.

São construídos quatro cenários de análise da rede de distribuição. O cenário 1 representa o estado da rede sem nenhum VE conectado, denominado de caso base. Nos outros cenários temse como objetivo avaliar o impacto dos VEs na rede de distribuição. Dessa forma, são definidos os cenários: 50% de penetração de VEs, 100% de penetração de VEs e 50% de penetração de VE com o consumo do caso base multiplicado por dois.

A Figura 21 traz um fluxograma simplificado do processo de modelagem deste trabalho. Os dados de entrada são os elementos necessários para iniciar a simulação no ambiente do Matlab, que são divididos em duas partes: a primeira reúne os dados necessários para a simulação do caso base: medição de consumo dos transformadores de distribuição, número de transformadores, potência nominal dos transformadores, número de medidores por transformador, e características construtivas dos transformadores (impedância). A segunda reúne os dados para as simulações envolvendo os VEs, que incluem: curva geral de

¹⁸ A região de Búzios é uma região típica de veraneio do estado do Rio de Janeiro.

disponibilidade dos VEs ao longo do período, capacidade dos VEs, *SoC* inicial dos VEs, e taxa de penetração assumida.

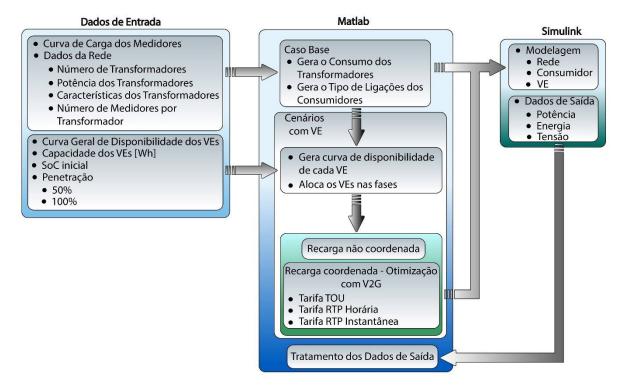


Figura 21. Fluxograma da Modelagem

Fonte: Elaboração própria

A primeira simulação realizada é o caso base, pois parte dos dados gerados nesta simulação são utilizados nos cenários com penetração de VE. Após os dados serem inseridos no Matlab, são realizados, no caso base, sorteios para a escolha do tipo de conexão dos medidores (monofásico, bifásico ou trifásico). Destaca-se que o resultado destes sorteios pode causar um viés para um determinado impacto com a entrada dos VEs. Idealmente, o resultado deveria ser feito a partir de uma média de *n* sorteios¹⁹. Em seguida, utilizando os dados gerados pelo caso base, é realizada a simulação da rede no ambiente do Simulink, utilizando as modelagens da rede, dos consumidores e dos VEs. Os dados de saída gerados na simulação são: curva de carga dos transformadores de distribuição, consumo de energia e perfil de tensão em todos os nós da rede. Por fim, os dados são enviados de volta ao ambiente do Matlab, no qual recebem um tratamento final.

¹⁹ Tendo em vista o escopo do estudo envolvendo diversos temas, optou-se por deixar essas melhorias de simulações para trabalhos futuros.

Nos cenários de penetração de VEs são utilizados os mesmos tipos de conexões dos consumidores, gerados por sorteio no caso base, a fim de manter uma relação nos diferentes cenários com os dados gerados de forma aleatória. No ambiente do Matlab, são gerados a curva de disponibilidade de cada VE, assim como é feita a alocação dos VEs por fase. Cabe salientar que todas as conexões são de Nível 1 e Modo 1, logo a conexão é monofásica. Para as recargas coordenadas, é feita a otimização da recarga e descarga com base nas tarifas *TOU*, *RTP* Horária e *RTP* Instantânea, considerando a possibilidade do uso de V2G. Em seguida, esses dados são enviados ao ambiente do Simulink, que realiza a simulação da rede com os VEs. Novamente os dados de saída gerados na simulação são: curva de carga dos transformadores de distribuição, consumo de energia e perfil de tensão em todos os nós da rede. Estes dados são enviados de volta ao Matlab para tratamento.

3.1 Região Estudada

A rede de média tensão (13,8 kV) na cidade de Búzios é uma rede radial com recursos que tem origem na subestação, localizada na entrada da cidade e se ramifica em três direções, de acordo com o padrão geográfico da península. Os alimentadores são formados por cabos de 185mm² de cobre, cujo limite térmico é de 360 A, e a rede primária é modelada segundo dados reais de resistência e indutância dos cabos [52]. A Figura 22 mostra a topologia do alimentador estudado (BUZ07), conforme dados fornecidos pela distribuidora local.



Figura 22. Alimentador sete de Búzios

Fonte: Adaptado de [145]

A rede possui 1 transformador de 10 kVA, 2 transformadores de 15 kVA, 10 transformadores de 30 kVA, 9 transformadores de 45 kVA, 66 transformadores de 75 kVA, 21 transformadores de 112,5 kVA e 7 transformadores de 150 kVA, totalizando 116 transformadores e 9107,5 kVA de potência aparente. A Tabela 6 apresenta o valor de potência de cada transformador, em que a linha e coluna da tabela indicam os valores de unidade e dezena, respectivamente, que compõem o número do transformador²⁰. Por fim é atribuído um fator de potência aleatório entre 0,9 e 0,95, para cada transformador. Vale a pena ressaltar que os dados de medição são com base no consumo, então o fator de potência está aplicado à medição, porém o fator de potência é utilizado no modelo para gerar uma parcela de energia reativa, apesar deste trabalho não contemplar tal análise.

Tabela 6 – Potência dos transformadores em kVA

	ncia	Valor da dezena do número do transformador											
[kV	/A]	0_	1_	2_	3_	4_	5_	6_	7_	8_	9_	10_	11_
	_0	-	112,5	75	150	75	45	45	112,5	75	75	150	75
op	_1	75	112,5	75	112,5	45	75	75	112,5	75	75	112,5	75
	_2	75	112,5	150	112,5	75	15	75	30	45	75	75	75
do número nador	_3	112,5	75	75	150	75	75	30	75	75	30	75	75
e do mad	_4	150	75	75	112,5	75	112,5	75	112,5	75	15	30	75
Valor da unidade do nú transformador	_5	112,5	112,5	75	45	75	30	30	75	75	45	45	75
la un tra	_6	75	112,5	75	112,5	112,5	75	10	45	45	75	75	150
lor d	_7	75	75	75	112,5	75	75	75	75	112,5	30	75	-
Va	_8	75	75	75	75	75	150	30	30	75	75	75	-
	_9	75	75	112,5	75	112,5	30	75	75	75	75	75	-

Fonte: Elaboração própria

Para a realização da simulação são utilizados dados reais da rede de distribuição, como a resistência (R) e a reatância (X) dos cabos, fornecidos pelo projeto Cidade Inteligente Búzios [52]. Nos transformadores são utilizados valores típicos de resistência primária (R_1) , resistência secundária (R_2) , resistência de magnetização (R_m) e indutância de magnetização (X_m) , para classe de potência de cada um dos transformadores.

38

-

²⁰ Por exemplo, a 2ª coluna (1_) e a 3ª linha (_2) mostram a potência do transformador 12, de 112,5kVA.

A Tabela 7 mostra o número de consumidores em cada um dos transformadores, onde a linha e coluna da tabela indicam os valores de unidade e dezena, respectivamente, que compõem o número do transformador. O alimentador estudado possui um total de 2.140 consumidores e estatísticas da região apontam que 70% dos consumidores possuem ligação monofásica, 15% possuem ligação bifásica e 15% são ligadas de forma trifásica [52].

Tabela 7 – Número de consumidores por transformador

Número de consumidores		Valor da dezena do número do transformador											
		0_	1_	2_	3_	4_	5_	6_	7_	8_	9_	10_	11_
	_0	-	16	9	1	37	36	14	17	86	8	7	1
op	_1	29	16	12	43	33	14	14	37	10	1	20	9
lero (_2	4	29	15	39	9	5	47	3	5	1	36	1
núm lor	_3	30	22	1	15	14	28	1	2	7	1	65	69
e do	_4	40	22	2	84	1	1	2	8	1	8	1	7
Valor da unidade do número do transformador	_5	36	14	17	9	1	6	15	5	18	5	11	11
la un tra	_6	22	57	4	80	7	6	1	4	6	9	1	9
lor d	_7	20	20	30	112	31	13	17	16	7	4	37	-
Va	_8	7	37	1	58	2	23	11	5	1	17	60	-
	_9	9	20	31	2	2	3	3	2	35	7	47	-

Fonte: Elaboração própria

Também são utilizados dados de medição de consumo. A Tabela 8 apresenta o número de medidores eletromecânicos e inteligentes dividido por tipo de consumidores e faixa de consumo. O alimentador 7 possui 1.183 medidores inteligentes, representando aproximadamente 55% de medidores inteligentes. Nota-se que cerca de 72% dos clientes residenciais estão na faixa de 0 a 300 kWh de consumo.

As medições dos medidores inteligentes são feitas com intervalos de 15 minutos, totalizando 96 medições de consumo de um medidor em um período de 24 horas. Segundo [52], 57,2% das medições dos consumidores do alimentador 7 apresentaram algum tipo de falha durante o mês de junho de 2016. A falha de medição é definida pela ausência de uma ou mais medições no intervalo considerado. Tendo em vista que o projeto da Cidade Inteligente Búzios é recente, e a substituição progressiva dos medidores têm ocorrido com o desenvolvimento deste trabalho, a taxa de falha dos equipamentos ainda pode ser considerada elevada devido à problemas de telecomunicação. Com o passar dos anos este percentual tenderá a diminuir.

Tabela 8 – Medidores eletromecânicos e inteligentes por tipo de consumidores e faixa de consumo

Faixa de	Residenc	ial	Comerc	ial	Industrial		
Consumo (kWh)	Não inteligente ²¹	Inteligente	Não inteligente	Inteligente	Não inteligente	Inteligente	
0-100	314	461	8	13	0	1	
101-200	188	247	2	5	0	1	
201-300	136	191	3	3	0	0	
301-600	145	177	5	7	1	0	
601-900	49	37	6	4	2	0	
acima de 900	60	25	27	10	11	1	
Total	892	1.138	51	42	14	3	

Fonte: [52]

3.2 Cenários Considerados

Neste estudo são construídos quatro cenários. O cenário 1 é definido como o caso base, ou seja, a simulação do estado da rede sem a inserção de nenhum VE. O cenário 2 possui os resultados do caso base (tipo de conexão dos consumidores e consumo dos transformadores) mais uma penetração de 50% de VE. O cenário 3 também possui os resultados do caso base, mais uma penetração de 100% de VE. O cenário 4 possui os tipos de conexão do caso base, porém a demanda dos transformadores é multiplicada por dois e considera-se uma penetração de 50% de VE.

Opta-se por trabalhar com cenários de alta penetração para se obter, com maior clareza, o real impacto causado à rede com a conexão dos VEs, considerando diferentes tipos de tarifas na otimização da recarga e descarga das baterias dos VEs. Destaca-se que os cenários não devem ser vistos como cenários possíveis, mas sim como cenários extremos de alta entrada de VEs. Inclusive, considera-se a substituição imediata da frota local pelas parcelas consideradas de VEs (50 e 100%). Tal fato não é plausível de ocorrer na atualidade, devido ao *lock in*²²

²¹ Eletromecânicos e eletrônicos.

²² Este fenômeno, também conhecido como trancamento tecnológico, representa o domínio que determinada tecnologia detém. De acordo com [146], no transporte automotivo, este domínio está associado à infraestrutura de abastecimento e manutenção dos equipamentos dos veículos a combustão interna, cujos agentes envolvidos e proprietários dos veículos possuem ampla conexão, sendo difícil rompê-las, ainda que surja no mercado uma alternativa tecnologicamente superior. Idealmente, dever-se-ia trabalhar com modelos de difusão tecnológico,

tecnológico dos veículos a combustão interna. O mecanismo mercadológico mais apropriado para a análise em questão seria considerar uma substituição dos veículos a combustão por VEs nas vendas de veículos da região, levando-se em consideração uma curva de sucateamento da frota local. Todavia, este quadro levaria à uma penetração marginal e um baixo impacto dos VEs na rede. Assim, opta-se pela estrutura com cenários extremos para verificar possíveis gargalos com políticas públicas voltadas para a entrada de VEs no Brasil.

Tendo em vista que os cenários de penetração de VEs são analisados na rede elétrica de distribuição de Búzios no período de inverno, período de baixa demanda de energia elétrica na região, opta-se também por verificar uma situação de entrada de VEs em uma condição de maior consumo da rede. Assim, o cenário 4 tem como objetivo avaliar o possível impacto dos VEs em uma rede com um nível maior de carregamento, multiplicando o consumo local por 2. Este aumento de consumo pode ser visto como uma situação de maior demanda da região, como no período de verão. Contudo, não houve nenhum cálculo prévio para estimar a relação de alta e baixa demanda local.

Para os três cenários de penetração de VEs são considerados as recargas coordenadas, que utiliza V2G, e não coordenadas. Dentre as recargas coordenadas, que utiliza V2G, existe a otimização da recarga baseada nas tarifas *TOU*, *RTP* Horária e *RTP* Instantânea. Por fim, as análises dos impactos são feitas para todos os cenários, com base no nível de carregamento, no fator de carga e no nível de tensão da rede. A Tabela 9 resume os cenários estudados com os métodos de recarga e as análises realizadas.

-

como realizado por [147], que utilizou um modelo Bass para entrada de painéis fotovoltaicos na rede elétrica de distribuição.

Tabela 9 – Resumo dos cenários, métodos de recarga e análises realizadas

Cenário 1	Cenário 2	Cenário 4						
	50% de Penetração de VE	100% de Penetração de VE	50% de Penetração de VE e CBx2					
Cara Dana	Recargas							
Caso Base	Não coordenada							
	Coordenada com V2G							
	Tarifa TOU							
	Tarifa RTP Horária							
	Tarifa RTP Instantânea							
Análises								
Nível de Carregamento								
Fator de Carga								
Nível de Tensão								

Fonte: Elaboração própria

A tarifa *TOU*, que tem como base a tarifa branca com 3 patamares (fora de pico, intermediário e pico), definidos como horário de pico entre 18:00h e 21:00h, horário intermediário como das 17:00h as 17:59h e das 21:01 as 22:00h, e o horário fora de pico como as horas fora destes horários. A construção da tarifa *RTP* segue os moldes do trabalho desenvolvido por Geng et al. [148], [149]. O nível de carregamento do transformador de distribuição²³ é refletido na tarifa através do preço, em [pu]²⁴. Dessa forma, cada transformador tem uma tarifa diferenciada, possibilitando um aproveitamento maior do transformador na otimização da recarga e descarga das baterias dos VEs. Nesse sentido, são construídas duas tarifas *RTP* neste trabalho, as tarifas *RTP* Horária e Instantânea. A tarifa *RTP* Horária reflete o carregamento do transformador, com diferentes patamares de hora em hora²⁵, e a tarifa *RTP* Instantânea também reflete o carregamento do transformador no preço, porém a atualização do valor da tarifa é a cada minuto.

²³ A tarifa *RTP* também poderia ser baseada no nível de carregamento da subestação, conforme é proposto por Bitencourt *et al.* [141], que compara a eficiência das tarifas *TOU* e *RTP* com base no nível de carregamento do transformador de distribuição e da subestação. Neste estudo, contudo, opta-se por trabalhar com a tarifa baseada no carregamento dos transformadores de distribuição.

²⁴ O cálculo da tarifa a partir do carregamento do transformador é feito em termos percentuais. Ou seja, se o transformador estiver com 60% de carregamento no instante t, a tarifa será 60% de uma tarifa base, no mesmo instante t. Para fins desta simulação, considera-se a tarifa base como 1\$/kW. Todavia, este valor base não causa nenhuma alteração nos resultados do estudo.

²⁵ Ou seja, é feita uma média do carregamento do transformador na hora i.

A Figura 23 exemplifica os três tipos de tarifas citados, para um transformador fictício. Notase que a curva de carga deste transformador tem exatamente o mesmo formato que a curva da tarifa RTP Instantânea.

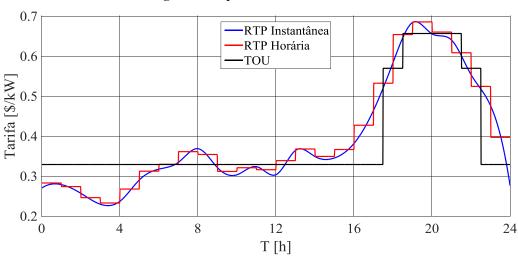


Figura 23. Tipos de tarifas modelados

Fonte: Elaboração própria

Com relação à frota veicular, a região de Búzios possui um total de 10.167 automóveis [150]. Dada a dificuldade de estimar a quantidade de veículos e habitantes apenas dos clientes do alimentador estudado, atribuiu-se um valor aproximado de 0,33 veículos por habitantes²⁶ e 3 habitantes por unidade consumidora [150]. Utilizando essa aproximação, estima-se que a frota atual do alimentador 7 seja de 2140 veículos.

3.3 Modelagem do Sistema Elétrico no Matlab/Simulink

A modelagem do sistema de distribuição é baseada no alimentador 7 e engloba a modelagem da subestação, transformadores de distribuição e linhas de distribuição. A modelagem visa aproximar-se o máximo da realidade, contudo, alguns elementos não são modelados, como os reguladores de tensão e recursos de geração local (painéis fotovoltaicos). Também não é levada em consideração a especificação do secundário dos transformadores, dada a dificuldade de aquisição de dados, como a resistência, impedância e comprimento dos cabos. Dessa forma, adota-se uma simplificação em que os consumidores e os VEs são conectados diretamente ao

²⁶ A cidade de Búzios possui uma população estimada de 32.260 habitantes e 10.167 veículos, dessa forma temse 0,315 veículos por habitantes [150]. Para simplificar a modelagem, atribui-se que 1 a cada 3 habitantes possui um carro, ou seja, 0,33 veículo por habitante.

secundário do transformador. Essa limitação impede que a queda de tensão no secundário seja observada.

3.3.1. Controle Otimizado da Carga e Descarga dos Veículos

Para utilizar a recarga coordenada é necessário definir um algoritmo de otimização. Dentro de cada classe de problemas, existem diferentes métodos que variam desde requisitos computacionais a propriedades de convergência. Os problemas de otimização são classificados de acordo com as características matemáticas da função objetivo, as restrições e as variáveis de controle [151].

Existem duas classes básicas de métodos de otimização de acordo com o tipo de solução, os métodos clássicos e as técnicas metaheurísticas [151]. Os métodos clássicos de otimização consistem basicamente em técnicas baseadas em cálculo. Dentre os métodos clássicos podem ser listados: programação linear (PL), programação não-linear (PNL), programação inteira (PI), programação separável (PS) e programação inteira mista (PIM).

A PL é geralmente o método mais rápido, pois realiza menos cálculos que outros métodos, e apresenta bom desempenho para encontrar a solução ótima [115], [152]. Em termos de aplicação, a PL também é vantajosa, pois o operador do sistema não necessita de grande base de dados, como nas técnicas metaheurísticas [153]. O problema da PL pode ser descrito conforme a Equação (1):

$$\min f(x) \begin{cases} A \cdot x \le b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \le x \le ub \end{cases}$$
 (1)

Em que f, x, b, beq, lb e ub são vetores e A e Aeq são matrizes.

Diferentes estudos sobre otimização da recarga dos VEs utilizando a PL foram realizados [154]–[156]. Como exemplo, Sundström e Binding [157] apresentaram duas aproximações (linear e quadrática) da modelagem da bateria do VE. No estudo foram comparados o uso de dois métodos de otimização que se adequam a estas aproximações (PL e PNL, respectivamente). Os resultados mostraram que o uso da aproximação quadrática não é justificável, dado o aumento do tempo computacional, e o baixo erro da aproximação linear.

Dessa forma, esse estudo utiliza a PL como método de otimização para o controle da recarga e descarga dos VEs, considerado diferentes formas de tarifação, a partir da linearização do

modelo da bateria e das características lineares das restrições do problema. O método utilizado na coordenação das recargas dos VEs é o método centralizado, ou seja, é assumido que há um agregador em cada transformador gerenciando a recarga dos VEs conectados. O processo de otimização tem como objetivo minimizar o custo de recarga e descarga da bateria conforme mostra a Equação (2).

$$\min \sum_{t_{in,l}}^{t_{off,l}} \gamma_l(t) \times V_{bat,l}^{EV} \times I_l(t) dt$$
 (2)

Em que, $\gamma_l(t)$ representa uma tarifa dinâmica [\$/kW] relacionada ao $VE\ l$, $V_{bat,l}^{EV}$ é a tensão da bateria [V] de um $VE\ l$ no tempo de conexão t e $I_l(t)$ é a corrente [A] de um $VE\ l$ no tempo de conexão t e variável de decisão do problema. São definidos valores máximos e mínimos para a corrente $I_l(t)$. $t_{in,l}$ e $t_{off,l}$ são, respectivamente, os tempos de conexão e desconexão de um $VE\ l$. Cabe salientar que o V2G pode ser habilitado através do valor mínimo estipulado. Valores positivos de corrente indicam uma recarga da bateria, valores negativos de corrente indicam uma descarga da bateria. Nesse sentido, pela recarga ser de Nível 1, define-se -16A e 16A como valores mínimos e máximos, respectivamente.

O método de controle utilizado é o método centralizado, em que o valor da tarifa é variável, através da metodologia "primeiro a chegar, primeiro a ser servido" [158], [159]. Para exemplificar, o primeiro VE irá realizar o seu esquema de recarga com a tarifa baseada na curva de carga do transformador, enquanto o segundo VE irá realizar o seu esquema de recarga com a tarifa atualizada, ou seja, a curva de potência do transformador mais a curva de potência do primeiro VE, e assim sucessivamente. A Equação (3) representa a tarifa dinâmica do controle centralizado.

$$\gamma_l(t) = P_{Base}(t) + \sum_{i=1}^{l} P_{EV,i}(t)$$

$$t \in [t_{in,l}, t_{off,l}]$$
(3)

Em que, a parcela referente a curva de carga do transformador é representada por $P_{Base}(t)$, e o somatório representa o acréscimo de cada VE em ordem sequencial, sendo que $P_{EV.i}$ e $P_{EV.l}$ são os perfis de carga diário dos VEs i e l, enquanto conectados à rede. $t_{in,l}$ e $t_{off,l}$ são, respectivamente, os tempos de conexão e desconexão de um VE l.

Por fim, são impostas algumas restrições para o problema de otimização. Estas restrições estão relacionadas ao *SoC* da bateria, a qual não deve ultrapassar limites máximos e mínimos e deve atender a um valor no tempo de desconexão. Outro limite associado ao problema é a inércia de corrente da bateria, modelado a fim de trazer uma segurança para o componente, limitando entre valores máximos e mínimos. A Equação (4) apresenta os limites citados.

$$SoC_{l}(t) = \frac{V_{bat,l}^{EV} \cdot I_{l}(t)dt}{P_{bat}^{max}}$$

$$SoC_{min} \leq SoC_{l}(t) \leq SoC_{max}$$

$$SoC_{l}(t_{off}) = SoC_{max}$$

$$I_{min}^{iner} \leq \Delta I_{l}(t) \leq I_{max}^{iner}$$

$$(4)$$

Em que, $SoC_l(t)$ [%] é o estado de carga de um VE l e não deve exceder os limites mínimos e máximos, representados por SoC_{min} e SoC_{max} respectivamente. $SoC_l(t_{off})$ é o estado de carga da bateria no momento de desconexão do VE l da rede. É definida uma corrente de inércia na bateria para garantir que não haja uma grande variação de corrente em intervalos de tempo consecutivos. $\Delta I_l(t)$ é a variação da corrente em um intervalo de tempo consecutivos. As correntes I_{min}^{iner} representam as correntes de inércia mínima e máxima, respectivamente. Define-se 0 a 100% como limites mínimos e máximos do $SoC_l(t)$, respectivamente. Para $SoC_l(t_{off})$ atribui-se o valor de 100%, ou seja, o VE deve estar completamente carregado ao final do período de conexão. A corrente de inércia é definida entre -2A e 2A.

Admite-se que quando o VE não estiver conectado à rede, ele está sendo utilizado. Logo a bateria terá uma carga menor quando o mesmo for conectado novamente a rede. Para isso, atribui-se uma corrente de descarga constante ($I_{mov}(t)$) para uma bateria de 24 kWh, 300 V e um tempo de descarga total de 48h. Por fim, para cada VE, somam-se as correntes otimizadas ($i_l(t)$) e a corrente da bateria do VE em movimento ($I_{mov}(t)$), obtendo-se uma corrente ($I_{otimo}(t)$) em todo o intervalo de tempo estudado.

3.3.2. Dados de Entrada

Os dados de entrada são os elementos necessários para a execução do caso base e dos demais cenários com penetração de VE. Para o início da simulação do caso base utiliza-se a medição

do consumo de todos os transformadores de distribuição durante o período estudado; a quantidade de transformadores da rede; a potência nominal de todos os transformadores; o número de medidores por transformador; as características de cada classe de potência dos transformadores, ou seja, R1, R2, Rm e Lm; as características dos cabos de média tensão, isto é, R e X.

Os cenários com inserção de VE consistem basicamente em adicionar o VE nas simulações. Para isso é necessário adicionar a curva de disponibilidade dos VEs, o valor da capacidade da bateria dos VEs²⁷, o valor da taxa de penetração de VE e o *SoC* inicial de todos os VEs.

Para manter coerência na análise dos resultados, os mesmos dados de entrada referentes aos tipos de conexões do caso base são utilizados nos cenários com entrada de VEs. Cabe ressaltar que para o cenário utilizando o caso base multiplicado por dois, a simulação do caso base é refeita utilizando o consumo dos transformadores multiplicado por dois.

O *SoC* inicial é definido de forma aleatória, em um intervalo entre 20% e 90%. Assim o VE tem chance de ter um *SoC* mínimo seguro, garantindo que a bateria não tenha uma descarga muito profunda, e que não esteja totalmente carregada no início da simulação, o que possibilita observar o impacto na rede de distribuição causado pela sua recarga.

3.3.3. Modelagem da Rede

A representação da rede no Simulink é dada por blocos de linha de distribuição da biblioteca *SymPowerSystem*, conforme a Figura 24, em que os elementos possuem valores reais de resistência (*R*), impedância (*X*) e distância entre os nós, fornecidos pela distribuidora local.

_

²⁷ Atribuiu-se que todos os VEs possuem a mesma bateria.

Linha 68-74

Linha 70-72

Linha 68-69

Linha 69-70

Linha 70-71

Linha 72-73

Figura 24. Representação da rede no Simulink

Fonte: Elaboração própria

A Figura 25 apresenta a modelagem do bloco Transformador seguido de um medidor de tensão fase-neutro, fase-fase, corrente e potência ativa e reativa. O único dado de entrada necessário para este bloco é o número do transformador da rede. Todos os outros dados necessários para a operação do bloco são importados da área de trabalho do Matlab, associados ao número do transformador.

O bloco Transformador representa o secundário da rede de distribuição. Ele é composto por um transformador, um conjunto de consumidores, denominado de vizinhança, um conjunto de VEs conectado aos consumidores desta vizinhança e um medidor, como indicado na Figura 26. O elemento transformador utilizado é da biblioteca *SymPowerSystem* e são utilizados valores típicos de impedância interna.

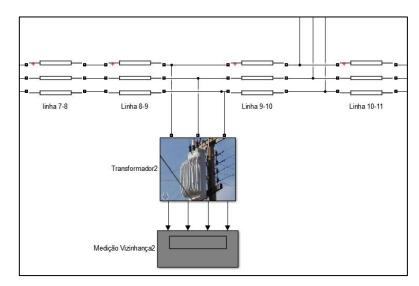


Figura 25. Representação do bloco Transformador no Simulink

Fonte: Elaboração própria

Transformation Triffstoo

Transformation Triffstoo

Transformation Triffstoo

Peasa(__10)

Figura 26. Representação dos elementos do bloco Transformador no Simulink

Fonte: Elaboração própria

3.3.4. Modelagem do Consumidor

O modelo construído não contempla uma especificação do secundário, isso é, não há uma modelagem dos condutores de todos os consumidores que estão conectadas ao transformador de distribuição. Em vez disso, é utilizado a medição de potência do transformador, ou seja, o consumo de todas os consumidores e as perdas de todos os condutores conectados a ele são representados em uma única medida.

Conforme mencionado na seção 3.1, nem todos os medidores da região são inteligentes e falhas de medição também podem ocorrer. Dessa forma, é necessário elaborar uma maneira de estimar o consumo das residências com medição eletromecânica, assim como preencher os dados faltantes causados pelas falhas de medição. Para isso, é utilizado um modelo matemático que, através de agrupamentos, encontra uma curva de carga, dentre os dados disponíveis, que melhor

se adequa as características da unidade consumidora, cujos dados estão incompletos ou ausentes. *Fritz et al* [160] desenvolve uma metodologia para caracterização das curvas de carga reais da região de Búzios, através dos dados de uma IMA em uma rede com sistema de medição misto, o qual possui medidores eletromecânicos e inteligentes. Baseando-se nessa metodologia, utiliza-se o método *stream k-means* para estimar o consumo dos medidores eletromecânicos e preencher os dados faltantes dos medidores inteligentes, por meio dos dados de demanda existentes dos medidores inteligentes.

Como não foram obtidos dados de distribuição de carga entre as fases, adota-se uma distribuição equilibrada para fins de modelagem. A escolha do tipo de ligação de cada consumidor (monofásica, bifásica ou trifásica) é feita de forma a manter o equilíbrio da rede e atender estatísticas da região. Porém, existem algumas exceções e, para isso, são adotadas as seguintes premissas:

- Para transformadores com potência menor ou igual a 30 kVA, as ligações são monofásicas. A escolha da fase é feita a partir da análise do carregamento da rede. Por exemplo, caso a rede possua um carregamento de 30% na fase A, 20% na fase B e 50% na fase C, o próximo consumidor será alocada na fase B, para aproximar a rede do equilíbrio.
- Para transformadores com potência maior que 30 kVA e com menos de dois consumidores, as ligações são trifásicas. Isso indica que talvez sejam clientes maiores, e que provavelmente possuem uma potência instalada alta, justificando a adoção tomada.
- Para transformadores com potência maior que 30 kVA e com mais de dois consumidores, é realizado um sorteio das ligações, obedecendo as estatísticas da região.

O primeiro sorteio tem a finalidade de escolher o tipo de ligação do consumidor. Ele é feito a partir de uma variável real (Sor_1) com limites entre 0 e 100. Caso Sor_1 esteja entre 0 e 70, a unidade consumidora é monofásica, caso esteja entre 70 e 85 ela é bifásica e caso esteja entre 85 e 100 ela é trifásica. Estes valores são baseados nos dados da região, em que 70% dos consumidores possuem ligação monofásica, 15% possuem ligação bifásica e 15% são ligadas de forma trifásica, conforme apresentados na seção 3.1.

Em seguida há um segundo sorteio para a definição das fases a serem conectadas, utilizando uma segunda variável real (Sor_2) com limites entre 0 e 3. Para exemplificar as possíveis

combinações, dado um consumidor bifásico, e Sor_2 esteja entre 0 e 1, o consumidor terá uma conexão AB. A Figura 27 apresenta as possíveis combinações dos sorteios. Cabe ressaltar que para consumidores trifásicos não existe Sor_2 , pois a única possibilidade é que este seja conectado a todas as fases.

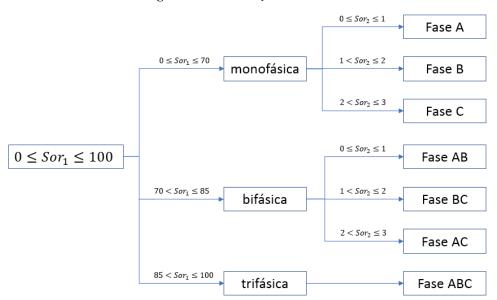


Figura 27. Combinações dos sorteios

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 10 mostra o número de consumidores conectados em cada fase, que foram gerados de forma aleatória pela programação, com o intuito de gerar uma rede equilibrada. Em adicional, o código também gera a distribuição de carga pelas fases, na qual 33,70% está alocada na fase A, 33,28% na fase B e 33,02% na fase C.

Monofásica Bifásica Trifásica В C AΒ BC AC**ABC Fases** 502 | 491 | 489 86 129 98 345 1.482 313 Total

Tabela 10 - Número de consumidores por fase

Fonte: Elaboração própria

Como não há modelagem do secundário do transformador, utiliza-se as conexões de cada consumidor para definir a distribuição de potência por fase do transformador. Isso é feito a partir da soma das quantidades de conexões nas fases de cada consumidor. Por exemplo, dado um transformador com 3 consumidores: um consumidor monofásico conectado na fase A, um consumidor bifásico conectado nas fases AB e um consumidor trifásico conectado nas fases

ABC, o consumidor monofásico A possui 100% da potência na fase A, o consumidor AB possui 50% da potência na fase A e 50% na fase B, e o consumidor ABC possui 33,33% da potência nas três fases. Sendo assim, o transformador tem 61,11% da potência alocada na fase A, 27,77% alocada na fase B e 11,11% alocada na fase C. Nota-se que estes valores devem somar 100% e que cada valor está limitado a, no máximo, 100%, conforme indicado pela Equação (5):

$$\begin{cases}
 a+b+c=1 \\
 0 \le a, b, c \le 1
\end{cases}$$
(5)

A modelagem dos consumidores no Simulink é executada em duas etapas. Na primeira etapa é feita a alocação de potência ativa por fase. Na segunda etapa é feita o cálculo de corrente por fase e a conexão elétrica com a rede. Essa estrutura é baseada na metodologia de Uriarte *el al* [161].

A Figura 28 mostra a modelagem da primeira etapa. A entrada P_{casa} representa a potência ativa total consumida pelos consumidores no transformador. Os ganhos fp_{real} e fp_{imag} aplicam as parcelas reais e imaginárias, respectivamente, do fator de potência do transformador. Em seguida a potência é convertida para valores complexos para fins operacionais. Os ganhos a, b e c representam os valores de distribuição de potência por fase. Assim, têm-se as potências aparente das fases A, B e C, dadas por S_1 , S_2 , e S_3 , respectivamente.

Utilizando a potência aparente gerada pela primeira etapa, calcula-se a corrente necessária para gerar esta potência a partir de uma malha fechada. Utilizando a corrente gerada como sinal de referência para uma fonte de corrente, e, com a medição de tensão da rede, emula-se o consumo de energia dos consumidores, conforme indica a Figura 29.

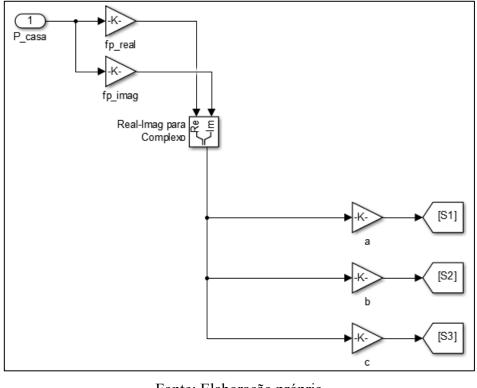


Figura 28. Primeira etapa – Alocação de potência por fase

Fonte: Elaboração própria

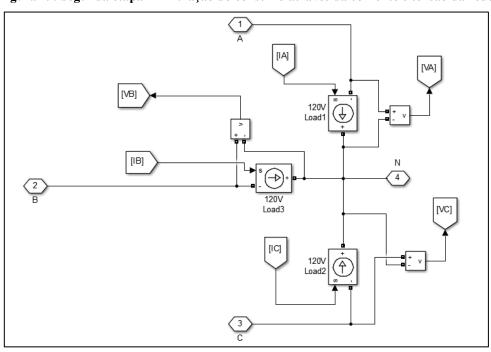


Figura 29. Segunda etapa – Emulação do consumo através da corrente e tensão da rede

Fonte: Elaboração própria

3.3.5. Modelagem do VE

A modelagem dos VEs é dada basicamente pela modelagem da bateria, ou seja, para a rede o VE funciona como uma forma de armazenamento de energia. No modelo é possível definir o valor de energia da bateria e atribui-se este valor a todos os VEs utilizados. Porém, cada VE possui o *SoC* inicial definido de forma aleatória, entre 20% e 90%. O modelo da bateria é linearizado e o valor do *SoC* é dado pela Equação (6):

$$SoC_f = SoC_i + \frac{1}{O} \int I(t)dt \tag{6}$$

Em que, SoC_f [%] e SoC_i [%] são os estados de carga final e inicial da bateria, respectivamente. Q[Ah] é a capacidade da bateria e I(t) [A] é a corrente da bateria.

A alocação dos VEs em um transformador é dada pela Equação (7), em que utiliza-se a taxa de penetração dos VEs (T_{pen}) , o número de habitantes por consumidor (N_{cons}^{hab}) , o número de veículos por habitante $(N_{hab}^{Veículo})$ e o número de consumidores no transformador (N_{cons}) . Desta forma, tem-se o número de VEs por transformador $(N_{trafo}^{Veículo})$.

$$N_{trafo}^{Veículo} = \frac{T_{pen} \times N_{cons}}{100} \times N_{cons}^{hab} \times N_{hab}^{Veículo}$$
 (7)

Atribui-se um valor de três habitantes por consumidor e de aproximadamente 0,33 veículos por habitante [150], obtendo um valor de $N_{cons}^{hab} \times N_{hab}^{Veículo} \cong 1$. Como exemplo, se um transformador possui 10 consumidores, com uma T_{pen} de 50%, terá 5 VEs conectados ao transformador. Isso quer dizer que 50% das casas que tinham veículos a combustão migraram para o uso de VEs. Esta consideração é feita independentemente do tipo de consumidor (residencial, industrial ou comercial). Porém, espera-se que possa existir postos de recargas com maior capacidade em consumidores comerciais e industrias, tanto para clientes, quanto para funcionários. Mas como a maioria dos consumidores do alimentador é residencial, cerca de 95%, adotou-se que $N_{cons}^{hab} \times N_{hab}^{Veículo} \cong 1$ para os consumidores comerciais e industriais. Dessa forma estes consumidores também ficam limitados a terem no máximo 1 VE conectado na rede.

Também é adotado que todas as conexões dos VEs são monofásicas e com uma tomada padrão de 16 A. Caso o consumidor seja monofásico, a conexão do VE é feita na mesma fase da casa. Caso ele seja bifásico ou trifásico, é realizado um sorteio que, com a mesma probabilidade,

escolhe uma das fases para alocar o VE. Utilizando o mesmo exemplo anterior (transformador com 10 casas e T_{pen} de 50%), e supondo que 2 VEs sejam sorteados para fase A, 1 VE para a fase B e 2 VEs para a fase C, a distribuição de potência dos VEs é de 40%, 20% e 40% para as fases A, B e C, respectivamente.

Como nem todos os VEs estão disponíveis a todo o momento, surge a necessidade de estabelecer uma curva de disponibilidade do VE no tempo. Hao Xu *et al.* [162] equacionaram todas as variáveis que implicam na disponibilidade do VE e constroem uma curva de disponibilidade do VE com base no dia da semana, no perfil do usuário²⁸, capacidade da bateria do VE e autonomia da bateria. Contudo, a fim de simplificar as equações, alguns parâmetros são fixados nesse trabalho, tais como: dia da semana (quarta-feira), o perfil do usuário (S_3), capacidade da bateria (24 kWh) e autonomia da bateria de 200 km. De acordo com a NHTS [163] em 2009, a distância percorrida diariamente por um usuário de um veículo é dada por uma função de distribuição lognomal com média 3,1 e desvio padrão de 1,1. A probabilidade de iniciar uma recarga dado um estado inicial da carga é dada pela função k(x), dada pela Equação (8).

$$k(x) = \frac{\exp\left(-\left[\ln(1-x) - \left(\mu - \ln\left(\frac{D_r}{CF_{S_i}}\right)\right)\right]^2 / 2\sigma_D^2\right)}{(1-x)\sqrt{2\pi\sigma_D}}$$
(8)

Para i=3, em que D_r é a autonomia do veículo, adotada como 200 km, CF_{S_i} é a frequência de recarga do perfil do usuário, dada por 0,5, ou seja, uma recarga a cada dois dias. σ_D é o desvio padrão da distribuição lognormal e μ é a média da mesma distribuição. Por fim, a variável x representa o estado inicial da carga. Contudo, a fim de eliminar as desarmonias existentes dada as distribuições, é definido uma probabilidade variável w(x|(y,t)) que é a distribuição condicional de x dada a variação de y e t, apresentada na Equação (9).

$$w(x|(y,t)) = \begin{cases} \frac{C}{P\sigma_t\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{((x-y)C - (t-\mu_t)P)^2}{2\sigma_t P^2}\right), \frac{(t-24)P}{C} \le x \le y + \frac{(t-\mu_t + 12)P}{C} \\ \frac{C}{P\sigma_t\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{((x-y)C - (t+24-\mu_t)P)^2}{2\sigma_t P^2}\right), y + \frac{(t-\mu_t + 12)P}{C} \le x \le y + \frac{tP}{C} \end{cases}$$
(9)

 $^{^{28}}$ São apresentados 7 perfís de usuários, com as distâncias mínimas e máximas percorridas em um dia e a frequência de recarga realizadas. O perfíl S_3 percorre entre 42,97 km e 64,37 km por dia e realiza a recarga do VE a cada 2 dias. Dentro dos limites percorridos, assume-se que foi percorrido o valor médio.

Em que C é a capacidade da bateria em Wh, adotada como 24000. O desvio padrão σ_t e a média μ_t são dados pela distribuição normal de acordo com a NHTS [163] em 2009, e assumem 3,4 e 17,6 respectivamente. x é a carga da bateria em um determinado tempo e y representa o estado inicial da carga.

Por fim, é possível definir a expectativa de recarga de um VE, isto é, o número de veículos disponíveis por tempo, e assim é definido $\mu(t)$ de forma discretizada, dada pela Equação (10).

$$\begin{cases}
\mu(t) \approx C \cdot \left(\sum_{v=N_{hl}}^{N_{hl}} \left(\sum_{j=N_{ll}}^{v} \left(k_{j} \cdot w_{v}\right)\right) + \sum_{v=N_{hl}}^{N_{E}} \left(\sum_{j=N_{ll}}^{N_{hl}} \left(k_{j} \cdot w_{v}\right)\right) \\
k_{j} = k(j \cdot \Delta E), \Delta E = \frac{1}{NE} \\
w_{v} = w((v \cdot \Delta E | (j \cdot \Delta E, t) \cdot \Delta E) \\
N_{hl} = [Eh(S_{i}, \tau)/\Delta E], N_{ll} = [El(S_{i}, \tau)/\Delta E]
\end{cases} (10)$$

Em que *Eh* e *El* são os limites mínimo e máximos, respectivamente, de alcance dado um estado inicial de carga. *NE* é a constante de ajuste, onde precisa ser grande o suficiente para manter a igualdade da aproximação, neste caso adotada como 100. É adotado nesse trabalho que todos os transformadores possuem a mesma curva de disponibilidade de VEs, sendo assim, utilizando os parâmetros anteriormente citados, gera-se uma curva de disponibilidade dos VEs para um transformador. Porém, como a curva é contínua, existe a chance de se atribuir valores não inteiros a quantidade de VEs conectados. Desta forma, para fins de aplicação utiliza-se um critério de arredondamento simples para eliminar a possibilidade de haver número de VEs não inteiros.

Para exemplificar, a Figura 30 mostra uma comparação entre a disponibilidade dos VE e a quantidade de VEs disponíveis em um transformador. No exemplo existe um total de 10 VEs disponíveis. Cabe salientar que a discretização da quantidade de VEs disponíveis é dada pela quantidade máxima de VEs, ou seja, uma quantidade baixa de VEs implica em uma discretização muito grande, enquanto que uma grande quantidade de VEs resulta em uma discretização menor.

Após definir o número de VEs por transformador, eles são dispostos em sequência de acordo com as casas, por exemplo, um transformador com 20 casas e uma taxa de penetração de 50% possui 10 VEs, que estão ligados nas 10 primeiras casas.

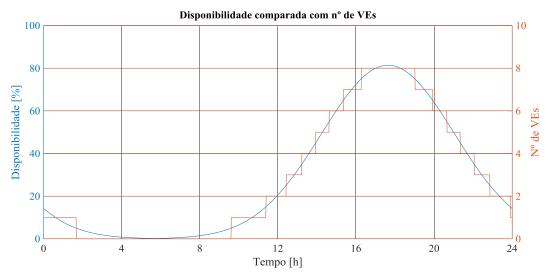


Figura 30. Disponibilidade do VE comparado com o número de VE

Fonte: Elaboração própria

Cabe ressaltar que, apesar da curva de disponibilidade ser atribuída ao transformador, cada VE possui seu próprio tempo de conexão, gerado de forma aleatória, que somados resultaram na própria curva de disponibilidade do transformador. Utilizando-se do exemplo anterior, a Figura 31 mostra os tempos de conexão de cada VE ao longo do período de 24 horas.

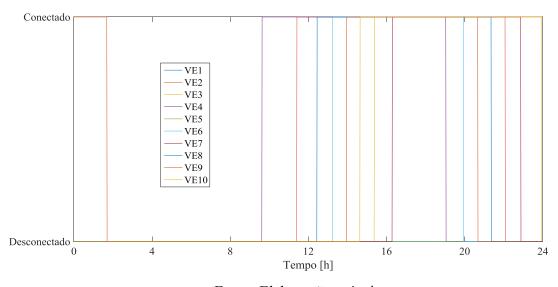


Figura 31. Tempo de conexão dos VEs

Fonte: Elaboração própria

A modelagem do VE no Simulink é realizada em duas etapas. Na primeira etapa obtêm-se a corrente da bateria e seu SoC conforme apresentado na Figura 32. A área vermelha possui duas saídas, a primeira saída é o valor da corrente I_{otimo} , que serve como dado de entrada para a bateria. A segunda saída da área vermelha tem como objetivo eliminar o efeito do VE se

movendo na corrente através do tempo de conexão t_{conect} . A área azul possui uma dinâmica simples da bateria [164] e tem como saída $SoC_{bateria}$. A área verde realiza a soma de todas as correntes produzida por cada VE em uma única corrente, chamada de $I_{bateria}$.

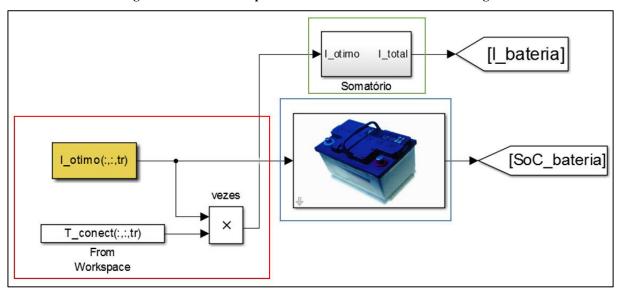


Figura 32. Primeira etapa – Corrente da bateria e estado de carga

Fonte: Elaboração própria

A segunda etapa da modelagem do VE no Simulink é semelhante a segunda etapa da modelagem dos consumidores. A corrente gerada pela primeira etapa é utilizada como referência para uma fonte de corrente na conexão elétrica com a rede. Em adicional, são aplicados os valores de distribuição de potência dos VEs por fase, conforme os ganhos indicados na Figura 33.

[IA_bateria]

| Ia_bateria|
|

Figura 33. Segunda etapa – Emulação do consumo através da corrente da bateria e tensão da rede

È importante salientar que, a_{bat} , b_{bat} , c_{bat} devem somar um e possuem limites entre zero e um, equivalente a distribuição de potência por fase da modelagem dos consumidores.

3.3.6. Dados de Saída

Para analisar os impactos da recarga e descarga dos VEs na rede de distribuição, este trabalho utiliza os dados de saída do Simulink: potência dos transformadores, consumo de energia dos transformadores e nível de tensão dos transformadores. Os dados de saída são tratados no ambiente do Matlab para se determinar o nível de carregamento, o fator de carga e o nível de tensão dos transformadores. O nível de carregamento é dado pela Equação (11) e o fator de carga é dado pela Equação (12)

$$NC = \frac{Demanda\ M\'{a}xima\ [W]}{Potência\ Instalada\ [W]}$$
(11)

$$FC = \frac{Consumo \ de \ Energia \ Ativa \ [Wh]}{Demanda \ M\'{a}xima \ [W]xN^{\circ} \ de \ horas}$$
(12)

É possível obter a seguinte interpretação destas equações: o nível de carregamento indica o valor máximo de demanda no período estabelecido, contudo não há informação sobre a duração desse pico. Logo, analisar este fator de forma separada não traz uma leitura completa do estado do transformador. Por outro lado, o fator de carga expressa o quão uniforme a energia está distribuída ao longo do período estabelecido e caso o consumo de energia fosse uma constante o valor do fator de carga seria unitário. Porém, analisar o fator de carga de forma separada, assim como o nível de carregamento, também não traz uma leitura completa do estado do transformador, pois esse fator não indica em que nível de potência está o carregamento. Sendo assim é preciso analisar os dois fatores de forma simultânea a fim de se obter uma leitura completa do estado do transformador, ao longo do período estabelecido.

O nível de tensão acaba funcionando como uma resposta da rede ao estado do transformador. Transformadores com um nível alto de carregamento e baixo fator de carga tendem a gerar quedas de tensão apenas em períodos pontuais, enquanto que transformadores com nível de carregamento e fator de carga elevados tendem a gerar quedas de tensão por períodos mais longos.

4 Resultados

Para realizar as análises do impacto da coordenação da recarga e descarga dos VEs na rede de Búzios, considerando diferentes níveis de penetração dos veículos e diferentes mecanismos de tarifação, é necessário ter conhecimento do estado da rede antes da inserção dos VEs. Para isso, simula-se o caso base deste estudo. Além do caso base, são simulados dois cenários de penetração de VEs: 50% e 100%. Adicionalmente, é simulado um quarto cenário, em que a carga dos transformadores é multiplicada por dois, a fim de simular um crescimento de carga, na tentativa de se aproximar das condições de alta demanda da região no período de verão, tendo em vista que Búzios é uma cidade de veraneio. Para este cenário 4 atribui-se uma penetração de VEs de 50%. Em cada cenário são analisados o nível de carregamento, o fator de carga dos transformadores e o os níveis de tensão da rede.

Estas análises são feitas variando o sinal de preço tomado como base para a otimização da recarga e descarga das baterias. Os sinais de preço utilizados são a tarifa *TOU* (com base na tarifa branca), tarifa *RTP* horária e Instantânea (ambos com base na curva de potência dos transformadores). A otimização da recarga dos VEs é feita de forma centralizada. Ou seja, são coordenadas por um agregador, que coordena a recarga e descarga apenas dos VEs conectados no transformador, não tendo influência nos VEs de outros transformadores. Também é realizada, para comparação, a recarga não coordenada.

Para as simulações utilizando os VEs são empregadas as mesmas conexões por fase dos consumidores geradas pelo caso base. Dessa forma é possível estabelecer uma base de comparação. Além da adição dos VEs, também é adicionada à simulação uma curva de disponibilidade dos veículos.

4.1 Caso Base

Devido à quantidade de curvas de carga dos transformadores (116 curvas), apenas três delas são apresentadas na Figura 34 a fim de exemplificar os dados de medição coletados. São escolhidos três transformadores com potências nominais diferentes para mostrar as diferentes curvas de carga. Destaca-se que as curvas poderiam ter outro formato se outro dia tivesse sido escolhido. Nota-se que nos três casos, os três transformadores apresentam nível de carregamento parecido, o que indica um baixo nível de carregamento dos transformadores de maior capacidade na região durante o período analisado.

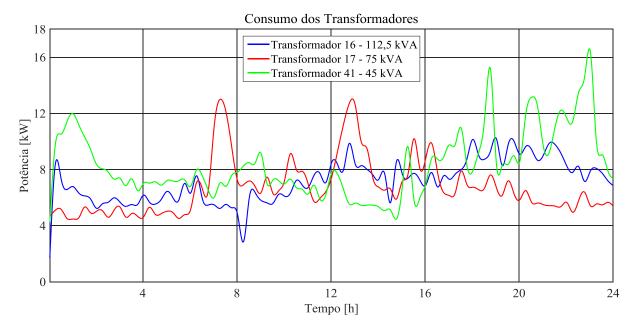


Figura 34. Exemplo de curvas dos transformadores

4.1.1. Nível de Carregamento

A Tabela 11 apresenta o nível de carregamento de cada transformador no caso base, em que as colunas da tabela indicam o valor de dezena do número do transformador e as linhas indicam o valor de unidade do número do transformador. Adota-se o uso de uma escala de cores para facilitar a visualização do nível de carregamento, em que o verde representa os transformadores com menor carregamento e o vermelho representa os transformadores com maior carregamento.

Tabela 11 - Nível de carregamento dos transformadores no caso base

Nível de			Valor de dezena do número do transformador											
carregamento [%]		0_	1_	2_	3_	4_	5_	6_	7_	8_	9_	10_	11_	
	_0	-	12,80	4,10	10,40	17,60	68,70	21,20	11,70	7,10	4,20	4,70	21,10	
op	_1	12,20	5,00	8,90	14,90	36,90	10,70	15,60	30,70	10,50	9,60	30,50	12,40	
ero e	_2	11,20	13,70	8,10	16,70	26,30	39,70	36,60	14,30	11,70	0,20	9,30	0,70	
número or	_3	24,40	14,10	0,80	5,10	25,20	18,70	3,30	9,80	25,70	34,60	25,70	15,40	
e do mad	_4	16,10	17,60	21,80	26,50	13,80	17,20	9,90	20,30	2,50	51,00	63,80	22,30	
unidade do ní transformador	_5	23,80	7,10	7,80	15,70	22,00	40,80	30,40	14,20	59,20	17,30	22,30	25,20	
	_6	9,90	9,10	8,00	31,70	9,20	42,10	4,00	12,30	18,90	66,60	31,40	9,60	
Valor de	_7	10,30	17,40	17,80	61,00	25,30	39,00	49,60	23,40	10,80	41,00	33,90	-	
Va	_8	7,70	16,10	10,70	11,10	50,30	20,40	64,40	17,90	8,00	40,00	38,10	-	
	_9	7,50	48,20	33,00	71,90	3,40	11,70	18,40	26,90	36,60	25,50	28,40	-	

4.1.2. Fator de Carga

A Tabela 12 aponta o fator de carga dos 116 transformadores no caso base. As colunas da tabela indicam o valor de dezena do número do transformador e as linhas indicam o valor de unidade do número do transformador. Adota-se o uso de uma escala de cores para facilitar a visualização do fator de carga, sendo verde indicação de transformadores com maior fator de carga e o vermelho a representação de transformadores com menor fator de carga. A média de todos os transformadores é de aproximadamente 50%, sendo que 90 transformadores possuem fator de carga entre 40% e 70%, e o transformador com maior fator de carga é o transformador 25, de 75 kVA e 17 consumidores, com 79,4% de fator de carga. Em geral, os transformadores possuem flutuações de consumo, mas observando em conjunto com o nível de carregamento, nota-se que essa flutuação não é prejudicial, uma vez que 87 (dos 116) transformadores estão com menos de 30% de nível de carregamento.

Tabela 12 – Fator de carga dos transformadores no caso base

Fator de Carga [%]			Valor de dezena do número do transformador											
		0_	1_	2_	3_	4_	5_	6_	7_	8_	9_	10_	11_	
	_0	-	46,90	63,80	78,90	54,50	54,30	49,90	55,70	37,10	52,00	57,50	50,80	
op	_1	59,50	63,10	63,90	39,90	50,20	51,20	64,00	62,20	49,80	63,40	43,40	42,60	
	_2	41,00	55,10	51,10	65,60	25,10	29,40	52,90	29,40	37,70	25,70	37,50	25,40	
do número nador	_3	45,10	41,80	31,30	47,40	53,60	64,90	9,40	66,20	37,90	34,80	59,90	51,00	
	_4	49,10	52,40	68,10	65,90	67,10	44,30	21,30	61,60	46,60	21,50	29,90	52,20	
unidade do nú transformador	_5	51,80	40,30	79,40	26,00	25,60	43,80	51,90	47,80	69,20	61,60	63,00	53,90	
de un tra	_6	36,00	69,90	49,50	59,10	42,30	60,90	43,70	53,20	38,60	65,30	56,50	62,00	
Valor ć	_7	63,10	51,50	53,40	52,40	53,30	60,90	66,00	42,90	59,20	49,70	59,30	-	
Va	_8	59,10	51,50	51,40	52,60	50,30	48,20	60,00	65,60	42,90	57,60	50,90	-	
	_9	49,90	34,80	67,10	65,30	13,80	72,40	44,50	46,90	59,30	29,90	52,50	-	

4.1.3. Nível de Tensão

A faixa de tensão definida como adequada²⁹ é de $117V \le V \le 133V$, em que neste trabalho valores abaixo são definidos como subtensão e os valores acima são definidos como sobretensão, de acordo com a norma vigente [165]. A Tabela 13 apresenta o tempo, em horas, dos transformadores que estiveram com subtensão. Cabe ressaltar que é somado todo o tempo em que é registrado valor de subtensão, ou seja, o valor não indica que o tempo é necessariamente contínuo. Como é possível observar, alguns transformadores apresentam casos de subtensão antes mesmo da inserção dos VEs, em especial o transformador 68, de 30 kVA. Isso pode ser justificado pela forma em que foi estimada a curva de carga de alguns transformadores. Contudo, a modelagem da rede realizada no Matlab/Simulink não leva em consideração possíveis reguladores de tensão na linha. O caso base não apresenta nenhum valor de sobretensão. Este quadro era esperado, pois não é considerada geração de energia local.

²⁹ Os limites de tensão são diferentes para cada grupo de consumidor (grupo A ou B). Entretanto, como 95% dos consumidores são residenciais, adota-se para todos os consumidores os limites de tensão apenas do grupo B.

Tabela 13 – Tempo total de subtensão nos transformadores em horas para o Caso Base

Subtensão Ca Base	Horas		
	52	1,4	
	68	7,7	
Transformador	94	1,4	
	97	0,9	
	104	2,7	

4.2 Caso 50% de Penetração de VEs

Para fins de análise dos cenários com entrada de VEs, devido aos vários cenários de tarifas de energia e de formas de recarga considerados, são apresentadas apenas as curvas de carga de um único transformador e da subestação. É escolhido o transformador 17, que possui um total de 20 consumidores e uma potência nominal de 75 kVA. Como o caso estudado é de 50% de penetração de VEs, este transformador está com 10 VEs conectados.

A Figura 35 apresenta a curva do caso base do transformador 17, comparado as curvas da recarga não coordenada e as curvas dos diferentes métodos de coordenação da recarga dos VEs. Com relação à recarga não coordenada, como era de ser esperar, há um pico no horário de maior disponibilidade de VEs. A tarifa TOU, por sua vez, não consegue reduzir o pico de carga do transformador, uma vez que o pico da curva de carga do caso base não coincide com o horário de ponta da tarifa TOU. Esse problema se deve ao mecanismo de formação de preço da tarifa TOU (no caso deste estudo, a tarifa branca é usada como exemplo), em que a distribuidora define os mesmos horários dos patamares de preço da eletricidade para a totalidade de seu mercado.

Outro ponto a ser analisado é a relação entre as tarifas *RTP* Horária e *RTP* Instantânea. Como a atualização da tarifa *RTP* Horária é feita a cada hora, há um "atraso" na resposta da recarga e descarga dos VEs. Nesse caso, isso implica em elevação de pico em certos pontos. Cabe acrescentar que isso ocorre devido à oscilação da curva ao longo do dia. Dependendo do transformador analisado, este quadro pode ser prejudicial, pois pode gerar sobrecarga e afundamento de tensão. Por fim, na tarifa *RTP* Instantânea, como a atualização da tarifa é feita a cada minuto, os picos e vales são bem identificados na otimização.

Nota-se que a otimização utilizando V2G não causa impacto entre 00:00h e 10:00h. Isso acontece, pois, a otimização da recarga e descarga dos VEs está atrelada ao tempo em que os VEs estão conectados à rede. Destaca-se que a tarifa TOU reduz a potência em relação ao caso base, o que indica a atuação do V2G. Em nenhum momento, contudo, há inversão de fluxo de potência no transformador, apesar de existir a possibilidade do fluxo reverso no secundário dos transformadores de distribuição, que não são analisados neste trabalho.

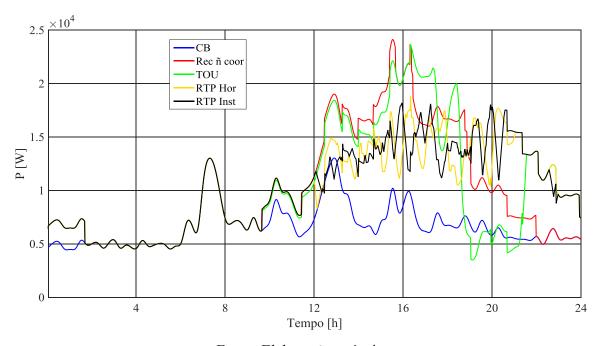


Figura 35. Curva de carga do transformador 17 com 50% de penetração de VE

Fonte: Elaboração própria

A Figura 36, mostra a curva de potência da subestação, comparando o caso base em relação à recarga não coordenada e aos diferentes métodos de coordenação da recarga dos VEs. É possível observar que há uma queda na demanda da subestação no horário intermediário da tarifa *TOU*, contudo essa queda não permanece devido a dois fatores:

- As condições de otimização da recarga dos VEs. Isto é, os VEs devem estar totalmente carregados ao final do seu tempo de conexão, conforme apresentado na seção 3.3.1.
 Desta maneira, a necessidade de recarregar prevalece independentemente da tarifa, elevando novamente a demanda da subestação.
- O nível utilizado para a recarga (Nível 1) é lento, então os VEs levam mais tempo para carregarem. Outros níveis de recarga (Nível 2 ou Nível 3) são mais rápidos e a atenuação do pico de demanda poderia ser evitado caso tivessem sido utilizados.

• O horário coincide com o pico de disponibilidade de VEs. Ou seja, uma maior quantidade de VEs está conectada no momento de pico de carga.

Em seguida, é gerado um vale na demanda devido ao horário de ponta da tarifa *TOU*. Contudo, diferente do horário intermediário, esta redução de demanda na subestação se sustenta durante todo o período de tarifa de pico. Outro ponto importante a ser ressaltado é em relação à eficiência da tarifa *TOU*, conforme mencionado anteriormente. Como são utilizados dados reais de medição, existe a possibilidade de as curvas não coincidirem o horário de demanda de pico com o pico da tarifa *TOU* estabelecida. E de fato isso se confirma ao analisar a curva do caso base nos horários entre 18:00h e 20:00h, em que há um pico, mas não acentuado.

Em comparação com a tarifa *TOU*, a recarga não coordenada não gera um pico tão elevado, pois os VEs são carregados nas horas anteriores ao horário de pico da tarifa *TOU*. Sendo assim, no horário de pico, uma quantidade menor de VEs precisa ser carregado. Apesar da dinâmica de descarga dos VEs em movimento ser levada em consideração no modelo, como discutido na seção 3.3.1, ela não é suficiente para gerar uma descarga significativa nas baterias dos VEs e produzir um pico tão elevado quanto a da tarifa *TOU*.

Já as tarifas *RTP* apresentam um comportamento mais suave devido à própria característica de atualização da tarifa, seja ela feita de hora em hora ou de minuto a minuto. Assim, é possível ter um melhor aproveitamento da capacidade da subestação.

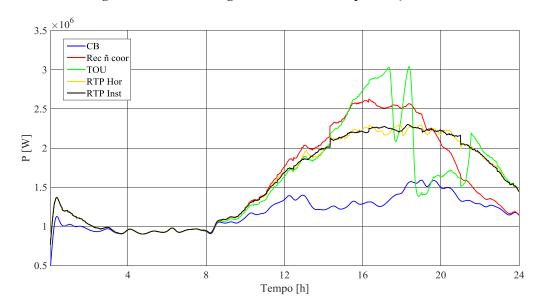


Figura 36. Curva de carga da SE com 50% de penetração de VE

Cabe ressaltar que o impacto causado pelos VEs entre as 00:00h até as 8:00h é mínimo ou quase nulo. Isto ocorre devido à baixa disponibilidade de VEs nestes horários, impossibilitando uma eficiência maior das recargas coordenadas e da atuação do V2G. Finalmente, apesar do aumento da demanda gerado pela quantidade de VEs no sistema, o alimentador não apresenta sobrecarga, operando com cerca de 30% da sua capacidade nominal, no período analisado.

4.2.1. Nível de Carregamento

A Figura 37 apresenta um histograma do nível de carregamento dos 116 transformadores do cenário 2 de simulação (50% de penetração de VE). São comparadas ao caso base (CB) a recarga não coordenada (Rec ñ coor) e as recargas coordenadas com base nas tarifas *TOU*, *RTP* Horária e *RTP* Instantânea.

Observa-se que no caso base, 101 transformadores estão com até 40% de nível de carregamento e a média de carregamento é de 21,7%. Os níveis de carregamento da recarga não coordenada e da tarifa *TOU* são semelhantes entre si, e elevam a média do nível de carregamento, em relação ao caso base, em aproximadamente 13%. Em ambos os mecanismos de recarga, verifica-se que 2 transformadores estão sobrecarregados (com mais de 100% de nível de carregamento), sendo que os carregamentos máximos são de 107,4% e 123,6%, na recarga não coordenada e na tarifa *TOU*, respectivamente. Esta situação não justificaria economicamente a alteração da tarifa, com todos os custos associados, apenas para evitar a sobrecarga de 2 transformadores³⁰. As tarifas *RTP* Horária e Instantânea possuem um nível de carregamento médio de 29,4% e 27,9%, respectivamente. Os carregamentos máximos das tarifas *RTP* são similares, na ordem de 85%.

³⁰ Outros beneficios da *smart grid* poderiam justificar a troca de medidores e de tarifação diferenciada na região.

Figura 37. Histograma do nível de carregamento dos transformadores com 50% de penetração de VE

4.2.2. Fator de Carga

A Figura 38 mostra o histograma do fator de carga dos transformadores do cenário 2 (50% de penetração de VE) comparando o caso base com a recarga não coordenada e as recargas coordenadas utilizando as tarifas consideradas.

O caso base possui um fator de carga médio de 50,4%, com a maior quantidade de transformadores (38) operando com fator de carga na faixa de 50% a 60%. As recargas não coordenadas e na tarifa TOU têm resultados semelhantes, reduzindo o fator de carga médio dos transformadores para 44,8% e 42,6%, respectivamente. Em ambos os mecanismos, a faixa de fator de carga com maior quantidade de transformadores operando passa a ser de 40% a 50%, sendo que 70,7% e 78,4% dos transformadores operam com menos de 50% de fator de carga na recarga não coordenada e na tarifa TOU, respectivamente. As tarifas *RTP* Horária e Instantânea apresentam resultados similares e conseguem manter a média e a estrutura da distribuição de operação dos transformadores nas faixas consideradas semelhantes ao caso base.

60 СВ 50 Rec ñ coord TOU Nº de transformadores RTP Hor RTP Inst 30 10 20/25/25/09/0 AD STC SOON 30CFC-C6010 30/25/24000 COCTEC TOOLO 10/25/800% obstickling lo Nível de fator de capacidade [%]

Figura 38. Histograma do fator de carga dos transformadores com 50% de penetração

4.2.3. Nível de Tensão

A Tabela 14 mostra o tempo, em horas, dos transformadores com subtensão. Novamente, a faixa de tensão definida como adequada é de $117V \le V \le 133V$, em que valores abaixo são definidos como subtensão e os valores acima são definidos como sobretensão, de acordo com a norma vigente [165]. Nota-se que 50% de penetração de VE é suficiente para causar uma queda de tensão por um longo período em alguns transformadores, em especial os transformadores 52, 68 e 94, que são de 15 kVA, 30 kVA e 15 kVA, respectivamente. Como esses transformadores possuem potência nominal baixa, o impacto da recarga dos VEs é maior, o que justifica ficarem boa parte do tempo com subtensão. Por fim, este cenário não apresentou nenhum caso de sobretensão. Cabe ressaltar que a análise é feita no primário do transformador e casos de sobretensão podem ocorrer no secundário, pois não são considerados os recursos de geração e os reguladores de tensão da linha.

Tabela 14 – Tempo total de subtensão nos transformadores em porcentagem para 50% de penetração de VE

Subtensão (hor	ras)	СВ	Rec ñ coor	TOU	RTP Hor	RTP Inst
	52	1,4	9,6	9,9	9,5	9,3
	55	0,0	0,5	0,2	0,1	0,0
	65	0,0	4,4	3,7	2,2	2,1
Transformador	66	0,0	4,1	4,6	4,9	4,8
Transformacor	68	7,7	12,4	12,4	13,4	13,4
	94	1,4	10,6	12,2	13,5	13,0
	97	0,9	3,3	3,9	3,6	3,9
	104	2,7	3,5	3,8	3,1	3,0

4.3 Caso 100% de Penetração de VEs

De forma semelhante ao caso com 50% de penetração de VEs, apenas a curva de carga do transformador 17, com 20 consumidores conectados e potência nominal de 75kVA, e da subestação são apresentadas. Como o caso estudado é de 100% de penetração de VEs, o transformador 17 está com 20 VEs conectado.

A Figura 39 apresenta a curva do caso base do transformador 17, comparado as curvas da recarga não coordenada e as curvas dos diferentes métodos de coordenação da recarga dos VEs. É possível notar uma semelhança entre a recarga não coordenada e a recarga com tarifa *TOU*, com relação ao pico de demanda. Ambas produzem um pico mais elevado, deixando o nível de carregamento do transformador em, aproximadamente, 50%. Todavia, a tarifa *TOU* gera um vale profundo próximo as 20 horas, devido ao elevado valor da tarifa de eletricidade, o que gera incentivos para o fornecimento de energia elétrica pelas baterias dos veículos (V2G). Dependendo do estado da rede nesse momento, existe a possibilidade de se caracterizar um ponto de sobretensão, devido à proximidade da demanda ao valor zero. Apesar de não se identificar fluxo reverso nesse transformador, é possível que ocorra reversão de fluxo no secundário da rede de distribuição, não analisada neste trabalho. Mais do que isso, como as curvas de carga dos transformadores refletem os dados de medição de um dia, assim existe a possibilidade de, nessa taxa de penetração, ocorrer fluxo reverso em outros dias da semana no transformador.

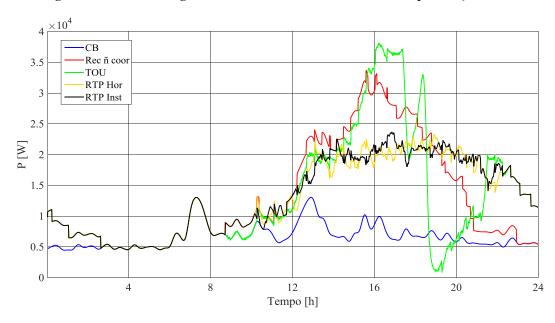


Figura 39. Curva de carga de três transformadores com 100% de penetração de VE

Na Figura 40 é possível observar o efeito que a curva de disponibilidade dos VEs tem sobre a curva de demanda da subestação. Com 100% de penetração de VEs, a recarga não coordenada toma a mesma forma que a curva de disponibilidade dos VEs.

A tarifa *TOU* fica com um vale no horário em que é estabelecido a tarifa de pico, porém, devido a forma na qual a otimização da recarga e descarga dos VEs é concebida, um novo pico é criado. Outro problema da tarifa *TOU* é a possibilidade de causar um fluxo reverso na subestação, o que pode causar problemas, caso a mesma não seja equipada para esse tipo de situação.

Na coordenação da recarga e descarga usando as tarifas *RTP*, é possível notar que as curvas tomam um formato parecido com a disponibilidade dos VEs, porém de forma mais achatada, característico da forma em que a otimização é realizada. Por fim, dado o alto nível de penetração, torna-se pouco perceptível a diferença entre curvas da tarifa *RTP* Horária e *RTP* Instantânea.

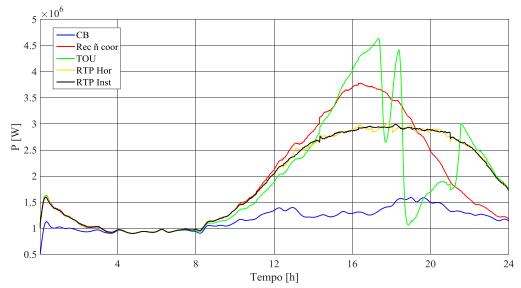


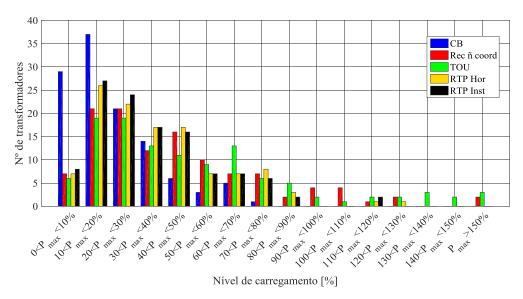
Figura 40. Curva de carga da SE com 100% de penetração

4.3.1. Nível de Carregamento

A Figura 41 apresenta um histograma do nível de carregamento dos transformadores do cenário 3 de simulação (100% de penetração de VEs). São comparadas ao caso base (CB) a recarga não coordenada (Rec ñ coor) e as recargas coordenadas com base nas tarifas *TOU*, *RTP* Horária e *RTP* Instantânea dos 116 transformadores.

As médias do nível de carregamento da recarga não coordenada e da tarifa *TOU* são de 44,7% e 51,0%, respectivamente. Os desvios padrão do nível de carregamento para a recarga não coordenada e da tarifa *TOU* aumentam para 32,1% e 39,3%, respectivamente, enquanto que no caso base o desvio padrão é de 16,2%. Destaca-se que a tarifa *TOU* teve uma quantidade maior de casos de sobrecarga (13 casos) em relação a recarga não coordenada (9 casos). Ainda mais, as sobrecargas da tarifa *TOU* são mais agressivas, em relação às sobrecargas da recarga não coordenada, atingindo o valor de 188,3%. Tanto a Tarifas RTP Horaria, quanto a RTP Instantânea têm 2 transformadores sobrecarregados, com 125,6% e 119,7% nos piores casos, respectivamente. Cabe ressaltar que neste cenário todos os consumidores migram para os VEs, ou seja, 2.140 estão conectados na rede.

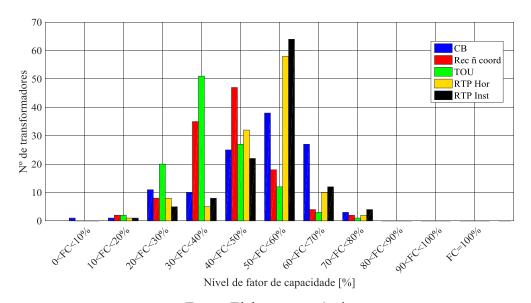
Figura 41. Histograma do nível de carregamento dos transformadores com 100% de penetração



4.3.2. Fator de Carga

A Figura 42 mostra um histograma do fator de carga dos 116 transformadores do cenário 3 (100% de penetração de VEs) comparando o caso base com a recarga não coordenada e as recargas coordenadas utilizando as tarifas consideradas neste trabalho.

Figura 42. Histograma do fator de carga dos transformadores com 100% de penetração



A recarga não coordenada e tarifa TOU tiveram uma queda no fator de carga médio em relação ao cenário anterior, de 44,8% para 42,7% e 42,6% para 38,7%, respectivamente. As tarifas *RTP* Horária e Instantânea, possuem, respectivamente, 100 e 98 transformadores na faixa de 40% e 70% de fator de carga, aumento de 8,6% e 6,9% em relação ao caso base. Destaca-se os desvios padrão dos fatores de carga das tarifas RTP Horaria e Instantânea são de 10,4% e 10,9%, respectivamente, enquanto o desvio padrão no caso base é de 13,4%. Ou seja, a concentração de valores próximos a média é maior com o uso das tarifas em tempo real, em relação ao caso base.

4.3.3. Nível de Tensão

A Tabela 14 mostra o tempo dos transformadores com subtensão, em horas. Neste cenário, 2.140 VEs estão conectados à rede, e nota-se que 12 dos 116 transformadores apresentaram problemas de subtensão. Os transformadores 52, 68 e 94 apresentam um tempo de queda na tensão mais expressivo. Porém, como discutido no cenário anterior, estes transformadores possuem uma potência nominal baixa, tornando o impacto da recarga do VE maior. Cabe ressaltar que não houve casos de sobretensão. Contudo existe a possibilidade de ocorrerem, devido à injeção de potência na rede pelo V2G, em especial no secundário dos transformadores.

Tabela 15 – Tempo total de subtensão nos transformadores em horas para 100% de penetração de VE

Subtensão(horas)		СВ	Rec ñ coor	TOU	RTP Hor	RTP Inst
	50	0,0	3,6	3,0	0,0	0,0
	52	1,4	12,1	11,7	11,2	10,8
	55	0,0	4,5	3,7	1,9	2,3
	65	0,0	6,9	6,6	7,6	7,4
	66	0,0	3,6	4,1	4,5	4,6
Transformador	68	7,7	14,4	15,1	15,3	15,3
Transformación	78	0,0	1,0	2,2	0,4	0,0
	80	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
	93	0,0	1,3	2,7	0,1	0,2
	94	1,4	14,8	13,9	14,2	14,8
	97	0,9	4,0	5,8	6,1	5,9
	104	2,7	4,9	5,3	4,2	4,3

4.4 Caso 50% de Penetração de VE e Caso Base x2

Tendo em vista que os cenários anteriores não apresentaram impactos expressivos na rede de distribuição analisada, pois a rede estava pouco carregada (em média 21,7% de nível de caregamento), opta-se por elaborar um cenário de maior demanda, para simular uma situação próxima as condições de verão da região, ou semelhante as condições de operação de outras regiões. Neste cenário é considerado aumento na demanda da região em duas vezes, para todo o horizonte analisado. Cabe salientar que este cenário não deve ser visto como plausível, mas serve para demonstrar problemas pontuais a serem enfrentados por algumas concessionárias, como por exemplo: verão, férias escolares e carnaval.

Em conformidade com os outros cenários apresentados, é escolhido o transformador 17, com 20 consumidores conectados e potência nominal de 75 kVA para análise. Como o caso estudado é de 50% de penetração de VEs, este transformador está com 10 VEs conectados.

A Figura 43 apresenta a curva de carga do caso base vezes dois, para o transformador 17, comparado as curvas da recarga não coordenada e as curvas dos diferentes métodos de coordenação da recarga dos VEs. É possível observar a redução de pico pela tarifa *RTP* Instantânea entre as 12:00h e 13:00h, caracterizado pela atuação do V2G. Ademais, nota-se que o comportamento da recarga não coordenada é semelhante da tarifa *TOU*, diferenciando apenas no horário de pico.

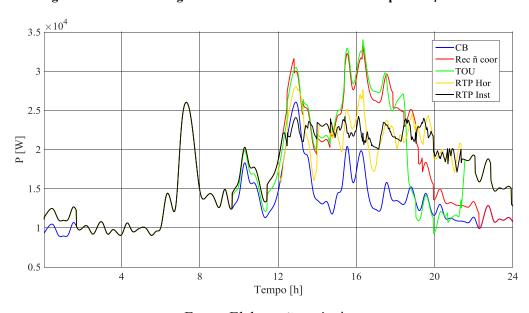


Figura 43. Curva de carga do transformador 17 com 50% de penetração e CBx2

Na subestação, a tarifa *TOU* cria um pico no horário anterior ao horário de pico da tarifa, e um vale acentuado no período de ponta da tarifa, conforme indicado pela Figura 44.

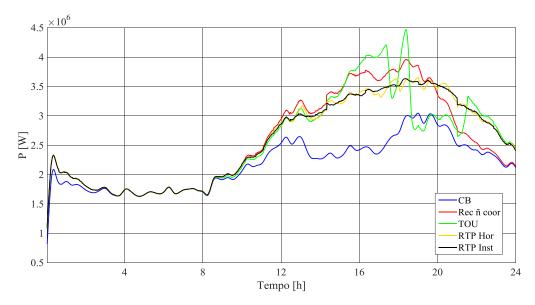


Figura 44. Curva de carga da SE com 50% de penetração e CBx2

Fonte: Elaboração própria

4.4.1. Nível de Carregamento

A Figura 45 apresenta um histograma do nível de carregamento dos 116 transformadores do cenário 4 de simulação (50% de penetração de VE e CBx2). São comparadas ao caso base (CB) a recarga não coordenada (Rec ñ coor) e as recargas coordenadas com base nas tarifas *TOU*, *RTP* Horária e *RTP* Instantânea.

Neste cenário, o caso base tem um nível de carregamento médio de 43,5%, 9 transformadores sobrecarregados e 66 transformadores estão com até 40% de carregamento, 30,2% a menos em comparação ao caso base original. A recarga não coordenada e a tarifa TOU estão com 53,3% e 55,3% de nível de carregamento, e sobrecarga máxima de 178,7% e a tarifa TOU de 179,4%, respectivamente. As tarifas RTP Horária e Instantânea tiveram o mesmo valor de sobrecarga máxima que o caso base, 143,9%. Isso acontece, pois, a otimização da recarga e descarga das baterias não permitiu que os VEs carregassem nesse momento, contudo o pico também não foi reduzido. Ou seja, o V2G não atuou neste momento, possivelmente devido à limitação de carga completa ao final do período de simulação, ou restrição de veículos conectados.

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB Rec ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP Hor RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP HOR RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP HOR RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP HOR RTP Inst

September 15 CB REC ñ coord TOU RTP HO

Figura 45. Histograma do nível de carregamento dos transformadores com 50% de penetração e CBx2

4.4.2. Fator de Carga

A Figura 46 mostra o histograma do fator de carga dos transformadores do cenário 4 comparando o caso base com a recarga não coordenada e as recargas coordenadas utilizando as tarifas consideradas.

Nota-se que os fatores de carga do novo caso base são iguais ao caso base original, pois não houve alteração no formato das curvas de carga. A recargas não coordenada e tarifa *TOU* tiveram média inferior ao caso base, 48,5% e 47,1%. Apesar disso, a média foi maior em relação ao cenário 2, com um aumento de 3,7% e 4,5% dos fatores de carga na recarga não coordenada e na tarifa *TOU*, respectivamente. As tarifas *RTP* Horária e Instantânea tiveram aumentos mais significativos, do fator de carga médio, em comparação aos do cenário 2, 2,3% e 6,6%, respectivamente. Cabe ressaltar que a tarifa *TOU* teve um aumento de 61 para 91 transformadores na faixa de 40% e 70%, um aumento de 25,9%. A tarifa *RTP* Instantânea teve um aumento nos transformadores na faixa de 70% a 80%, de 6 para 15 transformadores. Em linhas gerais, comparado ao cenário 2, nota-se que houve uma melhora no fator de carga.

45 40 СВ Rec ñ coord 35 TOU N° de transformadores RTP Hor RTP Inst 10 20/25/2010 702FC280010 90cfccl100%

Figura 46. Histograma do fator de carga dos transformadores com 50% de penetração e CBx2

Nível de fator de capacidade [%]

4.4.3. Nível de Tensão

A Tabela 16 mostra o tempo dos transformadores com subtensão, em horas. É possível notar que o caso base, que nos cenários anteriores tinha 5 transformadores com subtensão, neste cenário possui 9 transformadores com subtensão. Em especial o transformador 68, que passa mais de 23 horas do dia com tensão abaixo 117V, sem nenhum VE conectado. Em linhas gerais, os transformadores que tinham problemas de subtensão no caso base tendem a agravar o caso. Alguns destes transformadores não são influenciados de acordo com a recarga não coordenada ou as recargas coordenadas, devido aos poucos VEs que estão conectados.

Tabela 16 – Tempo total de subtensão nos transformadores em porcentagem para 50% de penetração de VE e CBx2

Subtensão(horas)		СВ	Rec ñ coor	TOU	RTP Hor	RTP Inst
	50	0,0	1,4	1,9	0,0	0,0
	52	1,8	5,4	6,7	6,7	6,6
	55	9,9	12,4	11,9	12,3	12,4
Transformador	59	0,0	1,0	1,6	0,9	0,7
110110111110111110111111111111111111111	65	12,3	12,7	13,8	14,5	14,5
	66	0,0	2,5	4,5	4,5	4,3
	68	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9
	72	0,3	1,2	1,3	0,3	0,3

Subtensão(hora	as)	СВ	Rec ñ coor	TOU	RTP Hor	RTP Inst
	78	3,2	9,7	10,8	10,1	10,9
	85	0,0	0,5	0,4	0,0	0,0
	89	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
	93	12,0	12,2	12,1	12,1	12,1
	94	2,3	10,1	10,8	11,2	11,9
	95	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
	96	0,1	3,9	3,3	2,9	2,4
Transformador	97	15,0	15,1	15,1	15,1	15,1
	103	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
	104	12,0	12,3	13,2	13,2	13,2
	105	0,0	0,2	0,7	0,2	0,0
	107	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0
	108	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
	109	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
	113	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0

4.5 Considerações Finais

Os resultados da simulação da entrada de VEs, considerando diferentes mecanismos de tarifação e V2G, permitem identificar um reduzido impacto, em termos de carregamento e fator de carga dos transformadores, e quedas de tensão ao longo da linha, na rede elétrica de distribuição de Búzios (alimentador 7). Tal fato se deve, fundamentalmente, ao baixo carregamento da rede no período analisado. Outro fator relevante para o resultado obtido está associado à análise desconsiderar a rede local de distribuição secundária.

Em linhas gerais, as tarifas *RTP* possuem desempenho melhor em relação à recarga não coordenada e à tarifa *TOU*. No entanto, a implementação das tarifas diferenciadas necessita de medição diferenciada e comunicação bidirecional, direcionando o setor a desenvolver uma *smart grid*, o que implica em custos elevados para as distribuidoras. Por outro lado, a tarifa TOU apresenta os piores resultados da simulação, sendo, inclusive, em alguns casos piores que a recarga não coordenada, o que se torna preocupante para o Brasil, por conta da nova opção tarifária disponível no país. Ou seja, os moldes da tarifa branca, com a consideração de um mesmo horário de ponta para toda a região da concessionaria, pode, em algumas situações, levar

a novos picos de demanda nos transformadores, reduzindo o fator de carga dos transformadores. Mais do que isso, nas situações em que o pico de carga não coincidir com o horário de ponta da tarifa *TOU*, verificar-se-á aumento do pico de demanda nos transformadores.

Uma forma de amenizar os efeitos negativos da tarifa *TOU*, a partir do momento que se verifique a possibilidade de atuação do V2G, é a criação de preços reduzidos para a venda de energia. Dessa forma seria possível atenuar os vales causados pela descarga dos VEs na rede com o V2G, e eventuais fluxos reversos no secundário dos transformadores. Outro ponto importante a ser considerado é a tentativa de compatibilizar o horário de pico da tarifa *TOU* com o momento de pico dos transformadores. Eventualmente, diante da dificuldade de se obter esta associação dinâmica por transformador, poder-se-ia estudar a possibilidade de analisar o comportamento de regiões especificas, ao invés de atribuir o mesmo horário para todo o mercado da distribuidora.

Com relação aos cenários, no cenário 2, apesar do aumento da demanda gerado pela quantidade de VEs no sistema, o impacto causado no sistema de distribuição é de 2 transformadores sobrecarregados na recarga não coordenada e na tarifa TOU. O fator de carga em relação ao caso base, neste cenário, reduz, em média, em 5,6%, 7,9% e 0,5% na recarga não coordenada, tarifa TOU e tarifa RTP Horária, respectivamente. Na tarifa RTP Instantânea tem-se uma elevação do fator de carga médio em 2,1% em relação ao caso base. Isso indica que a otimização com V2G baseada na tarifa RTP Instantânea permite reduzir as flutuações na curva de carga dos transformadores.

No cenário 3, a recarga não coordenada teve 9 (7,8%) transformadores sobrecarregados, sendo que 2 casos estão acima de 130% de carregamento. A tarifa *TOU* tem 13 (11,2%) transformadores sobrecarregados, e 8 transformadores acima de 130% de nível de carregamento. Ambas as tarifas *RTP* possuem 2 (1,7%) casos de sobrecarga. Cabe ressaltar que este cenário é o mais agressivo, em que 100% da frota de veículos da região são substituídos por VEs (2.140). O fator de carga médio dos transformadores considerando a recarga não coordenada, tarifa *TOU* e tarifa *RTP* Horária, reduzem em 7,8%, 11,7% e 0,3%, em relação ao caso base. A tarifa RTP Instantânea tem melhora no fator de carga médio em 1,9%. Cabe salientar que, apesar da tarifa RTP Horária ter reduzido o fator de carga médio, esta redução é menor em comparação ao segundo cenário, assim como o aumento do fator de carga médio da tarifa RTP Instantânea é menor que do segundo cenário.

No cenário 4, em que há penetração de 50% de VEs e o caso base é multiplicado por dois, notase que 9 transformadores estão sobrecarregados antes da inserção do VE. Na recarga não coordenada e na tarifa *TOU* têm-se aumento das sobrecargas para 12 e 16 transformadores, respectivamente. Ou seja, aumento relativo ao novo caso base de 33,3% para a recarga não coordenada e 77,8% para a tarifa *TOU*. Destaca-se para este cenário, redução do número de sobrecargas dos transformadores com a atuação das tarifas *RTP*: a tarifa *RTP* Horária tem 8 transformadores sobrecarregados e a tarifa RTP Instantânea tem 7 transformadores com sobrecarga. Observa-se que o V2G tem impacto mais significativo com o aumento do patamar das curvas de carga dos transformadores. O fator de carga médio dos transformadores considerando a recarga não coordenada e a tarifa *TOU* apresentam quedas de 1,9% e 3,3%. Apesar das reduções dos valores médios do fator de carga, é possível notar que com aumento do carregamento do transformador, o impacto negativo com a entrada dos VEs no fator de carga é menor. As tarifas *RTP* Horária e Instantânea têm melhora no fator de carga médio de 2,3% e 6,7%, respectivamente.

Ou seja, no cenário mais extremo, com aumento de 2 vezes a demanda da região e penetração de 50% de VEs, o pior caso (tarifa *TOU*), tem 16 (14% do total) dos transformadores sobrecarregados, sendo que 9 transformadores estão sobrecarregados antes da inserção dos VEs. Assim, pode-se concluir que em situações de operação da rede com carregamento na ordem de 50%, os impactos com a entrada dos VEs não são expressivos. Ademais, em condições de operação com baixo carregamento, o impacto da recarga dos VEs tende a ser marginal, ou até mesmo nulo. Este quadro permite idealizar políticas públicas para a entrada de VEs nestas regiões típicas de veraneio. Estas políticas contribuiriam para a disseminação da tecnologia e gerariam impacto reduzido no sistema de distribuição local, não havendo necessidade de alteração de mecanismos de medição e tarifação de energia elétrica.

Como exemplo, pode-se pensar na possibilidade de incentivos fiscais locais, via IPI ou IPVA, para o uso de veículos híbridos *plug-in* em frotas com perfis controláveis³¹, como veículos públicos ou taxis. Estes veículos utilizariam as baterias nos períodos de baixo carregamento da rede elétrica, e na época de maior carregamento (tipicamente no verão), os veículos utilizariam o MCI para mobilidade. Dessa maneira, seria possível adiar investimentos na rede de distribuição, como substituição de medidores, instalação de sistema de comunicação e a criação

_

³¹ Considera-se frota controlável os casos em que é possível, a partir de mecanismos de comando e controle, determinar os locais e momentos de recarga dos veículos.

de tarifas dinâmicas para recarga. Na Califórnia, por exemplo, há projeto semelhante, em que foram adquiridos 90 VEs pelo governo, em 2015, e foram instalados 90 postos de recarga na região de São Francisco, para estimular o uso de VEs na região [166]. Também é possível verificar o uso deste tipo de política em Singapura, com a comercialização de VEs através de frotas de taxis. A empresa BYD, em parceria com o governo de Singapura, lançou em 2017 uma frota de 100 taxis elétricos, formando a maior frota de taxi elétrico do sudoeste da Ásia [167].

Outra forma de incentivar a compra de VEs nestas regiões é a partir de parceria público privada, em que o proprietário do veículo comunicaria à prefeitura sobre a compra. Dessa forma, seria possível mapear os pontos que necessitam de postos de recarga. A prefeitura, em parceria com a distribuidora local, desenvolveria uma rede de postos de recarga para o atendimento da demanda local, permitindo identificar possíveis problemas pontuais na rede elétrica local, em termos de nível de carregamento e queda de tensão.

Outro mecanismo para incentivar o crescimento da mobilidade elétrica local seria a partir de parcerias com as universidades. Como exemplo, tem-se o projeto "Energia 2020", desenvolvido por uma parceria pública do governo da Itália com a universidade de Genova, que conta com duas estações de recarga no campus de Savona, que permite a coleta dos dados para utilizados em estudos sobre os impactos dos VEs na rede elétrica [168].

Assim, seria possível usar as características de baixo carregamento da região para incentivar as vendas de VEs, a partir de políticas públicas especificas, e estimular o crescimento do mercado de VEs no país com reduzido impacto na rede elétrica. Contudo, sem uma lei que permita a comercialização de energia para a recarga dos VEs, os usuários não têm opção de posto de recarga. Sendo assim, o único local de recarga dos usuários seria suas próprias residências. Destaca-se, porém, que apesar dos projetos de lei ligados às questões de vendas e da recarga dos VEs estarem em tramitação na Câmara dos Deputados e no Senado, já houve avanços no cenário de normatização, como a norma brasileira para recarga de VEs [169].

5 Conclusões

Este trabalho teve como objetivo analisar os impactos da recarga e descarga das baterias dos VEs em uma rede elétrica de distribuição, dados diferentes níveis de penetração. Foi utilizada a rede de distribuição de Búzios para as simulações. Os dados de medição são dos consumidores do alimentador 7, coletados parcialmente através de uma IMA. Todavia, algumas informações tiveram de ser estimadas ou não puderam ser consideradas. Por exemplo, o consumo dos medidores eletromecânicos teve de ser estimado, enquanto que não foram considerados elementos de geração local (por exemplo, painéis fotovoltaicos) e possíveis reguladores de tensão na rede. Apesar destas considerações, esta rede pode ser vista com caraterísticas próximas de uma rede real.

Além dos níveis de penetração, os impactos também são avaliados de acordo com o método de recarga dos VEs, podendo ser coordenada (com V2G) ou não-coordenada (sem V2G). Sendo assim, foram estabelecidos quatro cenários de simulação. O cenário 1 se refere a simulação da rede sem nenhum VE conectado a fim de estabelecer o caso base. Neste cenário são definidos, através de sorteios, todos os valores das variáveis aleatórias, como por exemplo as conexões das fases dos consumidores. Destaca-se que o resultado desse sorteio pode causar um viés para um determinado impacto. Idealmente o resultado deveria ser feito a partir de uma média de *n* sorteios. Os cenários 2 e 3 consideram 50% e 100% de penetração de VEs, respectivamente. Por fim o cenário 4 simula um crescimento de carga, na tentativa de se aproximar das condições de alta demanda da região no período de verão, tendo em vista que Búzios é uma cidade de veraneio. Neste cenário, a demanda do caso base é multiplicada por dois e considera-se 50% de penetração de VEs.

Nos cenários com VEs, as conexões são feitas respeitando as conexões dos consumidores e a recarga é de Nível 1 e Modo 1, de até 16 A. Os impactos da recarga não coordenada e das recargas coordenadas (com V2G) com base nas tarifas *TOU*, *RTP* Horária e *RTP* Instantânea são comparadas com o caso base. Foram analisados, para todos os cenários, o nível de carregamento dos transformadores, fator de carga dos transformadores e nível de tensão da rede.

O caso base, de uma forma geral, apresentou um baixo nível de carregamento dos transformadores, onde a média do nível de carregamento é de 21,7% e nenhum transformador estava com sobrecarga. O fator de carga médio é de 50,4% e o maior valor é de 79,4%. Alguns

pontos da rede estão com subtensão, em destaque o transformador 68 que durante 7,7 horas do dia tem tensão abaixo de 117V.

No cenário 2, a recarga não coordenada e a tarifa *TOU* tiveram ligeiro aumento do nível de carregamento médio, em relação as tarifas *RTP*. Verifica-se que 2 transformadores estão com sobrecarga, na recarga não coordenada e na tarifa *TOU*. O fator de carga médio tem uma redução semelhante na recarga não coordenada e da tarifa *TOU*. As tarifas *RTP* Horária e Instantânea apresentam resultados similares e conseguem manter a média do fator de carga similar ao caso base. São registrados 8 casos de subtensão com 50% de penetração de VEs, com destaque para os transformadores de menor capacidade, que tem um impacto maior pela recarga dos VEs.

No cenário 3 foi observado um aumento linear do nível de carregamento em relação ao cenário 2, com mais casos de sobrecarga de transformadores na recarga não coordenada (9 transformadores) e na tarifa TOU (13 transformadores). A penetração de 2.140 VEs reduz o fator de carga médio da recarga não coordenada e tarifa TOU em relação ao cenário 2. Nas tarifas RTP o fator de carga médio se mantém parecido ao do caso base. Por fim, mais pontos da rede apresentaram queda de tensão. Cabe salientar que não houveram pontos com sobretensão, mas existe a possibilidade de ocorrerem, pois, não são considerados os recursos de geração e os reguladores de tensão da linha. Também há a possibilidade da tarifa TOU causar um fluxo reverso se o pico de demanda não coincidir com o horário de pico da tarifa.

O aumento da carga do caso base no cenário 4 elevou o nível de carregamento dos transformadores e 66 transformadores estão com até 40% de carregamento, contudo 9 transformadores apresentaram sobrecarrega. Destaca-se a redução do número de transformadores sobrecarregados nas tarifas *RTP* Horária (8 transformadores) e RTP Instantânea (7 transformadores). A recarga não coordenada, tarifa *TOU* e tarifa *RTP* Horária mantiveram o fator de carga próximos da média do caso base. A tarifa *RTP* Instantânea teve um aumento de 6,6% no fator de carga médio em relação ao caso base, em que 15 transformadores estão na faixa de 70% a 80%. Por fim, a rede demonstra problemas no nível de tensão no caso base, em que 11 transformadores estão com tensão abaixo de 117V. Nota-se que em nenhuma coordenação de recarga (com V2G) amenizou algum problema de subtensão existente

Apesar do aumento da demanda gerado pela entrada dos VEs no sistema, o alimentador não apresentou sobrecarga em nenhum dos cenários. Dessa forma, uma maneira de incentivar o

crescimento do setor de mobilidade elétrica no país, seria através de políticas públicas em regiões de baixo carregamento com a substituição por VEs de frotas cativas, como por exemplo taxis ou carros governamentais. Outra forma seria através de estudos em parceria com universidades.

5.1 Sugestões para Trabalhos Futuro

Através da modelagem de uma rede real de distribuição, foi possível avaliar os impactos que a coordenação da carga e descarga do VE nesta rede. Nesta seção são apontados alguns temas para a continuidade do estudo elaborado nessa dissertação:

- Os resultados encontrados podem ter um viés para certos impactos devido a forma em que se atribuiu as variáveis aleatórias. Uma maneira de resolver este problema é utilizar métodos estocásticos, que se baseiam em amostragens aleatórias massivas para obter resultados numéricos, tal como o método Monte Carlo, por exemplo.
- Outro ponto é quanto ao método utilizado para a otimização da carga e descarga da bateria. Pode se verificar a eficiência de outros métodos, como por exemplo a Programação Quadrática ou técnicas heurísticas.
- Quanto ao número de restrições utilizadas na otimização da carga e descarga do VE.
 Podem ser inseridas restrições de nível de carregamento máximo do transformador, ciclo de carga e descarga da bateria, nível de tensão da rede, dentre outras.
- Pode se atribuir outros níveis de recarga dos VEs além do Nível 1.
- Por fim, o tempo de simulação foi um fator limitante para a análise de mais cenários, então sugere-se utilizar a interface *Component Object Model* (COM) do software OpenDSS com o Matlab, assim a programação é realizada pelo Matlab, enquanto a simulação da rede é feita pelo OpenDSS.
- Possibilidade de incluir Geração Distribuída.

Referências Bibliográficas

- [1] M. S. Whittingham, "History, Evolution, and Future Status of Energy Storage", *Proc. IEEE*, vol. 100, n° Special Centennial Issue, p. 1518–1534, maio 2012.
- [2] D. Abbott, "Keeping the Energy Debate Clean: How Do We Supply the World's Energy Needs?", *Proc. IEEE*, vol. 98, no 1, p. 42–66, jan. 2010.
- [3] M. Bertoluzzo, V. Cossalter, A. Doria, e D. Mazzaro, "Getting around in electric vehicles", *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 2, no 3, p. 10–18, set. 2008.
- [4] C. Midler e R. Beaume, "Project-based learning patterns for dominant design renewal: The case of Electric Vehicle", *Int. J. Proj. Manag.*, vol. 28, no 2, p. 142–150, fev. 2010.
- [5] J. Larminie e J. Lowry, *Electric vehicle technology explained*. West Sussex, England; Hoboken, N.J: J. Wiley, 2003.
- [6] D. A. Kirsch, *The electric vehicle and the burden of history*. New Brunswick, N.J. Rutgers University Press, 2000.
- [7] M. S. Kumar e S. T. Revankar, "Development scheme and key technology of an electric vehicle: An overview", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 70, p. 1266–1285, abr. 2017.
- [8] L. Drude, L. C. Pereira Junior, e R. Rüther, "Photovoltaics (PV) and electric vehicle-to-grid (V2G) strategies for peak demand reduction in urban regions in Brazil in a smart grid environment", *Renew. Energy*, vol. 68, p. 443–451, ago. 2014.
- [9] S. Rangaraju, L. De Vroey, M. Messagie, J. Mertens, e J. Van Mierlo, "Impacts of electricity mix, charging profile, and driving behavior on the emissions performance of battery electric vehicles: A Belgian case study", *Appl. Energy*, vol. 148, p. 496–505, jun. 2015.
- [10] T. Nogueira, "Híbridos e elétricos atualmente vendidos no Brasil", *Diario de Pernambuco*, 29-ago-2017. [Online]. Disponível em: https://diariodepernambuco.vrum.com.br/app/noticia/noticias/2017/08/29/interna_noticia s,51248/conheca-quem-sao-os-hibridos-e-eletricos-atualmente-vendidos-no-brasil.shtml. [Acessado: 30-dez-2017].
- [11] Fuel Economy, "All-Electric Vehicles", *Advanced Vehicles & Fuel*, 2014. [Online]. Disponível em: http://www.fueleconomy.gov/feg/evtech.shtml. [Acessado: 14-maio-2014].
- [12] A. Poullikkas, "Sustainable options for electric vehicle technologies", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, p. 1277–1287, jan. 2015.
- [13] IEA, "Global EV Outlook 2017", 2017.
- [14] B. Ramachandran, S. K. Srivastava, e D. A. Cartes, "Intelligent power management in micro grids with EV penetration", *Expert Syst. Appl.*, vol. 40, no 16, p. 6631–6640, nov. 2013.
- [15] G. Razeghi, L. Zhang, T. Brown, e S. Samuelsen, "Impacts of plug-in hybrid electric vehicles on a residential transformer using stochastic and empirical analysis", *J. Power Sources*, vol. 252, p. 277–285, abr. 2014.

- [16] M. Farhoodnea, A. Mohamed, H. Shareef, e H. Zayandehroodi, "Power quality impacts of high-penetration electric vehicle stations and renewable energy-based generators on power distribution systems", *Measurement*, vol. 46, no 8, p. 2423–2434, out. 2013.
- [17] D. Sbordone, I. Bertini, B. Di Pietra, M. C. Falvo, A. Genovese, e L. Martirano, "EV fast charging stations and energy storage technologies: A real implementation in the smart micro grid paradigm", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 120, p. 96–108, mar. 2015.
- [18] Adrene Briones, James Francfort, Paul Heitmann, Michael Schey, Steven Schey, e John Smart, "Vehicle to Grid Power Flow Regulations and Building Codes", *Energy.gov*, set-2012. [Online]. Disponível em: http://energy.gov/eere/vehicles/downloads/avta-vehicle-grid-power-flow-regulations-and-building-codes-review. [Acessado: 07-out-2015].
- [19] X. Lin, J. Sun, S. Ai, X. Xiong, Y. Wan, e D. Yang, "Distribution network planning integrating charging stations of electric vehicle with V2G", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, p. 507–512, dez. 2014.
- [20] S. Habib, M. Kamran, e U. Rashid, "Impact analysis of vehicle-to-grid technology and charging strategies of electric vehicles on distribution networks A review", *J. Power Sources*, vol. 277, p. 205–214, mar. 2015.
- [21] W. Kempton e J. Tomić, "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue", *J. Power Sources*, vol. 144, no 1, p. 268–279, jun. 2005.
- [22] X. Bai, W. Qiao, H. Wei, F. Huang, e Y. Chen, "Bidirectional coordinating dispatch of large-scale V2G in a future smart grid using complementarity optimization", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 68, p. 269–277, jun. 2015.
- [23] K. M. Tan, V. K. Ramachandaramurthy, e J. Y. Yong, "Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, p. 720–732, jan. 2016.
- [24] L. Liu, F. Kong, X. Liu, Y. Peng, e Q. Wang, "A review on electric vehicles interacting with renewable energy in smart grid", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, p. 648–661, nov. 2015.
- [25] R. Lamedica, S. Teodori, G. Carbone, e E. Santini, "An energy management software for smart buildings with V2G and BESS", *Sustain. Cities Soc.*, vol. 19, p. 173–183, dez. 2015.
- [26] H. A. Rahman, M. S. Majid, A. Rezaee Jordehi, G. Chin Kim, M. Y. Hassan, e S. O. Fadhl, "Operation and control strategies of integrated distributed energy resources: A review", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, p. 1412–1420, nov. 2015.
- [27] G. Haddadian, N. Khalili, M. Khodayar, e M. Shahiedehpour, "Security-constrained power generation scheduling with thermal generating units, variable energy resources, and electric vehicle storage for V2G deployment", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, p. 498–507, dez. 2015.
- [28] L. Noel e R. McCormack, "A cost benefit analysis of a V2G-capable electric school bus compared to a traditional diesel school bus", *Appl. Energy*, vol. 126, p. 246–255, ago. 2014.
- [29] M. Alonso, H. Amaris, J. Germain, e J. Galan, "Optimal Charging Scheduling of Electric Vehicles in Smart Grids by Heuristic Algorithms", *Energies*, vol. 7, no 4, p. 2449–2475, abr. 2014.

- [30] J. J. Q. Yu, J. Lin, A. Y. S. Lam, e V. O. K. Li, "Coordinated Electric Vehicle Charging Control with Aggregator Power Trading and Indirect Load Control", *CoRR*, vol. abs/1508.00663, 2015.
- [31] Z. Tan, P. Yang, e A. Nehorai, "An Optimal and Distributed Demand Response Strategy With Electric Vehicles in the Smart Grid", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no 2, p. 861–869, mar. 2014.
- [32] Y. He, B. Venkatesh, e L. Guan, "Optimal Scheduling for Charging and Discharging of Electric Vehicles", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, n° 3, p. 1095–1105, set. 2012.
- [33] G. R. Newsham e B. G. Bowker, "The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak electricity use: A review", *Energy Policy*, vol. 38, no 7, p. 3289–3296, jul. 2010.
- [34] P. Faria e Z. Vale, "Demand response in electrical energy supply: An optimal real time pricing approach", *Energy*, vol. 36, no 8, p. 5374–5384, ago. 2011.
- [35] D. (Rick) Shang e G. Sun, "Electricity-price arbitrage with plug-in hybrid electric vehicle: Gain or loss?", *Energy Policy*, vol. 95, p. 402–410, ago. 2016.
- [36] N. Petchers, Combined heating, cooling & power handbook: technologies & applications: an integrated approach to energy resource optimization. Lilburn, GA; New York: Fairmont Press; Distributed by Marcel Dekker, 2003.
- [37] E. Akhavan-Rezai, M. F. Shaaban, E. F. El-Saadany, e A. Zidan, "Uncoordinated charging impacts of electric vehicles on electric distribution grids: Normal and fast charging comparison", 2012, p. 1–7.
- [38] K. Petrou, J. Quiros-Tortos, e L. F. Ochoa, "Controlling electric vehicle charging points for congestion management of UK LV networks", 2015, p. 1–5.
- [39] R. A. Waraich, M. D. Galus, C. Dobler, M. Balmer, G. Andersson, e K. W. Axhausen, "Plug-in hybrid electric vehicles and smart grids: Investigations based on a microsimulation", *Transp. Res. Part C Emerg. Technol.*, vol. 28, p. 74–86, mar. 2013.
- [40] L. Jian, Y. Zheng, e Z. Shao, "High efficient valley-filling strategy for centralized coordinated charging of large-scale electric vehicles", *Appl. Energy*, vol. 186, p. 46–55, jan. 2017.
- [41] Li Hui-ling, Bai Xiao-min, e Tan Wen, "Impacts of plug-in hybrid electric vehicles charging on distribution grid and smart charging", 2012, p. 1–5.
- [42] R. Godina, E. M. G. Rodrigues, J. C. O. Matias, e J. P. S. Catalão, "EV Charging Scheduler for Overloading Prevention of a Distribution Transformer Supplying a Factory".
- [43] M. R. Mozafar, M. H. Amini, e M. H. Moradi, "Innovative appraisement of smart grid operation considering large-scale integration of electric vehicles enabling V2G and G2V systems", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 154, p. 245–256, jan. 2018.
- [44] P. Shinde e K. S. Swarup, "Optimal generation and reactive power scheduling of plug-in electric vehicles in V2G environment", 2016, p. 1–6.
- [45] Q. Li, J. Zou, e L. Li, "Optimum operation on electric vehicles considering battery degradation in V2G system", 2017, p. 2835–2840.
- [46] Y. Guo e S. Bashash, "Analyzing the impacts of Plug-in EVs on the California power grid using quadratic programming and fixed-point iteration", 2017, p. 2060–2065.

- [47] Z. Ma, D. Callaway, e I. Hiskens, "Decentralized charging control for large populations of plug-in electric vehicles", 2010, p. 206–212.
- [48] C. Li, E. Schaltz, J. C. Vasquez, e J. M. Guerrero, "Distributed coordination of electric vehicle charging in a community microgrid considering real-time price", 2016, p. 1–8.
- [49] X. Zhang, Y. Liang, e W. Liu, "Pricing model for the charging of electric vehicles based on system dynamics in Beijing", *Energy*, vol. 119, p. 218–234, jan. 2017.
- [50] Ministério de Minas e Energia, "Aprimoramento do marco legal do setor elétrico". [Online]. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas;jsessionid=E012EFF6C142A0A536526913E8F07CC9.srv154?p_p_id=consulta publicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=33&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp. [Acessado: 31-dez-2017].
- [51] ANEEL, "Tarifa Branca", *ANEEL Agencia Nacional de Energia Elétrica*, 17-fev-2017. [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca. [Acessado: 31-ago-2017].
- [52] Enel, "Cidade Inteligente Búzios", *redesinteligentesbrasil*. [Online]. Disponível em: http://redesinteligentesbrasil.org.br/cidade-inteligente-buzios.html. [Acessado: 22-dez-2017].
- [53] Department of Energy, "How Do All-Electric Cars Work?", *Alternative Fuels Data Center*. [Online]. Disponível em: https://www.afdc.energy.gov/vehicles/how-do-all-electric-cars-work. [Acessado: 30-dez-2017].
- [54] S. Soylu, Urban Transport and Hybrid Vehicles. China, 2010.
- [55] P. Pany, R. Singh, e R. Tripathi, "Bidirectional DC-DC converter fed drive for electric vehicle system", *Int. J. Eng. Sci. Technol.*, vol. 3, no 3, jul. 2011.
- [56] M. A. Fasugba e P. T. Krein, "Gaining vehicle-to-grid benefits with unidirectional electric and plug-in hybrid vehicle chargers", 2011, p. 1–6.
- [57] X. Zhou, S. Lukic, S. Bhattacharya, e A. Huang, "Design and control of grid-connected converter in bi-directional battery charger for Plug-in hybrid electric vehicle application", 2009, p. 1716–1721.
- [58] EPE e Ministério de Minas e Energia, "Balanço Energético Nacional". 2017.
- [59] EVvolumes.com, "The Electric Vehicle World Sales Database", *EVvolumes.com*, 14-mar-2017. [Online]. Disponível em: http://www.ev-volumes.com/country/total-world-plug-in-vehicle-volumes/. [Acessado: 14-mar-2017].
- [60] IEA, "Global EV Outlook 2016". International Energy Agency, 2016.
- [61] P. Mock e Z. Yang, "Driving Electrification: A Global Comparison of Fiscal Incentive Policy for Electric Vehicles", International Council on Clean Transportation, Washington DC, USA, 2014.
- [62] ANFAVEA, "Produção, vendas e exportação de autoveículos Estatísticas", ago-2017. [Online]. Disponível em: http://www.anfavea.com.br/estatisticas.html. [Acessado: 14-set-2017].

- [63] E. Freitas, "Território, Poder e Biocombustíveis: As ações do Estado brasileiro no processo de regulação territorial para a produção de recursos energéticos alternativos", Doutorado, USP, São Paulo, Brasil, 2013.
- [64] Ministério do Meio Ambiente, "Acordo de Paris", *Ministério do Meio Ambiente*. [Online]. Disponível em: http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-deparis. [Acessado: 28-dez-2017].
- [65] A. Silva, J. Cabral, A. Souza, A. Moura, e R. Luna, "A Trajetória da Difusão da Inovação de Veículos Elétricos no Brasil", apresentado em ENGEMA, São Paulo, Brasil, 2014.
- [66] Receita Federal, "Tabela de incidência do Imposto sobre produtos industrializados", *Receita Federal*, 11-ago-2017. [Online]. Disponível em: http://idg.receita.fazenda.gov.br/acesso-rapido/legislacao/legislacao-por-assunto/tipitabela-de-incidencia-do-imposto-sobre-produtos-industrializados. [Acessado: 28-dez-2017].
- [67] Epoca Negócios, "IPI de carro elétrico pode ser reduzido, diz ministro", *epocanegocios.globo.com*, 06-jun-2017. [Online]. Disponível em: http://epocanegocios.globo.com/Empresa/noticia/2017/06/epoca-negocios-ipi-de-carro-eletrico-pode-ser-reduzido-diz-ministro.html. [Acessado: 28-dez-2017].
- [68] D. Rittner e M. Olmos, "Governo e indústria avançam em nova regra para IPI de carros", *Valor Econômico*, 05-set-2017. [Online]. Disponível em: http://www.valor.com.br/brasil/5107814/governo-e-industria-avancam-em-nova-regrapara-ipi-de-carros. [Acessado: 28-dez-2017].
- [69] A. Pelegi, "Ministro anuncia estudo para reduzir IPI de carro elétrico", *Diário do Transporte*, 06-jun-2017. [Online]. Disponível em: https://diariodotransporte.com.br/2017/06/06/ministro-anuncia-estudo-para-reduzir-ipi-de-carro-eletrico/. [Acessado: 28-dez-2017].
- [70] Redação AutoEsporte, "Governo isenta imposto de importação de automóveis elétricos e a hidrogênio", *revistaautoesporte.globo.com*. [Online]. Disponível em: http://revistaautoesporte.globo.com/Noticias/noticia/2015/10/governo-isenta-imposto-de-importação-de-automoveis-eletricos-e-hidrogenio.html. [Acessado: 28-dez-2017].
- [71] Redação AutoEsporte, "Após isenção de imposto, BMW i3 ganha desconto de até R\$ 52 mil", *revistaautoesporte.globo.com*. [Online]. Disponível em: http://revistaautoesporte.globo.com/Noticias/noticia/2015/11/apos-isencao-de-imposto-bmw-i3-ganha-desconto-de-ate-r-52-mil.html. [Acessado: 28-dez-2017].
- [72] U.S. News & World Report, "2015 BMW i3", *U.S.News*. [Online]. Disponível em: /carstrucks/bmw/i3/2015. [Acessado: 28-dez-2017].
- [73] Department of Energy, "Electric Vehicles: Tax Credits and Other Incentives". [Online]. Disponível em: https://energy.gov/eere/electricvehicles/electric-vehicles-tax-credits-and-other-incentives. [Acessado: 28-dez-2017].
- [74] W. Morris, "Complete guide to the plug-in electric car grant", *Carbuyer*. [Online]. Disponível em: http://www.carbuyer.co.uk/tips-and-advice/147937/complete-guide-to-the-plug-in-electric-car-grant. [Acessado: 28-dez-2017].
- [75] EVO, "BMW i3 review", *Evo*. [Online]. Disponível em: http://www.evo.co.uk/bmw/i3. [Acessado: 28-dez-2017].

- [76] ABVE, "IPVA Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores para veículos elétricos", *ABVE*. [Online]. Disponível em: http://www.abve.org.br/diversos/15/legislacao. [Acessado: 29-dez-2017].
- [77] UnicoDono, "IPVA de Carros Híbridos Qual a Alíquota? Quais as vantagens?", *Unico Dono*, 03-nov-2016.
- [78] Veículo Elétrico Latino-Americano, "São Paulo aprova redução de IPVA para carros elétricos e híbridos", 2015. [Online]. Disponível em: http://www.velatinoamericano.com.br/so-paulo-aprova-reduo-de-ipva-para-carros-eltricos-e-hbridos. [Acessado: 29-dez-2017].
- [79] UOL, "Abastecimento gratuito para carros elétricos", *UOL*. [Online]. Disponível em: http://jconline.ne10.uol.com.br/canal/veiculos/noticia/2015/08/19/abastecimentogratuito-para-carros-eletricos--195037.php. [Acessado: 28-dez-2017].
- [80] BrandVoice Electric Mobility, "Estações de recarga para veículos elétricos já são realidade no Sul do país", *Forbes*. [Online]. Disponível em: http://forbes.uol.com.br/negocios/2017/10/estacoes-de-recarga-para-veiculos-eletricos-ja-sao-realidade-no-sul-do-pais/. [Acessado: 28-dez-2017].
- [81] ANEEL, "RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414". 2010.
- [82] ANEEL, "Audiências Públicas". [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas. [Acessado: 28-dez-2017].
- [83] Câmara dos Deputados, "Projeto de Lei Nº 3895", 22-maio-2012. [Online]. Disponível em: http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=545232. [Acessado: 22-dez-2017].
- [84] Câmara dos Deputados, "Projeto de Lei Nº 4751", 22-nov-2012. [Online]. Disponível em: http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=560671. [Acessado: 22-dez-2017].
- [85] SGORME, "Formas de Carregamento de Veículos Elétricos em Portugal". 19-ago-2011.
- [86] J. Y. Yong, V. K. Ramachandaramurthy, K. M. Tan, e N. Mithulananthan, "A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, p. 365–385, set. 2015.
- [87] E. Simon, "Avaliação de Impactos da Recarga de Veículos Elétricos em Sistemas de Distribuição", Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2013.
- [88] A. D. Hilshey, P. Rezaei, P. D. H. Hines, e J. Frolik, "Electric vehicle charging: Transformer impacts and smart, decentralized solutions", 2012, p. 1–8.
- [89] Q. Yan e M. Kezunovic, "Impact analysis of Electric Vehicle charging on distribution system", 2012, p. 1–6.
- [90] C. Weiller, "Plug-in hybrid electric vehicle impacts on hourly electricity demand in the United States", *Energy Policy*, vol. 39, no 6, p. 3766–3778, jun. 2011.
- [91] N. Hartmann e E. D. Özdemir, "Impact of different utilization scenarios of electric vehicles on the German grid in 2030", *J. Power Sources*, vol. 196, no 4, p. 2311–2318, fev. 2011.

- [92] J. Mullan, D. Harries, T. Bräunl, e S. Whitely, "Modelling the impacts of electric vehicle recharging on the Western Australian electricity supply system", *Energy Policy*, vol. 39, no 7, p. 4349–4359, jul. 2011.
- [93] I. Drovtar, A. Rosin, M. Landsberg, e J. Kilter, "Large scale electric vehicle integration and its impact on the Estonian power system", 2013, p. 1–6.
- [94] J. García-Villalobos, I. Zamora, K. Knezović, e M. Marinelli, "Multi-objective optimization control of plug-in electric vehicles in low voltage distribution networks", *Appl. Energy*, vol. 180, p. 155–168, out. 2016.
- [95] Y. Nakamura, Y. Mitsukuri, M. Iguchi, Y. Mishima, R. Hara, e H. Kita, "Study of economic system at compensation for voltage drop utilizing charging power adjustment of electric vehicles", 2014, p. 1–6.
- [96] A. Ihekwaba e C. Kim, "Analysis of electric vehicle charging impact on grid voltage regulation", 2017, p. 1–6.
- [97] Charles River Associates, "Primer on Demand-Side Management". fev-2005.
- [98] G. R. Parsons, M. K. Hidrue, W. Kempton, e M. P. Gardner, "Willingness to pay for vehicle-to-grid (V2G) electric vehicles and their contract terms", *Energy Econ.*, vol. 42, p. 313–324, mar. 2014.
- [99] NewMotion, "The Future of EV Charging with V2G Technology", *NewMotion*. [Online]. Disponível em: https://newmotion.com/en/drive-electric/v2g-charging-next-generation-technology. [Acessado: 03-jan-2018].
- [100] AIDA, "Electric Vehicles in Smart Grids", *TUMCREATE RP5*. [Online]. Disponível em: http://www.rp5.info/blog/2015/7/16/electric-vehicles-in-smart-grids. [Acessado: 21-ago-2017].
- [101] Q. Wang, X. Liu, J. Du, e F. Kong, "Smart Charging for Electric Vehicles: A Survey From the Algorithmic Perspective", *IEEE Commun. Surv. Tutor.*, vol. 18, no 2, p. 1500–1517, 2016.
- [102] CGEE, "Rede Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional", Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, Brasília, Brasil, 2012.
- [103] CEMIG, "Cidade do Futuro", *redesinteligentesbrasil*. [Online]. Disponível em: http://redesinteligentesbrasil.org.br/cidade-do-futuro.html. [Acessado: 22-dez-2017].
- [104] Light, "Smart Grid Light", *redesinteligentesbrasil*. [Online]. Disponível em: http://redesinteligentesbrasil.org.br/smart-grid-light.html. [Acessado: 22-dez-2017].
- [105] Redes Inteligentes, "Projetos Piloto", *redesinteligentesbrasil*. [Online]. Disponível em: http://redesinteligentesbrasil.org.br/projetos-piloto-brasil.html. [Acessado: 22-dez-2017].
- [106] A. Schuller, "Electric Vehicle Chargin Coordination Economics of Renewable Energy Integration", PhD thesis, karlsruhe Institute of Technology, Germany, 2013.
- [107] P. Richardson, D. Flynn, e A. Keane, "Local Versus Centralized Charging Strategies for Electric Vehicles in Low Voltage Distribution Systems", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no 2, p. 1020–1028, jun. 2012.
- [108] T. Li e M. Shahidehpour, "Price-Based Unit Commitment: A Case of Lagrangian Relaxation Versus Mixed Integer Programming", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no 4, p. 2015–2025, nov. 2005.

- [109] L. Gan, U. Topcu, e S. H. Low, "Optimal decentralized protocol for electric vehicle charging", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no 2, p. 940–951, maio 2013.
- [110] Changsun Ahn, Chiao-Ting Li, e Huei Peng, "Decentralized charging algorithm for electrified vehicles connected to smart grid", 2011, p. 3924–3929.
- [111] M. Gonzalez Vaya e G. Andersson, "Centralized and decentralized approaches to smart charging of plug-in Vehicles", 2012, p. 1–8.
- [112] Z. Ma, S. Zou, L. Ran, X. Shi, e I. A. Hiskens, "Efficient decentralized coordination of large-scale plug-in electric vehicle charging", *Automatica*, vol. 69, p. 35–47, jul. 2016.
- [113] W. Zhang *et al.*, "Decentralized Electric Vehicle Charging Strategies for Reduced Load Variation and Guaranteed Charge Completion in Regional Distribution Grids", *Energies*, vol. 10, no 2, p. 147, jan. 2017.
- [114] E. Sortomme, M. M. Hindi, S. D. J. MacPherson, e S. S. Venkata, "Coordinated Charging of Plug-In Hybrid Electric Vehicles to Minimize Distribution System Losses", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no 1, p. 198–205, mar. 2011.
- [115] O. Sundstroem e C. Binding, "Flexible charging optimization for electric vehicles considering distribution grid constraints", 2012, p. 1–1.
- [116] H. K. Nguyen e J. B. Song, "Optimal charging and discharging for multiple PHEVs with demand side management in vehicle-to-building", *J. Commun. Netw.*, vol. 14, no 6, p. 662–671, dez. 2012.
- [117] M. Gonzalez Vaya e G. Andersson, "Optimal Bidding Strategy of a Plug-In Electric Vehicle Aggregator in Day-Ahead Electricity Markets Under Uncertainty", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no 5, p. 2375–2385, set. 2015.
- [118] Z. Pan e Y. Zhang, "A novel centralized charging station planning strategy considering urban power network structure strength", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 136, p. 100–109, jul. 2016.
- [119] CCEE, "Comercialização". [Online]. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=q91f9rsvx_120&_afrLoop=28264614280421#!%40%40%3F_afrLoop%3D28264614280421%26_adf.ctrl-state%3Dc3zchkqwj_4. [Acessado: 13-set-2017].
- [120] ANEEL, "Entenda a Parcela A", 05072017. [Online]. Disponível em http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/parcela-a/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fente ndendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2. [Acessado: 13-set-2017].
- [121] ANEEL, "A Tarifa de Energia Elétrica", *ANEEL Agencia Nacional de Energia Elétrica*, 15-mar-2016. [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/tarifas. [Acessado: 30-ago-2017].
- [122] S. K. Fugimoto, "Estrutura de tarifas de Energia Elétrica Análise cítica e proposições metodológicas", Doutorado, USP, São Paulo, Brasil, 2010.

- [123] D. F. Baptista, "Estrutura da tarifa branca de Energia Elétrica no Brasil: Análise crítica e proposição metodológica", Dissertação de Mestrado, PUC, Rio de Janeiro, Brasil, 2016.
- [124] Energy & Environmental Economics, "A Survey of Time-of-Use (TOU) Pricing and Demand-Response (DR) Programs", Energy & Environmental Economics, San Francisco, CA, 2006.
- [125] ANEEL, "Modalidades tarifárias", 03-abr-2017. [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false. [Acessado: 01-set-2017].
- [126] EIA, "Electricity U.S. Energy Information Administration (EIA)", *EIA*, jun-2017. [Online]. Disponível em: https://www.eia.gov/electricity/. [Acessado: 01-set-2017].
- [127] Energy Made Easy, "Which type of tariff is right for you?", *Energymadeeasy*. [Online]. Disponível em: https://www.energymadeeasy.gov.au/get-energy-smart/about-energy-offers/which-type-tariff-right-you. [Acessado: 01-set-2017].
- [128] Ministry of Energy, "Learn: Your Bill. Your Grid.", 01-abr-2016. .
- [129] UK Government, "Domestic energy price statistics", *GOV.UK*, 30-mar-2017. [Online]. Disponível em: https://www.gov.uk/government/collections/domestic-energy-prices. [Acessado: 01-set-2017].
- [130] ANEEL, "Tarifa Social de Energia Elétrica TSEE", *ANEEL Agencia Nacional de Energia Elétrica*, 12-jan-2016. [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/tarifa-social-baixa-renda. [Acessado: 31-ago-2017].
- [131] A. Faruqui, Sergici, e J. Palmer, "The Impact of Dynamic Pricing on Low Income Customers". The Edison Foundation, 2010.
- [132] J. A. Momoh, Smart grid: fundamentals of design and analysis. Hoboken, N.J. Wiley, 2012.
- [133] S. Borlase, Smart Grids Infrastructure, Technology, and Solutions. London: CRC Press, 2016.
- [134] X. Bai, Q. Sun, L. Liu, F. Liu, X. Ji, e J. Hardy, "Multi-Objective Planning for Electric Vehicle Charging Stations Considering TOU Price", 2017, p. 1–6.
- [135] Y. Assolami e W. G. Morsi, "Mitigating the impact of Charging second generation plugin battery electric vehicles on distribution transformer's insulation life using TOU prices", 2015, p. 32–35.
- [136] Y. O. Assolami e W. G. Morsi, "Impact of Second-Generation Plug-In Battery Electric Vehicles on the Aging of Distribution Transformers Considering TOU Prices", *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no 4, p. 1606–1614, out. 2015.
- [137] Lei Yan, Xin Ai, Yao Wang, e Huiying Zhang, "Impacts of electric vehicles on power grid considering time series of TOU", 2014, p. 1–5.
- [138] Ming Zhou, Gengyin Li, e Yucan Yin, "Dynamic decision model of critical peak pricing considering electric vehicles' charging load", 2015, p. 6 .-6.
- [139] A. Mohsenzadeh, S. Pazouki, M.-R. Haghifam, e C. Pang, "Optimal planning of parking lots and demand response programs in distribution network considering power loss and voltage profile", 2015, p. 1–5.

- [140] S. Pazouki, A. Mohsenzadeh, e M.-R. Haghifam, "Optimal planning of PEVs Charging Stations and Demand Response programs considering distribution and traffic networks", 2013, p. 90–95.
- [141] L. de A. Bitencourt, B. S. M. C. Borba, R. S. Maciel, M. Z. Fortes, e V. H. Ferreira, "Optimal EV charging and discharging control considering dynamic pricing", 2017, p. 1–6.
- [142] J. Torriti, "Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in Northern Italy", *Energy*, vol. 44, no 1, p. 576–583, ago. 2012.
- [143] H. T. Mouftah e M. Erol-Kantarci, Smart grid: networking, data management, and business models. 2016.
- [144] Z. Ma, S. Zou, L. Ran, X. Shi, e I. Hiskens, "Decentralized coordination for large-scale plug-in electric vehicles in smart grid: An efficient real-time price approach", 2015, p. 5877–5882.
- [145] Google, "Armação dos Búzios", *Google Maps*. [Online]. Disponível em: https://www.google.com.br/maps/place/Arma%C3%A7%C3%A3o+dos+B%C3%BAzios,+B%C3%BAzios+-+RJ/@-22.7614778,-41.9533836,13z/data=!4m5!3m4!1s0x96555567e32337:0x40218e7a6ff28786!8m2!3d-22.7563906!4d-41.889042. [Acessado: 21-set-2017].
- [146] R. Baran, "A Introdução de Veículos Elétricos no Brasil: Avaliação do Impacto no Consumo de Gasolina e Eletricidade", Doutorado, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.
- [147] I. de S. Machado, "Análise Técnico-Econômica do Impacto da Penetração da Geração Distribuída em Redes de Distribuição", Mestrado, UFF, Niterói, 2016.
- [148] B. Geng, J. K. Mills, e D. Sun, "Two-Stage Charging Strategy for Plug-In Electric Vehicles at the Residential Transformer Level", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no 3, p. 1442–1452, set. 2013.
- [149] B. Geng, J. K. Mills, e D. Sun, "Coordinated charging control of plug-in electric vehicles at a distribution transformer level using the vTOU-DP approach", 2012, p. 1469–1474.
- [150] IBGE, "IBGE", 2016. [Online]. Disponível em: http://cidades.ibge.gov.br/xtras/perfil.php?codmun=330023. [Acessado: 26-jul-2017].
- [151] S. A. Soliman e A.-A. H. Mantawy, *Modern optimization techniques with applications in electric power systems*. New York: Springer, 2012.
- [152] J. Hu, H. Morais, T. Sousa, e M. Lind, "Electric vehicle fleet management in smart grids: A review of services, optimization and control aspects", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, p. 1207–1226, abr. 2016.
- [153] P. Richardson, D. Flynn, e A. Keane, "Optimal Charging of Electric Vehicles in Low-Voltage Distribution Systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no 1, p. 268–279, fev. 2012.
- [154] C.-J. Boo e H.-C. Kim, "Photovoltaic Based Electric Vehicle Charging Optimization", *Int. J. Softw. Eng. Its Appl.*, vol. 9, no 12, p. 285–292, dez. 2015.
- [155] C. Jin, J. Tang, e P. Ghosh, "Optimizing Electric Vehicle Charging: A Customer's Perspective", *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 62, no 7, p. 2919–2927, set. 2013.

- [156] S. Sarabi, A. Davigny, Y. Riffonneau, e B. Robyns, "V2G electric vehicle charging scheduling for railway station parking lots based on binary linear programming", 2016, p. 1–6.
- [157] O. Sundström e C. Binding, "Optimization Methods to Plan the Charging of Electric Vehicles Fleets", *ACEEE Internetional J. Commun.*, vol. Vol 1, jun. 2010.
- [158] M. S. Kuran, A. Carneiro Viana, L. Iannone, D. Kofman, G. Mermoud, e J. P. Vasseur, "A Smart Parking Lot Management System for Scheduling the Recharging of Electric Vehicles", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no 6, p. 2942–2953, nov. 2015.
- [159] Y. Zhou, N. Maxemchuk, X. Qian, e C. Wang, "The fair distribution of power to electric vehicles: An alternative to pricing", 2014, p. 686–691.
- [160] L. Fritz, "Aplicação de Métodos Clusters para Caracterização da Curva de Carga Através da AMI em Redes de Distribuição com GD", Trabalho de Conclusão de Curso, UFF, Niterói, 2017.
- [161] F. Uriarte e R. Hebner, "Impact of Residential Photovoltaic Generation and Electric Vehicles on Distribution Transformers", The University of Texas, Austin, Progress Report 1, abr. 2013.
- [162] H. Xu *et al.*, "A probability load modeling method for the charging demand of large-scale PEVs accounting users' charging willingness", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 82, p. 331–338, nov. 2016.
- [163] U.S. Department of Transportation, "Summary of Travel Trends: 2009 National Household Travel Survey", FHWA-PL-11-022, 2011.
- [164] MathWorks, "Simplified Model of a Small Scale Micro-Grid". [Online]. Disponível em: https://www.mathworks.com/examples/simpower/mw/sps_product-power_microgrid-simplified-model-of-a-small-scale-micro-grid#2. [Acessado: 28-set-2017].
- [165] ANEEL, "PRODIST Módulo 8", *ANEEL Agencia Nacional de Energia Elétrica*, 10-out-2017. [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/modulo-8. [Acessado: 10-out-2017].
- [166] Alameda County, "Electric Vehicle (EV) Projects", *acgov.org*. [Online]. Disponível em: https://www.acgov.org/sustain/next/evp.htm. [Acessado: 18-dez-2017].
- [167] BYD, "BYD Launches Biggest E-taxi Fleet in South East Asia", *Build Your Dreams*, 24-fev-2017. [Online]. Disponível em: http://www.byd.com/news/news-388.html. [Acessado: 18-dez-2017].
- [168] F. Foiadelli, M. Longo, F. Delfino, S. Bracco, D. Spina, e T. Dhaene, "Electric vehicle use in public fleets: The case of the Genoa University", 2017, p. 490–494.
- [169] ABNT, "Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos". ABNT, 2013.