



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

TIAGO DE MORAES BARBOSA

**ANÁLISE ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA EM BAIXA TENSÃO NA PRESENÇA DE RECURSOS  
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

CAMPINAS

2021

TIAGO DE MORAES BARBOSA

**ANÁLISE ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA EM BAIXA TENSÃO NA PRESENÇA DE RECURSOS  
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

Tese 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 Doutor em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

Supervisor/Orientador: Walmir de Freitas Filho

Este exemplar corresponde à versão final da tese defendida pelo aluno Tiago de Moraes Barbosa, e orientada pelo Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho.

CAMPINAS

2021

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

B234a Barbosa, Tiago de Moraes, 1988-  
Análise estocástica de sistemas de distribuição de energia elétrica em baixa tensão na presença de recursos energéticos distribuídos / Tiago de Moraes Barbosa. – Campinas, SP : [s.n.], 2021.

Orientador: Walmir de Freitas Filho.  
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Análise estocástica. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Veículos elétricos. 4. Sistemas de energia fotovoltaica. I. Freitas Filho, Walmir de, 1971-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Stochastic analysis applied to low voltage distribution systems with distributed energy resources

**Palavras-chave em inglês:**

Stochastic analysis

Distribution power system

Electric vehicle

Photovoltaic

**Área de concentração:** Energia Elétrica

**Titulação:** Doutor em Engenharia Elétrica

**Banca examinadora:**

Walmir de Freitas Filho [Orientador]

Carlos Alberto de Castro Júnior

Madson Cortes de Almeida

Benedito Donizeti Bonatto

João Paulo Abreu Vieira

**Data de defesa:** 26-05-2021

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

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

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-5257-161X>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/2581723856633829>

## COMISSÃO JULGADORA – TESE DE DOUTORADO

**Candidato:** Tiago de Moraes Barbosa RA: 114906

**Data da defesa:** 26 de maio de 2021

**Título da Tese:** “Análise Estocástica de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão na Presença de Recursos Energéticos Distribuídos”

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente)

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida

Prof. Dr. Benedito Donizeti Bonatto

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira

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.

Dedico este trabalho a todos aqueles que acreditam que a educação é a melhor ferramenta para transformar o ser humano e, conseqüentemente, a sociedade.

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de deixar registrado meus sinceros agradecimentos:

- Ao professor Walmir de Freitas Filho pela oportunidade, excelente orientação e amizade, proporcionando conselhos e ensinamentos, tanto em questões profissionais, quanto pessoais;
- Aos meus pais, João Alves Barbosa e Jandira Cardoso de Moraes Barbosa pelo amor, incentivo e compreensão durante este período de doutorado e a minha irmã Rita de Paula Moraes Barbosa pela amizade e carinho;
- À professora Fernanda Trindade pela amizade, diversas dicas e enorme apoio;
- A todos os meus companheiros do LE41 e demais laboratórios do departamento pelas discussões técnicas e pelos momentos de descontração, os quais foram e continuam sendo essenciais. Em especial: Tiago (T1), Thiago (T3), Juninho, Mariana, Vinicius, Bárbara e Felipe;
- Aos integrantes do projeto de P&D de Perdas Técnicas. Em especial: Ricardo, Paulo, Rodrigo e Fábio Gaino, pela troca de informações e experiências, com as quais foi possível um grande amadurecimento do ponto de vista profissional;
- A todos funcionários da Unicamp, incluindo terceirizados, que contribuíram para um bom ambiente de trabalho. Em especial ao pessoal da portaria da FEEC que torna possível o funcionamento da faculdade ao longo dos 365 dias do ano;
- À Dona Dora, pelo companheirismo durante este período de pandemia;
- Aos demais amigos, que mesmo não podendo estar presentes no dia a dia, são fundamentais para a minha vida;
- À Unicamp pela infraestrutura proporcionada;
- À CPFL Energia, pela colaboração ao longo do desenvolvimento desta tese de doutorado via o projeto de P&D ANEEL PD-00063-3048/2018, intitulado “Metodologias de Processamento de Dados e de Computação de Alto Desempenho para Acelerar a Análise de Perdas via BDGD e OpenDSS”;
- O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

"Moralmente, é tão condenável não querer saber se uma coisa é verdade ou não, desde que ela nos dê prazer, quanto não querer saber como conseguimos o dinheiro, desde que ele esteja na nossa mão."

Edmund Way Teale

## RESUMO

A crescente inserção de tecnologias emergentes nos sistemas de distribuição, como por exemplo, veículos elétricos (VE) e geradores fotovoltaicos (PV), tem levado ao surgimento de novos problemas técnicos e, conseqüentemente, ao aumento do interesse por parte das concessionárias de energia elétrica em identificar os impactos frente a tais mudanças, objetivando manter o sistema operando adequadamente. Muitos estudos computacionais foram e continuam sendo realizados para avaliar estes impactos, entretanto, ainda se faz necessário buscar métodos que possam ser aplicados de forma eficiente em concessionárias de grande porte, considerando toda sua área de abrangência com milhares de redes e milhões de consumidores. Com isso, dois pontos de grande relevância a serem considerados são a questão da escalabilidade e da disponibilidade dos dados demandados pela metodologia. Os principais problemas advindos da massiva penetração de VE e PV, como por exemplo, variação da magnitude de tensão e sobrecarga dos condutores, ocorrem em redes de baixa tensão, em que os dados naturalmente possuem maior grau de incerteza e o uso de técnicas de agregação não é adequado, visto que estes problemas são localizados. Uma solução é empregar métodos probabilísticos, de forma que a tomada de decisão pode ser realizada considerando prováveis (potenciais) cenários. Neste trabalho é proposta uma metodologia empregando o método de Monte Carlo capaz de realizar estudos estocásticos envolvendo sistemas de distribuição de energia elétrica de concessionárias de grande porte de forma a avaliar o impacto do modelo e premissas adotados para representar cada tecnologia sob análise na estimativa da Capacidade de Hospedagem de Veículo Elétrico (CHVE) e da Capacidade de Hospedagem de Gerador Fotovoltaico (CHPV) em redes de baixa tensão, explorando o uso de informações tipicamente disponíveis para os engenheiros das concessionárias de distribuição, de maneira que seja possível obter uma solução de compromisso entre qualidade e aplicabilidade dos resultados. Além dos estudos referentes à adoção de VEs e PVs, também é realizada uma análise das curvas de carga dos consumidores, pois tal característica possui elevado impacto na investigação do problema e embora existam diversas técnicas de modelagem, essa informação ainda não é precisa, de forma que há necessidade de melhorias. Uma proposta utilizando cadeia de Markov é apresentada com o objetivo de obter curvas de carga sintéticas que aproximem o comportamento do consumidor da realidade. Com base na metodologia proposta, são apresentados resultados e discussões com a finalidade de auxiliar os engenheiros de planejamento das concessionárias em tomadas de decisões relacionadas à integração de

VEs e PVs em redes de baixa tensão associada a uma melhor modelagem do comportamento dos consumidores.

**Palavras-chave:** Análise estocástica; Capacidade de hospedagem; Rede de distribuição de baixa tensão; Veículo elétrico; Gerador fotovoltaico; Curva de carga.

## ABSTRACT

The increasing penetration of emerging technologies to electric distribution systems, such as electric vehicles (EV) and rooftop photovoltaic (PV) generators, has led to the arising of new technical problems have arisen and, consequently, the concern of utilities to identify the impacts caused by these changes is of interest to guarantee the adequate operation of the system. Several studies have been conducted to analyze these issues; however, it is still necessary to develop methods efficiently applicable to large utilities with thousands of distribution systems and millions of customers. Two major issues to be considered when developing such solutions are scalability and data availability required by the methodology. The main problems considering the massive penetration of EV and PV, such as voltage variation and thermal overloads, occur in low-voltage distribution systems, in which data typically present higher level of uncertainties and aggregation techniques are not appropriate, as these problems are local. A solution for this problem is to deploy probabilistic methods, so that the decision-making process can be supported based on expected (potential) scenarios. This work proposes a methodology based on Monte Carlo theory, which can be efficiently used to carry out stochastic studies involving electric distribution systems of large utilities in order to assess the impact of the model and assumptions adopted to represent each technology under analysis in the estimation of the EV Hosting Capacity and PV Hosting Capacity in low-voltage distributions systems, requiring only information typically available to utilities engineers. The main objective is to obtain a compromise in terms of the quality of results and their applicability. In addition to the studies related to the penetration of EVs and PVs, analyses about the load profile are also carried out, as this characteristic has a high impact on the investigation of the problem and, although there are several studies focused on the model of customer behavior, this information is still not properly handled, demanding improvements. It is proposed a method based on Markov chain, which can be used to obtain synthetic, but still realistic, load curves to represent the customer behavior stochastically. Based on the proposed methodology, results and discussions are presented to assist the decision-making process done by the planning department of distribution utilities.

**Key Words:** Stochastic analysis; Hosting capacity; Low-voltage distribution system; Electric vehicle; Photovoltaic; Load profile.

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1.1 – Frota de VEs e capacidade instalada acumulada de PVs no mundo.....  | 21 |
| Figura 1.2 – Frota de VEs e capacidade instalada acumulada de PVs no Brasil.....   | 21 |
| Figura 2.1 – Seleção das redes BT. ....  | 27 |
| Figura 2.2 – Diagrama de uma rede BT genérica.....   | 28 |
| Figura 2.3 – Exemplo de convergência para casos de violação de tensão nas UCs.....   | 32 |
| Figura 2.4 – Algoritmo completo para encontrar o nível de penetração de VE/ PV de redes de distribuição. ....                    | 33 |
| Figura 3.1 – Impacto causado pela conexão de um VE.....  | 36 |
| Figura 3.2 – Pico de carga das redes BT analisadas.....  | 39 |
| Figura 3.3 – Distribuição de probabilidade da distância diária percorrida por veículos automotivos. ....                         | 40 |
| Figura 3.4 – Carregamentos aleatórios de VEs. ....   | 42 |
| Figura 3.5 – Representação simplificada de um sistema de distribuição com VE.....  | 44 |
| Figura 3.6 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE (Percentual de consumidor com VE).....               | 47 |
| Figura 3.7 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE (Percentual da potência do transformador).....       | 47 |
| Figura 3.8 – Plugin do <i>QGIS</i> vinculando resultados com a BDGD.....   | 53 |
| Figura 3.9 – Distribuição geográfica do CHVE.....  | 53 |
| Figura 3.10 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE para as redes analisadas.....                                | 54 |
| Figura 3.11 – Desequilíbrio de tensão ocasionado por VEs conectados apenas em consumidores com fase A disponível. ....           | 55 |
| Figura 3.12 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE e por nível de carregamento do transformador. ....  | 56 |
| Figura 3.13 – Razão das perdas (kWh) devido à penetração de VE. ....   | 57 |
| Figura 3.14 – Quantidade de UCs aptas a receberem VE. ....   | 57 |
| Figura 3.15 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE. Caso base completo x Caso base sensibilidade. .... | 58 |
| Figura 3.16 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Potência do Carregador. ....                               | 59 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 3.17 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Potência do Carregador. ....              | 60 |
| Figura 3.18 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Fator de potência do carregador.....      | 61 |
| Figura 3.19 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Fator de potência do carregador. ....              | 62 |
| Figura 3.20 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Tensão primária do transformador. ....    | 63 |
| Figura 3.21 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Tensão primária do transformador. ....             | 64 |
| Figura 3.22 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Início da recarga. ....                   | 65 |
| Figura 3.23 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Início da recarga. ....                            | 66 |
| Figura 3.24 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – VEs em UCs 2 $\phi$ e UCs 3 $\phi$ . .... | 67 |
| Figura 3.25 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – VEs em UCs 2 $\phi$ e UCs 3 $\phi$ . ....          | 67 |
| Figura 3.26 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – 2 VEs. ....                               | 68 |
| Figura 3.27 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – 2 VEs. ....  | 69 |
| Figura 3.28 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Probabilidade de recarga. ....            | 70 |
| Figura 3.29 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Probabilidade de recarga. ....                     | 70 |
| Figura 3.30 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Modelo da recarga (Icte). ....            | 71 |
| Figura 3.31 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Modelo da recarga (Icte). ....                     | 72 |
| Figura 3.32 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – VEs trifásicos com conexão variável. .... | 73 |
| Figura 3.33 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – VEs trifásicos com conexão variável. ....          | 73 |
| Figura 3.34 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Método simplificado. ....                 | 74 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 3.35 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Método simplificado. ....   | 75  |
| Figura 3.36 – Carregamentos aleatórios para as hipóteses A e B. ....  | 76  |
| Figura 3.37 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Número de redes distintas. ....                                  | 77  |
| Figura 4.1 – Impacto causado pela conexão de um PV. ....  | 82  |
| Figura 4.2 – Eficiência dos inversores dos PVs. ....  | 85  |
| Figura 4.3 – Curva de irradiação utilizada nos estudos. ....  | 86  |
| Figura 4.4 – Curva de temperatura utilizada nos estudos. ....   | 86  |
| Figura 4.5 – Curva de potência x temperatura utilizada nos estudos. ....  | 87  |
| Figura 4.6 – Representação simplificada de um sistema de distribuição com PV. ....  | 88  |
| Figura 4.7 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV (Percentual da potência do transformador). ....                     | 90  |
| Figura 4.8 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV (Percentual de consumidor com PV). ....                             | 91  |
| Figura 4.9 – Distribuição geográfica da CHPV. ....  | 96  |
| Figura 4.10 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV para as redes analisadas. ....  | 97  |
| Figura 4.11 – Subtensão ocasionada por PV conectado apenas na fase A de uma determinada barra. ....   | 98  |
| Figura 4.12 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV e por nível de carregamento do transformador. ....                 | 99  |
| Figura 4.13 – Razão das perdas (kWh) devido à penetração de PV. ....  | 100 |
| Figura 4.14 – Razão das perdas (kWh) para 10% de penetração de PVs. ....  | 100 |
| Figura 4.15 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV. Caso base completo x Caso base sensibilidade. ....                | 101 |
| Figura 4.16 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Fator de potência do inversor (com redução de geração). ....     | 103 |
| Figura 4.17 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Fator de potência do inversor (com redução de geração). ....              | 103 |
| Figura 4.18 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Fator de potência do inversor (inversor sobredimensionado). .... | 104 |
| Figura 4.19 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Fator de potência do inversor (inversor sobredimensionado). ....          | 105 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 4.20 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Tensão primária do transformador. ....          | 106 |
| Figura 4.21 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Tensão primária do transformador. ....                   | 107 |
| Figura 4.22 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Nível CC. ....                                  | 108 |
| Figura 4.23 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Nível CC. ....   | 108 |
| Figura 4.24 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – PVs em UCs 2ø e UCs 3ø. ....                    | 109 |
| Figura 4.25 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – PVs em UCs 2ø e UCs 3ø. ....                             | 110 |
| Figura 4.26 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Temperatura com +20 °C. ....                    | 111 |
| Figura 4.27 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Temperatura com +20 °C. ....                             | 111 |
| Figura 4.28 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Percentual de UCs com PV. ....                  | 112 |
| Figura 4.29 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Percentual de UCs com PV. ....                           | 113 |
| Figura 4.30 – Exemplo de despacho do SAE. ....   | 115 |
| Figura 4.31 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – SAE (capacidade fixa). ....                     | 116 |
| Figura 4.32 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – SAE (capacidade fixa). ....                              | 117 |
| Figura 4.33 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – SAE (capacidade dependente da UC). ....         | 118 |
| Figura 4.34 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – SAE (capacidade da UC). ....                             | 119 |
| Figura 4.35 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – SAE (capacidade dependente da UC e do PV). .... | 120 |
| Figura 4.36 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – SAE (capacidade dependente da UC e do PV). ....          | 121 |
| Figura 4.37 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – PVs trifásicos com conexão variável. ....       | 122 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 4.38 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – PVs trifásicos com conexão variável. ....                | 122 |
| Figura 4.39 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Método simplificado. ....                       | 123 |
| Figura 4.40 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Método simplificado. ....                                | 124 |
| Figura 4.41 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Número de redes distintos. ....                 | 126 |
| Figura 5.1 – Fluxograma do método de Cadeia de Markov. ....  | 134 |
| Figura 5.2 – Curvas de carga – Residencial – 0 kWh a 100 kWh. ....   | 135 |
| Figura 5.3 – Curvas de carga – Residencial – 100 kWh a 220 kWh. ....   | 135 |
| Figura 5.4 – Curvas de carga – Residencial – 220 kWh a 500 kWh. ....   | 135 |
| Figura 5.5 – Curvas de carga – Residencial – 500 kWh a 1.000 kWh. ....   | 136 |
| Figura 5.6 – Curvas de carga – Residencial – >1.000 kWh. ....  | 136 |
| Figura 5.7 – Curvas de carga – Comercial. ....   | 136 |
| Figura 5.8 – Curvas de carga – Rural. ....   | 137 |
| Figura 5.9 – Curvas de carga típicas – Residencial. ....   | 137 |
| Figura 5.10 – Curvas de carga típicas – Comercial. ....  | 137 |
| Figura 5.11 – Curvas de carga típicas – Rural. ....  | 138 |
| Figura 5.12 – Sensibilidade dos impactos técnicos com curvas de carga estocástica. ....  | 139 |
| Figura 5.13 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Inclusão de curvas de carga variadas. ....      | 140 |
| Figura 5.14 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Inclusão de curvas de carga variadas. ....               | 140 |
| Figura 5.15 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Inclusão de curvas de carga variadas. ....      | 141 |
| Figura 5.16 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Inclusão de curvas de carga variadas. ....               | 142 |
| Figura 5.17 – Tarifa Convencional e Tarifa Branca para concessionária analisada. ....  | 143 |
| Figura 5.18 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Inclusão de PV e curvas de carga variadas. .... | 144 |
| Figura 5.19 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Inclusão de PV e curvas de carga variadas. ....          | 145 |

## LISTA DE TABELAS

|  |    |
|--|----|
| Tabela 2.1 – Potência nominal dos transformadores de distribuição das redes BT selecionadas.....               | 28 |
| Tabela 2.2 – Principais características das redes BT selecionadas.....   | 29 |
| Tabela 2.3 – Padrão brasileiro para magnitude de tensão de acordo com ANEEL [29]..                             | 31 |
| Tabela 2.4 – Distribuição dos consumidores por classe.....   | 34 |
| Tabela 2.5 – Exemplo de cálculo do resultado para determinado nível de penetração de uma tecnologia.....       | 35 |
| Tabela 3.1 – Modelos de Veículo Elétrico vendidos no Brasil .....  | 41 |
| Tabela 3.2 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Número de UCs. ....                    | 48 |
| Tabela 3.3 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Consumo das UCs. ....                  | 48 |
| Tabela 3.4 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Localização das UCs. ....              | 49 |
| Tabela 3.5 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Parâmetros das linhas.....             | 50 |
| Tabela 3.6 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Nível de tensão. ....                  | 51 |
| Tabela 3.7 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Carregamento das linhas.....           | 51 |
| Tabela 3.8 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Carregamento dos transformadores. .... | 52 |
| Tabela 3.9 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Desequilíbrio de tensão. ....          | 52 |
| Tabela 3.10 – Distribuição das fases conectadas – UCs e IPs.....   | 55 |
| Tabela 3.11 – CHVE segmentada por nível de carregamento do transformador.....                                  | 56 |
| Tabela 3.12 – Comparativo CHVE – Caso base completo x Caso base de sensibilidade. ....                         | 58 |
| Tabela 3.13 – Comparativo CHVE – Potência do carregador do VE. ....  | 60 |
| Tabela 3.14 – Comparativo CHVE – Fator de potência do carregador.....  | 61 |
| Tabela 3.15 – Comparativo CHVE – Tensão primária do transformador.....   | 63 |
| Tabela 3.16 – Comparativo CHVE – Início da recarga.....  | 65 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabela 3.17 – Valores de CHVE para diferentes níveis de penetração de VE – Base x 2VEs.<br>.....  | 68  |
| Tabela 3.18 – Comparativo CHVE – Probabilidade de recarga.....  | 70  |
| Tabela 3.19 – Comparativo CHVE – Método simplificado.....   | 74  |
| Tabela 3.20 – Comparativo CHVE – Número de redes distintos.....   | 78  |
| Tabela 3.21 – Resumo dos resultados do VE – CHVE para 100% de VE.....   | 79  |
| Tabela 3.22 – Resumo dos resultados do VE – CHVE média e o desvio padrão. ....  | 80  |
| Tabela 3.23 – Resumo dos resultados do VE – Cenários, fluxos de carga e tempo.....  | 81  |
| Tabela 4.1 – Sentido de crescimento do módulo de corrente na linha em função das regiões<br>de operação do gerador fotovoltaico-carga. .... | 89  |
| Tabela 4.2 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Número de UCs.<br>.....   | 92  |
| Tabela 4.3 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Consumo das UCs.<br>.....   | 92  |
| Tabela 4.4 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Localização das<br>UCs.....   | 93  |
| Tabela 4.5 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Parâmetros das<br>linhas.....                                       | 94  |
| Tabela 4.6 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Nível de tensão.<br>.....   | 94  |
| Tabela 4.7 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Carregamento das<br>linhas.....                                     | 95  |
| Tabela 4.8 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Carregamento dos<br>transformadores. ....                           | 95  |
| Tabela 4.9 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Desequilíbrio de<br>tensão.....                                     | 96  |
| Tabela 4.10 – CHPV segmentado por nível de carregamento do transformador.....   | 99  |
| Tabela 4.11 – Comparativo CHPV – Caso base completo x Caso base de sensibilidade.<br>.....  | 101 |
| Tabela 4.12 – Comparativo CHPV – Fator de potência do inversor (com redução de<br>geração). ....  | 102 |
| Tabela 4.13 – Comparativo CHPV – Fator de potência do inversor (inversor<br>sobredimensionado).....   | 104 |
| Tabela 4.14 – Comparativo CHPV – Tensão primária do transformador.....  | 106 |

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 4.15 – Comparativo CHPV – Nível CC.....                                     | 108 |
| Tabela 4.16 – Comparativo CHPV – Percentual de UCs com PV.....                     | 112 |
| Tabela 4.17 – Potência e capacidade do SAE. ....                                   | 116 |
| Tabela 4.18 – Comparativo CHPV – SAE (capacidade fixa).....                        | 116 |
| Tabela 4.19 – Comparativo CHPV – SAE (capacidade dependente da UC). ....           | 118 |
| Tabela 4.20 – Comparativo CHPV – SAE (capacidade dependente da UC e do PV). ...    | 120 |
| Tabela 4.21 – Comparativo CHPV – Método simplificado. ....                         | 124 |
| Tabela 4.22 – Comparativo CHPV – Número de redes distintos.....                    | 126 |
| Tabela 4.23 – Resumo dos resultados do PV – CHPV para 100% de PV. ....             | 127 |
| Tabela 4.24 – Resumo dos resultados do PV – CHPV média e o desvio padrão.....      | 128 |
| Tabela 4.25 – Resumo dos resultados do PV – Cenários, fluxos de carga e tempo..... | 129 |
| Tabela 5.1 – Estratos das medições da classe residencial. ....                     | 132 |
| Tabela 5.2 – Principais medições de atividades da classe comercial. ....           | 132 |
| Tabela 5.3 – Principais medições de atividades da classe rural. ....               | 132 |
| Tabela 5.4 – Comparativo CHVE – Inclusão de curvas de carga variadas. ....         | 139 |
| Tabela 5.5 – Comparativo CHPV – Inclusão de curvas de carga variadas. ....         | 141 |
| Tabela 5.6 – Comparativo CHVE – Inclusão de PV e curvas de carga variadas. ....    | 144 |

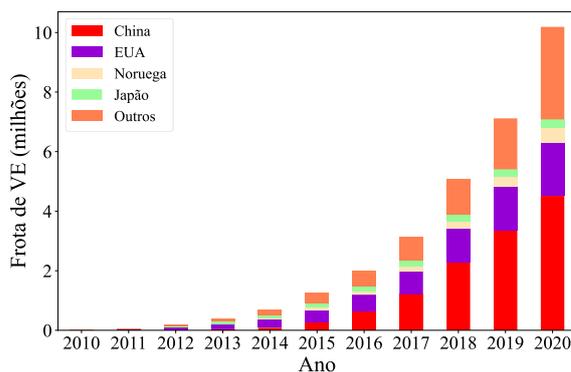
# SUMÁRIO

|  |           |
|--|-----------|
| <b>LISTA DE FIGURAS.....</b>                           | <b>11</b> |
| <b>LISTA DE TABELAS.....</b>                           | <b>16</b> |
| <b>SUMÁRIO.....</b>                                    | <b>19</b> |
| <b>1. INTRODUÇÃO.....</b>                              | <b>21</b> |
| 1.1. Impactos da Massiva Penetração de VE e PV .....   | 22        |
| 1.2. Objetivo.....                                     | 24        |
| 1.3. Estrutura da Tese.....                            | 25        |
| <b>2. CARACTERÍSTICAS DOS DADOS E METODOLOGIA.....</b> | <b>26</b> |
| 2.1. Características das Redes Estudadas.....          | 27        |
| 2.2. Método de Monte Carlo .....                       | 30        |
| 2.3. Impactos Técnicos (Métricas).....                 | 30        |
| 2.4. Critério de Convergência .....                    | 31        |
| 2.5. Algoritmo .....                                   | 32        |
| <b>3. VEÍCULO ELÉTRICO.....</b>                        | <b>36</b> |
| 3.1. Modelagem.....                                    | 38        |
| 3.1.1. Variáveis Estocásticas.....                     | 38        |
| 3.1.2. Variáveis Determinísticas .....                 | 42        |
| 3.2. Análise Teórica .....                             | 43        |
| 3.3. Resultados .....                                  | 45        |
| 3.3.1. Caso Base.....                                  | 46        |
| 3.3.2. Carregamento do Transformador.....              | 55        |
| 3.3.3. Perdas.....                                     | 56        |
| 3.3.4. Estudos de Sensibilidade .....                  | 57        |
| 3.3.5. Análise da Simplificação do Modelo.....         | 73        |
| 3.3.6. Resumo dos Resultados .....                     | 78        |

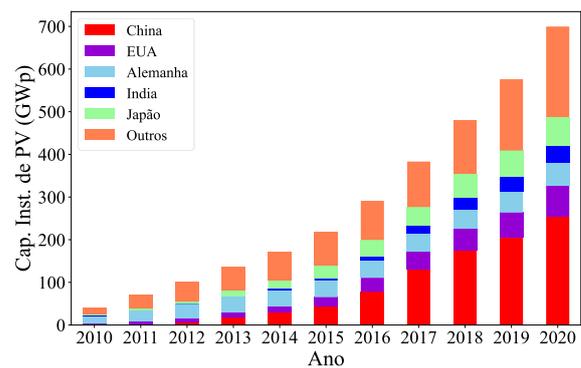
|   |            |
|---|------------|
| <b>4. GERADOR FOTOVOLTAICO .....</b>                | <b>82</b>  |
| 4.1. Modelagem.....                                 | 84         |
| 4.1.1. Variáveis Estocásticas.....                  | 84         |
| 4.1.2. Variáveis Determinísticas .....              | 85         |
| 4.2. Análise Teórica .....                          | 87         |
| 4.3. Resultados .....                               | 89         |
| 4.3.1. Caso Base.....                               | 89         |
| 4.3.1. Carregamento do Transformador.....           | 98         |
| 4.3.2. Perdas.....                                  | 99         |
| 4.3.3. Estudos de Sensibilidade .....               | 101        |
| 4.3.4. Análise da Simplificação do Modelo.....      | 123        |
| 4.3.1. Resumo dos Resultados .....                  | 126        |
| <b>5. CURVA DE CARGA .....</b>                      | <b>130</b> |
| 5.1. Curvas de Carga Medidas .....                  | 131        |
| 5.2. Cadeia de Markov .....                         | 133        |
| 5.3. Resultados.....                                | 138        |
| 5.3.1. Curvas de Carga Estocástica.....             | 138        |
| 5.3.1. Curvas de Carga Estocástica com VE.....      | 139        |
| 5.3.2. Curvas de Carga Estocásticas com PV .....    | 141        |
| 5.3.3. Curvas de Carga Estocástica com VE e PV..... | 142        |
| <b>6. CONCLUSÃO .....</b>                           | <b>146</b> |
| 6.1. Trabalhos Futuros .....                        | 148        |
| <b>7. REFERÊNCIAS .....</b>                         | <b>150</b> |

# 1. INTRODUÇÃO

A necessidade mundial pelo uso de energia renovável aumenta a cada ano, devido principalmente à preocupação com a emissão de gases poluentes e diversos problemas decorrentes de tais emissões, que além dos impactos ambientais, também acarretam problemas sociais e econômicos. Em razão dessa necessidade, tecnologias consideradas renováveis e sustentáveis começaram a ganhar cada vez mais destaque, e dentre estas tecnologias encontram-se os veículos elétricos (VE) e os geradores fotovoltaicos (comumente conhecidos pela sigla em inglês PV de *PhotoVoltaic*). Em alguns países da Europa, com destaque para a Noruega no caso do VE e para Alemanha no caso do PV, além de China e EUA, tais tecnologias já são bastante empregadas [1], [2]. Na Figura 1.1 é apresentada a evolução do nível de penetração destas tecnologias em um cenário mundial e na Figura 1.2 é apresentada esta evolução para o caso do Brasil [3], [4].

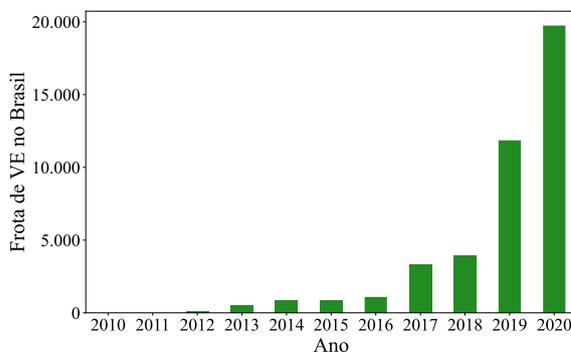


(a) Frota de VEs no mundo [1].

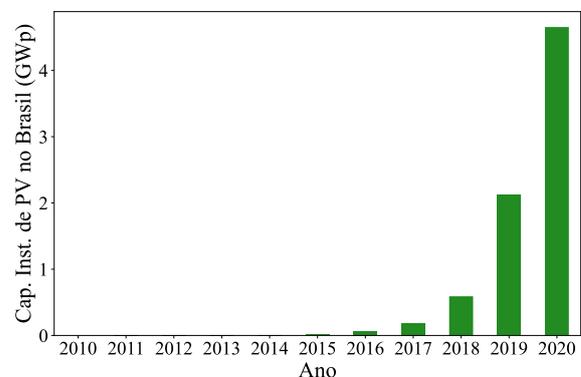


(b) Capacidade instalada de PVs no mundo [2].

Figura 1.1 – Frota de VEs e capacidade instalada acumulada de PVs no mundo.



(a) Frota de VEs no Brasil [3].



(b) Capacidade instalada de PVs no Brasil [4].

Figura 1.2 – Frota de VEs e capacidade instalada acumulada de PVs no Brasil.

Com o aumento da frota de VE e do número de conexões de PV, as concessionárias de energia elétrica necessitam identificar rapidamente os casos sem (ou com mínimo) impacto sobre o sistema de distribuição e os casos que requerem estudos detalhados e possíveis execuções de reforços, visando manter o adequado funcionamento do sistema.

### **1.1. Impactos da Massiva Penetração de VE e PV**

Como demonstrado na Figura 1.1 (a), a frota de veículos elétricos segue em constante crescimento mundial, sendo que as projeções do mercado estimam que em torno de 2030 essa frota seja próxima de 140 milhões [1]. No Brasil, o restrito mercado de VE (Figura 1.2 (b)) é consequência dos reduzidos incentivos por parte do governo, falta de desenvolvimento do produto no país, o que leva a preços altos devido às taxas de importação, e baixo poder aquisitivo da população em geral, e com isso não é esperado um crescimento expressivo de veículos elétricos leves no curto-prazo [5]. Porém, ainda assim, devido ao fato do Brasil possuir uma matriz energética considerada limpa e uma infraestrutura de transporte majoritariamente rodoviária, há uma elevada possibilidade de aumentar as frotas de VE no país no médio e longo prazo, e por isso várias iniciativas foram e seguem sendo promovidas, como por exemplo, a Plataforma Nacional de Mobilidade Elétrica (PNME) [6], o PROMOB-e [7], entre outros. Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) também têm sido desenvolvidos para estudar e compreender como o país e sua população podem se beneficiar com um possível aumento desta tecnologia [8] e várias estações de recargas já podem ser encontradas no território nacional [9]. Em outubro de 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 819/2018 com o objetivo de estabelecer os procedimentos e as condições gerais para as recargas de veículos elétricos [10].

No caso do PV, a capacidade instalada no mundo cresce a cada ano (Figura 1.1 (b)) e a difusão em redes de baixa tensão (BT) tem se tornado uma realidade em vários países ao redor do mundo. No Brasil, após a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 pela ANEEL [11] (posteriormente atualizada pela Resolução Normativa nº 687/2015 [12]), que define as condições gerais para o acesso de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) nos sistemas de distribuição, buscando regular e dar incentivos para estes acessantes, ocorreu um aumento significativo da capacidade de PV instalada (Figura 1.2 (b)), principalmente no que diz respeito aos microgeradores (com potência instalada menor ou igual a 75 kW).

Ambas as tecnologias podem acarretar problemas em redes que excedem os limites máximos de penetração que elas são capazes de suportar mantendo a energia entregue ao

consumidor dentro dos padrões de qualidade normativo, pois quando a grande maioria destas redes foram projetadas, tal cenário não era esperado [13]-[18].

Devido aos pontos supracitados, surge uma demanda cada vez maior pelo entendimento do comportamento do sistema frente a tais mudanças, assim como os níveis de penetração que uma determinada rede pode comportar sem que ocorram violações de limites pré-estabelecidos (neste trabalho será adotado o termo “Capacidade de Hospedagem” – CH para representar este indicador, o qual em inglês é representado por *Hosting Capacity – HC*). No caso dos VEs, um elevado nível de penetração teria como principal impacto técnico, a queda excessiva na magnitude de tensão, dado que o carregamento de um VE é visto pela rede como a conexão de uma nova carga. Também poderia ter como consequência, a sobrecarga de condutores e de transformadores, reduzindo a vida útil dos mesmos, aumento do desequilíbrio de tensão e dos níveis de perdas do sistema [13]-[15]. Já no caso dos PVs, o principal impacto técnico está relacionado à elevação da magnitude de tensão, principalmente pelo fato do instante de maior geração tipicamente coincidir com período de carga leve ou média [16]. Os PVs também podem impactar em sobrecarga de condutores e de transformadores, no aumento do desequilíbrio de tensão e dos níveis de perdas, além de que a inversão do fluxo de potência devido à alta penetração de PVs pode acarretar mudanças na forma como trabalham alguns equipamentos que foram desenvolvidos considerando apenas fluxo unidirecional, entre eles reguladores de tensão e dispositivos de proteção.

Uma das principais dificuldades para análise da inserção dessas tecnologias pelo departamento de planejamento das concessionárias de distribuição de energia elétrica refere-se às incertezas envolvidas nestes estudos, visto que tais soluções são adotadas por consumidores conectados em redes de baixa tensão. Nesse contexto, as seguintes perguntas devem ser respondidas para realizar uma análise consistente:

- Qual o percentual de consumidores com carregadores de VEs ou microgeradores PVs?
- Quais consumidores possuem carregadores de VEs ou microgeradores PVs?
- Qual o tipo de conexão dos carregadores de VEs ou dos microgeradores PVs, *i.e.*, monofásico, bifásico, trifásico?
- Qual a potência nominal dos carregadores de VEs ou dos microgeradores PVs?
- Qual a potência consumida pelos carregadores de VEs ou gerada pelos microgeradores PVs em certo instante do dia?

A dificuldade está em como responder a todas essas perguntas e gerar resultados com determinado grau de qualidade para a tomada de decisão. Além disso, os principais impactos

advindos da adoção destas tecnologias ocorrem em redes de baixa tensão, em que os dados naturalmente possuem maior grau de incerteza, sobretudo em relação à curva de carga de cada consumidor, e o uso de técnicas de agregação não é adequado, visto serem impactos localizados. Uma solução é empregar métodos probabilísticos, de forma que a tomada de decisão pode ser realizada considerando prováveis (potenciais) cenários. Um exemplo clássico encontrado na literatura e adequado para aplicação para esse tipo de problema é o método de Monte Carlo [19].

Com base nos problemas apresentados, estudos para avaliar os impactos causados pela massiva penetração de VEs e PVs são de suma importância para que sejam propostas soluções que visem gerenciar adequadamente redes de distribuição de baixa tensão. Muitos estudos foram e continuam sendo realizados neste sentido. Entretanto, ainda se faz necessário buscar métodos que possam ser aplicados de forma eficiente, considerando todas as redes de concessionárias de grande porte, analisando toda sua área de abrangência com milhões de consumidores e, de forma ainda mais ambiciosa, com base em estudos de larga escala, ser capaz de prover uma perspectiva para o agente regulador de um determinado país. Com isso, dois pontos de grande relevância a serem considerados são a questão da escalabilidade e da disponibilidade dos dados demandados pela metodologia, de tal forma a ser possível obter resultados confiáveis.

## **1.2. Objetivo**

O objetivo central desta tese é desenvolver uma metodologia que seja capaz de realizar estudos estocásticos envolvendo o sistema de distribuição de energia elétrica de baixa tensão na presença de veículos elétricos e geradores fotovoltaicos considerando escalabilidade e disponibilidade de dados, de maneira que seja possível obter uma solução de compromisso entre qualidade e aplicabilidade dos resultados. Para verificar a viabilidade de tal objetivo, a metodologia desenvolvida é empregada para avaliar o impacto do modelo e premissas adotados para representar cada tecnologia sob análise na estimativa da Capacidade de Hospedagem de Veículo Elétrico (CHVE) e da Capacidade de Hospedagem de Gerador Fotovoltaico (CHPV) em redes de baixa tensão.

Além dos estudos referentes à adoção de VEs e PVs, também é realizado uma análise das curvas de carga dos consumidores, pois tal característica possui elevado impacto na investigação do problema e embora existam diversos estudos voltados para o modelo do comportamento das cargas, essa informação ainda não é precisa, de forma que há necessidade

de melhorias na modelagem. Tal informação se torna ainda mais relevante quando os estudos são voltados para redes de baixa tensão, onde há um menor número de consumidores e conseqüente maior perda de qualidade ao trabalhar com curvas de carga agregadas.

Para que tal objetivo fosse alcançado, foi implementada uma ferramenta computacional que permite, de forma eficiente, a realização de milhares de simulações em redes BT, a qual foi aplicada considerando uma concessionária brasileira de grande porte. Os algoritmos desenvolvidos foram implementados usando a linguagem de programação *Python* [20], a qual em conjunto com o software de análise de redes de distribuição *OpenDSS* [21], são empregados para a realização das simulações de fluxo de carga série temporal. Também é utilizado *SQLite* [22] para análise dos dados das redes empregadas nos estudos, assim como armazenamento dos resultados obtidos e o *QGIS* [23] para visualização geográfica dos dados.

### **1.3. Estrutura da Tese**

Esta tese está organizada da seguinte forma:

- O Capítulo 2 apresenta inicialmente uma breve descrição dos dados utilizados e premissas adotadas nos estudos realizados neste trabalho, uma explicação sobre a necessidade de uma abordagem estocástica e a metodologia desenvolvida.
- O Capítulo 3 apresenta o modelo do veículo elétrico, os estudos realizados envolvendo esta tecnologia e os resultados obtidos, de tal forma a analisar o impacto na estimativa da CHVE.
- O Capítulo 4 apresenta o modelo do gerador fotovoltaico, assim como os estudos e os resultados envolvendo esta tecnologia, a fim de analisar o impacto na estimativa da CHPV.
- O Capítulo 5 apresenta os estudos envolvendo uma abordagem para modelar as curvas de carga dos consumidores de forma estocástica e estudos relacionando a utilização destas curvas com a presença de consumidores com VEs, com PVs e com ambos simultaneamente.
- As conclusões do trabalho são apresentadas no Capítulo 6, juntamente com sugestões para possíveis trabalhos futuros.

## 2. CARACTERÍSTICAS DOS DADOS E METODOLOGIA

O contínuo avanço do conhecimento científico e tecnológico da área de Ciência da Computação acarretou um elevado aumento na capacidade de armazenar e processar dados, e com isso muitas empresas passaram a investir neste setor, comumente conhecido como *big data* e *data analytics*, em que não é necessário apenas ter uma estrutura para obter e armazenar um volume grande de informações, mas também saber como realizar o seu tratamento, visando eficiência e confiabilidade dos processos. Mesmo considerando tal evolução, atualmente ainda não é trivial ter todas as informações disponíveis de forma simples e confiável para solucionar determinados problemas, e adicionalmente, muitos setores não possuem capacidade para realizar o processamento de todos os dados em tempo real. Deste modo, ainda se faz necessário buscar soluções de compromisso que, através do desenvolvimento de metodologias voltadas para um determinado universo de dados, possam propor soluções para os diferentes problemas encontrados. Portanto, este trabalho visa contribuir com o desenvolvimento de metodologias para determinar o impacto dos modelos de VE e PV na estimativa da capacidade de hospedagem dos mesmos, considerando uma análise com elevado número de redes, de tal forma a englobar uma vasta diversidade dos elementos envolvidos, sendo capaz de considerar uma área de concessão de uma distribuidora com milhões de consumidores, podendo fornecer informações mais próximas da realidade para os engenheiros que são responsáveis pelos estudos de reforço e expansão do sistema. Os resultados obtidos com os estudos em larga escala também podem fornecer uma perspectiva nacional, inclusive com uma visão do lado de uma agência regulatória, no caso do Brasil, a ANEEL. Portanto, a escalabilidade e disponibilidade dos dados são os principais pontos a serem considerados no desenvolvimento das metodologias e modelos a serem propostos neste trabalho.

Neste capítulo serão, por conseguinte, detalhadas as características das redes selecionadas para os estudos desta tese, assim como a metodologia desenvolvida. Neste contexto, as redes de média tensão (MT) não são modeladas, visto que a ideia é obter a capacidade de hospedagem das redes de baixa tensão (BT) com foco na abordagem de questões localizadas. Porém, alguns dos estudos de sensibilidade apresentados nos capítulos subsequentes suprem parcialmente a deficiência da não modelagem das redes MT. Destaca-se que há soluções via ações em redes de média tensão, como, por exemplo, ajuste de tapas de reguladores instalados ao longo do alimentador ou na subestação ou chaveamento de banco de capacitores, contudo, tais soluções não são abordadas nesta tese.

## 2.1. Características das Redes Estudadas

Nesta tese, os principais dados utilizados são provenientes da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) de uma concessionária do estado de São Paulo. Estes dados podem ser solicitados através da Lei de Acesso à Informação (LAI) [24] e sua estrutura é apresentada no Módulo 10 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [25]. Os dados relacionados às redes BT, também chamadas de redes secundárias, foram convertidos para o formato do software *OpenDSS*.

A seleção das redes foi realizada conforme o fluxograma da Figura 2.1. Inicialmente foram selecionadas 201.631 redes de baixa tensão, todas próprias (pertencentes à distribuidora), ativas e com alguma Unidade Consumidora (UC). Em seguida, 95.604 foram descartadas por possuírem menos de 5 UCs residenciais, principalmente pelo fato de que para os estudos relacionados ao PV é definido que tal tecnologia é alocada em 20% das UCs de cada rede e as UCs residenciais são as principais aptas a receberem a conexão das tecnologias avaliadas. Para as 106.027 redes restantes, foi realizado um fluxo de carga série temporal no período de um dia, com resolução de 15 minutos (96 fluxos de cargas) e após isso, 20.510 redes foram descartadas, seja por apresentarem (a) algum problema de convergência, (b) pelo fato de todas as UCs aptas a receberem VE ou PV estarem com consumo nulo no mês analisado ou (c) por violarem algum critério técnico definido por normas, *e.g.*, níveis de tensão ou capacidade de condução, no caso inicial, ou seja, sem a presença de VE ou PV. Com isso, para aplicação nos estudos envolvendo capacidade de hospedagem, são definidas 85.517 redes BT com uma média de 44 barras e 135 nós. Tais redes estão presentes em 222 cidades do estado de São Paulo e abastecem mais de 3 milhões de consumidores (mais de 7 milhões de habitantes).

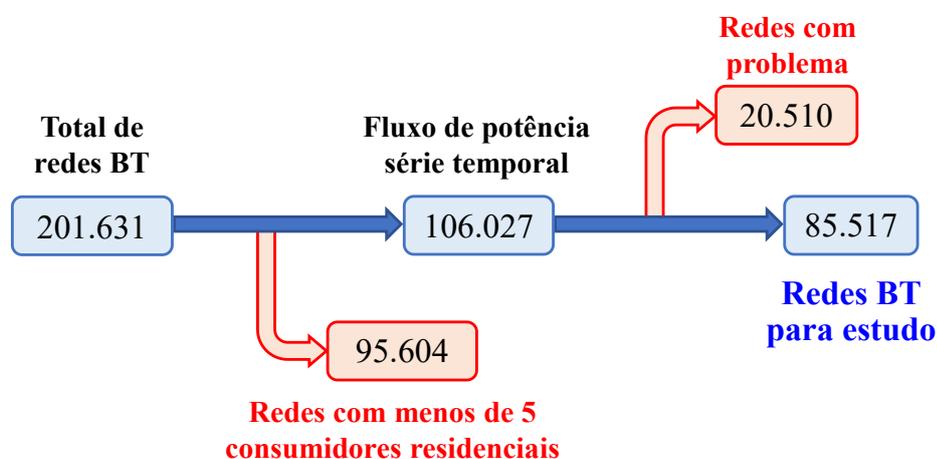
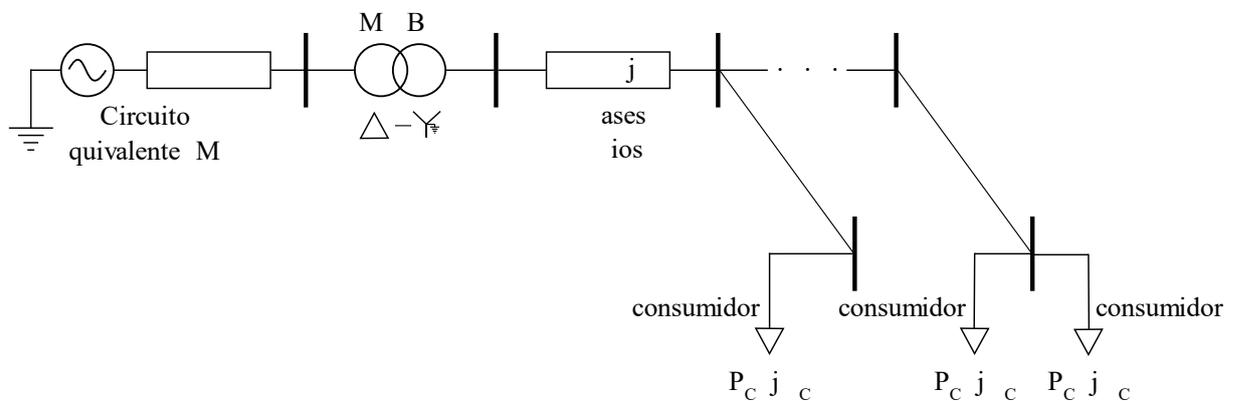


Figura 2.1 – Seleção das redes BT.

Nesse trabalho, cada rede BT é composta por um equivalente de Thévenin representando o sistema MT com tensão igual a 1,00 pu (tensão nominal é 11,9 kV ou 13,8 kV), um transformador com conexão delta do lado MT e conexão estrela aterrado do lado BT (tensão nominal é 220 V ou 380 V), um circuito BT trifásico modelado a 4 fios (3 fases com neutro explicitamente modelado) e um conjunto de consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos com seus respectivos ramais de serviço. As redes são multiterradas, com aterramento no lado de baixa do transformador de distribuição e em cada ponto de acoplamento dos consumidores. Uma representação esquemática típica da rede BT é ilustrada na Figura 2.2.



**Figura 2.2 – Diagrama de uma rede BT genérica.**

Para as 85.517 redes BT analisadas, quase 90% dos transformadores de distribuição possuem potência nominal de 30, 45 e 75 kVA (Tabela 2.1). Outras características importantes das redes analisadas são apresentadas na Tabela 2.2. Pode ser observado que as características possuem elevada discrepância, fazendo com que seja difícil definir circuitos representativos, mesmo levando em conta que todas as redes pertencem a uma mesma distribuidora. Essa heterogeneidade pode ser vista pelos altos valores de desvio padrão e pela grande diferença da faixa central de valores que engloba 90% das redes. Portanto, como não é possível estabelecer sistemas representativos, a solução neste caso é simular todas as redes.

**Tabela 2.1 – Potência nominal dos transformadores de distribuição das redes BT selecionadas.**

| Potência nominal (kVA) | Quantidade      |
|------------------------|-----------------|
| 30                     | 17.974 (21,02%) |
| 45                     | 32.372 (37,85%) |
| 75                     | 24.302 (28,42%) |
| 112,5                  | 7.188 (8,41%)   |
| Outros                 | 3.681 (4,30%)   |

**Tabela 2.2 – Principais características das redes BT selecionadas.**

| Parâmetro  | Valor Médio | Desvio Padrão | Faixa central de valores que engloba 90% das redes* |
|--|-------------|---------------|---|
| Número de consumidores   | 37,79       | 23,88         | 8,00 – 80,00  |
| Número de consumidores residenciais  | 35,14       | 23,65         | 6,00 – 77,00  |
| Número de consumidores comerciais  | 2,59        | 4,44          | 0,00 – 10,00  |
| Número de iluminações públicas (IP)  | 9,80        | 6,24          | 0,00 – 21,00  |
| Razão X/R  | 0,19        | 0,07          | 0,10 – 0,32   |
| Limite térmico médio dos condutores da rede (A)  | 95,07       | 30,49         | 67,92 – 142,23                                      |
| Comprimento total da rede (m)  | 762,57      | 429,71        | 114,39 – 1.529,43                                   |
| Comprimento total secundário (m)   | 341,36      | 198,42        | 42,83 – 691,75                                      |
| Comprimento total ramal de serviço (m)   | 421,20      | 305,52        | 46,92 – 996,54                                      |
| Distância do nó mais distante em relação ao transformador (m)  | 157,91      | 75,20         | 37,40 – 285,52                                      |
| Carregamento máximo da rede (% potência nominal do transformador)                                      | 54,39       | 27,44         | 12,75 – 101,86                                      |
| Fator de carga do transformador  | 0,52        | 0,07          | 0,44 – 0,66   |
| *O limite inferior deste índice é calculado pelo “percentil 5” e o limite superior pelo “percentil 95” |             |               |   |

Para cada consumidor é atribuído um perfil de carga de 24 horas com resolução de 15 minutos de acordo com sua classe (residencial, comercial, industrial, rural etc.), com o fator de carga e o consumo mensal. Estes perfis de carga são utilizados em estudos realizados regularmente pela concessionária e são obtidos através de representações estatísticas de campanhas de medição do processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP), que é realizado a cada 4 ou 5 anos, como requerido pela ANEEL [26], [27]. Os consumidores são modelados com a injeção de potência ativa com característica de 50% do tipo potência constante e 50% do tipo impedância constante e a potência reativa com característica de 100% do tipo impedância constante, como sugerido no Módulo 7 do PRODIST [28] para cálculo de perdas, e com o número de fases e conexão de acordo com os valores informados pela BDGD.

## **2.2. Método de Monte Carlo**

Como apresentado na Seção 1.2, um dos objetivos desta tese é avaliar o impacto dos modelos de veículo elétrico e gerador fotovoltaico na estimativa da capacidade de hospedagem para as redes BT frente à massiva inserção destas tecnologias. Nesse caso, visto que a adoção da tecnologia é generalizada e dispersa e a concessionária não tem qualquer controle sobre os pontos de instalação, o uso de técnicas determinísticas, embora possível, pode levar a resultados pessimistas ou otimistas, dependendo dos critérios empregados para alocação e dimensionamento dessas tecnologias. Portanto, para analisar o impacto de uma massiva penetração, seja de VE ou PV, sem conhecimento de características que a concessionária não tem controle, como por exemplo, o consumidor que irá adquirir um VE ou PV, ou seja, a localização de conexão da tecnologia na rede, é mais apropriada a utilização de uma abordagem estocástica, para que se possa representar a frequência de ocorrência dos eventos considerados aleatórios. O uso de métodos estocásticos permite dizer que determinado resultado tem uma certa probabilidade de ocorrer. Por conseguinte, a tomada de decisão poder ser feita considerando uma análise de risco.

Dessa forma, para solucionar o problema de forma probabilística, é adotada a simulação de Monte Carlo [19], que é capaz de construir diferentes cenários para um determinado problema considerando as aleatoriedades envolvendo as variáveis de interesse, por exemplo, qual a probabilidade de um VE iniciar sua recarga em um instante específico de um determinado dia. Na simulação de Monte Carlo, as variáveis aleatórias são modeladas por funções de densidade de probabilidade a fim de obter um comportamento mais próximo da realidade. Mais detalhes sobre o algoritmo implementado é fornecido ao longo deste capítulo.

## **2.3. Impactos Técnicos (Métricas)**

As redes de distribuição devem seguir métricas impostas pelo regulador ou definidas em normas e padrões, para que a energia seja entregue aos consumidores finais em condições adequadas. Nesta tese, as seguintes quatro métricas são adotadas ao longo das simulações para verificar se as redes estudadas estão dentro dos parâmetros solicitados:

- Magnitude de tensão: é considerado violada se qualquer tensão nos pontos de conexões dos consumidores estiver fora da zona definida como apropriada, a qual é apresentada na Tabela 2.3, conforme Módulo 8 do PRODIST [29];
- Desequilíbrio de tensão: é considerado excedido se o valor de desequilíbrio estiver acima de 3% por pelo menos 5% do período avaliado (aproximado para uma hora) em

qualquer consumidor trifásico ou em qualquer transformador de distribuição, conforme Módulo 8 do PRODIST [29]. É importante salientar que, embora o PRODIST solicite a avaliação deste critério apenas nos pontos de acoplamento dos consumidores, optou-se por também avaliar o desequilíbrio de tensão no secundário do transformador, pois este impacto pode contribuir na redução da vida útil do equipamento da concessionária. Além disso, tal prática permite que o desequilíbrio de tensão seja avaliado em redes que não contenham UCs trifásicas. Neste trabalho, o desequilíbrio é avaliado através do índice obtido a partir da equação (1);

- Capacidade térmica da linha: é considerado excedido se a corrente estiver acima do valor nominal por pelo menos uma hora ininterrupta em qualquer linha [30], [31];
- Capacidade do transformador: é considerado excedido se a potência estiver acima de 150% do valor nominal por pelo menos uma hora ininterrupta em qualquer transformador de distribuição [32], [33].

**Tabela 2.3 – Padrão brasileiro para magnitude de tensão de acordo com ANEEL [29].**

| Zona       | Limites de tensão (pu)                      | Duração relativa (% do período) |
|------------|---|---------------------------------|
| Apropriada | $0,9 \leq A \leq ,05$                       | ---                             |
| Precária   | $0,87 \leq A < 0,9$ ou $1,05 < A \leq 1,06$ | $\leq ,0 \%$                    |
| Crítica    | $A < 0,87$ ou $A > 1,06$                    | $\leq 0,5 \%$                   |

$$\%Deseq = \left| \frac{V_-}{V_+} \right| \times 100 \quad (1)$$

em que  $V_-$  e  $V_+$  são as magnitudes de tensões de sequência negativa e positiva na barra em estudo, respectivamente.

## 2.4. Critério de Convergência

O procedimento comum de algoritmos baseados no método de Monte Carlo é criar, simular e checar as violações para os aspectos técnicos definidos de acordo com um número de cenários, pré-definidos ou não, com o objetivo de obter a convergência do estudo [19]. Neste trabalho, a convergência é testada utilizando-se o conceito de janela móvel ao invés de um número fixo de cenários. O objetivo é melhorar a eficiência computacional, visto que muitos casos podem convergir antes do limite definido.

Para os estudos apresentados neste trabalho, a janela móvel é composta de 30 cenários com uma margem de tolerância de 5%, sendo  $\pm 2,5\%$  (valores da janela móvel e da margem de tolerância foram definidos a partir de numerosos testes). Na Figura 2.3 são apresentados dois

exemplos do método de convergência, um (Figura 2.3 (a)) em que o processo necessitou de 231 cenários para obter a convergência e outro (Figura 2.3 (b)) em que foram necessários apenas 39 cenários, o que indica que os últimos 30 cenários se encontram dentro da margem de tolerância. Existe uma janela de teste para cada métrica definida e todos devem convergir para que o problema seja considerado convergido. O número máximo de cenários adotado é definido como 1.000 caso haja situações em que não ocorra a convergência. Contudo, ressalta-se que o número máximo de cenários foi alcançado em pouquíssimos casos apresentados nesta tese.

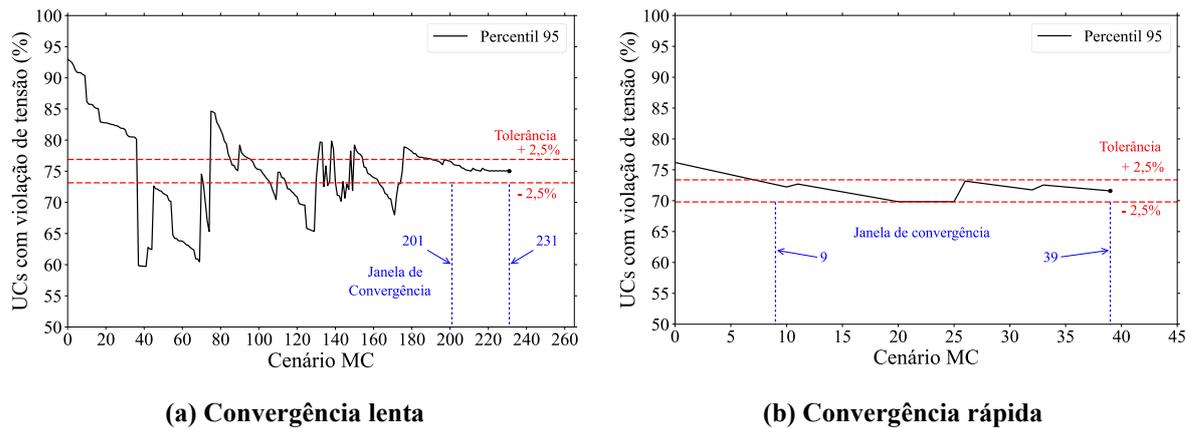


Figura 2.3 – Exemplo de convergência para casos de violação de tensão nas UCs.

## 2.5. Algoritmo

O algoritmo completo desenvolvido para análise das redes de distribuição é detalhado na Figura 2.4. Primeiramente, são definidas as condições iniciais, as quais incluem os parâmetros referentes à rede analisada, as tecnologias (VE e/ou PV) que serão inseridas, as variáveis determinísticas da respectiva tecnologia e informações referentes às variáveis estocásticas. Também deve ser definido se as curvas de carga ao longo das simulações serão representadas de forma determinística, isto é, a curva atribuída a um determinado consumidor não é alterada ao longo de todos os cenários ou se serão representadas de forma estocástica, em que para cada cenário criado, cada consumidor pode estar associado a uma curva diferente, porém mantendo as características de sua classe. Outra informação que deve ser inserida é referente à inclusão ou não dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) e no caso de inclusão, seu respectivo nível de penetração e as variáveis determinísticas e estocásticas referentes a tal tecnologia. Detalhes de como cada variável é tratada para as diferentes tecnologias são descritos nos capítulos seguintes, conforme uma determinada tecnologia é analisada.

Visto que a metodologia desenvolvida será testada para determinar a relevância de como cada variável ou parâmetro das tecnologias investigadas impactam a capacidade de

hospedagem, o nível de penetração será variado ao longo dos estudos. Portanto, nos estudos apresentados neste trabalho, o nível de penetração<sup>1</sup> para a tecnologia definida é inicialmente configurado como 50% de acordo com o método de busca binária [34], pois tal valor representa o centro do intervalo de busca que varia de 0% a 100%. Caso não ocorra nenhuma violação nessa primeira iteração, em seguida é selecionado o ponto central entre 50% e 100%, logo, 75%. Por outro lado, caso ocorra alguma violação, então o novo intervalo é definido como sendo 25%, ponto central entre 0% e 50% e assim por diante. O método de busca binária é empregado visando reduzir o custo computacional.

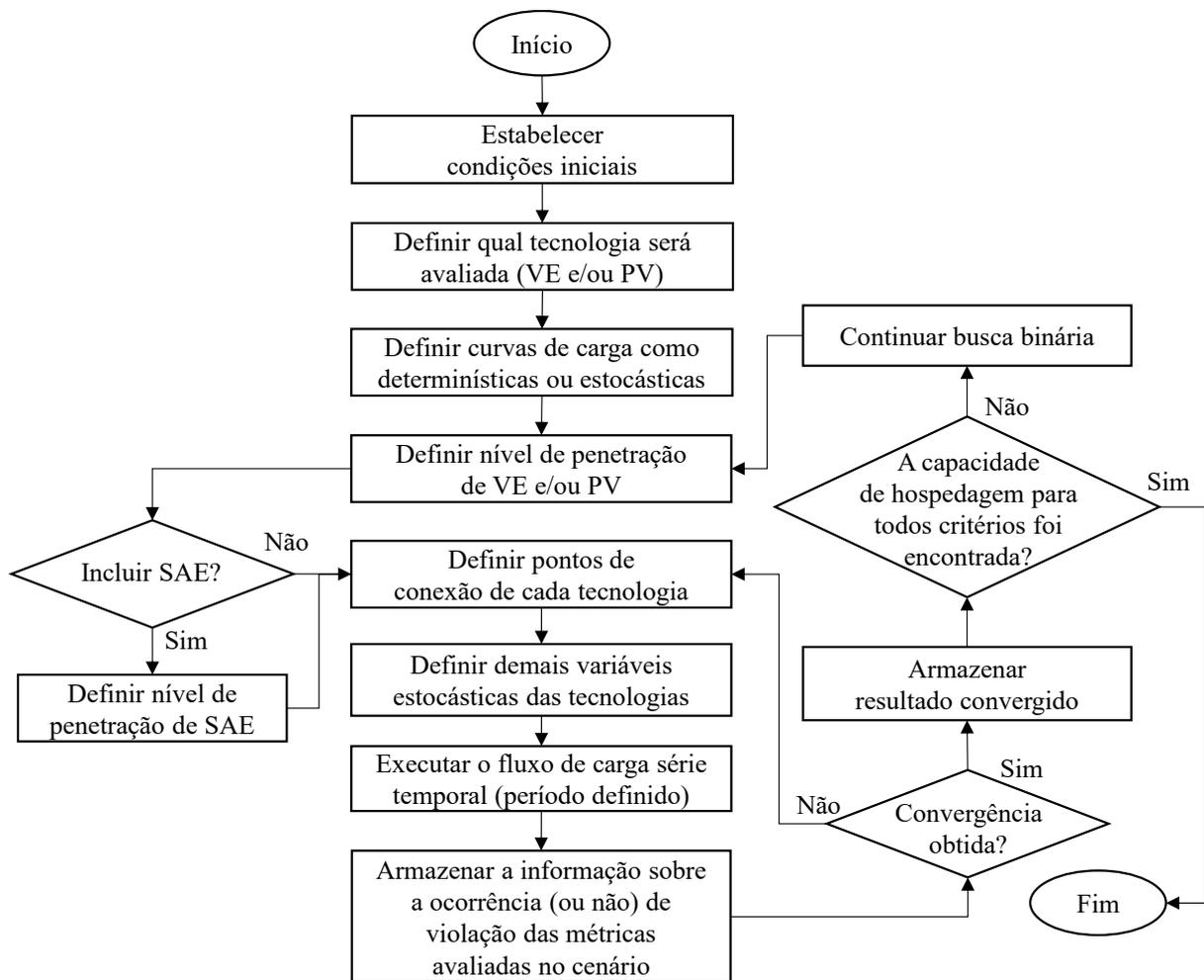


Figura 2.4 – Algoritmo completo para encontrar o nível de penetração de VE/ PV de redes de distribuição.

<sup>1</sup> Neste trabalho, nível de penetração é definido de duas formas, como a razão entre a quantidade de consumidores que possuem determinada tecnologia e a quantidade de consumidores aptas a receberem tal tecnologia ou a razão entre a potência total de uma tecnologia instalada em determinada rede e a potência do transformador MT/BT desta rede.

Para a localização do ponto de conexão da tecnologia selecionada, dada a enorme desigualdade social existente no Brasil, não se pode considerar um espaço equiprovável, já que não se pode atribuir a mesma probabilidade de receber um VE ou um PV para todos os consumidores, porém ao mesmo tempo, definir probabilidades específicas exige uma análise aprofundada fora do escopo deste trabalho. Portanto, uma alternativa encontrada foi selecionar apenas os consumidores residenciais cadastrados na BDGD como RE1 (residencial), não levando em consideração as UCs cadastradas como residencial de baixa renda (RE2, REBR, REQU e REBP). Os consumidores comerciais (CO1 e CO9) também são considerados aptos a receberem VE e PV. Para o PV também são adicionados os consumidores da classe rural (RU1, RU2, RU3, RU5, RU7, RU8, RU1A, RU1B) [25]. Na Tabela 2.4 é apresentado o quantitativo e o percentual das classes selecionadas para receberem as tecnologias. Vale ressaltar que a metodologia proposta permite definir o consumo mínimo para tornar os consumidores aptos a receberem VE ou PV. Neste trabalho são consideradas aptas todas as cargas que possuem consumo não nulo conforme cadastro apresentado na base de dados.

**Tabela 2.4 – Distribuição dos consumidores por classe.**

| Classe | Quantidade         |
|--------|--------------------|
| RE1    | 2.878.697 (88,80%) |
| CO1    | 47.986 (1,48%)     |
| CO9    | 74.982 (2,31%)     |
| Rural  | 3.613 (0,11%)      |
| Outros | 236.552 (7,30%)    |

As demais variáveis estocásticas são definidas de acordo com a tecnologia selecionada e, como mencionado previamente, estão mais bem detalhadas nos capítulos seguintes. Após as definições de todas as variáveis é executado o fluxo de carga série temporal no período definido e diversos cenários são criados até que se obtenha a convergência para o nível de penetração avaliado. Em seguida, os resultados são armazenados e é verificado se para todos os critérios foi encontrado a capacidade de hospedagem da rede, sendo que em caso positivo o processo é finalizado, caso contrário, o nível de penetração é alterado, conforme já explicado, e o processo se repete.

Na Tabela 2.5 é dado um exemplo simplificado da avaliação realizada em um nível de penetração específico. Neste exemplo ilustrativo, apenas a magnitude de tensão é violada, visto que o critério de percentil 95 é adotado para decidir se uma determinada métrica é violada ou não. Isso significa que caso o número de violações ocorra em menos do que 5% dos casos

analisados, cenários, considera-se que não há violação. Vale lembrar que a magnitude de tensão representa quatro critérios, *i.e.*, tensão máxima crítica e precária e tensão mínima crítica e precária, porém visando facilitar a análise, para este exemplo foi utilizada apenas uma coluna para representar esta métrica. Outro ponto importante é que o número de cenários varia para cada rede analisada.

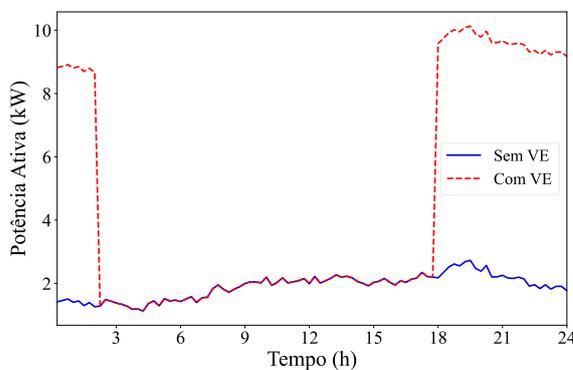
**Tabela 2.5 – Exemplo de cálculo do resultado para determinado nível de penetração de uma tecnologia.**

| Cenário             | Impactos técnicos avaliados  |                             |                               |                              |
|---------------------|------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|------------------------------|
|                     | Magnitude de tensão          | Carregamento dos condutores | Carregamento do transformador | Desequilíbrio de tensão      |
| 1                   | <b>VIOLA</b>                 | <b>NÃO VIOLA</b>            | <b>NÃO VIOLA</b>              | <b>NÃO VIOLA</b>             |
| 2                   | <b>VIOLA</b>                 | <b>VIOLA</b>                | <b>NÃO VIOLA</b>              | <b>NÃO VIOLA</b>             |
| 3                   | <b>NÃO VIOLA</b>             | <b>NÃO VIOLA</b>            | <b>VIOLA</b>                  | <b>NÃO VIOLA</b>             |
| ...                 | ...                          | ...                         | ...                           | ...                          |
| 1.000               | <b>VIOLA</b>                 | <b>VIOLA</b>                | <b>NÃO VIOLA</b>              | <b>NÃO VIOLA</b>             |
| Resumo dos cenários | NÃO VIOLA: 60%<br>VIOLA: 40% | NÃO VIOLA: 95%<br>VIOLA: 5% | NÃO VIOLA: 97%<br>VIOLA: 3%   | NÃO VIOLA: 100%<br>VIOLA: 0% |
| Resultado           | <b>VIOLA</b>                 | <b>NÃO VIOLA</b>            | <b>NÃO VIOLA</b>              | <b>NÃO VIOLA</b>             |

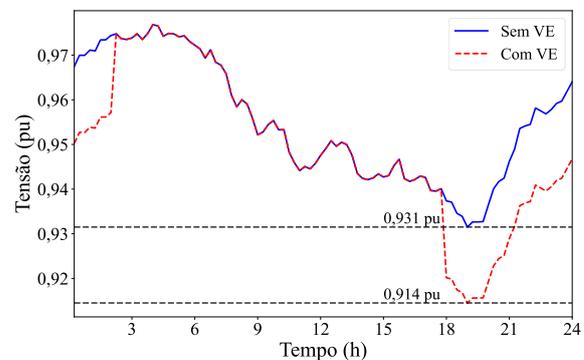
### 3. VEÍCULO ELÉTRICO

O carregamento de um VE é um evento que acrescenta uma carga considerável ao sistema de distribuição. Portanto, é de grande interesse das concessionárias investigar os impactos causados por tal evento e com base nisso planejar políticas para seus respectivos sistemas. Aliado a este fator, há uma tendência mundial de instalação de carregadores de recarga residencial [1], o que eleva o nível de atenção voltado para as redes BT. Como citado no Capítulo 1, uma abordagem para caracterizar estes impactos é através da obtenção da capacidade de hospedagem de veículos elétricos (CHVE) das redes de distribuição. Na Figura 3.1 é apresentado um exemplo do impacto causado pela conexão de um VE em uma determinada barra do sistema. Na Figura 3.1(a), apresenta-se aumento da carga e na Figura 3.1(b), a queda na magnitude de tensão levando a problemas de subtensão, que como será detalhado neste capítulo, é o principal problema ocasionado devido a este tipo de conexão. Entre os possíveis impactos causados pelo aumento de penetração de VEs na rede estão:

- queda da magnitude de tensão (Figura 3.1(b));
- sobrecarga de cabos ou transformadores;
- aumento no nível de desequilíbrio.



(a) Impacto na curva de carga.



(b) Impacto na tensão.

Figura 3.1 – Impacto causado pela conexão de um VE.

Existem dois tipos principais de VEs classificados como plug-in:

- VEs com apenas o motor elétrico (em inglês, *Battery Electric Vehicles – BEV*);
- VEs híbridos, com um motor a combustão e um motor elétrico (em inglês, *Plug-in Hybrid Electric Vehicles – PHEV*).

Em razão da atualidade do tema, em diversos trabalhos foram recentemente desenvolvidos métodos para se estimar a CHVE em redes de distribuição. Por exemplo, em [35], [36], a única variável randômica utilizada para modelar o carregamento do VE é a duração

do carregamento, em [37]-[41] o tempo de carregamento também é incluído como variável estocástica. A referência [37] considera um modelo detalhado do carregamento do VE, levando em conta a capacidade da bateria, estado de carga (do inglês *State of Charge* – *SoC*), propósito da viagem etc. A referência [38] investiga os impactos causados pela inserção do VE considerando 4 tipos de recarga: recarga lenta (residencial), recarga lenta (comercial), recarga rápida e recarga ultrarrápida, a partir da modelagem de *SoC* e do início de carregamento. Em [39], dois modelos estocásticos de carregamento coordenado são propostos para minimizar as perdas e maximizar o fator de carga do sistema. Um modelo utiliza otimização quadrática para determinar o instante de início do carregamento e o outro utiliza uma técnica de programação dinâmica. Os perfis de carregamento obtidos indicam que o instante de início de carregamento ocorre depois das 10 horas, e na maioria dos casos depois das 18 horas. A referência [40] também fornece um modelo estocástico detalhado com relação a como se comporta o carregamento e, além dos pontos citados previamente, considera também a diferença na frequência de carregamento entre os usuários. Entretanto, tais perfis de carregamento tem apenas resolução horária. Em [41], uma simulação de Monte Carlo com Cadeia de Markov é aplicada para gerar padrões sintéticos de viagens realizadas pelo VE com base em um banco de dados de alta resolução extraído de pesquisas realizadas no Reino Unido. O evento de carregamento começa imediatamente após o usuário do VE retornar para casa ou para o local de trabalho e o tempo de viagem é extraído dos padrões de viagens. A localização do carregamento no sistema de distribuição não foi considerada uma variável randômica. Por outro lado, alguns métodos são mais sofisticados e, com isso se tornam de difícil implementação em termos práticos. Por exemplo, em [39] e [42], os consumidores são modelados com variáveis randômicas que requerem informações que não estão disponíveis para os engenheiros das distribuidoras. Em [42], as curvas de cargas são obtidas com base na probabilidade de uso de equipamentos eletrodomésticos, que também não é algo sempre acessível para as concessionárias. Por fim, algumas referências como [43] possuem um compromisso em termos de quantidade de informações requeridas e complexidade do método. Tal referência fornece modelos probabilísticos para a avaliação dos impactos de diferentes tecnologias consideradas de baixa emissão de carbono, como geradores fotovoltaicos, veículos elétricos, unidades de micro cogeração e bombas de calor. As únicas variáveis randômicas do modelo do VE estão relacionadas diretamente ao veículo elétrico (localização da recarga, instante de início e duração do carregamento) e modelos determinísticos são usados para os demais fatores. Entretanto, é assumido que os perfis de todos os consumidores possuem as mesmas características, não sendo discriminados por sua classe (residencial, comercial, industrial), tipo de atividade, faixa de

consumo etc. Outro ponto é o fato de ser investigado o impacto causado pelo VE em poucas redes de baixa tensão. Embora qualitativamente este estudo forneça bons resultados, quantitativamente ainda há uma grande dependência das características das redes utilizadas e os resultados obtidos com poucas redes (centenas) podem não representar a realidade de uma concessionária. Portanto, os estudos citados acima possuem contribuições para produzir métodos que conduzem análises de redes individualmente, porém ainda há uma necessidade no sentido quantitativo. Com isso, entende-se que há necessidade de desenvolvimento de métodos melhorados a fim de viabilizar a análise prática em uma área extensa de atuação de uma concessionária, visando fornecer ao departamento de planejamento das empresas do setor uma metodologia factível com resultados de qualidade aplicável.

Neste contexto, as contribuições deste capítulo são: 1) apresentar uma análise do impacto do modelo do VE na estimativa da capacidade de hospedagem com foco no uso de informações disponíveis para os engenheiros da concessionária, viabilizando a derivação de uma metodologia prática; 2) apresentar resultados quantitativos baseados em um estudo de larga escala com capacidade de auxiliar os engenheiros em tomadas de decisões com relação aos impactos técnicos causados pela conexão massiva de VEs, os quais podem ser utilizados para planejamento dos sistemas ao longo dos anos; 3) apresentar resultados objetivos demonstrando diferentes ações que podem ser capazes de melhorar a capacidade de hospedagem dos VEs das redes BT.

### **3.1. Modelagem**

Do ponto de vista de modelagem para análise de fluxo de carga, o veículo elétrico é representado como uma carga com potência constante, dado que ao longo de quase todo o período de carregamento a potência ativa do carregador se mantém praticamente constante. Adicionalmente, o fator de potência também é mantido praticamente constante e tende a ser próximo do valor unitário durante o processo de recarga. Este comportamento referente ao fator de potência se deve principalmente ao fato do projeto de VEs incluir dispositivos de correção de fator de potência [42], [44].

#### **3.1.1. Variáveis Estocásticas**

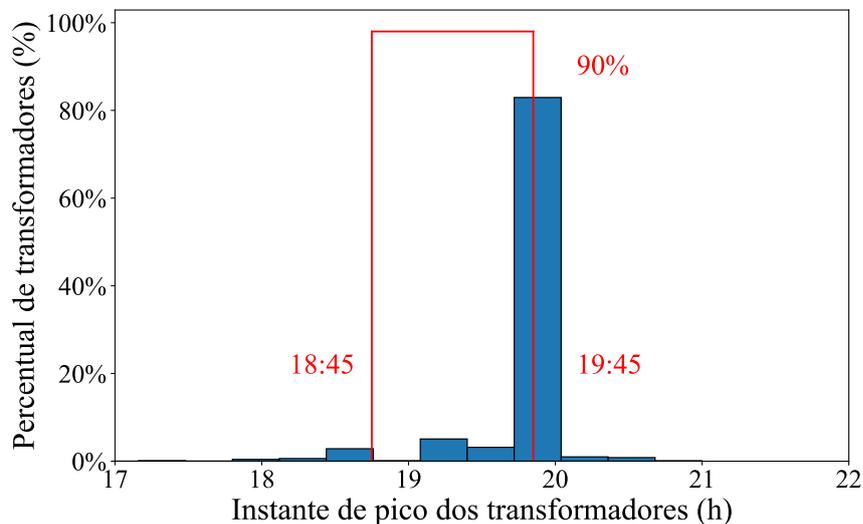
As variáveis randômicas associadas ao evento de carregamento do VE são: localização do VE, característica do VE dependendo do fabricante e modelo e início e duração da recarga, sendo que a duração está atrelada ao SoC. Também podem ser consideradas variáveis

randômicas, o número de fases e a tensão nominal (127 V, 220 V ou 380 V), que variam de acordo com o consumidor selecionado para receber o VE.

A localização do VE, ou seja, o consumidor que receberá o VE é modelado como uma função de densidade de probabilidade com distribuição (fdp) uniforme, e, portanto, todos os consumidores definidos como aptos a receberem o VE possuem a mesma probabilidade de o receberem. Conforme descrito na Seção 2.5, para os estudos desta tese são considerados aptos a receber o VE, consumidores pertencentes às classes RE1, CO1 e CO9 [25].

O início da recarga é modelado por uma fdp uniforme descrita em (2). Como em um primeiro momento é esperado que as recargas dos VEs estejam concentradas após o horário de trabalho, é adotado o intervalo entre 18:00 e 21:00 horas para o início do carregamento [45]-[47]. Isso coincide com o instante de pico de grande parte das residências no Brasil atualmente [48], o que acaba elevando os problemas causados por tais conexões. Na Figura 3.2 é possível observar que para os 85.517 transformadores analisados, o pico de carga se concentra às 19 horas e 45 minutos.

$$f(x) = \frac{1}{(b - a)}, a \leq x \leq b, a = 18, b = 21 \quad (2)$$



**Figura 3.2 – Pico de carga das redes BT analisadas.**

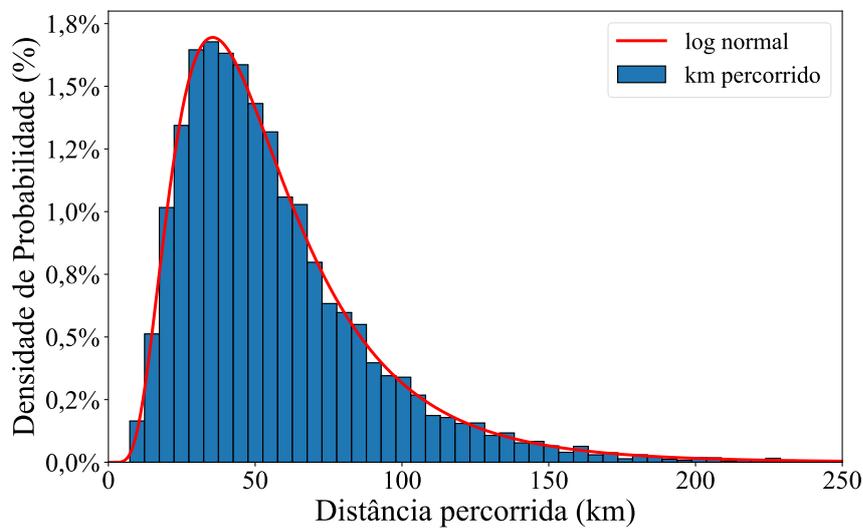
A duração do carregamento depende de qual foi a distância percorrida pelo proprietário do VE em determinado dia. A probabilidade da distância percorrida (em km) por dia é representada por  $p(m)$  e é modelada como um fdp log-normal com probabilidade zero de ocorrência de valores negativos. Tal função é matematicamente descrita por (3)-(5) e pode ser representada pela Figura 3.3 [49]:

$$p(m) = \frac{1}{m\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln(m)-\mu)^2}{2\sigma^2}}, m > 0 \quad (3)$$

$$\mu = \ln(E[M]) - \frac{1}{2} \ln\left(1 + \frac{Var[M]}{E[M]^2}\right) \quad (4)$$

$$\sigma^2 = \ln\left(1 + \frac{Var[M]}{E[M]^2}\right) \quad (5)$$

em que  $E[M]$  é a média da distância  $m$  e  $Var[M]$  é sua variância, ambos em km. Para criar a fdp, é necessário ter conhecimento apenas destes dois últimos valores relacionados à distância percorrida, os quais podem ser adquiridos através de informações de uma agência de transporte local (com base em informações estimadas para veículos regulares).



**Figura 3.3 – Distribuição de probabilidade da distância diária percorrida por veículos automotivos.**

A partir da distância percorrida  $m$ , é determinado o  $SoC$  no instante inicial de carregamento através de (6):

$$SoC = \begin{cases} \frac{R - m}{R} \times 100\%, & 0 \leq m \leq R \\ 0, & m > R \end{cases} \quad (6)$$

em que  $R$  representa a distância máxima que o VE é capaz de percorrer (em km), ou seja, a autonomia da bateria.

Finalmente, a duração da recarga ( $D$ ) é obtida através da equação (7), em que a bateria é recarregada com potência nominal ( $P_{VE}$ ) constante até que se atinja sua capacidade máxima ( $C_{max}$ ), neste trabalho definido como 95% da capacidade útil da bateria ( $C$ ) e, posteriormente, carrega-se o 5% restante considerando a potência linearmente decrescente.

$$D = \begin{cases} \frac{C \times (C_{max} - SoC) + 2 \times C \times (1 - C_{max})}{P_{VE}}, & SoC < C_{max} \\ \frac{2 \times C \times (1 - SoC)}{P_{VE}}, & SoC > C_{max} \end{cases} \quad (7)$$

Na Tabela 3.1 são apresentados alguns modelos de VE vendidos no Brasil atualmente [50]-[53], os quais são utilizados nos estudos deste trabalho. Optou-se por analisar somente veículos puramente elétricos, porém a metodologia é aplicável também para PHEVs. Na Figura 3.4 são demonstrados 100 carregamentos aleatórios destes VEs. Ressalta-se que para consumidores monofásicos foi adotado o limite de 4 kW para os carregadores e para consumidores bifásicos o limite foi de 8 kW.

**Tabela 3.1 – Modelos de Veículo Elétrico vendidos no Brasil**

| Modelo         | Cap. bateria útil (kWh) | Autonomia (km-WLTP <sup>2</sup> ) | Potência Carregador (kW) |
|----------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------|
| BMW i3         | 37,9                    | 308                               | 2,3                      |
|                |                         |                                   | 3,7                      |
|                |                         |                                   | 7,4                      |
|                |                         |                                   | 11                       |
| Chevrolet Bolt | 66                      | 466                               | 2,2                      |
|                |                         |                                   | 7,4                      |
| Nissan Leaf    | 36                      | 270                               | 2,3                      |
|                |                         |                                   | 3,7                      |
|                |                         |                                   | 6,6                      |
| Renault Zoe    | 52                      | 395                               | 2,3                      |
|                |                         |                                   | 3,7                      |
|                |                         |                                   | 7,4                      |
|                |                         |                                   | 11                       |
| JAC iEV20      | 41                      | 236                               | 2,3                      |
|                |                         |                                   | 7,4                      |
| JAC iEV40      | 40                      | 236                               | 2,3                      |
|                |                         |                                   | 7,4                      |

<sup>2</sup> WLTP – *Worldwide Harmonized Light-Duty Vehicles Test Procedure*.

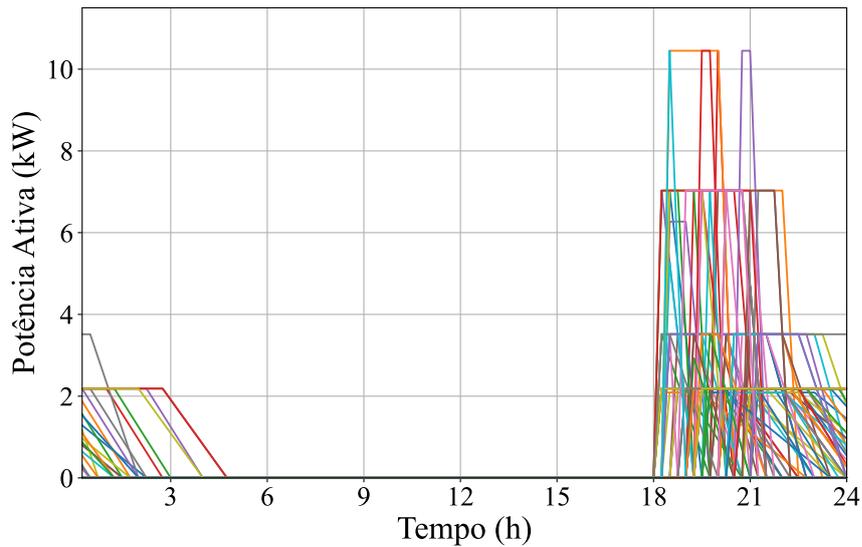


Figura 3.4 – Carregamentos aleatórios de VEs.

### 3.1.2. Variáveis Determinísticas

As demais variáveis relacionadas ao carregamento do VE são determinísticas, ou seja, seus valores são constantes em todos os cenários do Monte Carlo. Essas variáveis são: média ( $E[M]$ ) e variância ( $Var[M]$ ) da distância percorrida pelo VE, fator de potência, eficiência da recarga igual a 95% e limite para o carregamento constante igual a 95% ( $C_{max}$ ). Também é considerado como variável determinística, a quantidade de VEs alocados (nível de penetração de VEs ao longo de todos os cenários de Monte Carlo), embora este valor varie entre 0% e 100% ao longo da simulação. Outras variáveis determinísticas estão relacionadas com o sistema BT, como topologia da rede, parâmetros do transformador e das linhas, dados dos consumidores (curvas de carga, consumo, número de fases). Estas informações estão disponíveis para o engenheiro da concessionária e são mantidas atualizadas, pois são reportadas anualmente para a ANEEL.

Os valores utilizados para  $E[M]$  e  $Var[M]$  são respectivamente 57,34 km e 1.234,73 km<sup>2</sup>, que são oriundos das respostas de formulários obtidos no âmbito do projeto P&D ANEEL PD-0063-0060/2013 intitulado “Programa Mobilidade Elétrica - Inserção de Veículos Elétricos em Frotas Empresariais da Região Metropolitana de Campinas”. Os formulários foram originalmente propostos com a finalidade de analisar o comportamento dos veículos elétricos inseridos na região metropolitana de Campinas e contemplam informações como, por exemplo: distância percorrida, consumo médio por quilômetro, energia recarregada, entre outros dados, os quais foram anotados pelos motoristas dos VEs após sua utilização. No período entre

dezembro de 2013 e agosto de 2017, foram realizados 4.283 preenchimentos, correspondendo a 189 formulários preenchidos por cerca de 5 motoristas com veículos residenciais e 4.094 formulários preenchidos por cerca de 344 motoristas com veículos comerciais. Os valores obtidos para distância média e variância são condizentes com dados disponíveis na literatura [49].

Para definição do nível de penetração são avaliadas duas possibilidades: a primeira é a razão entre o número de consumidores com VEs e o total de consumidores da rede BT aptos a receberem o VE e a segunda é a razão da soma das potências dos VEs pela potência do transformador. Como os carregadores dos VEs possuem potências bem definidas, diferente do que ocorre com o PV em que há uma gama muito maior de possibilidades, a implementação de forma direta no algoritmo da segunda definição do nível de penetração não é conveniente para o VE, pois não seria adequado aumentar o nível de potência dos carregadores ao longo da simulação até se obter a convergência. Por exemplo, se uma determinada UC recebe um carregador com potência de 3,7 kW, de acordo com os valores definidos para os estudos, o próximo valor possível seria 6,6 kW, limitando o estudo com base na variação da potência do carregador. Portanto, para os estudos do VE é utilizado a primeira definição de nível de penetração. Porém, vale destacar que a metodologia desenvolvida armazena a média entre todos os cenários da razão entre a soma das potências dos carregadores dos VEs e a potência do transformador, através da qual é possível ter uma estimativa do carregamento do transformador no instante em que ocorre a violação.

### **3.2. Análise Teórica**

O perfil de tensão em regime permanente é o principal limitador da conexão de VEs em redes de baixa tensão. Outro limitante importante é o carregamento das linhas da rede. Nesta seção será realizada uma breve análise teórica destes dois impactos.

Diferente do que é esperado para sistemas de transmissão, em que a relação  $X/R$  é elevada e com isso há um desacoplamento entre potência ativa ( $P$ ) e magnitude de tensão ( $V$ ) e entre potência reativa ( $Q$ ) e ângulo de tensão ( $\theta$ ), no caso dos sistemas de distribuição essa relação é bem menor, chegando a atingir valores abaixo de 1 em redes secundárias, em que os níveis de tensão são menores, como observado na Tabela 2.2.

Na Figura 3.5 é dado um exemplo simplificado de uma conexão de um VE em uma barra do sistema. Neste exemplo, a potência consumida pelo VE é representada pela equação (8), em que  $V_C$  é a tensão na barra da carga (local de conexão do VE),  $P$ ,  $Q$  e  $I$  são,

respectivamente, potência ativa, potência reativa e corrente que chegam da barra do equivalente da rede primária na barra de carga.

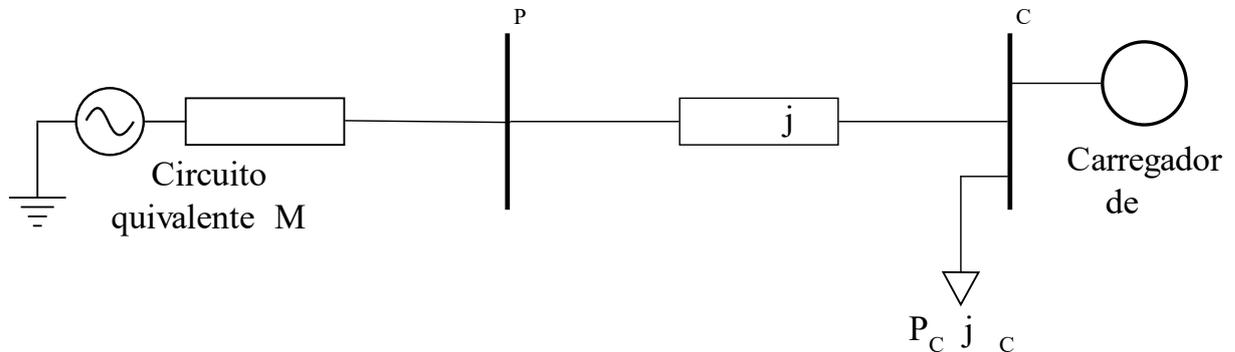


Figura 3.5 – Representação simplificada de um sistema de distribuição com VE.

$$S = P + jQ = \overline{V}_C \overline{I}^* \quad (8)$$

Com isso, a corrente consumida no ponto de conexão do VE é dada por:

$$\overline{I} = \frac{P - jQ}{\overline{V}_C^*} \quad (9)$$

sendo que para uma corrente consumida  $I$ , a tensão na barra de carga é igual a:

$$\overline{V}_C = \overline{V}_P - Z\overline{I} = \overline{V}_P - (R + jX)\overline{I} \quad (10)$$

Substituindo-se (9) em (10), obtém-se a queda de tensão na barra de carga devido à conexão do VE, representada matematicamente por:

$$\Delta\overline{V} = \overline{V}_P - \overline{V}_C = (R + jX) \frac{P - jQ}{\overline{V}_C^*} = \frac{(RP + XQ) + j(XP - RQ)}{\overline{V}_C^*} \quad (11)$$

Em sistemas de distribuição a abertura angular entre barras é muito pequena, e, portanto, é possível simplificar a equação (11), assumindo a tensão da barra de carga como puramente real e desconsiderar a parcela imaginária do numerador. Com isso, a variação da tensão da barra é dada por:

$$\Delta V \approx \frac{RP + XQ}{V_C} \quad (12)$$

Por fim, a potência ativa e reativa líquida consumida na barra de carga é representada pela soma da potência consumida pela carga ( $P_C + jQ_C$ ), com a potência do carregador do VE conectado na barra de carga que é dada por ( $P_{VE}$ ), visto que normalmente operará com fator de potência unitário. Com isso, tem-se a seguinte expressão:

$$\Delta V = \overline{V}_P - \overline{V}_C \approx \frac{R(P_C + P_{VE}) + XQ_C}{V_C} \quad (13)$$

Com base na equação (13), variando um determinado parâmetro e mantendo os demais constantes, é possível elencar alguns pontos importantes com relação à variação de tensão provocada pela conexão de um carregador de VE com potência  $P_{VE}$ :

- Quanto menor a magnitude da tensão na barra de conexão ( $V_C$ ), maior será a variação  $\Delta V$ ;
- Quanto maior a potência demandada pela carga, maior será a variação  $\Delta V$ ;
- Quanto menor o nível de curto-circuito da barra, ou seja, quanto maiores os valores de  $R$  e  $X$ , maior será a variação  $\Delta V$ , sendo que o parâmetro  $R$  possui um maior impacto, dado que é esperado que o carregador do VE opere com fator de potência unitário;
- Como a conexão de um carregador representa o acréscimo de uma carga ( $P_{VE}>0$ ), sempre se terá  $RP+XQ>0$ , logo tal evento sempre acarretará uma queda de magnitude de tensão na barra em que o VE for conectado. Destaca-se que não é considerada a opção de o VE injetar potência na rede através do modo de operação *V2G* (veículo para rede, do inglês *Vehicle to Grid*).

Por meio das equações (9) e (13), pode-se assumir que o módulo da corrente do circuito da Figura 3.5 é dado por:

$$I = \left| \frac{(P_C + P_{VE}) - jQ_C}{V_C^*} \right| = \frac{\sqrt{(P_C + P_{VE})^2 + Q_C^2}}{V_C} \quad (14)$$

É possível constatar que o módulo da corrente da linha em análise aumenta de forma aproximadamente linear conforme se aumenta a potência consumida pelo carregador ( $P_{VE}$ ). Esse comportamento é esperado com o acréscimo de qualquer carga e pode seguir até determinado valor de potência consumida, quando o limite de corrente máxima é atingido em qualquer linha da rede.

### 3.3. Resultados

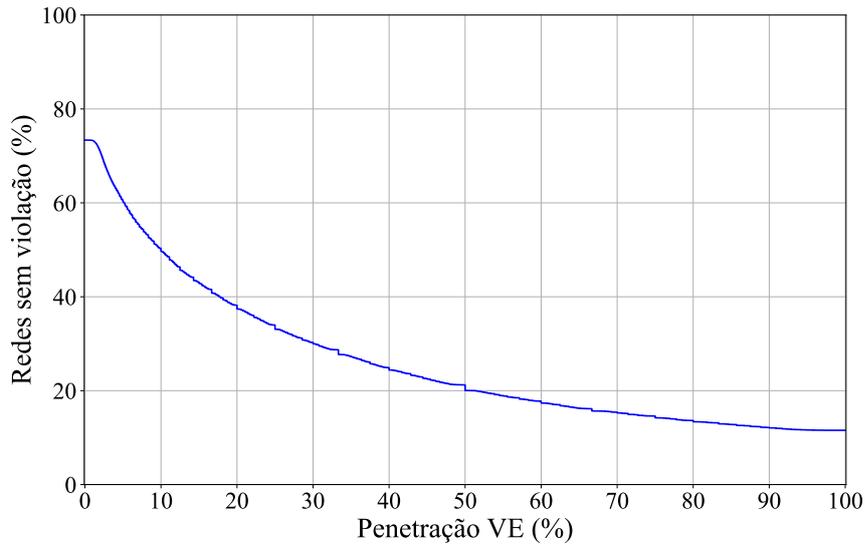
Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com os estudos envolvendo a presença de VE. Os resultados são acompanhados de discussões de como os mesmos podem ser utilizados pelas concessionárias de energia. Também são apresentados resultados obtidos a partir de estudos de sensibilidade. Ressalta-se que para os estudos deste capítulo o período simulado foi entre 18 e 24 horas, visto que este é o período de maior impacto devido à recarga dos VEs.

### 3.3.1. Caso Base

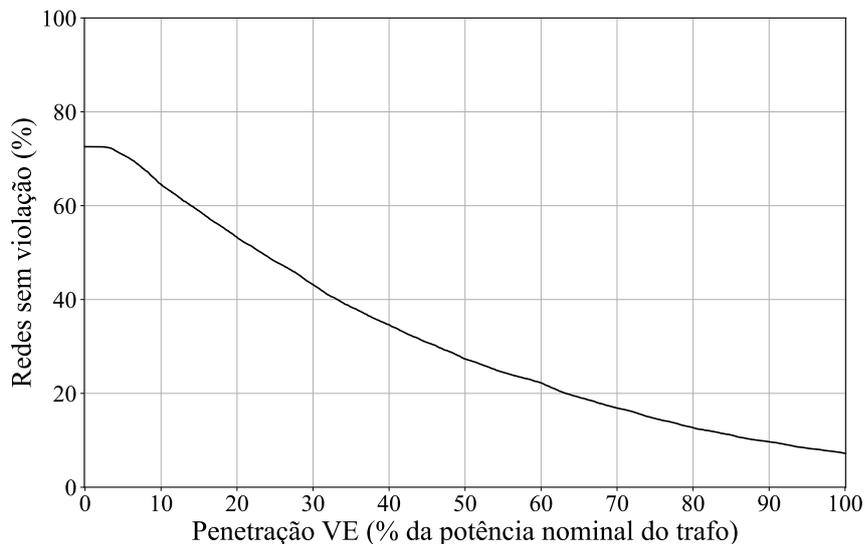
Na Figura 3.6 é apresentado a capacidade de hospedagem de VE obtido a partir de simulações com as 85.517 redes BT selecionadas, ou seja, o limite máximo de conexão de VE que cada rede é capaz de comportar sem que ocorra nenhuma violação dos critérios avaliados. Essa informação pode ser utilizada para estabelecer os limites de penetração para os quais são necessárias atualizações massivas dos sistemas em análise. Este gráfico também pode ser praticamente interpretado como curva baseada em risco, pois através dele, é possível determinar o risco de violação para cada nível de penetração, o qual é representado pela equação (15). A CHVE para redes que comportam até 100% de VEs é igual a 11,56% e a CHVE média e o desvio padrão são 26,26% e 33,64%, respectivamente. Apenas como comparativo, na Figura 3.7 é apresentada a mesma análise, porém com 12.718 redes, em que é considerado o nível de penetração com base na potência do transformador, ou seja, é armazenada a média entre todos os cenários da razão entre a soma das potências dos carregadores dos VEs e a potência do transformador. Para este caso, a CHVE média e o desvio padrão obtidos são, respectivamente, 34,57% e 37,98%.

$$\text{Risco de violação (\%)} = 100 - \text{redes BT sem violação (\%)} \quad (15)$$

Ainda analisando a Figura 3.6 é possível observar que para 5% de penetração, o risco de violação é de 39% (61% das redes BT possuem uma capacidade de hospedagem acima de 5%) e apesar de ser um valor expressivo, uma determinada concessionária pode considerar desnecessário realizar ações generalizadas e massivas para melhorar este índice, alterando os paradigmas de planejamento. Entretanto, para 50% de penetração de VE, existe 80% de risco de violação e uma avaliação ampla das ações de planejamento, visando reforços e melhorias nas estruturas, será requerida. Outro ponto importante da Figura 3.6 é que em torno de 27% dos sistemas possuem a capacidade de hospedagem igual a 0, ou seja, a inclusão de um único VE já é suficiente para causar ao menos uma violação. Por outro lado, aproximadamente 12% das redes BT podem acomodar 100% de penetração de VE.



**Figura 3.6 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE (Percentual de consumidor com VE).**



**Figura 3.7 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE (Percentual da potência do transformador).**

Nas tabelas apresentadas a seguir, é possível observar alguns pontos em comum para as redes de acordo com o nível de penetração suportado. Com base na Tabela 3.2, pode-se verificar que a média do número de UCs para as redes que acomodam 100% de penetração dos VEs é em torno de 35% da média do número de UCs para as redes que não são capazes de receber a conexão de nenhum VE. Também vale destacar a concentração de consumidores monofásicos, o que também contribui para reduzir a capacidade de hospedagem de uma determinada rede, visto que a potência demandada pelo carregador estará concentrada em uma única fase. Já na Tabela 3.3, é observado que a média do consumo das cargas para o mês analisado é praticamente o dobro para as redes que não suportam a conexão de nenhum VE comparado com as redes que permitem 100% de penetração. Isso é um indicativo de que é possível aumentar a

CHVE de uma determinada rede BT por meio da realização de um remanejamento de cargas ou desmembramento (divisão de circuito), reduzindo o número de consumidores.

**Tabela 3.2 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Número de UCs.**

| Penetração VE (%) | Nº redes BT | Médias – Quantidade |                |                |                |
|-------------------|-------------|---------------------|----------------|----------------|----------------|
|                   |             | UCs                 | UCs 1 $\sigma$ | UCs 2 $\sigma$ | UCs 3 $\sigma$ |
| 0                 | 22.772      | 59,37               | 39,17          | 17,58          | 2,61           |
| > 0 - $\leq$ 0    | 20.257      | 59,30               | 35,67          | 20,81          | 2,82           |
| > 10 - $\leq$ 0   | 10.515      | 48,75               | 26,68          | 18,92          | 3,15           |
| > 20 - $\leq$ 0   | 6.333       | 43,74               | 21,40          | 18,90          | 3,45           |
| > 30 - $\leq$ 0   | 4.767       | 38,14               | 17,87          | 16,43          | 3,84           |
| > 40 - $\leq$ 50  | 3.740       | 34,39               | 15,73          | 15,03          | 3,63           |
| > 50 - $\leq$ 60  | 2.283       | 32,21               | 14,01          | 14,18          | 4,03           |
| > 60 - $\leq$ 70  | 1.792       | 29,82               | 13,02          | 12,61          | 4,20           |
| > 70 - $\leq$ 80  | 1.615       | 26,73               | 12,00          | 10,78          | 3,94           |
| > 80 - $\leq$ 90  | 1.113       | 26,33               | 12,18          | 9,99           | 4,16           |
| > 90 - < 100      | 441         | 30,66               | 13,35          | 12,56          | 4,76           |
| 100               | 9.889       | 20,54               | 10,07          | 6,75           | 3,72           |

**Tabela 3.3 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Consumo das UCs.**

| Penetração VE (%) | Nº redes BT | Médias – Soma dos consumos (kWh) |                |                |                |
|-------------------|-------------|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|
|                   |             | UCs                              | UCs 1 $\sigma$ | UCs 2 $\sigma$ | UCs 3 $\sigma$ |
| 0                 | 22.772      | 802,56                           | 517,06         | 187,75         | 97,76          |
| > 0 - $\leq$ 0    | 20.257      | 762,37                           | 458,96         | 208,53         | 94,88          |
| > 10 - $\leq$ 0   | 10.515      | 672,10                           | 376,76         | 185,27         | 110,06         |
| > 20 - $\leq$ 0   | 6.333       | 616,49                           | 319,33         | 179,48         | 117,69         |
| > 30 - $\leq$ 0   | 4.767       | 568,57                           | 287,65         | 153,30         | 127,62         |
| > 40 - $\leq$ 50  | 3.740       | 516,84                           | 264,26         | 135,02         | 117,56         |
| > 50 - $\leq$ 60  | 2.283       | 507,22                           | 258,30         | 124,43         | 124,49         |
| > 60 - $\leq$ 70  | 1.792       | 496,65                           | 252,68         | 113,48         | 130,50         |
| > 70 - $\leq$ 80  | 1.615       | 459,42                           | 237,04         | 95,92          | 126,45         |
| > 80 - $\leq$ 90  | 1.113       | 462,46                           | 241,25         | 90,10          | 131,11         |
| > 90 - < 100      | 441         | 523,81                           | 256,77         | 110,08         | 156,96         |
| 100               | 9.889       | 404,30                           | 229,24         | 50,45          | 124,62         |

Na Tabela 3.4, é constatado que a média da distância da UC mais afastada do transformador é 191,93 metros para as redes que não suportam a conexão de nenhum VE, o que representa uma distância em torno de 48% maior comparado as redes que são capazes de receber 100% dos VEs. Ao realizar a mesma comparação para o centro de carga, o qual é calculado empregando a expressão (16), nota-se que a média para as redes que não permitem a conexão de nenhum VE também é aproximadamente 48% maior do que a média das redes que permitem 100% de penetração de VEs. Já para a resistência equivalente de sequência positiva ( $R_1$ ) da rede

entre o transformador e a carga mais distante do transformador, a média para as redes que não suportam VEs é quase 78% maior que a média das redes que permitem 100% de penetração de VEs, o que indica que o recondução também pode ser uma possível solução para o aumento da CHVE, porém destaca-se que é necessária uma análise técnico econômica para indicar a melhor solução em cada caso.

$$\text{Centro de carga} = \frac{\sum_{i=1}^N E_{c,i} \times d_i}{\sum_{i=1}^N E_{c,i}} \quad (16)$$

sendo que  $E_{c,i}$  é a energia consumida pelo consumidor  $i$  no mês em análise,  $N$  é o número total de UCs da rede e  $d_i$  indica a distância do consumidor  $i$  até o transformador.

**Tabela 3.4 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Localização das UCs.**

| Penetração VE (%) | Nº redes BT | Médias               |                      |                     |                     |  |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------------|---------------------|---------------------|--|
|                   |             | Distância Mínima (m) | Distância Máxima (m) | Distância Média (m) | Centro de Carga (m) | R <sub>1</sub> eq da carga mais distante Ω |
| 0                 | 22.772      | 0,83                 | 191,93               | 92,64               | 90,12               | 0,200                                      |
| > 0 - ≤ 0         | 20.257      | 0,71                 | 167,81               | 79,82               | 78,57               | 0,160                                      |
| > 10 - ≤ 0        | 10.515      | 1,36                 | 152,90               | 72,71               | 71,43               | 0,141                                      |
| > 20 - ≤ 0        | 6.333       | 1,64                 | 138,48               | 65,49               | 64,52               | 0,125                                      |
| > 30 - ≤ 0        | 4.767       | 2,26                 | 128,47               | 60,83               | 60,03               | 0,117                                      |
| > 40 - ≤ 50       | 3.740       | 2,43                 | 121,63               | 57,61               | 57,00               | 0,110                                      |
| > 50 - ≤ 60       | 2.283       | 2,59                 | 121,80               | 57,66               | 57,08               | 0,109                                      |
| > 60 - ≤ 70       | 1.792       | 2,45                 | 123,23               | 57,43               | 57,36               | 0,109                                      |
| > 70 - ≤ 80       | 1.615       | 2,84                 | 127,05               | 59,93               | 59,11               | 0,112                                      |
| > 80 - ≤ 90       | 1.113       | 2,78                 | 122,43               | 58,25               | 57,43               | 0,111                                      |
| > 90 - < 100      | 441         | 2,40                 | 126,81               | 60,04               | 59,71               | 0,107                                      |
| 100               | 9.889       | 3,29                 | 130,00               | 61,80               | 60,69               | 0,112                                      |

Na Tabela 3.5, nota-se que a média da razão X/R das linhas das redes BT não apresentam correlação clara com o nível de penetração de VEs que as redes acomodam. Para a corrente nominal dos cabos, é observado um valor em torno de 27% maior para as redes que são capazes de receber 100% dos VEs comparado àquelas que não podem receber nenhum VE. Para o comprimento total das redes, aquelas que não permitem a conexão de nenhum VE são na média aproximadamente 125% maiores que aquelas que podem conectar VE em todas UCs aptas. Vale destacar o comprimento médio da soma dos ramais das redes que permitem um percentual pequeno de penetração de VE.

**Tabela 3.5 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Parâmetros das linhas.**

| Penetração VE (%) | Nº redes BT | Médias |                                   |                 |                      |                 |
|-------------------|-------------|--------|-----------------------------------|-----------------|----------------------|-----------------|
|                   |             | X/R    | Corrente Nominal (A) <sup>3</sup> | Comp. total (m) | Comp. secundário (m) | Comp. ramal (m) |
| 0                 | 22.772      | 0,191  | 87,17                             | 994,44          | 429,88               | 564,56          |
| > 0 - ≤ 0         | 20.257      | 0,180  | 88,47                             | 918,49          | 373,24               | 545,25          |
| > 10 - ≤ 0        | 10.515      | 0,184  | 94,62                             | 736,89          | 324,87               | 412,02          |
| > 20 - ≤ 0        | 6.333       | 0,188  | 99,00                             | 626,73          | 287,49               | 339,24          |
| > 30 - ≤ 0        | 4.767       | 0,189  | 102,03                            | 542,16          | 259,10               | 283,05          |
| > 40 - ≤ 50       | 3.740       | 0,189  | 103,77                            | 493,40          | 243,78               | 249,60          |
| > 50 - ≤ 60       | 2.283       | 0,184  | 104,63                            | 483,03          | 245,81               | 237,22          |
| > 60 - ≤ 70       | 1.792       | 0,185  | 104,02                            | 472,02          | 244,67               | 227,34          |
| > 70 - ≤ 80       | 1.615       | 0,190  | 104,73                            | 468,61          | 250,78               | 217,83          |
| > 80 - ≤ 90       | 1.113       | 0,191  | 104,30                            | 455,50          | 239,95               | 215,54          |
| > 90 - < 100      | 441         | 0,185  | 110,13                            | 525,23          | 260,45               | 264,73          |
| 100               | 9.889       | 0,191  | 110,94                            | 441,94          | 270,17               | 171,68          |

A Tabela 3.6 apresenta as médias dos percentis das tensões máximas e mínimas dentro do período avaliado antes da conexão de VE (equivalente ao instante para avaliação da tensão crítica do caso inicial). Nota-se uma variação relativamente pequena na média dos percentis 95 da tensão máxima avaliada, porém a média do percentil 95 da tensão mínima apresenta uma variação considerável, indicando que as redes que possuem uma CHVE menor, possuíam inicialmente um nível de tensão mais baixo. Por exemplo, para as redes que não podem receber nenhum VE, na média, 95% da tensão mínima no período avaliado está abaixo de 0,975 pu. Já para as redes que podem acomodar todos os VEs disponíveis para conexão, na média 95% da tensão mínima está abaixo de 0,992 pu.

Pela Tabela 3.7, é constatado que redes que permitem uma maior CHVE, possuem, na média, linhas menos carregadas. Por exemplo, para as redes que não permitem a conexão de nenhum VE, na média 95% das linhas estão com carregamento abaixo de 29% no período analisado, um carregamento que pode ser considerado baixo, porém tal valor é 28% maior que o carregamento das linhas das redes que permitem entre 50% e 60% dos VEs e 74% maior que o carregamento das linhas das redes que permitem até 100% dos VEs.

<sup>3</sup> A corrente nominal no modelo do *OpenDSS* é representada pelo parâmetro NormAmps. Para estes estudos é de extrema importância que este parâmetro esteja definido nos dados de entrada para todas as linhas, caso contrário, será considerado o valor default do *OpenDSS*, 400 A.

**Tabela 3.6 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Nível de tensão.**

| Penetração VE (%) | Nº redes BT | Médias (pu) – Período analisado |                               |                              |                               |
|-------------------|-------------|---------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
|                   |             | Percentil 5 da Tensão Máxima    | Percentil 95 da Tensão Máxima | Percentil 5 da Tensão Mínima | Percentil 95 da Tensão Mínima |
| 0                 | 22.772      | 0,97260                         | 0,99110                       | 0,93548                      | 0,97455                       |
| > 0 - ≤ 0         | 20.257      | 0,97929                         | 0,99214                       | 0,95020                      | 0,97841                       |
| > 10 - ≤ 0        | 10.515      | 0,98405                         | 0,99381                       | 0,96076                      | 0,98198                       |
| > 20 - ≤ 0        | 6.333       | 0,98658                         | 0,99461                       | 0,96647                      | 0,98395                       |
| > 30 - ≤ 0        | 4.767       | 0,98849                         | 0,99524                       | 0,97084                      | 0,98562                       |
| > 40 - ≤ 50       | 3.740       | 0,98990                         | 0,99583                       | 0,97437                      | 0,98716                       |
| > 50 - ≤ 60       | 2.283       | 0,99059                         | 0,99604                       | 0,97616                      | 0,98805                       |
| > 60 - ≤ 70       | 1.792       | 0,99083                         | 0,99617                       | 0,97700                      | 0,98845                       |
| > 70 - ≤ 80       | 1.615       | 0,99127                         | 0,99645                       | 0,97782                      | 0,98883                       |
| > 80 - ≤ 90       | 1.113       | 0,99147                         | 0,99664                       | 0,97841                      | 0,98943                       |
| > 90 - < 100      | 441         | 0,99114                         | 0,99632                       | 0,97784                      | 0,98919                       |
| 100               | 9.889       | 0,99381                         | 0,99764                       | 0,98448                      | 0,99246                       |

**Tabela 3.7 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Carregamento das linhas.**

| Penetração VE (%) | Nº redes BT | Médias (%) – Período analisado         |   |
|-------------------|-------------|--|---|
|                   |             | Percentil 5 do Carregamento das Linhas | Percentil 95 do Carregamento das Linhas |
| 0                 | 22.772      | 1,07                                   | 28,31                                   |
| > 0 - ≤ 0         | 20.257      | 1,31                                   | 26,87                                   |
| > 10 - ≤ 0        | 10.515      | 1,93                                   | 25,79                                   |
| > 20 - ≤ 0        | 6.333       | 2,70                                   | 25,55                                   |
| > 30 - ≤ 0        | 4.767       | 3,38                                   | 24,67                                   |
| > 40 - ≤ 50       | 3.740       | 3,35                                   | 23,31                                   |
| > 50 - ≤ 60       | 2.283       | 3,05                                   | 22,10                                   |
| > 60 - ≤ 70       | 1.792       | 2,81                                   | 21,39                                   |
| > 70 - ≤ 80       | 1.615       | 2,21                                   | 20,65                                   |
| > 80 - ≤ 90       | 1.113       | 1,94                                   | 19,77                                   |
| > 90 - < 100      | 441         | 1,42                                   | 19,42                                   |
| 100               | 9.889       | 0,65                                   | 16,27                                   |

Com base na Tabela 3.8, percebe-se que assim como ocorre para o carregamento das linhas, no caso do carregamento dos transformadores, redes que permitem uma maior CHVE, possuem, na média, um transformador menos carregado. Por exemplo, para as redes que não suportam a conexão de nenhum VE, na média, 95% dos transformadores estão com carregamento abaixo de 71% no período analisado, que representa um valor em torno de 115% maior que o carregamento dos transformadores das redes que permitem entre 50% e 60% dos VEs e aproximadamente 236% maior que o carregamento dos transformadores das redes que permitem até 100% dos VEs.

**Tabela 3.8 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Carregamento dos transformadores.**

| Penetração VE (%) | Nº redes BT | Médias (%) – Período analisado         |   |
|-------------------|-------------|--|---|
|                   |             | Percentil 5 do Carregamento dos Trafos | Percentil 95 do Carregamento dos Trafos |
| 0                 | 22.772      | 40,45                                  | 70,64                                   |
| > 0 - ≤ 0         | 20.257      | 34,51                                  | 60,65                                   |
| > 10 - ≤ 0        | 10.515      | 28,66                                  | 50,23                                   |
| > 20 - ≤ 0        | 6.333       | 25,39                                  | 44,62                                   |
| > 30 - ≤ 0        | 4.767       | 22,58                                  | 39,68                                   |
| > 40 - ≤ 50       | 3.740       | 20,21                                  | 35,46                                   |
| > 50 - ≤ 60       | 2.283       | 18,92                                  | 32,89                                   |
| > 60 - ≤ 70       | 1.792       | 18,33                                  | 31,80                                   |
| > 70 - ≤ 80       | 1.615       | 17,51                                  | 30,59                                   |
| > 80 - ≤ 90       | 1.113       | 16,80                                  | 29,37                                   |
| > 90 - < 100      | 441         | 17,46                                  | 30,44                                   |
| 100               | 9.889       | 12,36                                  | 21,04                                   |

Já para o desequilíbrio de tensão, os valores tendem a ser menores quanto maior o nível de penetração permitido pela rede avaliada, conforme demonstrado na Tabela 3.9. Apesar da variação existente, tanto avaliando o desequilíbrio para o transformador, quanto para as cargas trifásicas, em nenhum caso há um valor expressivo, dado que, como apresentado na Seção 2.3, o índice de desequilíbrio de tensão que leva à uma violação é de 3%, porém este valor pode ser bem maior dependendo de como as cargas estão distribuídas na rede.

**Tabela 3.9 – Características das redes por nível de penetração de VEs – Desequilíbrio de tensão.**

| Penetração VE (%) | Nº redes BT | Médias (%) – Período analisado           |   |  |
|-------------------|-------------|--|---|--|
|                   |             | Desequilíbrio de Tensão no Transformador | Percentil 5 do Desequilíbrio de Tensão das Cargas | Percentil 95 do Desequilíbrio de Tensão das Cargas |
| 0                 | 22.772      | 0,30                                     | 0,25  | 0,34   |
| > 0 - ≤ 0         | 20.257      | 0,24                                     | 0,19  | 0,26   |
| > 10 - ≤ 0        | 10.515      | 0,21                                     | 0,16  | 0,22   |
| > 20 - ≤ 0        | 6.333       | 0,19                                     | 0,15  | 0,20   |
| > 30 - ≤ 0        | 4.767       | 0,17                                     | 0,13  | 0,18   |
| > 40 - ≤ 50       | 3.740       | 0,15                                     | 0,12  | 0,16   |
| > 50 - ≤ 60       | 2.283       | 0,14                                     | 0,11  | 0,15   |
| > 60 - ≤ 70       | 1.792       | 0,13                                     | 0,11  | 0,14   |
| > 70 - ≤ 80       | 1.615       | 0,13                                     | 0,11  | 0,14   |
| > 80 - ≤ 90       | 1.113       | 0,12                                     | 0,10  | 0,14   |
| > 90 - < 100      | 441         | 0,12                                     | 0,10  | 0,13   |
| 100               | 9.889       | 0,09                                     | 0,08  | 0,10   |

Através do *Plugin Builder* do *QGIS* [54], foi desenvolvido um plugin simples (Figura 3.8) para relacionar os resultados obtidos e descritos acima, com os dados georreferenciados da BDGD. O objetivo desta integração é visualizar a distribuição da CHVE de forma geográfica

(Figura 3.9). Com base na Figura 3.9 é possível avaliar as concentrações da CHVE por região, o que pode auxiliar na identificação de problemas localizados ou generalizados e com isso dar apoio ao planejamento no que diz respeito à tomada de ações para determinadas localidades.

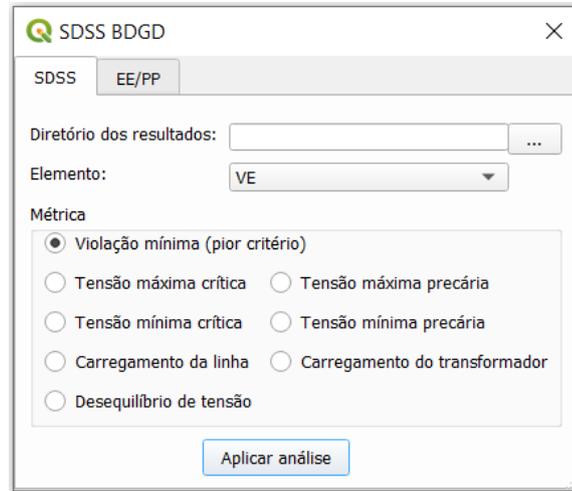


Figura 3.8 – Plugin do *QGIS* vinculando resultados com a BDGD.

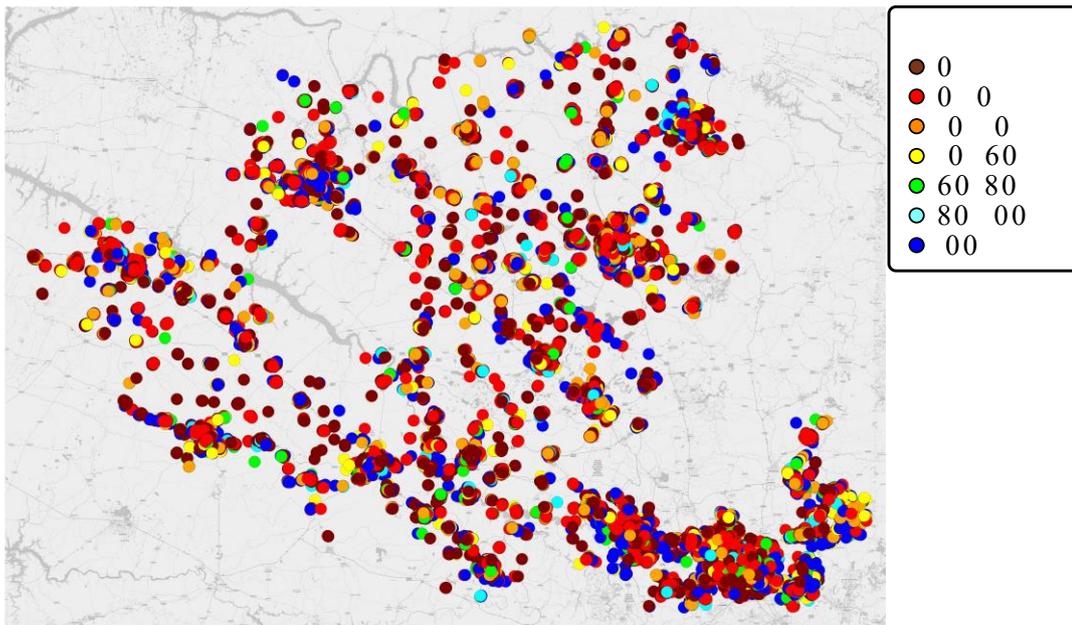
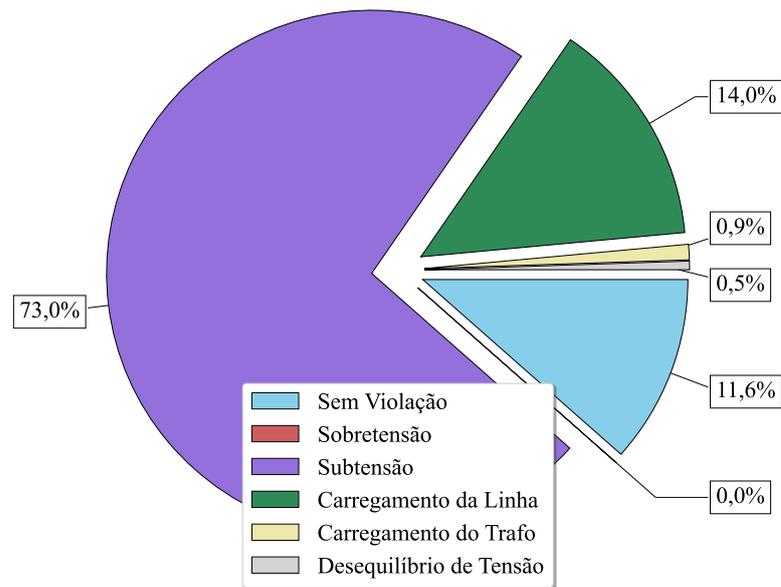


Figura 3.9 – Distribuição geográfica do CHVE.

Na Figura 3.10 é dado o percentual dos impactos técnicos mais restritivos para as redes estudadas. Fica claro que o principal impacto ao analisar a penetração de VEs é a subtensão (72,7% de violação de tensão mínima precária e 0,3% de violação de tensão mínima crítica), maior que 5 vezes o número de ocorrências devido ao carregamento da linha (segundo critério mais restritivo). O carregamento do transformador e o desequilíbrio de tensão representam o terceiro e quarto critério mais restritivo, respectivamente. Por fim, a violação por sobretensão é próxima de 0% para estes estudos, porém ainda assim este critério deve ser monitorado, pois

uma concentração de conexões em fases específicas, pode levar a sobretensão na fase que não possui VE, devido ao acoplamento entre as fases. Esse é um importante resultado, pois fornece uma informação adicional ao engenheiro da concessionária, contribuindo na definição das ações mais adequadas para solucionar os problemas causados pela penetração massiva de VEs. Vale destacar a importância das informações apresentadas nas tabelas anteriores, principalmente a Tabela 3.6, que apresenta resultados diretamente relacionados com o critério mais restritivo, a subtensão.



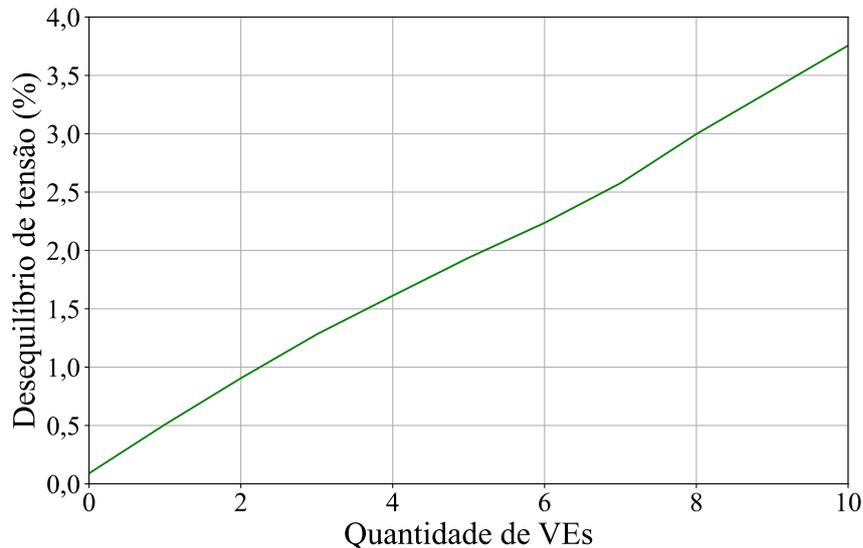
**Figura 3.10 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE para as redes analisadas<sup>4</sup>.**

Vale notar que mesmo considerando carregadores monofásicos, bifásicos e trifásicos em sistemas trifásicos, o desequilíbrio de tensão não se apresentou com um impacto considerável. A principal razão se dá pelo fato de que os VEs são conectados apenas nas fases disponíveis para o consumidor e já existe um certo equilíbrio na distribuição das fases entre os consumidores conforme Tabela 3.10. O balanceamento das cargas já é um processo realizado continuamente por muitas concessionárias, e, portanto, conforme se aumenta o número de UCs com VEs, é esperado que o equilíbrio entre as fases seja naturalmente mantido. Por outro lado, se uma determinada rede BT possuir muitos VEs monofásicos que eventualmente venham a ser conectados em uma mesma fase, o desequilíbrio de tensão poderá tornar-se um impacto mais restritivo, conforme ilustrado na Figura 3.11, em que apenas os consumidores conectados na fase A receberam um VE.

<sup>4</sup> Para todas as análises de impacto técnico mais restritivo, se múltiplas violações ocorrem simultaneamente, a ocorrência é igualmente distribuída entre os critérios violados.

**Tabela 3.10 – Distribuição das fases conectadas – UCs e IPs.**

| Fase | Quantidade | Percentual (%) |
|------|------------|----------------|
| AN   | 536.923    | 13,19          |
| BN   | 518.296    | 12,74          |
| CN   | 492.667    | 12,11          |
| AB   | 335.539    | 8,25           |
| ABN  | 529.064    | 13,00          |
| BC   | 258.017    | 6,34           |
| BCN  | 521.762    | 12,82          |
| CA   | 226.968    | 5,58           |
| CAN  | 379.955    | 9,34           |
| ABC  | 1.775      | 0,04           |
| ABCN | 268.305    | 6,59           |

**Figura 3.11 – Desequilíbrio de tensão ocasionado por VEs conectados apenas em consumidores com fase A disponível.**

### 3.3.2. Carregamento do Transformador

Como já verificado na Tabela 3.8, o nível de penetração de VEs suportado pelas redes de distribuição BT está diretamente associado com o carregamento do transformador no instante do evento das recargas dos VEs. A Figura 3.12 apresenta este resultado de outra forma, onde é possível observar o risco para cada nível de penetração associado ao carregamento do transformador no período analisado para o cenário sem nenhum VE. Por exemplo, 20% de penetração dos VEs seria acomodada em torno de 86% das redes com carregamento do transformador menor que 25%, porém este mesmo nível de penetração seria suportado por menos de 5% das redes com carregamento do transformador acima de 75%. Na Tabela 3.11 são

dados alguns valores para a CHVE, discriminados pelo carregamento do transformador. Esse resultado qualitativo é esperado, porém do ponto de vista quantitativo a informação passada pela Figura 3.12 e pela Tabela 3.11 pode ser muito útil para estudos de planejamento da concessionária. Se combinado com as informações de previsão de carga, este resultado pode mostrar como a CHVE irá evoluir ao longo dos anos com as mudanças das cargas.

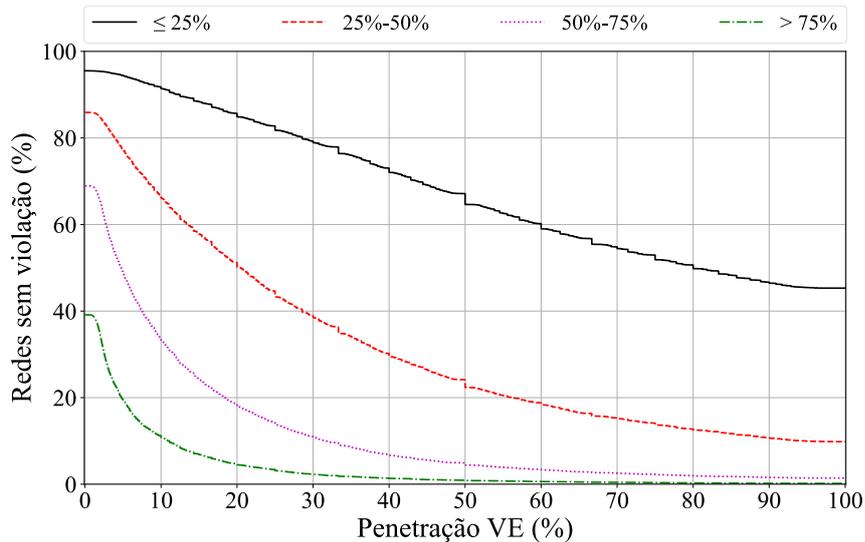


Figura 3.12 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE e por nível de carregamento do transformador.

Tabela 3.11 – CHVE segmentada por nível de carregamento do transformador.

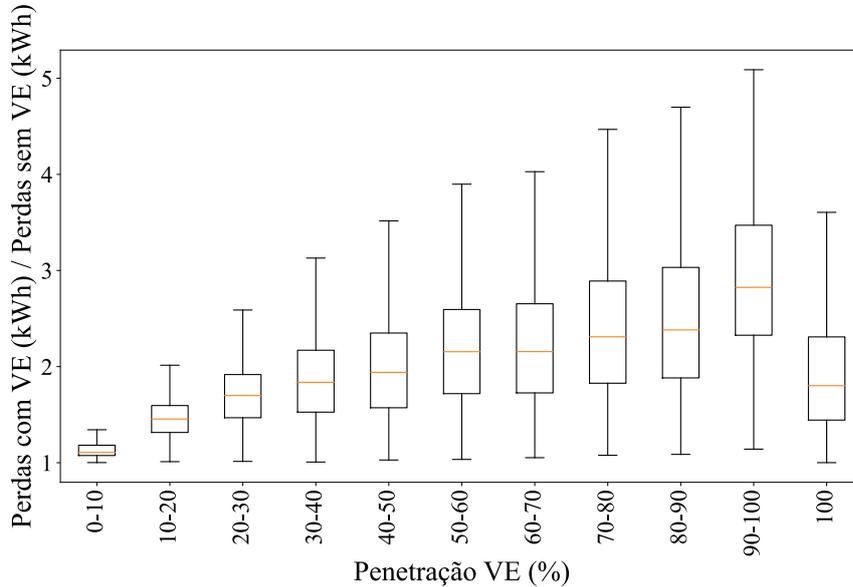
| Carregamento do Trafo | Nº redes BT | CHVE (%) – 100% VE | CHVE média (%) | CHVE desvio (%) |
|-----------------------|-------------|--------------------|----------------|-----------------|
| ≤ 25%                 | 14.988      | 45,30              | 67,59          | 35,39           |
| > 25% - ≤ 50%         | 27.374      | 9,82               | 31,32          | 31,60           |
| > 50% - ≤ 75%         | 26.951      | 1,42               | 11,64          | 18,25           |
| > 75%                 | 16.204      | 0,17               | 3,79           | 9,45            |

### 3.3.3. Perdas

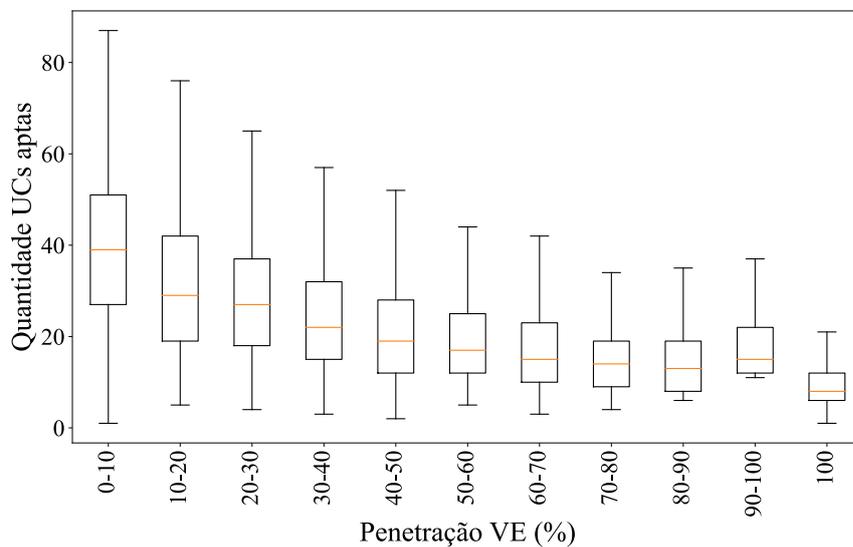
Com a inserção de VEs e, conseqüentemente, o aumento de carga, é esperado que ocorra um aumento nas perdas, devido principalmente à maior circulação de corrente elétrica pelos condutores. Com o intuito de dar uma ideia do comportamento das perdas para as redes simuladas, são armazenadas as perdas para o caso inicial (sem VE) e para o instante em que ocorre a primeira violação, sendo realizada a média entre as perdas obtidas em todos os cenários realizados neste instante.

O resultado obtido pode ser observado no diagrama de caixa (*boxplot*) da Figura 3.13, em que é dada a razão das perdas em kWh obtidas no instante em que ocorre a violação da primeira das métricas avaliadas e as perdas obtidas no caso inicial. Destaca-se que para as redes que suportam 100% de penetração de VEs, ocorre uma queda considerável nas perdas

comparado às redes que acomodam entre 90% e 100% de penetração de VE. Isso ocorre principalmente devido ao fato de para estas redes menos UCs estarem aptas a receberem um VE (Figura 3.14), o que também contribui para que estas redes possuam uma CHVE de 100%.



**Figura 3.13 – Razão das perdas (kWh) devido à penetração de VE.**

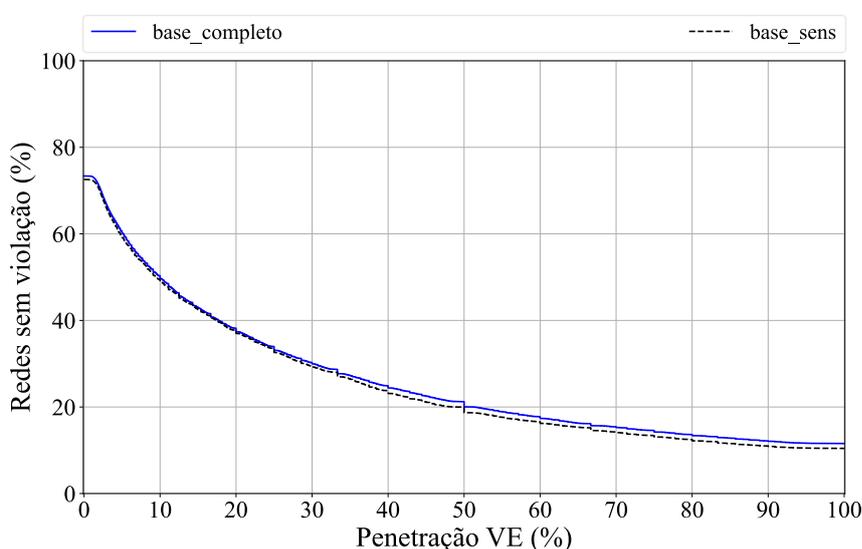


**Figura 3.14 – Quantidade de UCs aptas a receberem VE.**

### 3.3.4. Estudos de Sensibilidade

O objetivo do estudo de sensibilidade é sobretudo entender o impacto dos diferentes parâmetros nos resultados e das simplificações realizadas para desenvolver a modelagem proposta. Para a realização dos estudos de sensibilidade, com o intuito de reduzir o esforço computacional, são selecionadas 15% das redes de cada um dos municípios avaliados,

contemplando 12.718 redes de baixa tensão. Na Figura 3.15, é apresentado o comparativo entre o caso base completo (85.517 redes BT) e o caso base de sensibilidade. Como pode-se observar na Tabela 3.12, o valor médio e o desvio padrão para ambos os casos são bem próximos, o que indica que as redes selecionadas representam bem o comportamento do conjunto total. Os seguintes parâmetros foram variados durante os estudos de sensibilidade: potência e fator de potência do carregador do VE, tensão primária do transformador MT/BT, instante de início da recarga, VE conectado apenas em consumidores bifásicos e trifásicos, possibilidade de os consumidores receberem até dois VEs, probabilidade para ocorrência ou não da recarga, modelo de recarga do VE e consumidores trifásicos com carregadores conectados entre duas ou três fases.



**Figura 3.15 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE. Caso base completo x Caso base sensibilidade.**

**Tabela 3.12 – Comparativo CHVE – Caso base completo x Caso base de sensibilidade.**

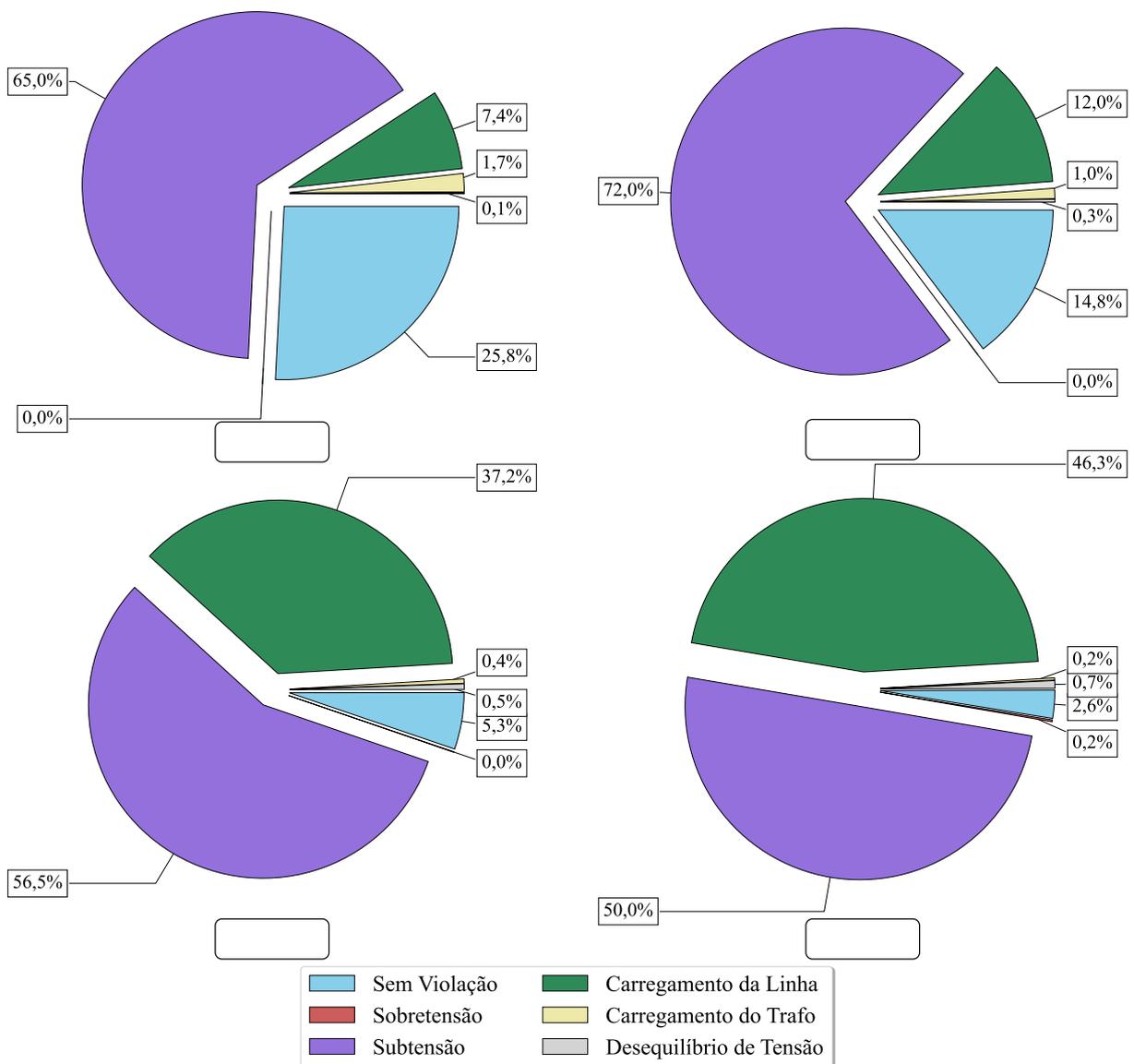
| Estudo             | Nº redes BT | CHVE (%) – 100% VE | CHVE média (%) | CHVE desvio (%) |
|--------------------|-------------|--------------------|----------------|-----------------|
| Base completo      | 85.517      | 11,56              | 26,26          | 33,64           |
| Base sensibilidade | 12.718      | 11,90              | 26,68          | 33,79           |

#### 3.3.4.1. Potência do carregador do VE

Como apresentado na Tabela 3.1, as principais potências de carregadores dos VEs utilizadas nos estudos são 2,3 kW, 3,7 kW, 7,4 kW e 11 kW. Neste teste de sensibilidade, são realizadas simulações considerando que todos os VEs ao longo de todos os cenários possuem a mesma potência do carregador, e para isso, o modelo de VE escolhido foi o BMW i3. Destaca-se que apesar do carregador de 11 kW ter sido aplicado a todas as UCs aptas, na prática apenas

consumidores trifásicos poderiam utilizar este carregador, de acordo com os modelos disponíveis no mercado atualmente.

Na Figura 3.16, nota-se que para os casos dos carregadores de 2,3 kW e 3,7 kW, a métrica mais restritiva é a subtensão com um percentual bem acima da segunda métrica, sobrecarga da linha. Porém com o aumento da potência dos carregadores para 7,4 kW e 11 kW, devido ao aumento da circulação de corrente nos condutores, o carregamento da linha se torna uma restrição bem expressiva, sendo que no caso de 11 kW o peso desta métrica é quase o mesmo da subtensão.



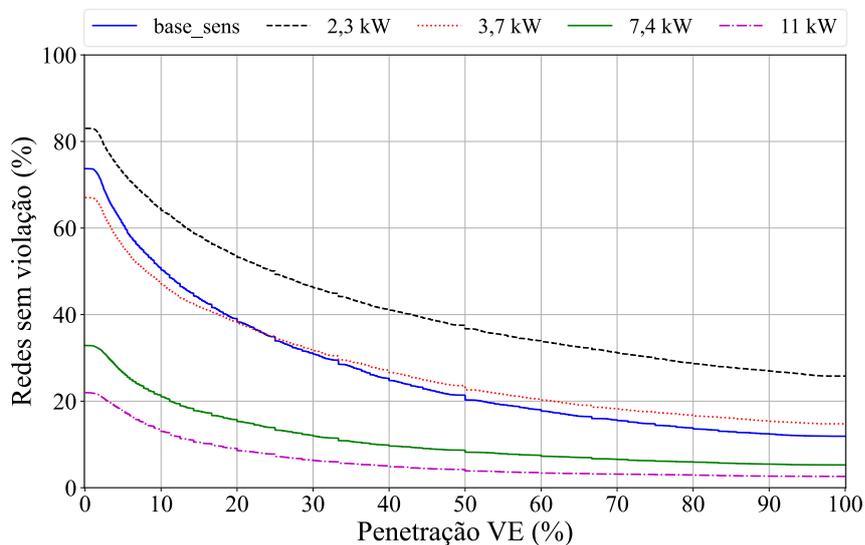
**Figura 3.16 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Potência do Carregador.**

Pela Tabela 3.13, como esperado, é possível observar que quanto menor a potência do carregador, maior será a capacidade da rede em acomodar os VEs. Por exemplo, no caso dos

carregadores de todos os VEs possuírem potência de 2,3 kW, a capacidade da rede é na média quase 7 vezes maior que no caso em que todos os carregadores são de 11 kW. Já na Figura 3.17 é apresentado o gráfico cumulativo desta análise, em que é possível verificar que o caso em que a potência dos carregadores é igual a 3,7 kW é o mais próximo do caso base. Vale lembrar que no caso base, os carregadores de 7,4 kW só podem ser atribuídos a consumidores bifásicos e os carregadores de 11 kW, apenas aos consumidores trifásicos, e por isso ao atribuir este valor a todos VEs o risco de violação se torna muito maior. O percentual de redes que acomodam 100% dos VEs se torna menor conforme se aumenta a potência dos carregadores. Essa análise é importante para a concessionária, dado o fato que essa informação não é algo disponível diretamente para a distribuidora, porém é possível realizar um levantamento com base no mercado de VE para obter uma estimativa destes valores.

**Tabela 3.13 – Comparativo CHVE – Potência do carregador do VE.**

| Estudo    | CHVE (%) – 100% VE | CHVE média (%) | CHVE desvio (%) |
|-----------|--------------------|----------------|-----------------|
| VE 2,3 kW | 25,80              | 41,65          | 40,53           |
| VE 3,7 kW | 14,77              | 27,73          | 36,27           |
| VE 7,4 kW | 5,27               | 11,06          | 25,44           |
| VE 11 kW  | 2,61               | 6,16           | 18,76           |



**Figura 3.17 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Potência do Carregador.**

#### 3.3.4.2. Fator de potência do carregador do VE

O fator de potência do carregador, o qual pode ser teoricamente controlado empregando o conversor eletrônico, também é algo a ser levado em consideração no modelo do VE, pois

resulta em um impacto na capacidade de hospedagem. Para este estudo de sensibilidade são considerados dois valores, fator de potência de 0,95 capacitivo e fator de potência de 0,95 indutivo.

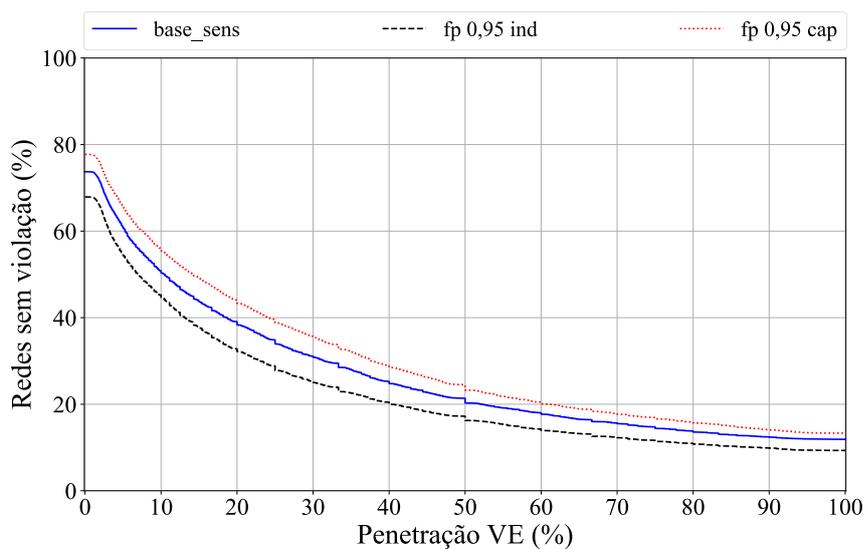
Com base na Tabela 3.14 e na Figura 3.18, pode-se notar que a consideração de um fator de potência capacitivo aumenta a CHVE da rede [55]. Com o fator de potência capacitivo, 4% a mais das redes, quando comparado ao fator de potência indutivo, permitem 100% dos VEs.

A Figura 3.19 demonstra que ao utilizar fator de potência capacitivo, a violação de tensão mínima se torna menos restritiva (66%). Isso ocorre, pois com a injeção de potência reativa pelos carregadores, a energia reativa da carga tende a ser suprida localmente, com o excedente sendo injetado na rede, o que reduz a queda de tensão nas linhas e nos transformadores, permitindo que as redes comportem mais conexões de VEs. Por outro lado, o consumo de potência reativa (fator de potência indutivo) tem impacto direto na queda de tensão dos consumidores, levando ao aumento de casos de violação por subtensão (76%).

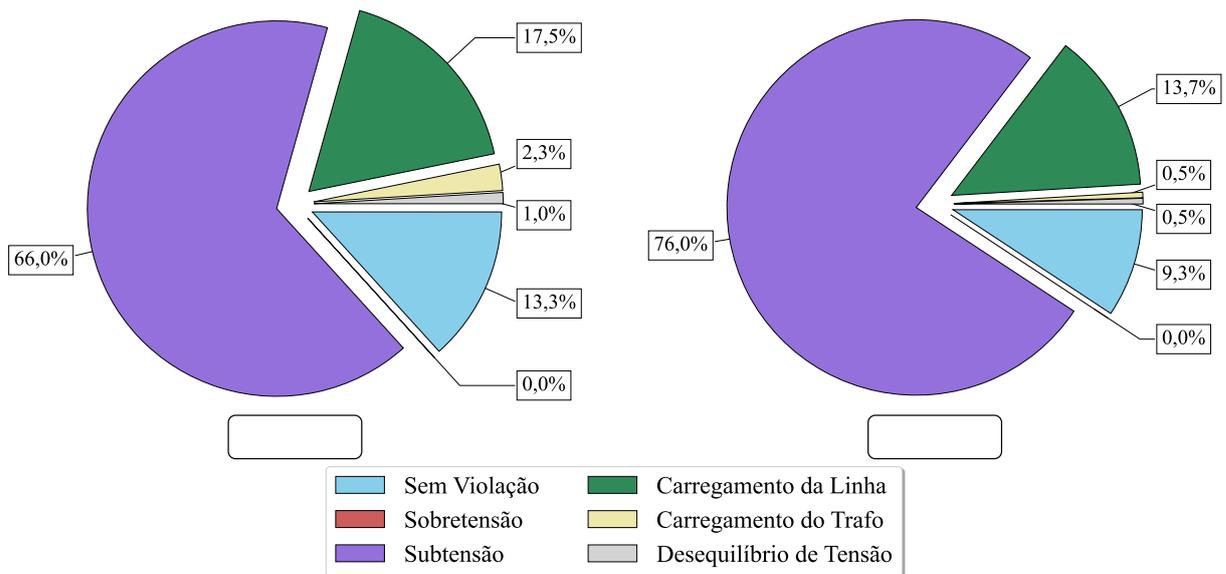
Estes resultados, principalmente ao considerar o impacto para os casos com menos de 50% de penetração de VEs podem ser utilizados pela agência reguladora visando facilitar a integração de VEs.

**Tabela 3.14 – Comparativo CHVE – Fator de potência do carregador.**

| Estudo             | CHVE (%) – 100% VE | CHVE média (%) | CHVE desvio (%) |
|--------------------|--------------------|----------------|-----------------|
| FP 0,95 capacitivo | 13,32              | 29,99          | 34,84           |
| FP 0,95 indutivo   | 9,32               | 22,35          | 31,56           |



**Figura 3.18 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Fator de potência do carregador.**



**Figura 3.19 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Fator de potência do carregador.**

### 3.3.4.3. Tensão primária (MT) do transformador

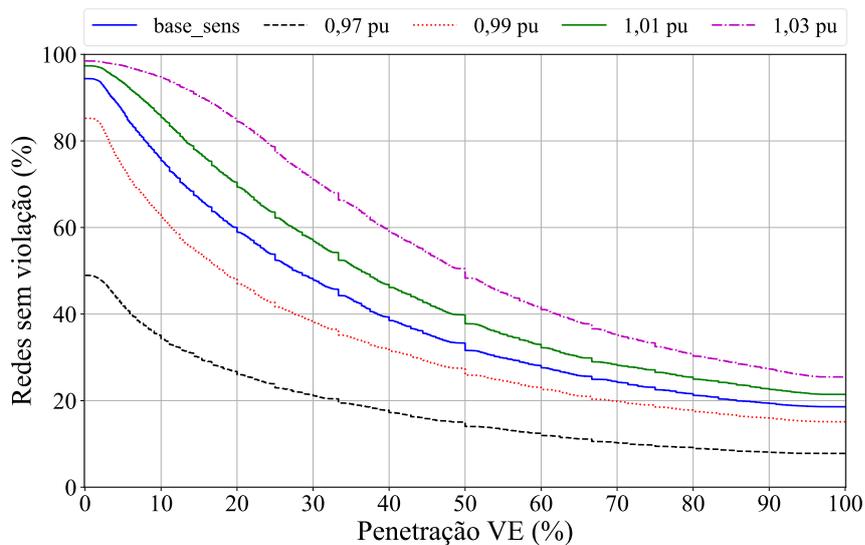
Nesta seção, o teste apresentado realiza uma variação da tensão primária (MT) do transformador de distribuição. São aplicados 4 valores para comparação com o caso base, 0,97 pu, 0,99 pu, 1,01 pu e 1,03 pu. Para este estudo, com a tensão do lado MT diferente de 1,00 pu, algumas redes apresentam violação mesmo sem a conexão de nenhum VE, o que leva a um número diferente de redes para cada nível de tensão, e com isso 4.590 redes são removidas desta análise, sendo que 4.586 são devido ao caso de 0,97 pu. Dado que a magnitude de tensão é o critério mais restritivo, nota-se pela Tabela 3.15 que ao considerar as 8.128 redes selecionadas para este estudo, o percentual de redes que suportam 100% de penetração de VEs para o caso base teve um aumento considerável (de 11,90% para 18,58%), assim como a CHVE média (de 26,68 para 40,36%). Isso ocorre pelo fato de que as redes removidas para a realização desta análise são redes com pior perfil de tensão no caso base. Esse fato também pode ser observado analisando a Figura 3.20, que mostra que a remoção destas redes fez o número de sistemas que suporta ao menos um VE ter um aumento considerável. Outro ponto interessante a ser avaliado na Tabela 3.15 e na Figura 3.20 é o fato de que o aumento da tensão primária dos transformadores acarreta um aumento da CHVE média, porém também pode levar ao surgimento de novos problemas, como é possível notar na Figura 3.21, em que para o caso com a tensão do lado MT igual a 1,03 pu, a sobretensão se tornou o impacto mais restritivo para

2,3% das redes e o carregamento da linha se torna a métrica mais restritiva geral com 31,3%, seguida pela subtensão com 28,3% e pelo carregamento do transformador com 10,1%.

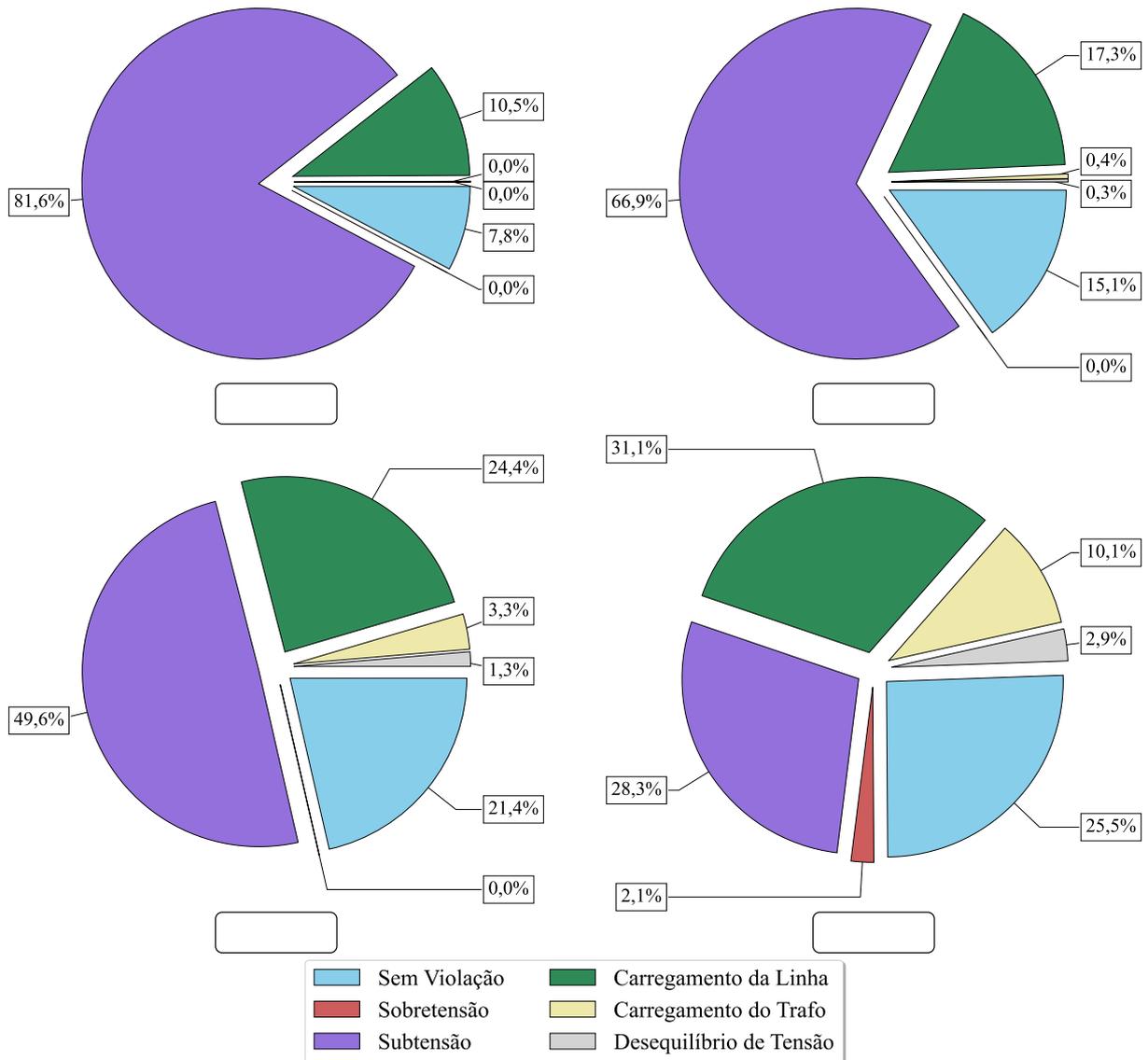
Portanto, em situações que a magnitude de tensão é o critério mais restritivo, a concessionária pode optar por aumentar a tensão primária do transformador no momento de máxima demanda (por exemplo, através da mudança da tensão de referência de reguladores de tensão da subestação ou de reguladores de tensão de linha ao longo do alimentador). Entretanto, é necessário certificar que não haverá aumento considerável de problemas de sobretensão.

**Tabela 3.15 – Comparativo CHVE – Tensão primária do transformador.**

| Estudo             | CHVE (%) – 100% VE | CHVE média (%) | CHVE desvio (%) |
|--------------------|--------------------|----------------|-----------------|
| Base (8.128 redes) | 18,58              | 40,36          | 35,32           |
| 0,97 pu            | 7,80               | 18,18          | 30,37           |
| 0,99 pu            | 15,11              | 33,21          | 35,29           |
| 1,01 pu            | 21,44              | 46,59          | 34,77           |
| 1,03 pu            | 25,47              | 55,60          | 32,73           |



**Figura 3.20 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Tensão primária do transformador.**



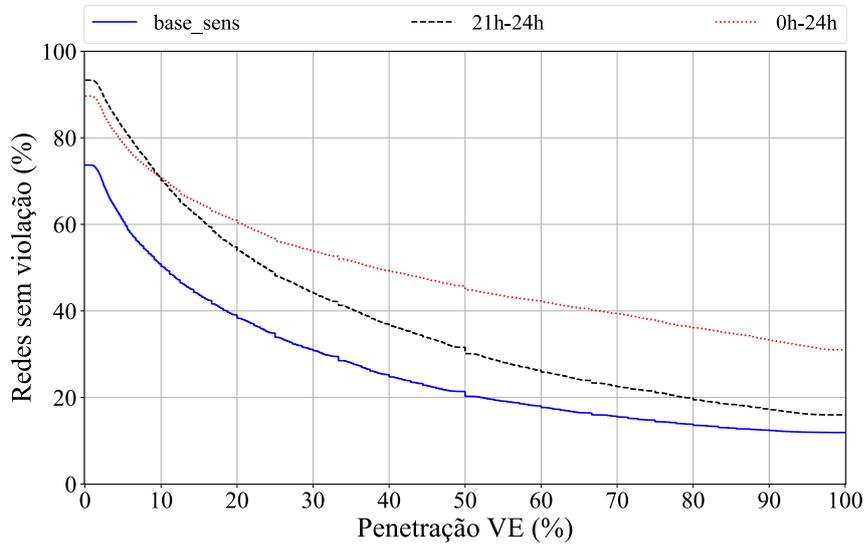
**Figura 3.21 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Tensão primária do transformador.**

#### 3.3.4.4. Período para início da recarga do VE

Neste estudo são analisados dois períodos distintos do caso base (18 às 21 horas) para o início do carregamento do VE, o primeiro das 21 às 24 horas e o segundo em qualquer instante do dia, visando mostrar os benefícios para o sistema ao aplicar recargas fora do horário de elevada demanda. O instante de início de recarga continua sendo modelado através de (2), porém alteram-se os valores das variáveis  $a$  e  $b$  de acordo com o caso analisado.

A Figura 3.22 ilustra a quantidade de redes que não sofrem violações para cada nível de penetração de VE. Um ponto para chamar atenção é que para níveis de penetração de VE até 10%, algumas redes violam algum critério para a condição em que a recarga é realizada em qualquer instante do dia e não violam para o caso em que o início da recarga é restrita entre 21 e 24 horas, e isso ocorre pelo fato que ao iniciar a recarga em qualquer período do dia é possível

que para alguns cenários o momento da recarga coincide com o horário de pico da rede e devido a isso, algumas redes com menor capacidade podem apresentar problemas nestes cenários.



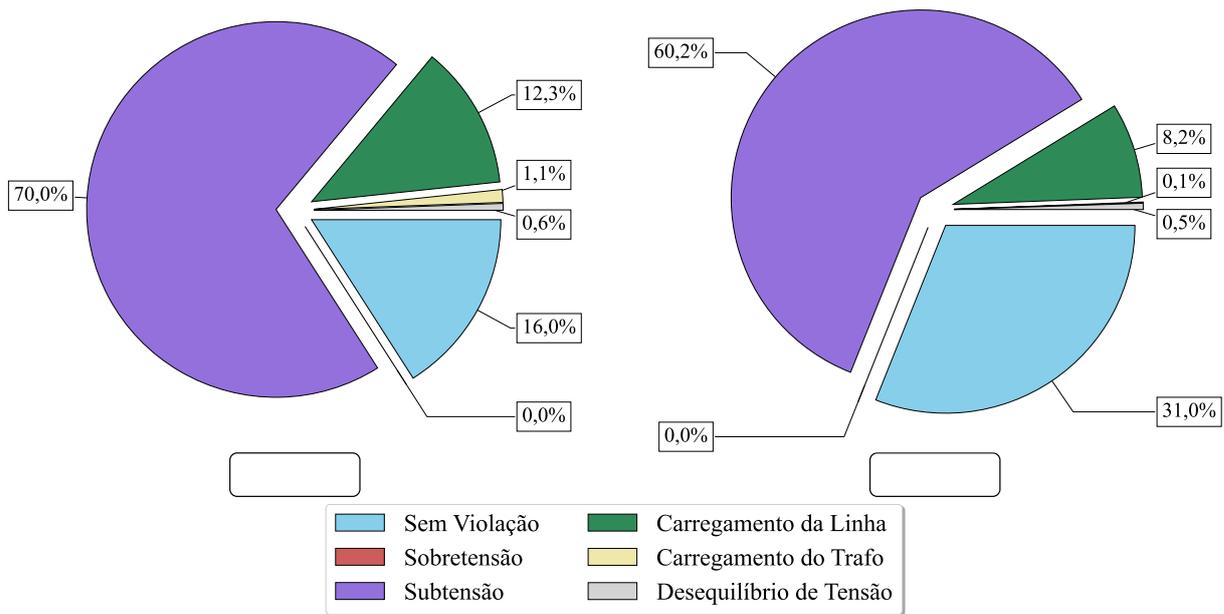
**Figura 3.22 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Início da recarga.**

Pelos resultados da Tabela 3.16, constata-se que um simples deslocamento do início da recarga para o período entre 21 e 24 horas faz com que a CHVE para redes que suportam 100% de VEs aumente 4,09% e a CHVE média em torno de 11,36% comparado ao caso base. Ao permitir que a recarga seja realizada em qualquer instante do dia, estes valores atingem 19,12% e 22,69%, respectivamente, porém esta situação é menos factível, pois é esperado que os proprietários de VEs carreguem seus veículos fora do horário comercial [45]-[47].

**Tabela 3.16 – Comparativo CHVE – Início da recarga.**

| Estudo                      | CHVE (%) – 100% VE | CHVE média (%) | CHVE desvio (%) |
|-----------------------------|--------------------|----------------|-----------------|
| Início da recarga – 21h-24h | 15,99              | 37,62          | 35,23           |
| Início da recarga – 0h-24h  | 31,02              | 48,95          | 41,40           |

Já na Figura 3.23 é possível notar que o comportamento dos impactos técnicos mais restritivos é similar ao caso base, com a subtensão e o carregamento da linha sendo os principais impactos, porém há um expressivo aumento das redes sem violações.



**Figura 3.23 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Início da recarga.**

Este estudo pode ser útil para a distribuidora, ou mesmo para a ANEEL, visto que é possível o desenvolvimento de políticas de incentivo que visem levar os proprietários de VEs a adotarem estratégias de carregamento inteligente do ponto de vista do sistema, ou seja fora do horário de ponta.

#### 3.3.4.5. VEs conectados apenas em consumidores bifásicos e trifásicos

Considerando a atual conjuntura econômica, é possível que a probabilidade de consumidores bifásicos e trifásicos adquirirem um VE seja maior que a de consumidores monofásicos. Com base nessa premissa, este estudo de sensibilidade visa analisar os impactos na CHVE levando em conta que apenas tais UCs estariam aptas a receberem um VE. Destaca-se que para esta análise são utilizadas 12.479 redes, pois 239 não possuem UCs aptas, dadas as condições de contorno deste estudo.

Na Figura 3.24 é ilustrado o percentual de redes que não apresentam violações em cada nível de penetração de VE e na Figura 3.25 são dados os critérios mais restritivos. A CHVE para 100% de penetração de VEs é igual a 26,92%, mais do que duas vezes acima do caso base. Já a CHVE média e o desvio padrão são 46,51% e 39,24%, respectivamente.

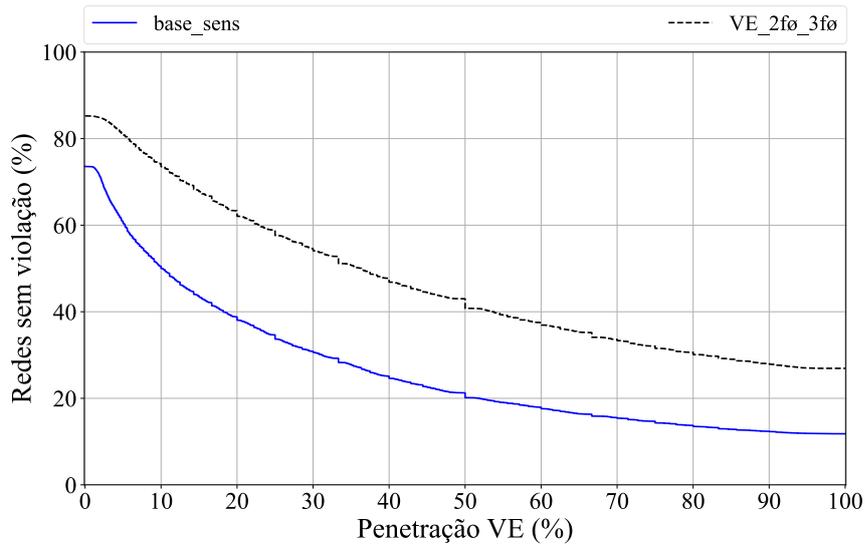


Figura 3.24 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – VEs em UCs 20 e UCs 30.

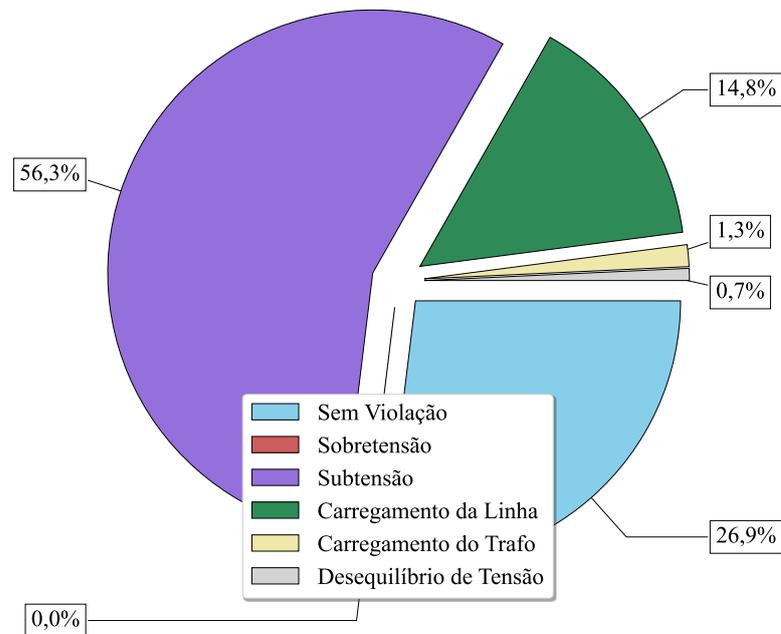
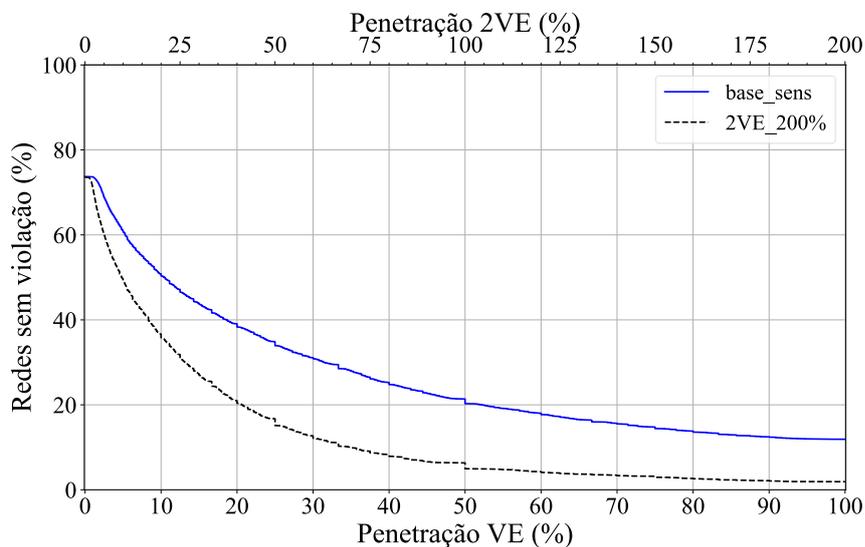


Figura 3.25 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – VEs em UCs 20 e UCs 30.

#### 3.3.4.6. Consumidores aptos a receberem até 2 VEs

Assim como há residências com mais de um veículo a combustão, existe a possibilidade de que no futuro algumas tenham mais de um VE, e, portanto, o estudo desta seção tem o objetivo de mostrar o impacto da existência de UCs com mais de um VE. Para este caso, foi considerado que a capacidade de hospedagem pode chegar até 200%, dado que foi mantida a base como o número de UCs aptas a receber VE. O limiar para o caso base é mantido em 100%.

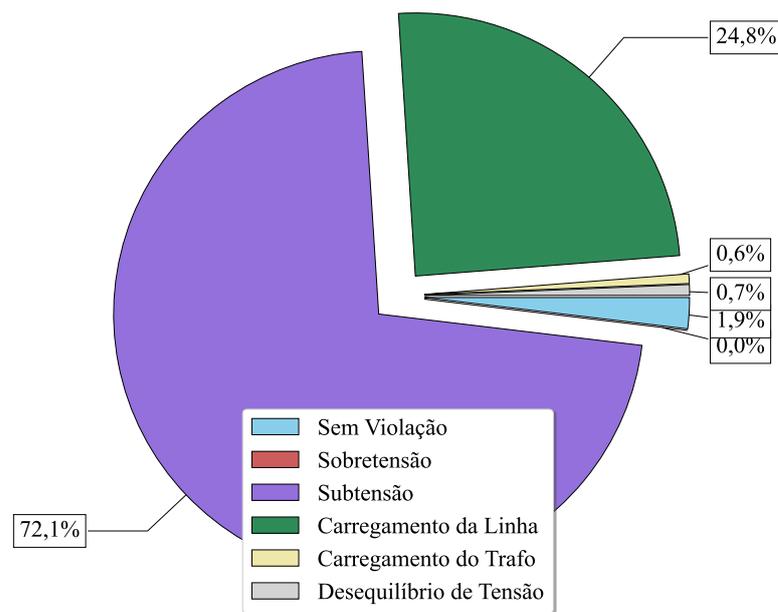
Na Figura 3.26 é apresentado a CHVE. É preciso atentar ao fato de que um novo eixo foi adicionado para corresponder à análise com UCs recebendo até 2 VEs. Para auxiliar no comparativo, alguns valores são dados na Tabela 3.17. Nota-se que o caso que concentra 2 VEs em uma mesma UC possui menos redes sem violação para todos os níveis de penetração, o que se dá pelo fato de que ao concentrar uma maior carga em um único ponto da rede, os problemas tendem a se agravar, por exemplo, devido ao aumento da circulação de corrente nos condutores com maior carga. Na Figura 3.27, é constatado que violações devido ao carregamento das linhas passaram de 14% no caso base para 24,8%. Por fim, a CHVE para redes que comportam até 200% de penetração de VEs é 1,90% e a CHVE média e o desvio padrão são 25,65% e 39,69%, respectivamente.



**Figura 3.26 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – 2 VEs.**

**Tabela 3.17 – Valores de CHVE para diferentes níveis de penetração de VE – Base x 2VEs.**

| Penetração de VE (%) | Base  | 2 VE  |
|----------------------|-------|-------|
| 10                   | 50,86 | 49,72 |
| 20                   | 39,09 | 36,69 |
| 30                   | 31,14 | 27,34 |
| 40                   | 25,30 | 21,00 |
| 50                   | 21,40 | 16,76 |
| 60                   | 18,05 | 12,70 |
| 70                   | 15,68 | 10,06 |
| 80                   | 13,85 | 8,34  |
| 90                   | 12,45 | 6,71  |
| 100                  | 11,90 | 6,35  |



**Figura 3.27 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – 2 VEs.**

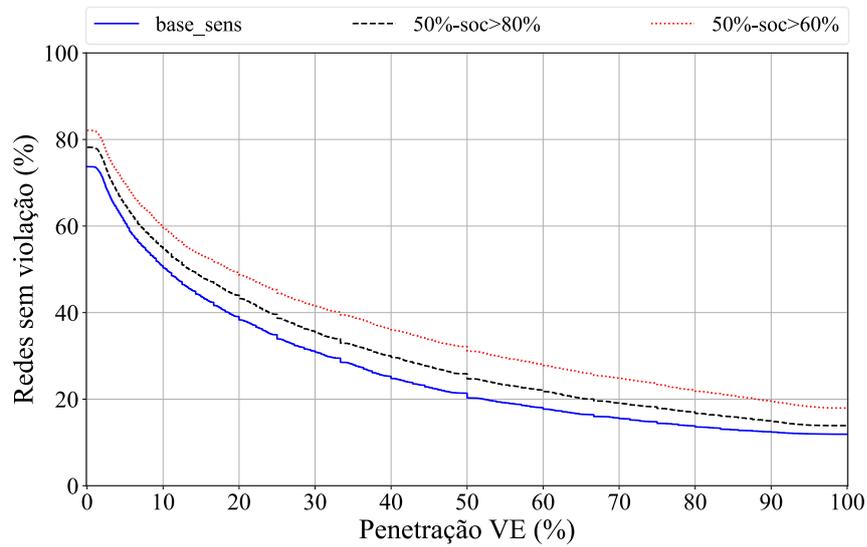
#### 3.3.4.7. Probabilidade de recarga

É esperado que alguns dos proprietários de VEs não recarreguem seus veículos todos os dias. A partir deste pressuposto, nesta análise de sensibilidade são avaliados dois cenários, no primeiro, para VEs com estado da carga da bateria acima de 80%, apenas 50% são recarregados e no segundo, para VEs com estado da carga da bateria acima de 60%, apenas 50% são recarregados. Estas situações podem ocorrer por diferentes motivos, seja devido ao planejamento do proprietário, por esquecimento, por realização da recarga em eletropostos, por impossibilidade de recarga em determinado dia etc.

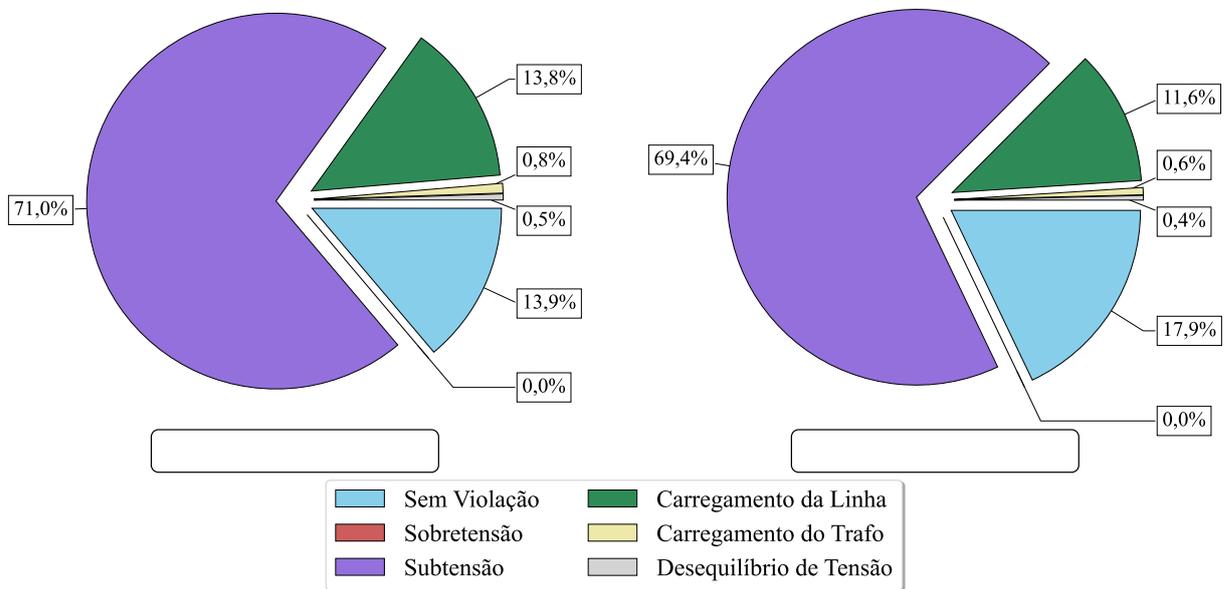
Com base na Tabela 3.18 e na Figura 3.28, nota-se que, como esperado, há um aumento da CHVE média e no percentual de redes que suportam até 100% de penetração de VEs em ambos os cenários simulados. O cenário menos conservador, em que apenas 50% dos VEs com *SoC* acima de 60% realizam a recarga, atinge uma CHVE média 9,41% maior do que o obtido no caso base. Na Figura 3.29 são dados os critérios mais restritivos para as duas condições, em que também fica claro o aumento considerável nas redes sem violações, com relevante queda nas violações por subtensão e sobrecarga nas linhas.

**Tabela 3.18 – Comparativo CHVE – Probabilidade de recarga.**

| Estudo                  | CHVE (%) – 100% VE | CHVE média (%) | CHVE desvio (%) |
|-------------------------|--------------------|----------------|-----------------|
| 50% recarga – SoC > 80% | 13,89              | 30,62          | 35,61           |
| 50% recarga – SoC > 60% | 17,94              | 36,10          | 38,00           |



**Figura 3.28 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Probabilidade de recarga.**

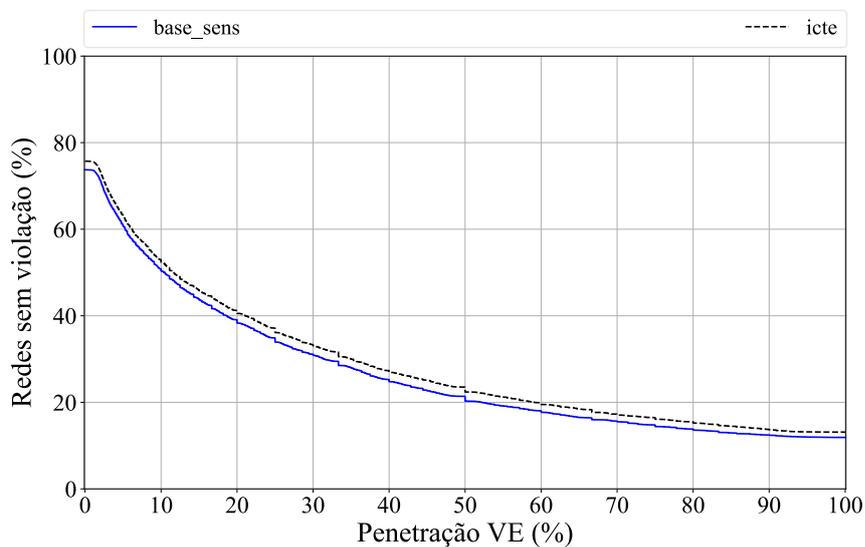


**Figura 3.29 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Probabilidade de recarga.**

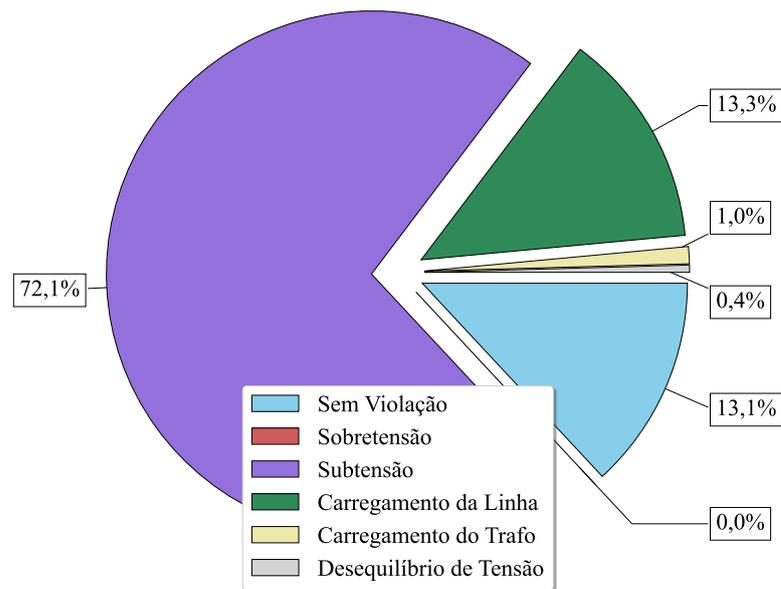
### 3.3.4.8. Modelo de recarga do veículo elétrico

O modelo de recarga do VE está relacionado à forma como a carga solicitada ao longo do carregamento se comporta em função da variação de tensão no ponto de conexão. Uma das alternativas ao modelo de recarga dos VEs é utilizar o modelo de corrente constante [56]. Nesta seção o modelo de potência constante é então substituído por um modelo de corrente constante. É esperado que com esta modelagem, o impacto causado devido à recarga seja atenuado, dado que neste caso, quando a tensão cai, a potência demandada também sofre uma queda e a corrente não tende a crescer com a queda de tensão.

Nota-se pela Figura 3.30 que de fato ao utilizar o modelo de corrente constante, os resultados se tornam menos conservadores, atingindo, respectivamente, uma CHVE média e o desvio padrão igual a 28,59% e 34,79%, e o percentual de redes que suportam até 100% de VE é de 13,12%. Na Figura 3.31 são dados os critérios mais restritivos ao considerar o modelo de corrente constante para a recarga do VE e como se observa, não houve grande alteração na representação de cada critério em relação ao caso base em que é aplicado o modelo de potência constante.



**Figura 3.30 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Modelo da recarga (Icte).**

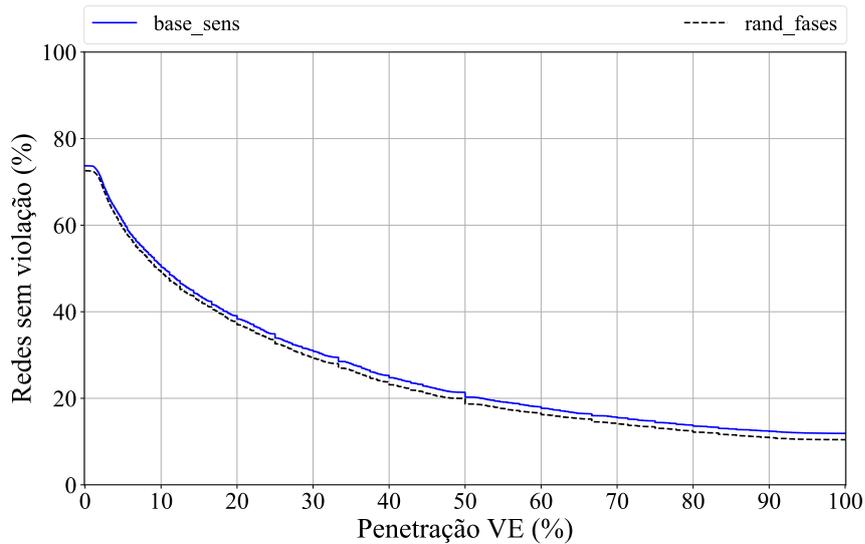


**Figura 3.31 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Modelo da recarga (Icte).**

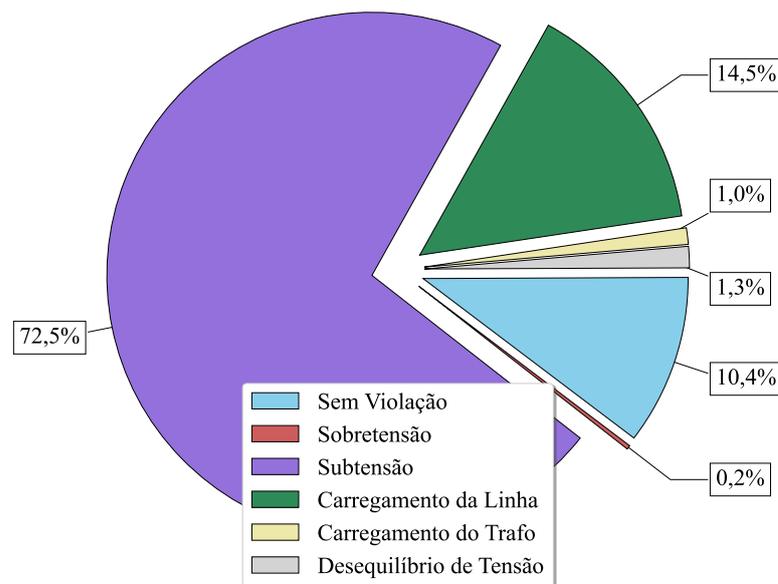
#### 3.3.4.9. Consumidores trifásicos com carregadores entre fases ou trifásicos

Com o objetivo de criar um cenário um pouco mais próximo do que pode ser encontrado na prática, neste estudo as UCs trifásicas estão aptas a receberem conexões de carregadores conectados entre duas fases ou nas três fases. Essa escolha é realizada de acordo com o VE selecionado para ser conectado na UC, o que ocorre de forma randômica.

Pela Figura 3.32, observa-se que há um pequeno impacto na CHVE na circunstância proposta neste estudo de sensibilidade. Os valores para CHVE média e o desvio padrão são 25,27% e 32,74%, respectivamente, indicando uma queda de 1,41% na CHVE média comparada ao caso base e a CHVE para redes que suportam 100% de penetração de VE é igual a 10,43%. A Figura 3.33 fornece os critérios mais restritivos para esta análise e apesar de o comportamento ser similar ao obtido pelo caso base é possível constatar uma queda no percentual de redes sem violação e que os casos em que o critério mais restritivo é o desequilíbrio de tensão dobraram, embora ainda tenha pequena expressão comparado aos problemas devido a subtensão e ao carregamento das linhas. Esse fato é esperado dado que se teve um aumento de conexões bifásicas em barras trifásicas.



**Figura 3.32 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – VEs trifásicos com conexão variável.**



**Figura 3.33 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – VEs trifásicos com conexão variável.**

### 3.3.5. Análise da Simplificação do Modelo

Esta seção investiga se é possível simplificar ainda mais o modelo do VE e ao mesmo tempo manter a qualidade dos resultados. Quatro hipóteses são avaliadas considerando as 12.718 redes utilizadas nos estudos de sensibilidade da Seção 3.3.4:

Hipótese A. (*SoC* 0%): Elimina a informação de distância percorrida e com isso considera que a bateria do VE estará sempre descarregada no instante em que for realizar sua recarga, ou seja, *SoC* = 0% no instante inicial da recarga.

Hipótese B. (Início às 19:30): Torna a variável de instante de carregamento determinística e considera o evento de início da recarga sempre as 19 horas e 30 minutos, próximo ao horário de ponta da rede.

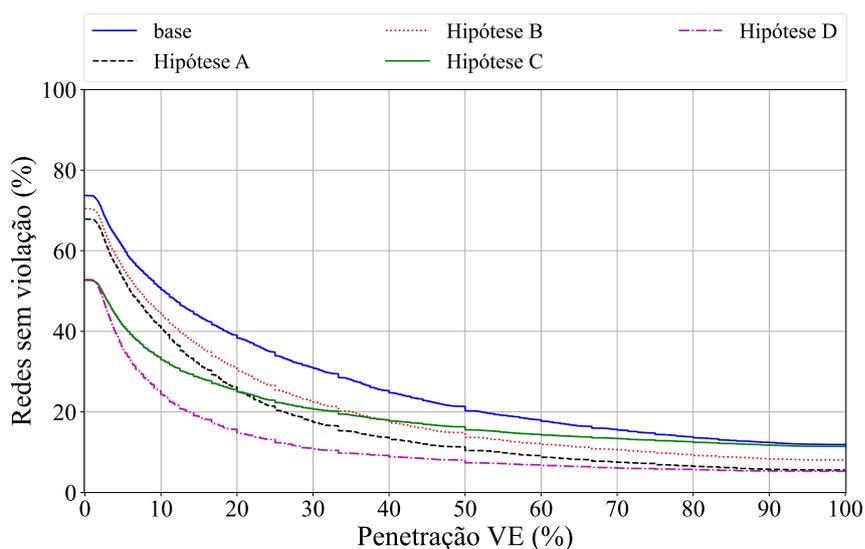
Hipótese C. (localização na barra com tensão mínima): Torna a variável de localização da conexão do VE uma variável determinística através de uma ordenação das UCs para receberem o VE. A UC que receberá o VE é definida através de um ranqueamento das tensões mínimas, selecionando a UC que ainda não possui um VE e que se encontra com a menor tensão. As tensões são atualizadas para cada cenário do Monte Carlo e são obtidas por meio da solução de fluxo de carga.

Hipótese D. (*SoC* 0% + 19:30 + loc *V*min): Unifica os 3 cenários simulados anteriormente.

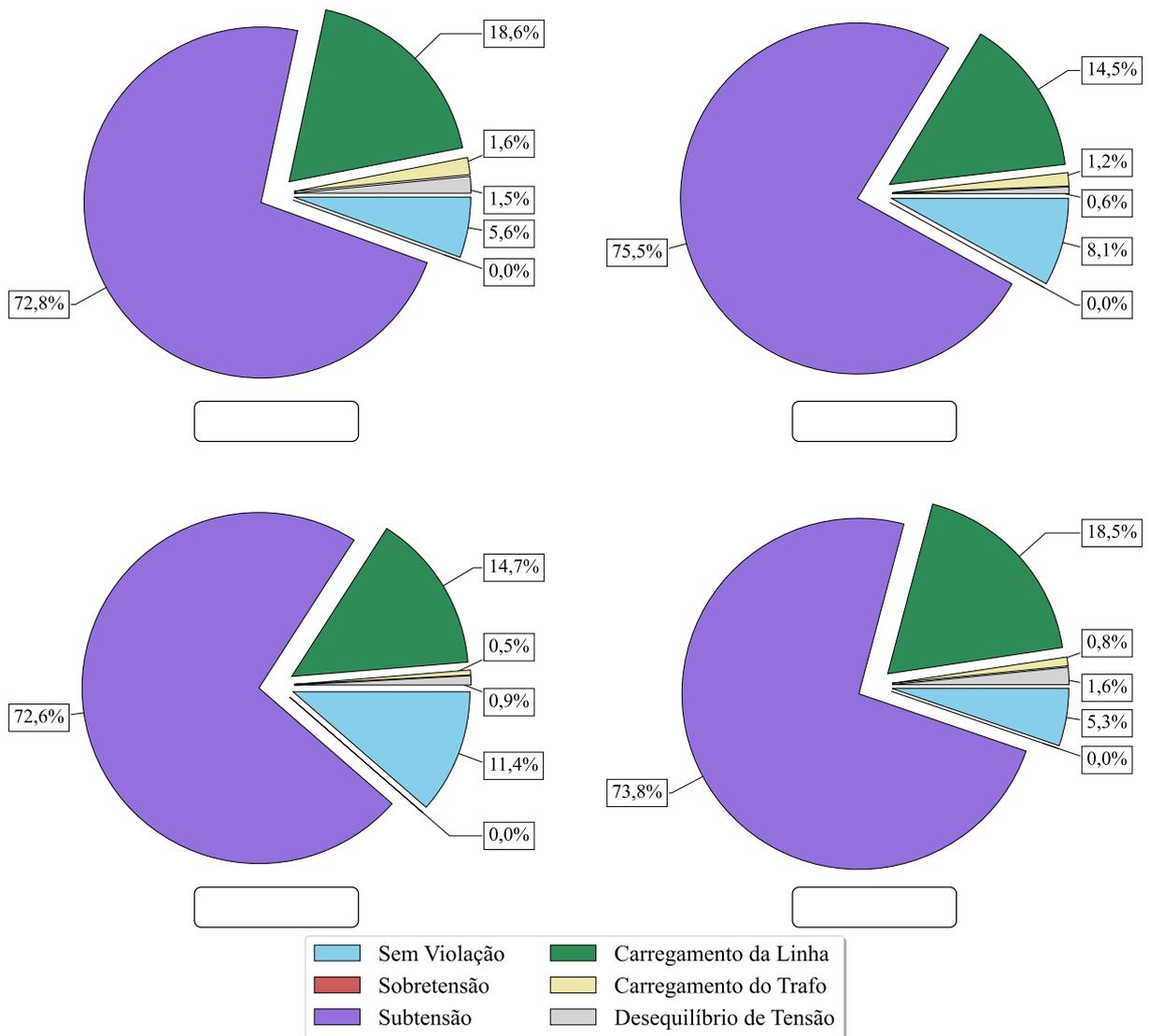
Os resultados obtidos para as quatro hipóteses estabelecidas são apresentados na Tabela 3.19, na Figura 3.34 e na Figura 3.35.

**Tabela 3.19 – Comparativo CHVE – Método simplificado.**

| Hipótese | CHVE (%) – 100% VE | CHVE média (%) | CHVE desvio (%) |
|----------|--------------------|----------------|-----------------|
| Base     | 11,90              | 26,68          | 33,79           |
| A        | 5,57               | 17,22          | 26,42           |
| B        | 8,08               | 20,73          | 29,75           |
| C        | 11,44              | 19,60          | 33,23           |
| D        | 5,29               | 11,85          | 24,49           |



**Figura 3.34 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Método simplificado.**



**Figura 3.35 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Método simplificado.**

O primeiro caso (hipótese A) leva a resultados bem mais conservadores que o caso base, com uma redução de 9,46% da CHVE média e o percentual de redes que suporta 100% de VEs passa de 11,90% para apenas 5,57%. Dado que o intervalo para iniciar a recarga é definido entre 18 e 21 horas, com os VEs com as baterias descarregadas no início do processo, a recarga tende a durar mais que 3 horas, e, portanto, em algum momento todos os veículos recarregarão simultaneamente. Aliado a este fator também há uma maior probabilidade de que os VEs estejam carregando no instante de pico da demanda e, como as potências dos VEs são elevadas, esta hipótese se torna mais propensa a violações, principalmente relacionado a sobrecarga da linha, como pode ser observado na Figura 3.35.

A hipótese B, em que todos os VEs iniciam a recarga as 19 horas e 30 minutos, próximo ao horário de pico das redes analisadas, também leva a resultados mais conservadores, com a CHVE média apresentando uma queda de 5,95%. Porém, nesta hipótese o aumento das violações está concentrado em problemas devido a subtensão (Figura 3.35), que ocorre devido ao fato da recarga de praticamente todos VEs coincidirem com o horário de ponta da demanda. Um comparativo entre recargas realizadas com a condição da hipótese A e com a condição da hipótese B é apresentado na Figura 3.36.

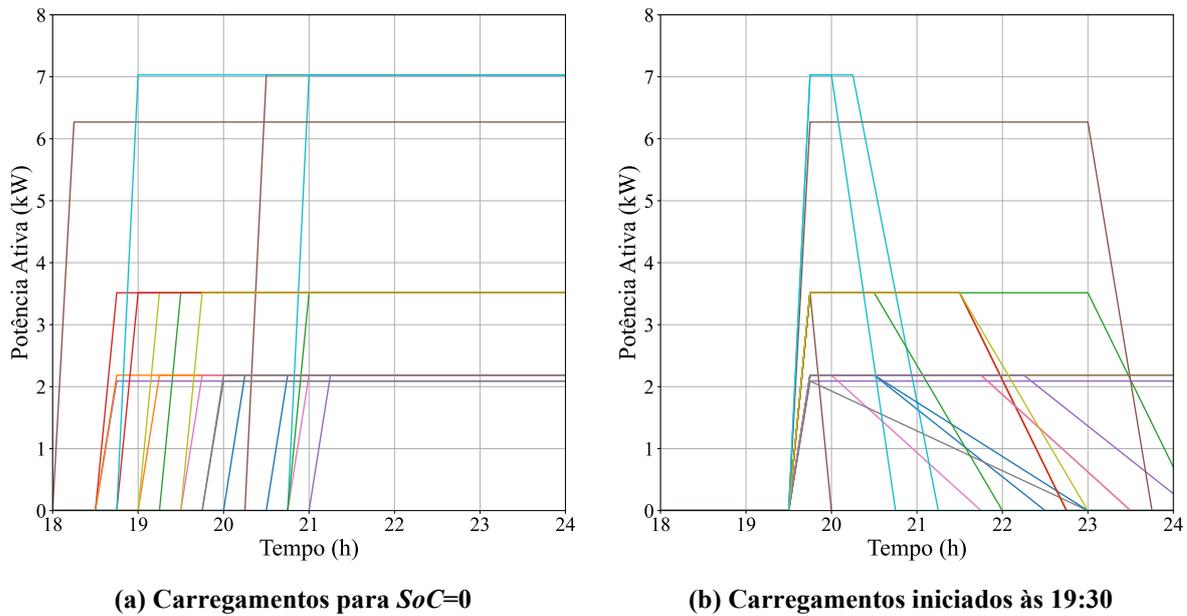


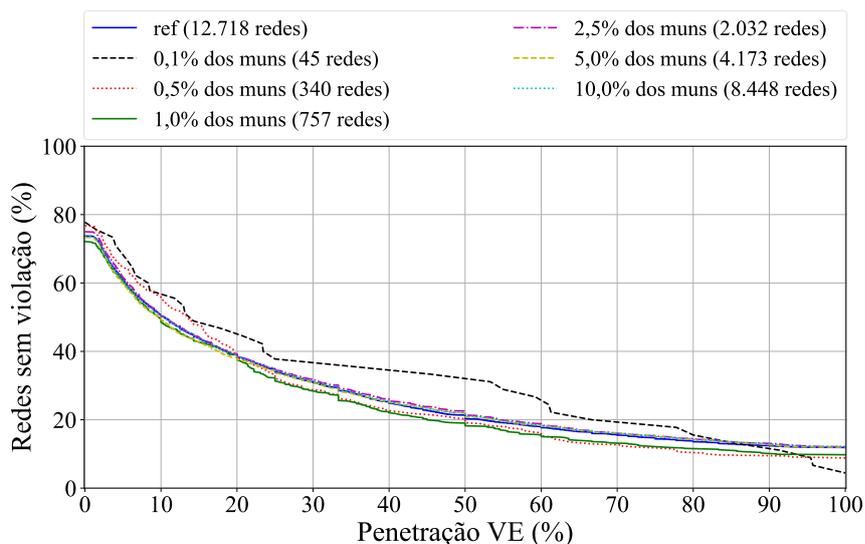
Figura 3.36 – Carregamentos aleatórios para as hipóteses A e B.

Na hipótese C, os resultados obtidos também são mais conservadores, com CHVE média e o desvio padrão igual a 19,60% e 33,23%, respectivamente. Isso é esperado, dado que a ordenação foi feita visando a seleção de barras mais críticas ao longo de todo processo de Monte Carlo, diferente do que ocorre pela seleção randômica. Com base na Figura 3.34 é possível observar que o percentual de redes que não suportam a conexão de nenhum VE teve uma queda considerável, mais de 20%. Também de acordo com a Figura 3.34, pode-se constatar que para níveis de penetração até 20% a definição da variável de localização como determinística foi a situação que apresentou maior impacto, o que ocorre justamente pelo fato de que quanto menor o percentual de VEs em uma determinada rede carregando simultaneamente, menor será o impacto das variáveis envolvidas nas hipóteses A e B.

Por fim, na hipótese D são unificadas as hipóteses A, B e C, a fim de analisar o impacto agregado das variáveis estocásticas avaliadas separadamente em cada um deles. Pela Tabela 3.20, nota-se que a CHVE média fica abaixo da metade do caso base e a CHVE para redes que suportam até 100% de VE cai para 5,29%. Isso demonstra que, com base nas redes e demais

dados utilizados, as 3 variáveis podem ter grande relevância para o engenheiro da concessionária, o que diverge da conclusão obtida em [57], devido principalmente ao fato de se ter trabalhado com carregadores de diferentes potências, além das diferentes características das redes utilizadas, incluindo o horário de pico da demanda. Porém, como já citado, para níveis de penetração de VE até 20%, a localização do VE é a variável que merece maior atenção.

Adicionalmente, outra forma que pode contribuir para simplificar o problema é por meio da redução das redes estudadas. Com isso são definidos 6 casos distintos com base no percentual de redes por município, 0,1%, 0,5%, 1%, 2,5%, 5% e 10%. Ressalta-se que tais redes são selecionadas de forma aleatória sem qualquer tratamento adicional prévio. Os resultados obtidos são comparados com o caso base dos estudos de sensibilidade (15% das redes de cada município) e a comparação é apresentada na Figura 3.37 e na Tabela 3.20. Para 1% das redes dos municípios, os valores já são relativamente próximos dos obtidos com o caso base, o que indica que por meio de uma simples seleção das redes, com base na distribuição nos municípios, é possível representar o comportamento do conjunto total das redes utilizadas no caso base.



**Figura 3.37 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Número de redes distintas.**

**Tabela 3.20 – Comparativo CHVE – Número de redes distintos.**

| Municípios (%) | Nº redes BT | Cenários   | Tempo (s) | CHVE (%)<br>100% VE | CHVE<br>média (%) | CHVE<br>desvio (%) |
|----------------|-------------|------------|-----------|---------------------|-------------------|--------------------|
| 15 (Base)      | 12.718      | 12.469.997 | 305.085   | 11,90               | 26,68             | 33,79              |
| 0,1            | 45          | 45.362     | 1.120     | 4,44                | 30,55             | 34,50              |
| 0,5            | 340         | 345.550    | 8.777     | 8,82                | 25,35             | 31,06              |
| 1              | 757         | 769.544    | 18.922    | 9,78                | 24,54             | 31,95              |
| 2,5            | 2.032       | 1.992.535  | 48.833    | 12,11               | 27,27             | 34,20              |
| 5              | 4.173       | 4.109.211  | 101.055   | 11,98               | 26,65             | 34,18              |
| 10             | 8.448       | 8.287.976  | 203.261   | 12,20               | 27,02             | 34,18              |

### 3.3.6. Resumo dos Resultados

Nesta seção os resultados obtidos com os estudos deste capítulo são sumarizados e apresentados em tabelas com o objetivo de facilitar uma análise comparativa.

Na Tabela 3.21 é apresentada uma comparação dos resultados com base no percentual de redes que acomodam até 100% de penetração de VE. Para cada estudo é calculado a variação percentual em relação ao caso base utilizado para os estudos de sensibilidade. Destaca-se que para os estudos de alteração da tensão primária do transformador, a referência é atualizada para corresponder ao mesmo número de redes. A pior condição é obtida para o estudo em que se permite que cada UC tenha 2 VEs, porém é importante ressaltar que este estudo aumenta o número total de VEs permitido na rede. A segunda pior condição se dá quando todos os carregadores possuem potência igual a 11 kW, reduzindo o percentual de redes que acomodam VE em 9,29%, o que também não é esperado na prática. Ao passo que a melhor condição é alcançada quando é definido que a recarga pode ocorrer em qualquer instante do dia.

Tabela 3.21 – Resumo dos resultados do VE – CHVE para 100% de VE.

| Estudo                      | Nº redes BT | CHVE (%) – 100% VE | Varição (%)       |
|-----------------------------|-------------|--------------------|-------------------|
| Base completo               | 85.517      | 11,56              | ---               |
| Base sensibilidade          | 12.718      | 11,90              | <b>referência</b> |
| VE 2,3 kW                   | 12.718      | 25,80              | <b>+116,85</b>    |
| VE 3,7 kW                   | 12.718      | 14,77              | <b>+24,12</b>     |
| VE 7,4 kW                   | 12.718      | 5,27               | <b>-55,72</b>     |
| VE 11 kW                    | 12.718      | 2,61               | <b>-78,06</b>     |
| FP 0,95 capacitivo          | 12.718      | 13,32              | <b>+11,96</b>     |
| FP 0,95 indutivo            | 12.718      | 9,32               | <b>-21,68</b>     |
| Início da recarga – 21h-24h | 12.718      | 15,99              | <b>+34,37</b>     |
| Início da recarga – 0h-24h  | 12.718      | 31,02              | <b>+160,74</b>    |
| VE em UCs 2ø e UCs 3ø       | 12.479      | 26,92              | <b>+126,26</b>    |
| 2 VE                        | 12.718      | 1,90               | <b>-84,01</b>     |
| 50% recarga – SoC > 80%     | 12.718      | 13,89              | <b>+16,72</b>     |
| 50% recarga – SoC > 60%     | 12.718      | 17,94              | <b>+50,83</b>     |
| Modelo de recarga – Icte    | 12.718      | 13,12              | <b>+10,31</b>     |
| VEs 3ø – conexão rand.      | 12.718      | 10,43              | <b>-12,29</b>     |
| SoC=0                       | 12.718      | 5,57               | <b>-53,14</b>     |
| Recarga às 19:30 h          | 12.718      | 8,08               | <b>-32,06</b>     |
| Loc=Vmin                    | 12.718      | 11,44              | <b>-3,83</b>      |
| SoC=0+19:30+Loc=Vmin        | 12.718      | 5,29               | <b>-55,52</b>     |
| Base vpu                    | 8.128       | 18,58              | <b>referência</b> |
| 0,97 pu                     | 8.128       | 7,80               | <b>-58,01</b>     |
| 0,99 pu                     | 8.128       | 15,11              | <b>-18,68</b>     |
| 1,01 pu                     | 8.128       | 21,44              | <b>+15,43</b>     |
| 1,03 pu                     | 8.128       | 25,47              | <b>+37,09</b>     |

Na Tabela 3.22, o mesmo comparativo é realizado, porém analisando a CHVE média e o desvio padrão. Ao avaliar a variação da CHVE média, a pior condição é obtida quando todos os carregadores dos VEs possuem potência de 11 kW, seguido do caso com carregadores de 7 kW. Já a melhor condição novamente ocorre ao considerar a premissa que o VE será carregado a qualquer momento do dia.

Tabela 3.22 – Resumo dos resultados do VE – CHVE média e o desvio padrão.

| Estudo                      | Nº redes BT | CHVE (%) |        | Variação (%)      |                   |
|-----------------------------|-------------|----------|--------|-------------------|-------------------|
|                             |             | média    | desvio | média             | desvio            |
| Base completo               | 85.517      | 26,26    | 33,64  | ---               | ---               |
| Base sensibilidade          | 12.718      | 26,68    | 33,79  | <b>referência</b> | <b>referência</b> |
| VE 2,3 kW                   | 12.718      | 41,65    | 40,53  | <b>+56,10</b>     | <b>+19,95</b>     |
| VE 3,7 kW                   | 12.718      | 27,73    | 36,27  | <b>+3,91</b>      | <b>+7,33</b>      |
| VE 7,4 kW                   | 12.718      | 11,06    | 25,44  | <b>-58,54</b>     | <b>-24,70</b>     |
| VE 11 kW                    | 12.718      | 6,16     | 18,76  | <b>-76,92</b>     | <b>-44,47</b>     |
| FP 0,95 capacitivo          | 12.718      | 29,99    | 34,84  | <b>+12,40</b>     | <b>+3,10</b>      |
| FP 0,95 indutivo            | 12.718      | 22,35    | 31,56  | <b>-16,25</b>     | <b>-6,59</b>      |
| Início da recarga – 21h-24h | 12.718      | 37,62    | 35,23  | <b>+40,99</b>     | <b>+4,25</b>      |
| Início da recarga – 0h-24h  | 12.718      | 48,95    | 41,40  | <b>+83,45</b>     | <b>+22,52</b>     |
| VE em UCs 2ø e UCs 3ø       | 12.479      | 46,51    | 39,24  | <b>+74,31</b>     | <b>+16,14</b>     |
| 2 VE                        | 12.718      | 25,65    | 39,69  | <b>-3,89</b>      | <b>+17,45</b>     |
| 50% recarga – SoC > 80%     | 12.718      | 30,62    | 35,61  | <b>+14,73</b>     | <b>+5,37</b>      |
| 50% recarga – SoC > 60%     | 12.718      | 36,10    | 38,00  | <b>+35,27</b>     | <b>+12,46</b>     |
| Modelo de recarga – Icte    | 12.718      | 28,59    | 34,79  | <b>+7,14</b>      | <b>+2,97</b>      |
| VEs 3ø – conexão rand.      | 12.718      | 25,27    | 32,74  | <b>-5,31</b>      | <b>-3,12</b>      |
| SoC=0                       | 12.718      | 17,22    | 26,42  | <b>-35,46</b>     | <b>-21,82</b>     |
| Recarga às 19:30 h          | 12.718      | 20,73    | 29,75  | <b>-22,32</b>     | <b>-11,96</b>     |
| Loc=Vmin                    | 12.718      | 19,60    | 33,23  | <b>-26,54</b>     | <b>-1,65</b>      |
| SoC=0+19:30+Loc=Vmin        | 12.718      | 11,85    | 24,49  | <b>-55,59</b>     | <b>-27,53</b>     |
| Base vpu                    | 8.128       | 40,36    | 35,32  | <b>referência</b> | <b>referência</b> |
| 0,97 pu                     | 8.128       | 18,18    | 30,37  | <b>-54,95</b>     | <b>-14,01</b>     |
| 0,99 pu                     | 8.128       | 33,21    | 35,29  | <b>-17,70</b>     | <b>-0,10</b>      |
| 1,01 pu                     | 8.128       | 46,59    | 34,77  | <b>+15,45</b>     | <b>-1,58</b>      |
| 1,03 pu                     | 8.128       | 55,60    | 32,73  | <b>+37,77</b>     | <b>-7,33</b>      |

Na Tabela 3.23, para cada um dos estudos, são dadas informações referentes à quantidade de cenários, fluxos de carga realizados e os tempos de execução. Os valores de tempo são apresentados como referências adicionais e não como comparativos entre os estudos, pois as simulações foram realizadas em mais de um computador, com configurações distintas. Verifica-se que mais de 7 bilhões de soluções de fluxo de carga foram obtidas.

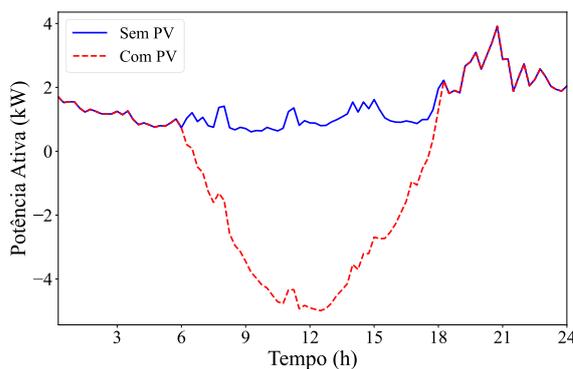
**Tabela 3.23 – Resumo dos resultados do VE – Cenários, fluxos de carga e tempo.**

| Estudo                      | Nº redes BT | Total de cenários | Média de cenários | Total de Fluxo de Carga | Tempo Total (h) | Tempo médio (s) |
|-----------------------------|-------------|-------------------|-------------------|-------------------------|-----------------|-----------------|
| Base completo               | 85.517      | 84.232.719        | 985               | 2.021.585.256           | 574             | 24,16           |
| Base sensibilidade          | 12.718      | 12.469.997        | 980               | 299.279.928             | 85              | 23,99           |
| VE 2,3 kW                   | 12.718      | 9.142.043         | 719               | 219.409.032             | 60              | 17,03           |
| VE 3,7 kW                   | 12.718      | 11.507.923        | 905               | 276.190.152             | 72              | 20,34           |
| VE 7,4 kW                   | 12.718      | 12.951.829        | 1.018             | 310.843.896             | 68              | 19,11           |
| VE 11 kW                    | 12.718      | 13.713.987        | 1.078             | 329.135.688             | 69              | 19,52           |
| FP 0,95 capacitivo          | 12.718      | 12.259.674        | 964               | 294.232.176             | 77              | 21,67           |
| FP 0,95 indutivo            | 12.718      | 13.009.236        | 1.023             | 312.221.664             | 79              | 22,46           |
| Início da recarga – 21h-24h | 12.718      | 12.020.807        | 945               | 288.499.368             | 84              | 23,72           |
| Início da recarga – 0h-24h  | 12.718      | 8.217.214         | 646               | 197.213.136             | 81              | 22,82           |
| VE em UCs 2ø e UCs 3ø       | 12.479      | 7.604.580         | 609               | 182.509.920             | 44              | 12,75           |
| 2 VE                        | 12.718      | 17.700.214        | 1.392             | 424.805.136             | 108             | 30,46           |
| 50% recarga – SoC > 80%     | 12.718      | 12.379.117        | 973               | 297.098.808             | 78              | 22,10           |
| 50% recarga – SoC > 60%     | 12.718      | 11.490.278        | 903               | 275.766.672             | 75              | 21,12           |
| Modelo de recarga – Icte    | 12.718      | 12.155.802        | 956               | 291.739.248             | 75              | 21,11           |
| VEs 3ø – conexão rand.      | 12.718      | 12.814.096        | 1.008             | 307.538.304             | 89              | 25,14           |
| SoC=0                       | 12.718      | 13.415.372        | 1.055             | 321.968.928             | 79              | 22,46           |
| Recarga às 19:30 h          | 12.718      | 13.031.369        | 1.025             | 312.752.856             | 90              | 25,54           |
| Loc=Vmin                    | 12.718      | 9.737.701         | 766               | 233.704.824             | 62              | 17,42           |
| SoC=0+19:30+Loc=Vmin        | 12.718      | 8.609.410         | 677               | 206.625.840             | 57              | 16,02           |
| 0,97 pu                     | 8.128       | 6.603.341         | 812               | 158.480.184             | 34              | 15,08           |
| 0,99 pu                     | 8.128       | 6.314.880         | 777               | 151.557.120             | 35              | 15,53           |
| 1,01 pu                     | 8.128       | 5.757.762         | 708               | 138.186.288             | 32              | 14,21           |
| 1,03 pu                     | 8.128       | 5.331.967         | 656               | 127.967.208             | 30              | 13,49           |

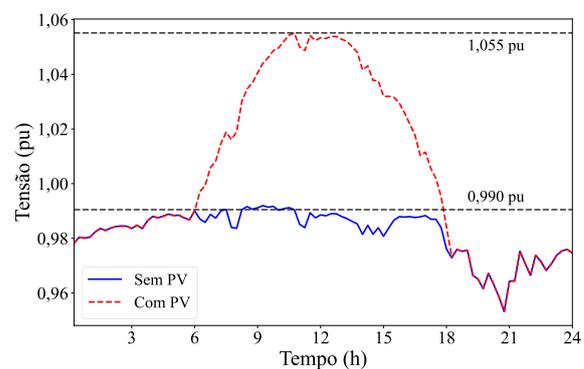
## 4. GERADOR FOTOVOLTAICO

A conexão de um PV no sistema gera um evento oposto ao ocasionado pela conexão do VE, pois neste caso é injetada uma corrente adicional na rede no sentido carga-fonte, porém assim como o VE, tal evento acarreta impactos para as redes e, portanto, investigar estes impactos para planejar políticas para a área de concessão é algo de interesse das empresas de distribuição. Dado que após a publicação e atualização da Resolução Normativa nº 482/2012 ocorreu um aumento considerável da instalação de microgeradores, estudos focados no sistema de baixa tensão ganharam ainda mais relevância. Conforme citado no Capítulo 1, uma abordagem para caracterizar estes impactos é através da obtenção da capacidade de hospedagem de geradores fotovoltaicos (CHPV) dos sistemas de distribuição. Na Figura 4.1 é apresentado um exemplo do impacto causado pela conexão de um PV em uma determinada barra do sistema, na Figura 4.1(a), a parcela negativa corresponde à potência ativa injetada pelo PV e não consumida localmente pela carga naquele instante, e portanto fornecida à rede, ocasionado o aumento expressivo na magnitude de tensão demonstrado na Figura 4.1(b), que como será detalhado neste capítulo, é um dos principais problemas ocasionados pela conexão de microgeradores. Entre os possíveis impactos causados pelo aumento de penetração de PVs na rede estão:

- aumento da magnitude de tensão (Figura 4.1(b));
- sobrecarga de cabos ou transformadores;
- aumento no nível de desequilíbrio;



(a) Impacto na curva de carga.



(b) Impacto na tensão.

Figura 4.1 – Impacto causado pela conexão de um PV.

Os impactos causados pela conexão de PVs que excedem os limiares suportados pelas redes de distribuição já vem sendo avaliado há alguns anos [58]-[65], porém ainda existe

interesse na melhor compreensão da CHPV de cada rede, assim como ações que possam ser implementadas para que tais índices aumentem.

Muitos dos trabalhos encontrados na literatura possuem foco na avaliação dos níveis de tensão devido à penetração de PV. Por exemplo, em [16], um alimentador residencial canadense é modelado empregando o PSCAD/EMTDC com objetivo de avaliar o comportamento da tensão na vizinhança e os resultados obtidos indicam que para PVs com capacidade até 2,5 kWp o impacto não deve ser considerável. Em [61], com base no método de Monte Carlo vários cenários de carga e geração para diferentes estações do ano e em períodos de alta e baixa demanda são criados e uma ferramenta de cálculo de fluxo de carga baseado no método de varredura é desenvolvida para avaliar os limites de tensão. Em alguns países, as diretrizes dos operadores de rede introduziram restrições adicionais para o aumento de tensão devido à presença de geração distribuída, por exemplo, na Alemanha, para redes de baixa tensão os limites superiores permissíveis, *i.e.*, sobretensão, devido à conexão de geração distribuída é de 0,02 pu [62]. Alguns trabalhos acrescentam também a preocupação com relação ao carregamento das linhas [43], [63]. Em [63], por exemplo, é realizada uma simulação com 16 alimentadores construindo cenários com diferentes localizações para alocação do PV para avaliar o máximo de penetração possível sem que ocorra violação dos limites de tensão e corrente. Outros trabalhos avaliam o impacto da penetração de PV na vida útil dos transformadores de distribuição [17], [64], que pode ser positivo quando os níveis de penetração contribuírem para reduzir o carregamento, ou negativo devido à reversão excessiva de fluxo. Também há estudos que se preocupam com a questão do desequilíbrio de tensão, e alguns países inclusive limitam a potência de inversores monofásicos visando reduzir tal efeito [65].

Finalmente, o trabalho apresentado em [66] é tomado como base para este capítulo com o objetivo de expandir os estudos realizados. Portanto, pretende-se contribuir com os seguintes pontos: 1) investigar o impacto do modelo do PV na estimativa da capacidade de hospedagem com foco no uso de dados que sejam acessíveis para os engenheiros da concessionária; 2) obter resultados quantitativos baseados em um estudo de larga escala com capacidade de auxiliar os engenheiros em tomadas de decisões com relação aos impactos técnicos causados pela conexão massiva de PVs, assim como permitir um melhor planejamento dos sistemas ao longo dos anos; 3) obter resultados objetivos demonstrando diferentes ações que podem ser capazes de melhorar a capacidade de hospedagem de PVs das redes BT.

## 4.1. Modelagem

Assim como o no caso do veículo elétrico, do ponto de vista de implementação em um programa de cálculo de fluxo de potência, para representar o gerador fotovoltaico também é utilizado o modelo de potência constante ( $P + jQ$ ), visto este ser o tipo de controle mais comumente empregado. Vale destacar que apesar de ser utilizado o modelo PQ constante e a potência não ter dependência da tensão, a potência ativa varia de acordo com a irradiância e com a temperatura.

### 4.1.1. Variáveis Estocásticas

A localização dos consumidores com PV e a curva de eficiência são variáveis aleatórias associadas ao evento de geração do PV. Também podem ser consideradas variáveis randômicas, a capacidade de potência do PV, o número de fases e a tensão nominal (127 V, 220 V ou 380 V), os quais variam de acordo com o consumidor selecionado para receber o PV.

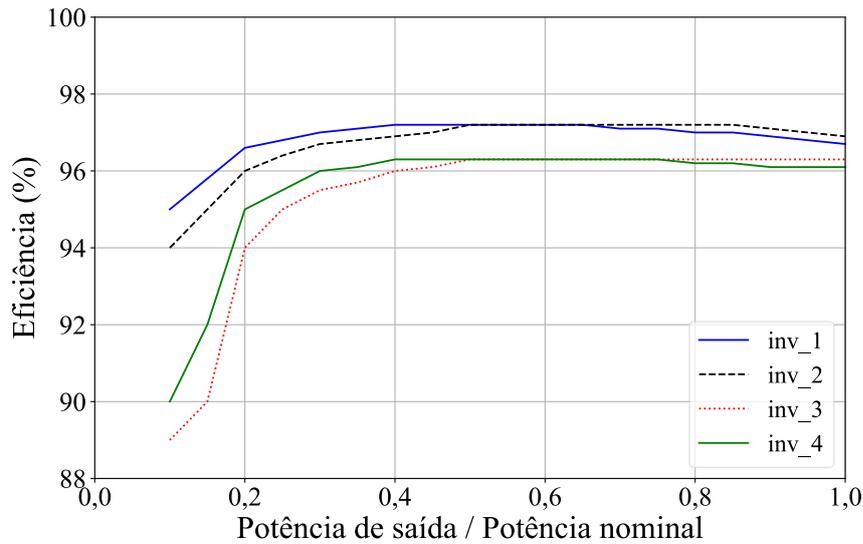
A localização do PV é modelada pela mesma fdp uniforme utilizada para a localização do VE, ou seja, todos os consumidores definidos como aptos a receberem o PV, possuem a mesma probabilidade de o receberem. Conforme descrito na Seção 2.5, para os estudos desta tese são considerados aptos a receber o PV consumidores pertencentes às classes RE1, CO1, CO9, RU1, RU2, RU3, RU5, RU7, RU8, RU1A e RU1B [25].

A potência máxima do PV ( $P_{mppt_{PV_i}}$ ) conectado em um determinado consumidor  $i$  é definida de acordo com o nível de penetração e com consumidor selecionado para receber o PV, conforme (17).

$$P_{mppt_{PV_i}} = \frac{E_{c_i}}{\sum_i^n E_{c_i}} * \frac{pen}{100} * S_{trafo} \quad (17)$$

em que  $n$  é o número de consumidores que receberão o PV,  $pen$  representa o nível de penetração, conforme definido posteriormente neste capítulo, e  $S_{trafo}$  é a potência nominal do transformador da rede BT.

A eficiência dos inversores dos PVs é baseada em informações de catálogos, e, portanto, são informações de fácil acesso [67], [68]. Na Figura 4.2 são demonstradas as curvas de eficiência utilizadas para os estudos desse trabalho. Como se pode observar, com uma geração a partir de 40% da potência nominal, se obtém um comportamento próximo do linear e todas as curvas estão relativamente próximas.

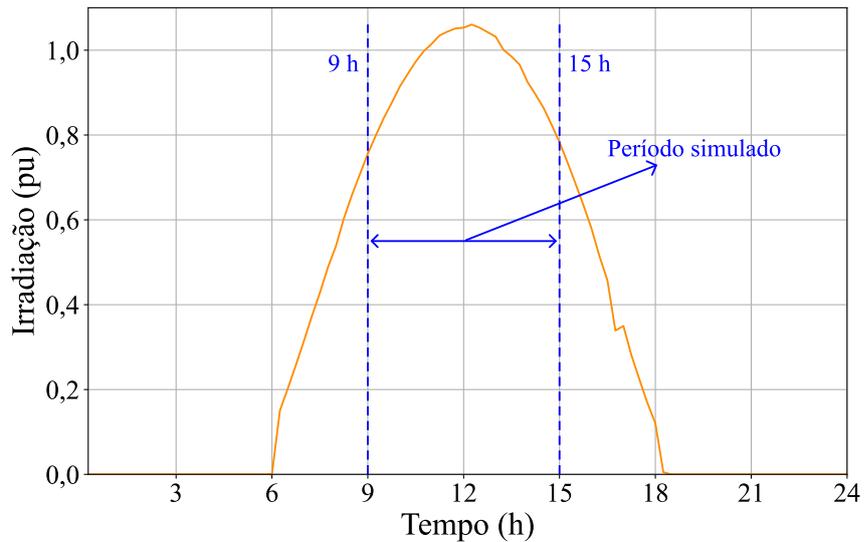


**Figura 4.2 – Eficiência dos inversores dos PVs.**

#### 4.1.2. Variáveis Determinísticas

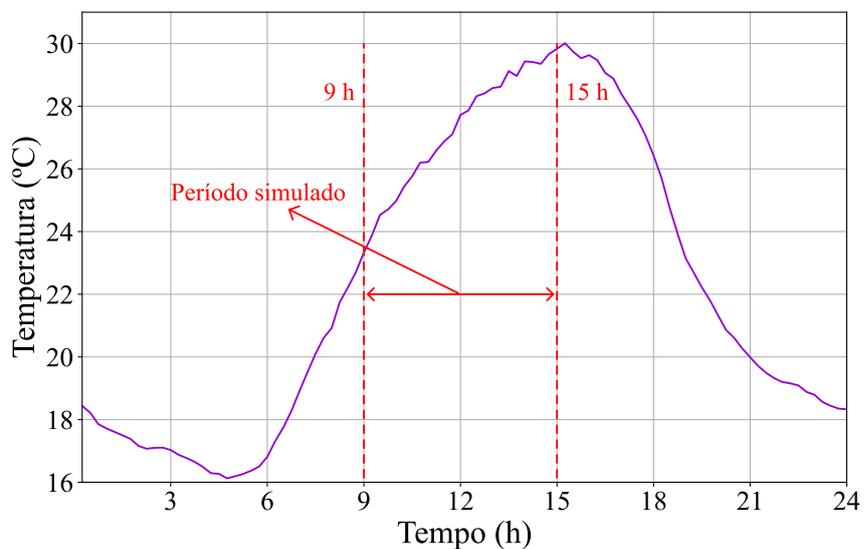
As variáveis restantes que estão relacionadas ao evento de geração do PV são determinísticas, logo possuem valores constantes em todos os cenários do Monte Carlo. Essas variáveis são: curva de irradiação (Figura 4.3), curva de temperatura (Figura 4.4), curva de potência por temperatura (Figura 4.5) e fator de potência. O nível de penetração também é considerado uma variável determinística.

A curva de irradiação apresentada na Figura 4.3 foi obtida selecionando-se a curva com maior energia dentre um conjunto de medições entre os anos de 2013 e 2014 fornecidas pelo CEPAGRI [69], visando definir o pior cenário de irradiação para obter resultados conservadores, viabilizando o uso dos resultados em análises de planejamento pelos engenheiros da concessionária, dado que não se tem controle sobre a irradiação e que tal cenário ocorrerá em algum momento ao longo do ano. Esta curva é definida com intervalos de 15 minutos. Pela Figura 4.3, nota-se que a curva possui um valor máximo acima de 1,0 pu, o que ocorre por ter sido normalizada por 1000 W/m<sup>2</sup>. Como estas medições dificilmente estarão disponíveis para as regiões de todas as concessionárias em cada período do ano, uma alternativa é modelar uma curva de dia limpo típico (comportamento similar ao da Figura 4.3) e ajustá-la com base na irradiação média disponibilizada por banco de dados públicos, como por exemplo, CRESESB [70].



**Figura 4.3 – Curva de irradiação utilizada nos estudos.**

A curva de temperatura dada na Figura 4.4 também representa dados de medições fornecidos pelo CEPAGRI. Esta curva representa a temperatura a cada 15 minutos para o mesmo dia definido para a curva de irradiação (Figura 4.3). Como observação, a curva de temperatura ambiente é adotada como sendo a curva de temperatura nos painéis.



**Figura 4.4 – Curva de temperatura utilizada nos estudos.**

A Figura 4.5 indica a relação da potência de saída pela variação de temperatura. Os testes são realizados com o painel na condição de 25 °C, e, portanto, essa temperatura representa 1,0 pu da potência de saída. Para a variação de cada °C, com base em informações de catálogos, é aplicado um fator de  $\pm 0,42\%$ , o que resulta em um comportamento linear.

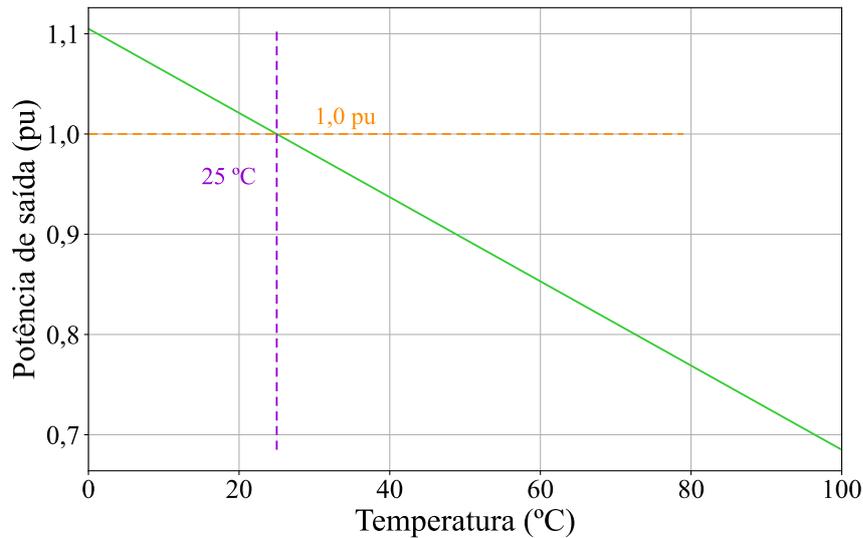


Figura 4.5 – Curva de potência x temperatura utilizada nos estudos.

Neste capítulo, o nível de penetração é definido como a razão entre a potência total dos PVs instalada em cada rede e a potência nominal do transformador, portanto, diferente dos estudos de VE, sendo que neste caso, o percentual de UCs que recebem um PV é mantido em 20% ao longo de toda a simulação, porém varia-se a potência instalada dos PVs com base na potência nominal do transformador, sendo a potência do PV definida de acordo com a equação (17). Também foram realizados testes considerando o nível de penetração como o número de UCs que recebem a conexão de um PV, porém devido à existência de amplo número de possibilidades optou-se por apresentar os resultados com base na definição relacionado ao percentual do transformador. Destaca-se, contudo, que a metodologia permite a execução de testes utilizando ambas as definições.

## 4.2. Análise Teórica

Assim como no caso do VE, o perfil de tensão em regime permanente é o principal limitador da conexão de PVs em redes de baixa tensão, porém devido a problemas de sobretensão. O carregamento das linhas da rede também segue com uma limitação importante. Nesta seção será realizada uma breve análise teórica destes dois impactos com foco no PV.

Na Figura 4.6 é dado um exemplo simplificado da conexão de um PV em uma determinada barra do sistema. Uma análise inicial similar à que foi realizada para o VE pode ser empregada novamente para o PV, porém considerando-se uma corrente fluindo no sentido da barra em que o PV foi conectado ( $V_C$ ) para a barra da rede primária ( $V_P$ ). Com estas premissas, partindo da equação (12), é possível representar a variação de tensão em uma barra do sistema devido a conexão de um PV por meio de (18).

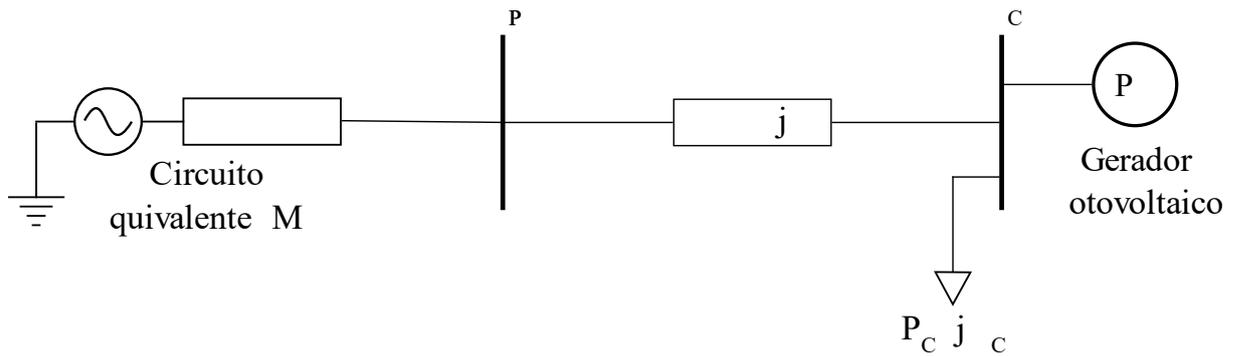


Figura 4.6 – Representação simplificada de um sistema de distribuição com PV.

$$\Delta V = \bar{V}_C - \bar{V}_P \approx \frac{R(P_G - P_C) + X(Q_G - Q_C)}{V_C} \quad (18)$$

em que  $P_G$  e  $Q_G$  representam, respectivamente, a potência ativa e reativa injetada na rede pelo gerador fotovoltaico.

A partir da equação (18), alterando uma determinada variável e mantendo as demais constantes, é possível elencar alguns pontos importantes com relação à variação de tensão provocada pela conexão de um gerador fotovoltaico com potência ativa  $P_G$  e potência reativa  $Q_G$ :

- Quanto menor a magnitude da tensão na barra de conexão ( $V_C$ ), maior será a variação  $\Delta V$ ;
- Quanto menor a potência demandada pela carga, maior será a elevação de tensão na barra de conexão do PV;
- Quanto menor é o nível de curto-circuito da barra (ou seja, quanto maiores os parâmetros  $R$  e  $X$ ), maior será a variação de tensão na barra ( $\Delta V$ );
- Como no caso do VE, é esperado que os geradores fotovoltaicos geralmente operem com fator de potência próximo do valor unitário. Logo, o parâmetro  $R$  apresenta maior importância na variação da tensão na barra, o que também indica que a potência ativa ( $P_G$ ) representa um maior impacto, dado que a potência reativa ( $Q_G$ ) tende a estar próxima de zero. Adicionalmente, em redes de baixa tensão, a relação  $X/R$  é baixa, sendo muitas vezes menor do que 1, como se pode observar na Tabela 2.2.

É de conhecimento que em sistemas de distribuição, tradicionalmente as correntes fluem da rede primária em direção às cargas (UCs). Com a conexão de PVs nas barras de cargas, é esperado que inicialmente ocorra um alívio nas correntes fluindo pelos condutores, uma vez que parte da carga será alimentada pelos geradores, porém a partir do momento em que o nível de

geração supera a demanda, ocorre uma inversão do fluxo de corrente, o que pode levar a violações dos limites térmicos dos cabos.

O módulo da corrente injetada na rede devido à conexão de um PV é dado por (19):

$$I = \left| \frac{(P_C - P_G) - j(Q_C - Q_G)}{\bar{V}_C^*} \right| = \frac{\sqrt{(P_C - P_G)^2 + (Q_C - Q_G)^2}}{V_C} \quad (19)$$

Nota-se que o módulo da corrente pode apresentar característica crescente ou decrescente, o que varia de acordo com o nível de geração. Considerando o PV operando com fator de potência unitário ( $Q_G = 0$ ), e que a potência reativa da carga ( $Q_C$ ) é suprida pela rede, é possível descrever o comportamento do módulo da corrente em função do nível de penetração do PV com base na Tabela 4.1.

**Tabela 4.1 – Sentido de crescimento do módulo de corrente na linha em função das regiões de operação do gerador fotovoltaico-carga.**

|          | Nível de geração do PV | Sentido de crescimento da corrente |
|----------|------------------------|------------------------------------|
| Região 1 | $0 < P_G < P_C$        | decrescente                        |
| Região 2 | $P_G = P_C$            | nulo                               |
| Região 3 | $P_G > P_C$            | crescente                          |

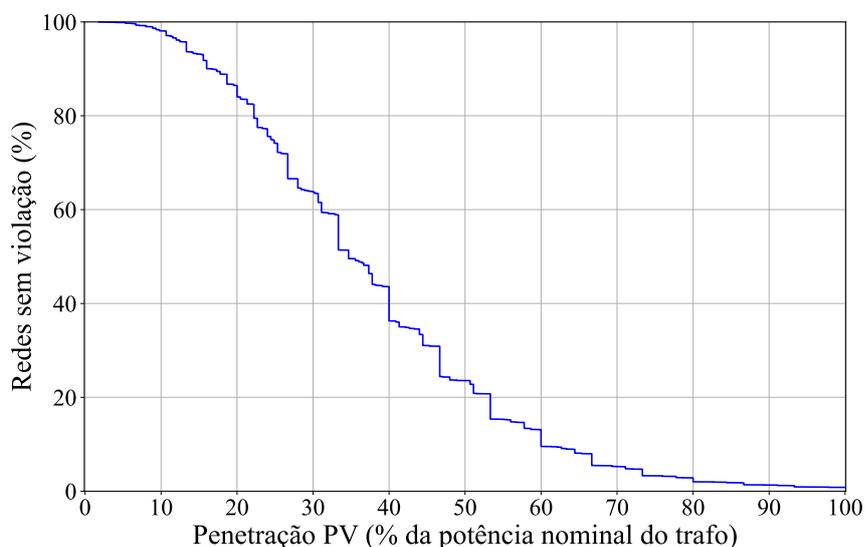
### 4.3. Resultados

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos com os estudos envolvendo a presença de PV. Os resultados serão acompanhados de discussões de como os mesmos podem ser utilizados pelas concessionárias de energia. Também serão apresentados resultados obtidos a partir de estudos de sensibilidade. Destaca-se que para os estudos deste capítulo o período simulado foi entre 9 e 15 horas, visto ser o período de maior geração.

#### 4.3.1. Caso Base

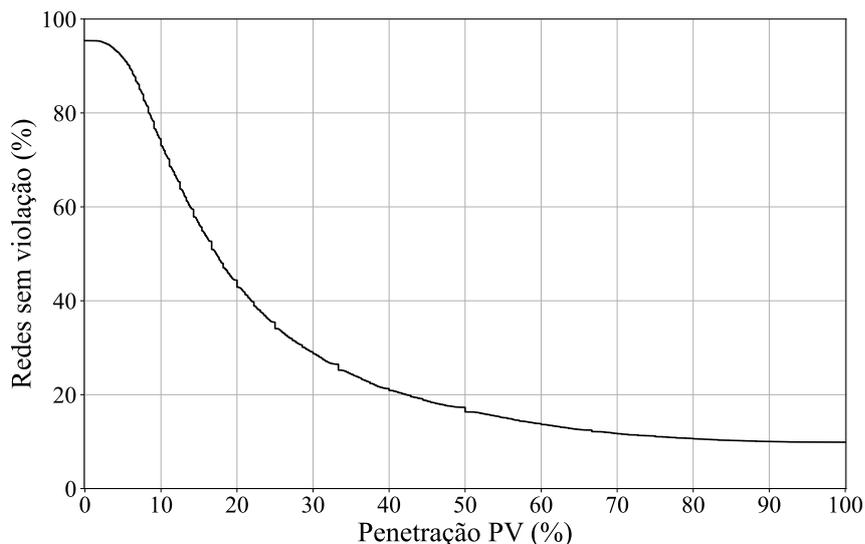
Na Figura 4.7 é apresentada a capacidade de hospedagem de PV obtida a partir de simulações com 85.517 redes BT, ou seja, o limite máximo de PV que cada rede é capaz de suportar sem que ocorra nenhuma violação dos critérios avaliados, sendo que os mesmos critérios técnicos empregados no Capítulo 3 são utilizados. Esta informação pode ser utilizada para estabelecer os níveis de penetração para os quais são necessárias atualizações dos sistemas. A CHPV média e o desvio padrão encontrado são, respectivamente, 37,90% e 17,86%. O risco

de violação associado a cada nível de penetração, como demonstrado no Capítulo 3, pode ser calculado através da equação (15).



**Figura 4.7 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV (Percentual da potência do transformador).**

É possível observar na Figura 4.7 que para 20% de penetração, o risco de violação é em torno de 14% (86% das redes BT possuem uma capacidade de hospedagem acima de 20%) e a concessionária pode considerar desnecessário realizar ações generalizadas para melhorar este índice. Vale ressaltar que exceções podem ocorrer em uma análise caso-a-caso. Entretanto, para 40% de penetração de PV, existe 56% de risco de violação e uma avaliação ampla dos sistemas, visando reforços e melhorias nas estruturas pode ser requerida. Outro ponto interessante a ser observado na Figura 4.7 é que todas as redes suportam ao menos um pequeno percentual de penetração de PV, em torno de 1,8%. Por outro lado, apenas 0,8% das redes podem acomodar uma capacidade de PVs instalados com 100% da potência nominal de seus respectivos transformadores. Como meio de comparação, na Figura 4.8 é apresentada a análise da CHPV aplicada para 12.718 redes, considerando como nível de penetração o número de UCs com PV, em que as capacidades dos PVs são fixas, 3 kWp para consumidores monofásicos, 4 kWp para os bifásicos e 10 kWp para os trifásicos. Para este caso, a CHPV média e o desvio padrão são 28,50% e 28,62%, respectivamente.



**Figura 4.8 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV (Percentual de consumidor com PV).**

Pela Tabela 4.2, observa-se que, oposto ao obtido no caso do VE, em que um maior número de UCs tendia a reduzir a CHVE, no caso do PV nota-se que há uma certa correlação entre a CHPV e o aumento das UCs bifásicas, porém isso não é observado entre as UCs monofásicas. Isso ocorre pelo fato que a penetração de PVs é concentrada em 20% das UCs aptas a receberem tal tecnologia e quanto maior o número de UCs, maior será a tendência de que os geradores estejam mais bem distribuídos ao longo da rede e consumidores bifásicos e trifásicos geralmente podem comportar uma potência instalada maior, pelo fato dessa potência ser dividida entre as fases. Como complemento, é possível observar na Tabela 4.3 que há uma tendência de a CHPV ser maior para um maior consumo das UCs bifásicas, devido à probabilidade de aumentar o consumo local da energia gerada pelos PVs, reduzindo a energia injetada na rede e consequentemente os impactos causados. Destaca-se que o consumo médio apresentado na Tabela 4.3 é mensal e não está relacionado apenas ao período de incidência solar considerado para os estudos.

**Tabela 4.2 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Número de UCs.**

| Penetração PV (%) | Nº redes BT | Médias – Quantidade |                |                |                |
|-------------------|-------------|---------------------|----------------|----------------|----------------|
|                   |             | UCs                 | UCs 1 $\sigma$ | UCs 2 $\sigma$ | UCs 3 $\sigma$ |
| > 0 - $\leq$ 0    | 1.619       | 24,64               | 14,91          | 6,62           | 3,11           |
| > 10 - $\leq$ 0   | 12.038      | 31,51               | 19,24          | 9,09           | 3,17           |
| > 20 - $\leq$ 0   | 17.349      | 43,51               | 25,73          | 14,02          | 3,76           |
| > 30 - $\leq$ 0   | 23.475      | 49,23               | 30,36          | 15,97          | 2,89           |
| > 40 - $\leq$ 50  | 10.870      | 56,73               | 32,84          | 20,86          | 3,03           |
| > 50 - $\leq$ 60  | 12.012      | 54,97               | 31,29          | 20,72          | 2,96           |
| > 60 - $\leq$ 70  | 3.666       | 55,86               | 27,88          | 24,84          | 3,14           |
| > 70 - $\leq$ 80  | 2.775       | 57,84               | 29,24          | 25,60          | 3,00           |
| > 80 - $\leq$ 90  | 587         | 63,33               | 25,66          | 34,43          | 3,24           |
| > 90 - < 100      | 433         | 60,81               | 24,67          | 33,05          | 3,09           |
| 100               | 693         | 48,86               | 16,80          | 28,92          | 3,14           |

**Tabela 4.3 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Consumo das UCs.**

| Penetração PV (%) | Nº redes BT | Médias – Soma dos consumos (kWh) |                |                |                |
|-------------------|-------------|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|
|                   |             | UCs                              | UCs 1 $\sigma$ | UCs 2 $\sigma$ | UCs 3 $\sigma$ |
| > 0 - $\leq$ 0    | 1.619       | 526,30                           | 321,96         | 52,30          | 152,03         |
| > 10 - $\leq$ 0   | 12.038      | 565,49                           | 338,68         | 83,94          | 142,87         |
| > 20 - $\leq$ 0   | 17.349      | 686,22                           | 394,39         | 142,29         | 149,53         |
| > 30 - $\leq$ 0   | 23.475      | 675,22                           | 418,32         | 160,79         | 96,11          |
| > 40 - $\leq$ 50  | 10.870      | 719,79                           | 423,84         | 207,58         | 88,37          |
| > 50 - $\leq$ 60  | 12.012      | 682,31                           | 398,77         | 207,84         | 75,70          |
| > 60 - $\leq$ 70  | 3.666       | 678,86                           | 361,13         | 241,25         | 76,48          |
| > 70 - $\leq$ 80  | 2.775       | 682,55                           | 363,61         | 252,39         | 66,54          |
| > 80 - $\leq$ 90  | 587         | 702,46                           | 316,39         | 313,57         | 72,50          |
| > 90 - < 100      | 433         | 663,96                           | 292,44         | 294,72         | 76,81          |
| 100               | 693         | 504,50                           | 268,60         | 176,55         | 59,35          |

Na Tabela 4.4, é possível observar que à medida que se aumenta a penetração de PV, há uma tendência que as medidas relacionadas à localização da carga se tornem menores. Por exemplo, a média da distância máxima para as redes que possuem uma CHPV de 100% é cerca de 75% da média da distância máxima para redes que apresentam uma CHPV entre 0% e 10%. A mesma tendência é observada para o centro de carga e para a resistência de sequência positiva equivalente ( $R_1$ ) da rede entre o transformador e a carga mais distante do transformador, em que as redes com CHPV de 100% apresentam, respectivamente, em torno de 77% e 66% dos valores encontrados nas redes com CHPV entre 0% e 10%,

**Tabela 4.4 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Localização das UCs.**

| Penetração PV (%) | Nº redes BT | Médias               |                      |                     |                     |   |
|-------------------|-------------|----------------------|----------------------|---------------------|---------------------|---|
|                   |             | Distância Mínima (m) | Distância Máxima (m) | Distância Média (m) | Centro de Carga (m) | R <sub>1</sub> eq da carga mais distante $\Omega$ |
| > 0 - ≤ 0         | 1.619       | 3,86                 | 168,69               | 83,13               | 77,04               | 0,167   |
| > 10 - ≤ 0        | 12.038      | 2,33                 | 162,73               | 78,85               | 75,56               | 0,157   |
| > 20 - ≤ 30       | 17.349      | 1,69                 | 159,68               | 76,55               | 74,60               | 0,151   |
| > 30 - ≤ 0        | 23.475      | 1,28                 | 162,95               | 77,66               | 76,44               | 0,159   |
| > 40 - ≤ 50       | 10.870      | 0,97                 | 157,29               | 74,89               | 74,16               | 0,147   |
| > 50 - ≤ 60       | 12.012      | 1,03                 | 152,72               | 72,19               | 71,83               | 0,147   |
| > 60 - ≤ 70       | 3.666       | 1,37                 | 143,88               | 67,61               | 67,60               | 0,137   |
| > 70 - ≤ 80       | 2.775       | 1,07                 | 142,67               | 66,39               | 66,50               | 0,136   |
| > 80 - ≤ 90       | 587         | 1,93                 | 123,48               | 57,73               | 58,30               | 0,115   |
| > 90 - < 100      | 433         | 2,55                 | 111,15               | 50,31               | 50,91               | 0,110   |
| 100               | 693         | 3,94                 | 126,89               | 59,48               | 59,26               | 0,111   |

Com base na Tabela 4.5, verifica-se que a razão X/R e a corrente nominal dos cabos apresentam comportamento decrescente para redes que suportam entre 0% e 50% de penetração de PV, porém para as demais redes (entre 50% e 100% de PV), este comportamento se torna crescente. Já com relação ao comprimento dos condutores, pode-se perceber que há uma certa correlação entre o comprimento dos condutores secundários e o percentual da potência instalada dos PVs que uma determinada rede pode acomodar, em que um comprimento secundário médio menor tende a suportar um percentual maior de capacidade instalada dos PVs. Por exemplo, as redes com CHPV entre 0% e 10% possuem na média comprimentos secundários cerca de 25% maiores que as redes com CHPV de 100%. Isso ocorre pelo fato de que redes mais curtas tendem a ter um nível de curto-circuito maior (menor impedância equivalente).

A Tabela 4.6 apresenta as médias dos percentis das tensões máximas e mínimas dentro do período avaliado sem considerar a conexão de PV (equivalente ao instante para avaliação da tensão crítica do caso inicial). Nota-se que a variação da tensão mínima avaliada é um pouco mais expressiva do que a tensão máxima, porém ambas apresentam a mesma tendência, e quanto menor o valor inicial das tensões, maior o nível de penetração de PVs suportado pelas redes, o que é esperado, dado que a conexão de um PV eleva o perfil de tensão. Como observação adicional, para o caso em que as redes possuem uma CHPV de 100%, os níveis de tensão são maiores que o caso com CHPV entre 90% e 100%, e isso se deve, entre outros fatores, ao fato destas redes apresentarem na média correntes nominais dos cabos maiores e comprimento menor, conforme Tabela 4.5.

**Tabela 4.5 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Parâmetros das linhas.**

| Penetração PV (%) | Nº redes BT | Médias |                      |                 |                      |                 |
|-------------------|-------------|--------|----------------------|-----------------|----------------------|-----------------|
|                   |             | X/R    | Corrente Nominal (A) | Comp. total (m) | Comp. secundário (m) | Comp. ramal (m) |
| > 0 - ≤ 0         | 1.619       | 0,206  | 110,19               | 553,04          | 350,51               | 202,43          |
| > 10 - ≤ 0        | 12.038      | 0,196  | 101,36               | 619,58          | 335,69               | 283,85          |
| > 20 - ≤ 0        | 17.349      | 0,187  | 95,97                | 733,28          | 342,56               | 390,70          |
| > 30 - ≤ 0        | 23.475      | 0,186  | 91,82                | 813,66          | 355,85               | 457,81          |
| > 40 - ≤ 50       | 10.870      | 0,181  | 91,94                | 849,65          | 350,17               | 499,48          |
| > 50 - ≤ 60       | 12.012      | 0,182  | 90,83                | 820,65          | 335,61               | 485,04          |
| > 60 - ≤ 70       | 3.666       | 0,182  | 93,87                | 766,52          | 310,86               | 455,66          |
| > 70 - ≤ 80       | 2.775       | 0,185  | 94,16                | 778,45          | 309,22               | 469,23          |
| > 80 - ≤ 90       | 587         | 0,195  | 108,59               | 673,23          | 267,43               | 405,79          |
| > 90 - < 100      | 433         | 0,213  | 126,62               | 582,06          | 230,97               | 351,08          |
| 100               | 693         | 0,199  | 138,92               | 470,00          | 280,17               | 189,78          |

**Tabela 4.6 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Nível de tensão.**

| Penetração PV (%) | Nº redes BT | Médias (pu) – Período analisado |                               |                              |                               |
|-------------------|-------------|---------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
|                   |             | Percentil 5 da Tensão Máxima    | Percentil 95 da Tensão Máxima | Percentil 5 da Tensão Mínima | Percentil 95 da Tensão Mínima |
| > 0 - ≤ 0         | 1.619       | 0,99296                         | 0,99936                       | 0,98730                      | 0,99670                       |
| > 10 - ≤ 0        | 12.038      | 0,99050                         | 0,99803                       | 0,98370                      | 0,99456                       |
| > 20 - ≤ 0        | 17.349      | 0,98741                         | 0,99638                       | 0,97919                      | 0,99221                       |
| > 30 - ≤ 0        | 23.475      | 0,98564                         | 0,99520                       | 0,97681                      | 0,99034                       |
| > 40 - ≤ 50       | 10.870      | 0,98446                         | 0,99390                       | 0,97528                      | 0,98875                       |
| > 50 - ≤ 60       | 12.012      | 0,98397                         | 0,99305                       | 0,97458                      | 0,98750                       |
| > 60 - ≤ 70       | 3.666       | 0,98399                         | 0,99228                       | 0,97443                      | 0,98635                       |
| > 70 - ≤ 80       | 2.775       | 0,98316                         | 0,99125                       | 0,97345                      | 0,98511                       |
| > 80 - ≤ 90       | 587         | 0,98435                         | 0,99096                       | 0,97476                      | 0,98476                       |
| > 90 - < 100      | 433         | 0,98578                         | 0,99105                       | 0,97724                      | 0,98545                       |
| 100               | 693         | 0,99289                         | 0,99539                       | 0,98822                      | 0,99209                       |

Pelos resultados apresentados na Tabela 4.7, ao analisar apenas o percentil 95 do carregamento das linhas no período simulado sem considerar a conexão de PVs, não fica clara a relação com a CHPV das redes, em partes pelo fato da sobretensão ser o critério mais restritivo, porém o percentil 5, ou seja, 95% das linhas possuem carregamento acima do informado, dá um indicativo de que linhas mais carregadas tendem a suportar uma penetração maior, o que é esperado, pois um cabo mais carregado indica a existência de uma carga mais elevada e quanto maior a carga em determinado local, maior será o nível de penetração de PV necessário para que ocorra inversão de fluxo.

Já a Tabela 4.8 indica que redes com transformadores mais carregados são propensas a acomodarem uma maior capacidade instalada de PVs. Isso ocorre principalmente devido ao

fato da geração dos PVs injetarem uma corrente no sentido da fonte e com isso ajudar a reduzir o carregamento do transformador até o ponto em que a energia injetada pelos PVs se torna igual à energia consumida pelas cargas.

**Tabela 4.7 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Carregamento das linhas.**

| Penetração PV (%) | Nº redes BT | Médias (%) – Período analisado         |   |
|-------------------|-------------|--|---|
|                   |             | Percentil 5 do Carregamento das Linhas | Percentil 95 do Carregamento das Linhas |
| > 0 - ≤ 0         | 1.619       | 0,77                                   | 13,97                                   |
| > 10 - ≤ 0        | 12.038      | 0,65                                   | 14,50                                   |
| > 20 - ≤ 0        | 17.349      | 0,85                                   | 15,75                                   |
| > 30 - ≤ 0        | 23.475      | 0,60                                   | 13,63                                   |
| > 40 - ≤ 50       | 10.870      | 1,09                                   | 13,91                                   |
| > 50 - ≤ 60       | 12.012      | 1,00                                   | 12,97                                   |
| > 60 - ≤ 70       | 3.666       | 1,56                                   | 13,56                                   |
| > 70 - ≤ 80       | 2.775       | 1,28                                   | 12,93                                   |
| > 80 - ≤ 90       | 587         | 2,21                                   | 14,56                                   |
| > 90 - < 100      | 433         | 2,87                                   | 13,76                                   |
| 100               | 693         | 2,29                                   | 9,26                                    |

**Tabela 4.8 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Carregamento dos transformadores.**

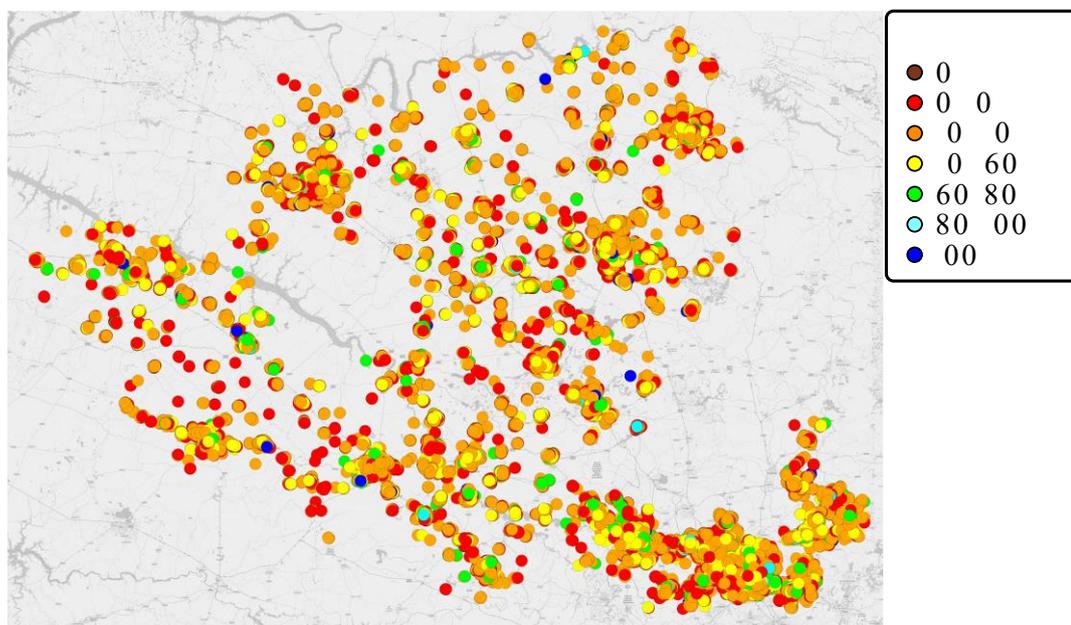
| Penetração PV (%) | Nº redes BT | Médias (%) – Período analisado         |   |
|-------------------|-------------|--|---|
|                   |             | Percentil 5 do Carregamento dos Trafos | Percentil 95 do Carregamento dos Trafos |
| > 0 - ≤ 0         | 1.619       | 7,81                                   | 9,75                                    |
| > 10 - ≤ 0        | 12.038      | 12,57                                  | 15,54                                   |
| > 20 - ≤ 0        | 17.349      | 18,09                                  | 22,33                                   |
| > 30 - ≤ 0        | 23.475      | 22,06                                  | 27,51                                   |
| > 40 - ≤ 50       | 10.870      | 25,59                                  | 32,00                                   |
| > 50 - ≤ 60       | 12.012      | 28,23                                  | 35,48                                   |
| > 60 - ≤ 70       | 3.666       | 30,49                                  | 38,32                                   |
| > 70 - ≤ 80       | 2.775       | 33,41                                  | 42,06                                   |
| > 80 - ≤ 90       | 587         | 33,97                                  | 42,61                                   |
| > 90 - < 100      | 433         | 32,50                                  | 40,83                                   |
| 100               | 693         | 17,85                                  | 22,42                                   |

Por fim, para o desequilíbrio de tensão, conforme Tabela 4.9, há uma tendência de aumento dos níveis de desequilíbrio (tanto para transformador quanto para cargas trifásicas) encontrados no caso inicial para redes que possuem uma CHPV maior.

**Tabela 4.9 – Características das redes por nível de penetração de PVs – Desequilíbrio de tensão.**

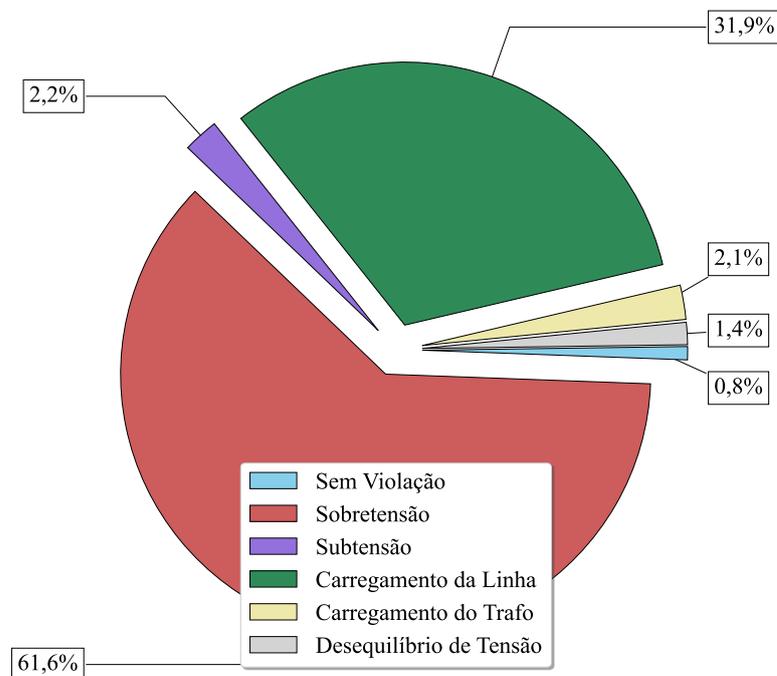
| Penetração PV (%) | Nº redes BT | Médias (%) – Período analisado           |   |  |
|-------------------|-------------|--|---|--|
|                   |             | Desequilíbrio de Tensão no Transformador | Percentil 5 do Desequilíbrio de Tensão das Cargas | Percentil 95 do Desequilíbrio de Tensão das Cargas |
| > 0 - ≤ 0         | 1.619       | 0,04                                     | 0,04  | 0,07   |
| > 10 - ≤ 0        | 12.038      | 0,07                                     | 0,06  | 0,09   |
| > 20 - ≤ 0        | 17.349      | 0,09                                     | 0,08  | 0,12   |
| > 30 - ≤ 40       | 23.475      | 0,11                                     | 0,10  | 0,13   |
| > 40 - ≤ 50       | 10.870      | 0,12                                     | 0,10  | 0,13   |
| > 50 - ≤ 60       | 12.012      | 0,14                                     | 0,11  | 0,14   |
| > 60 - ≤ 70       | 3.666       | 0,14                                     | 0,11  | 0,14   |
| > 70 - ≤ 80       | 2.775       | 0,15                                     | 0,11  | 0,14   |
| > 80 - ≤ 90       | 587         | 0,15                                     | 0,12  | 0,14   |
| > 90 - < 100      | 433         | 0,13                                     | 0,09  | 0,11   |
| 100               | 693         | 0,07                                     | 0,05  | 0,06   |

Por meio do plugin apresentado na Figura 3.8, utilizando os dados da BDGD, é possível visualizar a distribuição da CHPV de forma geográfica (Figura 4.9). Esta informação pode ser utilizada de forma auxiliar na identificação de problemas localizados ou generalizados e com isso avaliar qual localidade é necessária uma atenção maior com relação aos níveis de penetração de PVs.



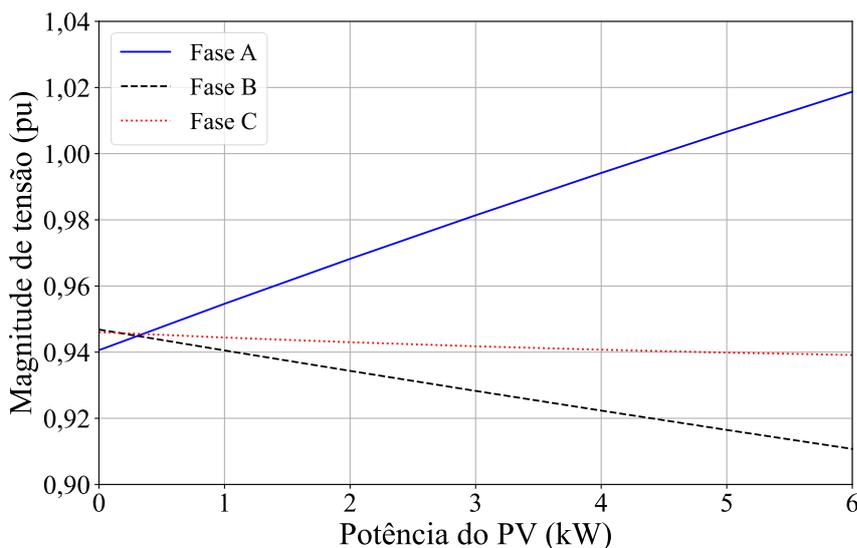
**Figura 4.9 – Distribuição geográfica da CHPV.**

Na Figura 4.10 é dado o percentual dos impactos técnicos mais restritivos para as redes estudadas com relação à penetração de PV. Em oposição ao estudo do VE, o principal impacto neste caso é a sobretensão (45,7% de violação de tensão máxima precária e 15,9% de violação de tensão máxima crítica). O carregamento da linha também é o segundo critério mais restritivo, porém com um percentual mais expressivo. A subtensão é o terceiro critério mais restritivo com 2,2%, seguido do carregamento do transformador e do desequilíbrio de tensão com 2,1% e 0,8%, respectivamente. Estes resultados contribuem com o engenheiro da concessionária na definição das ações mais adequadas para solucionar os problemas causados pela penetração massiva de PVs. Destaca-se a importância das informações apresentadas nas tabelas anteriores, principalmente a Tabela 4.6 que apresenta resultados diretamente relacionados com o critério mais restritivo, a sobretensão.



**Figura 4.10 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV para as redes analisadas.**

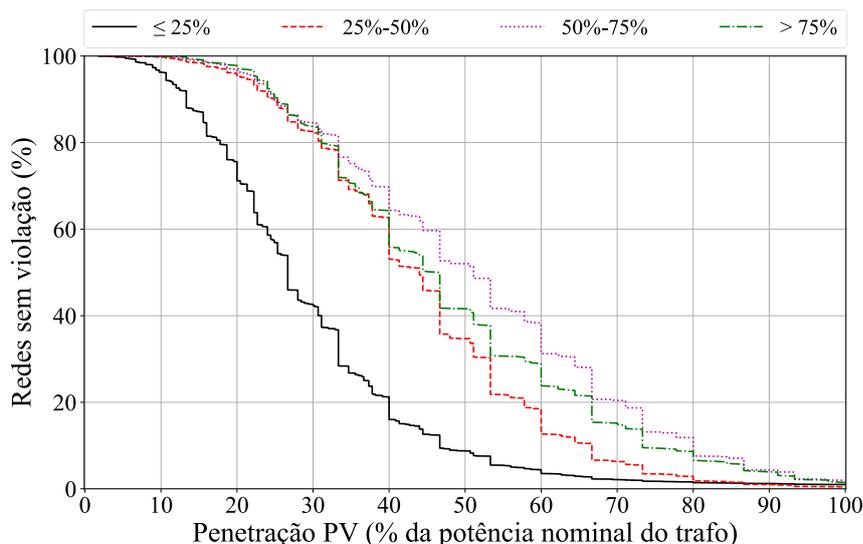
Na Figura 4.11 é dado um exemplo de ocorrência de violação de subtensão devido à conexão de um PV na fase A de uma determinada barra do sistema, o que também pode levar a problemas de desequilíbrio de tensão. Isso ocorre em razão do acoplamento entre as fases devido às impedâncias mútuas.



**Figura 4.11 – Subtensão ocasionada por PV conectado apenas na fase A de uma determinada barra.**

### 4.3.1. Carregamento do Transformador

Como demonstrado na Tabela 4.8, o nível de penetração de PVs suportado pelas redes de distribuição BT possuem certa relação com o carregamento do transformador no instante de geração dos PVs. Na Figura 4.12, pode-se observar este resultado de outra forma, verificando o risco para cada nível de penetração associado ao carregamento do transformador no período analisado para o cenário sem nenhum PV. Por exemplo, 40% de penetração dos PVs seria acomodada em torno de 67% das redes com carregamento do transformador entre 50% e 75%, porém este mesmo nível de penetração seria permitido em aproximadamente 19% das redes com carregamento do transformador abaixo de 25%. Vale ressaltar que o número de redes com carregamento até 50% no período simulado é bem maior do que as redes com carregamento acima deste valor, conforme Tabela 4.10. Também na Tabela 4.10 são dados alguns valores para a capacidade de hospedagem de PV discriminados pelo carregamento do transformador. Com base na Figura 4.12 e na Tabela 4.10 é observado que a CHPV para redes com carregamento acima de 75% é menor que para redes com carregamento entre 50% e 75%, o que não é um resultado intuitivo mas ocorre devido às características das redes detalhadas nas tabelas apresentadas anteriormente, como por exemplo o número de UCs e o comprimento da rede. As informações passadas por este resultado podem ser úteis para estudos de planejamento da concessionária. Se combinado com as informações de previsão de carga, este resultado pode mostrar como a CHPV irá evoluir ao longo dos anos com as mudanças das cargas.



**Figura 4.12 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV e por nível de carregamento do transformador.**

**Tabela 4.10 – CHPV segmentado por nível de carregamento do transformador.**

| Carregamento do Trafo | Nº redes BT | CHPV (%) – 100% PV | CHPV média (%) | CHPV desvio (%) |
|-----------------------|-------------|--------------------|----------------|-----------------|
| ≤ 5%                  | 40.293      | 0,99               | 29,63          | 15,34           |
| > 25% - ≤ 50%         | 39.576      | 0,46               | 44,37          | 15,90           |
| > 50% - ≤ 75%         | 5.102       | 1,98               | 51,86          | 20,45           |
| > 75%                 | 546         | 1,47               | 48,26          | 19,38           |

### 4.3.2. Perdas

Com a inserção de PVs é esperado que até certo percentual de penetração, as perdas sejam reduzidas, devido ao fato de em um primeiro momento a geração dos PVs ter a tendência de aliviar as correntes circulando pelas linhas. Porém, no ponto em que a geração consegue suprir a carga local, ocorre uma inversão de fluxo, com correntes fluindo no sentido da fonte. A partir do momento em que essa corrente injetada se torna maior do que a corrente inicial demandada pela carga, as perdas começam a aumentar.

No diagrama de caixa (*boxplot*) da Figura 4.13, é apresentada a razão da média das perdas em kWh obtidas em todos os cenários para o instante em que ocorre a violação da primeira das métricas avaliadas e as perdas obtidas no caso inicial (sem conexão de PV). Um resultado não intuitivo é observado para as redes que acomodam entre 0% e 10% de penetração de PVs, em que já é constatado um aumento das perdas, porém este conjunto possui menos de 2.000 redes de um universo de mais de 80.000 e tal fato está relacionado com as características das redes discutidas anteriormente. Como comparativo, é realizada uma simulação em que são criados 10 cenários variando a localização dos PVs para cada um deles. É considerado um nível de penetração de 10% com base na potência do transformador, distribuído em 20% das UCs da

rede e o período simulado é das 9 às 15 horas. Na Figura 4.14, é possível observar que para a grande maioria das redes, ao considerar um nível de penetração de 10%, as perdas são reduzidas. É importante destacar que a Figura 4.13 não deve ser utilizada para representar o comportamento das perdas com base na variação do nível de penetração, pois cada conjunto é formado por diferentes redes, com características particulares.

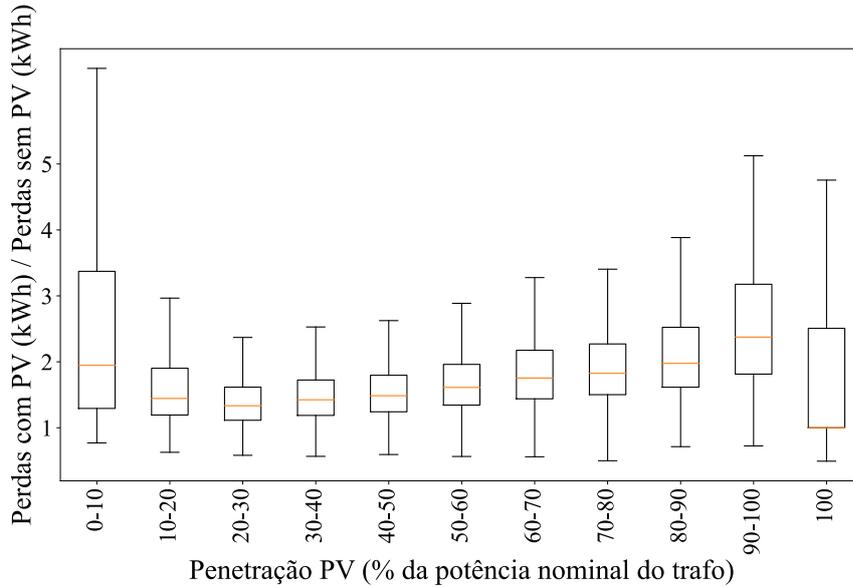


Figura 4.13 – Razão das perdas (kWh) devido à penetração de PV.

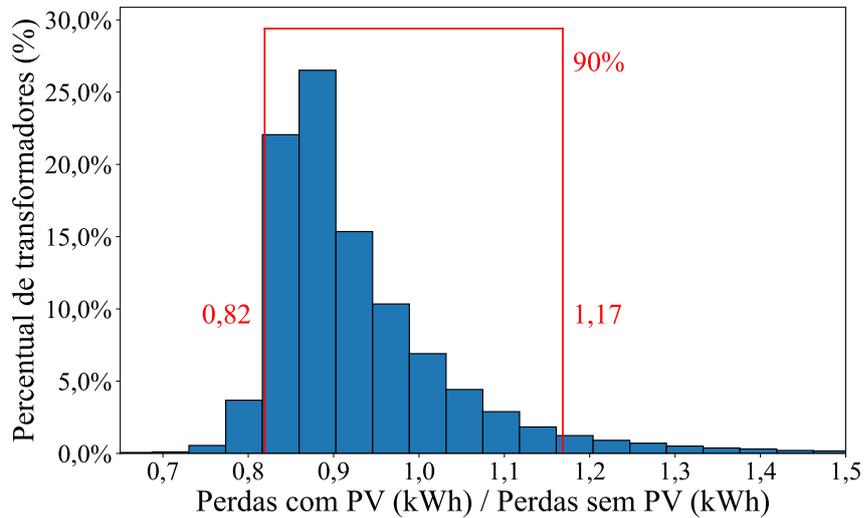
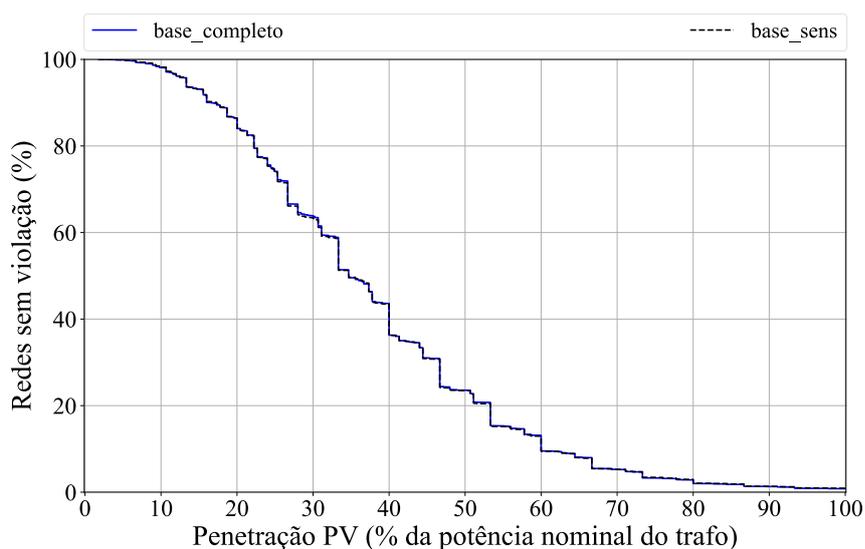


Figura 4.14 – Razão das perdas (kWh) para 10% de penetração de PVs.

### 4.3.3. Estudos de Sensibilidade

Para a realização dos estudos de sensibilidade, são selecionadas as mesmas 12.718 redes de baixa tensão utilizadas para os estudos relacionados ao VE. Na Figura 4.15 é apresentado o comparativo entre o caso base completo (85.517 redes BT) e o caso base de sensibilidade. Como se pode observar na Tabela 4.11, os valores para a média e para o desvio padrão para ambos os casos são bem próximos, o que indica que as redes selecionadas representam bem o comportamento do conjunto total. Os seguintes parâmetros foram variados durante os estudos de sensibilidade: fator de potência do inversor do PV, tensão primária do transformador MT/BT, nível de curto-circuito da rede, PV conectado apenas em consumidores bifásicos e trifásicos, temperatura estimada do painel, variação do percentual de UCs que recebem a conexão de um PV, consumidores com PV e sistema de armazenamento de energia e consumidores trifásicos com PV conectado entre duas ou três fases.



**Figura 4.15 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV. Caso base completo x Caso base sensibilidade.**

**Tabela 4.11 – Comparativo CHPV – Caso base completo x Caso base de sensibilidade.**

| Estudo             | Nº redes BT | CHPV (%) – 100% PV | CHPV média (%) | CHPV desvio (%) |
|--------------------|-------------|--------------------|----------------|-----------------|
| Base completo      | 85.517      | 0,81               | 37,90          | 17,86           |
| Base sensibilidade | 12.718      | 0,90               | 37,86          | 17,89           |

#### 4.3.3.1. Fator de potência do inversor do PV

O fator de potência do inversor é algo a ser levado em consideração no modelo do PV pois resulta em um impacto na capacidade de hospedagem. Para este estudo de sensibilidade

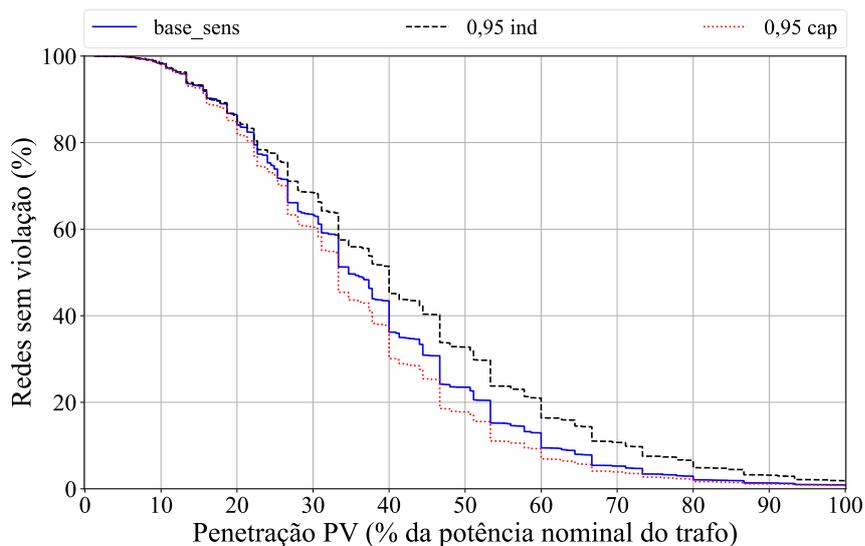
são considerados dois valores, fator de potência de 0,95 capacitivo e fator de potência de 0,95 indutivo. É possível alterar o fator de potência através de uma redução na geração de potência ativa ou através de uma configuração em que a potência nominal do inversor ( $S_{nom\_inv}$ ) é maior do que a capacidade máxima de geração de potência ativa do sistema fotovoltaico ( $P_{mppiPV}$ ), o que permite um grau de liberdade para trabalhar com a potência reativa. Nesta seção são discutidas ambas as alternativas.

No primeiro teste, é adotada a alternativa em que é realizada a redução de potência ativa (geração) para que seja possível aplicar o fator de potência definido. Pela Tabela 4.12 em conjunto com a Figura 4.16 é possível verificar que, como esperado, para o PV o comportamento do fator de potência é oposto ao observado no caso do VE, ou seja, o fator de potência capacitivo leva a uma redução da CHPV enquanto o fator de potência indutivo leva a um aumento. Com o fator de potência capacitivo, a CHPV média é em torno de 2% menor do que o caso base, já para o fator de potência indutivo a CHPV é cerca de 4% maior.

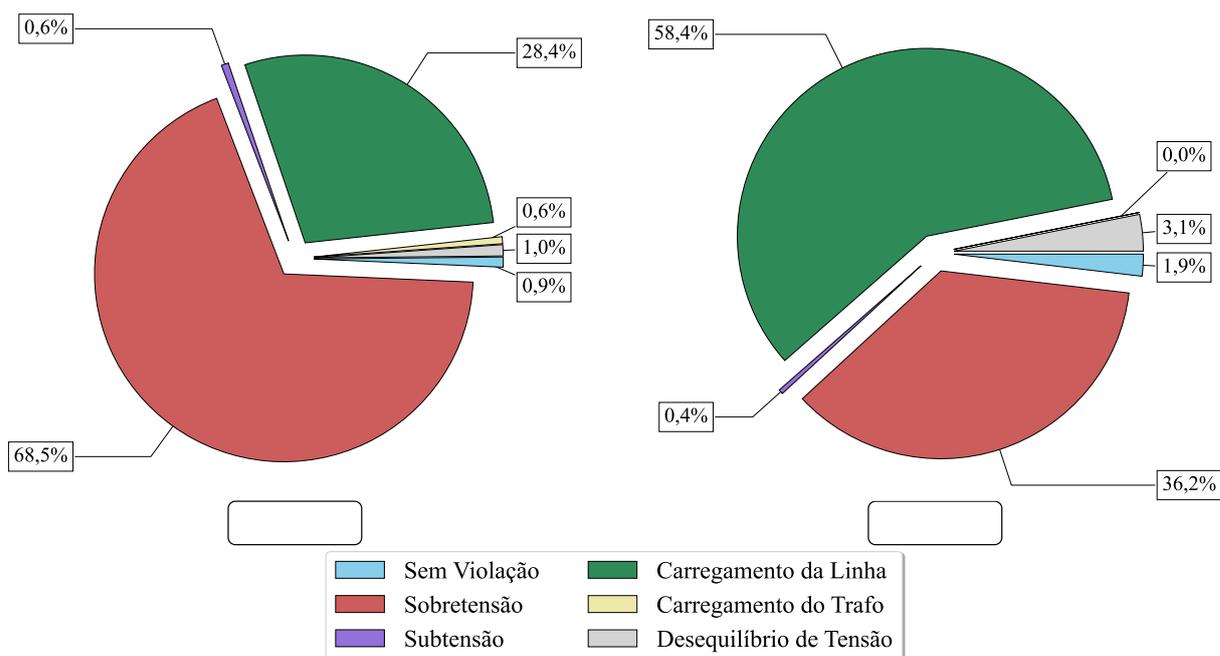
Na Figura 4.17 são apresentados os critérios mais restritivos para os fatores de potência avaliados. Para o fator de potência capacitivo, o critério mais restritivo é a sobretensão, com 68,5% das redes, mais que o dobro do carregamento da linha, que representa o segundo critério de maior impacto, seguido pelo desequilíbrio com 1%. Para o fator de potência indutivo, a sobrecarga da linha se torna o critério mais restritivo, com 22% acima da sobretensão, que passa a ser o segundo critério mais restritivo. O desequilíbrio de tensão também passa a ter um destaque maior, passando de 3%.

**Tabela 4.12 – Comparativo CHPV – Fator de potência do inversor (com redução de geração).**

| Estudo             | CHPV (%) – 100% PV | CHPV média (%) | CHPV desvio (%) |
|--------------------|--------------------|----------------|-----------------|
| FP 0,95 capacitivo | 0,86               | 35,70          | 16,81           |
| FP 0,95 indutivo   | 1,88               | 42,05          | 20,95           |



**Figura 4.16 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Fator de potência do inversor (com redução de geração).**



**Figura 4.17 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Fator de potência do inversor (com redução de geração).**

O segundo teste consiste em obter o fator de potência definido por meio do sobredimensionamento da capacidade do inversor, permitindo um grau de liberdade para trabalhar com a potência reativa, porém vale ressaltar que na prática isso resultaria em um custo adicional ao projeto. Com base na Tabela 4.13 e na Figura 4.18 verifica-se que, assim como no teste anterior, o fator de potência capacitivo leva a uma redução da CHPV, porém com um impacto ligeiramente maior, enquanto o fator de potência indutivo novamente leva a um

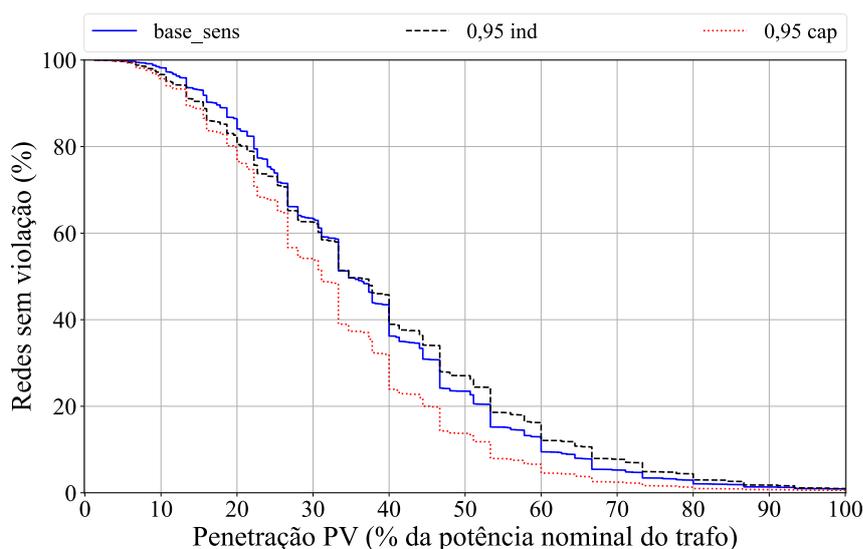
aumento da CHPV, mas com um impacto menos significativo. Isto ocorre principalmente devido ao fato de que neste caso não é aplicada a redução da potência ativa. Para este teste, com o fator de potência capacitivo, a CHPV média é em torno de 5% menor do que o caso base, já para o fator de potência indutivo, o aumento da CHPV é abaixo de 1%.

Na Figura 4.19 são apresentados os critérios mais restritivos para os fatores de potência avaliados, considerando o sobredimensionamento da capacidade do inversor. No caso do fator de potência capacitivo, novamente o critério mais restritivo é a sobretensão, com 67,3% das redes. Para o fator de potência indutivo, como no teste anterior, a sobrecarga da linha se torna o critério mais restritivo. Em ambos os casos, a subtensão é o critério mais restritivo para mais de 2% das redes, o que ocorre devido ao acoplamento entre as fases, que é maior diante da existência de uma maior circulação de corrente.

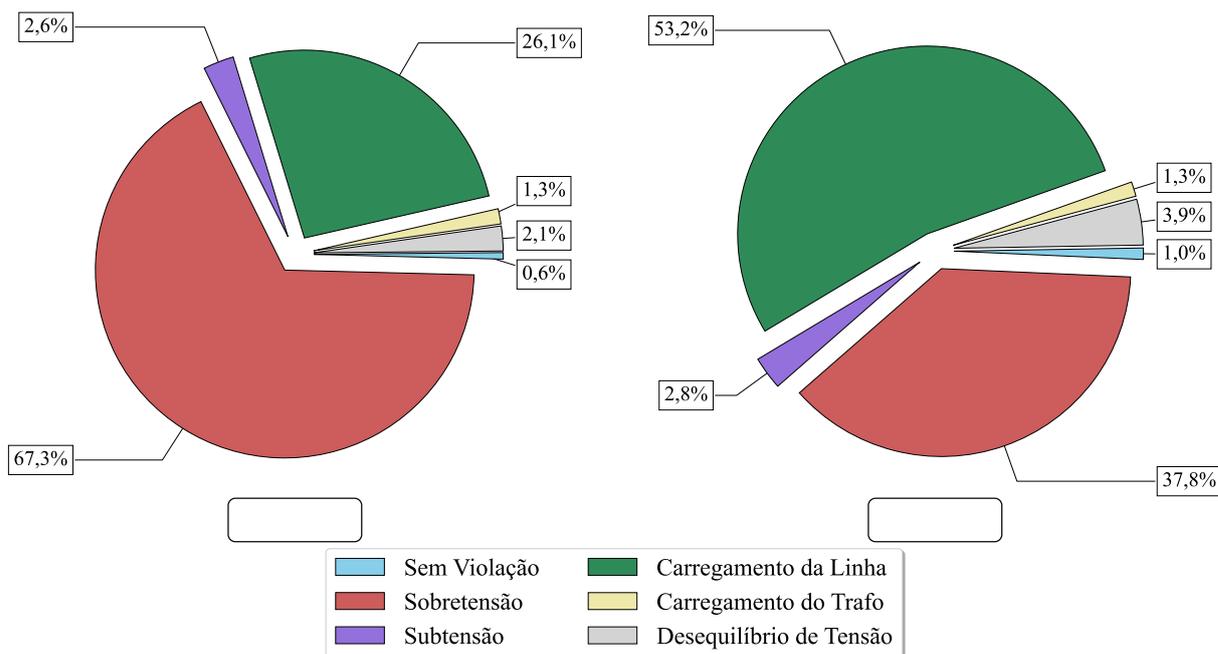
Estes resultados mostram que o uso da capacidade de absorção de potência reativa pelos inversores dos PVs, no caso de redes BTs, é pouco efetivo, visto não reduzirem consideravelmente o problema de sobretensão e aumentarem o problema de sobrecarga. Isto ocorre principalmente devido à baixa relação X/R das redes secundárias. Destaca-se ainda que este aumento da sobrecarga afeta as perdas nessas redes.

**Tabela 4.13 – Comparativo CHPV – Fator de potência do inversor (inversor sobredimensionado).**

| Estudo             | CHPV (%) – 100% PV | CHPV média (%) | CHPV desvio (%) |
|--------------------|--------------------|----------------|-----------------|
| FP 0,95 capacitivo | 0,56               | 32,79          | 16,00           |
| FP 0,95 indutivo   | 0,97               | 38,57          | 19,86           |



**Figura 4.18 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Fator de potência do inversor (inversor sobredimensionado).**



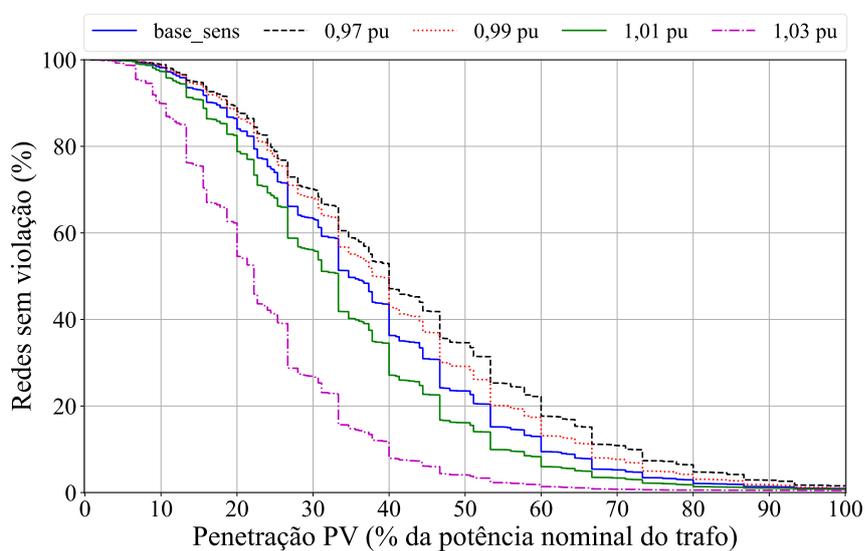
**Figura 4.19 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Fator de potência do inversor (inversor sobredimensionado).**

#### 4.3.3.2. Tensão primária (MT) do transformador

Nesta seção, o teste apresentado realiza uma variação da tensão primária (MT) do transformador de distribuição. São aplicados 4 valores para comparação com o caso base, 0,97 pu, 0,99 pu, 1,01 pu e 1,03 pu. Para este estudo, com a tensão do lado MT diferente de 1,00 pu, algumas redes apresentam violação mesmo sem a conexão de nenhum PV, o que leva a um número diferente de redes para cada nível de tensão, porém apenas 252 redes são removidas desta análise. Como pode ser observado na Figura 4.20 e na Tabela 4.14, a redução da tensão primária dos transformadores acarreta um aumento da CHPV média, assim como o aumento das redes que suportam 100% de penetração dos PVs. Contudo, como é possível observar na Figura 4.21 para o caso com a tensão do lado MT igual a 0,97 pu, o problema de subtensão se tornou o impacto mais restritivo para 10% das redes, sendo que para as demais condições de tensão primária do transformador o impacto da subtensão está abaixo de 3%. Ainda de acordo com a Figura 4.21, conforme se reduz a tensão do lado MT, o impacto causado pelo carregamento da linha aumenta, tornando-se a métrica mais restritiva na condição de 0,97 pu, atingindo 58,4%.

Portanto, em situações que a magnitude de tensão é o critério mais restritivo, a concessionária pode optar por reduzir a tensão primária do transformador no momento de máxima geração dos PVs (por exemplo, por meio da mudança da tensão de referência de

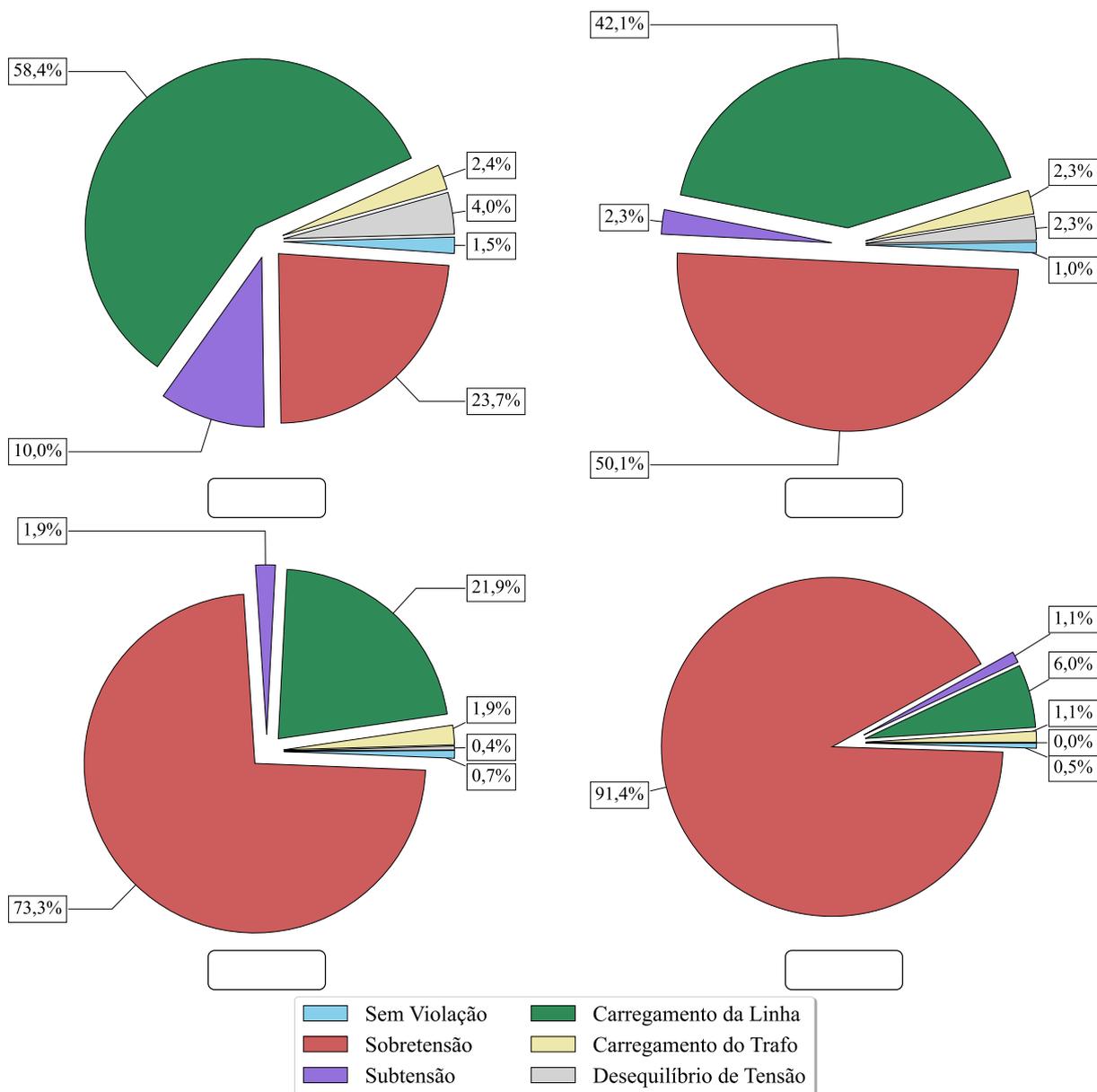
reguladores de tensão da subestação ou de reguladores de tensão de linha ao longo do alimentador). Entretanto, é necessário certificar que não haverá aumento considerável de problemas de subtensão.



**Figura 4.20 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Tensão primária do transformador.**

**Tabela 4.14 – Comparativo CHPV – Tensão primária do transformador.**

| Estudo              | CHPV (%) – 100% PV | CHPV média (%) | CHPV desvio (%) |
|---------------------|--------------------|----------------|-----------------|
| Base (12.466 redes) | 0,92               | 37,87          | 17,90           |
| 0,97 pu             | 1,55               | 43,03          | 20,45           |
| 0,99 pu             | 1,03               | 40,63          | 18,97           |
| 1,01 pu             | 0,73               | 34,19          | 16,64           |
| 1,03 pu             | 0,49               | 24,09          | 13,07           |



**Figura 4.21 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Tensão primária do transformador.**

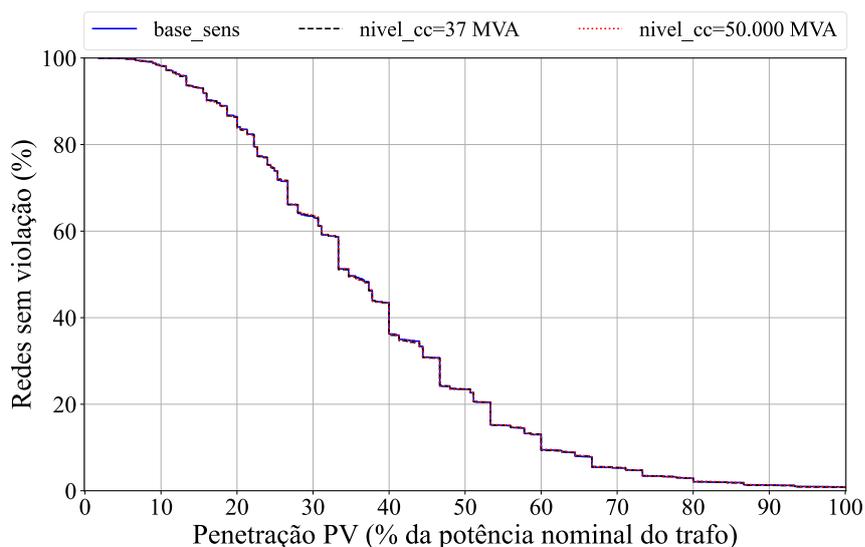
#### 4.3.3.3. *Nível de curto-circuito da rede*

Neste estudo, a ideia é averiguar o impacto causado pelo valor do nível de curto-circuito definido para as redes no ponto de conexão com o sistema MT. No caso base o nível de curto-circuito estabelecido é 152,6 MVA, assim duas variações são testadas, 37,5 MVA e 50.000 MVA, esta última com a intenção de extrapolar o valor, representando um barramento infinito. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.15, Figura 4.22 e na Figura 4.23. Como é possível observar, não ocorreu nenhum impacto significativo comparado ao caso base,

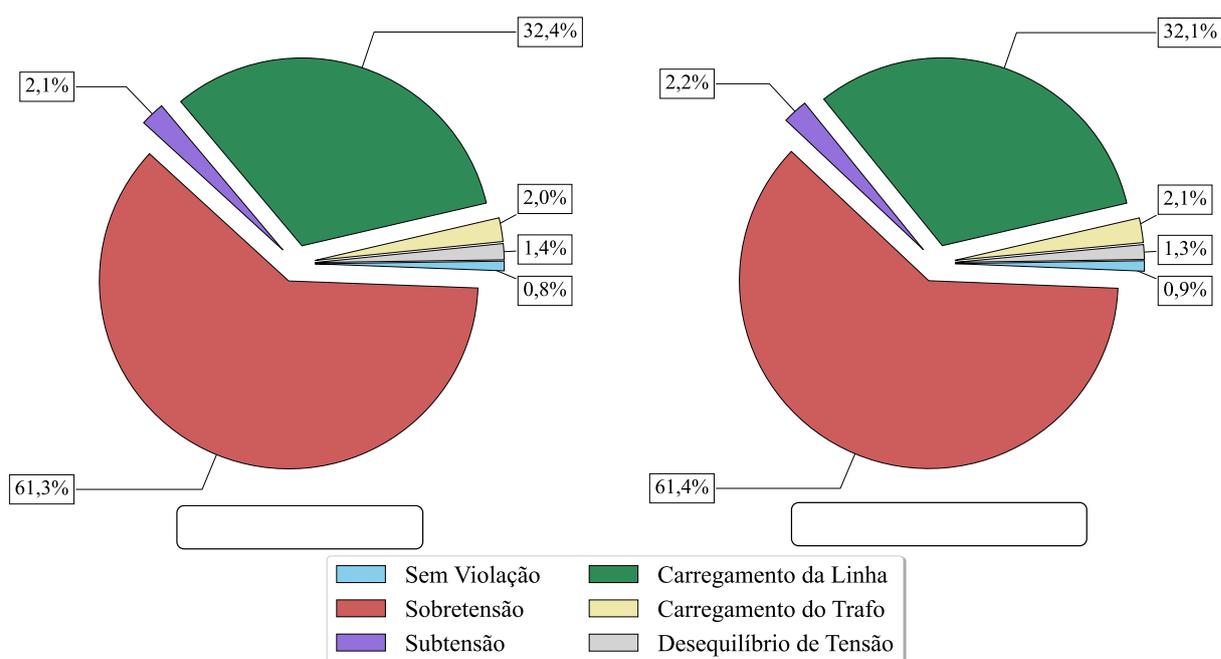
visto que do ponto de vista dos consumidores em redes BT, a impedância do transformador MT/BT é dominante em termos de equivalente de rede.

**Tabela 4.15 – Comparativo CHPV – Nível CC.**

| Estudo                | CHPV (%) – 100% PV | CHPV média (%) | CHPV desvio (%) |
|-----------------------|--------------------|----------------|-----------------|
| Nível CC = 37 MVA     | 0,83               | 37,84          | 17,89           |
| Nível CC = 50.000 MVA | 0,89               | 37,87          | 17,93           |



**Figura 4.22 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Nível CC.**

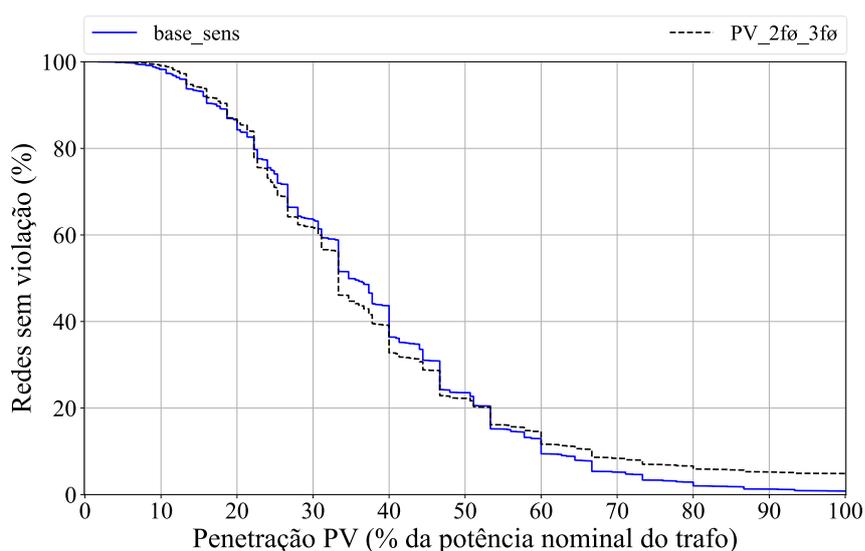


**Figura 4.23 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Nível CC.**

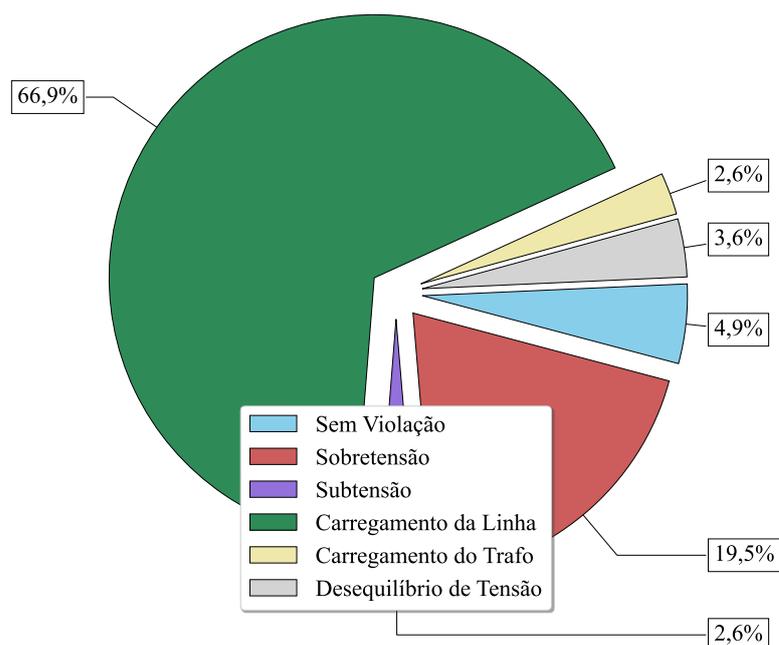
#### 4.3.3.4. PVs conectados apenas em consumidores bifásicos e trifásicos

É possível que a probabilidade de consumidores bifásicos e trifásicos adquirirem um PV seja maior do que de consumidores monofásicos em razão das condições financeiras dos consumidores, salvo a existência de programas de eficiência energética. Com base nessa premissa, este estudo de sensibilidade visa analisar os impactos na CHPV levando em conta que apenas tais UCs estariam aptas a receberem um PV. Como já destacado na Seção 3.3.4.5, para esta análise são utilizadas 12.479 redes, pois 239 não possuem UCs aptas para este estudo.

Na Figura 4.24 é ilustrado o percentual de redes que não apresentam violações em cada nível de penetração de PV e na Figura 4.25 são dados os critérios mais restritivos. A CHPV para 100% de penetração de PVs é igual a 4,87%, em torno de quatro vezes acima do caso base. Já a CHPV média e o desvio padrão são 38,71% e 20,93%, respectivamente.



**Figura 4.24 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – PVs em UCs 2ø e UCs 3ø.**



**Figura 4.25 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – PVs em UCs 20 e UCs 30.**

#### 4.3.3.5. Temperatura estimada do painel

A temperatura utilizada nos estudos é a temperatura referente às medições do CEPAGRI para o dia selecionado, porém tal temperatura representa a temperatura ambiente. Dado que não se tem a informação da temperatura no painel fotovoltaico, este estudo eleva a temperatura do painel em 20 °C em relação à temperatura ambiente em para analisar o impacto causado.

Na Figura 4.26 é apresentado o percentual de redes sem violação para os níveis de penetração de PV, em que elevar a temperatura utilizada na simulação em 20 °C acarreta uma CHPV média e um desvio padrão de 40,91% e 19,16%, respectivamente, e a CHPV para 100% de penetração de PVs é igual a 1,21%, representando um aumento em relação aos valores obtidos para o caso base. Na Figura 4.27 são dados os critérios mais restritivos, com comportamento muito próximo ao obtido no caso base. Tal resultado era esperado, pois com o aumento da temperatura, a eficiência das placas solares é reduzida, e, portanto, com menor injeção de potência ativa na rede no período considerado, minimizando impactos técnicos.

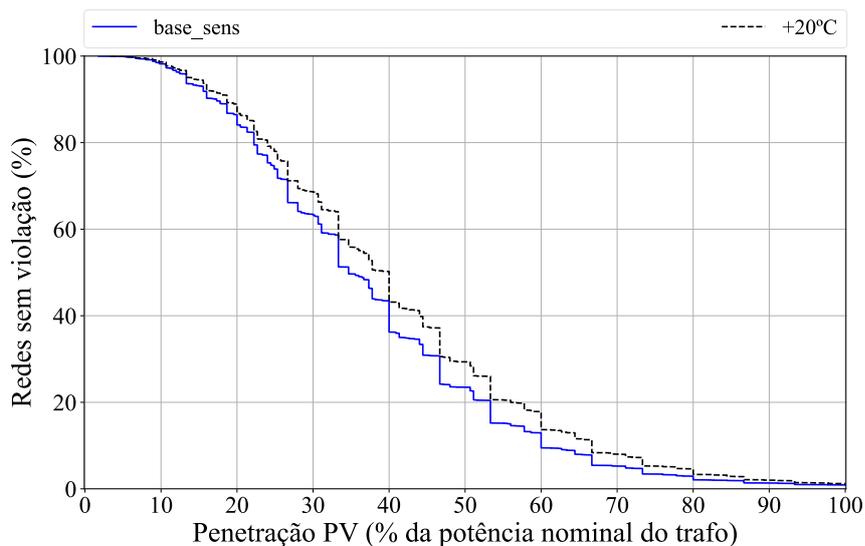


Figura 4.26 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Temperatura com +20 °C.

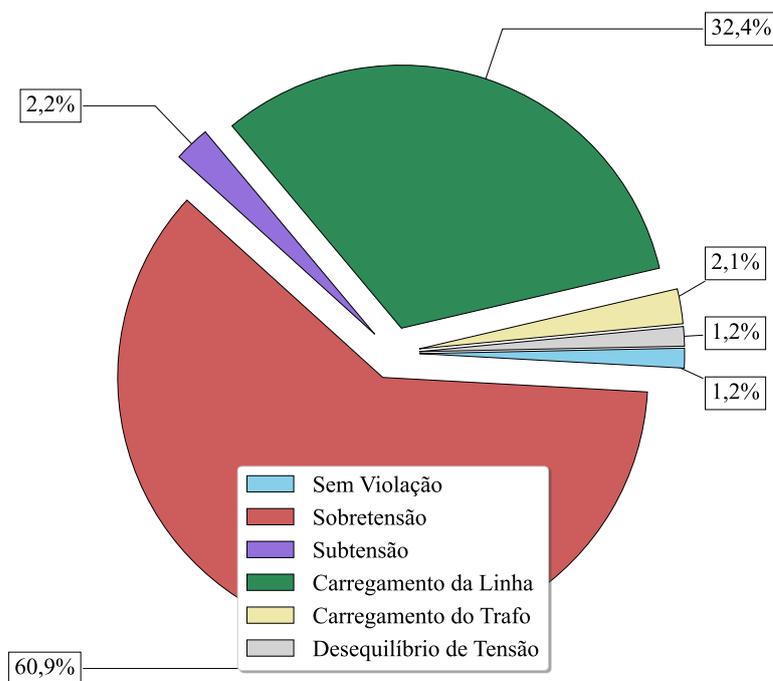


Figura 4.27 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Temperatura com +20 °C.

#### 4.3.3.6. Percentual de UCs com PV

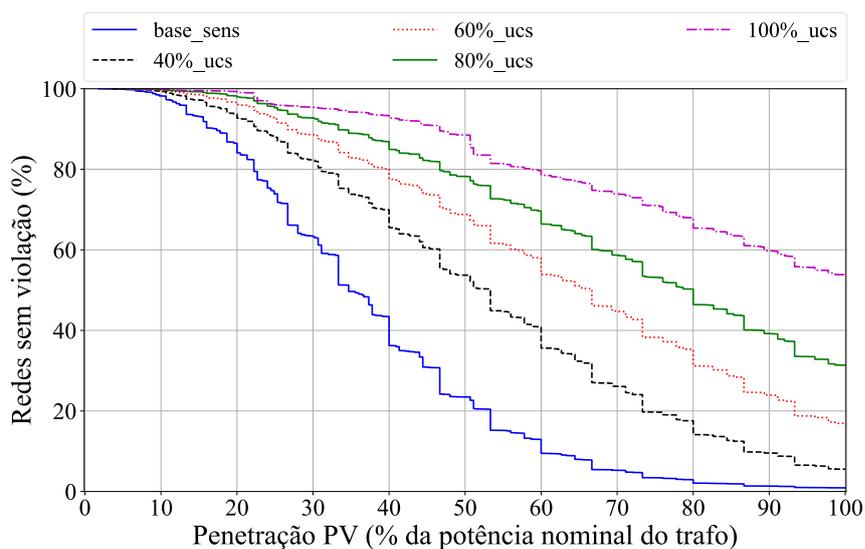
Nos resultados apresentados até este ponto, considerava-se que toda capacidade de PV instalada em cada rede se concentra em 20% dos consumidores, porém na prática essa distribuição é variável. Portanto, nesta seção é realizada uma análise considerando outros quatro percentuais de UCs com PVs, 40%, 60%, 80% e 100%. Na Tabela 4.16 é possível observar que quanto mais distribuídos forem os PVs, maior será a capacidade das redes em acomodá-los. Isso ocorre principalmente pelo fato de não concentrar o aumento da circulação de corrente em poucos condutores e essa geração mais dispersa, com diversos geradores com menor

capacidade, também evita elevações mais bruscas de tensão em pontos específicos do sistema. De forma complementar, para a condição em que a geração está distribuída em 100% das UCs, o percentual de redes que acomodam 100% dos PVs se torna cerca de 60 vezes maior que o caso base e a CHPV média tem um aumento de mais de 45%.

Na Figura 4.28 se complementa a informação dada na Tabela 4.16, por meio da apresentação do percentual de redes sem violação para cada nível de penetração. E na Figura 4.29 são apresentados os critérios mais restritivos para cada concentração de UCs, em que fica claro o aumento das redes sem violação conforme se aumenta o número de UCs que recebem um PV.

**Tabela 4.16 – Comparativo CHPV – Percentual de UCs com PV.**

| Estudo             | CHPV (%) – 100% PV | CHPV média (%) | CHPV desvio (%) |
|--------------------|--------------------|----------------|-----------------|
| PV em 40% das UCs  | 5,54               | 53,69          | 23,81           |
| PV em 60% das UCs  | 16,94              | 64,74          | 26,05           |
| PV em 80% das UCs  | 31,36              | 73,39          | 25,85           |
| PV em 100% das UCs | 53,84              | 83,04          | 23,70           |



**Figura 4.28 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Percentual de UCs com PV.**

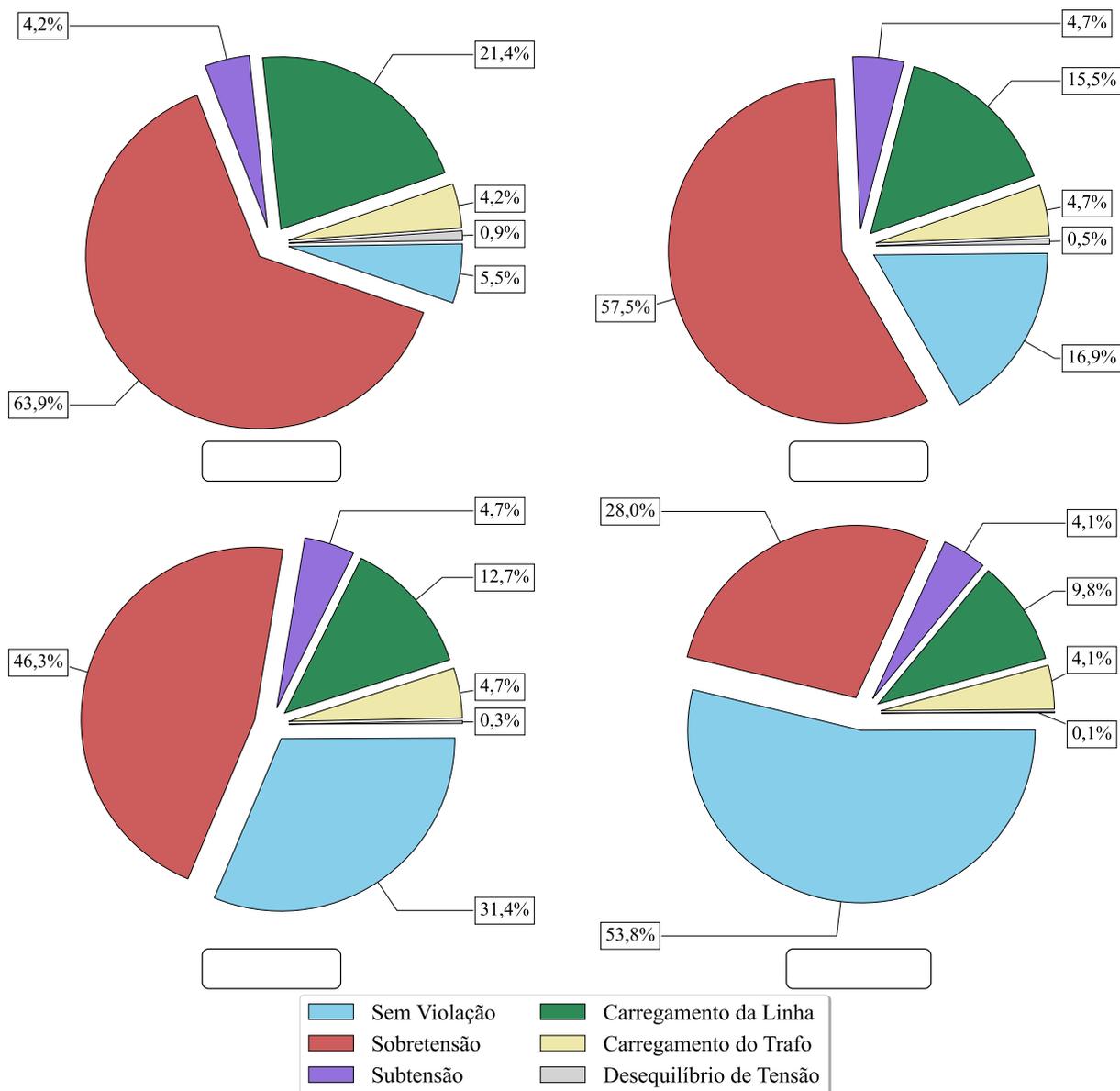


Figura 4.29 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Percentual de UCs com PV.

#### 4.3.3.7. PVs com SAE

Uma tecnologia que possui certo destaque no mercado de energia solar é o sistema de armazenamento de energia (SAE), o qual teoricamente pode auxiliar em um controle mais adequado com relação ao momento de uso da energia gerada e com isso melhorar os índices de CHPV do sistema [71]. Isso pode ser positivo tanto para a concessionária, pois é algo que pode contribuir para redução da demanda de pico, quanto para o consumidor que pode armazenar a energia gerada e utilizá-la em um momento mais propício, por exemplo, quando a tarifa for maior no caso da adoção da tarifa horo-sazonal.

Para explorar a influência dos armazenadores de energia na estimativa da CHPV são estabelecidas 3 situações de penetração, 25% dos PVs com SAE, 50% dos PVs com SAE e 100% dos PVs com SAE e 3 condições para a potência e energia destes sistemas, fixas, dependente da UC em que foi conectada ou dependente da UC e do PV do local em que foi conectada.

Para o modelo do SAE foram definidas variáveis estocásticas e determinísticas. A localização é a principal variável aleatória, pois tanto a UC quanto o PV da barra selecionada para sua conexão terão influência direta em sua curva de atuação diária. Vale ressaltar que apenas UCs que possuam PV são consideradas aptas a receberem armazenadores de energia. Outra variável randômica é a energia armazenada no início da simulação, que para este estudo se encontra entre 20% e 50% da capacidade nominal do SAE. A potência ativa nominal e a capacidade nominal do armazenador variam de acordo com o ponto de conexão. Também podem ser consideradas variáveis estocásticas, o número de fases, a tensão e a curva de despacho, que variam de acordo com as características do consumidor que recebe o sistema de armazenamento.

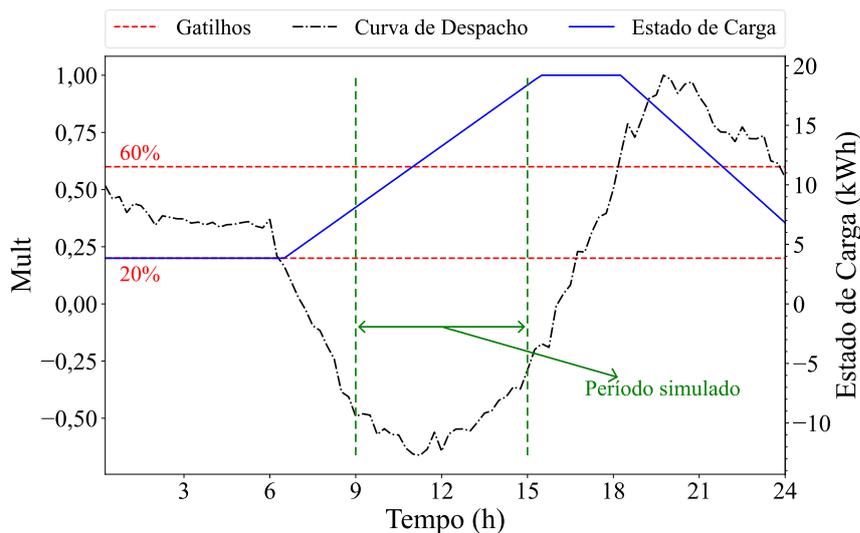
A curva de despacho do SAE é construída a partir do agrupamento entre a curva de carga e a curva de geração do PV da UC em que o armazenador é conectado.

As variáveis determinísticas são:

- fator de potência, sempre com valor unitário;
- a reserva de energia que deve ser mantida durante sua operação, igual a 20% da capacidade total do SAE, ou seja, em nenhum momento ao longo da simulação a energia do SAE deve ficar abaixo deste valor;
- a eficiência de carga igual a 90%;
- a eficiência de descarga igual a 90%;
- gatilho de despacho para carregar o SAE igual a 20% da curva de despacho;
- gatilho de despacho para descarregar o SAE igual a 60% da curva de despacho.

Um exemplo do funcionamento do sistema de armazenamento de energia, modelado conforme os parâmetros definidos acima, é dada na Figura 4.30. Para facilitar a visualização da carga e descarga de acordo com os gatilhos estabelecidos, optou-se por apresentar a figura com o dia completo, pois durante o instante simulado para os estudos deste capítulo (9 as 15 horas), o armazenador geralmente se encontrará operando em seu modo de carga, ou seja, carregando a bateria devido à energia gerada pelo PV. Para contribuir na análise do exemplo da Figura 4.30, é utilizado um PV de 2 kW. Destaca-se que o comportamento pode variar de acordo com

o estado inicial, a potência e a capacidade nominal do armazenador, porém, dado que no período avaliado o SAE geralmente funcionará como uma carga auxiliar, uma parte da energia gerada pelo PV fluirá para o armazenador, reduzindo a energia injetada na rede e consequentemente reduzindo o impacto.



**Figura 4.30 – Exemplo de despacho do SAE.**

Para o primeiro teste, são adotados valores fixos para a potência ativa nominal e capacidade nominal do SAE, de acordo com o número de fases, conforme Tabela 4.17. Tais valores foram definidos com base em modelos disponíveis no mercado. Por meio da Tabela 4.18 e da Figura 4.31 é constatado que conforme há um aumento nos PVs que possuem SAE, também há um aumento na CHPV das redes avaliadas, porém como a potência nominal dos armazenadores pode ser considerada pequena para a capacidade instalada dos PVs, o auxílio que eles representam para este caso é baixo. Com isso o percentual de redes que comportam até 100% de penetração de PVs não sofre uma variação expressiva.

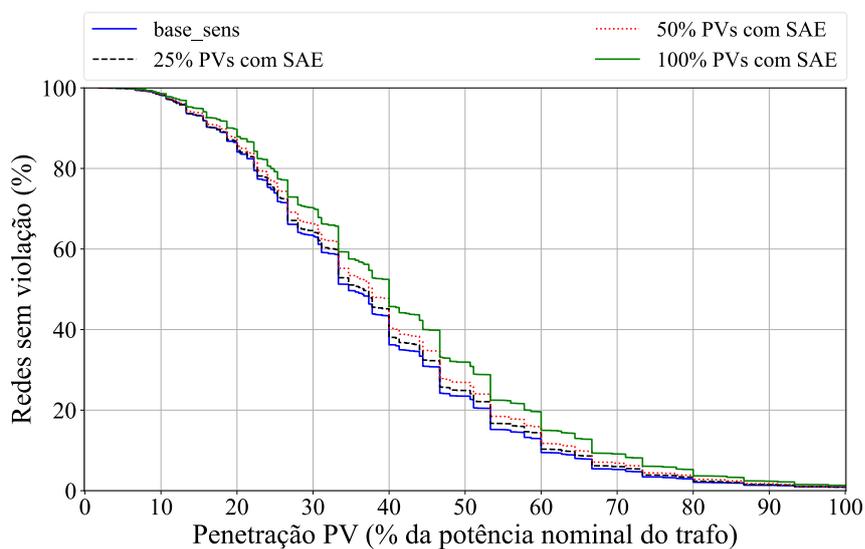
Na Figura 4.32 são dados os critérios mais restritivos e percebe-se que não há um comportamento muito diferente do caso base.

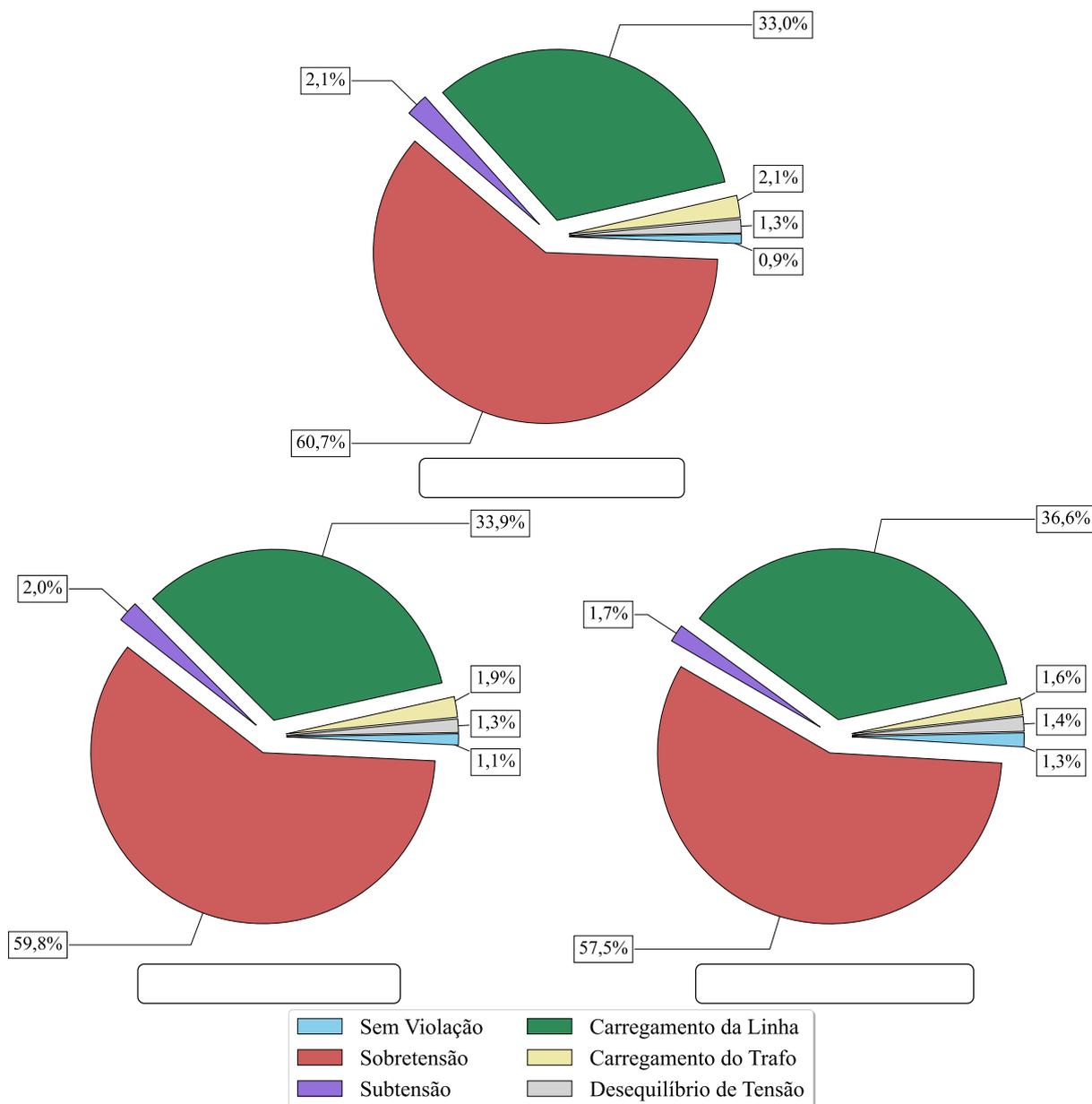
**Tabela 4.17 – Potência e capacidade do SAE.**

| Nº de fases | Potência ativa nominal (kW) | Capacidade nominal (kWh) |
|-------------|-----------------------------|--------------------------|
| 1           | 0,48                        | 4,8                      |
| 2           | 0,96                        | 9,6                      |
| 3           | 1,92                        | 19,2                     |

**Tabela 4.18 – Comparativo CHPV – SAE (capacidade fixa).**

| Estudo               | CHPV (%) – 100% PV | CHPV média (%) | CHPV desvio (%) |
|----------------------|--------------------|----------------|-----------------|
| 25% dos PVs com SAE  | 0,88               | 38,56          | 18,30           |
| 50% dos PVs com SAE  | 1,05               | 39,62          | 18,70           |
| 100% dos PVs com SAE | 1,32               | 42,02          | 19,53           |

**Figura 4.31 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – SAE (capacidade fixa).**

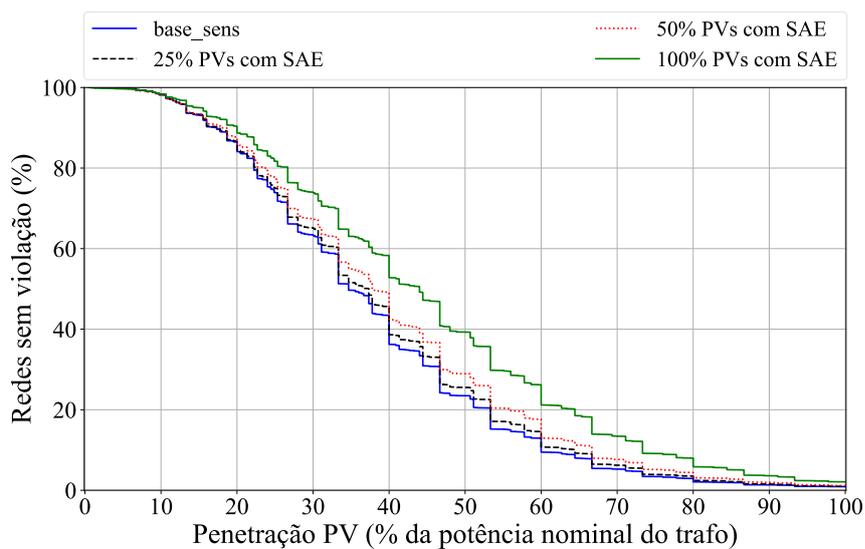


**Figura 4.32 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – SAE (capacidade fixa).**

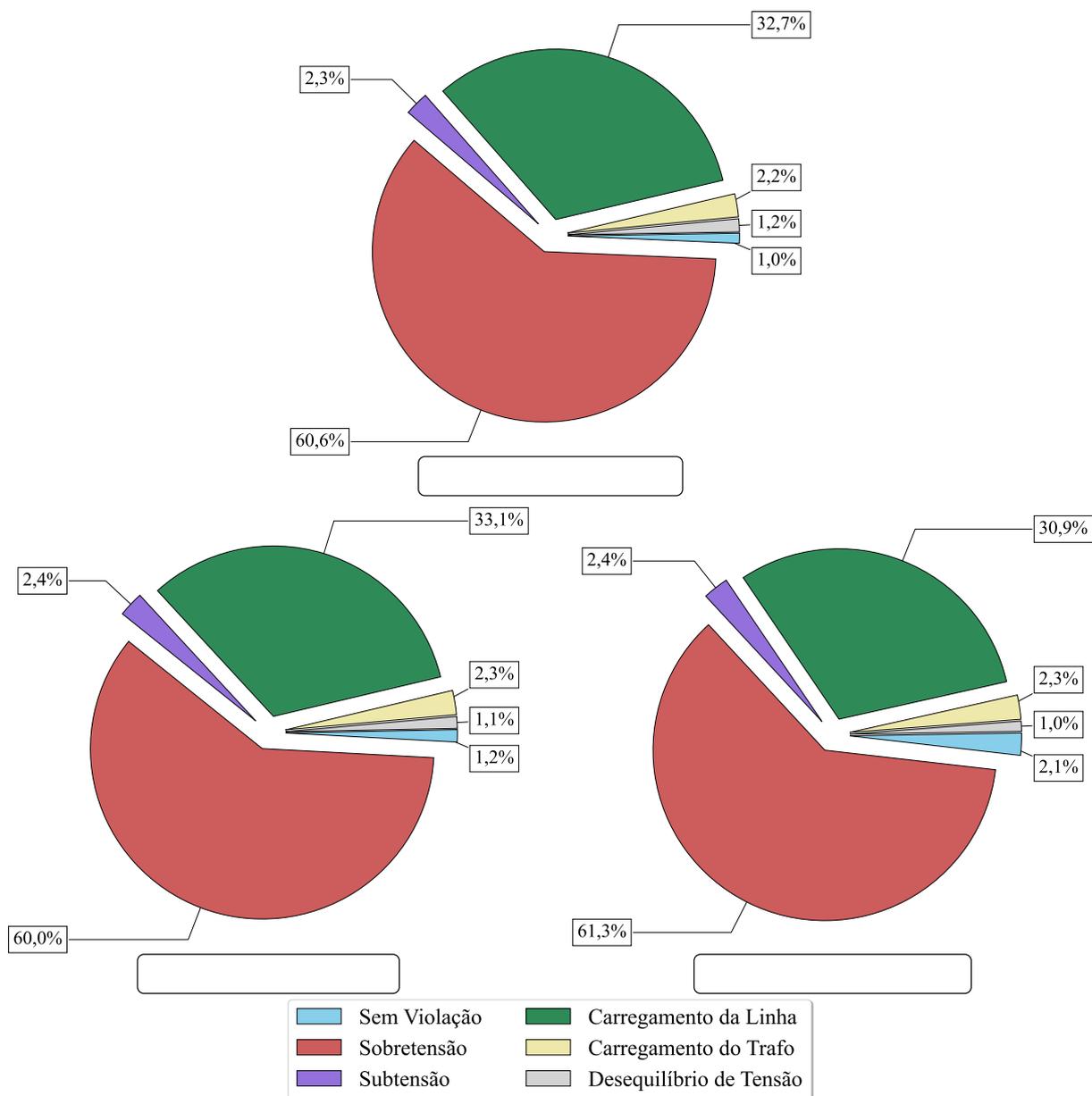
Para o teste a seguir, os valores adotados para a capacidade nominal do SAE são obtidos a partir da energia da curva de carga da UC que recebe o armazenador, *i.e.*, a energia que representa o consumo diário desta UC. Com base na capacidade nominal, a potência nominal do SAE é obtida considerando uma taxa de descarga fixa e um tempo de descarga de 10 horas. Nesse caso, conforme é observado pela Tabela 4.19 e pela Figura 4.33 há um pequeno aumento na CHPV das redes em relação ao teste anterior. Para a condição em que 100% dos PVs possui SAE, a CHPV média é 3,32% maior que o obtido para o caso com a capacidade dos armazenadores fixas. Na Figura 4.34 são dados os critérios mais restritivos e novamente há um comportamento próximo ao obtido no caso base.

**Tabela 4.19 – Comparativo CHPV – SAE (capacidade dependente da UC).**

| Estudo               | CHPV (%) – 100% PV | CHPV média (%) | CHPV desvio (%) |
|----------------------|--------------------|----------------|-----------------|
| 25% dos PVs com SAE  | 0,95               | 38,82          | 18,43           |
| 50% dos PVs com SAE  | 1,16               | 40,43          | 19,26           |
| 100% dos PVs com SAE | 2,10               | 45,34          | 21,22           |



**Figura 4.33 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – SAE (capacidade dependente da UC).**



**Figura 4.34 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – SAE (capacidade da UC).**

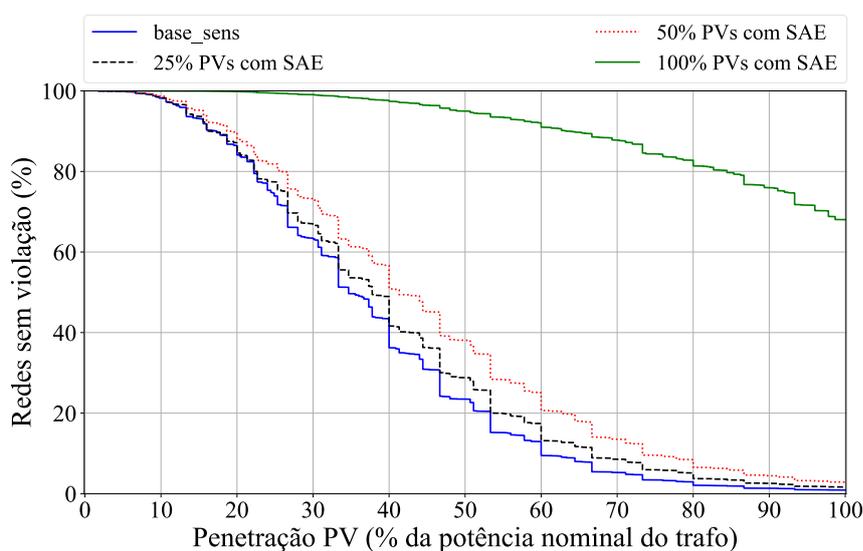
Por fim, para o terceiro teste, os valores adotados para a capacidade nominal do SAE são obtidos a partir da energia da curva agregada da UC e do PV do local em que o armazenador é conectado, *i.e.*, a energia líquida dada pela soma do consumo diário da UC com a geração diária do PV. Com base na capacidade nominal, a potência nominal do SAE novamente é obtida considerando uma taxa de descarga fixa e um tempo de descarga de 10 horas. Como pode-se verificar por meio da Tabela 4.20 e da Figura 4.35, há um pequeno aumento na CHPV das redes nos casos com SAE em 25% e 50% dos PVs, porém para a condição em que 100% dos PVs possuem SAE, a CHPV média atinge 91,3%, o dobro do teste anterior e 68% das redes comportam 100% de penetração sem que ocorra nenhuma violação, o que representa um aumento expressivo, que ocorre devido ao fato do SAE ser dimensionado de acordo com a UC

e com o PV do ponto de conexão. Na Figura 4.36 são dados os critérios mais restritivos, em que é possível observar que para o caso em que todas as UCs com PV possuem SAE, a restrição devido a sobretensão, que segue como principal limitador, é de apenas 21,7%.

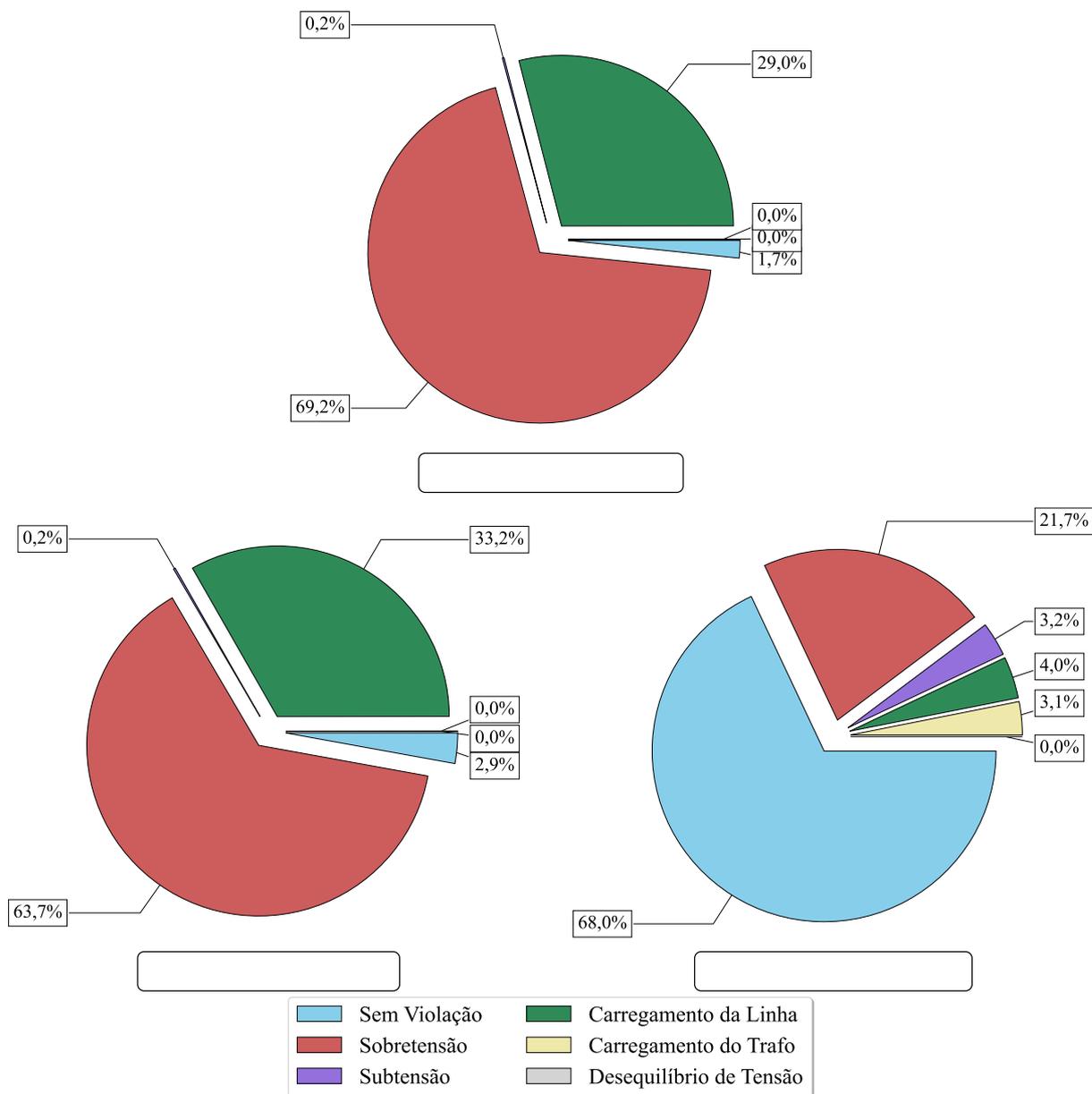
É importante destacar que outras estratégias de controle do SAE podem ser adotadas, de forma a obter uma melhor resposta do conjunto em termos de mitigar os impactos técnicos decorrentes da massiva penetração de PVs.

**Tabela 4.20 – Comparativo CHPV – SAE (capacidade dependente da UC e do PV).**

| Estudo               | CHPV (%) – 100% PV | CHPV média (%) | CHPV desvio (%) |
|----------------------|--------------------|----------------|-----------------|
| 25% dos PVs com SAE  | 1,66               | 40,45          | 19,80           |
| 50% dos PVs com SAE  | 2,88               | 45,01          | 21,65           |
| 100% dos PVs com SAE | 68,04              | 91,30          | 16,98           |



**Figura 4.35 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – SAE (capacidade dependente da UC e do PV).**



**Figura 4.36 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – SAE (capacidade dependente da UC e do PV).**

#### 4.3.3.8. Consumidores trifásicos com PVs entre fases ou trifásicos

Para os consumidores trifásicos, é esperado que nem todos que adquirirem um PV utilizem a conexão trifásica para a realização da conexão. Portanto, na tentativa de representar esta condição, neste estudo a conexão do PV para UCs trifásicas possui duas opções, escolhida de forma randômica, conectado entre duas fases quaisquer ou nas três fases.

Na Figura 4.37 é apresentado o percentual de redes sem violação para os níveis de penetração de PV, em que a alteração proposta na conexão dos PVs em UCs trifásicas leva a

uma CHPV média e um desvio padrão de 36,81% e 17,47%, respectivamente, e a CHPV para 100% de penetração de PVs é igual a 0,77%, comportamento muito próximo ao observado para o caso base. Finalmente, na Figura 4.38 são dados os critérios mais restritivos, em que se observa um aumento expressivo nas redes em que o desequilíbrio de tensão se torna o critério mais restritivo. Como já explicado, isso é esperado devido ao aumento das conexões bifásicas em barras trifásicas.

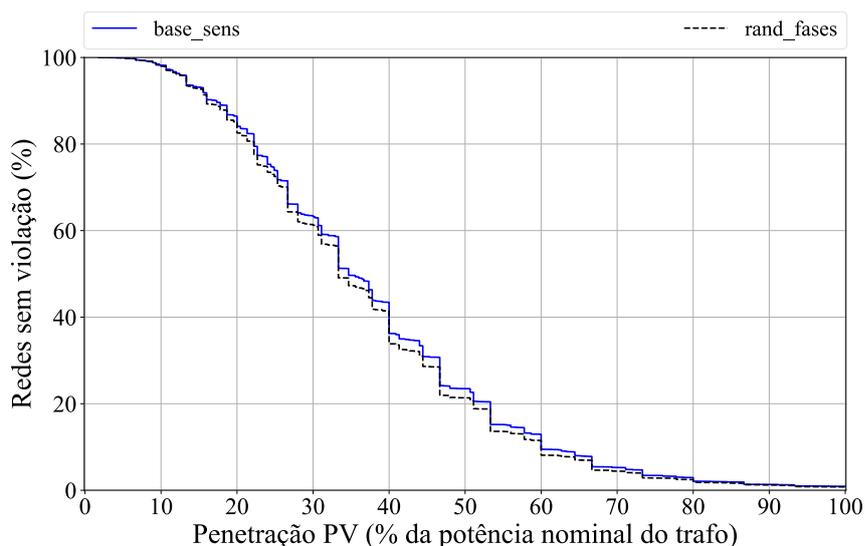


Figura 4.37 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – PVs trifásicos com conexão variável.

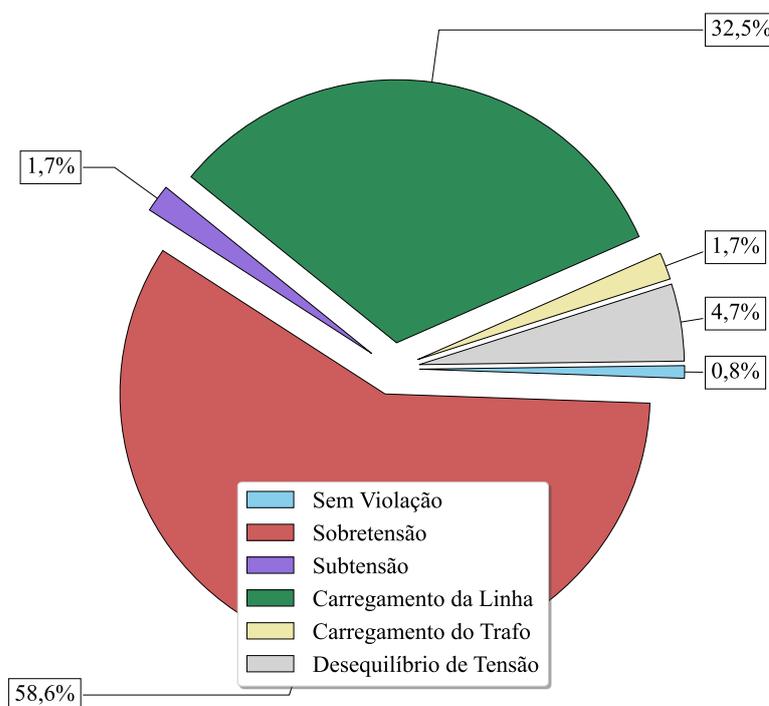


Figura 4.38 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – PVs trifásicos com conexão variável.

#### 4.3.4. Análise da Simplificação do Modelo

Esta seção investiga se é possível tornar o modelo estocástico do PV ainda mais simples, mantendo a qualidade dos resultados. Quatro hipóteses são avaliadas considerando as 12.718 redes utilizadas nos estudos de sensibilidade da Seção 4.3.3:

Hipótese A. (Sem curva de eficiência): Remove a curva de eficiência do inversor dos PVs.

Hipótese B. (Sem curva de Potência x Temperatura): Remove a curva de potência por temperatura dos PVs.

Hipótese C. (localização na barra com menor  $R_1$  equivalente): Torna a variável de localização da conexão do PV uma variável determinística por meio de uma ordenação das UCs para receberem o PV. A UC que receberá o PV é definida com base em um ranqueamento das resistências equivalentes de sequência positiva, que são obtidas via análise de curto-circuito. Essa ordenação é criada no momento de solução do caso inicial e é mantida ao longo de todos os cenários do Monte Carlo.

Hipótese D. (localização na barra com maior  $R_1$  equivalente): Similar à hipótese C, porém com a ordenação inversa, partindo da barra com maior  $R_1$  equivalente para a barra com menor  $R_1$  equivalente.

Os resultados obtidos para as quatro hipóteses estabelecidas são apresentados na Figura 4.39, na Tabela 4.21 e na Figura 4.40.

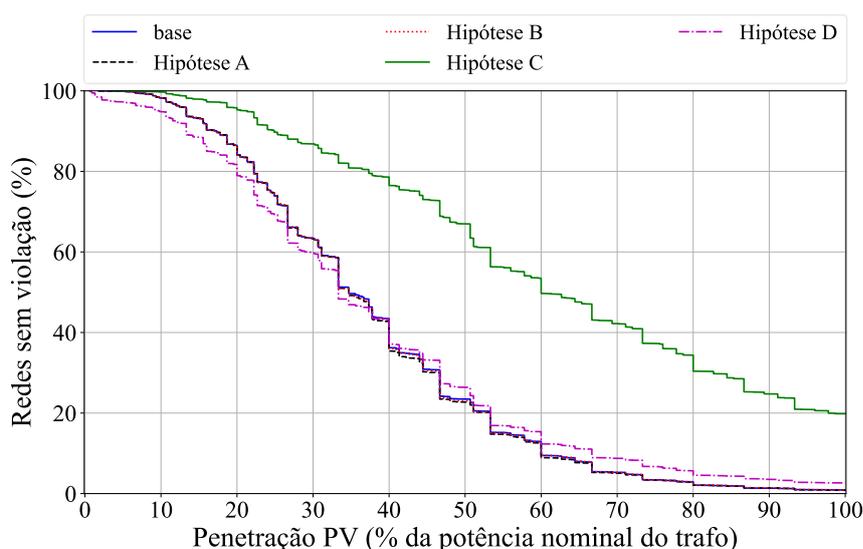


Figura 4.39 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Método simplificado.

Tabela 4.21 – Comparativo CHPV – Método simplificado.

| Hipótese | CHPV (%) – 100% PV | CHPV média (%) | CHPV desvio (%) |
|----------|--------------------|----------------|-----------------|
| Base     | 0,90               | 37,86          | 17,89           |
| A        | 0,85               | 37,66          | 17,74           |
| B        | 0,88               | 37,80          | 17,88           |
| C        | 19,83              | 63,44          | 27,03           |
| D        | 2,66               | 37,94          | 21,55           |

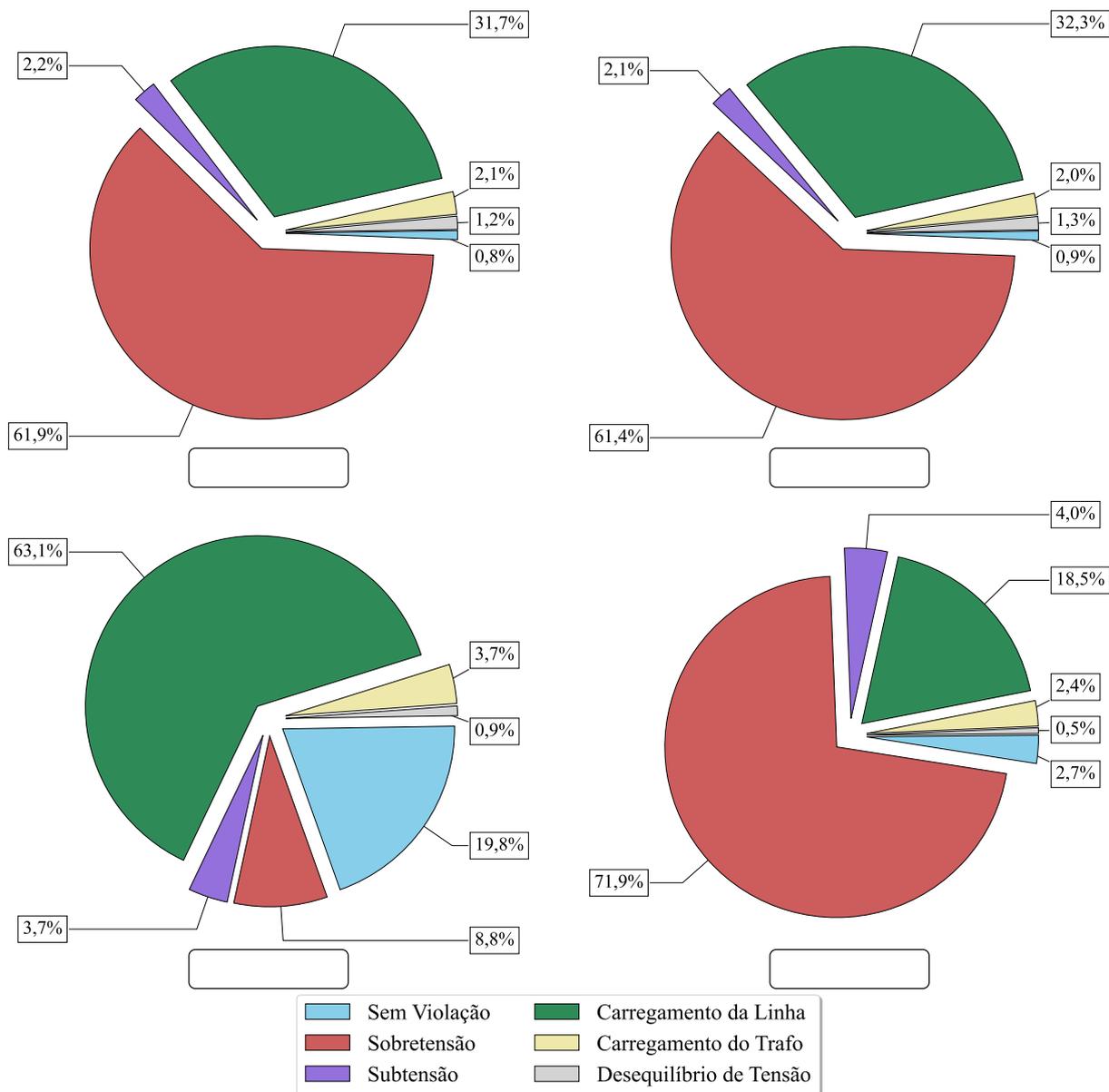


Figura 4.40 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Método simplificado.

Para o primeiro caso (hipótese A), descartar a curva de eficiência leva a resultados ligeiramente mais conservadores, porém muito próximo aos obtidos no caso base, com uma variação de apenas 0,20% na CHPV média. Isso ocorre, pois como foi observado na Figura 4.2,

as eficiências dos inversores já são bem próximas de 100% para a situação em que a potência de saída está acima de 50% da potência nominal. Com isso, para muitos estudos essa variável pode ser negligenciada.

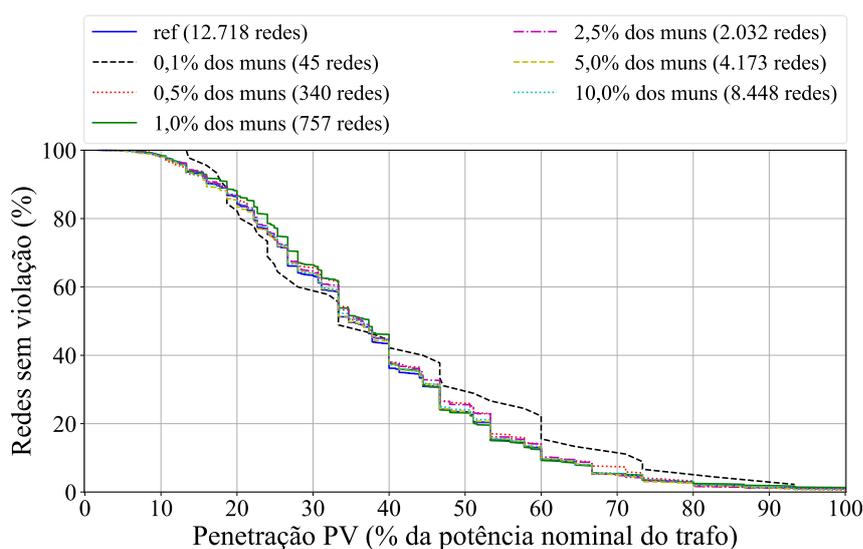
Na hipótese B, em que é removida a curva de potência por temperatura, os resultados também são próximos do caso base, com uma redução de apenas 0,07% na CHPV média. Isso é explicado pelo fato da curva de temperatura utilizada nos estudos (Figura 4.4) estar relativamente próxima de 25 °C e conforme indicado na Figura 4.5 essa é a temperatura em que a potência de saída é igual a 1,0 pu.

Para as hipóteses C e D foram realizados testes tornando a localização do PV uma variável determinística. Outras ordenações para a definição da localização foram testadas, porém optou-se por apresentar os resultados relacionados à resistência equivalente  $R_1$  no ponto de conexão do PV. Analisando o caso C, verifica-se que o resultado obtido é extremamente otimista, com um aumento expressivo dos valores de CHPV, o que não é desejável, visto que esta abordagem se distancia da realidade. Esta constatação é relevante para demonstrar que a localização do PV é uma das variáveis estocásticas mais importantes para o estudo de CHPV. Adicionalmente, é interessante notar que a hipótese C atinge 19,83% para o percentual de redes que acomodam 100% de penetração dos PVs, o que ocorre principalmente pelo fato da ordenação ser realizada com base nas barras que possuem um maior nível de curto-circuito, indicando uma maior proximidade elétrica do transformador. Em oposição, a hipótese D possui uma CHPV menor que o caso base para um nível de penetração até cerca de 32%, que é explicado pela ordenação ser realizada pela barra mais distante eletricamente do transformador. De forma complementar, conforme Figura 4.39, há situações em que a hipótese D é menos conservadora que o caso base, o que ocorre devido às características da rede, como por exemplo, o número de fases do consumidor que recebe a conexão do PV.

Como já discutido para o VE, outra forma que pode contribuir para simplificar o problema é por meio da redução do número de redes estudadas. Com isso, novamente são definidos 6 casos distintos com base no percentual de redes por município, 0,1%, 0,5%, 1%, 2,5%, 5% e 10% e os resultados obtidos são comparados com os observados para o caso base dos estudos de sensibilidade (15% das redes de cada município). A comparação é apresentada na Tabela 4.22 e na Figura 4.41. Apesar dos resultados encontrados serem muito próximos ao obtido no caso base é importante frisar que a mesma condição pode não ser encontrada ao realizar a mesma análise com resultados obtidos a partir de outras bases de dados.

**Tabela 4.22 – Comparativo CHPV – Número de redes distintos.**

| Municípios (%) | Nº redes BT | Cenários   | Tempo (s) | CHPV (%)<br>100% PV | CHPV<br>média (%) | CHPV<br>desvio (%) |
|----------------|-------------|------------|-----------|---------------------|-------------------|--------------------|
| 15 (Base)      | 12.718      | 13.716.129 | 238.584   | 0,90                | 37,86             | 17,89              |
| 0,1            | 45          | 43.569     | 644       | 0,00                | 39,35             | 20,44              |
| 0,5            | 340         | 374.086    | 6.699     | 0,59                | 38,48             | 18,16              |
| 1              | 757         | 828.239    | 14.728    | 1,32                | 38,59             | 17,63              |
| 2,5            | 2.032       | 2.164.799  | 37.511    | 0,98                | 38,42             | 17,85              |
| 5              | 4.173       | 4.551.767  | 79.690    | 0,67                | 37,87             | 17,86              |
| 10             | 8.448       | 9.096.256  | 158.052   | 0,89                | 38,19             | 18,02              |

**Figura 4.41 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Número de redes distintos.**

### 4.3.1. Resumo dos Resultados

Nesta seção é apresentado um resumo dos resultados obtidos em tabelas, visando facilitar uma análise comparativa.

Na Tabela 4.23 é apresentada uma comparação dos resultados com base no percentual de redes que acomodam até 100% de penetração de PV. Para cada estudo é calculada a variação percentual em relação ao caso base de sensibilidade. Vale destacar que, para os estudos de alteração da tensão primária do transformador, a referência é atualizada para corresponder ao mesmo número de redes. A pior condição é obtida para o estudo em que a tensão primária dos transformadores é ajustada para 1,03 pu, seguido pelo caso em que é aplicado fator de potência 0,95 capacitivo com sobredimensionamento do inversor do PV, porém vale destacar que em termos absolutos a variação foi pequena. A melhor condição é alcançada quando todos os PVs possuem SAE, com cada SAE sendo dimensionado de acordo com a UC e com o PV do local de conexão, contudo os elevados custos de aquisição de SAE ainda representam uma

barreira para que tal condição possa se tornar factível no médio prazo. A segunda melhor condição é obtida quando os PVs estão distribuídos entre todas as UCs da rede, aumentando em quase 60 vezes o percentual de redes que suporta até 100% de penetração de PVs, porém é importante ressaltar que é pouco provável que tal condição ocorra na prática, visto que não há controle sobre a capacidade dos geradores instalados pelos consumidores e no teste realizado, conforme se aumenta o número de UCs com PVs, menor é a capacidade instalada de cada PV.

**Tabela 4.23 – Resumo dos resultados do PV – CHPV para 100% de PV.**

| Estudo                       | Nº redes BT | CHPV (%) – 100% PV | Variação (%)      |
|------------------------------|-------------|--------------------|-------------------|
| Base completo                | 85.517      | 0,81               | ---               |
| Base sensibilidade           | 12.718      | 0,90               | <b>referência</b> |
| FP 0,95 cap. (< geração)     | 12.718      | 0,86               | <b>-4,35</b>      |
| FP 0,95 ind. (< geração)     | 12.718      | 1,88               | <b>+107,83</b>    |
| FP 0,95 cap. (> inversor)    | 12.718      | 0,56               | <b>-38,26</b>     |
| FP 0,95 ind. (> inversor)    | 12.718      | 0,97               | <b>+7,83</b>      |
| Nível CC = 37 MVA            | 12.717      | 0,83               | <b>-8,69</b>      |
| Nível CC = 50.000 MVA        | 12.717      | 0,89               | <b>-1,73</b>      |
| PV em UCs 2ø e UCs 3ø        | 12.479      | 4,87               | <b>+438,82</b>    |
| Temperatura + 20 °C          | 12.718      | 1,21               | <b>+33,91</b>     |
| PV em 40% das UCs            | 12.718      | 5,54               | <b>+513,04</b>    |
| PV em 60% das UCs            | 12.718      | 16,94              | <b>+1.773,04</b>  |
| PV em 80% das UCs            | 12.718      | 31,36              | <b>+3.367,83</b>  |
| PV em 100% das UCs           | 12.718      | 53,84              | <b>+5.853,91</b>  |
| 25% dos PVs com SAE (fixo)   | 12.718      | 0,88               | <b>-2,61</b>      |
| 50% dos PVs com SAE (fixo)   | 12.718      | 1,05               | <b>+16,52</b>     |
| 100% dos PVs com SAE (fixo)  | 12.718      | 1,32               | <b>+46,09</b>     |
| 25% dos PVs com SAE (UC)     | 12.718      | 0,95               | <b>+5,22</b>      |
| 50% dos PVs com SAE (UC)     | 12.718      | 1,16               | <b>+28,70</b>     |
| 100% dos PVs com SAE (UC)    | 12.718      | 2,10               | <b>+132,17</b>    |
| 25% dos PVs com SAE (UC+PV)  | 12.718      | 1,66               | <b>+83,48</b>     |
| 50% dos PVs com SAE (UC+PV)  | 12.718      | 2,88               | <b>+218,26</b>    |
| 100% dos PVs com SAE (UC+PV) | 12.718      | 68,04              | <b>+7.424,35</b>  |
| PVs 3ø – conexão rand.       | 12.718      | 0,77               | <b>-14,78</b>     |
| Sem eficiência               | 12.718      | 0,85               | <b>-6,09</b>      |
| Sem Pot x Temp               | 12.718      | 0,88               | <b>-2,61</b>      |
| Loc=Mínimo R <sub>1</sub>    | 12.718      | 19,83              | <b>+2.093,04</b>  |
| Loc=Máximo R <sub>1</sub>    | 12.718      | 2,66               | <b>+193,91</b>    |
| Base vpu                     | 12.466      | 0,92               | <b>referência</b> |
| 0,97 pu                      | 12.466      | 1,55               | <b>+67,83</b>     |
| 0,99 pu                      | 12.466      | 1,03               | <b>+11,30</b>     |
| 1,01 pu                      | 12.466      | 0,73               | <b>-20,87</b>     |
| 1,03 pu                      | 12.466      | 0,49               | <b>-46,96</b>     |

Na Tabela 4.24 é realizado um comparativo da CHPV média e o desvio padrão. Nesta comparação, as piores condições encontradas são novamente os casos em que a tensão primária dos transformadores é ajustada para 1,03 pu e que fator de potência do inversor do PV é definido como 0,95 capacitivo por meio do sobredimensionamento do inversor. Da mesma forma, as melhores condições são o caso em que todos os PVs possuem SAE, com estes dimensionados de acordo com a UC e com o PV e o caso em que os PVs estão conectados em todas as UCs.

**Tabela 4.24 – Resumo dos resultados do PV – CHPV média e o desvio padrão.**

| Estudo                       | Nº redes BT | CHPV (%) |        | Variação (%)      |                   |
|------------------------------|-------------|----------|--------|-------------------|-------------------|
|                              |             | média    | desvio | média             | desvio            |
| Base completo                | 85.517      | 37,90    | 17,86  | ---               | ---               |
| Base sensibilidade           | 12.718      | 37,86    | 17,89  | <b>referência</b> | <b>referência</b> |
| FP 0,95 cap. (< geração)     | 12.718      | 35,70    | 16,81  | <b>-5,72</b>      | <b>-6,05</b>      |
| FP 0,95 ind. (< geração)     | 12.718      | 42,05    | 20,95  | <b>+11,06</b>     | <b>+17,12</b>     |
| FP 0,95 cap. (> inversor)    | 12.718      | 32,79    | 16,00  | <b>-13,39</b>     | <b>-10,54</b>     |
| FP 0,95 ind. (> inversor)    | 12.718      | 38,57    | 19,86  | <b>+1,88</b>      | <b>+11,00</b>     |
| Nível CC = 37 MVA            | 12.717      | 37,84    | 17,89  | <b>-0,05</b>      | <b>-0,01</b>      |
| Nível CC = 50.000 MVA        | 12.717      | 37,87    | 17,93  | <b>+0,03</b>      | <b>+0,22</b>      |
| PV em UCs 2ø e UCs 3ø        | 12.479      | 38,71    | 20,93  | <b>+2,23</b>      | <b>+16,99</b>     |
| Temperatura + 20 °C          | 12.718      | 40,91    | 19,16  | <b>+8,06</b>      | <b>+7,12</b>      |
| PV em 40% das UCs            | 12.718      | 53,69    | 23,81  | <b>+41,81</b>     | <b>+33,08</b>     |
| PV em 60% das UCs            | 12.718      | 64,74    | 26,05  | <b>+70,98</b>     | <b>+45,64</b>     |
| PV em 80% das UCs            | 12.718      | 73,39    | 25,85  | <b>+93,83</b>     | <b>+44,52</b>     |
| PV em 100% das UCs           | 12.718      | 83,04    | 23,70  | <b>+119,33</b>    | <b>+32,47</b>     |
| 25% dos PVs com SAE (fixo)   | 12.718      | 38,56    | 18,30  | <b>+1,85</b>      | <b>+2,29</b>      |
| 50% dos PVs com SAE (fixo)   | 12.718      | 39,62    | 18,70  | <b>+4,65</b>      | <b>+4,51</b>      |
| 100% dos PVs com SAE (fixo)  | 12.718      | 42,02    | 19,53  | <b>+10,97</b>     | <b>+9,18</b>      |
| 25% dos PVs com SAE (UC)     | 12.718      | 38,82    | 18,43  | <b>+2,53</b>      | <b>+3,03</b>      |
| 50% dos PVs com SAE (UC)     | 12.718      | 40,43    | 19,26  | <b>+6,79</b>      | <b>+7,66</b>      |
| 100% dos PVs com SAE (UC)    | 12.718      | 45,34    | 21,22  | <b>+19,75</b>     | <b>+18,63</b>     |
| 25% dos PVs com SAE (UC+PV)  | 12.718      | 40,45    | 19,80  | <b>+6,84</b>      | <b>+10,70</b>     |
| 50% dos PVs com SAE (UC+PV)  | 12.718      | 45,01    | 21,65  | <b>+18,87</b>     | <b>+21,03</b>     |
| 100% dos PVs com SAE (UC+PV) | 12.718      | 91,30    | 16,98  | <b>+141,13</b>    | <b>-5,08</b>      |
| PVs 3ø – conexão rand.       | 12.718      | 36,81    | 17,47  | <b>-2,77</b>      | <b>-2,33</b>      |
| Sem eficiência               | 12.718      | 37,66    | 17,74  | <b>-0,54</b>      | <b>-0,81</b>      |
| Sem Pot x Temp               | 12.718      | 37,80    | 17,88  | <b>-0,16</b>      | <b>-0,05</b>      |
| Loc=Mínimo R <sub>1</sub>    | 12.718      | 63,44    | 27,03  | <b>+67,54</b>     | <b>+51,12</b>     |
| Loc=Máximo R <sub>1</sub>    | 12.718      | 37,94    | 21,55  | <b>+0,21</b>      | <b>+20,49</b>     |
| Base vpu                     | 12.466      | 37,87    | 17,90  | <b>referência</b> | <b>referência</b> |
| 0,97 pu                      | 12.466      | 43,03    | 20,45  | <b>+13,62</b>     | <b>+14,24</b>     |
| 0,99 pu                      | 12.466      | 40,63    | 18,97  | <b>+7,30</b>      | <b>+5,96</b>      |
| 1,01 pu                      | 12.466      | 34,19    | 16,64  | <b>-9,70</b>      | <b>-7,04</b>      |
| 1,03 pu                      | 12.466      | 24,09    | 13,07  | <b>-36,38</b>     | <b>-26,97</b>     |

Por fim, na Tabela 4.25, para cada um dos estudos do PV, são apresentadas informações referentes à quantidade de cenários, fluxos de carga realizados e os tempos de execução. Novamente é importante frisar que os valores de tempo são apresentados como referências adicionais e não como comparativos entre os estudos. Pode-se verificar que mais de 11 bilhões de soluções de fluxo de carga foram obtidas.

**Tabela 4.25 – Resumo dos resultados do PV – Cenários, fluxos de carga e tempo.**

| Estudo                       | Nº redes BT | Total de cenários | Média de cenários | Total de Fluxo de Carga | Tempo Total (h) | Tempo médio (s) |
|------------------------------|-------------|-------------------|-------------------|-------------------------|-----------------|-----------------|
| Base completo                | 85.517      | 91.929.283        | 1.075             | 2.206.302.792           | 446             | 18,76           |
| Base sensibilidade           | 12.718      | 13.716.129        | 1.078             | 329.187.096             | 66              | 18,76           |
| FP 0,95 cap. (< geração)     | 12.718      | 13.952.883        | 1.097             | 334.869.192             | 61              | 17,39           |
| FP 0,95 ind. (< geração)     | 12.718      | 13.934.006        | 1.096             | 334.416.144             | 55              | 15,61           |
| FP 0,95 cap. (> inversor)    | 12.718      | 13.765.859        | 1.082             | 330.380.616             | 85              | 24,10           |
| FP 0,95 ind. (> inversor)    | 12.718      | 13.412.349        | 1.055             | 321.896.376             | 84              | 23,73           |
| Nível CC = 37 MVA            | 12.717      | 13.825.972        | 1.087             | 331.823.328             | 72              | 20,29           |
| Nível CC = 50.000 MVA        | 12.717      | 13.706.740        | 1.078             | 328.961.760             | 57              | 16,20           |
| PV em UCs 2ø e UCs 3ø        | 12.479      | 11.714.457        | 939               | 281.146.968             | 45              | 12,87           |
| Temperatura + 20 °C          | 12.718      | 13.455.273        | 1.058             | 322.926.552             | 56              | 15,78           |
| PV em 40% das UCs            | 12.718      | 11.712.867        | 921               | 281.108.808             | 64              | 18,18           |
| PV em 60% das UCs            | 12.718      | 9.561.820         | 752               | 229.483.680             | 55              | 15,51           |
| PV em 80% das UCs            | 12.718      | 7.798.048         | 613               | 187.153.152             | 42              | 11,80           |
| PV em 100% das UCs           | 12.718      | 14.753.280        | 1.160             | 354.078.720             | 54              | 15,17           |
| 25% dos PVs com SAE (fixo)   | 12.718      | 13.684.898        | 1.076             | 328.437.552             | 58              | 16,51           |
| 50% dos PVs com SAE (fixo)   | 12.718      | 13.544.050        | 1.065             | 325.057.200             | 56              | 15,93           |
| 100% dos PVs com SAE (fixo)  | 12.718      | 13.290.770        | 1.045             | 318.978.480             | 58              | 16,55           |
| 25% dos PVs com SAE (UC)     | 12.718      | 13.553.416        | 1.066             | 325.281.984             | 59              | 16,59           |
| 50% dos PVs com SAE (UC)     | 12.718      | 13.267.870        | 1.043             | 318.428.880             | 57              | 16,23           |
| 100% dos PVs com SAE (UC)    | 12.718      | 12.788.500        | 1.006             | 306.924.000             | 59              | 16,71           |
| 25% dos PVs com SAE (UC+PV)  | 12.718      | 13.436.291        | 1.056             | 322.470.984             | 66              | 18,63           |
| 50% dos PVs com SAE (UC+PV)  | 12.718      | 12.876.319        | 1.012             | 309.031.656             | 61              | 17,17           |
| 100% dos PVs com SAE (UC+PV) | 12.718      | 4.524.239         | 356               | 108.581.736             | 26              | 7,49            |
| PVs 3ø – conexão rand.       | 12.718      | 13.776.029        | 1.083             | 330.624.696             | 69              | 19,50           |
| Sem eficiência               | 12.718      | 13.577.354        | 1.068             | 325.856.496             | 58              | 16,36           |
| Sem Pot x Temp               | 12.718      | 13.786.341        | 1.084             | 330.872.184             | 57              | 16,20           |
| Loc=Mínimo R <sub>1</sub>    | 12.718      | 14.445.840        | 1.136             | 346.700.160             | 41              | 11,62           |
| Loc=Máximo R <sub>1</sub>    | 12.718      | 14.850.590        | 1.168             | 356.414.160             | 97              | 27,39           |
| 0,97 pu                      | 12.466      | 13.455.231        | 1.079             | 322.925.544             | 54              | 15,74           |
| 0,99 pu                      | 12.466      | 13.317.107        | 1.068             | 319.610.568             | 56              | 16,24           |
| 1,01 pu                      | 12.466      | 13.815.748        | 1.108             | 331.577.952             | 60              | 17,36           |
| 1,03 pu                      | 12.466      | 14.660.767        | 1.176             | 351.858.408             | 63              | 18,15           |

## 5. CURVA DE CARGA

Impulsionado principalmente pelo contínuo aumento da penetração de tecnologias emergentes nas redes de baixa tensão, é crescente o interesse em estudos voltados para estas redes, como já citado nos capítulos anteriores. Com isso, um dado que tem elevada influência nos estudos apresentados anteriormente e que, embora tenha sido investigado por décadas, ainda demanda melhorias em sua representação são as curvas de carga dos consumidores conectados neste nível de tensão, em especial consumidores residenciais que tendem a apresentar características mais distintas. Nas simulações realizadas até o momento as curvas de carga foram consideradas como variáveis determinísticas, principalmente visando facilitar a questão da aplicabilidade da metodologia pelo engenheiro da concessionária, dado o volume de informações, porém, tais curvas possuem característica estocástica. Para determinados estudos voltados para a rede de média tensão, considerando alimentadores completos, perfis de carga típicos podem ser suficientes para representar o comportamento dos consumidores, pois quanto maior o número de consumidores agregados, menor será o impacto do erro acarretado devido às aproximações aplicadas. Entretanto, ao realizar estudos em transformadores MT/BT, em que há uma menor concentração de consumidores, surge a necessidade de obter curvas de carga mais precisas, o que se torna ainda mais relevante ao almejar a integração com veículos elétricos e microgeração distribuída.

Dada a relevância de representar tais comportamentos de forma mais detalhada e fidedigna, vários trabalhos foram desenvolvidos nos últimos anos com o objetivo de minimizar os impactos causados pela falta desta informação [72]-[76]. Essas estratégias podem ser classificadas como *bottom-up* e *top-down*. De forma geral, a estratégia *bottom-up* objetiva obter uma curva agregada precisa com base em curvas individuais de equipamentos, enquanto a *top-down* tenta obter curvas de cargas que possam representar melhor a realidade a partir de curvas representativas que já passaram por um processo de agregação. Por exemplo, em [72] uma abordagem *bottom-up* é aplicada por meio de cadeia de Markov para modelar o comportamento de alguns equipamentos residenciais e, com base na curva de cada equipamento, construir a curva de carga residencial agregada. A distribuição dos equipamentos em cada residência é realizada através de dados estatísticos. Em [73], perfis de carga do setor residencial do Reino Unido são obtidos a partir de uma combinação entre cadeia de Markov e Monte Carlo. Este estudo também adota a estratégia *bottom-up* sendo inicialmente modelado as atividades de uma determinada pessoa e em seguida convertido para o uso dos equipamentos para pôr fim construir

a curva de carga da residência. Já em [75], é aplicada uma abordagem *top-down*, em que levando em conta curvas de carga residencial ao longo de um ano é obtido um perfil para cada residência, os quais em seguida são agregados com base em características comuns para obter agrupamentos (*clusters*). Com os *clusters* obtidos e considerando informações referentes a probabilidades de cada comportamento, é aplicada cadeia de Markov com o objetivo de obter curvas mais realistas. Essa abordagem é interessante do ponto de vista da questão de privacidade dos dados dos consumidores, que no Brasil é protegido através da Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD), de agosto de 2018 [77].

Com base nos pontos citados, as contribuições deste capítulo são: 1) apresentar um método simples para ser empregado no ambiente de uma concessionária com as informações disponíveis atualmente utilizando cadeia de Markov para obter curvas de carga sintéticas; 2) demonstrar a necessidade de empregar curvas de carga que representem o comportamento dos consumidores de forma mais detalhada; 3) apresentar resultados integrando todas as tecnologias emergentes avaliadas nos capítulos anteriores com as curvas de carga sintéticas obtidas neste capítulo.

## **5.1. Curvas de Carga Medidas**

As medições utilizadas para este estudo foram fornecidas por uma concessionária brasileira, obtidas durante o processo de RTP. O intervalo das medições é de 5 minutos, resultando, portanto, em curvas diárias com 288 pontos. Após a realização de um tratamento inicial nas medições, como por exemplo, remover curvas com valores nulos, aplicar interpolação quando necessário etc., foram selecionados 867 consumidores de baixa tensão, divididos em 385 residenciais, 214 comerciais e 268 rurais. As medições da classe residencial são divididas em estratos de acordo com o estabelecido pelo módulo 2 do PRODIST [78], porém para as demais classes optou-se por agrupar de acordo com o código de Classificação Nacional de Atividade Econômica (CNAE), definidos pela Secretaria da Receita Federal do Brasil [79]. Na Tabela 5.1 são apresentados os estratos dos consumidores da classe residencial, na Tabela 5.2 são apresentadas as principais atividades encontradas para a classe comercial e na Tabela 5.3, por sua vez, as principais atividades para a classe rural. Vale ressaltar que cada classe de consumidor possui características bem distintas.

**Tabela 5.1 – Estratos das medições da classe residencial.**

| Estrato (kWh) | Quantidade de UCs |
|---------------|-------------------|
| 0 - 100       | 78                |
| 100 - 220     | 117               |
| 220 - 500     | 102               |
| 500 - 1000    | 47                |
| > 1000        | 41                |

**Tabela 5.2 – Principais medições de atividades da classe comercial.**

| Código de atividade   | Quantidade de UCs |
|---|-------------------|
| outras atividades de serviços pessoais não espec. anter.  | 22                |
| com. atacadista especializado em outros prod. alimentícios não espec. anter.                              | 18                |
| com. varejista de outros prod. não espec. anter.  | 14                |
| lanchonetes, casas de chá, de sucos e similares   | 14                |
| com. varejista de produtos alimentícios em geral ou especializado em prod. alimentícios não espec. anter. | 11                |
| serv. de manutenção e reparação mecânica de veículos automotores  | 10                |
| com. varejista de artigos do vestuário e acessórios.  | 7                 |
| com. varejista de combustíveis para veículos automotores  | 6                 |

**Tabela 5.3 – Principais medições de atividades da classe rural.**

| Código de atividade                     | Quantidade de UCs |
|---|-------------------|
| agricultura                             | 197               |
| bovinocultura                           | 16                |
| criação animal, exclusive bovinocultura | 13                |
| criação de bovinos para corte           | 8                 |
| cultivo de cana-de-açúcar               | 7                 |
| irrigação                               | 6                 |

A quantidade total de curvas de carga (a quantidade de curvas associadas a cada consumidor é diferente devido à validação) é 28.005. Estas medições incluem curvas referentes a dia útil (19.948), sábado (4.023) e domingo (4.034), porém para os estudos deste trabalho são selecionadas apenas as curvas de dia útil, representadas por 8.800 residenciais, 4.995 comerciais e 6.153 rurais. Neste trabalho todas as medições são normalizadas empregando suas potências médias horárias. O valor da potência média  $P_b$  pode ser obtido por meio de (20):

$$P_b = \int_1^{24} C(t)dt \approx \frac{\text{consumo mensal (kWh)}}{24 * n_{\text{dias}}} \quad (20)$$

em que  $C(t)$  seria a curva de carga diária de uma determinada UC no intervalo  $t$  (0-24 h).

## 5.2. Cadeia de Markov

Neste trabalho, é adotada uma estratégia *top-down*, utilizando cadeia de Markov para obter perfis de carga sintéticos a partir do conjunto de medições detalhado na seção anterior. Para a aplicação deste método são utilizadas todas as curvas individuais de cada consumidor (19.948 curvas de carga de dia útil) já normalizadas através da potência média horária, conforme (20).

Um processo estocástico é dito Markoviano quando seus estados futuros dependem apenas dos estados atuais, portanto, independente dos estados passados. Em uma cadeia de Markov, as probabilidades de transição podem ser descritas matricialmente por meio da Matriz de Probabilidade de Transição (MPT) (do inglês, *Transition Probability Matrix – TPM*), conforme (21):

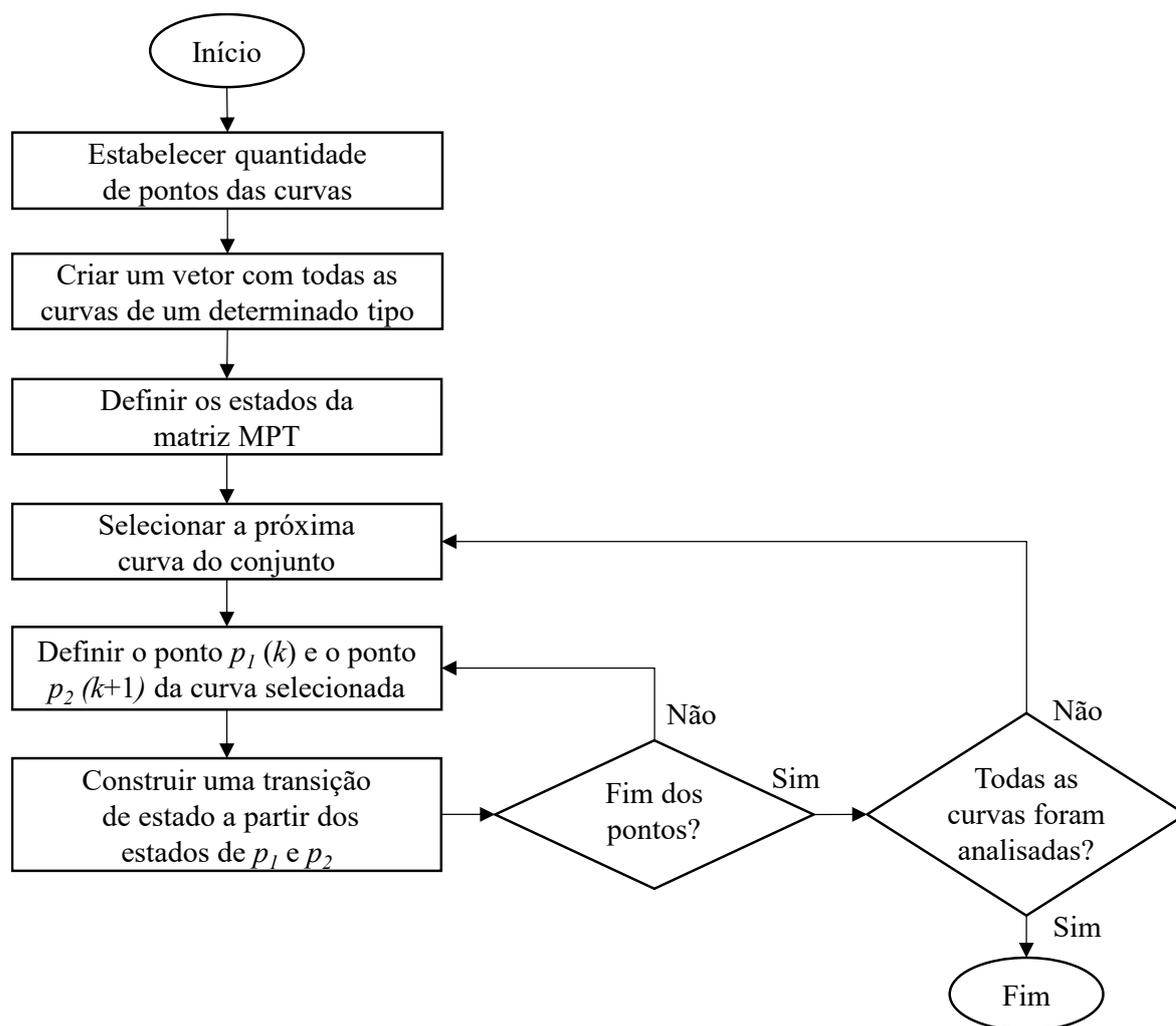
$$MPT = \begin{bmatrix} P_{0.00 \rightarrow 0.00} & \cdots & P_{0.00 \rightarrow M} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{M \rightarrow 0.00} & \cdots & P_{M \rightarrow M} \end{bmatrix} \quad (21)$$

em que  $p_{i \rightarrow j} = P\{X(k+1) = j | X(k) = i\}$  representa a probabilidade de transição do estado  $i$  para o estado  $j$ . A MPT geralmente é esparsa e a tendência é que a variação entre um determinado estado e o estado seguinte seja próxima, embora algumas curvas de carga possam apresentar certas variações bruscas ao longo do dia, como por exemplo, na partida de um motor, ou quando se liga um chuveiro elétrico. A soma das colunas da matriz MPT é igual a 1 (ou a soma das linhas, dependendo de como for estruturada a matriz). A quantidade de estados é definida de acordo com a necessidade de cada estudo.

Neste trabalho, após exaustivas análises, foram definidos 151 estados para cada tipo de curva. Como se utiliza valores em pu e as curvas foram normalizadas pela potência média, optou-se por dividir os estados em dois grupos, em que no primeiro grupo se encontram os estados com valor até 1 pu (onde é esperado a maior concentração dos pontos) e o segundo grupo, os estados com valor acima de 1 pu, portanto, tem-se:

- Grupo 1: 101 pontos, onde o limite inferior é dado pelo menor valor entre todos os pontos das curvas do conjunto e o limite superior é dado pelo mínimo entre 1 pu e o maior valor de todos os pontos das curvas analisadas;
- Grupo 2: 50 pontos, onde o limite inferior é igual a 1,01 pu e o limite superior é o maior valor entre todos os pontos das curvas analisadas. Se o valor máximo encontrado é menor que 1 pu, estes estados são descartados. Caso o valor máximo esteja entre 1 e 1,01, ele é adicionado como um novo estado.

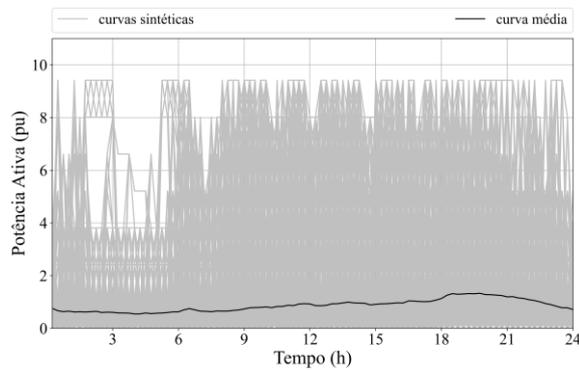
Após a definição dos estados da MPT, para cada curva do conjunto analisado são percorridos todos os pontos. Para cada ponto é verificado qual é o estado mais próximo e, a partir do estado futuro (ponto seguinte) são construídas as transições de estado. Caso a transição de estado já exista, é incrementado um valor unitário na contagem para esta transição; caso contrário, uma nova transição é criada com valor igual a 1. Em seguida as probabilidades das propriedades de transição são normalizadas de tal forma que a soma da coluna seja igual a 1. Com isso, para cada ponto da curva de carga é construída uma matriz de 151 x 151. No fluxograma apresentado na Figura 5.1 o algoritmo é detalhado.



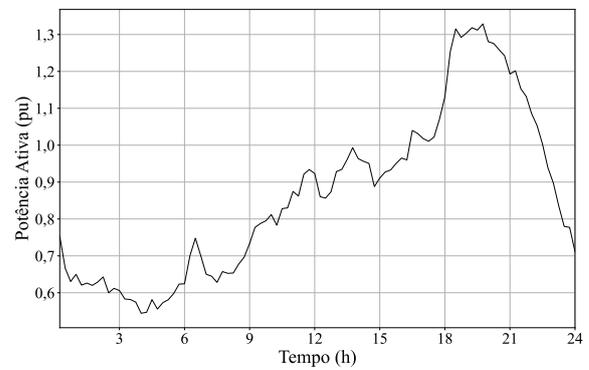
**Figura 5.1 – Fluxograma do método de Cadeia de Markov.**

Com a MPT definida, para cada nova solicitação feita ao algoritmo é construída uma nova curva sintética através de um processo estocástico, em que o primeiro ponto da curva é obtido de forma randômica entre os pontos disponíveis para o estado inicial e, a partir deste, o valor de cada novo ponto é determinado utilizando como base a probabilidade de transição do ponto atual para o próximo. Nas figuras a seguir (Figura 5.2-Figura 5.8) são apresentadas as curvas sintéticas geradas e que serão utilizadas nos estudos deste capítulo, assim como sua

respectiva média. Como comparativo, na Figura 5.9, na Figura 5.10 e na Figura 5.11 são dadas as curvas de carga típicas adotadas nos estudos dos capítulos anteriores, em que cada consumidor é associado a uma mesma curva ao longo de todos cenários avaliados.

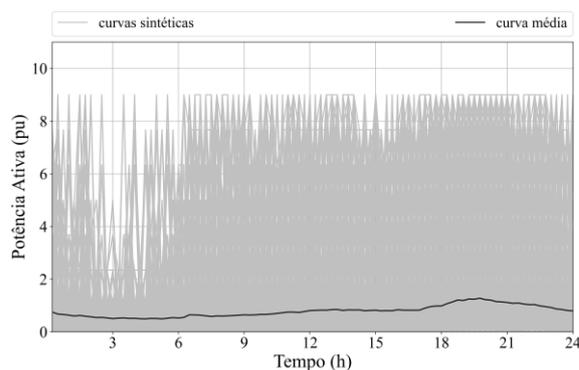


(a) 50.002 curvas.

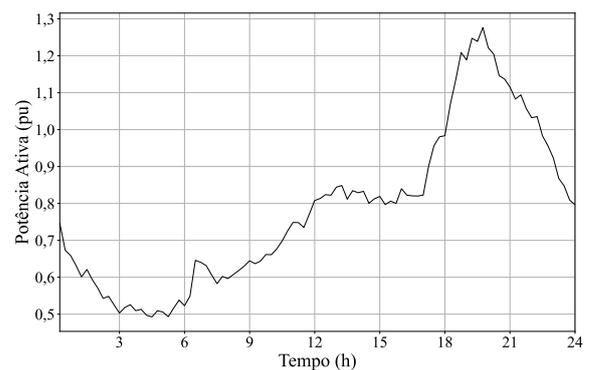


(b) Curva média.

Figura 5.2 – Curvas de carga – Residencial – 0 kWh a 100 kWh.

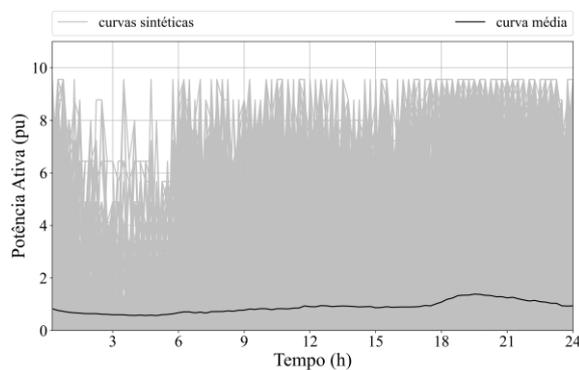


(a) 44.667 curvas.

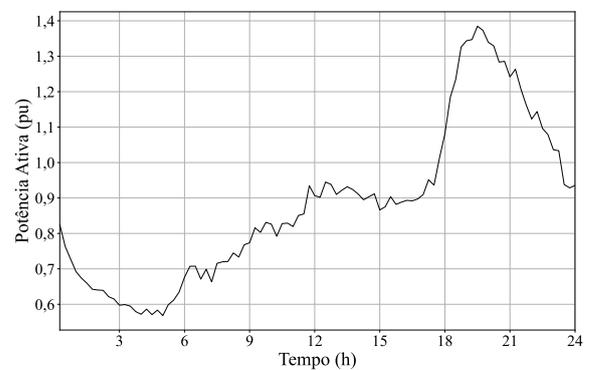


(b) Curva média.

Figura 5.3 – Curvas de carga – Residencial – 100 kWh a 220 kWh.

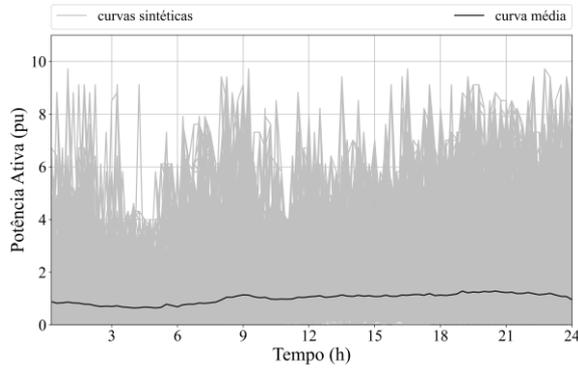


(a) 56.457 curvas.

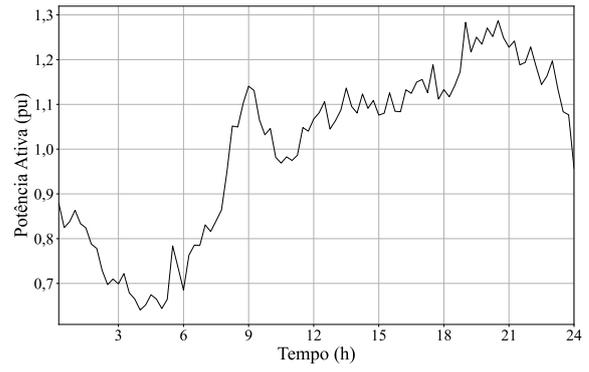


(b) Curva média.

Figura 5.4 – Curvas de carga – Residencial – 220 kWh a 500 kWh.

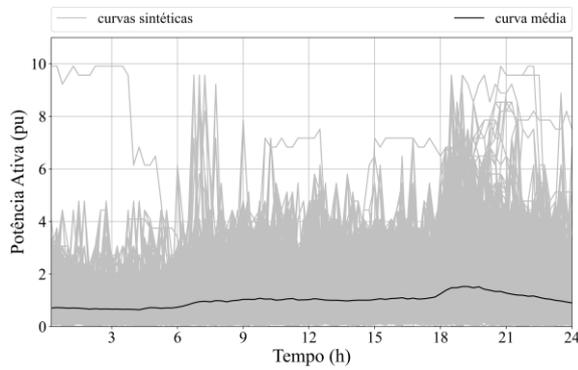


(a) 46.250 curvas.

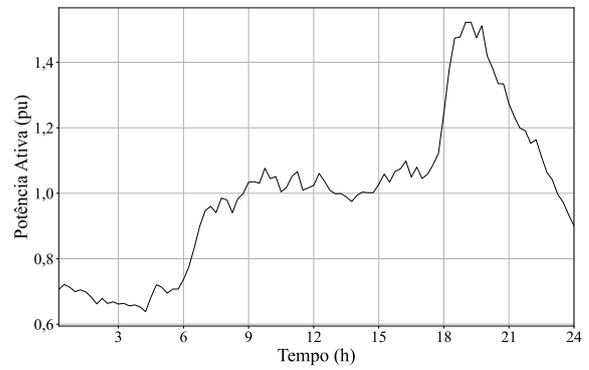


(b) Curva média.

Figura 5.5 – Curvas de carga – Residencial – 500 kWh a 1.000 kWh.

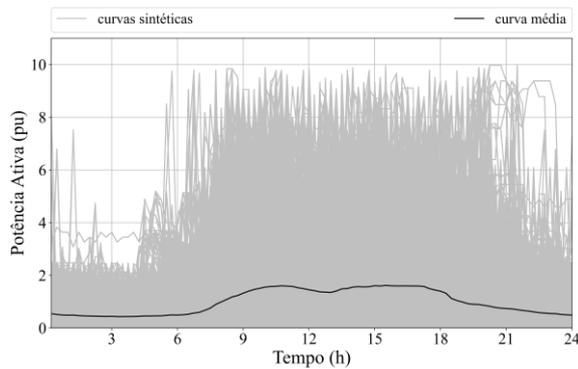


(a) 40.628 curvas.

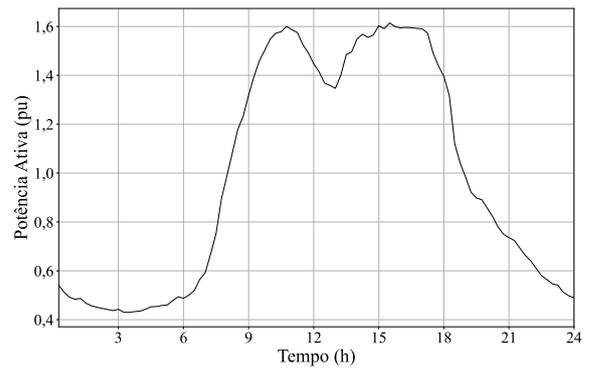


(b) Curva média.

Figura 5.6 – Curvas de carga – Residencial – >1.000 kWh.

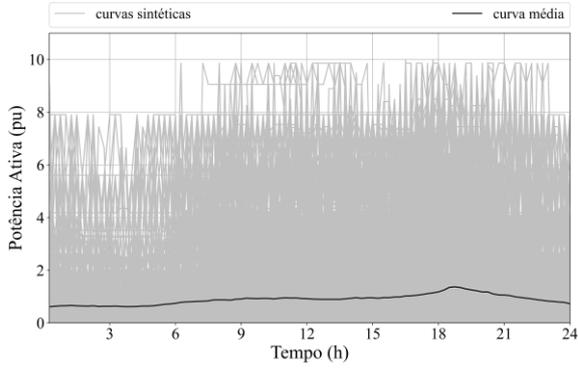


(a) 85.010 curvas.

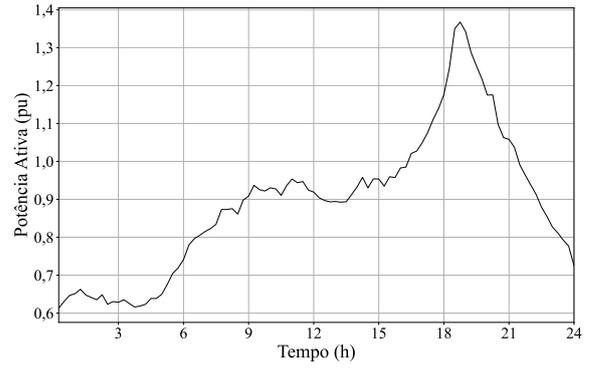


(b) Curva média.

Figura 5.7 – Curvas de carga – Comercial.



(a) 16.779 curvas.



(b) Curva média.

Figura 5.8 – Curvas de carga – Rural.

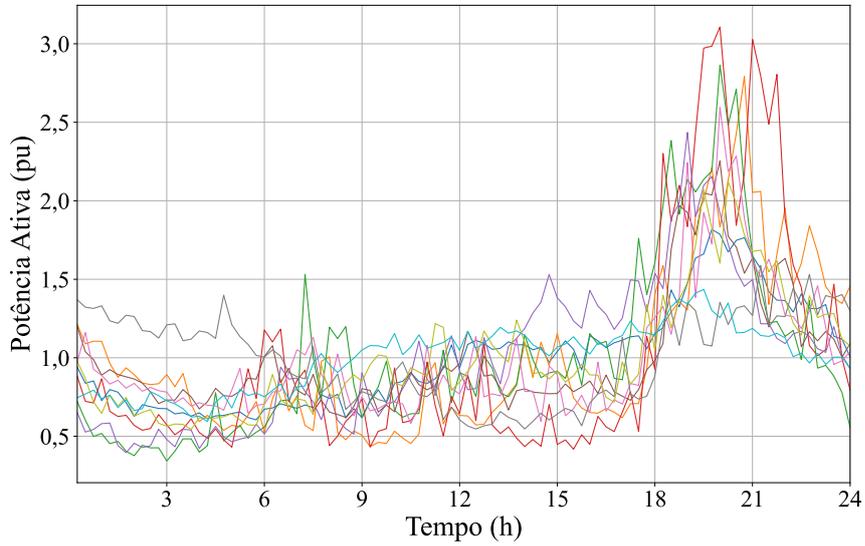


Figura 5.9 – Curvas de carga típicas – Residencial.

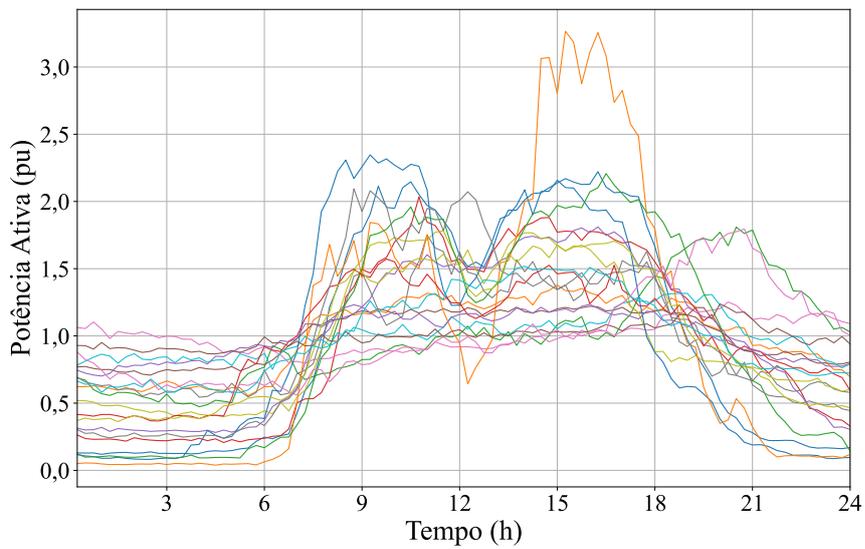
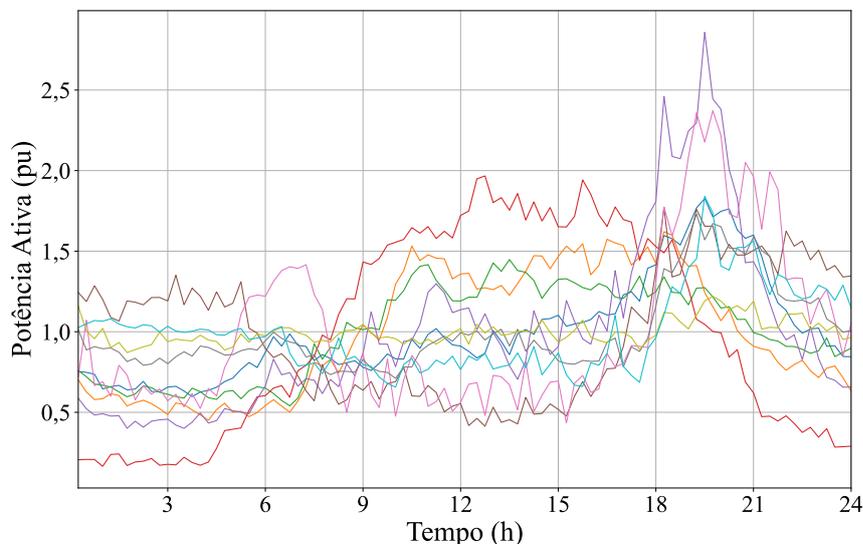


Figura 5.10 – Curvas de carga típicas – Comercial.



**Figura 5.11 – Curvas de carga típicas – Rural.**

### **5.3. Resultados**

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com os estudos considerando a curva de carga como uma variável estocástica. Também são apresentados estudos envolvendo VE e PV. Assim como nos capítulos anteriores, os resultados são acompanhados de discussões de como os mesmos podem ser interpretados pelos engenheiros das concessionárias de energia. Para a realização dos estudos deste capítulo, inicialmente são utilizadas as 12.718 redes aplicadas para as análises de sensibilidade dos Capítulos 3 e 4.

#### **5.3.1. Curvas de Carga Estocástica**

Neste primeiro teste, é avaliado o impacto de se trabalhar com a variação das curvas de carga vinculadas a cada consumidor. Visto que não será inserido uma tecnologia (VE ou PV), neste teste não se tem como objetivo determinar uma capacidade de hospedagem, mas apenas avaliar o impacto com relação às métricas avaliadas.

Com base na Figura 5.12, nota-se que das 12.718 que inicialmente não apresentavam problema de violação, apenas 80% continuaram a não apresentar problemas ao tornar a curva de carga como uma variável randômica, sendo que os problemas detectados se concentram na subtensão e no carregamento das linhas, o que é esperado dado que as curvas sintéticas utilizadas para representar o comportamento dos consumidores possuem picos mais elevados do que as curvas típicas. Por meio deste resultado é possível constatar que uma modelagem mais adequada do comportamento dos consumidores de baixa tensão pode acarretar impactos consideráveis.

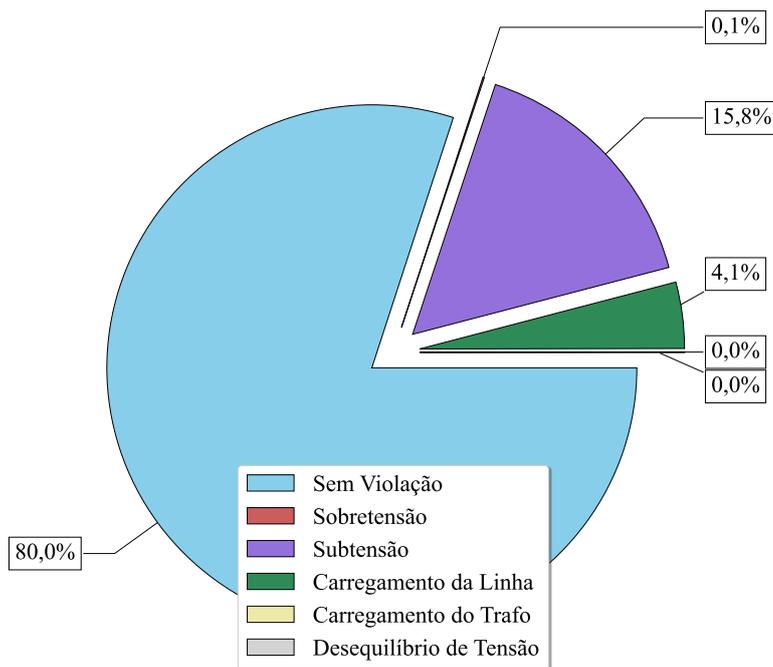


Figura 5.12 – Sensibilidade dos impactos técnicos com curvas de carga estocástica.

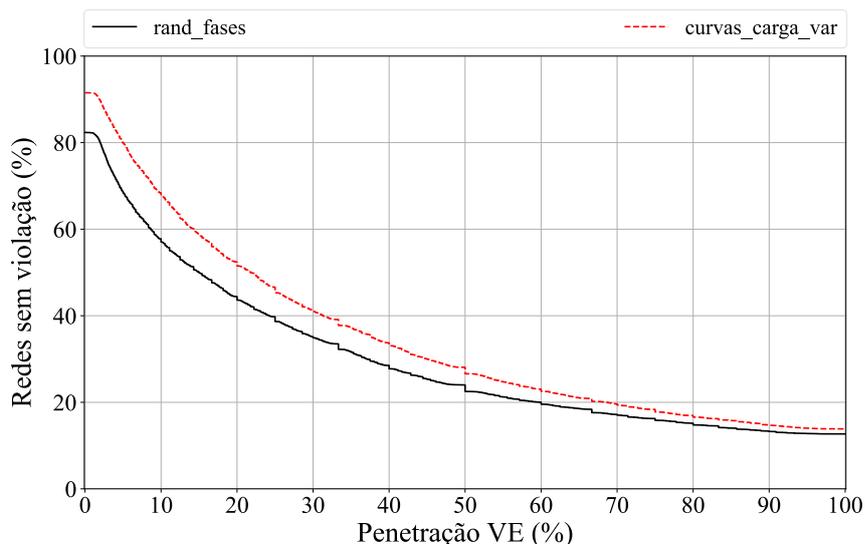
### 5.3.1. Curvas de Carga Estocástica com VE

O estudo discutido nesta seção considera integrar a variação das curvas de carga e a penetração de veículos elétricos. Para isso, as redes que apresentaram alguma violação na seção anterior são removidas, restando 10.154 redes. Adicionalmente o VE é modelado conforme Seção 3.3.4.9, em que os consumidores trifásicos podem possuir um carregador conectado em duas ou em três fases.

Pela Tabela 5.4 e pela Figura 5.13 é possível notar que, ao considerar curvas de carga variáveis para os consumidores, ocorreu um aumento da CHVE média e na quantidade de redes que suportam até 100% de penetração de VEs. Isso ocorre principalmente pelo fato de que, apesar da demanda máxima se encontrar entre 18 e 21 horas, conforme a média das curvas apresentadas, a probabilidade de os picos serem coincidentes é menor do que para o caso utilizando curvas de carga típicas. É importante destacar que os valores apresentados para o caso usado como base (UCs trifásicas com carregadores bifásicos e trifásicos) são maiores que os obtidos na Seção 3.3.4.9 pelo fato de terem sido removidas 2.564 redes para este estudo.

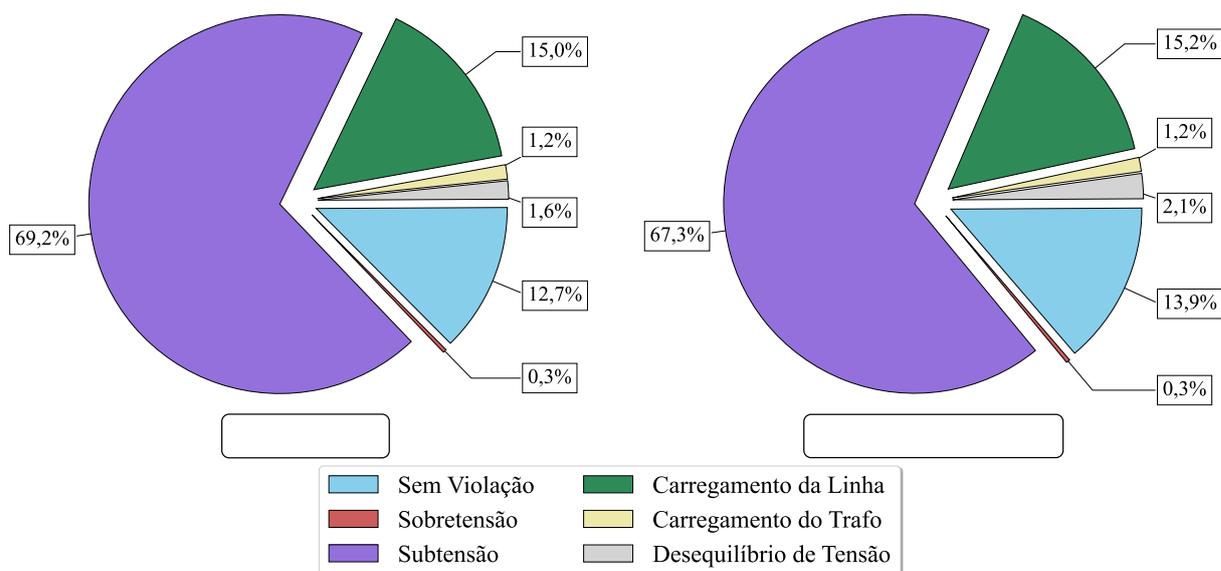
Tabela 5.4 – Comparativo CHVE – Inclusão de curvas de carga variadas.

| Estudo                 | Nº redes BT | CHVE (%) – 100% VE | CHVE média (%) | CHVE desvio (%) |
|------------------------|-------------|--------------------|----------------|-----------------|
| VEs 3ø – conexão rand. | 10.154      | 12,69              | 29,91          | 34,04           |
| curvas de carga var    | 10.154      | 13,86              | 34,72          | 34,03           |



**Figura 5.13 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Inclusão de curvas de carga variadas.**

Na Figura 5.14 são dados os critérios mais restritivos para ambos os casos e percebe-se que o comportamento é muito similar para as duas condições.



**Figura 5.14 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Inclusão de curvas de carga variadas.**

Estes resultados podem ser interessantes para o engenheiro da concessionária, dado que uma melhor representação do comportamento dos consumidores pode contribuir para mitigar os impactos técnicos decorrentes da conexão de VEs nas redes de distribuição. Por exemplo, para 20% de penetração de VE, o percentual de redes sem violação ao considerar as curvas típicas é igual a 43,94%, enquanto para o cenário em que se considera curvas de carga variadas, este valor é igual a 52,14%, o que representa um aumento considerável.

### 5.3.2. Curvas de Carga Estocásticas com PV

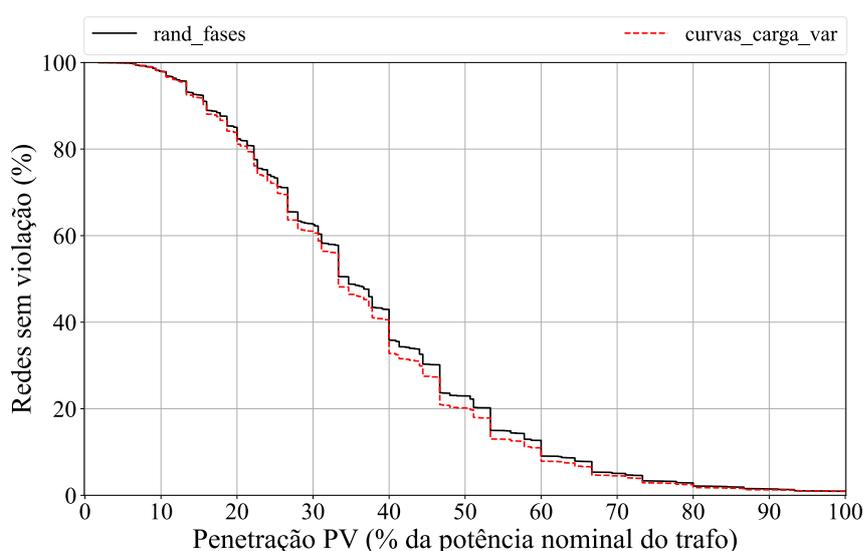
Nesta seção, o estudo realizado é similar ao da seção anterior, porém aplicado ao caso com PV, e, portanto, novamente são utilizadas 10.154 redes. De forma complementar, o PV é modelado conforme Seção 4.3.3.8, em que os consumidores trifásicos podem possuir um inversor conectado em duas ou em três fases.

Os resultados obtidos são demonstrados na Tabela 5.5, na Figura 5.15 e na Figura 5.16. É constatado uma leve queda na CHPV média e no percentual de redes que acomodam até 100% de PVs. Observa-se pela Figura 5.16 que ao considerar curvas de carga definidas como variável estocástica, o percentual de violações por subtensão dobra em relação ao caso com curvas de carga como variável determinística, o que é esperado dado que, com o uso de curvas sintéticas, para alguns consumidores há um instante de elevada demanda no período simulado.

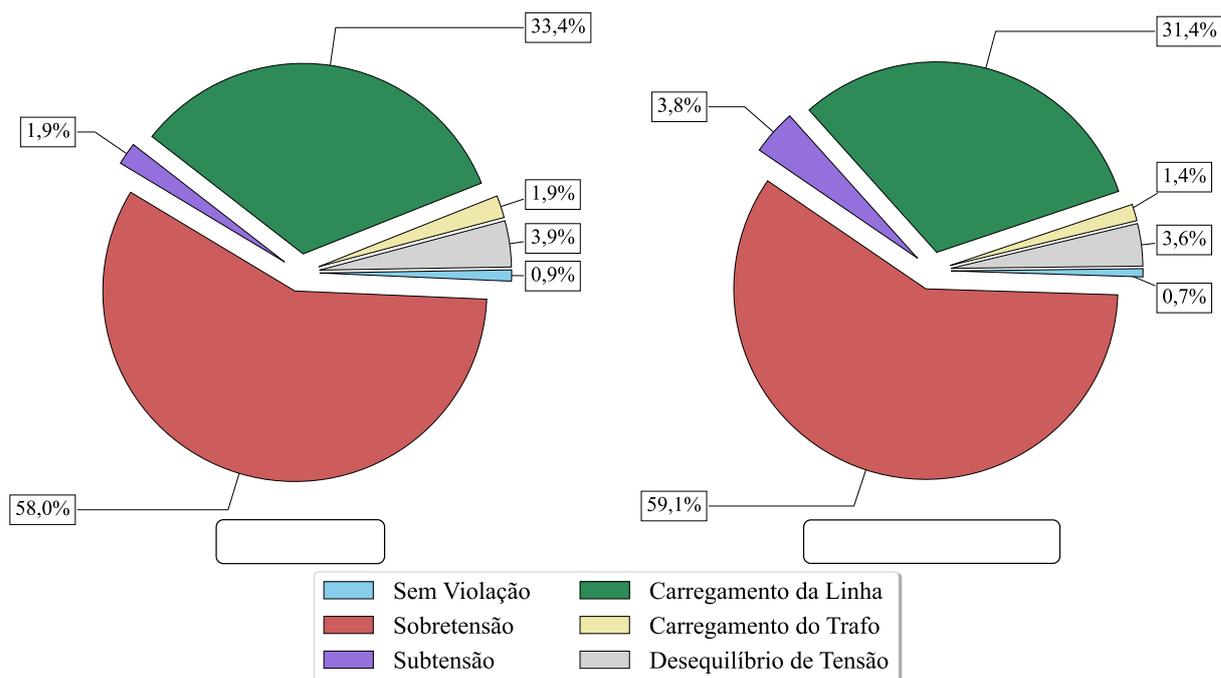
Neste estudo, os resultados apresentados caminham em uma direção oposta ao observado para o VE na seção anterior, pois são mais conservadores que o caso tido como base. Porém, da mesma forma, são úteis para os engenheiros das distribuidoras, de tal forma que determinados problemas podem estar sendo negligenciados ao empregar técnicas de análise de risco com o uso de curvas de carga típicas.

**Tabela 5.5 – Comparativo CHPV – Inclusão de curvas de carga variadas.**

| Estudo                 | Nº redes BT | CHPV (%) – 100% PV | CHPV média (%) | CHPV desvio (%) |
|------------------------|-------------|--------------------|----------------|-----------------|
| PVs 3ø – conexão rand. | 10.154      | 0,95               | 37,50          | 18,03           |
| curvas de carga var    | 10.154      | 0,92               | 36,38          | 17,54           |



**Figura 5.15 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de PV – Inclusão de curvas de carga variadas.**



**Figura 5.16 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de PV – Inclusão de curvas de carga variadas.**

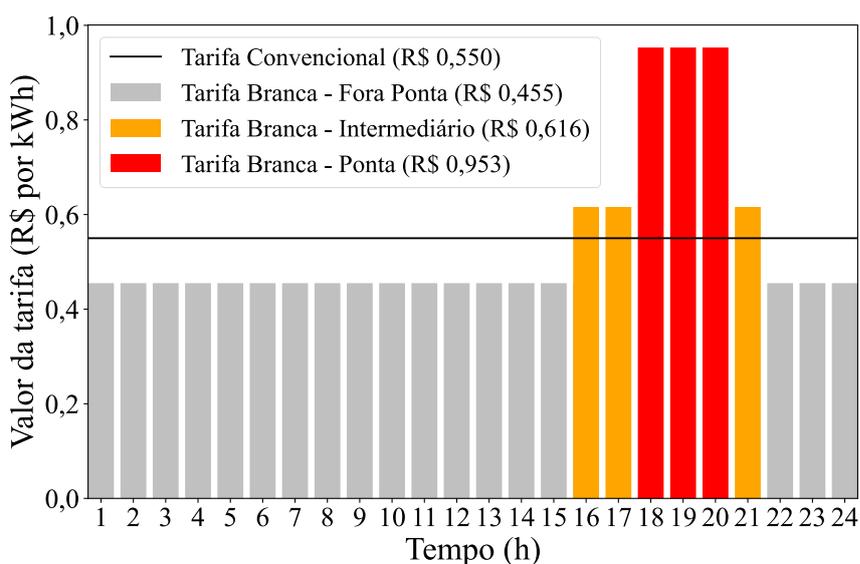
### 5.3.3. Curvas de Carga Estocástica com VE e PV

Por fim, neste último estudo a ideia é realizar uma análise integrada considerando de forma simultânea a presença de veículos elétricos, geradores fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia. É avaliado o cenário com as curvas de carga típicas e com as curvas de carga sintéticas apresentadas neste capítulo. Os VEs e os PVs novamente são modelados conforme Seção 3.3.4.9 e Seção 4.3.3.8, respectivamente, e são utilizadas 10.154 redes.

Para facilitar a análise dos resultados, optou-se que apenas uma das tecnologias (VE ou PV) pode ser definida com o nível de penetração variável, enquanto a outra permanece com este valor fixo ao longo de toda simulação. Este procedimento também é adotado visando melhorar a convergência do processo, caso contrário, seria necessário definir prioridades a fim de evitar longos períodos de simulação. Como a presença dos VEs não possui um impacto direto na alteração da capacidade de hospedagem dos PVs, considerando ambos atuando em períodos distintos, para esta seção é definido o veículo elétrico com nível de penetração variável e os geradores fotovoltaicos com nível de penetração fixo. São considerados dois níveis de penetração para o PV, 20% e 40% da capacidade do transformador sendo distribuídos em 100% das UCs aptas a receberem tal tecnologia.

Para que possa ser observado o impacto da presença dos PVs na capacidade de hospedagem dos VEs é necessário a existência de sistemas armazenadores de energia, visando armazenar uma parcela da energia gerada pelos PVs e posteriormente utilizar tal energia com o

objetivo de suavizar a recarga dos VEs, adotando a premissa de que estes eventos ocorrem em períodos distintos ao longo do dia, com isso todas as UCs com PV também recebem a conexão de um SAE. Com o objetivo de ter uma perspectiva pelo lado do consumidor, um novo controle é adotado para os armazenadores, visando o deslocamento de uma parcela da energia do horário de maior tarifação para o horário de menor tarifação. Com isso, os gatilhos de despacho para carregar e descarregar o SAE são definidos por períodos do dia com base na tarifa branca adotada para a concessionária avaliada, conforme Figura 5.17 [80]. Portanto, o período estabelecido para o carregamento dos armazenadores é das 8 às 16 horas e o período para a descarga é das 16 horas em diante. Com o objetivo de facilitar a análise, todos os sistemas de armazenamento iniciam o dia com energia igual a 20% de sua capacidade. As demais variáveis são mantidas conforme Seção 4.3.3.7 , sendo adotados valores fixos para a potência ativa nominal e capacidade nominal dos armazenadores (Tabela 4.17). Destaca-se que as taxas de carga e descarga para o modelo utilizado são constantes.



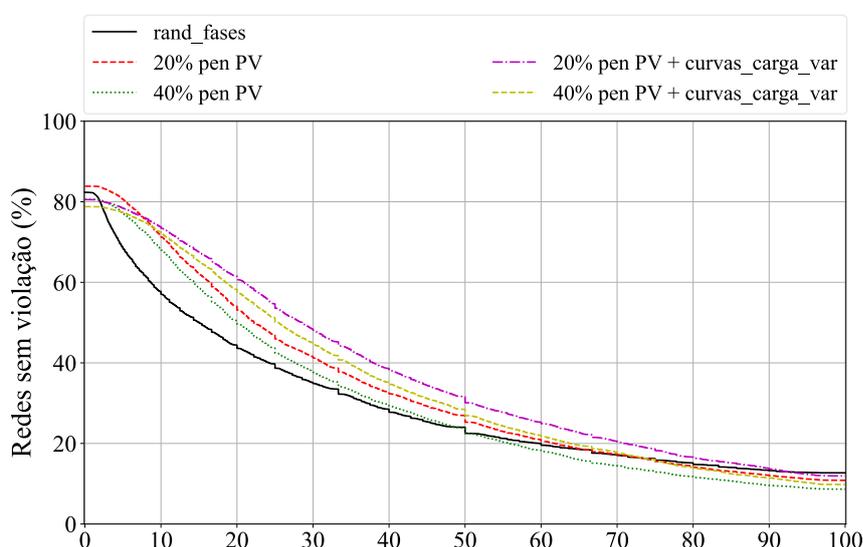
**Figura 5.17 – Tarifa Convencional e Tarifa Branca para concessionária analisada.**

Com base na Tabela 5.6 e na Figura 5.18, observa-se que com um maior percentual de penetração de PV, ocorre uma queda nos valores de CHVE, o que se dá devido a violações ocasionadas com o aumento da capacidade dos PVs instalados, ou seja, não possui relação direta com os veículos elétricos. Também é possível notar que tanto o percentual de redes que suportam 100% de penetração de VE quanto a CHVE média aumentam ao considerar curvas de carga variadas na presença de PVs, o que é esperado devido às explicações dadas nas seções anteriores. Ao considerar todas as UCs aptas com um PV e um sistema de armazenamento de energia, com um nível de penetração igual a 20% da potência nominal do transformador, é possível elevar a CHVE média em 3,79% no cenário com curvas de carga típicas e 7,50% no

cenário com curvas de carga variáveis. Para um nível de penetração igual a 40% da potência nominal do transformador, estes valores são 0,83% e 4,75%, respectivamente. Tal informação é interessante do ponto de vista de integração entre tais tecnologias e mitigação dos problemas causados pela conexão destas.

**Tabela 5.6 – Comparativo CHVE – Inclusão de PV e curvas de carga variadas.**

| Estudo                           | Nº redes BT | CHVE (%)<br>100% VE | CHVE<br>média (%) | CHVE<br>desvio (%) |
|----------------------------------|-------------|---------------------|-------------------|--------------------|
| VEs 3ø – conexão rand.           | 10.154      | 12,69               | 29,91             | 34,04              |
| 20% pen PV                       | 10.154      | 10,84               | 33,70             | 32,36              |
| 20% pen PV + curvas de carga var | 10.154      | 11,94               | 37,41             | 33,56              |
| 40% pen PV                       | 10.154      | 8,65                | 30,74             | 31,06              |
| 40% pen PV + curvas de carga var | 10.154      | 9,79                | 34,66             | 32,34              |



**Figura 5.18 – Percentual de redes sem violação por nível de penetração de VE – Inclusão de PV e curvas de carga variadas.**

Pela Figura 5.18, pode-se perceber que para níveis de penetração de VE abaixo de 10%, o cenário com curvas de carga variadas pode apresentar uma acomodação menor de VEs comparado ao cenário com curvas de carga típica, o que ocorre devido à presença dos PVs, dado que, conforme constatado na seção anterior, o uso de curvas de carga variadas pode antecipar a detecção da violação de algumas métricas.

Por fim, na Figura 5.19 são dados os critérios mais restritivos para os cenários avaliados e a presença PVs acarreta a redução dos casos em que a subtensão é o principal fator. Em consequência disso, ocorre um aumento dos casos em que outras métricas se tornam mais restritivas, com destaque para a sobretensão e para o desequilíbrio de tensão que atingem, respectivamente, 7,6% e 4,7% no cenário com 40% de penetração de PV e curvas de carga variadas.

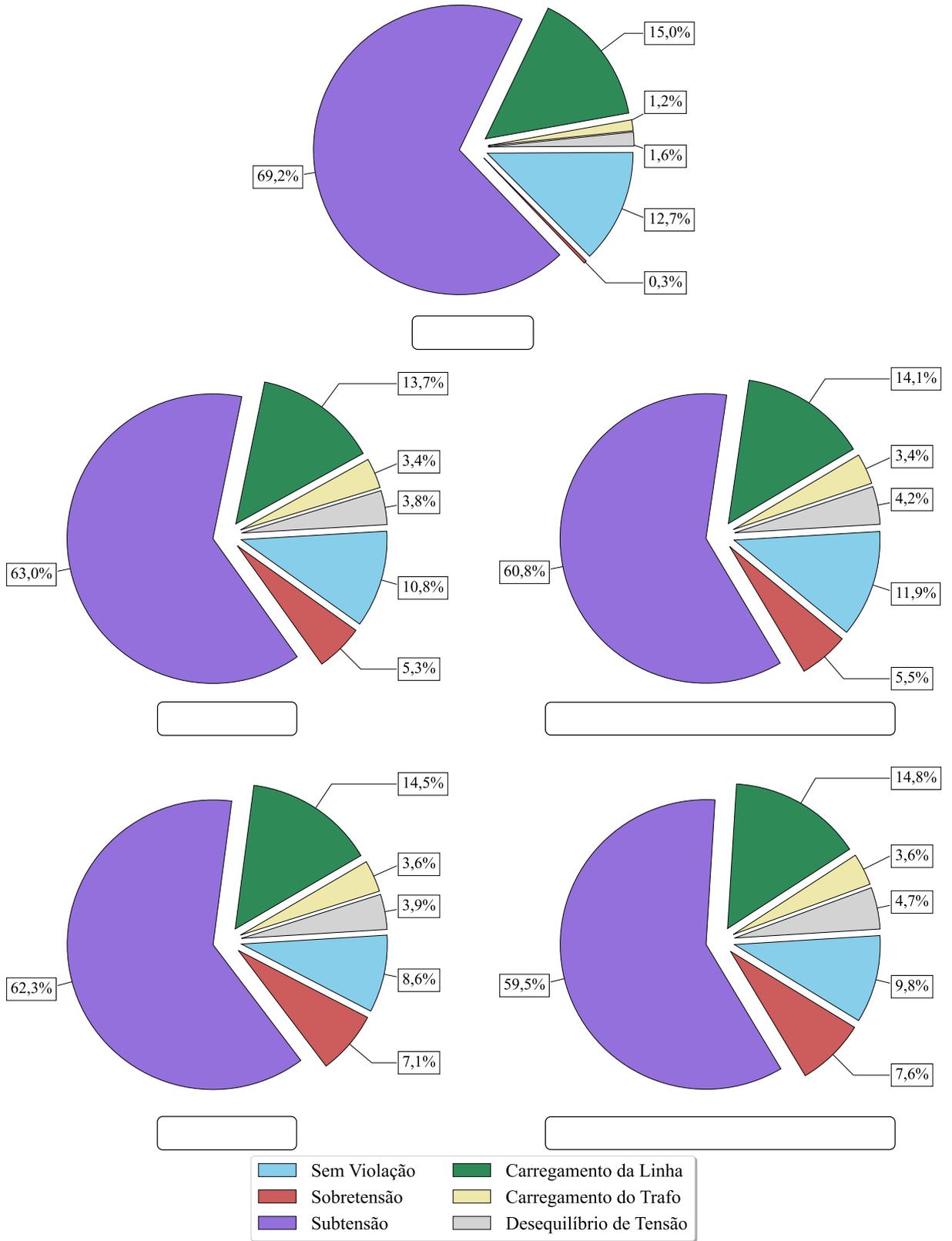


Figura 5.19 – Impactos técnicos mais restritivos à penetração de VE – Inclusão de PV e curvas de carga variadas.

## 6. CONCLUSÃO

Nesta tese, uma metodologia de análise estocástica baseada no método de Monte Carlo foi proposta com objetivo de empregar somente dados prontamente disponíveis para engenheiros das concessionárias de distribuição e sem a necessidade de uma infraestrutura computacional avançada, viabilizando a sua aplicação prática em tarefas rotineiras de planejamento para tomada de decisões. Com a metodologia desenvolvida foram avaliados os impactos referentes à modelagem do veículo elétrico e do gerador fotovoltaico na estimativa da capacidade de hospedagem destas tecnologias em milhares de redes de distribuição de baixa tensão, visando obter resultados confiáveis para auxiliar em tomadas de decisões no ambiente de uma distribuidora de energia. Adicionalmente também foram incluídas na análise variáveis relacionadas ao sistema e seu respectivo impacto, como por exemplo, a tensão primária do transformador MT/BT. Outro fator adicionado aos estudos foram os sistemas de armazenamento de energia, tecnologia considerada emergente e que também pode ter efeito significativo em como são operadas e planejadas as redes atualmente.

Com relação ao veículo elétrico, foi verificado com base nas simulações que a subtensão é o critério mais restritivo para a penetração desta tecnologia, seguido da sobrecarga nos condutores, porém é importante monitorar as demais métricas, tais como carregamento dos transformadores, desequilíbrio de tensão e sobretensão, pois de acordo com o cenário encontrado elas podem representar uma parcela considerável no impacto. De forma complementar, é interessante que a concessionária possa acompanhar o mercado de VEs, de tal forma que possa realizar um planejamento com base na evolução de vendas, assim como ter uma estimativa de determinados dados que possuem impacto direto na determinação da capacidade de hospedagem, como por exemplo, capacidade da bateria do VE, potência do carregador etc. Outro ponto relevante que a concessionária pode planejar em conjunto com o agente regulador é a necessidade da realização de campanhas que visem, por meio de compensações como a tarifa branca, incentivar os proprietários de VEs a realizarem a recarga fora do horário de pico do sistema. Ainda para o veículo elétrico, demonstrou-se a importância de modelar adequadamente a distância diária percorrida pelo usuário do VE, o início da recarga e a localização da conexão do VE de forma estocástica, dado que tais informações possuem impacto considerável na capacidade de hospedagem.

Para o gerador fotovoltaico foi constatado que a sobretensão é o critério mais restritivo para uma massiva penetração, seguido pela sobrecarga dos condutores, porém assim como para

o VE, outros critérios representam uma parcela significativa dependendo das condições encontradas, por exemplo, o desequilíbrio de tensão é outro critério que merece considerável atenção devido à possibilidade da existência de consumidores trifásicos com PVs conectados entre duas fases, face aos equipamentos presentes no mercado. Como os níveis de penetração atuais de PV no Brasil são expressivos, existe um monitoramento, inclusive por parte do regulador, desta tecnologia, de forma que as concessionárias possuem procedimentos padrões definidos para solicitação de um novo acesso de microgeração no sistema. Portanto é possível obter o percentual de penetração de PV nas redes de baixa tensão da concessionária e com base nestes valores realizar um cruzamento de dados com os resultados demonstrados no Capítulo 4, para que com isso seja possível realizar um planejamento adequado frente a presença desta tecnologia. Foi demonstrado que para o modelo do gerador fotovoltaico as informações referentes à eficiência do inversor e a temperatura do painel podem ser negligenciados para determinados estudos, visto que sem o uso destes dados o resultado se torna mais conservador e o erro implicado pode ser aceitável. Por outro lado, a localização da conexão do PV se mostrou como uma variável de grande relevância na determinação da capacidade de hospedagem e, portanto, para estudos que envolvam cenários futuros, deve ser considerada de forma estocástica, dado que para o cenário atual a localização dos PVs é conhecida.

Além da avaliação direta das consequências advindas de uma massiva penetração de tecnologias emergentes nas redes de distribuição, foi demonstrada a necessidade de modelar adequadamente as curvas de carga dos consumidores, dado que o uso de curvas típicas pode negligenciar certos efeitos em estudos do sistema de distribuição de baixa tensão. Para isso, foi proposta uma metodologia baseada em cadeia de Markov em que, com base em medições obtidas na campanha de medição da Revisão Tarifária Periódica, foram construídas curvas de carga sintéticas, tornando esta variável estocástica. Com isso é possível determinar tendências considerando determinados cenários de risco, algo que é cada vez mais necessário devido à crescente demanda pela integração de veículos elétricos e microgeração distribuída em redes de baixa tensão.

Em um estudo completo envolvendo os veículos elétricos, os geradores fotovoltaicos e os sistemas de armazenamento de energia, em conjunto com a avaliação das curvas de carga dos consumidores, foi possível demonstrar que é viável analisar a operação destas tecnologias simultaneamente, permitindo traçar estratégias para facilitar a integração desses equipamentos.

Considera-se que a metodologia desenvolvida, investigada e descrita nesta tese demonstra a importância da realização de análises estocásticas voltadas para os sistemas de distribuição de baixa tensão. Tal metodologia possui potencial para ser empregada no ambiente

das concessionárias atualmente, visto que os dados necessários para esta aplicação se encontram disponíveis para os engenheiros. De forma complementar, como todos os testes apresentados foram realizados em computadores pessoais, não é necessária uma estrutura avançada de processamento para tornar factível a integração desta metodologia com os demais processos do departamento de planejamento das distribuidoras, uma vez que as simulações das análises discutidas não requerem elevada periodicidade.

A seguir são listados os artigos publicados no período de realização do doutorado:

- BARBOSA, Tiago; ANDRADE, José C. G., TORQUATO, Ricardo; FREITAS, Walimir; IN DAD , ernanda C. L., “Use o Hosting Capacity or Management of Low-voltage and Distribution Systems”, *1<sup>st</sup> Generation, Transmission and Distribution*, v. 14, n. 13, p. 2620-2629, Jul. 2020.
- BARBOSA, Tiago; BONADIA, Rodrigo; TORQUATO, Ricardo; MEIRA, Paulo C. M.; ROLIM, Felipe B.; FREITAS, Walimir; LEMES, André L.; RODRIGUES, Luise O.; GASTALDI, André F.; FREITAS, João P. F. S., "Assessment of the Technical Loss Calculation Method Used in Brazilian Distribution Systems". In: *IEEE Power & Energy Society T&D Latin America 2020*, Montevideo, Uruguai, Set. 2020.
- BARBOSA, Tiago; RICCIARDI, Tiago R.; FREITAS, Walimir, "Obtenção e Aplicação de Curvas de Carga Representativas Utilizando Clusterização ou Cadeia de Markov". In: *XXII Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*, 2018, João Pessoa - PB. *XXII Congresso Brasileiro de Automática*, Set. 2018.
- ORIENTE PEREIRA, Caio; TEIXEIRA, Wendell W.; BARBOSA, Tiago; CUNHA, Vinícius C.; LEITE, Danilo N.; ROLIM, Felipe B. B.; LACUSTA JUNIOR, Eduardo P., "Utilização de Dados Comportamentais Reais em Estudos dos Impactos Técnicos nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Devido à Recarga de Veículos Elétricos". In: *XXIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI)*, 2018, Fortaleza - CE, Nov. 2018.

## **6.1. Trabalhos Futuros**

Tendo em vista as análises realizadas e os resultados obtidos neste trabalho, são sugeridos os seguintes possíveis trabalhos futuros:

- Análise aprofundada para melhor definição dos consumidores aptos a receberem um veículo elétrico e/ou um gerador fotovoltaico em estudos estocásticos.

- Novos estudos de sensibilidade envolvendo variáveis não discutidas ou diferentes propostas das que foram apresentadas neste trabalho, como por exemplo, um controle mais aprimorado dos sistemas de armazenamento de energia.
- Desenvolvimento de métodos aperfeiçoados para obter curvas de carga sintéticas, como por exemplo, métodos relacionando as curvas da campanha de medição com os dados obtidos a partir dos relatórios de Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Consumo (PPH).
- Aprimoramento da metodologia desenvolvida para incluir aspectos econômicos e/ou regulatórios, assim como informações mais detalhadas relacionadas ao mercado de VE e PV.

## 7. REFERÊNCIAS

- [1] International Energy Agency (IEA). “Global EV Outlook 2021 Accelerating ambitions despite the pandemic”. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>>. Acesso em: Mai. 2021.
- [2] International Renewable Energy Agency (IRENA). “ue ry ool” . Disponível em: <<https://www.irena.org/Statistics/Download-Data>>. Acesso em: Mai. 2021.
- [3] Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (ANFAVEA). “statis tica”. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/estatisticas.html>>. Acesso em: Mar., 2021.
- [4] ANEEL. “ registro de Micro e Minigeração Distribuída”. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>>. Acesso em: Mar. 2021.
- [5] EPE. “Plano Decenal de Expansão de Energia (2030)”. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>. Acesso em: Mar. 2021.
- [6] Plataforma Nacional de Mobilidade Elétrica (PNME). Disponível em: <<https://www.pnme.org.br/>>. Acesso em: Nov. 2020.
- [7] PROMOB-e. Disponível em: <<https://www.promobe.com.br/>>. Acesso em: nov. 2020.
- [8] ANEEL. “P&D Programa – r ansparência”. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d>>. Acesso em: Nov. 2020.
- [9] PlugShare. Disponível em: <<https://www.plugshare.com/>>. Acesso em: Dez. 2020.
- [10] ANEEL. “ esolução Normativa nº 819, de 19 de junho de 0 8” . Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018819.pdf>>. Acesso em: Dez. 2020.
- [11] ANEEL. “ esolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 0 ” . Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: Dez. 2020.
- [12] ANEEL. “ esolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015” Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: Dez. 2020.
- [13] GREEN, Robert C.; WANG, Lingfeng; ALAM, Mansoor. “ h e Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Distribution Networks: A Review and Outlook”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, n. 1, p. 544-553, Jan. 2011.
- [14] SHAABAN, Mostafa F.; ATWA, Yasser M.; EL-SAADANY, Ehab F. “P s Modeling and Impacts Mitigation in Distribution Networks”, IEEE Trans. Power Systems, v. 28, n. 2, p. 1122-1131, Set. 2012.

- [15] RICHARDSON, Peter; MORAN, Michael; TAYLOR, Jason; MAITRA, Arindam; KEANE, Andrew. “Impact of Electric Vehicle Charging on Residential Distribution Networks: An Irish Demonstration Initiative”. *In: 22<sup>o</sup> International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 2013.
- [16] TONKOSKI, Reinaldo; TURCOTTE, Dave; EL-FOULY, Tarek H. M. “Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods”, *IEEE Trans. Sustainable Energy*, v. 3, n.3, p. 518-527, Mai. 2012.
- [17] PEZESHKI, Houman; WOLFS, Peter J.; LEDWICH, Gerard. “Impact of High PV Penetration on Distribution Transformer Insulation Life”, *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 29, n. 3, p. 1212-1220, Nov. 2013.
- [18] TRINDADE, Fernanda C. L.; FERREIRA, Thiago S. D.; LOPES, Mariana G.; FREITAS, Waldir. “Mitigation of Fast Voltage Fluctuations During Cloud Transients in Distribution Systems with PV Solar Farms”, *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 32, n. 2, p. 921-932, Mai. 2016.
- [19] RUBINSTEIN, Reuven Y.; KROESE, Dirk P. “Simulation and the Monte Carlo Method”, 3rd ed., John Wiley and Sons, Inc., Nov. 2016.
- [20] Python Programming Language. Disponível em: <<https://www.python.org/>>. Acesso em: Set. 2020.
- [21] Open Distribution System Simulator (OpenDSS). Disponível em: <<http://electricdss.sourceforge.net/>>. Acesso em: Set. 2020
- [22] SQLite. Disponível em: <<https://www.sqlite.org/>>. Acesso em: Nov. 2020.
- [23] QGIS. Disponível em: <<https://www.qgis.org/en/site/>>. Acesso em: Nov. 2020.
- [24] Brasil. “Lei nº 12.527, de 8 de novembro de 2011”. Lei de Acesso à Informação que regulamenta o direito constitucional de acesso dos cidadãos às informações públicas. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2011/lei/112527.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/lei/112527.htm)>. Acesso em: Jun, 2020.
- [25] ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório”, Jan. 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-10>>. Acesso em: Fev. 2021.
- [26] CPFL Paulista. “Caracterização da Carga”, Relatório Técnico de Caracterização da Carga para Levantamento das Curvas Típicas do 4<sup>o</sup> Ciclo de Revisão Tarifária, Set. 2017.

- [27] JARDINI, J. A.; TAHAN, C. M. V.; GOUVEA, M. R.; AHN, S. U.; FIGUEIREDO, F. M. “Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers”, IEEE Trans. Power Delivery, v. 15, n. 1, p. 375-380, Jan. 2000.
- [28] ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIS, Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição”, Jan. 2018. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/modulo-7> >. Acesso em: Fev. 2021.
- [29] ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica”, Jan. 2021. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/modulo-8> >. Acesso em: Jan. 2021.
- [30] QUIRÓS-TORTÓS, Jairo; OCHOA, Luis F.; ALNASER, Sahban W.; BUTLER, Tim. “Control of EV Charging Points for Thermal and Voltage Management of LV Networks”, IEEE Trans. Power Systems, v. 31, n. 4, p. 3028-3039, Set. 2015.
- [31] IEEE. “Guide for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors”, IEEE Standard 738-2012, Dez. 2013.
- [32] ABNT NBR 5356-7. “Transformadores de potência Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante”, Ago. 2017.
- [33] CPFL Energia. “G D 668 – Proteção de Transformadores de Distribuição”, 2015. Disponível em: < <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-16628.pdf> >. Acesso em: Nov. 2020.
- [34] KNUTH, Donald E. “The Art of Computer Programming”, v. 3, California, Addison-Wesley, 1998.
- [35] HILSHEY, Alex; HINES, Paul; REZAI, Pooya; DOWDS, Jonathan. “Estimating the Impact of Electric Vehicle Smart Charging on Distribution Transformer Aging”, IEEE Trans. Smart Grid, v. 4, n. 2, p. 905-913, Dez. 2012.
- [36] WU, Chenxi; WEN, Fushuan; LOU, Youlin; XIN, Feng. “Probabilistic Load Flow Analysis of Photovoltaic Generation System with Plug-in Electric Vehicles”, Int. Jour. of Electrical Power & Energy Systems, v. 64, p. 1221-1228, Jan. 2015.
- [37] UL-HAQ, Azhar; CECATI, Carlo; EL-SAADANY, Ehab. “Probabilistic Modeling of Electric Vehicle Charging Pattern in a Residential Distribution Network”, Electric Power Systems Research, v. 157, p. 126-133, Abr. 2018.
- [38] FAN, Yi, et al. “Impacts of Classified Electric Vehicle Charging Derived from Driving Patterns to the LV Distribution Network”. In: Proc. IEEE PES General Meeting, Jul. 2014.

- [39] CLEMENT-NYNS, Kristien; HAESSEN, Edwin; DRIESEN, Johan. “The Impact of Charging Plug-in Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid”, *IEEE Trans. Power Systems*, v. 25, n. 1, p. 317-380, Dez. 2009.
- [40] XU, H., et al. “A Probability Load Modeling Method for the Charging Demand of Large-scale PEVs Accounting Users’ Charging Willingness”, *Int. Jour. of Electrical Power & Energy Systems*, v. 82, p. 331-338, Nov. 2016.
- [41] WANG, Yue; INFELD, David. “Markov Chain Monte Carlo Simulation of Electric Vehicle Use for Network Integration Studies”, *Int. Jour. of Electrical Power & Energy Systems*, v. 99, p. 85-94, Jul. 2018.
- [42] JIANG, Chen; TORQUATO, Ricardo; SALLES, Diogo; XU, Wilsun. “Method to Assess the Power Quality Impact of Plug-in Electric Vehicles”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, v. 29, n. 2, p. 958-965, Out. 2013.
- [43] NAVARRO-ESPINOSA, Alejandro; OCHOA, Luis F. “Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems”, *IEEE Trans. Power Systems* v. 31, n. 3, p. 2192-2203, Jul. 2015.
- [44] HORTON, Randy; TAYLOR, Jason A.; MAITRA, Arindam; HALLIWELL, John. “A Time-Domain Model of a Plug-in Electric Vehicle Battery Charger”. *In: Proc. IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, p.1,5, 7-10, Mai. 2012.
- [45] FleetCarma Geotab . “The Geography of EV Charging. Understanding how regional climates impact charging and driving behavior”. Disponível em: <<https://www.fleetcarma.com/resources/the-geography-of-ev-charging/>>. Acesso em: Mai. 2021.
- [46] FleetCarma Geotab . “Electric vehicle growing pains. Electric vehicles are evolving and up-to-date data is critical for demand-side management”. Disponível em: <<https://www.fleetcarma.com/resources/electric-vehicle-growing-pains/>>. Acesso em: Mai. 2021.
- [47] QUIRÓS-TORTÓS, Jairo; OCHOA, Luis F.; LEES, Becky. “A Statistical Analysis of EV Charging Behavior in the UK”. *In: Proc. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*, Out. 2015.
- [48] EPE. “Nota Técnica - Metodologia: Projeção De Curva De Carga Horária”. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-metodologia-projecao-de-curva-de-carga-horaria> >. Acesso em: Jan. 2021.

- [49] ORR, J. A.; EMANUEL, A. E.; OBERG, K. W. “Current Harmonics Generated by a Cluster of Electric Vehicles Battery Chargers”, *IEEE Trans. Power App. and Systems*, v. PAS-101, n. 3, p. 691-700, Mar. 1982.
- [50] Electric Vehicle Database. Disponível em: <<https://ev-database.org>>. Acesso em: Dez. 2020.
- [51] Bolt EV. Disponível em: <<https://www.chevrolet.com.br/eletrico/bolt-ev>>. Acesso em: Dez. 2020.
- [52] JAC iEV20. Disponível em: <<https://www.jacmotors.com.br/veiculos/eletricos-detalhes/iev20>>. Acesso em: Dez. 2020.
- [53] JAC iEV40. Disponível em: <<https://www.jacmotors.com.br/veiculos/eletricos-detalhes/iev40>>. Acesso em: Dez. 2020.
- [54] QGIS Plugin Builder. Disponível em: <<https://plugins.qgis.org/plugins/pluginbuilder/>>. Acesso em: Jan. 2021.
- [55] ZECCHINO, Antonio; MARINELLI, Mattia. “Analytical Assessment of Voltage Support via Reactive Power from New Electric Vehicles Supply Equipment in Radial Distribution Grids with Voltage-dependent Loads”, *Int. Jour. of Electrical Power & Energy Systems*, v. 97, p. 17-27, Abr. 2018.
- [56] YOUNG, Kwo; WANG, Caisheng; WANG, Le Yi; STRUNZ, Kai. “Electric Vehicle Battery Technologies”. *In: GARCIA-VALLE, Rodrigo; LOPES, João A. Peças, Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*, Springer, New York, 2013. p. 15-56.
- [57] BARBOSA, Tiago; ANDRADE, José C. G., TORQUATO, Ricardo; FREITAS, Walmir; TRINDADE, Fernanda C. L. “Use of Hosting Capacity for Management of Low-Voltage Distribution Systems”, *I Generation, Transmission and Distribution*, v. , n. 13, p. 2620-2629, Jul. 2020.
- [58] BOLLEN, Math; HASSAN, Fainan. “Integration of Distributed Generation in the Power System”, 1st ed., New York, NY, USA: Wiley, Jul. 2011.
- [59] DUBEY, Anamika; SANTOSO, Surya. “On Estimation and Sensitivity Analysis of Distribution Circuit’s Photovoltaic Hosting Capacity”, *IEEE Trans. Power Systems*, 2016, v. 32, n. 4, p. 2779-2789, Out. 2016.
- [60] MOHAMMADI, P.; MEHRAEEN, S. “Challenges of PV Integration in Low Voltage Secondary Networks”, *IEEE Trans. Power Del.*, v. 32, n. 1, p. 525-535, Abr. 2016.
- [61] DEMAILLY, F.; NINET, O.; EVEN, A. “Numerical Tools and Models for Monte Carlo Studies of the Influence on Embedded Generation on Voltage Limits in LV Grids”, *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 20, n. 3, p. 2343-2350, Jun. 2005.

- [62] WOYTE, A.; VAN THONG, V.; BELMANS, R.; NIJS J. “oltage Fluctuations on Distribution Level Introduced by Photovoltaic Systems”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, v. 21, n. 1, p. 202-209, Fev. 2006.
- [63] HOKE, Anderson; BUTLER, Rebecca; HAMBRICK, Joshua; KROPOSKI, Benjamin. “Steady-state Analysis of Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders”, *IEEE Trans. Sustainable Energy*, v. 4, n. 2, p. 350-357, Nov. 2012.
- [64] AWADALLAH, Mohamed A.; XU, Tianqi; VENKATESH, Bala; SINGH, Birendra N. “On the Effects of Solar Panels on Distribution Transformers”, *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 31, n. 3, p. 1176-1185, Jun. 2015.
- [65] SCHWANZ, Daphne; MÖLLER, Friedemann; RÖNNBERG, Sarah K.; MEYER, Jan; BOLLEN, Math H. J. “Stochastic Assessment of Voltage Unbalance due to Single-Phase-Connected Solar Power”, *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 32, n. 2, p. 852-861, Jun. 2016.
- [66] TORQUATO, Ricardo; SALLES, Diogo; PEREIRA, Caio O., MEIRA, Paulo C. M., FREITAS, Walmir. “A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low voltage Distribution Systems”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, v. 33, n.2, p. 1002-1012, Jan. 2018.
- [67] Sunny Boy. Disponível em: <<https://www.sma.de/fileadmin/content/global/specials/documents/falcon-installer/SB30-50-DEN1708-V22web.pdf>>. Acesso em: Nov. 2020.
- [68] ABB String Inverters. Disponível em: <[https://siccossolar.com.br/PDF/ABB/1.InversoresMonofasicos/1.2.PVI-5000-6000/FichaTecnica/PVI-5000-6000\\_BCD.00375\\_EN\\_RevF.pdf](https://siccossolar.com.br/PDF/ABB/1.InversoresMonofasicos/1.2.PVI-5000-6000/FichaTecnica/PVI-5000-6000_BCD.00375_EN_RevF.pdf)>. Acesso em: Nov. 2020.
- [69] Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas à Agricultura (CEPAGRI). “Dados de irradiação”. Disponível em: <<http://www.cepagri.unicamp.br/>>. Acesso em: Jun. 2018.
- [70] Centro de Referências para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: Dez. 2020.
- [71] HASHEMI, Seyedmostafa; ØSTERGAARD, Jacob. “Efficient Control of Energy Storage for Increasing the PV Hosting Capacity of LV Grids”, *IEEE Trans. Smart Grid*, v. 9, n. 3, p. 2295-2303, Set. 2016.
- [72] WAGNER, Christian; WANIEK, Christian; HÄGER, Ulf. “Modeling of Household Electricity Load Profiles for Distribution Grid Planning and Operation”. *In: 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Set. 2016.

- [73] COLLIN, Adam J.; TSAGARAKIS, George; KIPRAKIS, Aristides E.; MCLAUGHLIN, Stephen. “Development of Low-Voltage Load Models for the Residential Load Sector”, IEEE Trans. Power Systems, v. 29, n. 5, p. 2180-2188, Fev. 2014.
- [74] CHUAN, Luo; UKIL, Abhisek. “Modeling and Validation of Electrical Load Profiling in Residential Buildings in Singapore”, IEEE Trans. Power Systems, vol. 30, n. 5, Nov. 2014.
- [75] LABEEUW, Wouter; DECONINCK, Geert. “Residential Electrical Load Model Based on Mixture Model Clustering and Markov Models”, IEEE Trans. Industrial Informatics, v. 9, n. 3, p. 1561-1569, Jan. 2013.
- [76] KONG, Weicong, et al. “A Hierarchical Hidden Markov Model Framework for Home Appliance Modeling”, IEEE Trans. Smart Grid, v. 9, n. 4, p. 3079-3090, Nov. 2016.
- [77] Brasil. “Lei nº 7.099, de 29 de agosto de 2008”. Dispõe sobre a proteção de dados pessoais. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2018/lei/l13709.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/lei/l13709.htm)>. Acesso em: Mar, 2021.
- [78] ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição”. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-2>>. Acesso em: Mar. 2021.
- [79] Classificação Nacional de Atividade Econômica (CNAE). Disponível em: <<https://receita.economia.gov.br/orientacao/tributaria/cadastros/cadastro-nacional-de-pessoas-juridicas-cnpj/classificacao-nacional-de-atividades-economicas-2013-cnae>>. Acesso em: Fev. 2021.
- [80] ANEEL. “Tabela Tarifária Branca”. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: Out, 2020.