

UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS
FACULDADE DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RAPHAEL DE SOUZA NUNES

ESTUDO DOS CUSTOS GERADOS EM RDBTS SOB OPERAÇÃO CONJUNTA DE GDFV E VE SUJEITOS AOS CONTROLES VOLT-WATT E VOLT-VAR

MANAUS/AM
2024

RAPHAEL DE SOUZA NUNES

ESTUDO DOS CUSTOS GERADOS EM RDBTS SOB OPERAÇÃO CONJUNTA DE GDFV E VE SUJEITOS AOS CONTROLES VOLT-WATT E VOLT-VAR

Dissertação de Mestrado apresentada à banca avaliadora do curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE da Universidade Federal do Amazonas - UFAM, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: **Prof. Dr. Luiz Eduardo Sales e Silva**
Universidade Federal do Amazonas

Coorientador: Prof. Dr. Renan Landau Paiva de Medeiros
Universidade Federal do Amazonas

MANAUS/AM
2024

Ficha Catalográfica

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Nunes, Raphael de Souza
N972e Estudo dos Custos Gerados em RDBTs sob Operação Conjunta de GDFV e VE Sujeitos aos Controles Volt-Watt e Volt-VAr / Raphael de Souza Nunes . 2024
115 f.: il. color; 31 cm.

Orientador: Luiz Eduardo Sales e Silva
Coorientador: Renan Landau Paiva de Medeiros
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Amazonas.

1. Veículos Elétricos. 2. Geração Distribuída Fotovoltaica. 3. Redes de Distribuição de Baixa Tensão. 4. Controle Volt-Watt. 5. Controle Volt-VAr. I. Silva, Luiz Eduardo Sales e. II. Universidade Federal do Amazonas III. Título

Ministério da Educação
Universidade Federal do Amazonas
Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

FOLHA DE APROVAÇÃO

Poder Executivo Ministério da Educação
Universidade Federal do Amazonas
Faculdade de Tecnologia
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Av. General Rodrigo Octávio Jordão Ramos, nº 3.000 - Campus Universitário, Setor Norte - Coroado, Pavilhão do CETELI. Fone/Fax (92) 99271-8954 Ramal:2607. E-mail: ppgee@ufam.edu.br

RAPHAEL DE SOUZA NUNES

ESTUDO DOS CUSTOS GERADOS EM RDBTS SOB OPERAÇÃO CONJUNTA DE GDFV E VE SUJEITOS AOS CONTROLES VOLT-WATT E VOLT-VAR

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Amazonas, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na área de concentração Controle e Automação de Sistemas.

Aprovado em 27 de dezembro de 2024.

BANCA EXAMINADORA
Prof. Dr. Luiz Eduardo Sales e Silva - Presidente
Prof. Dr. Jonathan Muñoz Tabora - Membro Titular 1 - Externo
Prof. Dr. Ozenir Farah da Rocha Dias - Membro Titular 2 - Interno

Manaus, 11 de dezembro de 2024.

Documento assinado eletronicamente por **Luiz Eduardo Sales e Silva**, **Professor do Magistério Superior**, em 27/12/2024, às 11:39, conforme horário oficial de Manaus, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Ozenir Farah da Rocha Dias**, **Professor do Magistério Superior**, em 27/12/2024, às 12:11, conforme horário oficial de Manaus, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Jonathan Munoz Tabora**, **Usuário Externo**, em 14/01/2025, às 10:28, conforme horário oficial de Manaus, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufam.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **2369505** e o código CRC **87059C0F**.

Av. Octávio Hamilton Botelho Mourão - Bairro Coroado 1 Campus Universitário Senador Arthur Virgílio Filho, Setor Norte - Telefone: (92) 3305-1181
CEP 69080-900 Manaus/AM - mestrado_engeletrica@ufam.edu.br

Referência: Processo nº 23105.052516/2024-42 SEI nº 2369505

Dedico aos meus pais e a minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelo dom da vida e do conhecimento os quais me proporcionaram chegar até aqui.

Agradeço aos meus pais, Wagner Antônio da Silva Nunes e Mariluce de Souza Nunes, os quais sempre me incentivam e me guiaram pelos caminhos do conhecimento.

Agradeço à Nathália Damasceno Colares, minha namorada, por todo o apoio e motivação durante a minha caminhada.

Agradeço, de forma geral, à minha família por todo apoio, paciência e dedicação contribuindo diretamente e indiretamente para que eu pudesse traçar o meu caminho de forma mais fácil durante todos esses anos.

Presto meus agradecimentos aos professores da Universidade Federal do Amazonas, em especial ao meu orientador, Prof. Dr. Luiz Eduardo Sales e Silva, e coorientador, Prof. Dr. Renan Landau Paiva de Medeiros, os quais não mediram esforços para transmitir o conhecimento sejam eles em sala de aula, durante nossas reuniões semanais ou mesmo em conversas pelos corredores da universidade. Também agradeço ao Prof. Dr. Denilson da Silva Borges, do departamento de Física, por viabilizar a estrutura computacional para execução de parte das simulações deste estudo.

Por fim, agradeço à Fundação Paulo Feitoza - FPFtech, a todos meus colegas de trabalho e ao meu gerente Orlens Melo, os quais possibilitaram e apoiaram o desenvolvimento deste estudo.

RESUMO

A crescente conexão conjunta de Veículos Elétricos (VEs) e Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) em Redes de Distribuição de Baixa Tensão (RDBTs) no Brasil tem potencial de gerar desafios técnicos e financeiros significativos, especialmente devido às violações dos limites de tensão adequados e aumento nas perdas técnicas previamente estabelecidos, respectivamente, pelas normas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e processos de revisão tarifária. Em virtude disso, esta pesquisa apresenta uma avaliação dos custos operacionais associados às perdas técnicas e às compensações financeiras pagas pelas concessionárias, considerando os controladores *Volt-VAr* e *Volt-Watt* acoplados aos inversores da GDFV e carregadores VEs. O estudo, fundamentado em cenários localizados no Brasil, faz uso de simulações determinísticas e probabilísticas para analisar os impactos técnicos e financeiros em diferentes níveis de penetração conjunta de VEs e GDFV.As simulações determinísticas avaliam casos específicos e controlados para identificar o comportamento das redes em diferentes níveis de penetração, considerando parâmetros fixos de geração e carregamento. As simulações probabilísticas utilizam o método de Monte Carlo e consideram oito variáveis principais: a definição aleatória das residências que recebem VEs e GDFV, a capacidade das baterias dos VEs, a irradiação solar, a ordem de conexão das fases dos carregadores de VEs e dos inversores de GDFV, as potências dos carregadores, as potências dos painéis fotovoltaicos e as curvas de carregamento dos VEs. Os resultados determinísticos apresentam o *Volt-Watt* mais eficiente na mitigação das perdas técnicas, enquanto o *Volt-VAr* apresentou maior eficácia em níveis baixos de penetração para a controle do nível de tensão. As simulações probabilísticas exibem que os custos de compensação superam os custos associados às perdas técnicas, especialmente em cenários com alta penetração conjunta. O *Volt-Watt* destacou-se como a solução mais eficiente para reduzir os custos operacionais gerais das concessionárias, enquanto o *Volt-VAr* mostrou-se vantajoso em cenários com menor penetração. Os resultados obtidos para duas redes reais reforçam a importância de estratégias de controle adequadas para garantir a eficiência operacional e o equilíbrio financeiro em RDBTs no Brasil, considerando as especificidades locais e as crescentes demandas por tecnologias de GDFV e VEs.

Palavras-chave: Veículos Elétricos. Geração Distribuída Fotovoltaica. Redes de Distribuição de Baixa Tensão. Controle *Volt-Watt*. Controle *Volt-VAr*. Perdas Técnicas. Custos Operacionais. Método de Monte Carlo. Normas da ANEEL.

ABSTRACT

The increasing joint connection of Electric Vehicles (EVs) and Photovoltaic Distributed Generation (PDG) in Low Voltage Distribution Networks (LVDNs) in Brazil has the potential to generate significant technical and financial challenges, especially due to voltage limit violations and increased technical losses, as established by the regulations of the National Electric Energy Agency (ANEEL) and tariff revision processes, respectively. In light of this, this research presents an evaluation of the operational costs associated with technical losses and the financial compensations paid by utilities, considering the use of Volt-VAr and Volt-Watt controllers coupled to PDG inverters and EV chargers. The study, based on scenarios located in Brazil, employs deterministic and probabilistic simulations to analyze the technical and financial impacts at different levels of joint penetration of EVs and PDG. Deterministic simulations evaluate specific and controlled cases to identify network behavior under varying penetration levels, considering fixed parameters for generation and charging. Probabilistic simulations utilize the Monte Carlo method and account for eight main variables: the random allocation of residences equipped with EVs and PDG, the battery capacities of EVs, solar irradiation, the phase connection order of EV chargers and PDG inverters, the power of chargers, the power of photovoltaic panels, and the EV charging curves. The deterministic results show that the Volt-Watt controller is more efficient in mitigating technical losses, while the Volt-VAr controller proved more effective in low penetration levels for voltage regulation. Probabilistic simulations reveal that compensation costs exceed costs associated with technical losses, especially in scenarios with high joint penetration. The Volt-Watt controller emerged as the most efficient solution for reducing overall operational costs for utilities, whereas the Volt-VAr controller was advantageous in scenarios with lower penetration levels. The results obtained for two real networks reinforce the importance of appropriate control strategies to ensure operational efficiency and financial balance in LVDNs in Brazil, considering local specificities and the growing demands for PDG and EV technologies.

Keywords: Electric Vehicles. Photovoltaic Distributed Generation. Low Voltage Distribution Networks. *Volt-Watt* Control. *Volt-VAr* Control. Technical Losses. Operational Costs. Monte Carlo Method. ANEEL Standards.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Quantidade de VEs vendida no mundo no período de 2013 até 2023. 14
Figura 1.2 – Estimativa das curvas típicas de carga em redes com grande adoção de VE. 16
Figura 1.3 – Representação do perfil de consumo de potência residencial típico durante um dia da semana. 16
Figura 1.4 – Porcentagem de perdas técnicas totais sobre a energia injetada no Brasil. 17
Figura 1.5 – Porcentagem de perdas técnicas totais sobre a energia injetada na região norte do Brasil. 17
Figura 1.6 – Custo das perdas técnicas no processo tarifário da rede básica de distribuição da região norte com dados até junho de 2024. 18
Figura 1.7 – Mapas de índices de DRPe e DRCe no Brasil. 19
Figura 1.8 – Valores totais de compensações ocorridas no estado do Pará no período de 2020 até junho de 2024. 19
Figura 2.1 – Esquematização de funcionamento dos tipos de VEs. 25
Figura 2.2 – Diagrama de funcionamento do V2G 26
Figura 2.3 – Representação de uma aplicação típica de microgeração em ambiente residencial. 27
Figura 2.4 – Crescimento da capacidade instalada de geração fotovoltaica no mundo. 28
Figura 2.5 – Faixas de tensão determinadas pelo anexo 8.A em *pu* e *Volts* para uma rede com valor de tensão inferior a 2,3 kV (220/127). 29
Figura 2.6 – Gráfico de aplicação *Volt-Watt*. 32
Figura 2.7 – Gráfico de aplicação *Volt-VAr*. 33
Figura 2.8 – Modo de operação básico do CRD. 34
Figura 2.9 – Tempo para solução: Monte Carlo vs. abordagens determinísticas/analíticas. 35
Figura 3.1 – Exemplo de aplicação utilizando *OpenDSS* e *Python*. 36
Figura 3.2 – Fluxograma da metodologia para análise determinística proposta. 37
Figura 3.3 – Método de inserção progressiva de forma conjunta: VE e GDFV. 39
Figura 3.4 – Esquema de ligação dos elementos abordados neste estudo. 40
Figura 3.5 – Exemplo de dados salvos no banco de dados *SQLite*. 41
Figura 3.6 – Fluxograma da metodologia para análise probabilística proposta. 42
Figura 3.7 – Modelagem do banco de dados. 43
Figura 3.8 – Curva *Volt-Watt* para os inversores da GDFV de acordo com critério de 2% abaixo dos limites de tensão estabelecidos pelo Prodist. 44
Figura 3.9 – Curva *Volt-Watt* para os carregadores dos VEs de acordo com critério de 2% abaixo dos limites de tensão estabelecidos pelo Prodist. 45
Figura 3.10–Curva *Volt-VAr* de acordo com critério de 2% abaixo dos limites de tensão estabelecidos pelo Prodist. 46
Figura 4.1 – Diagrama unifilar do circuito CA746. 48
Figura 4.2 – Diagrama unifilar do circuito CA744. 48
Figura 4.3 – Exemplos de curvas de carga adotadas. 52
Figura 4.4 – Curvas de irradiação solar adotadas. 53
Figura 4.5 – Curvas de carga dos VEs. 54
Figura 5.1 – Perdas Técnicas do circuito CA744. 59
Figura 5.2 – Perdas Técnicas do circuito CA746. 59
Figura 5.3 – Compensações do circuito CA744. 60
Figura 5.4 – Compensações do circuito CA746. 61
Figura 5.5 – Compensações mais perdas técnicas do circuito CA744. 62
Figura 5.6 – Compensações mais perdas técnicas do circuito CA746. 63
Figura 5.7 – Energia injetada em KWh no barramento da GDFV da residência 3 no terceiro dia da semana - CA744. 64
Figura 5.8 – Energia consumida em KWh no barramento VE da residência 3 no terceiro dia da semana - CA744. 64
Figura 5.9 – Energia injetada em KWh no barramento PV da residência 42 no quinto dia da semana - CA744. 65

Figura 5.10–Energia consumida em KWh no barramento VE da residência 42 no quinto dia da semana - CA744. 65
Figura 5.11–Energia injetada em KWh no barramento PV da residência 4 no sexto dia da semana - CA744. 66
Figura 5.12–Energia consumida em KWh no barramento VE da residência 4 no sexto dia da semana - CA744. 66
Figura 5.13–Diagrama de caixa para os valores de perdas técnicas em Reais do circuito CA744 considerando diferentes controles e níveis de penetração. 70
Figura 5.14–Diagrama de caixa para os valores de perdas técnicas em Reais do circuito CA746 considerando diferentes controles e níveis de penetração. 71
Figura 5.15–Diagramas de caixa para os valores de compensação do circuito CA744 considerando diferentes controles e níveis de penetração. 73
Figura 5.16–Diagramas de caixa para os valores de compensação do circuito CA746 considerando diferentes controles e níveis de penetração. 74
Figura 5.17–Diagramas de caixa para as somas de todas as energias injetadas nos barramentos da GDFV do circuito CA744. 76
Figura 5.18–Diagramas de caixa para as somas de todas as energias consumidas nos barramentos dos VEs do circuito CA744. 77
Figura 5.19–Diagramas de caixa para as somas de todas as energias injetadas nos barramentos da GDFV do circuito CA746. 78
Figura 5.20–Diagramas de caixa para as somas de todas as energias consumidas nos barramentos dos VEs do circuito CA746. 79

LISTA DE SIGLAS

VE	Veículo Elétrico
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
RDBT	Rede de Distribuição de Baixa Tensão
DRP	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária
DRC	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica
DRPe	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária Equivalente
DRCe	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica Equivalente
HEV	*Hibrid Eletric Vehicle*
PHEV	*Plug-in Hibrid Electric Vehicle*
BEV	*Battery Eletric Vehicle*
HFCEV	*Hydrogen Fuel Cell Eletric Vehicle*
BDGD	Base de Dados Geográficos da Distribuidora
HSP	Horas de Sol Pleno
CSV	*Comma-Separated Values* (Valores Separados por Vírgula)
SQL	*Structured Query Language*
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kVA	Quilovolt-ampere
pu	Unidade por pu (*per-unit system*)
DSS	OpenDSS
PMult	Multiplicador de Potência (*Power Multiplier*)
PVSYSTEM	Sistema Fotovoltaico *(Photovoltaic System*)
EUSD	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição
RN	Resolução Normativa
SO	Sistema Operacional
IIQ	Intervalo Interquartil

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO . . . 14
1.1 Contextualização . . . 14
1.1.1 Veículos Elétricos . . . 14
1.1.2 Microgeração Fotovoltaica . . . 15
1.1.3 Impactos Combinados . . . 15
1.1.4 Perdas Técnicas no Brasil . . . 17
1.1.5 Compensações por Transgressões no Nível de Tensão no Brasil . . . 18
1.2 Motivação . . . 19
1.3 Justificativa . . . 20
1.4 Objetivos . . . 21
1.4.1 Objetivos Gerais . . . 21
1.4.2 Objetivos Específicos . . . 21
1.5 Organização do Trabalho . . . 21

2 ESTADO DA ARTE . . . 23
2.1 Introdução . . . 23
2.2 Veículos Elétricos . . . 23
2.2.1 Um Breve Histórico Sobre Veículos Elétricos . . . 23
2.2.2 Tipos de Veículos Elétricos . . . 24
2.2.3 Tecnologias de recarga para Veículos Elétricos . . . 26
2.3 Geração Fotovoltaica . . . 27
2.4 Aspectos Regulatórios em Redes de Distribuição de Baixa Tensão . . . 28
2.4.1 Perdas Técnicas . . . 28
2.4.2 Indicadores de Transgressão da Tensão em Regime Permanente . . . 29
2.5 Métodos de Controle para Mitigar Transgressões . . . 31
2.5.1 Variação do Fator de Potência . . . 31
2.5.2 Controle *Volt-Watt* . . . 32
2.5.3 Controle *Volt-VAr* . . . 32
2.5.4 Limitação de Corrente Reativa Dinâmica . . . 33
2.6 Método de Monte Carlo . . . 34
2.7 Conclusão . . . 35

3 SISTEMA DE ESTUDOS DOS CUSTOS EM RDBTS S0B A OPERAÇÃO CONJUNTA DE GDFV E VE SUJEITOS AOS CONTROLES VOLT-WATT E VOLT-VAR . . . 36
3.1 Introdução . . . 36
3.2 Ferramentas para Simulação . . . 36
3.3 Descrição do Fluxo Metodológico . . . 37
3.3.1 Análise Determinística . . . 37
3.3.2 Análise Probabilística . . . 41
3.4 Descrição dos Controles . . . 44
3.4.1 Aplicação do controlador *Volt-Watt* . . . 44
3.4.2 Aplicação do controlador *Volt-VAr* . . . 45
3.5 Conclusão . . . 46

4 ESTUDO DE CASO . . . 47
4.1 Introdução . . . 47
4.2 Cenários dos Experimentos . . . 47
4.2.1 Caso Base . . . 49
4.2.2 Simulações Determinísticas . . . 49
4.2.2.1 Adicionando GDFV e VEs sem controle de tensão . . . 50

4.2.2.2 Adicionando GDFV, VE e controle *Volt-Watt* . . . 50
4.2.2.3 Adicionando GDFV, VEs e controle *Volt-VAr* . . . 50
4.2.3 Simulações Probabilísticas . . . 50
4.2.3.1 Adicionando GDFV e VEs Sem Controle de Tensão . . . 51
4.2.3.2 Adicionando GDFV, VEs e Controle *Volt-Watt* . . . 51
4.2.3.3 Adicionando GDFV, VEs e Controle *Volt-VAr* . . . 51
4.3 Modelagem e Simulação no *OpenDSS* . . . **51**
4.3.1 Elementos e Curvas de Carga . . . 51
4.3.1.1 Cargas Residenciais . . . 51
4.3.1.2 Geração Fotovoltaica . . . 53
4.3.1.3 Carga dos Veículos Elétricos . . . 54
4.3.2 Aplicação dos Controladores . . . 55
4.3.2.1 Aplicação do Controle *Volt-VAr* . . . 55
4.3.2.2 Aplicação do Controle *Volt-Watt* . . . 55
4.4 Conclusão . . . **56**

5 RESULTADOS . . . **58**
5.1 Introdução . . . **58**
5.2 Resultados Determinísticos . . . **58**
5.2.1 Resultados Financeiros por Cenário . . . 58
5.2.1.1 Perdas Técnicas . . . 58
5.2.1.2 Compensações . . . 60
5.2.1.3 Custos Combinados: Compensações e Perdas Técnicas . . . 61
5.2.2 Análise Energética . . . 63
5.2.2.1 Análises Amostrais . . . 63
5.2.2.2 Análise Geral . . . 67
5.3 Resultados Probabilísticos . . . **69**
5.3.1 Resultados Financeiros por Cenário . . . 69
5.3.1.1 Perdas Técnicas . . . 69
5.3.1.2 Compensações . . . 72
5.3.2 Análise Energética . . . 75

6 CONCLUSÃO . . . **81**
6.1 Trabalhos Futuros . . . **82**
6.2 Trabalhos Publicados . . . **83**

REFERÊNCIAS . . . **84**

APÊNDICES **88**

APÊNDICE A – CÓDIGOS OPENDSS (.DSS) . . . **89**
A.1 Curva de controle *Volt-VAr* . . . **89**
A.2 Curvas de controle *Volt-Watt* . . . **89**

APÊNDICE B – CÓDIGOS PYTHON . . . **90**
B.1 Capacidades adotadas para os VEs . . . **90**
B.2 Métodos para seleção de dados pseudoaleatoriamente . . . **90**
B.3 Exemplo de dados selecionados pseudoaleatoriamente para o CA744 . . . **91**
B.4 Exemplo de dados selecionados pseudoaleatoriamente para o CA746 . . . **92**
B.5 Classe para cálculo das compensações . . . **92**
B.6 Função principal de execução das simulações determinísticas . . . **96**
B.7 Função principal de execução das simulações probabilísticas . . . **97**

APÊNDICE C – DADOS GERAIS . . . **99**

C.1 Exemplo de dados dos condutores 99
C.2 Exemplo de definição da geometria da rede 99
C.3 Valores dos Diagramas de Caixa 100

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Os Veículos Elétricos (VEs) têm se firmado como protagonistas na revolução da mobilidade urbana global. A crescente adoção atual é estimulada por fatores econômicos, como a redução dos custos de fabricação das baterias, devido a escassez de combustíveis fósseis, por fatores de evolução das tecnologias envolvidas, no caso de Países como a China, e também por fatores ambientais, tendo em vista a procura pela redução da emissão de carbono. Unindo-se a isso, a aquisição e implementação da microgeração fotovoltaica cresce exponencialmente, facilitada principalmente pela redução dos custos e também por incentivos econômicos em algumas localidades. A integração destas tendências fomentam um cenário de rápida mudança impactando o segmento de distribuição de energia elétrica, sobretudo nas Redes de Distribuição de Baixa Tensão (RDBTs) (GOUGH et al., 2022).

1.1.1 Veículos Elétricos

No mundo, em 2023, a quantidade vendida de VEs ultrapassou a marca de 13 milhões de unidades (IEA, 2024), com previsão de atingir 39 milhões até 2030 (MARKETSANDMARKETS, 2020). A Figura 1.1 mostra o crescimento na aquisição de VEs, do tipo *Battery Eletric Vehicle* (BEV) e *Plug-in Hibrid Electric Vehicle* (PHEV) no contexto global do período de 2013 até 2023. Em 2023, pouco menos de 60% dos novos registros de carros elétricos foram na República Popular da China, pouco menos de 25% na Europa, e 10% nos Estados Unidos – correspondendo a quase 95% das vendas globais de carros elétricos combinadas (IEA, 2024). Nesses países, os carros elétricos representam uma grande parcela dos mercados locais de carros: mais de um em cada três novos registros de carros na China era elétrico em 2023, mais de um em cada cinco na Europa e um em cada dez nos Estados Unidos.

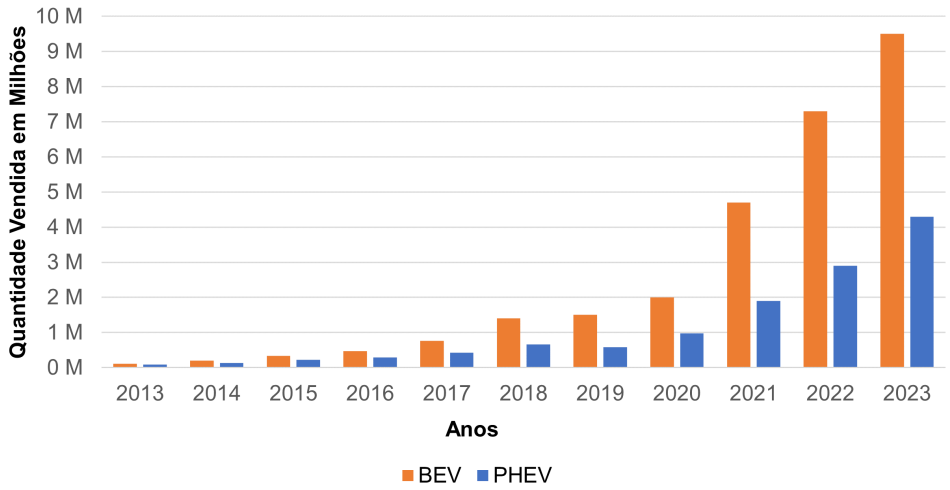


Figura 1.1 – Quantidade de VEs vendida no mundo no período de 2013 até 2023.

Fonte: IEA (2024), adaptado.

Na América Latina, as vendas de carros elétricos chegaram a quase 90.000 unidades em 2023, com Brasil, Colômbia, Costa Rica e México liderando o mercado regional. No Brasil, o número de registros de veículos elétricos tem praticamente triplicado anualmente. Esse crescimento foi impulsionado pela entrada de montadoras chinesas, como a *Build Your Dreams* (BYD), com seus modelos *Song* e *Dolphin*, a *Great Wall*, com o *H6*, e a *Chery*, com o *Tiggo 8*, que rapidamente se destacou entre os modelos mais vendidos em 2023 (IEA, 2024).

Em 2024, de janeiro a julho, foram emplacados no Brasil cerca de 94.616 veículos leves eletrificados, ultrapassando a número total de emplacamentos de 2023. Com isso, em 2024, a frota de VEs brasileira ultrapassou a marca de 300 mil, evidenciando um ritmo acelerado de crescimento, em uma sintonia abaixo das observadas em países europeus, EUA e China (ABVE, 2024). Ainda em 2023, o Brasil lançou o Programa de Mobilidade Verde e Inovação, que fornece incentivos fiscais para empresas desenvolverem e fabricarem tecnologia de transporte rodoviário de baixa emissão, totalizando mais de 19 bilhões de reais no período de 2024 a 2028. Várias grandes montadoras já no Brasil estão desenvolvendo modelos híbridos etanol-elétricos como resultado.

1.1.2 Microgeração Fotovoltaica

A tecnologia solar remonta aos tempos antigos, e pode-se supor que o homem tem tentado aproveitar o calor, a luz e a energia fornecidos pelo sol, desde o início dos tempos. A energia total que ele emite é muito maior do que as necessidades atuais da humanidade, mas as tecnologias que podem utilizá-la plenamente ainda precisam ser desenvolvidas.

Desde as primeiras descobertas sobre o efeito fotovoltaico em 1839, por Edmond Becquerel, as células fotovoltaicas têm ficado mais acessíveis e eficientes. As primeiras células solares baseadas na invenção de Becquerel tinham uma eficiência de apenas 1%, com um custo de cerca de $300 por *Watt* produzido. Comparativamente, a geração de eletricidade a partir do carvão custava entre $2 a $3 por *Watt*, o que tornava a energia solar inviável economicamente para uso em larga escala naquela época (PERLIN, 2004).

Com os avanços tecnológicos, a eficiência das células fotovoltaicas cresceu significativamente, enquanto os custos de produção diminuíram. Na atualidade, a eficiência das células fotovoltaicas comerciais situa-se entre 15% e 18%, e o custo de produção por *Watt* está abaixo de $0,5 (SPINKA, 2010). Essa queda nos preços torna a energia solar uma opção economicamente viável para uma parcela maior da população. A microgeração fotovoltaica, em particular, vem se consolidando como uma solução atrativa para consumidores finais, permitindo a geração de energia própria em residências, comércios e indústrias de pequeno porte, com a possibilidade de fornecer o excedente à rede elétrica.

Atualmente, 99,19% da potência instalada em sistemas de microgeração e minigeração no Brasil provêm de sistemas fotovoltaicos. Além disso, 99,97% de todas as conexões de micro e minigeração estão associadas à geração solar distribuída. Há mais de 2,98 milhões de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, beneficiando mais de 4,25 milhões de unidades consumidoras (cerca de 4,54% do total) através do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (ANEEL, 2021). Esses números demonstram a ampla adoção dessa tecnologia no país, consolidando-a como a principal fonte de geração distribuída no Brasil (ABSOLAR, 2023).

No entanto, a adoção da microgeração fotovoltaica não é homogênea em todo o território. A capacidade instalada de energia solar fotovoltaica em um estado está diretamente ligada à renda média mensal dos cidadãos e ao preço da tarifa de energia elétrica cobrada pelas concessionárias locais (DANTAS, 2020). Por exemplo, em Roraima, onde a renda média mensal dos moradores fica abaixo de R$ 500,00, a potência instalada de energia solar é baixa. Em contraste, no Rio Grande do Sul, onde a renda média é superior a R$ 1.000,00, observa-se uma maior capacidade instalada. Isso indica que, apesar da redução nos custos das tecnologias solares, a adesão ainda depende de fatores socioeconômicos e da política tarifária regional.

Hoje, a redução constante nos custos de produção, aliada a incentivos governamentais como reduções no Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU) (JUSBRASIL, 2024), isenções do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) (CONFAZ, 2024) e programas de financiamento, tem impulsionado a microgeração solar. Em muitos países, o investimento em sistemas fotovoltaicos tornou-se mais acessível, permitindo que um número crescente de consumidores adote essa tecnologia como uma forma de reduzir custos energéticos e contribuir para a sustentabilidade ambiental. No entanto, a implantação da GDFV não só promove benefícios, como também traz cenários diferentes do previsto para os sistemas elétricos. Esses cenários podem ocasionar problemas na rede, como a elevação do nível de tensão em regime permanente, evidenciados pela **Curva do Pato**, que será abordada na próxima seção.

1.1.3 Impactos Combinados

Como visto nas seções anteriores existe a tendência de uma rápida e impactante mudança no cenário elétrico global, principalmente nas RDBTs. Nessas redes há a grande possibilidade do impacto conjunto

abordado em 1.1.1 e 1.1.2. Um estudo realizado ainda em 2013, estima a elevação ocasionada pelos carregadores de VEs em áreas residenciais metropolitanas de Taiwan seguindo as curvas da Figura 1.2, a qual evidencia o aumento do pico de consumo durante o período da noite. Nesse período, o qual contempla a chegada dos consumidores do trabalho, o perfil de consumo no geral tende a aumentar, com a utilização dos aparelhos de ar-condicionados ou aquecedores, chuveiros elétricos e eletrodomésticos. Porém o aumento da demanda pode crescer exponencialmente ao devido aos carregamentos de VEs.

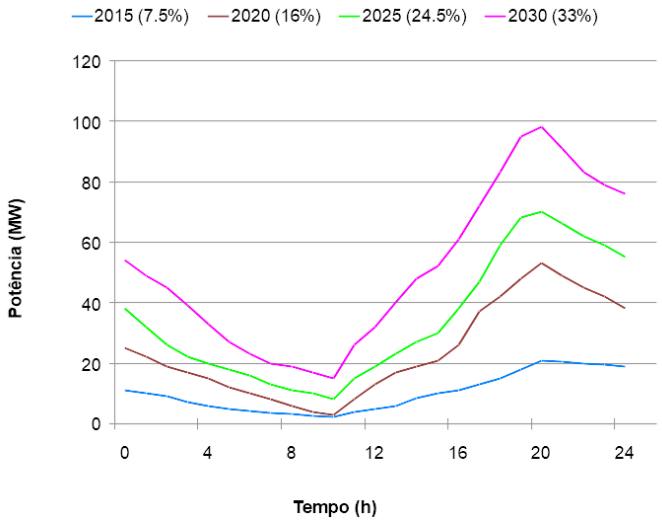


Figura 1.2 – Estimativa das curvas típicas de carga em redes com grande adoção de VE.

Fonte: Tsai-Hsiang e Rih-Neng (2013), adaptado.

Em paralelo, consumidores com microgeração fotovoltaica em ambientes residenciais, principalmente em países com um considerável nível de irradiação solar, como o Brasil, tem crescido intensamente. A geração elétrica dos provedores de microgeração fotovoltaica ocorre, majoritariamente, no período entre 10h e 14h, casando com a baixa de consumo dos ambientes residenciais em geral.



Figura 1.3 – Representação do perfil de consumo de potência residencial típico durante um dia da semana.

Fonte: ANEEL (2023a), adaptado.

A junção dos cenários e o aumento gradativo da penetração causa o efeito chamado **Curva do Pato** nas perdas técnicas registradas na RDBT. Esse termo foi citado pelo CAISO - *California Independent System Operator* em 2013, "quando um estudo mostrou que a crescente expansão de fontes renováveis faria com que a

carga líquida apresentasse uma redução cada vez maior durante as horas de irradiação solar, com uma rápida subida ao fim do dia, em um formato semelhante a um à barriga e pescoço de um pato" (CAISO.COM, 2024). Vale ressaltar que o estudo feito leva em consideração as potências consumidas e injetadas.

Por fim, é sabido que as grandezas potência injetada/consumida tem forte acoplamento com o nível de tensão em regime permanente, ou seja, ao elevar a potência injetada o nível de tensão tende a crescer assim como no caso contrário, ao diminuir a injeção ou ao aumentar o consumo de potência, o nível de tensão tende a diminuir. Isso faz com que esses níveis possam exceder os limites considerados ideais: efeitos conhecidos como sobretensão e subtensão. Os estudos mostram as curvas de carga residenciais possuindo um comportamento típico, com o máximo consumo no período da noite principalmente nos dias da semana, conforme representado na Figura 1.3. Essa informação reforça que a **Curva do Pato** tende a ficar acentuada com a adição de cargas carregamento de VEs nos horários do período da noite (18h até 23h).

1.1.4 Perdas Técnicas no Brasil

Nos circuitos de distribuição, nem toda energia elétrica injetada no início dos alimentadores é efetivamente entregue aos consumidores finais. Durante o percurso, os dispositivos elétricos envolvidos no sistema de distribuição, como cabos, transformadores e reguladores, podem transformar parte da energia elétrica em calor devido a processos físicos inerentes ao transporte e às transformações de tensão. Esse efeito, conhecido como Perda Técnica, refere-se ao montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição, em conformidade com as leis da Física que regem esses processos. Esse tema será abordado com mais detalhes na Seção 2.4.1.

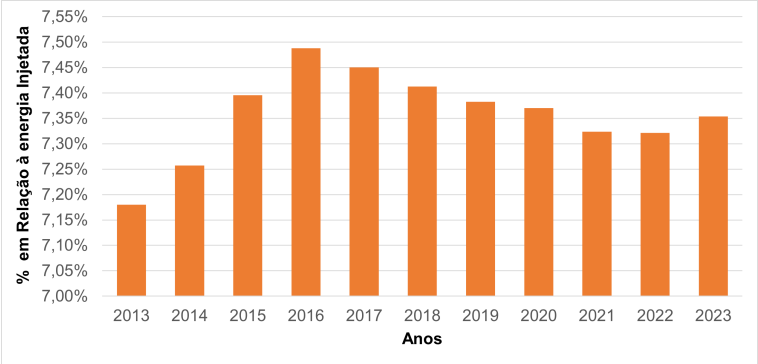


Figura 1.4 – Porcentagem de perdas técnicas totais sobre a energia injetada no Brasil.

Fonte: ANEEL (2024c).

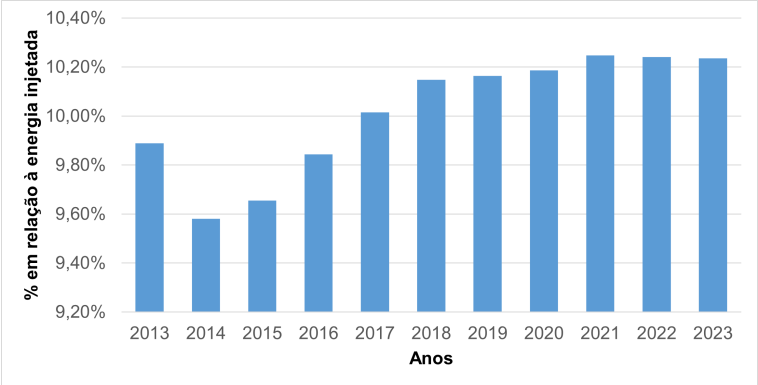


Figura 1.5 – Porcentagem de perdas técnicas totais sobre a energia injetada na região norte do Brasil.

Fonte: ANEEL (2024c).

No Brasil, segundo dados disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) as perdas técnicas no ano de 2023 totalizaram cerca de 7,35% da energia total injetada nas redes de distribuição. A Figura 1.4 apresenta os dados em um período de 10 anos. Tendo enfoque na região norte, onde estão localizados os circuitos alvos deste estudo, a Figura 1.5 mostra que as perdas técnicas representaram 10,24% do total de energia injetada no ano de 2023. A Figura 1.5 ainda apresenta o menor valor de perdas técnicas em 10 anos, ocorrido no ano de 2014, atingindo 9,89% da energia injetada.

A Figura 1.6 apresenta o custo das perdas técnicas em Reais (R$) na rede básica de distribuição na região norte do Brasil. De janeiro a junho de 2024, o valor de custo atingiu R$ 51.442.212,02, e o maior registro em 10 anos, ocorrido em 2022, totalizou R$ 161.692.333,67. As concessionárias de energia envolvidas nesse estudo foram: CEA Equatorial, Energisa AC, Energisa RO, Amazonas Energia, Roraima Energia, Equatorial PA e Energisa TO.

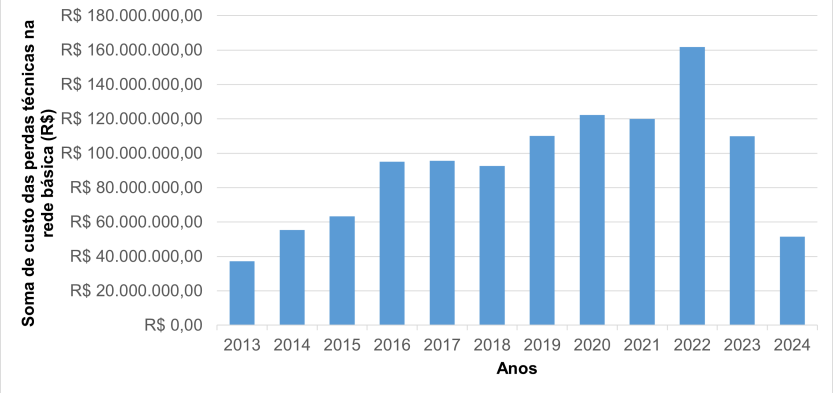


Figura 1.6 – Custo das perdas técnicas no processo tarifário da rede básica de distribuição da região norte com dados até junho de 2024.

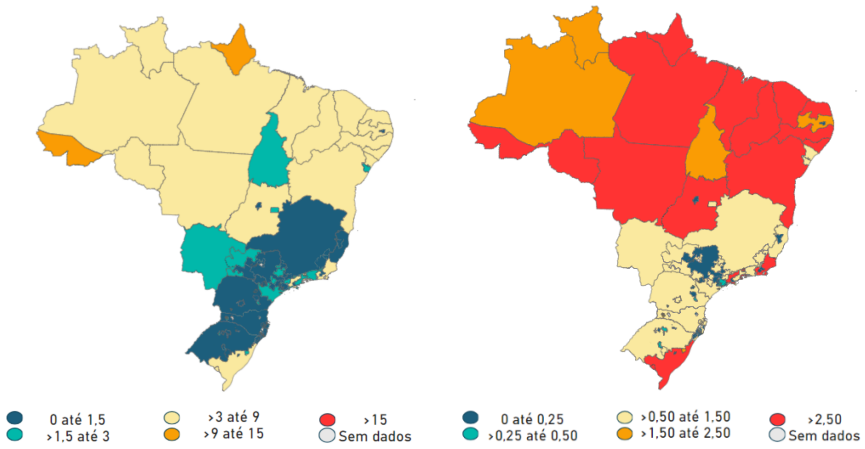
Fonte: ANEEL (2024c).

1.1.5 Compensações por Transgressões no Nível de Tensão no Brasil

No setor elétrico, as compensações são instrumentos regulatórios estabelecidos pela ANEEL para assegurar que a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica atenda aos padrões exigidos. Quando as concessionárias de energia elétrica não conseguem manter o fornecimento dentro dos limites de conformidade estabelecidos, como os indicadores de Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária (DRP) e Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica (DRC), as compensações financeiras são aplicadas como uma forma de reparar os consumidores afetados. Na Seção 2.4.2 serão abordados os cálculos e termos com mais detalhes.

A Figura 1.7 mostra uma visão geral dos índices Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária Equivalente (DRPe) e Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica Equivalente (DRCe). Esses valores são enviados mensalmente à ANEEL pelas distribuidoras de energia os quais representam a média dos indicadores individuais DRP e DRC. O mapa evidencia que as regiões Sul e Sudeste, destacadas em azul, apresentam os menores ocorrências de DRP (0 a 1,5), indicando alta conformidade na qualidade da energia elétrica fornecida. Em contraste, estados no Norte e Nordeste, como Amapá e Acre, exibem níveis mais elevados (de 9 a 15, em laranja). Tendo em vista o DRC as regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste do Brasil apresentam os maiores índices de DRC, destacados em vermelho, indicando valores superiores a 2,50.

A Figura 1.8 apresenta os dados das compensações da concessionária Equatorial PA, no estado do Pará. Esses dados revelam uma tendência crescente no total de valores pagos entre 2020 e 2023, passando de R$ 210.385,16 em 2020 para um pico de R$ 1.092.579,10 em 2023, refletindo um aumento significativo na necessidade de reparações aos consumidores. Em 2024, houve uma redução para R$ 801.729,66. A quantidade de compensações também seguiu um padrão semelhante, atingindo seu ápice em 2023, com 9.957 registros, e caindo para 7.380 em 2024.



(a) DRPe (b) DRCe

Figura 1.7 – Mapas de índices de DRPe e DRCe no Brasil.

Fonte: ANEEL (2024c).

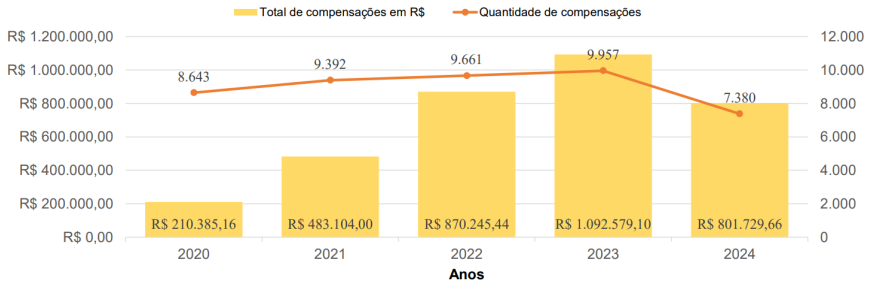


Figura 1.8 – Valores totais de compensações ocorridas no estado do Pará no período de 2020 até junho de 2024.

Fonte: ANEEL (2024c).

1.2 Motivação

Como visto, a adoção conjunta de GDFV e VE apresenta grandes desafios técnicos e financeiros, especialmente nas RDBTs (BAJAY et al., 2018). Essa combinação, aplicada em um sistema típico de distribuição, pode causar efeitos significativos, como sobrecarga, desequilíbrio de tensão, além do aumento do carregamento de condutores e transformadores (SILVA; VIEIRA, 2022). Esses impactos podem comprometer a operação eficiente das redes e, consequentemente, elevar os custos para concessionárias e consumidores.

Na literatura, diversos estudos abordam os impactos dos VEs nas redes de distribuição. Trabalhos como Khan, Kirmani e Rihan (2024) e Liu et al. (2020) exploram parâmetros elétricos e formas de mitigação, como tarifas variáveis, a aplicação de postos de recarga e o uso de controles centralizados. Por outro lado, estudos como os de Ali, Ahmad e Kazmi (2019) e Li et al. (2023) investigam o impacto da alta penetração de GDFV nas redes residenciais, abordando as consequências para os parâmetros elétricos, mas com foco limitado na interação financeira ou nos cenários regulatórios.

No trabalho de Brito (2022), é feita uma investigação das funções de controle *Volt-VAr* aplicadas em inversores fotovoltaicos e carregadores de veículos elétricos, considerando variáveis estocásticas como localização, comportamento dos usuários e aspectos regulatórios. O estudo utiliza simulações baseadas no método de Monte Carlo, evidenciando como o controle *Volt-VAr* é efetivo para aumentar a capacidade de

hospedagem conjunta de microgeradores fotovoltaicos e veículos elétricos, mitigando problemas técnicos como desequilíbrio de tensão e carregamento excessivo de transformadores. De forma complementar, o trabalho de Wanzeler et al. (2018b) demonstra como os controles *Volt-Watt* e *Volt-VAr* podem mitigar problemas de sobretensão e reduzir comutações excessivas de tape em reguladores de tensão. Simulações de fluxo de potência em séries temporais mostram a efetividade desses controles em cenários de alta variabilidade solar, reduzindo impactos em redes de baixa e média tensão.

Outro estudo relevante, de Lopes (2024a), explora metodologias para ajustes de curvas *Volt-Watt*, com foco na mitigação de sobretensões e na garantia de justiça no corte de potência ativa em inversores fotovoltaicos. O trabalho propõe abordagens descentralizadas e centralizadas, utilizando métricas como o Índice de Equidade de *Jain* para avaliar a efetividade do controle e garantir uma operação estável e justa. Já o trabalho de Costa, Andrade e Barbosa (2022) avalia o impacto da aplicação de controles *Volt-VAr* e *Volt-Watt* em uma rede de baixa tensão real localizada na região nordeste do Brasil. Os resultados indicam que, embora os controles sejam eficazes na correção de desvios de tensão, sua aplicação isolada pode não resolver todos os casos, reforçando a necessidade de estratégias combinadas para mitigar os impactos.

Enquanto alguns estudos, como o de Shafiq et al. (2022), analisam os impactos financeiros em contextos internacionais, é evidente a necessidade de um estudo mais específico considerando a realidade brasileira, incluindo a presença de GDFV e VE assim como as normas técnicas e regulamentações locais. Portanto, este trabalho se diferencia por abordar os aspectos financeiros dentro do contexto regulatório brasileiro, analisando a inserção gradual de GDFV e VE, levando em conta o aumento progressivo do nível de penetração desses elementos na rede.

Além disso, este trabalho propõe-se a explorar um cenário heterogêneo simulando diferentes condições, como perfis de carga selecionados aleatoriamente, variações na irradiação solar, diferentes momentos de carregamento dos VEs, tipos variados de VEs com capacidades de bateria e potências distintas, e potências variadas dos painéis solares. Esses cenários são analisados com a aplicação dos controles *Volt-VAr* e *Volt-Watt* nos inversores das GDFVs e nos carregadores dos VEs, permitindo uma avaliação detalhada dos impactos sobre as perdas técnicas, qualidade da tensão e o desempenho financeiro.

Dessa forma, o estudo contribui não apenas para o entendimento técnico dos desafios de integração dessas tecnologias, mas também para uma avaliação econômica detalhada dentre os cenários abordados, oferecendo subsídios para as concessionárias, as quais podem optar por executar reforço da rede, alterar as configurações da RDBT, alterar o tape de transformadores ou até mesmo pagar as compensações, e consumidores finais, os quais podem julgar se é favorável ou não investir em equipamentos para implantação de energia solar fotovoltaica ou em carregadores de VEs. As análises realizadas também buscam avaliar como essas tecnologias podem levar os componentes da rede a operarem fora das especificações, reduzindo a vida útil dos equipamentos, gerando custos adicionais, interrupções de energia e, por fim, elevando os investimentos necessários. Do ponto de vista geral, é essencial atenuar os efeitos negativos da adoção massiva de GDFV e VE, de modo a garantir o equilíbrio financeiro e operacional da rede, sem comprometer o crescimento do mercado.

1.3 Justificativa

A crescente adoção de VEs e da GDFV tem transformado rapidamente o cenário das RDBTs. No entanto, essa transformação também traz desafios técnicos e financeiros que não podem ser ignorados. A integração de grandes quantidades de VEs e GDFV pode levar a problemas de estabilidade na rede, como variações significativas de tensão e sobrecarga de componentes críticos, impactando tanto as concessionárias quanto os consumidores finais.

Este trabalho se justifica pela necessidade de investigar e propor soluções para mitigar esses impactos, assegurando a operação segura e eficiente das RDBTs. O estudo de controladores, como *Volt-Watt* e *Volt-VAr*, torna-se essencial para avaliar como essas tecnologias podem contribuir para a redução de custos financeiros e a melhora da qualidade da energia. A aplicação de tais soluções pode, não apenas atenuar os problemas de sobrecarga e desequilíbrio de tensão, mas também permitir que as concessionárias aproveitem melhor o potencial das fontes renováveis, promovendo a sustentabilidade energética e a eficiência operacional. Além disso, a análise dos impactos financeiros resultantes do uso desses controladores é crucial para identificar estratégias que beneficiem tanto os consumidores quanto as concessionárias, garantindo uma implementação equilibrada e sustentável dessas tecnologias.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivos Gerais

Tendo como base as especificações dos níveis ideais de tensão em regime permanente segundo a norma brasileira de distribuição de energia, o objetivo geral deste trabalho é analisar economicamente os impactos causados pela adoção conjunta de VEs e GDFVs em RDBTs, simulando cenários de diferentes níveis de penetração, com e sem implementação do controle de tensão. Executar, a partir dos resultados obtidos, análises buscando evidenciar os principais pontos positivos e negativos de cada metodologia de controle aplicada considerando os aspectos financeiros envolvidos.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Modelar as redes alvos deste estudo;
- Executar simulações determinísticas e probabilísticas aplicando, de forma conjunta, VEs e GDFVs em cada consumidor final obtendo os dados de tensão, potência e energia;
- Executar uma série de simulações, modificando alguns parâmetros em busca de reproduzir os cenários reais das redes alvo;
- Aplicar o Método de Monte Carlo para simulação dos cenários probabilísticos;
- Aplicar os métodos de controle de tensão descritos, comparando seus efeitos;
- Executar os cálculos financeiros de perdas técnicas e compensação para os diferentes cenários abordados;
- Comparar os cenários de adoção conjunta de GDFV e VE, em diferentes níveis de penetração, com e sem controle do nível de tensão visando compreender os ganhos e perdas para as concessionárias e para o consumidor final.

1.5 Organização do Trabalho

Este trabalho está estruturado em seis capítulos, conforme descrito a seguir:

- No Capítulo 1 - Introdução, são apresentados os principais temas abordados nesta dissertação, incluindo veículos elétricos, microgeração fotovoltaica, impactos combinados desses sistemas na rede elétrica e perdas técnicas no Brasil. São discutidas as motivações, justificativas e objetivos que norteiam o desenvolvimento deste estudo, bem como a organização do trabalho;
- O Capítulo 2 - Estado da Arte reúne uma revisão bibliográfica detalhada sobre os tópicos centrais desta pesquisa. São abordados o histórico e os tipos de veículos elétricos, tecnologias de recarga, geração fotovoltaica e os aspectos regulatórios em redes de distribuição de baixa tensão. Este capítulo também explora métodos de controle para mitigar transgressões nos níveis de tensão, incluindo os controles *Volt-Watt*, *Volt-VAr*, variações do fator de potência e a limitação dinâmica de corrente reativa. Por fim, apresenta o método de Monte Carlo, que é empregado nas análises probabilísticas desta dissertação;
- O Capítulo 3 - Sistema de Estudos dos Custos Em RDBTs Sob a Operação Conjunta de GDFV e VE Sujeitos aos Controles *Volt-Watt* e *Volt-VAr* (Metodologia) descreve as ferramentas utilizadas para a simulação e o fluxo metodológico adotado para a realização das análises. As abordagens determinísticas e probabilísticas são detalhadas, assim como os ajustes dos controles *Volt-Watt* e *Volt-VAr*. Este capítulo apresenta a base metodológica que permite a implementação e avaliação dos cenários experimentais;
- No Capítulo 4 - Estudo de Caso, são apresentados os cenários experimentais e a modelagem desenvolvida no através do *Python* e o *OpenDSS*. O capítulo detalha os elementos e curvas de carga utilizadas, incluindo cargas residenciais, geração fotovoltaica e o carregamento de veículos elétricos. São realizadas simulações determinísticas e probabilísticas considerando diferentes configurações de controle, promovendo os resultados a serem abordados;

- O Capítulo 5 - Resultados reúne e analisa os principais achados desta pesquisa. Inicialmente, são apresentados os resultados determinísticos, incluindo análises financeiras relacionadas a perdas técnicas e compensações, seguidas de uma análise energética detalhada. Em seguida, os resultados probabilísticos são discutidos, permitindo uma visão abrangente do impacto das diferentes configurações de controle nos cenários simulados;
- Por fim, o Capítulo 6 - Conclusão e Trabalhos Futuros apresenta um resumo dos principais resultados e contribuições desta dissertação, destacando a relevância das soluções propostas para o contexto energético. São indicadas também possíveis direções para trabalhos futuros, visando ampliar as análises realizadas e explorar novos métodos de controle e integração energética.

2 ESTADO DA ARTE

2.1 Introdução

Neste capítulo será abordado o estado da arte, evidenciando um panorama geral sobre o tema abordado. O conteúdo engloba as principais contribuições de trabalhos de pesquisa e tecnologias tendo em vista o ecossistema: Rede de Distribuição de Baixa Tensão (RDBT), Veículos Elétricos (VEs) e Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV).

Na literatura, alguns dos principais métodos para garantir a qualidade e estabilidade de tensão, a fim de evitar os problemas evidenciados anteriormente são: atualização da infraestrutura elétrica (RMI, 2019), coordenação entre geradores de energia distribuída (BAYHAN, 2020), precificação em tempo real (LIMMER; RODEMANN, 2019), armazenamento de energia por baterias (ZHU; MATHER; MISHRA, 2020) e controle *Volt-VAr* e *Volt-Watt* (OLOWU et al., 2021). Apesar de oferecerem um desempenho considerável no ajuste dos parâmetros elétricos solicitados, a aplicação da maioria dessas abordagens necessita de uma atualização radical da infraestrutura elétrica, acarretando um alto custo operacional além de penalizarem financeiramente os consumidores finais.

Buscando, porém, a mínima atualização física ou estrutural da rede elétrica legada, as abordagens dos controladores *Volt-VAr* e *Volt-Watt* locais se tornam válidas, uma vez que podem operar sem a necessidade de uma sincronização ou comunicação centralizada. Essas tecnologias podem ser inseridas nos inversores da GDFV, e são propostos para implementação nos sistemas de recarga de VE (DUTTA; GANGULY; KUMAR, 2022).

O controle *Volt-Watt* é eficiente para solucionar os problemas relacionados à tensão de operação da rede em regime permanente qualificada como adequada, porém, por atuar regulando somente potência ativa, se torna desfavorável financeiramente para os proprietários de GDFV ou VE: perdendo energia a ser acumulada no sistema de compensação com GDFV; ou sendo penalizados com o aumento do tempo de recarga do VE. Contudo, esse tipo de controle é economicamente atrativo para as concessionárias de energia, as quais são responsáveis por garantir a qualidade de entrega do nível de tensão, ajudando a mitigar e postegar os custos com reforços na rede. Além disso, segundo o §1º do art. 73 da Resolução Normativa Nº1.059/2023 (RN) (ANEEL, 2023b) recomenda-se a redução, contínua ou em horários predefinidos, da potência injetada, em casos de desvios nos níveis ideais de tensão, respaldando o uso do controlador *Volt-Watt* (LOPES, 2024b).

O controle *Volt-VAr*, por sua vez, foca no gerenciamento por meio da absorção ou fornecimento de reativos, ajustando os níveis de tensão em regime permanente (FREITAS, 2019) (WANZELER et al., 2018a). Este método garante ao consumidor a injeção total dos excedentes do gerador fotovoltaico, ou ainda, a recarga do VE com a potência nominal de seu respectivo carregador. Diante disso, a aplicação do controle *Volt-VAr*, considerando o respectivo impacto econômico às concessionárias de energia elétrica, carece de conhecimento e avaliação.

Neste trabalho, o objetivo e aspecto inédito da pesquisa é a análise econômica da adoção conjunta de VEs e GDFVs em RDBTs com e sem a presença de controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr*. A metodologia baseia-se na simulação de RDBTs reais, comparando as perdas técnicas e penalidades financeiras impostas pela ANEEL, quanto à qualidade da tensão em regime permanente. Neste, os VEs e as GDFVs são inseridos gradativamente nas RDBTs e os parâmetros analisados são de aspectos financeiros. As análises serão feitas também ao se adicionar os controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr* nos inversores das GDFVs e carregadores dos VEs.

2.2 Veículos Elétricos

2.2.1 Um Breve Histórico Sobre Veículos Elétricos

Os veículos elétricos (VEs) possuem uma história que se estende desde o século XIX. As primeiras experimentações com veículos movidos à eletricidade surgiram como resultado de uma série de inovações em áreas como baterias e motores elétricos, com contribuições significativas de inovadores tanto na Europa quanto nos Estados Unidos. No início do século XX, os VEs começaram a se popularizar, particularmente nos Estados Unidos, onde, por volta de 1900 (ENERGY.GOV, 2024), representavam cerca de um terço de todos

os veículos nas estradas. Eles eram valorizados por sua operação silenciosa e pela ausência de emissões de poluentes, contrastando com os veículos movidos a combustíveis fósseis.

Contudo, com o desenvolvimento dos motores de combustão interna, a expansão das rodovias e a redução do custo do petróleo, os VEs rapidamente perderam espaço. Durante a maior parte do século XX, eles foram quase esquecidos, com a indústria automobilística focando predominantemente nos veículos a gasolina. O interesse por VEs foi renovado apenas nas últimas décadas, impulsionado pelas crescentes preocupações com as mudanças climáticas, poluição do ar e a dependência dos combustíveis fósseis. Avanços tecnológicos, especialmente em relação ao design, eficiência e custo das baterias, tornaram os VEs mais viáveis e atraentes para o consumidor médio.

Fabricantes como Tesla, Nissan e Chevrolet começaram a oferecer modelos totalmente elétricos com autonomias competitivas e características atraentes. A eletrificação veicular expandiu-se para além dos carros de passeio, incluindo também motocicletas, ônibus, caminhões e novas categorias como *scooters* e bicicletas elétricas. Incentivos governamentais e o desenvolvimento de infraestruturas de recarga têm sido fundamentais para promover a adoção de VEs em vários países, acelerando o crescimento do mercado.

Conforme avançamos para o futuro, espera-se que os VEs desempenhem um papel cada vez mais significativo no cenário global de transporte. O comprometimento com a pesquisa e desenvolvimento e o aumento da demanda do consumidor posicionam os VEs não apenas como uma alternativa, mas como um passo evolutivo natural na história do transporte motorizado. No entanto, a crescente demanda por eletricidade gerada pelo aumento dos VEs impõe desafios consideráveis à infraestrutura elétrica.

Estudos como o de (PANOSSIAN et al., 2022) preveem que a demanda por eletricidade no setor de transporte nos EUA poderia saltar de 0,2% em 2017 para mais de 20% em 2050. Em 2023, segundo (IEA, 2023), a média global de consumo dos carregadores de VEs está em 2,4kW. Esse crescimento destaca a necessidade de planejamento e investimento estratégico para suportar o aumento da carga e garantir a eficiência e a resiliência das redes de distribuição de energia.

A infraestrutura elétrica existente, especialmente em sistemas de menor tensão e em comunidades menos prósperas, precisará de adaptações para lidar com a crescente penetração de VEs. Estudos detalhados sobre diferentes níveis de tensão e condições de infraestrutura são essenciais para guiar decisões informadas e eficazes, de modo a evitar sobrecargas e manter a estabilidade da rede. Portanto, à medida que o mundo se inclina para uma adesão mais ampla aos VEs, é crucial considerar tanto os benefícios quanto os desafios desta transição energética.

Para países como o Brasil, abordar essas questões de forma proativa será essencial para assegurar uma transição energética eficaz, sustentável e inclusiva, garantindo que a infraestrutura de energia esteja preparada para suportar o impacto da adoção massiva de VEs sem comprometer a eficiência e a qualidade do fornecimento de energia.

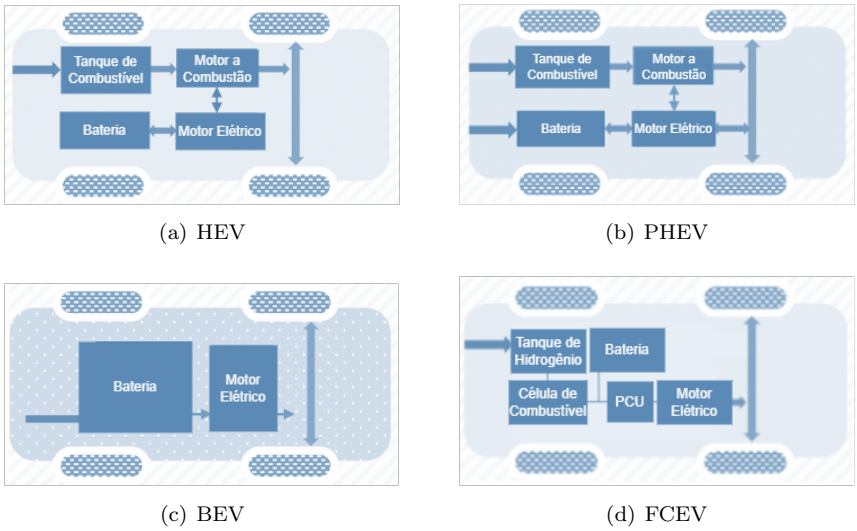
2.2.2 Tipos de Veículos Elétricos

O termo VE compreende uma gama de tecnologias e estruturas cada uma com suas devidas características. As principais categorias levando em consideração a organização funcional podem ser:

- ***Hibrid Eletric Vehicle* (HEV)**: são veículos híbridos convencionais os quais operam principalmente com gasolina, álcool ou diesel para alimentar seu motor de combustão interna, conforme a Figura 2.1-a). Além desse motor de combustão, que é abastecido como qualquer veículo tradicional, os híbridos incorporam um motor elétrico e uma bateria. A vantagem dos híbridos reside no fato de que eles fazem uso tanto do motor elétrico quanto do motor de combustão interna, resultando em uma eficiência significativamente superior no consumo de combustível em comparação com os carros não híbridos. Esses veículos também têm um menor impacto ambiental e são mais econômicos em termos de abastecimento à combustível, pois o motor elétrico entra em ação para complementar a potência do motor de combustão em determinadas situações.

- ***Plug-in Hibrid Electric Vehicle* (PHEV)**: são veículos os quais possuem combinação de um motor de combustão interna, que é alimentado por gasolina, álcool ou diesel, com um motor elétrico e uma bateria recarregável (Figura 2.1-b). Em contraste com os híbridos tradicionais, os PHEVs têm a capacidade de recarregar suas baterias de duas maneiras diferentes: a primeira é através da frenagem regenerativa, que converte parte da energia dissipada durante a frenagem em eletricidade; a segunda é por meio de um

cabo que se conecta a uma fonte externa, como a rede elétrica, permitindo percorrer longas distâncias apenas com energia elétrica. Quando a bateria se esgota, o motor de combustão interna opera como em um carro convencional.



(a) HEV (b) PHEV

(c) BEV (d) FCEV

Figura 2.1 – Esquematização de funcionamento dos tipos de VEs.

Fonte: AMRIT (2023), adaptado.

- ***Battery Eletric Vehicle* (BEV)**: são veículos 100% elétricos, funcionam através da eletricidade armazenada em suas baterias para alimentar o motor elétrico e mover as rodas (Figura 2.1-c). Durante determinado percurso, a bateria pode ser recarregada durante as frenagens, conhecida como frenagem regenerativa (*kers*). Para o recarregamento das baterias, esses tipos de veículos necessitam exclusivamente da energia elétrica da rede.

Tabela 2.1 – Comparação do tempo de carregamento e tamanho da bateria de alguns tipos de VE.

Marca	Modelo	Tipo	Tempo de carregamento (horas)		Tamanho da Bateria (kWh)
			120 V CA	240 V CA	
Toyota	RAV4 SUV	PHEV	44 - 52	6,5 - 8	41,8
Tesla	Model S	BEV	30+	4 - 6	85
Toyota	Prius Plug-In	PHEV	3	1,5	4,4
Renault	Fluence	PHEV	-	6 - 9	22
Renault	Kwid E-tech	BEV	-	2,5	26,8
Renault	Zoe	BEV	-	3,5	22
Mitsubishi/Citroën/Peugeot	i-miEV/C-Zero/iON	BEV	22,5	7	16
Nissan	LEAF	BEV	-	7	24
Ford	Fusion Energi	PHEV	7	2,5	8
Mia	Mia	BEV	-	3,5 ou 5	8 ou 12
Honda	Fit EV	BEV	20+	4	82
Ford	Focus Eletric	BEV	20	4	76
Fiat	500e	BEV	23	4	24
Ford	C-MAX Energi	PHEV	7	2.5	8
BYD	Dolphin	BEV	-	8 - 9	44,9
BYD	Dolphin Mini	BEV	-	5,7	38
BYD	Seal	BEV	-	12	82,7

Fonte: (MASTOI et al., 2022), adaptado.

- ***Hydrogen Fuel Cell Eletric Vehicle* - FCEV**: são veículos os quais operam principalmente com hidrogênio como sua principal fonte de energia (Figura 2.1-d). Assim como os outros veículos elétricos, incorporam o uso dos freios regenerativos (*kers*), os quais convertem parte da energia perdida durante as frenagens em eletricidade, auxiliando na recarga da bateria. Ao contrário dos veículos convencionais, dependentes de gasolina, álcool ou diesel como combustível, os veículos de célula de combustível, munidos com PCU (*Power Control Unit*), unem hidrogênio e oxigênio para gerar eletricidade, que por sua vez alimenta o motor elétrico. Esses carros são categorizados como veículos elétricos, embora sua autonomia e processo de reabastecimento ainda se assemelhem ao de um veículo comum.

Tendo em vista o contexto deste trabalho, os VE considerados serão do tipo **PHEV** e **BEV** os quais possuem interação com a rede de distribuição. A Tabela 2.1, evidencia os parâmetros elétricos necessários para a execução das simulações futuras como a capacidade da bateria em kWh e a potência dos carregadores comparando as colunas "Tempo de carregamento (horas)" e "Tamanho da Bateria (kWh)". Os demais parâmetros, como vida útil da bateria e autonomia não são demonstrados por dependerem de incertezas como o comportamento dos usuários e qualidade dos dispositivos.

2.2.3 Tecnologias de recarga para Veículos Elétricos

Como visto na seção anterior, a massiva incorporação de VEs impõe desafios significativos à infraestrutura das redes elétricas existentes. Antevendo um cenário onde mais da metade dos veículos em circulação serão elétricos até 2050 (IEA, 2024), é crucial identificar soluções que viabilizem uma transição suave e eficiente.

O conceito "Vehicle-to-Grid" (V2G), promovido por empresas líderes no setor automobilístico como Nissan e Renault, se apresenta como um pilar importante nesse processo (RODAVERDE, 2023). Através do V2G, os veículos elétricos, além de consumirem energia, têm a capacidade de reverter e fornecer essa energia de volta à rede elétrica em momentos estratégicos, contribuindo assim para um balanço mais estável da demanda e oferta de eletricidade.

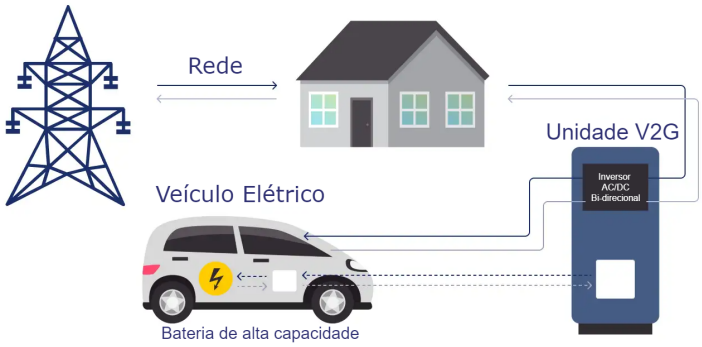


Figura 2.2 – Diagrama de funcionamento do V2G

Fonte: (ERBIS, 2023), adaptado.

No entanto, a adoção do V2G sozinho não seria suficiente para resolver todos os desafios. As tarifas dinâmicas surgem como um mecanismo complementar promissor (PANOSSIAN et al., 2022). Com a variação de preços da energia de acordo com o horário e demanda, este sistema pode direcionar o comportamento do usuário. Ao tornar o carregamento dos VEs mais econômico em horários de baixa demanda e mais caro durante picos, a tarifação dinâmica incentiva o uso inteligente da rede elétrica, distribuindo de forma mais homogênea a demanda ao longo do dia.

Diversas empresas têm trabalhado na implementação dessas soluções. A WEG, por exemplo, lançou o carregador WEMOB – WEG *Electric Mobility*, adaptado para tensões de 380V a 480V e com potência de 22 kW (WEG, 2020). Pensado para ambientes como condomínios fechados e grupos residenciais, este equipamento favorece uma gestão centralizada da carga, otimizando o consumo de acordo com as tarifas dinâmicas e as necessidades da rede.

A evolução das baterias também desempenha um papel vital. As baterias de segunda vida, provenientes de VEs que já cumpriram seu ciclo inicial, prometem ser um recurso valioso para o armazenamento de energia estacionária, reforçando ainda mais a resiliência da rede. Por meio delas, se torna possível exportar, se necessário, a energia armazenada para a rede em casos de alta demanda, como acontece na aplicação do V2G.

A convergência das tecnologias V2G, dos avanços em carregadores e da tarifação dinâmica sinaliza um esforço conjunto do setor. Estas abordagens, quando implementadas em conjunto, oferecem uma perspectiva promissora para uma coexistência eficiente entre veículos elétricos e a infraestrutura elétrica. A tarifação dinâmica pode sujeitar o carregamento dos VEs ser realizado em momentos de baixa demanda e o V2G pode, caso necessário, suprir momentos de alta demanda.

Por fim, enquanto a transição para a mobilidade elétrica continua em ritmo acelerado, a combinação de estratégias inovadoras sugere um futuro onde a integração de VEs à rede é não apenas sustentável, mas também otimizada para beneficiar a sociedade como um todo.

2.3 Geração Fotovoltaica

Nos últimos anos, tem havido uma crescente demanda global pelo uso de fontes de energia renováveis, impulsionada pelas preocupações ambientais e socioeconômicas relacionadas às emissões de gases poluentes. Dentre as tecnologias sustentáveis em destaque, a geração fotovoltaica, também conhecida como energia solar fotovoltaica, desempenha um papel crucial nessa transição energética. Essa abordagem envolve a produção descentralizada de energia elétrica por meio da conversão direta da luz solar em eletricidade em pequena escala, geralmente para consumo individual ou em comunidades de menor porte. Essas instalações se encontram predominantemente nas redes de distribuição de baixa tensão.

Por outro lado, a minigeração de energia solar é uma central geradora com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (ANEEL, 2014). Essa diferença de escala em relação à microgeração, a qual engloba centrais de geração de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW, permite que a minigeração fotovoltaica atenda a necessidades de maior porte, como estabelecimentos industriais e comerciais, fornecendo uma quantidade substancial de energia limpa e sustentável. Assim como a microgeração, a minigeração, também é predominantemente implantada em redes de distribuição de baixa tensão.

A Figura 2.3 evidencia os componentes típicos de uma instalação fotovoltaica em ambiente residencial, enquadrada como microgeração. Em 1 está o painel solar capta a luz do sol e gera eletricidade (energia fotovoltaica). Esses painéis solares, são interligados entre si e conectados ao inversor solar; Em 2 encontra-se o inversor solar, o qual transforma a energia gerada pelos painéis (Corrente Contínua - CC) em energia elétrica (Corrente Alternada - CA), podendo ser usada em qualquer aparelho elétrico; A eletricidade convertida pelo inversor é direcionada para o quadro de distribuição da residência, representado em 3, diminuindo a quantidade de energia consumida do sistema de distribuição; A energia solar gerada pode ser utilizada em dispositivos como TVs, computadores, lâmpadas, motores, ar-condicionado e chuveiros, ou seja, tudo que estiver conectado à rede elétrica (representação em 4).

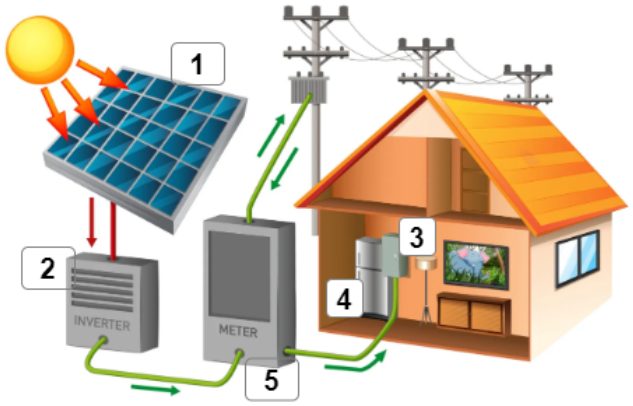


Figura 2.3 – Representação de uma aplicação típica de microgeração em ambiente residencial.

Fonte: (SOLARITIMA, 2024), adaptado.

De acordo com a RN n° 1.000/2021 (ANEEL, 2021), consumidores que utilizam sistemas de micro e mini geração distribuída, como painéis solares ou turbinas eólicas, podem injetar o excedente de energia gerada na rede elétrica da distribuidora local. Esse excedente é registrado por um medidor bidirecional, que contabiliza tanto o consumo de energia da rede quanto a energia excedente enviada. O volume excedente é convertido em "créditos de energia", que podem ser utilizados para abater o consumo em meses subsequentes ou em outras unidades consumidoras previamente cadastradas, dentro da mesma área de concessão. Esses créditos têm validade de até 60 meses e fazem parte do modelo de compensação de energia elétrica conhecido como *Net Metering*, promovendo maior acessibilidade e incentivo ao uso de fontes renováveis.

A Figura 2.4 ilustra claramente o expressivo crescimento da geração fotovoltaica ao longo da última década, de 2010 a 2020, em vários países. Esse notável aumento não apenas reflete o reconhecimento global da energia solar como uma fonte de eletricidade confiável e ecologicamente amigável, mas também é impulsionado pelo contínuo barateamento dos dispositivos e tecnologias associados à produção de eletricidade através desta fonte. Esse custo decrescente tornou a energia fotovoltaica mais acessível e atrativa para uma ampla gama de consumidores e setores, contribuindo significativamente para seu crescimento.

No entanto, para uma integração bem-sucedida desses sistemas, é crucial enfrentar os desafios associados a eles, como a possibilidade de sobretensões na rede elétrica quando a produção de energia excede o consumo local. A implementação de medidas adequadas de controle e monitoramento é fundamental para garantir a eficiência e a segurança desses sistemas.

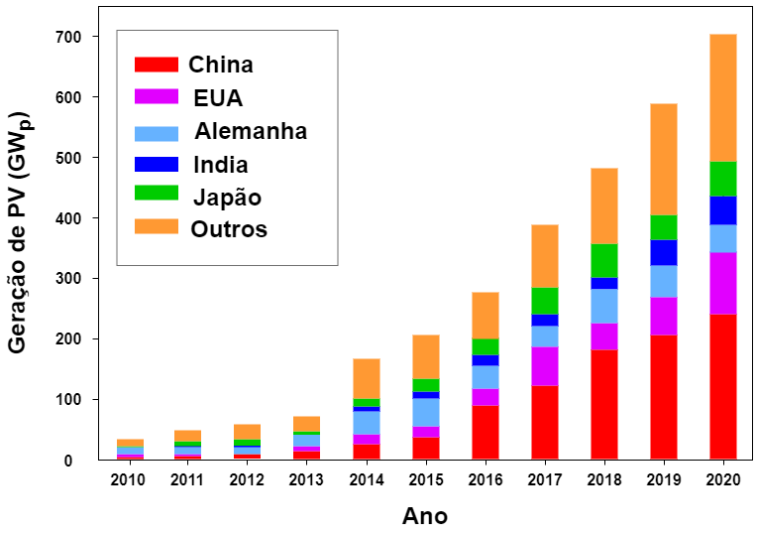


Figura 2.4 – Crescimento da capacidade instalada de geração fotovoltaica no mundo.

Fonte: (BARBOSA et al., 2021), adaptado.

A energia fotovoltaica tem se mostrado uma solução promissora para atender às crescentes demandas energéticas de forma sustentável. No entanto, é importante reconhecer que a sua aquisição em massa não está isenta de desafios, especialmente quando se trata da integração em redes legadas. Um dos principais desafios reside na rede de distribuição de baixa tensão, onde a incerteza da produção solar pode levar a problemas como sobretensões, afetando o funcionamento adequado dos componentes da rede.

2.4 Aspectos Regulatórios em Redes de Distribuição de Baixa Tensão

2.4.1 Perdas Técnicas

As perdas técnicas referem-se à quantidade de energia perdida devido ao efeito *Joule*: em condutores, transformadores e medidores de energia elétrica, à perdas nos núcleos dos transformadores, à perdas dielétricas e à perdas por correntes parasitas. As perdas técnicas são determinadas de acordo com as diretrizes estabelecidas no Módulo 7 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) (ANEEL, 2024b). De maneira simplificada, o sistema de distribuição é segmentado conforme os diferentes

níveis de tensão (alta, média e baixa), englobando as características dos transformadores, ramais de ligação e medidores. São aplicados modelos específicos, utilizando dados simplificados das redes e dos equipamentos, como o comprimento e a bitola dos cabos, a potência dos transformadores e a energia entregue às unidades consumidoras. Para calcular o valor dessas perdas em $R\$$, utiliza-se a Equação 2.1.

$$P_{(R\$)} = P_{kWh} \cdot T \tag{2.1}$$

onde, $P_{(R\$)}$ é a perda técnica em reais, P_{kWh} é a perda técnica em kWh, e T é o valor base de cobrança para cada kWh.

Os custos das perdas técnicas são incluídos na tarifa de energia elétrica, pois são inevitáveis em qualquer rede de distribuição, representando um ônus para o setor elétrico. Para reduzir essas perdas, é crucial investir em infraestrutura e manutenção adequadas. Equipamentos antigos, mal dimensionados ou em mau estado de conservação podem acarretar em perdas significativamente mais altas do que sistemas modernos e bem mantidos.

Apesar de inevitáveis, é vital para as empresas de energia monitorar e gerenciar as perdas técnicas. Uma alta taxa de perdas representa ineficiência, que não apenas resulta em custos econômicos, mas também amplia o impacto ambiental, pois exige maior geração de energia para compensar o que é perdido. Assim, garantir a eficiência na transmissão e distribuição é um passo fundamental para um fornecimento de energia mais sustentável e econômico.

2.4.2 Indicadores de Transgressão da Tensão em Regime Permanente

O Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2024a), informa métricas importantes de acordo com a qualidade do nível de tensão, traduzindo os problemas em valores monetários. A norma estabelece as faixas de classificação das tensões em regime permanente, as quais estão ilustradas na Figura 2.5.

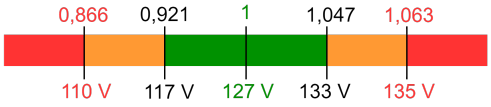


Figura 2.5 – Faixas de tensão determinadas pelo anexo 8.A em *pu* e *Volts* para uma rede com valor de tensão inferior a 2,3 kV (220/127).

Fonte: própria.

Com base na Figura, considera-se T_L a tensão eficaz lida e $T_R = 127V$ a tensão eficaz de referência da rede, em verde tem-se faixa de tensão adequada ($117V \leq T_L \leq 133V$); em laranja, as faixas de tensão precária superior ($133V < T_L \leq 135V$) e inferior ($110V \leq T_L < 117V$); e em vermelho as faixas críticas inferior ($T_L < 110V$) e superior ($T_L > 135V$).

A ANEEL utiliza métricas para a análise de diversos fatores que contribuem para garantir a qualidade da distribuição de energia elétrica. Para este trabalho, considerando os valores de compensação monetária, faz-se o uso dos indicadores a seguir:

- DRP **(Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária):** este indicador avalia a quantidade de tempo em que a tensão fornecida permanece em nível precário. Essa análise é útil para identificar possíveis falhas prematuras ou danos em uma estrutura e para garantir a segurança e a integridade do sistema.
- DRC **(Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica):** similar ao DRP, este indicador identifica o tempo em que a tensão fornecida permanece em nível crítico. O limite crítico é o ponto em que o material pode sofrer ruptura ou falha catastrófica. A análise do DRC é crucial para entender o comportamento do material sob condições extremas e para desenvolver soluções que melhorem a resistência e a durabilidade das estruturas.

O cálculo dos indicadores baseia-se em leituras do valor de tensão feitas por fase a cada 10 minutos, em um período de 7 dias, totalizando, 1008 leituras. A ocorrência de leitura da tensão em nível precário ou

Tabela 2.2 – Valores e intervalos definidos a partir da tensão eficaz padrão.

T_r	Tensão de referência;
$(T_r - \Delta_{ADINF}, T_r + \Delta_{ADINF})$	Faixa de tensão adequada;
$(T_r + \Delta_{ADSUP}, T_r + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP})$	Faixa precária de tensão superior
$(T_r - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}, T_r - \Delta_{ADINF})$	Faixa precária de tensão inferior
$> (T_r + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP})$	Faixa crítica de tensão superior;
$< (T_r - \Delta_{ADINF} + \Delta_{PRINF})$	Faixa crítica de tensão inferior;

crítico acarreta na soma das componentes: *nlp* - maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa precária e *nlc* - maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa crítica.

Os valores de DRP e DRC são calculados a partir das Equações 2.2 e 2.3.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%] \tag{2.2}$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%] \tag{2.3}$$

A seguir, calcula-se o valor de compensação, conforme apresentado na Equação 2.4.

$$Comp = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) \cdot k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \tag{2.4}$$

Os valores dos limites de DRP e DRC são 3% e 5%, respectivamente. Além disso, o $EUSD$ corresponde ao encargo de uso do sistema de distribuição correspondente ao mês de referência da última medição. O pagamento do valor calculado, se este for maior que zero, deverá ser feito por parte da distribuidora para titulares das unidades consumidoras, como uma forma de compensar os problemas de tensão na distribuição registrados pelos indicadores de DRP e/ou DRC.

Tabela 2.3 – Constantes pré-definidas para o cálculo de compensação.

DRP_{limite}	Fixado em 3%;
DRC_{limite}	Fixado em 5%;
k_1	0, se $DRP \leq DRP_{limite}$ 3, se $DRP > DRP_{limite}$;
k_2	Fixado em 7, para o caso de baixa tensão;
$EUSD$	Valor do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

2.5 Métodos de Controle para Mitigar Transgressões

2.5.1 Variação do Fator de Potência

O fator de potência é uma medida da eficiência com que a potência elétrica é convertida em trabalho. Um fator de potência não ideal (diferente de 1) pode levar a perdas na transmissão de energia, maior demanda sobre equipamentos e infraestrutura e custos elevados para os consumidores e operadores de rede. Portanto, a correção do fator de potência é essencial para o funcionamento eficiente e confiável das redes elétricas. Várias metodologias são adotadas para mitigar os problemas associados às variações do fator de potência:

1. **Bancos de Capacitores**: São amplamente usados para corrigir o fator de potência em sistemas industriais e comerciais. Ao conectar capacitores em paralelo com a carga, é possível compensar a potência reativa indutiva (geralmente causada por motores e transformadores) e, assim, melhorar o fator de potência.
2. **Reatores**: Assim como os capacitores corrigem a potência reativa indutiva, os reatores podem ser usados para compensar a potência reativa capacitiva. Eles são geralmente empregados em situações onde equipamentos geram um fator de potência capacitivo.
3. **Equipamentos Reguladores de Tensão**: Estes dispositivos, como o compensador síncrono, podem ser ajustados para fornecer ou absorver potência reativa conforme necessário, permitindo uma correção dinâmica do fator de potência.
4. **Controle Eletrônico e Inversores**: Com a evolução da eletrônica de potência, inversores e controladores eletrônicos estão sendo usados para gerenciar o fator de potência, especialmente em sistemas com fontes renováveis como a eólica e a solar.
5. **Redes Inteligentes (*Smart Grids*)**: Estas redes modernas têm a capacidade de monitorar e controlar o fluxo de energia de forma mais eficiente. Com sistemas avançados de gerenciamento, as smart grids podem ajustar dinamicamente a distribuição e o consumo de energia para otimizar o fator de potência.
6. **Educação e conscientização**: Informar os consumidores, principalmente os industriais, sobre a importância de manter um bom fator de potência e os custos associados a um fator de potência não corrigido é crucial. Muitas vezes, simples mudanças nos processos ou a aquisição de equipamentos mais eficientes podem resultar em melhorias significativas.

Enquanto as variações no fator de potência apresentam desafios para a operação eficiente das redes elétricas, existem várias metodologias e tecnologias disponíveis para mitigar esses problemas. A escolha da solução mais adequada depende das características específicas da rede e das cargas conectadas a ela.

2.5.2 Controle *Volt-Watt*

O controle *Volt-Watt* é uma estratégia de gerenciamento de potência injetada e/ou consumida usada em sistemas elétricos, particularmente em sistemas com alta penetração de fontes de geração distribuída, como a mini e microgeração fotovoltaica. Este controle busca manter a tensão da rede dentro de limites adequados, ajustando a potência ativa fornecida pela fonte de geração à medida que a tensão varia conforme apresentado na Figura 2.6. Em outras palavras, o controle *Volt-Watt* implementado nos inversores e carregadores de VEs, atua como uma resposta ao nível de tensão fora dos valores adequados, reduzindo a potência ativa injetada quando a tensão aumenta ou cortando o consumo quando a tensão diminui, conforme a Equação 2.5. O principal objetivo é garantir a estabilidade e a confiabilidade da rede, especialmente em situações onde haja flutuações de tensão devido à intermitência de fontes renováveis ou mudanças no consumo. Com o aumento da adoção de sistemas de geração distribuída, pode haver momentos em que a geração excede o consumo local, levando a aumentos de tensão.

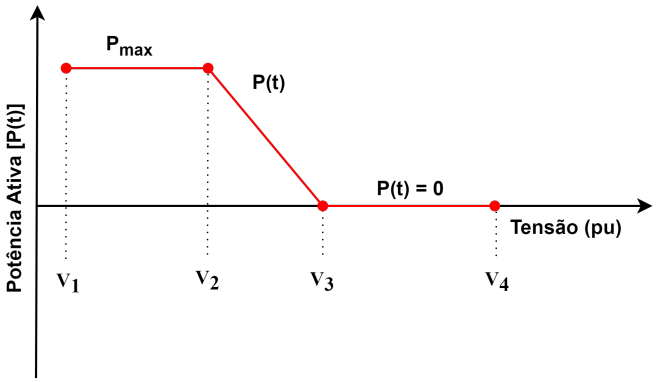


Figura 2.6 – Gráfico de aplicação *Volt-Watt*.

Fonte: (OLOWU et al., 2021), adaptado.

Estando a tensão elétrica no intervalo de V_1 para V_2 não há corte de potência ativa, no intervalo de V_2 para V_3 a potência ativa é reduzida linearmente com base na medição de tensão e para valores maiores que V_3 a potência é cortada integralmente.

$$P(t) = \begin{cases} P_{max} & ; se \quad V_1 < V(t) \leq V_2 \\ \frac{V_3 - V(t)}{V_3 - V_2} \cdot P_{max}(t) & ; se \quad V_1 < V(t) \leq V_3 \\ 0 & ; se \quad V(t) > V_3 \end{cases} \tag{2.5}$$

Contudo, enquanto essa estratégia oferece uma solução para manter a estabilidade do nível de tensão da rede, também pode resultar em subutilização das fontes de geração distribuída. Se o controle *Volt-Watt* for acionado frequentemente, podem ocorrer períodos em que os sistemas de geração, como painéis solares, não estejam sendo usados em sua capacidade máxima, levando a uma menor eficiência econômica, gerando perdas financeiras para os provedores. Portanto, é essencial equilibrar a necessidade de estabilidade da rede com a otimização da produção de energia das fontes distribuídas.

2.5.3 Controle *Volt-VAr*

O controle *Volt-VAr* é utilizado em sistemas de energia elétrica como um método para manter a tensão medida nos terminais dos inversores e conversores dentro de limites estabelecidos, ajustando a potência reativa de saída para compensar as variações no nível de tensão em regime permanente. A Figura 2.8 ilustra o gráfico de operação do controle.

Quando a tensão da rede elétrica apresenta efeitos de sobretensão (tensões acima do valor padrão), o controle *Volt-VAr* entra no modo de absorção de potência reativa, ajudando a reduzir o nível de tensão (MELLO et al., 2019). Na ocorrência de subtensão (tensões abaixo do valor adequado), o controle aumenta a

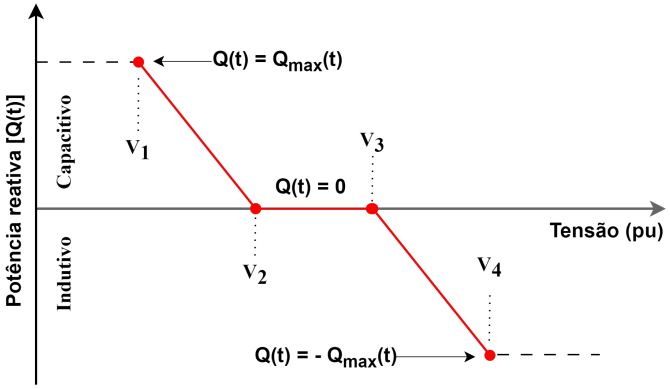


Figura 2.7 – Gráfico de aplicação *Volt-VAr*.

Fonte: (OLOWU et al., 2021), adaptado.

potência reativa, o que ajuda a elevar o nível de tensão eficaz (vide a Figura 2.8). A Equação 2.6 demonstra os cinco estágios desse método de controle (OLOWU et al., 2021).

$$Q(t) = \begin{cases} Q_{max}(t) & ; se \quad V(t) \leq V_1 \\ \frac{V_2 - V(t)}{V_2 - V_1} \cdot Q_{max}(t) & ; se \quad V_1 < V(t) \leq V_3 \\ 0 & ; se \quad V_2 < V(t) \leq V_3 \\ -\frac{V_3 - V(t)}{V_3 - V_4} \cdot Q_{max}(t) & ; se \quad V_3 < V(t) \leq V_4 \\ -Q_{max}(t) & ; se \quad V(t) > V_4 \end{cases} \tag{2.6}$$

Estando as tensões da rede elétrica em valores adequados no intervalo de V_2 para V_3, não há injeção ou absorção de potência reativa na rede. Contudo, se a tensão diminuir, ficando entre os valores V_1 e V_2, nos níveis de subtensão, há a injeção linear de potência reativa. Por outro lado, se a tensão se encontrar no intervalo de V_3 para V_4, nos níveis de sobretensão, o ocorre a absorção linear de potência reativa. Por estar embarcado em um sistema físico, o controlador *Volt-VAr* possui limites de operação, os quais são representados pelos valores $Q_{max}(t)$ e $-Q_{max}(t)$ na Figura 2.8 o que correspondem a valores de tensão maiores que V_4 ou menores que V_1.

2.5.4 Limitação de Corrente Reativa Dinâmica

A Corrente Reativa Dinâmica (CRD) surge como um instrumento crucial no cenário atual das redes elétricas, desempenhando um papel vital na gestão e proteção dessas estruturas (PLET et al., 2010). Esta afirmação baseia-se na definição da CRD (BARAN; EL-MARKABY, 2005), na sua aplicabilidade (HOROWITZ; PHADKE; HENVILLE, 2022) e na sua crescente relevância, especialmente tendo em conta a rápida integração dos Recursos Baseados em Inversores (RBIs) (LAGOS et al., 2021) e a consequente transformação das dinâmicas tradicionais da rede (RASHEDUZZAMAN; MUELLER; KIMBALL, 2014).

A essência da CRD refere-se à sua capacidade de um inversor injetar corrente reativa proporcional ao desvio da tensão em relação à tensão nominal durante uma falha. Esta característica é de fundamental importância no atual contexto energético. Em um ambiente onde oscilações e perturbações são frequentes, este mecanismo de resposta, representado pela proporção K, serve como uma defesa vital contra instabilidades indesejadas na rede (GONZALEZ et al., 2023).

Mas, além de sua definição, é fundamental reconhecer o impacto tangível e os benefícios da CRD. Ela é crucial para garantir a proteção adequada do sistema. Com os RBIs tornando-se componentes cada vez mais presentes nas redes elétricas, os sistemas de proteção tradicionais enfrentam desafios inéditos (AKBARI; BOLURIAN; MODARESI, 2017). Diante deste cenário, a CRD, com sua capacidade de gerenciar correntes de falha, torna-se a linha de defesa que previne mal-funcionamentos e garante a confiabilidade da rede (PLET et

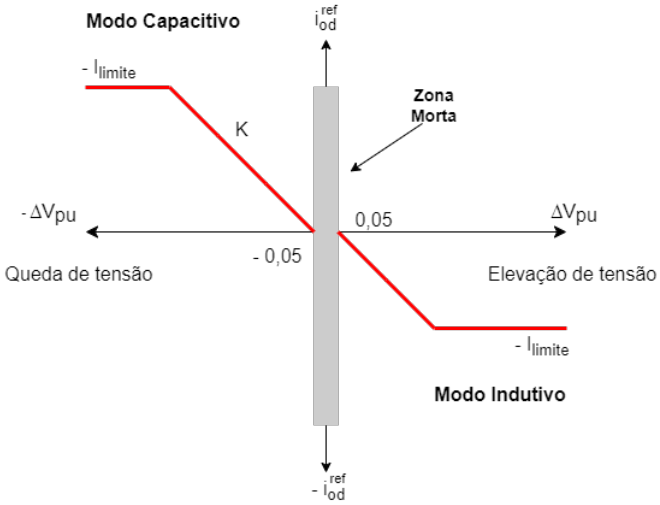


Figura 2.8 – Modo de operação básico do CRD.

Fonte: Gonzalez et al. (2023), adaptado.

al., 2010). Adicionalmente, com a constante flutuação de variáveis, como a irradiância solar, a CRD assume um papel ainda mais crucial.

No entanto, como toda solução inovadora, a CRD traz consigo certos desafios. A integração de RBIs pode causar falhas de ofuscamento, uma vez que podem reduzir as correntes de falha a montante (MUELLER, 2014). Este desafio destaca a necessidade de uma modelagem precisa da CRD e de estratégias bem definidas para sua implementação (RASHEDUZZAMAN; MUELLER; KIMBALL, 2015). Existe uma lacuna na pesquisa atual quando se trata de padronizar a modelagem de inversores e estratégias de limitação de corrente, um espaço que precisa ser preenchido para garantir uma transição eficiente para redes mais sustentáveis.

A complexidade aumenta ainda mais quando consideramos a integração de veículos elétricos à rede. Estes, ao serem carregados, introduzem novas flutuações de tensão que têm o potencial de desestabilizar a rede (DU et al., 2020). A CRD, neste contexto, pode ser uma ferramenta útil para garantir a operação correta dos dispositivos de proteção e manter a estabilidade da rede.

Em suma, diante da contínua integração de fontes renováveis e da chegada massiva de veículos elétricos, a CRD se estabelece como uma ferramenta indispensável. Seu papel na garantia da estabilidade, proteção e eficiência da rede é inquestionável, tornando imperativo um foco renovado em sua pesquisa e aplicação nas redes elétricas modernas.

2.6 Método de Monte Carlo

O método de Monte Carlo, desenvolvido por John von Neumann e Stanislaw Ulam na década de 1940, é uma técnica probabilística amplamente utilizada para resolver problemas complexos que envolvem incertezas ou elementos aleatórios. O nome foi inspirado pelo famoso cassino em Mônaco, simbolizando a natureza aleatória do método. Ele se baseia na geração de um grande número de amostras aleatórias para simular e prever possíveis resultados de um sistema ou processo (AWS, 2024).

Diferentemente dos métodos determinísticos, que fornecem respostas fixas, o método de Monte Carlo permite incorporar incertezas e gerar distribuições de probabilidade para diferentes cenários. Isso o torna essencial em situações onde há múltiplos fatores de variação. Por exemplo, ele é utilizado para prever tempos de viagem considerando fatores como congestionamento ou clima, ou ainda para avaliar os riscos financeiros ao analisar centenas de variáveis simultaneamente.

Uma das principais vantagens do método de Monte Carlo está na sua capacidade de lidar com a complexidade dos problemas. À medida que a complexidade de um problema aumenta — seja em termos de geometria, número de variáveis ou incertezas —, as técnicas de Monte Carlo tornam-se mais eficientes e vantajosas em comparação com métodos analíticos ou determinísticos. Essa relação é ilustrada na Figura

2.9, que mostra como o tempo necessário para encontrar uma solução cresce de forma mais acentuada para métodos determinísticos à medida que a complexidade aumenta, enquanto o método de Monte Carlo mantém um desempenho mais estável. A partir de um determinado ponto, frequentemente associado a problemas reais, esse método se torna a abordagem mais prática e eficiente (OWEN, 2023).

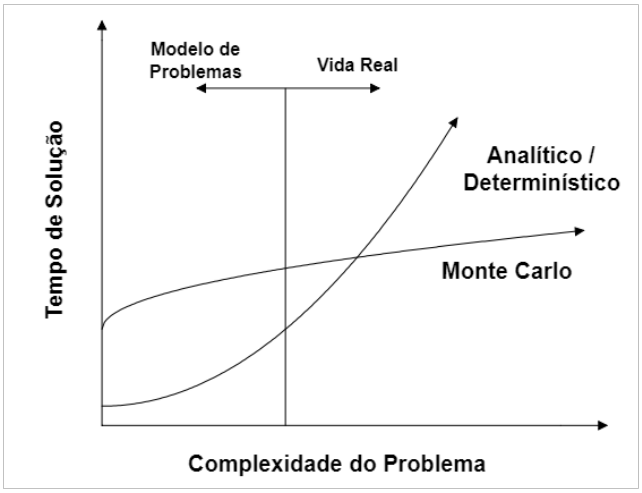


Figura 2.9 – Tempo para solução: Monte Carlo vs. abordagens determinísticas/analíticas.

Fonte: Bielajew et al. (2001), adaptado.

Atualmente, o método de Monte Carlo é amplamente aplicado em áreas como finanças, para modelar mercados de opções; engenharia, na gestão de portfólios e análise de estoques; biologia, na simulação de tratamentos de câncer e estratégias contra o HIV; além de inúmeras aplicações em física, química e medicina. No contexto de redes de distribuição de baixa tensão, sua capacidade de incorporar variabilidade e incertezas o torna ideal para simulações probabilísticas, oferecendo uma visão abrangente e confiável das diferentes condições operacionais e seus impactos no sistema elétrico (PAULA, 2014).

2.7 Conclusão

O presente capítulo apresentou um panorama abrangente sobre os principais aspectos relacionados à interação entre VEs, GDFV e RDBT. Foram discutidas tecnologias emergentes, como os controladores *Volt-VAr* e *Volt-Watt*, e soluções alternativas para mitigar os desafios impostos pela crescente penetração dessas tecnologias no sistema elétrico. A relevância de métodos probabilísticos, como o Método de Monte Carlo, também foi destacada como ferramenta essencial para incorporar incertezas e avaliar impactos complexos no desempenho da rede.

Os avanços em VEs, incluindo suas tecnologias de recarga e tipologias, foram detalhados, demonstrando o impacto crescente desses dispositivos sobre a infraestrutura elétrica e a necessidade de planejamento estratégico. Em paralelo, a evolução da geração fotovoltaica foi contextualizada, enfatizando o rápido crescimento da micro e minigeração no Brasil e seus desafios de integração em redes legadas.

Além disso, aspectos regulatórios em redes de distribuição de baixa tensão foram explorados, incluindo as perdas técnicas e os indicadores de transgressão da tensão (DRP e DRC), desta a necessidade de assegurar a qualidade do fornecimento de energia e mitigar os impactos de variações no nível de tensão.

Por fim, este capítulo evidenciou que, embora tecnologias e métodos avançados já estejam disponíveis, a adaptação das RDBTs para suportar a integração massiva de VEs e GDFV requer uma abordagem holística que equilibre fatores técnicos, econômicos e regulatórios.

3 SISTEMA DE ESTUDOS DOS CUSTOS EM RDBTS S0B A OPERAÇÃO CONJUNTA DE GDFV E VE SUJEITOS AOS CONTROLES VOLT-WATT E VOLT-VAR

3.1 Introdução

Como visto no Capítulo 2, a expansão acelerada da adoção de VE e GDFV introduz desafios substanciais na infraestrutura elétrica atual, principalmente nas redes de distribuição de baixa tensão. A questão não se resume apenas à capacidade da rede, mas também à flutuação do nível de tensão e ao perfil de demanda, que possuem comportamentos diferentes de consumo e conexão para o carregamento dos VEs. Diante deste panorama, este capítulo se dedicará a apresentar a metodologia do trabalho, que, por meio de simulações, buscará compreender e modelar os impactos financeiros da inserção conjunta de VEs e GDFVs explorando possíveis estratégias de controle para os diferentes níveis de tensão. A proposta de desenvolvimento deste trabalho faz uso de redes elétricas e curvas de carga reais (residências, VE e GDFV) (SILVA; VIEIRA, 2022) e da implementação dos controles *Volt-VAr* e *Volt-Watt*, as análises serão feitas a partir de estudos de caso definidos e ao final utilizando uma abordagem probabilística. Nesta, aborda-se os aspectos financeiros tendo em vista as perdas técnicas, descritas no módulo 7 do PRODIST, e as compensações para transgressões no nível ideal de tensão em regime permanente, com base no módulo 8 do PRODIST.

3.2 Ferramentas para Simulação

Tendo em vista os diferentes cenários das redes elétricas e a inviabilidade de realização dos testes no ambiente físico, os dados a serem estudados neste trabalho serão oriundos de ferramentas de simulação. Por meio de *softwares* e algoritmos é possível representar as redes de forma satisfatória além da agilidade para possíveis modificações.

O *OpenDSS* é uma plataforma avançada e flexível para simulação de redes elétricas de distribuição (EPRI, 2023). Sua adoção no Brasil foi impulsionada em 2014 pela decisão da ANEEL de utilizá-lo como *software* para calcular as perdas técnicas das concessionárias de energia elétrica (SOUZA; FERREIRA; CAMPOS, 2020). Essa escolha solidificou o uso do *OpenDSS* por concessionárias, universidades, centros de pesquisa e empresas de consultoria, evidenciado pelo alto volume de *downloads* no país, que só fica atrás dos Estados Unidos, segundo o SourceForge (2024).

Este contexto destaca a relevância do *OpenDSS*, o qual oferece a capacidade de modelar e simular uma vasta gama de elementos da rede elétrica, em diferentes modos de simulação, permitindo uma análise detalhada das características e desempenhos dos sistemas de distribuição. Além da simulação, o *OpenDSS* permite a extração de resultados e análises para cada cenário, tornando-se uma ferramenta poderosa para a engenharia elétrica.



Figura 3.1 – Exemplo de aplicação utilizando *OpenDSS* e *Python*.

Fonte: Própria.

A integração entre o *OpenDSS* e a linguagem *Python* (PYTHON.ORG, 2023), por meio da biblioteca *OpenDSSDirect.py* (PAULOMEIRA, 2023), expande suas capacidades. Essa biblioteca é parte do projeto

DSS-Extensions e oferece uma *engine* personalizada que não requer a instalação do *OpenDSS* da EPRI, permitindo sua execução em diversas plataformas como *Windows*, *Linux* e *macOS*.

A Figura 3.1 mostra um diagrama de aplicação dessas tecnologias, onde se torna possível executar as simulações através de acesso à *engine* do *OpenDSS*. Por meio da aplicação *Python* foi-se possível editar os parâmetros e a estrutura da rede descritos nos arquivos .dss assim como executar simulações complexas. Os resultados puderam ser analisados, utilizando-se bibliotecas como *pandas* e *numpy*, persistidos em banco de dados, por meio da biblioteca *SQLAlchemy* e visualizados, através das bibliotecas *matplotlib* e *seaborn*.

3.3 Descrição do Fluxo Metodológico

A metodologia para as análises determinísticas e probabilísticas implementadas baseiam-se na utilização da biblioteca *OpenDSSDirect.py*, integrada ao ambiente *Python*, proporcionando acesso às funcionalidades do software *OpenDSS* e ao registro dos dados utilizando o banco de dados *SQLite*. Esta integração é essencial para executar as simulações em séries temporais em diferentes casos; realizar os cálculos de perdas técnicas e seus custos; compensação financeira por transgressão aos limites regulatórios de DRP e DRC; e armazenar cada resultado obtido.

3.3.1 Análise Determinística

A metodologia para a análise determinística é visualmente representada na Figura 3.2 e é aplicável a cada rede elétrica estudada.

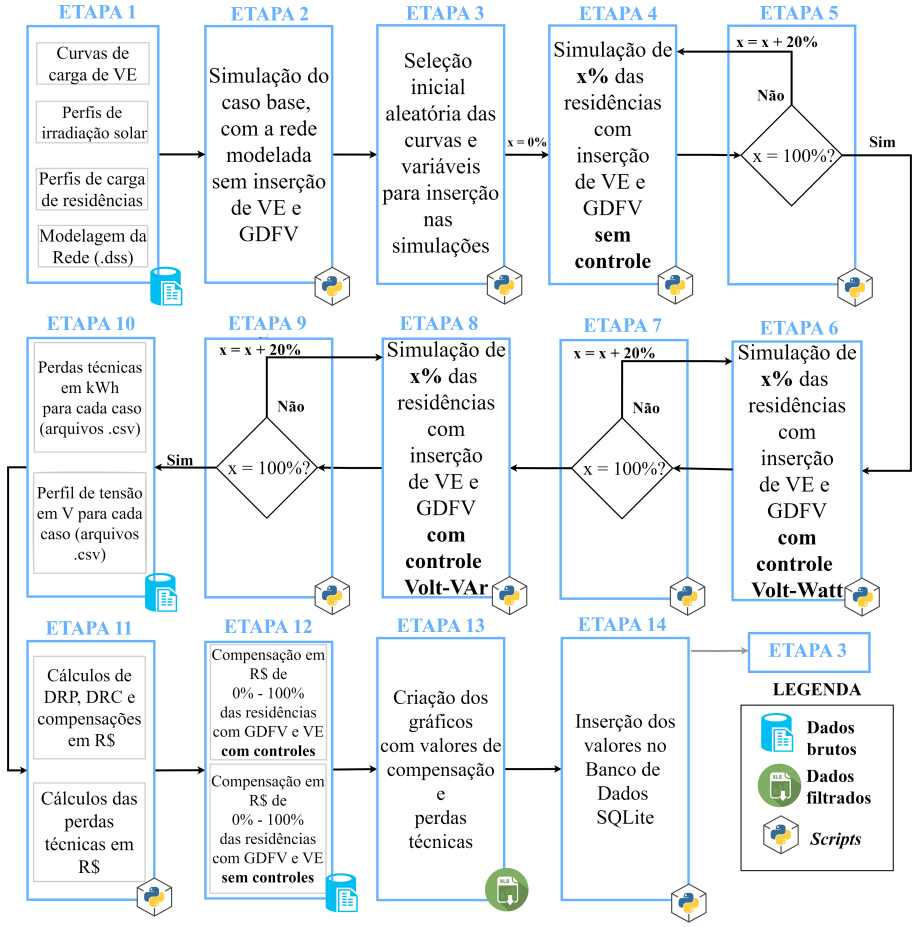


Figura 3.2 – Fluxograma da metodologia para análise determinística proposta.

Fonte: Própria.

Observando a Figura 3.2, a Etapa 1 representa a fase de organização dos dados de entrada fundamentais do estudo. Os dados de entrada são os seguintes:

- 5000 curvas de carga diárias dos veículos elétricos, com base no comportamento dos carregadores (SILVA et al., 2023);
- Perfis de irradiação solar para os tempos: ensolarado, nublado, chuvoso e variado, de acordo com os padrões típicos de cada caso (CRESEB, 2023);
- 10 tipos de curvas de carga residenciais, abrangendo os dias úteis e os finais de semana de acordo com os dados da BDGD, conforme será abordado na Seção 4.3.1.1;
- Modelagem das redes no *OpenDSS* incluindo elementos físicos e elétricos essenciais, como transformadores de distribuição, postes, condutores, conexões e cargas também de acordo com os dados da BDGD;

Na etapa 2 são geradas, por meio de algoritmo pseudoaleatório (DOCSPYTHON, 2024), 7 listas contendo os seguintes parâmetros: as curvas de carga (I) (Equação 3.1), a capacidade das baterias (em kWh) (II) (Equação 3.2) e a potência dos carregadores dos VEs (III) (Equação 3.3); a máxima potência dos painéis fotovoltaicos (IV) (Equação 3.4), a ordem das residências para a inserção do conjunto GDFV e VE (V) (Equação 3.5) assim como a conexão entre as fases (sempre sendo bifásicos) (VI) (Equação 3.6); e as curvas de irradiação para cada dia da semana (VII) (Equação 3.7). Estes elementos são modelados no *OpenDSS* como *Storage* e *PVsystem* para VE e GDFV, respectivamente. O Apêndice B.2 mostra os métodos os quais selecionam os dados pseudoaleatoriamente e os Apêndices B.3 e B.4 evidenciam uma amostra dos dados gerados pelos métodos.

$$CC_i = \{x \in N \mid 1 \leq x \leq 10\} \tag{3.1}$$

$$CB_{i(kWh)} = \{x \mid x \in P\};\ P = \{4{,}4; 8; 12; 16; 17; 20; 22; 23; 24; 41{,}8; 61; 85\} \tag{3.2}$$

$$PC_{i(kW)} = \{x \mid x \in P\};\ P = \{3.6, 7.2\} \tag{3.3}$$

$$PP_{i(kW)} = \{x \in N \mid 5 \leq x \leq 10\} \tag{3.4}$$

$$Res_i = \{x \in N \mid 1 \leq x \leq R_{max}\} \tag{3.5}$$

$$(Fa_i; Fb_i) = \{(x, y) \mid (x, y) \in P\};\ P = \{(1, 2); (1, 3); (2, 3)\} \tag{3.6}$$

$$IR_i = \{x \in N \mid 1 \leq x \leq 4\}; \tag{3.7}$$

A Equação 3.1 representa a escolha pseudoaleatória dos números naturais presentes no intervalo de 1 até 10. Esses números representam curvas de carga distintas a serem adotadas por dia em cada residência. Na Equação 3.2 são definidos os valores de capacidade de armazenamento das baterias ($CB_{i(kWh)}$). Esses valores são selecionados a partir de um conjunto predefinido P, que inclui capacidades de baterias comumente disponíveis no mercado conforme a Tabela 2.1. A Equação 3.3 especifica os valores possíveis para a potência nominal dos carregadores ($PC_{i(kW)}$) em kW, que podem ser 3,6 ou 7,2 kW. Esses valores representam as configurações típicas de carregadores para VEs residenciais. Na sequência, a Equação 3.4 descreve a potência máxima dos painéis fotovoltaicos em kW. Os valores são números naturais no intervalo de 5 a 10, representando a capacidade instalada dos sistemas fotovoltaicos em cada residência. A ordem em que as residências Res_i serão selecionadas para a inserção do conjunto VE e GDFV é determinada pela Equação 3.5. Os números são escolhidos aleatoriamente dentro do intervalo de 1 até R_{max}, onde R_{max} é o número total de residências na simulação. A Equação 3.6 modela as combinações $(Fa_i; Fb_i)$ de conexão entre as fases para os sistemas bifásicos. As combinações possíveis são extraídas do conjunto P, que inclui as combinações (1,2), (1,3), e (2,3), representando as fases do sistema elétrico trifásico disponíveis. Por fim, a Equação 3.7 indica a escolha pseudoaleatória de curvas de irradiação solar (IR_i), com valores que variam de 1 a 4. Esses valores representam

padrões distintos de irradiação ao longo de um dia: ensolarado, chuvoso, nublado e variado, sendo aplicados a cada dia da semana, permitindo variar as condições da geração fotovoltaica.

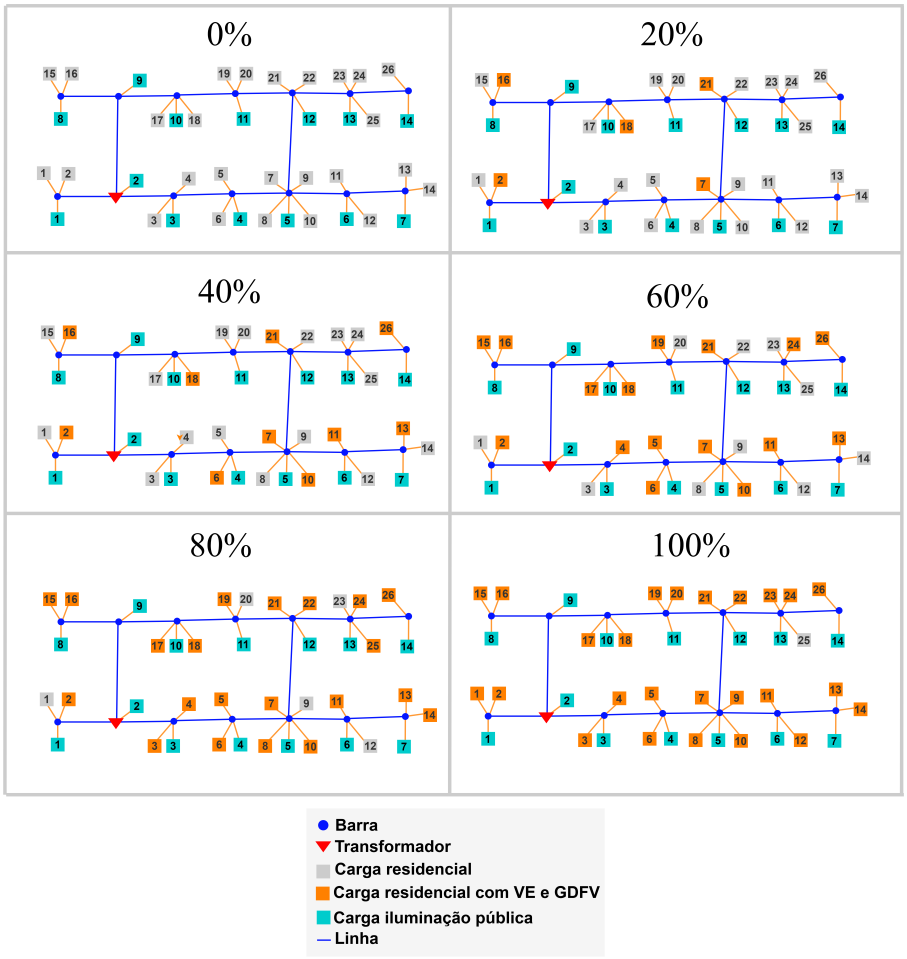


Figura 3.3 – Método de inserção progressiva de forma conjunta: VE e GDFV.

Fonte: Própria.

Na Etapa 3 do processo metodológico, realiza-se a simulação do caso base, em que a rede é analisada sem a presença de VEs ou GDFV. Essa etapa estabelece uma referência para comparar os cenários futuros que incluem essas tecnologias. O principal objetivo é compreender o comportamento normal da rede, registrando dados como níveis de tensão e perdas técnicas sob condições operacionais padrão. Assim, é possível avaliar a estabilidade de tensão, o carregamento dos transformadores e as perdas intrínsecas da rede de baixa tensão.

O processo inicia-se com a modelagem do circuito elétrico a partir de um arquivo (.dss). A função *execute_case_study()*, detalhada no Apêndice B.7, é responsável por configurar os parâmetros básicos da rede e executar a simulação sem adicionar novos elementos, como GDFV ou carregadores de VEs. Ainda durante essa etapa, os dados coletados são organizados e armazenados em arquivos CSV e no banco de dados. Essas informações servirão como base para avaliar o impacto das tecnologias a serem introduzidas em etapas posteriores.

Nas Etapas 4 e 5, a simulação avança com a inserção progressiva da GDFV e VEs de forma conjunta, aumentando a penetração desses elementos em incrementos de 20%, seguindo um critério cumulativo. São escolhidas as 20% primeiras cargas residenciais, cada uma com sua devida curva característica e as quais foram selecionadas na etapa 2, para inserção conjunta de GDFV e VE. A cada novo passo de penetração (40%, 60%, 80% e 100%), são realizados os mesmos processos, mantendo os elementos, em conjunto com suas características, previamente selecionados e já simulados, ou seja, no cenário de 40%, o sistema contém as

cargas escolhidas na etapa anterior de 20%, e assim por diante até que todas as cargas sejam inseridas no cenário de 100%. Vale ressaltar todas as características já sorteadas são mantidas a cada novo passo. A Figura 3.3 demonstra a inserção progressiva adotada em um circuito hipotético com 26 residências.

Esse processo ocorre tanto para o cenário sem controle quanto para os cenários subsequentes com controle (*Volt-Watt* e *Volt-VAr*). A inserção gradual dos elementos permite uma análise detalhada da evolução dos impactos nos parâmetros elétricos da rede, como as tensões e as perdas técnicas, ao longo do aumento de penetração de GDFVs e VEs. Em cada etapa, os dados são coletados e acumulados, permitindo que, ao final, os resultados de cada nível de penetração possam ser comparados precisamente, exemplificando, em um cenário de 60% do nível de penetração sem controle, todos os dados selecionados como irradiação por dia, curvas de carga, capacidade das baterias, potências de carregamento dos VEs e potência de geração da GDFV, entre os demais, serão os mesmos para um cenário de 40% com a aplicação de controle.

As Etapas 6 e 7, repetem o processo com a adição, inserindo o do controle *Volt-Watt* e, em seguida as etapas 8 e 9 representam a inserção do controle *Volt-VAr*. É interessante ressaltar que os controladores são inseridos nos carregadores dos VEs e nos inversores de cada GDFV e a ordem de inserção sempre obedecem os parâmetros selecionados na etapa 2. A Figura 3.4 apresenta o esquema de ligação em cada realizado em cada residência, destacando-se a inserção dos medidores separados para cada barra de GDFV e VE assim como o monitor acoplado na barra principal da residência.

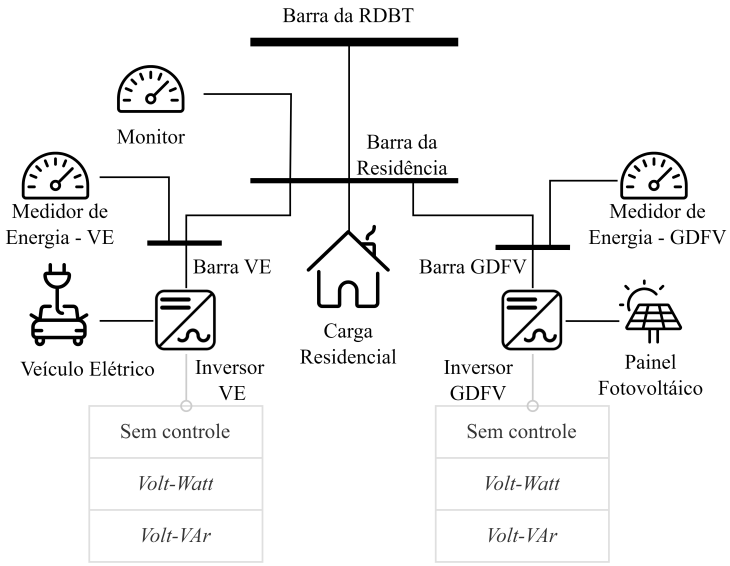


Figura 3.4 – Esquema de ligação dos elementos abordados neste estudo.

Fonte: Própria.

Os dados são então compilados em arquivos CSV na Etapa 10, registrando valores de tensão e perdas técnicas ao longo de 7 dias, com intervalos de 10 minutos. Para cada residência são criados os arquivos de tensão, potência e energia dos barramentos da GDFV e do VE. Na Etapa 11, esses dados são usados para calcular as perdas técnicas em reais e as compensações financeiras, segundo as Equações 2.1 e 2.4 estabelecidas nas Seções 2.4.1 e 2.4.2, respectivamente. Estes cálculos assumem o valor de 1 Real para o kWh. O *script* nesta etapa executa a leitura de todos os níveis de tensão nas três fases, calculando os índices de NLP e NLC para ao final encontrar os parâmetros de DRP e DRC. Com os parâmetros de DRP e DRC obtidos, calcula-se a compensação em Reais, utilizando-se o *script* do Apêndice B.5. Os valores de todas as perdas técnicas medidas, em kWh, são lidos e multiplicados por 1, taxa de conversão para perdas em reais, e multiplicados por 4, totalizando as semanas de um período mensal, vide Equação 3.8.

$$P_{Mensal(R\$)} = P_{Semanal(kWh)} \cdot 1 \cdot 4 \tag{3.8}$$

SQL 1

```
SELECT * FROM voltages_data LIMIT 1000;
```

	id	simulation_id	control_mode	percentage	n_res	n_day	hour	t_sec	v1	v_angle_1	v2	v_angle_2	v3	v_angle_3	v4	v_angle_4
1	1	1	no_control	0	10	1	0	60.0	124.198	-31.189	124.549	-151.103	124.495	88.9009	0.0	0.0
2	2	1	no_control	0	10	1	0	120.0	124.198	-31.189	124.549	-151.103	124.495	88.9009	0.0	0.0
3	3	1	no_control	0	10	1	0	180.0	124.198	-31.189	124.549	-151.103	124.495	88.9009	0.0	0.0
4	4	1	no_control	0	10	1	0	240.0	124.198	-31.189	124.549	-151.103	124.495	88.9009	0.0	0.0
5	5	1	no_control	0	10	1	0	300.0	124.198	-31.189	124.549	-151.103	124.495	88.9009	0.0	0.0
6	6	1	no_control	0	10	1	0	360.0	124.198	-31.189	124.549	-151.103	124.495	88.9009	0.0	0.0
7	7	1	no_control	0	10	1	0	420.0	124.198	-31.189	124.549	-151.103	124.495	88.9009	0.0	0.0
8	8	1	no_control	0	10	1	0	480.0	124.198	-31.189	124.549	-151.103	124.495	88.9009	0.0	0.0
9	9	1	no_control	0	10	1	0	540.0	124.198	-31.189	124.549	-151.103	124.495	88.9009	0.0	0.0
10	10	1	no_control	0	10	1	0	600.0	124.198	-31.189	124.549	-151.103	124.495	88.9009	0.0	0.0
11	11	1	no_control	0	10	1	0	660.0	124.198	-31.189	124.549	-151.103	124.495	88.9009	0.0	0.0

Figura 3.5 – Exemplo de dados salvos no banco de dados *SQLite*.

Fonte: Própria.

Na sequência, Etapa 12 destaca os arquivos resultantes das operações anteriores, e na Etapa 13, gráficos ilustrativos, gerados utilizando as bibliotecas *matplotlib* e *seaborn*, buscando facilitar a visualização e interpretação dos resultados, culminando na análise completa do impacto dos controles *Volt-VAr* e *Volt-Watt* nas redes elétricas sob estudo.

Por fim a etapa 14 representa a inserção de todos os dados gerados em tabelas do banco de dados *SQLite*. A possibilidade de persistir os dados completamente, conforme demonstrado na Figura 3.5, torna-se necessário para o contexto de execução de novas simulações, com novos dados selecionados, sendo possível comparar os resultados por meio de consultas ao banco de dados. Após essa etapa é possível executar todo o processo novamente, desta vez selecionando novos parâmetros na etapa 2.

3.3.2 Análise Probabilística

A Figura 3.6 representa uma visão macro da metodologia implementada para as análises probabilísticas, sendo aplicável a cada rede elétrica deste trabalho.

Essa metodologia, baseia-se na execução do montante de 1000 simulações para cada combinação dos níveis de penetração de GDFV e VE, vide a Tabela 3.1. Essa abordagem permite avaliar um contexto amplo das condições operacionais da rede, visando a variabilidade inerente aos comportamentos de carga e geração.

Comparando com a análise determinística, a análise probabilística engloba a adoção conjunta e individual dos VEs e GDFV. Outra diferença são as possibilidades adotadas para potência dos carregadores, os quais são obtidos através dos dados disponíveis na Tabela 2.1.

Assim como na análise determinística, a Etapa 1 representa a fase de organização dos dados de entrada, mantendo-se os mesmos evidenciados na subseção anterior. Nesta Etapa também implementou-se a modelagem do banco de dados utilizando a técnica *Object Relational Mapping* (ORM) mediante a biblioteca *SQLAlchemy*. A Figura 3.7 apresenta a modelagem final do banco de dados, possuindo as tabelas:

- *loop_simulations*: é responsável por armazenar os dados de entrada, como as escolhas pseudoaleatórias iniciais e a data e hora de início (*started_at*) e término (*finished_at*) da simulação;
- *simulation*: onde são salvos os dados de simulação por tipo de controle (*control_mode*): sem controle, *Volt-Watt* e *Volt-VAr*. Nessa tabela também são registradas as informações de data e hora;
- *compensations*: são armazenados os valores de compensação, calculados após simular-se 7 dias;
- *losses*: onde são armazenados as perdas técnicas em kWh para cada 7 dias simulados;
- *voltages_data*: onde são persistidos os valores de tensão obtidos através de medidores nos barramentos de cada residência. Os dados dos medidores podem ser filtrados mediante número da residência (*n_res*) e o dia da semana (*n_day*);
- *energy_meters*: onde são registrados os valores oriundos dos medidores de energia conectados aos barramentos dos VEs e da GDFV. Os dados podem ser filtrados utilizando o número da residência (*n_res*), o dia da semana (*n_day*) e o tipo de barramento (*bus*);

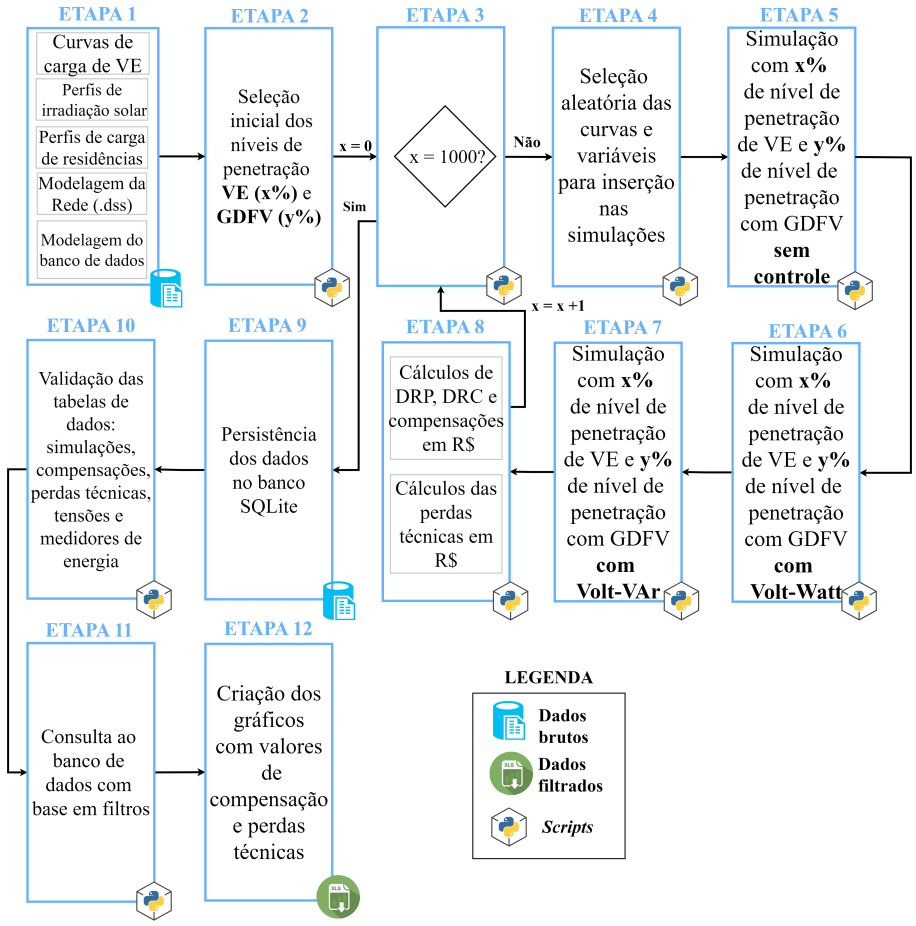


Figura 3.6 – Fluxograma da metodologia para análise probabilística proposta.

Fonte: Própria.

Cada registro na tabela *loop_simulations* representa 3 registros da tabela *simulation*, um para cada tipo de controle. Essa interligação é garantida pela chave estrangeira, ou *Foreign Key* (FK), *loop_simulation_id*. Observando a tabela *simulation* tem-se a associação, utilizando a FK *simulation_id*, para as demais tabelas, as quais podem persistir os dados com base nos dias e/ou nos números das residências. Cada registro na tabela *simulation* representa 7 dias de simulação do tipo *daily* do *OpenDSS* com intervalo de tempo fixado em 1 minuto, estando de acordo com o método para as coletas dos indicadores de transgressão dos níveis de tensão, conforme abordado na subseção 2.4.2.

A Etapa 2 representa a escolha dos níveis de penetração de VE e GDFV, respectivamente. Como citado, a Tabela 3.1 apresenta todas as possibilidades para as 1000 simulações propostas, totalizando 35 casos para cada rede elétrica. Vale ressaltar que para cada possibilidade associa-se um banco de dados *SQLite* o qual armazenou as informações das simulações.

A Etapa 3 representa o início do ciclo de 1000 simulações, onde a variável x é incrementada a cada nova simulação. No início de cada simulação, representado na Etapa 4, realizou-se o sorteio pseudoaleatório, de forma similar ao abordado na Etapa 2 da análise determinística e conforme os métodos apresentados no Apêndice B.2. As potências dos carregadores de VEs foram obtidas de forma distinta em relação à analise determinística, as quais, nesta metodologia, obedecem a Equação 3.9. Os valores de P dessa Equação foram obtidos dividindo-se os valores de tempo de carregamento (240V CA) e o tamanho da bateria em kWh oriundos da Tabela 2.1. Esses valores são compatíveis com os carregadores comerciais domésticos, conhecidos como *Wallbox*, contudo, considerando uma entrega de potência fixa e contínua. Ainda tratando das diferenças, a seleção das residências que receberão GDFV é representada na Equação 3.11 e a seleção das residências que

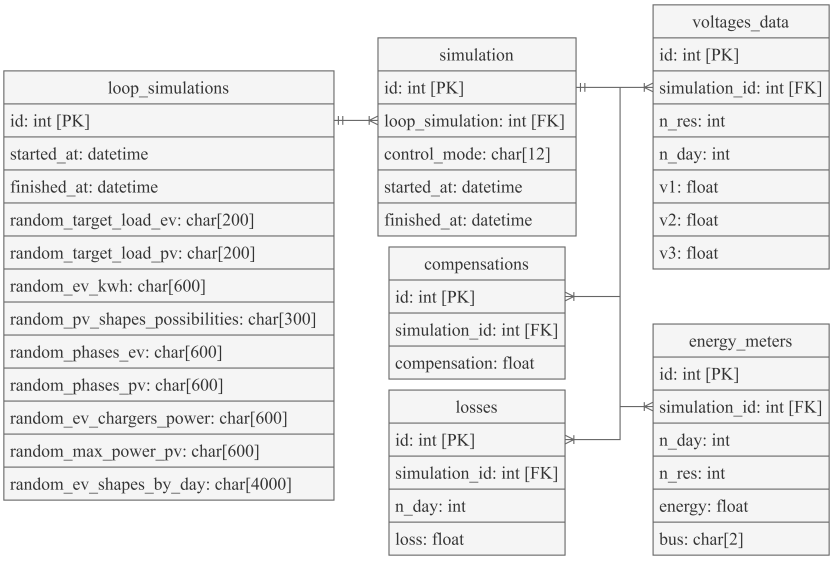


Figura 3.7 – Modelagem do banco de dados.

Fonte: Própria.

Tabela 3.1 – Possibilidades de níveis de penetração.

	Níveis de penetração de GDFV						
Níveis de penetração de VE	%	0	20	40	60	80	100
	0		X	X	X	X	X
	20	X	X	X	X	X	X
	40	X	X	X	X	X	X
	60	X	X	X	X	X	X
	80	X	X	X	X	X	X
	100	X	X	X	X	X	X

receberão VE, na Equação 3.10, uma vez que a adoção não é mais tratada de forma conjunta. As demais variáveis permanecem selecionadas como nas equações da subseção 3.3.1. Portanto, nesta Etapa nove incertezas são sorteadas: residências as quais receberão VE (I) e as quais receberão GDFV (II); capacidade das baterias dos carregadores dos VEs (kWh) (III); irradiação solar (IV); ordem de conexão das fases dos carregadores de cada VE (V) e dos inversores de cada GDFV (VI); potência dos carregadores em kW (VII); potência dos painéis fotovoltaicos (VIII) e curvas de carregamento dos VEs (IX). Esses dados são armazenados na tabela *loop_simulations*.

$$\begin{gathered} PC_{i(kW)} = \{x \mid x \in P\}; \\ P = \{5{,}22, 14{,}167, 2{,}933; 2{,}444; 10{,}72; 6{,}286; 2{,}286; 3{,}429; 3{,}2; 16{,}4; 19{,}0; 6{,}0; 3{,}2; 4{,}989; 6{,}667; 6{,}892\} \end{gathered} \tag{3.9}$$

$$ResVE_i = \{x \in N \mid 1 \leq x \leq R_{max}\} \tag{3.10}$$

$$ResGDFV_i = \{x \in N \mid 1 \leq x \leq R_{max}\} \tag{3.11}$$

A Etapa 5 apresenta a execução da simulação com os níveis de penetração definidos na Etapa 2 sem utilizar controles nos inversores fotovoltaicos e carregadores dos VEs. Na Etapa 6 foram feitas as simulações utilizando o controlador *Volt-Watt* e na Etapa 7 utilizou-se o controlador *Volt-VAr*. Cada simulação dessas

etapas engloba o período de 7 dias da semana, sendo cada dia simulado por meio do modo *daily* do *OpenDSS*. Os resultados das Etapas 5, 6 e 7 são independentes entre si, pois no início de cada uma dessas etapas a simulação é reiniciada, utilizando apenas os dados de entrada selecionados na Etapa 4. Isso garante que as configurações dos elementos permaneçam os mesmas, variando apenas a aplicação ou não dos controladores de tensão. As ligações dos elementos segue como demonstrado na Figura 3.4.

A Etapa 8 representa os cálculos de DRP, DRC, compensações e perdas técnicas em Reais com os dados oriundos das etapas 5, 6 e 7. Para o cálculo das compensações, conforme o *script* do Apêndice B.5, são analisados os níveis de tensão aplicando o procedimento conforme as Equações 2.2, 2.3 e 2.4 descritas na Seção em 2.4.2. Em se tratando dos valores de perdas técnicas e considerando a simulação de 7 dias, os mesmos são calculados multiplicando os valores por 4, buscando totalizar o período de 1 mês. Ainda para as perdas técnicas faz-se uso da Equação 2.1 descrita abordada na Seção 2.4.1.

Os dados são persistidos no banco de dados na Etapa 9. Conforme os níveis de penetração definidos na Etapa 2, o banco de dados recebe o um nome distinto, para melhor rastreabilidade dos dados. Por exemplo, para um nível de penetração de VEs de 20% e de GDFV de 40% o nome do banco de dados será: *database_<nome_da_rede>_ev_20_pv_40.db*. Durante a Etapa 10 é realizada a validação dos dados, contando a quantidade de dados presentes e simulações. Ao final de cada simulação é esperado encontrar na tabela *loop_simulations* 1000 registros, na tabela *simulations* 3000 registros e nas demais tabelas, a quantidade é dependente do total de residências envolvidas nas simulações.

Durante a Etapa 11 são criados os *scripts* para as consultas dos dados armazenados nos bancos de dados. Por meio das consultas torna-se possível criar os gráficos com os valores de compensação e perdas técnicas, assim como explorar mais informações como os dados de tensão e energia dos barramentos.

3.4 Descrição dos Controles

O presente trabalho lida com a inserção dos controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr*, nos elementos VE e GDFV. Com o intuito de reduzir os índices descritos na Seção 2.4.2, os controladores seguem o critério de atuação quando a tensão está há 2% a mais ou a menos de um valor considerado precário.

3.4.1 Aplicação do controlador *Volt-Watt*

A função *Volt-Watt* implementada neste estudo é projetada para funcionar como um mecanismo de controle tanto nos inversores fotovoltaicos quanto nos carregadores dos VEs. Este controle é estrategicamente aplicado para regular a potência ativa: ele limita a injeção de energia durante a geração e modula o consumo durante o carregamento dos VEs. A atuação ocorre sempre que a tensão na rede atinge um limite pré-estabelecido, seja ele superior ou inferior. As figuras 3.8 e 3.9 evidenciam os as curvas estabelecidas no *OpenDSS*.

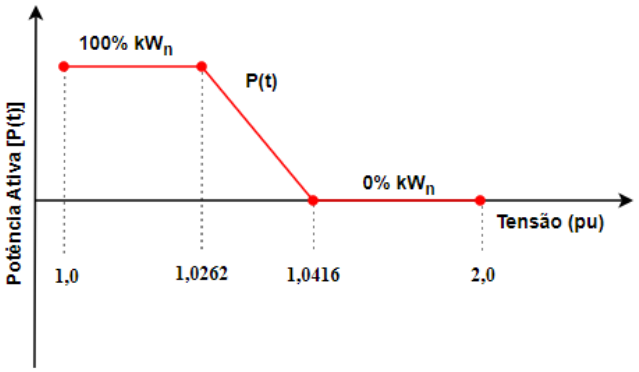


Figura 3.8 – Curva *Volt-Watt* para os inversores da GDFV de acordo com critério de 2% abaixo dos limites de tensão estabelecidos pelo Prodist.

Fonte: (OLOWU et al., 2021), adaptado.

Conforme a curva da Figura 3.8, o inversor mantém a entrega de potência ativa total até que a tensão do sistema alcance 1,0262pu. Até este ponto, não há restrição na potência ativa fornecida pelo painel fotovoltaico; o inversor opera a sua capacidade nominal, crucial para assegurar que a máxima geração de energia seja alcançada durante condições normais de operação. Da mesma forma, os carregadores de VEs garantem o máximo consumo de potência até que a tensão no barramento atinja 0,8834 pu, como ilustrado na Figura 3.9. Quando esses limites são excedidos, o controle *Volt-Watt* inicia sua ação, limitando progressivamente a potência ativa fornecida ou consumida para evitar sobrecargas na rede.

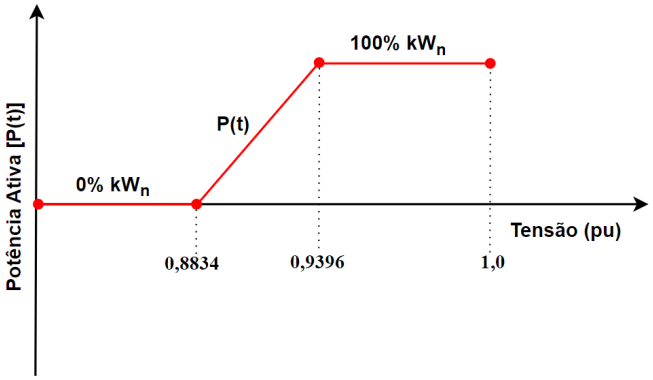


Figura 3.9 – Curva *Volt-Watt* para os carregadores dos VEs de acordo com critério de 2% abaixo dos limites de tensão estabelecidos pelo Prodist.

Fonte: (OLOWU et al., 2021), adaptado.

Por exemplo, no controlador *Volt-Watt* da GDFV, a Figura 3.8, se a tensão atinge 1,0339 pu, a potência ativa dos inversores fotovoltaicos é reduzida para 50% da capacidade nominal, o que, em um painel de 12 kW, significaria limitar a saída máxima do inversor a 6 kW. Esta ação preventiva é vital para mitigar a possibilidade de que uma alta tensão no sistema se agrave devido à geração excessiva. De forma similar, a potência de carregamento dos VEs é ajustada para prevenir sobrecargas em momentos de baixa tensão, de acordo com a Figura 3.9. Tendo em vista os limites inferiores, caso a tensão reduza para 0,9115 pu, o carregamento dos VEs pode ser reduzido para 50%, limitando o consumo máximo a 1,8 kW, tomando como exemplo um carregador de 3,6 kW. Essa modulação ajuda a estabilizar a tensão no sistema e evitar quedas de tensão que podem afetar a operação segura da rede elétrica.

Outro situação evidenciada na Figura 3.8, para tensões superiores a 1,0416 pu, a entrega de potência ativa é reduzida até zero, cessando completamente tanto a geração quanto o carregamento, uma medida de proteção para evitar operações do sistema em níveis de tensão perigosamente altos. Na implementação do *OpenDSS*, demonstrada no Apêndice A.2, essas curvas de controle são modeladas e aplicadas por meio da configuração do controlador do inversor e do carregador dos VEs. Os parâmetros são ajustados para que o comportamento em simulações reflita fielmente as curvas *Volt-Watt*, permitindo análises detalhadas sobre o impacto deste controle na eficiência do sistema fotovoltaico e na estabilidade da rede elétrica.

Essa estratégia de controle *Volt-Watt* nos inversores fotovoltaicos e carregadores de VEs é fundamental para gerenciar a estabilidade da rede diante de variações de tensão causadas pela interação de múltiplas fontes de energia e cargas. As curvas ilustram claramente a operação deste controle, sublinhando sua importância tanto para a eficiência energética quanto para a segurança operacional do sistema elétrico.

3.4.2 Aplicação do controlador *Volt-VAr*

A figura 3.10 apresenta a curva adotada para o controlador *Volt-VAr*. Quando a tensão da rede excede o limite superior de 1,0262pu, a curva direciona o inversor a absorver potência reativa. Essa absorção ajuda a contrabalancear a tensão elevada, trazendo-a de volta para o intervalo desejado. Analogamente, se a tensão cai abaixo de 0,9396pu, o inversor é instruído a fornecer potência reativa, aumentando a tensão do ponto de conexão.

Nos extremos da curva, quando a tensão atinge 1,0416pu ou cai para 0,8834pu, o inversor atua de maneira mais intensa, fornecendo ou absorvendo potência reativa equivalente a 22% de sua capacidade nominal em kVA. Essa resposta proporcional intensifica o esforço de controle para corrigir desvios de tensão mais significativos.

No contexto do *OpenDSS*, a implementação desse controle, conforme demonstrada no Apêndice A.1, é feita através da configuração de parâmetros do inversor, onde a curva *Volt-VAr* é definida e utilizada para simular e analisar a resposta dos sistemas GDFV e VE sob diferentes condições de operação. A curva de aplicação desse controlador permanece a mesma pois é aplicável para ambos os cenários.

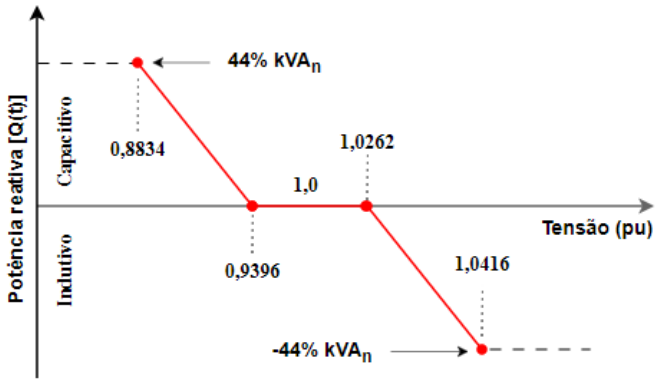


Figura 3.10 – Curva *Volt-VAr* de acordo com critério de 2% abaixo dos limites de tensão estabelecidos pelo Prodist.

Fonte: (OLOWU et al., 2021), adaptado.

3.5 Conclusão

A abordagem apresentada neste capítulo é fundamental para compreender a robustez e a aplicabilidade da metodologia proposta. A integração da biblioteca *OpenDSSDirect.py* ao ambiente *Python*, aliada às funcionalidades avançadas do *OpenDSS*, forma a espinha dorsal do fluxo metodológico. Com isso, é possível simular de forma eficaz e detalhada os impactos da inserção de VEs e GDFV em redes de distribuição, considerando tanto análises determinísticas quanto probabilísticas.

A metodologia, criteriosamente estruturada em etapas sequenciais, proporciona não apenas clareza no entendimento dos processos, mas também garante a precisão e a reprodutibilidade das simulações. Além disso, a abordagem probabilística explora a variabilidade intrínseca associada a parâmetros como curvas de carga, irradiação solar e capacidade de baterias, ampliando a análise para cenários mais realistas e abrangentes. Essa dimensão probabilística enriquece os resultados ao fornecer uma perspectiva mais robusta e detalhada das possíveis condições operacionais da rede.

A escolha da metodologia demonstra sua capacidade de capturar e quantificar variáveis críticas para a análise financeira, como perdas técnicas, compensações e necessidade de reforço de rede. Essas análises, realizadas com base nos cenários simulados, permitem avaliar detalhadamente os indicadores de DRP e DRC, além de explorar o desempenho das estratégias de controle *Volt-Watt* e *Volt-VAr*. Essa abordagem é essencial para entender as dinâmicas técnicas e financeiras associadas à crescente penetração de recursos energéticos distribuídos.

Portanto, a metodologia proposta fornece um meio técnico e estruturado para investigar a estabilidade e eficiência das redes de distribuição, além de estabelecer uma base sólida para avaliar as consequências econômicas de diferentes cenários. A capacidade de prever e quantificar esses impactos é crucial para subsidiar decisões estratégicas de operadores de rede, reguladores e investidores. A integração das análises probabilísticas às determinísticas amplia significativamente o alcance das conclusões. Essa metodologia constitui a parte fundamental deste estudo, viabilizando a análise técnica e financeira dos cenários propostos no estudo de caso.

4 ESTUDO DE CASO

4.1 Introdução

O Capítulo 4 representa a fase prática desta pesquisa, onde a metodologia estabelecida no Capítulo 3 é aplicada em estudos de caso cuidadosamente selecionados. Esta aplicação prática é crucial para validar os conceitos propostos, os quais abordarão contextos reais, com as previsões analíticas sendo confrontadas com os dados gerados por simulações em ambientes controlados.

Primeiramente, serão apresentados os Cenários dos Experimentos, detalhando a análise do caso base, o qual estabelece o padrão para as avaliações subsequentes. Essa análise oferece um panorama do funcionamento atual das redes e estabelece um ponto de comparação para os cenários futuros. Em seguida, as simulações determinísticas e probabilísticas, com inserção de VE e GDFV, são conduzidas. Por fim, os cenários são atualizados aplicando-se os controles *Volt-Watt* e *Volt-VAr*, respectivamente, em cada nível de penetração com inserção de VE e GDFV.

A Modelagem e Simulação no *OpenDSS* representa o cerne do capítulo, onde os elementos e curvas de carga são introduzidos no contexto das simulações. Nesta seção é abordado sobre as cargas residenciais, a geração fotovoltaica e a carga dos veículos elétricos, elementos vitais na determinação do comportamento de cada simulação da rede. As simulações dos controladores *Volt-VAr* e *Volt-Watt* também são realizadas avaliando-se os efeitos nos níveis de tensão e perdas técnicas.

Por fim, Conclusão do capítulo reunirá os dados e descobertas obtidos a partir das simulações, relacionando-os com a teoria e com as implicações práticas para o *design* e a operação de redes de distribuição modernas. Os resultados deste capítulo têm o potencial de fornecer uma orientação valiosa sobre os efeitos da adoção de VE e GDFV nas RDBTs em um cenário com inversores sem métodos de controle do nível de tensão, com controle *Volt-VAr* e com controle *Volt-Watt* alinhando as estratégias de engenharia com as tendências atuais e futuras no consumo e geração de energia elétrica.

4.2 Cenários dos Experimentos

Neste trabalho, foram modeladas e utilizadas RDBTs para a aplicação dos testes da metodologia proposta, destacando-se pelas suas distintas características permitindo um uma análise abrangente dos impactos da inserção de VEs e GDFVs.

O primeiro circuito examinado, identificado como CA746 e ilustrado na Figura 4.1, está situado no município de Belém, estado do Pará, Brasil. Esse circuito foi escolhido devido ao potencial econômico dos moradores em adquirir de forma massiva VEs e GDFVs, localizando-se em um condomínio residencial de alto poder aquisitivo. O CA746 é organizado em formato radial sendo equipado com um transformador de redução de tensão de 13,8 kV para 220 V, com uma capacidade de 75 kVA. Este circuito é responsável pelo fornecimento de energia a 26 residências, além de 23 pontos de iluminação pública e uma guarita de segurança.

O segundo circuito, denominado CA744 (figura 4.2), também está localizado na cidade de Belém e no mesmo condomínio residencial. A seleção deste circuito foi motivada também pelo seu potencial de aquisição e implantação dos elementos alvo deste trabalho. Ao contrário do CA746, o CA744 apresenta uma distribuição de carga desigual entre os barramentos, representando um cenário mais complexo para as ações de controle. Este circuito, distribuído em anel, é alimentado por um transformador de redução de 13,8 kV para 220 V, possuindo capacidade de 112,5 kVA e atendendo a 47 residências e 27 pontos de iluminação pública.

Com a definição dos circuitos, os cenários a serem estudados são evidenciados na tabela 4.1 e serão descritos nas seções posteriores.

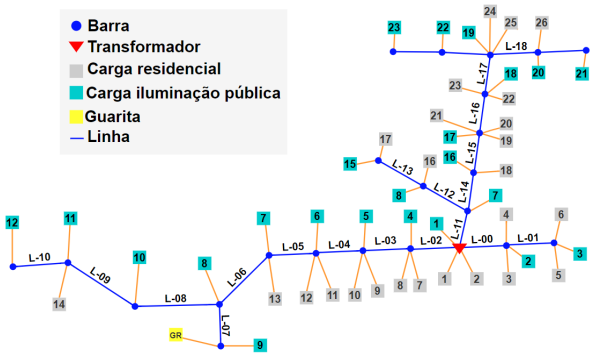


Figura 4.1 – Diagrama unifilar do circuito CA746.

Fonte: própria.

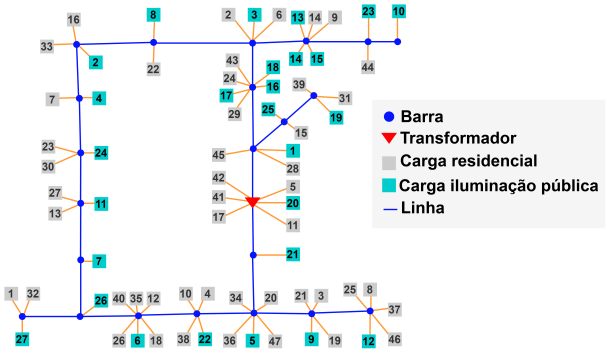


Figura 4.2 – Diagrama unifilar do circuito CA744.

Fonte: própria.

Tabela 4.1 – Detalhamento dos cenários abordados

Cenário	Descrição
Caso Base	Simulação de ambos os circuitos com as condições normais de operação
Adicionando GDFV e VEs sem controle de tensão	Simulação dos circuitos realizando a inserção de GDFV e VEs sem controladores de tensão.
Adicionando GDFV, VEs e controle *Volt-Watt*	Simulação dos circuitos realizando a inserção de GDFV e VEs com controlador *Volt-Watt* em cada carga selecionada.
Adicionando GDFV, VEs e controle *Volt-VAr*	Simulação dos circuitos realizando a inserção de GDFV e VEs com controlador *Volt-VAr* em cada carga selecionada.

Os testes conduzidos nas RDBTs para o cenário determinístico (subseção 3.3.1), conforme o fluxo apresentado na Figura 3.2, foram realizados em um computador equipado com um processador Intel Core i7 de 12ª geração, 16 GB de memória RAM, 1 TB de armazenamento em SSD e Sistema Operacional (SO) Windows 11, garantindo a eficiência e precisão dos experimentos. Para o total de 70 casos do cenário probabilístico (35 de cada circuito), descrito na subseção 3.3.2 e conforme a Figura 3.6, dividiu-se as simulações em 4 computadores, equipados com:

- processador Intel Core i7 de 12ª geração, 16 GB de memória RAM e 1 TB de armazenamento em SSD,

SO Windows 11 (20 casos);

- processador Intel Core i9 de 13ª geração, 32 GB de memória RAM e 1 TB de armazenamento em SSD, SO Ubuntu 22.04 LTS (31 casos);
- processador AMD Ryzen 5, 16GB de memória RAM, 1TB de SSD, SO Ubuntu 22.04 LTS (15 casos);
- processador Intel Core i7 de 12ª geração, 32 GB de memória RAM e 2 TB de armazenamento em SSD, SO Windows 11 (4 casos).

Essas infraestruturas foram selecionadas não só pelas suas características físicas e técnicas, mas também pelo seu contexto social e econômico, permitindo uma análise detalhada dos efeitos da integração de tecnologias emergentes em redes de distribuição elétrica

4.2.1 Caso Base

O caso base contempla os circuitos CA744 e CA746 operando conforme os dados da Base de Dados Geográficos da Distribuidora (BDGD), sem a inserção de GDFVs e VEs. Esta análise é necessária para identificação das perdas técnicas dos circuitos assim como validar se os mesmos não possuem índices de DRP e DRC.

Para coleta desses dados foram executados os fluxos de potência utilizando o *OpenDSS*, evidenciados na etapa 4 da Figura 3.2 (caso com $x = 0\%$). Para modelagem dos circuitos foram declarados: os dados, com base no circuito real e na BDGD, das características e geometria dos condutores (conforme exemplificado nos Apêndices C.1 e C.2 respectivamente), características das linhas e transformadores, o consumo das cargas de iluminação pública, as quais oscilam entre 275 W e 55 W, e das residências, que por sua vez oscilam entre 0,37 kW a 3,50 kW.

Os resultados finais são obtidos por meio de monitores, os quais coletam os dados das potências e tensões por fase, necessários para os cálculos de DRP e DRC. Aos circuitos também são acoplados medidores de energia aos transformadores, garantindo a coleta das perdas técnicas em kWh. A Tabela 4.2 evidencia os valores obtidos para o caso base em cada circuito.

Tabela 4.2 – Valores obtidos do caso base.

Circuito	Grandeza	Valor
CA744	DRP (%)	0
	DRC (%)	0
	Perdas Técnicas (kWh)	181
CA746	DRP (%)	0
	DRC (%)	0
	Perdas Técnicas (kWh)	133

4.2.2 Simulações Determinísticas

Na análise de sistemas de energia, os estudos determinísticos são fundamentais para entender as dinâmicas de um sistema sob condições fixas e controladas. Ao contrário dos estudos probabilísticos, que envolvem simulações com múltiplas iterações para capturar a variabilidade aleatória dos *inputs*, os estudos determinísticos operam com um conjunto específico de parâmetros, permitindo aos pesquisadores avaliar o impacto direto de certas variáveis sem o ruído das flutuações aleatórias.

Neste contexto, o conceito de um estudo ser determinístico é aplicado nesta seção para proporcionar uma análise clara e objetiva dos efeitos os quais a integração de GDFVs e VEs tem sobre a rede elétrica, buscando servir de base para um cenário probabilístico proposto posteriormente. Nesta etapa, foi utilizada apenas uma amostra com dados aleatórios, o que significa que cada simulação foi realizada com um único

conjunto de dados pseudoaleatórios para definir a ordem e a quantidade de inserção das cargas de GDFV e VE. Esta abordagem simplifica a compreensão dos resultados e fornece uma base sólida para comparar o desempenho dos diferentes controles implementados.

Essa metodologia determinística permite uma avaliação direta com o intuito de validação das simulações e das ações dos controladores no sistema. Obviamente, faz-se necessário o estudo com uma abordagem probabilística, possibilitando a análise de cenários distintos, obtendo resultados mais abrangentes.

4.2.2.1 Adicionando GDFV e VEs sem controle de tensão

Neste cenário de simulação, as cargas de GDFV e VEs foram integradas simultaneamente, obedecendo os critérios descritos na Etapa 4 da Figura 3.2, aos circuitos CA744 e CA746, sem qualquer aplicação de mecanismos de controle. Esta configuração proporciona uma base comparativa pura, tornando possível observar de forma gradual, os efeitos nos níveis de tensão ao aumentar as cargas e a GDFV. Neste cenário, espera-se observar os piores resultados em termos de DRP e DRC, devido à ausência de compensações ativas na rede. Esta condição pode levar a situações onde a estabilidade e a eficiência da rede são comprometidas, evidenciando a necessidade de controles para mitigar tais efeitos.

4.2.2.2 Adicionando GDFV, VE e controle *Volt-Watt*

Ao implementar o controle *Volt-Watt* nos circuitos CA744 e CA746, o sistema modula a energia produzida pela geração fotovoltaica distribuída e consumida pelos carregadores dos VEs a variações de tensão. Os elementos são inseridos se forma conjunta a cada nível de penetração. Esta abordagem é particularmente eficaz em melhorar os índices de DRP e DRC quando há o alto nível de geração fotovoltaica. Contudo, espera-se que o controle *Volt-Watt* execute o corte significativo na geração de energia, prejudicando o consumidor final. Essa característica pode reduzir o retorno financeiro do investimento em sistemas de geração própria, afetando a viabilidade econômica para o proprietário da instalação. Por outro lado, essa estratégia pode ser vantajosa para a concessionária ao mitigar as perdas técnicas e melhorar a gestão global da carga na rede.

4.2.2.3 Adicionando GDFV, VEs e controle *Volt-VAr*

O cenário com o controle *Volt-VAr* implementa uma estratégia de gestão dos elementos reativos na rede, aplicada conjuntamente às cargas de GDFV e VEs nos circuitos CA744 e CA746. Este controle é projetado para otimizar a qualidade do nível de tensão ajustando dinamicamente o fator de potência, podendo reduzir assim os índices de DRP e DRC. Embora essa estratégia possa ser mais benéfica para o consumidor final, permitindo a maximização do uso de sua própria GDFV e o consumo dos carregadores dos VEs sem cortes de energia, ela pode ser menos vantajosa para as concessionárias de energia. Em virtude dos da relação R/X esse tipo de controle pode levar a um aumento nas perdas técnicas, o que representa um desafio em termos de eficiência energética na distribuição de energia.

4.2.3 Simulações Probabilísticas

As simulações probabilísticas têm o objetivo de explorar a variabilidade das condições operacionais da rede, permitindo uma análise mais robusta e abrangente dos impactos associados à inserção conjunta de GDFVs e VEs. Neste estudo, foram realizadas 1000 simulações para cada cenário definido, considerando diferentes níveis de penetração e estratégias de controle.

As simulações utilizam o fluxo metodológico descrito na Figura 3.6, onde são definidos os dados de entrada e executadas as simulações para os seguintes casos:

- Inserção de GDFVs e VEs sem controle de tensão;
- Inserção de GDFVs e VEs com controle *Volt-Watt*;
- Inserção de GDFVs e VEs com controle *Volt-VAr*.

As etapas de execução são as mesmas descritas na Seção 3.3.2, destacando-se a utilização do *OpenDSS* integrado ao *Python* por meio da biblioteca *OpenDSSDirect.py*. Os dados gerados a partir das simulações são armazenados no banco de dados *SQLite*, conforme modelagem apresentada na Figura 3.7.

4.2.3.1 Adicionando GDFV e VEs Sem Controle de Tensão

Neste cenário, os GDFVs e VEs são inseridos progressivamente nos circuitos CA744 e CA746, seguindo os níveis de penetração de 20%, 40%, 60%, 80% e 100%. Os dados de entrada são selecionados de forma pseudoaleatória conforme a metodologia apresentada na Etapa 4 da Figura 3.6.

A ausência de mecanismos de controle nos inversores e carregadores permite analisar os efeitos naturais da interação entre geração distribuída e carga. Espera-se que, com o aumento da penetração de GDFV e VEs, ocorra uma elevação gradual nos níveis de tensão e no carregamento dos transformadores, possibilitando a identificação de possíveis transgressões regulatórias.

Os valores de tensão e perdas técnicas são monitorados e armazenados para análise posterior. A estrutura dos medidores, monitores e bancos de dados segue o modelo apresentado na Seção 3.3.

4.2.3.2 Adicionando GDFV, VEs e Controle *Volt-Watt*

Neste cenário, o controle *Volt-Watt* é aplicado aos inversores fotovoltaicos e aos carregadores dos VEs, conforme descrito na Seção 3.4.1. O controle atua limitando a potência ativa injetada ou consumida sempre que os níveis de tensão atingem valores superiores ou inferiores a limites pré-estabelecidos.

As simulações probabilísticas são executadas para cada nível de penetração de GDFVs e VEs, com os dados armazenados e organizados no banco de dados. Este cenário permite avaliar os efeitos esperados do controle *Volt-Watt* na mitigação de possíveis transgressões dos limites de tensão, além de sua influência nas perdas técnicas e na operação geral da rede.

Espera-se que o controle *Volt-Watt* reduza as tensões elevadas, especialmente em momentos de alta geração fotovoltaica, ao custo de possíveis reduções na potência ativa entregue ou consumida.

4.2.3.3 Adicionando GDFV, VEs e Controle *Volt-VAr*

Neste cenário, o controle *Volt-VAr* é aplicado aos inversores fotovoltaicos e carregadores dos VEs para gerenciar a potência reativa, conforme a curva descrita na Seção 3.4.2. A atuação do controle visa corrigir os níveis de tensão, fornecendo ou absorvendo potência reativa de acordo com os limites pré-definidos.

As simulações probabilísticas são realizadas para os níveis progressivos de penetração de GDFVs e VEs, com a execução e a persistência dos dados ocorrendo conforme a estrutura estabelecida no banco de dados *SQLite*.

O controle *Volt-VAr* é projetado para ajustar dinamicamente o fator de potência, atuando nos extremos da curva de tensão. Espera-se que esse controle contribua para a estabilização dos níveis de tensão, com uma possível influência nas perdas técnicas devido à circulação adicional de potência reativa.

4.3 Modelagem e Simulação no *OpenDSS*

4.3.1 Elementos e Curvas de Carga

Nesta seção descreve-se os elementos e as curvas adotadas para a execução das simulações. As curvas de carga possuem 1440 pontos, representando amostras retiradas no intervalo de tempo de 1 minuto a cada dia. Como visto na seção 2.4.2, as medições realizadas para os cálculos de DRP e DRC devem ser coletadas a cada 10 minutos, portanto os intervalos de cada amostra é adequado para a execução do estudo.

4.3.1.1 Cargas Residenciais

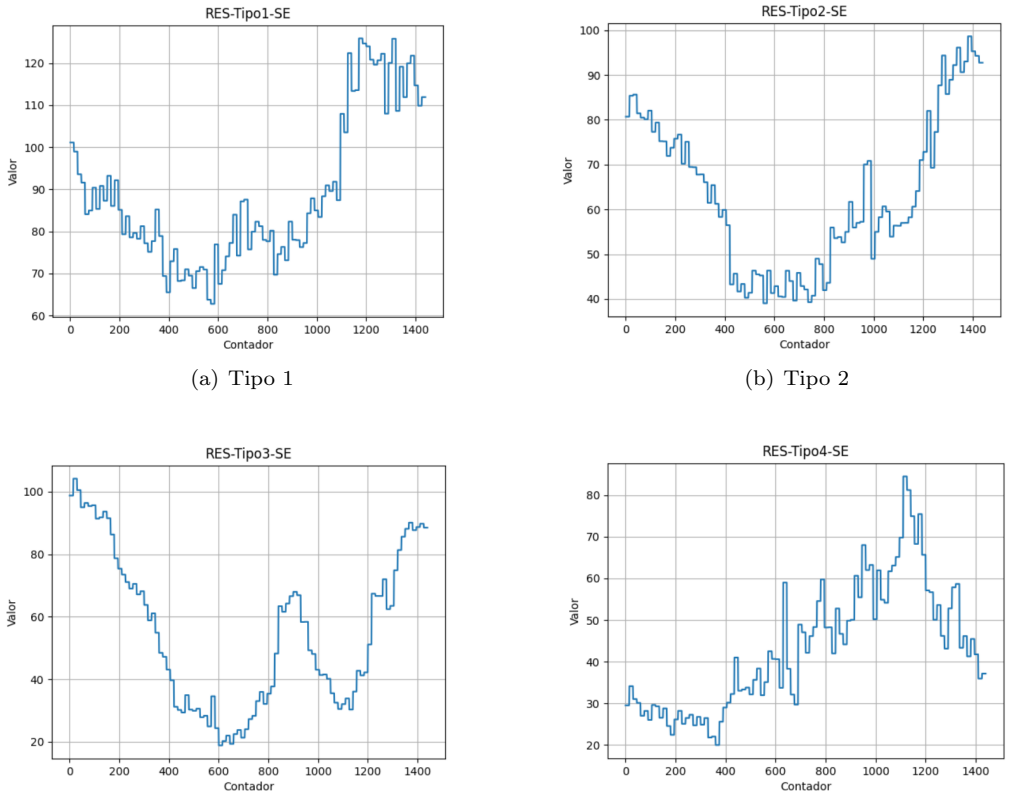
As cargas inseridas no *OpenDSS* são modeladas com valores de potência definidos em kW. A implementação das curvas de carga segue os seguintes critérios: cada carga possui uma curva base específica, podendo ser de 10 tipos diferentes, contendo dados referentes aos dias da semana e ao final de semana. Essas curvas foram obtidas através de dados dos perfis de consumo disponibilizados pela BDGD. (ANEEL, 2023a).

Essa abordagem permite simular o consumo diário variável de energia nas cargas ao longo de diferentes períodos do dia, refletindo o comportamento típico de consumo dos usuários. A Tabela 4.3 mostra os dados gerais de cada carga adotada. As cargas estão conectadas em um sistema trifásico com tensão de 220 V e uma conexão do tipo estrela. O fator de potência considerado para as cargas é de 0,92, o que reflete a eficiência com que a energia está sendo utilizada pelas cargas.

Tabela 4.3 – Valores gerais das cargas.

Dado	**Valor**
Fases	3
Tensão	220
Conexão	Estrela
Fator de Potência	0,92

As curvas de carga adotadas para representar o consumo de energia ao longo do dia são divididas em diferentes tipos, cada um correspondendo a perfis distintos de comportamento de consumo. A Figura 4.3 ilustra exemplos de curvas de carga utilizadas nas simulações, representando as intensidades de diferentes perfis de consumo ao longo do tempo em minutos.



(a) Tipo 1

(b) Tipo 2

(c) Tipo 3

(d) Tipo 4

Figura 4.3 – Exemplos de curvas de carga adotadas.

Fonte: Própria.

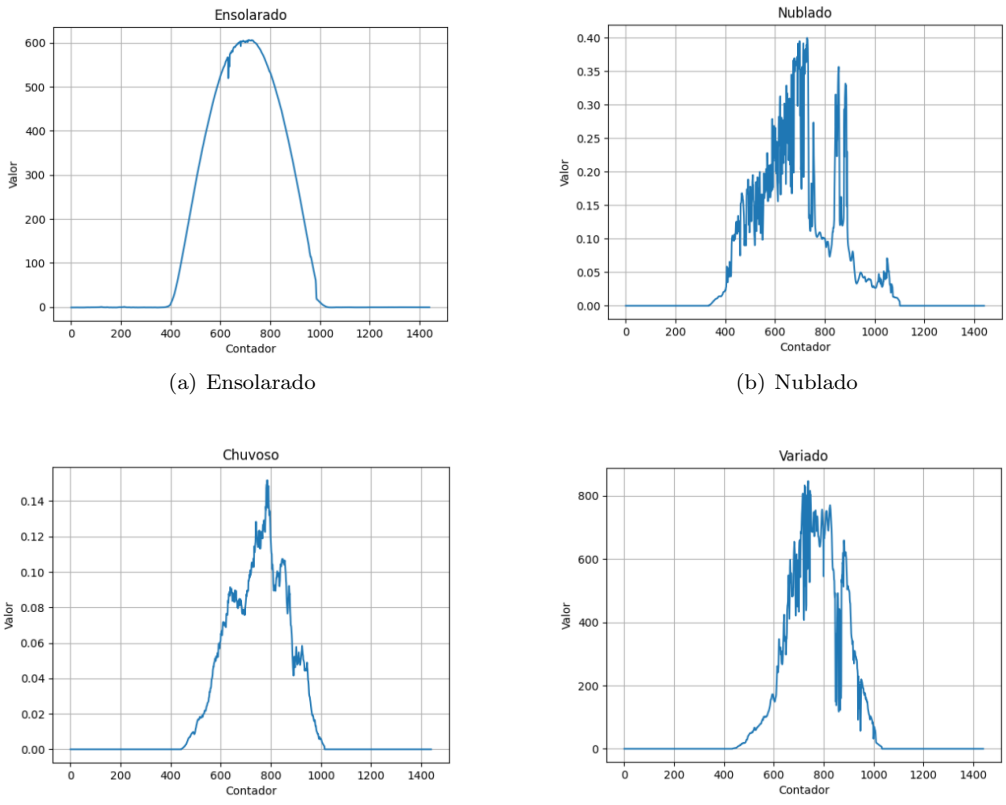
- A Figura 4.3-a apresenta o Tipo 1, a qual reflete um padrão de consumo com uma demanda no início da manhã e à noite, períodos típicos de maior utilização de energia em residências;
- A Figura 4.3-b mostra o Tipo 2, caracterizado por uma demanda de energia mais intensa no período da noite e madrugada, com consumos bem reduzidos no período da manhã;
- A Figura 4.3-c ilustra o Tipo 3,apresentando um pico de demanda concentrado no período da tarde;

- A Figura 4.3-d exibe o Tipo 4, representando uma curva de carga com padrão crescente ao longo do dia, com pico no período da noite.

4.3.1.2 Geração Fotovoltaica

A seleção da potência e capacidade das instalações fotovoltaicas são selecionadas pseudoaleatoriamente. O intervalo de possibilidades está contido entre os valores de potência, condizentes com o padrão das residências, de 5 kW e 10 kW, onde as capacidades sempre são um valor de uma unidade a mais em kVA. Por exemplo, ao ser selecionado o valor de potência de 6 kW o valor de capacidade será de 7 kVA, garantindo ao inversor possibilidade de operar enviando potência reativa para a rede. As curvas de geração seguem o padrões, Figura 4.4, de um dia ensolarado, nublado, chuvoso e variado, os quais são selecionados pseudoaleatoriamente em cada dia de simulação, representando condições realistas dos sistemas de GDFV.

A Tabela 4.4 complementa as informações ao apresentar as Horas de Sol Pleno (HSP), grandeza a qual representa a quantidade de horas em que a irradiância solar é igual a 1 kW/m^2, para cada padrão de irradiação. Em dias ensolarados, o número de HSP é significativamente maior, atingindo 7,13 horas, o que representa a máxima geração possível para os sistemas GDFV. Em contraste, dias chuvosos apresentam um número muito reduzido de HSP, apenas 0,60 horas, resultando em uma geração consideravelmente menor. Os padrões nublado e variado possuem valores intermediários de HSP, com 3,86 horas e 5,56 horas, respectivamente, permitindo observar como a variabilidade climática afeta a geração de energia ao longo do tempo.



(a) Ensolarado

(b) Nublado

(c) Chuvoso

(d) Variado

Figura 4.4 – Curvas de irradiação solar adotadas.

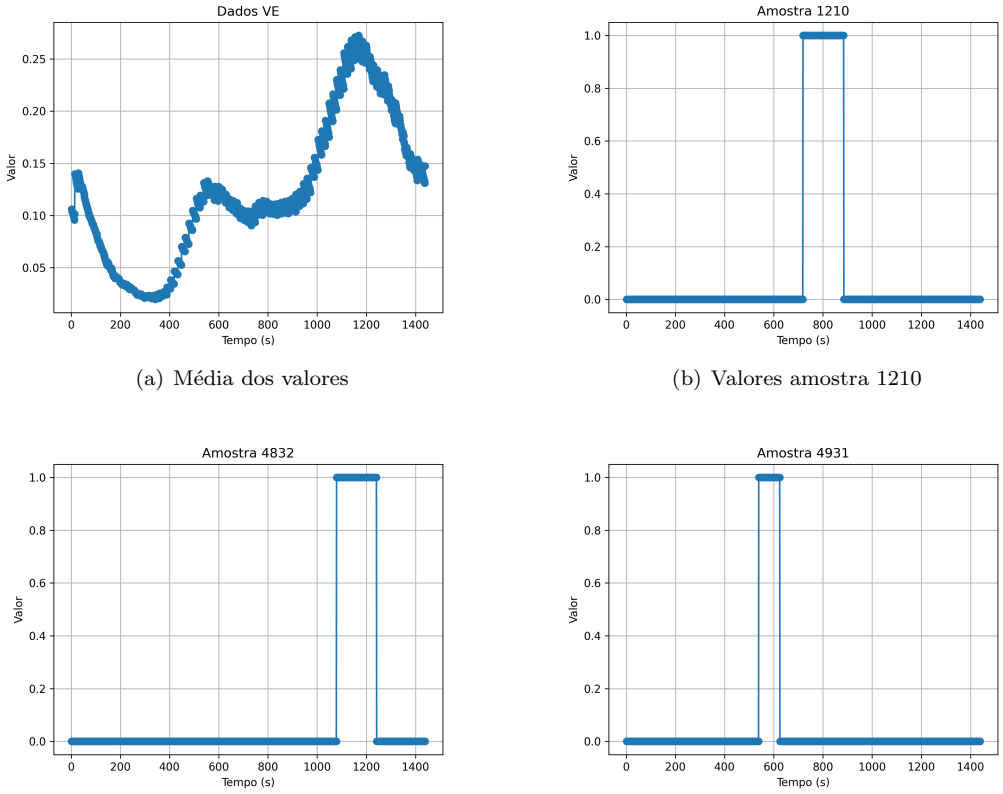
Fonte: Própria.

Tabela 4.4 – Horas de Sol Pleno com de acordo com cada perfil de irradiação.

Padrão de Irradiação	**Horas de Sol Pleno**
Ensolarado	7,13
Nublado	3,86
Chuvoso	0,60
Variado	5,56

4.3.1.3 Carga dos Veículos Elétricos

Os valores de consumo dos carregadores assim como as capacidades das baterias dos VEs são selecionados pseudoaleatoriamente. As capacidades são obtidas baseando-se nos valores de kWh evidenciados na Tabela 2.1. Cada consumo máximo do carregador é obtido da escolha entre os valores de 3,6kW ou 7,2kW para a análise determinística, conforme a Equação 3.3, ou entre o conjunto de valores em kW: 5,225, 14,167, 2,933; 2,444; 10,72; 6,286; 2,286; 3,429; 3,2; 16,4; 19,0; 6,0; 3,2; 4,989; 6,667; ou 6,892 para a análise probabilística, conforme a Equação 3.9. O anexo B.1 mostra a classe *enum* a qual organiza esses dados para serem utilizados nas simulações.



(a) Média dos valores

(b) Valores amostra 1210

(c) Valores amostra 4832

(d) Valores amostra 4931

Figura 4.5 – Curvas de carga dos VEs.

Fonte: Própria.

Os perfis de consumo diário desses veículos também são determinados de forma pseudoaleatória a partir de um espaço amostral de 5000 curvas, oferecendo uma diversidade representativa das possíveis

condições de carregamento. A Figura 4.5 mostra a média dos valores com base nos intervalos de tempo (a) e as curvas para as amostras 1210 (b), 4832(c) e 4931(d) respectivamente.

A Figura 4.5-a apresenta a média dos valores de consumo, evidenciando os momentos de maior demanda de energia, principalmente em dois períodos: um pico matinal e outro à noite, refletindo os horários típicos de carregamento, principalmente após o retorno do trabalho ou uso diário do veículo.

As Figuras 4.5-b, 4.5-c e 4.5-d apresentam amostras específicas do comportamento de carregamento para três diferentes perfis de consumo (amostras 1210, 4832 e 4931). Nessas amostras, o carregamento acontece de forma pontual e concentrada em horários específicos, com o consumo de energia chegando ao máximo valor configurado do carregador, evidenciando a natureza intermitente e variável do carregamento dos veículos elétricos.

4.3.2 Aplicação dos Controladores

4.3.2.1 Aplicação do Controle *Volt-VAr*

O controle *Volt-VAr* é aplicado de acordo com parâmetros estabelecidos e demonstrados na Figura 3.10. De acordo com os dados informações anteriores, esse controle ajusta a potência reativa na rede para manter a tensão dentro dos limites aceitáveis, melhorando a qualidade da energia e reduzindo as perdas associadas a desequilíbrios de tensão. O anexo A.1 evidencia o código utilizado no *OpenDSS* para implementar este controle, facilitando a replicação e análise dos resultados.

Na implementação do controle *Volt-VAr*, os parâmetros principais são configurados conforme demonstrado na Tabela 4.5. O primeiro parâmetro, *voltage_curvex_ref*, define a tensão de referência no eixo x das curvas utilizadas no controle corresponde à tensão nominal da GDFV e VE, garantindo o controle operar com base nas condições nominais desses elementos.

O parâmetro *deltaQ_factor*, com valor de 0,01, determina a variação máxima permitida para a potência reativa (Q) a cada iteração do controle. Esse fator limita as mudanças abruptas na injeção de potência reativa, proporcionando uma transição mais suave e estável na correção dos níveis de tensão.

Já o parâmetro *voltageChangeTolerance*, com valor de 0,001 pu (unidade por unidade), define a tolerância para a variação de tensão a qual será usada como critério para determinar a convergência do *loop* de controle. É garantido por esse valor a capacidade do sistema de corrigir as tensões monitoradas dentro de uma margem estreita, resultando em uma operação mais precisa e eficiente.

O *varChangeTolerance*, definido como 0,0001 pu, regula a convergência do *loop* de controle em relação à potência reativa. Ele ajusta a precisão a qual o controle reage às variações de potência reativa, assegurando a ação dos ajustes feitos com uma tolerância mínima para garantir a estabilidade da rede sem causar oscilações indesejadas.

Tabela 4.5 – Configuração do controle *Volt-VAr*

Parâmetro	**Valor**	**Descrição**
voltage_curvex_ref	rated	A tensão de referência no eixo x das curvas é a tensão nominal da GDFV e VE
deltaQ_factor	0.01	Determina a variação Q máxima permitida a cada iteração de controle
voltageChangeTolerance	0.001	Define a tolerância em pu que é usada para determinar a convergência do *loop* de controle com base na tensão monitorada
varChangeTolerance	0.0001	Define a tolerância em pu para a convergência do *loop* de controle associada à potência reativa a

4.3.2.2 Aplicação do Controle *Volt-Watt*

O controle *Volt-Watt* é configurado seguindo também os dados apresentados nas Figuras 3.8 e 3.9. Como visto anteriormente, esse controle modula a potência ativa de geração fotovoltaica e de carregamento dos veículos elétricos baseando-se no nível de tensão da rede, limitando a produção ou consumo quando a tensão excede ou cai abaixo de limites predeterminados. O anexo A.2 permitindo um entendimento claro do funcionamento e aplicação prática no sistema simulado.

Na implementação do controle *Volt-Watt*, a configuração dos parâmetros chave é apresentada na Tabela 4.6, garantindo a modulação eficiente da potência ativa gerada pela GDFV e consumida pelos VEs em resposta às variações de tensão da rede.

O primeiro parâmetro, *voltage_curvex_ref*, define a tensão de referência no eixo x das curvas de controle como sendo a tensão nominal da GDFV e VE. O controle atua sempre comparando a tensão atual da rede com o valor nominal especificado, ajustando a potência ativa de acordo com essa comparação.

O parâmetro *deltaP_factor*, com valor de 0,01, limita a variação máxima permitida para a potência ativa (P) a cada iteração do controle. Dessa forma, evita-se a ocorrência de mudanças abruptas na geração ou consumo de potência, promovendo uma transição suave entre os níveis de produção e consumo de energia, o que é crucial para a estabilidade da rede.

O *voltageChangeTolerance*, definido como 0,001 pu, estabelece a tolerância em unidades por unidade (pu) para a variação de tensão a qual será utilizada para determinar a convergência do *loop* de controle. Esse valor garante o controle ser suficientemente sensível para corrigir pequenas variações de tensão, mas sem gerar oscilações indesejadas.

O *varChangeTolerance*, com valor de 0,0001 pu, define a tolerância para a convergência do *loop* de controle associada à potência reativa. Embora o controle *Volt-Watt* atue principalmente sobre a potência ativa, este parâmetro assegura qualquer ajuste relacionado à potência reativa também seja feito de forma estável e dentro de margens aceitáveis, evitando impactos adversos na qualidade da energia fornecida pela rede.

Tabela 4.6 – Configuração do controle *Volt-Watt*

Parâmetro	**Valor**	**Descrição**
voltage_curvex_ref	rated	A tensão de referência no eixo x das curvas é a tensão nominal da GDFV e VE
deltaP_factor	0.01	Determina a variação P máxima permitida a cada iteração de controle
voltageChangeTolerance	0.001	Define a tolerância em pu que é usada para determinar a convergência do *loop* de controle com base na tensão monitorada
varChangeTolerance	0.0001	Define a tolerância em pu para a convergência do *loop* de controle associada à potência reativa a

4.4 Conclusão

Neste capítulo, aplicou-se a metodologia descrita no Capítulo 3 em estudos de caso práticos, utilizando as redes de distribuição CA746 e CA744, localizadas em Belém, no Pará. Foram conduzidas simulações determinísticas e probabilísticas para avaliar os impactos da inserção de GDFVs e VEs em diferentes cenários, desde a operação normal (caso base) até a integração dessas tecnologias com e sem controles de tensão.

As simulações determinísticas foram realizadas com o objetivo de validar os conceitos, a metodologia proposta e as hipóteses do estudo. Essa abordagem inicial permitiu observar de forma direta os efeitos da inserção progressiva de GDFVs e VEs, além de fornecer uma base sólida para a análise dos controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr*.

As simulações probabilísticas, por sua vez, foram projetadas para explorar, de forma abrangente, as dinâmicas da rede em cenários com múltiplas variáveis e incertezas. A execução de 1000 simulações para cada configuração permite capturar a variabilidade inerente às cargas residenciais, à geração fotovoltaica e ao comportamento dos veículos elétricos. Esse método possibilita uma avaliação mais robusta dos impactos nas tensões, perdas técnicas e demais indicadores de desempenho das redes.

Além disso, estabelece-se modelos detalhados para as cargas residenciais, geração fotovoltaica e carga de veículos elétricos no *OpenDSS*, juntamente com a implementação dos controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr*. Tais modelos formam uma base confiável para análises comparativas e para avaliações financeiras em contextos de alta penetração dessas tecnologias.

Por fim, os resultados obtidos nas simulações determinísticas e probabilísticas fornecem informações essenciais para o entendimento dos impactos da inserção de GDFVs e VEs nos níveis de tensão e nas perdas técnicas das redes. A metodologia desenvolvida serve como referência para futuros estudos e pode subsidiar o

planejamento e a operação das redes de distribuição em cenários com elevada integração de recursos energéticos distribuídos.

5 RESULTADOS

5.1 Introdução

Este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir das simulações determinísticas e probabilísticas realizadas nos estudos de caso. As simulações são organizadas com o objetivo de avaliar o impacto dos controladores *Volt-VAr* e *Volt-Watt* no comportamento da rede elétrica em condições controladas. O principal foco é fornecer uma visão geral do impacto financeiro desses controladores sobre as perdas técnicas, a necessidade de compensação financeira e as intervenções necessárias para o reforço da rede diante de cenários de alta demanda, gerados pela adoção crescente da GDFV e das recargas de VEs.

A análise dos resultados, representadas por gráficos de barras, diagramas de caixa (*Box plot*) e tabelas, visa demonstrar as melhorias ou desafios proporcionados pelos sistemas de controle, comparando financeiramente o desempenho da rede com e sem a aplicação dos mesmos. Esse enfoque oferece uma compreensão clara de como os controladores *Volt-VAr* e *Volt-Watt* podem contribuir para a estabilidade no nível de tensão, eficiência e segurança da infraestrutura elétrica, além de permitir a avaliação de ganhos ou perdas tanto para a concessionária quanto para o consumidor.

As seções seguintes detalham os resultados dos experimentos determinísticos e probabilísticos para cada cenário, destacando os custos relacionados às perdas técnicas e às compensações financeiras assim como a energia cortada e injetada nos barramentos VE e GDFV.

5.2 Resultados Determinísticos

Nesta seção, serão apresentados os resultados das simulações determinísticas. A partir dos dados obtidos foram gerados gráficos de barras e tabelas, permitindo uma visualização dos dados financeiros e energéticos de acordo com os níveis de penetração conjunta de VE e GDFV.

5.2.1 Resultados Financeiros por Cenário

Os dados de perdas técnicas e das compensações financeiras, expressos em Reais, obtidos nas simulações determinísticas realizadas nos circuitos CA744 e CA746 serão apresentados nas subseções seguintes.

5.2.1.1 Perdas Técnicas

Na Figura 5.1 temos os dados das perdas técnicas mensais em Reais para o circuito CA744 a partir das inserções conjuntas de GDFV e VE. Nota-se que esta inserção provoca o aumento gradativo das perdas técnicas quando comparado ao caso base o qual apresentou o valor de R$533,37. O maior valor de custo das perdas técnicas (cenário com 100% de penetração) é 238,09% maior que o caso base. A inserção do controle *Volt-Watt* diminui o índice das perdas significativamente, para o cenário crítico de 100% temos uma diferença R$ 1255,72.

Outro ponto importante do controle *Volt-Watt* é a diminuição das perdas técnicas abaixo do caso base e também a estabilidade das mesmas para cada cenário. Por outro lado, a adoção do controle *Volt-VAr* elevou as perdas técnicas consideravelmente. Ainda no cenário mais crítico, a adoção desse controlador elevou as perdas em 23,9% com relação ao cenário sem controle e em 308,04% com relação ao cenário com controladores *Volt-Watt*.

Na Figura 5.2, apresenta-se os dados de perdas técnicas mensais em Reais para o circuito CA746. Por apresentar uma maior capacidade de hospedagem, este circuito apresenta uma distribuição de cargas mais equilibrada, o que se reflete em um comportamento mais estável das perdas técnicas.

No cenário sem controle, o valor das perdas técnicas varia de R$ 322,77 (20% de penetração) a R$ 668,55 (100% de penetração). O aumento percentual das perdas do cenário de 100% em relação ao de 20% é de aproximadamente 107%, demonstrando uma elevação significativa. Entretanto, o aumento é menos acentuado em comparação ao circuito CA744. Este comportamento pode ser atribuído à capacidade de hospedagem da rede no CA746, a qual, além de possuir menos cargas, possui uma distribuição de forma mais homogênea sendo menos suscetível aos impactos da inserção da GDFV e do VE.

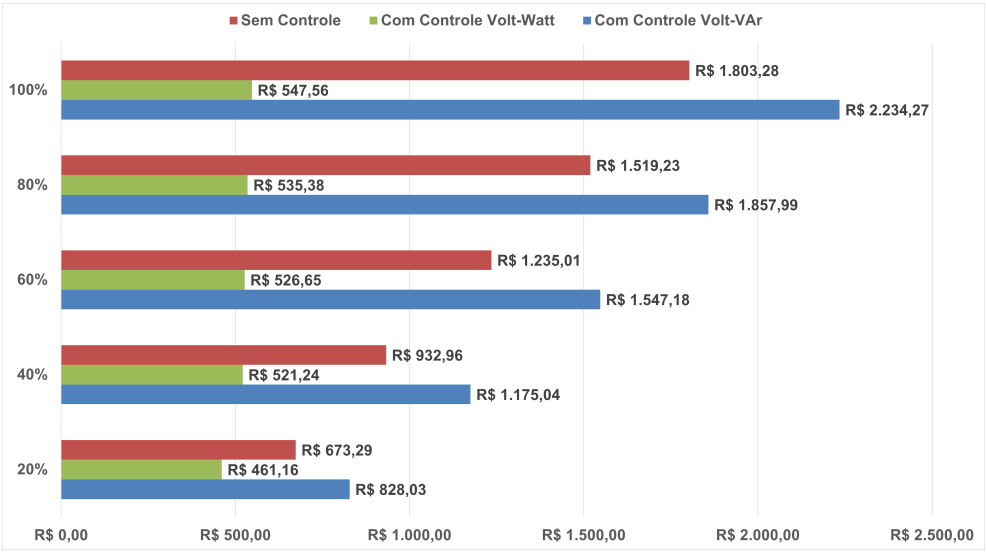


Figura 5.1 – Perdas Técnicas do circuito CA744.

Fonte: própria.

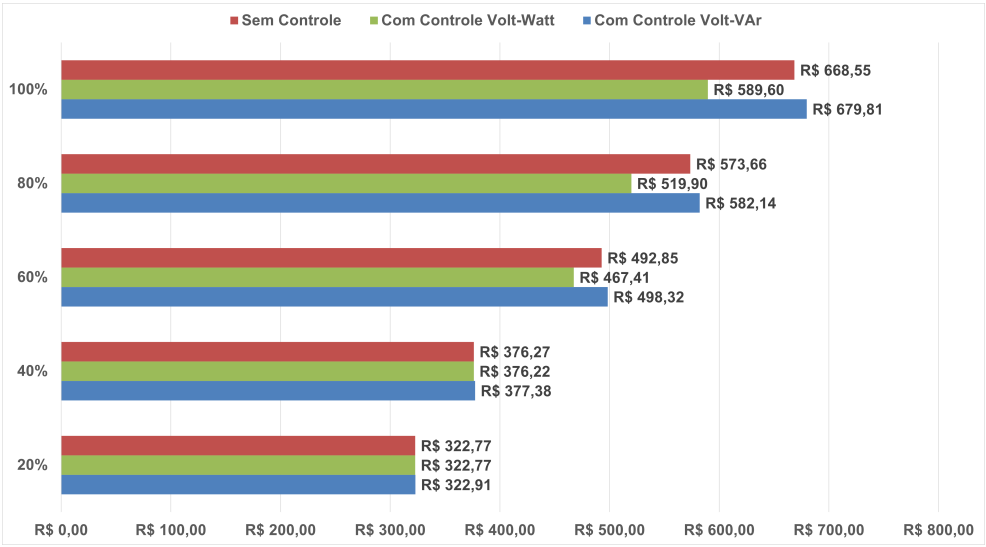


Figura 5.2 – Perdas Técnicas do circuito CA746.

Fonte: própria.

A aplicação do controle *Volt-Watt* reduz de maneira significativa os custos das perdas técnicas em todos os cenários. No cenário mais crítico de 100%, o controle *Volt-Watt* reduz as perdas para R$ 589,60, representando uma diferença de R$ 78,95 em relação ao cenário sem controle, uma redução menos expressiva em comparação ao circuito CA744. Isso indica que, embora o controle *Volt-Watt* seja eficaz, sua utilização no CA746 é menos evidente devido à uma maior capacidade de hospedagem da rede.

Por outro lado, o controle *Volt-VAr* também apresenta resultados contrastantes. No cenário de 100%, o uso deste controle eleva as perdas para R$ 679,81, o que representa um aumento de aproximadamente 1,68% em relação ao cenário sem controle e de 15,3% em comparação ao controle *Volt-Watt*. Assim como no circuito CA744, o controle *Volt-VAr* apresenta um comportamento que eleva as perdas técnicas, sendo mais adequado para cenários específicos de controle de tensão, mas não necessariamente para a mitigação de perdas.

5.2.1.2 Compensações

Conforme apresentado em 2.4.2 as compensações são calculadas com base nas leituras dos níveis de tensão. A Figura 5.3 apresenta os valores de compensação para a adoção de cada controle assim como os níveis de penetração no circuito CA744. Na Figura 5.3, os valores de compensação para o circuito variam significativamente de acordo com o nível de penetração e o tipo de controle adotado. No cenário sem controle, as compensações começam a ser aplicadas a partir do nível de 20%, com um valor de R$ 1.676,67. Esse valor aumenta gradativamente conforme a penetração de GDFV e VE cresce, atingindo R$ 13.721,80 no cenário de 100%.

Quando o controle *Volt-Watt* é adicionado, observa-se uma elevada redução nos valores de compensação. No cenário de 100%, o valor de compensação é de apenas R$ 295,00 representando uma economia de R$ 13.426,80 em relação ao cenário sem controle. Essa tendência de redução também é notável em todos os níveis de penetração. No cenário de 60%, por exemplo, a compensação cai de R$ 11.215,66 (sem controle) para R$ 114,47 com o controle *Volt-Watt*, uma diferença de R$ 11.101,19.

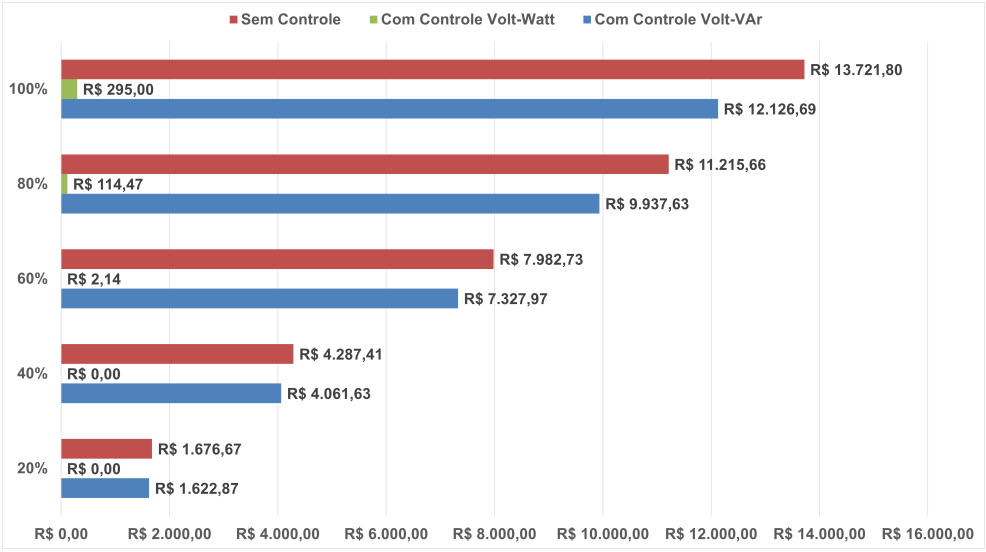


Figura 5.3 – Compensações do circuito CA744.

Fonte: própria.

Por outro lado, o controle *Volt-VAr* apresenta resultados menos expressivos. No cenário de 100%, a compensação com *Volt-VAr* é de R$ 12.126,69, o que representa uma redução de R$ 1595,20 em relação ao cenário sem controle, mas ainda R$ 11.831,69 acima do valor obtido com o *Volt-Watt*. Isso indica que o *Volt-Watt* proporciona maior mitigação das violações de tensão, resultando em menores compensações financeiras.

Em cenários de menor penetração, a diferença entre o caso com controle e sem controle *Volt-VAr* é menos pronunciada. No nível de 20%, a compensação sem controle é R$ 1.676,67 e a compensação do cenário com controle *Volt-VAr* é R$ 1622.87. Nesse nível de penetração e para o nível de 40% o controle *Volt-Watt* anula as compensações.

Na Figura 5.4, apresenta-se os dados de compensação para o circuito CA746. No cenário sem controle, as compensações começam com R$ 895,16 no nível de penetração de 20%, aumentando de forma significativa até R$ 9.644,84 no cenário de 100% de penetração conjunta. O crescimento das compensações sem controle indica um impacto crescente dos níveis de penetração de GDFV e VE sobre a rede, conforme o nível de transgressão de tensão aumenta.

Com a implementação do controle *Volt-Watt*, há uma redução consistente nos valores de compensação em todos os cenários. No cenário de 100%, o valor cai de R$ 9.644,84 para R$ 4.193,99, representando uma economia de R$ 5.450,85 em comparação ao cenário sem controle. Já no nível de 60% de penetração, o *Volt-Watt* reduz as compensações de R$ 6.312,41 para R$ 3.768,65, uma diferença de R$ 2.543,76. O controle

Volt-Watt continua sendo uma solução mais eficaz para minimizar as compensações em cenários de alta penetração de acordo com as reduções.

A Figura 5.4 ilustra um comportamento interessante: com 80% de penetração e o controlador *Volt-Watt* ativo nos inversores, o valor de compensação é de R$ 5.199,58. No caso de 100% de penetração, o valor reduz para R$ 4.192,99. Embora pareça contraditório, esse resultado é esperado devido às características do circuito e da metodologia empregada. Por se tratar de um circuito radial e considerando o sorteio pseudoaleatório das residências, no caso de 80%, o controlador de tensão pode, ao detectar um nível crítico, agir localmente reduzindo a injeção de potência na rede e assim diminuir o nível de tensão nas residências a montante, as quais podem não possuir os elementos GDFV e VE. A atuação do controlador ocorre porque o mesmo é descentralizado e não possui informações sobre os níveis de tensão das residências vizinhas. Com 100% de penetração, todas as cargas estão equipadas com o controle, possibilitando uma compensação menor nesse cenário.

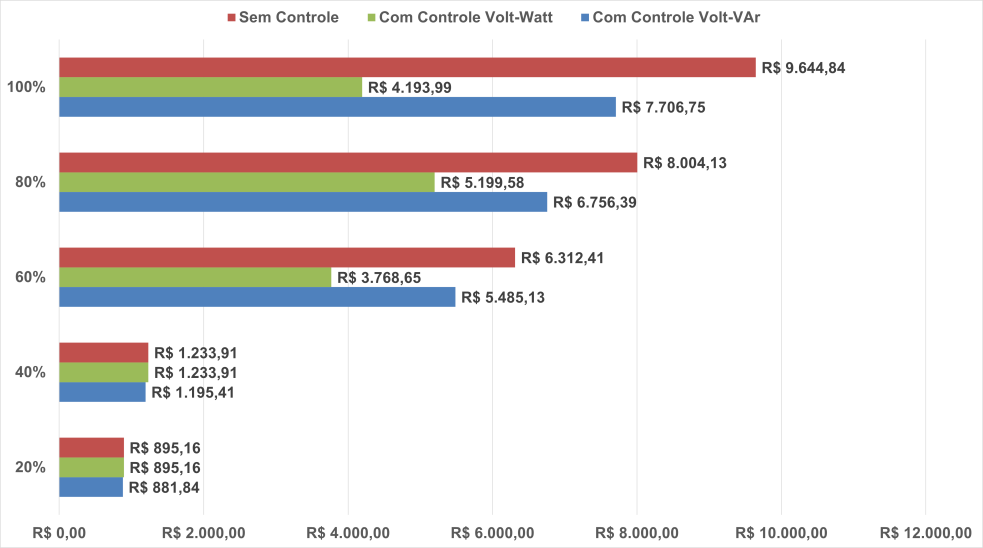


Figura 5.4 – Compensações do circuito CA746.

Fonte: própria.

Analisando os dados com a implementação do controle *Volt-VAr*, no cenário de 100%, as compensações com o controle são de R$ 7.706,75, representando uma economia de R$ 1.938,09 em relação ao cenário sem controle, mas R$ 3.512,76 acima das compensações com o *Volt-Watt*.

Nos níveis mais baixos de penetração, como o de 20%, a diferença entre os controladores é menos pronunciada, com compensações iguais a R$ 893,16 nos cenários sem controle e com controle *Volt-Watt* e R$ 881,84 com a utilização do *Volt-VAr*.

Em geral, assim como no circuito CA744, o controle *Volt-Watt* se mostra mais eficaz em reduzir as compensações associadas às transgressões de tensão, enquanto o controle *Volt-VAr*, apesar de também reduzir as compensações, apresenta resultados menos significativos.

5.2.1.3 Custos Combinados: Compensações e Perdas Técnicas

A Figura 5.5 apresenta os valores somados de compensação e perdas técnicas, em reais, para o circuito CA744, considerando os cenários com e sem a aplicação dos controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr*. A análise desses resultados permite avaliar o impacto financeiro total sobre a concessionária, considerando tanto as perdas técnicas quanto as compensações devidas às violações de tensão.

No cenário de 100% de penetração, sem controle, o valor combinado de perdas técnicas e compensações é de R$ 15.525,08. Com a implementação do controle *Volt-VAr*, esse valor é reduzido para R$ 14.360,96, representando uma economia de R$ 1.164,12, ou aproximadamente 7,5%. O controle *Volt-Watt*, por sua vez,

apresenta uma redução maior, com um valor de R$ 842,56, equivalente a uma economia de R$ 14.682,52 (94,57%) em relação ao cenário sem controle.

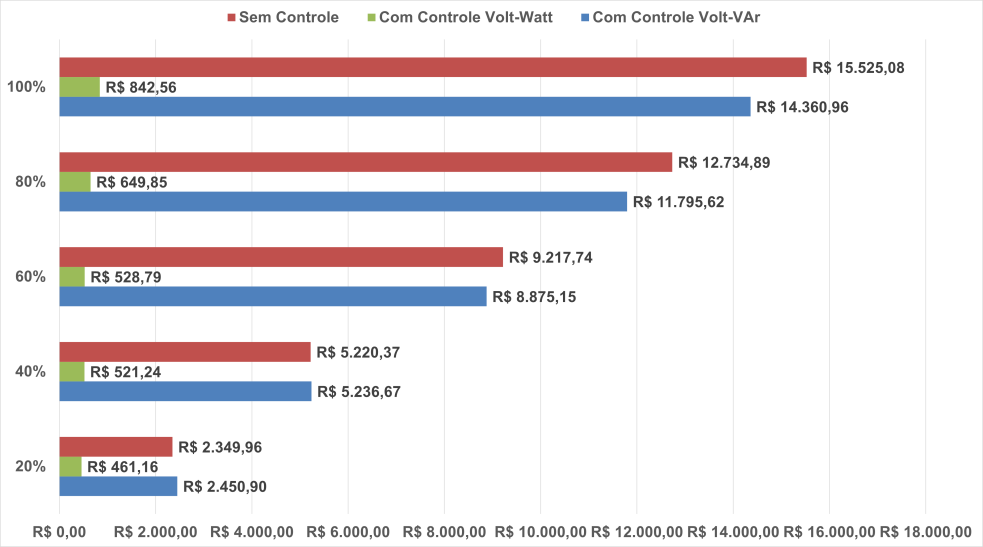


Figura 5.5 – Compensações mais perdas técnicas do circuito CA744.

Fonte: própria.

Nos demais cenários, essa tendência de redução é observada. No nível de 80% de penetração, o custo total sem controle é de R$ 12.734,89. O controle *Volt-VAr* reduz esse valor para R$ 11.795,62, uma diferença de R$ 939,27 (7,4%). O controle *Volt-Watt* proporciona uma economia ainda maior, com o valor total caindo para R$ 649,85, representando uma redução de R$ 12.085,04 (94,9%).

No cenário de 60%, sem controle, o valor combinado é de R$ 9.217,74. A aplicação do controle *Volt-VAr* reduz esse valor para R$ 8.875,15, uma economia de R$ 342,59 (3,7%). O controle *Volt-Watt* reduz o custo total para R$ 528,79, uma diferença de R$ 8.688,95 (94,26%) em relação ao cenário sem controle.

Nos cenários de 40% e 20% de penetração, os controladores apresentam desempenhos semelhantes. No nível de 40%, sem controle, o custo total é de R$ 5.220,37, sendo reduzido para R$ 5.236,67 com o *Volt-VAr* e para R$ 521,24 com o *Volt-Watt*. No nível de 20%, o valor sem controle é de R$ 2.349,96, reduzido para R$ 2.236,67 com o *Volt-VAr* e para R$ 461,16 com o *Volt-VAr*.

Em todos os níveis de penetração, observa-se que os controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr* contribuem para a redução dos custos financeiros combinados, com o *Volt-Watt* proporcionando as maiores economias.

Na Figura 5.6 o cenário de 100% de penetração, sem controle, o valor combinado atinge R$ 10.313,39. Com o controle *Volt-Var*, o valor é reduzido para R$ 8.386,56, representando uma economia de R$ 1.926,83, ou aproximadamente 18,7%. O controle *Volt-Watt*, por sua vez, reduz o custo total para R$ 4.783,59, uma diferença de R$ 5.529,80 (53,62%) em relação ao cenário sem controle. Esses resultados indicam que ambos os controladores desempenham um papel importante na redução dos custos, sendo o *Volt-Watt* ligeiramente mais eficiente nesse nível de penetração.

Ainda na Figura 5.6, no cenário de 80% de penetração, o custo sem controle é de R$ 8.577,79, enquanto o controle *Volt-Watt* reduz esse valor para R$ 5.719,48, uma economia de R$ 2.858,31 (33,32%). O controle *Volt-VAr* também apresenta uma redução significativa, para R$ 7.338,53, o que representa uma economia de R$ 1.239,26 (14,45%).

Para o nível de 60%, sem controle, o custo combinado é de R$ 6.805,26. Com o controle *Volt-VAr*, esse valor é reduzido para R$ 5.683,45, uma economia de R$ 1.121,81 (16,48%). O controle *Volt-Watt* reduz o custo para R$ 4.236,06, representando uma economia de R$ 2.569,20 (37,75%).

Nos níveis mais baixos de penetração, a diferença entre os controladores é menos acentuada. No cenário de 40%, sem controle, o valor é de R$ 1.610,18, e é reduzido para R$ 1.610,13 com o *Volt-Watt* e para R$ 1.572,79 com o controle *Volt-VAr*. Neste caso, a redução é mais significativa com o controle *Volt-VAr*, o que demonstra sua maior eficiência na mitigação dos custos financeiros combinados nesse cenário específico. No

cenário de 20% de penetração, os valores totais são menores, como esperado, com o custo sem controle e com controle *Volt-Watt* em R$ 1.217,93. O controle *Volt-VAr* reduz um pouco o valor total, atingindo R$ 1.204,75.

De forma geral, os resultados para o circuito CA746 demonstram uma tendência consistente de redução nos custos totais com a implementação dos controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr*, sendo que, na maioria dos cenários, o controle *Volt-Watt* proporciona uma economia maior. No entanto, é importante destacar que, em níveis de penetração mais baixos, a diferença entre os controladores é menos pronunciada, enquanto nos cenários de penetração mais elevada, as reduções são mais expressivas, tanto em termos absolutos quanto percentuais.

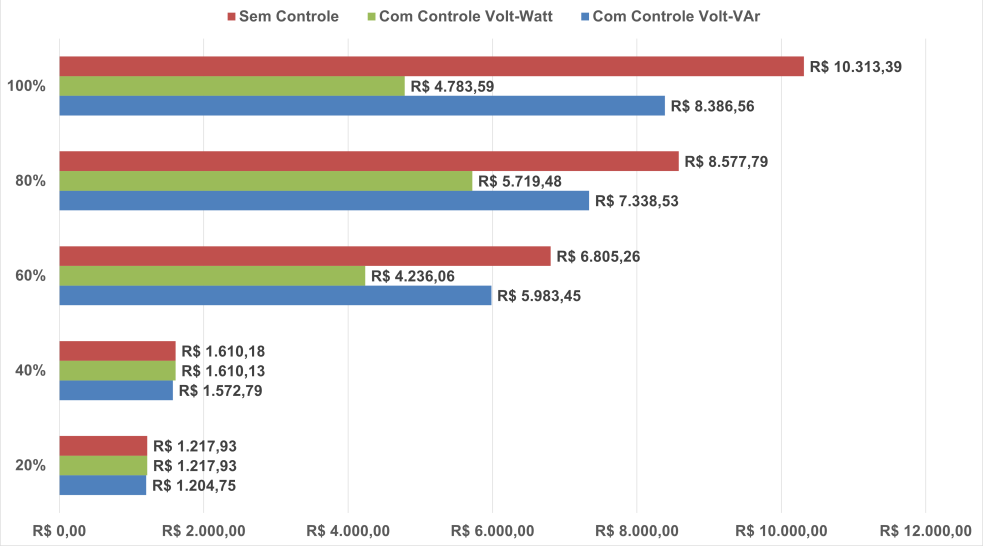


Figura 5.6 – Compensações mais perdas técnicas do circuito CA746.

Fonte: própria.

5.2.2 Análise Energética

Esta seção visa analisar a energia injetada nos barramentos GDFV e a energia consumida nos barramentos do VE em diferentes cenários de penetração de geração e consumo, considerando a aplicação dos controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr*. A Seção 5.2.2.1 trata das análises de alguns casos escolhidos enquanto que a Seção 5.2.2.2 demonstra um panorama geral. Cada análise se baseia em dados de dias selecionados, representando amostras típicas de comportamento em diferentes níveis de penetração. Em cada circuito, apresenta-se comparações entre os cenários sem controle e com os dois controladores aplicados, evidenciando como esses mecanismos de controle afetam a quantidade de energia injetada e consumida.

5.2.2.1 Análises Amostrais

Na Figura 5.7, observa-se a energia injetada em kWh no barramento fotovoltaico da residência 3 no terceiro dia da semana para o circuito CA744. No cenário de 100% de penetração, sem controle, a energia injetada é de 29,393 kWh, enquanto com o controle *Volt-Watt*, esse valor reduz para 18,543 kWh, e com o *Volt-VAr* chega a 30,586 kWh, representando um aumento de aproximadamente 4,06% em relação ao cenário sem controle. Para o cenário de 80% de penetração, a energia injetada sem controle é de 30,284 kWh, diminuindo para 21,082 kWh com o *Volt-Watt* e aumentando para 31,491 kWh com o *Volt-VAr*. No cenário de 60%, a injeção de energia segue uma tendência similar, variando de 27,766 kWh sem controle para 23,114 kWh com o *Volt-Watt* e 31,681 kWh com o *Volt-VAr*.

A Figura 5.8 apresenta a energia consumida em kWh no barramento VE da residência 3 também no terceiro dia da semana, para o circuito CA744. No cenário de 100% de penetração, sem controle, o consumo de energia é de 11,145 kWh, reduzindo para 4,221 kWh com o controle *Volt-Watt* e aumentando para 11,501

kWh com o controle *Volt-VAr*, o que representa um aumento significativo de mais de 3,19% em relação ao cenário sem controle.

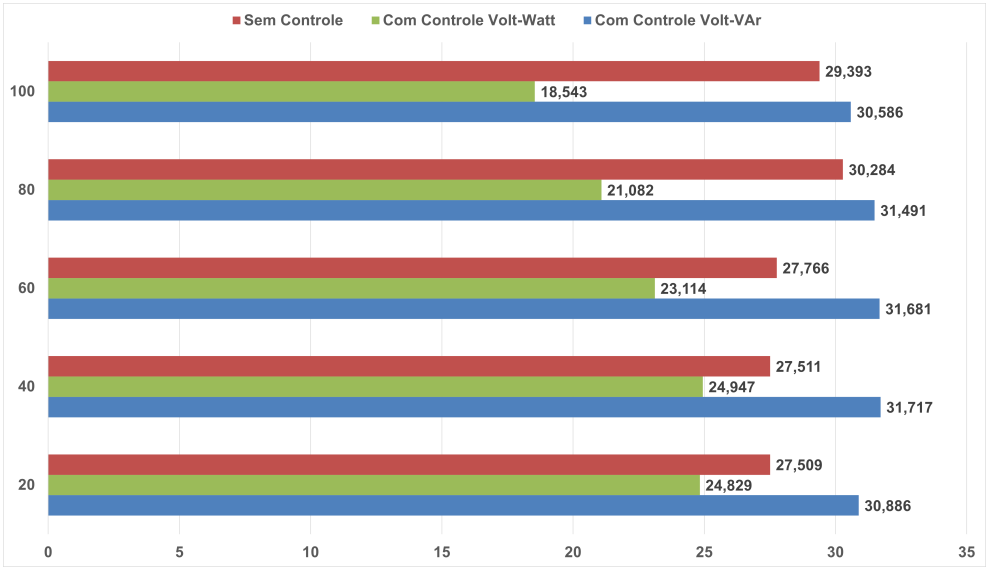


Figura 5.7 – Energia injetada em KWh no barramento da GDFV da residência 3 no terceiro dia da semana - CA744.

Fonte: própria.

No cenário de 80% de penetração, o comportamento é similar. Sem controle e com o *Volt-Watt*, o consumo de energia permanece em 4,224 kWh, enquanto com o *Volt-VAr*, o consumo aumenta para 11,375 kWh, novamente refletindo um aumento. No cenário de 60%, os valores sem controle e com o *Volt-Watt* mantêm-se praticamente inalterados, em 4,221 kWh, enquanto com o controle *Volt-VAr*, o consumo atinge 12,046 kWh, um crescimento considerável.

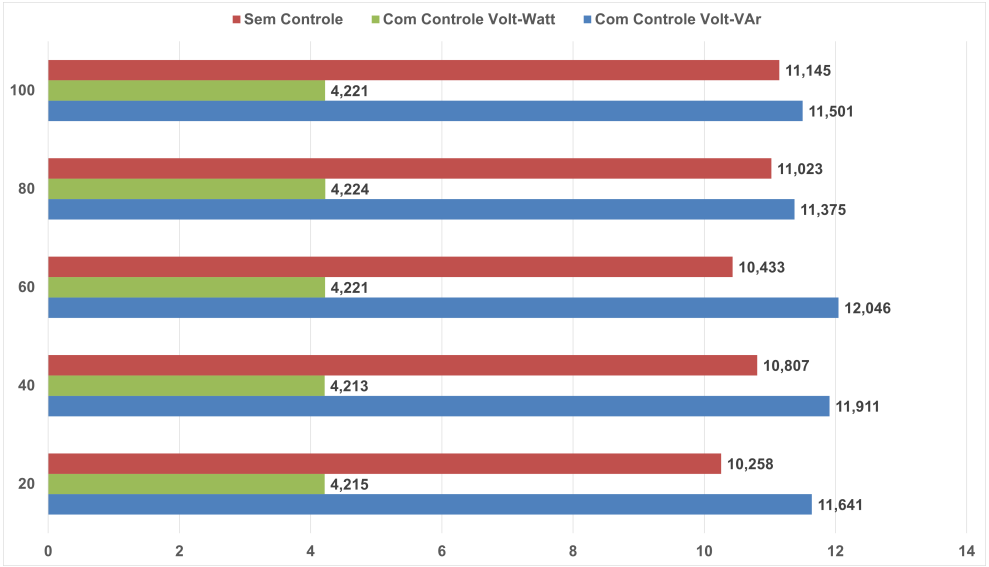


Figura 5.8 – Energia consumida em KWh no barramento VE da residência 3 no terceiro dia da semana - CA744.

Fonte: própria.

Em outro caso, a Figura 5.9 apresenta os valores de energia injetada em kWh no barramento de GDFV da residência 42 no quinto dia da semana, para o circuito CA744. No cenário de 100% de penetração, sem controle, a energia injetada é de 3,692 kWh, enquanto com o controle *Volt-Watt* o valor é de 3,333 kWh, e com o controle *Volt-VAr* o valor chega a 4,123 kWh. Isso representa um aumento de aproximadamente 11,67% com o *Volt-VAr* em relação ao cenário sem controle.

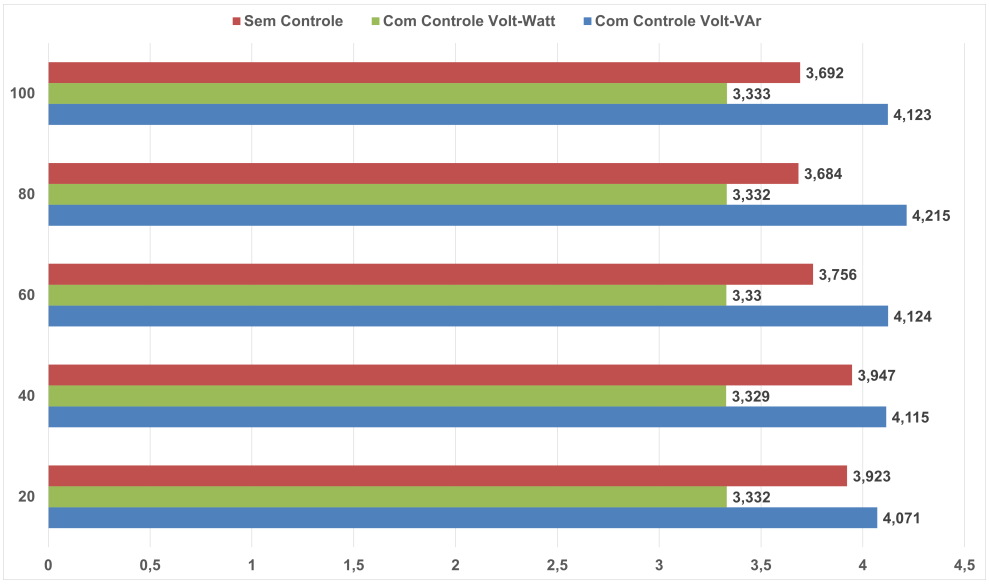


Figura 5.9 – Energia injetada em KWh no barramento PV da residência 42 no quinto dia da semana - CA744.

Fonte: própria.

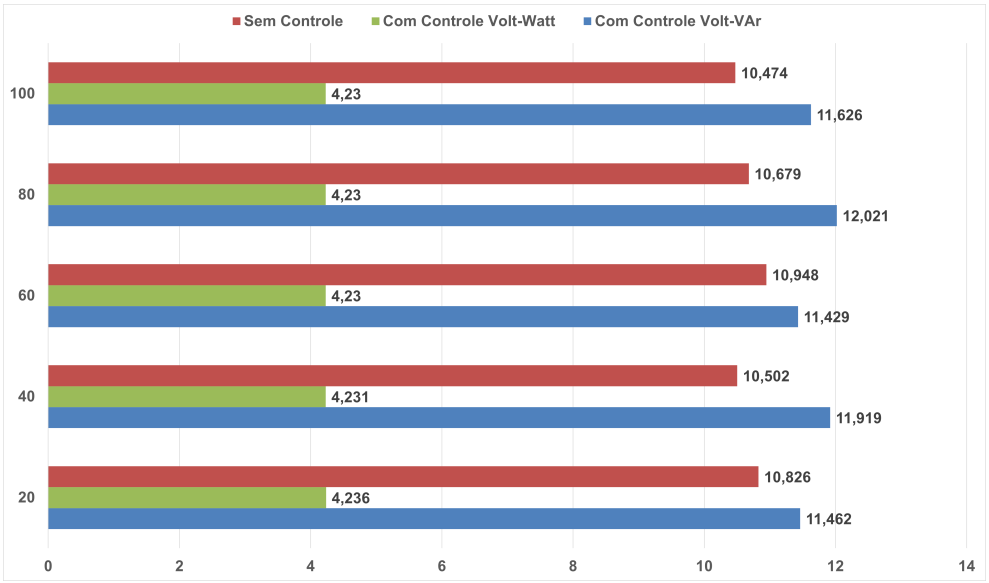


Figura 5.10 – Energia consumida em KWh no barramento VE da residência 42 no quinto dia da semana - CA744.

Fonte: própria.

No cenário de 80% de penetração, o comportamento é similar. Sem controle, a energia injetada é de

3,684 kWh, diminuindo para 3,332 kWh com o *Volt-Watt* e aumentando para 4,215 kWh com o *Volt-VAr*. No cenário de 60% de penetração, sem controle, a energia injetada é de 3,756 kWh, enquanto com o *Volt-Watt* diminui para 3,33 kWh e com o *Volt-VAr* atinge 4,124 kWh.

Em sequência, na Figura 5.10 apresenta-se os dados de energia consumida em kWh no barramento de VE da residência 42 no quinto dia da semana, para o circuito CA744. No cenário de 100% de penetração, o consumo de energia sem controle é de 10,474 kWh, reduzindo para 4,23 kWh com o controle *Volt-Watt*, mas aumentando com o controle *Volt-VAr*, atingindo 11,626 kWh.

Nos cenários de 80% e 60% de penetração, o comportamento é similar tendo em vista o controle *Volt-Watt*. No entanto, com o *Volt-VAr*, o consumo aumenta para 12,021 kWh no cenário de 80% e 11,429 kWh no cenário de 60%, o que representa um crescimento considerável em relação aos cenários com o *Volt-Watt*.

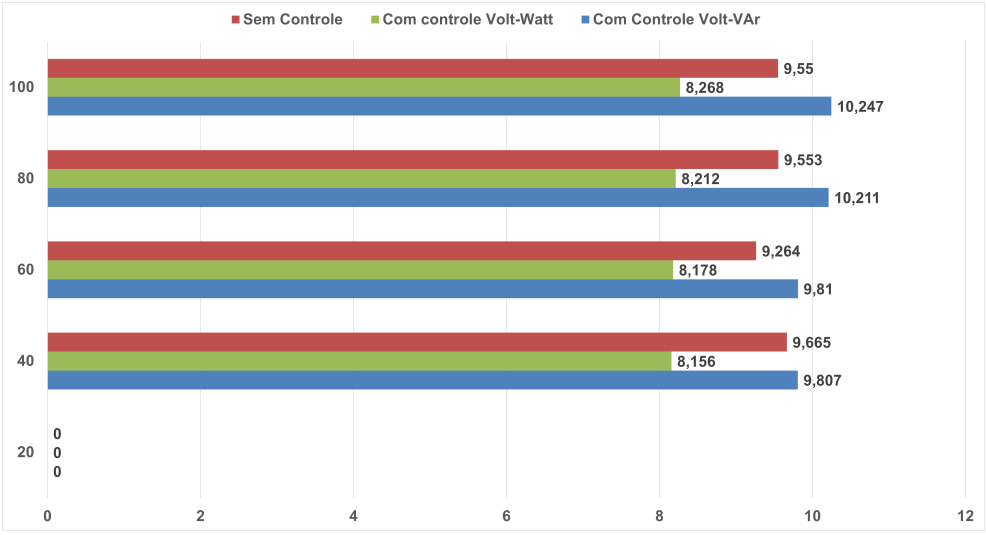


Figura 5.11 – Energia injetada em KWh no barramento PV da residência 4 no sexto dia da semana - CA744.

Fonte: própria.

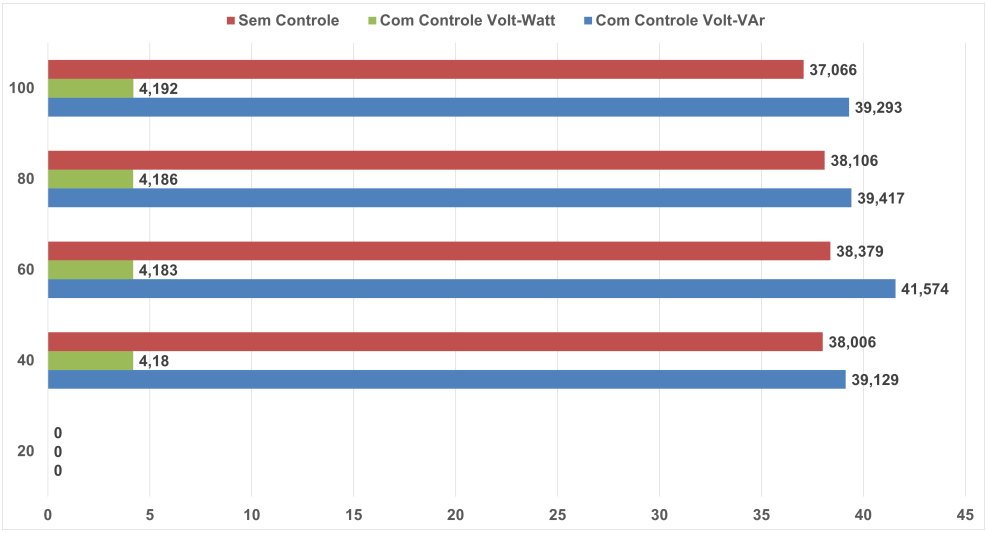


Figura 5.12 – Energia consumida em KWh no barramento VE da residência 4 no sexto dia da semana - CA744.

Fonte: própria.

Na Figura 5.11, são apresentados os valores de energia injetada em kWh no barramento de GDFV da residência 4 no sexto dia da semana, para o circuito CA744. No cenário de 100% de penetração, sem controle, a energia injetada é de 9,55 kWh. Com o controle *Volt-Watt*, o valor é reduzido para 8,268 kWh, enquanto com o *Volt-VAr*, a energia injetada aumenta para 10,247 kWh, representando um crescimento significativo de aproximadamente 24% em relação ao cenário sem controle.

Nos cenários de 80% e 60% de penetração, os resultados seguem a mesma tendência. Sem controle, a energia injetada é de 9,553 kWh no cenário de 80% e 9,264 kWh no cenário de 60%. Com o controle *Volt-Watt*, esses valores são levemente menores, atingindo 8,212 kWh e 8,178 kWh, respectivamente. O controle *Volt-VAr* propociona os maiores valores de energia injetada, chegando a 10,247 kWh no cenário de 100%, 10,211 kWh no cenário de 80%, e 9,81 kWh no cenário de 60%.

No cenário de 20% não há dados contabilizados para esse barramento pelo fato desta carga não ter sido selecionada pelo algorítimo de seleção, em outras palavras, não houve inserção de GDFV nesta carga no cenário em questão.

Os valores de energia consumida em kWh no barramento de VE da residência 4 no sexto dia da semana, para o circuito CA744 são representados na Figura 5.12. No cenário de 100% de penetração, sem controle, o consumo de energia é de 37,066 kWh, atingindo 4,192 kWh com o controlador *Volt-Watt*, mas aumentando significativamente para 39,293 kWh com o controle *Volt-VAr*. Esse aumento com o *Volt-VAr* reflete uma tendência similar observada em cenários anteriores, onde este controle provoca um aumento no consumo de energia no barramento de VE.

Nos cenários de 80% e 60% de penetração, o comportamento segue a mesma lógica. Sem controle, o consumo de energia atinge 38,106 kWh e 38,379 kWh, respectivamente. No entanto, com o controle *Volt-VAr*, os valores saltam para 39,417 kWh no cenário de 80% e para 41,574 kWh no cenário de 60%. Com a aplicação do controle *Volt-Watt*, o consumo de energia mantém-se próximo de 4 kWh. Analogamente ao cenário de 20% da figura 5.11 não houve inserção de VE no cenário correspondente.

5.2.2.2 Análise Geral

Nesta seção, são apresentados os resultados consolidados das energias injetadas pelos sistemas de GDFV e consumidas pelos veículos elétricos ao longo de todos os dias de simulação para os circuitos CA744 e CA746. O objetivo é fornecer uma visão geral do impacto da penetração de GDFV e VE sobre a rede elétrica, considerando diferentes níveis de penetração e a aplicação dos controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr*. As tabelas a seguir resumem a energia total injetada e consumida, permitindo uma análise comparativa entre os cenários com e sem controle, evidenciando como cada controlador influencia o comportamento da rede em termos de eficiência e consumo energético.

Na Tabela 5.1, apresenta-se os dados de energia total injetada, em kWh, pelos barramentos de GDFV no circuito CA744, considerando diferentes níveis de penetração de geração distribuída e veículos elétricos, com e sem a aplicação dos controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr*.

No cenário de 20% de penetração, sem controle, a energia total injetada é de 815,25 kWh. Esse valor diminui para 717,34 kWh com o controle *Volt-Watt*, mas aumenta para 888,18 kWh com o controle *Volt-VAr*, indicando que este último controlador tem um impacto positivo na injeção de energia. No cenário de 40%, a energia injetada sem controle é de 1.608,94 kWh, e segue a mesma tendência de redução com o *Volt-Watt* (1.392,77 kWh) e aumento com o *Volt-VAr* (1.744,32 kWh).

Aumentando os níveis de penetração, a diferença entre os controladores se torna mais evidente. No cenário de 60%, a energia injetada sem controle é de 2.352,40 kWh, enquanto com o *Volt-Watt* o valor é de 1.951,31 kWh, e com o *Volt-VAr* sobe para 2.550,04 kWh. O cenário de 100% de penetração apresenta os maiores valores de injeção: 4.050,35 kWh sem controle, 3.468,31 kWh com o *Volt-Watt*, e 4.379,11 kWh com o *Volt-VAr*, novamente destacando a maior eficiência do *Volt-VAr* na injeção de energia.

Na Tabela 5.2, temos os dados de energia total consumida, em kWh, pelos barramentos de VE no circuito CA744, considerando diferentes níveis de penetração e a aplicação dos controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr*.

No cenário de 20% de penetração, sem controle, o consumo total de energia é de 1.467,25 kWh. Com o controle *Volt-Watt*, esse valor é significativamente reduzido para 264,22 kWh, enquanto com o controle *Volt-VAr*, o consumo aumenta para 1.590,19 kWh. Este comportamento do *Volt-VAr*, aumentando o consumo em relação ao cenário sem controle, é um padrão que se repete nos demais cenários.

Tabela 5.1 – Energia total injetada, em kWh, pelos barramentos PV das residências no circuito CA744 de acordo com cada nível de penetração.

Nível de Penetração	Sem Controle	Com Controle *Volt-Watt*	Com Controle *Volt-VAr*
20%	815,25	717,341	888,18
40%	1608,94	1392,77	1744,32
60%	2352,40	1951,31	2550,04
80%	3223,01	2548,76	3485,00
100%	4050,35	3468,31	4379,11

Para 40% de penetração, o consumo de energia sem controle é de 3.787,89 kWh, caindo para 556,95 kWh com o *Volt-Watt*, mas aumentando para 4.123,94 kWh com o *Volt-VAr*. À medida que o nível de penetração aumenta, o controle *Volt-VAr* continua a elevar o consumo de energia. No cenário de 100%, o consumo sem controle é de 10.327,13 kWh, enquanto o *Volt-Watt* reduz para 1.576,67 kWh, e o *Volt-VAr* aumenta para 11.237,56 kWh.

Esses dados mostram que o controle *Volt-Watt* tem um impacto significativo na redução do consumo de energia nos barramentos VE, ao passo que o *Volt-VAr* provoca um aumento considerável no consumo, principalmente em cenários de alta penetração.

Tabela 5.2 – Energia total consumida, em kWh, pelos barramentos VE das residências no circuito CA744 de acordo com cada nível de penetração.

Nível de Penetração	Sem Controle	Com Controle *Volt-Watt*	Com Controle *Volt-VAr*
20%	1467,25	264,22	1590,19
40%	3787,89	556,95	4123,34
60%	6141,95	821,14	6673,24
80%	8361,72	1115,23	9114,13
100%	10327,13	1576,67	11237,56

Na Tabela 5.3, são apresentados os dados de energia total injetada, em kWh, pelos barramentos de GDFV no circuito CA746, para diferentes níveis de penetração e com a aplicação dos controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr*.

No cenário de 20% de penetração, sem controle, a energia injetada é de 438,04 kWh, caindo para 372,02 kWh com o controle *Volt-Watt*, mas aumentando para 475,32 kWh com o controle *Volt-VAr*. Esse padrão de aumento de energia injetada com o *Volt-VAr* é consistente em todos os cenários.

Para 40% de penetração, a energia injetada sem controle é de 808,48 kWh, diminuindo para 684,17 kWh com o *Volt-Watt*, mas subindo para 876,81 kWh com o *Volt-VAr*. O mesmo comportamento é observado no cenário de 60%, onde a injeção de energia sem controle é de 1.342,00 kWh, com o *Volt-Watt* caindo para 1.128,28 kWh, e o *Volt-VAr* aumentando para 1.454,09 kWh.

No cenário de 100%, a energia injetada sem controle atinge 2.236,08 kWh, enquanto o controle *Volt-Watt* reduz esse valor para 1.733,83 kWh e o *Volt-VAr* aumenta para 2.417,24 kWh. Esses resultados indicam que, em todos os níveis de penetração, o controle *Volt-VAr* tem um impacto positivo na injeção de energia nos barramentos de GDFV, enquanto o *Volt-Watt* tende a reduzir a quantidade de energia injetada.

A Tabela 5.4 ilustra os dados de energia total consumida, em kWh, pelos barramentos de VE no circuito CA746, com diferentes níveis de penetração e a aplicação dos controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr*.

No cenário de 20% de penetração, sem controle, o consumo total de energia é de 844,29 kWh. Esse valor é drasticamente reduzido para 146,75 kWh com o controle *Volt-Watt*, enquanto o controle *Volt-VAr* aumenta o consumo para 916,79 kWh. Este comportamento do *Volt-VAr* se mantém em todos os níveis de penetração, resultando em maior consumo de energia.

No cenário de 40%, o consumo sem controle é de 1.629,21 kWh, caindo para 293,54 kWh com o *Volt-Watt* e aumentando para 1.768,47 kWh com o *Volt-VAr*. À medida que a penetração aumenta, esse padrão se repete: no nível de 60%, o consumo sem controle é de 3.069,37 kWh, caindo para 469,81 kWh com o *Volt-Watt*, enquanto o *Volt-VAr* aumenta o consumo para 3.330,65 kWh.

Tabela 5.3 – Energia total injetada, em kWh, pelos barramentos PV das residências no circuito CA746 de acordo com cada nível de penetração.

Nível de Penetração	Sem Controle	Com Controle *Volt-Watt*	Com Controle *Volt-VAr*
20%	438,04	372,02	475,32
40%	808,48	684,17	876,81
60%	1342,00	1128,28	1454,09
80%	1774,23	1440,71	1920,36
100%	2236,08	1733,83	2417,24

No cenário de 100%, sem controle, o consumo atinge 5.365,01 kWh, sendo reduzido para 763,71 kWh com o *Volt-Watt*, enquanto o controle *Volt-VAr* eleva o consumo para 5.829,93 kWh. Esses dados evidenciam que o *Volt-Watt* tem um impacto claro na redução do consumo de energia, enquanto o *Volt-VAr* tende a aumentar significativamente o consumo em todos os níveis de penetração.

Tabela 5.4 – Energia total consumida, em kWh, pelos barramentos VE das residências no circuito CA746 de acordo com cada nível de penetração.

Nível de Penetração	Sem Controle	Com Controle *Volt-Watt*	Com Controle *Volt-VAr*
20%	844,29	146,75	916,79
40%	1629,21	293,54	1768,47
60%	3069,37	469,81	3330,65
80%	4179,32	616,58	4539,17
100%	5365,04	763,71	5828,93

5.3 Resultados Probabilísticos

Nesta seção, serão apresentados os resultados das simulações probabilísticas. A partir dos dados obtidos pelo método de Monte Carlo, foram gerados gráficos em diagramas de caixa, os quais permitem uma visualização compacta e informativa. Assim como na Seção anterior, dados abordados são de cunho financeiro e energético.

5.3.1 Resultados Financeiros por Cenário

A apresentação dos dados de perdas técnicas e das compensações em Reais das simulações probabilísticas realizadas nos circuitos CA744 e CA746 são abordados nas subseções posteriores.

5.3.1.1 Perdas Técnicas

Nesta seção, são apresentados os resultados das perdas técnicas obtidos nas simulações probabilísticas para os circuitos CA744 e CA746, conforme a metodologia descrita em 3.3.2. Os dados de diferentes níveis de penetração, salvos nos bancos de dados, foram consultados, tendo como base os três cenários: sem controle, com controle *Volt-Watt* e com controle *Volt-VAr*. As Figuras 5.13 e 5.14 resultam das consultas para as 1000 simulações de cada combinação possível, vide Tabela 3.1. Os valores numéricos detalhados estão compilados nas Tabelas C.1 e C.2 no Apêndice C.3.

No circuito CA744, as perdas técnicas apresentam um crescimento acentuado no cenário sem controle conforme aumenta a penetração de VE e GDFV, vide Figura 5.13. Por exemplo, no caso com 20% de GDFV e ausência de VE, as perdas possuem uma mediana de R$ 438,98, com desvio padrão baixo de R$ 8,91, indicando valores concentrados e pouca variabilidade. No entanto, à medida que a penetração de GDFV alcança 100%, a mediana cresce para R$ 844,82, com um aumento no desvio padrão, refletindo maior dispersão dos valores em função das condições variáveis da rede. Em cenários mais críticos, como 100% de VE sem GDFV, a mediana das perdas atinge R$ 1.926,60, com o valor máximo superando R$ 2.300, demonstrando o impacto da ausência

de controle sobre as perdas. A média, neste caso, acompanha o comportamento da mediana, confirmando que a distribuição dos valores está fortemente deslocada para cima.

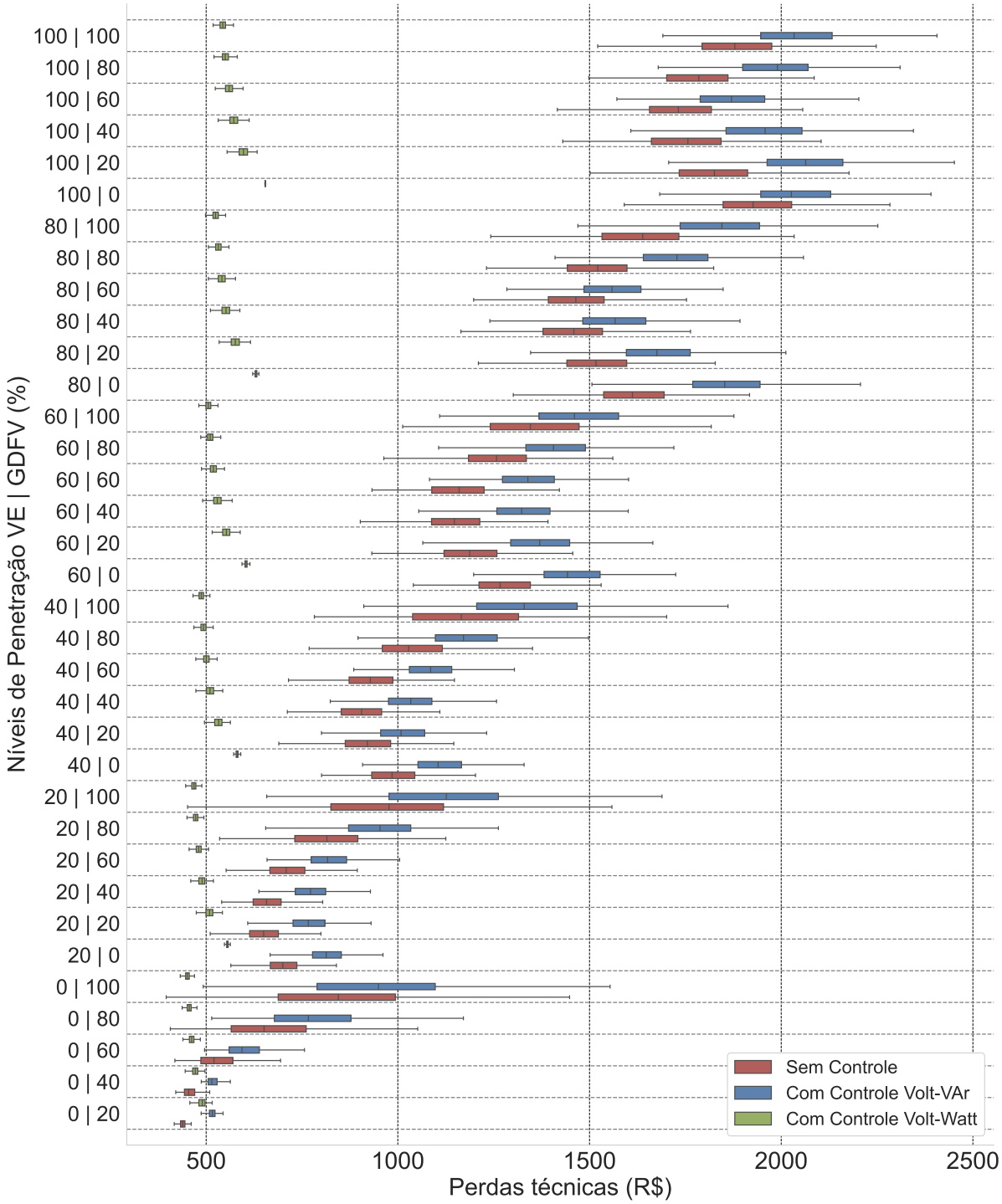


Figura 5.13 – Diagrama de caixa para os valores de perdas técnicas em Reais do circuito CA744 considerando diferentes controles e níveis de penetração.

Fonte: própria.

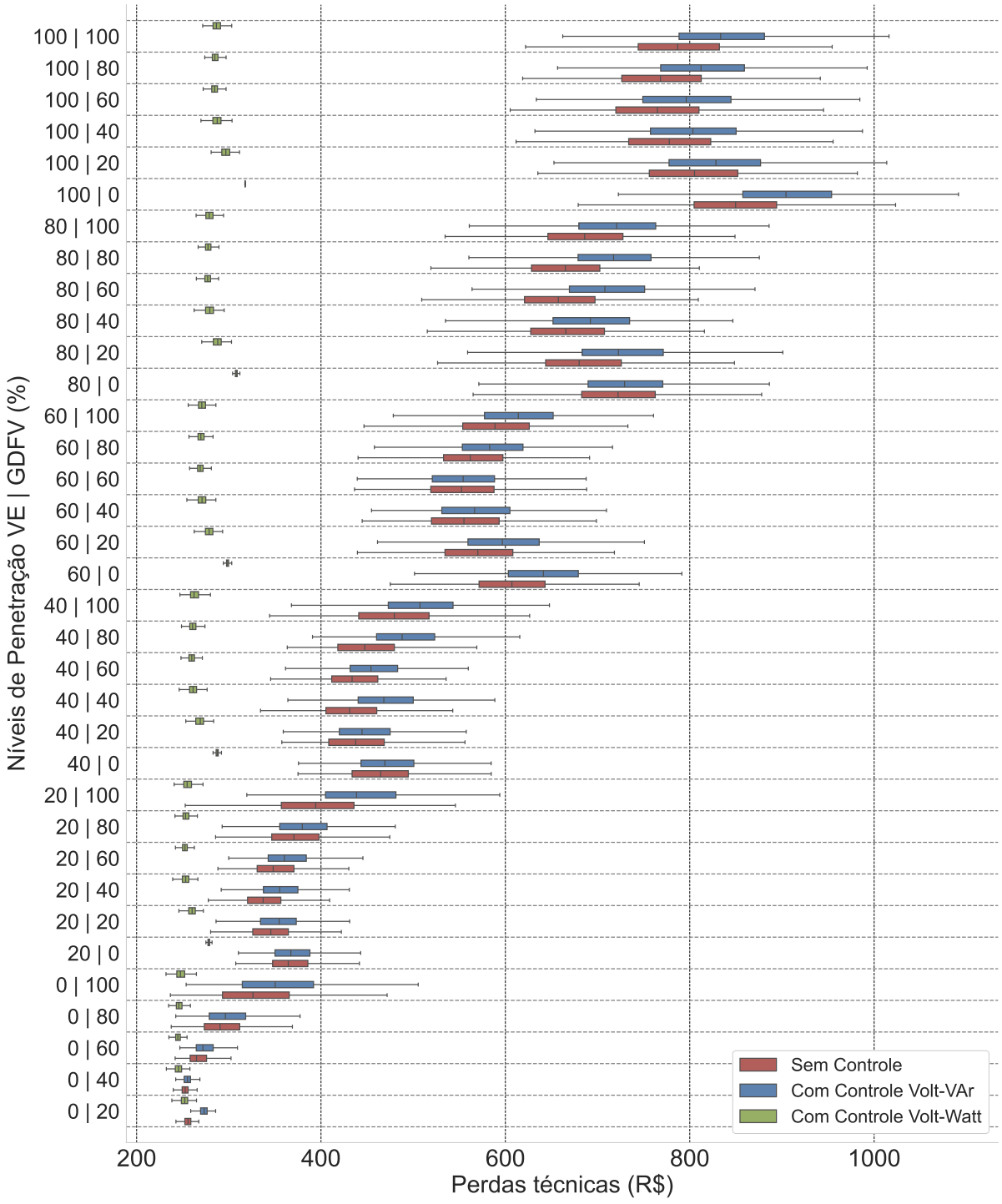


Figura 5.14 – Diagrama de caixa para os valores de perdas técnicas em Reais do circuito CA746 considerando diferentes controles e níveis de penetração.

Fonte: própria.

Com a aplicação do controle *Volt-Watt*, as perdas no CA744 são significativamente mitigadas, e a dispersão dos valores é reduzida. No cenário com 100% de GDFV e ausência de VE, a mediana das perdas cai para R$ 451,19, com desvio padrão de R$ 6,70, demonstrando uma redução considerável tanto na magnitude

das perdas quanto na sua variabilidade. Em cenários críticos, como 100% de VE, as perdas têm uma mediana de R$ 654,09, com desvio padrão de R$ 0,41 e um valor máximo controlado em torno de R$ 656,03. Esses resultados reforçam a capacidade do controle *Volt-Watt* em estabilizar o comportamento da rede e limitar os picos de perda.

O controle *Volt-VAr*, por outro lado, apresenta um desempenho discreto, especialmente no cenário com alta penetração de VE. Por exemplo, no caso com 100% de GDFV e sem VE, as perdas técnicas alcançam uma mediana de R$ 907,35, com um desvio padrão de R$ 223,33, indicando uma maior dispersão quando comparado ao controle *Volt-Watt*.

Em situações críticas, como 100% de VE e 100% GDFV com controle *Volt-VAr*, as perdas possuem uma mediana de R$ 1.980,7, média de R$ 1.988,85 e desvio padrão de R$ 141,61, valores mais elevados em comparação ao cenário sem controle, os quais por sua vez foram: R$ 1.879,05 (mediana), R$ 1.886,67 (média) e R$ 142,93 (desvio padrão), o que evidencia uma maior circulação de potência reativa e suas consequências para as perdas técnicas com a utilização desse tipo de controle. Portanto, embora o controle *Volt-VAr* melhore os níveis de tensão, a dispersão dos valores e os picos de perda permanecem mais altos em comparação ao controle *Volt-Watt*.

No circuito CA746, os valores das perdas técnicas, representados na Figura 5.14, são menores em comparação ao CA744, refletindo tendo em vista a quantidade de residências e o carregamento da rede. No cenário sem controle, com 20% de GDFV e ausência de VE, a mediana das perdas é de R$ 255,78, com um desvio padrão de apenas R$ 4,83, indicando uma rede mais estável e com menor variabilidade. Quando a penetração de GDFV atinge 100% mantendo a ausência de VEs, a mediana das perdas sobe para R$ 326,19, com um aumento no desvio padrão para R$ 53,81, ainda mantendo uma distribuição concentrada. No cenário oposto, como 100% de VE sem GDFV, a mediana das perdas alcança R$ 849,73, com um desvio padrão de R$ 68,12 e valores máximos em torno de R$ 1.145,34, valores significativamente inferiores aos observados no CA744, o qual para o caso similar atingiu uma média de R$ 1936,06 e valor máximo de R$ 2.392,62.

A aplicação do controle *Volt-Watt* no CA746 confirma sua eficácia na redução das perdas e na estabilização da rede. No cenário com 100% de GDFV e ausência de VE, a mediana das perdas cai para R$ 247,45, com um desvio padrão de apenas R$ 7,10, indicando uma concentração ainda maior dos valores. Na situação com 100% de VE e 0% de GDFV, a mediana das perdas permanece em torno de R$ 317,66, com desvio padrão de R$ 0,14 e valores máximos controlados próximos a R$ 320,00, reafirmando a eficiência do controle *Volt-Watt* em comparação ao cenário sem controle.

No CA746, o controle *Volt-VAr* apresenta uma ligeira redução. Para 100% de GDFV e 0% de VE, a mediana das perdas técnicas é de R$ 352,43, com desvio padrão de R$ 57,91, demonstrando uma maior dispersão dos valores. No cenário com 100% e 0% de VE, as perdas medianas atingem R$ 849,56, muito próximas ao cenário sem controle, com desvio igual a R$ 68,40, refletindo o impacto da potência reativa circulante.

De forma geral, os resultados indicam que o CA744 apresenta perdas significativamente mais elevadas e maior variabilidade nos valores em comparação ao CA746. Por exemplo, no cenário extremo com 100% de VE sem GDFV, as perdas no CA744 alcançam uma mediana de R$ 1926,60, enquanto no CA746, o mesmo cenário apresenta uma mediana de R$ 849,73. Esse comportamento é explicado pela maior quantidade de cargas do CA744, possuindo uma rede mais carregada e suscetível a perdas técnicas. O controle *Volt-Watt* se destaca como a estratégia mais eficaz para ambos os circuitos, resultando em menores medianas, menores desvios padrão e uma distribuição mais controlada dos valores. O controle *Volt-VAr*, embora beneficie os níveis de tensão, apresenta limitações devido à circulação de potência reativa, que aumenta os valores máximos e amplia a dispersão das perdas. Assim, a comparação entre os dois circuitos reforça a importância de adotar estratégias de controle adequadas, com o *Volt-Watt* mostrando-se a solução mais eficiente para mitigar perdas técnicas em redes de distribuição.

5.3.1.2 Compensações

Nesta subseção, são apresentados os resultados das compensações obtidos nas simulações probabilísticas para os circuitos CA744 e CA746. As Figuras 5.15 e 5.16 apresentam os valores das compensações em função dos níveis de penetração conjunta de VE e GDFV, representados no eixo vertical, enquanto o eixo horizontal indica os valores monetários das compensações em reais. As simulações foram realizadas considerando três cenários: sem controle, com controle *Volt-VAr* e com controle *Volt-Watt*. As tabelas de

valores correspondentes, apresentadas no Apêndice C.3, complementam as análises, evidenciando a dispersão dos dados e suas medianas para cada configuração de penetração e controle.

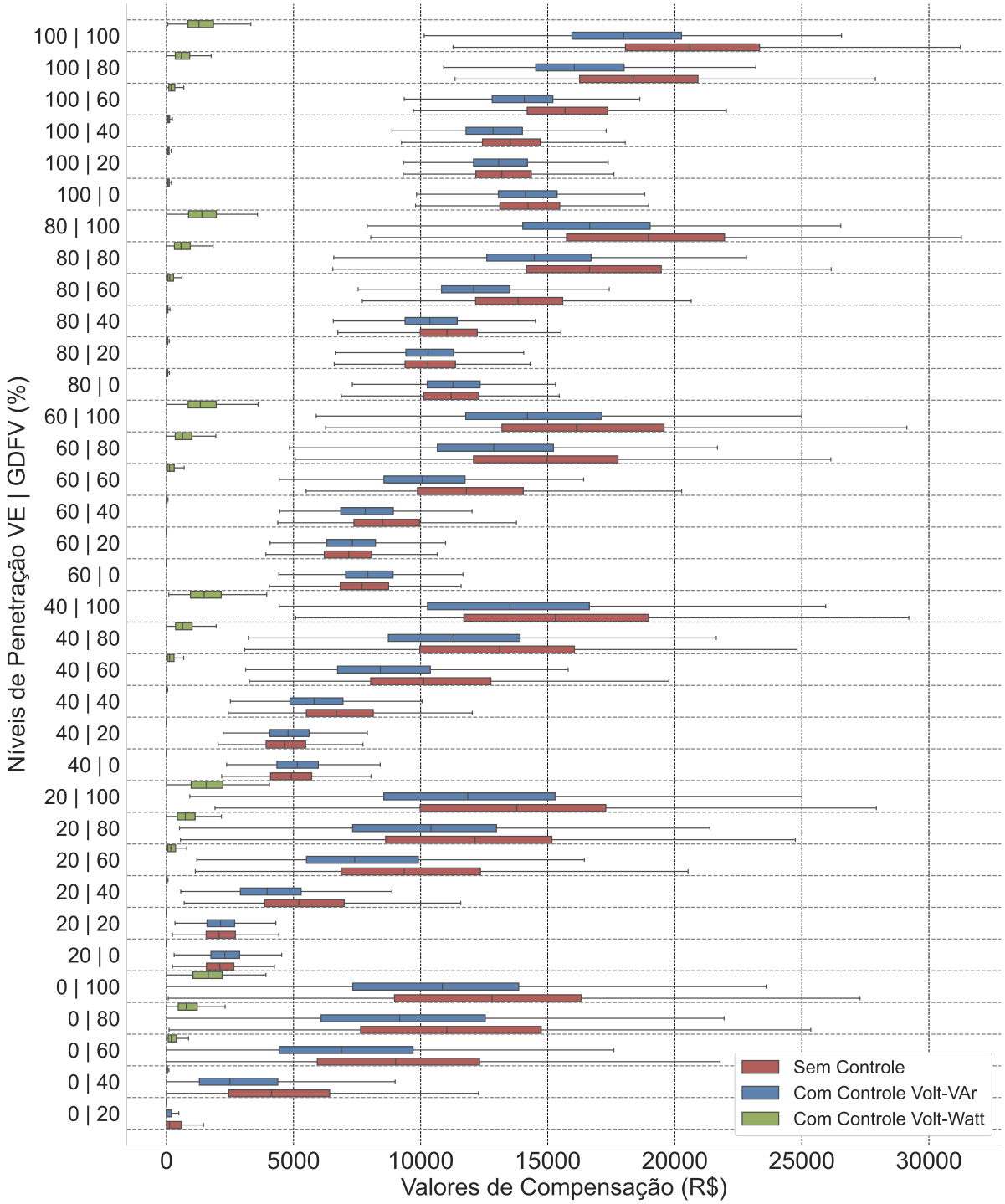


Figura 5.15 – Diagramas de caixa para os valores de compensação do circuito CA744 considerando diferentes controles e níveis de penetração.

Fonte: própria.

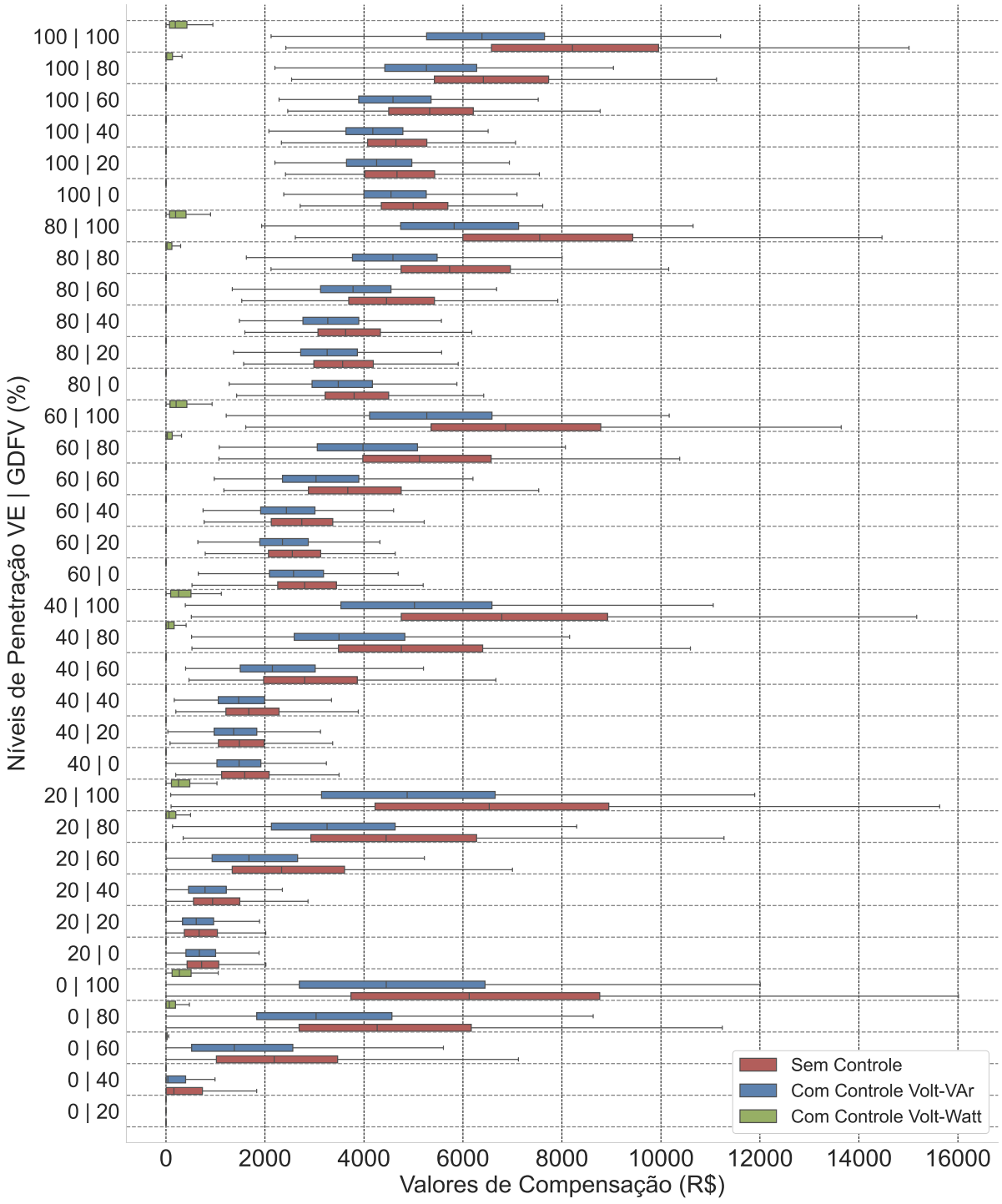


Figura 5.16 – Diagramas de caixa para os valores de compensação do circuito CA746 considerando diferentes controles e níveis de penetração.

Fonte: própria.

Para o circuito CA744, no cenário sem controle, as compensações aumentam significativamente com o aumento da penetração de VEs e GDFV, conforme a Figura 5.15. Por exemplo, para 100% de GDFV e ausência de VEs, a mediana atinge R$ 12.804,74, com desvio padrão de R$ 5.366,95, indicando alta dispersão em relação

aos valores de compensação. Em casos extremos, como 100% de VEs e 100% de GDFV, as compensações têm mediana de R$ 20.595,29, com valores máximos alcançando R$ 35.512,71, evidenciando o impacto cumulativo da carga dos veículos elétricos e da geração fotovoltaica na rede. Situações intermediárias, como 40% de GDFV e 60% de VEs, apresentam uma mediana de R$ 8.504,47, com um intervalo interquartil (IIQ) semelhante aos demais casos, próximos como 60% de GDFV e 60% de VEs ou 60% de GDFV e 40% de VEs, por exemplo. Analisando a Figura 5.15, os cenários sem controle e com controle *Volt-VAr* as compensações aumentam a cada elevação do nível de penetração.

Com a implementação do controle *Volt-Watt*, as compensações foram significativamente reduzidas no CA744. Para 100% de GDFV e ausência de VEs, a mediana caiu para R$ 1.645,51, com desvio padrão de R$ 893,48, representando uma redução expressiva em relação ao cenário sem controle. Em cenários críticos com 100% de VEs e 100% de GDFV, a mediana atingiu R$ 1.275,99, com uma redução de aproximadamente 94% quando comparado ao cenário sem controle. Esse controle também mostrou resultados favoráveis em níveis moderados, como 40% de GDFV e 60% de VEs, onde a mediana foi de apenas R$ 1,94, evidenciando a eficácia do controle na mitigação das transgressões de tensão.

Por outro lado, o controle *Volt-VAr* apresentou resultados menos expressivos, ainda analisando o CA744, posicionando-se próximo ao cenário sem controle em comparação ao cenário com controle *Volt-Watt* nos inversores e carregadores. Para 100% de GDFV e ausência de VEs, a mediana das compensações foi de R$ 10.856,08, com desvio padrão de R$ 4.904,55, indicando dispersão elevada devido à circulação adicional de potência reativa. Em um cenário mais crítico com 100% de VEs e GDFV, as compensações aumentam para R$ 17.989,59 (mediana), evidenciando um desempenho menos eficiente que o controle *Volt-Watt*. Em níveis intermediários, como 40% de GDFV e 60% de VEs, a mediana foi de R$ 7.822,46, com desvio padrão igual a R$ 1.581,75.

No circuito CA746, os resultados seguiram tendências semelhantes, porém com valores absolutos inferiores, de acordo com a Figura 5.16. No cenário sem controle, para 100% de GDFV e ausência de VEs, a mediana das compensações foi de R$ 6.125,68, com um desvio padrão de R$ 3.593,83 e valores máximos alcançando R$ 20.211,50. Em casos extremos com 100% de VEs e GDFV, a mediana atinge R$ 8.212,42, evidenciando o impacto acumulado de altas penetrações de carga e geração. Cenários intermediários, como 40% de GDFV e 60% de VEs, apresentaram mediana de R$ 2.743,49, com valor máximo atingindo R$ 6.818,76.

Com o controle *Volt-Watt*, as compensações no CA746 foram quase completamente eliminadas em níveis baixos de penetração. Por exemplo, para 20% de penetração conjunta de VEs e GDFV, a mediana foi R$ 0,00, confirmando a eficácia do controle em manter os níveis de tensão dentro dos limites regulatórios. Em cenários extremos com 100% de VEs e GDFV, as compensações foram limitadas a R$ 188,66, uma redução expressiva comparada aos valores sem controle. Em níveis intermediários, como 40% de GDFV e 60% de VEs, a mediana foi R$ 0,00, refletindo a superioridade do controle *Volt-Watt* tendo em vista a mitigação dos valores de compensação.

Por fim, o controle *Volt-VAr* no CA746 apresentou desempenho inferior ao *Volt-Watt* de forma similar aos casos anteriores, mas ainda assim mitigou parcialmente as compensações. Para 100% de GDFV e ausência de VEs, a mediana foi R$ 4.450,05, com desvio padrão de R$ 2.800,70. Já para 100% de VEs e GDFV, as compensações atingiram R$ 6384,19 (mediana), valores ainda bem superiores aos observados com o uso do controle *Volt-Watt*. Cenários intermediários, como 40% de GDFV e 60% de VEs, resultaram em mediana de R$ 2.432,76 e média de R$ 2.509,87, reforçando a eficiência parcial desse controle.

De forma geral, os resultados demonstram que o controle *Volt-Watt* é a estratégia mais eficiente na mitigação das compensações, sendo capaz de quase eliminá-las mesmo em cenários críticos. O controle *Volt-VAr*, embora beneficie a regulação de tensão, apresenta limitações devido à circulação de potência reativa. A comparação entre os circuitos CA744 e CA746 evidencia a influência das características de cada rede, com o CA744 apresentando compensações mais elevadas devido à maior densidade de carga e menor capacidade de hospedagem.

5.3.2 Análise Energética

Nesta subseção, são apresentados os resultados referentes à análise energética dos circuitos CA744 e CA746, com foco na avaliação das energias injetadas nos barramentos da GDFV e consumidas pelos carregadores dos VE, conforme a ligação apresentada na Figura 3.4. Os gráficos *box plot* ilustram a soma das energias das barras dos VEs e da GDFV, sob os três tipos de controle: sem controle, com controle *Volt-Watt* e

com controle *Volt-VAr*. O eixo x representa a energia total em kWh, enquanto o eixo y exibe os níveis de penetração conjunta em porcentagem.

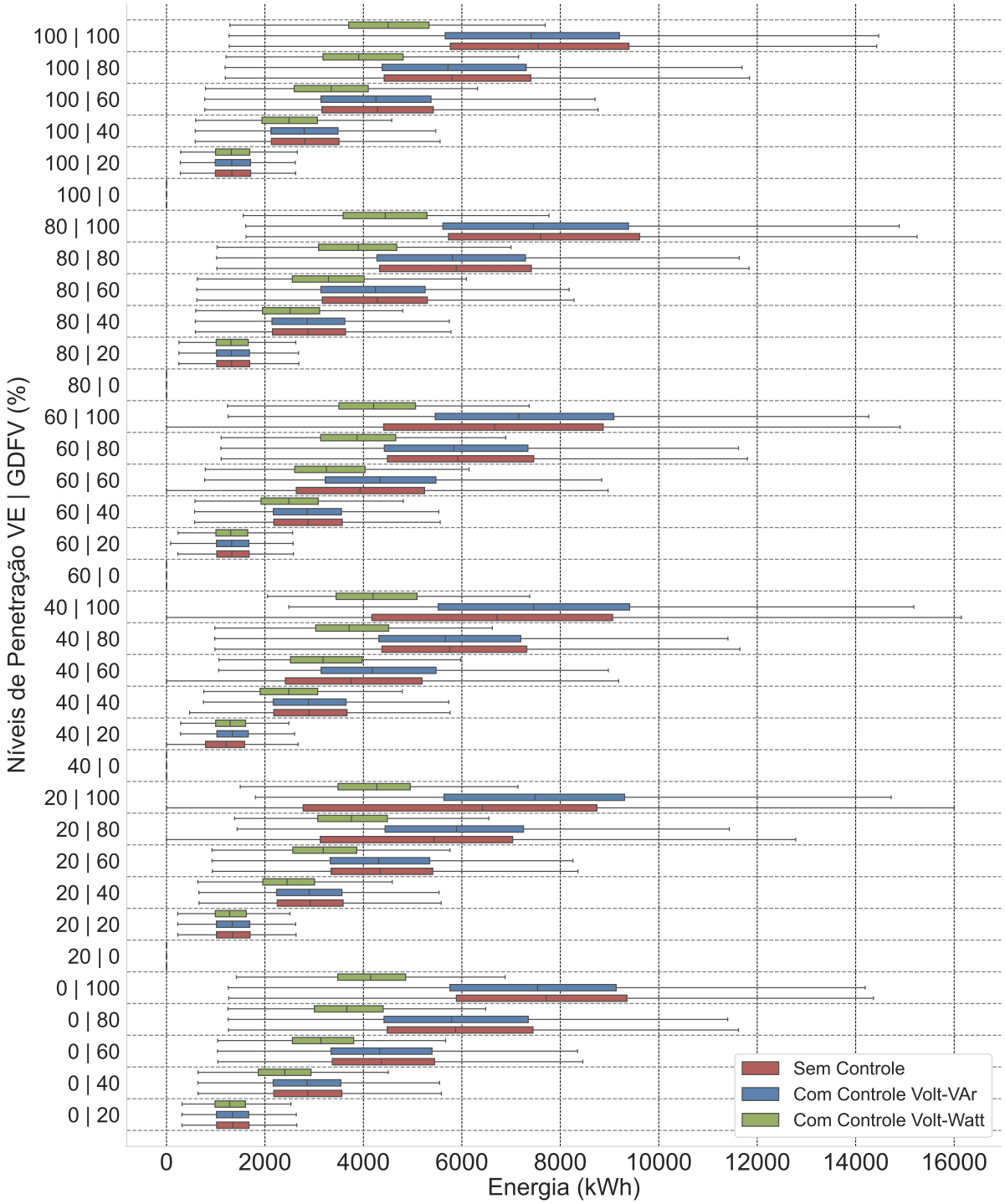


Figura 5.17 – Diagramas de caixa para as somas de todas as energias injetadas nos barramentos da GDFV do circuito CA744.

Fonte: própria.

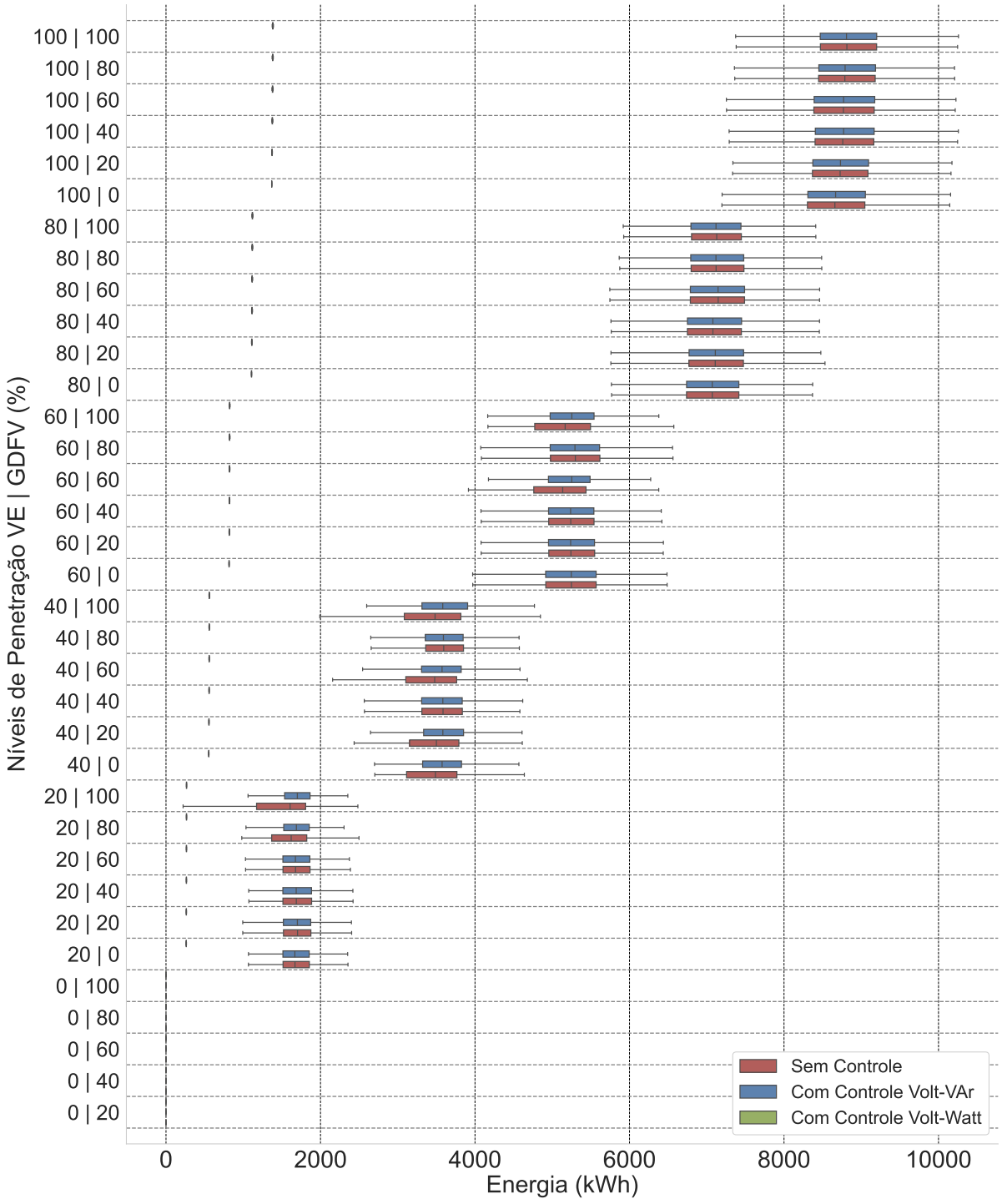


Figura 5.18 – Diagramas de caixa para as somas de todas as energias consumidas nos barramentos dos VEs do circuito CA744.

Fonte: própria.

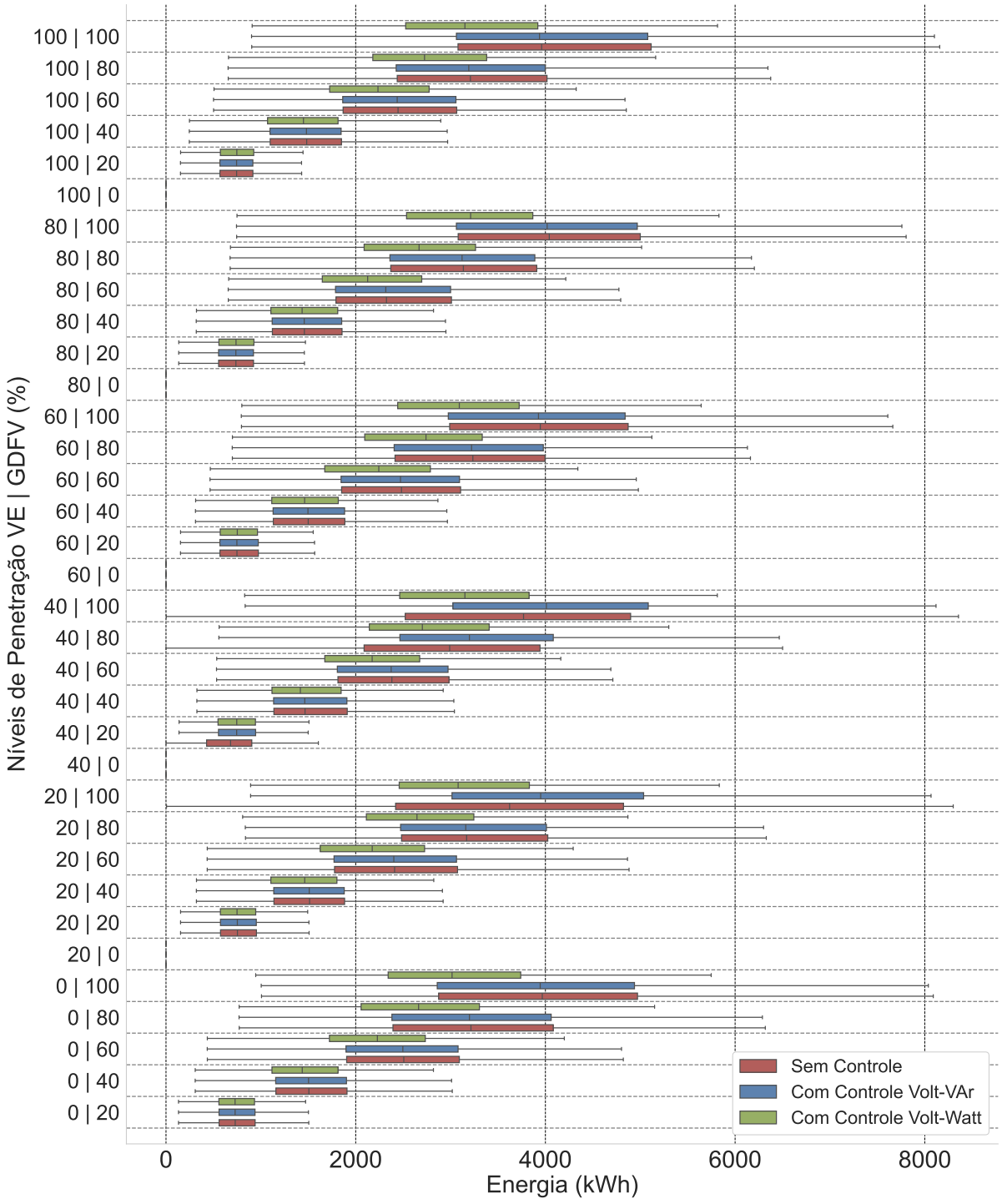


Figura 5.19 – Diagramas de caixa para as somas de todas as energias injetadas nos barramentos da GDFV do circuito CA746.

Fonte: própria.

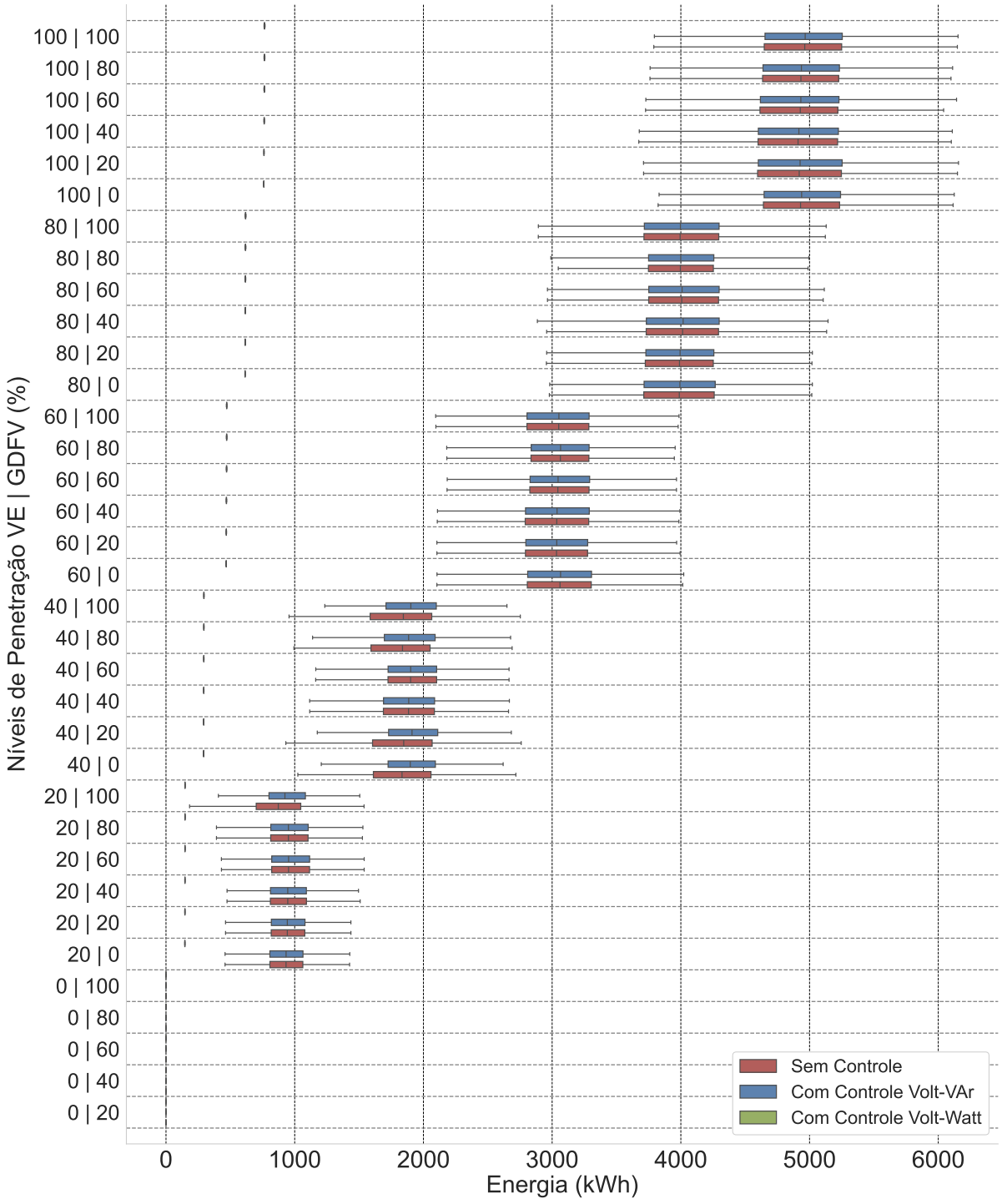


Figura 5.20 – Diagramas de caixa para as somas de todas as energias consumidas nos barramentos dos VEs do circuito CA746.

Fonte: própria.

Para o circuito CA744, no cenário sem controle, os gráficos da Figura 5.17, mostram que as energias injetadas nos barramentos da GDFV aumentam consideravelmente com o incremento dos níveis de penetração. No cenário sem controle com 100% de GDFV e 0% de VE, a média de energia injetada é de 7.700,60 kWh,

com desvio padrão de 2698,78 kWh, alcançando valores máximos de 17.876, 10 kWh. No cenário com 100% de VE e 100% de GDFV, a média da energia injetada atinge 7692,69 kWh, com valores máximos próximos a 17.231,80 kWh. Quando é aplicado o controle *Volt-Watt*, a energia injetada é reduzida de maneira expressiva. Nesse mesmo cenário com 100% de VE e GDFV, a média de energia injetada cai para 4.550 kWh, com desvio padrão de 1.209,25 kWh e valor máximo de 8.975,59 kWh. O controle *Volt-VAr*, por sua vez, apresenta uma redução menos acentuada, com média de 7.543,49 kWh e valores máximos de até 16.800,10 kWh, atuando de forma intermediária entre o cenário sem controle e o controle *Volt-Watt*.

Os valores das energias consumidas, Figura 5.18, nos barramentos dos carregadores dos VE no circuito CA744 seguem uma tendência semelhante. Sem controle, no cenário com 100% de VE e 0% de GDFV, a média é de 8687,86 kWh, com desvio padrão de 566,07 kWh e valor máximo de 10.525,03 kWh. Quando a GDFV está presente em 100% (mantendo 100% de VE), os valores aumentam para uma média de 8.838,5 kWh, com valor máximo próximo de 10.488,85 kWh. Com a aplicação do controle *Volt-Watt*, os valores de energia consumida são drasticamente reduzidos. No cenário com 100% de VE e 100% de GDFV, a média cai para 1382,56 kWh, com desvio padrão de 3,14 kWh e um valor máximo de 1.393,21 kWh. Por outro lado, o controle *Volt-VAr* apresenta uma mitigação menos intensa, com uma média de 8836,65 kWh no mesmo cenário, mostrando resultados próximos ao cenário sem controle.

No circuito CA746, a análise dos gráficos revela que as energias injetadas nos barramentos da GDFV crescem proporcionalmente aos níveis de penetração, conforme a Figura 5.19. Sem controle, no cenário com 100% de GDFV e 0% de VE, a média é de 4.026,63 kWh, com desvio padrão de 1.493,49 kWh e valores máximos de 9.185,4 kWh. Quando os níveis de penetração chegam a 100% de VE e 100% de GDFV, a média da energia injetada aumenta para 4.107,44 kWh, com valores máximos de 9.599,63 kWh. O controle *Volt-Watt* é responsável por uma redução mais expressiva, limitando a média a 3.254,0 kWh, com desvio padrão de 1.059,99 kWh e valores máximos próximos a 6.787,85 kWh. O controle *Volt-VAr*, novamente, apresenta resultados intermediários, com média de 4.081,84 kWh e valores máximos de até 9.538,71 kWh.

No que diz respeito às energias consumidas nos barramentos dos carregadores dos VE no circuito CA746, conforme a Figura 5.20, os resultados indicam que, no cenário sem controle, a média de energia consumida com 100% de VE e 0% de GDFV é de 4.950,36 kWh, com desvio padrão de 448,87 kWh e valor máximo de 6.876,45 kWh. Quando os níveis de penetração incluem 100% de GDFV, a média permanece próxima, em torno de 4.963,99 kWh, com valores máximos de 6384,38 kWh. Com o controle *Volt-Watt*, os valores são significativamente reduzidos. No cenário com 100% de VE e GDFV, a média cai para 765,49 kWh, com desvio padrão de apenas 1,54 kWh e um valor máximo de 771,1 kWh. Já o controle *Volt-VAr* apresenta valores próximos ao cenário sem controle, com média de 4968,14 kWh e desvio padrão semelhante.

Os resultados obtidos nos circuitos CA744 e CA746 mostram que o controle *Volt-Watt* é o mais eficiente na limitação das energias injetadas e consumidas, apresentando menores valores médios e menor dispersão dos dados em comparação aos cenários sem controle e com controle *Volt-VAr*. O controle *Volt-VAr*, embora menos eficaz, ainda proporciona uma estabilização parcial em relação ao cenário sem controle. Além disso, os valores observados no circuito CA744 são, em geral, superiores aos do CA746, o que pode ser atribuído às diferenças nas características elétricas e na capacidade de operação dos dois circuitos.

6 CONCLUSÃO

A adoção conjunta de VEs e GDFV representa um marco de transformação no cenário energético global, especialmente em RDBTs. Embora ambas as tecnologias tragam benefícios significativos, como redução de emissões de carbono e maior eficiência energética, sua integração nas RDBTs resulta em desafios técnicos e financeiros complexos. A interação entre os altos níveis de consumo noturno devido ao carregamento de VEs e a injeção diurna de energia proveniente da GDFV intensifica o fenômeno conhecido como *Curva do Pato*, que evidencia os desequilíbrios no perfil de carga da rede. Portanto, esses impactos combinados podem aumentar as perdas técnicas, sobrecarregar transformadores e resultar em violações de limites de tensão, impondo custos elevados tanto às concessionárias quanto aos consumidores finais. Assim, o principal objetivo deste trabalho é avaliar como os controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr* podem mitigar esses problemas, apresentando as vantagens e limitações de cada estratégia em diferentes cenários de penetração.

A metodologia adotada baseia-se em simulações determinísticas e probabilísticas para analisar os impactos técnicos e financeiros da penetração conjunta de VEs e GDFV em RDBTs. Os impactos técnicos são avaliados a partir das perdas técnicas e os financeiros através das compensação financeira devido aos indicadores de DRP e DRC e o custo das perdas técnicas. As simulações determinísticas avaliaram casos controlados com parâmetros fixos, como perfis de geração e carga, permitindo identificar tendências e comportamentos específicos das redes. As simulações probabilísticas, por sua vez, utilizam a técnica de Monte Carlo para introduzir variabilidade em fatores como a definição das residências que receberam VEs e GDFV, capacidades das baterias dos VEs, irradiação solar, ordem de conexão das fases dos carregadores e inversores, potências dos carregadores e painéis fotovoltaicos, além das curvas de carregamento dos VEs. Essas abordagens complementares garantem uma análise abrangente e próxima das realidades operacionais das redes elétricas.

Os experimentos consideraram dois circuitos reais, CA744 e CA746, representativos de redes brasileiras com características distintas. Diversos cenários foram simulados, abrangendo diferentes níveis de penetração conjunta de GDFV e VEs, variando de 20% a 100%, em incrementos de 20%. Cada cenário foi avaliado sem controle, com controle *Volt-Watt* e com controle *Volt-VAr*, permitindo uma análise comparativa detalhada dos impactos técnicos e financeiros associados a cada estratégia.

Os resultados obtidos evidenciam que o cenário sem controle resulta nos maiores impactos econômicos e técnicos para ambos os circuitos estudados (CA744 e CA746). No circuito CA744, que apresenta maior densidade de carga e complexidade de distribuição, os valores de perdas técnicas e compensações cresceram exponencialmente com o aumento da penetração de GDFV e VEs. Em situações extremas, como 100% de penetração conjunta, a mediana das compensações atingiu valores próximos a R$ 20.595,29, com máximos que chegaram a R$ 35.512,71, confirmando os desafios impostos pela falta de controle. No circuito CA746, por sua vez, possui uma configuração menos carregada, os valores foram mais modestos, com compensações médias de R$ 8.212,42 no mesmo cenário extremo, ressaltando a influência das características físicas da rede na magnitude dos impactos.

Com relação aos controladores, os resultados demonstram que o *Volt-Watt* é a estratégia mais eficaz na mitigação dos problemas técnicos e financeiros. Este controle apresentou consistentemente os menores valores de perdas, compensações e impactos energéticos em todos os cenários simulados. Por exemplo, em um cenário de 100% de penetração conjunta de GDFV e VE, as compensações no CA744 foram reduzidas em 94%, caindo para R$ 1.275,99, enquanto no CA746, os valores foram limitados a R$ 188,66. Além disso, em níveis mais moderados de penetração, como 40% de GDFV e 60% de VE, o controle *Volt-Watt* manteve os custos em patamares significativamente menores em comparação aos outros cenários, destacando sua eficiência em manter os níveis de tensão dentro dos limites normativos.

O *Volt-VAr*, por sua vez, apresenta resultados intermediários. Embora tenha sido eficiente na regulação de tensão em níveis de penetração mais baixos e moderados, seu desempenho é limitado em cenários de alta penetração devido ao aumento da circulação de potência reativa, o que penaliza as perdas técnicas da rede. Por exemplo, em um cenário de 100% de GDFV e 100% de VE, as compensações no CA744 ainda permaneceram em R$ 6.384,19, valores significativamente superiores aos obtidos com o controle *Volt-Watt*. No entanto, em cenários com baixa penetração, os valores de compensação e perdas foram semelhantes aos do *Volt-Watt*, refletindo um impacto mais sutil em condições menos exigentes.

Os gráficos de *boxplot* corroboram com essas análises, evidenciando tendências importantes nos

cenários simulados. Nos gráficos de energias consumidas pelos carregadores de VEs, observou-se que os valores para os controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr* foram próximos, tanto no CA744 quanto no CA746, indicando um comportamento semelhante na demanda de carregamento. Por outro lado, para as energias injetadas pela GDFV, os gráficos *boxplot* mostraram que os três cenários (sem controle, com controle *Volt-Watt* e com controle *Volt-VAr*) apresentaram resultados próximos em condições de baixo nível de penetração, destacando a menor necessidade de atuação dos controladores nessas situações.

A técnica de Monte Carlo é essencial na construção dos diagramas de caixa, proporcionando uma análise robusta e livre de enviesamentos. A variabilidade introduzida pelas simulações probabilísticas permitiu uma avaliação mais realista e abrangente dos impactos, refletindo a complexidade das condições operacionais da rede em cenários estocásticos.

Por fim, conclui-se que o *Volt-Watt* é a estratégia mais eficiente para mitigar os impactos causados pela adoção conjunta de GDFV e VE em redes de distribuição de baixa tensão. Sua capacidade de reduzir significativamente as perdas técnicas e as compensações faz dele a solução mais vantajosa para as concessionárias, embora possa penalizar os consumidores finais ao limitar a geração de energia injetada pela GDFV e o carregamento de VEs. O controle *Volt-VAr*, embora menos eficaz em cenários de alta penetração, ainda oferece benefícios significativos, especialmente em condições moderadas, ao manter os níveis de tensão dentro dos limites normativos.

A comparação entre os circuitos CA744 e CA746 reforça a importância das características físicas da rede, como topologia e densidade de carga, na definição dos impactos e da eficácia dos controladores. Assim, os resultados obtidos fornecem subsídios valiosos para as concessionárias e reguladores na escolha de estratégias de controle apropriadas e no planejamento de futuras melhorias nas RDBTs, buscando equilibrar os interesses econômicos e operacionais das redes com o crescimento sustentável da microgeração fotovoltaica e da mobilidade elétrica.

6.1 Trabalhos Futuros

Com base nos resultados obtidos neste estudo, diversas oportunidades de extensão e aprofundamento foram identificadas para trabalhos futuros. Cada uma dessas propostas busca explorar aspectos ainda não abordados ou complementares ao presente trabalho, contribuindo para o avanço das soluções técnicas e financeiras relacionadas à integração conjunta de GDFV e VEs em RDBTs.

Uma das propostas mais promissoras é a implementação simultânea dos controladores *Volt-VAr* e *Volt-Watt* nos inversores fotovoltaicos e nos carregadores de veículos elétricos. Essa abordagem visa aproveitar as vantagens de ambos os métodos, utilizando o *Volt-VAr* para melhorar a regulação de tensão em condições de baixa penetração e o *Volt-Watt* para reduzir as perdas técnicas em cenários de alta penetração. Simulações semelhantes às realizadas neste estudo podem ajudar a identificar os limites de aplicação de cada controlador e os critérios para alternar entre eles ou combiná-los em tempo real, de modo a maximizar a eficiência operacional e minimizar os custos associados.

Outro aspecto importante a ser explorado é a ampliação dos critérios de avaliação da qualidade do fornecimento de energia elétrica, conforme descrito no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2024a). Este estudo considerou as compensações financeiras relacionadas à tensão, mas futuros trabalhos podem incluir parâmetros adicionais, como fator de potência e distorções harmônicas. Esses indicadores são fundamentais para garantir a estabilidade e a eficiência das redes, especialmente em um cenário de crescente eletrificação, e podem fornecer uma visão mais abrangente dos impactos de GDFV e VEs sobre as RDBTs.

Uma linha de pesquisa relevante seria a análise em redes locais da cidade de Manaus, considerando suas particularidades climáticas, geográficas e de infraestrutura. Redes localizadas em áreas tropicais, como Manaus, enfrentam desafios específicos, como altos níveis de temperatura e umidade, além de cargas sazonais relacionadas ao uso intensivo de climatização.

A integração de veículos elétricos munidos de tecnologia V2G é outra área com grande potencial para investigação. Essa tecnologia, como citado na subseção 2.2.3, permite que os VEs devolvam energia à rede durante os períodos de pico, funcionando como fontes de geração distribuída temporária. Estudos futuros podem explorar como o acoplamento de carregadores V2G impacta os parâmetros técnicos e financeiros das RDBTs, analisando a viabilidade dessa solução em cenários com diferentes níveis de penetração de VEs e GDFV, e investigando como os controladores *Volt-Watt* e *Volt-VAr* podem ser adaptados para operar de forma eficaz nesses casos.

Por fim, do ponto de vista financeiro, uma proposta relevante seria investigar formas de minimizar a penalização econômica do consumidor final no contexto brasileiro, considerando o atual sistema de créditos para a microgeração distribuída. Este estudo revelou que o controle *Volt-Watt*, embora eficaz para as concessionárias, pode impactar negativamente os consumidores ao reduzir os créditos gerados pelas GDFVs e aumentar os tempos de recarga dos VEs. Futuras pesquisas podem explorar mecanismos financeiros e regulatórios para compensar essas perdas, como subsídios, ajustes no sistema de créditos ou incentivos para a adoção de controladores que beneficiem tanto consumidores quanto concessionárias.

6.2 Trabalhos Publicados

Em 2023 realizou-se a publicação do trabalho NUNES R SALES, E. L. R. Estudo dos custos gerados as concessionárias com RDBTs sob operação conjunta de PV e VE sujeitos ao controle Volt-VAr. SBSE, 2023 (NUNES R SALES, 2023), no Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos realizado na localidade de Manaus, Amazonas, Brasil.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. 2023. Url: https://www.absolar.org.br. 15

ABVE. **Vendas de eletrificados leves de 2024 já ultrapassa, em julho, o total de 2023**. 2024. Url: https://www.abve.org.br/. Acessado em: 11 de dezembro de 2024. 15

AKBARI, H.; BOLURIAN, A.; MODARESI, M. Improving reliability by optimal allocation of protection devices and distributed generation units. **Signal Processing and Renewable Energy**, Islamic Azad University, South Tehran Branch, v. 1, n. 4, p. 51–63, 2017. 33

ALI, Q.; AHMAD, H. W.; KAZMI, S. A. A. Looping of radial distribution network to mitigate the over voltage problems and to increase the integrated capacity of solar pv. In: IEEE. **2019 International conference on electrical, communication, and computer engineering (ICECCE)**. [S.l.], 2019. p. 1–5. 19

AMRIT. **TYPES OF ELECTRIC VEHICLES**. 2023. Url: https://e-amrit.niti.gov.in/. 25

ANEEL. Resolução normativa nº 482/2012 da aneel. **Agência Nacional de Energia Elétrica–ANEEL**, 2014. 27

ANEEL. Resolução normativa nº 1.000. **Agência Nacional de Energia Elétrica–ANEEL**, 2021. 15, 28

ANEEL. **Base de Dados Geográfica da Distribuidora - BDGD**. 2023. Url: https://dadosabertos.aneel.gov.br/. Acessado em: 30 de abril de 2023. 16, 51

ANEEL. Resolução normativa nº 1.059. **Agência Nacional de Energia Elétrica–ANEEL**, 2023. 23

ANEEL. Módulo 8 - qualidade da energia elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica–ANEEL**, 2024. 29, 82

ANEEL. Módulo 7 - cálculo de perdas na distribuição. **Agência Nacional de Energia Elétrica–ANEEL**, 2024. 28

ANEEL. **Portal Relatórios**. 2024. Url: https://portalrelatorios.aneel.gov.br/. Acessado em: 10 de dezembro de 2024. 17, 18, 19

AWS. **O que é a simulação de Monte Carlo?** 2024. Url: https://aws.amazon.com/. Acessado em: 10 de dezembro de 2024. 34

BAJAY, S.; JANNUZZI, G. M.; HEIDEIER, R. B.; VILELA, I. R.; PACCOLA, J. A.; GOMES, R. Geração distribuída e eficiência energética: Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro. **Campinas: Iei (international Energy Initiative)**, 2018. 19

BARAN, M. E.; EL-MARKABY, I. Fault analysis on distribution feeders with distributed generators. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 20, n. 4, p. 1757–1764, 2005. 33

BARBOSA, T. d. M. et al. Análise estocástica de sistemas de distribuição de energia elétrica em baixa tensão na presença de recursos energéticos distribuídos. [sn], 2021. 28

BAYHAN, S. A power flow control approach for grid-tied photovoltaic system with an integrated ev battery. In: IEEE. **2020 IEEE 14th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)**. [S.l.], 2020. v. 1, p. 497–501. 23

BIELAJEW, A. F. et al. Fundamentals of the monte carlo method for neutral and charged particle transport. **The University of Michigan**, v. 1, 2001. 35

BRITO, F. D. Avaliação probabilística da capacidade de hospedagem combinada de microgeradores fotovoltaicos e veículos elétricos em redes de distribuição de baixa tensão considerando o efeito do controle volt-var: Um estudo de caso. **Universidade Federal do Pará**, 2022. 19

CAISO.COM. **What the duck curve tells us about managing a green grid**. 2024. <https://www.caiso.com/>. Acessado em: 04 de outubro de 2024. 17

CONFAZ. **Convênio ICMS Nº 94, de 1º de julho de 2022**. 2024. Url: www.confaz.fazenda.gov.br. Acessado em: 10 de dezembro de 2024. 15

COSTA, N. B. dos S.; ANDRADE, L. M.; BARBOSA, D. Uso de controle volt-var e volt-watt em uma rede de distribuição de baixa tensão com alta penetração fotovoltaica. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE**, v. 2, n. 1, 2022. 20

CRESEB. **Potencial Solar**. 2023. Url: https://www.cresesb.cepel.br/. Acessado em: 08 de novembro de 2024. 38

DANTAS, S. G. **Oportunidades e desafios da geração solar fotovoltaica no semiárido do Brasil**. [S.l.], 2020. 15

DOCSPYTHON. **random — Gera números pseudoaleatórios**. 2024. Url: https://docs.python.org/. Acessado em: 11 de dezembro de 2024. 38

DU, W.; TUFFNER, F. K.; SCHNEIDER, K. P.; LASSETER, R. H.; XIE, J.; CHEN, Z.; BHATTARAI, B. Modeling of grid-forming and grid-following inverters for dynamic simulation of large-scale distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 36, n. 4, p. 2035–2045, 2020. 34

DUTTA, A.; GANGULY, S.; KUMAR, C. Coordinated control scheme for ev charging and volt/var devices scheduling to regulate voltages of active distribution networks. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, Elsevier, v. 31, p. 100761, 2022. 23

ENERGY.GOV. **Timeline: History of the Electric Car**. 2024. Url: https://www.energy.gov/. 23

EPRI. **What is OpenDSS?** 2023. Acessado em: 30 de outubro de 2023. Disponível em: <https://www.epri.com/>. 36

ERBIS. **USE THE GROWTH OF V2G TECHNOLOGY TO LAUNCH A SUCCESSFUL SMART CHARGING STARTUP**. 2023. Url: https://erbis.com/. 26

FREITAS, P. R. R. d. **Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica.** Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2019. 23

GONZALEZ, R. S.; ARYASOMYAJULA, V. A.; AYYAGARI, K. S.; GATSIS, N.; ALAMANIOTIS, M.; AHMED, S. Modeling and studying the impact of dynamic reactive current limiting in grid-following inverters for distribution network protection. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 224, p. 109609, 2023. 33, 34

GOUGH, M.; SANTOS, S. F.; LOTFI, M.; JAVADI, M. S.; OSÓRIO, G. J.; ASHRAF, P.; CASTRO, R.; CATALÃO, J. P. Operation of a technical virtual power plant considering diverse distributed energy resources. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 58, n. 2, p. 2547–2558, 2022. 14

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G.; HENVILLE, C. F. **Power system relaying**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2022. 33

IEA. **Global EV Outlook 2023**. 2023. Url: https://www.iea.org. 24

IEA. **Global EV Outlook 2024**. 2024. Url: https://www.iea.org. 14, 26

JUSBRASIL. **IPTU verde: desconto para quem tem energia solar**. 2024. Url: https://www.jusbrasil.com.br/. Acessado em: 10 de dezembro de 2024. 15

KHAN, M. O.; KIRMANI, S.; RIHAN, M. Impact assessment of electric vehicle charging on distribution networks. **Renewable Energy Focus**, Elsevier, v. 50, p. 100599, 2024. 19

LAGOS, D.; PAPASPILIOTOPOULOS, V.; KORRES, G.; HATZIARGYRIOU, N. Microgrid protection against internal faults: Challenges in islanded and interconnected operation. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, v. 19, n. 3, p. 20–35, 2021. 33

LI, H.; LI, X.; DONG, Q.; GENG, S.; ZHAO, Y.; JIAO, Z.; LIU, J. Voltage optimization of distribution networks with various distributed pv inverter control technologies. In: **2023 13th International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering (CPEEE)**. [S.l.: s.n.], 2023. p. 138–143. 19

LIMMER, S.; RODEMANN, T. Peak load reduction through dynamic pricing for electric vehicle charging. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 113, p. 117–128, 2019. 23

LIU, K.; ZHANG, J.; SU, F.; HOU, M. Research on the impact of electric vehicles on power grid operation risks and frequency emergency control. In: IEEE. **2020 Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES)**. [S.l.], 2020. p. 236–241. 19

LOPES, A. d. C. Metodologias de controle de tensão com justiça de corte da geração fotovoltaica em redes de distribuição de baixa tensão. **Universidade Federal do Pará**, 2024. 20

LOPES, A. da C. **Metodologias de Controle de Tensão Com Justiça de Corte da Geração Fotovoltaica em Redes de Distribuição de Baixa Tensão**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Pará, 2024. 23

MARKETSANDMARKETS. **Electric Vehicle Market by Component, Vehicle Type, Vehicle Class, Propulsion (BEV, PHEV, FCEV), Vehicle Drive Type (FWD, RWD, AWD), Vehicle Top Speed (<125 mph, >125 mph), Charging Point Type, Vehicle Connectivity, End use, Region Global Forecast 2030**. 2020. Disponível em: <https://www.marketsandmarkets.com>. Acesso em: 30 nov. 2023. 14

MASTOI, M. S.; ZHUANG, S.; MUNIR, H. M.; HARIS, M.; HASSAN, M.; USMAN, M.; BUKHARI, S. S. H.; RO, J.-S. An in-depth analysis of electric vehicle charging station infrastructure, policy implications, and future trends. **Energy Reports**, Elsevier, v. 8, p. 11504–11529, 2022. 25

MELLO, A. P. C.; BERNADON, D. P.; PFITSCHER, L. L.; HOKAMA, W. S. Controle volt/var coordenado para operação de sistemas de distribuição inteligentes. In: **Congresso Brasileiro de Automática-CBA**. [S.l.: s.n.], 2019. v. 1, n. 1. 32

MUELLER, J. A. **Small-signal modeling of grid-supporting inverters in droop controlled microgrids**. [S.l.]: Missouri University of Science and Technology, 2014. 34

NUNES R SALES, E. L. R. Estudo dos custos gerados as concessionárias com rdbts sob operaçao conjunta de pv e ve sujeitos ao controle volt-var. **SBSE**, SBSE, 2023. 83

OLOWU, T. O.; INAOLAJI, A.; SARWAT, A.; PAUDYAL, S. Optimal volt-var and volt-watt droop settings of smart inverters. In: IEEE. **2021 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)**. [S.l.], 2021. p. 89–96. 23, 32, 33, 44, 45, 46

OWEN, A. B. **Practical Quasi-Monte Carlo Integration**. [S.l.]: <https://artowen.su.domains/mc/practicalqmc.pdf>, 2023. 35

PANOSSIAN, N.; MURATORI, M.; PALMINTIER, B.; MEINTZ, A.; LIPMAN, T.; MOFFAT, K. Challenges and opportunities of integrating electric vehicles in electricity distribution systems. **Current sustainable/renewable energy reports**, Springer, v. 9, n. 2, p. 27–40, 2022. 24, 26

PAULA, R. R. d. Método de monte carlo e aplicações. **Universidade Federal Fluminense**, 2014. 35

PAULOMEIRA. **OpenDSSDirect**. [S.l.]: GitHub, 2023. <https://github.com/dss-extensions/OpenDSSDirect.py>. 36

PERLIN, J. **Silicon solar cell turns 50**. [S.l.], 2004. 15

PLET, C. A.; GRAOVAC, M.; GREEN, T. C.; IRAVANI, R. Fault response of grid-connected inverter dominated networks. In: IEEE. **IEEE PES general meeting**. [S.l.], 2010. p. 1–8. 33, 34

PYTHON.ORG. **Python**. 2023. <https://www.python.org/>. Acessado em: 30 de outubro de 2023. 36

RASHEDUZZAMAN, M.; MUELLER, J. A.; KIMBALL, J. W. An accurate small-signal model of inverter-dominated islanded microgrids using *dq* reference frame. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, IEEE, v. 2, n. 4, p. 1070–1080, 2014. 33

RASHEDUZZAMAN, M.; MUELLER, J. A.; KIMBALL, J. W. Reduced-order small-signal model of microgrid systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 6, n. 4, p. 1292–1305, 2015. 34

RMI. **Reducing EV Charging Infrastructure Costs**. 2019. Url: https://rmi.org/. 23

RODAVERDE. **O que é V2G, ou Veículo para a rede?** 2023. Acessado em: 12 de setembro de 2023. Disponível em: <https://rodaverde.com/>. 26

SHAFIQ, A.; IQBAL, S.; ALI, S. D.; ALI, M.; IQBAL, R. T.; USMAN, M. et al. Economic and environmental analysis for different scenarios of grid-connected solar pv-based ev charging station facility using homer grid. In: IEEE. **2022 International Conference on Emerging Technologies in Electronics, Computing and Communication (ICETECC)**. [S.l.], 2022. p. 1–5. 20

SILVA, L. E. S. e; VIEIRA, J. P. A. Combined pv-pev hosting capacity analysis in low-voltage distribution networks. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 206, p. 107829, 2022. 19, 36

SILVA, L. E. S. e; VIEIRA, J. P. A.; MEDEIROS, R. L.; VERONEZE, G. d. M.; FREITAS, P. R. R. de; JÚNIOR, F. A. d. C. A.; LOPES, A. d. C. Probabilistic operational costs assessment of combined pv–pev connections in lv distribution networks. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 214, p. 108906, 2023. 38

SOLARITIMA. **Confira como esta empresa de energia solar ajudará na sua economia**. 2024. Url: https://solaritima.com.br. 27

SOURCEFORGE. **OpenDSS**. [S.l.]: SourceForge, 2024. <https:https://sourceforge.net/>. 36

SOUZA, J. P. A. de; FERREIRA, J. K.; CAMPOS, G. E. M. Uso do opendss em aplicações reais para concessionárias de energia. In: **Congresso Brasileiro de Automática-CBA**. [S.l.: s.n.], 2020. v. 2, n. 1. 36

SPINKA, K. W. Attributes of renewable energy: From nano-possibilities to solar power. **Curriculum Units by Fellows of the Yale-New Haven Teachers Institute IV: Renewable Energy**, 2010. 15

TSAI-HSIANG, C.; RIH-NENG, L. Analysis of charging demand of electric vehicles in residential area. In: ATLANTIS PRESS. **2013 the International Conference on Remote Sensing, Environment and Transportation Engineering (RSETE 2013)**. [S.l.], 2013. p. 26–30. 16

WANZELER, T. M.; OLIVEIRA, B. G. de; VIEIRA, J. P. de A.; FREITAS, P. R. R. de; LOPES, P. C.; CALVINHO, J. V. F. Assessing the performance of smart inverter voltwatt and volt-var functions in distribution systems with high pv penetration. **VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, 2018. 23

WANZELER, T. M. et al. Avaliação do desempenho das funções de controle volt-watt e volt-var em inversores fotovoltaicos integrados nas redes de distribuição. **Universidade Federal do Pará**, 2018. 20

WEG. **WEG fornece estações de recarga para projeto de veículos elétricos compartilhados no Estado do Paraná**. 2020. Url: https://www.weg.net. 26

ZHU, X.; MATHER, B.; MISHRA, P. Grid impact analysis of heavy-duty electric vehicle charging stations. In: IEEE. **2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**. [S.l.], 2020. p. 1–5. 23

Apêndices

APÊNDICE A – Códigos OpenDSS (.dss)

A.1 Curva de controle *Volt-VAr*

```
!-------------------- Voltvar Curve --------------------------------
New Xycurve.vv_curve npts=7
~ Yarray=(1.0, 1.0, 0.0, 0.0, -1.0, -1.0, -1.0)
! ~ Xarray=(0.0, 0.8661, 0.9212,  1.0, 1.0472, 1.0629, 2.0)
~ Xarray=(0.0, 0.8834, 0.9396,  1.0, 1.0262, 1.0416, 2.0) ! 2%
! voltage values: (0.0, 110.0, 117.0, 127.0, 133.0, 135.0, 254.0)
```

A.2 Curvas de controle *Volt-Watt*

```
!-------------------- Voltwatt Curve PV Systems --------------------
New XyCurve.vw_curve_pv npts=4
~ Yarray=(1.0, 1.0, 0.0, 0.0)
~ Xarray=(0.0, 1.0262, 1.0416, 2.0) ! 98%
! ~ Xarray=(0.0, 1.0472, 1.0629, 2.0)
! voltage values: (0.0, 133.0, 135.0, 254.0)

!-------------------- Voltwatt Curve EVs -------------------------
New XyCurve.vw_curve_ev npts=4
~ Yarray=(0.0, 0.0, 1.0, 1.0)
~ Xarray=(0.0, 0.883422, 0.939624, 1.0) ! 102%
! ~ Xarray=(0.0, 0.8661, 0.9212, 1.0)
! voltage values: (0.0, 110.0, 117.0, 127.0)
```

APÊNDICE B – Códigos Python

B.1 Capacidades adotadas para os VEs

```
class EvKwh(Enum):
    TOYOTA_RAV4_SUV = 41.8
    TESLA_MODEL_S = 85
    TOYOTA_PRIUS_PLUG_IN = 4.4
    RENAULT_FLUENCE_RENAULT_ZOE = 22
    OPEL_AMPERA_MITSUBISHI_I_MIEV_CITROEN_C_ZERO_PEUGEOT_ION = 16
    NISSAN_LEAF_FIAT_500E = 24
    FORD_FUSION_ENERGY = 8
    MIA_MIA = 12
    FORD_FOCUS_ELECTRIC = 23
    FORD_C_MAX_ENERGY = 8
    BYD_E6 = 61
    CHEVROLET_SPARK_HONDA_FIT_EV = 20
    CHEVROLET_VOLT = 17
```

B.2 Métodos para seleção de dados pseudoaleatoriamente

```
    @staticmethod
    def generate_random_ev_kwh_list(enum: Type[Enum], n: int) -> List[float]:
        values = [e.value for e in enum]
        random_list = random.choices(values, k=n)
        return random_list

    @staticmethod
    def generate_random_pv_shape_for_week(enum: Type[Enum]) -> List[float]:
        values = [e.value for e in enum]
        random_list = random.choices(values, k=7)
        return random_list

    @staticmethod
    def generate_random_phases(n: int) -> list:
        random_phases = []
        for random_phase in range(n):
            random_phases.append(random.choice([(1, 2), (2, 3), (1, 3)]))

        return random_phases

    @staticmethod
    def generate_random_ev_charger_powers(n: int) -> list:
        random_powers = []

        for r in range(n):
            random_powers.append(random.choice([EvChargerPowerKw.MIN_KW.value,
    EvChargerPowerKw.MAX_KW.value]))

        return random_powers

    @staticmethod
    def generate_random_max_power_pv(n: int) -> list:
        random_powers = []

        for r in range(n):
            random_powers.append(random.randint(MaxPowerPVKW.MIN_KW.value, MaxPowerPVKW.
    MAX_KW.value))

        return random_powers
```

B.3 Exemplo de dados selecionados pseudoaleatoriamente para o CA744

```
@dataclass(frozen=True)
class FixedValuesCA744:
    INSERTION_ORDER = [26, 35, 42, 29, 8, 14, 20, 23, 31, 7, 10, 17, 43, 28, 24, 4, 25, 18, 30, 41, 37, 44, 21, 33, 11,
                       46, 40, 47, 3, 36, 13, 39, 34, 27, 15, 5, 16, 45, 1, 19, 9, 32, 22, 2, 6, 12, 38]
    KWH_FOR_EACH_EV = [41.8, 4.4, 4.4, 16, 12, 4.4, 22, 24, 23, 8, 17, 85, 23, 12, 8, 85, 22, 85, 20, 22, 22, 41.8, 85,
                       23, 22, 20, 85, 12, 8, 12, 16, 61, 61, 61, 4.4, 8, 20, 85, 4.4, 41.8, 12, 4.4, 61, 20, 20, 85,
                       23]
    PV_SHAPES = ['pv_shape_rainy', 'pv_shape_cloudy', 'pv_shape_varied', 'pv_shape_varied', 'pv_shape_rainy',
                 'pv_shape_cloudy', 'pv_shape_cloudy']
    PHASES = [(1, 2), (1, 2), (1, 2), (1, 3), (2, 3), (1, 2), (1, 2), (1, 3), (1, 2), (1, 2), (1, 3), (1, 2), (1, 3),
              (2, 3), (1, 2), (1, 3), (2, 3), (1, 2), (2, 3), (1, 2), (2, 3), (1, 2), (1, 3), (1, 3), (1, 3), (1, 2),
              (1, 2), (2, 3), (2, 3), (2, 3), (1, 2), (1, 2), (1, 2), (2, 3), (2, 3), (1, 3), (1, 3), (1, 2), (2, 3),
              (1, 3), (1, 3), (2, 3), (1, 3), (1, 3), (1, 3), (1, 3), (1, 3)]
    EV_CHARGERS_POWERS = [7.2, 7.2, 7.2, 3.6, 7.2, 3.6, 3.6, 3.6, 7.2, 7.2, 3.6, 7.2, 7.2, 3.6, 3.6, 3.6, 7.2, 7.2, 3.6,
                          3.6, 3.6, 7.2, 7.2, 3.6, 7.2, 3.6, 7.2, 7.2, 3.6, 3.6, 3.6, 3.6, 3.6, 3.6, 3.6, 7.2, 7.2, 7.2,
                          7.2, 3.6, 7.2, 7.2, 3.6, 3.6, 7.2, 3.6, 3.6]
    MAX_PV_POWER = [7, 7, 8, 10, 10, 9, 6, 10, 6, 5, 7, 8, 6, 9, 6, 7, 10, 6, 6, 9, 7, 8, 9, 10, 5, 6, 5, 6, 10, 9, 5,
                    5, 9, 10, 8, 6, 6, 9, 7, 6, 6, 7, 8, 10, 10, 9, 8]

    EV_SHAPES_BY_DAY = {
        1: [3686, 3766, 342, 2613, 3986, 2960, 3508, 2978, 3950, 2593, 3288, 4292, 3463, 1740, 2736, 2743, 1701, 4015,
            142, 92, 4640, 2730, 3236, 5000, 3221, 1469, 2358, 1770, 3412, 111, 2379, 1307, 452, 211, 1774, 3573, 1076,
            2282, 3299, 3588, 1164, 3788, 579, 4838, 3453, 1460, 2208],
        2: [3258, 3720, 1572, 2728, 3598, 676, 1892, 4097, 4002, 4882, 440, 2520, 667, 1563, 1363, 3919, 4931, 361,
            2016, 1890, 4234, 158, 696, 398, 1706, 3580, 3822, 2727, 2319, 4659, 4269, 3256, 3351, 3516, 1200, 2439,
            2020, 2208, 2590, 646, 3554, 663, 1790, 4727, 826, 2785, 3524],
        3: [2595, 2965, 802, 2318, 4158, 53, 2184, 3032, 4044, 158, 1183, 2725, 2120, 1405, 102, 857, 367, 4377, 2666,
            2340, 4963, 1004, 4613, 885, 131, 3461, 3, 2952, 3024, 4841, 776, 2856, 3284, 1308, 280, 3783, 4309, 940,
            2600, 218, 1400, 1538, 3272, 1982, 3294, 3475, 717],
        4: [1514, 4570, 411, 530, 3830, 3620, 1127, 225, 4510, 1970, 819, 4555, 2473, 3049, 3103, 3039, 2286, 4138,
            3738, 689, 4611, 178, 2180, 387, 4825, 3873, 3272, 4029, 3583, 2927, 3498, 846, 3139, 4367, 3350, 4467,
            1510, 1435, 4035, 4400, 1932, 4780, 3987, 1674, 1355, 2340, 4386],
        5: [437, 240, 1461, 1911, 4504, 749, 1868, 4511, 3915, 4423, 4501, 515, 2287, 270, 1369, 4831, 2146, 510, 4408,
            1895, 4320, 2618, 1505, 1867, 76, 545, 4074, 2844, 4409, 3978, 2956, 4975, 2820, 160, 4622, 3039, 4043,
            2976, 2139, 3871, 1163, 3874, 3190, 1019, 1062, 202, 4287],
        6: [793, 2905, 1721, 4550, 2207, 2608, 2022, 2441, 1789, 2938, 3417, 4204, 4176, 3768, 4124, 3930, 4301, 2671,
            2480, 3059, 1857, 170, 1701, 1528, 442, 2937, 1767, 4191, 4921, 2028, 311, 1262, 4333, 4441, 3541, 1067,
            4175, 535, 2065, 3970, 1672, 756, 2547, 4084, 2560, 4575, 4104],
        7: [1135, 132, 1455, 1688, 3609, 1191, 2675, 660, 2798, 4551, 3395, 4323, 2954, 4456, 1271, 2001, 4687, 3148,
            1555, 3245, 535, 4511, 3758, 1979, 371, 545, 4189, 829, 2569, 2535, 4421, 3782, 2387, 3595, 194, 1028, 4680,
            3000, 1956, 746, 1545, 3898, 2607, 2191, 2723, 488, 2780]}
```

B.4 Exemplo de dados selecionados pseudoaleatoriamente para o CA746

```
@dataclass(frozen=True)
class FixedValuesCA746:
    INSERTION_ORDER = [6, 13, 23, 10, 16, 14, 26, 8, 11, 4, 21, 18, 7, 1, 15, 20, 12, 5, 25, 17, 22, 2, 24, 9, 3, 19]
    KWH_FOR_EACH_EV = [24, 20, 17, 4.4, 12, 20, 8, 12, 16, 17, 24, 24, 17, 24, 16, 41.8, 41.8, 20, 24, 4.4, 85, 20, 8,
                       23, 22, 85]
    PV_SHAPES = ['pv_shape_rainy', 'pv_shape_cloudy', 'pv_shape_varied', 'pv_shape_varied', 'pv_shape_rainy',
                 'pv_shape_cloudy', 'pv_shape_cloudy']
    PHASES = [(1, 2), (2, 3), (1, 2), (2, 3), (2, 3), (2, 3), (1, 3), (1, 2), (1, 2), (1, 3), (1, 3), (1, 3), (1, 3), (1, 2),
              (1, 3), (1, 3), (2, 3), (1, 2), (1, 3), (2, 3), (1, 2), (1, 3), (1, 2), (2, 3), (2, 3), (2, 3), (2, 3)]
    EV_CHARGERS_POWERS = [3.6, 3.6, 7.2, 7.2, 7.2, 3.6, 7.2, 7.2, 7.2, 7.2, 7.2, 7.2, 3.6, 7.2, 7.2, 7.2, 3.6, 7.2, 7.2,
                          7.2, 7.2, 7.2, 7.2, 7.2, 7.2, 7.2]
    MAX_PV_POWER = [5, 9, 10, 8, 6, 7, 6, 5, 5, 9, 8, 10, 5, 10, 8, 5, 8, 6, 8, 6, 9, 10, 8, 7, 7, 7]

    EV_SHAPES_BY_DAY = {
        1: [1638, 1397, 2232, 1965, 2215, 621, 480, 1837, 1833, 416, 4908, 1512, 1741, 3631, 2832, 4573, 2541, 1546,
            4857,
            368, 1960, 3490, 4437, 822, 897, 2692],
        2: [4968, 4954, 1630, 2753, 161, 4837, 3961, 1955, 664, 3343, 1654, 825, 1964, 2462, 2354, 4393, 607, 4410,
            3775,
            4815, 1448, 457, 117, 2529, 1024, 4539],
        3: [3881, 2286, 2420, 1533, 1288, 4341, 518, 3060, 4254, 4717, 4114, 1440, 3006, 4853, 2927, 3475, 4412, 3425,
            2043, 3754, 2132, 3712, 3328, 2379, 2356, 1472],
        4: [888, 4769, 4563, 2040, 2264, 2487, 2257, 1995, 211, 2359, 2572, 3548, 33, 458, 1218, 4777, 4898, 1258, 3700,
            2968, 1466, 3702, 2856, 3817, 2678, 2731],
        5: [107, 4130, 2830, 4783, 1472, 4868, 2421, 750, 3079, 1940, 2470, 1482, 563, 1333, 2136, 1088, 1765, 1029,
            4878,
            4234, 2873, 1651, 2309, 3684, 4724, 4805],
        6: [319, 4377, 134, 4596, 1896, 3392, 2316, 4756, 29, 2215, 73, 4552, 1563, 2938, 1171, 1814, 1600, 1946, 2703,
            630, 2308, 2494, 953, 4011, 1595, 2896],
        7: [2077, 415, 201, 2804, 2044, 4781, 444, 1616, 643, 1981, 4615, 11, 4156, 3493, 1145, 4184, 673, 3809, 4178,
            1278, 2422, 2112, 3728, 325, 4206, 2808]
    }
```

B.5 Classe para cálculo das compensações

```
import pandas as pd
from pathlib import Path
from typing import Tuple


class DrpDrc:
    """
    The DrpDrc class is designed for calculating DRP (Duration of Reduction of Power),
    DRC (Duration of Reduction of Capacity), and Compensation values based on voltage data.
    These calculations are essential for power quality analysis.

    Attributes are initialized based on various voltage thresholds and a default expected uninterrupted
    service duration (EUSD) value. The class also includes methods for calculating these values from a CSV file.
```

```
    """

    def __init__(self, _logger, voltage_nominal: float = 127.0, voltage_adequate_max: float = 133.0,
                 voltage_adequate_min: float = 117.0, voltage_precarious_bottom_min: float = 110.0,
                 voltage_precarious_bottom_max: float = 117.0, voltage_precarious_top_min: float = 133.0,
                 voltage_precarious_top_max: float = 135.0, voltage_critical_max: float = 135.0,
                 voltage_critical_min: float = 110.0, eusd: float = 1.0):
        """
        Initializes the DrpDrc object with various voltage thresholds and EUSD value.

        Args:
            voltage_nominal (float): The standard voltage level for the system, default is 127.0 volts.
            voltage_adequate_max (float): Maximum voltage threshold for 'adequate' range, default is 133.0 volts.
            voltage_adequate_min (float): Minimum voltage threshold for 'adequate' range, default is 117.0 volts.
            voltage_precarious_bottom_min (float): Minimum threshold for lower precarious range, default is 110.0 volts.
            voltage_precarious_bottom_max (float): Maximum threshold for lower precarious range, default is 117.0 volts.
            voltage_precarious_top_min (float): Minimum threshold for upper precarious range, default is 133.0 volts.
            voltage_precarious_top_max (float): Maximum threshold for upper precarious range, default is 135.0 volts.
            voltage_critical_max (float): Maximum voltage threshold for critical range, default is 135.0 volts.
            voltage_critical_min (float): Minimum voltage threshold for critical range, default is 110.0 volts.
            eusd (float): Expected Uninterrupted Service Duration, default is 1.0.
            _logger(Logger): Logger object for printing log messages.

        The per unit (pu) values of each voltage threshold are also calculated as part of the initialization.
        """
        self.logger = _logger
        self.voltage_nominal = voltage_nominal
        self.eusd = eusd

        self.voltage_adequate_max = voltage_adequate_max
        self.voltage_adequate_min = voltage_adequate_min

        self.voltage_precarious_bottom_min = voltage_precarious_bottom_min
        self.voltage_precarious_bottom_max = voltage_precarious_bottom_max
        self.voltage_precarious_top_min = voltage_precarious_top_min
        self.voltage_precarious_top_max = voltage_precarious_top_max

        self.voltage_critical_max = voltage_critical_max
        self.voltage_critical_min = voltage_critical_min

        self.voltage_adequate_max_pu = round(voltage_adequate_max / voltage_nominal, 3)
        self.voltage_adequate_min_pu = round(voltage_adequate_min / voltage_nominal, 3)

        self.voltage_precarious_bottom_min_pu = round(voltage_precarious_bottom_min / voltage_nominal, 3)
        self.voltage_precarious_bottom_max_pu = round(voltage_precarious_bottom_max / voltage_nominal, 3)
        self.voltage_precarious_top_min_pu = round(voltage_precarious_top_min / voltage_nominal, 3)
        self.voltage_precarious_top_max_pu = round(voltage_precarious_top_max / voltage_nominal, 3)

        self.voltage_critical_max_pu = round(voltage_critical_max / voltage_nominal, 3)
        self.voltage_critical_min_pu = round(voltage_critical_min / voltage_nominal, 3)

```

```
65          self.drp_limit = 3 / 100
66          self.drc_limit = 0.5 / 100
67          self.total_measures = 1008
68
69      def calculate_from_csv(self, file_path: str, columns_headers: list, n_days: int) ->
    Tuple[float, float, float]:
70          """
71          Calculates DRP, DRC and Compensation values. It receives as input a .csv file that
    must contain the voltage data
72           and a list containing the names of the column headers with the voltage values.
73
74          Args:
75              file_path (str): .csv file location
76              columns_headers (list): List with headers which indicate the columns of voltage
    values
77              n_days (int): Number of days to calculate DRP and DRC
78
79          Returns:
80             Tuple[float, float, float]: A tuple with DRP, DRC and Compensation values
81          """
82
83          data = pd.read_csv(Path(file_path))
84
85          nlp_list: list = []
86          nlc_list: list = []
87
88          for element in columns_headers:
89
90              voltages = data[element]
91
92              nlp = 0
93              nlc = 0
94
95              for day in range(n_days):
96                  for measure_time in range(0, 1440, 10):
97                      target_voltage = voltages[measure_time]
98                      if self.voltage_precarious_bottom_min <= target_voltage < self.
    voltage_precarious_bottom_max:
99                          nlp = nlp + 1
100                         # self.logger.debug(
101                         #     f'precarious voltage '
102                         #     f'({self.voltage_precarious_bottom_min}<= voltage <={self.
    voltage_precarious_bottom_max}): '
103                         #     f'{target_voltage} on file: {file_path}')
104
105                     elif self.voltage_precarious_top_min <= target_voltage <= self.
    voltage_precarious_top_max:
106                         nlp = nlp + 1
107                         # self.logger.debug(
108                         #     f'precarious voltage '
109                         #     f'({self.voltage_precarious_top_min}<= voltage <={self.
    voltage_precarious_top_max}): '
110                         #     f'{target_voltage} on file: {file_path}')
111
112                     elif target_voltage < self.voltage_critical_min:
113                         # self.logger.debug(f'critical voltage (<{self.voltage_critical_min
    }) in file: {file_path}')
114                         nlc = nlc + 1
115
116                     elif target_voltage > self.voltage_critical_max:
117                         nlc = nlc + 1
118                         # self.logger.debug(f'critical voltage (>{self.voltage_critical_max
    }) in file: {file_path}')
119
120             nlp_list.append(nlp)
121             nlc_list.append(nlc)
122
123         # print(f'NLP list: {nlp_list}')
124         # print(f'NLC list: {nlc_list}')
```

```
125
126         nlp = max(
127             nlp_list)  # highest value between the phases of the number of readings located
    in the precarious range
128         nlc = max(nlc_list)  # highest value between the phases of the number of readings
    located in the critical range
129
130         drp = round((nlp / 1008) * 100, 3)
131         drc = round((nlc / 1008) * 100, 3)
132
133         if drp <= self.drp_limit:
134             k1 = 0
135         else:
136             k1 = 3
137
138         if drc <= self.drc_limit:
139             k2 = 0
140         elif (drc > self.drc_limit) and (self.voltage_nominal < 2.3 * 10 ** 3):
141             k2 = 7
142         elif (drc > self.drc_limit) and (2.3 * 10 ** 3 <= self.voltage_nominal < 69 * 10 **
    3):
143             k2 = 5
144         else:
145             k2 = 3
146
147         comp = round(((((drp - self.drp_limit) / 100) * k1) + (((drc - self.drc_limit) /
    100) * k2)) * self.eusd, 2)
148
149         return drp, drc, comp
150
151     def calculate_from_voltages(self, v1_values: list, v2_values: list, v3_values: list) ->
    Tuple[float, float, float]:
152         nlp_list: list = []
153         nlc_list: list = []
154
155         for voltage in (v1_values, v2_values, v3_values):
156             nlp = 0
157             nlc = 0
158             for measure_time in range(0, 1440, 10):
159
160                 target_voltage = voltage[measure_time]
161                 if self.voltage_precarious_bottom_min <= target_voltage < self.
    voltage_precarious_bottom_max:
162                     nlp = nlp + 1
163
164                 elif self.voltage_precarious_top_min <= target_voltage <= self.
    voltage_precarious_top_max:
165                     nlp = nlp + 1
166
167                 elif target_voltage < self.voltage_critical_min:
168                     nlc = nlc + 1
169
170                 elif target_voltage > self.voltage_critical_max:
171                     nlc = nlc + 1
172
173                 nlp_list.append(nlp)
174                 nlc_list.append(nlc)
175
176         nlp = max(
177             nlp_list)  # highest value between the phases of the number of readings located
    in the precarious range
178         nlc = max(nlc_list)  # highest value between the phases of the number of readings
    located in the critical range
179
180         drp = round((nlp / 1008) * 100, 3)
181         drc = round((nlc / 1008) * 100, 3)
182
183         if drp <= self.drp_limit:
184             k1 = 0
```

```
185         else:
186             k1 = 3
187 
188         if drc <= self.drc_limit:
189             k2 = 0
190         elif (drc > self.drc_limit) and (self.voltage_nominal < 2.3 * 10 ** 3):
191             k2 = 7
192         elif (drc > self.drc_limit) and (2.3 * 10 ** 3 <= self.voltage_nominal < 69 * 10 **
    3):
193             k2 = 5
194         else:
195             k2 = 3
196 
197         comp = round(((((drp - self.drp_limit) / 100) * k1) + (((drc - self.drc_limit) /
    100) * k2)) * self.eusd, 2)
198 
199         return drp, drc, comp
```

B.6 Função principal de execução das simulações determinísticas

```
1  if __name__ == '__main__':
2      log = Log()
3      logger = log.set_logger_file_and_stdout('SIMULATION')
4  
5      logger.debug('Starting loop for CA746')
6  
7      CktSimulation(
8          circuit_name='ca746', loads_quantity=26, target_loads=TARGET_LOADS_CA746, _logger=
       logger,
9          randomise_data=False
10     ).execute_case_study(
11         'dss/ca746.dss'
12     )
13 
14     CktEusd(
15         circuit_name='ca746', target_loads=TARGET_LOADS_CA746, _logger=logger
16     ).calculate_eusd_data(
17         target_file='dss/ca746.dss'
18     )
19 
20     CktProdist(logger).calculate_drp_drc_for_each_load(folder_path='./ca746_results/
       no_control')
21     CktProdist(logger).calculate_drp_drc_for_each_load(folder_path='./ca746_results/
       voltwatt_on')
22     CktProdist(logger).calculate_drp_drc_for_each_load(folder_path='./ca746_results/
       voltvar_on')
23     CktProdist(logger).calculate_comp_total(ckt_results_folder='./ca746_results/')
24 
25     logger.debug('Starting loop for CA744')
26 
27     CktSimulation(
28         circuit_name='ca744', loads_quantity=47, target_loads=TARGET_LOADS_CA744, _logger=
       logger,
29         randomise_data=False
30     ).execute_case_study(
31         'dss/ca744.dss'
32     )
33 
34     CktEusd(
35         circuit_name='ca744', target_loads=TARGET_LOADS_CA744, _logger=logger
36     ).calculate_eusd_data(
37         target_file='dss/ca744.dss'
38     )
39 
40     CktProdist(logger).calculate_drp_drc_for_each_load(folder_path='./ca744_results/
       no_control')
```

```
    CktProdist(logger).calculate_drp_drc_for_each_load(folder_path='./ca744_results/voltwatt_on')
    CktProdist(logger).calculate_drp_drc_for_each_load(folder_path='./ca744_results/voltvar_on')
    CktProdist(logger).calculate_comp_total(ckt_results_folder='./ca744_results/')

    StoreData(logger).insert_ckt_eusd_loads(circuit_name='ca744', results_path='./ca744_results/')
    StoreData(logger).insert_data_from_results_folder(circuit_name='ca744', results_path='./ca744_results/')

    StoreData(logger).insert_ckt_eusd_loads(circuit_name='ca746', results_path='./ca746_results/')
    StoreData(logger).insert_data_from_results_folder(circuit_name='ca746', results_path='./ca746_results/')
```

B.7 Função principal de execução das simulações probabilísticas

```
from utils.tools import Log
from common.constants import *
from simulation import CktSimulation
from pathlib import Path
import sys
import os
import click

def normalize_path(path: str) -> str:
    return os.path.abspath(os.path.expanduser(path))

def run_ca746(pl_ev: int, pl_pv: int, db_path: str, save_voltages_data: int):
    log = Log()
    simulation_logger = log.set_logger_file_and_stdout(f'SIMULATION_PL_EV_{pl_ev}_PL_PV_{pl_pv}')
    normalized_db_path = os.path.join(normalize_path(db_path), f"database_ca746_ev_{pl_ev}_pv_{pl_pv}.db")
    CktSimulation(
        circuit_name='ca746', loads_quantity=26, target_loads=TARGET_LOADS_CA746, target_file=str(Path('dss/ca746.dss').resolve()),
        database_path=normalized_db_path, save_voltages_data=save_voltages_data, _logger=simulation_logger
    ).execute_case_with_pl(
        pl_ev=pl_ev,
        pl_pv=pl_pv
    )

def run_ca744(pl_ev: int, pl_pv: int, db_path: str, save_voltages_data: int):
    log = Log()
    simulation_logger = log.set_logger_file_and_stdout(f'SIMULATION_PL_EV_{pl_ev}_PL_PV_{pl_pv}')
    normalized_db_path = os.path.join(normalize_path(db_path), f"database_ca744_ev_{pl_ev}_pv_{pl_pv}.db")
    CktSimulation(
        circuit_name='ca744', loads_quantity=47, target_loads=TARGET_LOADS_CA744, target_file=str(Path('dss/ca744.dss').resolve()),
        database_path=normalized_db_path, save_voltages_data=save_voltages_data, _logger=simulation_logger
    ).execute_case_with_pl(
        pl_ev=pl_ev,
        pl_pv=pl_pv
    )

@click.command()
@click.option('-c', '--circuit', type=click.Choice(['ca746', 'ca744']), required=True,
              help="Circuit name to simulate: 'ca746' or 'ca744'.")
@click.option('-ev', '--electric_vehicles', type=int, required=True,
              help="Electric vehicle penetration level (percentage).")
@click.option('-pv', '--photovoltaics', type=int, required=True,
```

```
42              help="Photovoltaic penetration level (percentage).")
43 @click.option('-db', '--database_path', type=str, required=True,
44              help="Base path for the database. This can be in Linux or Windows format.")
45 @click.option('-sv', '--save_voltages_data', type=int, required=True,
46              help="Save voltages data in database")
47
48 def main(circuit, electric_vehicles, photovoltaics, database_path, save_voltages_data):
49     normalized_path = normalize_path(database_path)
50     if circuit == 'ca746':
51         run_ca746(pl_ev=electric_vehicles, pl_pv=photovoltaics, db_path=normalized_path,
       save_voltages_data=save_voltages_data)
52     elif circuit == 'ca744':
53         run_ca744(pl_ev=electric_vehicles, pl_pv=photovoltaics, db_path=normalized_path,
       save_voltages_data=save_voltages_data)
54
55 if __name__ == '__main__':
56     sys.path.append(os.getcwd())
57     sys.path.append(os.path.abspath(os.path.join(os.getcwd(), '../')))
58     main()
```

APÊNDICE C – Dados Gerais

C.1 Exemplo de dados dos condutores

```
! Conductors

New Wiredata.1000000 Runits=km Rac=0.306 GMRunits=m GMRac=0.0055    Radunits=m Diam=0.01431
    Emergamps=365 !4/0
New Wiredata.1000001 Runits=km Rac=0.975 GMRunits=m GMRac=0.00308   Radunits=m Diam=0.00801
    Emergamps=175 !2
New Wiredata.1000002 Runits=km Rac=1.551 GMRunits=m GMRac=0.00244   Radunits=m Diam=0.00636
    Emergamps=130 !4
New Wiredata.1000003 Runits=km Rac=0.732 GMRunits=m GMRac=0.01395   Radunits=m Diam=0.0279
    Emergamps=80   !50mm2
New Wiredata.1000004 Runits=km Rac=0.613 GMRunits=m GMRac=0.00388   Radunits=m Diam=0.01011
    Emergamps=240   !1/0
New Wiredata.1000005 Runits=km Rac=1.442 GMRunits=m GMRac=0.002334  Radunits=m Diam=0.0060
    Emergamps=51  !25mm2 Fase
New Wiredata.1000006 Runits=km Rac=1.442 GMRunits=m GMRac=0.0024118 Radunits=m Diam=0.0062
    Emergamps=51  !25mm2 Neutro



New Wiredata.1000007 Runits=km Rac=0.3165 GMRunits=m GMRac=0.00481    Radunits=m Diam
    =0.01326 Emergamps=328 !4/0 OXLIP NEXANS
New Wiredata.1000008 Runits=km Rac=0.6375 GMRunits=m GMRac=0.00339    Radunits=m Diam
    =0.00936 Emergamps=210 !1/0 POPPY NEXANS
New Wiredata.1000009 Runits=km Rac=1.0145 GMRunits=m GMRac=0.00269    Radunits=m Diam
    =0.00741 Emergamps=155 !2   IRIS  NEXANS
New Wiredata.1000010 Runits=km Rac=1.6119 GMRunits=m GMRac=0.00588    Radunits=m Diam
    =0.00588 Emergamps=116 !4   ROSE  NEXANS
```

C.2 Exemplo de definição da geometria da rede

```
-----------------------------------------------Conductor geometry settings
    ----------------------------------------

New linegeometry.1-C17130402-ABCN nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.8
~ cond=2.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.6
~ cond=3.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.4
~ cond=4.000000 wire=1000001 units=m x=0 h=9
!Reduce=Yes

New linegeometry.1-C17130410-ABCN nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.8
~ cond=2.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.6
~ cond=3.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.4
~ cond=4.000000 wire=1000004 units=m x=0 h=9
!Reduce=Yes

New linegeometry.2-C17130402-ABCN nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000001 units=m x=0 h=8.8
~ cond=2.000000 wire=1000001 units=m x=0 h=8.6
~ cond=3.000000 wire=1000001 units=m x=0 h=8.4
~ cond=4.000000 wire=1000002 units=m x=0 h=9
!Reduce=Yes

New linegeometry.1-C17130401-ABCN nconds=4.000000 nphases=3.000000
~ cond=1.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.8
~ cond=2.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.6
~ cond=3.000000 wire=1000000 units=m x=0 h=8.4
~ cond=4.000000 wire=1000001 units=m x=0 h=9
```

C.3 Valores dos Diagramas de Caixa

Tabela C.1 – Estatísticas descritivas dos valores de perdas em R$ no circuito CA744 para diferentes níveis de penetração.

Modo de Controle	EV|PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Sem controle	0 | 100	853,8	232,45	395,82	687,92	844,82	993,8	1733,67
Sem controle	0 | 20	438,35	8,91	403,31	433,36	438,98	444,7	470,3
Sem controle	0 | 40	459,55	23,47	420,7	443,35	454,41	470,23	561,5
Sem controle	0 | 60	532,92	67,07	418,48	486,17	520,54	569,53	843,3
Sem controle	0 | 80	668,76	143,55	406,57	565,31	651,09	760,99	1213,41
Sem controle	100 | 0	1936,06	126,94	1550,4	1848,33	1926,6	2027,27	2392,62
Sem controle	100 | 100	1886,67	142,93	1479,33	1793,55	1879,05	1975,43	2575,66
Sem controle	100 | 20	1828,3	130,11	1501,57	1733,94	1825,86	1912,5	2224,41
Sem controle	100 | 40	1757,58	128,6	1378,68	1661,4	1756,57	1843,19	2139,98
Sem controle	100 | 60	1739,35	122,62	1406,74	1656,37	1731,78	1817,92	2136,17
Sem controle	100 | 80	1788,76	124,84	1498,2	1701,34	1785,08	1861,19	2953,74
Sem controle	20 | 0	703,74	51,73	564,39	667,3	699,92	736,61	917,22
Sem controle	20 | 100	959,55	282,41	71,58	825,25	976,91	1119,22	1842,13
Sem controle	20 | 20	655,29	54,66	510,61	613,41	649,93	688,44	858,06
Sem controle	20 | 40	661,65	54,89	540,52	622,65	657,62	695,53	880,58
Sem controle	20 | 60	715,31	69,4	552,08	666,21	708,85	757,52	1022,8
Sem controle	20 | 80	794,07	195,64	75,43	731,19	814,97	895,75	1350,88
Sem controle	40 | 0	954,98	201,81	116,09	931,87	984,84	1044,27	1934,16
Sem controle	40 | 100	1141,24	332,51	89,48	1038,51	1165,28	1314,92	3230,23
Sem controle	40 | 20	884,2	203,65	101,23	862,84	920,37	981,23	1269,98
Sem controle	40 | 40	907,27	79,83	227,57	852,29	905,41	957,79	1208,97
Sem controle	40 | 60	893,38	200,91	101,17	872,86	928,22	987	1266,04
Sem controle	40 | 80	1040,63	117,02	768,64	959,29	1028,39	1116,13	1544,7
Sem controle	60 | 0	1276,8	98,86	976,31	1211,69	1266,95	1345,75	1591,39
Sem controle	60 | 100	1299,5	337,38	138,45	1241,2	1345,65	1472,84	1923,42
Sem controle	60 | 20	1191,07	101,64	907,21	1120,52	1187,34	1258,46	1551,42
Sem controle	60 | 40	1152,55	94,14	902,07	1087,92	1147,44	1213,89	1491,02
Sem controle	60 | 60	1110,88	246,36	136,15	1088,43	1159,96	1224,98	1550,36
Sem controle	60 | 80	1260,15	111,32	909,88	1184,37	1257,34	1335,34	1736,14
Sem controle	80 | 0	1616	118,26	1213,78	1536,83	1611,87	1694,65	1970
Sem controle	80 | 100	1644,37	156,37	1197,55	1532,54	1638,82	1733,09	2241,05
Sem controle	80 | 20	1518,36	118,29	1210,13	1440,93	1516,67	1597,04	1954,57
Sem controle	80 | 40	1459,93	116,75	1136,31	1378,59	1459,19	1533,91	1920,48
Sem controle	80 | 60	1468,43	107,6	1164,23	1392,45	1464,36	1538,11	1803,91
Sem controle	80 | 80	1525,65	117,75	1200,75	1442,36	1521,52	1597,86	1936,28
Volt-VAr	0 | 100	914,5	223,33	470,57	754,4	907,35	1048,94	1746,52
Volt-VAr	0 | 20	516,66	11,08	470,83	510,08	517,83	524,75	549,6
Volt-VAr	0 | 40	533	21,78	499,83	518,15	527,81	542,16	638,12
Volt-VAr	0 | 60	635,87	66,89	521,83	589,47	624,49	672,32	943,8
Volt-VAr	0 | 80	782,88	146,69	514,09	677,41	766,03	877,12	1345,34
Volt-VAr	100 | 0	2201,81	140,4	1772,28	2105,17	2191,58	2302,33	2707,37
Volt-VAr	100 | 100	1988,85	141,61	1576,98	1896,06	1980,7	2077,48	2629,99
Volt-VAr	100 | 20	2023,83	140,66	1670,1	1921,28	2019,68	2114,76	2446,69
Volt-VAr	100 | 40	1936,45	138,72	1526,79	1833,4	1934,14	2029,17	2348,24
Volt-VAr	100 | 60	1884,11	129,34	1527,31	1796,66	1878,65	1965,74	2304,32
Volt-VAr	100 | 80	1891,9	120,96	1595,88	1805,18	1891,35	1967,29	2400,94
Volt-VAr	20 | 0	826,33	56,1	674,13	785,9	822,01	861,92	1055,46
Volt-VAr	20 | 100	1085,62	209,01	628,71	933,28	1076,26	1205,95	1887,41
Volt-VAr	20 | 20	744,98	57,99	586,53	700,45	738,93	780,55	959,54
Volt-VAr	20 | 40	771,55	59,08	634,91	729,61	768,89	808,46	1009,09

Continua na próxima página

Tabela C.1 – Continuação da página anterior

Modo de Controle	EV | PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Volt-VAr	20 | 60	805,63	69,63	644,49	757,18	798,8	847,42	1110,81
Volt-VAr	20 | 80	956,32	129,02	653,25	868,75	950,33	1030,41	1494,22
Volt-VAr	40 | 0	1101,5	86,99	512,16	1043,51	1095,65	1156,09	1434,48
Volt-VAr	40 | 100	1278,05	197,31	400,37	1142,72	1260,18	1391,25	2023,86
Volt-VAr	40 | 20	1009,06	85,15	777,76	950,89	1003,92	1065,23	1354,37
Volt-VAr	40 | 40	998,82	79,96	794,62	941,1	997,17	1050,22	1319,12
Volt-VAr	40 | 60	1034,27	81,06	809,67	978,74	1031,41	1083,79	1353,41
Volt-VAr	40 | 80	1174,28	120,34	786,49	1090,56	1163,6	1250,94	1669,25
Volt-VAr	60 | 0	1392,64	102,81	1081,76	1324,47	1383,04	1464,58	1718,08
Volt-VAr	60 | 100	1462,69	157,08	1096,61	1353	1444,26	1558,2	1962,6
Volt-VAr	60 | 20	1276,09	110,24	196,08	1203,94	1274,41	1347,06	1644,98
Volt-VAr	60 | 40	1279,5	100,04	1010,62	1212,03	1274,37	1345,66	1640,55
Volt-VAr	60 | 60	1309,09	94,74	1055,09	1240,54	1305,17	1372,45	1702,42
Volt-VAr	60 | 80	1436,46	117,27	1065,11	1359,01	1432,35	1517,28	1902,1
Volt-VAr	80 | 0	1826,47	128,86	1390,19	1739,55	1821,66	1912,24	2213,04
Volt-VAr	80 | 100	1726,21	152,1	1282,57	1620,66	1722,33	1814,09	2309,17
Volt-VAr	80 | 20	1728,9	130,56	1386,61	1643,74	1726,02	1815,45	2208,31
Volt-VAr	80 | 40	1559,02	121	1232,94	1473,89	1557,77	1637,45	2040,43
Volt-VAr	80 | 60	1641,43	116,08	1320,57	1561,8	1638,75	1718,04	2000,78
Volt-VAr	80 | 80	1699,76	123,95	1356,93	1609,31	1695,33	1774,62	2111,49
Volt-Watt	0 | 100	451,26	6,7	431,7	446,51	451,19	455,98	477,35
Volt-Watt	0 | 20	488,68	11,67	441,31	480,99	489,94	497,09	515,64
Volt-Watt	0 | 40	471,26	10,12	437,13	464,92	471,61	478,04	502,86
Volt-Watt	0 | 60	462,21	8,84	436,79	456,32	462,34	468,14	488,03
Volt-Watt	0 | 80	456,07	7,37	437,33	450,68	455,95	461	477,88
Volt-Watt	100 | 0	654,13	0,41	653,23	653,85	654,09	654,36	656,03
Volt-Watt	100 | 100	543,39	10,23	518,18	536,23	543,47	550,49	578,92
Volt-Watt	100 | 20	596,71	15,37	533,24	585,99	597,42	607,95	633,04
Volt-Watt	100 | 40	571,77	15,34	519,85	561,82	572,19	582,34	621,42
Volt-Watt	100 | 60	559,67	13,73	513,43	550,38	560,08	568,85	601,16
Volt-Watt	100 | 80	550,39	11,72	515,11	542,64	549,76	558,08	589,66
Volt-Watt	20 | 0	555,5	2,96	547,41	553,52	555,56	557,5	563,53
Volt-Watt	20 | 100	468,02	7,86	446,51	462,53	468,34	473,22	497,47
Volt-Watt	20 | 20	508,38	12,67	462,15	499,56	508,97	517,31	542,46
Volt-Watt	20 | 40	488,83	11,43	454,28	480,91	489,47	496,27	522,46
Volt-Watt	20 | 60	480,42	9,68	446,03	474,19	480,61	487,09	512,65
Volt-Watt	20 | 80	473,11	8,55	450,04	466,94	472,79	478,34	500,75
Volt-Watt	40 | 0	580,86	4,8	569,84	578,16	580,66	583,19	660,56
Volt-Watt	40 | 100	487,5	8,55	465,73	481,64	487,4	493,19	519,63
Volt-Watt	40 | 20	531,94	14,9	483,02	522,28	532,58	541,34	684
Volt-Watt	40 | 40	509,93	13,04	464,4	500,75	510,07	519,52	543,35
Volt-Watt	40 | 60	500,28	10,71	461,52	493,52	500,37	507,76	531,66
Volt-Watt	40 | 80	493,23	9,76	462,82	486,39	493,02	499,53	531,52
Volt-Watt	60 | 0	604,09	3,73	589,27	601,43	604,08	606,77	615,66
Volt-Watt	60 | 100	505,87	8,97	478,12	499,47	505,54	512,11	533,8
Volt-Watt	60 | 20	552,04	14,52	482,31	543,11	552,75	561,73	588,93
Volt-Watt	60 | 40	529,26	14,02	480,93	519,66	529	539,08	567,91
Volt-Watt	60 | 60	518,69	11,74	483,64	510,96	518,82	526,77	556,45
Volt-Watt	60 | 80	510,35	15,62	144,94	503,51	510,57	517,41	543,1
Volt-Watt	80 | 0	630,1	3,11	618,84	627,89	630,1	632,33	639,53
Volt-Watt	80 | 100	524,94	9,91	496,07	517,87	524,55	531,78	558,19
Volt-Watt	80 | 20	575,19	15,23	520,45	565,38	576,15	586,63	615,73
Volt-Watt	80 | 40	551,31	14,74	507,93	541,26	551,84	561,38	597,93
Volt-Watt	80 | 60	541,04	13,21	489,58	531,67	541,13	549,65	589,6
Volt-Watt	80 | 80	532,06	10,53	503,39	524,89	531,74	538,94	567,42

Tabela C.2 – Estatísticas descritivas dos valores de perdas em R$ no circuito CA746 para diferentes níveis de penetração.

Modo de Controle	EV|PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Sem controle	0 | 100	333,15	53,81	236,63	293,17	326,19	365,55	588,24
Sem controle	0 | 20	255,32	4,83	231,2	252,32	255,78	258,8	267,43
Sem controle	0 | 40	253,09	6,18	236,15	249,37	252,67	255,88	304,18
Sem controle	0 | 60	269,04	16,78	241,8	258,03	264,96	275,88	394,05
Sem controle	0 | 80	295,75	31,76	237,53	273,38	290,47	311,72	436,7
Sem controle	100 | 0	852,51	68,12	678,98	804,68	849,73	894,22	1145,34
Sem controle	100 | 100	788,69	62,16	621,91	744,04	786,87	832,17	1002,9
Sem controle	100 | 20	806,79	69,09	594,11	756,1	805,16	852,11	1019,11
Sem controle	100 | 40	779,86	66,22	611,6	733,73	777,82	822,76	998,6
Sem controle	100 | 60	767,12	67,52	574,58	719,81	764,83	810	996,12
Sem controle	100 | 80	769,97	61,38	589,21	726,24	768,22	812,47	957,98
Sem controle	20 | 0	368,12	28,24	307,54	347,66	364,48	385,76	471,7
Sem controle	20 | 100	376,38	111,57	38,66	356,94	394,26	435,81	743,85
Sem controle	20 | 20	347,29	29,1	280,3	325,97	345,55	364,6	478,36
Sem controle	20 | 40	340,4	27,64	277,74	320,35	337,24	356,43	453,48
Sem controle	20 | 60	351,64	29,93	288,18	330,74	348,1	370,67	494,82
Sem controle	20 | 80	373,96	36,9	285,65	346,55	370,62	397,88	517,23
Sem controle	40 | 0	437,37	118,88	52,55	433,69	464,77	494,71	638,19
Sem controle	40 | 100	454,65	126,75	49,22	440,87	479,57	517,22	714,37
Sem controle	40 | 20	408,16	122,89	51,19	408,39	437,63	468,61	815,76
Sem controle	40 | 40	434,54	41,5	334,41	405,31	431,12	460,5	594,79
Sem controle	40 | 60	438,77	40,09	327,39	411,61	433,72	461,62	575,3
Sem controle	40 | 80	428,16	113,45	45,15	418,23	447,48	479,6	1194,59
Sem controle	60 | 0	609,29	53,48	444,17	571,43	607,07	643,05	819,56
Sem controle	60 | 100	591,73	54,35	428,18	553,73	588,74	625,93	779,47
Sem controle	60 | 20	572,81	52,96	420,44	534,48	570,12	608,1	763,07
Sem controle	60 | 40	558,8	53,19	444,63	519,81	555,06	593,25	820,26
Sem controle	60 | 60	555,54	51,09	436,35	519,09	552,38	587,73	730,12
Sem controle	60 | 80	566,73	50,96	410,05	532,92	561,96	597,32	767,24
Sem controle	80 | 0	723,09	58,17	564,99	682,76	722,22	762,57	901,11
Sem controle	80 | 100	689,49	60,74	534,62	646,08	686	727,51	910,61
Sem controle	80 | 20	685,22	61,05	516,71	643,65	680,02	725,78	871,15
Sem controle	80 | 40	669,43	60,85	486,45	627,47	665,53	707,47	895,9
Sem controle	80 | 60	661,55	59,62	493,83	620,78	657,44	697,24	865,76
Sem controle	80 | 80	667,09	57	504,76	628,32	665,08	702,46	913,56
Volt-VAr	0 | 100	359,49	57,91	255,2	316,48	352,43	394,23	630,38
Volt-VAr	0 | 20	260,62	5,05	234,99	257,46	261,13	264,29	273,09
Volt-VAr	0 | 40	273,55	6,95	254,19	269,41	273,19	276,71	331,51
Volt-VAr	0 | 60	286,02	18,03	255,69	274,11	281,62	293,16	418,9
Volt-VAr	0 | 80	316,23	34,02	254,11	292,13	310,55	333,6	468,74
Volt-VAr	100 | 0	853,42	68,4	678,77	805,57	849,56	896,05	1150,15
Volt-VAr	100 | 100	793,17	62,25	628,87	748,63	791,52	836,56	1004,57
Volt-VAr	100 | 20	813,22	69,85	595,51	761,6	811,43	858,88	1027,05
Volt-VAr	100 | 40	821,14	69,9	644,35	772,09	819	866,82	1048,86
Volt-VAr	100 | 60	796,36	69,86	593,35	746,55	793,48	841,91	1032,36
Volt-VAr	100 | 80	835,31	66,23	636,61	787,82	832,74	880,94	1042,66
Volt-VAr	20 | 0	393,56	29,89	329,57	371,67	389,97	411,93	501,77
Volt-VAr	20 | 100	415,08	53,21	297,29	376,73	408,05	447,79	608,53
Volt-VAr	20 | 20	365,57	30,29	293,86	343,41	364,18	383,23	498,28
Volt-VAr	20 | 40	368	29,42	299,68	346,83	364,84	385,13	489,54
Volt-VAr	20 | 60	377,05	31,65	310,49	354,83	373	397,64	528,07
Volt-VAr	20 | 80	389,52	38,18	297,95	361,5	386,43	413,77	537,57
Volt-VAr	40 | 0	482,63	44,43	382,63	451,72	478,11	510,14	792,52

Continua na próxima página

Tabela C.2 – Continuação da página anterior

Modo de Controle	EV | PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Volt-VAr	40 | 100	535,38	60,66	375,16	494,04	529,96	567,41	783,29
Volt-VAr	40 | 20	469,4	44,84	374,01	437,32	462,97	494,75	851,98
Volt-VAr	40 | 40	436,65	41,26	336,8	407,36	433,14	462,65	595
Volt-VAr	40 | 60	478,05	43,08	357,39	449,26	472,74	502,86	623,76
Volt-VAr	40 | 80	463,66	45,6	147,11	433,34	459,48	492,75	642,15
Volt-VAr	60 | 0	615,03	53,82	449,12	576,44	612,82	649,07	826,18
Volt-VAr	60 | 100	625,53	57,08	453,19	585,67	622,91	661,26	824,67
Volt-VAr	60 | 20	585,66	53,96	429,26	546,09	582,54	621,53	780,07
Volt-VAr	60 | 40	583,8	55,23	465,27	543,24	579,57	618,87	856,29
Volt-VAr	60 | 60	599,65	54,47	473,14	560,81	596,86	633,54	788,15
Volt-VAr	60 | 80	614,68	54,6	446,17	578,83	609,78	647,67	831,13
Volt-VAr	80 | 0	742,19	59,7	580,52	700,96	741,18	783,33	925,39
Volt-VAr	80 | 100	717,28	62,57	555,64	673,53	713,95	756,02	941,16
Volt-VAr	80 | 20	683,47	60,85	513,3	641,7	678,54	724,22	869,87
Volt-VAr	80 | 40	692,7	62,79	499,46	649,31	689,72	732,13	926,98
Volt-VAr	80 | 60	681,41	60,99	511,48	640,2	677,01	718,25	887,81
Volt-VAr	80 | 80	705,05	59,62	534,92	664,85	702,59	742,35	966,04
Volt-Watt	0 | 100	248,33	7,1	231,86	243,59	247,45	252,14	286,29
Volt-Watt	0 | 20	251,73	5,13	225,99	248,52	252,25	255,41	264,95
Volt-Watt	0 | 40	245,18	4,8	229,82	241,98	245,38	248,79	257,81
Volt-Watt	0 | 60	244,84	3,75	226,68	242,36	244,73	247,36	261,94
Volt-Watt	0 | 80	246,4	5,06	233,21	243,07	245,84	249,2	277,69
Volt-Watt	100 | 0	317,68	0,14	317,41	317,57	317,66	317,77	318,26
Volt-Watt	100 | 100	287,29	6,52	268,9	282,89	286,51	291,02	315,46
Volt-Watt	100 | 20	296,45	6,24	276,29	292,37	296,79	301,01	311,6
Volt-Watt	100 | 40	286,97	6,55	265,31	282,73	287,42	291,5	305,02
Volt-Watt	100 | 60	284,59	4,84	266,26	281,48	284,71	287,7	305,4
Volt-Watt	100 | 80	285,26	4,72	265,46	282,11	284,87	288,26	309,15
Volt-Watt	20 | 0	278,34	1,35	275,18	277,39	278,31	279,19	282,39
Volt-Watt	20 | 100	255,83	7,05	238,46	251,14	254,78	259,53	287,42
Volt-Watt	20 | 20	259,95	6,71	238,71	256,5	260,19	263,65	385,25
Volt-Watt	20 | 40	253,06	5,14	237,56	249,6	253,19	256,64	266,43
Volt-Watt	20 | 60	252,46	4,03	239,77	249,8	252,44	254,96	270,35
Volt-Watt	20 | 80	253,77	5,34	218,94	250,35	253,07	256,7	281,47
Volt-Watt	40 | 0	287,41	1,68	281,99	286,23	287,43	288,54	292,16
Volt-Watt	40 | 100	263,18	8,6	245,43	258,48	262,28	267,15	414,59
Volt-Watt	40 | 20	268,35	14,1	40,41	264,15	269,03	272,6	465,11
Volt-Watt	40 | 40	261,08	5,78	238,84	257,4	261,26	265,03	276,77
Volt-Watt	40 | 60	259,84	4,34	248,12	256,75	259,8	262,71	291,08
Volt-Watt	40 | 80	261,24	5,3	247,2	257,65	260,65	264,32	294,78
Volt-Watt	60 | 0	298,65	1,69	292,97	297,51	298,64	299,78	303,27
Volt-Watt	60 | 100	271,38	6,47	255,97	267,11	270,67	274,73	304,96
Volt-Watt	60 | 20	278,38	6,26	254	274,61	278,63	282,74	293,29
Volt-Watt	60 | 40	270,77	6,22	250,77	266,82	270,95	275,04	291,48
Volt-Watt	60 | 60	269,06	4,73	253,09	266,14	268,96	272,16	286,69
Volt-Watt	60 | 80	270,08	5,11	255,79	266,6	269,67	273,16	292,53
Volt-Watt	80 | 0	308,08	1,45	302,88	307,08	308,07	309,06	312
Volt-Watt	80 | 100	279,49	6,75	262,95	275,09	278,74	282,84	319,8
Volt-Watt	80 | 20	287,38	6,17	267,44	283,29	287,99	291,76	302,93
Volt-Watt	80 | 40	278,96	6,23	256,41	274,8	279,38	283,39	294,94
Volt-Watt	80 | 60	277,04	4,64	262,26	274,02	277,03	280,2	291,79
Volt-Watt	80 | 80	277,88	4,76	266,75	274,74	277,46	280,6	300,68

Tabela C.3 – Estatísticas descritivas dos valores de compensação no circuito CA744 para diferentes níveis de penetração.

Modo de Controle	EV|PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Sem Controle	0 | 100	12852,77	5366,95	68,9	8971,6	12804,74	16319,03	32138,94
Sem Controle	0 | 20	472,75	800,6	0	5,8	119,89	588,91	7093,78
Sem Controle	0 | 40	4606,26	2921,76	0	2449,93	4135,85	6421,87	15533,59
Sem Controle	0 | 60	9305,51	4607,7	0	5933,81	9015,24	12320,46	27663,64
Sem Controle	0 | 80	11405,49	5333,8	102,3	7638,1	11030,92	14746,52	31130,53
Sem Controle	100 | 0	14382,64	1743,5	9431,11	13118,16	14222,4	15473,01	20239,81
Sem Controle	100 | 100	20837,2	4100,12	11276,54	18059,6	20595,29	23337,67	35512,71
Sem Controle	100 | 20	13371,8	1769,01	9313,32	12174,48	13196,36	14353,01	21116,12
Sem Controle	100 | 40	13663,02	1808,09	9245,9	12432,64	13528,94	14704,34	21974,02
Sem Controle	100 | 60	15914,49	2454,75	9411,91	14193,59	15685,8	17359,69	26293,53
Sem Controle	100 | 80	18761,79	3411,01	11355,05	16255,09	18364,6	20914,2	36353,93
Sem Controle	20 | 0	2153,34	812,07	237,3	1572,2	2101,43	2652,23	5725,39
Sem Controle	20 | 100	13794,59	5192,11	1909,42	9982,52	13783,51	17287,71	29679,29
Sem Controle	20 | 20	2209,57	917,37	234,74	1560,07	2073,62	2711,22	8074,46
Sem Controle	20 | 40	5698,77	2617,89	696,65	3859,8	5209,09	6990,05	18875,32
Sem Controle	20 | 60	9753,65	3939,48	1134,44	6874,38	9349,34	12355,56	25174,11
Sem Controle	20 | 80	12176,89	4899,21	551,76	8621,44	12141,03	15165,62	27942,09
Sem Controle	40 | 0	4955,12	1182,55	2172,56	4095,18	4912,95	5714,48	9057,86
Sem Controle	40 | 100	15511,65	5211,66	5086,27	11698,21	15304,04	18968,15	32271,46
Sem Controle	40 | 20	4755,28	1175,87	2032,25	3919,84	4635,52	5467,89	9605,86
Sem Controle	40 | 40	6993,22	2172,77	2428,35	5504,03	6683,59	8137,1	17683,92
Sem Controle	40 | 60	10576,91	3545,96	3260,2	8033,55	10120,04	12763,33	24800,09
Sem Controle	40 | 80	13318,73	4543,83	3078,41	9966,51	13104,29	16052,74	28853,63
Sem Controle	60 | 0	7793,86	1407,05	3665,23	6834,1	7691,45	8739,73	13290,33
Sem Controle	60 | 100	16521,33	4555,97	6262,7	13198,93	16138,31	19579,15	30985,22
Sem Controle	60 | 20	7211,03	1402,61	3147,77	6209,38	7173,26	8067,72	12334,75
Sem Controle	60 | 40	8786,47	1970,73	4377,77	7376,4	8504,47	9946,44	18058,23
Sem Controle	60 | 60	12132,37	3131,34	5494,41	9872,84	11802,66	14036,19	26205,14
Sem Controle	60 | 80	15073,52	4178,84	5063,09	12079,45	14981,33	17768,3	28892,53
Sem Controle	80 | 0	11259,07	1641,29	6553,92	10121	11198,16	12284,51	17679,7
Sem Controle	80 | 100	19031,03	4488,03	8038,95	15741,72	18964,69	21959,56	34015,55
Sem Controle	80 | 20	10387,64	1551,24	6397,7	9385,56	10283,46	11363,33	16257,52
Sem Controle	80 | 40	11228,46	1834,5	6573,45	9984,99	11035,49	12229,05	19053,45
Sem Controle	80 | 60	14044,73	2750,94	7705,88	12162,69	13833,4	15592,86	27128,69
Sem Controle	80 | 80	16841,7	3777,96	6543,04	14174,51	16643,57	19470,15	30117,57
Volt-VAr	0 | 100	10821,11	4904,55	7,79	7331,94	10856,08	13861,79	28000,18
Volt-VAr	0 | 20	234,83	519,54	0	0	13,18	196,13	5302,28
Volt-VAr	0 | 40	2992,53	2260,26	0	1294,54	2492,86	4381,28	11959,22
Volt-VAr	0 | 60	7289,78	3907,68	0	4431,73	6884,2	9702,08	23609,5
Volt-VAr	0 | 80	9580,8	4759,18	4,16	6087,25	9176,96	12543,33	25856,14
Volt-VAr	100 | 0	14267,56	1691,67	9382,29	13060,01	14124,47	15371,57	19882,1
Volt-VAr	100 | 100	18269,36	3329	10138,59	15954,27	17989,59	20265,27	30804,35
Volt-VAr	100 | 20	13225,06	1719,29	9323,22	12079,98	13067,95	14200,48	20668,74
Volt-VAr	100 | 40	12941,49	1648,89	8449,35	11786,38	12848,23	14001,71	19471,72
Volt-VAr	100 | 60	14173,4	1943,78	9013,55	12816,47	14082,62	15204,39	21338,26
Volt-VAr	100 | 80	16377,89	2621,64	10905,1	14529,09	16047,77	18008,44	31254,19
Volt-VAr	20 | 0	2341,6	849,31	301,57	1749,1	2292,76	2879,49	5957,98
Volt-VAr	20 | 100	11923,99	4700,12	917,17	8551,83	11853,09	15289,71	25568,86
Volt-VAr	20 | 20	2219,55	859,26	333,98	1595,63	2125,74	2682,75	6842,66
Volt-VAr	20 | 40	4336,91	1988,21	560,48	2908,56	3960,51	5296,77	16173,47
Volt-VAr	20 | 60	7839,27	3256,31	1193,86	5509,66	7407,13	9910,57	22704,42
Volt-VAr	20 | 80	10400,64	4287,75	511,82	7324,03	10407,88	12985,46	25390,68
Volt-VAr	40 | 0	5195,11	1192,74	2365,88	4344,09	5151,51	5975,82	9293,28

Continua na próxima página

Tabela C.3 – Continuação da página anterior

Modo de Controle	EV | PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Volt-VAr	40 | 100	13604,8	4596,55	4435,89	10269,01	13515,56	16638,62	29243,03
Volt-VAr	40 | 20	4885,73	1161,78	2226,7	4065,52	4784,36	5613,26	9699,06
Volt-VAr	40 | 40	6018,36	1707,67	2514,99	4859,7	5810,52	6943,17	15806,27
Volt-VAr	40 | 60	8761,36	2794,49	3115,36	6732,53	8414,99	10381,86	21565,13
Volt-VAr	40 | 80	11493,52	3812,93	3220,63	8729,47	11307,02	13914,42	25400,37
Volt-VAr	60 | 0	8007,34	1388,91	3924,44	7047,42	7921,53	8915,71	13734,79
Volt-VAr	60 | 100	14570,59	3922,63	5893,44	11775,45	14207,58	17126,35	26243,37
Volt-VAr	60 | 20	7343,55	1393,11	3370,44	6312,47	7318,26	8222,62	12367,16
Volt-VAr	60 | 40	7982,89	1581,75	4456,87	6857,66	7822,46	8925,87	16502,17
Volt-VAr	60 | 60	10335,59	2441,2	4434,34	8555,65	10060,8	11748,43	22095,57
Volt-VAr	60 | 80	13057,19	3424,97	4838,96	10657,96	12875,64	15226,36	25556,68
Volt-VAr	80 | 0	11331,48	1597,61	6875,67	10259,53	11274,62	12340,04	17702,79
Volt-VAr	80 | 100	16718,56	3702,92	7892,86	14022,75	16651,28	19031,48	29034,59
Volt-VAr	80 | 20	10419,64	1515,02	6433,25	9419,16	10293,32	11300,3	16086,2
Volt-VAr	80 | 40	10507,22	1603,52	5984,52	9388,51	10362,1	11441,43	17737,01
Volt-VAr	80 | 60	12325,12	2112,87	7539,23	10822,02	12087,11	13511,18	23543,23
Volt-VAr	80 | 80	14668,09	3003,84	6582,26	12602,34	14471,83	16706,11	26465,95
Volt-Watt	0 | 100	1674,75	893,48	0	1041,64	1645,51	2192,99	4886,96
Volt-Watt	0 | 20	0,22	3,37	0	0	0	0	85,36
Volt-Watt	0 | 40	42,5	89,96	0	0	0	38,38	723,98
Volt-Watt	0 | 60	272,46	276,25	0	66,83	188,29	388,19	1833,05
Volt-Watt	0 | 80	891,41	587,8	0	462,01	776,49	1211,29	3539,15
Volt-Watt	100 | 0	80,57	52,45	5,67	50,54	66,29	108,22	338,52
Volt-Watt	100 | 100	1404,4	794,46	50,54	845,66	1275,99	1847,98	4892,1
Volt-Watt	100 | 20	79,38	49,75	5,67	50,54	65,59	104,72	318,15
Volt-Watt	100 | 40	95,89	82,49	5,67	50,54	73,25	122,83	1037,36
Volt-Watt	100 | 60	250,45	227,65	5,67	92,08	178,12	328,3	1518,53
Volt-Watt	100 | 80	676,98	450,62	5,67	347,43	584,64	913,64	3616,44
Volt-Watt	20 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	20 | 100	1627,82	893,33	0	971,46	1562,37	2218,27	4952,31
Volt-Watt	20 | 20	0,53	7,55	0	0	0	0	191,26
Volt-Watt	20 | 40	35,96	84,84	0	0	0	24,48	713,66
Volt-Watt	20 | 60	250,23	266,91	0	54,37	172,58	357,42	2288,38
Volt-Watt	20 | 80	821,34	549,66	0	430,38	740,2	1122,97	3966,87
Volt-Watt	40 | 0	0,12	1,4	0	0	0	0	32,9
Volt-Watt	40 | 100	1589,86	898,71	91,73	944,73	1482,63	2153,06	4867,16
Volt-Watt	40 | 20	0,58	9,75	0	0	0	0	252,35
Volt-Watt	40 | 40	29,45	73,54	0	0	0	18,81	729,51
Volt-Watt	40 | 60	211,43	253,66	0	35,52	120,46	297,26	1516,47
Volt-Watt	40 | 80	735,03	529,61	0	357,98	635,94	1010,31	4126,36
Volt-Watt	60 | 0	3,2	8,85	0	0	0	5,67	69,93
Volt-Watt	60 | 100	1445,45	819,96	0,98	850,89	1332,3	1955,32	4378,23
Volt-Watt	60 | 20	3,36	9,89	0	0	0	5,67	111,37
Volt-Watt	60 | 40	32,72	78,09	0	0	1,94	24,73	781,43
Volt-Watt	60 | 60	204,72	237,36	0	32,47	120	301,36	1823,94
Volt-Watt	60 | 80	724,2	504,08	0	344,24	634,01	994,08	3621,71
Volt-Watt	80 | 0	25,53	29,13	0	5,67	5,67	50,54	182,56
Volt-Watt	80 | 100	1461,09	816,8	5,67	867,56	1393,46	1961,14	5027,12
Volt-Watt	80 | 20	25,69	28,97	0	5,67	5,67	50,54	169,61
Volt-Watt	80 | 40	49,93	67,36	0	5,67	32,9	57,82	489,73
Volt-Watt	80 | 60	200,24	222,53	0	53,33	129,88	277,03	1984,28
Volt-Watt	80 | 80	674,61	497,13	0	312,37	570,71	933,47	5263,99

Tabela C.4 – Estatísticas descritivas dos valores de compensação no circuito CA746 para diferentes níveis de penetração.

Modo de Controle	EV|PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Sem controle	0 | 100	6517,55	3593,83	0	3736,51	6125,68	8763,59	20211,52
Sem controle	0 | 20	26,77	129,48	0	0	0	0	1903,88
Sem controle	0 | 40	561,36	889,56	0	3,44	160,14	736,14	7995,84
Sem controle	0 | 60	2532,41	1959,59	0	1018,17	2186,06	3467,88	12636,19
Sem controle	0 | 80	4669,73	2792,01	0	2689,51	4266,93	6167,88	15727,41
Sem controle	100 | 0	5080,47	1019,9	2710,92	4349,98	4994,4	5694,73	10082,73
Sem controle	100 | 100	8442,48	2535,72	2421,68	6576,23	8212,42	9951,01	19346,33
Sem controle	100 | 20	4749,76	982,79	2414,58	4016,44	4667,63	5429,22	7751,03
Sem controle	100 | 40	4725,33	988,75	2270,8	4073,17	4646,07	5270,17	8343,86
Sem controle	100 | 60	5474,19	1285,88	2459,7	4499,39	5327,84	6208,48	10907,87
Sem controle	100 | 80	6689,63	1781,07	2537,65	5422,49	6412,07	7730,97	15362,49
Sem controle	20 | 0	793,63	507,53	0	426,22	719,94	1065,9	3028,2
Sem controle	20 | 100	6840,37	3324,94	102,71	4223,38	6530,67	8946,42	20645,62
Sem controle	20 | 20	764,66	544,44	0	370,13	668,6	1038,4	3792,87
Sem controle	20 | 40	1107,49	756,56	0	555,63	941,54	1491,56	4605,41
Sem controle	20 | 60	2695,78	1761,71	16,02	1338,1	2336,11	3607,71	11683,57
Sem controle	20 | 80	4801,65	2483,94	347,14	2926,38	4447,48	6275,67	16945,72
Sem controle	40 | 0	1649,34	705,15	196,98	1123,81	1590,36	2084,13	4341,37
Sem controle	40 | 100	7057,25	3203,41	511,92	4753,51	6784,43	8921,99	21799,12
Sem controle	40 | 20	1560,9	680,69	82,02	1058,82	1481,88	1982,97	4780,1
Sem controle	40 | 40	1809,17	849,85	199,01	1209,95	1672,79	2284,56	9515,76
Sem controle	40 | 60	3066,89	1539,27	464,35	1972,92	2801,87	3864,59	12154,29
Sem controle	40 | 80	5080,12	2250,34	524,18	3485,27	4754,95	6398,55	14845,3
Sem controle	60 | 0	2863,6	844,7	525,06	2257,06	2801,53	3442,44	5663,27
Sem controle	60 | 100	7184,97	2679,96	1611,44	5357,09	6860,97	8784,09	18836,56
Sem controle	60 | 20	2645,97	826,42	792,7	2070,49	2552,16	3125,66	5591,54
Sem controle	60 | 40	2818,47	916,04	770,99	2126,85	2743,49	3369,56	6818,76
Sem controle	60 | 60	3948,64	1524,36	1169,77	2878,58	3672,39	4752,02	12951,05
Sem controle	60 | 80	5427,41	2032,65	1068,82	3976,39	5123,2	6570,12	15911,69
Sem controle	80 | 0	3891,17	925,88	1427,7	3217,27	3801,19	4498,71	7418,81
Sem controle	80 | 100	7833,95	2535,23	2612,66	5997,97	7550,74	9430,64	22124,81
Sem controle	80 | 20	3645,64	929,12	1569,24	2986,97	3569,12	4188,86	7413,82
Sem controle	80 | 40	3758,01	952,86	1593,25	3070,55	3628,93	4331,56	7679,93
Sem controle	80 | 60	4642,98	1354,13	1530,34	3691,98	4455,23	5424,18	11724,81
Sem controle	80 | 80	5991,19	1859,16	2121,97	4749,52	5730,42	6957,52	15784,63
Volt-VAr	0 | 100	4808,93	2800,7	0	2693,41	4450,05	6446,23	14840,7
Volt-VAr	0 | 20	14,37	89,2	0	0	0	0	1468,1
Volt-VAr	0 | 40	370,19	710,62	0	0	38,68	396,37	7027,86
Volt-VAr	0 | 60	1770,74	1582,79	0	518,25	1380,6	2562,43	10306,6
Volt-VAr	0 | 80	3376,56	2165,77	0	1833,93	3032,58	4565,01	11980,31
Volt-VAr	100 | 0	4656,76	958,8	2379,45	4000,2	4546,27	5258,18	9384,81
Volt-VAr	100 | 100	6598,12	1845,85	2123,61	5265,44	6384,19	7647,87	15653,66
Volt-VAr	100 | 20	4339,4	924,84	2200,37	3647,33	4255,8	4966,89	7209,91
Volt-VAr	100 | 40	4264,21	911,93	2078,71	3636,03	4178,55	4786,2	7860,23
Volt-VAr	100 | 60	4703,06	1096,98	2284,44	3892,97	4586,38	5355,43	9489,52
Volt-VAr	100 | 80	5449,85	1374,73	2200,34	4420,67	5262,34	6277,82	11991,36
Volt-VAr	20 | 0	740,97	480,56	0	402,27	673,8	1002,82	2824,3
Volt-VAr	20 | 100	5080,24	2547,05	95,25	3142,58	4873,06	6650,62	16828,97
Volt-VAr	20 | 20	703,15	502,84	0	334,81	611,27	962,44	3315,69
Volt-VAr	20 | 40	904,32	616,31	0	455,39	788,63	1216,54	3892,45
Volt-VAr	20 | 60	1997,93	1395,09	1,58	931,95	1675,85	2659,06	9264,91
Volt-VAr	20 | 80	3528,85	1904,31	132,24	2130,01	3254,55	4630,02	11457,43
Volt-VAr	40 | 0	1532,29	668,17	0	1028,98	1476,61	1916,99	4303,93

Continua na próxima página

Tabela C.4 – Continuação da página anterior

Modo de Controle	EV | PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Volt-VAr	40 | 100	5297,39	2457,84	390,28	3533,72	5019,98	6586,07	18454,2
Volt-VAr	40 | 20	1436,65	633,92	36,69	972,82	1366,62	1834,69	4531,24
Volt-VAr	40 | 40	1572,03	739,67	166,98	1055,84	1467,9	1991,54	8663,5
Volt-VAr	40 | 60	2382,09	1240,4	395,96	1500,24	2149,43	3014,81	9745,74
Volt-VAr	40 | 80	3816,17	1715,36	516,39	2590,1	3495,74	4826,26	10339,35
Volt-VAr	60 | 0	2650,66	794,8	413,2	2089,89	2576,94	3182,89	5400,81
Volt-VAr	60 | 100	5462,53	1975,58	1216,85	4113,44	5269,19	6586,8	16079,99
Volt-VAr	60 | 20	2433,56	781,24	643,59	1895,93	2353,42	2874,72	5302,95
Volt-VAr	60 | 40	2509,87	824,84	748,75	1912,74	2432,76	3009,72	6307,42
Volt-VAr	60 | 60	3225,78	1246,46	974,88	2353,53	3031,45	3895,76	10087,62
Volt-VAr	60 | 80	4203,5	1561,57	1075,46	3056,23	3980,7	5081,39	13080,19
Volt-VAr	80 | 0	3583,99	875,04	1276,2	2951,03	3480,49	4170,29	7126,19
Volt-VAr	80 | 100	6041,87	1885,18	1932,98	4741,38	5822,15	7124,54	17030,5
Volt-VAr	80 | 20	3341,98	878,17	1364,77	2721,79	3256,66	3867,21	6877,82
Volt-VAr	80 | 40	3390,42	887,01	1483,11	2766,98	3268,73	3894,77	6746,33
Volt-VAr	80 | 60	3912,82	1113,75	1339,62	3123,32	3779,14	4545,99	9477,6
Volt-VAr	80 | 80	4764,66	1427,81	1623,47	3767,26	4585,15	5477,94	12668,91
Volt-Watt	0 | 100	364,17	336,08	0	123,15	270,5	507,47	1932,11
Volt-Watt	0 | 20	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	0 | 40	2,37	19,78	0	0	0	0	421,85
Volt-Watt	0 | 60	38,93	111,61	0	0	0	22,7	1335,87
Volt-Watt	0 | 80	143,63	205,32	0	0,75	67,63	192,16	1597
Volt-Watt	100 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	100 | 100	280,74	294,64	0	71,04	188,66	422,85	2242,83
Volt-Watt	100 | 20	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	100 | 40	1,1	13,75	0	0	0	0	363,28
Volt-Watt	100 | 60	20,86	76	0	0	0	0	880,69
Volt-Watt	100 | 80	99,08	182,39	0	0	12,95	131,42	1936,43
Volt-Watt	20 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	20 | 100	348,17	333,21	0	110,21	253,5	481,23	2165,68
Volt-Watt	20 | 20	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	20 | 40	0,97	10,39	0	0	0	0	232,34
Volt-Watt	20 | 60	29,63	86,83	0	0	0	3,59	848,63
Volt-Watt	20 | 80	136,54	191,31	0	0	61,58	198,57	1558,38
Volt-Watt	40 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	40 | 100	352,04	356,29	0	93,91	254,61	504,77	3103,89
Volt-Watt	40 | 20	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	40 | 40	1,44	18,21	0	0	0	0	521,89
Volt-Watt	40 | 60	27,51	84,63	0	0	0	0,68	856,66
Volt-Watt	40 | 80	131,75	205,16	0	0	50,24	164,52	1701,1
Volt-Watt	60 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	60 | 100	298,37	310,51	0	81,73	204,47	421,66	2614,45
Volt-Watt	60 | 20	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	60 | 40	0,44	4,23	0	0	0	0	57,58
Volt-Watt	60 | 60	26,75	84,3	0	0	0	0	903,81
Volt-Watt	60 | 80	102,68	181,21	0	0	26,77	125,63	1458,76
Volt-Watt	80 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	80 | 100	287,91	307,7	0	72,16	194,1	404,48	2043,84
Volt-Watt	80 | 20	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	80 | 40	0,73	10,71	0	0	0	0	255,22
Volt-Watt	80 | 60	22,5	75,18	0	0	0	0	789,22
Volt-Watt	80 | 80	103,26	185,1	0	0	20,04	119,09	1554,31

Tabela C.5 – Estatísticas descritivas das somas das energias consumidas nos barramentos dos carregadores de VEs no circuito CA746 para diferentes níveis de penetração.

Modo de Controle	EV|PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Sem controle	0 | 100	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	0 | 20	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	0 | 40	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	0 | 60	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	0 | 80	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	100 | 0	4950,36	448,87	3566,9	4641,52	4930,03	5233,19	6876,45
Sem controle	100 | 100	4963,99	444,17	3729,33	4647,82	4962,65	5249,43	6384,38
Sem controle	100 | 20	4926,19	455,17	3602,73	4596,32	4919,64	5247,37	6239,9
Sem controle	100 | 40	4929,54	452,45	3673,45	4599,69	4910,56	5217,94	6584,46
Sem controle	100 | 60	4934,68	453,98	3553,38	4614,68	4928,11	5219,39	6452,01
Sem controle	100 | 80	4942,04	437,99	3545,73	4635,11	4932,86	5225,87	6341,07
Sem controle	20 | 0	943,8	197,64	458,78	807,18	932,62	1063,12	1819,84
Sem controle	20 | 100	815,95	352,52	0	700,88	872,42	1046,96	1891,29
Sem controle	20 | 20	952,29	194,15	462,69	817,57	942,69	1078,55	1958,74
Sem controle	20 | 40	958,57	205,06	474,13	810,98	945,95	1090,68	1687,79
Sem controle	20 | 60	974,87	215,66	430,86	821,3	951,95	1115,4	1855,84
Sem controle	20 | 80	965,43	208,86	392,11	813,51	950,85	1103,79	1666,99
Sem controle	40 | 0	1689,92	618,93	0	1611,15	1833,81	2058,85	2905
Sem controle	40 | 100	1699,62	612,18	0	1585,88	1844,03	2064,8	2962,53
Sem controle	40 | 20	1685,55	636,86	0	1604,75	1846,87	2067,75	3368,75
Sem controle	40 | 40	1898,81	294,01	1116,64	1689,06	1884,25	2085,3	2932,51
Sem controle	40 | 60	1917,25	274,4	954,62	1724,85	1900,59	2102,43	2957,7
Sem controle	40 | 80	1703,41	614,04	0	1592,46	1837,45	2051,72	5309,78
Sem controle	60 | 0	3065,18	358,39	1980,07	2807,19	3061,35	3303,9	4355,5
Sem controle	60 | 100	3064,27	359,71	2096,7	2804,24	3051,05	3285,18	4458,89
Sem controle	60 | 20	3040,3	360,13	2042,25	2792,64	3033,97	3275	4307,23
Sem controle	60 | 40	3047,12	356,62	1925,27	2790,73	3036,02	3284,3	4279,21
Sem controle	60 | 60	3056,61	350,88	2089,11	2826,69	3044,36	3286,74	4138,83
Sem controle	60 | 80	3068,6	357,7	2012,5	2835,76	3063,93	3285,56	4330,2
Sem controle	80 | 0	3985,62	391	2879,31	3712,05	3987,93	4259,26	5213,01
Sem controle	80 | 100	4013,71	424,16	2761,78	3713,39	3994,36	4294,65	5419,65
Sem controle	80 | 20	3988,11	400,38	2788,09	3723,75	3989,54	4252	5216,6
Sem controle	80 | 40	4023,45	394,77	2885,47	3730,66	4013,64	4292,76	5528,26
Sem controle	80 | 60	4025,25	416,11	2888,03	3750,16	4007,06	4293,03	5524,66
Sem controle	80 | 80	4008,59	397,23	2804,68	3748,27	3996,49	4252,68	5416,18
Volt-VAr	0 | 100	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	0 | 20	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	0 | 40	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	0 | 60	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	0 | 80	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	100 | 0	4957,46	450,62	3569,18	4646,74	4938,3	5240,81	6888,57
Volt-VAr	100 | 100	4968,14	445,4	3729,41	4653,85	4966,12	5254,15	6387,3
Volt-VAr	100 | 20	4932,81	456,97	3604,2	4601,75	4926,42	5253,27	6251,19
Volt-VAr	100 | 40	4935,74	453,98	3677,03	4602,04	4917	5224,07	6592,93
Volt-VAr	100 | 60	4940,14	455,58	3553,43	4618,03	4932,28	5228,47	6460,8
Volt-VAr	100 | 80	4947,04	439,44	3546,71	4638,34	4936,63	5232,32	6346,99
Volt-VAr	20 | 0	944,4	197,96	458,87	807,06	932,95	1064,29	1823,64
Volt-VAr	20 | 100	949,48	208,39	407,05	799,98	923,97	1083,03	2365,03
Volt-VAr	20 | 20	952,84	194,47	462,62	818,63	942,66	1079,84	1959,9
Volt-VAr	20 | 40	959	205,32	474,41	811,99	945,86	1090,69	1689,97
Volt-VAr	20 | 60	975,28	215,93	430,4	821,7	952,41	1115,93	1855,38
Volt-VAr	20 | 80	966,41	210,82	392,07	814,2	951,11	1104,78	1788,81
Volt-VAr	40 | 0	1922,08	304,51	1206,37	1725,49	1897,78	2092,86	4916,97

Continua na próxima página

Tabela C.5 – Continuação da página anterior

Modo de Controle	EV | PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Volt-VAr	40 | 100	1912,78	287,37	1233,81	1709,26	1902,3	2100,08	2967,83
Volt-VAr	40 | 20	1928,98	280,37	1175,33	1729,45	1911,41	2111,3	3009,4
Volt-VAr	40 | 40	1900,04	294,56	1116,18	1690,23	1885,66	2086,8	2934,41
Volt-VAr	40 | 60	1918,19	274,89	955,37	1725,52	1901,24	2102,68	2959,31
Volt-VAr	40 | 80	1905,61	294,84	1138,91	1696,36	1884,8	2091,04	3866,28
Volt-VAr	60 | 0	3068,4	359,3	1982,04	2810,07	3065,48	3306,08	4361,89
Volt-VAr	60 | 100	3065,72	360,34	2095,26	2804,92	3052,52	3287,28	4459,81
Volt-VAr	60 | 20	3043,16	361,03	2042,79	2795,66	3036,02	3276,31	4308,82
Volt-VAr	60 | 40	3049,75	357,55	1926,12	2793,22	3038,12	3288,41	4287,63
Volt-VAr	60 | 60	3058,83	351,75	2091,49	2828,78	3046,18	3291,4	4149,85
Volt-VAr	60 | 80	3070,36	358,53	2012,44	2837,38	3065,65	3287,28	4335,63
Volt-VAr	80 | 0	3990,49	392,13	2882,88	3714,37	3992,81	4266,67	5220,49
Volt-VAr	80 | 100	4016,46	425,3	2761,92	3716,39	3996,79	4297,01	5423,89
Volt-VAr	80 | 20	3992,53	401,55	2790,5	3728,27	3994,17	4256,47	5222,89
Volt-VAr	80 | 40	4027,81	396,11	2885,33	3732,42	4017,92	4297,86	5543,37
Volt-VAr	80 | 60	4028,95	417,33	2890,33	3750,81	4009,56	4297,58	5538,03
Volt-VAr	80 | 80	4011,9	398,44	2804,02	3749,5	3999,2	4256,25	5424,1
Volt-Watt	0 | 100	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	0 | 20	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	0 | 40	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	0 | 60	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	0 | 80	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	100 | 0	760,14	0,2	759,07	760,02	760,19	760,28	760,51
Volt-Watt	100 | 100	765,49	1,54	761,73	764,43	765,38	766,47	771,1
Volt-Watt	100 | 20	761,46	0,61	759,57	761,04	761,41	761,82	764,25
Volt-Watt	100 | 40	762,7	0,95	759,8	762,02	762,63	763,29	766,62
Volt-Watt	100 | 60	763,97	1,2	760,66	763,11	763,95	764,78	767,48
Volt-Watt	100 | 80	764,78	1,38	761,48	763,78	764,74	765,66	769,55
Volt-Watt	20 | 0	146,42	0,34	145,26	146,2	146,43	146,66	147,23
Volt-Watt	20 | 100	147,62	5,42	146,19	147,19	147,43	147,68	295,39
Volt-Watt	20 | 20	146,76	2,01	145,56	146,47	146,72	146,95	209,22
Volt-Watt	20 | 40	146,92	0,34	145,84	146,7	146,94	147,16	147,85
Volt-Watt	20 | 60	147,14	0,36	145,77	146,9	147,16	147,39	148,16
Volt-Watt	20 | 80	147,45	4,14	146,11	147,09	147,32	147,57	273,08
Volt-Watt	40 | 0	293,13	10,45	291,43	292,46	292,76	293,07	584,68
Volt-Watt	40 | 100	294,96	5,99	292,94	294,32	294,77	295,19	463,93
Volt-Watt	40 | 20	293,53	9,83	167,57	292,99	293,29	293,59	502,24
Volt-Watt	40 | 40	293,73	0,54	291,98	293,37	293,72	294,09	295,62
Volt-Watt	40 | 60	294,18	0,55	292,2	293,82	294,17	294,53	296,34
Volt-Watt	40 | 80	294,87	10,45	292,88	294,11	294,5	294,87	587,94
Volt-Watt	60 | 0	468,15	0,47	466,53	467,84	468,16	468,46	469,67
Volt-Watt	60 | 100	471,34	0,92	468,56	470,7	471,36	471,94	474,16
Volt-Watt	60 | 20	469	0,58	467,04	468,62	468,97	469,41	470,65
Volt-Watt	60 | 40	469,72	0,72	467,73	469,22	469,7	470,21	471,86
Volt-Watt	60 | 60	470,5	0,84	467,89	469,91	470,5	471,11	473,31
Volt-Watt	60 | 80	470,96	0,86	468,15	470,36	470,96	471,56	474,12
Volt-Watt	80 | 0	614,21	0,43	612,88	613,93	614,22	614,52	615,59
Volt-Watt	80 | 100	618,48	1,16	615,16	617,69	618,43	619,26	622,33
Volt-Watt	80 | 20	615,29	0,58	613,58	614,89	615,28	615,69	617,25
Volt-Watt	80 | 40	616,29	0,81	613,58	615,72	616,26	616,83	619,54
Volt-Watt	80 | 60	617,22	0,99	614,33	616,53	617,15	617,88	620,56
Volt-Watt	80 | 80	617,85	1,14	614,41	617,06	617,85	618,61	622,08

Tabela C.6 – Estatísticas descritivas das somas das energias injetadas nos barramentos GDFV no circuito CA746 para diferentes níveis de penetração.

Modo de Controle	EV|PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Sem controle	0 | 100	4026,63	1493,49	1006,88	2874,93	3967,05	4971,2	9185,4
Sem controle	0 | 20	761,02	282,17	132,17	559,62	729,73	939,78	1817,72
Sem controle	0 | 40	1542,57	545,24	308,2	1158,75	1506,21	1908,37	3450,82
Sem controle	0 | 60	2533,65	879,85	435,76	1904,67	2506,92	3092,58	5366,51
Sem controle	0 | 80	3297,06	1176,61	772,06	2392,84	3214,9	4082,21	7516,38
Sem controle	100 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	100 | 100	4107,44	1503,89	903,95	3078,56	3960,11	5114,84	9599,63
Sem controle	100 | 20	756,63	264,22	152,62	568,7	744,52	916,18	1693,62
Sem controle	100 | 40	1508,83	551,06	245,77	1098,28	1483,28	1849,47	3722,98
Sem controle	100 | 60	2472,28	863,77	501,66	1867,26	2446,5	3065,11	5635,27
Sem controle	100 | 80	3268,8	1155,12	656,06	2437,78	3209,23	4017,03	7419,77
Sem controle	20 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	20 | 100	3539,51	1874,12	5,83	2420,74	3622,44	4823,03	9704,34
Sem controle	20 | 20	776,3	278,5	153,54	574,97	753,01	953,59	1907,36
Sem controle	20 | 40	1534,28	524,99	320,64	1138,16	1513,91	1883,01	3354,82
Sem controle	20 | 60	2449,29	911,23	434,62	1776,88	2410,15	3073,72	5556,76
Sem controle	20 | 80	3286,3	1138,26	838,03	2483,39	3169,63	4024,96	7434,52
Sem controle	40 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	40 | 100	3650,95	1810,58	3,33	2522,42	3769,49	4898,29	9352,82
Sem controle	40 | 20	665,9	352,76	0	427,87	680,81	904,61	1888,98
Sem controle	40 | 40	1533,21	554,79	325,78	1137,6	1465,93	1910,86	3735,52
Sem controle	40 | 60	2431,12	833,89	533,59	1812,86	2381,34	2983,12	4919,67
Sem controle	40 | 80	2968,77	1444,91	0	2088,37	2990,64	3943,04	8092,19
Sem controle	60 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	60 | 100	3982,71	1380,02	795,6	2990,71	3946,3	4872,19	8734,53
Sem controle	60 | 20	782,32	290,21	152,77	568,95	748,1	973,8	1726,55
Sem controle	60 | 40	1533,97	552,46	311	1131,34	1499,41	1885,88	3735,39
Sem controle	60 | 60	2517,5	910,91	464,76	1851,47	2482,91	3106,02	5375,03
Sem controle	60 | 80	3231	1107,11	699,61	2414,68	3235,16	3996,24	7953,32
Sem controle	80 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	80 | 100	4089,87	1398,52	745,07	3080,27	4040,81	5000,27	9046,56
Sem controle	80 | 20	754,97	283,19	134,13	554,83	737,07	922,57	1844,03
Sem controle	80 | 40	1514,02	535,38	319,07	1121,54	1459,03	1855,81	3601,9
Sem controle	80 | 60	2417,3	856,71	656,84	1792,06	2324,32	3009,6	5292,9
Sem controle	80 | 80	3177,13	1117,58	676,6	2369,65	3135,24	3908,84	6812,36
Volt-VAr	0 | 100	4000,84	1481,86	1003,82	2859,55	3945,17	4939	9120,49
Volt-VAr	0 | 20	759,9	281,69	132,06	558,97	728,71	938,48	1814,03
Volt-VAr	0 | 40	1538,93	543,77	307,71	1156,36	1502,68	1902,79	3441,34
Volt-VAr	0 | 60	2524,23	875,92	434,75	1898,04	2496,99	3079,35	5338,92
Volt-VAr	0 | 80	3280,8	1169,69	770,15	2381,7	3198,97	4060,7	7467,88
Volt-VAr	100 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	100 | 100	4081,84	1492,14	902,03	3061,74	3937,79	5078,94	9538,71
Volt-VAr	100 | 20	756,21	264,04	152,56	568,56	744,13	915,81	1692,6
Volt-VAr	100 | 40	1506,55	549,98	245,68	1096,82	1480,79	1846,05	3717,83
Volt-VAr	100 | 60	2464,86	860,5	501,03	1863,08	2437,46	3056,8	5619,25
Volt-VAr	100 | 80	3254,06	1148,4	654,52	2426,54	3192,12	3997,99	7377,8
Volt-VAr	20 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	20 | 100	4090,11	1454,87	891,96	3015,18	3950,13	5035,53	10470,38
Volt-VAr	20 | 20	775,27	278,08	153,4	574,35	752,12	952,26	1902,88
Volt-VAr	20 | 40	1530,85	523,63	320,11	1136,1	1510,11	1879,03	3344,24
Volt-VAr	20 | 60	2440,43	907,24	433,88	1771,52	2401,75	3062,89	5534,87
Volt-VAr	20 | 80	3272,48	1133,39	836,01	2473,24	3160,2	4010,8	7384,19
Volt-VAr	40 | 0	0	0	0	0	0	0	0

Continua na próxima página

Tabela C.6 – Continuação da página anterior

Modo de Controle	EV | PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Volt-VAr	40 | 100	4085,55	1448,3	834,75	3025,77	4009,96	5084,11	9289,09
Volt-VAr	40 | 20	761,75	285,79	137,11	553,21	744,92	944,99	1886,21
Volt-VAr	40 | 40	1529,96	553,38	325,35	1134,58	1463,14	1907,12	3721,87
Volt-VAr	40 | 60	2422,61	830,3	532,55	1806,39	2373,97	2973,42	4900,83
Volt-VAr	40 | 80	3304,34	1146,19	557,44	2466,1	3198,92	4083,13	7070,11
Volt-VAr	60 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	60 | 100	3957,45	1368,99	793,75	2976,1	3926,95	4840,4	8675,85
Volt-VAr	60 | 20	781,58	289,88	152,7	568,39	747,33	972,81	1722,62
Volt-VAr	60 | 40	1531,06	551,18	310,58	1129,21	1496,67	1883,06	3724,94
Volt-VAr	60 | 60	2508,88	907,09	464,16	1845,71	2472,47	3094,22	5351,61
Volt-VAr	60 | 80	3215,72	1100,64	698,2	2405,39	3221,54	3978,04	7910,27
Volt-VAr	80 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	80 | 100	4064,13	1387,36	743,28	3061,56	4018,49	4968,61	8960,42
Volt-VAr	80 | 20	754,4	282,93	134,07	554,43	736,51	922,03	1842,89
Volt-VAr	80 | 40	1511,46	534,27	318,75	1119,51	1457,21	1852,15	3595,22
Volt-VAr	80 | 60	2409,51	853,25	655,77	1787,29	2317,19	3000,6	5264,3
Volt-VAr	80 | 80	3162,25	1110,94	675,51	2361	3121,28	3888,54	6774,92
Volt-Watt	0 | 100	3076,01	996,32	945,84	2342,07	3015,84	3739,75	6486,96
Volt-Watt	0 | 20	755,89	279,08	132,1	557,9	728,2	933,34	1769,21
Volt-Watt	0 | 40	1478,3	510,93	308	1117,15	1436,57	1813,49	3275,15
Volt-Watt	0 | 60	2246,51	732,84	435,46	1723,03	2228,47	2733,76	5071,52
Volt-Watt	0 | 80	2711,4	875,11	771,45	2056,82	2662,78	3304,33	5427,93
Volt-Watt	100 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	100 | 100	3254	1059,99	908,33	2526,91	3151,5	3920	6787,85
Volt-Watt	100 | 20	759,7	264,09	153,9	573,45	746,76	924,97	1701,84
Volt-Watt	100 | 40	1475,85	528,24	247,48	1071,06	1449,27	1813,87	3660,11
Volt-Watt	100 | 60	2269,43	761,07	506,25	1725,32	2234,75	2774,12	4761,29
Volt-Watt	100 | 80	2800,8	910,37	659,33	2180,27	2725,45	3380,61	6091,6
Volt-Watt	20 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	20 | 100	3155,93	993,4	892,19	2458,49	3079,86	3830,97	7934,87
Volt-Watt	20 | 20	771,95	275,43	153,74	573,59	748,96	945,95	1770,11
Volt-Watt	20 | 40	1479,2	499,62	321,35	1105,58	1462,47	1801,95	3058,31
Volt-Watt	20 | 60	2196,78	767,91	434,92	1626,5	2174,29	2726,26	4756,77
Volt-Watt	20 | 80	2725,14	861,89	808,15	2112,49	2645,9	3245,49	5466,6
Volt-Watt	40 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	40 | 100	3173,33	985,02	829,27	2463,85	3151,31	3827,58	6860,89
Volt-Watt	40 | 20	761,58	285,58	138,01	548,38	745,92	943,2	1897,04
Volt-Watt	40 | 40	1484,12	527,5	326,11	1117,26	1416,55	1846,25	3303,16
Volt-Watt	40 | 60	2196,24	713,02	534,91	1674,25	2173,6	2674,56	4701,86
Volt-Watt	40 | 80	2779,84	897,11	560,14	2143,17	2702,75	3407,23	5796,53
Volt-Watt	60 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	60 | 100	3123,12	956,84	799,47	2442,75	3092,32	3723,46	6436,1
Volt-Watt	60 | 20	782,31	288,34	153,44	571,7	751,69	964,49	1714,75
Volt-Watt	60 | 40	1491,14	526,5	312,37	1115,03	1461,52	1816,27	3513,38
Volt-Watt	60 | 60	2284,3	789,34	467,13	1673,73	2243,37	2787,31	4917,71
Volt-Watt	60 | 80	2732,97	864,12	700,26	2095,1	2740,91	3334,1	6184,77
Volt-Watt	80 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	80 | 100	3227,55	978,06	748,5	2536,31	3211,59	3867,18	6127,77
Volt-Watt	80 | 20	756,59	283,36	134,7	557,95	738,28	927,04	1855,51
Volt-Watt	80 | 40	1481,77	517,49	321,2	1105,81	1435,08	1810,51	3493,1
Volt-Watt	80 | 60	2206,3	749,49	660,92	1647,81	2125,89	2696,21	4391,24
Volt-Watt	80 | 80	2704,8	875,92	679,55	2088,75	2668,16	3263,4	5504,9

Tabela C.7 – Estatísticas descritivas das somas das energias consumidas nos barramentos dos carregadores de VEs no circuito CA744 para diferentes níveis de penetração.

Modo de Controle	EV|PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Sem controle	0 | 100	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	0 | 20	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	0 | 40	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	0 | 60	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	0 | 80	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	100 | 0	8687,86	566,07	6939,46	8303,2	8658,59	9046,39	10525,03
Sem controle	100 | 100	8838,5	557,99	6811,53	8471,24	8813,86	9198,67	10488,85
Sem controle	100 | 20	8749,27	559,69	7210,54	8368,12	8726,49	9086,76	10664,09
Sem controle	100 | 40	8783,11	571,25	7291	8402,24	8760,72	9162,38	10719,27
Sem controle	100 | 60	8778,91	558,19	7209,98	8386,42	8768,95	9167,61	10494,58
Sem controle	100 | 80	8826,79	595,08	7315,01	8447,82	8787,6	9180,23	15383,45
Sem controle	20 | 0	1690,31	258,45	1067,33	1515,44	1669,64	1855,51	2663,24
Sem controle	20 | 100	1341,8	701,42	0	1172,46	1606,45	1807,3	2484,05
Sem controle	20 | 20	1707,54	263,34	979,3	1520,74	1702,65	1875,39	2853,04
Sem controle	20 | 40	1704,02	263,97	1072,97	1513,76	1687,05	1884,79	2553,73
Sem controle	20 | 60	1696,19	265,11	1030,25	1514,68	1677,1	1864,59	2905,78
Sem controle	20 | 80	1436,22	616,75	0	1367,7	1620,47	1822,15	2640,72
Sem controle	40 | 0	3054,73	1266,7	0	3114,4	3487,92	3765,79	7009,11
Sem controle	40 | 100	3062,31	1305,55	0	3084,93	3483,01	3817,1	9112,72
Sem controle	40 | 20	3101,56	1217,97	0	3153,62	3500,32	3791,25	4825,43
Sem controle	40 | 40	3587,31	396,59	896,74	3312,13	3586,07	3836,36	4849,02
Sem controle	40 | 60	3031,07	1254,31	0	3104,22	3478,21	3762,38	4922,69
Sem controle	40 | 80	3600,95	370,63	2400,99	3361,84	3594,99	3851,23	4825,43
Sem controle	60 | 0	5248,97	461,63	3826,78	4916,17	5247,9	5568,29	6694,63
Sem controle	60 | 100	4599,18	1682,37	0	4773,06	5167,3	5495,27	6791,62
Sem controle	60 | 20	5256,78	449,59	3998,71	4955,15	5241,83	5549,06	6786,4
Sem controle	60 | 40	5255,34	450,21	3677,03	4954,53	5239,57	5540,62	6944,66
Sem controle	60 | 60	4559,64	1694,17	0	4760,7	5135,32	5437,26	6741,92
Sem controle	60 | 80	5313,67	474,83	3941,36	4977,97	5298,9	5616,68	6773,95
Sem controle	80 | 0	7078,44	511,94	5478,82	6738,13	7071,34	7415,41	8523,27
Sem controle	80 | 100	7144,47	510,81	5202,39	6803	7129,08	7447,76	8848,11
Sem controle	80 | 20	7118,6	516,96	5649,2	6769,93	7109,87	7474,5	9028,22
Sem controle	80 | 40	7095,9	506,05	5683,15	6749,22	7079,73	7448,17	8707,31
Sem controle	80 | 60	7153,77	513,88	5700,03	6787,63	7147,82	7489,17	8941,08
Sem controle	80 | 80	7144,54	504,63	5695,84	6797,8	7121,06	7481,24	8718,76
Volt-VAr	0 | 100	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	0 | 20	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	0 | 40	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	0 | 60	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	0 | 80	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	100 | 0	8693,88	567,78	6941,9	8308,78	8667,95	9053,3	10535,63
Volt-VAr	100 | 100	8836,65	559,4	6802,51	8468,89	8808,84	9199,75	10500,26
Volt-VAr	100 | 20	8754,71	561,39	7210,98	8373,23	8730,99	9094,52	10670,77
Volt-VAr	100 | 40	8787,7	572,96	7289,56	8405,4	8771,54	9166,84	10731,3
Volt-VAr	100 | 60	8781,94	559,7	7211,75	8390,09	8771	9174,47	10503,41
Volt-VAr	100 | 80	8830,63	629,37	7316,65	8450,92	8790,84	9184,55	17980,63
Volt-VAr	20 | 0	1688,88	258,13	1067,98	1513,66	1667,87	1853,59	2664,15
Volt-VAr	20 | 100	1704,98	265,03	1000,94	1535,45	1700,18	1864,69	2479,16
Volt-VAr	20 | 20	1705,99	262,98	979,58	1519,79	1700,84	1873,21	2849,52
Volt-VAr	20 | 40	1702,21	263,63	1070,73	1513,03	1685,5	1883,54	2550
Volt-VAr	20 | 60	1694,03	264,68	1028,88	1513,43	1675,42	1862,24	2902,93
Volt-VAr	20 | 80	1693,08	243,71	980,45	1524,15	1688,06	1854,46	2636,41
Volt-VAr	40 | 0	3587,79	381,8	838,61	3322,01	3574,17	3825,46	4849,11

Continua na próxima página

Tabela C.7 – Continuação da página anterior

Modo de Controle	EV | PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Volt-VAr	40 | 100	3612,89	410,3	2598,11	3313,26	3582,52	3904,55	5236,42
Volt-VAr	40 | 20	3600,18	369,21	2647,57	3335,05	3583,76	3851,93	4824,1
Volt-VAr	40 | 40	3587,29	387,03	2444,22	3309,49	3583,62	3834,68	4843,7
Volt-VAr	40 | 60	3570,19	375,13	2527,32	3308,23	3573,62	3821,03	4918,14
Volt-VAr	40 | 80	3595,05	374,66	1779,73	3357,6	3591,28	3846,54	4818,15
Volt-VAr	60 | 0	5247,66	461,73	3826,62	4914,76	5246,66	5568,03	6695,87
Volt-VAr	60 | 100	5271,55	437,52	4164,47	4972,85	5253,33	5541	6781,29
Volt-VAr	60 | 20	5250,08	471,69	861,72	4951,8	5238,15	5547,19	6781,19
Volt-VAr	60 | 40	5253	450,32	3675,17	4952,42	5237,73	5538,74	6941,03
Volt-VAr	60 | 60	5241,45	420,59	3912,05	4950,74	5252,31	5489,74	6740,3
Volt-VAr	60 | 80	5308,9	474,77	3936,43	4973,48	5293,9	5612,64	6770,01
Volt-VAr	80 | 0	7079,94	512,69	5474,83	6739,05	7071,3	7415,18	8524,03
Volt-VAr	80 | 100	7139,06	511,34	5198,2	6795,35	7119,87	7442,69	8835,11
Volt-VAr	80 | 20	7119,66	517,73	5644,4	6771,06	7110,93	7476	9033,47
Volt-VAr	80 | 40	7096,13	506,89	5680,23	6749,98	7079,28	7450,72	8709,49
Volt-VAr	80 | 60	7152,99	514,68	5696,85	6787,94	7146,23	7489,52	8948,45
Volt-VAr	80 | 80	7141,89	505,22	5691,56	6792,79	7119,16	7478,63	8714,58
Volt-Watt	0 | 100	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	0 | 20	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	0 | 40	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	0 | 60	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	0 | 80	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	100 | 0	1368,31	0,27	1367,2	1368,16	1368,35	1368,49	1369,03
Volt-Watt	100 | 100	1382,56	3,14	1373,02	1380,41	1382,34	1384,62	1393,21
Volt-Watt	100 | 20	1372,81	1,74	1368,64	1371,55	1372,66	1373,91	1378,72
Volt-Watt	100 | 40	1376,62	2,59	1370,39	1374,73	1376,5	1378,33	1384,83
Volt-Watt	100 | 60	1379,14	3,05	1371,23	1376,99	1379	1381,22	1389,21
Volt-Watt	100 | 80	1381,04	3,18	1373,16	1378,8	1380,85	1383,06	1392,85
Volt-Watt	20 | 0	262,85	0,75	260,8	262,35	262,84	263,38	264,87
Volt-Watt	20 | 100	265,4	0,73	262,36	264,9	265,47	265,92	267,46
Volt-Watt	20 | 20	263,73	0,75	261,29	263,24	263,74	264,25	266,53
Volt-Watt	20 | 40	264,41	0,76	261,95	263,91	264,45	264,92	266,72
Volt-Watt	20 | 60	264,81	0,78	261,97	264,31	264,86	265,35	267,3
Volt-Watt	20 | 80	265,15	0,79	262,56	264,65	265,17	265,68	267,18
Volt-Watt	40 | 0	554,54	3,24	551,31	553,78	554,43	555,1	634,45
Volt-Watt	40 | 100	559,93	1,38	555,2	558,95	559,89	560,86	563,72
Volt-Watt	40 | 20	556,41	6,08	552,67	555,44	556,23	556,96	715,35
Volt-Watt	40 | 40	557,75	1,29	554,05	556,85	557,77	558,64	562,78
Volt-Watt	40 | 60	558,66	1,36	555,21	557,64	558,63	559,53	563,15
Volt-Watt	40 | 80	559,32	1,4	554,37	558,35	559,36	560,19	564,06
Volt-Watt	60 | 0	816,37	1,02	813,32	815,64	816,39	817,06	820,44
Volt-Watt	60 | 100	824,47	1,92	818,61	823,15	824,41	825,75	829,89
Volt-Watt	60 | 20	819,1	1,38	815,31	818,19	819,06	820,06	823,5
Volt-Watt	60 | 40	821,36	1,73	816,18	820,19	821,32	822,5	828
Volt-Watt	60 | 60	822,81	1,85	816,51	821,56	822,76	824,03	828,25
Volt-Watt	60 | 80	823,22	19,43	236,16	822,5	823,83	825,17	829,57
Volt-Watt	80 | 0	1107,09	0,88	1104,09	1106,46	1107,08	1107,74	1110,23
Volt-Watt	80 | 100	1118,46	2,65	1111,65	1116,55	1118,43	1120,25	1126,73
Volt-Watt	80 | 20	1110,78	1,65	1104,88	1109,61	1110,69	1111,91	1116,1
Volt-Watt	80 | 40	1113,76	2,22	1106,78	1112,17	1113,63	1115,26	1121,01
Volt-Watt	80 | 60	1115,63	2,52	1108,25	1113,88	1115,61	1117,21	1124,25
Volt-Watt	80 | 80	1117,2	2,46	1110,75	1115,38	1117,29	1118,89	1124,1

Tabela C.8 – Estatísticas descritivas das somas das energias injetadas nos barramentos GDFV no circuito CA744 para diferentes níveis de penetração.

Modo de Controle	EV|PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Sem controle	0 | 100	7700,55	2698,78	1263,06	5888,19	7711,31	9353,54	17876,08
Sem controle	0 | 20	1369,85	480,62	314,65	1018,12	1347,09	1675,54	2917,99
Sem controle	0 | 40	2906,25	1012,69	641,14	2178,81	2870,02	3563,01	6214,68
Sem controle	0 | 60	4482,62	1572,85	1041,6	3367,47	4366,96	5442,83	10126,53
Sem controle	0 | 80	6067,19	2222	1258,34	4486,14	5870,96	7444,91	14404,86
Sem controle	100 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	100 | 100	7692,69	2693,68	1275,16	5764,31	7550,16	9394,52	17231,79
Sem controle	100 | 20	1361,11	483,4	281,13	993,95	1327,95	1709,99	3005,45
Sem controle	100 | 40	2870,17	1019,45	584,86	2131,74	2806,52	3505,04	6514
Sem controle	100 | 60	4380,77	1606,69	777,93	3158,78	4288,05	5420,32	10302,25
Sem controle	100 | 80	5997,88	2158,7	1194,56	4422,09	5798,28	7401,19	15312,62
Sem controle	20 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	20 | 100	5982,67	3850,81	2,06	2775,76	6417,23	8742,25	16004,62
Sem controle	20 | 20	1367,85	491,34	228,97	1016,4	1342,06	1698,22	3430,59
Sem controle	20 | 40	2975,44	1002,77	660,71	2250,9	2919,22	3587,78	6747,3
Sem controle	20 | 60	4442,4	1502,97	928,99	3346,4	4341,94	5408,24	9723,02
Sem controle	20 | 80	5094,12	2852,22	0	3123,41	5431,08	7031,7	13261,5
Sem controle	40 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	40 | 100	6553,9	3751,37	2,48	4171,84	6715,78	9061,98	21642,57
Sem controle	40 | 20	1175,88	616,87	0	792,56	1215,14	1586,57	2796,22
Sem controle	40 | 40	2951,58	1052,13	470,06	2179,27	2898,33	3667,69	7125,49
Sem controle	40 | 60	3706,28	2066,75	0	2415,23	3749,01	5187,52	9610,83
Sem controle	40 | 80	5923,5	2166,04	984,08	4375,98	5749,73	7319,62	13381,49
Sem controle	60 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	60 | 100	6513,47	3394,21	3,63	4411,66	6664,3	8870,49	15832,39
Sem controle	60 | 20	1371,79	489,58	231,02	1020,92	1327,89	1678,19	3351,07
Sem controle	60 | 40	2910,32	1034,91	573,54	2180,04	2873,56	3570,49	6239,94
Sem controle	60 | 60	3832,88	2011,6	0	2636,17	3932,95	5242,77	10216,08
Sem controle	60 | 80	6026,49	2138,2	1110,54	4486,98	5914,63	7459,19	12787,98
Sem controle	80 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Sem controle	80 | 100	7757,82	2797,4	1617,01	5727,03	7600,55	9611,4	17810,71
Sem controle	80 | 20	1370,92	497,11	250,78	1019,66	1323,02	1690,87	3124,09
Sem controle	80 | 40	2938,29	1052,16	587,5	2151,79	2872,36	3637,15	6647,43
Sem controle	80 | 60	4339,65	1585,04	616,65	3163,76	4282,86	5299,4	9916,91
Sem controle	80 | 80	5936,9	2103,23	1023,63	4327,95	5886,47	7411,89	12283,13
Volt-VAr	0 | 100	7532,92	2622,4	1255,86	5757,23	7537,88	9134,96	17432,55
Volt-VAr	0 | 20	1364,57	478,64	313,81	1014,62	1342,48	1669,94	2904,2
Volt-VAr	0 | 40	2888,89	1005,83	638,44	2166,73	2854,1	3543,83	6185,92
Volt-VAr	0 | 60	4441,21	1554,35	1036,96	3341,71	4329,23	5394,03	10018,55
Volt-VAr	0 | 80	5975,14	2178,92	1250,94	4418,89	5790,73	7348,24	14197,04
Volt-VAr	100 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	100 | 100	7543,49	2624,26	1270,85	5659,94	7407	9198,45	16800,06
Volt-VAr	100 | 20	1358,09	482,21	280,37	992,19	1326,13	1706,65	2998,45
Volt-VAr	100 | 40	2857,37	1013,8	583,18	2123,15	2796,24	3484,36	6484,04
Volt-VAr	100 | 60	4346,48	1590,38	775,77	3137,71	4256,84	5373,06	10187,49
Volt-VAr	100 | 80	5920,46	2122,64	1189,47	4380,36	5719,74	7307,65	14910,27
Volt-VAr	20 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	20 | 100	7516,24	2629,62	1806,34	5636,86	7485,98	9305,8	15574,48
Volt-VAr	20 | 20	1362,93	489,4	228,36	1014,19	1336,73	1691,44	3418,48
Volt-VAr	20 | 40	2957,87	995,86	658,04	2237,47	2898,85	3564,55	6707,62
Volt-VAr	20 | 60	4401,67	1485,91	924,78	3326,61	4308,99	5346,58	9580,25
Volt-VAr	20 | 80	5947,78	2120,17	1434,41	4440,39	5893,37	7251,56	13011,43
Volt-VAr	40 | 0	0	0	0	0	0	0	0

Continua na próxima página

Tabela C.8 – Continuação da página anterior

Modo de Controle	EV | PV (%)	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q1 (0.25)	Mediana (0.25)	Q3 (0.75)	Máximo
Volt-VAr	40 | 100	7616,59	2764,16	2484,64	5517,75	7456,52	9407,92	16381,19
Volt-VAr	40 | 20	1356,27	467,22	285,69	1023,45	1338,98	1662,1	2786,93
Volt-VAr	40 | 40	2937,6	1042,97	750,19	2168,05	2883,9	3647,82	7086,98
Volt-VAr	40 | 60	4338,85	1554,73	1058,13	3141,72	4182,32	5476,23	9540,9
Volt-VAr	40 | 80	5836,77	2125,3	979,31	4313,04	5666,51	7196,19	13192,17
Volt-VAr	60 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	60 | 100	7327,97	2596,25	1253	5459,13	7153,19	9086,43	15417,72
Volt-VAr	60 | 20	1366,48	489,84	82,97	1015,22	1323,48	1673,12	3343,29
Volt-VAr	60 | 40	2894,63	1028,2	571,56	2169,74	2857,93	3554,56	6203,97
Volt-VAr	60 | 60	4385,84	1529,01	774,94	3223,62	4334,64	5472,4	10079,22
Volt-VAr	60 | 80	5941,72	2098,98	1105,12	4425,43	5836,08	7341,57	12618,76
Volt-VAr	80 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-VAr	80 | 100	7600,58	2722,02	1608,52	5615,21	7455,27	9385,06	17293,75
Volt-VAr	80 | 20	1367,4	495,75	250,26	1016,89	1320,62	1686,19	3115,94
Volt-VAr	80 | 40	2923,82	1045,83	586,09	2142,35	2858,01	3620,5	6599,81
Volt-VAr	80 | 60	4304,81	1569,07	615,09	3134,91	4245,24	5254,72	9810,92
Volt-VAr	80 | 80	5856,19	2065,35	1019,21	4274,7	5808,22	7292,93	12061,82
Volt-Watt	0 | 100	4171,44	1059,96	1247,77	3477,39	4146,32	4858,51	9029,05
Volt-Watt	0 | 20	1311,35	451,8	314	985,68	1282,54	1602,39	2692,41
Volt-Watt	0 | 40	2429,21	787,86	639,62	1864,99	2404,06	2935,89	5543,69
Volt-Watt	0 | 60	3216,1	956,43	1038,61	2557,37	3136,09	3802,76	7024,86
Volt-Watt	0 | 80	3738,02	1071,84	1244,9	3004,79	3663,27	4401,73	8303,03
Volt-Watt	100 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	100 | 100	4550,02	1209,25	1287,84	3700,64	4502,35	5331,69	8975,59
Volt-Watt	100 | 20	1349,63	470,29	287,48	997,22	1317,07	1691,35	2979,75
Volt-Watt	100 | 40	2544,1	846,39	592,1	1938,73	2490,48	3064,38	5761,23
Volt-Watt	100 | 60	3393,12	1082,82	793,5	2593,51	3345,57	4099,12	6797,58
Volt-Watt	100 | 80	4014,41	1169,97	1209,73	3179,65	3905,62	4806,53	8197,46
Volt-Watt	20 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	20 | 100	4233,03	1076,6	1497,33	3484,63	4273,32	4949,08	7360,05
Volt-Watt	20 | 20	1318,97	461,2	228,89	992,16	1283,01	1622,43	3153,01
Volt-Watt	20 | 40	2506,31	776,7	636,85	1955,15	2449,21	3008,32	5553,3
Volt-Watt	20 | 60	3237,84	930,01	924,67	2566,32	3183,88	3865,34	6321,61
Volt-Watt	20 | 80	3796,45	1055,18	1383,38	3074,53	3757,05	4487,18	7365,37
Volt-Watt	40 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	40 | 100	4344,08	1178,66	2052,15	3445,45	4194,4	5088,87	8295,66
Volt-Watt	40 | 20	1323,02	445,66	288,56	999,05	1293	1606,26	2648,29
Volt-Watt	40 | 40	2528,07	844,67	757,13	1901,72	2484,09	3071,16	6664,32
Volt-Watt	40 | 60	3269,27	1000,54	1066,36	2518,49	3180,66	3976,2	6747,29
Volt-Watt	40 | 80	3805,9	1094,77	982,38	3031,93	3710,52	4513,35	7539,95
Volt-Watt	60 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	60 | 100	4291,9	1134,95	1238,84	3502,29	4207,37	5059,32	7726,73
Volt-Watt	60 | 20	1345,37	473,88	233,37	1004,07	1303,52	1649,9	3376,31
Volt-Watt	60 | 40	2512,36	818,57	579,15	1920,79	2485,32	3081,27	5154,69
Volt-Watt	60 | 60	3336,1	1008,6	787,59	2604,12	3249,18	4033,75	6505,03
Volt-Watt	60 | 80	3912,3	1102,81	1110,59	3131,7	3869,47	4656,5	7879,68
Volt-Watt	80 | 0	0	0	0	0	0	0	0
Volt-Watt	80 | 100	4501,95	1228,49	1560,33	3588,53	4444,38	5290,21	9304,73
Volt-Watt	80 | 20	1353,23	481,89	253,53	1010,24	1310,05	1660,84	2954,52
Volt-Watt	80 | 40	2576,52	848,65	593,59	1949,18	2511,36	3110,15	5216,81
Volt-Watt	80 | 60	3331,78	1052,24	626,58	2555,9	3289,61	4014,42	7072,15
Volt-Watt	80 | 80	3928,98	1122,17	1028,48	3089,66	3896,15	4676,55	7487,01