

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CAMILA DA SILVA ANTUNES

**OTIMIZAÇÃO DOS AJUSTES DOS  
DISPOSITIVOS DE CONTROLE  
VOLT-VAR PARA OPERAÇÃO DIÁRIA  
DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Porto Alegre  
2024

**CAMILA DA SILVA ANTUNES**

**OTIMIZAÇÃO DOS AJUSTES DOS  
DISPOSITIVOS DE CONTROLE  
VOLT-VAR PARA OPERAÇÃO DIÁRIA  
DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.  
Área de concentração: Energia

**ORIENTADOR: Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner**

Porto Alegre  
2024

**CAMILA DA SILVA ANTUNES**

**OTIMIZAÇÃO DOS AJUSTES DOS  
DISPOSITIVOS DE CONTROLE  
VOLT-VAR PARA OPERAÇÃO DIÁRIA  
DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, UFRGS  
Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas,  
Brasil

Banca Examinadora:

Profa. Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli, Unicamp  
Doutora pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil

Profa. Dra. Mariana Resener, School of Sustainable Energy Engineering  
Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS  
Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Coordenador do PPGEE: \_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Jeferson Vieira Flores

Porto Alegre, janeiro de 2024.

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho aos meus pais e a todas as pessoas que sempre quiseram o meu bem e torcem por mim. O apoio, incentivo e paciência de todos foram essenciais nessa jornada.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, Cleber e Carla Antunes, que sempre incentivaram a educação como forma de obter um futuro melhor e não mediram esforços para que eu conseguisse cursar o mestrado. O apoio de vocês sempre foi e sempre vai ser essencial nas minhas conquistas.

Ao meu noivo Hektor Oliveira Borges pelo carinho, paciência e incentivo em permanecer no mestrado, mesmo em momentos difíceis. Sou grata pelas várias horas que dedicou a análise, correções e contribuições durante toda a pós-graduação, além dos inúmeros conselhos e apoio emocional.

Ao meu orientador Prof. Dr. Sérgio Haffner por toda a paciência, dedicação e tempo disponível para me auxiliar durante todo o mestrado.

A Prof. Bibiana Maitê Petry Ferraz por todo apoio e tempo disponibilizado para a realização deste trabalho.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

Aos professores do PPGEE que eu conheci e tive a oportunidade de ter aula, mesmo que de forma remota, pelos conhecimentos compartilhados e apoio.

Aos poucos colegas do PPGEE que tive a oportunidade de conhecer, mesmo que virtualmente, mas que de alguma forma auxiliaram nas tarefas desenvolvidas durante o curso.

À CAPES pela provisão da bolsa de mestrado.

## RESUMO

Este trabalho apresenta uma abordagem para o planejamento diário otimizado do controle volt-var híbrido de sistemas de distribuição de energia elétrica. Com o foco nas distribuidoras de energia elétrica, o estudo propõe dois objetivos distintos: a minimização dos custos de operação e a maximização do ganho proveniente da energia fornecida para atender o sistema. De acordo com a função objetivo, o modelo de otimização pode considerar três critérios econômicos, sendo eles: (i) o valor das compensações que a distribuidora deve pagar aos consumidores em situações de tensão precária ou crítica; (ii) o custo das perdas de energia ao longo das linhas de distribuição; e (iii) o resultado proveniente da energia fornecida para o sistema. A estratégia de controle volt-var contempla bancos de capacitores e reguladores de tensão, operados de forma distribuída. Para definir o real estado de operação dos dispositivos de controle volt-var ao longo da operação diária, propõe-se a representação da cronologia da operação, por intermédio de restrições intertemporais. Para determinar os ajustes ótimos nos parâmetros de controle, o modelo de otimização proposto é solucionado por meio de dois métodos heurísticos de otimização, o *Hill-Climbing* e o *Simulated Annealing*. A complexidade da solução está relacionada à impossibilidade de prever corretamente tanto a carga quanto a geração que podem ser injetadas na rede, mesmo com um dia de antecedência. Para avaliar o desempenho do modelo elaborado, foram feitos estudos numéricos em um sistema de 23 nós. Os ajustes otimizados obtidos são validados por meio da comparação dos valores de perdas, compensação e receita para diferentes curvas de geração que podem ocorrer durante a operação do sistema, as quais podem não ser exatamente iguais a curva utilizada durante a otimização. Os resultados destacam a importância de um controle volt-var implementado na rede e como os ajustes são modificados, dependendo do objetivo da concessionária.

**Palavras-chave:** Controle volt-var, Sistema de Distribuição, Otimização Heurística, Planejamento da Operação, Operação Cronológica.

## ABSTRACT

This study presents an approach for the optimized daily planning of hybrid volt-var control of power distribution systems. Based on the utility side, it is proposed two distinct objectives: minimizing operating costs and maximizing the revenue obtained from supplying electricity to the system. According to the objective function, the optimization model can consider three economic criteria, namely: (i) the value of compensation that the utility must pay to consumers in situations of precarious or critical voltage; (ii) the cost of power losses along distribution lines; and (iii) the result arising from the energy supplied to the system. The distributed volt-var control strategy includes capacitor banks and voltage regulators. In order to define the real operating state of the volt-var control devices throughout daily operation, it is proposed to represent a chronological operation, through intertemporal constraints. To determine the optimal adjustments to the control parameters, the proposed optimization model is solved using two heuristic optimization methods, Hill-Climbing and Simulated Annealing. The complexity of the solution is related to the impossibility of correctly predicting both the load demand and the generation that can be injected into the distribution system, even one day in advance. Thus, to evaluate the performance of the developed model, numerical studies were carried out on a 23-node system. The optimized adjustments obtained are validated by comparing the loss, compensation and revenue values for different generation curves that may occur during system operation, which may not be exactly the same as the curve used during optimization. The results highlight the importance of volt-var control implemented in the network and how the settings are modified depending on the utility's objective.

**Keywords: volt-var Control, Distribution System, Heuristic Optimization, Operation Planning, Chronological Operation.**

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 –	Modo de controle por corrente do banco de capacitor. . . . .	41
Figura 2 –	Mudança de TAP no regulador. . . . .	42
Figura 3 –	Fluxograma dos processos para resolução do problema. . . . .	47
Figura 4 –	Rede de distribuição com 23 nós . . . . .	56
Figura 5 –	Curva de demanda referência . . . . .	58
Figura 6 –	Diagrama de multiplicadores da potência ativa das cargas . . . . .	59
Figura 7 –	Diagrama de caixa com os Fatores de Potência das cargas . . . . .	59
Figura 8 –	Diagrama de multiplicadores da potência reativa das cargas . . . . .	60
Figura 9 –	Diagrama de multiplicadores médios das cargas . . . . .	61
Figura 10 –	Diagrama de curvas de geração agrupadas com característica alta . . . . .	63
Figura 11 –	Diagrama de curvas de geração agrupadas com característica intermediária . . . . .	63
Figura 12 –	Diagrama de curvas de geração agrupadas com característica baixa . . . . .	64
Figura 13 –	Rede de distribuição com equipamentos de regulação . . . . .	65
Figura 14 –	Tensão nos Nós 2, 6 e 9 no Caso 1 . . . . .	69
Figura 15 –	Tensão nos Nós 14, 17 e 22 no Caso 1 . . . . .	70
Figura 16 –	Corrente nas linhas a jusante da localização futura dos BCs - Caso 1 . . . . .	70
Figura 17 –	Tensão nos Nós 2, 6 e 9 com Geração Baixa na Primavera - Caso 2 . . . . .	72
Figura 18 –	Tensão nos Nós 14, 17 e 22 com Geração Baixa na Primavera - Caso 2 . . . . .	73
Figura 19 –	Corrente nas linhas a jusante da localização futura dos BCs - Caso 2 . . . . .	73
Figura 20 –	Tensão nos Nós 2, 6 e 9 com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.1 SA . . . . .	78
Figura 21 –	Tensão nos Nós 14, 17 e 22 com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.1 SA . . . . .	78
Figura 22 –	Operação dos Reguladores com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.1 SA . . . . .	79
Figura 23 –	Corrente nas linhas a jusante dos BCs com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.1 SA . . . . .	80
Figura 24 –	Tensão nos Nós 2, 6 e 9 com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.2 SA . . . . .	84
Figura 25 –	Tensão nos Nós 14, 17 e 22 com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.2 SA . . . . .	84
Figura 26 –	Operação dos Reguladores com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.2 SA . . . . .	85
Figura 27 –	Corrente nas linhas a jusante dos BCs com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.2 SA . . . . .	86
Figura 28 –	Validação com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.1 SA . . . . .	88

Figura 29 – Validação com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.1 HC . . . . .	89
Figura 30 – Validação com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.2 SA . . . . .	90
Figura 31 – Validação com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.2 HC . . . . .	91
Figura 32 – Correntes do Caso 1 e 2 com Geração Baixa no Outono . . . . .	93
Figura 33 – Resultados obtidos com HC e SA para $f_1$ . . . . .	96
Figura 34 – Resultados obtidos com HC e SA para $f_2$ . . . . .	96

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Comparação das Abordagens de Referência . . . . .	29
Tabela 2 –	Impedâncias dos cabos da rede de distribuição . . . . .	57
Tabela 3 –	Classificação do nível de tensão . . . . .	64
Tabela 4 –	Controles das grandezas originais . . . . .	66
Tabela 5 –	Limites dos controles ajustados considerando carregamento variável .	67
Tabela 6 –	Parâmetros do HC . . . . .	67
Tabela 7 –	Parâmetros do SA . . . . .	67
Tabela 8 –	Resultados do Caso 1 (valores para 1 dia) . . . . .	68
Tabela 9 –	Custos do Caso 1 (valores para 1 dia) . . . . .	68
Tabela 10 –	Resultados do Caso 2 (valores para 1 dia) . . . . .	71
Tabela 11 –	Custos do Caso 2 (valores para 1 dia) . . . . .	72
Tabela 12 –	Soluções da Minimização no Caso 3.1 . . . . .	75
Tabela 13 –	Resultados da Minimização no Caso 3.1 (valores para 1 dia) . . . . .	76
Tabela 14 –	Custos da Minimização no Caso 3.1 (valores para 1 dia) . . . . .	77
Tabela 15 –	Soluções da Maximização no Caso 3.2 . . . . .	81
Tabela 16 –	Resultados da Maximização no Caso 3.2 (valores para 1 dia) . . . . .	82
Tabela 17 –	Custos da Maximização no Caso 3.2 (valores para 1 dia) . . . . .	83
Tabela 18 –	Análise Comparativa entre os Casos 1 e 2 (valores para 1 dia) . . . . .	92
Tabela 19 –	Análise comparativa dos custos considerando $f_1$ (valores para 1 dia) .	94
Tabela 20 –	Análise comparativa dos custos considerando $f_2$ (valores para 1 dia) .	95
Tabela 21 –	Tempos Computacionais do HC e SA . . . . .	97

## LISTA DE ABREVIATURAS

ACO	Algoritmo de Colônia de Formigas ( <i>Ant Colony Optimization</i> )
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	Banco de Capacitor
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CVR	Redução da Tensão de Conservação ( <i>Conservation Voltage Reduction</i> )
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
DM	Dissertação de Mestrado
EUSD	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição
FO	Função Objetivo
GD	Gerador Distribuído
HC	<i>Hill-Climbing</i>
LDC	Compensador de Queda de Linha ( <i>Line Drop Compensation</i> )
OLTC	Transformador de comutação sob carga ( <i>On-Load Tap Changer</i> )
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
RT	Regulador de Tensão
SA	<i>Simulated Annealing</i>
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SFV	Solar Fotovoltaica
SIN	Sistema Interligado Nacional
STEE	Sistema de Transmissão de Energia Elétrica
SVR	Regulador de tensão escalonado ( <i>Step Voltage Regulators</i> )
SVC	Compensador Estático de Reativos ( <i>Static Var Compensators</i> )

TL	Tensão de Leitura
TR	Tensão de Referência
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

## LISTA DE SÍMBOLOS

$C^{\text{kWh}}$	Valor do custo da energia elétrica [R\$/kWh]
$C^{\text{Comp}}$	Custo diário das compensações [R\$/dia]
$C^{\text{Perdas}}$	Custo diário das perdas de energia elétrica [R\$/dia]
$DRC_i$	Valor diário da Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica [%]
$DRC^{\text{lim}}$	Valor limite do DRC
$DRP_i$	Valor diário da Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária [%]
$DRP^{\text{lim}}$	Valor limite do DRP
$E^{\text{Consumida}}$	Montante diário de energia consumida em cada nó $i$ [kWh/dia]
$E^{\text{Fornecida}}$	Montante diário de energia fornecida para a rede [kWh/dia]
$EU\text{SD}$	Valor do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição [R\$/dia]
$f_1$	Variável utilizada para o valor da função objetivo no problema de minimização [R\$]
$f_2$	Variável utilizada para o valor da função objetivo no problema de maximização [R\$]
$FP$	Valor do fator de potência
$i$	Índice utilizado para percorrer os nós do sistema
$j$	Índice utilizado para percorrer as 24 horas do dia
$km$	Índice utilizado para percorrer os ramos da rede
$k_1$	Fator de peso para o DRP
$k_2$	Fator de peso para o DRC
$I_{\text{on}}$	Valor de corrente mínimo para ativação dos bancos de capacitores [A ou pu]
$I_{\text{off}}$	Valor mínimo de corrente para manter os BCs em funcionamento [A ou pu]
$I_{\text{trecho}}$	Valor de corrente na linha a jusante dos bancos de capacitores [A ou pu]
$m$	Variável lógica que indica atualização na solução corrente
$MP$	Multiplicadores de potência ativa
$MP^{\text{med}}$	Multiplicadores de potência ativa média
$MQ$	Multiplicadores de potência reativa

$MQ^{med}$	Multiplicadores de potência reativa média
$n$	Número de cargas no sistema
$N$	Número de variáveis do vetor $\mathbf{x}^\nu$
$N_{BC}$	Número de BCs automáticos
$N_{RT}$	Número de RTs
$N_{viz}^\nu$	Número de vizinhos a serem explorados
$N_{viz}^0$	Tamanho inicial da vizinhança
$N_{viz}^{max}$	Tamanho máximo da vizinhança
$n_{lc}$	Número de leituras na faixa crítica de tensão efetuadas na nó $i$
$n_{lp}$	Número de leituras na faixa precária de tensão efetuadas na nó $i$
$P^{AFO-T0}$	Percentual de piora na função objetivo aceito com $T^0$
$P^{AFO-Tmin}$	Percentual de piora na função objetivo aceito com $T^{min}$
$P^{MA-T0}$	Percentual de movimentos aceitos em $T^0$
$P^{MA-Tmin}$	Percentual de movimentos aceitos em $T^{min}$
$P^{Perdas}$	Perdas ativas ocorridas no sistema [kW]
$P^{ref}$	Valor da demanda de potência ativa de referência [kW]
$R^{Venda}$	Estimativa de receita diária com o fornecimento de energia [R\$/dia]
$T_\nu$	Temperatura na iteração $\nu$ [K]
$T^0$	Temperatura inicial [K]
$T^{min}$	Temperatura final [K]
$V_{barra}$	Tensão na barra remota [V ou pu]
$V^{kWh}$	Valor do resultado pela venda da energia elétrica [R\$/kWh]
$V_{reg}$	Tensão de referência para o regulador [V ou pu]
$TUSD$	Valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição [R\$/kWh]
$\mathbf{e}_k$	Vetor elementar
$\mathbf{x}^{inc}$	Vetor de números reais que representa a solução incumbente
$\mathbf{x}^{max}$	Vetor de valores máximos para as variáveis de $\mathbf{x}$
$\mathbf{x}^{min}$	Vetor de valores mínimos para as variáveis de $\mathbf{x}$
$\mathbf{x}^q$	Vetor de números reais que representa a solução vizinha
$\mathbf{x}^\nu$	Vetor de números reais que representa a solução na iteração $\nu$
$\mathbf{x}^0$	Vetor de números reais que representa a solução inicial
$\mathbf{x}^*$	Vetor de números reais que representa a solução otimizada
$\Delta \mathbf{x}^\nu$	Vetor dos valores de alteração utilizada na geração dos vizinhos na iteração $\nu$
$\Delta x_k^\nu$	Valor da alteração utilizada na geração dos vizinhos na iteração $\nu$ e posição $k$

$\Delta x^0$	Valor inicial da alteração utilizada na geração da vizinhança
$\Delta x^{\max}$	Valor máximo da alteração utilizada na geração da vizinhança
$\Delta x^{\min}$	Valor mínimo da alteração utilizada na geração da vizinhança
$\Delta I$	Intervalo de insensibilidade que define a diferença entre $I_{\text{on}}$ e $I_{\text{off}}$ [A ou pu]
$\psi^J$	Conjunto com as 24 horas do dia
$\psi^N$	Conjunto de todos os ramos do circuito
$\psi^B$	Conjunto de todos os nós do circuito
$\nu$	Índice que identifica a iteração
$\nu^{\max}$	Número máximo de iterações
$\rho$	Fator utilizado para atualização do tamanho da vizinhança
$\lambda$	Fator de redução para atualização da alteração utilizada na geração da vizinhança
$\xi$	Fator utilizado para atualização da temperatura
$\beta$	Largura de banda aceitável do regulador de tensão
$2\beta$	Largura da região de insensibilidade do regulador de tensão
$\Delta_1$	Constante utilizada para diferenciar os multiplicadores
$\Delta_2$	Constante utilizada para diferenciar os multiplicadores
$\delta_1$	Número aleatório uniformemente distribuído entre 0 e 1
$\delta_2$	Número aleatório uniformemente distribuído entre 0 e 1
$\delta_3$	Número aleatório uniformemente distribuído entre 0 e 1

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	17
1.1	Objetivos	18
1.2	Estrutura da Dissertação	19
<b>2</b>	<b>PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	21
2.1	Equipamentos de Regulação do Sistema de Distribuição	23
2.2	Modelos de Controle volt-var	25
2.2.1	Controle Centralizado	26
2.2.2	Controle Descentralizado	26
2.2.3	Controle Local	27
2.2.4	Controle Hierárquico ou Híbrido	27
2.2.5	Controle Distribuído	28
2.3	Cronologia da Programação da Operação	28
2.4	Principais Abordagens Correlatas	29
2.4.1	Chen, Strothers e Benigni (2018)	31
2.4.2	Ferraz <i>et al.</i> (2021)	32
2.4.3	Jo <i>et al.</i> (2021)	32
2.4.4	Mahmoud <i>et al.</i> (2020)	33
2.4.5	Kim <i>et al.</i> (2013)	33
2.4.6	Chen, Strothers e Benigni (2016)	33
2.4.7	Calderaro <i>et al.</i> (2014)	34
2.4.8	Vitor e Vieira (2021)	34
2.4.9	Singh <i>et al.</i> (2021)	35
2.5	Reflexões sobre o Estado da Arte	35
<b>3</b>	<b>FORMULAÇÃO DO MODELO PARA CONTROLE VOLT-VAR HÍBRIDO</b>	39
3.1	Variáveis do Problema	39
3.1.1	Controle dos Bancos de Capacitores	40
3.1.2	Controle dos Reguladores de Tensão	41
3.2	Função Objetivo	42
3.2.1	Minimização dos Custos ( $f_1$ )	42
3.2.2	Maximização da Receita ( $f_2$ )	44
3.3	Restrições	45

<b>4</b>	<b>APLICAÇÃO DOS MÉTODOS HEURÍSTICOS DE OTIMIZAÇÃO . . .</b>	<b>46</b>
4.1	Abordagem Proposta . . . . .	46
4.2	Método <i>Hill-Climbing</i> . . . . .	48
4.3	Algoritmo <i>Simulated Annealing</i> . . . . .	51
<b>5</b>	<b>ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS . . . . .</b>	<b>56</b>
5.1	Descrição do Sistema Teste . . . . .	56
5.1.1	Síntese dos Dados de Carga . . . . .	57
5.1.2	Síntese dos Dados da GD . . . . .	61
5.2	Descrição dos Estudos de Caso . . . . .	62
5.2.1	Parâmetros Específicos do Estudo de Caso com Controle volt-var . . . . .	66
5.3	Resultados . . . . .	67
5.3.1	Caso 1 . . . . .	67
5.3.2	Caso 2 . . . . .	71
5.3.3	Caso 3 . . . . .	74
5.3.4	Validação do Controle volt-var . . . . .	87
5.4	Análise Comparativa . . . . .	92
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>98</b>
6.1	Trabalhos Futuros . . . . .	99
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>101</b>
	<b>APÊNDICE A DADOS UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES . . . . .</b>	<b>108</b>
	<b>APÊNDICE B ANÁLISE COMPARATIVA . . . . .</b>	<b>112</b>

# 1 INTRODUÇÃO

A tecnologia está cada vez mais presente e inserida no cotidiano da sociedade moderna. Não se limita apenas a smartphones e computadores, mas engloba também eletrodomésticos, equipamentos eletrônicos, veículos e dispositivos inteligentes que conquistam espaço em residências, estabelecimentos comerciais e indústrias. À medida que a comercialização e a disponibilidade desses dispositivos que consomem eletricidade crescem, impulsionados pela busca por eficiência e conforto, assistimos ao aumento progressivo no consumo de energia elétrica. Além disso, o crescimento populacional é um fator determinante na demanda de energia; quanto maior a sociedade, mais residências, comércios e indivíduos utilizam dispositivos que contribuem para sobrecarregar os sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). Ainda, em um contexto de transição energética, ocorre uma crescente integração de fontes de energia renovável, constituídas por pequenos geradores distribuídos (GDs), instalados diretamente nas unidades consumidoras. Esses GDs podem ocasionar alterações no fluxo da energia, que pode passar a ser bidirecional e aumentar a complexidade da operação destes sistemas.

No setor de distribuição de energia, inúmeros alimentadores e equipamentos são instalados para garantir o fornecimento de eletricidade aos consumidores finais. A receita das concessionárias é impactada pela demanda dos consumidores, pela tarifa de energia estabelecida, pelos custos com melhoria e adequação da rede, com as perdas técnicas e não técnicas, com a qualidade do serviço e do produto entregue aos consumidores, que pode levar ao pagamento de multas e compensações, dentre diversas outras questões do mercado de energia elétrica.

As redes de distribuição, portanto, são cruciais na disponibilidade e fornecimento da energia elétrica para todos os tipos de consumidores, prezando por uma operação contínua, eficiente e confiável. No geral, as soluções de operação estudadas ao longo dos anos abrangem reguladores de tensão e equipamentos fornecedores de potência reativa, como os bancos de capacitores, que compõem uma estratégia de controle volt-var. Além disso, outras abordagens, como reconfiguração da rede e, mais recentemente, a utilização dos inversores em conjunto com os sistemas solares fotovoltaicos para auxílio do controle de potência reativa, têm sido objeto de pesquisas na área de energia.

Uma das complexidades do problema de operação reside nas incertezas do comportamento das cargas e da geração de energia que será injetada na rede (FERRAZ *et al.*, 2021). Portanto, as decisões de operação da rede de distribuição são tomadas com base em modelos e ferramentas computacionais que preveem o melhor ajuste para os controles de cada equipamento presente na distribuição, considerando os diversos modelos de operação dos dispositivos, para que a energia seja distribuída de forma contínua e com qualidade a todos os consumidores conectados na rede. Assim, a tecnologia é uma grande aliada no controle e operação das redes de distribuição.

Uma boa operação dos sistemas de distribuição é vantajosa tanto para os consumidores, que ficam satisfeitos devido à qualidade do produto e do serviço de energia elétrica, quanto para as concessionárias. Níveis inadequados de tensão, nos alimentadores com carga, resultam em pagamento de compensações, que pode ser minimizado e até mesmo anulado quando realizada uma boa estratégia de regulação de tensão, melhorando a qualidade do produto entregue e diminuindo os custos para a concessionária. Em 2022, os consumidores ficaram 10,93 horas em média sem energia no ano, com uma frequência média de 5,37 interrupções por consumidor (ANEEL, 2023). Tais indicadores representaram R\$ 783 milhões pagos aos consumidores por compensações de continuidade fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esses indicadores, atrelados ao qualidade do serviço, também são alvo de melhorias nas concessionárias, para diminuir ainda mais o custo com compensações e melhorar a relação com os consumidores. A minimização das perdas de energia ao longo da rede também é um fator de preocupação do setor elétrico, visto que representa uma parcela de energia no qual o custo é rateado entre os geradores e os consumidores. Estima-se que em 2020 as perdas totais na distribuição constituíram aproximadamente 14,8% do mercado consumidor, as quais representam mais do que o consumo de energia elétrica das regiões Norte e Centro-Oeste em 2018 (ANEEL, 2021a).

Dado o cenário desafiador relacionado às constantes mudanças tecnológicas que o setor elétrico mundial vem enfrentando, é de extrema relevância desenvolver metodologias que permitam a caracterização adequada de estratégias de controle volt-var em SDEEs. Aliado a isso, a transição energética mundial em curso, o incentivo à eletromobilidade e a busca contínua dos consumidores para reduzir suas faturas de eletricidade, instalando sistemas solar fotovoltaicos, aumentam a complexidade do problema abordado e amparam a proposta desta dissertação.

## 1.1 Objetivos

O objetivo do presente estudo é desenvolver um método para otimização do controle volt-var híbrido aplicado ao problema de operação de SDEEs. Com base no planejamento para o dia seguinte, estabelece-se uma comunicação diária com os equipamentos. Após

receberem as informações de ajustes, eles passam a operar de forma autônoma durante o dia, ou seja, independentemente dos demais equipamentos. A abordagem proposta inclui variáveis de ajuste ótimo para os equipamentos que compõem o sistema de regulação da rede, tais como reguladores de tensão e bancos de capacitores, com o objetivo de adequar os níveis de tensão nos alimentadores e para que as perdas de energia sejam mínimas. O modelo proposto nesta dissertação considera o planejamento de controles de forma distribuída com um dia de antecedência para os dispositivos que compõem o controle volt-var. Deste modo, para encontrar os ajustes ótimos considera-se previsões horárias de carga e geração, considerando a restrição intertemporal, ou seja, a condição atual depende do instante anterior da programação da operação.

Os principais objetivos do presente trabalho são:

- desenvolver uma abordagem para o modelo de otimização que permita reduzir as perdas de energia e os níveis de tensão precários e críticos, mas também maximizar o fornecimento de energia em um rede de distribuição;
- avaliar de que forma as variáveis econômicas inclusas na função objetivo influenciam os ajustes nas variáveis de controle;
- encontrar as variáveis "ótimas" de controle para operação do dia seguinte, de bancos de capacitores e reguladores de tensão, considerando um método de otimização heurística como o *Simulated Annealing* (SA) e um método de busca, como o *Hill-Climbing* (HC);
- verificar o efeito da variabilidade da injeção proveniente dos GDs na operação diária e cronológica do SDEE;
- evidenciar a pertinência de programação da operação baseada em um cenário variável de carregamento, em comparação a um cenário médio de carregamento.

## 1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada da seguinte forma:

- no Capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica com os principais trabalhos que abordam o problema de planejamento da operação de sistemas de distribuição de energia. É feita uma análise das abordagens correlatas, comparando-as com o modelo proposto nesta dissertação;
- no Capítulo 3 é formulado o modelo de controle volt-var híbrido desenvolvido nesta dissertação. São apresentadas as variáveis do problema de planejamento da operação, as funções objetivo e restrições consideradas durante o processo de otimização das variáveis de ajustes do controle volt-var;

- no Capítulo 4 está descrita a estratégia de solução do problema de operação, detalhando os algoritmos utilizados na otimização e suas características;
- no Capítulo 5 constam os estudos de caso realizados, bem como as características da rede teste utilizada, os dados das cargas, as curvas consideradas ao implementar um sistema de geração distribuída e os parâmetros específicos utilizados na otimização. Também, são descritos e analisados os resultados numéricos dos testes, a validação do modelo proposto e uma comparação entre os casos de estudo e métodos de otimização;
- no Capítulo 6 estão as considerações finais, com base nos testes realizados, e sugestões de trabalhos futuros;
- no Apêndice A são apresentados os dados utilizados na simulações, que incluem os multiplicadores de potência ativa e reativa das cargas, além dos dados médios de geração usados na previsão durante a otimização;
- no Apêndice B estão descritos os resultados obtidos durante a etapa de análise comparativa para diferentes previsões de geração e estações do ano.

## 2 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEEs) são responsáveis por estabelecer uma conexão entre os sistemas de transmissão de energia elétrica (STEEs) e os consumidores finais, sejam eles de grande, médio ou pequeno porte. Ao contrário da transmissão, que possui grandes linhas formando malhas e suas cargas e injeções são concentradas nas subestações, os sistemas de distribuição são geralmente radiais, possuem linhas curtas e as cargas e injeções são distribuídas ao longo desses alimentadores. Outra grande diferença entre o STEE e o SDEE é a classe de tensão das linhas. O sistema de distribuição opera em níveis de alta tensão (igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (inferior a 2,3 kV). Portanto, acima de 230 kV, a rede elétrica integra o sistema de transmissão (ANEEL, 2021b).

Com a evolução da tecnologia e o crescimento da automatização de processos, principalmente em indústrias, os consumidores tornaram-se cada vez mais exigentes quanto ao fornecimento de energia de qualidade e ininterrupto. Para garantir o adequado crescimento do SDEE, o fornecimento de energia elétrica e a operação econômica deste sistema, é essencial realizar um planejamento adequado do SDEE, garantindo que os resultados desejados sejam alcançados. Para isso, o planejamento do sistema de distribuição é dividido em: (i) planejamento da expansão e (ii) planejamento da operação.

O planejamento da expansão de sistemas de distribuição visa projetar a rede para atender ao crescimento da demanda de energia elétrica, da maneira mais econômica, confiável e segura possível, determinando a alocação, capacidade e regime de operação de novos equipamentos ou modernizando as instalações existentes (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2015; ARASTEH *et al.*, 2018). Dentro de um horizonte de tempo definido são analisados cenários para a construção de novas subestações, instalação de novos alimentadores e o recondutoramento, considerando o tipo de instalação, a localização de linhas e equipamentos, a quantidade e o tipo de novos dispositivos (RESENER *et al.*, 2018).

No planejamento da operação de SDEEs são determinados os ajustes ótimos para os

equipamentos já existentes na rede (EVANGELOPOULOS; GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2016). Esses controles podem levar em consideração valores específicos de tensões nodais, valores de corrente nos alimentadores ou ainda, horários pré-definidos para o funcionamento de cada equipamento. Portanto, o problema de planejamento da operação do SDEE otimiza um conjunto de variáveis de controle em um sistema existente para uma determinada função objetivo que deve ser minimizada, por exemplo, perdas de potência ativa, desvio da magnitude de tensão e/ou custos operacionais totais (GONÇALVES *et al.*, 2013). Logo, as variáveis de controle incluem o ajuste dos reguladores de tensão, as correntes de liga e desliga dos bancos de capacitores e/ou os horários para ligar e desligar ou ainda simplesmente o estado de cada equipamento (ligado e desligado) (FRANCO *et al.*, 2013).

Tradicionalmente, o sistema de distribuição é tratado como uma rede passiva e radial para fornecimento de energia aos usuários finais (KABIR; MISHRA; BANSAL, 2016). No entanto, o grande número de geradores distribuídos (GD) sendo conectados à rede de distribuição tem transformado gradualmente o sistema para uma configuração ativa (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2015). As futuras redes de distribuição serão progressivamente equipadas com infraestruturas de comunicação inteligentes e instalações de monitorização e controle de sistemas e empregarão cada vez mais geração distribuída (GD) em pequena escala (GHADI *et al.*, 2019a). No Brasil, por exemplo, a geração solar fotovoltaica (SFV) tem se destacado e ganhado espaço entre todas as formas de geração de energia elétrica já consolidadas no país. Entre 2022 e 2021, segundo dados do Balanço Energético Nacional, a geração de energia elétrica a partir de fonte solar teve um aumento de 79,8%. Esse crescimento é resultado da expansão da fonte solar em estados como Minas Gerais, São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul e Mato Grosso (EPE, 2023). Conforme mencionado por Gholami *et al.* (2022), apesar das inúmeras vantagens amplamente divulgadas e conhecidas da geração de energia renovável, essas fontes são intermitentes. Quando instaladas em grande número e potência no sistema de distribuição, podem resultar em problemas nos níveis de tensão da rede, como sobretensões e subtensões. Além disso, a presença de GD pode ocasionar um fluxo bidirecional de energia, mas o sistema de medição adotado na maioria dos países não permite a contabilização da energia que é gerada e consumida pela unidade prosumidora no momento da geração (no caso da energia solar, conhecida na literatura como *behind-the-meter PV energy consumption*) (SCHEID, 2022). Neste caso, a indisponibilidade de dados brutos de consumo e geração incrementa a complexidade dos estudos de previsão de carga, essenciais ao planejamento de SDEEs.

Nesse contexto, dentre os principais desafios enfrentados pelo planejador na atualidade, destaca-se a proliferação de recursos energéticos distribuídos (REDs) (ZUBO *et al.*, 2017). Em termos de planejamento da operação, torna-se necessário buscar estratégias para garantir a confiabilidade e qualidade da energia entregue aos consumidores, utili-

zando todos os meios possíveis para prever a geração de energia desses sistemas distribuídos e planejar a rede para operar em conjunto com eles.

## 2.1 Equipamentos de Regulação do Sistema de Distribuição

Dentre diversos equipamentos, fazem parte do SDEE os dispositivos de regulação de tensão e controle de potência reativa, como os reguladores de tensão (RTs) e os bancos de capacitores (BCs). Esses equipamentos são considerados estratégicos para uma correta operação do sistema e para manter a qualidade da energia entregue aos consumidores (GHOLAMI *et al.*, 2022).

Segundo Kalambe e Agnihotri (2014), as pesquisas consideravam os bancos de capacitores preferencialmente instalados nas subestações de energia até a década de 50. Após, dá-se o início da consideração de bancos instalados mais próximos das cargas da rede.

Esses equipamentos são instalados para ajudar na redução do fluxo de potência reativa e melhorar o nível da tensão, além de serem utilizados para correção do fator de potência. O grande desafio é especificar o momento que estes equipamentos devem entrar e sair de operação, para que não causem desbalanceamento de potência reativa e aumentem as perdas na rede ou provoquem sobretensões, subtensões e transitórios de chaveamento. Nesse sentido, Afandi, Agalgaonkar e Perera (2022) propuseram um método para gerenciar simultaneamente o nível de tensão e o desequilíbrio de tensão, por meio do chaveamento de BCs e compensador síncrono, reduzindo ao mesmo tempo o número de operações de mudança de estado do banco e maximizando a penetração de geração solar.

Os dispositivos reguladores de tensão acoplados aos transformadores da rede podem ser do tipo transformador de comutação sob carga (*On-Load Tap Changer* – OLTC) nos quais, conforme é explicado por Mahmud e Zahedi (2016), os TAPs são ajustados conforme a medida de corrente na linha a montante da subestação e estimando a queda de tensão ao longo da rede. Para resolver os problemas de violação do limite de tensão nodal, Wang *et al.* (2022) propuseram uma estratégia de regulação de tensão com a coordenação de OLTC e sistemas solar fotovoltaicos. O objetivo foi melhorar a capacidade de regulação de tensão do nó e reduzir a saída de potência reativa de fontes fotovoltaicas, embora, para redes com alta resistência, o método de regulação de tensão utilizando potência reativa fotovoltaica não tenha sido eficaz segundo os autores. Mahmud e Zahedi (2016), ainda, caracterizam os OLTCs como equipamentos mecânicos, com manutenção complexa e considerados lentos para as redes inteligentes futuras. Existem também, os reguladores de tensão escalonados (*Step-Voltage Regulators* – SVR) que atuam de maneira automática e ficam localizados ao longo da rede de distribuição. Ambos modelos de reguladores aumentam ou diminuem a tensão da rede com base no método de controle do compensador de queda de linha (*Line Drop Compensation* – LDC). Um exemplo de aplicação é algoritmo proposto por Kim *et al.* (2023) para avaliar a capacidade de acomodo-

dação (do inglês, *hosting capacity*) de sistemas solar fotovoltaicos a partir da regulação de tensão com SVRs considerando LDC.

O aumento das fontes de energia renováveis nas redes de distribuição, como os sistemas fotovoltaicos, causa frequentes violações de tensão (MIAO *et al.*, 2023). Buscando otimizar os perfis de tensão e reduzir a perda de energia, esquemas de controle volt-var tem sido integrados com sucesso nas redes de distribuição. Recentemente, o uso inversores de sistemas solar fotovoltaicos para controle volt-var se intensificou nas investigações científicas. Novas possibilidades operacionais dos REDs foram padronizadas (IEEE, 2018), uma vez que estes dispositivos, conforme Jaiswal e Saxena (2022), são capazes de injetar e absorver potência reativa da rede, além de poderem ser ajustados frequentemente durante a operação conforme o nível de tensão verificado, o que é uma grande vantagem frente aos transformadores para regulação de tensão convencionais que devem ter sua atuação limitada em função de sua vida útil.

O limite de atuação dos reguladores é muitas vezes considerado com a inclusão de pesos na função objetivo (FO) para determinar a escolha da melhor solução durante o processo de otimização, conforme implementado por Medeiros *et al.* (2020). As perdas, o nível de tensão nos nós e o número de vezes que cada equipamento usado na regulação é manobrado têm um fator de peso na FO, a qual é utilizada para avaliar a solução. A proposta dos autores incluía a posição do TAP dos OLTCs e reguladores, além do estado ligado ou desligado dos bancos de capacitores como variáveis a serem otimizadas, utilizando uma codificação binária e a otimização por colônia de formigas (ACO). Os resultados obtidos neste estudo registraram perdas técnicas até 7% menores em um sistema de distribuição da empresa Neoenergia, quando comparados aos valores do sistema operando sem controle volt-var. Neste caso, o modelo de controle adotado era centralizado, conforme será explorado na subseção 2.2.

Outra abordagem que considera reguladores de tensão convencionais e bancos de capacitores no controle volt-var é proposta por Biazzi *et al.* (2022), porém considerando também os inversores da geração distribuída. Os autores chamam a atenção para o fato de que, ao considerar a diminuição das perdas na distribuição como objetivo, deve-se levar em conta que a perda total de energia no SDEE é composta por perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas ocorrem nas linhas e transformadores, enquanto as perdas não técnicas são causadas por furto de energia e fraude por parte dos consumidores. Assim, a proposta de minimização de perdas com a instalação e otimização de um controle volt-var é direcionada às perdas técnicas.

O estudo realizado por Kumar, Satsangi e Kumbhar (2019) demonstrou que além de os equipamentos de regulação contribuírem de forma eficiente na operação do sistema de distribuição, eles podem interferir de forma positiva no envelhecimento dos transformadores utilizados na distribuição. Os autores analisaram, por meio de testes em duas redes, como o controle volt-var implementado e com parâmetros otimizados contribui para de-

sacelerar o envelhecimento dos transformadores quando comparado à operação da rede sem qualquer dispositivo de controle de tensão e potência reativa atuando, ou quando só há controle de tensão na rede.

Considerando, ainda, o crescimento da energia solar fotovoltaica conectada no sistema de distribuição de energia, Home-Ortiz *et al.* (2022) verificaram as vantagens de um controle volt-var otimizado instalado e operando na distribuição de energia para aumentar a capacidade dos alimentadores sem a necessidade de altos investimentos para reforço da rede. Esse controle volt-var incluía comutadores de derivação em carga, reguladores de tensão e bancos de capacitores. Além do controle volt-var, os autores investigaram a reconfiguração da rede como alternativa para aumentar a capacidade de acomodação da GD. Em dois dos testes realizados nas redes de 33 nós e 85 nós, respectivamente, foi possível um aumento maior que 38% da geração máxima do sistema SFV na rede de 33 nós, enquanto na distribuição com 85 nós foi verificado um acréscimo de 23%.

Uma abordagem de controle volt-watt foi proposta por Kashani, Mobarrez e Bhattacharya (2019) como alternativa ou complemento ao controle volt-var. A busca se concentrou na minimização das violações de tensão e na distribuição da redução de energia entre todos os sistemas fotovoltaicos instalados na rede, sem afetar apenas alguns clientes. Considerando que uma seleção inadequada dos parâmetros de controle do sistema volt-watt poderia resultar no corte da injeção de potência ativa dos sistemas GD ao longo da rede, há um desafio em encontrar os melhores parâmetros para que os inversores possam ser utilizados para reduzir a potência ativa em situações de alta tensão no ponto de conexão, bem como estabilizar a tensão com a injeção ou absorção de potência reativa da rede. Os autores também chamam a atenção para o fato de que quando há muitos inversores de sistemas distribuídos sendo utilizados para regular a rede de forma individualizada, pode haver oscilações na rede e instabilidades.

Além dos trabalhos já citados que propõem a utilização dos inversores dos sistemas SFV como alternativas para a regulação na operação do SDEE, há diversos outros estudos que englobam essa tecnologia para o controle de potência reativa, como Rezaei e Esmaeili (2017) e Turitsyn *et al.* (2010). A proposta de Jung *et al.* (2014) também considera os inversores na regulação, porém seu controle é obtido após os outros equipamentos de regulação já estarem ajustados. Os controles dos reguladores e bancos de capacitores são otimizados com a GD desconectada, e tendo esses valores definidos, utiliza um modelo iterativo para adequar a tensão do cliente com GD em relação à tensão de referência do circuito, utilizando para isso o valor do fator de potência do sistema fotovoltaico.

## 2.2 Modelos de Controle volt-var

Todos os equipamentos citados na Seção 2.1 são dispositivos cuja estratégia de controle volt-var pode ser definida de modo centralizado e descentralizado, e sua implemen-

tação depende da topologia da rede e da infraestrutura de comunicação disponível (FERRAZ, 2020). Segundo Karthikeyan *et al.* (2017), ainda pode-se definir um controle volt-var local, hierárquico ou híbrido e distribuído.

O modo de controle dos dispositivos volt-var depende da autonomia dos equipamentos, das características específicas do sistema de distribuição, do grau de interconexão dos dispositivos GD e da infraestrutura de comunicação disponível (SUN *et al.*, 2022a). Todas as abordagens têm suas vantagens e desafios, e a seleção da mais adequada deve considerar os objetivos e as necessidades específicas do sistema de distribuição em questão, conforme descrito a seguir.

### **2.2.1 Controle Centralizado**

A operação no modo centralizado é comandada por um único controlador. Com a realização da coleta de todos os dados do sistema, o operador executa um programa buscando otimizar algum objetivo por intermédio do ajuste das variáveis de controle de cada dispositivo. Posteriormente, são enviados os comandos para cada equipamento (WANG *et al.*, 2022). Essa estratégia de controle dos dispositivos é citada como a mais utilizada na literatura por Tahir *et al.* (2016), embora necessite de uma infraestrutura de comunicação segura e dedicada, cujo investimento é elevado.

A utilização de um controle centralizado foi abordada por Florez *et al.* (2022) para determinar os ajustes da geração de potência ativa e reativa a ser injetada pelos GDs, identificar quais bancos de capacitores devem estar em operação a cada hora do dia e definir as trocas de TAP de dispositivos como OLTCs e RTs. Para tanto, os autores propuseram a utilização de três metodologias para posterior comparação de seus resultados. Cada uma dessas metodologias é responsável por estabelecer os controles necessários para minimizar as perdas ao longo dos sistemas de distribuição. Vale ressaltar que o controle centralizado proposto funciona em tempo real e utiliza informações monitoradas e medidas em toda a rede para treinar os sistemas inteligentes, como árvores de decisão, máquinas de vetores de suporte e redes neurais artificiais.

### **2.2.2 Controle Descentralizado**

A característica do controle descentralizado é que os dispositivos operam conforme os problemas na rede que os cercam, ou seja, cada equipamento é controlado individualmente com base em alguma medida de tensão e/ou corrente próximo ao local ao qual está instalado. Essas medidas podem ser reais e/ou estimadas com base no planejamento de operação de um ou mais dias de antecedência, que leva em consideração as previsões de geração e demanda (JAISWAL; SAXENA, 2022). Conforme Patari *et al.* (2021), algumas vantagens da abordagem descentralizada são a flexibilidade, escalabilidade, privacidade e robustez do controle.

No estudo conduzido por Arpanahi *et al.* (2023), é empregado o conceito de uma

abordagem descentralizada para enfrentar o desafio da minimização das perdas em um sistema de distribuição que inclui microrredes de corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC). Nessa metodologia, o problema é subdividido em componentes menores, atribuídos a operadores de rede individuais. Cada operador é encarregado de resolver o problema em sua rede específica e compartilhar informações somente sobre os nós de fronteira, aquelas que fazem a ligação entre duas ou mais redes, mantendo as demais informações como privadas. Esses dados compartilhados são então utilizados pelos outros operadores em suas respectivas tentativas de solucionar seus problemas individuais. Contudo, a solução completa para o problema de minimização de perdas só é alcançada quando todos os operadores conseguem convergir em uma solução que seja compatível com as demais partes do sistema, conseguindo assim a convergência para uma solução que atenda o sistema de distribuição como um todo.

### **2.2.3 Controle Local**

No controle volt-var caracterizado como local, os dispositivos de regulação possuem seus próprios controladores, os quais utilizam medições apenas da sua localização, sem considerar as medidas de qualquer outro ponto da rede. Assim, a operação não depende de uma infraestrutura de comunicação, pois os dispositivos podem agir de forma independente. Como desvantagem, a operação isolada de cada controle pode provocar instabilidade no sistema, devido à operação descoordenada (a execução de um ajuste local pode causar prejuízo em outras partes do sistema) (ANTONIADOU-PLYTARIA *et al.*, 2017).

Um exemplo de aplicação do controle volt-var local é o trabalho desenvolvido por Shah e Crow (2016), no qual os autores criaram uma estratégia de controle local utilizando transformadores de estado sólido, situados em nós pilotos. Esses transformadores injetam ou absorvem potência reativa nas redes de distribuição para controlar a alta tensão do sistema. Como não há necessidade de comunicação com outros dispositivos nem de um controlador central, o tempo de resposta para o controle da tensão é considerado rápido.

### **2.2.4 Controle Hierárquico ou Híbrido**

A combinação do controle local com o centralizado define o sistema volt-var hierárquico ou híbrido. Nesse modelo, o controlador central coleta todas as informações da rede e determina os ajustes ótimos para cada dispositivo, repassando essas informações periodicamente para os controladores locais, que são responsáveis pelas ações de controle. O controlador central é também conhecido como controlador de camada superior. Na camada inferior, estão os dispositivos com controle local, que realizam ajustes quando o valor medido localmente difere do valor do ajuste programado pelo controlador central (LI *et al.*, 2018).

Ao considerar um sistema de distribuição com muitos sistemas geradores distribuídos instalados, Wang *et al.* (2014) propuseram um esquema de controle volt-var híbrido para

minimizar as perdas e os desvios de tensão. O controlador central realiza a leitura da carga prevista para a rede e geração solar, calcula os ajustes ótimos e envia as informações de hora em hora para OLTCs, bancos de capacitores e compensadores estáticos de reativos (SVCs). Na camada inferior, encontram-se todos os BCs e SVCs, que passam a ser autocontrolados por medições locais para minimizar os desníveis de tensão causados por grandes variações na geração de energia por parte dos GDs.

### **2.2.5 Controle Distribuído**

No controle volt-var distribuído, ao contrário do que ocorre no controle local, os dispositivos trocam informações entre si para alcançar uma decisão coletiva que beneficie a operação da rede e atinja os objetivos definidos (ANTONIADOU-PLYTARIA *et al.*, 2017). Um exemplo de aplicação do controle volt-var distribuído é encontrado no trabalho de Jahangiri e Aliprantis (2013), no qual o controle de tensão é realizado por inversores fotovoltaicos, que ajustam a injeção ou absorção de potência reativa de acordo com a medição de tensão nos terminais do inversor.

## **2.3 Cronologia da Programação da Operação**

Conforme Jaiswal e Saxena (2022), geralmente, a programação da operação é realizada com alguns dias de antecedência e/ou em tempo real, porém o mais comum é um dia antes da operação. Nesse cenário, todo o planejamento leva em consideração as previsões de geração dos sistemas distribuídos, principalmente solar e eólico, bem como a previsão de demanda das cargas para o dia seguinte. Essas informações são utilizadas para definir os controles dos dispositivos durante a operação do dia seguinte, prevendo os momentos em que cada um deve entrar ou sair de operação, ou ainda modificar seu ajuste. No caso dos transformadores com regulador, também são identificados quantos TAPs devem ser modificados e se para cima ou para baixo (GHADI *et al.*, 2019b).

A programação em tempo real, é realizada em curtos períodos de tempo, poucos minutos ou segundos, para corrigir eventuais falhas e garantir a qualidade da energia. Valores de tensão, potência ativa e potência reativa da rede são monitorados e, com base nessas medições, são especificados ajustes ideais para os dispositivos. No entanto, é importante notar que muitos dispositivos presentes na rede de distribuição não são eficientes para responder à regulação em tempo real. Isso pode levar a desafios na manutenção da estabilidade de tensão e qualidade da energia em situações de alta demanda ou flutuações na geração de energia renovável intermitente (WU *et al.*, 2022), (XU *et al.*, 2017).

Em ambos os modos, há dificuldades a serem enfrentadas. Por exemplo, na programação com um ou mais dias de antecedência, lida-se com previsões, e a qualidade dessas previsões influencia diretamente no ajuste de controle dos dispositivos da rede de distribuição. Previsões imprecisas podem levar a decisões subótimas e impactar negativamente

no nível de tensão do sistema de distribuição. Já na programação em tempo real, a principal dificuldade é ter os valores de medições em todo o sistema de distribuição de forma rápida e precisa (MAHMUD; ZAHEDI, 2016), (CHAUDHARY *et al.*, 2015). Os sistemas de geração distribuída ainda são fontes de grandes incertezas no sistema de distribuição e podem dificultar a tomada de decisões, pois ao longo do dia podem ocorrer imprevistos como a passagem de uma nuvem, a sombra temporária de um objeto, entre outros (SINGH *et al.*, 2021). Por fim, observa-se que o monitoramento em tempo real permite detectar falhas e eventos não previstos, mas requer uma infraestrutura de comunicação robusta e dispositivos de medição distribuídos em toda a rede.

## 2.4 Principais Abordagens Correlatas

A Tabela 1 apresenta uma breve comparação do escopo proposto com outras abordagens de referência, que embasam a contribuição científica desta dissertação e justificam as escolhas realizadas para o modelo empregado. Observa-se que as linhas da Tabela 1 identificam características dos modelos presentes na bibliografia técnica e, as colunas relacionam 9 referências correlatas ao trabalho desenvolvido nesta dissertação. A última coluna da Tabela 1 refere-se às características da metodologia proposta nesta dissertação em comparação com as das demais referências.

Tabela 1: Comparação das Abordagens de Referência

Característica		Referência									
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	DM
Equipamentos de Regulação	Banco de Capacitor	✓	✓			✓				✓	✓
	Regulador de Tensão	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓
	Inversor Fotovoltaico	✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓	
Resolução temporal	Meia hora	✓					✓				
	Uma hora		✓	✓		✓			✓	✓	✓
	Cinco minutos				✓						
	150 microsegundos									✓	
	Não explicitado						✓				

A: Chen, Strothers e Benigni (2018)

B: Ferraz *et al.* (2021)

C: Jo *et al.* (2021)

D: Mahmoud *et al.* (2020)

E: Kim *et al.* (2013)

F: Chen, Strothers e Benigni (2016)

G: Calderaro *et al.* (2014)

H: Vitor e Vieira (2021)

I: Singh *et al.* (2021)

DM: Abordagem proposta pela autora

*Continua na próxima página*

Tabela 1 – Continuação da página anterior

	Característica	Referência									DM
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	
Função objetivo	Minimizar perdas	✓	✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Minimizar desvios de tensão	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓
	Minimizar chaveamentos				✓	✓			✓		
	Minimizar custos		✓			✓				✓	✓
	Limitar operações	✓	✓		✓		✓				
	Minimizar demanda								✓	✓	
	Maximizar fornecimento de energia										✓
Horizonte de planejamento	Anual		✓								
	Diário	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Tempo Real								✓	✓	
Sistema GD	Eólico		✓			✓		✓			
	Solar Fotovoltaico	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Despachável					✓					
Validação da metodologia	Sistema de 23 nós		✓								✓
	Sistema de 69 nós		✓								
	IEEE 34 nós	✓					✓		✓		
	IEEE 123 nós	✓								✓	
	Sistema Real de Distribuição		✓					✓			
	Sistema de 32 nós			✓							
	IEEE 69 nós			✓							
	Sistemas de 119 nós				✓						
Sistemas de 14 nós					✓						
Controle	Centralizado					✓					
	Descentralizado		✓					✓			
	Híbrido			✓					✓	✓	✓
	Não definido	✓			✓		✓		✓		
Fluxo de potência	Newton-Raphson	✓		✓			✓				
	Método de Injeção de Corrente		✓						✓	✓	✓
	<i>Backward/Forward Sweep</i>				✓	✓					
	Não explicitado							✓			

A: Chen, Strothers e Benigni (2018)

B: Ferraz *et al.* (2021)C: Jo *et al.* (2021)D: Mahmoud *et al.* (2020)E: Kim *et al.* (2013)

F: Chen, Strothers e Benigni (2016)

G: Calderaro *et al.* (2014)

H: Vitor e Vieira (2021)

I: Singh *et al.* (2021)

DM: Abordagem proposta pela autora

*Continua na próxima página*

Tabela 1 – *Continuação da página anterior*

Característica	Referência									DM
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	
Método de otimização	Algoritmo Genético	✓					✓	✓	✓	
	<i>Simulated Annealing</i>									✓
	Algoritmo de Busca	✓					✓			✓
	<i>Branch-and-bound</i>		✓							
	Programação Quadrática			✓						
	Inteligência de Enxame				✓					
	Programação Dinâmica					✓				

A: Chen, Strothers e Benigni (2018)  
 B: Ferraz *et al.* (2021)  
 C: Jo *et al.* (2021)  
 D: Mahmoud *et al.* (2020)  
 E: Kim *et al.* (2013)  
 F: Chen, Strothers e Benigni (2016)  
 G: Calderaro *et al.* (2014)  
 H: Vitor e Vieira (2021)  
 I: Singh *et al.* (2021)  
 DM: Abordagem proposta pela autora

A seguir, são descritas as principais características das abordagens listadas na Tabela 1.

#### 2.4.1 Chen, Strothers e Benigni (2018)

Intitulado *All-day coordinated optimal scheduling in distribution grids with PV penetration*, o estudo conduzido por Chen, Strothers e Benigni (2018) objetivou o desenvolvimento um método para o planejamento da operação que englobava bancos de capacitores, comutadores sob carga e inversores fotovoltaicos como dispositivos utilizados para minimizar os desvios de tensão na rede de distribuição. As variáveis de controle desses dispositivos, empregadas pelos autores, foram de natureza contínua, discreta e booleana. Elas correspondiam à potência reativa do inversor, à posição do TAP do comutador e ao estado do banco de capacitores, respectivamente. Na fase de otimização, realizada por meio de algoritmos de busca local ou genética, os autores visavam minimizar as perdas de potência ativa e os desvios de tensão. As operações dos bancos de capacitores e do regulador de tensão eram sujeitas a limitações, e o fluxo de potência era calculado por meio do método de Newton. Dados médios, obtidos para um intervalo de tempo de meia hora, eram considerados como entradas do problema, levando em conta algumas imprecisões nas previsões de demanda e geração de energia. O algoritmo de otimização escolhido variava de acordo com a quantidade e a natureza das variáveis envolvidas. O método proposto pelos autores foi avaliado em duas redes distintas e demonstrou eficácia, apesar de que o tempo computacional se mostrou um desafio.

### 2.4.2 Ferraz *et al.* (2021)

O artigo *MILP model for volt-var optimization considering chronological operation of distribution systems containing DERs*, proposto por Ferraz *et al.* (2021), abordou a operação de bancos de capacitores e regulador de tensão na rede de distribuição. O horizonte de planejamento deste estudo foi de 365 dias, abrangendo diversos cenários típicos de operação, por intermédio de um modelo de programação linear inteira mista. Os autores tinham como objetivo regular a magnitude da tensão da rede e minimizar as perdas nos alimentadores, o que por consequência auxiliava na redução dos custos operacionais, incluindo os custos das perdas e as penalidades por violação de tensão. O controle dos bancos de capacitores automáticos, proposto neste estudo, está relacionado com as correntes que ligam e desligam os bancos. Enquanto a regulagem de tensão ocorre em um nó remoto utilizando um LDC. Além disso, a descentralização dos controles e a limitação do número de operações de chaveamento tanto dos bancos de capacitores quanto do regulador foram consideradas. O desempenho do método proposto foi testado em duas redes de teste, com 23 e 69 nós, além de uma rede de distribuição com parâmetros reais. As simulações foram conduzidas com intervalos de tempo de 1 hora e os resultados obtidos pelo modelo linearizado foram validados com os resultados do fluxo de potência via OpenDSS (DUGAN; MCDEMONTT, 1997–2023). Os resultados obtidos foram considerados favoráveis, demandando um tempo de processamento para os testes que foi considerado baixo.

### 2.4.3 Jo *et al.* (2021)

A proposta do estudo intitulada *Efficient Day-Ahead Scheduling Voltage Control Scheme of ULTC and Var of Distributed Generation in Distribution System*, de Jo *et al.* (2021), consiste em um esquema de controle híbrido com agendamento diário prévio da tensão de referência do regulador da subestação e da potência reativa do sistema de GD. O artigo considera que as linhas de distribuição possuem distâncias muito curtas, portanto, as perdas de energia são mínimas e poderiam ser consideradas insignificantes. O principal objetivo do estudo foi reduzir os desvios de tensão, melhorando a qualidade da energia distribuída. Para otimizar os controles, os autores utilizaram um algoritmo de programação quadrática, e o fluxo de potência foi calculado pelo método de Newton. A GD do tipo solar fotovoltaica apresentava duas curvas para dias ensolarados e uma curva para dias nublados. Já o perfil de carga, representado por curvas horárias, considerava demandas residenciais e comerciais. A comparação realizada entre os resultados obtidos com o controle proposto pelos autores e um controle convencional demonstrou que o método deles foi eficaz em melhorar o perfil de tensão dos sistemas testados.

#### 2.4.4 Mahmoud *et al.* (2020)

Mahmoud *et al.* (2020) propuseram, no artigo intitulado *Optimal Voltage Control in Distribution Systems With Intermittent PV Using Multiobjective Grey-Wolf-Lévy Optimizer*, um método para minimizar o número de operações do regulador de tensão e também reduzir a necessidade de corte de potência ativa dos sistemas de GD, considerando uma rede com alta penetração de geração distribuída. A capacidade de injetar ou consumir potência reativa da rede, utilizando os inversores solares fotovoltaicos, também foi explorada pelos autores. Alguns pesos foram considerados na função objetivo pelos autores para a definição dos nós que receberiam prioridade na prevenção de violação de tensão. A otimização foi realizada por meio de um algoritmo de inteligência de enxame conhecido como Otimizador Lobo Cinzento. As variáveis de controle foram definidas como o número de TAPs dos transformadores e as potências ativa e reativa da GD. A demanda do sistema considerou cargas comerciais, industriais, residenciais e de iluminação. Além do cenário base de penetração fotovoltaica no sistema, os autores conduziram simulações aumentando a penetração em 125%, 150% e 200% do caso base, a fim de verificar como o controle proposto funcionaria com maior potência ativa da GD sendo injetada na rede. Também foi avaliado como a flutuação na geração solar fotovoltaica influencia na regulação de tensão e no número de operações do regulador.

#### 2.4.5 Kim *et al.* (2013)

A utilização de bancos de capacitores e regulador de tensão em conjunto com o sistema de GD para controlar a tensão foi a proposta no artigo intitulado *Coordinated Control of a DG and Voltage Control Devices Using a Dynamic Programming Algorithm* de Kim *et al.* (2013). Considerando um controle centralizado, os autores assumem que a GD irá fornecer ou absorver potência reativa do sistema de acordo com o desvio na tensão detectado na rede. Logo, as variáveis de controle consideradas eram: a posição do TAP do regulador, o número de capacitores conectados no secundário da subestação, o número de bancos de capacitores ligados no alimentador e a variável que definia se a GD estaria fornecendo ou absorvendo potência reativa. Kim *et al.* (2013) buscaram, com sua abordagem, minimizar as perdas de energia na rede, otimizar a operação dos bancos e do regulador, além de manter o nível de tensão dentro dos padrões exigidos para uma rede de distribuição. Foram realizados testes de 24 horas de simulação, subdivididos em intervalos de 1 hora, considerando um sistema de GD despachável e não despachável para verificar o desempenho do modelo de controle proposto pelos autores.

#### 2.4.6 Chen, Strothers e Benigni (2016)

O estudo intitulado *Day-ahead optimal scheduling of PV inverters and OLTC in distribution feeders* propõe um esquema de controle do nível de tensão da rede que inclui o inversor do sistema solar fotovoltaico e um regulador de tensão. Esta abordagem proposta

por Chen, Strothers e Benigni (2016) utiliza como algoritmo de otimização uma busca padrão, que analisa os valores de função objetivo obtidos após o cálculo do fluxo de potência pelo método Newton. O controle do regulador, dado pela posição do OLTC, considerava uma variável contínua que era arredondada para uma variável discreta, enquanto para a potência reativa que seria fornecida ou absorvida da rede pelo inversor da planta fotovoltaica, foi utilizada uma variável contínua. Nos cenários simulados, com resolução de meia hora, os autores testaram dobrar a carga na rede para verificar como a abordagem proposta reagiria no controle dos níveis de tensão, verificando assim se os períodos de absorção e injeção de energia reativa se manteriam os mesmos. Uma abordagem estocástica também foi utilizada pelos autores para verificar possíveis consequências do erro na previsão de geração para o dia seguinte. Os resultados de controle apresentados pelo método foram considerados bons e eficazes para nivelar a tensão da rede.

#### **2.4.7 Calderaro *et al.* (2014)**

No artigo intitulado *Optimal Decentralized Voltage Control for Distribution Systems With Inverter-Based Distributed Generators*, Calderaro *et al.* (2014) utilizaram uma estratégia de controle descentralizado na rede de distribuição, buscando minimizar as perdas de energia e manter o nível de tensão dentro dos limites estabelecidos. Há preocupação de manter a máxima produção de potência ativa dos sistemas de GD instalados e utilizar o inversor como uma fonte de absorção e fornecimento de potência reativa para a rede. A GD só é desconectada do sistema se todas as estratégias de controle de potência ativa e reativa falharem em manter os níveis de tensão dentro da faixa permitida. A função objetivo geral do problema de otimização engloba dois subobjetivos que são o controle de potência reativa por meio do sistema de distribuição e o aumento da eficiência do sistema. Durante os testes, foram considerados dois cenários de penetração de GD na rede, abrangendo geração eólica e solar fotovoltaica, para validar a abordagem proposta pelos autores. O estudo realizado demonstrou que a alta penetração de GD na rede, apesar de suas potenciais desvantagens operacionais, como problemas de elevação da tensão, pode ser utilizada como um recurso de controle dos níveis de tensão.

#### **2.4.8 Vitor e Vieira (2021)**

Vitor e Vieira (2021) publicaram o estudo intitulado *Operation planning and decision-making approaches for Volt/Var multi-objective optimization in power distribution systems*, que prioriza a minimização da demanda consumida em uma rede de distribuição e a redução do número de acionamentos dos dispositivos de regulação de tensão. O método desenvolvido pelos autores utiliza a otimização por algoritmo genético para encontrar a solução ótima do problema, calculando o fluxo de potência por meio do OpenDSS. As variáveis consideradas são as relações de TAP dos dispositivos de regulação. A carga do alimentador simulado varia de 30% a 90% do valor base utilizado pelos autores, para um

dia qualquer. Duas abordagens de operação foram consideradas no estudo: a primeira concentra-se no planejamento dos controles para o dia seguinte, enquanto a segunda está relacionada com a tomada de decisões operacionais visando a melhoria das metas de desempenho. As decisões tomadas estão ligadas aos custos de operação do sistema. Embora as simulações tenham identificado problemas nos níveis de tensão da rede, minimizar os desvios de tensão não fazia parte dos objetivos.

#### **2.4.9 Singh et al. (2021)**

*Multistage Multiobjective Volt/VAR Control for Smart Grid-Enabled CVR With Solar PV Penetration* é o título do estudo proposto por Singh et al. (2021), para proposição de um método implementado em dois estágios que abrange o planejamento e a operação em tempo real do SDEE. Considerando uma alta penetração fotovoltaica na rede, os autores buscavam aumentar a eficiência da rede, reduzir perdas e diminuir a demanda. Os dispositivos utilizados para o controle do nível de tensão, como bancos de capacitores, reguladores de tensão e inversores de sistemas solares fotovoltaicos, foram divididos em dispositivos com controle centralizado e dispositivos com controle local de operação. Na etapa de planejamento, os controles centralizados eram definidos pelo método proposto, enquanto os controles locais entravam em operação durante a etapa de operação em tempo real, a fim de reduzir desvios de tensão que pudessem ocorrer devido ao comportamento da GD em situações imprevistas. Além disso, foram examinados os efeitos da metodologia proposta em diversos cenários de penetração de GD na rede. Os autores validaram a abordagem proposta por meio de um simulador digital de tempo real, além de testes conduzidos em uma rede de 113 nós. Quanto às variáveis de controle consideradas no estudo, os autores especificaram a posição do TAP do regulador de tensão, a potência reativa dos capacitores e a quantidade de potência reativa despachada pelo gerador fotovoltaico.

## **2.5 Reflexões sobre o Estado da Arte**

A partir da revisão bibliográfica realizada, esta subseção busca identificar e ponderar as particularidades dos estudos apresentados, os quais foram fundamentais para estruturar o método proposto na presente dissertação.

De acordo com a literatura atualmente disponível, o problema de planejamento da operação tem sido estudado por um grande número de pesquisadores, os quais propõem diversas estratégias de otimização para regulação de tensão e redução das perdas elétricas. Tais estratégias são especialmente importantes porque a gestão de tensão na rede de distribuição está se tornando cada vez mais importante devido à alta penetração de REDs (GHOLAMI et al., 2022). Embora este tema tenha sido amplamente investigado, novas possibilidades operacionais surgem a cada dia, impondo novas regulamentações, como por exemplo a Resolução Normativa n. 1000 da ANEEL (2021c), a qual unificou

as Resoluções Normativas ANEEL n. 414/2010, n. 470/2011 e n. 901/2020, atualizando diversos critérios relacionados à mini e microgeração no país.

Os dados apresentados na Tabela 1 demonstram que a maioria dos estudos tem como objetivo a minimização das perdas de energia ao longo da distribuição e, principalmente, a redução dos desvios de tensão, garantindo assim, que a rede opere dentro dos padrões estabelecidos. Dois estudos se destacaram entre os demais por incorporarem na função objetivo a minimização da demanda de energia pelas cargas instaladas no sistema, considerando um modelo de eficiência energética Vitor e Vieira (2021) e Singh *et al.* (2021). A minimização do consumo pode ser motivada pela necessidade das concessionárias de energia em atender metas contratadas, quando são vislumbradas deficiências na oferta. Para fazer este ajuste é necessário reduzir o consumo e isto pode ser feito por intermédio da redução da tensão (CVR), mas buscando manter a tensão de serviço ainda dentro da faixa adequada. Esse ajuste visa economizar energia, como explicado por Sun *et al.* (2022b) e Singh *et al.* (2011).

Para resolver os problemas citados, os autores geralmente empregam alternativas tradicionais de regulação, como bancos de capacitores e reguladores de tensão. Alguns autores, como Mahmoud *et al.* (2020), Kim *et al.* (2013) e Vitor e Vieira (2021), incluíram na modelagem do problema aspectos relacionados à vida útil dos dispositivos de regulação, propondo métodos para a minimização das operações dos equipamentos, ou ainda, estabelecendo limites máximos pré-definidos para os chaveamentos, como feito em Ferraz *et al.* (2021). A determinação do momento certo para ligar ou desligar os bancos de capacitores representa um desafio, como mencionado por Kalambe e Agnihotri (2014). Uma abordagem proposta por Chen, Strothers e Benigni (2018) e Medeiros *et al.* (2020) é considerar o estado dos bancos de capacitores como uma variável de controle a ser otimizada, onde em cada intervalo de tempo, a decisão de ligar ou desligar cada banco é avaliada. Outra estratégia é basear a operação dos bancos de capacitores na corrente a jusante de sua localização, como demonstrado por Ferraz *et al.* (2021). Nesse cenário, os bancos podem ser ligados ou desligados dependendo da intensidade da corrente. Assim, ao invés de atribuir uma única variável de controle para os BCs, cada banco teria duas variáveis de controle, uma referindo-se a corrente mínima para ele ligar e outra para corrente mínima que deve ter na linha para manter ele ligado. Além disso, uma abordagem alternativa seria usar a potência reativa injetada pelo banco no sistema como variável de controle, conforme sugerido por Singh *et al.* (2021). Nos dispositivos reguladores de tensão, a variável de controle comumente associada é a posição do TAP do Regulador de Tensão (RT), conforme observado em diversos trabalhos, incluindo Biazzi *et al.* (2022), Chen, Strothers e Benigni (2018), Medeiros *et al.* (2020) e Kim *et al.* (2013). No entanto, uma abordagem diferente foi adotada por Ferraz *et al.* (2021), que utilizou a tensão de regulação em um nó próximo como variável de controle.

Recentemente, com os avanços tecnológicos e regulatórios, os pesquisadores incluí-

ram em suas investigações, o uso de inversores dos sistemas solar fotovoltaicos para controle volt-var e volt-watt. Neste caso, as variáveis de controle geralmente incluem o fator de potência (BIAZZI *et al.*, 2022), a potência reativa a ser injetada ou absorvida (CHEN; STROTHERS; BENIGNI, 2018), ou até mesmo a potência ativa e reativa do GD (MAHMOUD *et al.*, 2020).

Ao inserir a GD no modelo, também é importante estabelecer os requisitos de cronologia da operação. A intermitência da geração distribuída, que está fortemente relacionada às condições climáticas, conduz a diferentes abordagens no uso de modelos de curvas nos estudos. Alguns pesquisadores, como Jo *et al.* (2021), analisaram a operação da rede com curvas de geração em dias ensolarados e nublados, dada a grande diferença de potência gerada nessas condições. Outros optaram por utilizar softwares que fazem previsões de geração com base em dados meteorológicos e nas características do local de instalação do sistema, como foi o caso de Chen, Strothers e Benigni (2018). Além disso, existem repositórios online que disponibilizam dados de potência gerada pela GD, como aqueles utilizados por Ferraz *et al.* (2021) e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Esses recursos oferecem uma variedade de opções para modelar a geração distribuída, levando em consideração diferentes condições e fontes de dados.

Em relação ao método de solução do problema de otimização, percebe-se um grande interesse dos autores em utilizar o algoritmo genético como um método para encontrar a solução ótima do problema de planejamento para o dia seguinte. No entanto, também é evidente a diversidade de métodos propostos e utilizados na literatura, todos com o objetivo comum de minimizar as perdas de energia e manter a tensão dentro dos padrões exigidos para a operação da rede. Essa diversidade pode estar relacionada ao alerta de Patari *et al.* (2021) que, ao lidar com problemas não convexos, as chances de encontrar uma solução ótima local são significativas ao trabalhar com uma abordagem distribuída. Assim, a exploração de métodos de otimização mais robustos, ou seja, métodos que buscam soluções viáveis e eficazes em que a incerteza nas condições do problema não afetem o desempenho da otimização e permitem evitar soluções ótimas locais pode ser aconselhada. Além disso, há a possibilidade de optar pela centralização dos controles, o que coloca toda a tomada de decisão em um único indivíduo e local, tornando o sistema vulnerável a falhas que podem afetar toda a distribuição em vez de apenas algumas áreas.

A ampla gama de métodos de otimização aplicados a estudos de planejamento da operação ocorre devido ao maior desafio da otimização do controle volt-var, que é o tempo computacional. O número de variáveis de controle, a função objetivo, a convexidade do problema, sua linearidade e restrições são determinantes na escolha do modelo de otimização. Além disso, o método de cálculo do fluxo de carga também interfere no tempo destinado à obtenção da solução ótima. Por fim, Medeiros *et al.* (2020) e Rahimi, Marinelli e Silvestro (2012) destacam que o espaço de busca para a solução otimizada dos controles dos equipamentos que compõem o volt-var é muito grande, e, portanto, a

utilização de meta-heurísticas representa uma boa alternativa para resolver o problema de otimização.

### **3 FORMULAÇÃO DO MODELO PARA CONTROLE VOLT-VAR HÍBRIDO**

Neste capítulo, apresenta-se o modelo de otimização utilizado neste trabalho com o objetivo otimizar a operação diária do SDEE considerando a presença de GD intermitente. Os dispositivos utilizados para tanto são os ajustes ótimos nos controles locais dos dispositivos de controle volt-var, incluindo bancos de capacitores automáticos e reguladores de tensão. Portanto, neste capítulo, é detalhado o modelo de controle aplicado de maneira híbrida para a operação diária de um sistema de distribuição de energia elétrica, levando em consideração a cronologia de operação do sistema.

No modelo proposto, a cronologia da operação, representada por intermédio de restrições intertemporais, é um dos diferenciais deste trabalho, sendo esta indispensável para poder definir o real estado de operação dos dispositivos de controle volt-var ao longo da operação diária. Isto se deve em função da existência de uma região de insensibilidade do controle – nesta região, o equipamento opera na condição anterior, logo a condição operacional prévia é indispensável.

Outro diferencial, em relação aos estudos atualmente disponíveis, é a inclusão da possibilidade de escolher entre duas funções objetivo distintas. Essas funções determinam os melhores ajustes para a operação do sistema de distribuição com base nas previsões de carga e geração de energia elétrica para o próximo dia. Durante a otimização, as funções objetivo podem levar em consideração três critérios econômicos, dependendo dos objetivos definidos: (i) o valor das compensações que a distribuidora deve pagar aos consumidores em situações de tensão precária ou crítica; (ii) o custo das perdas de energia ao longo dos linhas de distribuição; e (iii) o resultado proveniente da energia fornecida para o sistema.

#### **3.1 Variáveis do Problema**

As variáveis de controle dos dispositivos de regulação são as variáveis-alvo do processo de otimização, sendo o objetivo principal encontrar os melhores ajustes para cada variável, que promoverão o melhor valor de solução para a função objetivo do problema

de otimização. Essas variáveis de controle têm um impacto indireto na função objetivo, pois são elas que determinam como será a operação do sistema e, conseqüentemente, quais serão as perdas de energia, as violações nas tensões e qual a receita com o fornecimento de energia previstas ao longo da operação diária do SDEE. Assim, os resultados da operação simulada, com os ajustes de controle otimizados, fornecem os valores dos critérios econômicos, que afetam diretamente o valor da função objetivo.

### 3.1.1 Controle dos Bancos de Capacitores

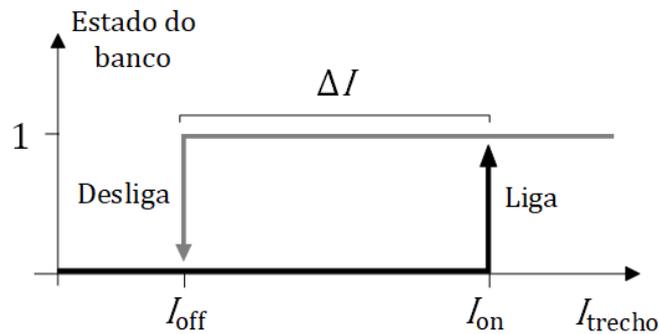
Dentre as abordagens propostas nos estudos que envolviam a utilização de bancos de capacitores, considerando variáveis como: (i) o estado dos BCs, (ii) a quantidade de bancos em funcionamento, (iii) as correntes de liga e desliga, e (iv) a potência reativa dos capacitores; a que foi considerada mais adequada por trazer boa flexibilidade de operação das redes de distribuição foi a utilizada por Ferraz *et al.* (2021).

Com o crescimento do número de sistemas de GD conectados nas redes, as correntes nos ramos do sistema de distribuição não se diferenciam apenas pela demanda dos consumidores, mas também pela energia excedente gerada que pode estar sendo injetada nos alimentadores. Assim, dentro de um intervalo de tempo, podem ocorrer variações de corrente que demandem a ativação ou desativação dos bancos nesse momento, sendo importante considerar o estado do banco nesse intervalo para determinar se haverá chaveamento ou não. Este tipo de controle pode ser implementado localmente pelos dispositivos que são instalados junto aos BCs automáticos. Os ajustes adequados para a operação diária podem ser realizados por intermédio de um sistema de comunicação que só precisa informar quando houver alterações com relação aos ajustes anteriores.

Portanto, o modo de controle para a operação dos bancos de capacitores automáticos desenvolvido monitora a corrente a jusante da localização dos bancos para decidir em que momentos esses equipamentos entrarão em operação. Conforme ilustrado na Figura 1, quando a corrente na linha ( $I_{\text{trecho}}$ ) ultrapassa o valor máximo admissível ( $I_{\text{on}}$ ), é realizado o chaveamento e o BC é ligado, permanecendo neste estado até que o valor de  $I_{\text{trecho}}$  fique abaixo do valor mínimo necessário para manter o banco em funcionamento ( $I_{\text{off}}$ ). Não ocorre alteração do estado do banco enquanto a corrente se mantiver dentro do intervalo de insensibilidade  $\Delta I$ , entre  $I_{\text{off}}$  e  $I_{\text{on}}$ .

Por conseguinte, a proposta de controle dos bancos de capacitores foi desenvolvida considerando as correntes  $I_{\text{on}}$  e  $I_{\text{off}}$  como variáveis a serem otimizadas. Esses valores determinam os momentos em que os BCs serão ativados ou desativados, considerando também o estado (ligado ou desligado) de operação na hora anterior. A escolha de realizar o monitoramento da corrente a jusante, em vez da corrente a montante, ocorre porque, no momento em que o estado do banco é alterado (de desligado para ligado ou vice-versa), a corrente no alimentador a montante do banco é alterada de forma bastante sensível. Esta alteração pode fazer com que o novo valor da corrente seja suficiente para fazer com

Figura 1 – Modo de controle por corrente do banco de capacitor.



Fonte: Elaborado pela autora

que o estado do BC seja novamente alterado – isto faria com que o equipamento ficasse continuamente alterando seu estado de operação, provocando instabilidade no controle. Por outro lado, a corrente a jusante do BC varia de modo menos perceptível, apenas em função da alteração que é provocada na tensão atuando sobre as cargas que sejam dependentes da tensão.

### 3.1.2 Controle dos Reguladores de Tensão

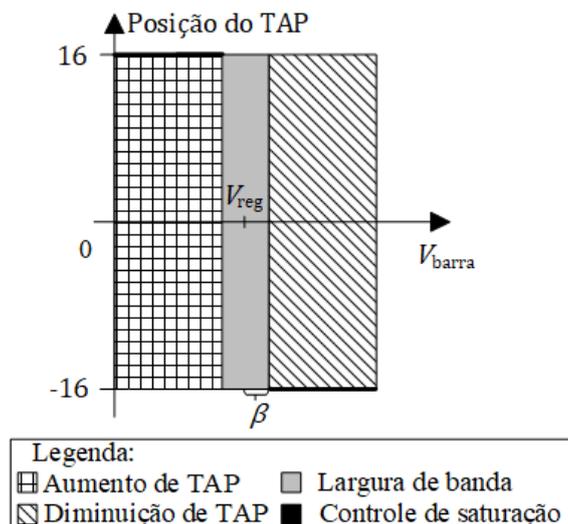
Na maioria dos trabalhos que investigam a operação de sistemas de distribuição, os autores utilizam como variável de controle a ser otimizada a posição do TAP do regulador de tensão, emulando a situação em que existe um controle centralizado, que determina este ajuste a partir da análise da operação do SDEE como um todo. Seguindo o conceito do controle dos bancos de capacitores automáticos, cuja variável de controle a ser ajustada é uma grandeza elétrica disponível no local de instalação do equipamento, nessa abordagem é utilizada a tensão de referência do regulador, ( $V_{reg}$ ), como variável de controle a ser ajustada por meio da otimização, o que pode afetar indiretamente no TAP do RT para atender ao novo nível de tensão. A definição da tensão de referência do RT é realizada considerando a operação ótima diária da rede e pode ser ajustada por intermédio de um sistema de comunicação que realiza o ajuste quando houver necessidade de implementar alguma alteração com relação ao ajuste anterior.

O controle do RT, portanto, considera medições locais, ajustando os TAPs de acordo com uma faixa em torno da tensão de referência. Essa faixa corresponde à região de insensibilidade cuja largura é igual a  $(2\beta)$ . Um transformador de corrente e um transformador de potencial integram o LDC para emular a tensão da barra remota, ( $V_{barra}$ ), a jusante do equipamento, a cada hora  $j$  do dia.

Conforme ilustrado na Fig. 2, sempre que o nível da tensão na barra monitorada pelo regulador estiver acima do valor estabelecido para  $V_{reg}$  e ultrapassar o limite da largura de banda aceitável ( $\beta$ ), ocorrerá uma mudança no TAP do transformador no sentido de diminuir a tensão dos alimentadores a jusante do regulador. Da mesma forma, sempre

que  $V_{\text{barra}}$  no nó monitorado ficar abaixo do valor de  $V_{\text{reg}}$  e estiver fora do limite da largura de banda, ocorrerá um aumento no TAP do transformador para elevar a tensão no alimentador.

Figura 2 – Mudança de TAP no regulador.



Fonte: Elaborado pela autora

Os transformadores com regulagem de tensão possuem 32 TAPs, possibilitando 33 derivações (posição neutra, 16 posições para cima e 16 posições para baixo), logo verifica-se que os TAPs do regulador são ajustados dentro do intervalo  $[-16, 16]$ , corrigindo até 10% dos desvios de tensão verificados na barra monitorada, em passos de 0,625%. Na Figura 2, observar que existem duas regiões de saturação para este controle, quando o TAP atinge seus limites mínimo ( $-16$ ) ou máximo ( $+16$ ).

## 3.2 Função Objetivo

A função objetivo (FO) para o problema de planejamento da operação deve tentar reproduzir os interesses da concessionária de distribuição de energia. Embora as concessionárias possam ter diferentes realidades, no sistema elétrico brasileiro podem ser definidas ao menos dois objetivos: (i) a minimização dos custos de operação; ou (ii) a maximização da receita com energia fornecida para atender o sistema, levando em consideração os custos de perdas e compensação. As funções objetivo empregadas neste trabalho incluem o cálculo de dois ou três indicadores econômicos.

### 3.2.1 Minimização dos Custos ( $f_1$ )

A primeira função objetivo, denominada  $f_1$ , inclui a estimativa dos custos diários associados às perdas de energia e às compensações por violação dos limites de tensão,

sendo expressa por:

$$f_1 = C^{\text{Perdas}} + C^{\text{Comp}}, \quad (1)$$

sendo  $C^{\text{Perdas}}$  a estimativa do custo diário das perdas de energia no sistema e  $C^{\text{Comp}}$  a estimativa dos valores diários das compensações por violações das tensões, ambos dados em R\$/dia.

A primeira parcela de (1) é dada por:

$$C^{\text{Perdas}} = C^{\text{kWh}} \sum_{j \in \psi^J} \sum_{km \in \psi^N} P_{j,km}^{\text{Perdas}}, \quad (2)$$

sendo  $C^{\text{kWh}}$  o valor de custo da energia, em R\$/kWh, e  $P_{j,km}^{\text{Perdas}}$  as perdas ativas ocorridas no ramo  $km$  durante a hora  $j$ , em kW. O conjunto  $\psi^J$  contem as 24 horas de um dia e o conjunto  $\psi^N$  contem todos os ramos do sistema. Neste trabalho, as estimativas de perdas ativas são determinadas durante o processo de resolução do fluxo de potência utilizando o *software* OpenDSS, através do dispositivo medidor de energia *Energymeter*, executado em base horária, logo cada kW de potência de perdas integrado durante uma hora corresponde a 1 kWh.

A segunda parcela de (1) é calculada com base no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2021d). A expressão do PRODIST foi modificada de duas formas: (i) para calcular o custo diário; e (ii) para obter o somatório da compensação total a ser paga, considerando os consumidores do sistema. Desta forma, a segunda parcela é dada por:

$$C^{\text{Comp}} = \sum_{i \in \psi^B} EUSD_i^{\text{dia}} \left[ \left( \frac{DRP_i - DRP^{\text{lim.}}}{100} k_1 \right) + \left( \frac{DRC_i - DRC^{\text{lim.}}}{100} k_2 \right) \right], \quad (3)$$

sendo  $EUSD_i^{\text{dia}}$  o valor diário estimado do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição calculado para o Nó  $i$ , dado em R\$/dia,  $DRP_i$  o valor diário percentual da Duração Relativa da tensão Precária calculado no Nó  $i$  e  $DRC_i$  o valor diário percentual da Duração Relativa da tensão Crítica calculado no Nó  $i$ . Os demais valores definidos conforme o PRODIST:

- $DRP^{\text{lim.}} = 0,5\%$ ;
- $k_1 = 0$ , se  $DRP \leq DRP^{\text{lim.}}$ ;  $k_1 = 3$ , se  $DRP > DRP^{\text{lim.}}$ ;
- $DRC^{\text{lim.}} = 3\%$ ;
- $k_2 = 0$ , se  $DRC \leq DRC^{\text{lim.}}$ ;  $k_2 = 7$ , para consumidores atendidos em baixa tensão, se  $DRC > DRC^{\text{lim.}}$ ;  $k_2 = 5$ , para consumidores atendidos em média

tensão, se  $DRC > DRC^{lim.}$ ;  $k_2 = 3$ , para consumidores atendidos em alta tensão, se  $DRC > DRC^{lim.}$ .

Em (3), o fator  $EUUSD_i^{dia}$  é obtido pelo produto entre o consumo diário de energia na barra,  $E_i^{consumida}$ , dado em kWh/dia, e o valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição,  $TUSD$ , que é dado em R\$/kWh:

$$EUUSD_i^{dia} = E_i^{consumida} TUSD. \quad (4)$$

Por ser uma estimativa calculada para um dia qualquer, os valores de  $DRP_i$  e  $DRC_i$  em (3) são adaptados para o cálculo diário e a partir de valores horários de tensão, sendo expressos por:

$$DRC_i = \frac{nlc_i}{24} 100\%, \quad (5)$$

$$DRP_i = \frac{nlp_i}{24} 100\%, \quad (6)$$

sendo  $nlc_i$  o número de leituras situadas na faixa crítica de tensão na barra  $i$ ,  $nlp_i$  o número de leituras situadas na faixa precária de tensão de tensão na barra  $i$ . São considerados 24 valores de leitura, um a cada hora do dia, invés das 1008 leituras válidas em 168h conforme consta no PRODIST, visto que as simulações são realizadas em base horária para um dia de operação do sistema de distribuição.

### 3.2.2 Maximização da Receita ( $f_2$ )

A segunda função objetivo, denominada  $f_2$ , busca maximizar o resultado entre o ganho diário proveniente do fornecimento de energia para o sistema de distribuição e os custos diários de operação (já estimados pela função  $f_1$ ), sendo dada por:

$$f_2 = R^{Venda} - f_1 = R^{Venda} - C^{Perdas} - C^{Comp}, \quad (7)$$

sendo  $R^{Venda}$  a estimativa de receita diária com o fornecimento de energia, calculada por:

$$R^{Venda} = V^{kWh} \sum_{j \in \psi^j} E_j^{Fornecida}, \quad (8)$$

sendo  $V^{kWh}$  o valor do resultado pela venda da energia, em R\$/kWh, e  $E_j^{Fornecida}$  o montante de energia fornecida para a rede durante o horário  $j$ .

Observar que quando é utilizada a função o objetivo  $f_2$ , além de minimizar o custo (dado pela função  $f_1$ ) busca-se maximizar a receita e isto é alcançado por intermédio da elevação nos valores das tensões de operação, pois é sabido que a carga depende da

tensão<sup>1</sup>. Assim, quando maior for a magnitude da tensão entregue aos consumidores, maior deverá ser o consumo e, por conseguinte, a receita da concessionária.

### 3.3 Restrições

No modelo de otimização proposto, as restrições do fluxo de carga fazem parte do problema, porém elas não serão utilizadas explicitamente, pois é utilizada uma meta-heurística na resolução do problema, sendo o fluxo de carga resolvido por intermédio do programa OpenDSS (DUGAN; MCDEMONTT, 1997–2023).

Alguns autores, como Ferraz *et al.* (2021) e Chen, Strothers e Benigni (2018), consideram durante a otimização dos controles valores limites de troca de TAP do regulador de tensão como uma restrição que deve ser atendida para resolver o problema. Embora tenha sido realizada a contagem do número de trocas de TAP de cada dispositivo regulador de tensão e de troca de estado dos bancos de capacitores, não foi estabelecido nenhum tipo de penalidade na função objetivo ou colocada restrição para a solução do problema quanto ao número de manobras do RT e troca de estado dos bancos ao longo do dia.

Vale mencionar, ainda, que tanto os limites de corrente nos condutores quanto o carregamento dos alimentadores não foram considerados nesse contexto, para fins de simplificação do modelo, assumindo-se que a rede tem capacidade. Logo, é presumido que a manobra dos equipamentos pode ser realizada sem infringir os limites de corrente nos alimentadores.

---

<sup>1</sup>Embora o modelo da carga seja ainda objeto de estudos, a ANEEL sugere que nas redes de distribuição o consumo de potência seja representado pelo modelo ZIP, sendo a potência ativa 50% potência constante e 50% impedância constante e a reativa 100% impedância constante.

## 4 APLICAÇÃO DOS MÉTODOS HEURÍSTICOS DE OTIMIZAÇÃO

Neste capítulo, é fornecida uma descrição detalhada da estratégia adotada para resolver o problema de otimização e encontrar os ajustes ideais para os controles dos dispositivos que integram o sistema volt-var proposto. Além disso, neste trabalho, são explorados dois métodos de otimização para determinar os ajustes ótimos nos parâmetros de controle, de acordo com o objetivo estabelecido.

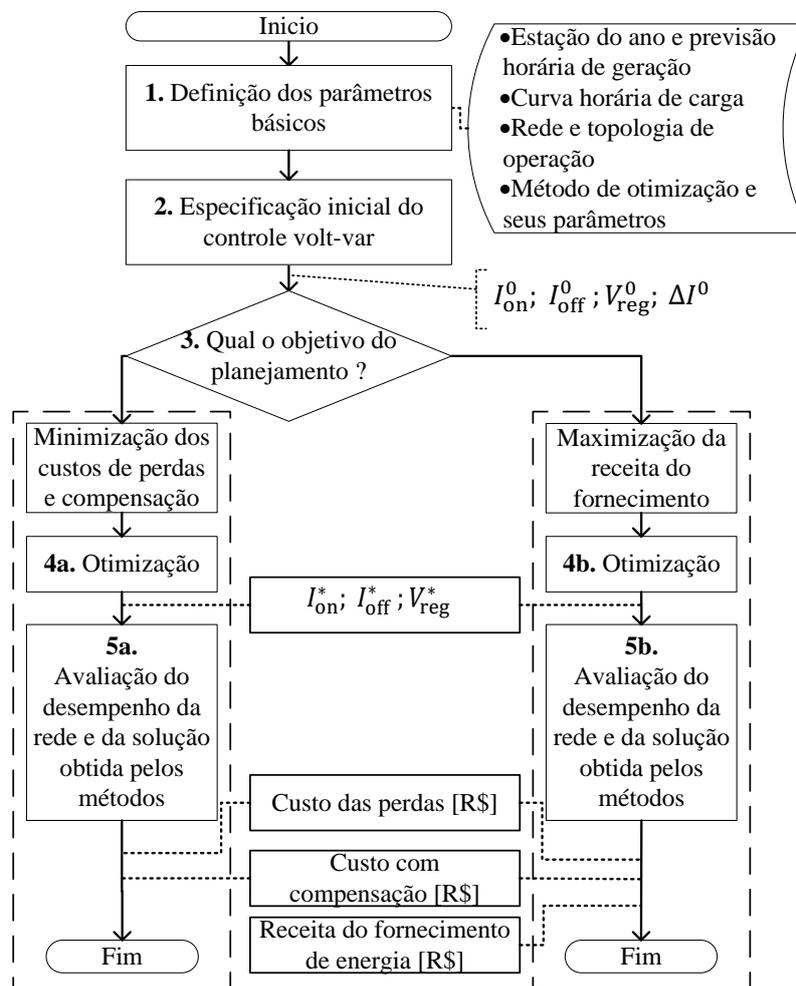
### 4.1 Abordagem Proposta

O método descrito visa otimizar o ajuste dos dispositivos de controle volt-var em uma rede de distribuição de energia elétrica. As principais etapas da abordagem proposta para resolver o problema de planejamento da operação do sistema são apresentadas no fluxograma da Figura 3 e detalhadas a seguir.

Na Etapa 1, representada na Figura 3, ocorre a inicialização e definição dos parâmetros fundamentais para o planejamento da operação do SDEE. Nesta fase, é selecionada a rede de distribuição que será analisada e planejada. São especificados dados essenciais, como as características dos condutores, dos equipamentos existentes e aqueles que vão compor o sistema de controle volt-var, como bancos de capacitores e reguladores de tensão. Além disso, são estabelecidas as curvas de demanda ativa e reativa para cada carga distribuída ao longo do sistema. Também, nesse momento, é determinada a estação do ano, a partir da qual serão obtidos os dados para representar as curvas de geração de energia proveniente de fonte solar fotovoltaica. Concomitantemente, ao definir a estação do ano, é feita a escolha da previsão de geração de energia para o próximo dia. Essa previsão pode ser categorizada como baixa, intermediária ou alta, dependendo da quantidade estimada de energia que será gerada a partir do sistema SFV. Por fim, determina-se o método de otimização que será utilizado para resolução do problema de planejamento da operação e especificam-se seus parâmetros.

A especificação dos ajustes iniciais dos controles volt-var para cada dispositivo de regulação é realizada na Etapa 2. Nela, são definidos os valores iniciais das correntes

Figura 3 – Fluxograma dos processos para resolução do problema.



Fonte: Elaborado pela autora

de liga/desliga dos bancos de capacitores automáticos,  $I_{on}^0$  e  $I_{off}^0$ , bem como das tensões de referência para cada regulador de tensão instalado na rede,  $V_{reg}^0$ . Propõe-se que esse ajuste inicial seja realizado com base em um estudo de fluxo de potência da rede operando somente com as cargas e, quando presente, a geração distribuída. Além disso, é necessário que, após a especificação de  $I_{on}^0$  e  $I_{off}^0$ , seja calculado o valor da distância mínima entre as correntes de ligar e desligar os bancos de capacitores, de forma a evitar que a corrente necessária para desligar os bancos seja maior do que a corrente que os liga. Dessa forma, as correntes que desligam os bancos, que constituem as variáveis originais da otimização, serão substituídas pelas diferenças ( $\Delta I$ ) na otimização, conforme expresso em:

$$\Delta I^0 = I_{on}^0 - I_{off}^0. \quad (9)$$

Na Etapa 3 do fluxograma apresentado na Figura 3, são contempladas duas possibilidades de objetivos a serem alcançados na otimização. Uma abordagem visa, sob a

perspectiva da distribuidora, minimizar os custos de operação, enquanto a outra busca maximizar os ganhos provenientes do fornecimento de energia para a rede, levando em consideração, também, os custos de operação. O primeiro modelo envolve dois indicadores econômicos, enquanto o segundo lida com três, como já foi detalhado na Seção 3.2.

Após a definição da função objetivo, nas Etapas 4a e 4b do fluxograma ilustrado na Figura 3, ocorre o processo de resolução do modelo de otimização. Nesta dissertação, é proposta a utilização de dois métodos de otimização: (i) *Hill-Climbing* (HC) ou (ii) *Simulated Annealing* (SA). Em ambos os métodos, é necessário resolver o fluxo de potência do sistema para determinar o modo diário de operação em regime permanente da rede. A escolha por esses dois métodos se deve à característica de manterem apenas o estado presente do sistema, limitando assim a necessidade de armazenamento em memória. Tanto o HC quanto o SA são métodos que executam uma busca nas soluções vizinhas imediatamente adjacentes à solução atual, com o objetivo de descobrir novas soluções para o problema. A decisão de migrar ou não para uma solução vizinha depende das particularidades de cada método. Além disso, a escolha de utilizar ambos os métodos levou em consideração o fato de serem abordagens com similaridade de implementação. As descrições gerais dos algoritmos desenvolvidos para cada método de otimização serão mostradas nas Seções 4.2 e 4.3.

Por fim, a avaliação do desempenho da rede e da solução obtida pelo método de otimização (variáveis  $I_{on}^*$  e  $I_{off}^*$  dos BCs automáticos e variáveis  $V_{reg}^*$  dos reguladores de tensão) é realizada nas Etapas 5a e 5b. Nessas etapas, são obtidos e analisados os valores de custo de perda, custo de compensação e receita com o fornecimento de energia para o sistema. Esses valores são fornecidos como resultado do fluxo de potência, considerando os ajustes de controle otimizados do controle volt-var. Além disso, é verificado o valor da função objetivo escolhida na Etapa 3.

## 4.2 Método *Hill-Climbing*

O método *Hill-Climbing* (HC) oferece uma estratégia de busca local, na qual uma solução inicial para o problema é utilizada como ponto de partida. Nesse algoritmo, em cada iteração, o valor da função objetivo da solução atual é comparado com o valor da função objetivo da melhor solução existente entre todas as soluções vizinhas. Quando esta solução da vizinhança é melhor, a solução atual é atualizada para esta solução melhor e nova busca na vizinhança é realizada. Por outro lado, quando a solução atual é melhor, o processo de busca se encerra e a solução atual é declarada como a solução do problema.

Neste trabalho, em função da natureza das variáveis utilizadas no controle volt-var, cada solução é representada por um vetor de números reais  $\mathbf{x}^\nu$  ( $\nu$  é o índice que identifica a iteração), no qual o número de posições é igual ao número de variáveis de controle utilizadas para otimização. A partir deste vetor, que contém a solução atual do problema,

é obtida a vizinhança que será prospectada a cada iteração do processo. De uma forma geral, uma solução vizinha deve atender a dois critérios importantes: (i) diferir pouco da solução corrente, para poder ser classificada como vizinha; (ii) diferir o suficiente, para que seja possível fazer o percurso que leva da solução inicial até a solução do problema em um número razoável de passos. Considerando estes dois critérios, a vizinhança foi definida como todas as soluções no entorno da solução atual  $\mathbf{x}^\nu$  na qual apenas um elemento deste vetor é alterado em relação à solução atual. Por se tratar de um vetor de variáveis reais, as alterações são realizadas considerando um incremento e um decremento de valor  $\Delta x_k^\nu$  na variável  $k$ , por intermédio das seguintes expressões:

$$\mathbf{x}^k = \mathbf{x}^\nu + \Delta x_k^\nu \mathbf{e}_k \quad \text{e} \quad (10)$$

$$\mathbf{x}^{N+k} = \mathbf{x}^\nu - \Delta x_k^\nu \mathbf{e}_k, \quad (11)$$

sendo  $\mathbf{e}_k$  um vetor elementar, no qual todas as posições são nulas, exceto a posição  $k$ , que vale 1. Nas equações (10) e (11), considera-se que o vetor  $\mathbf{x}^\nu$  tem  $N$  variáveis e que os vizinhos são gerados de forma sequencial, primeiro todos que são gerados pelo incremento (vizinhos numerados de 1 a  $N$ ) e depois aqueles que são gerados pelo decremento (vizinhos numerados de  $N + 1$  a  $2N$ ). Como as grandezas representadas no vetor  $\mathbf{x}^\nu$  podem ter natureza diversa, os valores dos incrementos e decrementos  $\Delta x_k^\nu$  dependem do valor da grandeza que é associada a cada variável. Durante o processo de obtenção dos vizinhos, são ainda verificados os limites mínimos e máximos de cada uma das variáveis do vetor  $\mathbf{x}^\nu$ . Se algum desses limites for violado, o vizinho é corrigido automaticamente, fazendo com que a variável que infringiu o limite assuma o valor do limite em questão.

Para permitir determinar a solução com uma boa precisão, o valor deste incremento/decremento  $\Delta x_k^\nu$  é reduzido ao longo do processo, até atingir um valor pequeno o bastante para que seja possível garantir a obtenção da solução ótima local, denominado  $\Delta x_k^{\min}$ .

Todas as soluções vizinhas são exploradas e avaliadas, sendo escolhida aquela que proporciona o melhor valor da função objetivo em relação ao valor atual. A solução vizinha selecionada passa a ser a nova solução atual e o processo se repete com a criação e exploração de uma nova vizinhança em busca de melhorias. A busca é concluída quando não há mais soluções vizinhas que melhorem o valor da função objetivo, quando o valor de  $\Delta x_k^\nu$  fica menor que  $\Delta x_k^{\min}$  ou quando o número máximo de iterações é atingido.

O Algoritmo 1 resume os passos a serem executados para aplicar o método HC para resolução do problema de operação do sistema de distribuição, quando o problema contém  $N = 2N_{\text{BC}} + N_{\text{RT}}$  variáveis a serem determinadas, sendo  $N_{\text{BC}}$  o número de BCs automáticos e  $N_{\text{RT}}$  o número de RTs. Desta forma, o número de vizinhos a serem explorados em cada iteração, denominado  $N_{\text{viz}}$ , é fixo e igual  $2N$ . Além disso, são definidos alguns parâmetros de execução:

- $\Delta x_k^0$  – valor inicial da alteração na variável  $k$  utilizada na geração da vizinhança;

- $\Delta x_k^{\min}$  – valor mínimo da alteração na variável  $k$  utilizada na geração da vizinhança;
- $\lambda$  – fator de redução para atualização da alteração utilizada na geração da vizinhança;
- $\nu^{\max}$  – número máximo de iterações.

---

**Algoritmo 1: Hill-Climbing**


---

**Entrada:** Solução inicial para os valores das variáveis de controle ( $\mathbf{x}^0$ )

**Saída:** Variáveis de controle otimizadas ( $\mathbf{x}^*$ )

```

1 início
2   Definir:  $N_{\text{viz}} \leftarrow 2N$ ,  $\Delta \mathbf{x}^0$ ,  $\Delta \mathbf{x}^{\min}$ ,  $\lambda$  e  $\nu^{\max}$ 
3   Iniciar contador de iterações:  $\nu \leftarrow 0$ 
4   Selecionar a função objetivo  $f(\mathbf{x}^\nu)$ , podendo ser  $f_1(\mathbf{x}^\nu)$  ou  $f_2(\mathbf{x}^\nu)$ 
5   para  $q \leftarrow 1$  até  $N_{\text{viz}}$  faça
6     |   Geração sequencial dos vizinhos  $\mathbf{x}^q$  tendo como base  $\mathbf{x}^\nu$ 
7     |   Cálculo da função objetivo  $f(\mathbf{x}^q)$  de cada vizinho
8     |   Determinar  $\mathbf{x}^{q*}$ , o melhor vizinho na iteração  $\nu$  com base no valor de  $f(\mathbf{x}^q)$ 
9     |    $m \leftarrow 0$ 
10    |   caso Minimização:
11    |   se  $f_1(\mathbf{x}^{q*}) \leq f_1(\mathbf{x}^\nu)$  então
12    |     |    $\mathbf{x}^\nu \leftarrow \mathbf{x}^{q*}$ 
13    |     |    $m \leftarrow 1$ 
14    |   caso Maximização:
15    |   se  $f_2(\mathbf{x}^{q*}) \geq f_2(\mathbf{x}^\nu)$  então
16    |     |    $\mathbf{x}^\nu \leftarrow \mathbf{x}^{q*}$ 
17    |     |    $m \leftarrow 1$ 
18    |   se  $m = 0$  então
19    |     |    $\Delta \mathbf{x}^{\nu+1} \leftarrow \lambda \Delta \mathbf{x}^\nu$ 
20    |   senão
21    |     |    $\Delta \mathbf{x}^{\nu+1} \leftarrow \Delta \mathbf{x}^\nu$ 
22    |   se  $\nu < \nu^{\max}$  então
23    |     |   se  $\Delta \mathbf{x}^\nu < \Delta \mathbf{x}^{\min}$  então
24    |       |   Convergiu para solução ótima:  $\mathbf{x}^* \leftarrow \mathbf{x}^\nu$ 
25    |       |   senão
26    |       |     |    $\nu \leftarrow \nu + 1$ ;
27    |       |     |   Retornar para o Passo 5
28    |   senão
29    |     |   Atingiu máximo de iterações com solução atual igual a  $\mathbf{x}^\nu$ 
30 fim

```

---

Uma variável lógica  $m$  identifica se houve atualização na solução corrente. Caso afirmativo, uma nova busca é realizada; caso contrário, o valor da alteração utilizada na geração da vizinhança é reduzido, no Passo 19, pelo fator  $\lambda$ , ou seja,  $\Delta \mathbf{x}^{\nu+1} = \lambda \Delta \mathbf{x}^{\nu}$ .

Esse algoritmo foi utilizado para resolver tanto o problema de minimização com  $f_1(\mathbf{x})$  quanto maximização utilizando  $f_2(\mathbf{x})$ . Os valores das funções objetivo são calculados conforme os resultados extraídos da solução do fluxo de potência utilizando o *software* OpenDSS (DUGAN; MCDEMONTT, 1997–2023) e a comunicação via *interface COM Matlab* (THE MATHWORKS INC., 2019).

### 4.3 Algoritmo *Simulated Annealing*

De forma similar ao método HC, o algoritmo *Simulated Annealing* é um método de otimização heurística por busca em vizinhança. A partir de uma solução corrente para o problema ( $\mathbf{x}^{\nu}$ ), são geradas soluções vizinhas que são sequencialmente analisadas considerando uma dada temperatura. Diferentemente do HC, no SA as vizinhas são criadas uma por vez e de forma aleatória. Além disto, a decisão por aceitar ou não a troca da solução atual pela vizinha pode ser realizada mesmo em caso de piora, desde que satisfaça o Critério de Metropolis (KIRKPATRICK; GELATT; VECCHI, 1983). O processo de transição entre as soluções, ou seja, da troca da solução atual pela vizinha que está sendo avaliada, é realizado de forma tal que no seu início (definido como ponto de maior temperatura) a probabilidade de aceitar uma piora na solução é maior do que no final do processo (definido como ponto de menor temperatura). O objetivo de aceitar estas transições que proporcionam piora na função objetivo é criar um mecanismo para sair de ótimos locais que fazem o método HC falhar na obtenção de soluções para problemas nos quais a função objetivo do problema não é convexa. Este processo de aceitar pioras na função objetivo é controlado a cada iteração por uma grandeza, que representa a temperatura durante este processo de recozimento simulado – a temperatura inicia elevada (implicando alta taxa de aceitar pioras na função objetivo) e é reduzida a cada iteração de modo controlado até atingir a temperatura final (na qual a probabilidade de aceitar uma piora é praticamente nula). Em cada iteração do SA é utilizada uma temperatura que é gradativamente reduzida até seu valor final. Esse processo de resfriamento gradual é uma característica fundamental do método, inspirada no processo físico de recozimento, que dá nome ao método (*annealing* em inglês) (METROPOLIS *et al.*, 1953; LAARHOVEN; AARTS, 1987).

Uma diferença importante do SA, com relação ao HC, é o número de vizinhos avaliados em cada iteração. De uma forma geral, a medida que a temperatura do SA é reduzida o número de vizinhos avaliados é aumentado, com o objetivo de dar maior garantia que no final do processo uma expressiva parcela dos vizinhos existentes seja sempre prospectada. Além disto, é oportuno salientar que em uma mesma iteração (mesma temperatura)

podem ocorrer alterações na solução corrente, logo a vizinhança prospectada na primeira avaliação de uma determinada temperatura, geralmente, é diferente da vizinhança das demais avaliações, pois podem ser realizadas sucessivas alterações na solução corrente em uma mesma temperatura.

Neste trabalho, o processo de obtenção de uma solução vizinha no SA é similar ao que foi apresentado para o HC, ou seja, realizando uma alteração (acréscimo ou decréscimo) em uma das variáveis do vetor  $\mathbf{x}^\nu$ , entretanto ao invés de gerar todos os vizinhos de forma sequencial, como realizado no HC, os vizinhos são gerados um a um de forma aleatória. Cada novo vizinho a ser avaliado é gerado a partir da solução corrente  $\mathbf{x}^\nu$ , por intermédio de dois números aleatórios. O primeiro determina a posição no vetor  $\mathbf{x}^\nu$  que será alterada, sendo que todas as variáveis têm as mesmas chances de serem selecionadas. O segundo número aleatório determina se será realizado um incremento ou um decremento na variável selecionada, com igual possibilidade para ambas as opções. Assim como no HC, para cada geração de vizinho, os valores dos elementos são verificados para garantir que estejam dentro dos limites estabelecidos pelos valores máximos e mínimos de cada variável. Havendo violação, é realizado o ajuste da variável para o valor limite que ela ultrapassou.

O Algoritmo 2 resume os passos a serem executados para aplicar o método SA para resolução do problema de operação do sistema de distribuição, para o mesmo problema da seção anterior. Para esta abordagem, são definidos os seguintes parâmetros de execução:

- $N_{\text{viz}}^\nu$  – número de vizinhos a serem avaliados na iteração  $\nu$  do processo;
- $\rho$  – fator utilizado para atualizar o tamanho da vizinhança, por intermédio da seguinte expressão:

$$N_{\text{viz}}^{\nu+1} = \rho N_{\text{viz}}^\nu; \quad (12)$$

- $T^\nu$  – temperatura do SA na iteração  $\nu$  do processo;
- $\xi$  – fator utilizado para atualizar a temperatura, por intermédio da seguinte expressão:

$$T^{\nu+1} = \xi T^\nu \quad (13)$$

- $\Delta x_k^{\min}$  e  $\Delta x_k^{\max}$  – valores mínimo e máximo da alteração na variável  $k$  utilizada na formação da vizinhança;
- $\nu^{\max}$  – número máximo de iterações.

Considerando  $N_{\text{viz}}^0$  o tamanho inicial da vizinhança e  $N_{\text{viz}}^{\max}$  o tamanho máximo da vizinhança, no final do processo, é possível calcular o fator utilizado para atualizar o

---

**Algoritmo 2: Simulated Annealing**


---

**Entrada:** Solução inicial para os valores das variáveis de controle ( $\mathbf{x}^0$ )

**Saída:** Variáveis de controle otimizadas ( $\mathbf{x}^*$ )

```

1 início
2   Definir:  $N_{viz}^0, N_{viz}^{max}, P^{AFO-T0}, P^{MA-T0}, P^{AFO-Tmin}, P^{MA-Tmin}, \Delta\mathbf{x}^{min}, \Delta\mathbf{x}^{max}$  e  $\nu^{max}$ 
3   Definir solução incumbente:  $\mathbf{x}^{inc}$ 
4   Iniciar contador de iterações:  $\nu \leftarrow 0$ 
5   Selecionar a função objetivo  $f(\mathbf{x}^\nu)$ , podendo ser  $f_1(\mathbf{x}^\nu)$  ou  $f_2(\mathbf{x}^\nu)$ 
6   Calcular:  $T^0, T^{min}, \xi$  e  $\rho$ 
7   Determinar:  $\Delta\mathbf{x}^\nu \leftarrow \Delta\mathbf{x}^{min} + \delta[0, 1] (\Delta\mathbf{x}^{max} - \Delta\mathbf{x}^{min})$ 
8   para  $q \leftarrow 1$  até  $\lfloor N_{viz}^\nu \rfloor$  faça
9     Geração do vizinho  $\mathbf{x}^q$  tendo como base  $\mathbf{x}^\nu$ 
10    Cálculo da função objetivo  $f(\mathbf{x}^q)$ 
11    caso Minimização:
12      se  $f_1(\mathbf{x}^q) \leq f_1(\mathbf{x}^\nu)$  então
13         $\mathbf{x}^\nu \leftarrow \mathbf{x}^q$ 
14        se  $f_1(\mathbf{x}^\nu) < f_1(\mathbf{x}^{inc})$  então
15           $\mathbf{x}^{inc} \leftarrow \mathbf{x}^\nu$ 
16      senão
17        se  $e^{\frac{f_1(\mathbf{x}^\nu) - f_1(\mathbf{x}^q)}{T^\nu}} > \delta[0, 1]$  então
18           $\mathbf{x}^\nu \leftarrow \mathbf{x}^q$ 
19      caso Maximização:
20      se  $f_2(\mathbf{x}^q) \geq f_2(\mathbf{x}^\nu)$  então
21         $\mathbf{x}^\nu \leftarrow \mathbf{x}^q$ 
22        se  $f_2(\mathbf{x}^\nu) > f_2(\mathbf{x}^{inc})$  então
23           $\mathbf{x}^{inc} \leftarrow \mathbf{x}^\nu$ 
24      senão
25        se  $e^{\frac{f_2(\mathbf{x}^q) - f_2(\mathbf{x}^\nu)}{T^\nu}} > \delta[0, 1]$  então
26           $\mathbf{x}^\nu \leftarrow \mathbf{x}^q$ 
27    se  $\nu < \nu^{max}$  então
28      Atualizar vizinhança e temperatura:  $N_{viz}^{\nu+1} \leftarrow \rho N_{viz}^\nu$  e  $T^{\nu+1} \leftarrow \xi T^\nu$ 
29       $\nu \leftarrow \nu + 1$ 
30      Retornar para o Passo 7
31    senão
32      Melhor solução obtida:  $\mathbf{x}^* \leftarrow \mathbf{x}^{inc}$ 
33 fim

```

---

tamanho da vizinhança por intermédio da seguinte expressão:

$$\rho = \left( \frac{N_{\text{viz}}^{\max}}{N_{\text{viz}}^0} \right)^{\frac{1}{\nu^{\max}}}. \quad (14)$$

Neste trabalho, o valor utilizado para o tamanho da vizinhança inicial foi de duas vezes o número de variáveis do problema, ou seja,  $N_{\text{viz}}^0 = 2N$ ; o valor utilizado para o tamanho da vizinhança final foi de cinco vezes o número de variáveis do problema, ou seja,  $N_{\text{viz}}^{\max} = 5N$ .

De forma similar, considerando  $T^0$  a temperatura inicial e  $T^{\min}$  a temperatura final, é possível calcular o fator utilizado para atualizar a temperatura por intermédio da seguinte expressão:

$$\xi = \left( \frac{T^{\min}}{T^0} \right)^{\frac{1}{\nu^{\max}}}. \quad (15)$$

As temperaturas inicial ( $T^0$ ) e a final ( $T^{\min}$ ) são calculadas no Passo 6 do Algoritmo 2, usando as seguintes expressões:

$$T^0 = \left( \frac{P^{\text{AFO-T}^0}}{-\log P^{\text{MA-T}^0}} \right) f(\mathbf{x}^0) \quad \text{e} \quad (16)$$

$$T^{\min} = \left( \frac{P^{\text{AFO-T}^{\min}}}{-\log P^{\text{MA-T}^{\min}}} \right) f(\mathbf{x}^0), \quad (17)$$

sendo  $P^{\text{AFO-T}^0}$  o percentual de piora na função objetivo para o qual se deseja que  $P^{\text{MA-T}^0}$  por cento dos movimentos sejam aceitos no critério de Metropolis (KIRKPATRICK; GELLATT; VECCHI, 1983) na temperatura inicial. De forma similar,  $P^{\text{AFO-T}^{\min}}$  é o percentual de piora na função objetivo para o qual se deseja que  $P^{\text{MA-T}^{\min}}$  por cento dos movimentos sejam aceitos no critério de Metropolis na temperatura final. Em função da natureza do algoritmo SA, os valores percentuais definidos para aceitar pioras na temperatura inicial permitem, com real probabilidade, a alteração para uma solução pior que a solução corrente. Por outro lado, os valores percentuais definidos para aceitar pioras na temperatura final praticamente só vão aceitar melhorias.

No Passo 2 do Algoritmo 2,  $\Delta \mathbf{x}^{\min}$  e  $\Delta \mathbf{x}^{\max}$  são vetores dos valores mínimos e máximos das alterações nas variáveis que são utilizados na geração da vizinhança. O valor que será utilizado em cada iteração  $\nu$  é calculado no Passo 7, onde  $\delta[0, 1]$  representa um número aleatório, uniformemente distribuído entre 0 e 1. O valor calculado no Passo 7 será utilizado para obter uma solução vizinha à solução corrente  $\mathbf{x}^\nu$  com um razoável grau de aleatoriedade.

No Passo 8 do Algoritmo 2,  $\lfloor N_{\text{viz}}^\nu \rfloor$  indica o maior inteiro contido em  $N_{\text{viz}}^\nu$ . Embora os valores definidos para tamanho de vizinhança inicial e final sejam geralmente inteiros, ao

longo do processo, em função das atualizações, vão surgir partes fracionárias, que podem ser descartadas.

Nos Passos 17 e 25 do Algoritmo 2,  $\delta[0, 1]$  representa um número aleatório, uniformemente distribuído entre 0 e 1, utilizado para quantificar a probabilidade de aceitar uma solução pior do que a solução corrente, que é denotada por  $\mathbf{x}'$ . Por intermédio desta comparação, existe chance de haver troca em condição de piora na função objetivo que permite escapar de ótimos locais (KIRKPATRICK; GELATT; VECCHI, 1983).

Observar que as duas abordagens utilizadas neste trabalho (HC e SA) têm algumas similaridades, tais como:

1. operam com apenas uma solução por vez;
2. dependem da definição de vizinhança, na qual uma busca local é realizada;
3. a transição, quando ocorre, é realizada da solução corrente para uma solução vizinha, logo é necessário realizar um número suficiente de iterações para que seja possível chegar à solução ótima;
4. caso o problema seja convexo, a solução ótima é sempre atingível.

Por outro lado, existem diferenças importantes, tais como:

1. no algoritmo HC o tamanho da vizinhança é fixo; no algoritmo SA o tamanho da vizinhança cresce ao longo do processo;
2. em cada iteração o algoritmo HC avalia todas as soluções vizinhas e escolhe a melhor delas para verificar se deve progredir; o algoritmo SA avalia uma solução vizinha por vez e decide se deve trocar pela solução corrente;
3. o algoritmo HC é determinístico, ou seja, quando iniciado em uma determinada solução inicial  $\mathbf{x}^0$  vai sempre convergir para a mesma solução  $\mathbf{x}^{*1}$ ; o algoritmo SA é probabilístico e nem sempre chega na mesma solução, entretanto tem capacidade de abandonar ótimos locais e chegar ao ótimo global de funções não convexas;
4. a solução obtida pelo algoritmo HC corresponde à solução corrente usada na última iteração; no algoritmo SA a melhor solução obtida no percurso é armazenada separadamente, na variável  $\mathbf{x}^{\text{inc}}$ , pois mesmo sendo esta a solução ótima do problema, existe possibilidade que o processo de otimização prossiga em busca de outras soluções que possam ser melhores.

---

<sup>1</sup>Esta solução corresponde à solução ótima local mais próxima de  $\mathbf{x}^0$ .

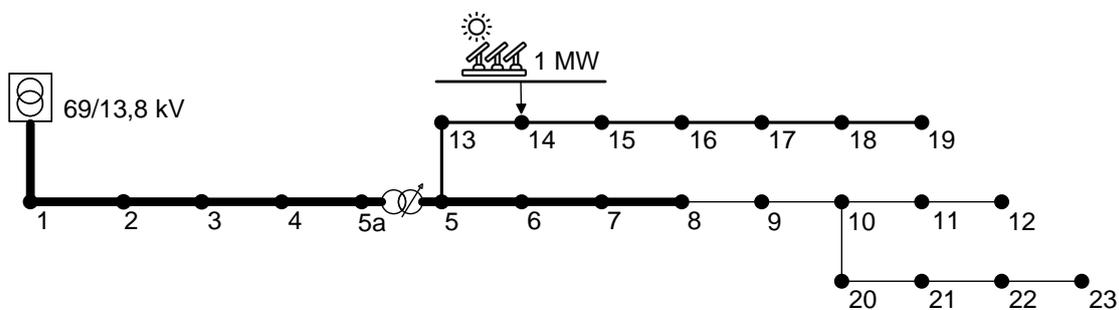
## 5 ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS

Após obtido o modelo de otimização e definidos os algoritmos desenvolvidos para sua solução, neste capítulo, são apresentados o sistema de distribuição utilizado, os testes realizados e os resultados obtidos. Junto com a descrição do sistema, é detalhada a metodologia de obtenção dos dados de carga e de geração pelo sistema de geração SFV. Também definem-se os estudos de caso simulados, detalhes dos parâmetros da simulação e os resultados alcançados em cada caso. Na sequência, é abordada a validação do controle modelado e realizada uma análise comparativa.

### 5.1 Descrição do Sistema Teste

Considerando que o foco desta dissertação é o planejamento da operação diária do sistema de controle volt-var da rede de distribuição de energia elétrica, foram conduzidas simulações e análises em uma rede de distribuição com carregamento expressivo e uniformemente distribuído ao longo de todo sistema, conforme ilustrado pela Figura 4. A rede é constituída por uma subestação e um alimentador de distribuição com 23 nós separados por ramais de 2 km de extensão. Essa rede opera com tensão nominal de 13,8 kV e frequência de 60 Hz, que é a frequência utilizada no sistema elétrico nacional brasileiro.

Figura 4 – Rede de distribuição com 23 nós



Fonte: Elaborado pela autora

A rede emprega três tipos diferentes de cabos, cada um com suas respectivas impedân-

cias, conforme listado na Tabela 2. A localização de cada cabo é determinada de acordo com a espessura da linha, representada na Figura 4.

**Tabela 2 – Impedâncias dos cabos da rede de distribuição**

Condutor	Espessura da linha na figura	Cabo	Impedância [ $\Omega/\text{km}$ ]
1	Grossa	336,4 CA	$0,187 + j0,403$
2	Média	2/0 CA	$0,473 + j0,422$
3	Fina	1 CA	$0,764 + j0,458$

Fonte: Adaptado de Ferraz *et al.* (2021)

O Nó 1 corresponde à barra de baixa tensão da subestação 69/13,8 kV e é onde o alimentador de distribuição inicia. Assume-se que a barra de alta desta subestação é uma barra infinita, ou seja, a tensão no lado de alta é mantida igual à tensão nominal. A conversão de tensão é feita por transformador trifásico de 50 MVA, 69/13,8 kV, com conexão triângulo/estrela e reatância de dispersão de 10%.

Além disso, ao considerar um RT instalado no sistema, foi adicionado o 24º nó, chamado Nó 5a. Deste modo, o RT está localizado entre os Nós 5a e 5, com uma potência nominal de 5 MVA e uma conexão em estrela/estrela, e um sistema de geração distribuída instalado no Nó 14 da rede.

### 5.1.1 Síntese dos Dados de Carga

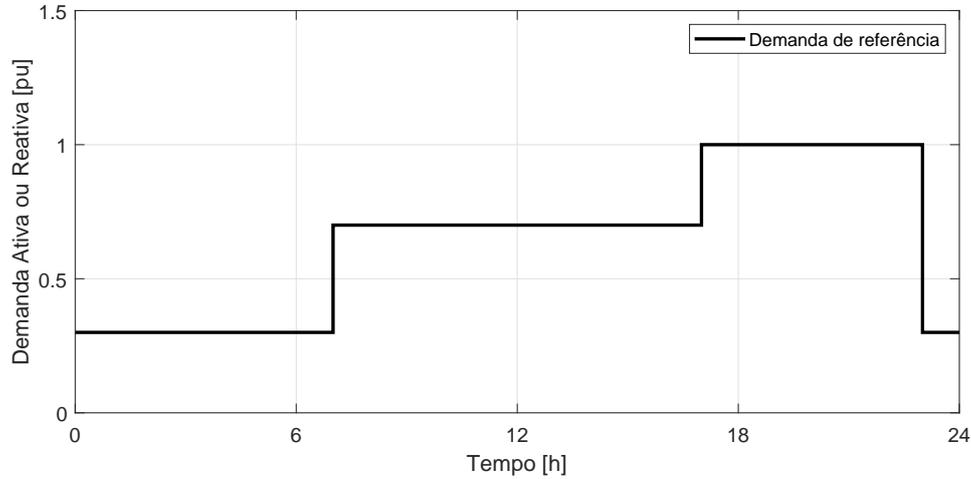
O alimentador de distribuição tem 23 nós, sendo que em 22 deles são conectadas cargas trifásicas e equilibradas – apenas o Nó 1 não possui carga. Essas cargas foram especificadas com uma potência nominal de 189 kW e 124 kvar cada, totalizando uma demanda nominal de 4158 kW e 2728 kvar. A potência de base considerada no sistema foi de 1 MVA.

Dado que o sistema teste não dispõe originalmente de curva de carga, foi necessário criar curvas sintéticas de potência ativa e reativa, que são utilizadas como multiplicadores para diferenciar a demanda ativa e reativa de cada uma das 22 cargas presentes no sistema. Assim, considerando que todas as cargas operariam com três patamares de carga ao longo do dia (leve, médio e pesado), a curva apresentada na Figura 5 serviu como referência para a geração dos multiplicadores de potência ativa e reativa de cada carga conectada aos nós do sistema.

#### 5.1.1.1 Demanda Ativa e Reativa das Cargas

Para obtenção dos multiplicadores de potência ativa ( $MP_{i,j}$ ) para a carga do Nó  $i$  durante a hora  $j$ , foram especificados valores para as constantes  $\Delta_1 = 0,3$  e  $\Delta_2 = 0,6$

Figura 5 – Curva de demanda referência



Fonte: Elaborado pela autora

utilizadas em:

$$MP_{i,j} = P_j^{\text{ref}} \left[ 1 + \Delta_1 \left( \frac{\delta_1[0, 1] - 0,5}{0,5} \right) \right] \left[ 1 + \Delta_2 \left( \frac{\delta_2[0, 1] - 0,5}{0,5} \right) \right], \quad (18)$$

sendo  $P_j^{\text{ref}}$  o valor da demanda de potência ativa de referência para o horário  $j$  (conforme mostrado na Figura 5, que é igual para todos os nós do sistema),  $\delta_1[0, 1]$  e  $\delta_2[0, 1]$  números aleatórios uniformemente distribuídos entre 0 e 1. A Figura 6 ilustra os perfis dos multiplicadores de demanda ativa das cargas conectadas aos Nós 2 a 23 ao longo de 24h, em comparação com a curva de referência.

Também, foi especificado que cada carga conectada ao Nó  $i$  da rede teria o valor do fator de potência variável ao longo de cada hora  $j$  do dia, calculado com:

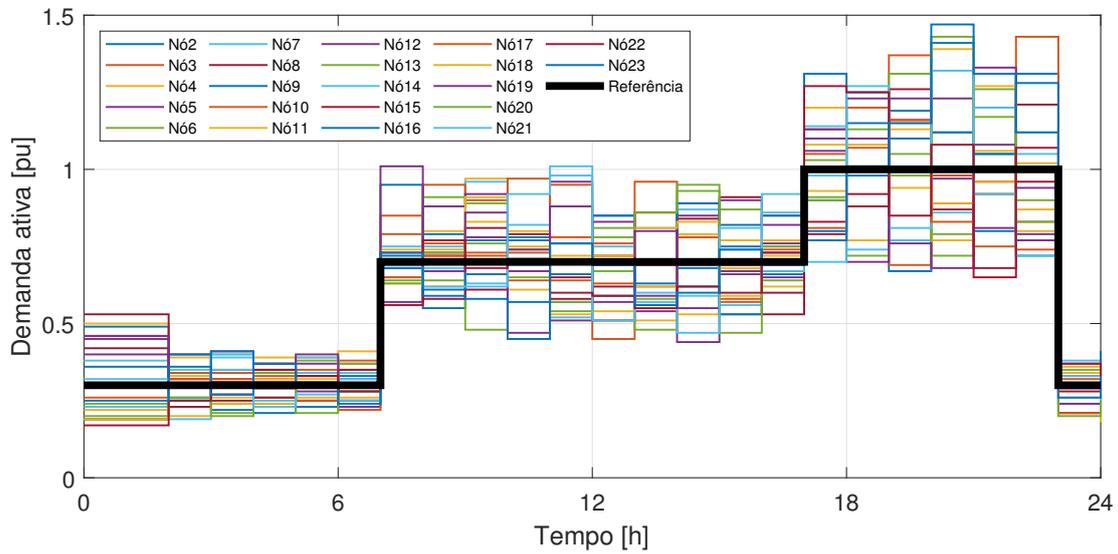
$$FP_{i,j} = 0,8 + 0,15\delta_3[0, 1], \quad (19)$$

sendo  $\delta_3[0, 1]$  um número aleatório uniformemente distribuído entre 0 e 1. Essa expressão foi criada de modo a garantir que o fator de potência mínimo das cargas fosse igual a 0,80 e o máximo fosse 0,95. Na Figura 7 está ilustrado o diagrama de caixa dos fatores de potência das cargas a cada hora de um dia completo. Fica evidente que o fator de potência apresenta visível variação entre os diversos nós de carga do sistema e que não é constante ao longo das horas do dia.

Com os valores de  $FP_{i,j}$ , é possível calcular os multiplicadores da demanda de potência reativa ( $MQ_{i,j}$ ) para cada carga  $i$  na hora  $j$ , por intermédio da seguinte expressão:

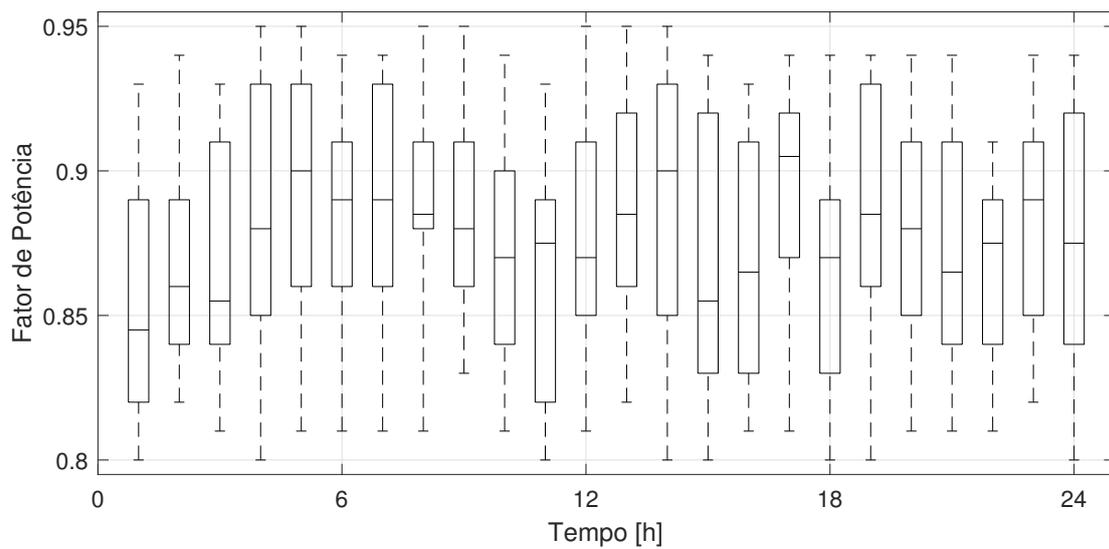
$$MQ_{i,j} = \frac{MP_{i,j} \sqrt{1 - (FP_{i,j})^2}}{FP_{i,j}}. \quad (20)$$

Figura 6 – Diagrama de multiplicadores da potência ativa das cargas



Fonte: Elaborado pela autora

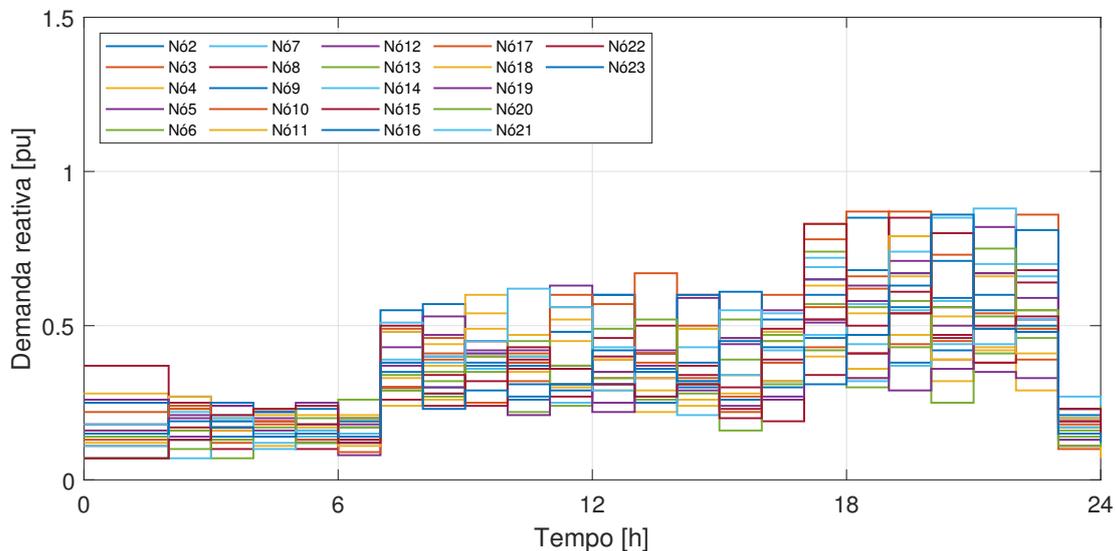
Figura 7 – Diagrama de caixa com os Fatores de Potência das cargas



Fonte: Elaborado pela autora

Os perfis de demanda de potência reativa das cargas, dos Nós 2 a 23, obtidos para um período de 24 horas, estão ilustrados na Figura 8.

Figura 8 – Diagrama de multiplicadores da potência reativa das cargas



Fonte: Elaborado pela autora

#### 5.1.1.2 Curva Média de Carga

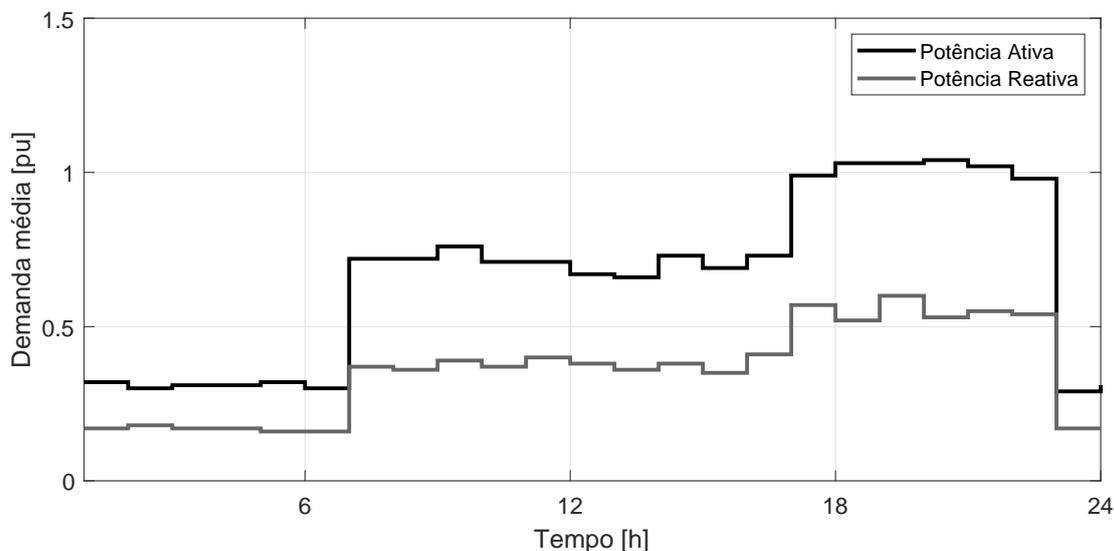
As curvas de multiplicadores médios de carga foram criadas com o objetivo de verificar os resultados para um cenário de demanda que normalmente se aproxima mais do utilizado em modelos já existentes na literatura atual, e que sintetiza as particularidades de operação de cada carga. Para compor o perfil de carga ativa e reativa média, foi utilizada a média dos multiplicadores de potência ativa e reativa expostos nas figuras 6 e 8. Para cada hora  $j$  do dia, foram calculados os valores médios dos multiplicadores da potência ativa e reativa, por intermédio das seguintes expressões:

$$MP_j^{\text{med}} = \frac{\sum_{i=2}^{23} MP_{i,j}}{n} \quad \text{e} \quad (21)$$

$$MQ_j^{\text{med}} = \frac{\sum_{i=2}^{23} MQ_{i,j}}{n}. \quad (22)$$

Neste caso, todas as cargas do sistema terão o mesmo perfil de demanda ativa e reativa ao longo das 24 horas. Os valores dos multiplicadores utilizados e os valores médios obtidos estão no Apêndice A. Além disso, os multiplicadores médios podem ser visualizados na Figura 9. Observa-se que quando são adotados os valores médios dos multiplicadores, obtém-se uma curva de carga diária muito próxima da curva de demanda de referência que está mostrada na Figura 5.

Figura 9 – Diagrama de multiplicadores médios das cargas



Fonte: Elaborado pela autora

### 5.1.2 Síntese dos Dados da GD

Para simular a injeção de potência por um gerador distribuído no sistema de distribuição, optou-se por utilizar curvas típicas de sistemas geradores solares fotovoltaicos instalados no Brasil como referência. Na busca por dados reais de geração solar, encontraram-se dados de geração média horária no Boletim da Operação mantido *online* pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2023). Escolheu-se utilizar dados do subsistema Sudeste do Sistema Interligado Nacional (SIN), mais especificamente do Conjunto Fotovoltaico Pirapora 2, localizado no estado de Minas Gerais.

A unidade geradora presente na rede teste está instalada no Nó 14 e foi configurada com algumas características como: potência de 1 MW e FP igual a 1. O conjunto fotovoltaico Pirapora 2 originalmente tem potência instalada de 400 MW, logo foi realizada um ajuste para sintetizar dados de um sistema de 1 MW.

Para obter as curvas de geração que seriam efetivamente utilizadas na otimização, foram adotados cenários típicos agrupados por meio do algoritmo *K-means clustering*. Para compor esses cenários, foram utilizados dados dos meses de Janeiro, Abril, Julho e Outubro referentes aos anos de 2018, 2019, 2020 e 2021. Estes meses representam o primeiro mês completo de cada estação do ano e serão utilizados nos testes para ilustrar a variação que pode ocorrer na operação da rede em função de uma das possíveis alterações sazonais. Isso foi feito para representar curvas típicas de geração no verão, outono, inverno e primavera. Assim, pra modelar a cronologia de geração de energia pelo sistema GD, considerando os dados históricos destes quatro meses para quatro anos distintos, foram realizadas seis etapas:

- Etapa 1: obtenção dos históricos dos meses de Janeiro, Abril, Julho e Outubro de geração do conjunto Pirapora 2;
- Etapa 2: realização de ajuste dos dados para um sistema gerador de 1 MW;
- Etapa 3: construção das 4 matrizes de dados históricos: as colunas representam as 24 horas do dia e as linhas representam os valores horários de injeção de potência ativa do sistema SFV características do mês da matriz;
- Etapa 4: realização, para cada matriz, do agrupamento dos dias com características de geração semelhantes, por meio da técnica *K-means clustering*;
- Etapa 5: análise de cada agrupamento e denominação conforme sua característica (baixa, média ou alta geração de energia);
- Etapa 6: cálculo do valor médio de geração para cada hora do dia, considerando cada agrupamento de dados separadamente.

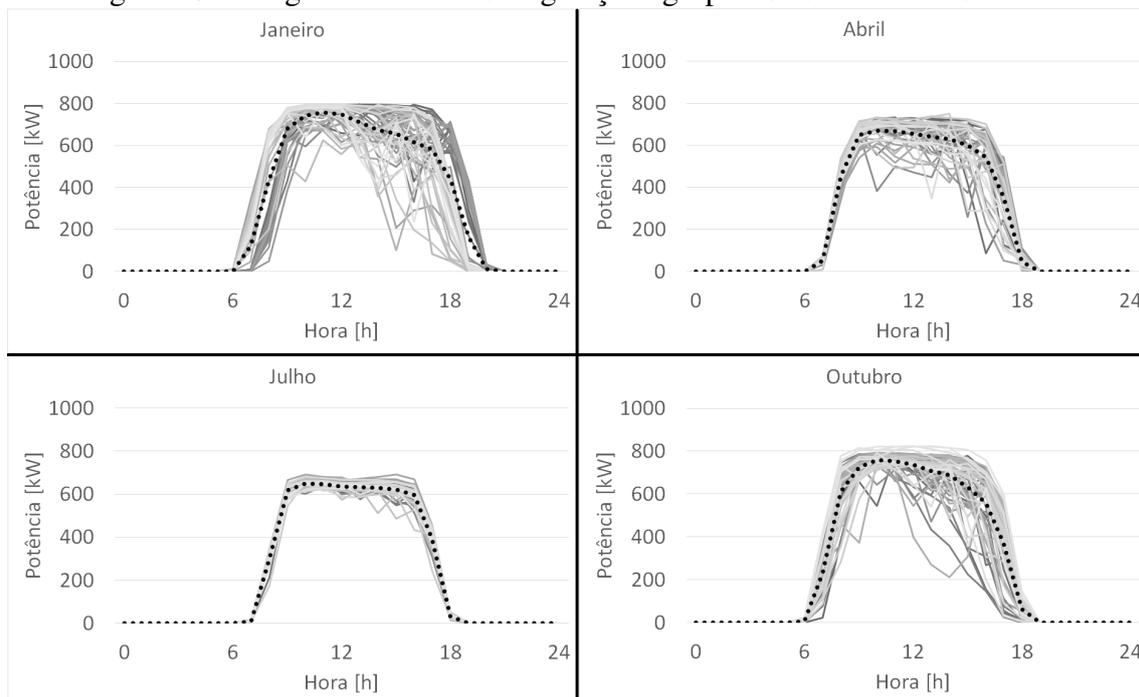
Os valores médios de geração alta, intermediária e baixa são utilizados na otimização para encontrar os ajustes ótimos dos controles. Esses valores estão ilustrados nas figuras 10, 11 e 12, por meio das curvas pontilhadas em preto. As demais curvas representam todos os dados de geração contidos no agrupamento característico daquele mês e que foram utilizados no cálculo da curva média. Os valores exatos que compõem as curvas médias de geração podem ser encontrados no Apêndice A.

## 5.2 Descrição dos Estudos de Caso

Inicialmente, a simulação abordou a operação da rede de distribuição com o sistema solar fotovoltaico instalado, porém sem qualquer estratégia de controle volt-var implementada na rede. Nesse contexto, os dois primeiros casos de estudo envolvem a operação da rede apenas com as cargas e a GD instalada, mas se distinguem pelo modelo de carregamento adotado. Já o terceiro caso proposto incorpora a estratégia de controle volt-var implementada na rede. Dessa forma, os seguintes casos de estudo são apresentados:

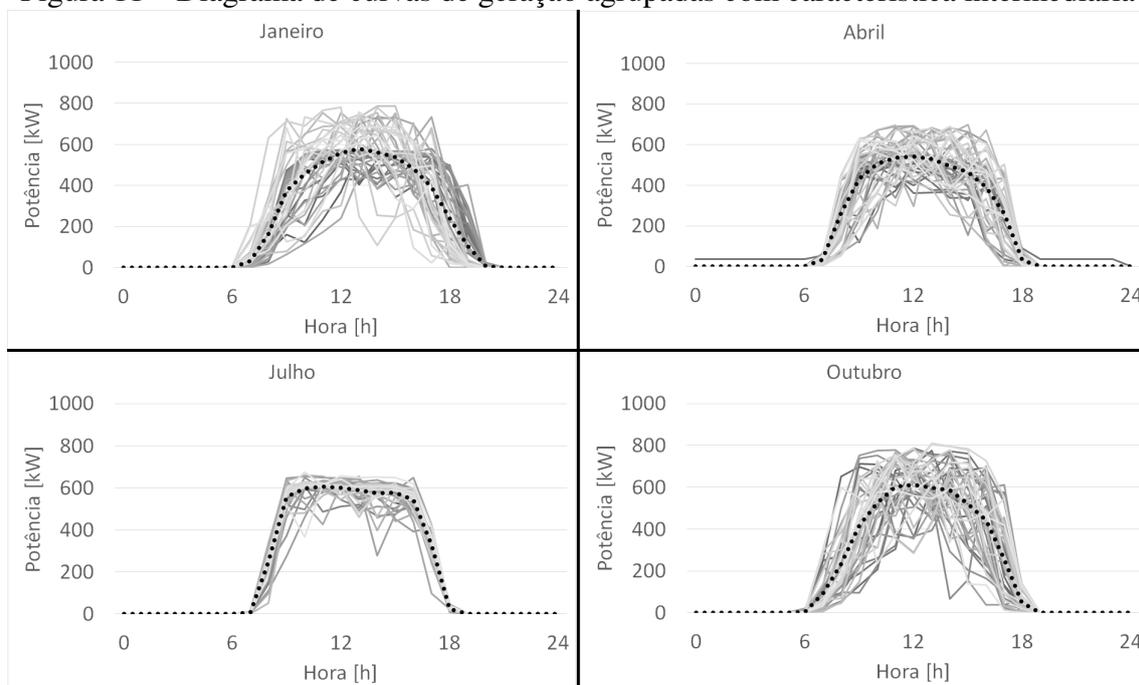
- Caso 1 - Operação do sistema com carregamento médio;
- Caso 2 - Operação do sistema com carregamento variável; e
- Caso 3 - Operação ótima do sistema com carregamento variável e controle volt-var.

Figura 10 – Diagrama de curvas de geração agrupadas com característica alta



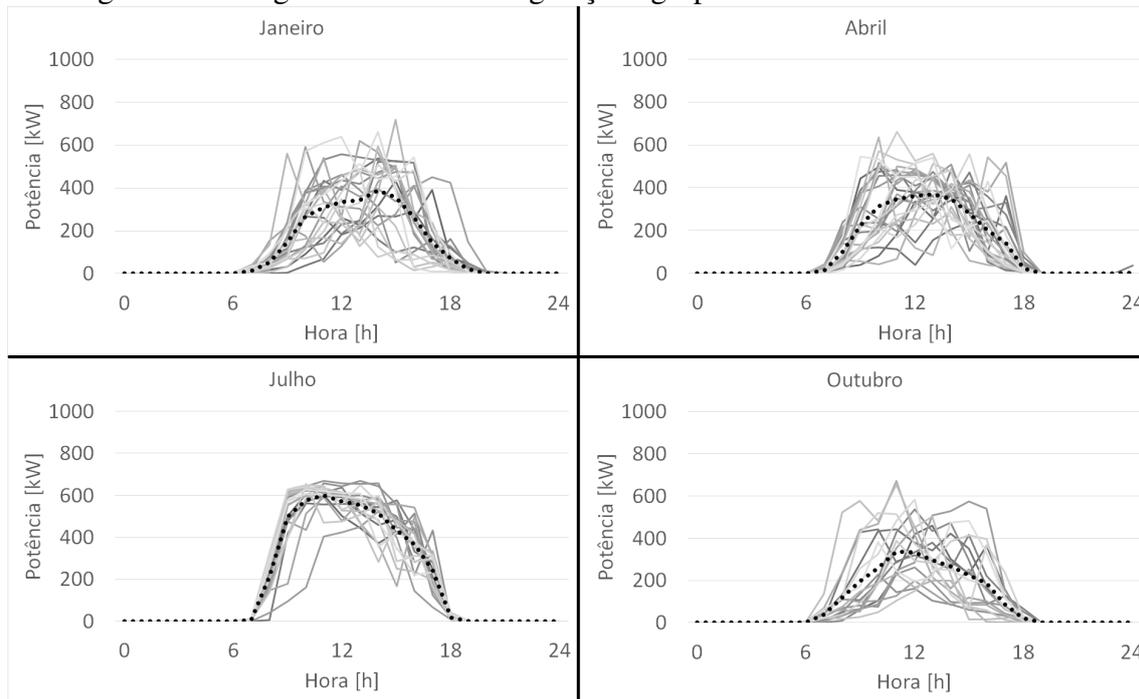
Fonte: Elaborado pela autora

Figura 11 – Diagrama de curvas de geração agrupadas com característica intermediária



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 12 – Diagrama de curvas de geração agrupadas com característica baixa



Fonte: Elaborado pela autora

O objetivo da análise consiste em examinar a influência do tipo de carregamento na operação da rede sem a presença de qualquer dispositivo de regulação de tensão, bem como avaliar o impacto dos equipamentos de regulação na operação e na qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores. Considera-se na análise a classificação do nível de tensão, disponível no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021d), para pontos de conexão com tensão nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV, conforme detalhado na Tabela 3, na qual TL é a tensão de leitura e TR é a tensão de referência.

Tabela 3 – Classificação do nível de tensão	
Tensão de atendimento	Faixa de variação
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: ANEEL (2021d).

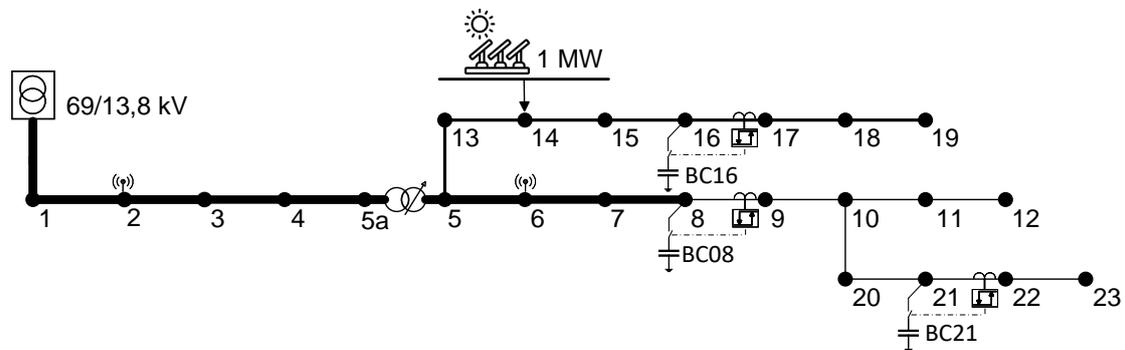
No Caso 1, todas as cargas do sistema, especificadas com uma potência nominal de 189 kW e 124 kvar cada, terão suas potências ativa e reativa multiplicadas ao longo do tempo pelos fatores  $MP_j^{\text{med}}$  e  $MQ_j^{\text{med}}$ , respectivamente. Desse modo, todas as cargas apresentarão o mesmo padrão de consumo durante cada hora do dia.

Durante as simulações do Caso 2, as cargas do sistema, originalmente definidas com uma potência nominal de 189 kW e 124 kvar cada, terão suas potências ativa e reativa

multiplicadas ao longo do tempo pelos fatores  $MP_{i,j}$  e  $MQ_{i,j}$  específicos para cada Nó  $i$  a cada hora  $j$ , respectivamente. Como resultado, cada carga exibirá um perfil de consumo diferente em cada nó da rede e também durante cada hora do dia.

Por fim, no Caso 3, além de se considerar o carregamento variável das cargas conforme estabelecido no Caso 2, serão instalados três bancos de capacitores trifásicos e automáticos de 600 kvar e dois reguladores de tensão na rede, conforme ilustrado na Figura 13. Os BCs automáticos estão instalados nos Nós 8, 16 e 21, sendo controlados pelas correntes dos ramos 8 – 9, 16 – 17 e 21 – 22, respectivamente. Os RTs estão instalados a montante dos Nós 1 e 5, regulando de forma remota as tensões dos Nós 2 e 6, respectivamente. Esses equipamentos compoem os dispositivos de controle volt-var disponíveis para a operação do sistema de distribuição.

Figura 13 – Rede de distribuição com equipamentos de regulação



Fonte: Elaborado pela autora

A localização dos bancos de capacitores e do regulador de tensão, que está entre os Nós 5a e 5 e é chamado de reg-1, conforme ilustrado na Figura 13, foi determinada com base no estudo de planejamento da expansão do sistema de 23 nós, proposto por Resener *et al.* (2019). A decisão de instalar um regulador de tensão na saída da subestação de energia, que alimenta o sistema, foi tomada com base em uma estratégia de regulação frequentemente empregada, pois os transformadores das subestações geralmente dispõem de equipamentos para regular a tensão de saída.

Em todos os cenários simulados, as cargas utilizam o modelo ZIP, no qual a parcela reativa da carga é considerada com 100% de impedância constante, enquanto a parcela ativa é dividida igualmente entre 50% de potência constante e 50% de impedância constante. Assim, a demanda de cada carga se modifica conforme o nível de tensão ao qual ela está submetida. Esse modelo de carga é recomendado no Módulo 7 do PRODIST para cálculos que envolvam perdas (ANEEL, 2021e).

Para calcular os valores de compensação por desvios de tensão na linha, em todos os casos, foi adotado o valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) de

0,29 R\$/kWh<sup>1</sup>. Além disso, foram considerados os valores de compra da energia elétrica pela concessionária e de fornecimento de energia aos consumidores para calcular os custos de perda de energia ao longo da rede e os ganhos provenientes da energia fornecida para o sistema, respectivamente. Seguindo a abordagem de Ferraz *et al.* (2021), o valor de compra utilizado foi de 0,11 US\$/kWh, o que equivaleria a aproximadamente 0,60 R\$/kWh. O preço de fornecimento da energia considerado corresponde ao valor pago pelos consumidores da categoria B3 da concessionária CEEE - Equatorial em 2023, ou seja, 0,66 R\$/kWh sem impostos (EQUATORIAL, 2022).

### 5.2.1 Parâmetros Específicos do Estudo de Caso com Controle volt-var

Como o Caso 3 envolve a operação dos equipamento do controle volt-var, outras considerações foram realizadas e envolvem a resolução do problema de otimização. As grandezas originais que compõem a solução inicial do problema são:

- as correntes que ligam os bancos de capacitores ( $I_{on}^{BC-08}$ ,  $I_{on}^{BC-16}$  e  $I_{on}^{BC-21}$ );
- as correntes que fazem os BCs desligarem depois de estarem ligados ( $I_{off}^{BC-08}$ ,  $I_{off}^{BC-16}$  e  $I_{off}^{BC-21}$ );
- as tensões de regulação do reg-1 ( $V_{reg-1}$ ) e do regulador da subestação ( $V_{reg-s}$ ).

Os valores mínimos e máximos que cada uma dessas grandezas de controle podem assumir estão mostrados na Tabela 4, assim como os valores iniciais, considerando-se tensão de linha base igual a 13,8 kV e corrente de base 41,84 A.

Tabela 4 – Controles das grandezas originais

Grandeza	Unidade	Valor		
		Mínimo	Máximo	Inicial
$I_{on}^{BC-08}$	pu	0,14	1,96	1,27
$I_{on}^{BC-16}$	pu	0,14	0,72	0,60
$I_{on}^{BC-21}$	pu	0,14	0,60	0,41
$I_{off}^{BC-08}$	pu	0,02	1,84	1,15
$I_{off}^{BC-16}$	pu	0,02	0,60	0,43
$I_{off}^{BC-21}$	pu	0,02	0,48	0,24
$V_{reg-1}$	pu	0,90	1,10	1,05
$V_{reg-s}$	pu	0,90	1,10	1,05

Observa-se, conforme detalhado na Seção 4.1, que no processo de otimização são utilizadas as variáveis modificadas ( $I_{on}^{BC-08}$ ,  $I_{on}^{BC-16}$ ,  $I_{on}^{BC-21}$ ,  $\Delta I^{BC-08}$ ,  $\Delta I^{BC-16}$ ,  $\Delta I^{BC-21}$ ,  $V_{reg-1}$  e  $V_{reg-s}$ ), cujos valores máximos e mínimos estão mostrados na Tabela 5. A solução inicial

<sup>1</sup>Esse valor foi obtido a partir de uma fatura de energia elétrica referente ao mês de novembro de 2022 da CEEE Grupo Equatorial Energia, usada como referência – Resolução homologatória ANEEL Nº 3.283/2023

$\mathbf{x}^0$  do problema de planejamento da operação, considerada para os métodos *Hill-Climbing* e *Simulated-Annealing* também está detalhada na Tabela 5.

Tabela 5 – Limites dos controles ajustados considerando carregamento variável

Variável	Grandeza	Unidade	$\mathbf{x}^{\min}$	$\mathbf{x}^{\max}$	$\mathbf{x}^0$
$x_1$	$I_{\text{on}}^{\text{BC-08}}$	pu	0,14	1,96	1,27
$x_2$	$I_{\text{on}}^{\text{BC-16}}$	pu	0,14	0,72	0,60
$x_3$	$I_{\text{on}}^{\text{BC-21}}$	pu	0,14	0,60	0,41
$x_4$	$\Delta I^{\text{BC-08}}$	pu	0,12	1,84	0,12
$x_5$	$\Delta I^{\text{BC-16}}$	pu	0,12	0,60	0,17
$x_6$	$\Delta I^{\text{BC-21}}$	pu	0,12	0,48	0,17
$x_7$	$V_{\text{reg-1}}$	pu	0,90	1,10	1,05
$x_8$	$V_{\text{reg-s}}$	pu	0,90	1,10	1,05

Os parâmetros definidos e utilizados na otimização por *Hill-Climbing* estão resumidos na Tabela 6 e os parâmetro do *Simulated Annealing* estão na Tabela 7.

Tabela 6 – Parâmetros do HC

Parâmetro	$N_{\text{viz}}^0$	$\lambda$	$\rho$	$\nu^{\max}$
Valor	16	0,50	1,00	1000

Tabela 7 – Parâmetros do SA

Parâmetro	$P_{\text{AFO-T0}}$	$P_{\text{MA-T0}}$	$P_{\text{AFO-Tmin}}$	$P_{\text{MA-Tmin}}$	$N_{\text{viz}}^0$	$N_{\text{viz}}^{\max}$	$\nu^{\max}$
Valor	10%	10%	1%	1%	16	80	40

## 5.3 Resultados

Nesta seção, são apresentados os resultados de operação do sistema de distribuição ao longo de um dia, ou seja, 24 horas. Ao todo, são testadas 12 curvas de geração solar, identificadas como as curvas pontilhadas ilustradas nas figuras 10, 11 e 12. Para evitar um número excessivo de gráficos exemplificados, optou-se por utilizar, como resultados desta seção, apenas os gráficos de operação considerando uma curva característica de estação e apenas uma previsão de geração.

### 5.3.1 Caso 1

Considerando um dia completo de operação do sistema teste e todas as cargas consumindo exatamente a mesma quantidade de energia no mesmo horário, foram determinados

os valores de energia fornecida para o sistema, os consumos de energia total da rede, a energia gerada pelo sistema SFV, a violação dos limites de tensão e as perdas ativas nas linhas. Todos esses resultados estão detalhados na Tabela 8 para cada estação e curva de geração simulada. Além disso, na Tabela 9, estão descritos os valores da receita com o fornecimento de energia, o custo relacionado às perdas de energia nas linhas, o custo de compensações a ser pago pela concessionária devido à tensão de fornecimento entregue aos consumidores estar fora da faixa adequada de tensão, e os valores de  $f_1$  e  $f_2$ .

Tabela 8 – Resultados do Caso 1 (valores para 1 dia)

	Geração	Energia fornecida		Consumo das cargas		Geração [kWh]	Violação [pu]	Perdas [kWh]
		[kWh]	[kvarh]	[kWh]	[kvarh]			
Alta	Verão	56254	24902	60992	20197	7330,5	0,1538	2346,7
	Outono	57661	25043	60931	20153	5961,6	0,1643	2437,2
	Inverno	57865	25057	60925	20149	5760,7	0,1644	2445,7
	Primavera	56768	24981	60962	20174	6842,1	0,1615	2398,0
Intermediária	Verão	58614	25087	60904	20134	5011,1	0,1646	2464,5
	Outono	59153	25155	60877	20115	4492,7	0,1703	2508,1
	Inverno	58382	25097	60906	20136	5251,6	0,1667	2470,7
	Primavera	58695	25122	60893	20126	4943,0	0,1685	2486,7
Baixa	Verão	60969	25300	60813	20070	2713,6	0,1770	2600,0
	Outono	60963	25306	60811	20068	2721,7	0,1781	2604,1
	Inverno	59055	25155	60879	20116	4592,1	0,1705	2508,1
	Primavera	61333	25338	60798	20059	2361,0	0,1797	2624,7

Tabela 9 – Custos do Caso 1 (valores para 1 dia)

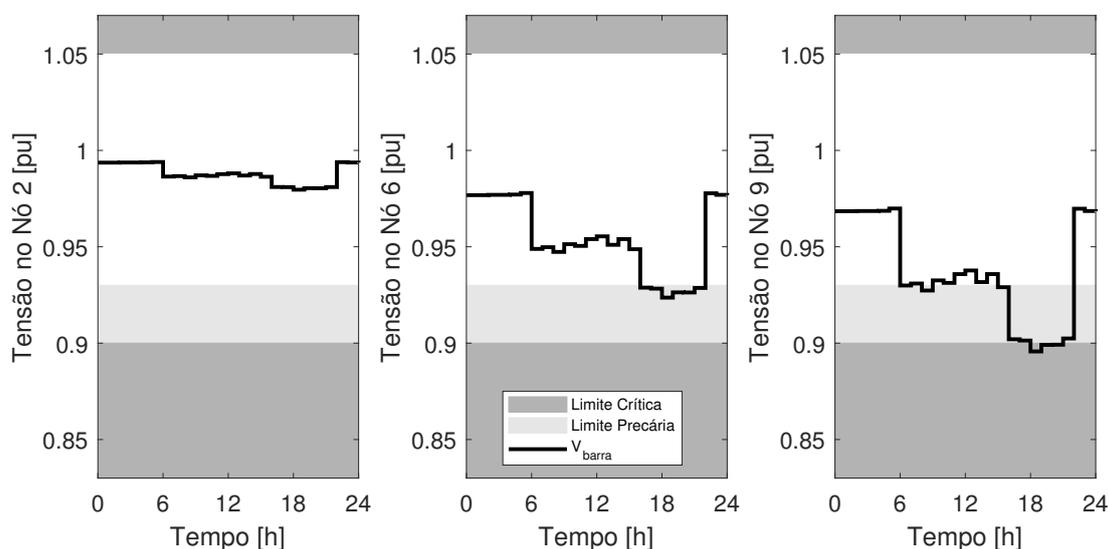
Geração	$R^{Venda}$	$C^{Perdas}$	$C^{Comp.}$	$f_1$	$f_2$	
	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	
Alta	Verão	37127,93	1407,99	18236,69	19644,68	17483,25
	Outono	38056,01	1462,30	18800,81	20263,11	17792,90
	Inverno	38190,67	1467,45	18942,37	20409,81	17780,86
	Primavera	37466,87	1438,82	18810,07	20248,90	17217,97
Intermediária	Verão	38685,44	1478,70	18876,34	20355,04	18330,40
	Outono	39040,97	1504,84	19226,14	20730,99	18309,99
	Inverno	38532,10	1482,44	19136,36	20618,80	17913,30
	Primavera	38738,93	1491,99	19085,83	20577,82	18161,11
Baixa	Verão	40239,36	1560,01	19896,81	21456,81	18782,55
	Outono	40235,50	1562,44	20008,75	21571,19	18664,31
	Inverno	38976,59	1504,85	19328,30	20833,15	18143,44
	Primavera	40479,46	1574,83	20004,39	21579,22	18900,24

Ao analisar as tabelas 8 e 9, observa-se que a maior violação de tensão na rede ocorreu durante a operação de um dia na primavera, considerando geração baixa de energia do sistema SFV. No entanto, esse não foi o período com o maior valor de custo de compensação a ser pago. Isso se deve ao fato de que o consumo de energia das cargas foi maior

na simulação de um dia no outono, para a mesma característica de geração de energia. Portanto, esse foi o dia de operação que resultou no maior custo de compensação para a distribuidora, mesmo com uma violação um pouco menor do que na primavera.

Para detalhar alguns níveis de tensão nos nós ao longo da operação diária simulada, as figuras 14 e 15 ilustram as curvas de tensão nos Nós 2, 6, 9, 14, 17 e 22 do sistema teste. A escolha desses pontos específicos foi feita para uma posterior comparação de resultados no Caso 3. Os Nós 2 e 6 serão monitoradas pelos reguladores de tensão, enquanto os Nós 9, 17 e 22 estão representadas porque ficam a jusante da localização dos bancos de capacitores, que serão instalados com o controle volt-var. O Nó 14, por sua vez, já possui o sistema gerador SFV instalado.

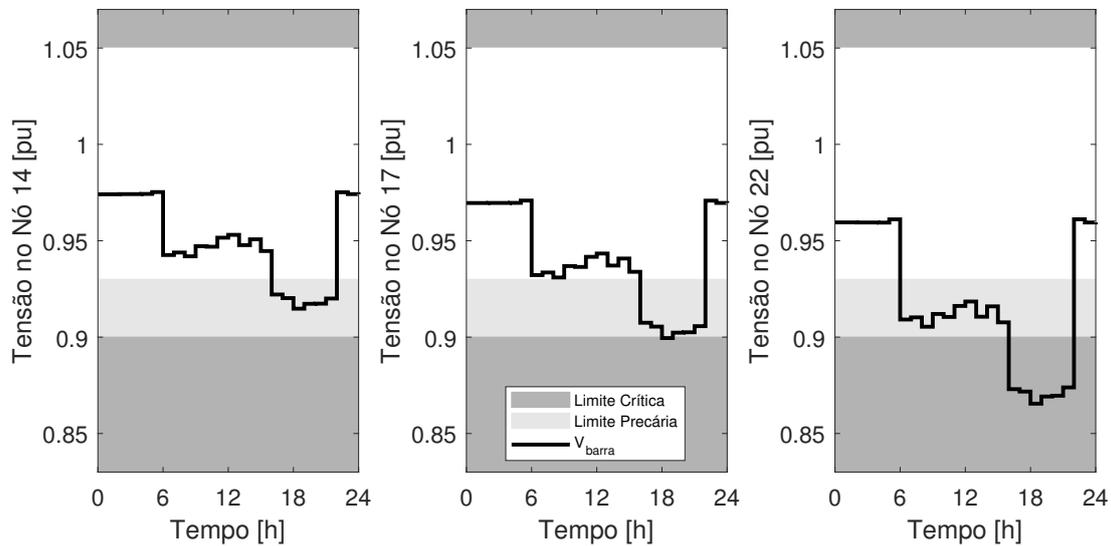
Figura 14 – Tensão nos Nós 2, 6 e 9 no Caso 1



Fonte: Elaborado pela autora

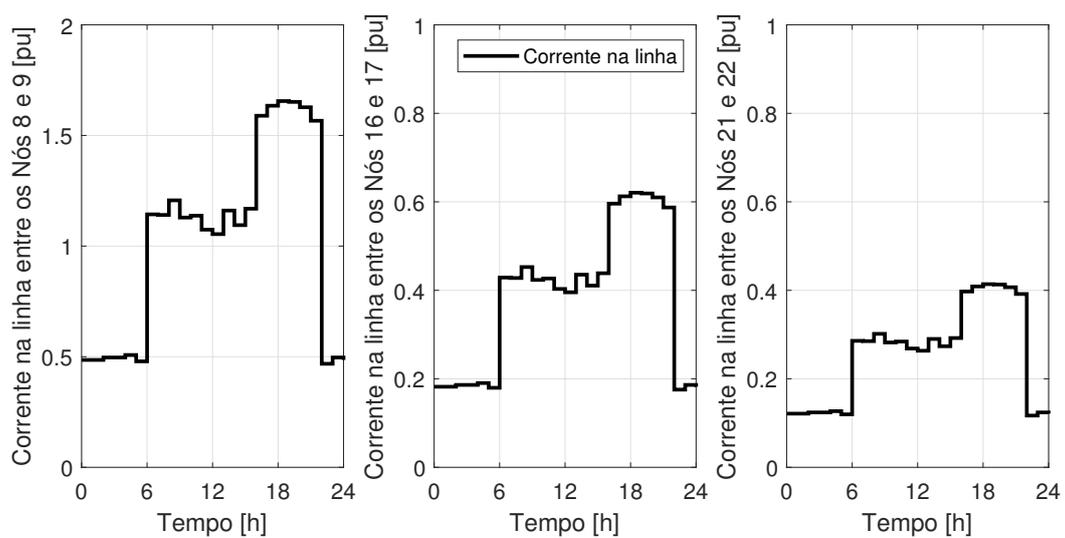
O Nó 22, que fica localizada distante da subestação que alimenta a rede teste, mostrou níveis de tensão inadequados durante quase dois terços do dia, permanecendo em níveis adequados apenas durante o período de carregamento leve das cargas. Os Nós 6, 14 e 17 apresentaram níveis de tensão precários durante o período das 16h às 22h, enquanto o Nó 9 manteve-se no limite entre tensão adequada e precária entre as 6h e as 16h e depois entre precária e crítica no período de carga pesada. Além disso, na Figura 16, estão ilustradas as correntes obtidas a cada hora do dia simulado nas linhas 8 – 9, 16 – 17 e 21 – 22. Essas linhas serão monitoradas pelos bancos de capacitores no Caso 3. Percebe-se que, como todas as cargas consomem os mesmos valores de potência ativa e reativa a cada hora do dia, as curvas de corrente são semelhantes nos três locais, diferenciando-se apenas pela intensidade da corrente. Essa diferença ocorre devido à quantidade de cargas instaladas após a localização dessas linhas, que estão demandando energia do sistema.

Figura 15 – Tensão nos Nós 14, 17 e 22 no Caso 1



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 16 – Corrente nas linhas a jusante da localização futura dos BCs - Caso 1



Fonte: Elaborado pela autora

### 5.3.2 Caso 2

Considerando que cada carga terá um perfil de tensão ao longo do dia, o que estaria mais próximo da realidade de um sistema de distribuição real, a Tabela 10 apresenta os valores de energia fornecida para o sistema, os consumos de energia total da rede, a energia gerada pelo sistema SFV, a violação dos limites de tensão e as perdas ativas nas linhas nessa condição de operação.

Tabela 10 – Resultados do Caso 2 (valores para 1 dia)

	Geração	Energia fornecida		Consumo das cargas		Geração	Violação	Perdas
		[kWh]	[kvarh]	[kWh]	[kvarh]			
Alta	Verão	56234	24967	60956	20259	7330,5	0,1557	2363,2
	Outono	57640	25108	60895	20216	5961,6	0,1662	2453,3
	Inverno	57844	25122	60889	20212	5760,7	0,1664	2461,9
	Primavera	56747	25046	60926	20237	6842,1	0,1634	2413,8
Intermediária	Verão	58594	25154	60867	20197	5011,1	0,1667	2481,9
	Outono	59133	25221	60840	20178	4492,7	0,1723	2525,0
	Inverno	58361	25162	60869	20199	5251,6	0,1687	2487,1
	Primavera	58675	25187	60856	20189	4943,0	0,1705	2503,4
Baixa	Verão	60949	25367	60776	20133	2713,6	0,1793	2618,2
	Outono	60943	25373	60774	20131	2721,7	0,1803	2622,2
	Inverno	59035	25221	60842	20179	4592,1	0,1725	2525,1
	Primavera	61313	25406	60760	20122	2361,0	0,1819	2643,0

Dentre os resultados obtidos, destaca-se que as simulações com previsão de geração baixa de energia foram as que tiveram o maior valor de violação de tensão e perdas na rede. Os maiores consumos foram registrados nos testes utilizando a previsão de alta geração de energia, o que coincidiu com as simulações que apresentaram os menores valores de violação.

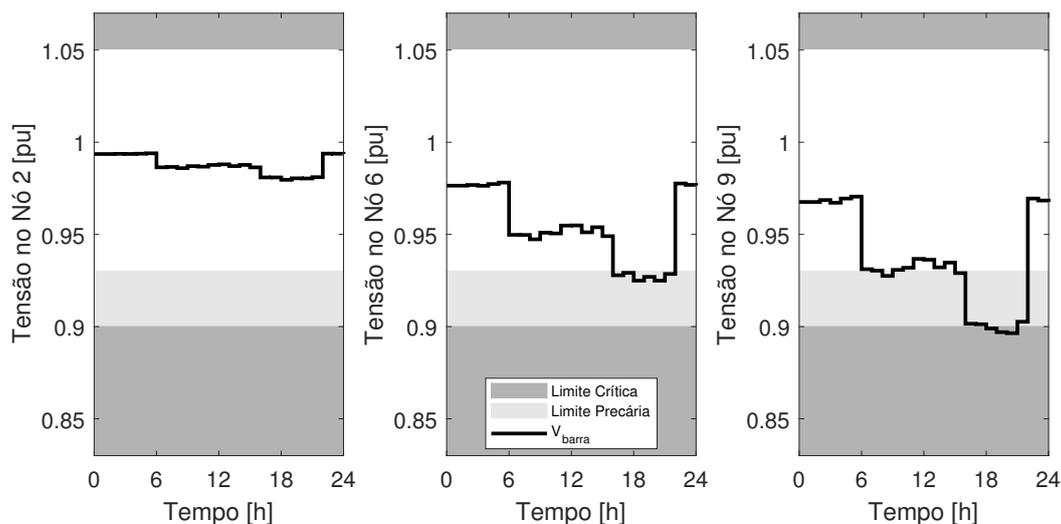
Para este caso, também foram obtidos os valores de receita com o fornecimento de energia, o custo relacionado às perdas e o custo de compensações a serem pagos pela concessionária, valores detalhados na Tabela 11. Além disso, foram determinados os valores de  $f_1$  e  $f_2$  para cada situação simulada neste caso, no qual o controle volt-var não é previsto. Considerando  $f_1$ , o melhor custo de perdas e compensação foi encontrado com o sistema operando com previsão de geração alta no verão, já considerando  $f_2$ , a melhor receita da concessionária foi na Primavera.

São detalhados os níveis de tensão nos Nós 2, 6, 9, 14, 17 e 22 do sistema teste, considerando previsão de geração baixa na Primavera, assim como realizado no Caso 1. Assim, nas figuras 17 e 18 ilustra-se o nível de tensão para a operação diária simulada.

Tabela 11 – Custos do Caso 2 (valores para 1 dia)

Geração	$R^{Venda}$	$C^{Perdas}$	$C^{Comp.}$	$f_1$	$f_2$	
	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	
Alta	Verão	37114,46	1417,92	18349,64	19767,56	17346,90
	Outono	38042,33	1471,97	18945,56	20417,53	17624,80
	Inverno	38177,00	1477,11	19044,75	20521,86	17655,14
	Primavera	37453,09	1448,27	18856,58	20304,85	17148,24
Intermediária	Verão	38672,26	1489,13	19146,17	20635,31	18036,95
	Outono	39027,60	1515,03	19340,13	20855,15	18172,45
	Inverno	38518,53	1492,29	19137,60	20629,89	17888,65
	Primavera	38725,49	1502,07	19133,66	20635,72	18089,77
Baixa	Verão	40226,44	1570,93	19920,36	21491,29	18735,15
	Outono	40222,55	1573,31	20086,19	21659,50	18563,04
	Inverno	38963,26	1515,07	19537,93	21053,00	17910,25
	Primavera	40466,56	1585,81	20081,73	21667,54	18799,02

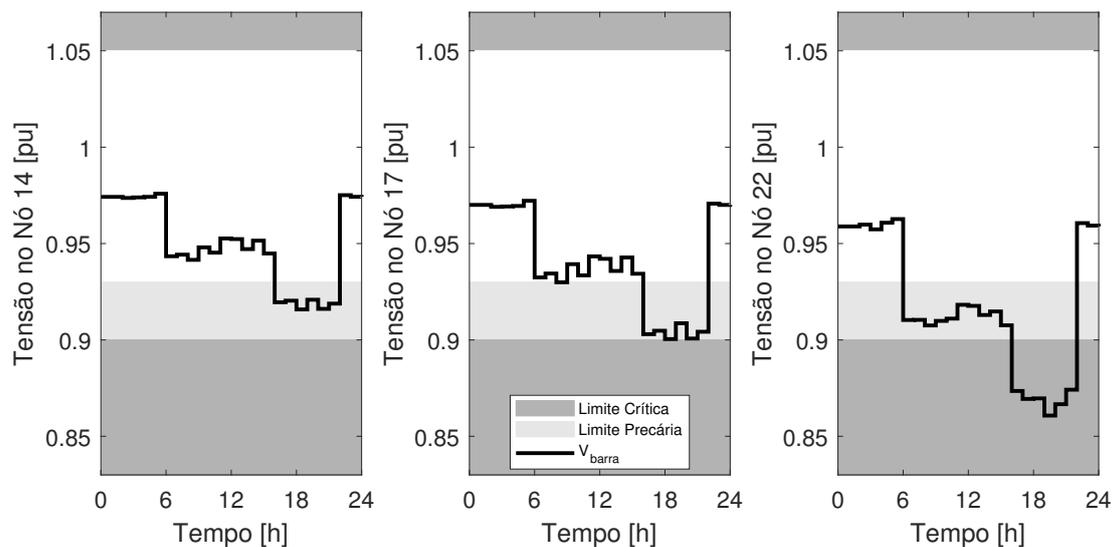
Figura 17 – Tensão nos Nós 2, 6 e 9 com Geração Baixa na Primavera - Caso 2



Fonte: Elaborado pela autora

Na Figura 17, fica evidente que durante o período de carga pesada no sistema, especificamente entre as 16h e às 22h, o nível de tensão no Nó 9 é classificado como crítico, enquanto no Nó 6 é classificado como precário. A adequação do nível de tensão no Nó 2 se deve à proximidade com a subestação de energia, mas os carregamentos médio e pesado da demanda das cargas na rede também impactam a tensão nesse nó, mesmo que seja um impacto leve. A pior situação de tensão é encontrada no Nó 22, localizado mais afastado da subestação. Já nos Nós 14 e 17, conforme ilustrado na Figura 18, os níveis de tensão estão precários durante o período de carga pesada, mantendo-se adequados nos demais horários.

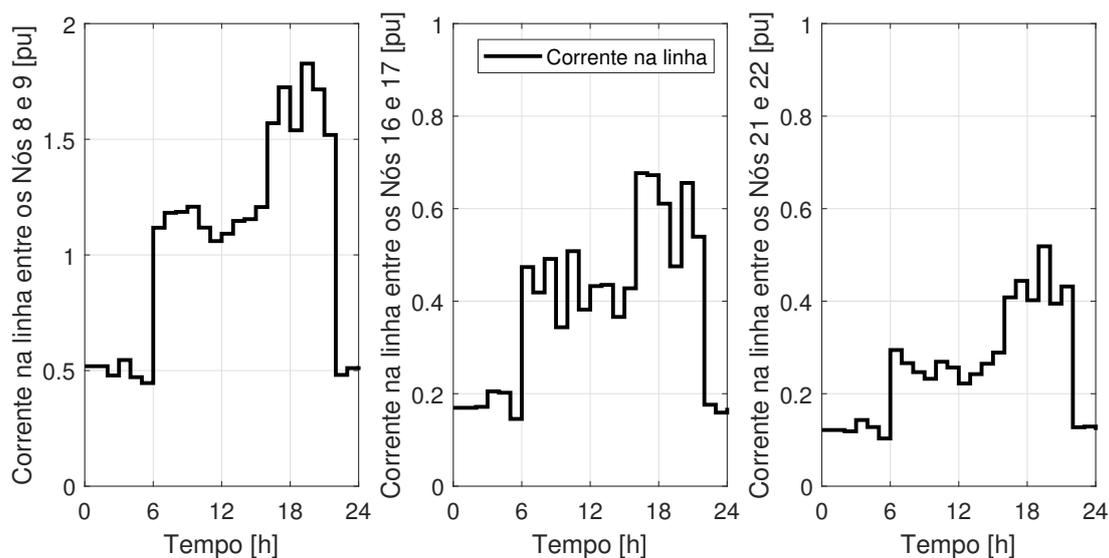
Figura 18 – Tensão nos Nós 14, 17 e 22 com Geração Baixa na Primavera - Caso 2



Fonte: Elaborado pela autora

Também foram monitoradas as intensidades de corrente nas linhas do sistema de distribuição. A Figura 19 ilustra as curvas de corrente nas linhas a jusante da localização dos BCs que farão parte do controle volt-var no Caso 3 e que servirão de base para estabelecimento dos controles iniciais destes equipamentos.

Figura 19 – Corrente nas linhas a jusante da localização futura dos BCs - Caso 2



Fonte: Elaborado pela autora

Como cada carga do sistema tem um perfil de consumo, era de se esperar que as curvas de intensidade de corrente fossem distintas, o que de fato aconteceu nas três linhas

cujo comportamento está detalhado na Figura 19. Ocorreu distinção das curvas tanto em nível da intensidade de corrente quanto comportamento no mesmo horário do dia. Na linha entre os Nós 21 e 22, a corrente se mantém abaixo de 0,3 pu entre às 6h e às 16h, enquanto na linha entre os Nós 8 e 9, a intensidade não fica abaixo de 0,5 pu durante todo o dia de operação simulado. Verifica-se ainda que em todas as horas do dia ocorreu alguma variação na intensidade de corrente nas linhas, diferenciando-se ainda se essa variação foi no sentido de aumentar a corrente na linha ou diminuir.

### 5.3.3 Caso 3

Nas simulações realizadas no Caso 3, além das cargas operando com perfis de consumo distintos e a GD injetando energia na rede, é instalado um sistema de controle volt-var para regular a tensão da rede e também reduzir as perdas de energia ao longo da distribuição. Conforme detalhado na Seção 3.2 há duas possibilidades de função objetivo para resolver o problema de otimização, logo os resultados encontrados serão divididos conforme a FO utilizada.

#### 5.3.3.1 Caso 3.1 - Minimização da Função Objetivo $f_1$

Partindo de uma estimativa inicial de controles para os bancos de capacitores e reguladores de tensão, cada variável de controle dos equipamentos foi otimizada em busca de uma solução que atingisse o objetivo do problema, neste caso, a minimização dos custos de perdas e compensação. A otimização foi resolvida por meio dos algoritmos descritos na Seção 4.

A Tabela 12 apresenta os valores das variáveis de controle otimizadas que cada método encontrou como solução para o problema. No total, são oito variáveis, incluindo correntes e tensões, que, de acordo com a curva de geração solar prevista para o dia seguinte, tiveram seus valores otimizados em busca do melhor ajuste operacional visando a minimização de custos.

Ao comparar os resultados obtidos com os dois métodos, fica nítido como os controles otimizados obtidos pelo *Simulated Annealing* se distanciam da estimativa inicial de controles proposta, enquanto os resultados do *Hill-Climbing*, de algumas variáveis, são próximos do controle inicial detalhado na Tabela 4. A tensão de regulação do reg-1 apresentou uma queda, nas soluções de ambos os métodos, quando comparado ao ajuste inicial de 1,05 pu, já o regulador da subestação, reg-s, manteve a tensão de regulação igual ou próxima da estimativa inicial com o SA.

Considerando a operação do sistema com o controle volt-var e as variáveis de controle otimizadas, a Tabela 13 detalha os valores de energia fornecida para o sistema, os consumos de energia total da rede, a energia gerada pelo sistema SFV, a violação dos limites de tensão e as perdas ativas nas linhas. Estes resultados estão separados quanto as variáveis de controle utilizadas, se foram obtidas pelo HC ou pelo SA, e quanto a curva de geração

Tabela 12 – Soluções da Minimização no Caso 3.1

Geração	Método	$I_{on}^{BC-08}$	$I_{on}^{BC-16}$	$I_{on}^{BC-21}$	$I_{off}^{BC-08}$	$I_{off}^{BC-16}$	$I_{off}^{BC-21}$	$V_{reg-1}$	$V_{reg-s}$		
		[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]		
Alta	Verão	HC	0,90	0,35	0,41	0,47	0,19	0,18	1,01	0,96	
		SA	1,37	0,46	0,35	0,01	0,12	0,23	0,98	1,04	
	Outono	HC	0,90	0,35	0,41	0,47	0,19	0,18	1,01	0,96	
		SA	1,62	0,63	0,21	0,48	0,25	0,03	0,98	1,04	
	Inverno	HC	0,90	0,35	0,41	0,47	0,19	0,18	1,01	0,96	
		SA	1,07	0,59	0,60	0,13	0,17	0,13	1,00	1,04	
	Primavera	HC	0,90	0,48	0,41	0,47	0,36	0,18	1,01	0,96	
		SA	0,89	0,58	0,39	0,01	0,24	0,17	0,98	1,03	
	Intermediária	Verão	HC	0,90	0,35	0,41	0,47	0,19	0,18	1,01	0,96
			SA	1,32	0,72	0,23	1,07	0,40	0,01	0,98	1,04
		Outono	HC	0,90	0,35	0,41	0,47	0,19	0,18	1,01	0,96
			SA	1,86	0,61	0,25	0,76	0,01	0,12	0,99	1,04
Inverno		HC	0,90	0,35	0,41	0,47	0,19	0,18	1,01	0,96	
		SA	1,60	0,72	0,24	1,06	0,13	0,06	0,98	1,04	
Primavera		HC	0,90	0,35	0,41	0,47	0,19	0,18	1,01	0,96	
		SA	1,44	0,65	0,29	0,72	0,05	0,14	0,99	1,04	
Baixa		Verão	HC	0,90	0,35	0,41	0,47	0,19	0,18	1,01	0,96
			SA	1,05	0,30	0,38	0,14	0,07	0,13	0,99	1,04
		Outono	HC	0,90	0,35	0,41	0,47	0,19	0,18	1,01	0,96
			SA	1,01	0,67	0,38	0,04	0,07	0,15	0,98	1,03
	Inverno	HC	0,90	0,35	0,41	0,47	0,19	0,18	1,01	0,96	
		SA	1,05	0,58	0,33	0,62	0,35	0,18	0,99	1,04	
	Primavera	HC	0,90	0,35	0,41	0,47	0,19	0,18	1,01	0,96	
		SA	0,98	0,64	0,60	0,02	0,25	0,17	1,01	1,05	

de energia prevista para a operação em cada estação do ano.

Os maiores valores de perdas ocorreram quando houve previsão de baixa geração de energia pelo sistema SFV. À medida que a geração injetada na rede aumentou, as perdas na distribuição diminuíram. Além disso, em todos os casos simulados, os valores de violação de tensão foram anulados, indicando que o controle volt-var com ajustes otimizados conseguiu regular a tensão na rede de forma a mantê-la em níveis adequados durante toda a operação diária.

Em relação aos custos e receita do sistema, a Tabela 14 resume os resultados obtidos considerando os controles da Tabela 12. Mesmo considerando  $f_1$  como a função objetivo durante a otimização, também foram incluídos os valores de  $f_2$  calculados considerando os custos e receitas obtidos na solução deste problema de minimização.

Ao analisar os resultados, torna-se evidente que, independentemente da estação do ano e da curva de geração prevista, o sistema com controle volt-var e variáveis de controle otimizadas conseguiu eliminar o custo de compensação a ser pago devido aos níveis de tensão precários e críticos entregues aos consumidores, como indicado pelos valores nulos das tabelas 13 e 14. Além disto, o SA conseguiu obter valores reduzidos para as perdas,

Tabela 13 – Resultados da Minimização no Caso 3.1 (valores para 1 dia)

Geração	Método	Energia fornecida		Consumo cargas		Geração	Violação	Perdas		
		[kWh]	[kvarh]	[kWh]	[kvarh]				[kWh]	[pu]
Alta	Ver.	HC	59692	2738	64410	22706	7330,5	0,0	2364,5	
		SA	58653	7065	63566	22115	7330,5	0,0	2176,7	
	Out.	HC	61174	2943	64414	22708	5961,6	0,0	2464,3	
		SA	60008	8098	63435	22025	5961,6	0,0	2286,0	
	Inv.	HC	61361	2966	64391	22692	5760,7	0,0	2472,7	
		SA	60795	11722	64029	22447	5760,7	0,0	2276,9	
	Prim.	HC	60230	4655	64397	22696	6842,1	0,0	2422,0	
		SA	59089	8830	63483	22057	6842,1	0,0	2205,9	
	Intermediária	Ver.	HC	62114	3025	64370	22677	5011,1	0,0	2494,6
			SA	61201	12715	63661	22188	5011,1	0,0	2301,0
		Out.	HC	62678	3122	64364	22673	4492,7	0,0	2541,7
			SA	61886	11170	63765	22263	4492,7	0,0	2358,2
Inv.		HC	61893	3028	64384	22687	5251,6	0,0	2500,4	
		SA	60884	13282	63579	22129	5251,6	0,0	2306,6	
Prim.		HC	62205	3069	64368	22676	4943,0	0,0	2518,0	
		SA	61674	9397	64046	22459	4943,0	0,0	2317,6	
Baixa		Ver.	HC	64515	3343	64316	22638	2713,6	0,0	2638,8
			SA	64247	1740	64282	22626	2713,6	0,0	2413,4
		Out.	HC	64575	3346	64375	22680	2721,7	0,0	2647,5
			SA	63296	7527	63347	21965	2721,7	0,0	2409,2
	Inv.	HC	62564	3120	64351	22664	4592,1	0,0	2540,6	
		SA	61632	10848	63676	22196	4592,1	0,0	2294,9	
	Prim.	HC	64927	3397	64343	22659	2361,0	0,0	2668,5	
		SA	65452	12939	65072	23186	2361,0	0,0	2470,9	

considerando os valores obtidos sem equipamentos de regulação volt-var, conforme pode ser constatado comparando os valores da última coluna da Tabela 13 com os valores da última coluna das tabelas 8 e 10, que indicam um valor de cerca de 10% no valor da energia diária. Porém, os ajustes do HC não foram efetivos em diminuir as perdas.

Com relação ao desempenho, os dois métodos de otimização obtiveram resultados com objetivos  $f_1$  bastante similares. Em todas as simulações, a solução obtida pelo *Simulated Annealing* foi um pouco melhor do que a obtida pelo *Hill-Climbing*, logo pode-se observar nesses testes uma superioridade do SA.

Para demonstrar os níveis de tensão nos nós com a operação do controle volt-var, as figuras 20 e 21 ilustram as tensões nos mesmo nós representadas nos Casos 1 e 2. A simulação representada considera um dia de operação com os ajustes obtidos pelo SA na Primavera com previsão baixa de geração de energia. Escolheu-se essa estação e previsão por ter o pior valor de função objetivo se comparada as demais. Analisando as figuras 20 e 21, percebe-se que a tensão nos nós permaneceu em níveis adequados durante todos os períodos de carga (baixa, média e pesada) no sistema. Mesmo a tensão no Nó 22, que, entre os representados, se localiza mais distante da subestação de alimentação da

Tabela 14 – Custos da Minimização no Caso 3.1 (valores para 1 dia)

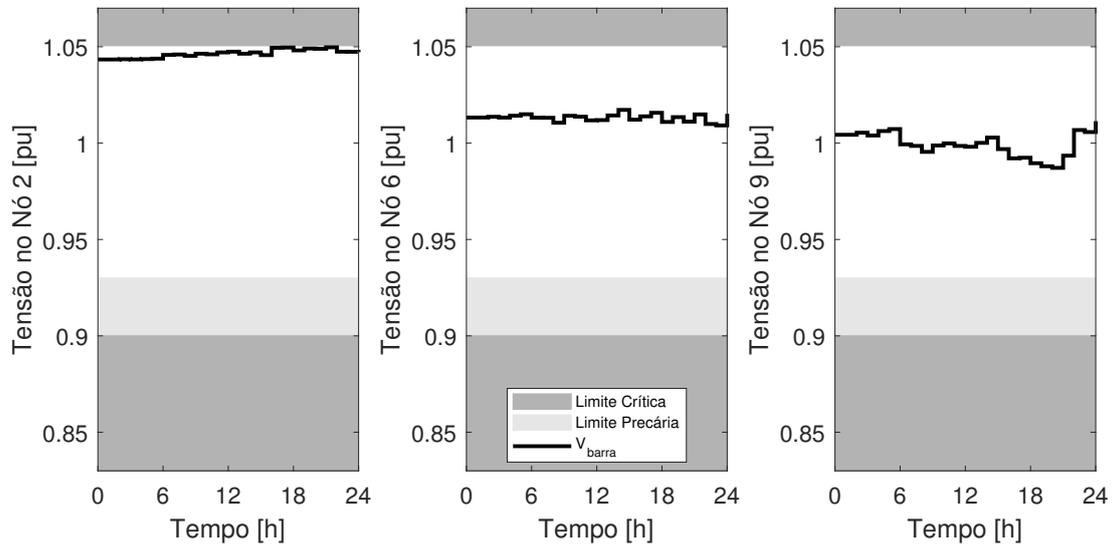
Geração	Método	$R^{Venda}$	$C^{Perdas}$	$C^{Comp.}$	$f_1$	$f_2$		
		[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]		
Alta	Verão	HC	39396,49	1418,70	0,00	1418,70	37977,80	
		SA	38710,99	1306,02	0,00	1306,02	37404,97	
	Outono	HC	40374,55	1478,61	0,00	1478,61	38895,94	
		SA	39605,15	1371,61	0,00	1371,61	38233,54	
	Inverno	HC	40498,49	1483,61	0,00	1483,61	39014,88	
		SA	40124,84	1366,17	0,00	1366,17	38758,67	
	Primavera	HC	39751,82	1453,23	0,00	1453,23	38298,59	
		SA	38999,02	1323,55	0,00	1323,55	37675,47	
	Intermediária	Verão	HC	40995,36	1496,74	0,00	1496,74	39498,62
			SA	40392,46	1380,59	0,00	1380,59	39011,86
Outono		HC	41367,17	1525,03	0,00	1525,03	39842,14	
		SA	40844,98	1414,94	0,00	1414,94	39430,03	
Inverno		HC	40849,37	1500,24	0,00	1500,24	39349,12	
		SA	40183,69	1383,95	0,00	1383,95	38799,73	
Primavera		HC	41055,50	1510,77	0,00	1510,77	39544,73	
		SA	40704,65	1390,53	0,00	1390,53	39314,12	
Baixa		Verão	HC	42579,79	1583,28	0,00	1583,28	40996,51
			SA	42403,13	1448,03	0,00	1448,03	40955,10
	Outono	HC	42619,80	1588,51	0,00	1588,51	41031,30	
		SA	41775,45	1445,50	0,00	1445,50	40329,95	
	Inverno	HC	41292,16	1524,39	0,00	1524,39	39767,77	
		SA	40677,34	1376,93	0,00	1376,93	39300,41	
	Primavera	HC	42851,83	1601,09	0,00	1601,09	41250,75	
		SA	43198,13	1482,54	0,00	1482,54	41715,59	

rede, manteve-se com um nível de tensão próximo da faixa considerada como precária, mas ainda dentro dos valores considerados adequados para fornecimento, o que corrobora com o custo de compensação nulo obtido como resultado da simulação.

A operação dos reguladores de tensão é ilustrada na Figura 22. No período de carga média e pesada no sistema, ambos os reguladores ajustam os TAPs do transformador para elevar a tensão na linha a jusante das respectivas localizações, ficando as larguras de banda do  $V_{reg-s}$  e do  $V_{reg-1}$  próximas de 1,05 pu e 1 pu, respectivamente.

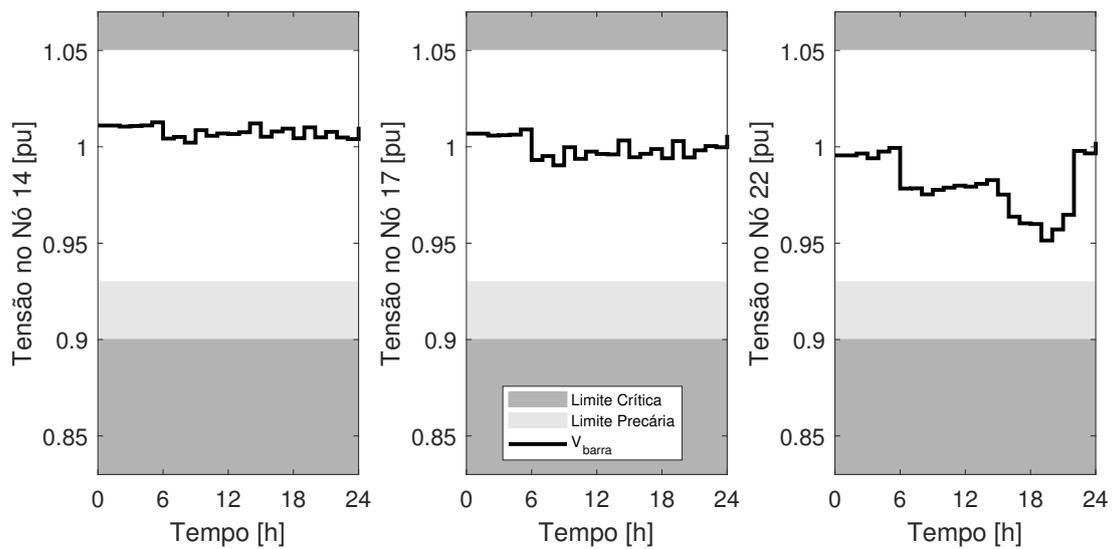
A Figura 23 ilustra o funcionamento dos três bancos de capacitores automáticos e as curvas de corrente antes e depois da entrada em operação dos bancos. O BC-16 é ligado apenas durante o período de carga pesada no sistema, enquanto o BC-08 é ligado às 6h e permanece ligado durante o restante do dia. Já o BC-21 não entra em operação em nenhum momento durante a operação. A corrente na linha a jusante do BC-08 tem intensidade mais elevada que nas outras da Figura 23. Outra análise realizada demonstra que, durante a operação com os bancos de capacitores, a corrente nos alimentadores a jusante da localização dos BCs não perde intensidade quando comparada ao seu valor inicial na operação sem controle volt-var.

Figura 20 – Tensão nos Nós 2, 6 e 9 com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.1 SA



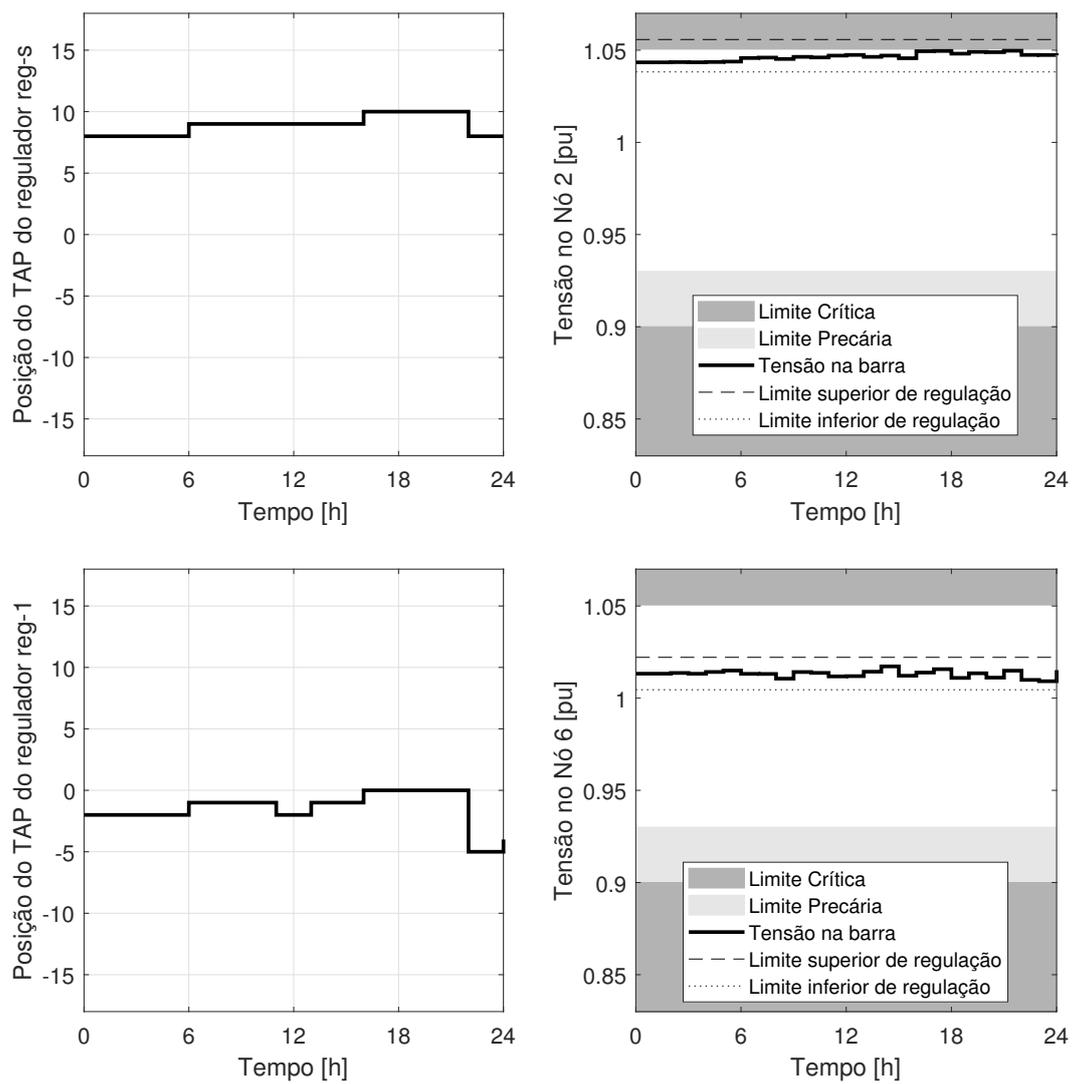
Fonte: Elaborado pela autora

Figura 21 – Tensão nos Nós 14, 17 e 22 com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.1 SA



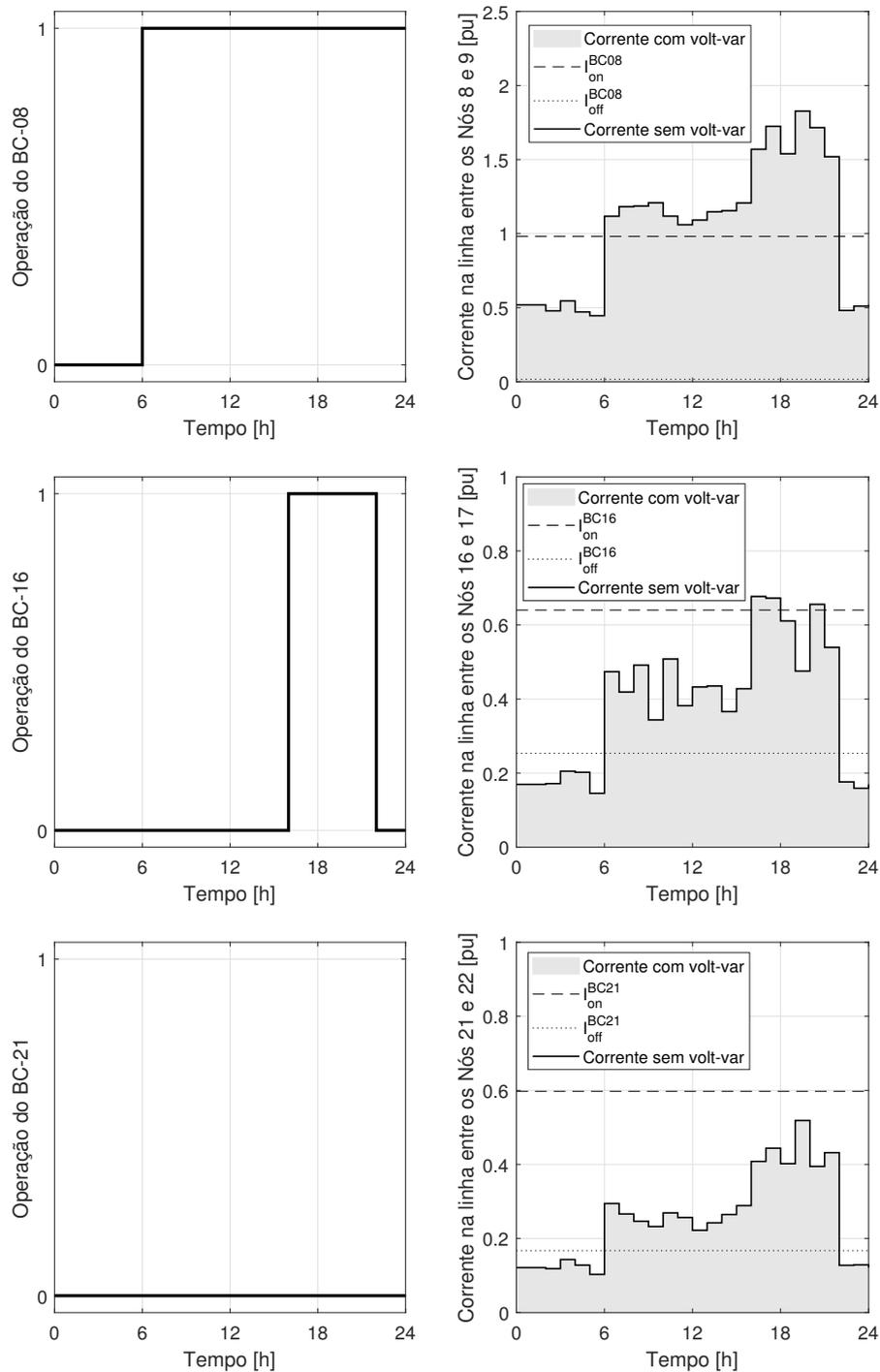
Fonte: Elaborado pela autora

Figura 22 – Operação dos Reguladores com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.1 SA



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 23 – Corrente nas linhas a jusante dos BCs com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.1 SA



Fonte: Elaborado pela autora

Para outros níveis de geração e estações do ano, os resultados são semelhantes, mas apresentam algumas alterações com relação aos valores de tensão e momentos de atuação dos dispositivos de regulação.

### 5.3.3.2 Caso 3.2 - Maximização da Função Objetivo $f_2$

O objetivo do problema, neste caso, era a maximização da receita com o fornecimento de energia, considerando os custos relacionados às perdas e compensações. Os controles iniciais da Tabela 5 foram otimizados tanto utilizando o algoritmo do *Hill-Climbing* quanto pelo uso *Simulated Annealing*, e os melhores ajustes de acordo com cada método são mostrados na Tabela 15.

Tabela 15 – Soluções da Maximização no Caso 3.2

Geração	Método	$I_{on}^{BC-08}$	$I_{on}^{BC-16}$	$I_{on}^{BC-21}$	$I_{off}^{BC-08}$	$I_{off}^{BC-16}$	$I_{off}^{BC-21}$	$V_{reg-1}$	$V_{reg-s}$		
		[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]	[pu]		
Alta	Verão	HC	1,51	0,48	0,41	0,72	0,25	0,18	1,10	0,96	
		SA	1,05	0,64	0,28	0,02	0,04	0,02	1,04	1,03	
	Outono	HC	1,51	0,48	0,41	0,72	0,25	0,18	1,10	0,96	
		SA	1,24	0,67	0,22	0,41	0,07	0,05	1,04	1,04	
	Inverno	HC	1,51	0,48	0,41	0,72	0,25	0,18	1,10	0,96	
		SA	1,78	0,38	0,14	0,47	0,12	0,02	1,04	1,05	
	Primavera	HC	1,51	0,48	0,41	0,72	0,25	0,18	1,10	0,96	
		SA	1,42	0,41	0,25	0,02	0,10	0,05	1,04	1,04	
	Intermediária	Verão	HC	1,02	0,48	0,41	0,72	0,25	0,18	1,10	0,96
			SA	1,32	0,37	0,28	0,40	0,02	0,10	1,04	1,04
		Outono	HC	1,02	0,48	0,41	0,72	0,25	0,18	1,10	0,96
			SA	0,55	0,63	0,19	0,02	0,04	0,04	1,04	1,04
Inverno		HC	1,02	0,48	0,41	0,72	0,25	0,18	1,10	0,96	
		SA	1,09	0,43	0,30	0,04	0,01	0,13	1,04	1,04	
Primavera		HC	1,02	0,48	0,41	0,72	0,25	0,18	1,10	0,96	
		SA	0,84	0,40	0,14	0,12	0,12	0,02	1,04	1,04	
Baixa		Verão	HC	1,02	0,48	0,41	0,72	0,25	0,18	1,10	0,96
			SA	1,03	0,50	0,53	0,03	0,02	0,05	1,04	1,05
		Outono	HC	1,02	0,48	0,41	0,72	0,25	0,18	1,10	0,96
			SA	1,90	0,20	0,14	0,37	0,03	0,12	1,04	1,04
	Inverno	HC	1,02	0,48	0,41	0,72	0,25	0,18	1,10	0,96	
		SA	1,59	0,51	0,40	0,56	0,03	0,03	1,04	1,04	
	Primavera	HC	1,02	0,48	0,41	0,72	0,25	0,18	1,10	0,96	
		SA	1,09	0,65	0,28	0,46	0,05	0,12	1,04	1,04	

Ao analisar os ajustes otimizados, nota-se que tanto a tensão de referência do reg-1 quanto a da subestação não tiveram seus valores muito diferenciados em relação à solução inicial, considerando os ajustes obtidos com o SA. Porém, quase todos os ajustes do HC se diferenciam da solução inicial. Nesse caso, o reg-1 foi ajustado para operar com tensão mais elevada que no caso da otimização pela função  $f_1$ . No entanto, percebe-se que as tensões de referência do regulador da subestação estão quase idênticas as obtidas na otimização com  $f_1$ . Os controles dos bancos de capacitores, para os ajustes obtidos com ambos os métodos, sofreram alterações em comparação com o ponto de partida  $\mathbf{x}^0$  da Tabela 4.

Na Tabela 16 estão detalhados os valores de energia fornecida para o sistema, os con-

sumos, a geração do sistema SFV, a violação dos limites de tensão e as perdas obtidas. Todos os resultados consideram um dia de operação do sistema de distribuição com o controle volt-var e ajustes de controle otimizados pelo HC e pelo SA na busca pela maximização da receita com o fornecimento de energia. Observa-se também os baixos valores de energia reativa demandados da rede e em alguns casos energia reativa sendo injetada.

Tabela 16 – Resultados da Maximização no Caso 3.2 (valores para 1 dia)

Geração	Método	Energia fornecida		Consumo cargas		Geração [kWh]	Violação [pu]	Perdas [kWh]		
		[kWh]	[kvarh]	[kWh]	[kvarh]					
Alta	Ver.	HC	61125	11001	65728	23641	7330,5	0,0	2471,3	
		SA	62239	-740	66863	24459	7330,5	0,0	2444,2	
	Out.	HC	62522	11214	65651	23587	5961,6	0,0	2567,7	
		SA	63606	5987	66826	24433	5961,6	0,0	2472,7	
	Inv.	HC	62726	11233	65644	23582	5760,7	0,0	2577,2	
		SA	63988	3345	67017	24567	5760,7	0,0	2465,1	
	Prim.	HC	61631	11121	65688	23613	6842,1	0,0	2523,8	
		SA	62602	-548	66744	24371	6842,1	0,0	2436,0	
	Intermediária	Ver.	HC	63843	4913	65997	23827	5011,1	0,0	2586,9
			SA	64751	-403	66978	24539	5011,1	0,0	2511,8
		Out.	HC	64376	5014	65963	23802	4492,7	0,0	2632,2
			SA	65208	-381	66867	24463	4492,7	0,0	2558,7
Inv.		HC	63608	4915	65999	23828	5251,6	0,0	2590,4	
		SA	64748	-4986	67188	24689	5251,6	0,0	2535,2	
Prim.		HC	63920	4957	65983	23817	4943,1	0,0	2608,4	
		SA	64903	-8602	66951	24522	4943,1	0,0	2614,1	
Baixa		Ver.	HC	66227	5243	65924	23775	2713,6	0,0	2733,3
			SA	66911	7587	66778	24399	2713,6	0,0	2566,9
		Out.	HC	66221	5251	65921	23773	2721,7	0,0	2737,3
			SA	67134	2403	66935	24509	2721,7	0,0	2638,8
	Inv.	HC	64278	5010	65965	23804	4592,1	0,0	2631,5	
		SA	65083	9121	66803	24417	4592,1	0,0	2592,7	
	Prim.	HC	66589	5301	65904	23761	2361,0	0,0	2759,5	
		SA	67497	-165	66875	24469	2361,0	0,0	2696,0	

Os custos relacionados a cada operação simulada em busca da maximização da função objetivo  $f_2$  estão na Tabela 17. Os dias simulados que apresentaram os maiores valores de  $f_2$  correspondem aos dias com menor geração do sistema SFV sendo injetada na rede, o que ocasiona mais energia sendo demandada da rede da concessionária. Outra observação importante é que o menor custo de perdas não ocorre em conjunto com o maior valor da função  $f_2$ . Para maximizar  $f_2$  aumenta-se o consumo e a elevação da tensão proporciona aumento da parcela da carga que depende da tensão (parcela impedância constante). Por conseguinte, o aumento da carga provoca aumento na corrente e nas perdas elétricas. Como anteriormente, não se observa uma superioridade evidente entre os resultados obtidos pelos dois métodos de otimização.

Conforme realizado nos outros casos, estão ilustradas as tensões nos Nós 2, 6 e 9 na

Tabela 17 – Custos da Maximização no Caso 3.2 (valores para 1 dia)

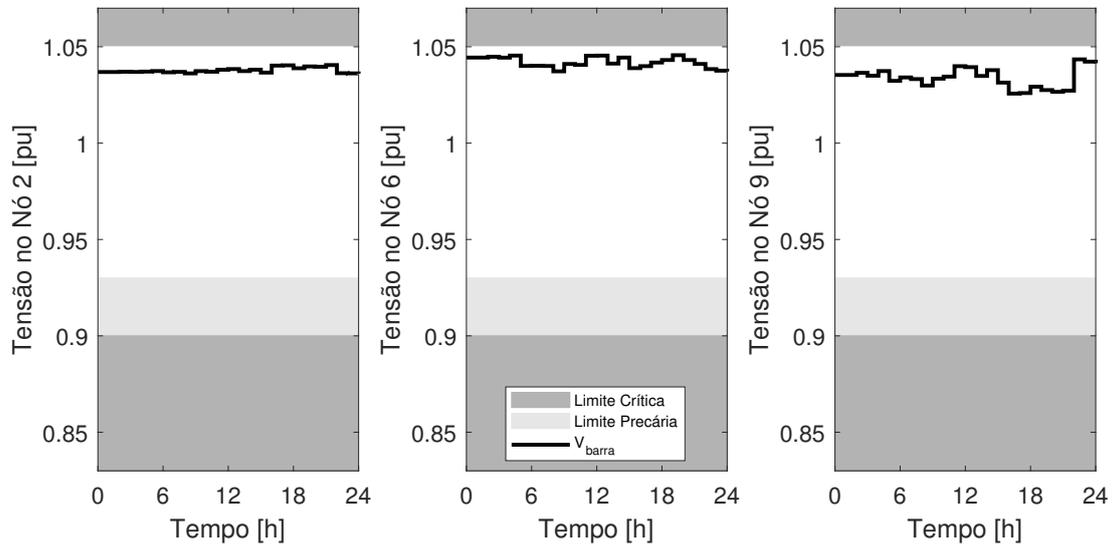
Geração	Método	$R^{Venda}$	$C^{Perdas}$	$C^{Comp.}$	$f_1$	$f_2$		
		[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]		
Alta	Verão	HC	40342,37	1482,80	0,00	1482,80	38859,57	
		SA	41077,44	1466,50	0,00	1466,50	39610,94	
	Outono	HC	41264,75	1540,64	0,00	1540,64	39724,12	
		SA	41980,04	1483,64	0,00	1483,64	40496,41	
	Inverno	HC	41399,44	1546,32	0,00	1546,32	39853,12	
		SA	42231,78	1479,07	0,00	1479,07	40752,71	
	Primavera	HC	40676,54	1514,26	0,00	1514,26	39162,28	
		SA	41317,45	1461,61	0,00	1461,61	39855,84	
	Intermediária	Verão	HC	42136,17	1552,11	0,00	1552,11	40584,06
			SA	42735,63	1507,06	0,00	1507,06	41228,57
		Outono	HC	42488,35	1579,29	0,00	1579,29	40909,06
			SA	43037,26	1535,25	0,00	1535,25	41502,01
Inverno		HC	41981,27	1554,24	0,00	1554,24	40427,03	
		SA	42733,81	1521,12	0,00	1521,12	41212,68	
Primavera		HC	42187,32	1565,07	0,00	1565,07	40622,26	
		SA	42835,91	1568,48	0,00	1568,48	41267,43	
Baixa		Verão	HC	43710,04	1639,96	0,00	1639,96	42070,08
			SA	44161,18	1540,07	0,00	1540,07	42621,01
		Outono	HC	43705,70	1642,36	0,00	1642,36	42063,35
			SA	44308,25	1583,31	0,00	1583,31	42724,94
	Inverno	HC	42423,78	1578,93	0,00	1578,93	40844,86	
		SA	42954,91	1555,60	0,00	1555,60	41399,31	
	Primavera	HC	43948,57	1655,71	0,00	1655,71	42292,85	
		SA	44547,77	1617,62	0,00	1617,62	42930,16	

Figura 24 considerando os ajustes obtidos na otimização pelo SA e a previsão de geração baixa na Primavera, considerando que foi o melhor valor de  $f_2$  encontrado.

Verifica-se que, neste caso, o ajuste foi realizado de modo a manter as tensões em níveis adequados, mas próximos ao limite superior, o que resulta em um aumento do consumo das cargas devido ao nível de tensão mais elevado e em mais energia fornecida para o sistema. O mesmo padrão ocorreu com as tensões nos outros nós do sistema, conforme ilustrado na Figura 25, que mostra os níveis de tensão nos Nós 14, 17 e 22. O Nó 22, representado nas figuras, é o mais distante da subestação de energia e, mesmo assim, sua tensão ao longo do dia se mantém acima de 1 pu.

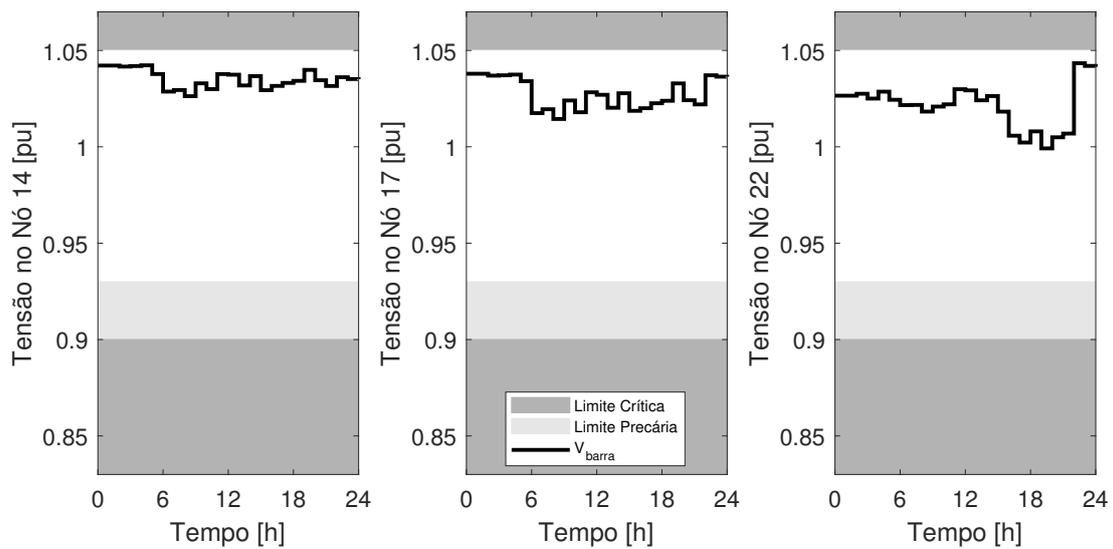
O modo como os reguladores operaram nessa simulação diária está ilustrado na Figura 26. Os dois reguladores funcionam com a mesma tensão de referência, que pode ser consultada na Tabela 15, mantendo os níveis de tensão nas linhas altas. Nenhum dos dois reguladores chegou ao seu limite mínimo e máximo de TAP, ou seja, ficou sempre entre -16 ou +16.

Figura 24 – Tensão nos Nós 2, 6 e 9 com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.2 SA



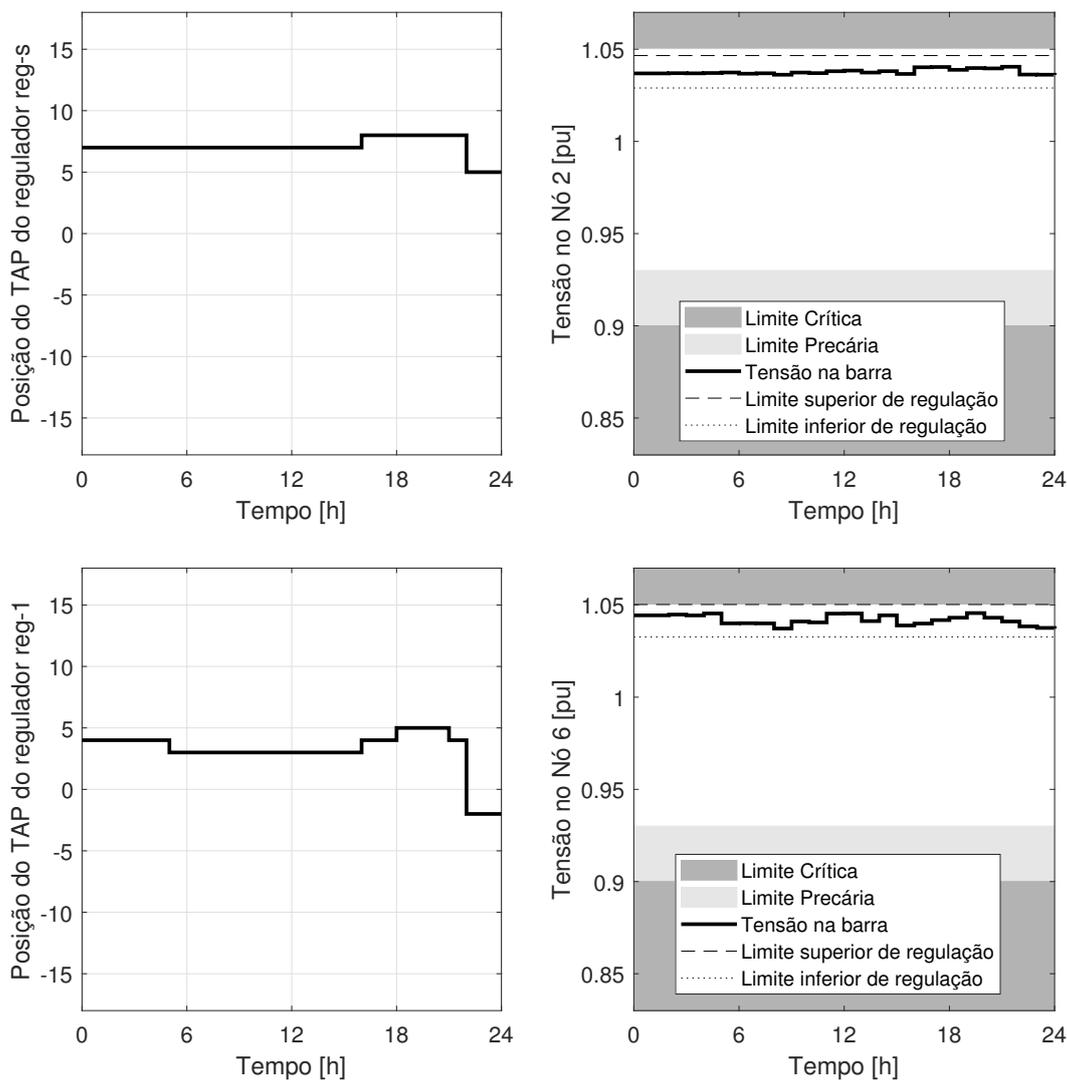
Fonte: Elaborado pela autora

Figura 25 – Tensão nos Nós 14, 17 e 22 com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.2 SA



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 26 – Operação dos Reguladores com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.2 SA



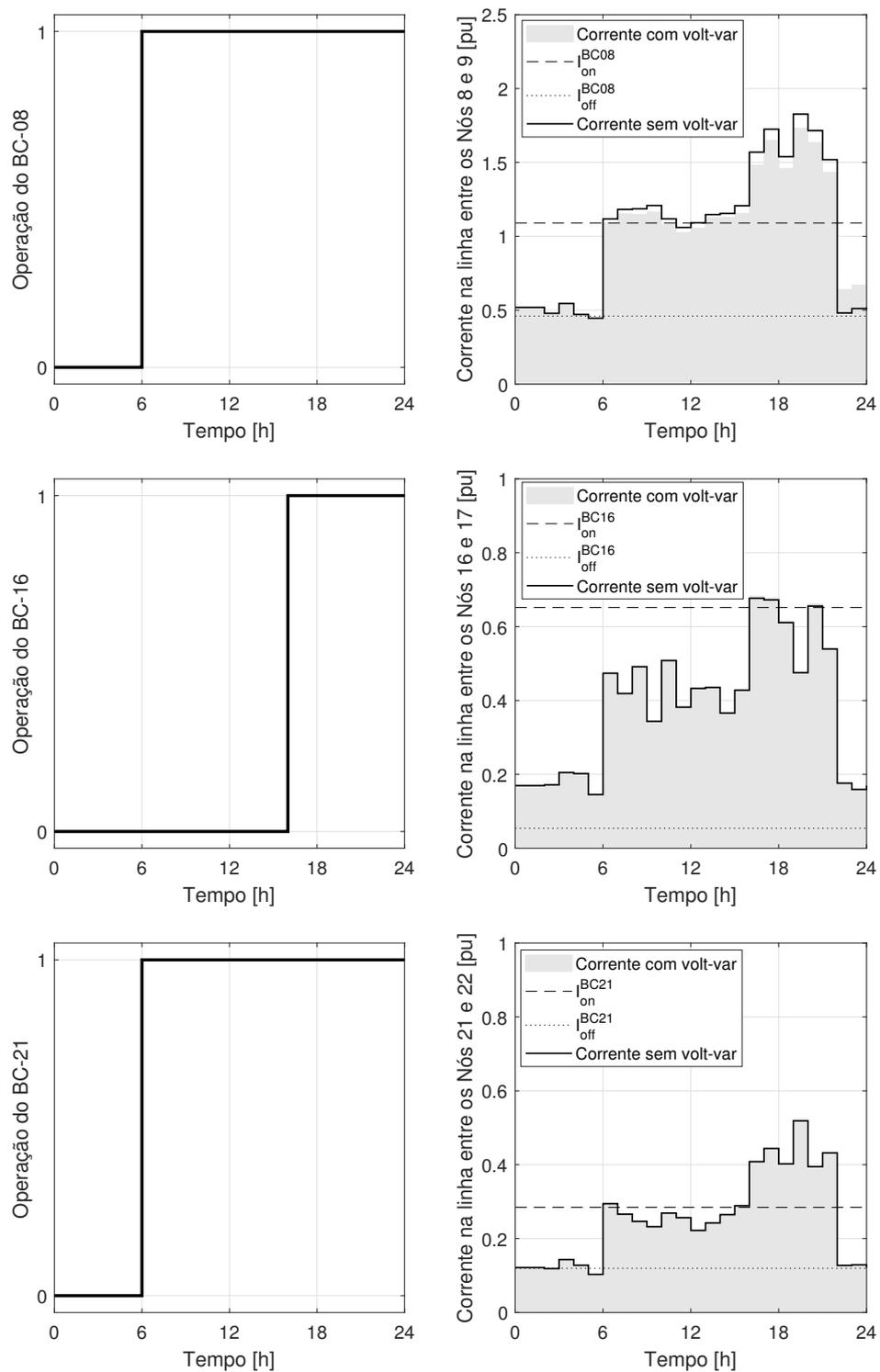
Fonte: Elaborado pela autora

As correntes nas linhas imediatamente a jusante da localização dos bancos de capacitores automáticos encontram-se ilustradas na Figura 27. Observa-se que, para os ajustes obtidos com o SA, o BC-08 e o BC-21 são ligados às 6h e permanecem nesse estado durante todo o dia. Porém, o BC-16 liga somente às 16h, quando o carregamento dos alimentadores passa a ser pesado na rede, permanecendo ligado até o fim do dia. Além disso, quando todos os bancos de capacitores estão ligados, pode-se notar uma pequena diminuição na intensidade da corrente na linha a jusante do BC-08, como mostrado na Figura 27.

Considerando outros níveis de geração de energia e/ou outras estações para a previsão diária os resultados quanto aos níveis de tensão nas linhas são semelhantes. A grande diferença entre um ajuste e outro se dá no momento de ligar e desligar os bancos de

capacitores.

Figura 27 – Corrente nas linhas a jusante dos BCs com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.2 SA



Fonte: Elaborado pela autora

### 5.3.4 Validação do Controle volt-var

A validação do controle volt-var foi realizada testando os controles otimizados obtidos a partir das curvas médias de previsão de geração alta, média e baixa para o dia seguinte de determinada estação, com cada curva de geração do sistema SFV utilizada para compor a curva média característica na estação correspondente. Todas as curvas de geração estão ilustradas nas figuras 10, 11 e 12. Dessa forma, foi possível verificar a operação do sistema de distribuição com os ajustes de controle otimizados para a curva média, mesmo quando a curva de geração real não correspondia exatamente à prevista na definição dos controles. Em todos os testes foram obtidos os valores da receita com o fornecimento de energia, custo de compensação, custo relacionado às perdas e o valor da função objetivo  $f_1$  ou  $f_2$ .

#### 5.3.4.1 Validação do Controle Obtido com $f_1$

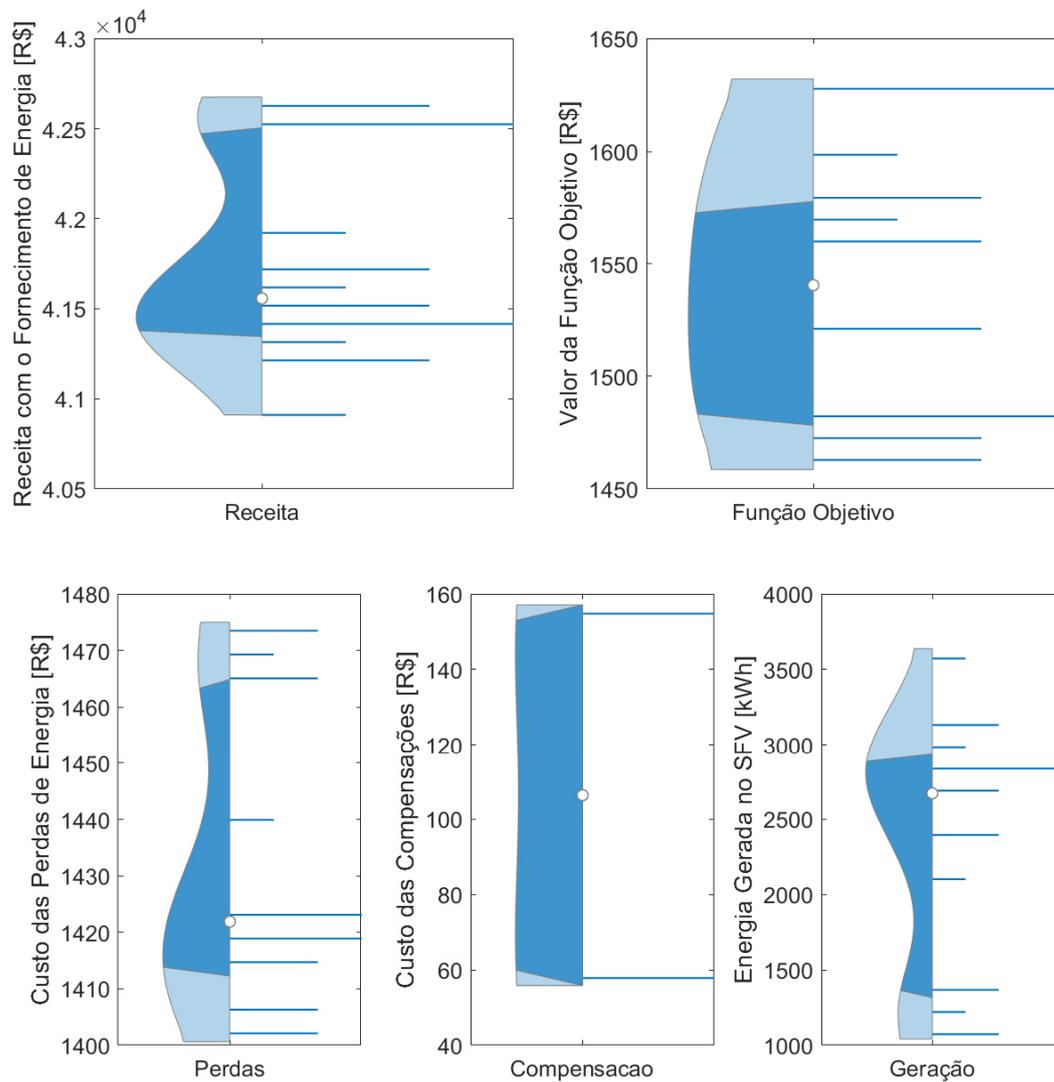
Considerando os ajustes obtidos na otimização pelo método *Simulated Annealing* cujo objetivo era minimização dos custos de perdas e compensação, a Figura 28 ilustra os resultados obtidos considerando geração baixa na Primavera. No lado direito de cada gráfico está representado o histograma de valores obtidos para cada curva de geração imposta ao sistema GD. No lado esquerdo está ilustrado o *violinplot*, ou gráfico de violino, que permite a visualização do *boxplot* com a densidade dos dados. A parte mais escura do gráfico é a área representativa dos quartis, sendo o ponto branco entre o histograma e o *violinplot* o símbolo que demonstra a localização do segundo quartil.

Analisando os valores da função objetivo e da receita obtidos para cada curva, em 50% das simulações, o valor da FO era de até R\$ 1.550,00, e em até 50% das receitas com o fornecimento de energia, o valor ficou próximo de R\$ 41.500,00. Outros valores analisados e ilustrados na Figura 28 foram o custo de compensação, custo de perda e os dados de energia total injetada na rede em cada simulação. A maior concentração de valores das perdas ficou entre R\$ 1.400,00 e R\$ 1.430,00, enquanto na geração ficou entre 2250 kWh e 3250 kWh. Os custos com compensação ficou abaixo de R\$ 160,00 durante as simulações.

Considerando os controles otimizados através do método *Hill-Climbing*, também foram realizados testes de operação diária com cada curva de geração característica. A Figura 29 ilustra os resultados obtidos com baixa geração na Primavera e percebe-se a semelhança com os valores obtidos utilizando os ajustes do SA.

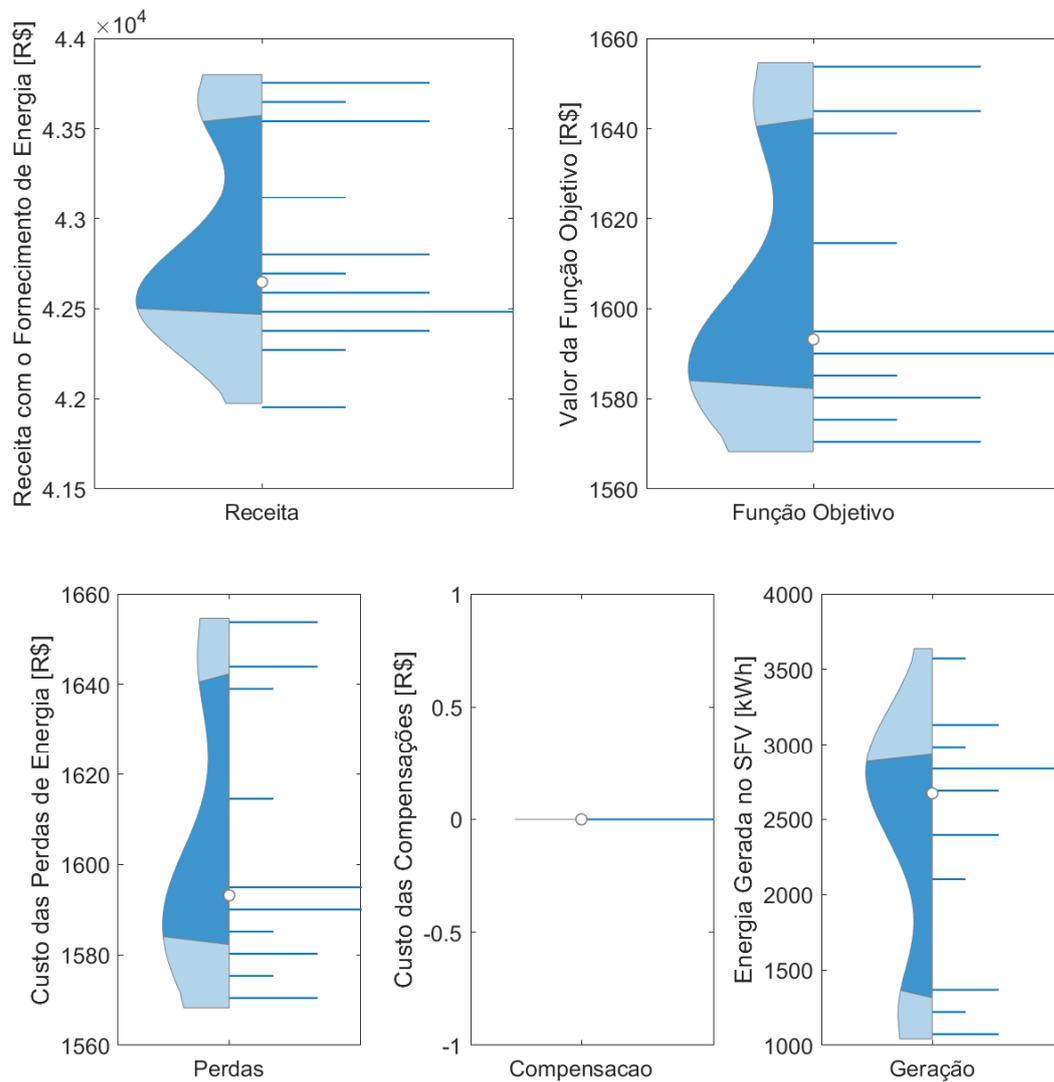
De modo geral o SA encontrou um ajuste de controle que aplicado na operação com as demais curvas de geração conseguiu valores de função objetivo e perdas menores do que os obtidos com o HC. Porém o ajuste do HC, considerando qualquer curva de geração baixa, não mostrou qualquer custo de compensação. Comparando as informações do histograma no lado direito e do *violinplot* no lado esquerdo, verifica-se que os locais com maior área no *violinplot* são os que apresentam maior densidade de dados no histograma.

Figura 28 – Validação com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.1 SA



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 29 – Validação com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.1 HC



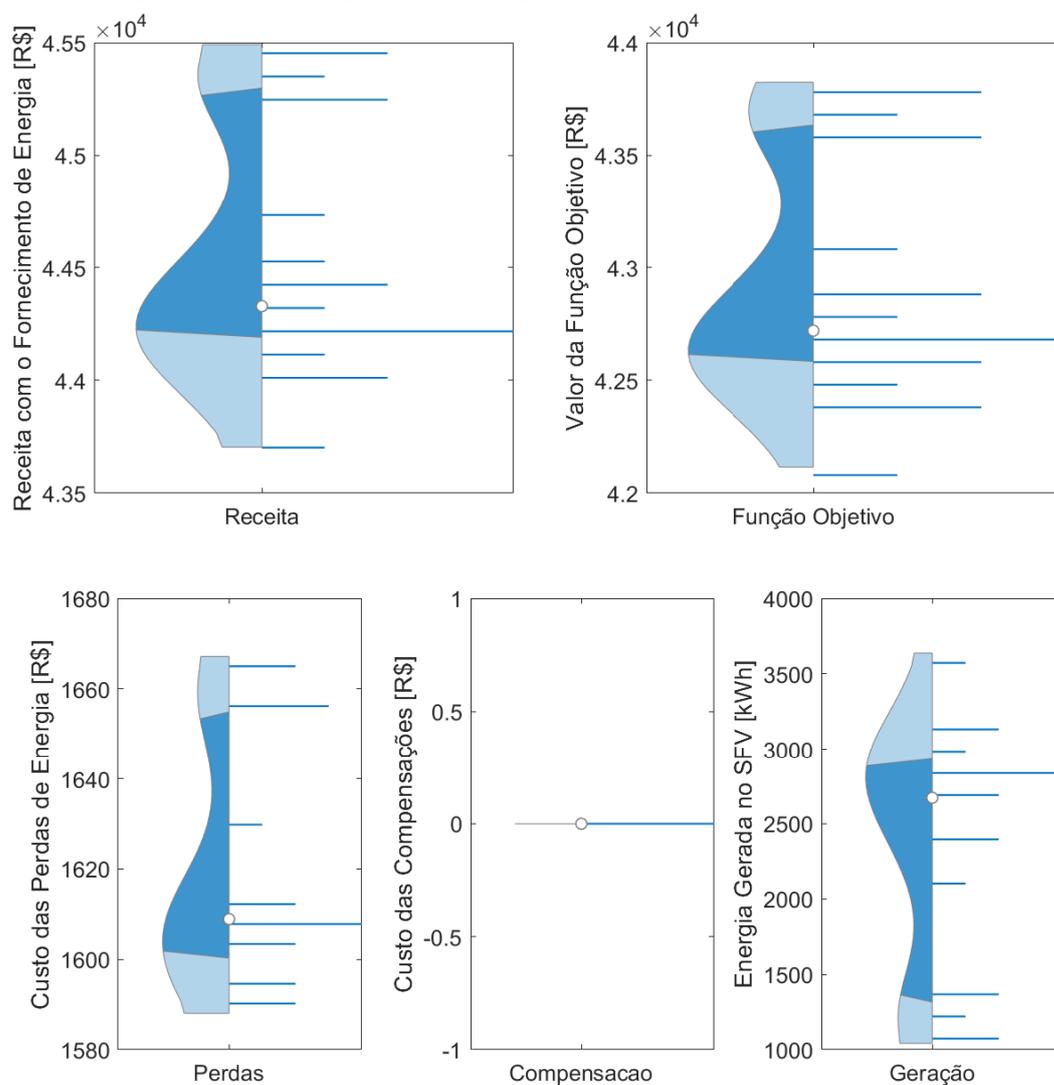
Fonte: Elaborado pela autora

Também foi realizada a validação para os demais níveis de geração e estações do ano, mas por serem resultados muito semelhantes dos já expostos não serão detalhados nesta dissertação.

#### 5.3.4.2 Validação do Controle Obtido com $f_2$

Os testes para validação dos resultados também foram realizados no sistema em operação com o controle volt-var ajustado para a curva média de geração característica da estação do ano, de acordo com a previsão de geração, sendo o objetivo a maximização de  $f_2$ . A Figura 30 ilustra os resultados do ajuste obtido com o método SA para geração baixa de energia na Primavera.

Figura 30 – Validação com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.2 SA



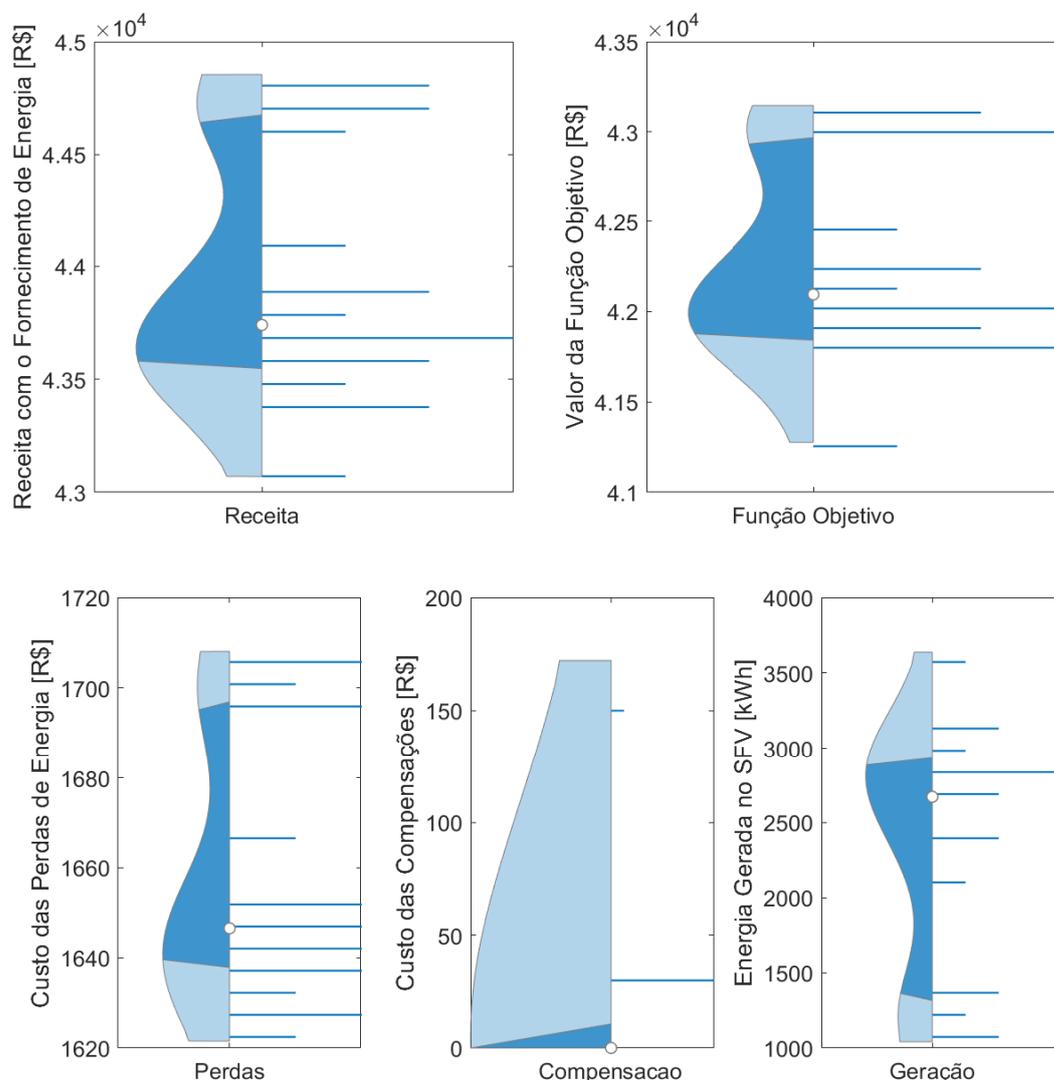
Fonte: Elaborado pela autora

É interessante observar que a maior densidade de dados de geração está entre 2500 kWh

e 3250 kWh e a maioria dos custos de perdas ficou entre R\$ 1.590,00 e R\$ 1.620,00, o que sugere uma possível relação entre uma maior quantidade de energia injetada na rede e menores perdas. O custo nulo de compensação foi encontrado para a operação considerando qualquer uma das curvas de geração para os controles definidos.

Também foram realizados testes com os ajustes obtidos com o método *Hill-Climbing* para a maximização da receita considerando os custos com perdas e compensação. Ilustrados na Figura 31 estão a receita, custo de perdas, custo de compensação e valor de função objetivo obtido com um dia de operação do sistema para cada curva de geração, cuja energia gerada também foi verificada.

Figura 31 – Validação com Geração Baixa na Primavera - Caso 3.2 HC



Fonte: Elaborado pela autora

Os resultados das receitas e da função objetivo foram semelhantes aos obtidos com o ajuste do SA. No entanto, o ajuste de controle para pelo menos uma curva de geração

apresentou um custo de compensação de até R\$ 150,00. Também houve uma pequena diferença nos custos relacionados às perdas de energia na rede, que foram mais altos com o ajuste do HC do que no caso do ajuste de controle encontrado com o SA.

## 5.4 Análise Comparativa

Inicialmente foram apresentados os resultados obtidos com o Caso 1 e 2, os quais se diferenciavam em relação ao tipo de curva de carga que seria utilizada para a previsão do dia seguinte. No Caso 1 todas as cargas teriam o mesmo perfil de demanda a cada hora ao longo das 24 horas enquanto no Caso 2 cada uma teria valores de potência ativa, potência reativa e fator de potência distintos a cada hora. Os custos e receitas dos dois casos são comparados na Tabela 18, tomando como base a previsão de geração baixa de energia pelo sistema solar fotovoltaico.

Tabela 18 – Análise Comparativa entre os Casos 1 e 2 (valores para 1 dia)

Geração	Caso	$R^{Venda}$	$C^{Perdas}$	$C^{Comp.}$	$f_1$	$f_2$
		[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]
Verão	1	40239,36	1560,01	19896,81	21456,81	18782,55
	2	40226,44 (-0,03%) <sup>a</sup>	1570,93 (+0,70%) <sup>b</sup>	19920,36 (+0,12%) <sup>c</sup>	21491,29 (+0,16%) <sup>d</sup>	18735,15 (-0,25%) <sup>e</sup>
Outono	1	40235,50	1562,44	20008,75	21571,19	18664,31
	2	40222,55 (-0,03%)	1573,31 (+0,70%)	20086,19 (+0,39%)	21659,50 (+0,41%)	18563,04 (-0,54%)
Inverno	1	38976,59	1504,85	19328,30	20833,15	18143,44
	2	38963,26 (-0,03%)	1515,07 (+0,68%)	19537,93 (+1,08%)	21053,00 (+1,06%)	17910,25 (-1,29%)
Primavera	1	40479,46	1574,83	20004,39	21579,22	18900,24
	2	40466,56 (-0,03%)	1585,81 (+0,70%)	20081,73 (+0,39%)	21667,54 (+0,41%)	18799,02 (-0,54%)

<sup>a</sup>Diferença das receitas do Caso 2 em relação ao Caso 1.

<sup>b</sup>Diferença do custo de perdas do Caso 2 em relação ao Caso 1.

<sup>c</sup>Diferença do custo de compensação do Caso 2 em relação ao Caso 1.

<sup>d</sup>Diferença do valor de  $f_1$  no Caso 2 em relação ao Caso 1.

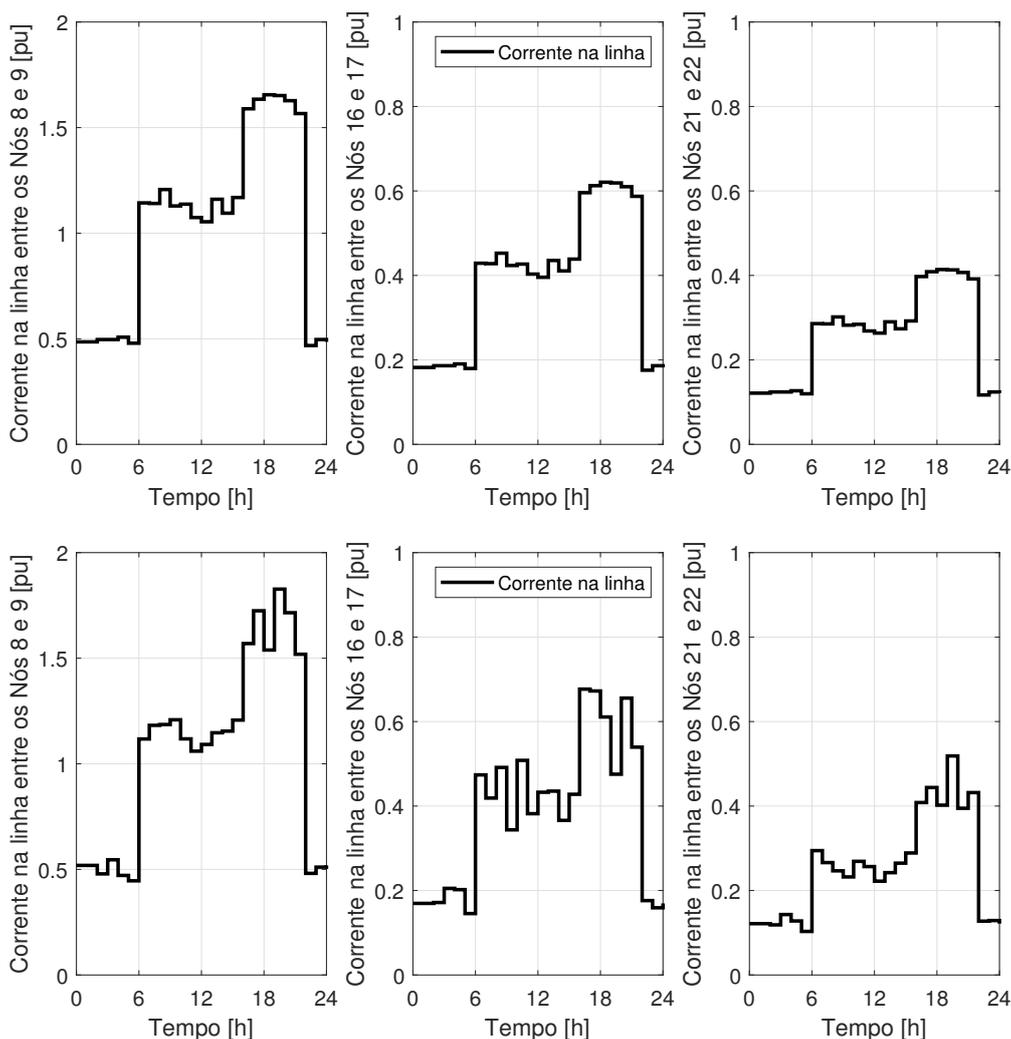
<sup>e</sup>Diferença do valor de  $f_2$  no Caso 2 em relação ao Caso 1.

Os percentuais que diferem os dois resultados são baixos, não chegando a 1% no valor de receita e custo de perdas para qualquer estação do ano. As únicas diferenças maiores que 1% estão relacionadas aos resultados obtidos considerando geração no inverno. Para as demais previsões de geração, os percentuais obtidos estão no Apêndice B. Considerando os resultados apresentados nos dois casos, não haveria diferença significativa entre utilizar cargas médias e cargas variáveis para simulação do sistema.

No entanto, como o controle volt-var proposto inclui nas variáveis de controle as correntes que ligam e desligam os bancos de capacitores, o dado mais interessante de ser

analisado entre o Caso 1 e o Caso 2 são as intensidades de corrente nas linhas a jusante da localização dos bancos, ilustradas na Figura 32. É nítido que quando todas as cargas operam igualmente, a curva de corrente de todas as linhas têm o mesmo comportamento ao longo do dia, diferenciando-se apenas pela intensidade. Já com cada carga tendo demanda variável, tanto a intensidade quanto o comportamento da corrente a cada hora são diferentes, o que interfere diretamente no controle dos BCs.

Figura 32 – Correntes do Caso 1 e 2 com Geração Baixa no Outono



Fonte: Elaborado pela autora

Assim, a importância e necessidade de realizar as simulações com previsões para o dia seguinte considerando cargas variáveis é justificada na utilização deste modelo de carga para otimizar os ajustes de controle dos dispositivos que compõem o controle volt-var.

Compara-se então os valores do sistema operando sem o controle volt-var, Caso 2, com a operação da rede com os equipamentos de regulação instalados e em funcionamento. Assim, na Tabela 19 são mostrados os valores das receitas e dos custos obti-

dos com os ajustes otimizados cuja função objetivo buscava a minimização dos custos operacionais (perdas e compensação) e os percentuais referentes a diferença nos valores encontrados com o controle volt-var e sem o controle, considerando baixa geração de energia sendo injetada na rede. Os valores para as demais previsões de geração podem ser conferidos nos Apêndice B

Tabela 19 – Análise comparativa dos custos considerando  $f_1$  (valores para 1 dia)

Geração	Método	$R^{Venda}$	$C^{Perdas}$	$C^{Comp.}$	$f_1$	$f_2$
		[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]
Verão	HC	42579,79 (+5,85%) <sup>a</sup>	1583,28 (+0,79%) <sup>b</sup>	0,00 (-100%) <sup>c</sup>	1583,28 (-92,63%) <sup>d</sup>	40996,51 (+118,82%) <sup>e</sup>
	SA	42403,13 (+5,41%)	1448,03 (-7,82%)	0,00 (-100%)	1448,03 (-93,26%)	40955,10 (+118,60%)
Outono	HC	42619,80 (+5,96%)	1588,51 (+0,97%)	0,00 (-100%)	1588,51 (-92,67%)	41031,30 (+121,04%)
	SA	41775,45 (+3,86%)	1445,50 (-8,12%)	0,00 (-100%)	1445,50 (-93,33%)	40329,95 (+117,26%)
Inverno	HC	41292,16 (+5,98%)	1524,39 (+0,62%)	0,00 (-100%)	1524,39 (-92,76%)	39767,77 (+122,04%)
	SA	40677,34 (+4,40%)	1376,93 (-9,12%)	0,00 (-100%)	1376,93 (-93,46%)	39300,41 (+119,43%)
Primavera	HC	42851,83 (+5,89%)	1601,09 (+0,96%)	0,00 (-100%)	1601,09 (-92,61%)	41250,75 (+119,43%)
	SA	43198,13 (+6,75%)	1482,54 (-6,51%)	0,00 (-100%)	1482,54 (-93,16%)	41715,59 (+121,90%)

<sup>a</sup>Diferença das receitas do Caso 3.1 em relação ao Caso 2.

<sup>b</sup>Diferença do custo de perdas do Caso 3.1 em relação ao Caso 2.

<sup>c</sup>Diferença do custo de compensação do Caso 3.1 em relação ao Caso 2.

<sup>d</sup>Diferença do valor de  $f_1$  no Caso 3.1 em relação ao Caso 2.

<sup>e</sup>Diferença do valor de  $f_2$  no Caso 3.1 em relação ao Caso 2.

O custo relacionado às compensações foi reduzido em 100% em todas as simulações realizadas, quando comparado ao valor do Caso 2. Quanto aos valores de custo das perdas, conseguiu-se uma diminuição de até 8,12%, porém apresentando alguns casos em que houve aumento de até 1% no custo de perdas. Os valores de  $f_1$  tiveram uma redução de até 93,46%, enquanto o  $f_2$  aumentou em até 122,04%.

No entanto, quando se troca a função objetivo do problema de otimização, esses percentuais mudam, conforme pode ser visto na Tabela 20. Neste caso, o custo de perdas não obteve a redução que foi apresentada quando a FO era  $f_1$ , pois esse não era o principal objetivo dessa otimização. Em alguns casos, ocorreu até mesmo o aumento do custo de perdas de até 5% em comparação com o valor de operação sem o controle volt-var na rede. No entanto, é perceptível que, dos aproximadamente 6% de aumento médio na receita obtidos na minimização, quando consideramos a maximização, a receita aumenta

em até 10,24%.

Tabela 20 – Análise comparativa dos custos considerando  $f_2$  (valores para 1 dia)

Geração	Método	$R^{Venda}$	$C^{Perdas}$	$C^{Comp.}$	$f_1$	$f_2$
		[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]
Verão	HC	43710,04 (+8,66%) <sup>a</sup>	1639,96 (+4,39%) <sup>b</sup>	0,00 (-100%) <sup>c</sup>	1639,96 (-92,37%) <sup>d</sup>	42070,08 (+124,55%) <sup>e</sup>
	SA	44161,18 (+9,78%)	1540,07 (-1,96%)	0,00 (-100%)	1540,07 (-92,83%)	42621,01 (+127,49%)
Outono	HC	43705,70 (+8,66%)	1642,36 (+4,39%)	0,00 (-100%)	1642,36 (-92,42%)	42063,35 (+126,60%)
	SA	44308,25 (+10,16%)	1583,31 (+0,64%)	0,00 (-100%)	1583,31 (-92,69%)	42724,94 (+130,16%)
Inverno	HC	42423,78 (+8,88%)	1578,93 (+4,21%)	0,00 (-100%)	1578,93 (-92,50%)	40844,86 (+128,05%)
	SA	42954,91 (+10,24%)	1555,60 (+2,68%)	0,00 (-100%)	1555,60 (-92,61%)	41399,31 (+131,15%)
Primavera	HC	43948,57 (+8,60%)	1655,71 (+4,41%)	0,00 (-100%)	1655,71 (-92,36%)	42292,85 (+124,97%)
	SA	44547,77 (+10,09%)	1617,62 (+2,01%)	0,00 (-100%)	1617,62 (-92,53%)	42930,16 (+128,36%)

<sup>a</sup>Diferença das receitas do Caso 3.2 em relação ao Caso 2.

<sup>b</sup>Diferença do custo de perdas do Caso 3.2 em relação ao Caso 2.

<sup>c</sup>Diferença do custo de compensação do Caso 3.2 em relação ao Caso 2.

<sup>d</sup>Diferença do valor de  $f_1$  no Caso 3.2 em relação ao Caso 2.

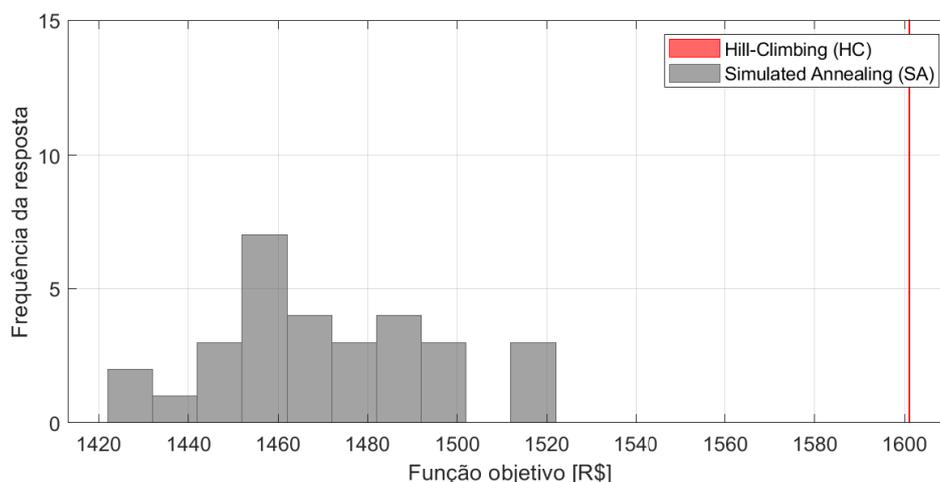
<sup>e</sup>Diferença do valor de  $f_2$  no Caso 3.2 em relação ao Caso 2.

Para demonstrar como a aleatoriedade do método *Simulated Annealing* (SA) interfere nos resultados obtidos, são confrontados os resultados de 30 execuções do *Hill-Climbing* (HC) e do SA, para verificar os valores da função objetivo considerando a previsão de geração baixa de energia na Primavera. Como o HC é determinístico, apenas 1 execução seria necessária. A Figura 33 mostra os histogramas dos valores da função objetivo obtidos nas execuções de cada método de otimização em busca da minimização dos custos de perdas e compensações.

Embora o histograma da Figura 33 dê a impressão de uma distribuição quase uniforme das soluções obtidas pelo SA, é bom observar que a diferença entre os valores da função objetivo é bastante reduzida. A faixa de variação é inferior a 7% e isto significa que todas as soluções obtidas são muito próximas, indicando a existência de uma região com várias soluções similares. Esta característica gera um pouco de dificuldade para o método

discriminar as diferentes possibilidades e gera esta diversidade de soluções similares.

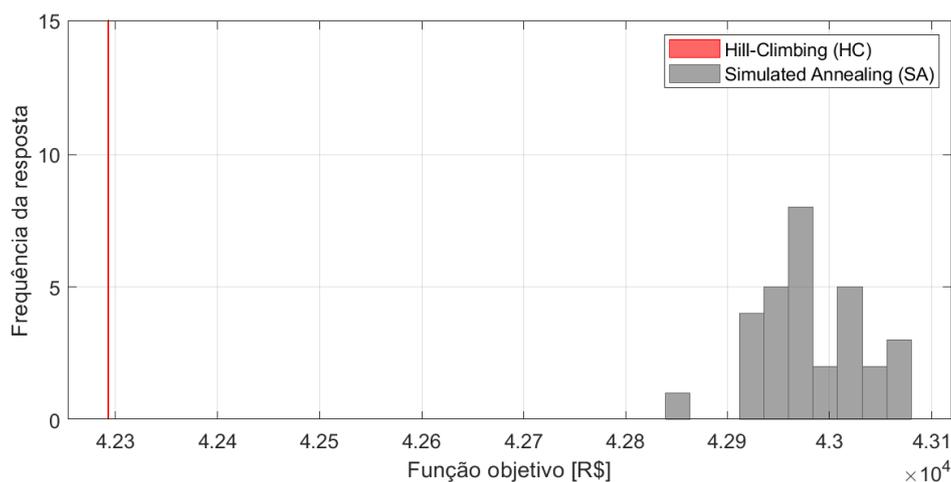
Figura 33 – Resultados obtidos com HC e SA para  $f_1$



Fonte: Elaborado pela autora

A Figura 34 mostra os valores da função objetivo obtidos nas execuções do SA e HC em busca da maximização da receita com o fornecimento de energia, levando em consideração os custos de perdas e compensação. Esses resultados foram obtidos considerando a previsão de geração baixa na Primavera. O traço em vermelho indica a solução encontrada pelo HC para essa mesma condição de geração.

Figura 34 – Resultados obtidos com HC e SA para  $f_2$



Fonte: Elaborado pela autora

Tanto na busca pela maximização quanto pela minimização, o SA encontrou valores de função objetivo melhores do que o HC em todas as execuções. Na maximização, o Hill-Climbing encontrou o valor de R\$ 42.292,85 para  $f_2$ , o qual é inferior a todos os valores

obtidos nas execuções do SA. A faixa de variação de valores na maximização é bastante estreita, sendo inferior a 1%. Esses resultados podem ser atribuídos à aleatoriedade inerente ao *Simulated Annealing*, que lhe permite abandonar ótimos locais e atingir soluções melhores.

Analisando as figuras 33 e 34, observa-se que os resultados obtidos pelo SA, quando a função objetivo considerada é  $f_1$ , têm uma dispersão ligeiramente maior em comparação com os resultados de  $f_2$ . Portanto, de maneira geral, o SA foi ligeiramente mais eficaz na busca pela maximização da função objetivo  $f_2$ .

Considerando os tempos computacionais exigidos para simulação por cada método de otimização, em uma execução aleatória, verifica-se pela Tabela 21 que o *Simulated Annealing* necessita de um tempo maior do que o *Hill-Climbing* independente da função objetivo escolhida para otimização.

Tabela 21 – Tempos Computacionais do HC e SA

Objetivo	Método	Tempo [s]
$f_1$	HC	91,576
	SA	582,281
$f_2$	HC	64,483
	SA	419,470

## 6 CONCLUSÃO

Nesta dissertação, foi proposta uma metodologia para a resolução do problema de planejamento da operação diária de sistemas de distribuição a partir de dois modelos heurísticos de otimização. Além disso, foi estudada a utilização de duas funções objetivo distintas de modo que, dependendo do interesse da concessionária de energia, os ajustes poderiam ser otimizados para minimizar os custos operacionais (perdas e compensação) ou maximizar a receita com o fornecimento de energia, considerando os custos das perdas e despesas com pagamento de compensações. Os ajustes obtidos pelas duas funções objetivo são bastante diferentes: quando usada a função  $f_1$  o sistema tende a operar com tensões mais baixas; quando usada a função  $f_2$  o sistema tende a operar com tensões mais próximas dos limites superiores.

A abordagem de utilizar a receita com o fornecimento de energia e transformar um problema de minimização já largamente estudado e analisado em um problema de maximização mostrou-se vantajosa para a distribuidora no contexto de operação simulado nesta dissertação. Dessa forma, além de conseguir regular os níveis de tensão dos nós para o intervalo adequado, consegue-se diminuir o custo com as perdas ao longo da distribuição e aumentar a receita com o fornecimento de energia. Logicamente, este tipo de resultado está estreitamente vinculado com o modelo que é utilizado para representar a carga, ou seja, da forma pela qual a carga varia com a tensão.

Um desafio deste estudo residia na interpretação dos resultados dos ajustes de controle híbrido obtidos nas simulações. Devido à forma como os controles foram implementados, com grandezas elétricas sendo consideradas como variáveis de ajuste dos equipamentos, durante o processo, muitos ajustes eram considerados ótimos de acordo com os métodos de busca utilizados, resultando em custos e receitas muito próximos, às vezes até idênticos. Isso levou à interpretação de que todos os resultados poderiam ser apenas ótimos locais, sem a existência de um único ajuste ótimo global. Além disto, dependendo da situação, uma pequena alteração nos ajustes de controle não ocasionava diferença significativa na operação.

A adoção de cargas com natureza variável se mostrou mais adequada para a resolução deste problema, tanto por se aproximar mais da realidade da demanda das cargas em

um SDEE quanto por possibilitar um ajuste mais adequado das variáveis de controle, visto que as correntes que atravessam as linhas são fatores que influenciam diretamente no controle dos bancos de capacitores, por exemplo. Portanto, na ausência de dados de medição detalhados a respeito da demanda das cargas em um sistema de distribuição, este cenário proposto pareceu uma alternativa promissora na busca pelos ajustes ótimos de controle.

Quanto às curvas de geração, a caracterização através do agrupamento K-means se mostrou a alternativa mais adequada, no contexto atual, para a previsibilidade da geração no dia seguinte, visto que os sistemas SFV são altamente influenciados pelas condições climáticas durante o processo de geração de energia. A utilização de curvas médias (altas, intermediárias e baixas) no processo de otimização se mostrou eficaz no ajuste de controles para a operação. Encontrou-se custos e receitas pertinentes até mesmo durante a operação do sistema com geração diferente da curva média, mas com as mesmas características, conforme demonstrado pelos resultados obtidos na validação dos controles. Entretanto, a sazonalidade representada pelas quatro estações do ano não apresentou uma significativa diferença nos resultados obtidos pelo HC e pelo SA, conforme observa-se pelos percentuais da Seção 5.4. Acredita-se que havendo a representação da sazonalidade da carga (aquí considerada sempre a mesma) os resultados possam mostrar maior diversidade.

Por fim, com base nos resultados numéricos apresentados, conclui-se que ambos os métodos de otimização utilizados para encontrar os ajustes ótimos dos dispositivos de regulação, independentemente da função objetivo escolhida, apresentaram soluções que reduzem os problemas de nível de tensão em todos os nós que compõem o SDEE, influenciando diretamente no custo por compensação. Também, ambos os modelos conseguiram bons resultados de custo de perdas, com o *Simulated Annealing* conseguindo melhores resultados do que o *Hill-Climbing*, o que está relacionado à característica do SA de aceitar alguns resultados ruins de acordo com uma probabilidade, de modo a escapar de soluções mínimas e máximas locais. O fato de o HC ter encontrado, em algumas simulações, soluções tão boas quanto o SA pode estar relacionado à inicialização dos controles proposta e à quantidade de variáveis envolvidas na otimização.

## 6.1 Trabalhos Futuros

Os resultados obtidos nesta dissertação permitiram visualizar como um controle volt-var híbrido pode ser efetivo para eliminar os níveis críticos e precários de tensão ao longo de um sistema de distribuição simples. Porém, quanto maior a rede utilizada para a previsão de controles do dia seguinte, mais dispositivos de regulação devem se tornar necessários, logo mais variáveis de controle vão estar incluídas no processo de otimização. Assim, potenciais melhorias futuras seriam os seguintes aspectos:

- aplicação em sistemas de distribuição com maior porte, aumentando o número de variáveis incluídas no processo de otimização;
- aumento do número de sistemas distribuídos injetando energia na rede para análise de fluxo reverso e verificação do fator de simultaneidade;
- explorar o potencial de incluir os sistemas GDs no controle (volt-var e/ou volt-watt);
- propor penalidades na função objetivo quanto ao número de comutações e chaveamentos dos equipamentos de regulação;
- inclusão de outras fontes geradoras, além da solar fotovoltaica;
- consideração de veículos elétricos como sistemas armazenadores que podem contribuir injetando energia na rede durante o horário de pico;
- testar o modelo na operação do SDEE desequilibrado, com cargas monofásicas e bifásicas;
- avaliar outras variáveis de controle para os bancos de capacitores.

## REFERÊNCIAS

AFANDI, I.; AGALGAONKAR, A. P.; PERERA, S. Integrated volt/var control method for voltage regulation and voltage unbalance reduction in active distribution networks. **Energies**, [S.l.], v.15, n.6, p.2225, 2022.

ANEEL. **Relatório: perdas de energia na distribuição**. Brasília: ANEEL, 2021.

Disponível em:

<[https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relatório+Perdas+de+Energia\\_+Edição+1-2021.pdf](https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relatório+Perdas+de+Energia_+Edição+1-2021.pdf)>. Acesso em: set. 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 1 - Glossário de Termos Técnicos do PRODIST**. Brasília: ANEEL, 2021. 31 p.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021**. Brasília: ANEEL, 2021. 309 p.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica**. Brasília: ANEEL, 2021. 69 p.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição**. Brasília: ANEEL, 2021. 16 p.

ANEEL. **ANEEL divulga os resultados do desempenho das distribuidoras na continuidade do fornecimento de energia elétrica em 2022**. Disponível em:

<<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-divulga-os-resultados-do-desempenho-das-distribuidoras-na-continuidade-do-fornecimento-de-energia-eletrica-em-2022>>. Acesso em: set. 2023.

ANTONIADOU-PLYTARIA, K. E. *et al.* Distributed and Decentralized Voltage Control of Smart Distribution Networks: models, methods, and future research. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S.l.], v.8, n.6, p.2999–3008, 2017.

ARASTEH, H. *et al.* Stochastic system of systems architecture for adaptive expansion of smart distribution grids. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, [S.l.], v.15, n.1, p.377–389, 2018.

ARPANAHI, M. K. *et al.* A non-cooperative decentralized model for Volt-Var optimization of active distribution networks with multiple AC and DC microgrids. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v.153, p.109367, 2023.

BIAZZI, R. R. *et al.* Technical and nontechnical energy loss estimation including volt/var control for active distribution systems. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, [S.l.], v.33, p.255–267, 2022.

CALDERARO, V. *et al.* Optimal Decentralized Voltage Control for Distribution Systems With Inverter-Based Distributed Generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.29, n.1, p.230–241, 2014.

CHAUDHARY, D. *et al.* Chance-constrained real-time volt/var optimization using simulated annealing. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2015., 2015. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2015. p.1–5.

CHEN, Y.; STROTHERS, M.; BENIGNI, A. Day-ahead optimal scheduling of PV inverters and OLTC in distribution feeders. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING (PESGM), 2016., 2016. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2016. p.1–5.

CHEN, Y.; STROTHERS, M.; BENIGNI, A. All-day coordinated optimal scheduling in distribution grids with PV penetration. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.164, p.112–122, 2018.

DUGAN, R.; MCDEMONTT, T. **Software OpenDSS (version 9.6.1.3)**. 1997–2023.

EPE. **Balanco Energético Nacional**: relatório síntese 2023. Disponível em:

<[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN\\_Síntese\\_2023\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_Síntese_2023_PT.pdf)>. Acesso em: jul. 2023.

EQUATORIAL, C. **Folder Grupo B 2022**: tarifas e custos dos serviços. Disponível em: <<https://ceee.equatorialenergia.com.br/FolderGrupoB2022.pdf>>. Acesso em: jun. 2023.

EVANGELOPOULOS, V. A.; GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Optimal operation of smart distribution networks: a review of models, methods and future research. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.140, p.95–106, 2016.

FERRAZ, B. M. P. **Modelo linearizado para problemas de planejamento da operação de sistemas de distribuição considerando incertezas**. 2020. 149 p. Tese (Doutorado em engenharia) — PPGEE UFRGS, Porto Alegre, 2020.

FERRAZ, B. P. *et al.* MILP model for volt-var optimization considering chronological operation of distribution systems containing DERs. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v.129, p.106761, 2021.

FLOREZ, H. A. *et al.* Application of Intelligent Systems in Volt-VAr Centralized Control in Modern Distribution Systems of Electrical Energy. **Electronics**, [S.l.], v.11, n.3, p.446, 2022.

FRANCO, J. F. *et al.* A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v.48, p.123–130, 2013.

GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. A review of power distribution planning in the modern power systems era: models, methods and future research. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.121, p.89–100, 2015.

GHADI, M. J. *et al.* A review on economic and technical operation of active distribution systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v.104, p.38–53, 2019.

GHADI, M. J. *et al.* A review on economic and technical operation of active distribution systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v.104, p.38–53, 2019.

GHOLAMI, K. *et al.* State-of-the-art technologies for volt-var control to support the penetration of renewable energy into the smart distribution grids. **Energy Reports**, [S.l.], v.8, p.8630–8651, 2022.

GONÇALVES, R. R. *et al.* Operation planning of electrical distribution systems using a mixed integer linear model. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, [S.l.], v.24, p.668–679, 2013.

HOME-ORTIZ, J. M. *et al.* Increasing RES hosting capacity in distribution networks through closed-loop reconfiguration and Volt/VAr control. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S.l.], v.58, n.4, p.4424–4435, 2022.

IEEE. IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. **IEEE Std**, [S.l.], v.1547, p.1547–2018, 2018.

JAHANGIRI, P.; ALIPRANTIS, D. C. Distributed Volt/VAr Control by PV Inverters. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.28, n.3, p.3429–3439, 2013.

JAISWAL, A.; SAXENA, D. Volt/Var Control in Distribution Network: an overview. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON SUSTAINABLE TECHNOLOGY FOR POWER AND ENERGY SYSTEMS (STPES), 2022., 2022. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2022. p.1–5.

JO, K.-Y. *et al.* Efficient Day-Ahead Scheduling Voltage Control Scheme of ULTC and Var of Distributed Generation in Distribution System. **IEEE Access**, [S.l.], v.9, p.157222–157235, 2021.

JUNG, J. *et al.* Coordinated control of automated devices and photovoltaic generators for voltage rise mitigation in power distribution circuits. **Renewable Energy**, [S.l.], v.66, p.532–540, 2014.

KABIR, M. N.; MISHRA, Y.; BANSAL, R. Probabilistic load flow for distribution systems with uncertain PV generation. **Applied Energy**, [S.l.], v.163, p.343–351, 2016.

KALAMBE, S.; AGNIHOTRI, G. Loss minimization techniques used in distribution network: bibliographical survey. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v.29, p.184–200, 2014.

KARTHIKEYAN, N. *et al.* Coordinated voltage control of distributed PV inverters for voltage regulation in low voltage distribution networks. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE EUROPE (ISGT-EUROPE), 2017., 2017. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2017. p.1–6.

KASHANI, M. G.; MOBARREZ, M.; BHATTACHARYA, S. Smart Inverter Volt-Watt Control Design in High PV-Penetrated Distribution Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S.l.], v.55, n.2, p.1147–1156, 2019.

KIM, J.-M. *et al.* Evaluation algorithm for hosting capacity of PV system using LDC method of SVR in distribution systems. **Journal of Electrical Engineering & Technology**, [S.l.], p.1–8, 2023.

KIM, Y.-J. *et al.* Coordinated Control of a DG and Voltage Control Devices Using a Dynamic Programming Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.28, n.1, p.42–51, 2013.

KIRKPATRICK, S.; GELATT, C. D.; VECCHI, M. P. Optimization by Simulated Annealing. **Science**, [S.l.], v.220, n.4598, p.671–680, 1983.

KUMAR, K.; SATSANGI, S.; KUMBHAR, G. B. Extension of life of distribution transformer using Volt-Var optimisation in a distribution system. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [S.l.], v.13, n.10, p.1777–1785, 2019.

- LAARHOVEN, P. J. M.; AARTS, E. H. L. **Simulated Annealing**: theory and applications. [S.l.]: Springer Science+Business Media, 1987. 187 p.
- LI, Q. *et al.* Volt/Var Control for Power Grids With Connections of Large-Scale Wind Farms: a review. **IEEE Access**, [S.l.], v.6, p.26675–26692, 2018.
- MAHMOUD, K. *et al.* Optimal Voltage Control in Distribution Systems With Intermittent PV Using Multiobjective Grey-Wolf-Lévy Optimizer. **IEEE Systems Journal**, [S.l.], v.14, n.1, p.760–770, 2020.
- MAHMUD, N.; ZAHEDI, A. Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v.64, p.582–595, 2016.
- MEDEIROS, T. S. *et al.* Optimized voltage and reactive power control in the context of advanced distribution automation. In: IEEE PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXHIBITION - LATIN AMERICA, 2020., 2020. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2020. p.1–6.
- METROPOLIS, N. *et al.* Equation of State Calculations by Fast Computing Machines. **The Journal of Chemical Physics**, [S.l.], v.21, n.6, p.1087–1092, 6 1953.
- MIAO, L. *et al.* Data-driven Volt/Var control based on constrained temporal convolutional networks with a corrective mechanism. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.224, p.109738, 2023.
- ONS. **Dados da Geração Solar Fotovoltaica no SIN**. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-solar.aspx>>. Acesso em: mar. 2023, Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS.
- PATARI, N. *et al.* Distributed optimization in distribution systems: use cases, limitations, and research needs. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.37, n.5, p.3469–3481, 2021.
- RAHIMI, S.; MARINELLI, M.; SILVESTRO, F. Evaluation of requirements for Volt/Var control and optimization function in distribution management systems. In: IEEE INTERNATIONAL ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION (ENERGYCON), 2012., 2012. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2012. p.331–336.
- RESENER, M. *et al.* Optimization techniques applied to planning of electric power distribution systems: a bibliographic survey. **Energy Systems**, [S.l.], v.9, p.473–509, 2018.

RESENER, M. *et al.* A comprehensive MILP model for the expansion planning of power distribution systems – Part II: numerical results. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.170, p.317–325, 2019.

REZAEI, F.; ESMAEILI, S. Decentralized reactive power control of distributed PV and wind power generation units using an optimized fuzzy-based method. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v.87, p.27–42, 2017.

SCHEID, D. S. **Metodologia para desagregação energética de prossumidores e estimação de indicadores horários de operação de sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2022. 115 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) — PPGEE UFRGS, Porto Alegre, 2022.

SHAH, D.; CROW, M. L. Online Volt-Var Control for Distribution Systems With Solid-State Transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v.31, n.1, p.343–350, 2016.

SINGH, R. *et al.* Effects of distributed energy resources on conservation voltage reduction (CVR). In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2011., 2011. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2011. p.1–7.

SINGH, S. *et al.* Multistage Multiobjective Volt/VAR Control for Smart Grid-Enabled CVR With Solar PV Penetration. **IEEE Systems Journal**, [S.l.], v.15, n.2, p.2767–2778, 2021.

SUN, X. *et al.* Data-Driven Combined Central and Distributed Volt/Var Control in Active Distribution Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S.l.], 2022.

SUN, X. *et al.* A Multi-Mode Data-Driven Volt/Var Control Strategy With Conservation Voltage Reduction in Active Distribution Networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [S.l.], v.13, n.2, p.1073–1085, 2022.

TAHIR, M. *et al.* A review of Volt/Var control techniques in passive and active power distribution networks. In: IEEE SMART ENERGY GRID ENGINEERING (SEGE), 2016., 2016. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2016. p.57–63.

THE MATHWORKS INC. **MATHWORKS Matlab for Windows, r2019a**. 2019.

TURITSYN, K. *et al.* Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators. In: FIRST IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRID COMMUNICATIONS, 2010., 2010. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2010. p.79–84.

VITOR, T. S.; VIEIRA, J. C. M. Operation planning and decision-making approaches for Volt/Var multi-objective optimization in power distribution systems. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.191, p.106874, 2021.

WANG, X. *et al.* Distributed Nodal Voltage Regulation Method for Low-Voltage Distribution Networks by Sharing PV System Reactive Power. **Energies**, [S.l.], v.16, n.1, p.357, 2022.

WANG, Z. *et al.* Inverter-Less Hybrid Voltage/Var Control for Distribution Circuits With Photovoltaic Generators. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S.l.], v.5, n.6, p.2718–2728, 2014.

WU, M. *et al.* Volt-VAR control for distribution networks with high penetration of DGs: an overview. **The Electricity Journal**, [S.l.], v.35, n.5, p.107130, 2022.

XU, Y. *et al.* Multi-Timescale Coordinated Voltage/Var Control of High Renewable-Penetrated Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.32, n.6, p.4398–4408, 2017.

ZUBO, R. H. *et al.* Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S.l.], v.72, p.1177–1198, 2017.

## APÊNDICE A DADOS UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES

Neste apêndice, estão detalhadas as tabelas com os dados de entrada utilizados nas simulações diárias mencionadas ao longo desta dissertação. Os dados de entrada incluem os valores dos multiplicadores variáveis e médios de potência ativa e reativa de cada carga conectada ao sistema de 23 nós, bem como os dados médios de geração obtidos a partir do agrupamento K-means.

A partir da coluna 2, cada linha nas tabelas 22 e 23 apresenta o valor do multiplicador para os consumidores de cada nó na hora estabelecida pelo dado da primeira coluna. Na última coluna das tabelas, é representado o valor médio dos multiplicadores daquele horário. Os valores médios foram utilizados como multiplicadores para estabelecer o comportamento do sistema operando com demandas iguais das cargas no Caso 1. Na última linha e coluna, está a média dos multiplicadores médios de potência.

A Tabela 24 detalha os valores das curvas horárias médias de geração para cada situação de previsão (geração alta, intermediária e baixa) que foram utilizadas para otimizar os ajustes de controle dos equipamentos que compõem o controle volt-var implementado. Estes dados estão organizados para cada hora de um dia qualquer nas quatro estações do ano. Todos os valores utilizados para compor essas curvas médias não são detalhados nesta dissertação, pois podem ser facilmente obtidos através do banco de dados de geração solar fotovoltaica no Sistema Interligado Nacional, conforme descrito na Seção 5.1.2.





Tabela 24 – Dados médios de geração obtidos por meio de agrupamento

Hora	Geração Baixa [kW]				Geração Intermediária [kW]				Geração Alta [kW]			
	Janeiro	Abril	Julho	Outubro	Janeiro	Abril	Julho	Outubro	Janeiro	Abril	Julho	Outubro
01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06	0,00	0,00	0,00	0,82	0,52	0,74	0,00	3,25	1,35	0,00	0,00	6,50
07	11,55	13,67	6,82	36,953	4,07	32,30	6,89	92,95	119,92	52,24	8,93	232,46
08	51,83	101,12	214,84	117,22	164,52	263,07	247,60	233,01	432,00	454,25	301,65	612,33
09	145,55	223,27	500,10	194,84	374,26	432,94	557,01	418,20	679,90	650,12	618,54	724,82
10	266,13	312,40	576,66	258,88	456,70	506,18	597,99	526,44	741,53	669,41	648,18	758,37
11	307,93	346,86	599,28	337,13	515,40	535,80	605,10	604,01	755,89	667,58	646,35	754,56
12	333,55	360,93	570,84	332,34	559,18	541,54	601,11	612,21	747,07	654,80	634,63	736,06
13	344,14	368,89	552,17	296,29	580,09	530,77	587,12	596,26	710,42	640,97	632,09	706,96
14	388,87	348,62	512,56	266,38	561,48	493,45	575,13	584,91	672,08	629,11	630,63	688,12
15	357,83	280,04	432,62	225,40	537,98	466,10	576,93	520,39	656,14	599,66	622,36	631,39
16	262,40	201,16	365,74	188,29	481,45	391,69	544,12	443,17	616,60	544,20	595,16	557,94
17	146,48	141,72	243,16	86,343	93,62	259,48	328,78	257,40	581,44	353,66	389,95	369,92
18	73,11	21,67	17,34	20,152	39,99	31,27	23,81	50,84	439,77	45,56	32,27	62,67
19	22,12	0,00	0,00	0,00	104,92	0,73	0,00	0,01	165,42	0,00	0,00	0,00
20	2,11	0,00	0,00	0,00	6,97	0,74	0,00	0,00	10,96	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	1,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

## **APÊNDICE B ANÁLISE COMPARATIVA**

Este apêndice é dedicado a fornecer detalhes das comparações realizadas na etapa de análise dos resultados obtidos nos três casos simulados. Na Seção 5.4, foi apresentada uma comparação entre o Caso 1 e o Caso 2, considerando apenas as curvas de geração baixas. No entanto, na Tabela 25, estão disponíveis os dados de todas as previsões de geração. Percebe-se que existem muitas semelhanças entre os percentuais de diferenças, e, portanto, este apêndice fornece uma complementação dos dados da análise realizada.

Além disso, para evitar repetição excessiva de dados semelhantes ao longo da dissertação, os custos e receitas obtidos com cada ajuste de controle para as diferentes curvas de geração alta e intermediária estão detalhados nas tabelas 26 e 27. Essa tabela resume os dados e compara os valores em relação ao Caso 2, em quem não havia controle volt-var instalado e operante na rede teste. Assim, somente os dados relativos à geração baixa são apresentados na Seção 5.4.

Tabela 25 – Análise Comparativa entre os Casos 1 e 2 (valores para 1 dia)

Geração	Caso	$R^{Venda}$	$C^{Perdas}$	$C^{Comp.}$	$f_1$	$f_2$		
	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]			
Alta	Verão	1	37127,93	1407,99	18236,69	19644,68	17483,25	
		2	37114,46 (-0,04%)	1417,92 (0,71%)	18349,64 (0,62%)	19767,56 (0,63%)	17346,90 (-0,78%)	
	Outono	1	38056,01	1462,30	18800,81	20263,11	17792,90	
		2	38042,33 (-0,04%)	1471,97 (0,66%)	18945,56 (0,77%)	20417,53 (0,76%)	17624,80 (-0,94%)	
	Inverno	1	38190,67	1467,45	18942,37	20409,81	17780,86	
		2	38177,00 (-0,04%)	1477,11 (0,66%)	19044,75 (0,54%)	20521,86 (0,55%)	17655,14 (-0,71%)	
	Primavera	1	37466,87	1438,82	18810,07	20248,90	17217,97	
		2	37453,09 (-0,04%)	1448,27 (0,66%)	18856,58 (0,25%)	20304,85 (0,28%)	17148,24 (-0,40%)	
	Intermediária	Verão	1	38685,44	1478,70	18876,34	20355,04	18330,40
			2	38672,26 (-0,03%)	1489,13 (+0,71%)	19146,17 (+1,43%)	20635,31 (+1,38%)	18036,95 (-1,60%)
		Outono	1	39040,97	1504,84	19226,14	20730,99	18309,99
			2	39027,60 (-0,03%)	1515,03 (+0,68%)	19340,13 (+0,59%)	20855,15 (+0,60%)	18172,45 (-0,75%)
Inverno		1	38532,10	1482,44	19136,36	20618,80	17913,30	
		2	38518,53 (-0,04%)	1492,29 (+0,66%)	19137,60 (+0,01%)	20629,89 (+0,05%)	17888,65 (-0,14%)	
Primavera		1	38738,93	1491,99	19085,83	20577,82	18161,11	
		2	38725,49 (-0,03%)	1502,07 (+0,68%)	19133,66 (+0,25%)	20635,72 (+0,28%)	18089,77 (-0,39%)	
Baixa		Verão	1	40239,36	1560,01	19896,81	21456,81	18782,55
			2	40226,44 (-0,03%)	1570,93 (+0,70%)	19920,36 (+0,12%)	21491,29 (+0,16%)	18735,15 (-0,25%)
		Outono	1	40235,50	1562,44	20008,75	21571,19	18664,31
			2	40222,55 (-0,03%)	1573,31 (+0,70%)	20086,19 (+0,39%)	21659,50 (+0,41%)	18563,04 (-0,54%)
	Inverno	1	38976,59	1504,85	19328,30	20833,15	18143,44	
		2	38963,26 (-0,03%)	1515,07 (+0,68%)	19537,93 (+1,08%)	21053,00 (+1,06%)	17910,25 (-1,29%)	
	Primavera	1	40479,46	1574,83	20004,39	21579,22	18900,24	
		2	40466,56 (-0,03%)	1585,81 (+0,70%)	20081,73 (+0,39%)	21667,54 (+0,41%)	18799,02 (-0,54%)	

Tabela 26 – Comparativo dos custos considerando  $f_1$  com Geração Alta e Intermediária (valores para 1 dia)

Geração	Método	$R^{Venda}$	$C^{Perdas}$	$C^{Comp.}$	$f_1$	$f_2$	
		[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	
Alta	Verão	HC	39396,49 (+6,15%)	1418,70 (+0,06%)	0,00 (-100%)	1418,70 (-92,82%)	37977,80 (+118,93%)
		SA	38710,99 (+4,30%)	1306,02 (-7,89%)	0,00 (-100%)	1306,02 (-93,39%)	37404,97 (+115,63%)
	Outono	HC	40374,55 (+6,13%)	1478,61 (+0,45%)	0,00 (-100%)	1478,61 (-92,76%)	38895,94 (+120,69%)
		SA	39605,15 (+4,11%)	1371,61 (-6,82%)	0,00 (-100%)	1371,61 (-93,28%)	38233,54 (+116,93%)
	Inverno	HC	40498,49 (+6,08%)	1483,61 (+0,44%)	0,00 (-100%)	1483,61 (-92,77%)	39014,88 (+120,98%)
		SA	40124,84 (+5,10%)	1366,17 (-7,51%)	0,00 (-100%)	1366,17 (-93,34%)	38758,67 (+119,53%)
Primavera	HC	39751,82 (+6,14%)	1453,23 (+0,34%)	0,00 (-100%)	1453,23 (-92,84%)	38298,59 (+123,34%)	
	SA	38999,02 (+4,13%)	1323,55 (-8,61%)	0,00 (-100%)	1323,55 (-93,48%)	37675,47 (+119,70%)	
Intermediária	Verão	HC	40995,36 (+6,01%)	1496,74 (+0,51%)	0,00 (-100%)	1496,74 (-92,75%)	39498,62 (+118,99%)
		SA	40392,46 (+4,45%)	1380,59 (-7,29%)	0,00 (-100%)	1380,59 (-93,31%)	39011,86 (+116,29%)
	Outono	HC	41367,17 (+5,99%)	1525,03 (+0,66%)	0,00 (-100%)	1525,03 (-92,69%)	39842,14 (+119,24%)
		SA	40844,98 (+4,66%)	1414,94 (-6,61%)	0,00 (-100%)	1414,94 (-93,22%)	39430,03 (+116,98%)
	Inverno	HC	40849,37 (+6,05%)	1500,24 (+0,53%)	0,00 (-100%)	1500,24 (-92,73%)	39349,12 (+119,97%)
		SA	40183,69 (+4,32%)	1383,95 (-7,26%)	0,00 (-100%)	1383,95 (-93,29%)	38799,73 (+116,90%)
Primavera	HC	41055,50 (+6,02%)	1510,77 (+0,58%)	0,00 (-100%)	1510,77 (-92,68%)	39544,73 (+118,60%)	
	SA	40704,65 (+5,11%)	1390,53 (-7,43%)	0,00 (-100%)	1390,53 (-93,26%)	39314,12 (+117,33%)	

Tabela 27 – Comparativo dos custos considerando  $f_2$  com Geração Alta e Intermediária (valores para 1 dia)

Geração	Método	$R^{Venda}$	$C^{Perdas}$	$C^{Comp.}$	$f_1$	$f_2$		
		[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]	[R\$]		
Alta	Verão	HC	40342,37 (+8,70%)	1482,80 (+4,58%)	0,00 (-100%)	1482,80 (-92,50%)	38859,57 (124,01%)	
		SA	41077,44 (+10,68%)	1466,50 (+3,43%)	0,00 (-100%)	1466,50 (-92,58%)	39610,94 (128,35%)	
	Outono	HC	41264,75 (+8,47%)	1540,64 (+4,67%)	0,00 (-100%)	1540,64 (-92,45%)	39724,12 (125,39%)	
		SA	41980,04 (+10,35%)	1483,64 (+0,79%)	0,00 (-100%)	1483,64 (-92,73%)	40496,41 (129,77%)	
	Inverno	HC	41399,44 (+8,44%)	1546,32 (+4,69%)	0,00 (-100%)	1546,32 (-92,47%)	39853,12 (125,73%)	
		SA	42231,78 (+10,62%)	1479,07 (+0,13%)	0,00 (-100%)	1479,07 (-92,79%)	40752,71 (130,83%)	
	Primavera	HC	40676,54 (+8,61%)	1514,26 (+4,56%)	0,00 (-100%)	1514,26 (-92,54%)	39162,28 (128,37%)	
		SA	41317,45 (+10,32%)	1461,61 (+0,92%)	0,00 (-100%)	1461,61 (-92,80%)	39855,84 (132,42%)	
	Intermediária	Verão	HC	42136,17 (+8,96%)	1552,11 (+4,23%)	0,00 (-100%)	1552,11 (-92,48%)	40584,06 (+125,01%)
			SA	42735,63 (+10,51%)	1507,06 (+1,20%)	0,00 (-100%)	1507,06 (-92,70%)	41228,57 (+128,58%)
		Outono	HC	42488,35 (+8,87%)	1579,29 (+4,24%)	0,00 (-100%)	1579,29 (-92,43%)	40909,06 (+125,12%)
			SA	43037,26 (+10,27%)	1535,25 (+1,33%)	0,00 (-100%)	1535,25 (-92,64%)	41502,01 (+128,38%)
Inverno		HC	41981,27 (+8,99%)	1554,24 (+4,15%)	0,00 (-100%)	1554,24 (-92,47%)	40427,03 (+125,99%)	
		SA	42733,81 (+10,94%)	1521,12 (+1,93%)	0,00 (-100%)	1521,12 (-92,63%)	41212,68 (+130,38%)	
Primavera		HC	42187,32 (+8,94%)	1565,07 (+4,19%)	0,00 (-100%)	1565,07 (-92,42%)	40622,26 (+124,56%)	
		SA	42835,91 (+10,61%)	1568,48 (+4,42%)	0,00 (-100%)	1568,48 (-92,40%)	41267,43 (+128,13%)	