



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E ENERGIA

FLÁVIO TONIOLI MARIOTTO

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS FINANCEIROS
PARA AS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS
RESULTANTES DA INSERÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS**

***METHODOLOGY FOR EVALUATING FINANCIAL IMPACTS
FOR BRAZILIAN POWER ELECTRICAL DISTRIBUTORS
RESULTING FROM INSERTION OF ELECTRIC VEHICLES***

**CAMPINAS
2018**



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E ENERGIA

FLÁVIO TONIOLI MARIOTTO

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS FINANCEIROS
PARA AS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRAS
RESULTANTES DA INSERÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS**

***METHODOLOGY FOR EVALUATING FINANCIAL IMPACTS
FOR BRAZILIAN POWER ELECTRICAL DISTRIBUTORS
RESULTING FROM INSERTION OF ELECTRIC VEHICLES***

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

*Master dissertation presented to the Electrical Engineering
Postgraduation Programm of the School of Electrical Engineering of the University of
Campinas to obtain the M.Sc degree in Electrical Engineering, in field of Electric Energy.*

Orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva
Coorientador: Prof. Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação
Defendida pelo aluno Flávio Tonioli Mariotto
e orientado pelo Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

CAMPINAS
2018

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): Não se aplica.

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

M339m Mariotto, Flávio Tonioli, 1964-
Metodologia para avaliação dos impactos financeiros para as distribuidoras de energia elétrica brasileiras resultantes da inserção de veículos elétricos / Flávio Tonioli Mariotto. – Campinas, SP : [s.n.], 2018.

Orientador: Luiz Carlos Pereira da Silva.
Coorientador: Fernanda Caseño Trindade Arioli.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Veículos elétricos. 3. Investimento. 4. Indicadores econômicos. I. Silva, Luiz Carlos Pereira da, 1972-. II. Arioli, Fernanda Caseño Trindade, 1984-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Methodology for evaluating financial impacts for Brazilian power electrical distributors resulting from insertion of electric vehicles

Palavras-chave em inglês:

Electricity - Distribution

Electric vehicles

Investment

Economic indicators

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Luiz Carlos Pereira da Silva [Orientador]

Flávia Luciane Consoni de Mello

Maria Silvina Medrano

Data de defesa: 04-05-2018

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Flávio Tonioli Mariotto RA: 820346

Data da Defesa: 04 de maio de 2018

Título da Dissertação: "Metodologia para Avaliação dos Impactos Financeiros para as Distribuidoras de Energia Elétrica Brasileiras Resultantes da Inserção de Veículos Elétricos"

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva (Presidente, FEEC/UNICAMP)

Prof. Dra. Flávia Luciane Consoni de Mello (DPCT/IG/UNICAMP)

Dra. Maria Silvina Medrano (Fundação CPqD)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

AGRADECIMENTOS

Em memória a meus pais, Lazaro e Yolanda, que incentivaram meus estudos, abriram oportunidades e depositaram esperanças em mim. A minha esposa Valéria e meus filhos Natália e Leonardo, que sempre estiveram ao meu lado, apoiando, compreendendo e compartilhando o meu tempo.

Aos meus orientadores, Prof.^o Luiz e Prof.^a Fernanda, pela confiança e oportunidade que me foi dada para ingressar no programa de mestrado, pela contribuição, informações disponibilizadas e pelo auxílio prestado através de sugestões para o desenvolvimento do trabalho.

Ao Yuri, pelo compartilhamento de resultados de seu trabalho.

Ao Prof. Walmir, pelas oportunidades que me foram dadas, pela experiência e proatividade em me engajar na equipe.

Aos professores da banca, Flávia, Maria Silvina, Tiago e Takaaki pelas sugestões que ajudaram a melhorar a redação final da dissertação.

Aos amigos Marcos, Érico e Luiz, por trabalhos realizados em equipe, pelo apoio em situações complexas e pela ajuda e comentários apresentados.

À Universidade Estadual de Campinas, por propiciar a realização deste trabalho.

Ao CPqD, pela disponibilização de recursos e permitir o aproveitamento de sinergias profissionais.

À CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz, pelo apoio com dados, informações e ideias durante o desenvolvimento do trabalho e ao longo do desenvolvimento do Projeto de P&D ANEEL “Inserção Técnica e Comercial de Veículos Elétricos em Frotas Empresariais da Região Metropolitana de Campinas” (PD-0063-0060/2013).

RESUMO

Os veículos elétricos se inserem gradualmente no mercado brasileiro, promovem elevação de consumo e alteram a curva de carga das unidades consumidoras de energia elétrica. Quando se tornarem massivos, poderão ocorrer modificações das condições operacionais da rede de distribuição e exigirá das distribuidoras a tomada de ações, como o acompanhamento da demanda e a execução de investimentos de adequação de rede. Com o propósito de avaliar o impacto econômico dos veículos elétricos na rede de distribuição secundária, se desenvolveu uma metodologia que permite estimar os investimentos requeridos e a remuneração do capital investido para as distribuidoras de energia elétrica brasileiras.

O método desenvolvido avalia a taxa de adesão dos veículos elétricos para os próximos anos, as irregularidades da adesão no território brasileiro, a energia elétrica demandada e aproveita resultados de estudos anteriores que correlacionam a penetração de veículos aos impactos sob a forma transgressões da magnitude de tensão e sobrecarga de condutores e transformadores. Diferenças entre as redes das distribuidoras são consideradas nos aspectos de dimensão e de qualidade a partir de indicadores operacionais.

A aplicação da metodologia ocorre em dois cenários de adesão até 2030: Básico e Incentivado. O primeiro preserva as condições tributárias vigentes para a indústria automobilística brasileira e o segundo reduz o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI). Alternativamente, está contemplada a aplicação de tarifas horárias como meio para promover carregamentos fora dos horários de ponta, melhorar a curva de carga e a necessidade de investimentos em adequações. As projeções resultantes produzem um fluxo de investimento, a partir do qual, para o cenário Básico, obtém-se o investimento por consumidor para o período até 2030 entre R\$ 1,10 a R\$ 2,53 e para o cenário Incentivado, os investimentos médios são superiores em 48%. Quando considerado o uso de tarifa horária na recarga de veículos, os investimentos são reduzidos em 63% e 69% para os cenários Básico e Incentivado, respectivamente.

Embora os resultados demonstrem um impacto econômico pequeno, as curvas de investimentos são crescentes e aceleradas, sendo oportuno para as distribuidoras de energia elétrica acompanhar atentamente a evolução da mobilidade elétrica no Brasil e definir a priori estratégias de mitigação de impactos.

Palavras-chave: Distribuição de energia elétrica. Veículos elétricos. Impacto técnico e econômico. Investimento. Valor Presente Líquido.

ABSTRACT

Electric vehicles gradually enter in the Brazilian market, promote consumption increase and changing on the load curve of the consumer units of electric energy. When they become massive, changes in the operating conditions of the grid may occur and will require utilities to take actions, such as monitoring demand and implementing grid adequacy investments. With the purpose of evaluating the economic impact of the electric vehicles in the secondary distribution network, a methodology was developed that allows estimating the investments required for the Brazilian utilities.

The developed methodology evaluates the adhesion rate of the electric vehicles for the next years, the irregularities of the adhesion in the Brazilian territory, the electric energy demanded and takes advantage of results of previous studies that correlate the penetration of vehicles to the impacts in the form of transgressions of the magnitude of tension and overloading of conductors and transformers. Operational indicators are used to differentiate utilities in terms of size and quality.

The application of the methodology occurs in two adhesion scenarios until 2030: Basic and Incentivized. The first one preserves the current tax conditions for the Brazilian automobile industry and the second reduces the Tax on Industrialized Products (IPI). In addition, it is analyzed the use of Time-of-Use tariff as a means of promoting off-peak recharging, improving the load curve and reducing the need for investments in grid reinforcements. The resulting projections produce an investment flow, from which, for the Basic scenario, the investment per consumer for the period up to 2030 is in the range of US\$ 0.33 to US\$ 0.77 and for the Incentivized scenario, the average investments are over 48%. If a Time-of-Use tariff is applied in the recharging of vehicles, investments are reduced by 63% and 69% for the Basic and Incentive scenarios, respectively.

Even though the results demonstrate a small economic impact, the investment curves are non-linear with accentuated increase and, it is opportune for the utilities to closely monitor the evolution of electric mobility in Brazil and define mitigation strategies.

Keywords: *Power distribution. Electric vehicles. Technical and Economic Impact. Investment. Net Present Value.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Evolução da frota global de veículos elétricos (IEA, 2017).	20
Figura 2.2	Cenários de projeção para a frota de veículos elétricos até 2030 (IEA, 2017).	20
Figura 2.3	Perfil da frota de veículos leves por combustível (EPE, 2016).	22
Figura 2.4	Blocos funcionais do modelo para projeção de adesão de veículos elétricos. (MARIOTTO & SILVA, 2016).	24
Figura 2.5	Segmentação das vendas de veículos em função do preço. (MARIOTTO & SILVA, 2016).	25
Figura 2.6	Exemplo de curva de vendas usando modelo de adesão de Bass.	26
Figura 2.7	Curva de sucateamento para veículos do ciclo Otto (MMA, 2013)	27
Figura 2.8	Fluxograma de execução do algoritmo da simulação de Monte Carlo. (ARIOLI et al., 2017).	28
Figura 2.9	Relação dos impactos técnicos mais restritivos para as redes secundárias estudadas. (Caso múltiplos impactos sejam violados simultaneamente, apenas 1 é computado segundo uma ordem de prioridade: magnitude de tensão > sobrecarga condutores > sobrecarga transformador > desequilíbrio.). (ARIOLI et al., 2016).	28
Figura 2.10	Fluxograma de escolha das soluções de infraestrutura para mitigação de violações. (ARIOLI et al., 2017).	29
Figura 3.1	Etapas da metodologia de análise de impactos financeiros.	31
Figura 3.2	Projeção de adesão de VEs nos Municípios Relevantes.	35
Figura 3.3	Distribuição percentual dos veículos elétricos em agrupamentos de municípios.	38
Figura 3.4	Quantidade de veículos elétricos nos grupos de municípios.	38
Figura 3.5	Quantidade de municípios com VEs em 2015.	39
Figura 3.6	Evolução da Intensidade anual para o Estado de SP (CETESB, 2016)	40
Figura 3.7	Projeção da Intensidade anual para o Estado de SP. Adaptado de CETESB (2015).	42
Figura 3.8	Intensidade anual de uso conforme a idade. Referência 2014. Adaptado de CETESB (2015).	43
Figura 3.9	Modelagem de intensidade de uso com dinâmica de sistemas.	44
Figura 3.10	Evolução da intensidade anual de uso para os Municípios Relevantes no cenário Básico.	44
Figura 3.11	Modelagem de demanda de energia de VEs com uso de dinâmica de sistemas.	46
Figura 3.12	Consumo diário de energia elétrica por veículo elétrico no cenário Básico.	47

Figura 3.13	Demanda anual de energia elétrica pelos VEs.	47
Figura 3.14	Porcentagem de redes com violação por solução de reforço. Adaptado de ARIOLI et al. (2017).	48
Figura 3.15	Frequência de investimentos em adequação de condutores, por rede de distribuição com violação, para penetração de 10% VEs por consumidor. Adaptado de ARIOLI et al. (2017).	49
Figura 3.16	Frequência de investimentos em adequação de transformadores, por rede de distribuição com violação, para penetração 10% VEs por consumidor. Adaptado de ARIOLI et al. (2017).	49
Figura 3.17	Interpolação e extrapolação de investimentos medianos em adequação por rede de distribuição (com percentil de resultados de 50%). Adaptado de ARIOLI et al. (2017).	50
Figura 3.18	Interpolação e extrapolação de investimentos em adequação de condutores por rede de distribuição para diversos percentis. Adaptado de ARIOLI et al. (2017).	50
Figura 3.19	Cálculo de ajuste na penetração para compatibilização de modelos.	52
Figura 3.20	Cálculo e ajuste da penetração de VEs.	53
Figura 3.21	Penetração aparente média de VEs nos Municípios Relevantes. Cenários Básico e Incentivado.	54
Figura 3.22	Etapas para projeções de investimentos e avaliação financeira.	54
Figura 3.23	Cálculo de investimentos requeridos para adequação da rede de distribuição.	55
Figura 3.24	Investimentos anuais estimados para a distribuidora de referência, Cenário Básico.	57
Figura 3.25	Antecipação de investimentos no planejamento para de adequação de rede da distribuidora de referência. Cenário Básico.	58
Figura 3.26	Investimentos anuais requeridos para adequação das redes das distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Básico.	61
Figura 3.27	Antecipação de investimentos no planejamento para adequação das redes para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Básico.	62
Figura 3.28	Processo de remuneração e financiamento dos investimentos.	63
Figura 4.1	Distribuição da frota de VEs e variação do desvio padrão em relação à média.	67
Figura 5.1	Projeção de investimentos de adequação de rede para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Básico (Reais de 2016).	70
Figura 5.2	Frequência de investimentos acumulados até 2030 para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Básico (Reais de 2016).	71
Figura 5.3	<i>Ranking</i> dos maiores investimentos de adequação de rede por consumidor. Cenário Básico (Reais de 2016).	72
Figura 5.4	<i>Ranking</i> dos maiores investimentos absolutos de adequação de rede. Cenário Básico (Reais de 2016).	73

Figura 5.5	Projeção de remunerações regulatórias de investimentos para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Básico (Reais de 2016).	73
Figura 5.6	Valor Presente Líquido para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Básico.	74
Figura 5.7	Projeção de investimentos de adequação de rede para os Municípios Relevantes. Cenário Incentivado (IPI de VEs = 7%). Reais de 2016.....	75
Figura 5.8	Frequência de investimentos acumulados até 2030 para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Incentivado (IPI de VEs = 7%). Reais de 2016.....	75
Figura 5.9	<i>Ranking</i> dos maiores investimentos de adequação de rede por consumidor. Cenário Incentivado (Reais de 2016).....	76
Figura 5.10	<i>Ranking</i> dos maiores investimentos absolutos de adequação de rede. Cenário Incentivado (Reais de 2016).....	77
Figura 5.11	Penetração aparente média de VEs nos Municípios Relevantes com deslocamento do horário das recargas.	78
Figura 5.12	Projeção de investimentos de adequação de rede para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Deslocamento de recarga no Cenário Básico. Reais de 2016.....	79
Figura 5.13	Frequência de investimentos em 2030 para os Municípios Relevantes Deslocamento de recarga no Cenário Básico. Reais de 2016.....	79
Figura 5.14	Projeção de investimentos de adequação de rede para os Municípios Relevantes. Deslocamento de recarga no Cenário Incentivado (IPI de VEs = 7%). Reais de 2016.	80
Figura 5.15	Frequência de investimentos em 2030 para os Municípios Relevantes. Deslocamento de recarga no Cenário Incentivado (IPI de VEs = 7%). Reais de 2016.....	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Queda de tensão e incremento de demanda máxima. (REGULATORS, 2018).	23
Tabela 2.2	Investimentos nas redes secundárias com violações. (ARIOLI et al., 2017).	30
Tabela 2.3	Investimentos segmentados por quantidade de consumidores das soluções de infraestrutura com 10% de penetração. (ARIOLI et al., 2017).	30
Tabela 3.1	Principais premissas empregadas para a projeção de adesão de VEs. Cenário Básico.	33
Tabela 3.2	Nomenclatura dos veículos elétricos em DENATRAN (2016).	37
Tabela 3.3	Comparação de consumo entre veículos leves e motocicletas.	41
Tabela 3.4	Consumo anual médio ponderado de gasolina equivalente por veículo	42
Tabela 3.5	Premissas de Simulação para Avaliação de Investimentos.	64
Tabela 4.1	Variáveis para Simulação de Monte Carlo.	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BRR	Base de Remuneração Regulatória
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
EE	Energia Elétrica
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
II	Imposto de Importação
IPVA	Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
IRPJ	Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas
NVP	<i>Net Present Value</i>
PEV	<i>Plug-in Electric Vehicle</i>
PIB	Produto Interno Bruto
ROI	<i>Return on Investment</i>
TCO	<i>Total Cost Ownership</i>
VC	Veículo a Combustão
VE	Veículo Elétrico
VEB	Veículo Elétrico a Bateria
VHE	Veículo Híbrido Elétrico (não <i>plug-in</i>)
VHEP	Veículo Híbrido Elétrico <i>Plug-in</i>
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>
Unicamp	Universidade Estadual de Campinas

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1 ESTUDOS DE ADESÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	19
2.2 ESTUDOS DE VIOLAÇÕES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	22
2.3 ESTUDOS DESENVOLVIDOS NO PROJETO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO DE INSERÇÃO TÉCNICA E COMERCIAL DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	23
2.3.1 Modelo para a projeção de adesão de veículos elétricos	24
2.3.2 Metodologias de Mitigação dos Impactos Técnicos na Rede de Distribuição	27
3 DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA	31
3.1 PROJEÇÃO DE ADESÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	32
3.2 AGRUPAMENTO DE VES POR DISTRIBUIDORA	35
3.2.1 Levantamento de VEs registrados nos Municípios Relevantes	36
3.2.2 Cálculo da participação da frota circulante de veículos leves nos Municípios Relevantes	39
3.3 DEMANDA DIÁRIA DE ENERGIA ELÉTRICA	39
3.3.1 Projeção da intensidade de uso dos veículos leves	40
3.3.2 Cálculo da demanda de Energia Elétrica pelos VEs <i>plug-ins</i>	45
3.4 SIMULAÇÃO DE VIOLAÇÕES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	47
3.5 PENETRAÇÃO APARENTE DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	51
3.6 PROJEÇÃO DE INVESTIMENTOS E AVALIAÇÃO FINANCEIRA	54
3.6.1 Cálculo de investimentos para adequação das redes da distribuidora de referência	55
3.6.2 Planejamento de investimentos para a distribuidora de referência	57
3.6.3 Avaliação comparativa de qualidade de redes entre distribuidoras	58
3.6.4 Cálculo de investimentos para outras distribuidoras	59
3.6.5 Planejamento de investimentos agrupados para o total das distribuidoras	61
3.6.6 Cálculos de receitas e indicadores econômicos	62
4 SIMULAÇÃO PELO MÉTODO DE MONTE CARLO	65
4.1 SIMULAÇÃO DE ADESÃO DE VES	66
4.2 SIMULAÇÃO DE INVESTIMENTOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	67
5 RESULTADOS DA APLICAÇÃO METODOLÓGICA	69
5.1 CENÁRIO BÁSICO	69

5.2 CENÁRIO INCENTIVADO	74
5.3 DESLOCAMENTO HORÁRIO DAS RECARGAS	77
5.4 ACHADOS IMPORTANTES	81
6 CONCLUSÕES	83
REFERÊNCIAS	85

1 INTRODUÇÃO

Com o avanço das tecnologias de mobilidade urbana e a inserção dos veículos elétricos (VEs) no mercado brasileiro, uma nova demanda de energia elétrica e um novo tipo de carga serão gradativamente introduzidos e poderão proporcionar impactos nas redes de distribuição de energia elétrica.

Diferentes tipos de VEs estão disponibilizados no mercado, sendo que os mais relevantes para o escopo desse estudo são os (i) Veículos Elétricos a Bateria (VEB), (ii) Veículos Híbridos Elétricos (VHE) e (iii) Veículos Híbridos Elétricos *plug-in* (VHEP). O primeiro tipo é equipado exclusivamente com motores elétricos e acionados por baterias, as quais são carregadas a partir da rede de energia elétrica. Uma característica importante destes veículos é que podem aproveitar a energia cinética durante a condução para recarregar a bateria durante as frenagens (frenagem regenerativa), o que os torna ainda mais eficiente em ambiente urbano.

O segundo tipo, os VHEs, são Veículo Elétrico Híbridos e possuem um motor elétrico que opera conjuntamente com um motor convencional a combustão interna. Em alguns regimes de utilização podem também operar com apenas o motor elétrico, tipicamente em regime de trânsito urbano ou apenas com o motor a combustão em regimes de alta velocidade em estradas. São equipados com baterias de pequena capacidade e que são carregadas por meio da frenagem regenerativa, o que também leva a elevação da eficiência energética, especialmente no ambiente urbano. Estes veículos não são objetivo de estudo nesse trabalho, uma vez que não dependem da rede elétrica para carregar a bateria.

O terceiro tipo de VE considerado, os VHEPs, são Veículo Elétrico Híbridos *Plug-ins*. São semelhantes ao tipo de veículo anterior (VHE), mas tipicamente possuem baterias com maior capacidade e, além da frenagem regenerativa, podem ser recarregadas a partir da rede de energia elétrica. A bateria de maior capacidade permite que operem com maior utilização dos motores elétricos e, conseqüentemente, com menor consumo de combustíveis.

Para o termo veículo elétrico adotado neste trabalho, entende-se apenas os veículos elétricos que podem ser recarregados pela rede de distribuição de energia elétrica, ou seja, os VEBs e VHEPs, salvo quando houver recontextualização explícita.

Diferentemente de muitos países desenvolvidos, no Brasil, a maioria das residências possui espaço de garagem para os veículos, que facilita o uso de carregadores de veículos residenciais e poderá acarretar em características comportamentais distintas no modo em que

as recargas de VEs serão efetuadas. Assim, considerando a comodidade do carregamento residencial e sua facilidade para aproveitar os horários sem utilização do veículo, é elevada a possibilidade de que os carregamentos ocorrerão predominantemente em ambiente residencial e também nos locais de trabalho.

O perfil do carregamento em ambiente residencial é o lento, com potência aproximada de 3,5 kW (ARIOLI et al., 2017), mas que aliada ao longo tempo de carregamento, que em geral apenas completa a carga consumida diariamente e com duração média entre 2 e 3 horas, afetará a curva de carga das unidades consumidoras. Quando houver massificação dos VEs, a nova curva de carga modificará as condições operacionais e de planejamento da rede elétrica, podendo agravar impactos técnicos como: (i) queda da magnitude de tensão, (ii) aumento do desequilíbrio de tensão, e (iii) sobrecarga de condutores e transformadores. (ARIOLI et al., 2017).

Cabe destacar, que além do ambiente residencial, haverá a possibilidade de recarga dos VEs em ambiente público por meio de uma infraestrutura apropriada para esse fim. A infraestrutura de recarga pública de VEs podem seguir diferentes padrões e com tempos de recarga lenta, semirrápida e rápida. Tipicamente os sistemas com recarga rápida, demandam elevada potência da rede elétrica e, por esse motivo, tentem a utilizarem as redes de média tensão. Nesse estudo apenas as redes secundárias de baixa tensão são avaliadas e, portanto, demandas por carregamento na rede pública conectada a média tensão é desconsiderada.

Para mitigar os impactos técnicos na rede secundária de baixa tensão, três classes de soluções podem ser utilizadas: (i) reforço de infraestrutura da distribuição, (ii) utilização de tarifas horosazonais, e (iii) recargas inteligentes de veículos elétricos. Dentre elas, os reforços de infraestrutura são as ações que mais dependem da concessionária. Entre as ações de reforços de infraestrutura, as soluções mais comuns são a elevação do tap do regulador de tensão da subestação, substituição de transformadores, recondutoramento de redes secundárias e o desmembramento de circuitos de baixa tensão (ARIOLI et al., 2017).

A taxa com que os veículos elétricos se difundem no mercado influencia no grau em que as distribuidoras precisam atuar na mitigação dos impactos. A frota mundial de veículos elétricos cresce rapidamente desde 2010, com taxas anuais de crescimento das vendas acima de 40% e em alguns países, como a Noruega, Reino Unido, França e China, o *market share* dos veículos elétricos supera 1% (IEA, 2017). Atualmente os principais mercados mundiais de veículos elétricos são o chinês, norte americano, japonês e europeu (IEA, 2017). Nesses locais o desenvolvimento do mercado é incentivado com diferentes políticas: (i) implantação

de pontos de carregamento, (ii) bonificação para aquisição de veículos elétricos, e (iii) facilidades para deslocamento em ambiente urbano.

No Brasil, a quantidade de veículos elétricos ainda é insignificante, com aproximadamente 400 veículos elétricos *plug-in* (Adaptado de DENATRAN, 2016), os quais possuem conexão para recarga na rede elétrica. Para estimar o desenvolvimento de VEs no mercado brasileiro são avaliados dois cenários: (i) Básico e (ii) Incentivado. O cenário Básico preserva as condições tributárias para a indústria automobilística brasileira em 2016, que é uma condição que não beneficia a mobilidade elétrica. No cenário Incentivado considera-se a incorporação de incentivo tributário por meio de redução do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), equiparando o tributo aplicado aos VEs com os veículos com motorização até 1,0 litros.

Dados esses condicionantes, este estudo apresenta o desenvolvimento de uma metodologia para a determinação dos impactos econômicos da utilização massiva de veículos elétricos, em termos da mitigação dos impactos técnicos nas redes secundárias das distribuidoras brasileiras, considerando uma abordagem temporal e geográfica. São quantificados os investimentos necessários para reforço de infraestrutura no médio prazo, até 2030, e o retorno sobre o investimento. O ano de 2030 é escolhido por ser um prazo não tão longo, no qual as redes de distribuição pudessem ser demasiadamente alteradas, mas suficiente para o início da transformação da mobilidade elétrica no Brasil, conforme demonstrado neste estudo. Por se tratar de um período no qual podem ocorrer evoluções tecnológicas dos VEs e de necessidade dos usuários, também são incorporados ao cômputo estimativas da elevação de eficiência e do aumento do uso dos veículos.

Como resultados, se espera responder questões tais como: (i) Qual o montante de investimentos resultantes dos impactos técnicos nas distribuidoras de energia elétrica brasileiras para o médio prazo, até 2030? (ii) Como as diferentes distribuidoras são afetadas em termos de investimentos? (iii) Qual a magnitude da mitigação, em termos de investimentos, pode ser obtida com o deslocamento do horário de recargas? (iv) A rentabilidade das distribuidoras pode ser afetada pelos investimentos? (v) Em se incentivando veículos elétricos no Brasil, como seriam alterados os investimentos necessários à mitigação de impacto na rede de distribuição?

Este estudo está estruturado em capítulos. No capítulo 2 está apresentada a revisão bibliográfica, sendo levadas em consideração diferenças deste estudo com outros efetuados. No capítulo 3, está apresentada a metodologia desenvolvida, na qual é avaliada a taxa de adesão de VEs, sua distribuição no território nacional, a demanda de energia elétrica para carregamento dos VEs, a simulação dos impactos na rede de distribuição e a realização das projeções

de investimentos e avaliações financeiras. No capítulo 4 é apresentada a técnica de simulação utilizando o método de Monte Carlo. No capítulo 5, são apresentados os resultados da aplicação da metodologia para os cenários Básico e Incentivado, assim como da análise de sensibilidade dos investimentos requeridos quando ocorre o deslocamento do horário de recarga dos VEs para fora da ponta. No capítulo 6 encontram-se as principais conclusões do estudo.

Este estudo é conduzido no âmbito do projeto P&D ANEEL “PA0060 – Inserção Técnica e Comercial de Veículos Elétricos em Frotas Empresariais da Região Metropolitana de Campinas” (EMOTIVE, 2017), que é patrocinado pela CPFL Paulista.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os resultados produzidos neste estudo diferenciam-se de outros estudos avaliados que abordam cenários estáticos, sem considerar a evolução do mercado de veículos elétricos ao longo do tempo, com prefixação de premissas como a penetração de VEs e/ou a demanda de energia elétrica na rede de distribuição. Em geral, os estudos buscam identificar impactos técnicos e/ou econômicos assim como de estratégias de mitigação sob determinadas concentrações de veículos elétricos e de sua forma de utilização.

A metodologia desenvolvida nesse estudo considera a evolução da adesão de veículos elétricos no mercado e seu correspondente impacto financeiro na rede de distribuição de energia elétrica. Com esse propósito, neste item são relacionados alguns estudos com tais abordagens, sendo que, no item 2.1 são abordados estudos da adesão e de projeção futura para os veículos elétricos, em termos mundiais e também para o Brasil. No item 2.2 são apresentados estudos que contemplem a análise de violações e de investimentos na rede de distribuição. Por fim, no item 2.3 estão estudos realizados no escopo do projeto P&D ANEEL PA0060, no qual este estudo está inserido, que contribuem com insumos, métodos e dados para o desenvolvimento da metodologia nesse trabalho.

2.1 ESTUDOS DE ADESÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

A taxa com que os veículos elétricos se difundem no mercado influencia no grau em que as redes de distribuição são impactadas e na estratégia de planejamento requerido para as distribuidoras. Embora a frota mundial de veículos elétricos ainda seja pequena, ela cresce rapidamente desde 2010, com taxas anuais de crescimento sucessivas na ordem de 70% ao ano e em 2016 com crescimento de 40% (IEA, 2017). As vendas globais de veículos elétricos em 2016, considerando os VEBs e VHEPs, foi acima de 750 mil unidades e a frota ultrapassou 2 milhões de veículos (IEA, 2017). Em 2017, a China ultrapassou os Estados Unidos e se tornou o maior mercado consumidor de veículos elétricos, conforme o histórico de frota apresentado na Figura 2.1.

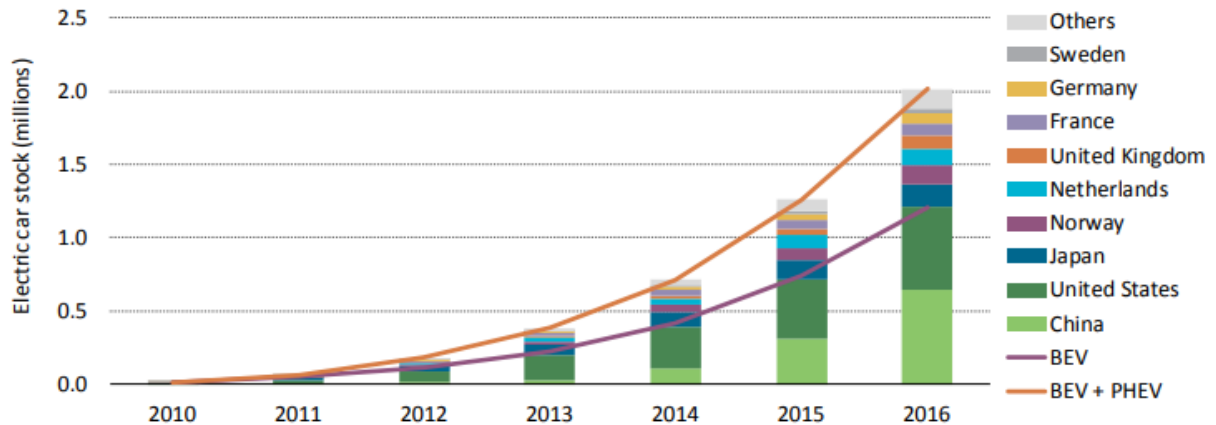


Figura 2.1 – Evolução da frota global de veículos elétricos (IEA, 2017).

A Noruega é o país mais bem sucedido na introdução de veículos elétricos, apresentando o maior *market share* de vendas, com 29% de participação, seguido de pela Holanda (6,4%), Suécia (3,4%) e a continuação pela China, França e Reino Unido com *market shares* de aproximadamente 1,5% (IEA, 2017).

Segundo o IEA (2017), há boa probabilidade que a frota de veículos elétricos fique entre 9 e 20 milhões em 2020 e entre 40 e 70 milhões em 2025, conforme projeções na Figura 2.2.

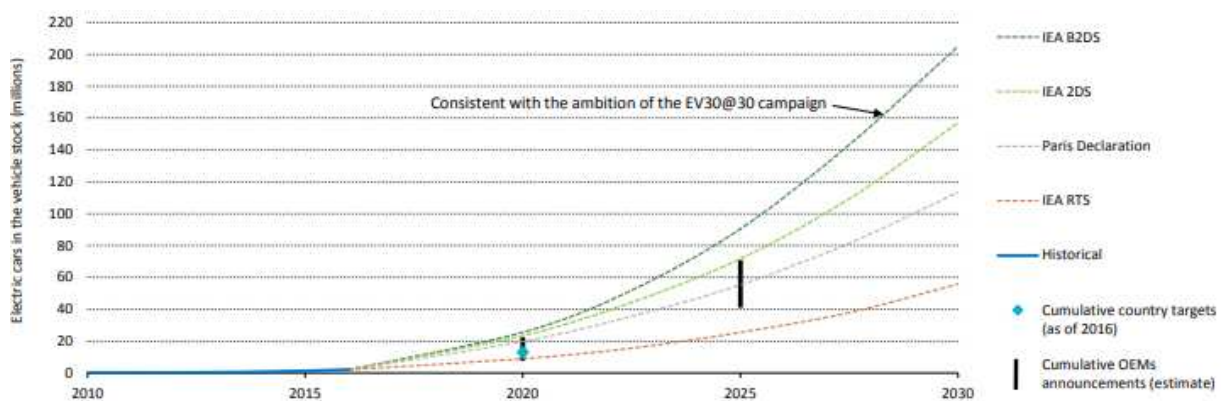


Figura 2.2 – Cenários de projeção para a frota de veículos elétricos até 2030 (IEA, 2017).

O cenário IEA RTS (*Reference Technology Scenario*) exibido na Figura 2.2, o mais conservador, considera políticas sobre eficiência energética, diversificação de energia, qualidade do ar e descarbonização que já tenham sido anunciadas ou estão sob consideração. O cenário IEA 2DS é consistente com uma probabilidade de 50% de limitar o aumento esperado da temperatura média global a 2 °C. O IEA B2DS está dentro da faixa de ambição do Acordo de Paris, correspondendo a um aumento médio de 1,75 °C na temperatura global.

Em termos de evolução dos veículos elétricos no Brasil, a EPE (2016), apresenta um exercício de cenarização, caracterizado como não tendencial, no qual medidas complementares no ambiente produtivo, nos setores regulatório, tributário e de infraestrutura seriam adotadas além da sua evolução natural. No estudo, estima-se que a frota nacional de veículos leves do Ciclo Otto, diesel e elétricos deverá atingir 129 milhões de unidades em 2050. Trata perspectivas separadas para veículos elétricos e híbridos, criando uma trajetória possível a partir de reuniões temáticas em 2013 proferidas por especialistas da Petrobras e ANFAVEA. Como premissa, assume que os veículos híbridos e elétricos terão uma participação crescente na frota.

Segundo a EPE (2016), os veículos híbridos serão comercializados a partir de 2018, com a progressiva redução de seus custos de produção e, a partir de 2035, passam a penetrar fortemente no mercado, substituindo gradualmente o veículo a combustão, que tem sua participação nas vendas reduzida a zero em 2045. Em 2050, os veículos híbridos representarão 50% da frota, correspondendo a um total de 64,4 milhões de veículos. O estudo não faz diferenciação entre os veículos híbridos e híbridos *plug-ins*.

Para os veículos elétricos, em EPE (2016) admitiu-se que a entrada no mercado nacional ocorrerá em 2025, quando representarão 0,5% do licenciamento de veículos leves. Em 2050, essa participação alcançará 15% de todos os veículos leves licenciados e representarão 9,2% da frota de veículos leves, totalizando 11,9 milhões de unidades. A Figura 2.3 esboça a projeção do *market share* de vendas de veículos leves realizada pela EPE (2016).

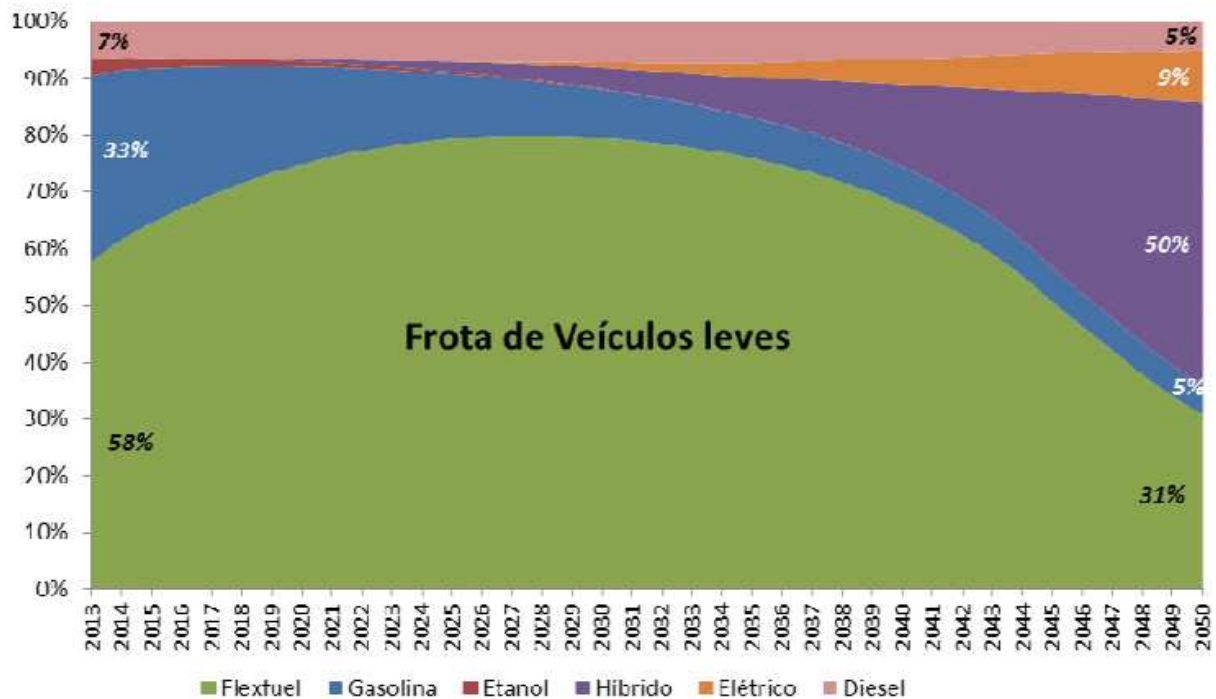


Figura 2.3 – Perfil da frota de veículos leves por combustível (EPE, 2016).

2.2 ESTUDOS DE VIOLAÇÕES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Como referência de estudos sobre a ocorrência de violações na rede de distribuição provocadas pelos veículos elétricos, tem-se em REGULATORS (2018) a simulação de diversos cenários e casos de uso para avaliação da influência nas características operacionais dos transformadores de distribuição. São utilizadas avaliações de redes hipotéticas, com carregadores de VEs lentos e rápidos, VEs com capacidade das baterias distintas e níveis fixos de demanda de consumidores residenciais e comerciais. No cenário com carregadores lentos, a simulação mostrou que o transformador da rede não é fortemente impactado. Com a utilização de carregadores rápidos, obteve-se quedas de tensões moderadas e incremento de demanda máxima conforme a Tabela 2.1. O caso simulado 3, corresponde a introdução de impedância adicional para simular linhas mais extensas. Os cenários 1 e 2 utilizam VEs com baterias de 85 kWh e os demais com baterias de 24 kWh, porém, os cenários 2 e 3 apresentam o dobro de demanda energética consumida pelos VEs.

Tabela 2.1 – Queda de tensão e incremento de demanda máxima. (REGULATORS, 2018).

	Voltage Drop		Increase in Maximum Demand	
	Case 2 (without impedance)	Case 3 (with impedance)	Case 2 (without impedance)	Case 3 (with impedance)
Scenario 1	1.70%	1.60%	16%	13%
Scenario 2	2.20%	2.00%	39%	36%
Scenario 3	2.20%	1.80%	36%	35%
Scenario 4	1.70%	1.50%	12%	11%

Em LOPES (2009) se analisam estratégias avançadas de recarga para melhorar o desempenho de redes de baixa tensão radiais e obteve como resultado para a rede testada, que o *market-share* de VEs na área pode atingir 61% sem necessidade de reforço de infraestrutura caso metade das recargas sejam controladas por algum mecanismo inteligente.

Com uma análise abrangente sobre a rede de distribuição, em FERNANDEZ (2011) é proposta uma abordagem de avaliação de impacto, de perdas de energia e de investimentos em novas instalações ou reforços na rede de distribuição em três níveis de penetração de VEs (35%, 51% e 62%). A abordagem é baseada na utilização de um modelo de planejamento de distribuição em larga escala em redes reais e cujos resultados indicam elevação dos investimentos de reforços na rede em 19% para suportar a recarga de VEs. Porém, se estratégias de carregamento inteligente fossem implementadas, uma redução de investimento entre 60% e 70% poderia ser obtida e, se incentivos fossem realizados para promover o deslocamento da recarga para fora do pico, a redução de investimento seria entre 5% e 35%.

2.3 ESTUDOS DESENVOLVIDOS NO PROJETO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO DE INSERÇÃO TÉCNICA E COMERCIAL DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Este item apresenta estudos realizados no escopo do projeto P&D ANEEL “PA0060 – Inserção Técnica e Comercial de Veículos Elétricos em Frotas Empresariais da Região Metropolitana de Campinas” (EMOTIVE, 2017), que é patrocinado pela CPFL Paulista, no qual este estudo está inserido, que contribuem com insumos, métodos e dados para o desenvolvimento da metodologia nesse trabalho.

O item 2.3.1 apresenta estudo de desenvolvimento de um modelo para a projeção de veículos elétricos e no item 2.3.2 é apresentado estudo com metodologias desenvolvidas para simular e estimar o impacto técnico decorrentes do uso massivo de veículos elétricos na rede de distribuição.

2.3.1 Modelo para a projeção de adesão de veículos elétricos

Em MARIOTTO & SILVA (2016), como resultado do P&D ANEEL PA0060, é desenvolvido um modelo para a projeção de veículos elétricos que permite discriminar as quantidades de VEBs e VHEPs projetadas para um período de 15 anos. Considera a formação de um mercado potencial de veículos elétricos, o qual se desenvolve em função de características tais como: (i) evolução de preços dos veículos, (ii) custos de utilização e de manutenção, (iii) influência cambial, (iv) mercado de revenda e (v) sucateamento natural de veículos. Também permite avaliar a aplicação de benefícios para aquisição e utilização de veículos elétricos.

O modelo é desenvolvido com a utilização da técnica de dinâmica de sistemas¹ e com a implementação do modelo de difusão de BASS (BASS, 1967). A Figura 2.4 apresenta os blocos funcionais para os cálculos de projeção de adesão.

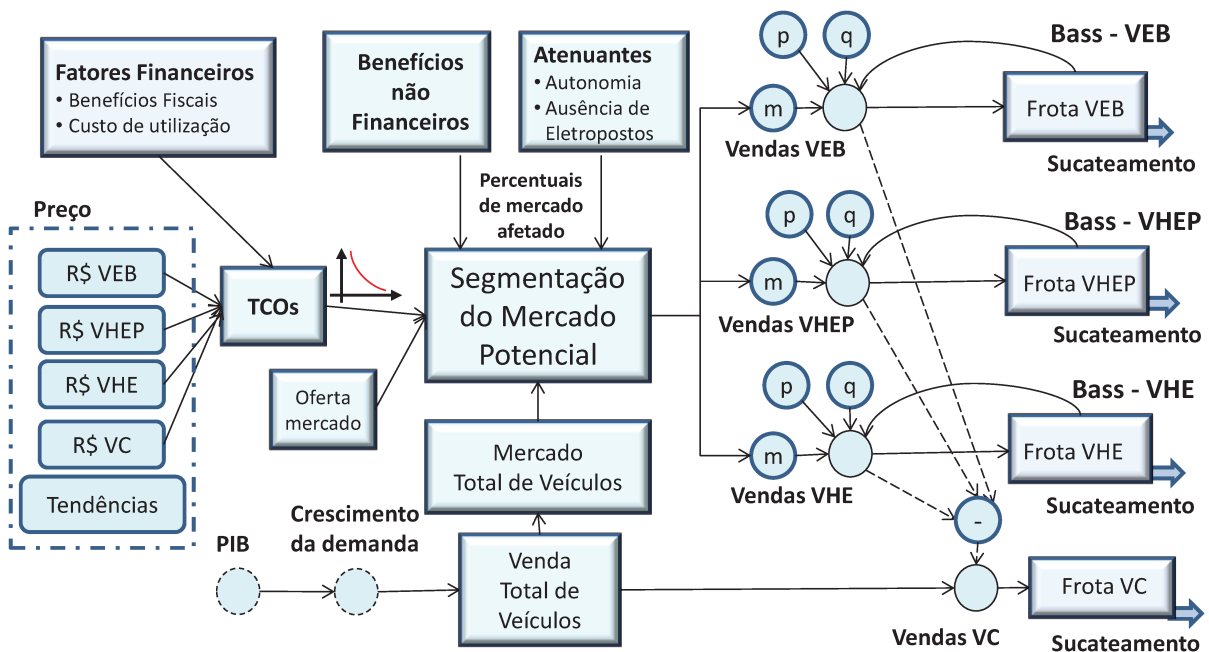


Figura 2.4 – Blocos funcionais do modelo para projeção de adesão de veículos elétricos. (MARIOTTO & SILVA, 2016).

O ponto central do modelo de projeção em MARIOTTO & SILVA (2016) corresponde à Segmentação do Mercado Potencial para os diferentes tipos de veículos, sejam eles a

¹ Também chamada de *System Dynamics*, é uma técnica desenvolvida no MIT Sloan em 1950 que permite modelar as relações entre as partes de um sistema e como esses relacionamentos influenciam o comportamento do sistema ao longo do tempo (MIT Sloan, 2018), possibilitando, inclusive, a modelagem de cadeias de eventos circulares (retroalimentados) e a utilização de elementos de estoque, fluxo, conversores e conectores de ação.

combustão (VC), elétricos a bateria (VEB), híbrido elétrico (VHE) ou híbrido elétrico *plug-in* (VHEP), a qual é realizada a partir de um potencial total de vendas de veículos novos, que é dependente da evolução do PIB, e em função do custo total de propriedade, também denominado como *Total Cost Ownership* (TCO). Como critério de segmentação é tomada como referência a quantidade de vendas no mercado brasileiro de veículos leves, criando-se uma curva de vendas em função do preço médio do veículo, que exprime a correlação entre o preço do veículo e a participação nas vendas, a partir de FENABRAVE (2014) e FIPE (2015), conforme Figura 2.5. Para a modelagem dessa curva no modelo de segmentação do mercado, utilizou-se uma função de potência com expoente -2,5, na qual valores de TCO médios, referente a cada tipo de veículo, são utilizados como entrada para obtenção de uma participação relativa.

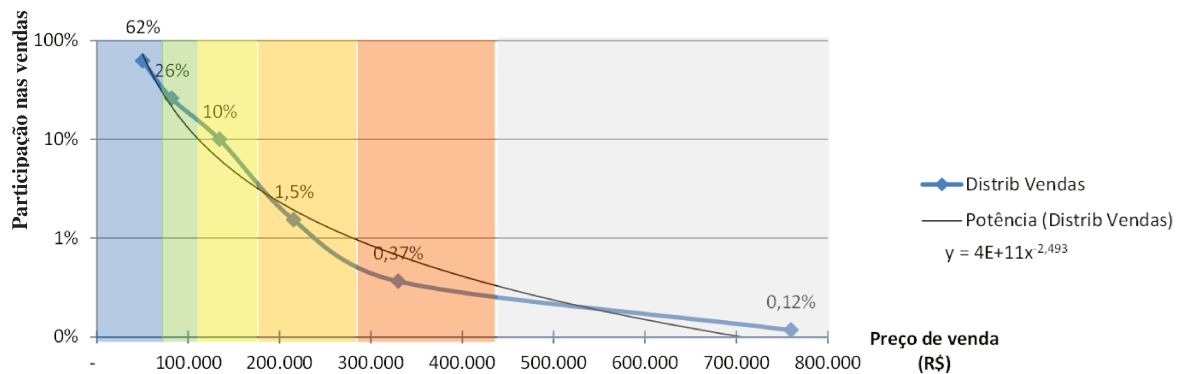


Figura 2.5 – Segmentação das vendas de veículos em função do preço. (MARIOTTO & SILVA, 2016).

O cálculo do TCO foi realizado para cada tipo de veículo modelado, levando-se em consideração a evolução do preço de aquisição de veículo novo, taxa de depreciação e custo de manutenção e utilização. Compõe como critério no cálculo do preço a (i) aplicação de tributos e incentivos financeiros, (ii) a taxa de nacionalização dos veículos e a (iii) variação cambial e, como critérios para o custo de utilização, a (i) intensidade de uso em quilômetros, (ii) evolução da eficiência energética (Adaptado de AEA, 2012), (iii) imposto de veículos automotores (IPVA) e os (iv) preços da gasolina e da energia elétrica. A evolução do preço da gasolina é calculada a partir da (i) evolução do preço do barril de petróleo, (ii) do dólar e considerando uma (iii) participação de custo do petróleo no processo de refino.

Também afetam a formação do mercado potencial para os VEs a existência de incentivos não financeiros, como possibilidade de (i) liberação de estacionamento em zona azul, (ii) liberação de rodízios para circulação em grandes cidades metropolitanas e (iii) permissão para circulação em faixas de ônibus. Especificamente para os VEBs, são fatores atenuadores, que

restringem a formação do mercado potencial, a (i) pequena autonomia dos veículos e (ii) a inexistência de infraestrutura para recarga pública.

Uma vez calculado o potencial de mercado dos distintos tipos de veículos, as projeções de adesão dos VEs pelos usuários ocorrem conforme o modelo de difusão proposto por BASS (1967), que é aplicado em geral para a modelagem de bens de consumo inovadores e duráveis. Para o cálculo da curva de adesão, o Modelo de Bass utiliza a dimensão do mercado potencial em que o produto é inserido, o efeito de promoção do produto que atingem os consumidores mais inovadores e o efeito de imitação dos consumidores mais conservadores em relação aos mais inovadores. Como resultado o modelo de Bass produz uma curva de vendas acumulada característica, comumente chamada curva “S”, conforme ilustração na Figura 2.6.

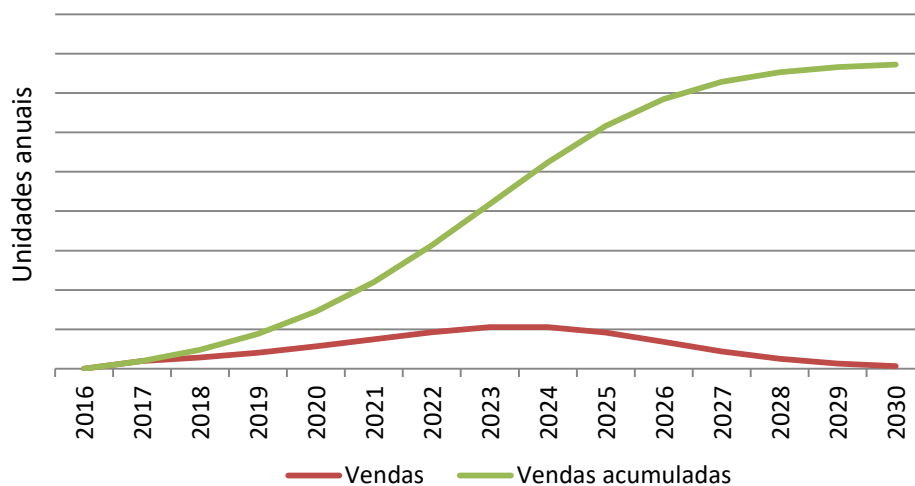


Figura 2.6 – Exemplo de curva de vendas usando modelo de adesão de Bass.

O modelo de adesão também contempla (i) a segmentação de mercado entre veículos seminovos e usados para compor o mercado potencial e a possibilidade de substituição de um veículos seminovo por um novo e (ii) a segmentação de veículos por idade, a partir da qual se estima a taxa de sucateamento de veículos. Desta forma, a resultante das vendas acumuladas de VEs é decrementada pelos veículos que são sucateados, de forma a obter a frota de VEs em circulação.

O sucateamento de veículos é calculado em função do histórico de vendas de veículos e da curva de probabilidade de sucateamento para automóveis, proveniente de MMA (2013). A Figura 2.7 apresenta a fração da frota em circulação em função da idade em anos a partir da fabricação de veículo. A curva adotada no modelo de adesão para os veículos elétricos foi a referente aos automóveis.

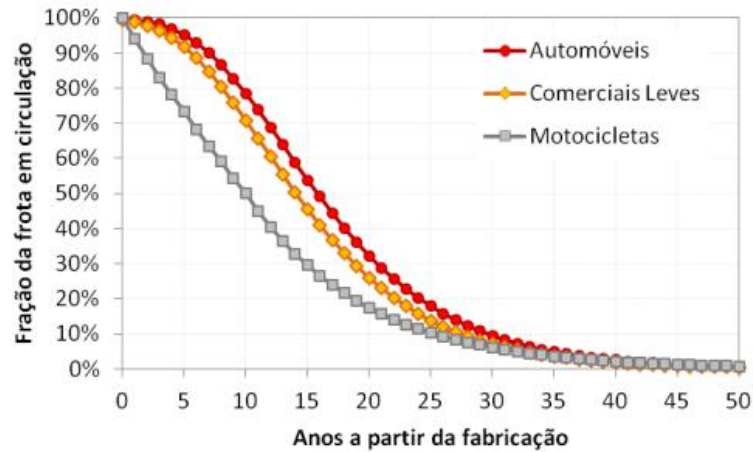


Figura 2.7 – Curva de sucateamento para veículos do ciclo Otto (MMA, 2013)

A função de sucateamento empregada é a Gompertz, conforme expressão a seguir:

$$S(t) = 1 - e^{-(1,798 - 0,137t)}$$

Onde:

$S(t)$ = Fração de veículos remanescentes da frota, ainda não sucateados, na idade t .

t = Idade do veículo em anos.

2.3.2 Metodologias de Mitigação dos Impactos Técnicos na Rede de Distribuição

Em ARIOLI et al. (2017) e ARIOLI et al. (2016), como resultados do P&D ANEEL PA0060, são desenvolvidas metodologias para simular e estimar o impacto técnico decorrentes do uso massivo de veículos elétricos na rede de distribuição da CPFL Paulista. São efetuadas simulações de Monte Carlo em 47 mil redes secundárias, localizadas em 98 municípios, para as penetrações de 10%, 20% e 30% de VEs por consumidor.

Para cada valor de penetração foram criados 200 cenários aleatórios por rede, variando-se: (i) a posição dos postos de recarga dentre os consumidores elegíveis, (ii) o instante inicial de cada recarga e (iii) a duração de cada recarga². Para cada cenário, foi realizado o cálculo do fluxo de carga série temporal para 24 horas com o propósito de determinar o estado da rede, a partir do qual foi determinado se houve alguma violação técnica: (i) sobrecarga no transformador de distribuição, (ii) sobrecarga em condutores dos ramos de distribuição, (iii)

² Como critério para caracterização de recargas empregado na simulação de violações na rede, adotaram-se carregadores bifásicos lentos, com potência de 3,3 kW, com início de operação na faixa de horário das 18:00 às 21:00, curva de densidade de probabilidade uniforme e demanda diária de energia de 10,7 kWh, referente à intensidade de uso média de 50 km diários e densidade de probabilidade com curva do tipo log-normal.

violação da magnitude de tensão mínima no consumidor e (iv) aumento das perdas elétricas. A Figura 2.8 ilustra o fluxograma de execução do algoritmo desenvolvido.

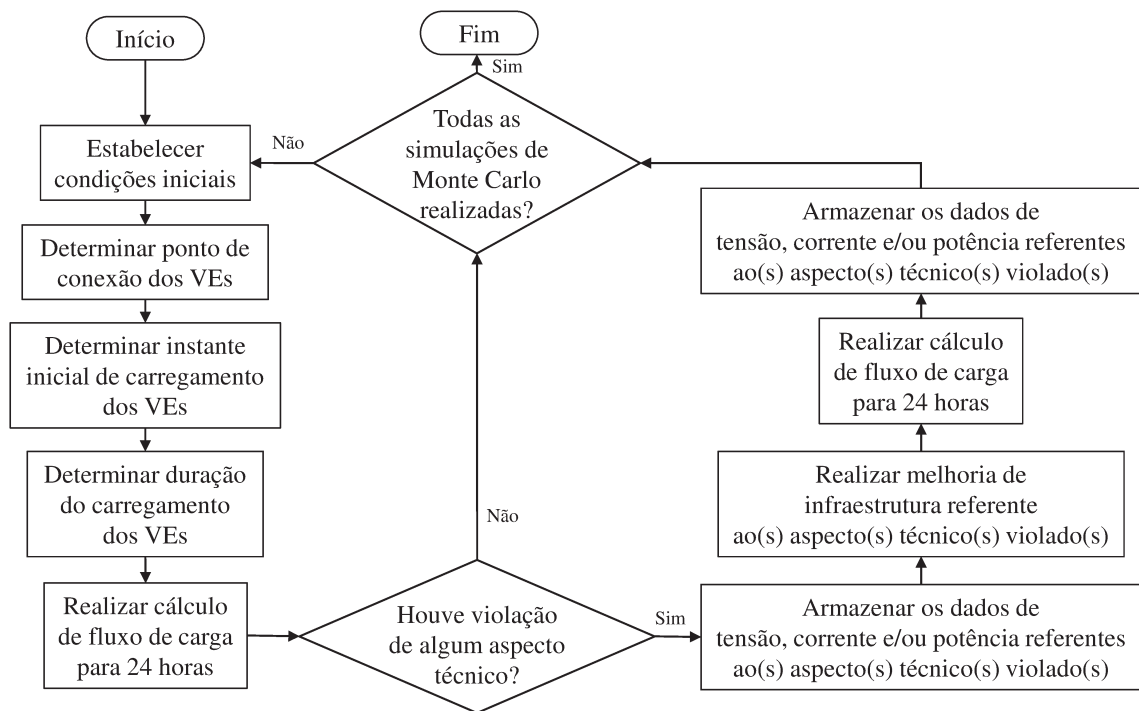


Figura 2.8 – Fluxograma de execução do algoritmo da simulação de Monte Carlo. (ARIOLI et al., 2017)

Como resultado, a violação da magnitude de tensão mínima nos consumidores é a que apresenta a maior incidência, ocorrendo em 79% das redes com violações (ARIOLI et al., 2016).

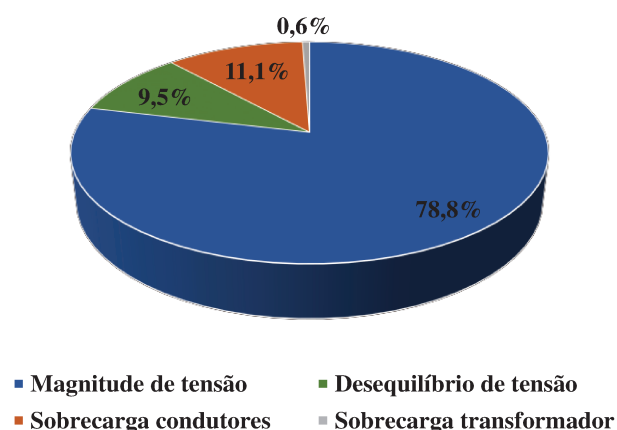


Figura 2.9 – Relação dos impactos técnicos mais restritivos para as redes secundárias estudadas. (Caso múltiplos impactos sejam violados simultaneamente, apenas 1 é computado segundo uma ordem de prioridade: magnitude de tensão > sobrecarga condutores > sobrecarga transformador > desequilíbrio.). (ARIOLI et al., 2016).

Para as violações ocorridas, foram determinadas soluções de infraestrutura para sua mitigação como, por exemplo, (i) o recondutoramento para mitigar a sobrecarga dos conduto-

res, (ii) a substituição de transformador para mitigar a sobrecarga de transformador ou, quando disponível, (iii) a elevação do tap de equipamento regulador de tensão. Na Figura 2.10 é apresentado o fluxograma de execução do algoritmo de soluções de infraestrutura.

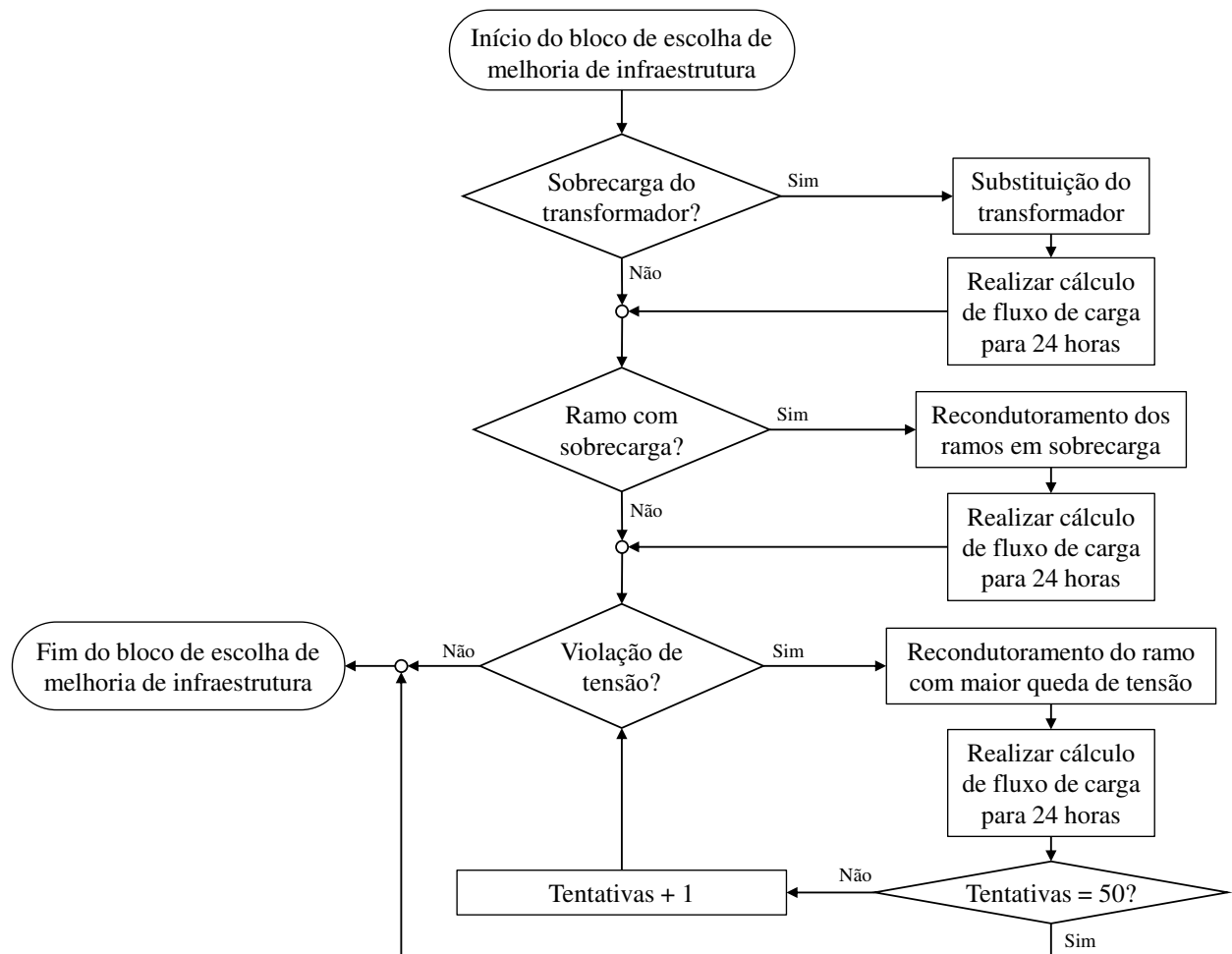


Figura 2.10 – Fluxograma de escolha das soluções de infraestrutura para mitigação de violações. (ARIOLI et al., 2017).

Em ARIOLI et al., (2017) também houve a avaliação de desmembramento de circuitos, com alteração topológica na rede secundária e apresentando uma maior mobilização de atividades operacionais. Consequentemente, esta solução apresentou maior necessidade de investimento.

Alguns dos resultados de ARIOLI et al., (2017) são apresentados nas tabelas a seguir. A Tabela 2.2 apresenta os investimentos necessários e a porcentagem de redes com violações para diferentes penetrações de VEs, e a Tabela 2.3 contém a estratificação dos investimentos em função da quantidade de consumidores nas redes secundárias. Em ambas as tabelas considerou-se as simulações, por corresponder às práticas recomendadas, em que a barra da fonte

de tensão equivalente na subestação, ajustada no tap do transformador, seja de 1,03 pu. Contudo, o estudo ressalta que os resultados dependeram fortemente da tensão ajustada na subestação.

Tabela 2.2 – Investimentos nas redes secundárias com violações. (ARIOLI et al., 2017).

Penetração de VEs	Redes com sobrecarga de transformador		Redes com sobrecarga de condutores	
	Porcentagem redes	Inv. médio	Porcentagem redes	Inv. médio
10%	0,40%	4.783,04	4,03%	1.584,96
20%	6,41%	5.007,95	13,93%	1.512,28
30%	16,52%	5.208,16	25,24%	1.885,23

Tabela 2.3 – Investimentos segmentados por quantidade de consumidores das soluções de infraestrutura com 10% de penetração. (ARIOLI et al., 2017).

Número de consumidores (NC)	Porcentagem de cenários com Inv. nulo	Inv. médio por rede [R\$]	95º percentil de inv. [R\$]	Inv. médio por VE [R\$]	95º percentil de inv. por VE [R\$]
$NC \leq 20$	96,87%	1.871,22	6.452,87	1.270,51	4.525,92
$21 \leq NC \leq 30$	96,81%	1.686,87	5.300,86	659,57	2.218,51
$31 \leq NC \leq 40$	95,71%	1.689,87	4.909,39	465,42	1.447,18
$41 \leq NC \leq 50$	94,55%	1.833,26	5.329,53	402,05	1.132,33
$51 \leq NC \leq 60$	91,60%	1.841,83	4.853,36	330,40	905,18
$61 \leq NC \leq 70$	87,86%	1.796,25	5.531,70	277,88	790,24
$NC \geq 71$	78,95%	1.805,86	5.531,70	202,25	662,87

Conforme a Tabela 2.3, observa-se uma relativa uniformidade de investimentos médios nos diferentes segmentos de redes. Porém, quando considerado o investimento relativo por VE, observa-se uma clara tendência, com redução de investimentos por rede e por VE conforme as redes apresentem maior quantidade de consumidores.

3 DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA

A metodologia de cálculo do impacto na rede de distribuição desenvolvida neste estudo resulta na projeção de investimentos requeridos para readequação de rede em função do aumento de demanda de energia elétrica proporcionada pela inserção dos veículos elétricos leves. A partir dos investimentos, também são estimados os resultados financeiros para as distribuidoras de energia elétrica em função das remunerações regulatórias.

Os cálculos são realizados para a região atendida pelas distribuidoras em um conjunto de municípios economicamente e socialmente mais desenvolvidos, denominados nesse estudo como Municípios Relevantes (MARIOTTO & ROLIM, 2017a). Para isso, se utiliza como referência a rede de distribuição da CPFL Paulista, a partir da qual, com as especificidades do mercado de energia elétrica e de veículos brasileiras, assim como do uso de informações disponíveis publicamente, os cálculos são extrapolados para as demais distribuidoras atuantes nos Municípios Relevantes.

O método utilizado para o cálculo do impacto econômico consiste em avaliar os investimentos requeridos para reforço da infraestrutura para os sucessivos anos até 2030. Os cálculos são separados em etapas, conforme a Figura 3.1, de modo a aproveitar resultados de estudos anteriores e efetuar a adaptação dos dados de forma consistente às premissas empregadas nesses estudos.

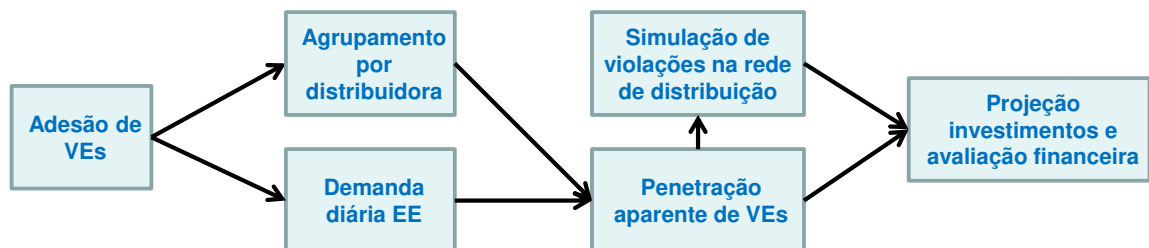


Figura 3.1 – Etapas da metodologia de análise de impactos financeiros.

A primeira etapa consiste da projeção de veículos elétricos *plug-in* para o Brasil, que produz resultados de forma agregada e utiliza o modelo de difusão de MARIOTTO & SILVA (2016). A projeção de VEs consiste em uma informação básica, a partir da qual surge a nova demanda de energia elétrica.

Posteriormente, na fase seguinte, a projeção de VEs é desagregada no nível municipal e reagrupada por distribuidora de energia elétrica. Paralelamente, também é realizada a esti-

mativa de demanda de energia elétrica para os dois tipos de VEs considerados, ou seja, os VEBs e os VHEPs.

Na sequência, em função da quantidade de veículos por distribuidora e da energia elétrica demandada por VE, ocorre o cálculo da penetração aparente de VEs. Trata-se de um indicador, definido em termos de veículos por consumidor de energia elétrica, que é utilizado como indexador para os resultados de simulações de violações na rede de distribuição. Tais simulações proveem de estudos realizados em ARIOLI et al. (2017), utilizam dados reais de redes de distribuição secundárias da CPFL Paulista e produzem os investimentos requeridos para reforço da rede para as penetrações de VEs de 10%, 20% e 30%. A partir de tais resultados, na última etapa ocorrem os cálculos dos fluxos de investimentos requeridos para reforço da rede e da correspondente avaliação financeira.

Nessa última etapa, os fluxos de investimentos calculados são extrapolados para as demais distribuidoras brasileiras considerando o número de consumidores e parâmetros de qualidade no fornecimento de energia. Como avaliação financeira, têm-se os cálculos de remuneração do investimento e de indicadores financeiros, como o VPL e ROI.

3.1 PROJEÇÃO DE ADESÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

A projeção de adesão de veículos elétricos no Brasil utilizada nesse trabalho se baseia no modelo apresentado em MARIOTTO & SILVA (2016), conforme item 2.3.1, a partir do qual se obtém a estimativa da quantidade de veículos elétricos *plug-in* que serão inseridos em cada ano até 2030. Essa projeção de adesão considera a subdivisão do tipo de veículo elétrico *plug-in*: (i) veículos elétricos a bateria (VEB) e (ii) veículos híbridos elétricos *plug-in* (VHEP). Também permite efetuar simulações em cenários de adesão, aos quais neste estudo são definidos os cenários: (i) Básico e (ii) Incentivado. O cenário Básico preserva as condições tributárias para a indústria automobilística brasileira em 2016, condição que não beneficia a mobilidade elétrica, mas considera que existirá oferta de venda de VEs no mercado brasileiro e que haja o desenvolvimento de uma infraestrutura de recarga pública de veículos em nível nacional na primeira metade da próxima década.

Destaca-se que a infraestrutura de recarga pública é fundamental para a difusão dos veículos elétricos, pois reduz a ansiedade dos proprietários com relação à autonomia para efetuar deslocamentos com segurança. Por outro lado, possui uma grande barreira de desenvolvimento em função da baixa demanda inicial por carregamentos e da necessidade de investi-

mentos elevados (MARIOTTO & ROLIM, 2017). Portanto, considera-se para o cenário Básico que existam políticas e incentivos governamentais para a promoção da infraestrutura de recarga pública.

No cenário Incentivado considera-se a incorporação de incentivo tributário por meio de redução do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), equiparando o tributo aplicado aos VEs com os veículos com motorização até 1,0 litros, ou seja, com redução da alíquota para os VEBs e VHEPs de 25% e 13% para 7%, respectivamente.

Com relação à região de abrangência para a projeção, em MARIOTTO & ROLIM (2017a) é introduzido o conceito de Municípios Relevantes, que constitui um agrupamento de municípios brasileiros com maior desenvolvimento econômico e social, selecionados por critérios baseados no PIB, PIB per capita, IDH e população. O agrupamento de Municípios Relevantes está composto por 556 municípios os quais representam 10% dos municípios brasileiros, compreendem 77% da frota brasileira de veículos leves e 87% das distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Em síntese, os Municípios Relevantes concentram uma parcela muito significativa da frota brasileira de veículos, nos quais os maiores impactos na rede de distribuição poderão ocorrer.

As premissas utilizadas para a simulação por meio do modelo de adesão de VEs de MARIOTTO & SILVA (2016) para o cenário Básico são apresentadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Principais premissas empregadas para a projeção de adesão de VEs. Cenário Básico.

Item	2016	2030	Fontes/referências
Tributos			
II – Imposto de Importação	Zero até 2026	35%	Isenção de II para automóveis elétricos e movidos a células de combustível (CAMEX,2015).
IPI para VEBs	25%	25%	(TIPI, 2017)
IPI para VHEPs	13%	13%	(TIPI, 2017)
Veículo Elétrico a Bateria (VEB)			
Evolução do preço (R\$)	R\$ 211.021	R\$ 126.786	Para 2016, conforme preço do BMW i3 em FIPE (2017) Para 2030, estimado em função de mix de modelos (MARIOTTO & ROLIM, 2017b).
Evolução da capacidade da bateria	33 kWh	59 kWh	Estimado em função de mix de modelos (MARIOTTO & ROLIM, 2017b).
Variação de custo da bateria	380 US\$/kWh	87 US\$/kWh	Adaptado de (UBS, 2017).

Item	2016	2030	Fontes/referências
Veículo Híbrido Elétrico Plug-in (VHEP)			
Evolução do preço (R\$)	R\$ 179.487	R\$ 132.563	Para 2016: Estimado a partir de preço de vendas nos Estados Unidos (MARIOTTO & ROLIM, 2017b). Para 2030: Em função da redução anual de preço do VHEP estimada em AEA (2012).
Implantação de recarga pública	de 2021 a 2026		
Indicadores econômicos			
Dólar (em Reais de 2016)	R\$ 3,65	R\$ 2,83	Estimado conforme (MARIOTTO & ROLIM, 2017b).
Preço do kWh residencial	R\$ 0,64	R\$ 0,64	Estabilidade de preço, conforme (MARIOTTO & ROLIM, 2017b).
Preço barril de petróleo	USD 43,29	USD 69,99 (a partir de 2022)	Estimado em (MARIOTTO & ROLIM, 2017b) tomando como base o (BANCO MUNDIAL, 2017).
Preço de referência para a gasolina	R\$ 3,65	4,05	Conforme preço médio da gasolina veicular (ANP, 2017).
Eficiência dos veículos			
VEB (km/kWh)	5,45	6,31	Adaptado de AEA (2012).
VHEP (km/kwh)	5,32	6,00	
VHEP (km/litro gasolina)	15,21	19,33	

Como mencionado anteriormente, o cenário Incentivado difere do Básico na aplicação do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), equiparando o tributo a aplicado aos VEBs e VHEPs, com redução da alíquota de 25% e 13%, respectivamente, para 7%. Nesta condição, os preços dos VEBs e VHEPs são reduzidos e os tornam mais competitivos no mercado.

O preço do barril de petróleo, conjuntamente com a variação cambial, é utilizado no cálculo da evolução do preço da gasolina. Considerou-se a elevação do preço do barril de petróleo e também é levada em consideração a participação de 24% do custo de matérias primas no refino de petróleo (BRADESCO, 2017) para a composição de custos na produção da gasolina. Como resultado da projeção, se obteve que o litro da gasolina passará de R\$ 3,65 em 2016 para R\$ 4,05 em 2030, em Reais de 2016.

Como resultado, a frota de veículos elétricos *plug-in* atinge 5,7 milhões em 2030, sendo 22% composta por VEBs no cenário Básico. No incentivado, as frotas de VEBs e VHEPs atingiriam 6,6 milhões, com uma elevação de 16%. Dada às características do mercado brasileiro, o crescimento mais intenso da frota em ambos os cenários ocorrerá apenas após 2021 e 2025, para VEBs e VHEPs, respectivamente, conforme Figura 3.2. As curvas com linhas con-

tínuas correspondem às projeções no cenário Básico e as com linhas tracejadas ao cenário Incentivado.

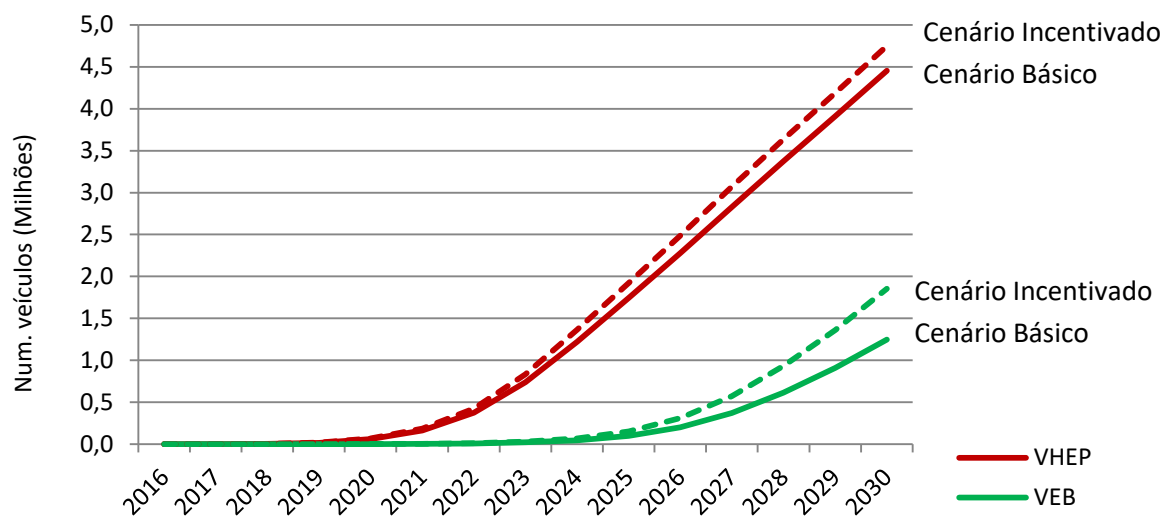


Figura 3.2 – Projeção de adesão de VEs nos Municípios Relevantes.

Observa-se também nas projeções da Figura 3.2 que, em função da maior diminuição da alíquota de IPI dos VEBs no cenário Incentivado, ocorre maior elevação da frota de VEBs, cujo crescimento em 2030 sobre o cenário Básico é de 48%. Para os VHEPs, a diferença entre os cenários é de apenas 6,6%.

3.2 AGRUPAMENTO DE VES POR DISTRIBUIDORA

As projeções de frota de VEs feitas por meio do modelo de adesão de MARIOTTO & SILVA (2016) são os valores para o total dos Municípios Relevantes. Para avaliação de impacto dos VEs na rede de distribuição de energia elétrica é necessário desagregar as projeção por municípios para que, posteriormente, seja feita a agregação de VEs por distribuidora de EE.

Porém, a frota de VEs preexistente não está uniformemente distribuída pelos municípios brasileiros, conforme demonstração no item 3.2.1 e, com o passar do tempo, a medida que a massificação ocorra, se espera que essa característica seja modificada. Por esse motivo, para a desagregação da projeção de VEs por município, utilizam-se dois critérios de rateio: (i) conforme a frota de VEs preexistente por município e (ii) conforme a frota circulante de veículos leves por município.

Desta forma, para o primeiro ano da projeção de VEs, quando a frota preexistente está presente em apenas alguns municípios, se assume que a difusão ocorra proporcionalmente à quantidade de veículos elétricos preexistentes nestes municípios. Para os anos subsequentes, após um período de 8 anos, assume-se uma difusão abrangente, considerando-se que as vendas de VEs ocorram proporcionalmente à frota circulante de veículos leves. No período intermediário entre o primeiro e o oitavo ano, emprega-se uma passagem gradual entre um critério e outro. Os itens 3.2.1 e 3.2.2 detalham o método de levantamento e cálculo das informações utilizadas para o rateio.

Posteriormente, com as projeções de VEs distribuídas por municípios, os valores correspondentes a cada distribuidora de energia elétrica são agrupados. Desse modo, obtêm-se as projeções de VEs (VEB e VHEP) para cada distribuidora. A informação de quais distribuidoras de energia atendem aos Municípios Relevantes está adaptada a partir de dados no sistema Sigel (ANEEL, 2016).

3.2.1 Levantamento de VEs registrados nos Municípios Relevantes

O levantamento de VEs registrados nos Municípios Relevantes é feito para quantificar a frota preexistente de VEs, que é utilizada como um dos critérios para a distribuição dos VEs nos Municípios Relevante durante os primeiros anos da projeção. Para esse levantamento é utilizada a base de dados de veículos registrados por modelo, ano de fabricação e município (DENATRAN, 2016).

A essa base são aplicados filtros para agrupar as informações apenas dos veículos elétricos presentes nos Municípios Relevantes. A nomenclatura dos modelos de VEs utilizada em DENATRAN (2016) é apresentada na Tabela 3.2. De forma ilustrativa, também se incluem os veículos híbridos, não *plug-ins* (VHE).

Tabela 3.2 – Nomenclatura dos veículos elétricos em DENATRAN (2016).

Tipo de VE	Nomenclatura dos VEs	
Elétrico a bateria - VEB	FIAT/PALIO WE ELETRICO	I/RENAULT KANGOO ZE L1F
	I/BMW I3 REX	I/RENAULT KANGOO ZE L2 F
	I/BYD E6	I/RENAULT KANGOO ZE PAX
	I/MMC I-MIEV	I/RENAULT ZOE INT MA 8
	I/NISSAN LEAF EUR	I/RENAULT ZOE INTENS ZE
	I/NISSAN LEAF SL	I/RENAULT ZOE ZEN ZE
	I/RENAULT FLUENCE ZE DYN	
Híbrido - VHE	I/BMW 750 LI HYBRID KX81	I/LEXUS HS 250H PREMIUM
	I/BMW ACTIVEHYBRID7 YA01	I/LEXUS RX 400H AWD
	I/BMW ACTIVHYB 7SWB KX61	I/LEXUS RX 450H
	I/CHEVROLET VOLT	I/LEXUS RX 450H AWD
	I/CIVIC HYBRID	I/M.BENZ S 400 HYBRID
	I/FORD ESCAPE HYBRID	I/MBENZ S400
	I/FORD FUSION HYBRID	I/PORSCHE 918 SPYDER
	I/FORD FUSION HYBRID B	I/PORSCHE CAYENNE S HYBR
	I/HONDA CR-Z TOP	I/PORSCHE PANAMERA S HYB
	I/HONDA INSIGHT	I/TOYOTA CAMRY HYBRID
	I/HYUNDAI SONATA HIBRIDO	I/TOYOTA LEXUS RX400H4WD
	I/INFINITI Q50 S HYBRID	I/TOYOTA PRIUS HIBRIDO
	I/KIA OPTIMA 2.4 HEV	I/TOYOTA PRIUS III HIBRI
	I/LEXUS CT200H	I/TOYOTA PRIUS NGA TOP
	I/LEXUS CT200H F SPORT	I/VW TOUAREG V6 HYBRID
	I/LEXUS GS 450H	I/VW TOUAREG V6 TSI HYBR
Híbrido <i>plug-in</i> - VHEP	I/BMW I8	I/MMC OUTLANDER HYBRID

Uma vez aplicados os filtros para seleção dos VEB, VHE, VHEP na base de dados de veículos registrados (DENATRAN, 2016), obtêm-se as quantidades de veículos nessas categorias por município e também a distribuição percentual nos agrupamentos de (i) Municípios Relevantes, (ii) em outros municípios e (iii) sem localização. A Figura 3.3 consolida as informações de VEs segundo esses agrupamentos.

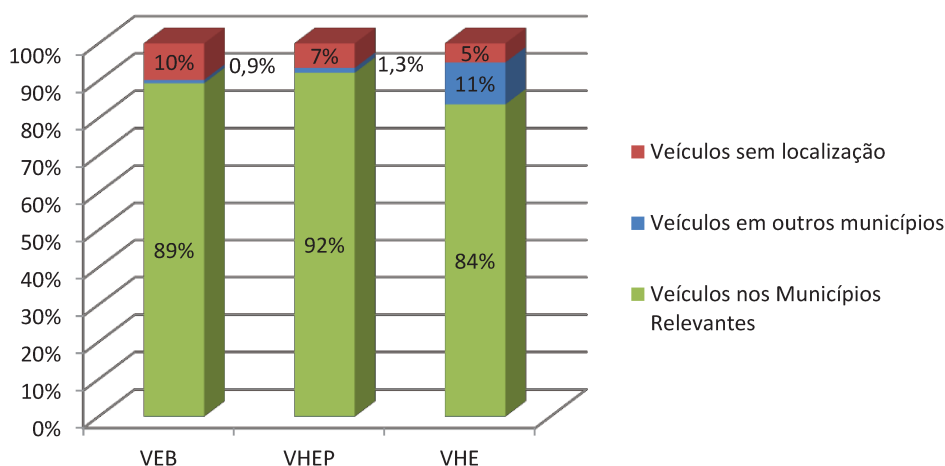


Figura 3.3 – Distribuição percentual dos veículos elétricos em agrupamentos de municípios.

Conforme indicado, uma parcela dos veículos não dispõe da informação de localização. Desta forma, são redistribuídos aos municípios nos outros dois agrupamentos, proporcionalmente ao total de veículos em cada município. Desse modo, obtém-se a distribuição apresentada na Figura 3.4.

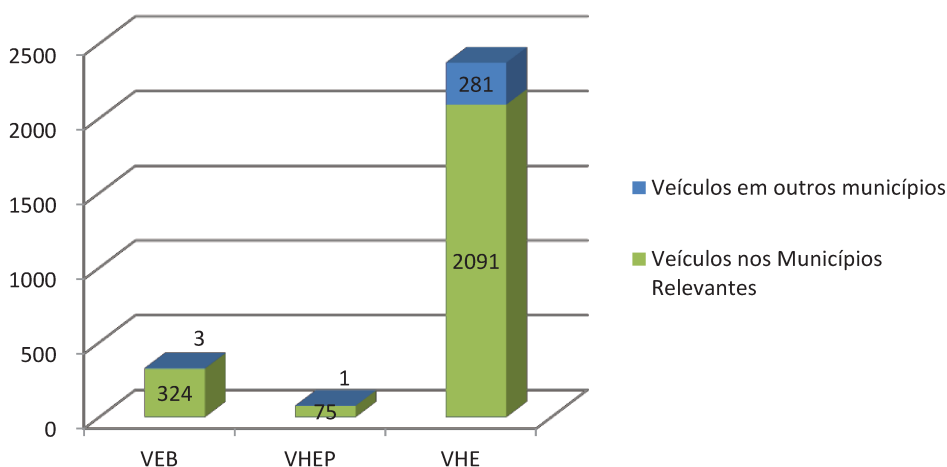


Figura 3.4 – Quantidade de veículos elétricos nos grupos de municípios.

A partir da distribuição obtida, o percentual dos municípios que apresentam registros de VEs também pode ser avaliado, conforme a Figura 3.5, onde se constata que os VEBs estão presentes em apenas 8,7% dos Municípios Relevantes e os VHEP, por serem mais recentes, com participação ainda menor, de 5,4%. Os VHE, que foram disponibilizados no mercado com maior antecedência, com destaque ao Ford Fusion Hybrid, cuja participação entre os VHE nesse período foi de 86%, já estão presentes em mais de 50% dos Municípios Relevantes. Comparativamente para esse último tipo VE, facilita também para sua disseminação a independência de existência das redes de recarga pública.

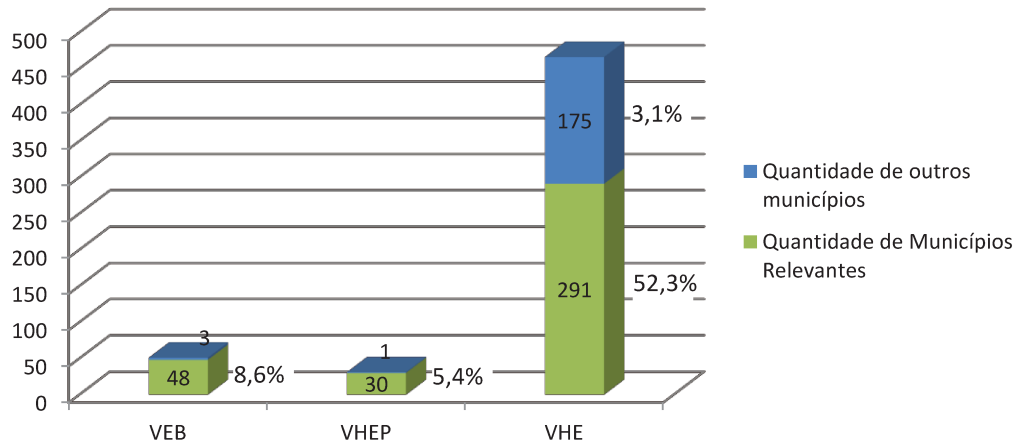


Figura 3.5 – Quantidade de municípios com VEs em 2015.

3.2.2 Cálculo da participação da frota circulante de veículos leves nos Municípios Relevantes

A participação da frota circulante de veículos leves nos Municípios Relevantes é também um critério de distribuição dos VEs nos municípios, sendo que, após o oitavo ano da projeção, se constitui no único critério de distribuição aplicado. Como referências para o cálculo, utiliza-se a frota circulante de veículos em 2015 (SINDIPEÇAS, 2016), a qual é desagregada apenas até o nível estadual, e a frota de veículos registrados (DENATRAN, 2015), que é desagregada no nível municipal.

Basicamente, o método de cálculo consiste em desagregar a informação de frota circulante do nível estadual para o municipal. Para isso, com a participação de cada Estado da Federação na frota circulante nacional (SINDIPEÇAS, 2016) é feita a ponderação da frota circulante para os municípios de cada Estado. Para essa ponderação, utiliza-se a frota registrada de veículos leves (DENATRAN, 2015).

3.3 DEMANDA DIÁRIA DE ENERGIA ELÉTRICA

Os impactos técnicos na rede de distribuição possuem relação com a energia elétrica demandada pelos VEs, a qual é estimada neste estudo para cada ano da projeção, com base no número de VEBs e VHEPs, nas evoluções de suas eficiências e das intensidades de uso (quilometragem média). Os itens a seguir apresentam os critérios de cálculo empregados.

3.3.1 Projeção da intensidade de uso dos veículos leves

A intensidade de uso dos veículos corresponde à quilometragem média percorrida durante uma unidade de tempo. Tipicamente é referenciada como km/ano ou km/dia e é dependente dos hábitos dos usuários dos veículos, da localização, da idade dos veículos e da condição econômica do país.

A projeção da intensidade de uso possui influência no consumo de energia elétrica e, consequentemente, nos impactos na rede de distribuição de energia elétrica. Portanto, uma avaliação criteriosa deverá existir para sua projeção na área dos Municípios Relevantes, para os quais tais estudos são realizados.

Como informação de referência básica para efetuar a projeção, utiliza-se os estudos referente às emissões veiculares no Estado de São Paulo (CETESB, 2016). A Figura 3.6 apresenta a evolução da intensidade de uso nos últimos anos.

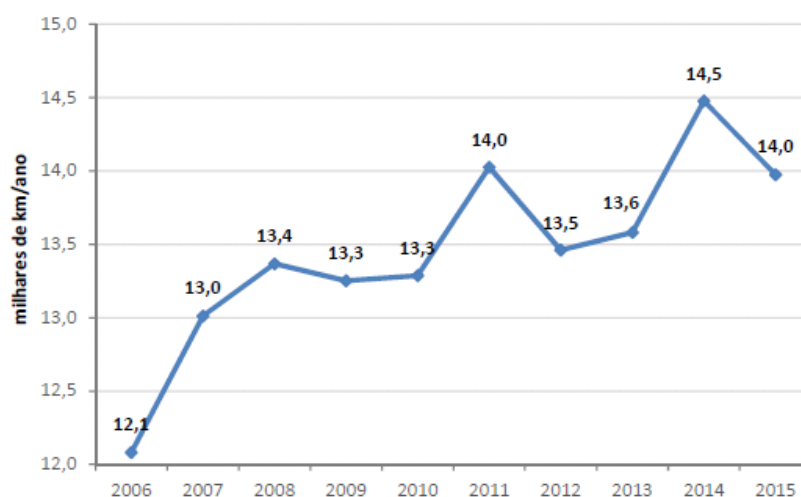


Figura 3.6 – Evolução da Intensidade anual para o Estado de SP (CETESB, 2016)

Adicionalmente, para a projeção da intensidade de uso para os Municípios Relevantes, a intensidade de uso no Estado de São Paulo é extrapolada em função da relação de consumo de gasolina e etanol hidratado por veículo da frota circulante e por município, referente ao ano de 2014 (ANP, 2014). As projeções são realizadas apenas para os veículos leves a gasolina, etanol e Flex, que são os objetos de avaliação na comparação com os veículos elétricos.

Por simplificação do método, os volumes de etanol hidratado são convertidos para o equivalente energético da gasolina E27³, que é o combustível comercializado nos postos de abastecimento. A taxa multiplicativa sobre o volume de etanol hidratado é de 0,72, calculado a partir do poder calorífico, conforme (EPE, 2015), para a gasolina e etanol distribuídos como combustível no Brasil.

A soma dos volumes de gasolina E27 e de etanol hidratado com volume convertido é aqui denominada como “gasolina equivalente”, permitindo tratar na análise a frota de veículos como sendo abastecida apenas por esse combustível.

A frota de veículos utilizada é referente a 2014 (DENATRAN, 2014a) e (DENATRAN, 2014b), mesmo ano referente aos dados de consumo de combustíveis (ANP, 2014). Por se tratar de uma base de veículos registrados e que não estejam necessariamente em circulação, é aplicado um valor de ajuste para compatibilização com a frota circulante de veículos do SINDIPEÇAS (2016). O valor de ajuste é calculado para cada Estado, conforme os totais de veículos nos estados disponibilizadas por DENATRAN (2014a) e a participação dos Estados na frota circulante.

As informações de frota do Denatran foram estruturadas por município e tipo, na qual se extraem as parcelas correspondentes aos veículos leves e às motocicletas. A frota de motocicletas por município (DENATRAN, 2014a) é utilizada com vistas a tornar possível o abatimento dessa parcela correspondente de consumo de combustível que poderia distorcer a avaliação de consumo por veículo.

Para isso, estima-se que o consumo médio de combustível seja 4,9 vezes maior para os veículos leves em relação às motocicletas. Para essa estimativa, utiliza-se a relação média de quilometragem e de autonomia entre as duas categorias de veículos, conforme a Tabela 3.3

Tabela 3.3 – Comparação de consumo entre veículos leves e motocicletas.

Tipo de veículo	Consumo Adaptado de CETESB (2014)	Quilometragem anual Adaptado de MMA (2013)	Combustível anual
Média de motocicletas	32,75 km/l	8.087 km	247 litros
Veículos automóveis leves	12,6 km/l	15.264 km	1.211 litros
Relação consumo: Veículos leves / motocicletas			4,9

³ E27 é a denominação para o combustível formado pela mistura de gasolina automotiva e etanol anidro na proporção volumétrica com 27% de etanol anidro. Essa é a proporção atualmente vigente no Brasil para a gasolina veicular.

Efetuada as adequações da frota e a retirada do combustível destinado às motocicletas, chega-se aos consumos médios ponderados por veículos apresentado na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Consumo anual médio ponderado de gasolina equivalente por veículo

Região	Consumo anual de gasolina equivalente por veículo
Municípios no Estado de São Paulo	1.060 litros
Conjunto dos Municípios Relevantes	1.206 litros
Relação entre consumos	1,136

Portanto, assumindo-se a relação de proporcionalidade entre o consumo de combustíveis por veículo, no cálculo da intensidade de uso de veículos leves nos Municípios Relevantes é aplicado o fator multiplicativo de 1,136.

Em relação à evolução na intensidade de uso dos veículos, obtém-se a tendência de evolução derivada de CETESB (2015) indicada no gráfico da Figura 3.7. Na análise gráfica, é descartado o valor do ano 2006 (Figura 3.6) por estar descolado da linha de tendência e obtém-se uma elevação anual na intensidade de uso de 135 km para o Estado de São Paulo. Para os Municípios Relevantes, assume-se que tenham essa mesma tendência de elevação.

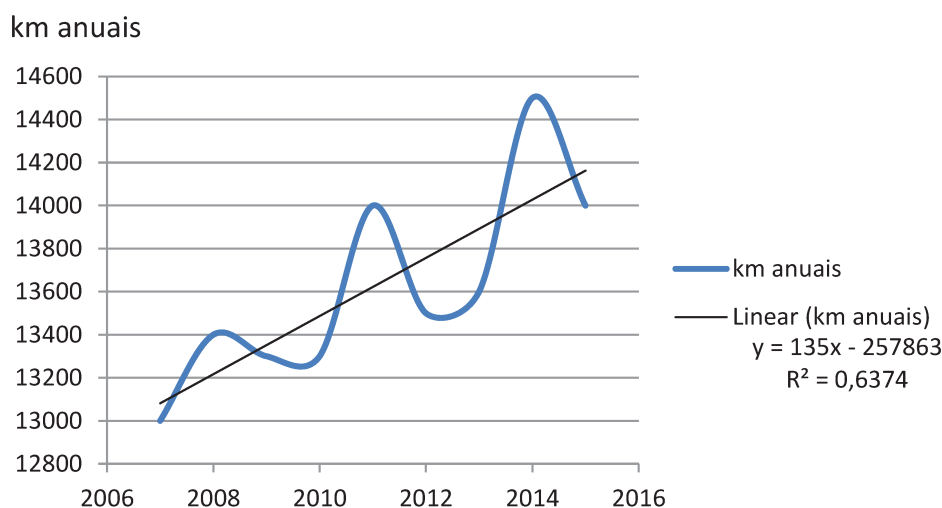


Figura 3.7 – Projeção da Intensidade anual para o Estado de SP.
Adaptado de CETESB (2015).

Utilizando a curva da projeção linear, o valor de referência de intensidade de uso no Estado de São Paulo para o ano de 2016 é estimado em 14.240 km. Para os Municípios Relevantes, a esse valor é aplicado o ajuste multiplicativo calculado na Tabela 3.4, chegando-se ao valor anual de 16.180 km, que equivale a 44,3 km diários.

Uma vez obtido o comportamento médio de evolução da intensidade de uso, há necessidade de incorporar aos cálculos a relação com a idade dos veículos. Para isso, é necessário considerar o perfil da frota, que é formada por veículos com distintas idades e participações relativas.

Para modelar o aspecto de idade da frota versus a intensidade de uso, utiliza-se a relação de intensidade de uso por idade disponibilizada em CETESB (2015). Corresponde a uma compilação de informações da frota de veículos na cidade de São Paulo, a partir da leitura dos odômetros nas inspeções veiculares de diversos tipos de veículos nos anos 2010 e 2011. Para este estudo, faz-se a unificação de informações para os veículos Flex, a gasolina e a etanol, obtendo-se a curva da Figura 3.8.

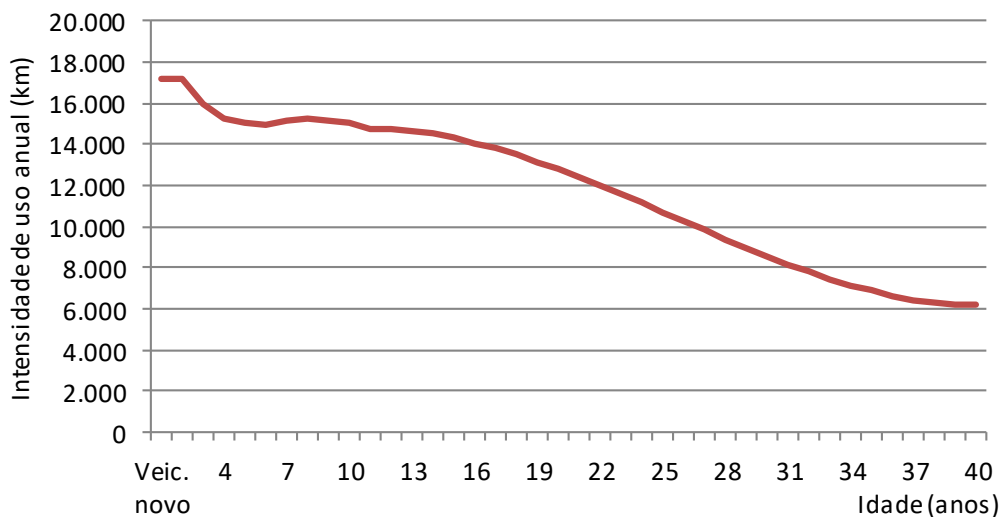


Figura 3.8 – Intensidade anual de uso conforme a idade. Referência 2014.
Adaptado de CETESB (2015).

A distribuição da intensidade média da frota está incorporada em um modelo com uso de dinâmica de sistemas em que a distribuição da intensidade de uso de veículos de diferentes idades é uma função do perfil médio ponderado de toda a frota. No sistema modelado, os veículos novos ingressam na frota, sofrem um processo de envelhecimento em que a intensidade de uso é reduzida e concomitantemente uma parcela deles é eliminada no processo sucateamento. A Figura 3.9 apresenta elementos da modelagem da intensidade de uso com a técnica de dinâmica de sistemas.

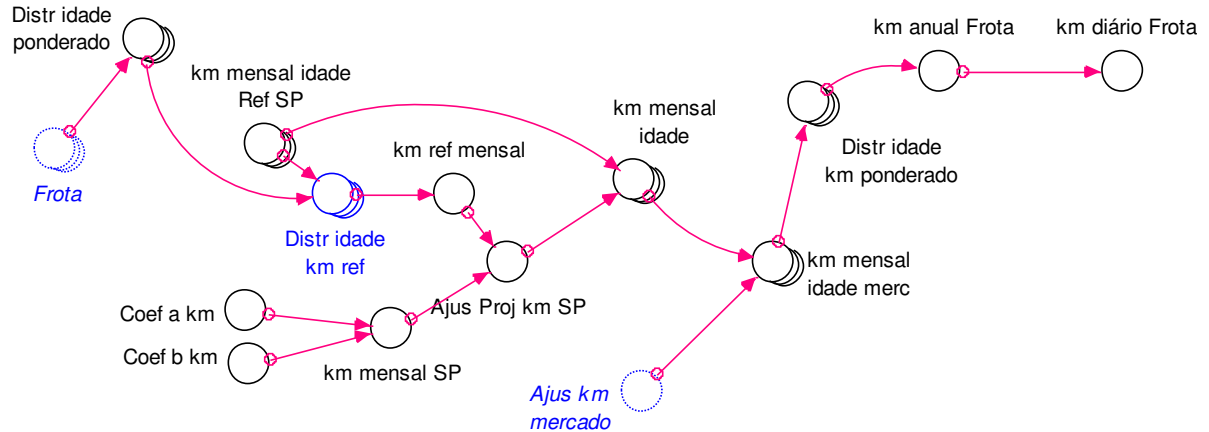


Figura 3.9 – Modelagem de intensidade de uso com dinâmica de sistemas.

Como resultado da ponderação da idade e intensidade de uso dos veículos, se obtêm diferentes intensidades de uso para os VEBs, os VHEPs e a média da frota brasileira, conforme Figura 3.10. Atualmente, os VEs que compõem a frota brasileira possuem idade média menor que a idade média da frota de veículos leves e, portanto, possuem maior intensidade de uso. Dentre os elétricos, os VHEPs chegaram mais recentemente ao Brasil, motivo pelo qual nos primeiros anos apresentam maior intensidade de uso. Porém, com a aceleração de venda de VEBs no início da próxima década, sua frota se renova e a intensidade de uso aumenta em uma taxa maior do que os demais. A quilometragem anual de VEBs, parte dos 17.800 km em 2016 e atinge 20.700 km anuais em 2030, no cenário Básico, que corresponde a 56 km percorridos diariamente. Para o cenário Incentivado, os cálculos não apresentam diferenças significativas.

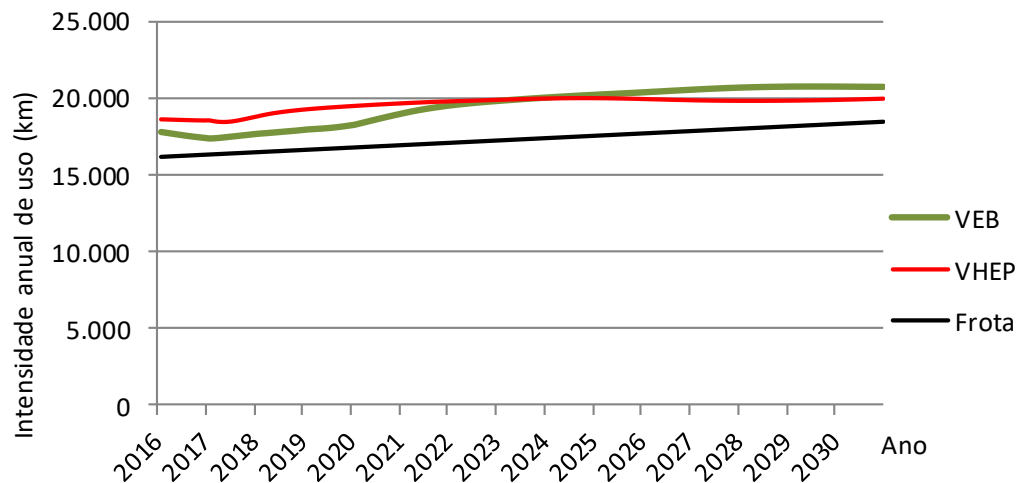


Figura 3.10 – Evolução da intensidade anual de uso para os Municípios Relevantes no cenário Básico.

Portanto, com a intensidade de uso distribuída à frota em função da idade, os resultados das avaliações passam a levar em conta uma maior acuidade, permitindo capturar os efeitos da renovação da frota.

3.3.2 Cálculo da demanda de Energia Elétrica pelos VEs *plug-ins*

A projeção de demanda de energia elétrica pelos VEs *plug-ins*, composta por VEBs e VHEPs, para a recarga de baterias é uma função direta da evolução da frota de VEs e da intensidade de uso. Também é influenciada pela elevação de eficiência dos VEs, que atua de forma inversamente proporcional à demanda de energia.

A projeção está desenvolvida com uso de dinâmica de sistemas, de modo a capturar o comportamento dinâmico da frota de VEs composta por veículos com idades, eficiências e intensidades de uso distintas. Para isso, são utilizados os resultados da intensidade de uso apresentadas no item 3.3.1 em conjunto com a eficiência dos veículos elétricos. A informação de eficiência é adaptada de AEA (2012):

- 5,45 km/kWh para os VEBs;
- 5,27 km/kWh e 14,79 km/l⁴ de gasolina para os VHEPs, sendo que em média 37% do percurso ocorre com energia elétrica.

Para os VHEP, apenas uma parcela da energia requerida é proveniente da recarga das baterias na rede elétrica, sendo que a outra fonte energética é proveniente do motor a combustão. Em condições normais de operação os dois motores (elétrico e combustão) se auxiliam mutuamente e em determinados regimes se alternam na propulsão do veículo. Porém, em termos práticos, assume-se que há uma participação percentual média de energia elétrica proveniente da rede elétrica, a qual tende a se elevar com a evolução tecnológica dos VHEP.

A partir de AEA (2012) também se calcula a evolução anual da eficiência de 0,98% a.a. para os VEBs e de 0,74% a.a. (modo elétrico) e 1,56% a.a. (modo gasolina) para os VHEPs. Em 2030 os VHEPs deverão operar em média 43% dos percursos com energia elétrica.

O modelo de cálculo da demanda de energia elétrica de VEs é desenvolvimento com o uso de dinâmica de sistemas, o qual considera a evolução de eficiências de veículos por ano de fabricação, de intensidade de uso e da participação da gasolina para os VHEP. A Figura

⁴ Adaptado em função da energia específica da gasolina brasileira.

3.11 apresenta os principais elementos da modelagem da demanda de energia de VEs com o uso de dinâmica de sistemas.

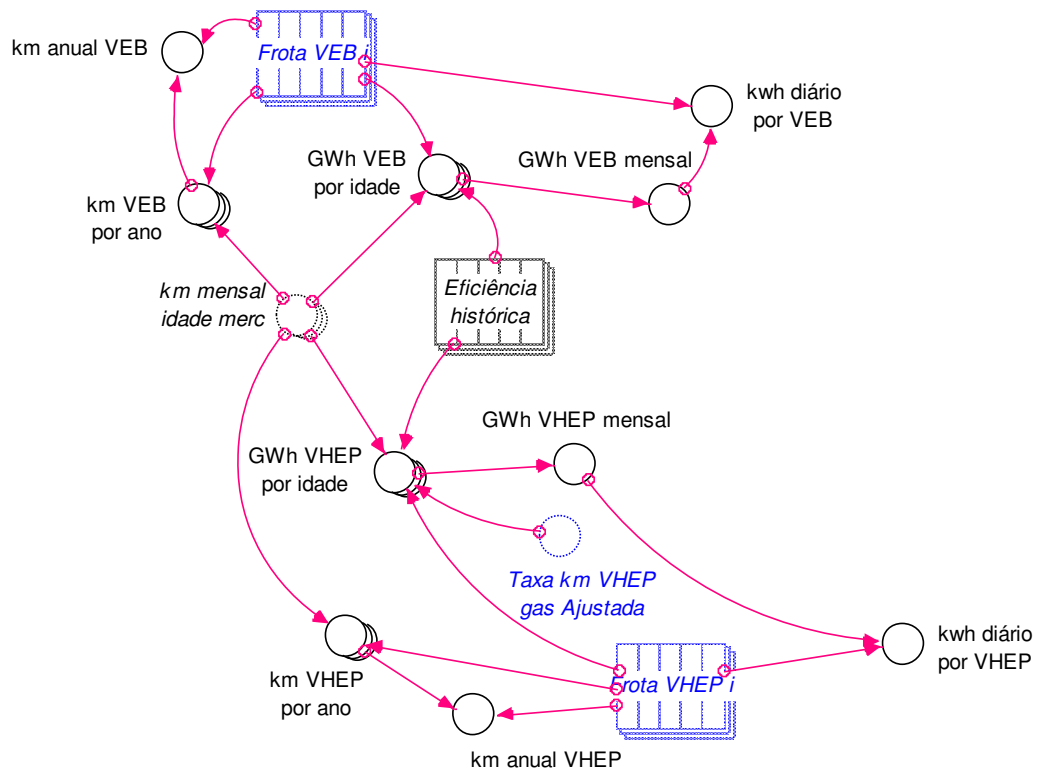


Figura 3.11 – Modelagem de demanda de energia de VEs com uso de dinâmica de sistemas.

Como resultado da evolução da intensidade de uso e da eficiência, obtêm-se as projeções de consumo diário de energia elétrica por veículo, conforme Figura 3.12. No cenário Básico, para os VEBs, a energia demanda permanece no entorno de 9,2 kWh diário e para os VHEP no entorno de 4,1 kWh diários. Para o cenário Incentivado, os cálculos não apresentam diferenças significativas, com desvios em relação ao cenário Básico na faixa entre -0,1% e 0,5%.

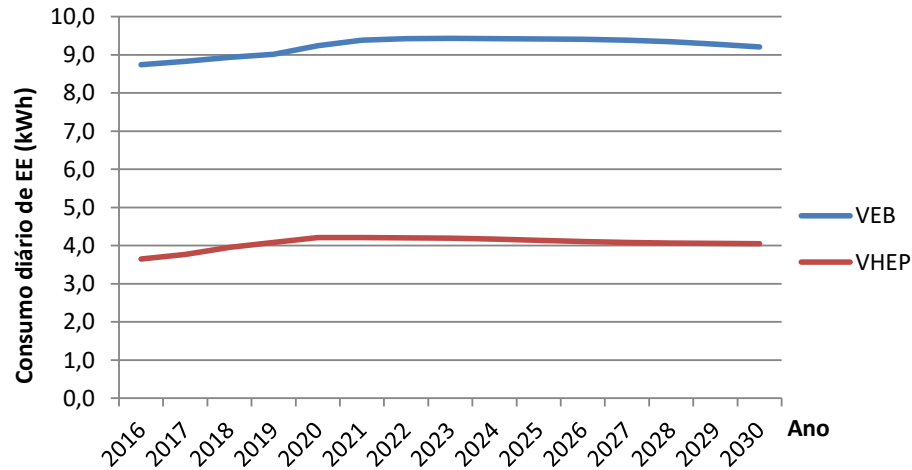


Figura 3.12 – Consumo diário de energia elétrica por veículo elétrico no cenário Básico.

Quanto à energia total demandada pelos VEs, a partir da dimensão da frota de VEs estratificada por idade e os respectivos consumos unitários, obtém-se a projeção na Figura 3.13 para ambos os cenários, Básico e Estimulado. Conforme a projeção, em 2030 a demanda anual de energia pelos VEs será de 10,4 e 12,1 TWh para os cenários Básico e Incentivado, respectivamente.

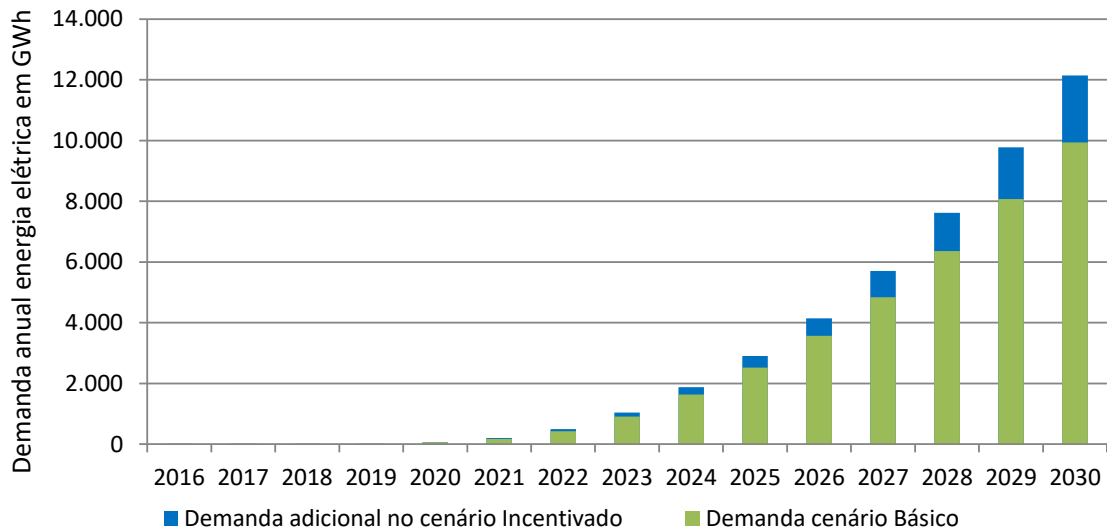


Figura 3.13 – Demanda anual de energia elétrica pelos VEs.

3.4 SIMULAÇÃO DE VIOLAÇÕES NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Com o propósito de avaliar as redes de distribuição de energia elétrica são utilizados os resultados de ARIOLI et al. (2017), o qual, realiza simulações para estimar o impacto téc-

nico decorrentes do uso massivo de veículos elétricos na rede de distribuição da CPFL Paulista, conforme item 2.3.2.

A partir dos resultados de simulações em ARIOLI et al. (2017), com 47 mil redes e de 200 cenários por rede, obtém-se a curva de porcentagem de redes com violações em condutores e transformadores, conforme Figura 3.14. O cálculo percentual leva em conta a quantidade de cenários simulados no universo de redes analisadas em que ocorreram violações. Optou-se, por corresponder às práticas recomendadas, em utilizar as simulações em que a barra da fonte de tensão equivalente na subestação, ajustada no tap do transformador, seja de 1,03 pu.

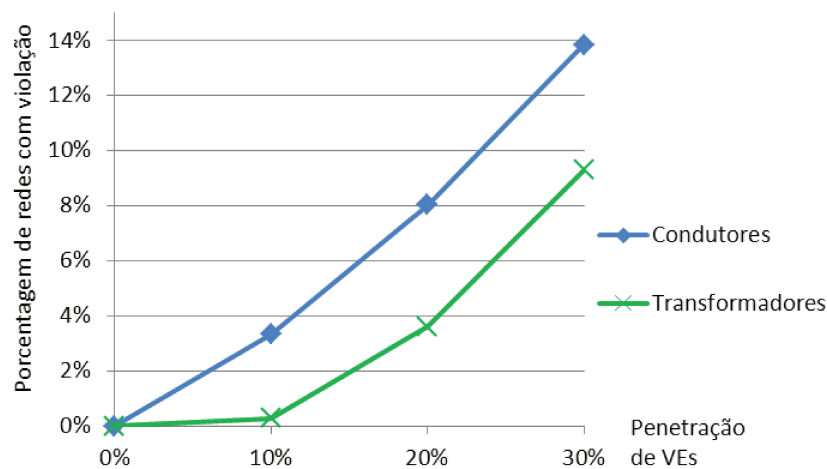


Figura 3.14 – Porcentagem de redes com violação por solução de reforço. Adaptado de ARIOLI et al. (2017).

Também a partir de resultados de ARIOLI et al. (2017), para as soluções de reforço, considerando somente as redes em que ocorreram violações, correspondendo a aproximadamente 25,9 mil redes⁵, obteve-se a distribuição de frequência de investimentos de condutores e de transformadores, conforme Figura 3.15 e Figura 3.16, respectivamente, para a penetração de 10% de veículos elétricos por consumidor.

⁵ Correspondente à simulação com a penetração de 30% de veículos elétricos por consumidor.

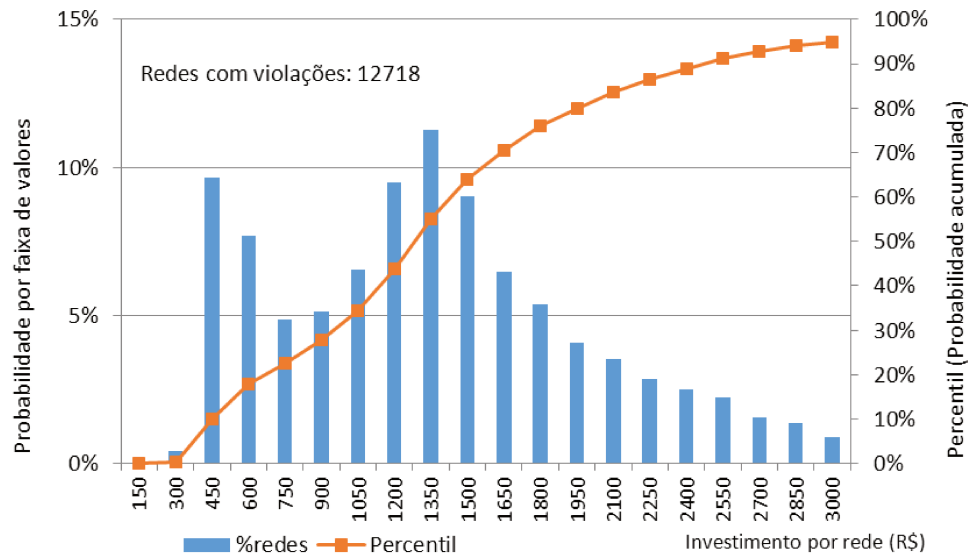


Figura 3.15 – Frequência de investimentos em adequação de condutores, por rede de distribuição com violação, para penetração de 10% VEs por consumidor. Adaptado de ARIOLI et al. (2017).

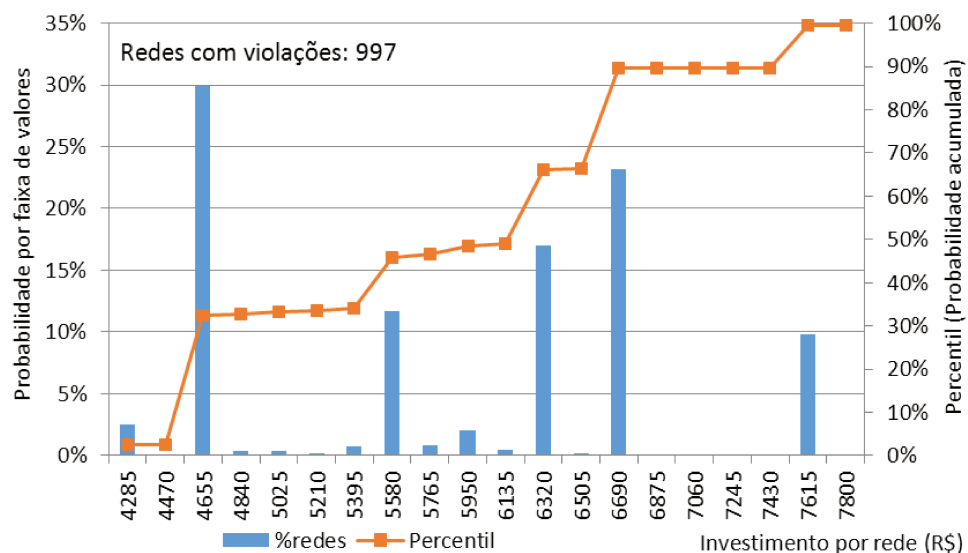


Figura 3.16 – Frequência de investimentos em adequação de transformadores, por rede de distribuição com violação, para penetração 10% VEs por consumidor. Adaptado de ARIOLI et al. (2017).

Conforme a frequência de investimentos para os transformadores, de acordo com a Figura 3.16, não ocorre uma distribuição uniforme dos resultados, havendo predominância de valores discretos, que são funções dos serviços e equipamentos requeridos para essa adequação. Essa tendência também se repetiu para as penetrações de 20% e 30% VEs por consumidor.

Similarmente, com os dados de simulações correspondentes às penetrações de VEs de 20% e 30%, realizados em ARIOLI et al. (2017), obtêm-se as frequências de investimentos e constrói-se uma curva de interpolação para valores de penetração intermediários entre 0 e

30%. A Figura 3.17 ilustra a curva de interpolação dos investimentos para resultados com o percentil de 50%.

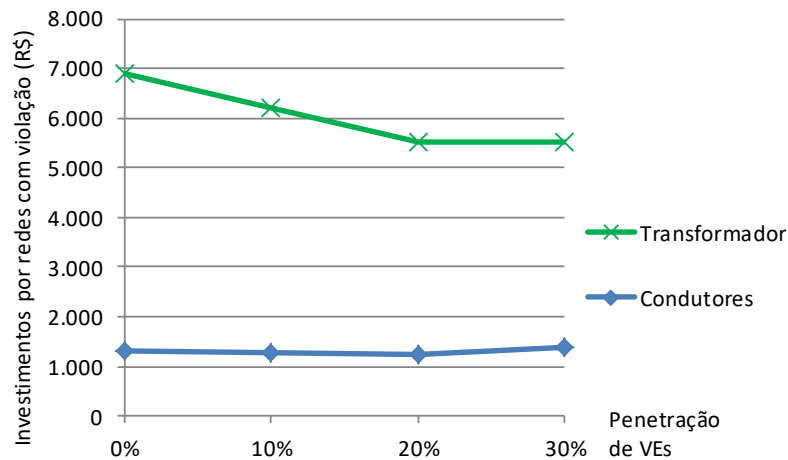


Figura 3.17 – Interpolação e extrapolação de investimentos medianos em adequação por rede de distribuição (com percentil de resultados de 50%). Adaptado de ARIOLI et al. (2017).

Para os segmentos das curvas, com penetração de VEs abaixo de 10%, conforme o gráfico da Figura 3.17, não há simulações efetuadas em ARIOLI et al. (2017) e, portanto, há necessidade de extrapolar os valores das curvas. Para isso, adota-se uma extrapolação linear e tomando-se como referência os resultados das penetrações de 10% e 20%.

Curvas similares às da Figura 3.17 podem ser traçadas aleatoriamente para diferentes percentis no intervalo de 0 a 100%, conforme Figura 3.18 para os investimentos em adequação de condutores, a partir das quais se obtêm investimentos por percentis e também conforme as penetrações de VEs. Tais curvas são utilizadas para a simulação de Monte Carlo, conforme capítulo 4.

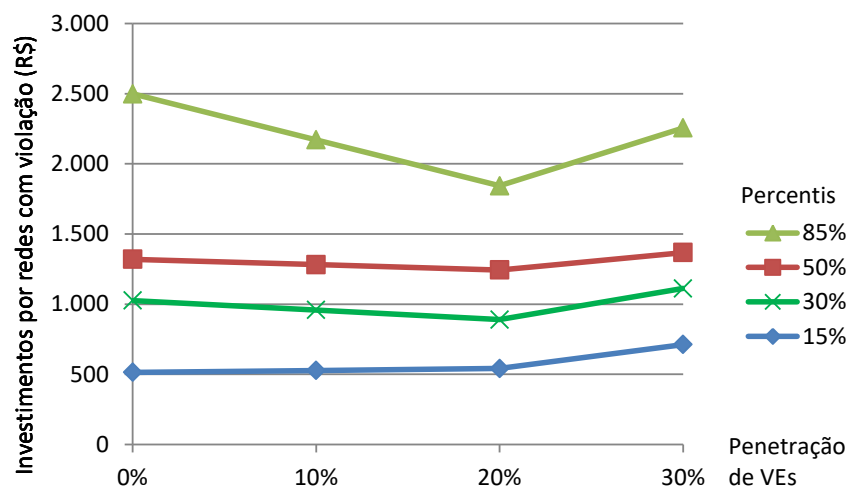


Figura 3.18 – Interpolação e extrapolação de investimentos em adequação de condutores por rede de distribuição para diversos percentis. Adaptado de ARIOLI et al. (2017).

3.5 PENETRAÇÃO APARENTE DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

A avaliação de demanda e penetração de VEs nas redes de distribuição de energia elétrica ocorre a partir da projeção de veículos elétricos VEB e VHEP para os Municípios Relevantes, gerada pelo modelo de adesão, e do número de consumidores atualmente existentes nas redes de distribuição das distribuidoras avaliadas.

Conceitualmente, a penetração de VEs é obtida com uma relação porcentual da razão entre o número de VEs (VEB + VHEP) e a quantidade de consumidores. No entanto, para empregar como indexador para os resultados das simulações efetuadas em ARIOLI et al. (2017), é necessário efetuar um ajuste para compatibilização entre as premissas utilizadas.

Conforme as premissas de simulação utilizadas em ARIOLI et al. (2017), referente as expectativas de eficiência e de intensidade média de utilização dos VEs, conclui-se que para as simulações de violação na rede distribuição foram consideradas uma demanda média diária de carregamento de 10,7 kWh, que é um valor de referência para a recarga diária de VEBs.

No entanto, este estudo se baseia em projeções num período até 2030, e no qual algumas das premissas se modificam ao longo do período simulado, em função de mudanças comportamentais dos usuários e/ou de características dos VEs e, conseqüentemente, influenciando no consumo médio para recargas de VEs. São os seguintes aspectos abordados na avaliação de demanda de EE que influenciam no consumo diário de energia pelos VEs:

- Evolução da intensidade de utilização (quilometragem anual média);
- Evolução da eficiência de veículos;
- Diferentes perfis de carregamento para VEB e VHEP;
- Participação de carregamento em eletropostos públicos (conectados a rede de média tensão);
- Deslocamento do horário de carregamento para fora do período de ponta.

Desta forma, para compatibilizar as premissas utilizadas em ARIOLI et al. (2017) com as deste estudo são aplicados ajustes na penetração de VEs resultante da projeção de VEs. Isso é feito de tal forma que, se a demanda de energia elétrica diária obtida for ligeiramente maior ou menor que a demanda considerada em ARIOLI et al. (2017), a penetração a ser utilizada será ajustada na mesma variação porcentual. Essa penetração ajustada é denominada como penetração aparente e cujo cálculo está ilustrado na Figura 3.19.

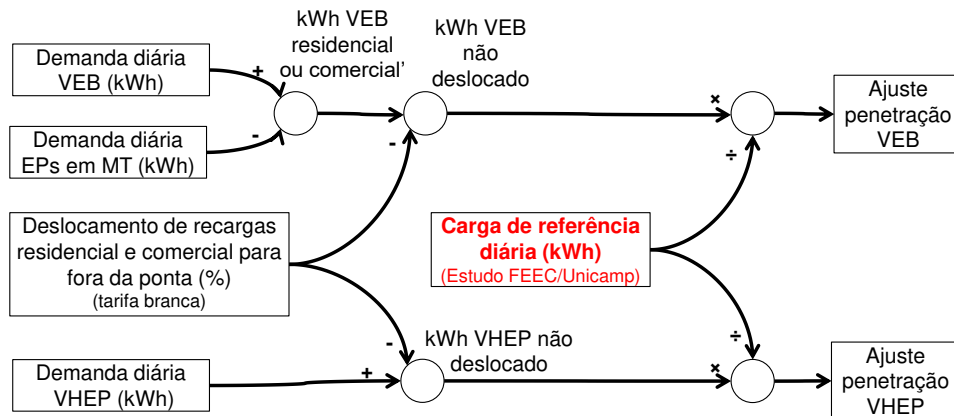


Figura 3.19 – Cálculo de ajuste na penetração para compatibilização de modelos.

Conforme a Figura 3.19, para a realização do cálculo do valor de ajuste na penetração de VEs, considera-se apenas a demanda de recarga de VEs com potencial para causar impacto na rede de baixa tensão. Para tanto, para os VEBs, assume-se que uma parcela de 1% dos carregamentos ocorra em eletropostos conectados diretamente na rede de média tensão e, portanto, não afetaria a rede secundária de baixa tensão, que é o objeto de avaliação de impacto. Essa consideração não se aplica aos VHEPs, pois podem também utilizar combustível e não precisariam da rede de eletropostos para recarga de baterias.

Outro fator que contribui para a redução de impacto na rede é o deslocamento de cargas fora do horário de ponta. Assim, os carregamentos de VEs em locais residenciais ou comerciais que ocorrerem intencionalmente fora do horário de ponta e em resposta a uma política tarifária, como exemplo a tarifa branca, também não influenciarão o desempenho da rede secundária e são excluídos no cálculo da demanda. O valor da demanda de EE restante, sem deslocamento intencional para fora da ponta, é, então, utilizado na composição do ajuste a ser efetuado na penetração. O valor do ajuste é dado pela razão entre essa demanda e a carga de referência diária de 10,7 kWh utilizada em ARIOLI et al. (2017).

Como referência da influência de aplicação de tarifas diferenciadas no hábito de carregamento de VEs, há uma pesquisa com consumidores que possuem VEs na Califórnia (CSE, 2016), em que 62% dos consumidores utilizavam ofertas de tarifas residenciais especiais para o carregamento de VEs, quando disponibilizadas pelas suas correspondentes distribuidoras de energia elétrica.

Na composição final da penetração aparente de VEs a ser utilizada como indexador aos resultados de ARIOLI et al. (2017), para a percentagem de redes com violações (Figura 3.14) e a curva interpolada investimentos requeridos por rede (Figura 3.18), são utilizadas ambas as penetrações para VEB e VHEP, conforme ilustração na Figura 3.20.

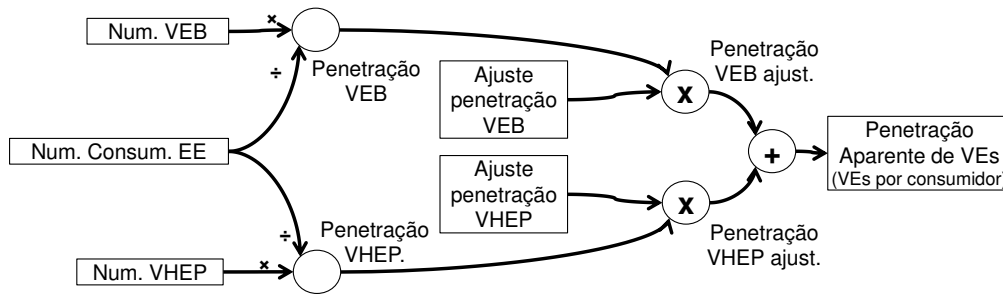


Figura 3.20 – Cálculo e ajuste da penetração de VEs.

Desta forma, o cálculo da penetração aparente é dado pela expressão:

$$P_{Ap} = [P_{VEB} \times (D_{VEB} - D_{VEBmt}) + P_{VHEP} \times D_{VHEP}] \times \frac{(1 - Desloc_{Ponta})}{D_{ref}} \quad (1)$$

em que, P_{Ap} é a penetração aparente, P_{VEB} e P_{VHEP} são as penetrações de VEBs e VHEPs por consumidor, D_{VEB} e D_{VHEP} são as demandas diárias em kWh dos VEBs e VHEPs, D_{VEBmt} é a demanda diária de VEBs em eletropostos conectados à rede de média tensão, D_{ref} é a demanda diária de referência utilizada nas simulações de violação de ARIOLI et al. (2017) (valor de 10,7 kWh) e $Desloc_{Ponta}$ é a taxa de deslocamento de recargas para fora do horário de ponta.

O cálculo da penetração aparente de VEs é realizado individualmente para cada distribuidora, para as quais são utilizadas as quantidades de VEs e de consumidores de energia elétrica dos Municípios Relevantes localizados em suas regiões, possibilitando uma avaliação individualizada por distribuidora. A informação de quais distribuidoras de energia atendem aos Municípios Relevantes está adaptada a partir de dados no sistema Sigel (ANEEL, 2016). Para a quantidade de consumidores é assumida, como aproximação, a quantidade de domicílios urbanos (IBGE, 2010).

A Figura 3.21 apresenta a projeção das penetrações de VEs para as regiões atendidas nos Municípios Relevantes, onde a curva Penetração aparente de VEs consolida as penetrações de VEB e VHEP, com a premissa de que 1% dos carregamentos de VEBs ocorra em eletropostos conectados na média tensão e sem a considerar o deslocamento intencional de demanda para fora do horário de ponta. As curvas com linhas contínuas correspondem a projeção no cenário Básico e as com linhas tracejadas ao cenário Incentivado. Ressalta-se, porém, que tais curvas são apenas ilustrativas, uma vez que os cálculos apresentados nos itens a seguir ocorrem com valores específicos de dada distribuidora.

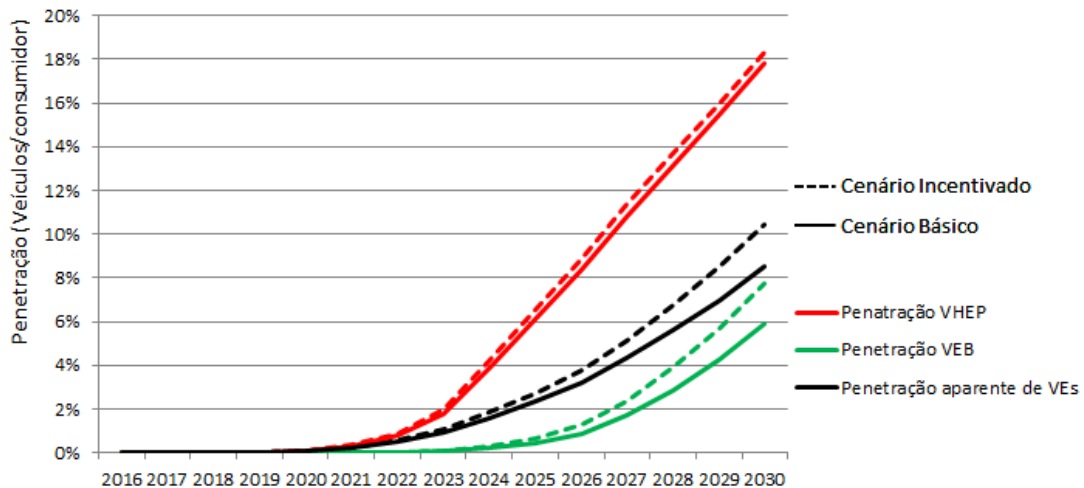


Figura 3.21 – Penetração aparente média de VEs nos Municípios Relevantes. Cenários Básico e Incentivado.

Conforme os resultados na Figura 3.21, no cenário Básico as penetrações médias nos Municípios Relevantes para VEBs e VHEPs são de apenas de 5,9% e 17,8% veículos por consumidor em 2030, respectivamente. Para o cenário Incentivado, as penetrações se elevavam para 7,7% e 18,3%, respectivamente para VEB e VHEP. Por sua vez, obtém-se para as penetrações aparentes médias de 8,5% e 10,4% VEs por consumidor para os cenários Básico e Estimulado, respectivamente. No cenário Incentivado, a penetração aparente é 23% superior à apresentada no cenário Básico.

3.6 PROJEÇÃO DE INVESTIMENTOS E AVALIAÇÃO FINANCEIRA

A projeção de investimentos na rede de distribuição de energia elétrica consiste em determinar os investimentos necessários em cada ano até 2030. O cálculo ocorre em etapas, iniciando a partir da penetração aparente de veículos elétricos, que é um valor em função do tempo, para estimar o percentual de redes com violação e o investimento de reforço por rede, conforme as etapas ilustradas na Figura 3.22.

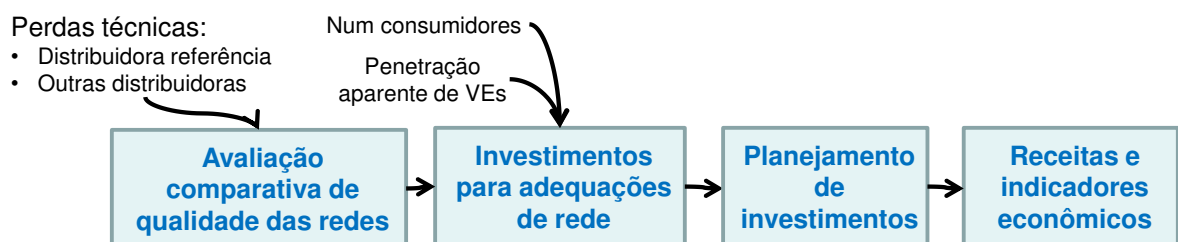


Figura 3.22 – Etapas para projeções de investimentos e avaliação financeira.

Por uma questão didática, nos itens a seguir se descrevem os cálculos para a distribuidora de referência, que inclui apenas a segunda e terceira etapas de cálculo ilustrada na Figura 3.22, e, posteriormente, a generalização dos cálculos para as demais distribuidoras.

3.6.1 Cálculo de investimentos para adequação das redes da distribuidora de referência

O cálculo de investimentos para a distribuidora de referência é baseado nas redes da CPFL Paulista, que estão localizadas nos Municípios Relevantes. É dependente do (i) ano de avaliação, (ii) da penetração de VEs, (iii) do número de redes na distribuidora de referência, (iv) da porcentagem de redes com violação e (v) do investimento de adequação por rede, conforme ilustração na Figura 3.23. Os dois últimos elementos são resultantes de ARIOLI et al. (2017), conforme item 3.4.

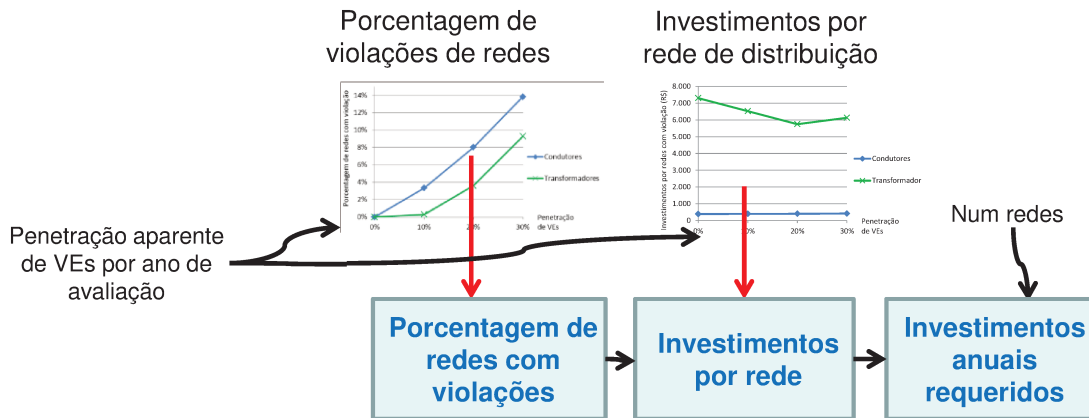


Figura 3.23 – Cálculo de investimentos requeridos para adequação da rede de distribuição.

O método utilizado para cálculo dos investimentos ocorre em dois passos, sendo realizados para cada ano do período de análise, de 2016 até 2030. No primeiro passo, é obtido o investimento total acumulado de um ano avaliado; e, no segundo passo, é calculado o investimento no ano por meio da diferença do valor acumulado em relação ao valor acumulado do ano anterior. As expressões a seguir detalham os cálculos requeridos.

Passo 1:

$$\begin{aligned}
 InvDistribRefAcu_{Ano} &= NumRedes_{DistribRef} \\
 &\times [TxViolações_{Cond}(Penet_{Ano}) \times InvRede_{Cond}(Penet_{Ano}, Perc_{Cond}) \\
 &+ TxViolações_{Trafo}(Penet_{Ano}) \times InvRede_{Trafo}(Penet_{Ano}, Perc_{Trafo})]
 \end{aligned}$$

Passo 2:

$$InvDistribRef_{Ano} = InvDistribRefAcu_{Ano} - InvDistribRefAcu_{Ano-1}$$

Onde:

$InvDistribRefAcu_{Ano}$ = Investimento total acumulado até o Ano para a distribuidora de referência.

$InvDistribRef_{Ano}$ = Investimento no Ano para a distribuidora de referência.

$NumRedes_{DistribRef}$ = Número de redes de distribuição da distribuidora de referência⁶ nos Municípios Relevantes. Utilizado o valor de 57.435 (ARIOLI et al., 2016).

$TxViolações_{Cond}$ = Taxa de violações nas redes de distribuição em função da penetração de VEs com solução de recondutoramento, adaptado de ARIOLI et al. (2017).

$TxViolações_{Trafo}$ = Taxa de violações nas redes de distribuição em função da penetração de VEs para sobrecarga de transformador, adaptado de ARIOLI et al. (2017).

$InvRede_{Cond}$ = Investimento por rede de distribuição para adequação de condutores em função da penetração de VEs, adaptado de ARIOLI et al. (2017).

$InvRede_{Trafo}$ = Investimento por rede de distribuição para adequação de transformadores em função da penetração de VEs, adaptado de ARIOLI et al. (2017).

$Perc_{Cond}$ = Percentil da curva de investimento por rede de distribuição para adequação de condutores. É um valor aleatório entre 0 e 1 com distribuição linear gerado na simulação de Monte Carlo.

$Perc_{Trafo}$ = Percentil da curva de investimento por rede de distribuição para adequação de transformadores. É um valor aleatório entre 0 e 1 com distribuição linear gerado na simulação de Monte Carlo.

$Penet_{Ano}$ = Penetração aparente de VEs no Ano para os Municípios Relevantes atendidos pela distribuidora de referência. Calculado conforme item 3.5.

Os investimentos calculados são marginais aos programas de investimentos normalmente realizados pelas distribuidoras, ou seja, representam uma parcela adicional a ser empregada para expansão da capacidade, ou uma antecipação ao aumento de capacidade das redes de distribuição. No entanto, o cálculo não contempla possíveis modificações nas redes de distribuição, oriundas de ampliações ou elevação da capacidade, que pudessem alterar suas características e afetar os impactos técnicos na rede pelos VEs.

A Figura 3.24 ilustra os investimentos anuais para o cenário Básico, com variação calculada a partir da simulação de Monte Carlo e conforme excursão de parâmetros apresentadas no capítulo 4. As barras vermelhas representam os investimentos mínimos anuais e as linhas

⁶ Apenas redes com carga e/ou consumidores conectados.

verticais a variação de investimentos entre os valores mínimos e máximos no intervalo de confiança de 70%.

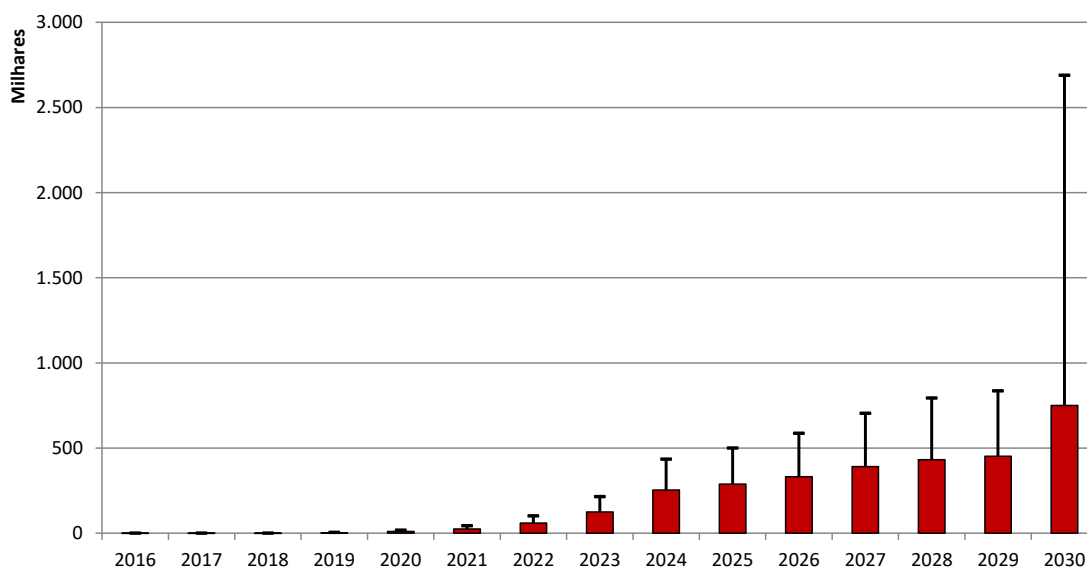


Figura 3.24 – Investimentos anuais estimados para a distribuidora de referência, Cenário Básico

Observa-se na Figura 3.24 um incremento substancial nos investimentos no ano de 2030, que é decorrente da elevada penetração aparente de VEs para a distribuidora de referência, o qual ultrapassa o limiar de 10% e eleva o fortemente o percentual de redes com necessidade de adequação de transformadores, efeito que pode ser observado na Figura 3.14.

3.6.2 Planejamento de investimentos para a distribuidora de referência

Como forma de tornar o fluxo de investimentos mais próximo da rotina operacional das distribuidoras, se assume que os investimentos de adequação de rede sigam a execução de um planejamento de obras, que antecipa as tendências de projeções de VEs e em que os investimentos para a adequação da rede ocorram preventivamente. Para tanto, no ano anterior à revisão tarifária, são executados os investimentos requeridos para mitigar a ocorrência de violações para os anos seguintes. Esse processo de planejamento e execução de investimentos se repete, sempre acompanhando as datas de revisão tarifária e conformando a execução de ciclos de investimentos, sendo o início do ciclo determinado pela execução do investimento. A duração do ciclo pode variar entre 3 e 5 anos, conforme o cronograma de revisões tarifárias das distribuidoras em ANEEL (2018). Para a distribuidora de referência o ciclo é de 5 anos.

A Figura 3.25 apresenta o resultado das antecipações de investimentos e a ilustração dos ciclos para o cenário Básico, onde as barras vermelhas representam os valores de investimentos mínimos e as linhas verticais as variações de investimentos⁷ entre os valores mínimos e máximos.

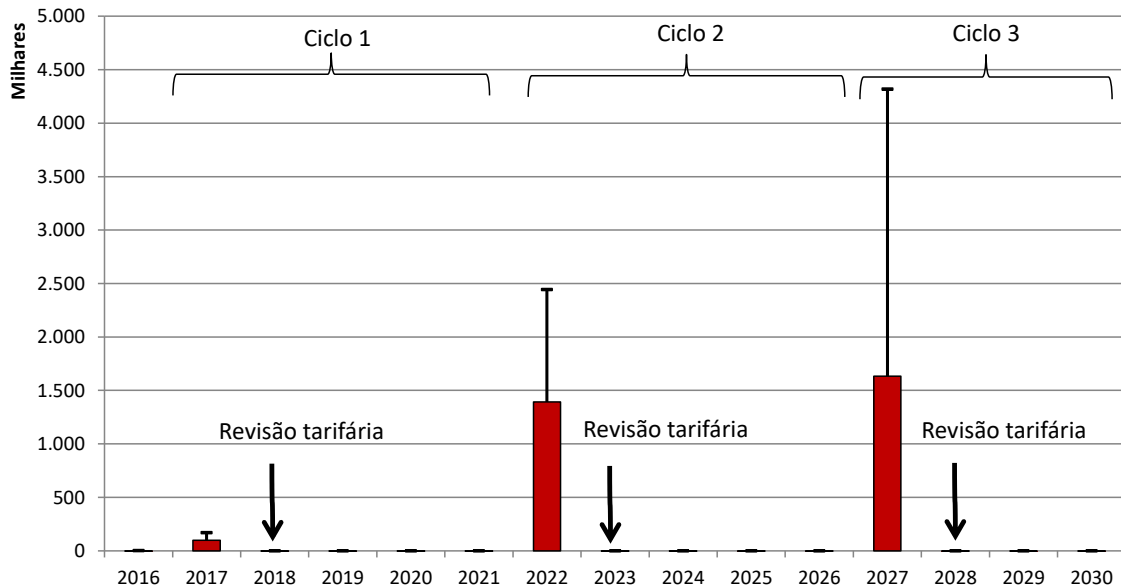


Figura 3.25 – Antecipação de investimentos no planejamento para de adequação de rede da distribuidora de referência. Cenário Básico.

3.6.3 Avaliação comparativa de qualidade de redes entre distribuidoras

As distribuidoras de energia elétrica brasileiras possuem redes com grande diversidade de características técnicas, de dimensão e de quantidade de consumidores atendidos, de modo que, para a extrapolação de cálculos para outras distribuidoras, há necessidade de se efetuar ajustes.

Para efetuar os ajustes, optou-se por utilizar dados de perdas técnicas das distribuidoras como critério comparativo. São informações disponibilizadas publicamente e que possuem correlacionamento com os desvios na magnitude de tensão, os quais correspondem à maioria das violações nas redes estudadas, conforme apresentado no item 3.4. Para tanto, se utilizou os dados de perdas técnicas correspondentes ao ano de 2016 (MME, 2016).

⁷ Variação de investimento calculada a partir da simulação de Monte Carlo, conforme item **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Assim, a partir das informações de perdas técnicas, definiu-se um Fator de Adequação da Distribuição (FAD), que é empregado para a extrapolação das taxas de violações de redes em outras distribuidoras. Tem-se a seguinte expressão:

$$FAD_{Outra\ Distribuidora} = \frac{PT_{Outra\ distribuidora}}{PT_{DistribRef}}$$

Onde:

$FAD_{Outra\ Distribuidora}$ = Fator de Adequação da distribuidora avaliada.

$PT_{DistribRef}$ = Perdas Técnicas da distribuidora de referência.

$PT_{Outra\ distribuidora}$ = Perda Técnica da distribuidora que atende nos Municípios Relevantes.

Desta forma, a expressão acima é aplicada individualmente para cada distribuidora de EE para obtenção do FAD correspondente.

3.6.4 Cálculo de investimentos para outras distribuidoras

O cálculo dos investimentos requeridos para as outras distribuidoras de EE é realizado similarmente ao aplicado para as redes da distribuidora de referência. Porém, por se tratar de redes com características distintas, é utilizado o Fator de Adequação da Distribuição (FAD), calculado conforme o item 3.6.3, e a quantidade de consumidores atendidos pelas redes.

O número de consumidores é aplicado na extrapolação de investimentos considerando que existam redes de dimensões e capacidades diferentes nas diversas distribuidoras. Simplificadamente, o cálculo do investimento requerido é feito similarmente ao da distribuidora de referência e efetuando a divisão pelo número de consumidores da distribuidora de referência para normalizar o investimento por consumidor. Posteriormente, multiplica-se o valor dessa relação pelo número de consumidores da distribuidora avaliada nos Municípios Relevantes e obtém-se o investimento para essa distribuidora.

O método utilizado para cálculo dos investimentos também ocorre em dois passos. No primeiro, é obtido o investimento total acumulado para a distribuidora em um ano avaliado; no segundo passo, é calculado o investimento requerido no ano por meio da diferença do valor acumulado em relação ao valor acumulado do ano anterior. As expressões a seguir detalham os cálculos requeridos.

Passo 1:

$InvOutraDistribAcu_{Ano}$

$$\begin{aligned}
 &= FAD_{Outra\ Distribuidora} \\
 &\times \frac{NumRedes_{DistribRef} \times NumConsumidores_{Outra\ Distribuidora}}{NumConsumidores_{DistribRef}} \\
 &\times [TxViolações_{Cond}(Penet_{Ano}) \times InvRede_{Cond}(Penet_{Ano}, Perc_{Cond}) \\
 &+ TxViolações_{Trafo}(Penet_{Ano}) \times InvRede_{Trafo}(Penet_{Ano}, Perc_{Trafo})]
 \end{aligned}$$

Passo 2:

$InvOutraDistrib_{Ano} = InvOutraDistribAcu_{Ano} - InvOutraDistribAcu_{Ano-1}$

Onde:

$InvOutraDistribAcu_{Ano}$ = Investimento total acumulado até o Ano para a outra distribuidora avaliada.

$InvOutraDistrib_{Ano}$ = Investimento no Ano para a outra distribuidora nos Municípios Relevantes.

$FAD_{Outra\ Distribuidora}$ = Fator de Adequação da distribuidora avaliada.

$NumRedes_{DistribRef}$ = Número de redes de distribuição da distribuidora de referência nos Municípios Relevantes. Utilizado o valor de 57.435, conforme ARIOLI et al. (2016).

$NumConsumidores_{DistribRef}$ = Número de consumidores da distribuidora de referência nos Municípios Relevantes. Utilizado o valor de 2.328.925, estimado em função da quantidade de domicílios urbanos (IBGE, 2010).

$NumConsumidores_{Outra\ Distribuidora}$ = Número de consumidores da outra distribuidora avaliada nos Municípios Relevantes. Estimado em função da quantidade de domicílios urbanos (IBGE, 2010).

$TxViolações_{Cond}$ = Taxa de violações nas redes de distribuição em função da penetração de VEs com solução de recondutoramento, adaptado de ARIOLI et al. (2017).

$TxViolações_{Trafo}$ = Taxa de violações nas redes de distribuição em função da penetração de VEs para sobrecarga de transformador, adaptado de ARIOLI et al. (2017).

$InvRede_{Cond}$ = Investimento por rede de distribuição para adequação de condutores em função da penetração de VEs, adaptado de ARIOLI et al. (2017).

$InvRede_{Trafo}$ = Investimento por rede de distribuição para adequação de transformadores em função da penetração de VEs, adaptado de ARIOLI et al. (2017).

$Perc_{Cond}$ = Percentil da curva de investimento por rede de distribuição para adequação de condutores. É um valor aleatório entre 0 e 1 com distribuição linear gerado na simulação de Monte Carlo.

$Perc_{Trafo}$ = Percentil da curva de investimento por rede de distribuição para adequação de transformadores. É um valor aleatório entre 0 e 1 com distribuição linear gerado na simulação de Monte Carlo.

$Penet_{Ano}$ = Penetração de VEs no Ano para os Municípios Relevantes atendidos pela distribuidora avaliada.

O cálculo de investimento é realizado individualmente por distribuidora para cada período de projeção, de 2016 até 2030, conforme projeção de investimentos ilustrada na Figura 3.26 com a consolidação de todas as distribuidoras, onde as barras vermelhas representam os valores de investimento anuais mínimos e as linhas verticais as variações de investimentos entre os valores mínimos e máximos no intervalo de confiança.

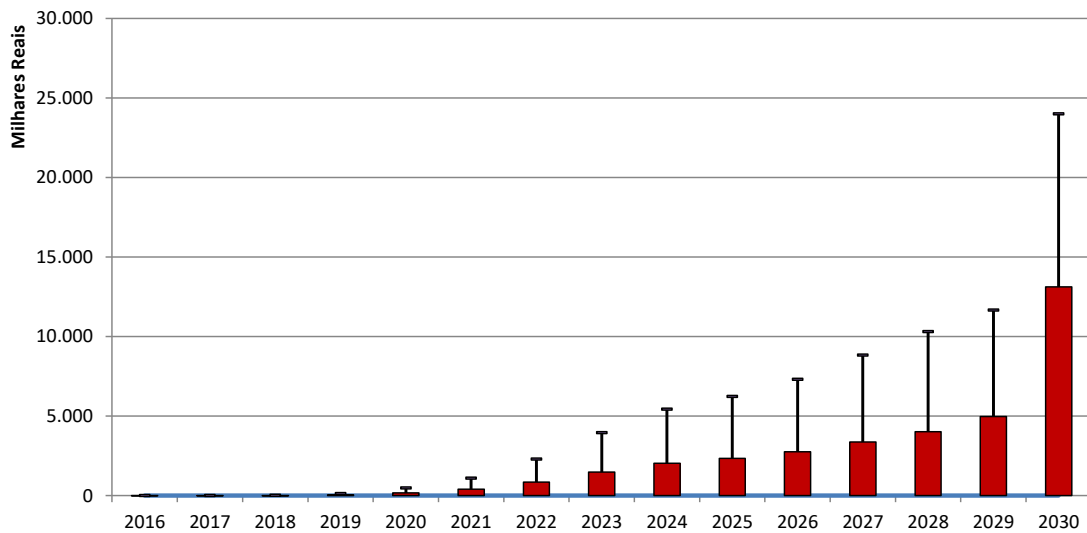


Figura 3.26 – Investimentos anuais requeridos para adequação das redes das distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Básico.

3.6.5 Planejamento de investimentos agrupados para o total das distribuidoras

Assim como no planejamento efetuado para a distribuidora de referência, conforme item 3.6.2, se assume para cada distribuidora que os investimentos de adequação de rede sigam a execução de um planejamento de obras, que antecipa as tendências de projeções de VEs e efetua os investimentos preventivamente para a adequação da rede. A consolidação dos investimentos consiste em somar os resultados planejados individualmente para cada distribuidora, as quais seguem seu próprio cronograma de planejamento de investimento e conforme seu ciclo de revisão tarifária (ANEEL, 2018), que podem ocorrer entre 3 e 5 anos. A Figura 3.27 apresenta a consolidação dos investimentos, com antecipação para o ano anterior da

revisão tarifária, sendo que, as barras vermelhas representam os valores de investimentos mínimos e as linhas verticais as variações de investimentos entre os valores mínimos e máximos no intervalo de confiança.

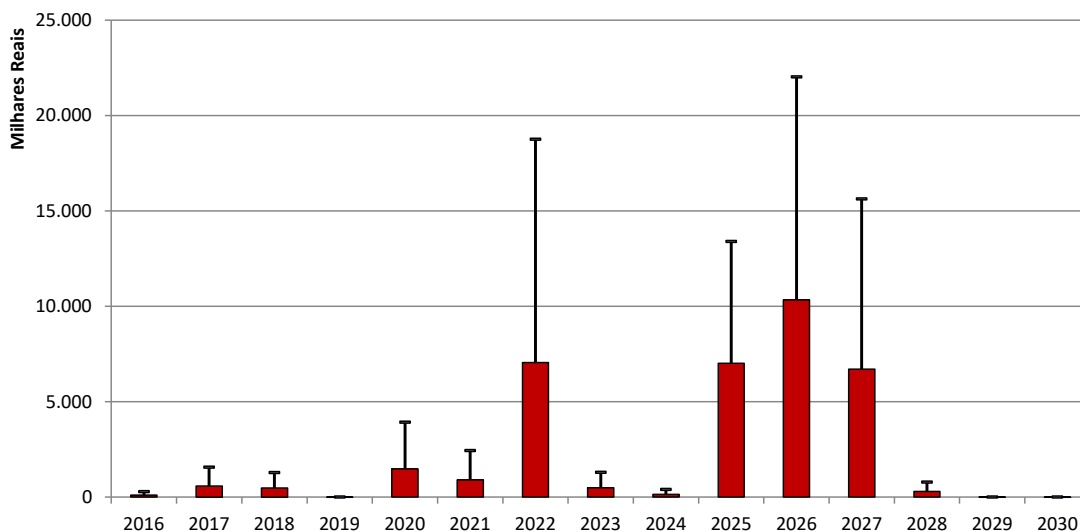


Figura 3.27 – Antecipação de investimentos no planejamento para adequação das redes para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Básico.

Conforme a Figura 3.27, os investimentos ocorrem de forma desuniforme em função da concentração de revisões tarifárias em determinados anos. Também há uma diminuição de investimentos a partir de 2028 em função de que as projeções de VEs ocorrem até o ano 2030 e, portanto, investimentos adicionais requerido após essa data, não são incluídos neste estudo.

3.6.6 Cálculos de receitas e indicadores econômicos

A partir da projeção de investimentos de adequação de rede, são calculadas as depreciações, a inclusão de investimentos na Base de Remuneração Regulatória (BRR) e o cálculo das remunerações regulatórias conforme a regulamentação do setor definida em ANEEL (2015). As remunerações regulatórias correspondem às receitas do fornecimento do serviço de distribuição de energia elétrica às quais são aplicáveis a tributação de Imposto de Renda (IRPJ) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL).

Como regra geral, os investimentos são considerados 100% prudentes, sendo que sua inclusão na BRR ocorre no ano de revisão tarifária e contempla os investimentos realizados desde a última revisão tarifária e com desconto das parcelas de depreciação que por ventura tenham ocorrido. A partir da incorporação na BRR, a distribuidora passa a receber a remune-

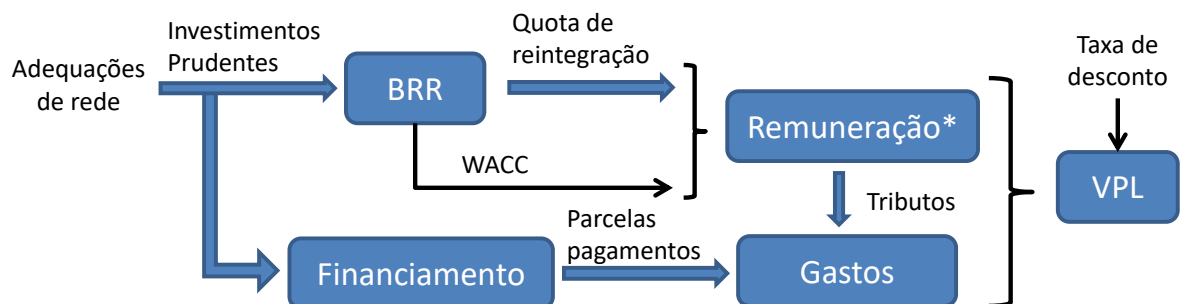
ração relativa ao investimento, que consiste da remuneração do capital, em função do WACC, e da quota de reintegração, que possui similaridade com o conceito de depreciação. Destaca-se, que tais remunerações são incorporadas à tarifa energia elétrica, por ocasião da revisão tarifária.

Nas revisões tarifárias futuras, os valores da BRR são atualizados com o desconto de depreciações ocorridas e a incorporação dos novos investimentos realizados desde a última revisão.

Posteriormente, no cálculo dos indicadores econômicos, em função dos investimentos, remunerações e depreciações, é feita a projeção do fluxo de caixa e os resultados trazidos para o valor presente, compondo o indicador de Valor Presente Líquido (VPL). Também são cálculos os indicadores de investimento total por consumidor e investimento total por VE *plug-in*.

Optou-se por efetuar os cálculos considerando o aporte de capital externo para suprir os investimentos, como uma forma de *leasing*. Desta forma, o valor dos investimentos para as distribuidoras não incidirá diretamente no fluxo de caixa, mas haverá adição do custo anual correspondendo às parcelas de amortização do financiamento. Essa abordagem facilita a avaliação dos resultados econômicos, dado que o período de depreciação utilizado para os ativos são grandes e na avaliação até 2030, apenas uma parcela do capital investido é amortizada.

A Figura 3.28 ilustra o processo de remuneração e financiamento dos investimentos.



* Incorporada em ocasião da revisão tarifária no cálculo das tarifas de energia elétrica

Figura 3.28 – Processo de remuneração e financiamento dos investimentos.

Todos os cálculos na simulação são efetuados ano a ano e individualmente por distribuidora, conforme as premissas apresentadas na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Premissas de Simulação para Avaliação de Investimentos.

Item	Valor
WACC regulatório (após impostos) ⁸	8,09%
Taxa de Desconto (a.a.) ⁹	5,85%
Taxa de financiamento do investimento (a.a.) ¹⁰	8,09%
Depreciação média rede (anos) ¹¹	20 anos
Índice médio de prudência	100%
IRPJ + CSLL ¹²	34%

⁸ O valor do WACC é referente ao período de março de 2015 a dezembro de 2017 (ANEEL, 2015).

⁹ Valor de referência calculado a partir de rentabilidade de títulos no Tesouro Direto com rendimento de 6% livre da inflação, menos 35% de IR e com acréscimo de 50% para atratividade econômica do investimento.

¹⁰ Utilizado mesmo valor do WACC regulatório da distribuidora.

¹¹ Tempo de depreciação de transformadores e condutores da rede de distribuição (ANNEEL, 2009).

¹² Corresponde a tributação pelo lucro real com alíquotas de 25% para o IRPJ (RECEITA FEDERAL, 2015b) e de 9% para a CSLL (RECEITA FEDERAL, 2015a).

4 SIMULAÇÃO PELO MÉTODO DE MONTE CARLO

O método de Monte Carlo é utilizado para solucionar problemas matemáticos, por meio de um método numérico e utilizando amostragem randômica. O nome é derivado do famoso cassino localizado no principado de Mônaco, dado que um dos equipamentos mais simples para geração de números aleatórios é a roleta. (SOBOL, 1994).

O método de Monte Carlo pode ser utilizado para simulações estatísticas, utilizando variáveis aleatórias como entrada em um sistema modelado e aplicado em várias áreas de conhecimento, como a simulação de sistemas físicos e/ou econômicos de elevada complexidade, por exemplo. Para isso, é necessário um modelo do sistema objetivo, que pode ser em termos de funções de densidade de distribuição de probabilidade e/ou de equações de causalidade entre as variáveis de entrada e de saída.

A partir do modelo do sistema, a simulação com o método de Monte Carlo pode ser realizada a partir da excursão de variáveis aleatórias de entrada do modelo e coletando as variáveis de saída. Este procedimento é repetido extensivamente para obter um resultado por técnicas estatísticas, tais como média e desvio padrão das variáveis de saída.

Neste estudo, a simulação de Monte Carlo é empregada com o propósito de obter resultados em uma faixa de valores com intervalo de confiança de 70%, os quais também podem ser expressados em termos da média e desvio padrão. A aplicação da simulação ocorre em duas fases. A primeira é efetuada para obter a projeção de adesão de VEs, conforme modelo de MARIOTTO & SILVA (2016), com excursão de variações aleatórias em parâmetros pré-selecionadas em função da incerteza sobre os seus comportamentos. A segunda fase está na projeção de investimentos, a qual inclui os resultados da simulação de violações na rede de distribuição, apresentados no item 3.4. As variáveis selecionadas para excursão são listadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Variáveis para Simulação de Monte Carlo.

Variável	Valor médio	Desvio Padrão	Fase de aplicação
Preço médio de referência do VEB em 2030 no cenário Básico	R\$ 126.879	R\$ 12.688	Adesão de VEs (Vide parâmetros na Tabela 3.1)
Reajuste anual EE residencial	zero	1% a.a.	
Preço do Barril de petróleo em 2030	US\$ 69,99	US\$ 7,00	
Dólar em 2030 (Reais de 2016)	R\$ 2,83	R\$ 0,28	
Percentil de investimento em adequação de condutores	Distribuição uniforme entre 0 e 100		Projeção de investimentos na rede de distribuição
Percentil de investimento em adequação de transformadores	Distribuição uniforme entre 0 e 100		

Como regra geral, as variáveis são excursionadas conforme uma função de densidade de probabilidade normal. Porém, para os investimentos em adequação de condutores e transformadores, cuja função de densidade de probabilidade não corresponde a uma gaussiana, são gerados percentis aleatórios e uniformes no intervalo de 0 a 100.

Os itens a seguir apresentam resultados intermediários, resultantes da simulação de adesão de VEs e a aplicação desses resultados no cálculo das violações na rede de distribuição.

4.1 SIMULAÇÃO DE ADESÃO DE VES

A partir da simulação de Monte Carlo no Modelo de Adesão de VEs obtêm-se como resultados as frotas de VEBs e VHEPs, que são entradas para a simulação da fase seguinte, em que são produzidas as projeções de investimento na rede de distribuição. A Figura 4.1 apresenta os principais resultados da simulação, a frequência de distribuição da frota de VEBs e VHEPs em 2030 e suas variações, em termos da relação do desvio padrão sobre a média, ao longo do período da projeção.

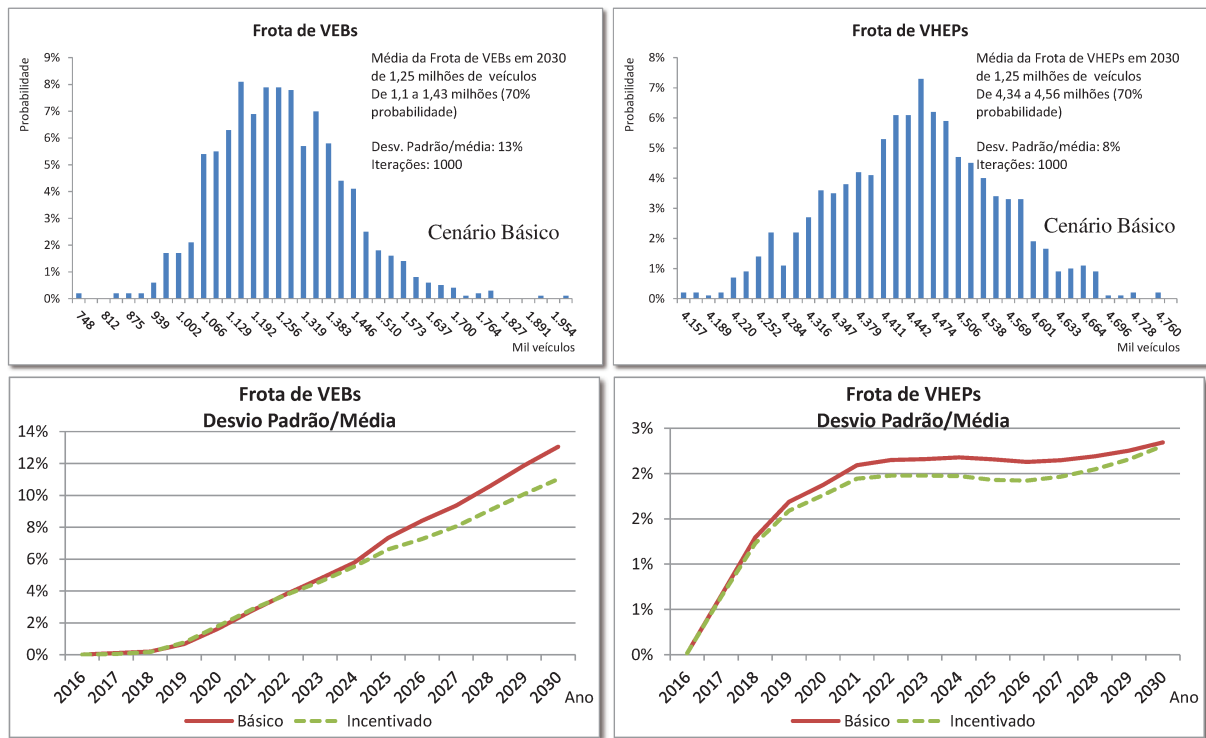


Figura 4.1 – Distribuição da frota de VEs e variação do desvio padrão em relação à média.

Conforme a Figura 4.1, as variações mais importantes na projeção das frotas de VEBs e VHEPs ocorrem apenas nos últimos anos da análise e distribuições que se aproximam da função gaussiana. Na comparação entre os dois tipos de VEs, as maiores variações ocorrem na frota de VEBs, que atingem em 2030 valores na relação do desvio padrão sobre a média de 13%, valor superior a 4 vezes a variação observada para a frota de VHEPs, cujo valor é de apenas 2,3%.

A tendência de aumento da variação ao longo do tempo para os VEBs e VHEPs são emuladas na fase seguinte da simulação de Monte Carlo, aplicada para o cálculo da projeção de investimentos na rede de distribuição.

4.2 SIMULAÇÃO DE INVESTIMENTOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os cálculos de investimentos são realizados posteriormente a simulação de adesão de VEs, utilizando como entrada a evolução da frota de VEs e os resultados de simulações de violações de investimento na rede de distribuição obtidos por ARIOLI et al. (2017). Considera as grandezas independentes e descorrelacionadas (i) a frota de VEBs, (ii) frota de VHEPs, (iii) readequações de condutores e (iv) as readequações para a sobrecarga de transformadores. Ca-

da uma das grandezas possui comportamentos estatísticos distintos e com sua própria característica de distribuição.

Para a simulação de variações nas frotas de VEBs e VHEPs, são gerados aleatoriamente fatores multiplicadores para serem aplicados na simulação do ano 2030, com distribuição gaussiana, média unitária e desvio padrão de 13% e 2,3% para os VEBs e VHEPs, respectivamente. Para os demais anos, são derivados fatores anuais, de forma correlacionada e com variação ajustada em conformidade às curvas de variação da frota ilustradas na Figura 4.1.

Na adaptação dos resultados de simulações de violações da rede de ARIOLI et al. (2017), obtêm-se curvas interpoladas de investimentos por penetração aparente de VEs para distintos percentis, conforme Figura 3.18, as quais estabelecem o investimento requerido por rede de distribuição com violação. Recordando, a penetração de VEs é uma função da frota de VEBs e VHEPs, conforme o item 3.5.

Com esse objetivo, a simulação de Monte Carlo empregada sobre o cálculo de investimento na rede, consiste em variar os percentis aplicados às curvas interpoladas de investimento para recondutoramento e sobrecarga de transformadores. Tais percentis são gerados de forma independente e com densidade linear, de modo a emular as correspondentes distribuições de frequência. Dada a grande variabilidade apresentada para os investimentos por rede, a simulação de Monte Carlo desta fase é efetuada com execução de 10 mil variações aleatórias.

5 RESULTADOS DA APLICAÇÃO METODOLÓGICA

Como resultado das simulações para o planejamento de investimentos nas redes de distribuição, estão as projeções de impactos financeiros nas distribuidoras que atendem aos Municípios Relevantes, resultantes das adequações requeridas nas redes de distribuição secundárias para suportar o carregamento dos veículos elétricos. São apresentados os resultados para o cenário Básico, em que se preservam as condições tributárias vigentes do setor automotivo e para o cenário Incentivado, no qual simula-se a condição de redução de IPI para os VEs, equiparando-os com os veículos a combustão com motorização até 1,0 litro.

Também são abordadas variações nos cenários, com a simulação de incentivos para que as recargas de VEs fossem deslocadas e ocorressem fora do horário de ponta, de modo a mitigar impactos técnicos na rede.

5.1 CENÁRIO BÁSICO

A simulação no cenário Básico mantém as condições tributárias do setor automotivo para os VEs conforme a legislação vigente, a qual não beneficia a expansão da mobilidade elétrica, mas considera que existirão políticas e incentivos para o desenvolvimento de uma infraestrutura de recarga pública de veículos em nível nacional na primeira metade da próxima década.

Na Figura 5.1 é apresentado o resultado do montante de investimentos anuais projetados para o conjunto das distribuidoras de energia elétrica que atendem aos Municípios Relevantes. As barras vermelhas representam os valores de investimentos anuais mínimos e as linhas verticais a variação de investimentos entre os valores mínimos e máximos no intervalo de confiança. Na Figura 5.1 também é indicado o investimento acumulado ao longo do tempo, representado na área alaranjada, que cobre a variação de investimento no intervalo de confiança. Até 2030, o investimento acumulado para adequação, em Reais de 2016, varia de 35,6 a 81,9 milhões de reais. É um valor relativamente baixo, considerando o porte das distribuidoras brasileiras.

Porém, deve-se observar que o cenário avaliado não contempla modificação nas regras tributárias vigentes e a inclusão de incentivos adicionais aos veículos elétricos, de modo que, atinge em 2030 uma penetração média para VEBs e VHEPs de apenas de 6,5% e 17,3% veí-

culos por consumidor nos Municípios Relevantes, respectivamente. Tais valores equivalem a uma penetração aparente média de 8,5%, para a qual apenas 3,6% das redes necessitariam adequação de condutores e 0,3% de adequação de transformadores, o que leva ao baixo valor do investimento obtido.

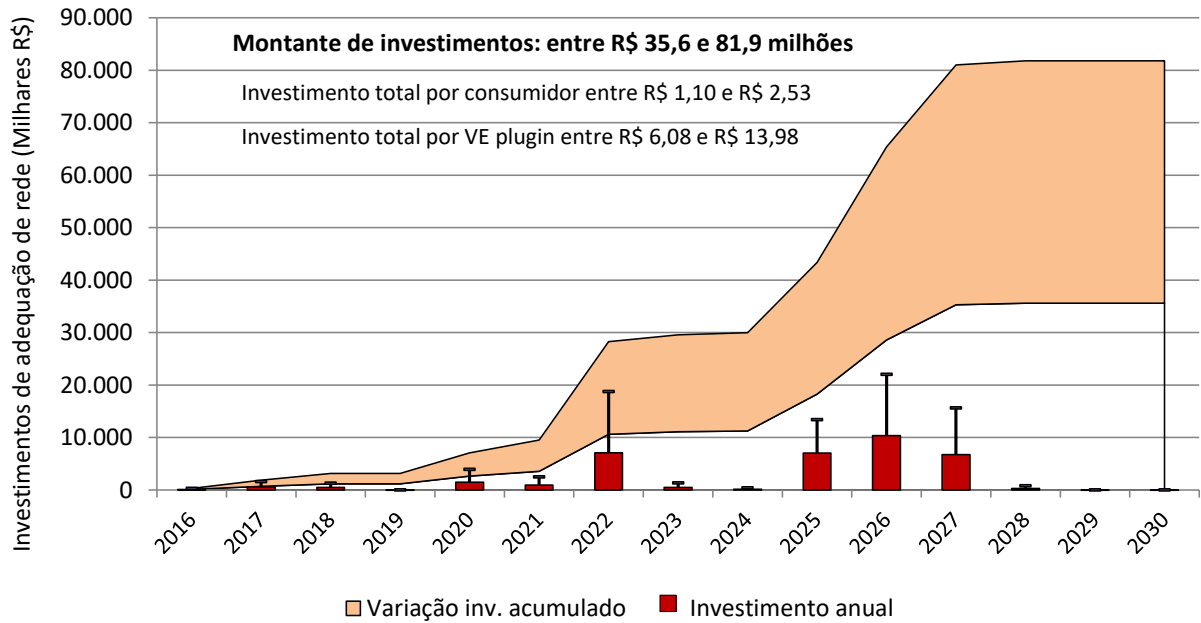


Figura 5.1 – Projeção de investimentos de adequação de rede para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Básico (Reais de 2016).

Sob o aspecto da evolução dos investimentos ao longo do tempo, observa-se na Figura 5.1 a conformação dos ciclos de investimentos: o primeiro até 2021, depois entre 2022 e 2024 e o último entre 2025 e 2030. A cada novo ciclo a necessidade de investimento acentua aceleradamente.

Na avaliação da distribuição do investimento acumulado até 2030 observa-se que apresentam grande variação relativa, com desvio padrão em relação à média de 44%, conforme a frequência de distribuição dos investimentos na Figura 5.2.

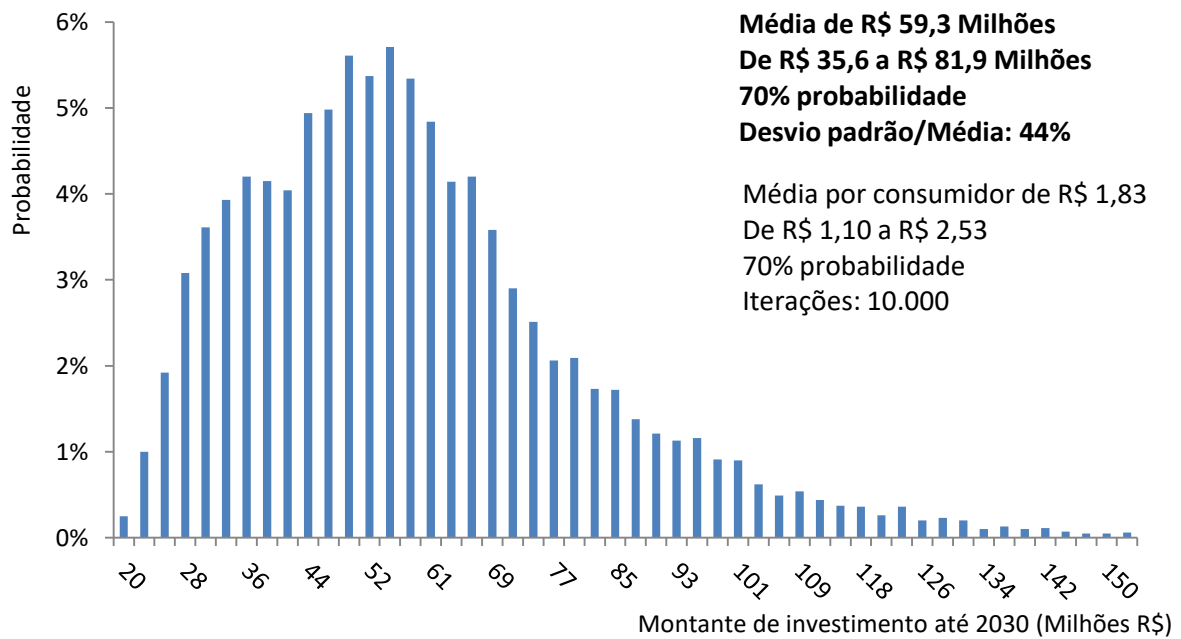


Figura 5.2 – Frequência de investimentos acumulados até 2030 para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Básico (Reais de 2016).

Em termos relativos, com o indicador de investimentos por consumidor, o valor é praticamente irrelevante, variando de R\$ 1,10 a R\$ 2,53 para o cômputo do período de 15 anos. No comparativo entre distribuidoras, para o indicador de investimentos por consumidor, há disparidade de resultados, embora em todas elas apresentem valores baixos, conforme Figura 5.3.

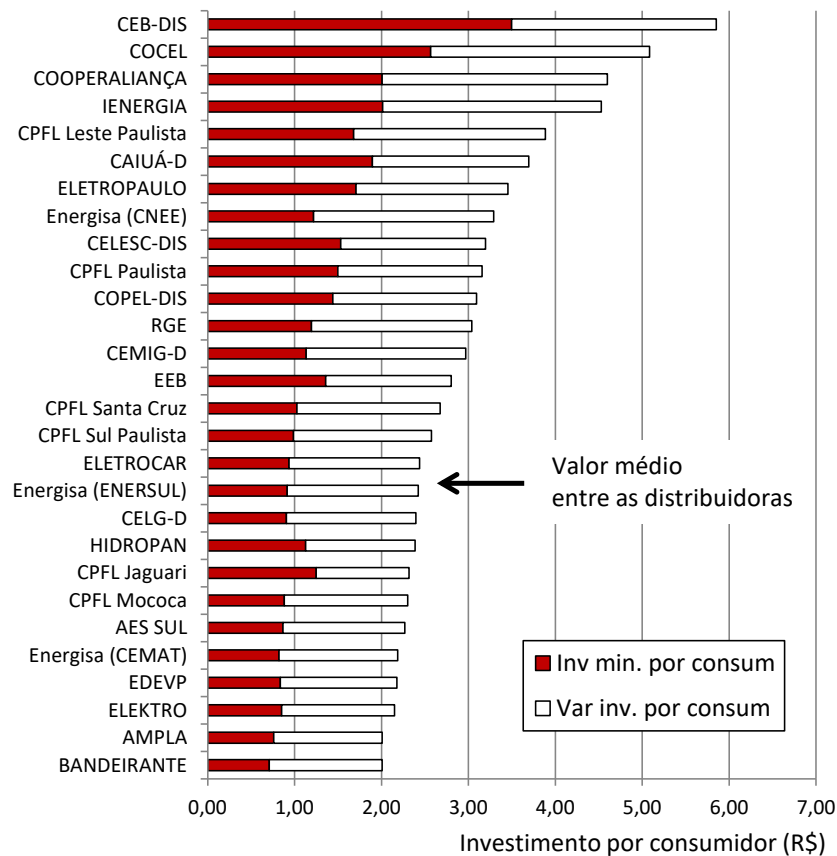


Figura 5.3 – *Ranking* dos maiores investimentos de adequação de rede por consumidor. Cenário Básico (Reais de 2016).

A dispersão dos resultados encontra relação com a penetração de veículos elétricos e com o indicador de perdas técnicas, os quais estão intrinsicamente relacionados com o valor do investimento por consumidor, o que acarreta a grande discrepância entre distribuidoras e sendo que o valor do indicador com maior investimento por consumidor é superior a 6 vezes o indicador com o menor valor. Deste modo, para a CEB, que atua no Distrito Federal, e cuja região obtém neste estudo uma das maiores penetrações de veículos elétricos projetada para 2030, apresenta o maior valor. Em contraste, as distribuidoras com menor investimento por consumidor encontram-se nas regiões Norte e Nordeste do país.

Em termos absolutos, as distribuidoras com necessidade de maior investimento em 2030 são apresentadas conforme a Figura 5.4. Destaca-se a Eletropaulo, cuja projeção de investimentos está quase 50% acima da segunda distribuidora com maior necessidade de investimentos. Esse fato se deve ao grande mercado em que atua, na região metropolitana de São Paulo, cuja penetração de veículos elétricos também deverá ser elevada em 2030.

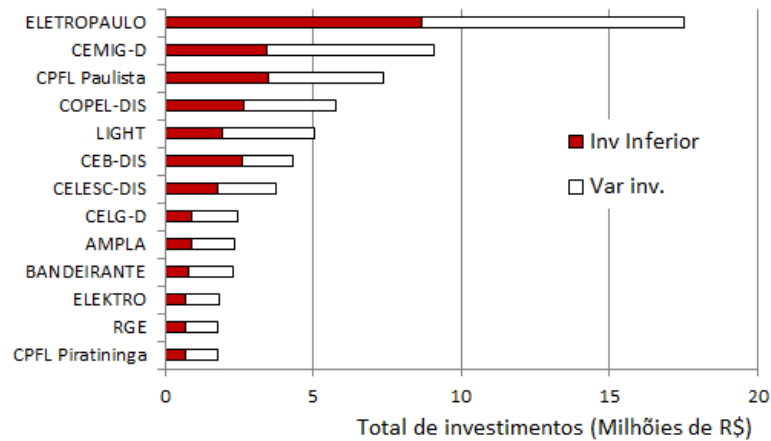


Figura 5.4 – Ranking dos maiores investimentos absolutos de adequação de rede. Cenário Básico (Reais de 2016).

Quando consideradas as remunerações regulatórias às distribuidoras e assumindo que todos os investimentos sejam prudentes, têm-se os resultados apresentados na Figura 5.5, cujas receitas, em Reais de 2016, totalizam valores que variam de 32 a 81 milhões de reais até 2030. Na figura, as barras verdes representam os valores de remuneração mínimos e as linhas verticais as variações de remuneração entre os valores mínimos e máximos no intervalo de confiança. A remuneração é diretamente relacionada ao investimento incorporado à base de remuneração regulatória (BRR), os quais ocorrem nas revisões tarifárias. Do total das remunerações, a parcela correspondente ao custo de capital (ANEEL, 2015) corresponde a 77% do valor, a outra parcela é correspondente à quota de reintegração.

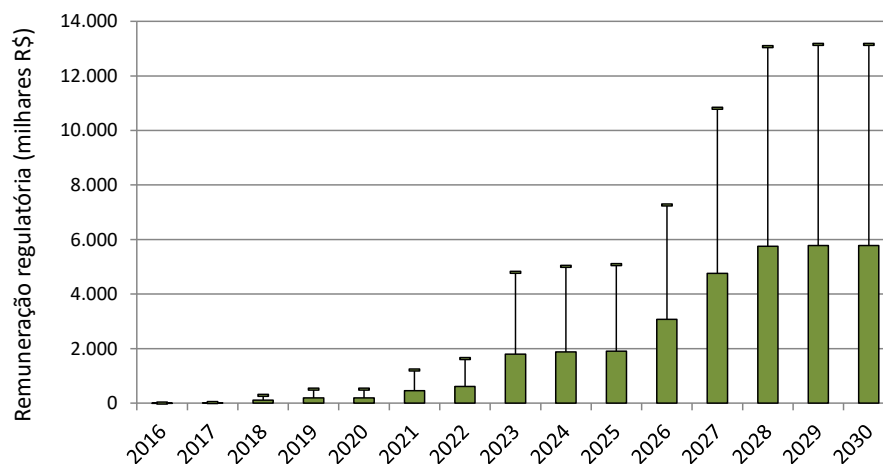


Figura 5.5 – Projeção de remunerações regulatórias de investimentos para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Básico (Reais de 2016).

A projeção do indicador de Valor Presente Líquido (VPL) é apresentada na Figura 5.6, a qual difere do comportamento tradicional em que os investimentos são retirados do fluxo de

caixa, pois simula a condição de utilização de financiamento. Assim, o fluxo de caixa não sofre perturbações abruptas em função dos valores investidos, uma vez que todos os desembolsos são acompanhados de aportes oriundos de financiamento. A partir dessa abordagem, observa-se uma faixa de variação positiva do VPL para os 15 anos de projeção entre 4,3 e 10,3 milhões de reais. Tais valores correspondem a um ROI de aproximadamente 20%, ilustrando a remuneração às distribuidoras sobre o investimento efetuado.

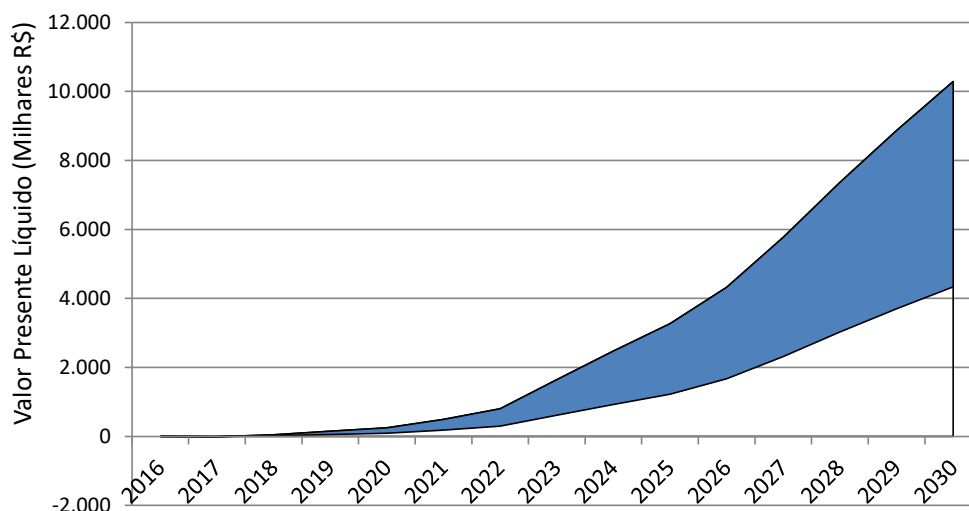


Figura 5.6 – Valor Presente Líquido para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Básico.

5.2 CENÁRIO INCENTIVADO

Na avaliação do cenário Incentivado, as projeções de veículos elétricos ocorrem com a redução do IPI incidente sobre os veículos elétricos VEB/VHEP de 25%/13% para 7%, a partir da qual os impactos econômicos na rede de distribuição de energia elétrica são calculados. A Figura 5.7 apresenta a projeção de investimentos, em Reais de 2016, para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. As barras vermelhas representam os valores de investimentos anuais mínimos e as linhas verticais as variações de investimentos entre os valores mínimos e máximos dentro do intervalo de confiança. Também está ilustrado investimento acumulado ao longo do tempo, representado na área em alaranjada e que cobre a variação de investimento no intervalo de confiança. Para 2030, o investimento acumulado para adequação ficaria entre 57,8 e 114,7 milhões de Reais.

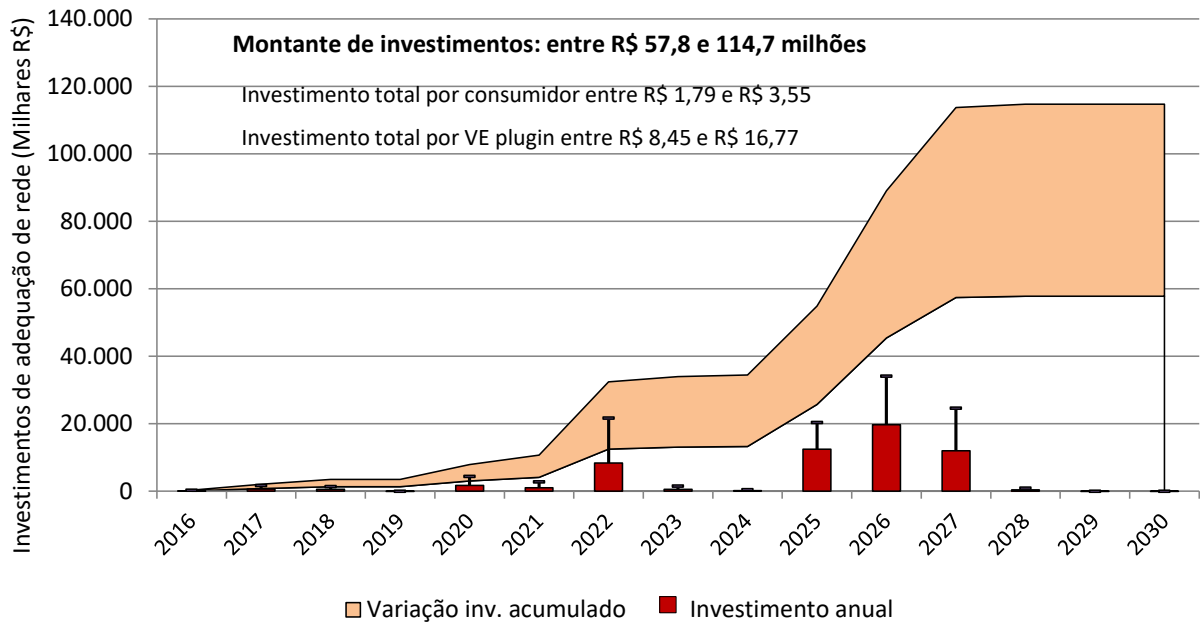


Figura 5.7 – Projeção de investimentos de adequação de rede para os Municípios Relevantes. Cenário Incentivado (IPI de VEs = 7%). Reais de 2016.

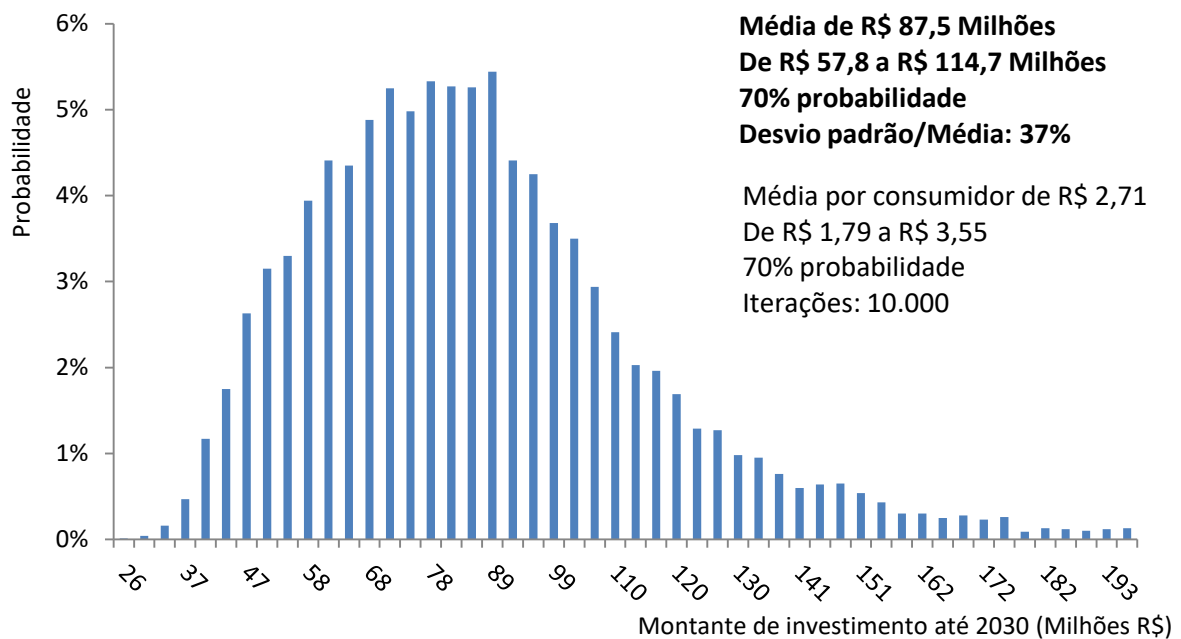


Figura 5.8 – Frequência de investimentos acumulados até 2030 para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Cenário Incentivado (IPI de VEs = 7%). Reais de 2016.

Os ciclos de investimentos observados no cenário Básico se repetem nesse cenário, porém o montante de investimento está em média 48% acima ao obtido no cenário anterior. Também observar-se um comportamento não linear na tendência dos investimentos, dado que a penetração aparente se elevou em apenas 23%.

Em termos relativos, com investimentos por consumidor, o valor continua praticamente irrelevante, totalizando entre R\$ 1,79 e R\$ 3,55, para o período de 15 anos. No comparativo entre distribuidoras, para o indicador de investimentos por consumidor, a disparidade continua ocorrendo, sendo que a relação de valores dos indicadores com maior investimento por consumidor sobre o indicador com menor valor elevou de 6 para 7 vezes. Porém, as distribuidoras são afetadas de forma distintas e com algumas alterações no *ranking* das distribuidoras, conforme Figura 5.9.

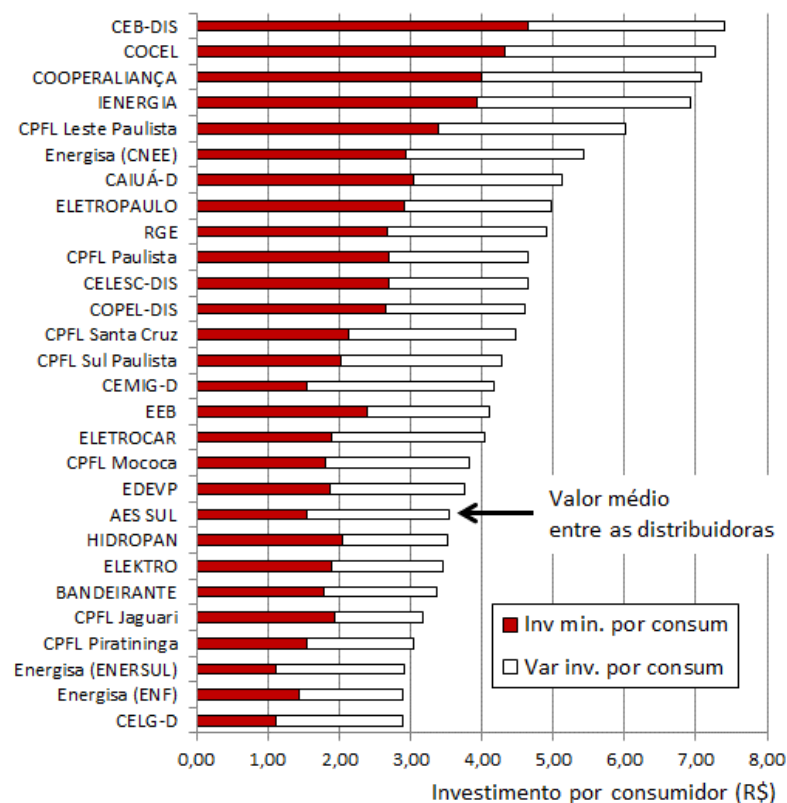


Figura 5.9 – *Ranking* dos maiores investimentos de adequação de rede por consumidor. Cenário Incentivado (Reais de 2016).

Em termos absolutos, também ocorrem também algumas alterações no *ranking* entre distribuidoras em relação ao cenário Básico, mas apenas entre distribuidoras apresentam níveis de investimentos semelhantes, conforme a Figura 5.10.

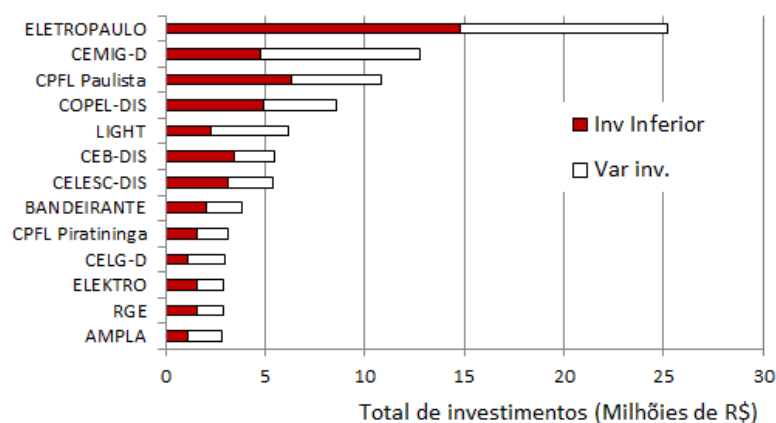


Figura 5.10 – *Ranking* dos maiores investimentos absolutos de adequação de rede. Cenário Incentivado (Reais de 2016).

Assim, embora o montante de investimentos continue pequeno para o conjunto das distribuidoras, seria prudente que cada uma delas, assim como a agência reguladora, acompanhassem com proximidade a elevação da frota de VEs com o propósito de adequar o planejamento da rede e adotar medidas mitigatórias, caso necessário.

Quando consideradas as remunerações regulatórias às distribuidoras, os resultados apresentam comportamentos similares aos observados no cenário Básico. As remunerações ocorrem em função dos investimentos efetuados, acompanhando sua elevação, de modo a manter a tendência do ROI em 20%.

5.3 DESLOCAMENTO HORÁRIO DAS RECARGAS

Como alternativa para redução dos investimentos necessários para adequação da rede de distribuição, se considera a condição em que os consumidores sejam estimulados a recarregar os veículos elétricos em horários fora de ponta e de modo a reduzir os impactos técnicos na rede. Como forma de promover o deslocamento do horário de recarga algumas técnicas podem ser utilizadas, como o estímulo tarifário e também sistemas inteligentes, integrados à rede elétrica e que possam dinamicamente iniciar ou parar a recarga em função do carregamento da rede.

Porém, para uma penetração pequena de VEs não se justificaria o emprego de sistemas complexos de recarga e uma solução mais simples, como a disponibilização de tarifa reduzida, poderia ser empregada para promover mudanças comportamentais nos usuários sem que um novo horário de ponta se formasse. Considerando a hipótese de se atingir o índice de 62%

de deslocamento de carga com o emprego de tarifa reduzida para a recarga de VEs, de forma similar ao observado em pesquisa na Califórnia (CSE, 2016), as recargas no horário de ponta seriam reduzidas e, conseqüentemente, com menor energia demandada nesse horário. Esse efeito de redução da demanda influencia no cálculo da penetração aparente de VEs, que consolida as penetrações de VEB e VHEP, conforme definição no item 3.5, como se houvesse um número menor de VEs.

Desta forma, com o deslocamento do horário de recarga, a projeção da penetração aparente seria reduzida, conforme ilustrado na Figura 5.11, em que as curvas com linhas contínuas correspondem às projeções no cenário Básico e as com linhas tracejadas às projeções no cenário Incentivado.

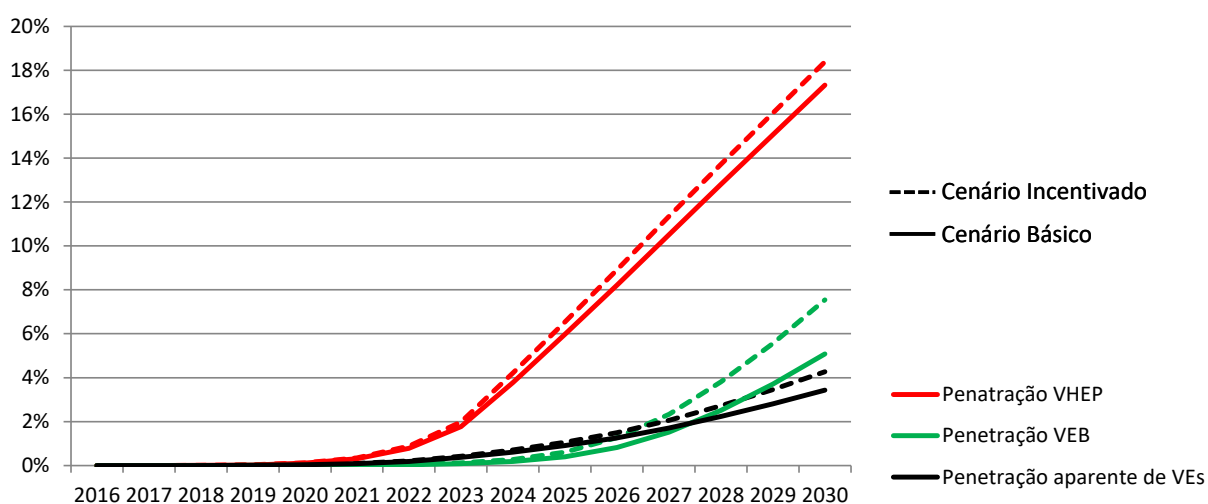


Figura 5.11 – Penetração aparente média de VEs nos Municípios Relevantes com deslocamento do horário das recargas.

Conforme os resultados na Figura 5.11 para 2030, com o deslocamento do horário de recargas, as penetrações aparentes médias nos Municípios Relevantes para os cenários Básico e Estimulado estariam respectivamente em 3,4% e 4,3% VEs por consumidor. Tais valores de penetração aparente são reduzidos em aproximadamente 60% ao obtido na condição sem o deslocamento, que são de 8,5% e 10,4% VEs por consumidor para os cenários Básico e Estimulado, respectivamente.

Como consequência da redução da penetração aparente, no cenário Básico o investimento médio de adequação requerido seria reduzido em 63%, conforme os valores na Figura 5.12 e Figura 5.13.

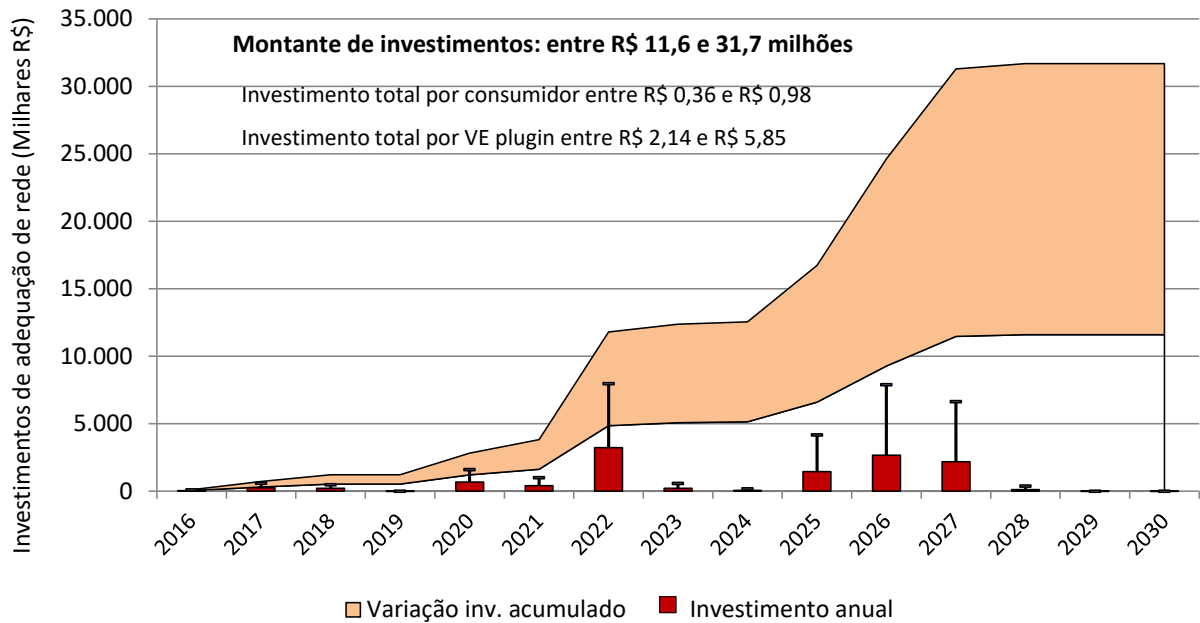


Figura 5.12 – Projeção de investimentos de adequação de rede para as distribuidoras nos Municípios Relevantes. Deslocamento de recarga no Cenário Básico. Reais de 2016.

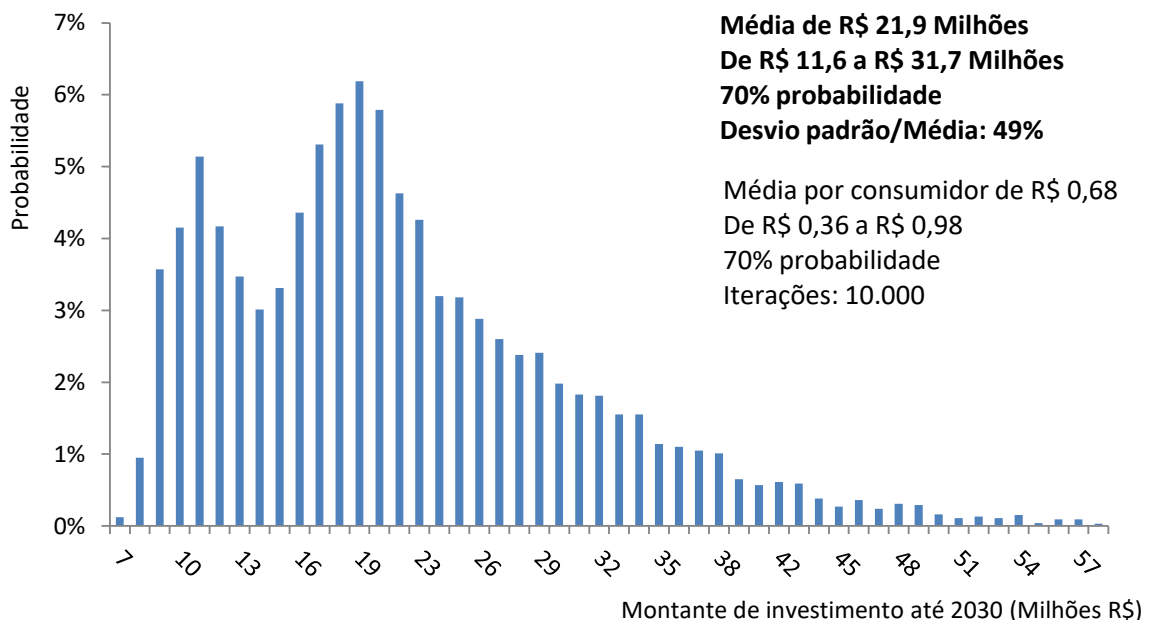


Figura 5.13 – Frequência de investimentos em 2030 para os Municípios Relevantes. Deslocamento de recarga no Cenário Básico. Reais de 2016.

Para o cenário Estimulado, o investimento médio de adequação requerido seria reduzido ainda mais, em 69%, conforme os valores ilustrados na Figura 5.14 e Figura 5.15.

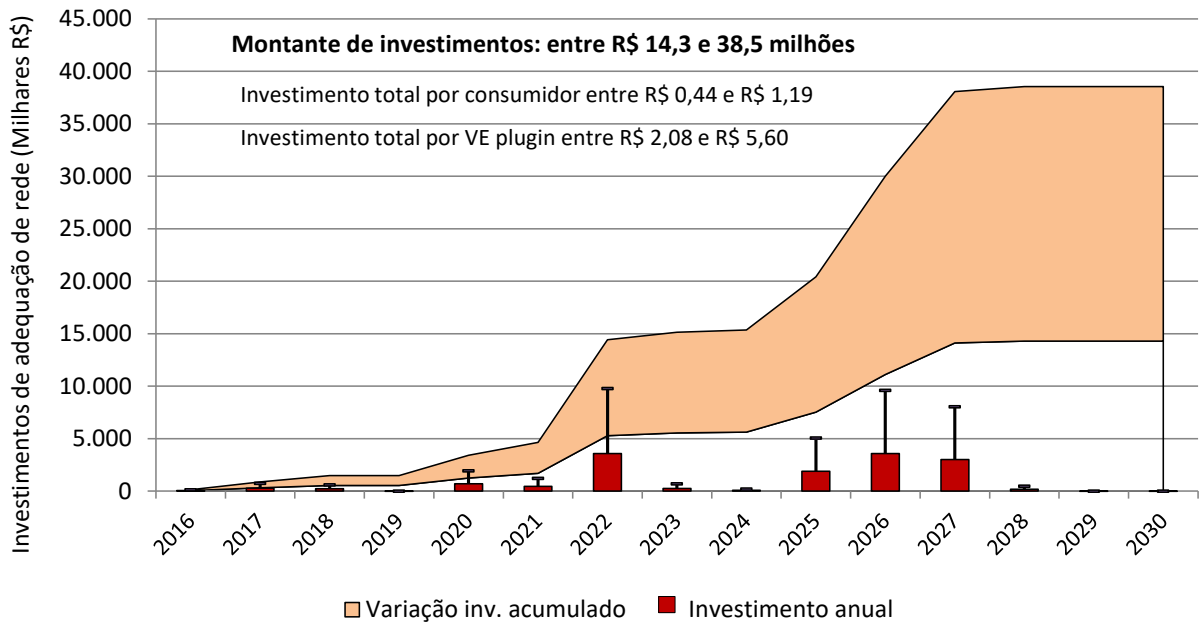


Figura 5.14 – Projeção de investimentos de adequação de rede para os Municípios Relevantes. Deslocamento de recarga no Cenário Incentivado (IPI de VEs = 7%). Reais de 2016.

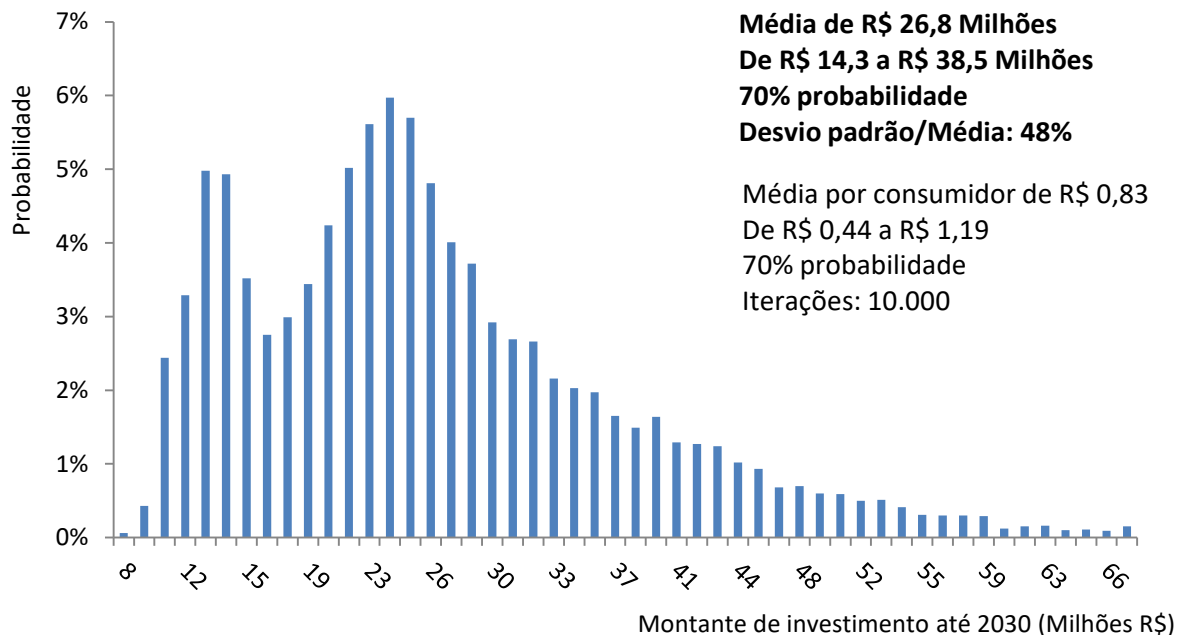


Figura 5.15 – Frequência de investimentos em 2030 para os Municípios Relevantes. Deslocamento de recarga no Cenário Incentivado (IPI de VEs = 7%). Reais de 2016.

Portanto, para o cenário Estimulado, que possui maior penetração de VEs, as reduções de investimentos promovidas pelo deslocamento de recarga são superiores. Esse comportamento reforça a relevância em desenvolver estímulos para que os usuários de VEs desloquem o início do carregamento para horários fora da ponta, sendo isso mais relevante a medida que os VEs se massifiquem. Contudo, incentivos tarifários não serão soluções eficazes em condi-

ções de grande penetração, pois outros horários de pontas poderiam surgir como resultado de ações programadas e simultâneas por uma grande quantidade de consumidores o que levará no futuro à necessidade de soluções inteligentes e integradas com o estado de carregamento das redes de distribuição.

5.4 ACHADOS IMPORTANTES

Como decorrência da inserção dos veículos elétricos no Brasil, o montante de investimentos para adequação das redes de distribuição de energia elétrica no cenário Básico para os Municípios Relevantes alcança 59,3 milhões de reais em média até 2030, que é um valor relativamente baixo, considerando o porte das distribuidoras brasileiras.

Em termos relativos, o investimento por consumidor é pouco relevante, com média de R\$ 1,83 por consumidor para os 15 anos simulados. No comparativo entre distribuidoras, ocorre dispersão dos resultados, sendo que o maior investimento por consumidor é superior a 6 vezes o indicador com o menor valor. Entre as razões para essa dispersão estão as diferentes penetrações de veículos elétricos projetadas para as distribuidoras e as distintas perdas técnicas, indicador utilizado para avaliar qualitativamente as diferentes redes.

Quanto à evolução dos investimentos ao longo do tempo, observa-se a conformação de ciclos de investimentos, que são função das datas de revisão tarifárias das distribuidoras, sendo que, a cada novo ciclo a necessidade de investimento acentua aceleradamente.

Para o cenário Incentivado, ao promover a redução de IPI para 7%, equiparando ao aplicado com os veículos com motorização até 1,0 litros, o montante de investimento requerido até 2030 se eleva em média a 87,5 milhões de reais, valor 48% acima ao obtido no cenário Básico. Também observar-se um comportamento não linear na tendência dos investimentos, dado que a penetração aparente se eleva em apenas 23%.

A simulação também resulta que, na hipótese de se deslocar o horário de recarga dos VEs, considerando o índice de 62%, a necessidade do investimento médio de adequação requerido é reduzido em 63% para o cenário Básico e em 69% para o Estimulado. Desta forma, as reduções se apresentam superiores à medida que se tenha uma maior penetração de VEs.

Esse comportamento reforça a relevância em desenvolver estímulos para que os usuários de VEs desloquem o início do carregamento para horários fora da ponta, sendo isso mais relevante a medida que os VEs se massifiquem. Para promover o deslocamento do horário de carregamento podem ser utilizados incentivos tarifários, porém essa ação não será eficaz em

condições de grande penetração, pois outros horários de pontas poderiam surgir como resultado de ações programadas e simultâneas por uma grande quantidade de consumidores o que levará no futuro à necessidade de soluções inteligentes e integradas com o estado de carregamento das redes de distribuição.

Com relação à rentabilidade das distribuidoras em decorrência dos investimentos, na simulação obtém-se resultado favorável, com o índice de aproximadamente 20% para o retorno sobre o investimento (ROI) em ambos os cenários Básico e Incentivado.

6 CONCLUSÕES

A inserção dos Veículos Elétricos pode acarretar uma piora na qualidade de energia fornecida, como violações da magnitude de tensão mínima, sobrecargas nos transformadores de distribuição e em condutores dos ramos de distribuição (ARIOLI et al., 2017). Em função da inserção dos VEs no Brasil, a aplicação da metodologia de cálculo desenvolvida produz de forma inédita as projeções de investimentos para adequação da rede de distribuição por distribuidora de energia elétrica até 2030 na área abrangida pelos municípios de maior relevância econômica e social, denominados como Municípios Relevantes. Tais investimentos são marginais aos programas de investimentos normalmente realizados pelas distribuidoras, ou seja, representam uma parcela adicional a ser empregada para expansão da capacidade, ou uma antecipação ao aumento de capacidade das redes de distribuição.

Os resultados das projeções de investimentos dependem fortemente da intensidade com que os VEs serão inseridos no Brasil, a qual depende fatores políticos, tecnológicos e econômicos de difícil ponderação. Porém, tais incertezas não invalidam o método proposto, sendo que as tendências identificadas são preservadas, levando apenas à antecipação ou postergação dos resultados obtidos.

A metodologia é desenvolvida conforme as especificidades do mercado de energia elétrica e de veículos brasileiras, mas pode ser adaptada e replicada a outros mercados mediante a revisão da parametrização e eventual redefinição de critérios de extrapolação entre mercados de referência.

Os resultados obtidos no cenário Básico apresentam baixa necessidade de investimentos, com montantes em Reais de 2016 entre 35,6 a 81,9 milhões de Reais para o período até 2030. São valores módicos para o conjunto das distribuidoras brasileiras, sendo que os investimentos tornam-se mais relevantes apenas a partir de 2025.

Em termos relativos, o investimento por consumidor é pequeno, variando de R\$ 1,10 a R\$ 2,53. A avaliação financeira dos investimentos demonstra que as distribuidoras obtêm retorno financeiro sobre os investimentos, com um ROI aproximado de 20%, decorrente das remunerações regulatórias. Porém, é importante que os critérios de prudência de investimentos definidos pelo regulador contemplem e reconheçam os investimentos com antecedência, de modo a mitigar possíveis problemas de qualidade na rede de distribuição.

No comparativo entre distribuidoras, ocorre grande discrepância de valores, havendo diferenças de até 6 vezes sobre o indicador de investimento por consumidor para o cenário

Básico. Entre as principais razões dessa variação, estão a maior penetração de veículos elétricos em determinadas cidades e as características das redes de distribuição, que podem necessitar investimentos com maior antecedência.

Quando a metodologia é aplicada no cenário Incentivado, em que há aplicação de IPI para os VEs de 7%, equivalente a veículos a combustão com motor até 1,0 litro, a penetração aparente dos VEs nos Municípios Relevantes se eleva em 23% e os investimentos necessários em 48%. O montante de investimentos continua relativamente baixo, não resultando em um problema para as distribuidoras. Porém, o resultado evidencia a característica não linear dos investimentos em que uma elevação na dimensão da frota de VEs acarreta necessidade de investimentos ainda mais elevados, ressaltando a importância de acompanhamento desse setor pelas distribuidoras.

Considerando uma condição em que os consumidores fossem estimulados a recarregar os veículos elétricos fora do horário de ponta, como com o uso de tarifa diferenciada, por exemplo, a necessidade de investimento de adequação requerido poderia ser reduzida em 63% e 69% para os cenários Básico e Incentivado, respectivamente. Desta forma, dado ao comportamento não linear dos investimentos, com progressão ascendente, à medida que ocorrer a massificação dos veículos elétricos, os estímulos tarifários e posteriormente o uso sistemas de recarga inteligentes serão importantes para a contenção de problemas técnicos e de investimento nas redes de distribuição de energia elétrica.

No quesito de sustentabilidade econômica das distribuidoras, as remunerações regulatórias asseguram o retorno do capital investido. Porém, os investimentos se apresentam crescentes e as distribuidoras deverão planejar adequadamente a disponibilidade de capital.

Finalmente, para as distribuidoras de energia elétrica, com a inserção dos veículos elétricos e a elevação de sua penetração nas áreas em que prestam serviços, será oportuno acompanhar com antecedência essa nova demanda energética e desenvolver e/ou aperfeiçoar seus métodos de predição e mitigação de impactos nas redes.

Como estudos futuros, podem ser investigados a (i) melhoria em técnicas de predição de impactos na rede de distribuição tendo em conta os VEs, (ii) a influência da tarifa diferenciada no comportamento dos consumidores para a recarga de VEs, (iii) a eficácia do uso de tarifa diferenciada em função da penetração de VEs e (iv) o desenvolvimento de carregadores inteligentes para VEs, integrados com a rede de distribuição, sensíveis ao estado de carregamento da rede e também a um possível excesso de oferta de energia provenientes da microgeração distribuída e/ou de fontes renováveis.

REFERÊNCIAS

AEA Technology Plc. **A review of the efficiency and cost assumptions for road transport vehicles to 2050**. 25 Abr 2012. Disponível em: <<https://www.theccc.org.uk/archive/aws/ED57444%20-%20CCC%20RoadV%20Cost-Eff%20to%202050%20FINAL%2025Apr12.pdf>>. Acessado em: 25 Nov 2016.

ANEEL. **Manual de controle patrimonial do setor elétrico**. 2009. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2009/002/resultado/revisao_da_port815_mcpse_posap_v1_25052009_sem_realce.pdf>. Acessado em: 20 Fev 2018.

ANEEL. **Nota Técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL**. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/resultado/nt_22_2015_sgt_custo_de_capital.pdf>. Acessado em 11 Dez 2017.

ANEEL. **Proret, Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição, Submódulo 2.3, Base de remuneração regulatória**. 2015, versão 2.0. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Subm%C3%B3dulo%202.3_V%202.0.pdf>. Acessado em: 20 Fev 2018.

ANELL. **Revisão Tarifária Periódica**. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=182>>. Acessado em 14 Jan 2018.

ANEEL. **Sistema Sigel**. Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>>. 2016. Acessado em: 10 Nov 2016.

ANP. **Vendas de combustíveis por município para 2014**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos/vendas-anuais-de-etanol-hidratado-e-derivados-de-petroleo-por-municipio>>. Acessado em: 20 Nov 2016.

ANP. **Síntese dos Preços Praticados – Brasil**. Referência a Abril 2017. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/preco/prc/Resumo_Mensal_Index.asp>. Acessado em: 20 Nov 2016.

ARIOLI, F. C. T., FILHO, W. F., SILVA, L. C. P., AMASIFEN, J. C. C., BARBOSA, T. M., PEREIRA, C. O., PINTO, Y. G., ROLIM, F. B. B. **Fase IV – Desenvolvimento de metodologias de mitigação dos impactos técnicos, Etapa 8 - Determinação de soluções para readequação da rede**. Projeto PD ANEEL PA0060. UNICAMP. Mai 2017.

ARIOLI, F. C. T., FILHO, W. F., SILVA, L. C. P., PEREIRA, C. O., FLORES, M. J. R., BORGES, R. T., CORRÊA, D. S., FERREIRA, T. S. D., AMEZQUITA, J. C. L. **Fase II – Desenvolvimento de metodologias de análise probabilística, Etapa 3 - Desenvolvimento de metodologias para estimar de forma direta, sem a necessidade de estudos de simulação, os impactos técnicos causados pelas conexões de VEs em redes de média e baixa tensão. A metodologia será baseada na aplicação dos métodos probabilísticos**. Projeto PD ANEEL PA0060. UNICAMP. Jan 2016.

BANCO MUNDIAL **Crude Oil Price Forecast**. 2017. Disponível em: <<http://pt.knoema.com/yxptpab/crude-oil-price-forecast-long-term-2017-to-2030-data-and-charts>>. Acessado em: 19 Abril 2017.

BASS, F. M. **A New Product Growth for Model Consumer Durables**, 1967.

BRADESCO. **Petróleo, derivados e combustíveis**. 2017. Disponível em: <https://www.economiaemdia.com.br/EconomiaEmDia/pdf/infset_petroleo_e_derivados.pdf>. Acessado em 17 Abr 2017

CAMEX. **Resolução nº 97 de 26 de outubro de 2015**. Disponível em <<http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=27/10/2015&jornal=1&pagina=1&totalArquivos=76>>. Acessado em 20 Jan 2018.

CETESB. **Emissões Veiculares no Estado de São Paulo 2015**. Disponível em: <http://veicular.cetesb.sp.gov.br/wp-content/uploads/sites/35/2013/12/Relat%C3%B3rio-Emiss%C3%B5es-Veiculares_2014_VERS%C3%83O-DIGITAL.pdf>. Acessado em: 15 Dez 2016.

CSE. **Clean Vehicle Rebate Project, EV Consumer Survey Dashboard**. Disponível em: <<https://cleanvehiclerebate.org/eng/survey-dashboard/ev>>. 2016. Acessado em 02 Dez 2017.

DENATRAN. **Frota por Município e Tipo**, Dez 2014a. Disponível em: <http://www.denatran.gov.br/images/Estatistica/RENAVAM/2015/Dezembro/Frota_por_Municipio_e_Tipo-DEZ_15.rar>. Acessado em 25 Nov 2017.

DENATRAN. **Quantidade de Veículos por UF Município e Combustível**, Dez 2014b. Disponível em: <http://www.denatran.gov.br/images/Estatistica/RENAVAM/2014/Dezembro/3_Frota_UF_Municipio_Combustivel_DEZ_2014.rar>. Acessado em 25 Nov 2017.

DENATRAN. **Frota por Município e Tipo**, Dez 2015. Disponível em: <http://www.denatran.gov.br/images/Estatistica/RENAVAM/2015/Dezembro/Frota_por_Municipio_e_Tipo-DEZ_15.rar>. Acessado em 25 Nov 2017.

DENATRAN. **Quantidade de Veículos por UF Município Marca e Modelo**, Out 2016. Disponível em: <http://www.denatran.gov.br/images/Estatistica/RENAVAM/2016/Outubro/7_FrotaUFMunicipioMarcaModeloAnoFabr_OUT-16.rar>. Acessado em 25 Nov 2017.

EMOTIVE. Projeto Aneel PA0060, **Inserção Técnica e Comercial de Veículos Elétricos em Frotas Empresariais da Região Metropolitana de Campinas**. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/sites/mobilidade-eletrica/emotive/Paginas/default.aspx>>. Acessado em: 20 Jul 2017.

EPE. **BEM 2015 - Balanço Energético Nacional**. 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-202/DEA%2013-15%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>. Acessado em: 19 Mai 2018.

EPE. **Série Estudos da Demanda De Energia. Nota técnica DEA 13/15 - Demanda de Energia 2050**. 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-202/DEA%2013-15%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>. Acessado em 19/Mai/2018.

FENABRAVE, Abeifa, Jato Dynamics e montadoras consolidados pelo IG Carros. **Vendas veículos no Brasil**. 2014. Disponível em <http://carros.ig.com.br/ranking/mais+vendidos+todas+as+marcas+todos+os+modelos+todos+os+países+em+2014/01_2_1_00_00_00_00_00_2014_1.html>. Acessado em: 15 Dez 2015.

FIPE. **Preços de veículos consolidado pela Exame**. 2015. Disponível em <<http://exame.abril.com.br/seu-dinheiro/carros/tabela-de-precos/?pg=1&busca=&ano=&cat=novos>>. Acessado em: 15 Dez 2015.

FIPE. **Preço médio de veículos**. Disponível em <<http://veiculos.fipe.org.br/>>. Referência a Jan 2017. Acessado em: 20 Jan 2018.

FERNANDEZ, L. P., ROMAN, T. G. S., COSSENT, R., DOMINGO, C. M., FRIAS P.. **Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks**. 2011. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, issue. 1.

IEA. **Global EV Outlook 2017**. 2017. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalEVOutlook2017.pdf>>. Acessado em: 02 Mai 2018.

IBGE. **Censo 2010**. 2010. Disponível em: <<http://www.censo2010.ibge.gov.br/sinopse/index.php?uf=17&dados=212>>. Acessado em 30 Mar 2017.

LOPES, J. A. P., SOARES F. J., ALMEIDA P. M., SILVA M. M.. **Smart Charging Strategies for Electric Vehicles; Enhancing Grid Performance and Maximizing the Use for Variable Renewable Energy Resources**. 2009. 24th Electric Vehicle Symposium (EVS). Stavanger, Norway.

MARIOTTO, F. T. Silva, E. P. **Especificação do Modelo de Simulação de Projeções de Adesão de VEs nos Cenários Definidos**, Código PD.33.10.83A.0202ART-02-AA, Etapa 1, Atividade 1.2, Projeto PD ANEEL PA0060, CPqD, 2016.

MARIOTTO, F. T. Rolim, L. A. G. **Análise de Viabilidade Econômica**, Código PD.33.10.83A.0202ART-03-AA, Etapa 12, Atividade 12.4, Projeto PD ANEEL PA0060, CPqD, 2017a.

MARIOTTO, F. T. Rolim, L. A. G. **Análise de Sensibilidade**, Código PD.33.10.83A.0202ART-04-AA, Etapa 13, Atividade 13.5, Projeto PD ANEEL PA0060, CPqD, 2017b.

MIT Sloan, School Of Management. **System dynamics**. 2018. Disponível em: <<http://mitsloan.mit.edu/faculty-and-research/academic-groups/system-dynamics/>>. Acessado em 10 Jan 2018.

MMA. **Inventário nacional de emissões atmosféricas por veículos automotores rodoviários**. 2013. Ministério do Meio Ambiente. Disponível em: <<http://www.inea.rj.gov.br/cs/groups/public/documents/document/zwew/mdmx/~edisp/inea0031540.pdf>>. Acessado em 14 Jan 2016.

MME. **Informativo Gestão do Setor Elétrico**. 2016. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3210408/Informativo+Tarif%C3%A1rio+-+Ano+2016/3c45b876-ba77-45c8-b29d-2bf3d692ff3b?version=1.0>>. Acessado em: 14 Jan 2018.

RECEITA FEDERAL. **Contribuição Social sobre o Lucro Líquido CSLL**. 2015a. Disponível em: <<http://idg.receita.fazenda.gov.br/acesso-rapido/tributos/IRPJ>>. Acessado em: 20 Fev 2018.

RECEITA FEDERAL. **IRPJ (Imposto sobre a renda das pessoas jurídicas)**. 2015b. Disponível em: <<http://idg.receita.fazenda.gov.br/acesso-rapido/tributos/IRPJ>>. Acessado em: Fev 2018.

REGULATORS, F. **Study on impact of electric vehicles on the grid**. 2017. Disponível em: <<http://www.forumofregulators.gov.in/Data/study/EV.pdf>>. Acessado em: 20 Fev 2018.

SINDIPEÇAS. **Relatório da Frota Circulante de 2016**, 2016. Disponível em: <http://www.sindipecas.org.br/sindinews/Economia/2016/RFC_2016.pdf>. Acessado em 25 Nov 2017.

SOBOL, L. M. **A Primer for the Monte Carlo Method**. CRC Press Florida, 1994.

TIPI. **Tabela de incidência do imposto sobre produtos industrializados (TIPI)**. 2017. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/decreto/Anexo/AND8950.pdf>. Acessado em: 15 Jan 2018.

UBS. **Evidence Lab Electric Car Teardown**. 2017. Disponível em: <<https://neo.ubs.com/shared/d1BwmpNZLi/>>. Acessado em: 19 Mai 2017.