



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

MANUELLA CAETANO MARÇAL

**GERENCIAMENTO DE ESTAÇÕES DE RECARGA  
DE VEÍCULOS ELÉTRICOS VIA ÍNDICES  
DE DESEMPENHO INDIVIDUALIZADO**

CAMPINAS  
2022

MANUELLA CAETANO MARÇAL

**GERENCIAMENTO DE ESTAÇÕES DE RECARGA  
DE VEÍCULOS ELÉTRICOS VIA ÍNDICES  
DE DESEMPENHO INDIVIDUALIZADO**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

Orientador: Walmir de Freitas Filho  
Coorientador: José Carlos Garcia Andrade

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pela aluna Manuella Caetano Marçal, e orientada pelo Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho.

CAMPINAS

**2022**

Ficha catalográfica  
Universidade Estadual de Campinas  
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura  
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

M33g Marçal, Manuella Caetano, 1995-  
Gerenciamento de estações de recarga de veículos elétricos via índices de desempenho individualizado / Manuella Caetano Marçal. – Campinas, SP : [s.n.], 2022.

Orientador: Walmir de Freitas Filho.  
Coorientador: José Carlos Garcia Andrade.  
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Veículos elétrico. 2. Sistemas elétricos de potência - Distribuição. I. Filho, Walmir de Freitas, 1971-. II. Andrade, José Carlos Garcia, 1991-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Management of public charge stations for electric vehicles by using index of individualized performance

**Palavras-chave em inglês:**

Electric vehicle

Power systems - Distribution

**Área de concentração:** Energia Elétrica

**Titulação:** Mestra em Engenharia Elétrica

**Banca examinadora:**

Walmir de Freitas Filho [Orientador]

Madson Cortes de Almeida

Maurício Barbosa de Camargo Salles

**Data de defesa:** 03-03-2022

**Programa de Pós-Graduação:** Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0001-9470-3732>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/0165831777766020>

## COMISSÃO JULGADORA – DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Candidato:** Manuella Caetano Marçal      RA: 262725

**Data da defesa:** 03 de março de 2022

**Título da Dissertação:** “Gerenciamento de Estações de Recarga de Veículos Elétricos via Índices de Desempenho Individualizado”

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente)

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida

Prof. Dr. Maurício Barbosa de Camargo Salles

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de deixar registrado meus sinceros agradecimentos:

- Ao professor Walmir de Freitas Filho, que me proporcionou a oportunidade de ingressar em um mestrado de excelentíssima qualidade como é o caso da Unicamp, e principalmente me gerar essa condição que para mim seria impossível.
- Ao Dr. José Carlos Garcia Andrade, que me auxiliou em diversos recursos e não me fez desistir mesmo quando eu sentia que não iria conseguir terminar o curso. No fim, deixo meu grande agradecimento a ele por ser quase meu psicólogo.
- Aos meus familiares, que me apoiaram em todo meu trajeto, inclusive em mudar para um local longe e mesmo assim me apoiarem em todos os momentos;
- Aos meus amigos, que mesmo com toda a distância, sempre tiveram contato comigo e fizeram com que eu não me sentisse sozinho em um local estranho para mim. Além disso, também um grande agradecimento aos novos amigos que tive oportunidade de conhecer ao longo do mestrado que me deram apoio.
- Aos meus colegas de laboratório, que me proporcionaram além de conhecimento, um lar dentro da UNICAMP, de modo que o local fosse um espaço não apenas de trabalho, mas também um lugar prazeroso de estar e vontade de aprender mais.
- À Unicamp pela infraestrutura proporcionada;
- À CPFL Energia pelo apoio estratégico ao longo do desenvolvimento deste mestrado via o projeto de P&D ANEEL.

O presente trabalho foi realizado com apoio do processo nº 2019/19282-2, Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP).

*As opiniões, hipóteses e conclusões ou recomendações expressas neste material são de responsabilidade do autor e não necessariamente refletem a visão da FAPESP.*

## RESUMO

Em razão da crescente preocupação com impactos ambientais, as discussões sobre a emissão de gases de efeito estufa e o desenvolvimento sustentável aumentaram na última década. Como consequência, diversas soluções foram apresentadas a fim de diminuir tais impactos, sendo a eletrificação dos transportes uma delas. O resultado do investimento em larga escala na mobilidade elétrica pode ser mensurado pelo aumento contínuo do número de veículos elétricos (VEs) ao longo da última década, com destaque para o ano de 2020 quando a frota ultrapassou 10 milhões de unidades. Concomitantemente, é crucial que existam investimentos na operação, manutenção e expansão da infraestrutura de recarga, pois as estações de recarga demandam elevados valores de potência e energia, principalmente as instalações com pontos de recarga rápida, resultando em impactos técnicos e econômicos, tanto na rede elétrica da concessionária quanto na própria instalação do consumidor. Nesse âmbito, este projeto de mestrado propõe caracterizar e analisar um índice de desempenho individualizado para estações públicas de recarga, neste caso o número de VEs que visitam o local, com o objetivo de realizar o gerenciamento integrado de recursos energéticos e econômicos durante a operação a partir de uma análise técnico-financeira. São investigadas soluções baseadas em instalações de equipamentos complementares, como geradores fotovoltaicos (FVs), sistema de armazenamento de energia (SAE) e novos pontos de recarga, e soluções baseadas em gestão da demanda e adequação de contratos de energia; todas estas soluções são relacionadas com o número de VEs que visitam a estação de recarga. Quanto à metodologia de análise, o comportamento estocástico da recarga é modelado através de uma caracterização em cenários (Monte Carlo), incorporando incertezas ao problema com propósito de priorizar soluções de custo-benefício (em contraste as soluções de caso extremo). Com esta metodologia são criadas curvas de uso da estação de recarga para análise técnica, via OpenDSS, e análise econômica, via Python. A metodologia é avaliada em um circuito de distribuição real e a partir dos resultados nota-se que a estação de recarga, conectada em média tensão, aumenta a queda de tensão, perdas técnicas e utilização dos condutores, sendo estes impactos proporcionais à distância do local de instalação para a subestação de distribuição. Equipamentos complementares auxiliam na mitigação destes impactos, principalmente quando combinam-se geradores FVs e SAEs. Do ponto de vista econômico, destaca-se que o menor custo mensal de operação é obtido utilizando tarifa Verde, mas o uso de geração FV com SAE pode aproximar o custo mensal da tarifa Azul ao da tarifa Verde a depender do número de VEs recarregando na estação.

**Palavras-chave:** Análise estocástica; Armazenamento de energia; Estação de recarga; Gerador fotovoltaico; Rede de distribuição; Veículo elétrico.

## ABSTRACT

Due to the increasing concern about environmental impacts, discussions on greenhouse gas emissions and sustainable development raised in the last decade. From that, different solutions were presented targeting the decarbonization, with the electrification of transports begin one of them. The result of large-scale investment in electric mobility can be measured by the continuous growth of the electric vehicle fleet, highlighting the year of 2020, when the global fleet surpassed 10-million units. Alongside this growth, it is crucial to have investments in the operation, maintenance, and expansion of the charging infrastructure, due to the high power and energy demand of its equipment, especially the fast-charging stations, resulting in technical and economic impacts on the electric grid and in the charging station itself. Therefore, this master's project has proposed the characterization and analysis of a performance index for fast-charging stations, using the number of electric vehicles (EVs) visiting the location, to manage the energy resources and economics during the operation based on a technic-economic evaluation. The installation of new equipment, such as photovoltaic generators (PV), energy storage systems (ESS) and new charging points, and management of energy and power contracts are investigated; all of them are related to the number of EVs visiting the charging station. In the methodology is modeled the stochastic behavior of EVs with the Monte Carlo method to incorporate the uncertainties related to the time instant that EVs arrive at the station and prioritize cost-effective solutions (in opposition to extreme-case solutions). Charging station profiles are created with this methodology to perform a technical analysis of the electric grid, via OpenDSS, and the economic analysis, via Python. The tests are performed in a real distribution system and, from the results, it is possible to extract that the station, connect to the medium-voltage system, increase the voltage drop, technical losses and utilization of conductors, with these impacts proportional to the distance between the charging station and the substation. Complementary equipment helps to mitigate these impacts, specially combining PVs and ESSs. From the economic perspective, it is worth noticing that the least monthly operational cost is obtained with the usage of the Green tariff, however, PVs ESSs can reduce the cost of using Blue tariff depending on the number of EVs charging in the fast-charging station.

**Keywords:** Distribution system; Electric vehicle; Energy storage system; Fast-charging station; Photovoltaic Generation; Stochastic analysis.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Evolução global da frota de VEs entre 2010 e 2020 (extraído de [3]).....	14
Figura 1.2. Evolução das vendas mensais e frotas de VEs no Brasil desde 2012. ....	15
Figura 1.3. Evolução global da infraestrutura de recarga entre 2010 e 2020 (extraído de [3]).....	16
Figura 1.4. Integração de geradores fotovoltaicos e baterias com estações de recarga.....	17
Figura 3.1. Distribuição estocástica da demanda de uma estação de recarga ao longo de uma semana (extraído de [35]). ....	24
Figura 3.2. Fluxograma dos passos para criação do perfil de demanda de estações de recarga. ..	25
Figura 3.3. Perfil normalizado de geração fotovoltaica (extraído e adaptado de [39] e [40]).....	27
Figura 3.4. Perfil normalizado de carga e descarga da bateria com controle temporizado. ....	28
Figura 3.5. Perfil normalizado de carga e descarga da bateria com controle inteligente. ....	28
Figura 4.1. Diagrama unifilar georreferenciado do circuito real utilizado nos estudos. ....	32
Figura 4.2. Probabilidades de atendimento, espera e desistência na estação de recarga conforme varia o número de pontos de recarga e o total de VEs visitando o local semanalmente. ....	35
Figura 4.3. Número de pontos de recarga recomendados para a estação de recarga de acordo com o total de VEs visitando o local semanalmente para manter IE limitado a 20% e ID nulo.....	36
Figura 4.4. Utilização da linha (corrente) a montante da estação de recarga ao longo dos cenários de Monte Carlo para 3 locais de instalação. ....	37
Figura 4.5. Tensão de atendimento no ponto de conexão da estação de recarga ao longo dos cenários de Monte Carlo para 3 locais de instalação. ....	38
Figura 4.6. Total de intervalos de tempo com transgressão de tensão (somando todos os consumidores) ao longo dos cenários de Monte Carlo para 3 locais de instalação.....	39
Figura 4.7. Perdas técnicas ao longo dos cenários de Monte Carlo para 3 locais de instalação. ..	39
Figura 4.8. Custo mensal de operação de uma estação de recarga com sistema fotovoltaico (100 kWp) ao longo dos cenários de Monte Carlo para 3 indicadores: média, 10º e 90º percentis (P10 e P90 respectivamente).....	40
Figura 4.9. Custo mensal de operação de uma estação de recarga com sistema fotovoltaico (100 kWp) e sistema de armazenamento de energia (100 kW/400 kWh) com controle temporizado ao	

longo dos cenários de Monte Carlo para 3 indicadores: média, 10° e 90° percentis (P10 e P90 respectivamente).....	40
Figura 4.10. Custo mensal de operação de uma estação de recarga com sistema fotovoltaico (100 kWp) e sistema de armazenamento de energia (100 kW/400 kWh) com controle inteligente ao longo dos cenários de Monte Carlo para 3 indicadores: média, 10° e 90° percentis (P10 e P90 respectivamente).....	41
Figura 4.11. Custo mensal de operação para uma estação de recarga comparativamente entre o caso base e o caso com sistema fotovoltaico de 100 kWp para as tarifas Azul e Verde.....	44
Figura 4.12. Custo mensal de operação para uma estação de recarga comparativamente entre o caso base e o caso com sistema fotovoltaico de 100 kWp com sistema de armazenamento de 100 kW/400 kWh com controle temporizado para as tarifas Azul e Verde.....	44
Figura 4.13. Mapa de calor do número de VEs necessário para ocorrer a máxima redução do custo mensal de operação da estação de recarga com sistema de armazenamento com controle temporizado.....	46
Figura 4.14. Custo mensal de operação para uma estação de recarga comparativamente entre o caso base e o caso com sistema fotovoltaico de 100 kWp com sistema de armazenamento de 100 kW/400 kWh com controle inteligente para as tarifas Azul e Verde.....	47
Figura 4.15. Mapa de calor do número de VEs necessário para ocorrer a máxima redução do custo mensal de operação da estação de recarga com sistema de armazenamento com controle inteligente.....	49

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1. Faixas de tensão de atendimento para consumidores em BT (menores que 1 kV) e consumidores em MT (entre 1 e 69 kV).....	30
Tabela 4.1. Custo da energia e potência para a estação de recarga [47]. .....	33
Tabela 4.3. Impactos da instalação de uma estação de recarga na utilização da linha a montante em valores absolutos e relativos ao caso I.....	42
Tabela 4.4. Impactos da instalação de uma estação de recarga no total de intervalos de tempo com transgressão de tensão (soma de todos os consumidores) em valores absolutos e relativos ao caso I.....	42
Tabela 4.5. Impactos da instalação de uma estação de recarga nas perdas técnicas em valores percentuais e relativos ao caso I. ....	42

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1	Objetivos .....	19
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>20</b>
2.1	Estação com apenas pontos de recarga .....	20
2.2	Estação com sistema de armazenamento de energia .....	21
2.3	Estação com geração distribuída .....	22
2.4	Estação com sistema de armazenamento de energia e geração distribuída .....	22
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>23</b>
3.1	Modelagem comportamental da demanda por recarga de VEs .....	23
3.2	Modelagem computacional no OpenDSS .....	24
3.2.1	Demanda da estação de recarga .....	24
3.2.2	Geração fotovoltaica .....	26
3.2.3	Sistema de armazenamento (bateria) .....	27
3.2.4	Métricas de avaliação .....	29
3.2.4.1	Tensão em regime permanente .....	29
3.2.4.2	Carregamento de linhas .....	30
3.2.4.3	Perdas técnicas .....	30
3.2.4.4	Custo mensal de operação (energia faturada) .....	31
<b>4</b>	<b>ANÁLISES E RESULTADOS .....</b>	<b>32</b>
4.1	Estudo de caso .....	32
4.2	Simulações e resultados .....	34
4.2.1	Número de pontos de recarga .....	34
4.2.2	Convergência .....	36
4.2.3	Análise técnica .....	41

4.2.4	Análise econômica .....	43
4.2.4.1	Sistema de armazenamento com controle temporizado .....	43
4.2.4.2	Sistema de armazenamento com controle inteligente .....	47
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>50</b>
5.1	Trabalhos futuros .....	51
<b>6</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>53</b>

# 1 INTRODUÇÃO

A busca por redução das emissões de gases de efeito estufa é uma das protagonistas na elaboração de políticas públicas para um futuro sustentável. Os setores elétrico e energético são exemplos de áreas que tem contribuído nesta busca, através da expansão de fontes renováveis de geração de energia elétrica, biocombustíveis e eletrificação do setor de transporte urbano; este último, envolve, principalmente, a substituição a longo prazo de veículos com motores de combustão interna (MCI) por veículos total e parcialmente elétricos. O grande benefício desta substituição envolve questões ecológicas, majoritariamente de poluição urbana, mas também destaca-se a redução da dependência por petróleo e seus derivados, que nos últimos anos mantêm seus preços em tendências instáveis. Com investimentos sendo feitos em grande escala, como os de grandes fabricantes automotivos Volkswagen [1] e Volvo [2], nota-se o desenvolvimento do setor de mobilidade elétrica pelo aumento contínuo do número de veículos elétricos (VEs) ao longo da última década. No ano de 2020 mais de 10 milhões de VEs formavam a frota mundial, dos quais 6,8 milhões são veículos totalmente elétricos – BEV (do inglês, *Battery Electric Vehicle*); quantidade que é 42% maior que o ano anterior [3]. A Figura 1.1 ilustra a evolução na frota mundial de VEs entre 2010 e 2020. Nesta figura, PHEV (do inglês, *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*) indica os VEs híbridos *plug-in*.

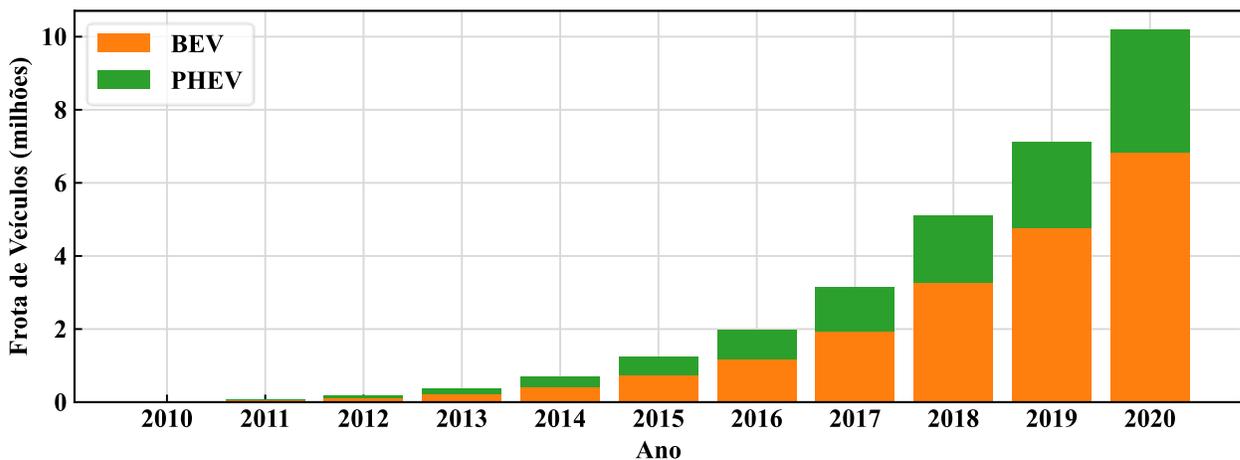


Figura 1.1. Evolução global da frota de VEs entre 2010 e 2020 (extraído de [3]).

No Brasil, o cenário de VEs ainda é incipiente, mas apresenta sinais de crescimento. As vendas iniciaram em 2012 com poucas unidades, sobretudo de entusiastas e projetos de pesquisa e desenvolvimento. A partir deste ponto, as vendas mensais foram crescendo de forma gradual, como pode ser visto na Figura 1.2, que apresenta a evolução até o ano de 2021 [4]; no estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), há uma previsão de que até 2030 haja um aumento de 180 mil VEs vendidos por ano [5]. Essa tendência de crescimento segue o ocorrido em estágios iniciais de outros países, como EUA e China que investiram massivamente em VEs e hoje são líderes mundiais do setor [3].

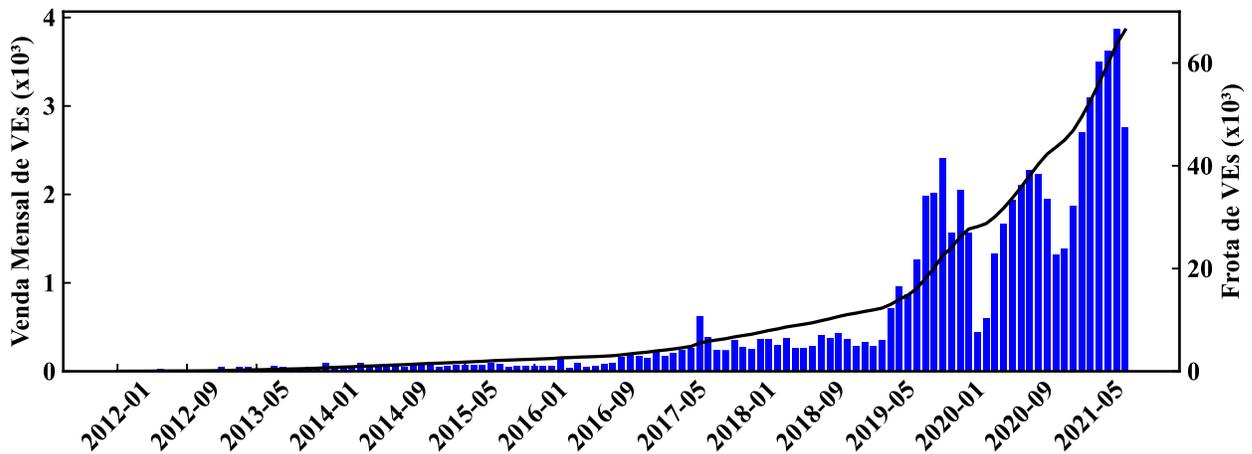


Figura 1.2. Evolução das vendas mensais e frotas de VEs no Brasil desde 2012.

Com essas previsões, é crucial que existam investimentos na expansão, operação e manutenção de uma infraestrutura de recarga correspondente. Estações de recarga de VEs podem ser categorizados pela máxima potência fornecida e pelos pontos de recarga existentes. Para potência, as categorias seguem as seguintes especificações: normal (até 20 kW) e rápido (acima de 20 kW) [3], [6], [7]. Já para as localizações, existem dois locais em que as estações de recarga podem ser instaladas: o primeiro representa locais privados (*e.g.*, domicílios) e normalmente se utilizam pontos de recarga do tipo normal; e o segundo compreende locais públicos (estacionamentos, ruas, centros comerciais, parques etc.), onde se utilizam pontos de recarga do tipo normal ou rápido. Estações de recarga públicas podem ser instaladas tendo um ou múltiplos pontos de recarga – todos conectados ao mesmo ponto de acoplamento à rede elétrica. A Figura 1.3 apresenta o crescimento do número de estações de recarga no mundo com distinção entre os

públicos de recarga rápida e normal. Em 2020, a quantidade de estações públicas superou a marca de 1,3 milhões, das quais 386 mil (30%) são do tipo rápida [3].

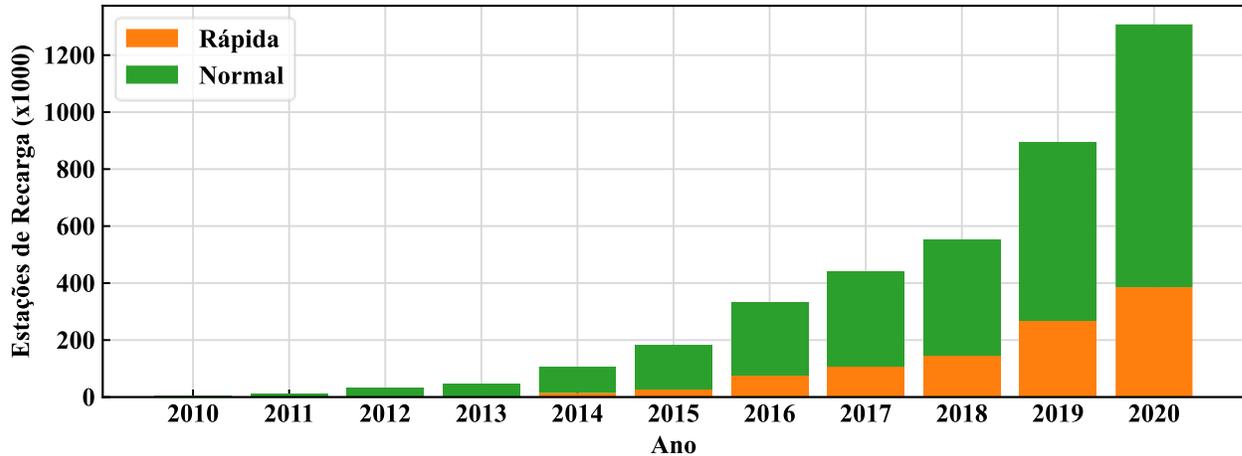


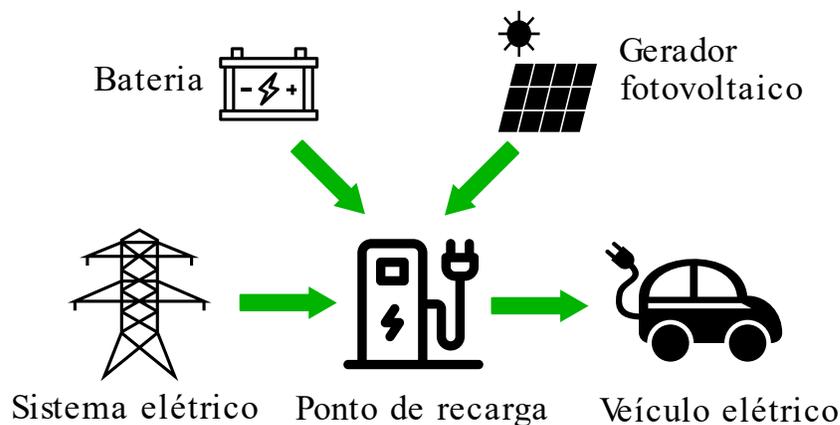
Figura 1.3. Evolução global da infraestrutura de recarga entre 2010 e 2020 (extraído de [3]).

A mobilidade elétrica também é induzida por atualizações nas legislações. Países industrializados estão estabelecendo legislações semelhantes para reduzir a frota de veículos a combustão e promover a mobilidade por veículos elétricos e híbridos. Na China, as ações do Estado procuram eliminar carros movidos a diesel e a gasolina até o ano de 2025; parte dessas ações são incentivos fiscais que beneficiam a fabricação e comercialização de novos veículos elétricos [3]. A União Europeia estabeleceu o ano de 2030 como meta para reduzir 30% na emissão de gases poluentes provenientes da frota de veículos movidos a combustão interna [3]; a Alemanha e a Holanda firmaram o compromisso de encerrar a produção de carros movidos por combustíveis fósseis até 2030; a França deve encerrar a comercialização em 2040; Portugal e Espanha estão incentivando a venda de novos carros elétricos para ampliar suas frotas [3].

No Brasil, a “Comissão de Constituição, Justiça e Cidadania” do Senado Federal aprovou, no ano de 2020, o Projeto de Lei do Senado nº 304, de 2017 [8], que prevê a proibição da circulação de veículos leves movidos a combustíveis fósseis a partir de 2040 (a comercialização de novas unidades estaria proibida a partir de 2030). O Governo brasileiro também estuda a criação de políticas de incentivo fiscal e o investimento em projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação para promover a comercialização de VEs e consolidar experiências sobre problemas associados a expansão de infraestruturas de mobilidade elétrica.

Neste contexto, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) lançou em 2018 a chamada de P&D estratégico nº 22 em mobilidade elétrica intitulada “Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente”, para alinhar o Brasil com as tendências mundiais no setor de mobilidade elétrica. Dentre os pontos em vigor que os projetos desta chamada almejam investigar, destacam-se: (i) a antecipação do setor elétrico para a transição energética promovida pelos VEs; (ii) identificar possibilidades de gerenciamento dos recursos energéticos considerando o planejamento integrado; e (iii) caracterizar e analisar o uso da infraestrutura de recarga de VEs em locais públicos [9].

Para o primeiro ponto mencionado, deve-se observar que as estações de recarga demandam alta potência durante o carregamento de VEs, principalmente as do tipo rápida, e este valor adicional de potência nos circuitos de distribuição pode causar impactos técnicos. Para evitar este cenário é fundamental o uso de metodologias de análise e adaptação dos circuitos, *e.g.*, através de reforços no sistema de distribuição [10]. Outra possibilidade é a utilização de sistemas de armazenamento de energia (SAE) e unidades de geração fotovoltaica (FV) como complemento ao fornecimento de energia elétrica para as estações de recarga [11]-[15]. A Figura 1.4 apresenta um esquemático dessas instalações com gerenciamento integrado dos recursos nas estações de recarga via tecnologias emergentes.



**Figura 1.4. Integração de geradores fotovoltaicos e baterias com estações de recarga.**

O segundo ponto da chamada de P&D procura identificar as possibilidades de gerenciamento dos recursos energéticos. No entanto, a previsão de demanda das estações ainda é um desafio. Já no terceiro ponto é dado o destaque para a caracterização econômica das novas

infraestruturas para mobilidade elétrica. O estudo de viabilidade econômica é uma ferramenta adequada para mensurar o investimento em estações de recarga com o objetivo de aumentar o lucro, sendo necessário identificar todos os dados de relevância do projeto.

O projeto de estações de recarga é influenciado por múltiplos fatores. De acordo com [16], o custo e receita para uma estação são calculados através do CAPEX (do inglês, *Capital Expenditure*), referindo-se ao custo dos componentes físicos, como transformadores, cabos, terreno e pontos de recarga, e do OPEX (do inglês, *Operational Expenditure*), que indica os custos de compra de energia, operação e manutenção. De forma geral, para a constituição da receita, deve-se analisar a tarifa de energia, a capacidade e a taxa de utilização do sistema de recarga, que por sua vez necessita compreender o comportamento dos consumidores.

Além de planejar a implantação e operação, é necessário analisar a necessidade de expansão, dado que a penetração de VEs tem projeção de crescimento da oferta e demanda. Para tanto, pode-se considerar a inclusão de novos pontos de recarga dentro de uma mesma estação ou a instalação de novas tecnologias para auxílio no gerenciamento da demanda por potência, tais como geração FV e SAEs [11]. Para isso, no caso de instalação de novos pontos de recarga, é necessário atrelar a expansão a índices que indiquem a possibilidade de perda de oportunidade em razão, por exemplo, de filas, causando tempo de espera e eventual desistência do consumidor. No caso da instalação de geração FV e/ou SAEs, também se faz necessário atrelar a instalação e capacidade a índices que quantifiquem o valor econômico da demanda e da energia.

O estudo desenvolvido neste mestrado contempla os três pontos mencionados até aqui. Para o primeiro, é apresentado o estudo da viabilidade de SAE com banco de baterias aliados a geradores FVs, a fim de determinar se a instalação dessas tecnologias na estação de recarga é técnico e economicamente benéfico para o investidor (reduzindo o custo operacional) e para o sistema elétrico (distribuidora e seus consumidores, postergando investimentos). Para estes estudos, fluxos de potência são realizados a fim de detectar violações da magnitude de tensão e sobrecargas, além da variação nas perdas técnicas. O estudo para o segundo ponto aborda o desenvolvimento de um modelo que possa caracterizar com grau de confiabilidade significativa o comportamento da recarga de VEs em locais públicos. O desenvolvimento do modelo é feito a partir da adaptação de métodos de referência e técnicas estatísticas para representar o comportamento estocástico dos VEs [17], [18]. Por fim, o estudo desenvolve também uma análise para o gerenciamento de estação de recarga pública através de um índice de desempenho

individualizado, que permita caracterizar a operação da estação com resultados sobre a manutenção da qualidade do fornecimento de energia e níveis de tensão, os custos operacionais e o impacto social, e identificar, quando necessário, soluções de melhoria. Do ponto de vista de melhoria da infraestrutura, é feita uma investigação sobre a inclusão de novas tecnologias, tais como geração FV, SAE e expansão do número de pontos de recarga. Estas soluções também são avaliadas sob o ponto de vista econômico.

## **1.1 Objetivos**

Com base nos fatos expostos previamente, este mestrado tem por objetivo:

1. Desenvolver um modelo estocástico para representar a utilização de estações de recarga públicas, considerando o tipo de estação de recarga (focado no tipo rápido) e o perfil de uso do estabelecimento associado ao mesmo espaço.
2. Propor um índice de desempenho individualizado que permita realizar uma análise técnica e econômica sobre a operação das estações de recarga para VEs.
3. Realizar a análise de expansão de estações de recarga via instalação de novos pontos de recarga empregando um índice de desempenho individualizado.
4. Realizar a análise da inclusão de geradores FVs e de SAEs em estações de recarga empregando o índice de desempenho individualizado.
5. Realizar a análise econômica do contrato de energia elétrica das estações de recarga e indicar o melhor tipo de tarifa de acordo com os equipamentos instalados.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A expansão de infraestruturas para mobilidade elétrica é um processo em desenvolvimento que exige o uso de técnicas eficientes para análise de impactos técnicos e econômicos. Na literatura, alguns estudos utilizam os SAEs e geração distribuída FV para auxiliar na redução de impactos técnicos e custos operacionais da estação de recarga. Este capítulo discute as principais contribuições destas infraestruturas para a mobilidade elétrica.

### 2.1 Estação com apenas pontos de recarga

Um exemplo de análise de infraestrutura de recarga normal pode ser visto em [10] e [19], nos quais são feitos estudos considerando a demanda atual e futura, com base em previsões, para averiguar os possíveis problemas no sistema de distribuição oriundos de recargas residenciais, como violações nos níveis de tensão. Conforme observado, o aumento das perdas técnicas e os valores de pico de demanda também são significantes com o aumento da penetração de VEs, visto que mais veículos irão utilizar recargas domiciliares simultaneamente. Outras contribuições são que o clima também pode influenciar os impactos, sugerindo estudos para diferentes épocas do ano, e reforços de rede auxiliam na mitigação dos impactos.

Análises dos impactos da infraestrutura de recarga rápida de veículos elétricos no âmbito de níveis de tensão são descritas em [20], na qual os autores investigam perdas técnicas e custos de implementação e operação. Observa-se que a introdução de estações de recarga em circuitos de distribuição de média tensão (entre 1 e 69 kV) pode não apresentar tantos impactos quanto em baixa tensão [19]. Seguindo a mesma linha, em [21] analisa-se a qualidade da energia distribuída da cidade de Cuenca, no Equador, onde detecta-se problemas de afundamento de tensão em apenas 0,11% dos consumidores para uma penetração<sup>1</sup> de 10% de VEs, percentual este que pode ser considerado pequeno.

A alocação e dimensionamento das estações de recarga pode ser realizada com base no modelo do sistema elétrico utilizando índices de confiabilidade (e.g., tempo médio de interrupção), além dos tradicionais impactos na tensão e corrente [22]. Outra opção é utilizar um modelo do sistema de transportes para alocação, como em [23], utilizando teoria de grafos para solucionar problemas de cobertura de áreas. A combinação de modelos elétrico e de transportes também é

---

<sup>1</sup> Penetração refere-se ao percentual de consumidores com VEs

possível, com auxílio de técnicas de otimização combinatória para a operação coordenada das estações de recarga como parte das técnicas para mitigar impactos técnicos [24], [25], ou com uso de técnicas estatísticas, *e.g.*, Monte Carlo, para avaliação dos impactos técnicos e econômicos na região de interesse [26]. Adicionalmente, a alocação e dimensionamento pode ser realizada somente do ponto de vista econômico [16].

Os estudos do sistema elétrico na presença de estações de recarga indicaram que problemas de tensão (mais especificamente subtensão), aumento de perdas técnicas e elevação do pico de demanda podem ocorrer, a depender do nível de penetração de VEs e nível de tensão no ponto de conexão. Para avaliação há diversas técnicas utilizadas na literatura técnica, sendo as mais comuns relacionadas a modelos ótimos e estatísticos. Portanto, faz-se necessário investigar soluções que podem vir a mitigar tais impactos no sistema elétrico, sendo duas soluções possíveis: o SAE e a geração FV.

## **2.2 Estação com sistema de armazenamento de energia**

Para tornar a estação de recarga, com potência nominal de 50 kW ou mais, mais eficiente, e além disso, reduzir os custos de operação para redes de distribuição, como em [11], [12], [27] e [28], é proposto utilizar um SAE. Nestes estudos, são considerados diferentes focos de análise, como instalação, operação, sistema de controle e o ciclo de vida das baterias. É identificado que os principais aspectos que influenciam na análise são o tempo de vida do SAE e a quantidade de VEs que visitam a estação de recarga. Adicionalmente, para redes de média tensão, sugere-se a possibilidade de outras melhorias para reduzir os impactos, *e.g.*, recondutoramento (substituição de condutores).

Outros trabalhos da literatura ilustram benefícios econômicos e técnicos do SAE na qualidade da energia fornecida aos consumidores [13], [14], e [29]. O primeiro tem por diferencial a modelagem do comportamento estocástico dos usuários de VEs em estações de recarga rápida, apresentando resultados de menores picos de demanda do que o caso sem o SAE. Os demais trabalhos utilizam de técnicas de otimização e aprendizado de máquinas para a coordenação da operação das estações de recarga e dos SAEs. Logo, é possível afirmar que o uso de SAEs tem potencial de redução de impactos técnicos e custos operacionais de estações de recarga. Entretanto, alguns fatores complicadores necessitam ser investigados, como o comportamento estocástico dos usuários de VEs e o tipo de controle empregado no SAE.

### **2.3 Estação com geração distribuída**

A presença de geração distribuída na estação de recarga de VEs influencia diretamente os impactos técnicos da mesma no sistema de distribuição [30]-[32]. Esta geração não limita-se a fonte solar, sendo analisados também a eólica e célula combustível. Do discutido na literatura, a qualidade da energia é prejudicada se este conjunto de fontes não está planejado para operar com a estação de recarga, i.e., podem ocorrer mais impactos técnicos devido a não concomitância entre consumo e geração na estação. A operação integrada, podendo ser otimizada, é recomendada para mitigar transgressões de tensão e sobrecargas no sistema de distribuição. Adicionalmente, sugere-se realizar uma análise de viabilidade econômica para a adição de geração à estação de recarga.

### **2.4 Estação com sistema de armazenamento de energia e geração distribuída**

A união de estações de recarga com geração distribuída e SAE é um tema abordado em trabalhos da literatura como forma de aumentar a eficiência econômica e reduzir os impactos técnicos no sistema de distribuição. Em [33] é apresentada uma forma de gestão de energia em uma estação de recarga, baseando-se em previsão de fornecimento de energia solar, projeção de demanda de VEs e utilização de um SAE. O objetivo dos autores é reduzir picos de demanda e perdas na rede. Nesse estudo, é percebido que o SAE tem como características carregamentos em períodos fora de pico de demanda, como pela manhã e madrugada, e descarregamentos nos horários de pico, como no fim da tarde.

É proposto em [34] um algoritmo de otimização e controle de um sistema bidirecional de uma estação de recarga com um sistema FV e SAE a fim de reduzir custos operacionais de um edifício comercial. A característica do estudo é semelhante aos anteriores, porém promovendo um algoritmo otimizado de solução técnico-econômico com objetivo de minimizar perdas de potência e custos de operação.

Por meio desta revisão bibliográfica evidencia-se que a maioria dos estudos propostos não avaliam os desafios da implementação da infraestrutura de recarga de VEs em redes reais e complexas como é o caso da rede elétrica de distribuição brasileira. Além disso, não é discutido na literatura a possibilidade de expansão da própria estação de recarga, da influência do crescimento de eventos de recarga, principalmente considerando as incertezas quanto ao uso dos VEs, além de relacionar este número de recargas com a instalação de sistemas FVs e de armazenamento de energia.

### 3 METODOLOGIA

Duas metodologias são desenvolvidas neste trabalho de mestrado: (i) modelagem comportamental da demanda por recarga de VEs em estações de recarga rápida; e (ii) modelagem computacional no OpenDSS para simulação do fluxo de potência considerando a infraestrutura de recarga de VEs, de FVs e SAEs. As subseções a seguir descrevem os detalhes de cada metodologia.

#### 3.1 Modelagem comportamental da demanda por recarga de VEs

Um dos passos iniciais mais importante é estimar a quantidade de energia fornecida pela estação de recarga para os veículos elétricos ao longo do tempo. Esse tipo de modelo é complexo, pois a previsão de demanda deste processo é influenciada por fatores de sazonalidade, crescimento de VEs, pontos de recarga com diferentes potências de saída, além do comportamento estocástico dos motoristas (chegando em diferentes horários e com diferentes níveis de estado de carga das baterias). Na construção da curva de demanda da estação de recarga são então necessárias duas informações: instante de chegada e quantidade de energia para recarregar cada VE.

Em [35], foi obtida uma função de densidade de probabilidade que modela o instante de chegada de cada veículo a combustão em um posto de combustível. Devido à similaridade assumida entre estações de recarga rápida e postos de combustível, esta função, ilustrado na Figura 3.1, foi utilizada neste trabalho para determinar o instante de chegada de VEs na estação de recarga rápida através de amostragem de casos.

No contexto da duração da recarga dos VEs, o desenvolvimento de tecnologias de baterias apresenta uma grande evolução. Devido a isto, o tempo de recarga é altamente dependente do tipo de bateria do VE. Em geral, são necessários até 30 minutos para recarga do veículo elétrico [35]. Ademais, é comum que as recargas sejam feitas a potência constante de maneira inicial, e decaindo o valor de potência perto do fim do carregamento. Uma maneira de modelar este fato é utilizando de intervalos a potência média de cada período. Portanto, cada VE é modelado com perfil de recarga com duração de 15 minutos, sendo uma recarga nos primeiros 10 minutos com potência nominal e nos últimos de 5 minutos com metade da potência nominal.

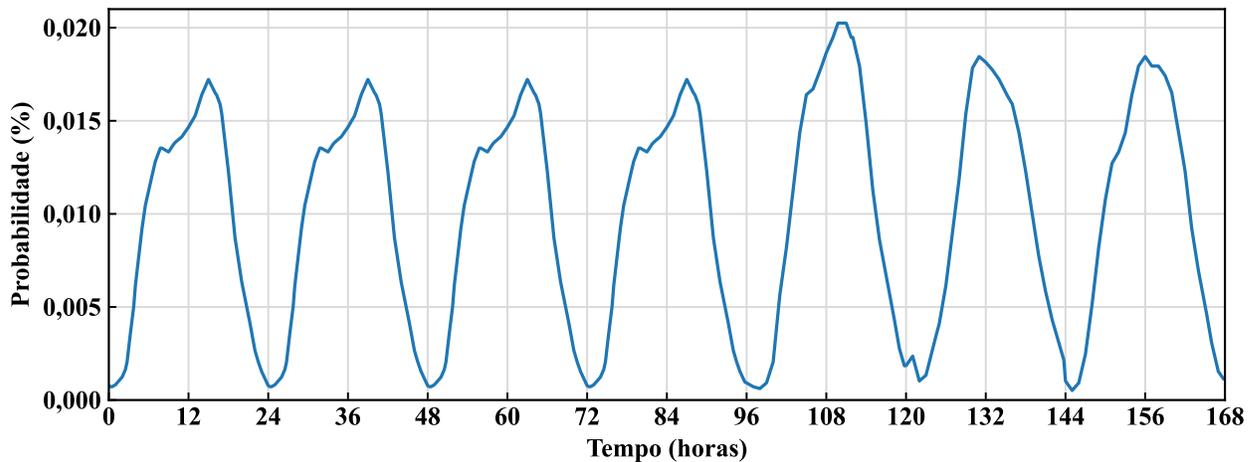


Figura 3.1. Distribuição estocástica da demanda de uma estação de recarga ao longo de uma semana (extraído de [35]).

## 3.2 Modelagem computacional no OpenDSS

A segunda metodologia desenvolvida neste trabalho de mestrado é utilizada para avaliação dos impactos técnicos de estações de recarga rápida no sistema de distribuição. Esta metodologia faz uso de ferramentas de cálculo de fluxo de potência multifásico desequilibrado para analisar as redes de distribuição reais nas quais serão instaladas as estações de recarga. Devido às incertezas como: a demanda da estação de recarga (quantidade de pontos de recarga e como é o uso de cada ponto - instante de início e duração da recarga), a energia proveniente da geração FV e o modo de utilização do SAE, foram criados modelos baseados na metodologia de Monte Carlo [36]. O desenvolvimento dos algoritmos é na linguagem Python [37] e os estudos de cálculo de fluxo de potência utilizam o software OpenDSS [38]. Este software é de grande importância tanto para o meio acadêmico, pois se trata de uma ferramenta bastante completa e com código aberto, quanto para o sistema elétrico brasileiro, pois é a ferramenta oficial definida pela ANEEL para cálculo de perdas técnicas. Quanto aos dados de irradiação solar, são empregados dados de medição disponibilizados pelo CEPAGRI [39] e NREL [40].

### 3.2.1 Demanda da estação de recarga

O modelo comportamental descrito na seção 3.1 é utilizado para criação das curvas de demanda das estações de recarga através do método de Monte Carlo conforme ilustrado na Figura 3.2. Como valores de entrada são fornecidos quantos VEs estão dirigindo-se à estação para efetuar

a recarga, o período de duração e quantos pontos de recarga existem nesta estação. Através das análises técnica e econômica do Capítulo 4, é demonstrado que o número de VEs recarregando por período pode ser caracterizado como índice de desempenho individual da estação, sendo associado à expansão da estação (instalação de mais pontos de recarga) e instalação de geração FV e SAE.

Para cada VE, com base na função densidade de probabilidade da Figura 3.1, é amostrado o instante de início de recarga. Após amostrar os instantes de todos os VEs, contabilizado por  $i$ , inicia-se o processo de atribuição de pontos de recarga. Para cada VE é verificado se existe vaga para recarregar no instante de início; caso exista, o VE é atribuído ao tempo  $t$ ; caso não exista, o VE vai para lista de espera, seu instante de início é deslocado de 15 minutos (já ocorrendo a atribuição neste tempo) e o indicador  $e$  é incrementado. A fila de espera é projetada para acomodar o mesmo número de VEs que os pontos de recarga, logo, caso um VE chegue à estação e não exista vaga para recarga naquele instante e a fila de espera esteja cheia, este VE é caracterizado como desistente e o indicador  $d$  é incrementado. O processo é repetido até que todos os VEs tenham sido tratados.

Ao fim do processo é possível avaliar a curva criada por dois índices:

- Índice de espera (IE): percentual de VEs que entraram na fila de espera;
- Índice de desistência (ID): percentual de VEs desistentes.

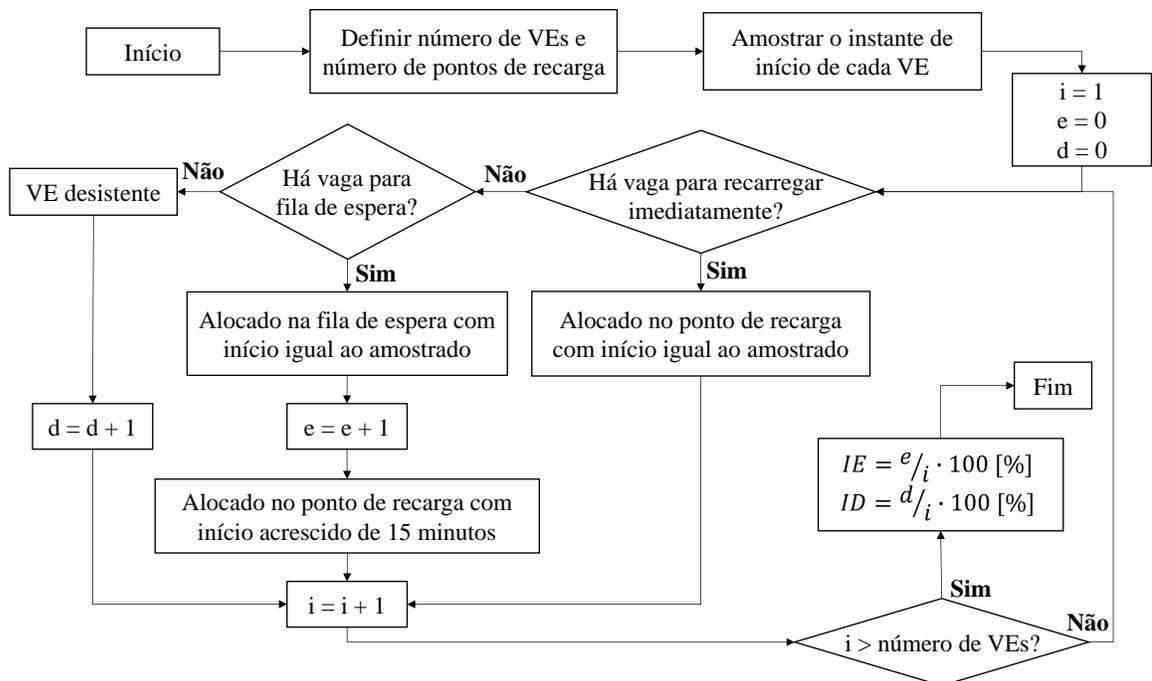


Figura 3.2. Fluxograma dos passos para criação do perfil de demanda de estações de recarga.

Nas simulações de impactos na rede elétrica, que utilizam o método de Monte Carlo, são usadas apenas curvas que possuem IE menor que 20% e ID nulo, quantificados pelo 90º percentil, *i.e.*, assume-se que até 20% dos VEs podem esperar, mas não deve haver desistências em 90% dos cenários de Monte Carlo. As condições expressadas acima são análogas a estabelecer que no mínimo 80% dos VEs devem chegar à estação e conectar-se prontamente. Cada curva selecionada nesta etapa é utilizada para avaliar os impactos dos equipamentos (estação de recarga, sistema FV e SAE).

As estações de recarga são modeladas no OpenDSS através do elemento *load*, com potência nominal igual ao número de pontos de recarga previamente definidos e modelo de carga potência constante. A estação de recarga e os demais equipamentos, quando existentes, são conectados ao sistema de distribuição em média tensão através de um transformador dedicado (transformador ideal com potência nominal igual a estação de recarga).

### **3.2.2 Pontos de Recarga**

A análise comportamental dos usuários de VEs, descrita em detalhes na subseção 3.2.1, demonstra como é feita a projeção de frequência de chegada de usuários de VEs na estação de recarga. Outra vantagem desta proposta, além da frequência de utilização, é identificar o número ideal de pontos de recarga para as condições de utilização representadas pelos índices IE e ID. Dessa forma, definidos os valores percentuais de IE e ID e o número de VEs, estima-se o número de pontos que atenda da melhor forma os requisitos de tempo de espera e a disponibilidade dos pontos para recarga imediata (resultados para este ponto são descritos na subseção 4.2.1).

### **3.2.3 Geração fotovoltaica**

Na estação de recarga com sistema FV instalado, estes conectam-se no mesmo ponto de acoplamento com a rede elétrica. O sistema FV é modelado através do elemento *load* no OpenDSS, com potência nominal negativa e igual a potência de pico do gerador (por exemplo, se o sistema tem capacidade nominal de 10 kWp, no OpenDSS é modelado como uma carga de -10 kW). O modelo de carga assumido é potência constante e a curva de geração segue a apresentada na Figura 3.3 (perfil normalizado com relação ao valor máximo e extraído de fontes reais [39] e [40]). Não são assumidas perdas no sistema fotovoltaico (gerador ideal).

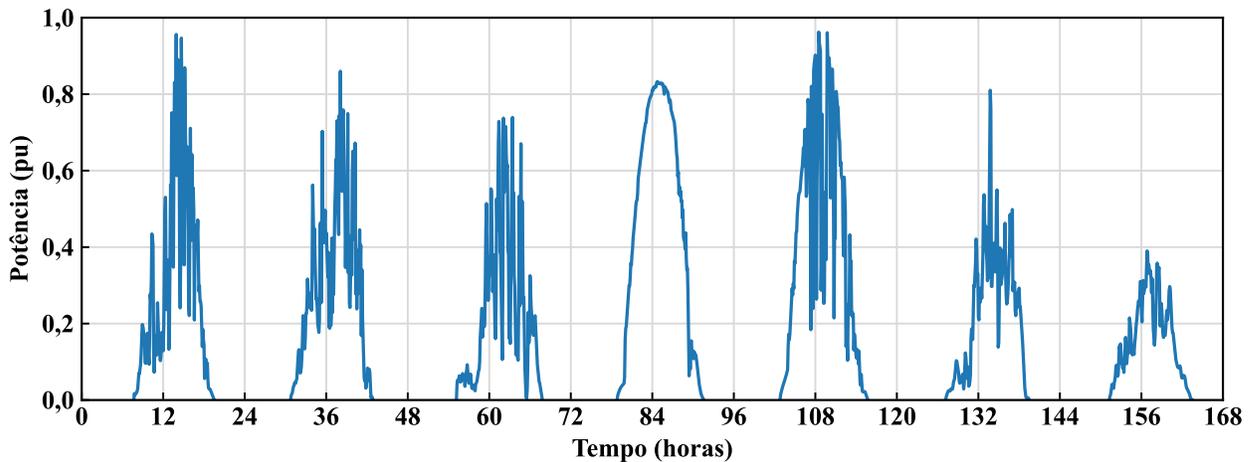
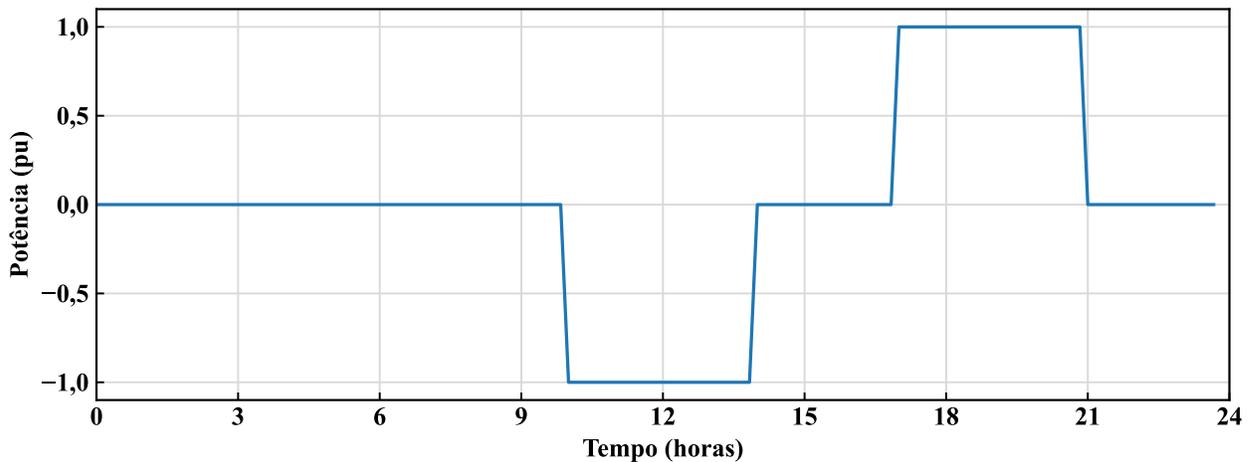


Figura 3.3. Perfil normalizado de geração fotovoltaica (extraído e adaptado de [39] e [40]).

### 3.2.4 Sistema de armazenamento de energia (bateria)

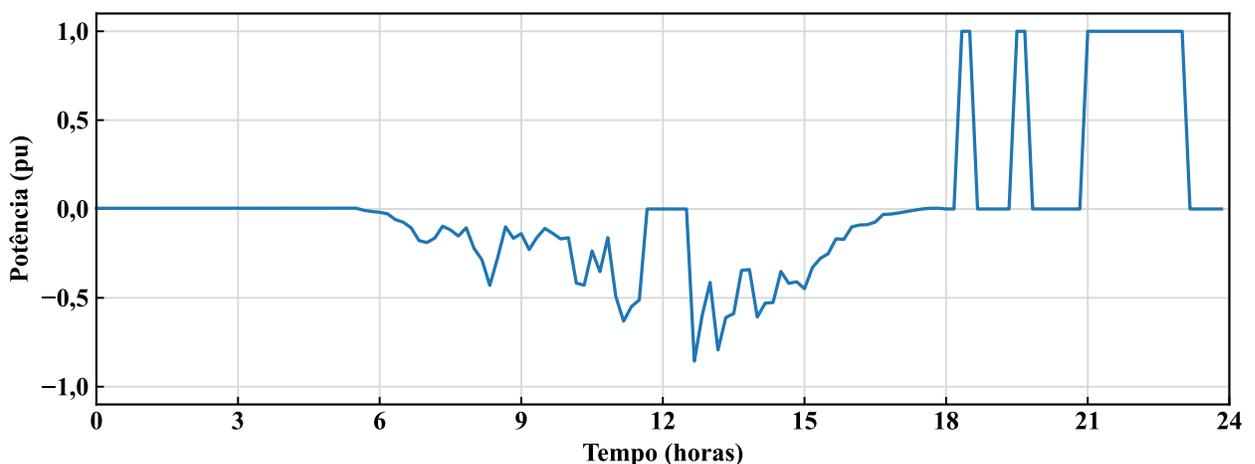
Em cada estação de recarga pode existir um sistema de baterias instalado no mesmo ponto de acoplamento com a rede elétrica. O SAE é modelado através do elemento *storage* no OpenDSS, com capacidade de fornecer potência nominal por 4 horas ininterruptas. São analisados dois tipos de controle do SAE: (i) temporizado com janelas fixas de carga e descarga; e (ii) inteligente com carga através do excedente de geração FV e descarga durante recargas de VEs no horário de ponta.

Com o primeiro tipo de controle procura-se avaliar a eficiência do SAE utilizando um algoritmo simples e padronizado já implementado em diversos sistemas de armazenamento (também descrito como OTS, do inglês, *off the shelf*, para referenciar um controle comum em baterias atuais), conforme ilustrado na Figura 3.4. Valores positivos da curva indicam que a bateria está descarregando, enquanto valores negativos indicam o processo de recarga. Este perfil é normalizado em relação a potência nominal e os horários de carga/descarga foram escolhidos para complementar a geração fotovoltaica através do carregamento no período de máxima geração, e descarregamento no horário de pico de demanda do circuito.



**Figura 3.4. Perfil normalizado de carga e descarga da bateria com controle temporizado.**

O segundo tipo de controle, denominado inteligente, busca recarregar a bateria apenas com a potência excedente do sistema FV, que seria injetada na rede elétrica, e descarregar durante recargas de VEs no horário de ponta (18 às 21 horas), conforme exemplificado na Figura 3.5. Nesta figura tem-se que: (i) a bateria interrompe o carregamento próximo ao meio-dia pois há recargas de VEs ocorrendo; (ii) há duas recargas de VEs ocorrendo em horário de ponta (entre 18 e 21 horas). Caso haja energia armazenada após as 21 horas, como no exemplo da Figura 3.5, a bateria fornece a energia para a rede elétrica até descarregar totalmente.



**Figura 3.5. Perfil normalizado de carga e descarga da bateria com controle inteligente.**

Independentemente do tipo de controle, o SAE é modelado como potência constante e não são assumidas perdas (bateria ideal).

### 3.2.5 Métricas de avaliação

Os resultados do fluxo de potência como as tensões de atendimento nos consumidores, as correntes nas linhas e as perdas técnicas são avaliados com base em métricas/padrões nacionais e de concessionárias de energia elétrica descritos nas subseções abaixo [41], [42]. Na análise econômica a métrica refere-se ao custo mensal de operação.

#### 3.2.5.1 Tensão em regime permanente

De acordo com os procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST (módulo 8, revisão 12) [41], a tensão em regime permanente deve ser avaliada nos pontos de conexão entre a distribuidora e as unidades consumidoras, por meio de indicadores. Estes indicadores são nomeados de índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e índice de duração relativa da transgressão para crítica (DRC), e são calculados com base em medições semanais com resolução temporal de 10 minutos expressadas por (1) e (2):

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 [\%] \quad (1)$$

$$DRC = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 [\%] \quad (2)$$

em que  $nlp$  e  $nlc$  são descritos como, respectivamente, o número de leituras de tensão na faixa precária e o número de leituras de tensão na faixa crítica. Porém, em simulações iniciais utilizou-se apenas um dia, e, portanto, generalizou-se (1) e (2) para forma de (3) e (4), nas quais  $num\_leituras$  expressa o total de pontos de simulação. Por exemplo, para simulações de 1 dia com resolução de 10 minutos,  $num\_leituras$  é igual a 144.

$$DRP = \frac{nlp}{num\_leituras} \cdot 100 [\%] \quad (3)$$

$$DRC = \frac{nlp}{num\_leituras} \cdot 100 [\%] \quad (4)$$

Para estes indicadores existem valores máximos que, caso ultrapassados, obrigam a distribuidora local a compensar financeiramente as unidades consumidoras afetadas. Os valores máximos de DRP e DRC são respectivamente 3% e 0,5%.

As faixas de tensão que definem cada categoria variam conforme o nível de tensão nominal do barramento. Na Tabela 3.1 são indicadas as faixas de valores para avaliação da tensão em unidades de baixa tensão (BT) e média tensão (MT).

**Tabela 3.1. Faixas de tensão de atendimento para consumidores em BT (menores que 1 kV) e consumidores em MT (entre 1 e 69 kV).**

<b>Categoria</b>	<b>Faixa de tensão para consumidores BT (pu)</b>	<b>Faixa de tensão para consumidores MT (pu)</b>
Adequada	0,92 – 1,05	0,93 – 1,05
Precária	0,87 – 0,92 ou 1,05 – 1,06	0,90 – 0,93
Crítica	< 0,87 ou > 1,06	< 0,90 ou > 1,05

### 3.2.5.2 Carregamento de linhas

Nesse trabalho foi considerado que o nível de corrente (carregamento da linha) que atravessa os condutores não deve superar o limite nominal, *i.e.*, 100%, com este indicador calculado conforme (6):

$$C_c = \frac{I}{I_N} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (6)$$

em que  $I$  é a corrente passante pela linha e  $I_N$  é a ampacidade da linha, sendo esta métrica adaptada de uma norma técnica da concessionária de distribuição local [42].

### 3.2.5.3 Perdas técnicas

As perdas técnicas ( $PT$ ) são avaliadas através da razão entre a energia perdida ( $E_L$ ) em relação a energia injetada no sistema ( $E_I$ ), conforme descrito em (7). A métrica fornece um resultado geral da instalação em relação a contribuição da estação com o desempenho do sistema.

$$PT = \frac{E_L}{E_I} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (7)$$

### 3.2.5.4 Custo mensal de operação

O custo mensal de operação da estação de recarga, utilizado na análise econômica, é avaliado através da energia faturada e potência contratada, *i.e.*, energia e potência que a estação demanda da rede elétrica para suprir as recargas de VEs. Para cálculo deste custo são consideradas as duas opções tarifárias existentes na legislação brasileira para clientes de média tensão (A4): Azul e Verde, conforme (8) e (9), respectivamente [43].

$$C_{Azul} = E_P \cdot (TE_P + TUSD_{EP}) + E_{FP} \cdot (TE_{FP} + TUSD_{EFP}) + P_P \cdot TUSD_{PP} + P_{FP} \cdot TUSD_{PFP} \quad (8)$$

$$C_{Verde} = E_P \cdot (TE_P + TUSD_{EP}) + E_{FP} \cdot (TE_{FP} + TUSD_{EFP}) + P_U \cdot TUSD_{PU} \quad (9)$$

em que  $E_x$  é a energia consumida no período  $x$ ,  $P_x$  é a potência demandada no período  $x$ ,  $TE_x$  é a tarifa de energia no período  $x$  (em R\$/MWh),  $TUSD_{E_x}$  é a tarifa de uso do sistema de distribuição relativa à energia consumida no período  $x$  (em R\$/MWh),  $TUSD_{P_x}$  é a tarifa de uso do sistema de distribuição relativa à potência demandada no período  $x$  (em R\$/kW), sendo que  $x$  representa os períodos de Ponta ( $P$ ), Fora Ponta ( $FP$ ) e Único ( $U$ ) do sistema, este último válido apenas para a potência demandada na tarifa Verde.

## 4 ANÁLISES E RESULTADOS

Neste capítulo, é descrito o estudo de caso, com o circuito elétrico utilizado nas simulações, juntamente com os valores utilizados para os equipamentos (estação de recarga, gerador FV e SAE). Na sequência são mostrados os resultados dos estudos realizados.

### 4.1 Estudo de caso

O circuito utilizado nos estudos deste mestrado é fornecido pela concessionária de distribuição local e ilustrado na Figura 4.1. Este circuito é modelado desde a subestação de conexão entre o sistema de 138 kV com a média tensão (MT) em 11,9 kV. Na subestação existe um único transformador de potência de 25 MVA juntamente com um regulador de tensão trifásico  $\Delta$ - $\Delta$ . Este transformado conecta 5 alimentadores, que podem ser identificados pelas diferentes cores da Figura 4.1.

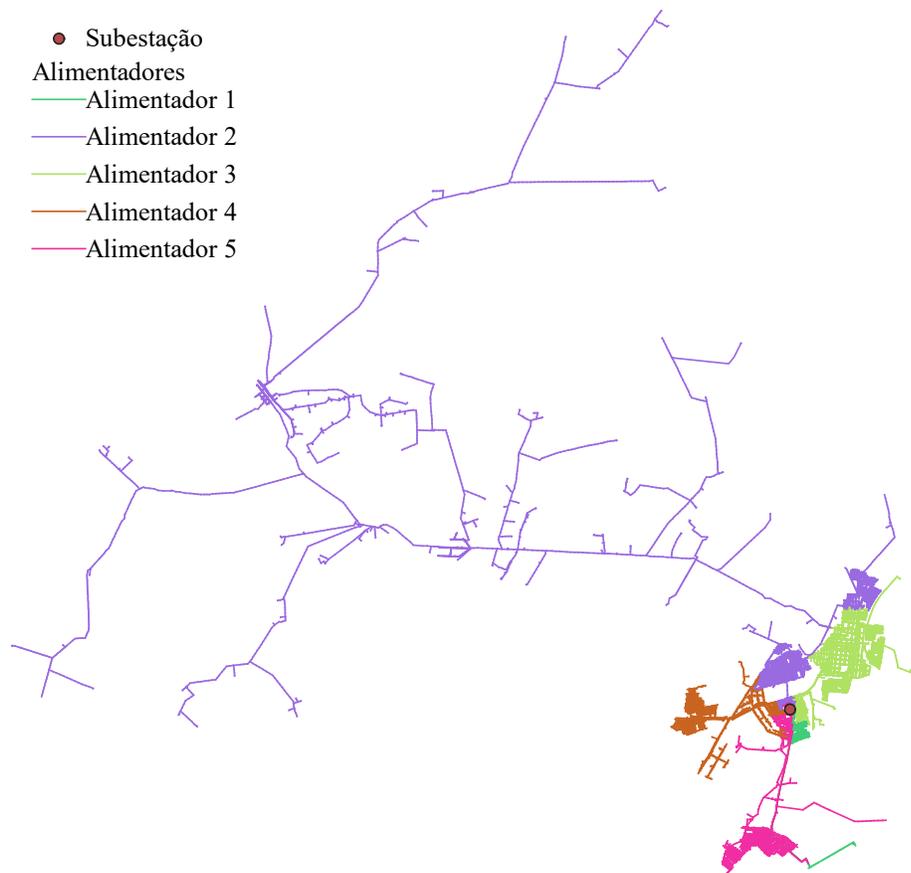


Figura 4.1. Diagrama unifilar georreferenciado do circuito real utilizado nos estudos.

A soma do comprimento de todas as linhas de MT é de aproximadamente 244 km, enquanto esta soma para as linhas de baixa tensão (BT) é de aproximadamente 301 km. Há um total de 581 transformadores de distribuição MT:BT que alimentam 17.981 unidades consumidoras de BT; há também 75 unidades consumidoras de MT (com transformador dedicado). Do total de unidades consumidoras, 72,4% são monofásicas (4.432 na fase B, 4.429 na fase A e 4.218 na fase C), 22,2% são bifásicas (1.605 entre fases A e B, 1.385 entre fases B e C, e 1.017 entre fases A e C) e 5,4% são trifásicas. Todas as cargas são modeladas como potência constante, com fator de potência e curvas de demanda fornecidas pela concessionária local.

É assumido que cada ponto de recarga tem potência nominal de 50 kW, valor próximo ao existente na infraestrutura de recarga atual [3], e com fator de potência de 0,92, próximo ao mínimo informado por fabricantes [44]. Para as simulações de impactos técnicos, o sistema FV é definido com potência de pico de 38,4 kWp (120 módulos de 320 W ocupando uma área de 204 m<sup>2</sup> [45]) e com fator de potência unitário. O SAE é definido com potência nominal de 50 kW, capacidade de armazenamento de 200 kWh e operando com fator de potência unitário (baseado em especificações de modelos comerciais [46]). Os custos de energia e potência para a análise econômica seguem a Tabela 4.1 [47].

**Tabela 4.1. Custo da energia e potência para a estação de recarga [47].**

Tarifa	Período	TE (R\$/MWh)	TUSD <sub>E</sub> (BRL/MWh)	TUSD <sub>P</sub> (BRL/kW)
Verde	Ponta (P)	453,71	897,06	-
	Fora ponta (FP)	281,57	89,93	-
	Único (U)	-	-	13,41
Azul	Ponta (P)	453,71	89,93	33,19
	Fora ponta (FP)	281,57	89,93	13,41

São realizadas 300 simulações do comportamento dos VEs para obter as curvas de demanda da estação de recarga. No OpenDSS são utilizados 100 cenários de Monte Carlo para avaliar os impactos no sistema de distribuição (suficientes para convergência do método, detalhes na subseção 4.2.2). Este número também é suficiente para convergência do custo mensal de operação (análise econômica).

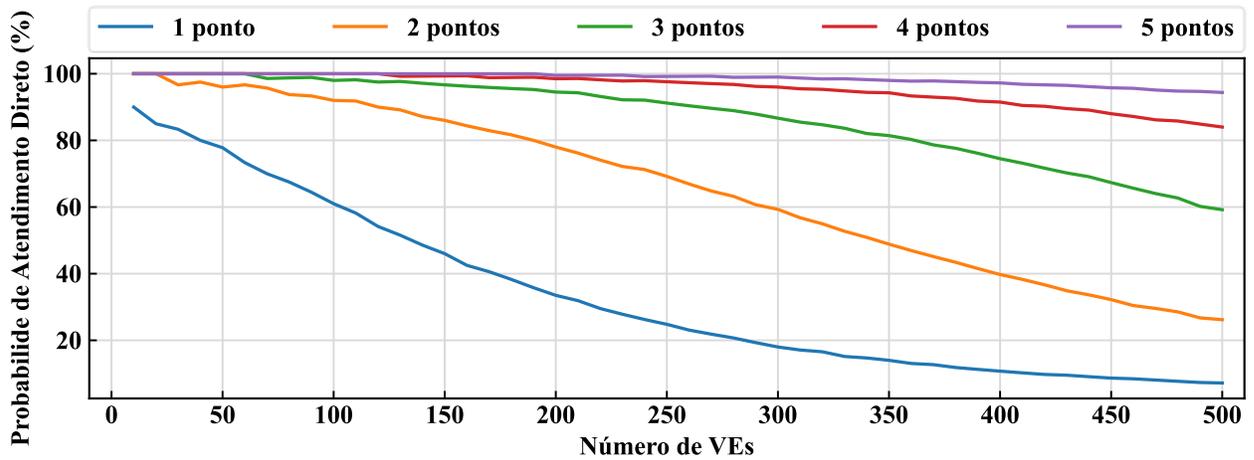
## 4.2 Simulações e resultados

Nesta seção, são indicados os resultados da simulação comportamental de VEs, para construção de curvas de demanda da estação de recarga a ser avaliada. Para diferentes números de VEs chegando na estação para recarregar (número de eventos semanais), determinou-se o número de pontos de recarga suficiente para manter IE e ID nos valores definidos na seção 3.1..Com base nestes índices, pode-se estimar a quantidade de pontos de recarga necessária para atender a demanda de carros atual e também a possibilidade de aumento do número de pontos de recarga, caso haja uma previsão de demanda. Na sequência, utilizou-se as curvas obtidas para simulação do fluxo de potência no OpenDSS, indicando os impactos no sistema de distribuição de média tensão. Por fim, realiza-se a análise econômica, vinculando a capacidade instalada de geração FV e do SAE ao número de eventos de recarga.

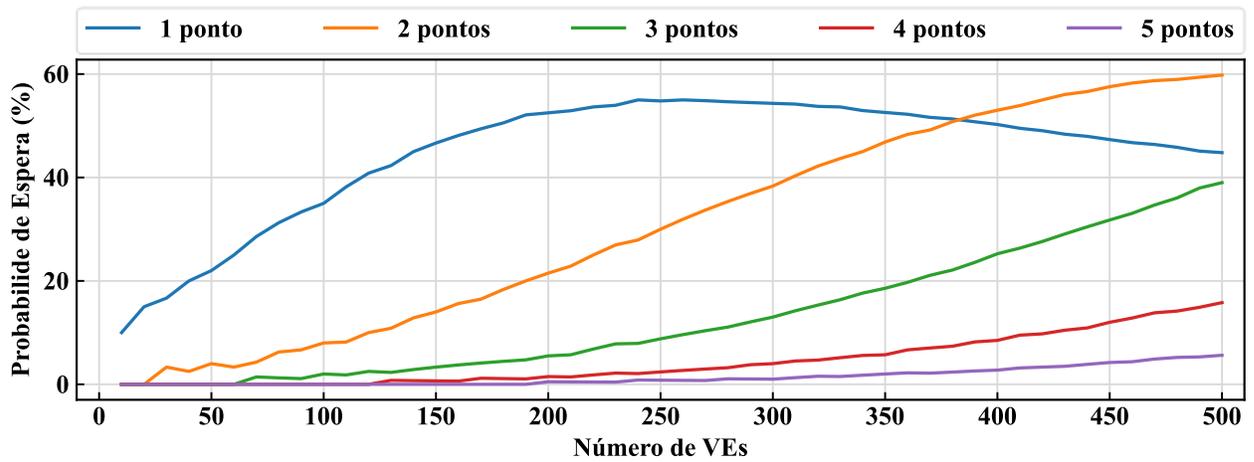
### 4.2.1 Número de pontos de recarga

Com base na metodologia na amostragem de curvas de demanda de VEs, utiliza-se o método de Monte Carlo para estimar o número suficiente de pontos de recarga para que o índice IE seja menor que 20% e ID seja nulo. Na Figura 4.2 verifica-se o resultado da probabilidade de atendimento direto, espera e desistência para até 5 pontos de recarga e 500 VEs visitando o local semanalmente. Por exemplo, considerando a previsão de demanda de 100 eventos semanais, deveriam ser instalados 2 pontos de recarga de acordo com as premissas citadas na seção 4.1. É importante ressaltar que o valor da probabilidade de cada item, *i.e.*, atendimento direto, espera e desistência, é linear enquanto ID for nulo, e a soma dos 3 índices para cada número de VEs é 100%. A partir do momento que ID é maior que zero, as demais probabilidades variam não linearmente.

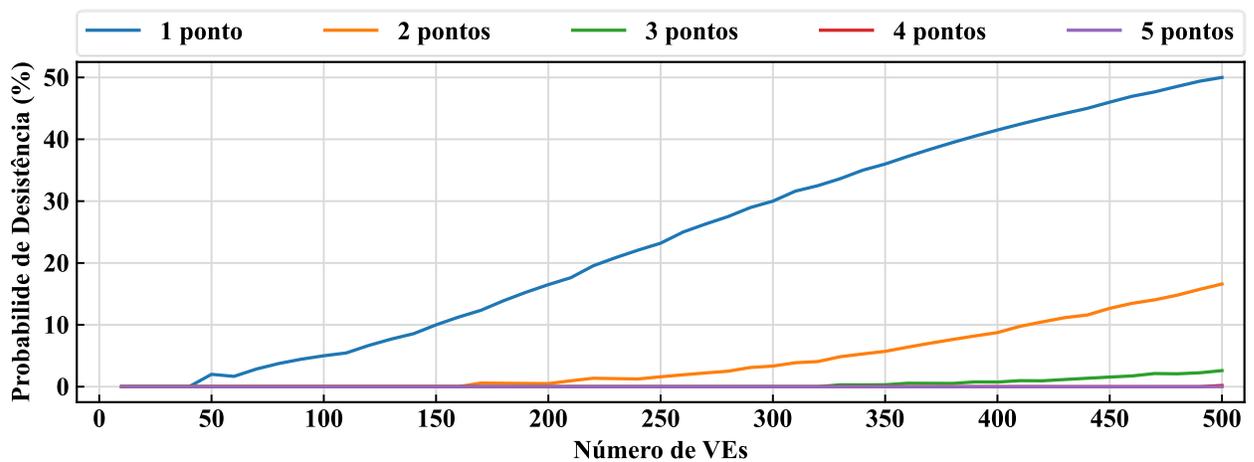
O desempenho individual da estação, medido através do número de VEs visitando o local por semana e recomendados para cada quantidade de pontos de recarga, são resumidos na Figura 4.3. Nota-se que as transições de dois para cinco pontos de recarga são espaçadas de 160-170 VEs, o que também indica que enquanto ID for nulo, é possível prever quando deve-se instalar um novo ponto de recarga. Portanto, com exceção do caso em que haja apenas um ponto de recarga, a instalação de um novo equipamento deve ser realizada quando o número de visitas de VEs aumentar em 160 usuários semanalmente. Quando há apenas um ponto de recarga, a probabilidade de espera e desistência cresce mais rapidamente que o caso com dois ou mais pontos, como pode ser visto na Figura 4.2.



(a) probabilidade de atendimento sem espera do VE.

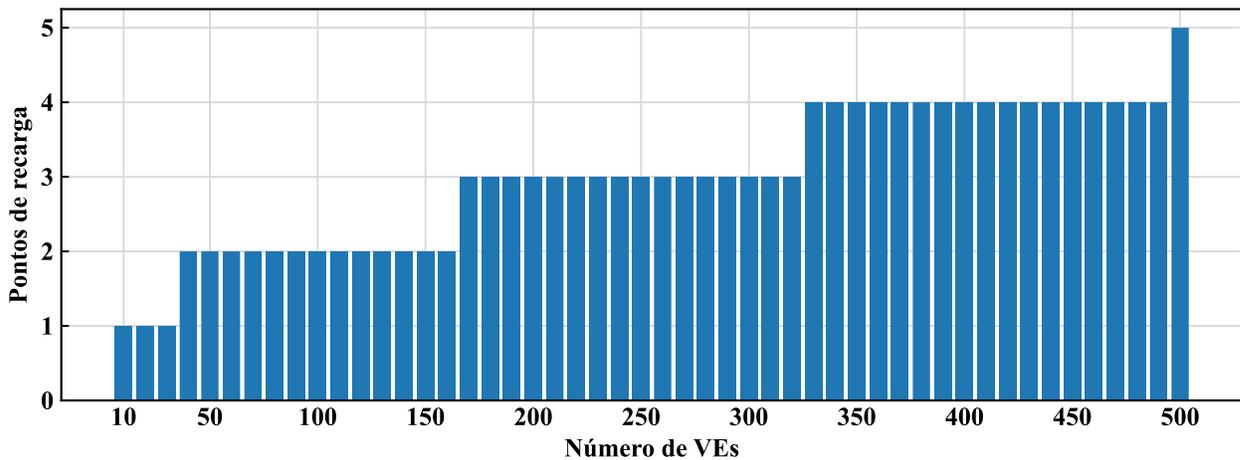


(b) probabilidade de atendimento com espera do VE.



(c) probabilidade de desistência do VE.

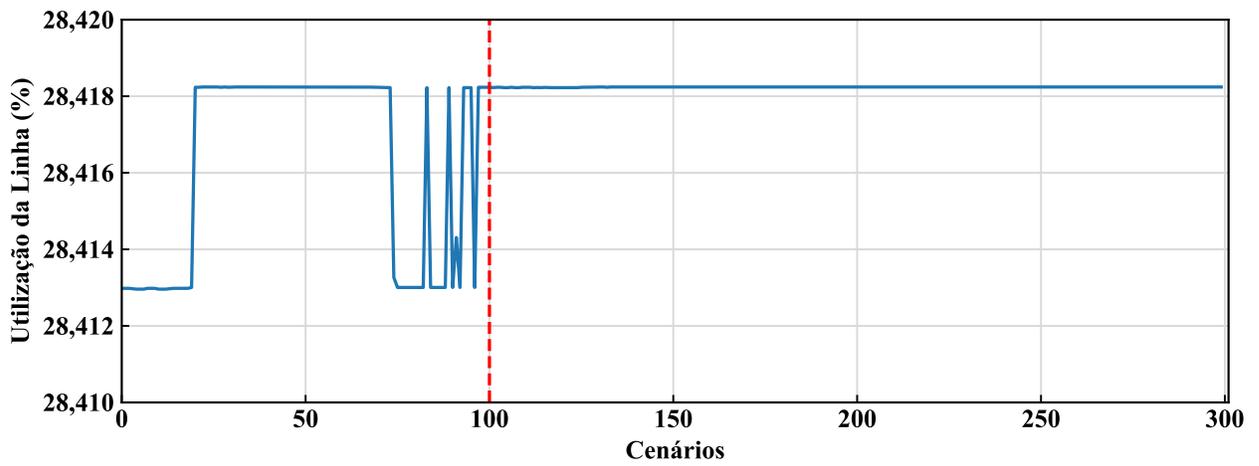
Figura 4.2. Probabilidades de atendimento, espera e desistência na estação de recarga conforme varia o número de pontos de recarga e o total de VEs visitando o local semanalmente.



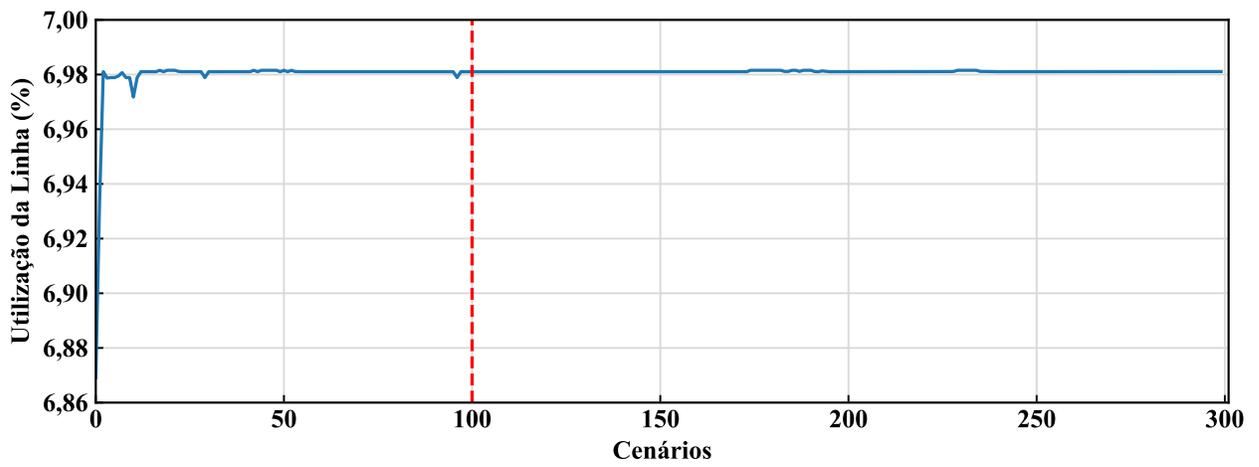
**Figura 4.3.** Número de pontos de recarga recomendados para a estação de recarga de acordo com o total de VEs visitando o local semanalmente para manter IE limitado a 20% e ID nulo.

#### 4.2.2 Convergência

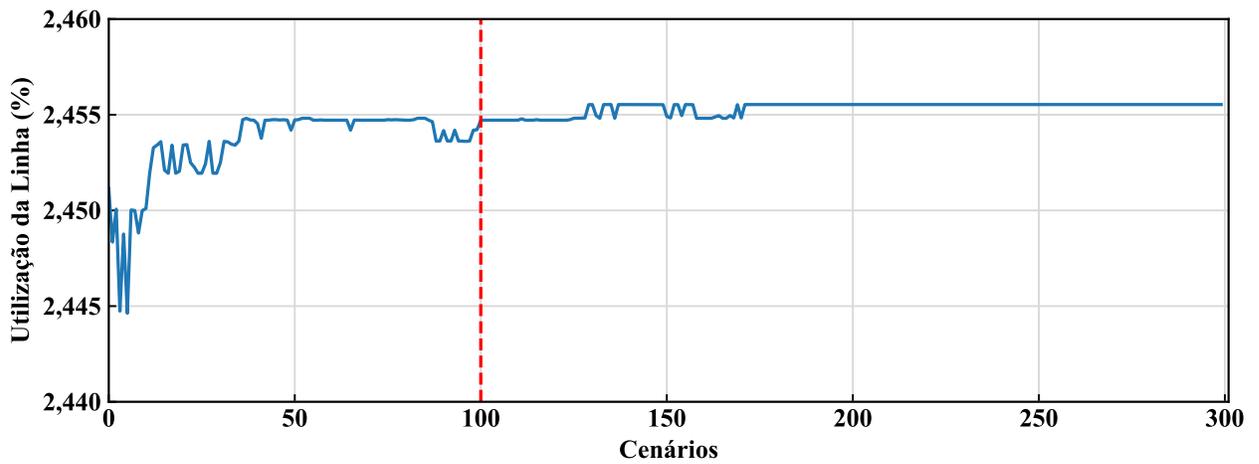
Como a demanda da estação de recarga é uma variável estocástica, todos os resultados baseados nessa variável são também de origem estocástica. Portanto, há necessidade da aplicação do método de Monte Carlo avaliando as métricas: tensão de atendimento, potência nos transformadores e corrente nas linhas. Antes de avaliar os impactos da instalação da estação de recarga, é necessário determinar quantos cenários de Monte Carlo são suficientes para garantir a validade estatística do resultado. Para este teste foi instalada uma estação de recarga com 1 ponto de recarga em MT sendo visitada por 100 VEs semanalmente, o que resulta em aproximadamente em  $IE=35\%$  e  $ID=5\%$ , *i.e.*, elevado uso da estação sem instalação de novo equipamento. Para comparação, esta estação foi instalada em 3 locais distintos: (i) próximo à subestação; (ii) em um ponto intermediário entre subestação e final do alimentador; e (iii) ao fim do alimentador. Foram simulados 300 cenários de Monte Carlo e avaliada a corrente na linha a montante (Figura 4.4), a tensão no ponto de conexão (Figura 4.5), o número total de pontos de transgressão de tensão (Figura 4.6) e as perdas técnicas do sistema (Figura 4.7) com o 95º percentil, *i.e.*, os valores indicados não são superados por 95% dos cenários simulados.



(a) instalação em ponto próximo à subestação.

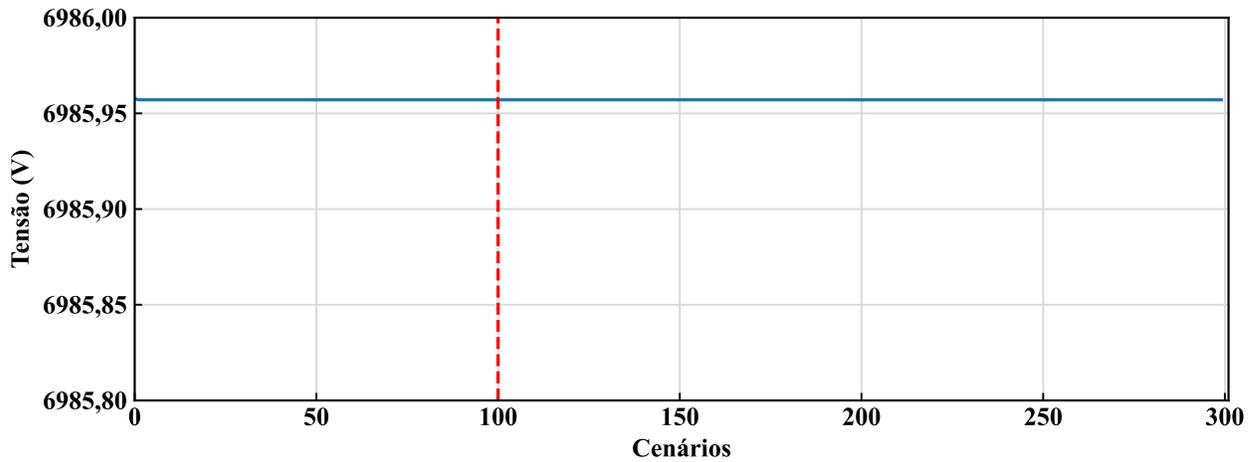


(b) instalação em intermediário entre subestação e fim do alimentador.

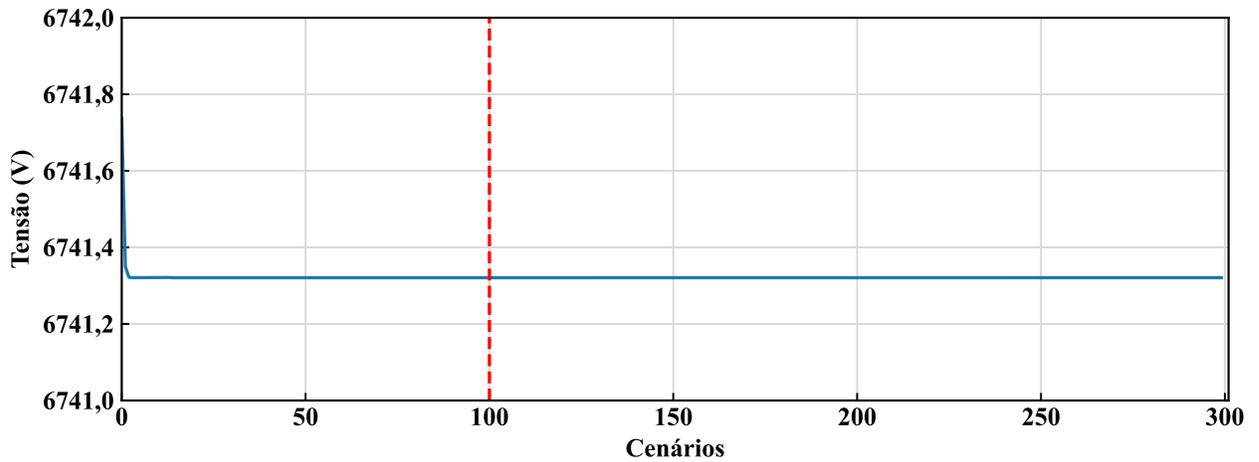


(c) instalação em ponto distante da subestação.

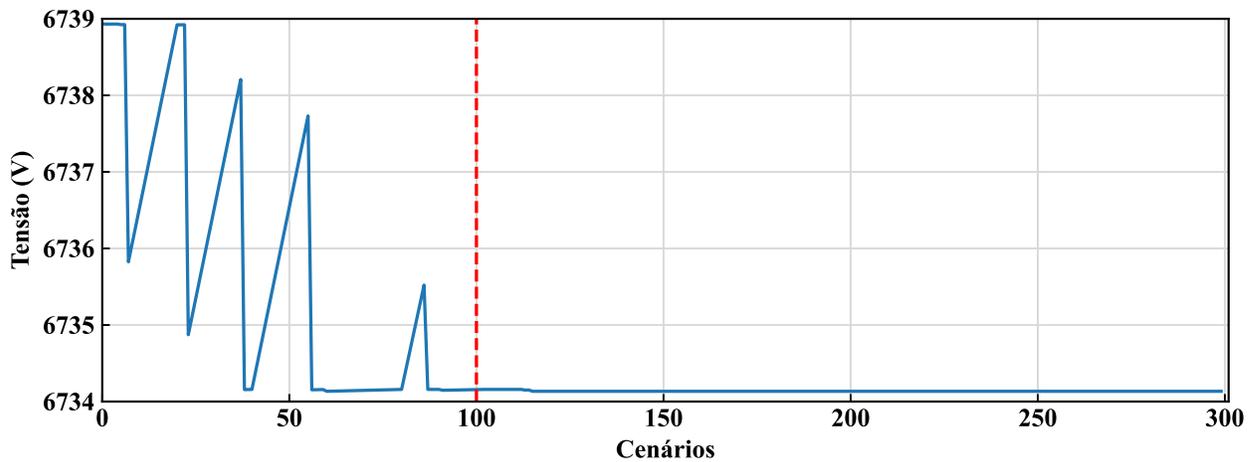
Figura 4.4. Utilização da linha (corrente) a montante da estação de recarga ao longo dos cenários de Monte Carlo para 3 locais de instalação.



(a) instalação em ponto próximo à subestação.



(b) instalação em intermediário entre subestação e fim do alimentador.



(c) instalação em ponto distante da subestação.

Figura 4.5. Tensão de atendimento no ponto de conexão da estação de recarga ao longo dos cenários de Monte Carlo para 3 locais de instalação.

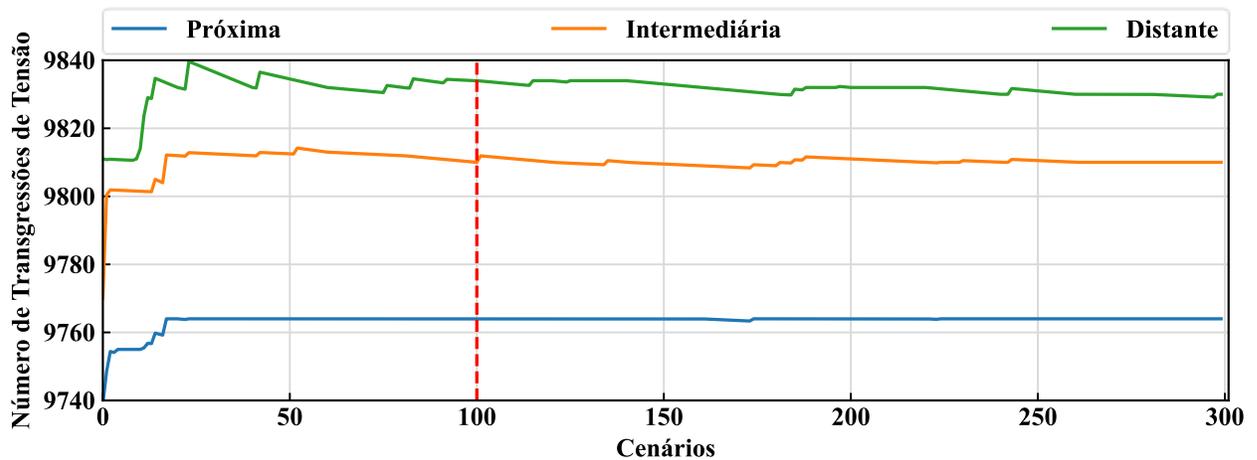


Figura 4.6. Total de intervalos de tempo com transgressão de tensão (somando todos os consumidores) ao longo dos cenários de Monte Carlo para 3 locais de instalação.

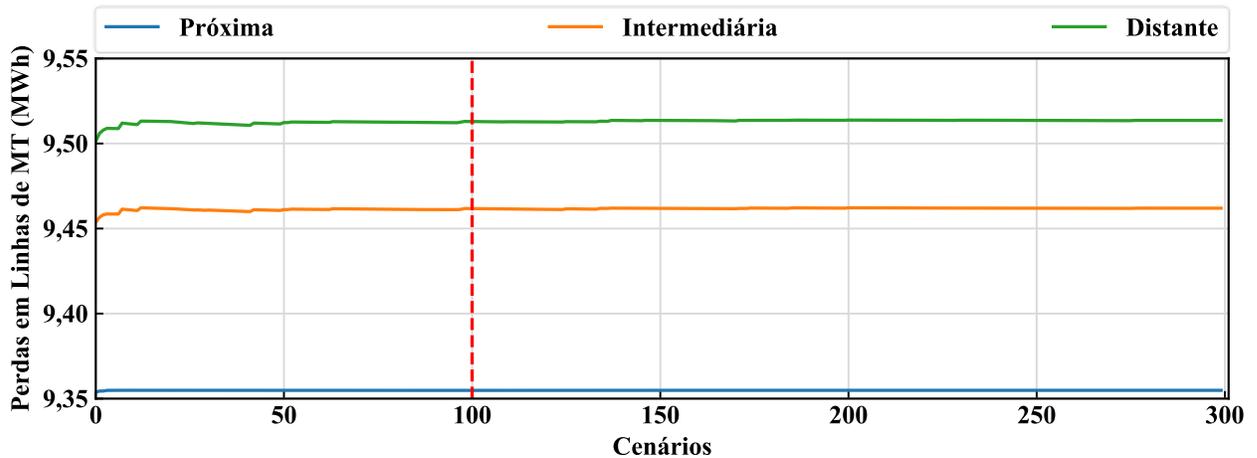


Figura 4.7. Perdas técnicas ao longo dos cenários de Monte Carlo para 3 locais de instalação.

A partir das figuras é possível notar que quanto maior a distância entre a estação de recarga e a subestação, maior a variação da corrente, tensão e perdas. Logo, análises de estações de recarga distantes necessitam de mais cenários de Monte Carlo, entretanto, todos os indicadores estão estabilizados acima de 100 cenários. Adicionalmente, vale ressaltar que com 50 cenários o resultado é próximo ao valor de convergência, o que é vantajoso para reduzir o tempo computacional caso necessário.

Para o estudo de convergência da análise econômica foi considerado uma estação de recarga com 1 ponto de recarga em MT sendo visitada por 100 VEs semanalmente (mesma condição da análise técnica), em um caso com um sistema FV de 100 kWp (Figura 4.8) e outro caso com um SAE de 100 kW/400 kWh com controle temporizado combinado ao mesmo sistema FV acima citado (Figura 4.9). Nestas situações foram simulados 200 cenários a partir dos quais

nota-se que os 3 indicadores de custo: média, 10° e 90° percentis (P10 e P90 respectivamente) convergem com 100 cenários. De forma semelhante ao visto para as métricas técnicas, com 50 cenários o custo mensal de operação é próximo ao valor de convergência. Importante ressaltar que o mesmo comportamento da convergência é visto para o sistema de armazenamento com controle inteligente, como ilustrado na Figura 4.10. Por fim, na análise econômica, o custo mensal de operação é calculado pela média dos custos de cada cenário, dado que não há significativa variação entre o P10 e P90 nas figuras abaixo.

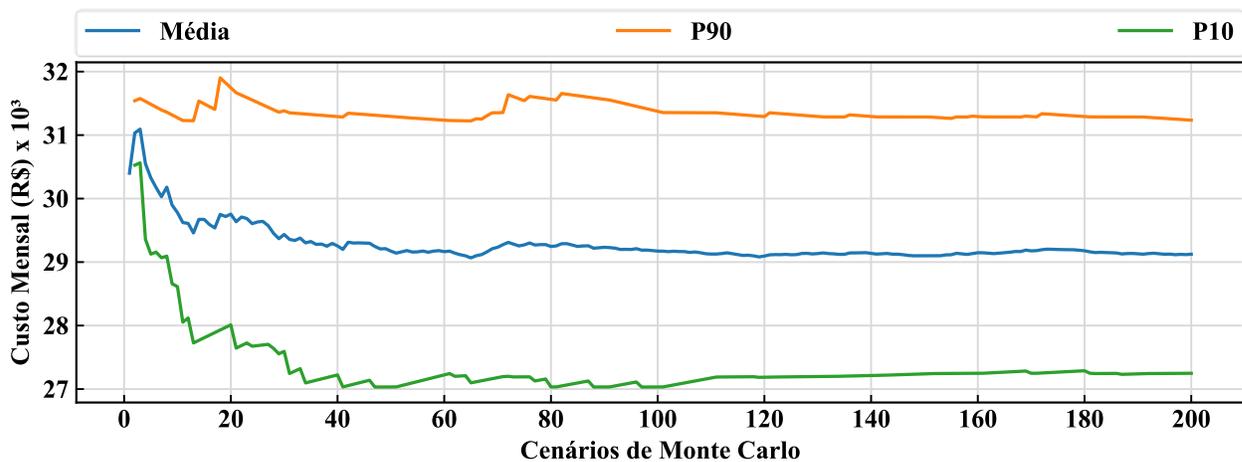


Figura 4.8. Custo mensal de operação de uma estação de recarga com sistema fotovoltaico (100 kWp) ao longo dos cenários de Monte Carlo para 3 indicadores: média, 10° e 90° percentis (P10 e P90 respectivamente).

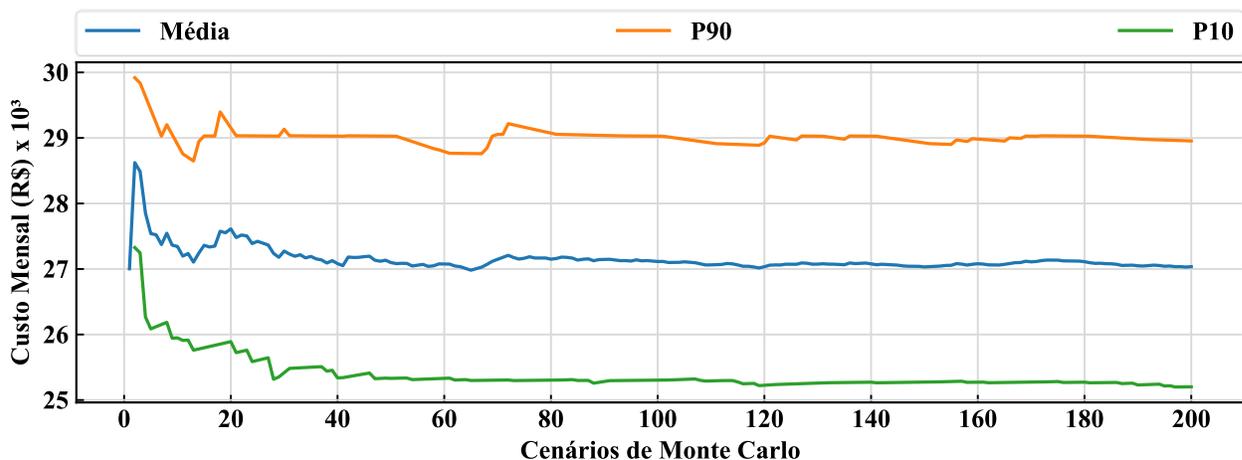


Figura 4.9. Custo mensal de operação de uma estação de recarga com sistema fotovoltaico (100 kWp) e sistema de armazenamento de energia (100 kW/400 kWh) com controle temporizado ao longo dos cenários de Monte Carlo para 3 indicadores: média, 10° e 90° percentis (P10 e P90 respectivamente).

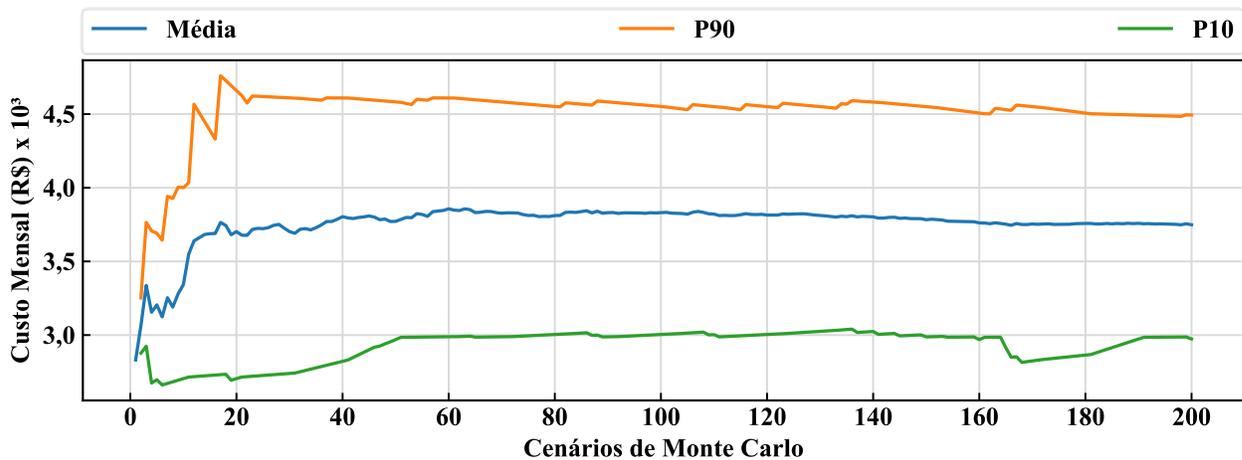


Figura 4.10. Custo mensal de operação de uma estação de recarga com sistema fotovoltaico (100 kWp) e sistema de armazenamento de energia (100 kW/400 kWh) com controle inteligente ao longo dos cenários de Monte Carlo para 3 indicadores: média, 10° e 90° percentis (P10 e P90 respectivamente).

### 4.2.3 Análise técnica

Para a análise dos impactos da inserção de uma estação com 1 ponto de recarga na rede elétrica em MT utiliza-se o mesmo padrão de localização da estação da subseção anterior e 100 cenários de Monte Carlo para reduzir o tempo computacional. Foram realizados estudos para os seguintes casos:

1. Sem a estação de recarga - caso I;
2. Apenas com a estação de recarga - caso II;
3. Com a estação de recarga e o sistema FV definido na seção 4.1 – caso III;
4. Com a estação de recarga, o sistema FV e o SAE com controle temporizado definidos na seção 4.1– caso IV;
5. Com a estação de recarga, o sistema FV e o SAE com controle inteligente definidos na seção 4.1– caso V.

Os resultados estão resumidos da Tabela 4.2 a Tabela 4.4, indicando os valores das métricas e a variação em relação ao caso I. É possível notar que a instalação de uma estação de recarga eleva os valores de utilização dos condutores (corrente), perdas técnicas e transgressão de tensão. O uso de geradores FVs e SAEs majoritariamente reduzem o impacto da instalação da estação de recarga, sendo o gerador FV mais eficiente nas perdas e o SAE na tensão, ambos para estações mais distantes da subestação.

Outro resultado relevante é similar ao apresentado para o estudo de convergência, *i.e.*, quanto mais distante da subestação, maior o percentual de perdas técnicas e mais transgressão de tensão pode ocorrer devido ao menor nível de curto-circuito em barras distantes. A utilização da linha (corrente) também sofre influência, sendo que cabos de menor bitola são utilizados em barras distantes, o que resulta na maior variação da utilização.

**Tabela 4.2. Impactos da instalação de uma estação de recarga na utilização da linha a montante em valores absolutos e relativos ao caso I.**

Posição da estação	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V
Próxima (%)	28,24	28,42 (+0,18%)	28,41 (+0,17%)	27,95 (-0,29%)	28,24 (0%)
Intermediária (%)	6,49	6,98 (+0,49%)	6,82 (+0,33%)	6,77 (+0,28%)	6,59 (+0,10%)
Distante (%)	0,62	2,45 (+1,84%)	2,32 (+1,70%)	3,16 (+2,54%)	2,24 (+1,63%)

**Tabela 4.3. Impactos da instalação de uma estação de recarga no total de intervalos de tempo com transgressão de tensão (soma de todos os consumidores) em valores absolutos e relativos ao caso I.**

Posição da estação	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V
Próxima	9707	9764 (+0,59%)	9760 (+0,55%)	9725 (+0,19%)	9728 (+0,22%)
Intermediária	9707	9813 (+1,09%)	9838 (+1,35%)	9768 (+0,63%)	9765 (+0,60%)
Distante	9707	9835 (+1,32%)	9859 (+1,57%)	9764 (+0,58%)	9778 (+0,71%)

**Tabela 4.4. Impactos da instalação de uma estação de recarga nas perdas técnicas em valores percentuais e relativos ao caso I.**

Posição da estação	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V
Próxima (%)	9,34	9,35 (+0,01%)	9,35 (+0,01%)	9,35 (+0,01%)	9,35 (+0,01%)
Intermediária (%)	9,34	9,46 (+0,12%)	9,42 (+0,08%)	9,41 (+0,07%)	9,41 (+0,07%)
Distante (%)	9,34	9,51 (+0,17%)	9,45 (+0,12%)	9,45 (+0,11%)	9,44 (+0,10%)

Ressalta-se que utilizar o SAE tanto com controle temporizado quanto com o inteligente resultam em valores similares para a transgressão de tensão, porém o controle inteligente é mais efetivo na redução das perdas e corrente para estações distantes da subestação devido ao monitoramento e ajuste da carga/descarga com o sistema FV. Adicionalmente, utilizar somente o sistema FV aumenta o número de transgressões de tensão quanto mais distante a estação está da subestação, apesar de reduzir as perdas e a utilização dos condutores, devido a elevação de tensão em período de máxima geração (próximo ao meio-dia).

#### 4.2.4 Análise econômica

Nesta subseção, são descritos os resultados da análise econômica realizada para estações de recarga com sistema FV e SAE. Esta análise é dividida em duas subseções para detalhar os resultados dos diferentes tipos de controle do sistema de armazenamento, sendo que em ambas é avaliado o custo mensal de operação.

##### 4.2.4.1 Sistema de armazenamento com controle temporizado

O objetivo do primeiro teste realizado na análise econômica é comparar o custo mensal de operação, o qual é ilustrado na Figura 4.11 para um fluxo de VEs variando de 10 a 500 por semana, de uma estação com pontos de recarga suficientes para não ocorrer espera ( $IE=0\%$ ) em duas situações: (i) sem sistema FV (linhas pontilhadas); e (ii) com um sistema fotovoltaico de 100 kWp (linha cheia). Na Figura 4.11 o custo é calculado tanto para a estação enquadrada na tarifa Azul quanto na Verde e o prefixo “Base” na legenda refere-se ao caso sem sistema FV. É possível notar que:

- A tarifa Verde resulta em um menor custo mensal de operação para a estação quando comparado com o uso da tarifa Azul, pois o custo da demanda de potência nesta eleva significativamente o custo dado que a estação necessita de altos valores de potência para recarregar os VEs. Na tarifa Verde, apesar da energia ser mais cara no período de ponta, a demanda tem valor único e inferior ao valor no horário de ponta da tarifa Azul;
- O sistema FV é capaz de reduzir o custo de operação, sendo que esta redução atinge o valor máximo quando o desempenho individual desta estação, *i.e.*, fluxo de VEs visitando o local, é aproximadamente 100 VEs na estação. Para fluxos menores que 100 VEs a redução é menor pois parte da energia gerada é exportada para a rede elétrica (considerando o sistema de compensação de energia regulamentado no Brasil nos cálculos, *i.e.*, *net-metering*). Para fluxos de VEs maiores que 100 a redução do custo é similar ao caso de 100 VEs em valor absoluto, caracterizado pelas linhas aproximadamente paralelas da Figura 4.11. Isto ocorre pois o consumo de energia da estação cresceu o suficiente para consumir toda energia gerada pelo sistema fotovoltaico e, portanto, para maior redução de custo é necessário um sistema fotovoltaico de maior capacidade nominal.

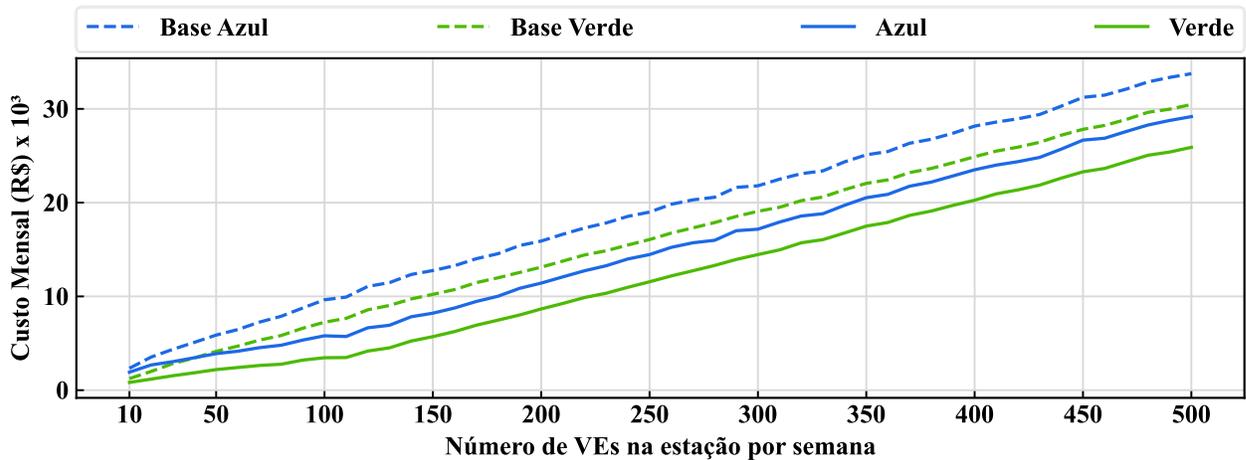


Figura 4.11. Custo mensal de operação para uma estação de recarga comparativamente entre o caso base e o caso com sistema fotovoltaico de 100 kWp para as tarifas Azul e Verde.

Na busca de maior redução dos custos da estação, principalmente para a tarifa Azul, instala-se um SAE de capacidade 100 kW/400 kWh em conjunto com o sistema FV de 100 kWp. O custo mensal de operação desta nova configuração é ilustrado na Figura 4.12. Nota-se que até 100 VEs visitando a estação de recarga por semana os custos entre as tarifas Azul e Verde são aproximadamente iguais, consequência do sistema de armazenamento compensando o maior custo da contratação de demanda de potência. Entretanto, após este número os custos começam a se diferenciar, sendo o crescimento com a tarifa Azul maior que a Verde.

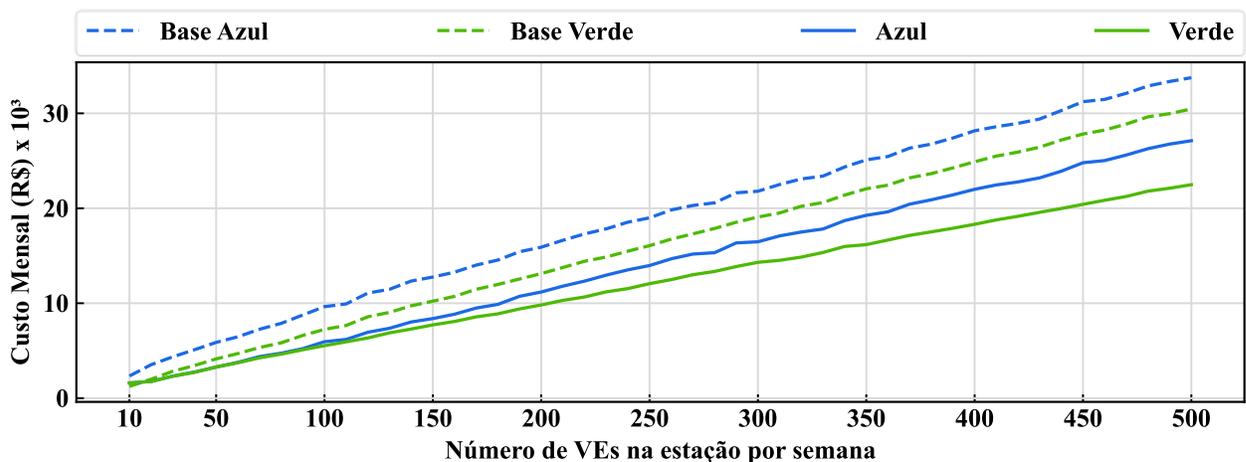


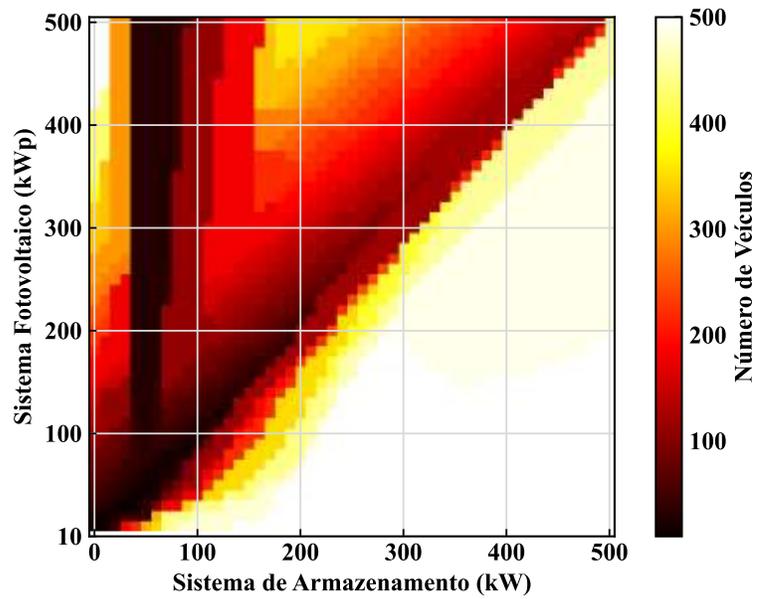
Figura 4.12. Custo mensal de operação para uma estação de recarga comparativamente entre o caso base e o caso com sistema fotovoltaico de 100 kWp com sistema de armazenamento de 100 kW/400 kWh com controle temporizado para as tarifas Azul e Verde.

A diferença de custos totais pode ser exemplificada de forma simples. Para disponibilizar 50 kW no período de ponta com a tarifa Azul, o custo mensal, adotando a Tabela 4.1, é de R\$ 1.659,50 (sem contabilizar a energia no mesmo período). Com este montante é possível comprar 1,85 MWh com a tarifa Verde, e utilizando o valor da TE do mesmo período de ponta, isto corresponde a demandar 50 kW por 37 horas aproximadamente, equivalente a 2,47 semanas (considerando apenas o período de ponta). Em outras palavras, o custo da potência contratada no período de ponta da tarifa Azul é elevado e ao utilizar a tarifa Verde é possível ter grande redução de custo sem nenhum equipamento adicional para gerenciar o consumo. Apenas vale ressaltar que segundo a regulação brasileira [43], qualquer consumidor cativo de média tensão das classes A3a, A4 e AS podem optar pela tarifa Verde. Consumidores cativos A1, A2 e A3 são obrigatoriamente enquadrados como Azul, porém podem migrar para o mercado livre.

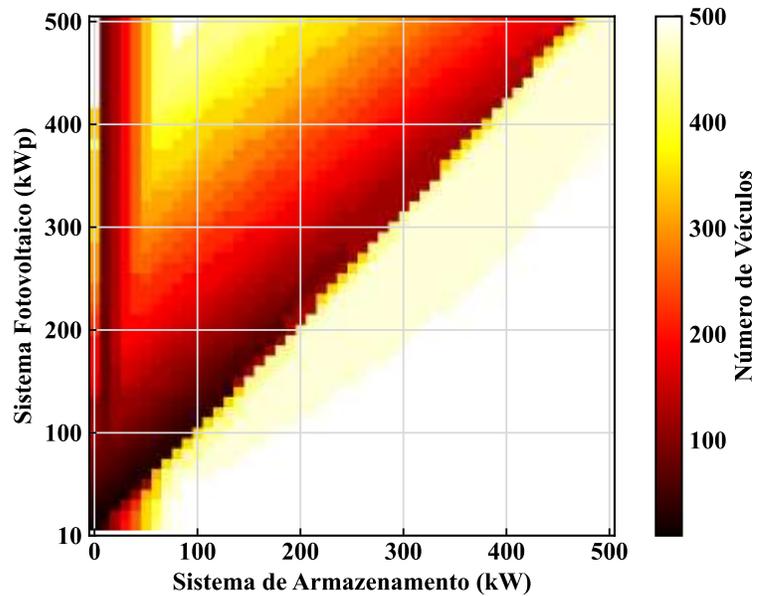
Para expandir a análise econômica avalia-se todas as combinações de sistema FV e o SAE com potência nominal, variando ambos de 0 a 500 kW em passos de 10 kW. Esta análise é ilustrada na Figura 4.13 para ambos os tipos de tarifa, Figura 4.13.a - Azul e Figura 4.13.b – Verde, através de um mapa de calor indicando o desempenho individual da estação, *i.e.*, fluxo semanal de VEs, que resulta na maior redução percentual do custo mensal de operação em relação ao caso sem nenhum dos sistemas (caso base da Figura 4.11).

O primeiro ponto a ser destacado na Figura 4.13 é que a potência do SAE deve ser menor ou igual a do sistema fotovoltaico, pois a região definida pelo triângulo inferior direito (SAE > sistema FV) apresenta coloração mais clara que a porção definida pelo triângulo superior esquerdo, o que indica a necessidade de muitos VEs para máxima redução. Isto é visto para ambos os tipos de tarifas.

O segundo ponto de destaque é que o SAE produz um pico de redução de custo mensal de operação quando a estação utiliza tarifa Azul com baterias entre 50 e 100 kW (200 a 400 kWh, respectivamente). Esta redução, assim como já ilustrada na Figura 4.12, torna o custo mensal similar para ambos os tipos de tarifas. Entretanto, ressalta-se que para a estação enquadrada na tarifa Azul atingir custos próximos à tarifa Verde é necessário adquirir um SAE (*e.g.*, baterias), cujo valor não foi incluso nesta análise. Também vale ressaltar que para SAEs de maior potência, mais VEs são necessários para aumentar a redução de custos.



(a) Tarifa Azul



(b) Tarifa Verde

**Figura 4.13.** Mapa de calor do número de VEs necessário para ocorrer a máxima redução do custo mensal de operação da estação de recarga com sistema de armazenamento com controle temporizado.

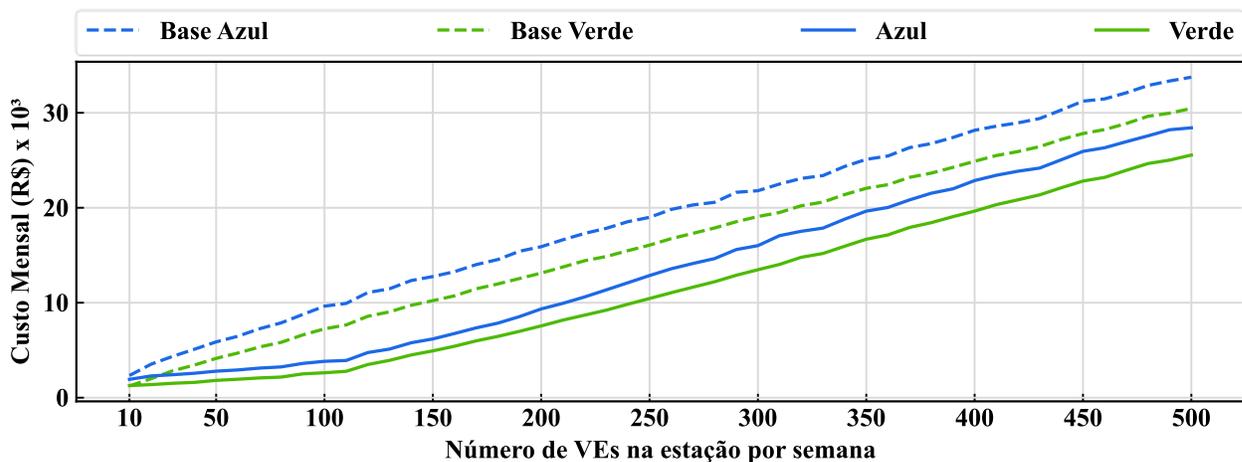
O terceiro ponto de destaque é que com a tarifa Verde o uso do SAE traz menos benefícios comparando-se ao uso da tarifa Azul, pois na tarifa Verde a bateria contribui apenas para reduzir o consumo de energia no período de ponta, enquanto na tarifa Azul reduz-se energia e potência. Isto indica que utilizar o SAE para realizar esquemas de arbitragem sem geração FV,

*i.e.*, carregar com energia do período fora ponta e descarrega no período de ponta tem menor benefício se não há contabilização da redução da potência demandada.

Por fim, sistemas fotovoltaicos de maior porte apresentam redução máxima para um maior fluxo de VEs, pois necessita de mais VEs para consumidor a energia produzida e evitar exportação sem importação. Em outras palavras, com poucos VEs e um sistema fotovoltaico grande, muita energia é exportada e pouca é importada, gerando créditos no sistema *net-metering* que não são compensados.

#### 4.2.4.2 Sistema de armazenamento com controle inteligente

Nesta subseção, o tipo de controle do sistema de armazenamento é alterado para a versão inteligente e busca-se avaliar o desempenho deste na redução do custo mensal de operação. Primeiro, repete-se a análise inicial da subseção 4.2.4.1 com o novo tipo de controle e ilustra-se o resultado na Figura 4.14. Nota-se que, em relação a Figura 4.12, o controle inteligente é capaz de uma maior redução do custo mensal de operação, principalmente para fluxos de VEs inferiores a 200 (devido a capacidade instalada de 100 kW do SAE). Isto ocorre, pois, o objetivo do controle inteligente é zerar o consumo de energia e potência no período de ponta, trazendo todo consumo para o período fora ponta devido ao menor preço da TE e TUSD.



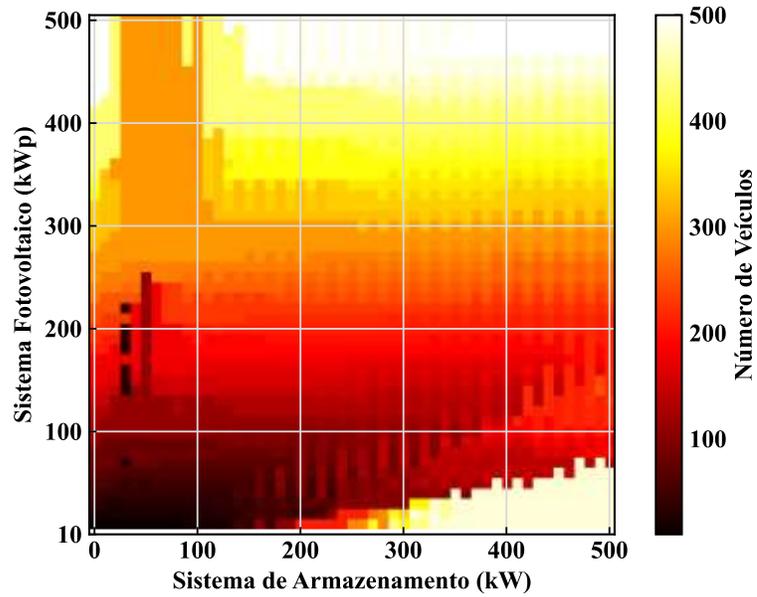
**Figura 4.14.** Custo mensal de operação para uma estação de recarga comparativamente entre o caso base e o caso com sistema fotovoltaico de 100 kWp com sistema de armazenamento de 100 kW/400 kWh com controle inteligente para as tarifas Azul e Verde.

Outro ponto de destaque é que utilizar a tarifa Verde é sempre mais vantajoso economicamente com este controle. Com o controle temporizado o custo é similar entre as tarifas para até 100 VEs, pois ocorre maior redução do custo para a tarifa Verde com o controle inteligente do que com o temporizado. Vale também ressaltar que com este tipo de controle o custo mensal de operação mantém-se aproximadamente constante até 100 VEs, fluxo tal qual o sistema de 100 kWp consegue produzir a maior parte da energia consumida e o sistema de armazenamento distribuir conforme necessário.

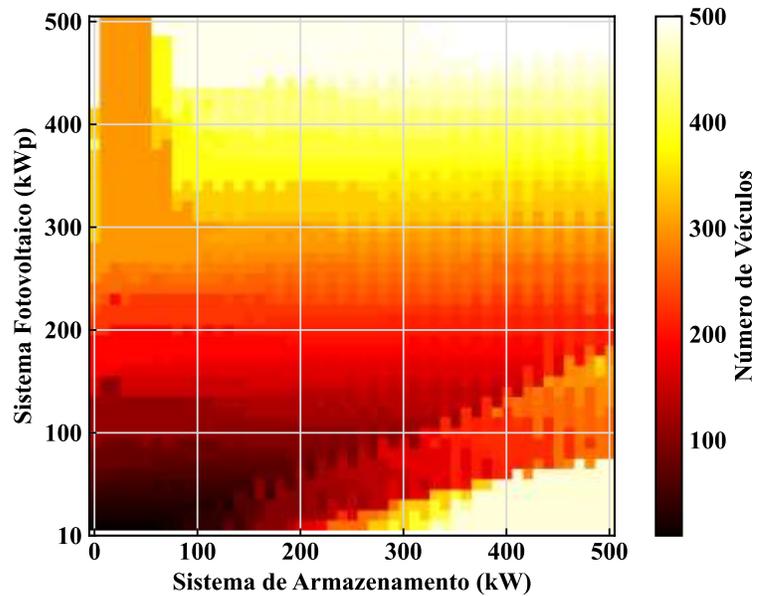
De forma análoga ao descrito na subseção anterior, também se expande a análise econômica para todas as combinações de sistema FV com SAE utilizando o controle inteligente, conforme ilustrado na Figura 4.15, Figura 4.15.a - Azul e Figura 4.15.b – Verde.

Neste caso o resultado é diferente do anterior pois não há um limiar claro indicando que o SAE deve ter potência nominal limitada ao do sistema FV. Isto é ilustrado pelos poucos VEs que são necessários para obter uma grande redução em estações com um sistema FV menor que o SAE. De fato, com o controle inteligente o sistema de armazenamento auxilia mais na redução de custo, tornando um sistema de arbitragem mais vantajoso que no caso do controle temporizado, pois neste há monitoramento exato da necessidade da estação e menor dependência do sistema fotovoltaico. Este fenômeno acontece para ambos os tipos de tarifa.

Por fim, vale ressaltar que a capacidade instalada de geração FV e do SAE está vinculada ao número de VEs que visitam a estação para recarregar. Através dos mapas de calor é possível identificar qual pode ser o sistema instalado. Portanto, este número, também chamado neste trabalho de índice desempenho individualizado da estação, representa uma forma de avaliar quando um novo equipamento pode ser instalado, seja este um ponto de recarga, um sistema FV ou até um SAE.



(a) Tarifa Azul



(b) Tarifa Verde

Figura 4.15. Mapa de calor do número de VEs necessário para ocorrer a máxima redução do custo mensal de operação da estação de recarga com sistema de armazenamento com controle inteligente.

## 5 CONCLUSÕES

Neste trabalho de mestrado foi realizada a avaliação técnica-econômica de estações de recarga para veículos elétricos com adição de sistemas FVs e SAEs. A partir da literatura técnica foram avaliados trabalhos acerca do tema que permitiram definir qual poderia ser contribuição deste para o estado da arte. A partir de um dos trabalhos foi desenvolvida uma metodologia de criação de curvas de demanda de VEs em estações de recarga rápida. Para esta metodologia foram definidos dois índices: de espera (IE) e de desistência (ID), que, aliados ao número de VEs que visitam a estação (desempenho individualizado da estação), são a base das curvas de demanda de estações de recarga rápida para serem utilizadas em simulações de fluxo de potência.

Na sequência foi desenvolvida uma modelagem computacional dos equipamentos: estação de recarga, sistema FV e SAE, utilizando o OpenDSS como ferramenta para cálculo do fluxo de potência. Com base nas curvas de demanda obtidas na primeira metodologia e definições dos equipamentos, foi possível simular um sistema de distribuição real para avaliar os impactos em métricas como: tensão de atendimento, perdas técnicas, corrente nas linhas e custo mensal de operação. Como o primeiro método forneceu diversas curvas para uma mesma estação de recarga de VEs, a segunda metodologia fez uso do método de Monte Carlo para avaliar os impactos técnicos. Na análise econômica avaliou-se o custo mensal de operação com base nas duas tarifas disponíveis para clientes de média tensão, Azul e Verde, utilizando valores reais da tarifa de uma concessionária local.

A partir dos resultados foi possível notar que das três métricas técnicas avaliadas, a tensão de atendimento é a mais sensível a presença de estações de recarga. Além disso, os impactos da estação de recarga são mais notáveis quanto mais distante a estação está da subestação de distribuição, isto principalmente devido ao menor nível de curto-circuito do barramento. Perdas e corrente nas linhas também são influenciadas pela distância, porém em menor escala que a tensão, principalmente pois a estação é conectada ao sistema de média tensão. Adicionalmente, foi definido que 100 cenários de Monte Carlo são suficientes para obter a convergência dos resultados técnico-econômicos.

Da análise econômica foi demonstrado que estações de recarga operam com menor custo mensal utilizando tarifa Verde, pois o custo da disponibilidade de demanda no horário de ponta torna a utilização da tarifa Azul mais cara. O uso de sistema FV é recomendado com

capacidade suficiente para suprir o máximo da energia requerida pelos VEs. O SAE é útil para realizar um melhor aproveitamento do sistema FV, armazenando a energia para quando for necessária. Adicionalmente, as baterias podem ajudar a reduzir o custo de importar energia e potência no período de ponta, tornando operar a estação com tarifa Azul mais próximo do que é com a tarifa Verde.

É importante ressaltar que foi avaliado o uso de um tipo de controle do sistema de armazenamento diferente do anterior. O controle original era temporizado, para carregar as baterias no período de máxima geração fotovoltaica (próximo ao meio-dia) e descarregar totalmente durante o período de ponta. No controle inteligente a bateria é carregada apenas com o excedente da geração fotovoltaica e descarrega no período de ponta apenas quando há VEs recarregando. O objetivo deste controle era zerar o consumo de energia e potência no período de ponta, no qual os valores destes são mais elevados. Entretanto, utilizar a tarifa Verde ainda resulta em menor custo. A partir dos resultados o custo mensal de operação foi reduzido mais do que utilizando o controle temporizado, indicando sua melhor eficácia.

Em suma, estações de recarga de VEs conectadas em média tensão podem trazer impactos técnicos para o sistema, principalmente quanto ao nível de tensão, além de aumentar as perdas técnicas e o carregamento do sistema elétrico. Do ponto de vista econômico, a estação deve utilizar tarifa Verde sempre que possível, pois o custo da potência contratada aumenta os custos de operação. Caso a estação tenha que utilizar a tarifa Azul, o SAE pode reduzir os custos para um valor similar ao que seria com tarifa Verde; adicionalmente, o sistema FV é sempre recomendado. Por fim, para determinar quando deve-se instalar um novo ponto de recarga ou qual a capacidade do sistema FV (e/ou SAE) a ser instalado, o indicador sugerido é o número de VEs que visitam o local.

## 5.1 Trabalhos futuros

Como trabalhos futuros são sugeridos os seguintes:

- Expansão da análise técnica para outros circuitos elétricos com propósito de investigar os impactos no sistema de média tensão;
- Expansão da análise econômica para considerar custos de manutenção e da instalação dos equipamentos, com propósito de calcular indicadores como taxa interna de retorno (TIR) e *Payback*;

- Expansão da análise de uso da estação de recarga com modelo de fluxo de veículos e simulador de transportes.

## 6 REFERÊNCIAS

- [1] Bloomberg L.P., “VW Says the Next Generation of Combustion Cars Will Be Its Last”, Dez, 2018. [Online]. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-12-04/vw-says-the-next-generation-of-combustion-cars-will-be-its-last>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [2] Forbes, “Volvo Says It Will Stop Designing Combustion-Engine Only Cars By 2019”, Jul. 2017. [Online]. Disponível em: <https://www.forbes.com/sites/williampentland/2017/07/05/volvo-says-it-will-stop-designing-combustion-engine-only-cars-by-2019/?sh=2fe47b1a1fa3>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [3] International Energy Agency – IEA, “Global EV Outlook 2021: Towards cross-modal electrification,” Paris, França, 2021. [Online]. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [4] Associação Nacional de Fabricantes de Veículos Automotores (ANFAVEA), “Estatísticas – Séries históricas de veículos leves de passageiros”. [Online]. Disponível em: <https://anfavea.com.br/site/edicoes-em-excel/>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [5] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Plano Decenal de Expansão de Energia: 2021 - 2030”, 2020. [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [6] Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler, SAE Standard J1772, 2009.
- [7] Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets, IEC Standard 62196, 2014.
- [8] Comissão de Constituição, Justiça e Cidadania do Senado Federal, “Projeto de Lei do Senado Nº 304, de 2017,” 2019. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/130612>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [9] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 022/2018: Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente”. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d/-/asset\\_publisher/ahiml6B12kVf/content/temas-para-investimentos-em-p-d/656831](https://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d/-/asset_publisher/ahiml6B12kVf/content/temas-para-investimentos-em-p-d/656831). Acessado em janeiro 2022.
- [10] N. B. Arias, A. Tabares, J. F. Franco, M. Lavorato, e R. Romero, “Robust Joint Expansion Planning of Electrical Distribution Systems and EV Charging Stations”, *IEEE Transactions*

- on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 884-894, Abr. 2018. DOI: 10.1109/TSTE.2017.2764080
- [11] B. Aluisio, M. Dicorato, G. Forte, e M. Trovato, “A Monte-Carlo Based Procedure for optimal Sizing of Integrated Electric Vehicle Supply Infrastructure”, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EU)*, Torino, Itália, Set. 2017. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260188
- [12] G. Mauri e A. Valsecchi, “Fast charging stations for electric vehicle: The impact on the mv distribution grids of the milan metropolitan area”, *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*, Florence, Italy, 2012, p. 1055–1059. DOI: 10.1109/EnergyCon.2012.6347725
- [13] W. Alharbi, e K. Bhattacharya, “Electric Vehicle Charging Facility as a Smart Energy Microhub”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 616-628, Abr. 2017. DOI: 10.1109/TSTE.2016.2614397
- [14] J. Deng, J. Shi, Y. Liu, e Y. Tang, “Application of a Hybrid Energy Storage System in the Fast Charging Station of Electric Vehicles”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 4, pp. 1092-1097, Mar. 2016. DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.0110
- [15] V. C. Cunha, R. Torquato, T. R. Ricciardi, W. Freitas, B. Venkatesh, “Assessing Energy Storage Potential to Facilitate the Increased Penetration of Photovoltaic Generators and Electric Vehicles in Distribution Networks”, *PES General Meeting*, Jul. 2017. DOI: 10.1109/PESGM.2017.8274674
- [16] A. Schroeder, e T. Traber, “The Economics of Fast Charging Infrastructure for Electric Vehicles”, *Energy Policy*, vol. 43, pp. 136-144, Abr. 2012. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.12.041
- [17] J. Quirós-Tortós, L. F. Ochoa, e B. Lees, “A Statistical Analysis of EV Charging Behavior in the UK”, in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*, Montevideú, Uruguai, Out. 2015. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2015.7381196
- [18] A. Ul-Haq, C. Cecati, e E. El-Saadany, “Probabilistic Modeling of Electric Vehicle Charging Pattern in a Residential Distribution Network”, *Electric Power Systems Research*, vol. 157, pp. 126-133, Abr. 2018. DOI: 10.1016/j.epsr.2017.12.005

- [19] S. Shafiee, M. Fotuhi-Firuzabad e M. Rastegar, "Investigating the Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Power Distribution Systems", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 3, pp. 1351-1360, Set. 2013. DOI: 10.1109/TSG.2013.2251483
- [20] Deb, K. Kalita e P. Mahanta, "Impact of electric vehicle charging stations on reliability of distribution network", *2017 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy)*, Coulão, India, 2017. DOI: 10.1109/TAPENERGY.2017.8397272
- [21] L. Gonzalez, E. Siavichay e J. Espinoza, "Impact of ev fast charging stations on the power distribution network of a latin american intermediate city", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 107, pp. 309-318, 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.03.017
- [22] A. N. Archana and T. Rajeev, "EV Charging Station Allocation in a Distribution Network Based on Power Quality", *2021 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, 2021, pp. 1-6, Abr. 2021. DOI: 10.1109/PECI51586.2021.9435228
- [23] L. Jia, Z. Hu, Y. Song e Z. Luo, "Optimal siting and sizing of electric vehicle charging stations", *2012 IEEE International Electric Vehicle Conference*, Greenville, EUA, 2012. DOI: 10.1109/IEVC.2012.6183283
- [24] T. Long, Q. Jia, G. Wang and Y. Yang, "Efficient Real-Time EV Charging Scheduling via Ordinal Optimization", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Maio, 2021. DOI: 10.1109/TSG.2021.3078445.
- [25] M. Bagheri Tookanlou, S. A. Pourmousavi and M. Marzband, "An Optimal Day-Ahead Scheduling Framework for E-Mobility Ecosystem Operation with Drivers Preferences", *IEEE Transactions on Power Systems*, Mar. 2021. DOI: 10.1109/TPWRS.2021.3068689.
- [26] J. Andrade, L. F. Ochoa, e W. Freitas, "Regional-scale allocation of fast charging stations: travel times and distribution system reinforcements", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 19, pp. 4225-4233, Out. 2020. DOI: 10.1049/iet-gtd.2019.1786
- [27] M. Gjelaj, C. Træholt, S. Hashemi e P. B. Andersen, "Cost-benefit analysis of a novel DC fast-charging station with a local battery storage for EVs", *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Heraklion, Grécia, 2017. DOI: 10.1109/UPEC.2017.8231973

- [28] M. Gjelaj, S. Hashemi, C. Traeholt e P. B. Andersen, "Grid integration of DC fast-charging stations for EVs by using modular li-ion batteries", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 20, pp. 4368-4376, Nov. 2018. DOI: 10.1049/iet-gtd.2017.1917
- [29] X. Lin and Y. Lei, "Coordinated Control Strategies for SMES-Battery Hybrid Energy Storage Systems", *IEEE Access*, vol. 5, pp. 23452-23465, Out. 2017, DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2761889.
- [30] R. Zeng, V. Galigekere, O. Onar and B. Ozpineci, "Optimized Renewable Energy Integration for EV High-Power Dynamic Wireless Charging Systems", *2021 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2021, pp. 1-5, DOI: 10.1109/ISGT49243.2021.9372265.
- [31] M. Farhoodnea, A. Mohamed, H. Shareef e H. Zayandehroodi, "Power Quality Impact of Renewable Energy based Generators and Electric Vehicles on Distribution Systems", *Procedia Technology*, vol. 11, pp. 11-17, 2013. DOI: 10.1016/j.protcy.2013.12.156
- [32] A. Abaspahić, M. Šarić, J. Hivziefendić and T. Konjić, "Impact of Complementary Integration of Electric Vehicle Charging Stations and Photovoltaics on Voltage Quality and Voltage Stability", *2021 20th International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH)*, 2021, pp. 1-6. DOI: 10.1109/INFOTEH51037.2021.9400695.
- [33] H. Zhao e A. Burke, "An intelligent solar powered battery buffered EV charging station with solar electricity forecasting and EV charging load projection functions", *2014 IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC)*, Florença, Itália, 2014. DOI: 10.1109/IEVC.2014.7056169
- [34] Q. Yan, B. Zhang e M. Kezunovic, "Optimized Operational Cost Reduction for an EV Charging Station Integrated with Battery Energy Storage and PV Generation", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 2096-2106, Mar. 2019. DOI: 10.1109/TSG.2017.2788440
- [35] Y. Ligen, H. Vrubel e H. Girault, "Local Energy Storage and Stochastic Modeling for Ultrafast Charging Stations", *Energies*, 12(10), Abr, 2019. DOI: 10.3390/en12101986
- [36] Y. Rubinstein, *Simulation and the Monte Carlo Method*, John Wiley and Sons, Inc., 1981.
- [37] Python Software Foundation, "Python programming language". [Online]. Disponível em: <https://www.python.org/>. Acessado em: janeiro de 2022.

- [38] EPRI Distribution System Simulator – OpenDSS [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [39] Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas à Agricultura – Cepagri, “Dados de radiação solar”. [Online]. Disponível em: <https://www.cpa.unicamp.br/>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [40] National Renewable Energy Laboratory – NREL, “Solar Resource Data and Tools”. [Online]. Disponível em: <https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/renewable-resource-data.html>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [41] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “PRODIST – Módulo 8 – Revisão 12 – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional”. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [42] CPFL Energia, “GED 16628: Proteção de Transformadores de Distribuição”, Orientação Técnica, 2016. [Online]. Disponível em: <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-16628.pdf>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [43] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Resolução Normativa Nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021”. [Online]. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [44] ABB, “Terra CE 54 CJ 4N1-7M-0-0”. [Online]. Disponível em: <https://new.abb.com/products/6AGC063492/terra-ce-54-cj-4n1-7m-0-0>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [45] Canadian Solar, “HiDM-Black”. [Online]. Disponível em: [https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian\\_Solar-Datasheet-HiDM\\_CS1H-MS\\_EN.pdf](https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiDM_CS1H-MS_EN.pdf). Acessado em: janeiro de 2022.
- [46] Tesla, “Power Wall”. [Online]. Disponível em: <https://www.tesla.com/powerwall>. Acessado em: janeiro de 2022.
- [47] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Resolução Homologatória Nº 2.854, de 22 de abril de 2021”. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212854ti.pdf>. Acessado em: janeiro de 2022.