



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Laura Ribeiro Fardin

OTIMIZAÇÃO UPSTREAM-DOWNSTREAM DO CONTROLE VOLT-VAR EM SMART GRIDS

CAMPINAS

2023

Laura Ribeiro Fardin

OTIMIZAÇÃO UPSTREAM-DOWNSTREAM DO
CONTROLE VOLT-VAR EM SMART GRIDS

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

Orientador: Prof. Dr. Christiano Lyra Filho

Co-orientadora: Prof. Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli

Este exemplar corresponde à versão final da tese defendida pelo aluno Laura Ribeiro Fardin, e orientada pelo Prof. Dr. Christiano Lyra Filho

CAMPINAS

2023

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Elizangela Aparecida dos Santos Souza - CRB 8/8098

F222o Fardin, Laura Ribeiro, 1996-
Otimização upstream-downstream do controle volt-var em smart grids /
Laura Ribeiro Fardin. – Campinas, SP : [s.n.], 2023.

Orientador: Christiano Lyra Filho.
Coorientador: Fernanda Caseño Trindade Arioli.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade
de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Otimização combinatória. 3. Potência reativa (Engenharia elétrica). I. Lyra Filho, Christiano, 1951-. II. Arioli, Fernanda Caseño Trindade, 1984-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações Complementares

Título em outro idioma: Upstream-downstream optimization of volt-var control in smart grids

Palavras-chave em inglês:

Photovoltaic power generation

Combinatorial optimization

Reactive power (Electrical engineering)

Área de concentração: Automação

Titulação: Mestra em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Christiano Lyra Filho [Orientador]

Eduardo Nobuhiro Asada

Fábio Luiz Usberti

Data de defesa: 09-03-2023

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

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

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-5199-4936>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/5149292943906485>

COMISSÃO JULGADORA - DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidata: Laura Ribeiro Fardin. RA:264537

Data da Defesa: 9 de março de 2023.

Título: Otimização Upstream-Downstream do Controle Volt-Var em Smart Grids

Prof. Dr. Christiano Lyra Filho

Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada

Universidade de São Paulo (EESC/USP).

Prof. Dr. Fábio Luiz Usberti

Universidade Estadual de Campinas (IC/UNICAMP).

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

Dedico este trabalho à minha família.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por todas as conquistas ao longo da minha vida acadêmica que me permitiram escrever esse trabalho e concluir o mestrado.

Aos meus pais Antonio e Clarice e a minha irmã Ana Carolina, pela paciência e apoio ao longo de todos esses anos.

Ao professor Christiano Lyra que além de orientar, deu seu total apoio em todos os momentos da realização deste mestrado, estando sempre presente para dar conselhos que me ajudaram a crescer como pesquisadora e como pessoa.

À professora Fernanda Trindade pelos conselhos, ideias e orientação que foram essenciais a este trabalho.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 - Proc. 88887.510356/2020-00.

O presente trabalho foi realizado com apoio do processo nº 2021/04726-2, da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP).

Aos colegas do Labore com quem tive o prazer de trabalhar e a todos amigos e colegas que de alguma forma contribuíram no meu crescimento pessoal e acadêmico.

“It’s not about winning. But about not giving up. If you have a dream, fight for it. And it’s not about how many times you get rejected or you fall down or you’re beaten up. It’s about how many times you stand up and are brave and you keep on going.”

(Stefani Joanne Angelina Germanotta)

Resumo

Recentemente ocorreu um aumento considerável de consumidores com geração distribuída fotovoltaica. Essa nova tecnologia impõe novos desafios para o sistema de distribuição atual, uma vez que é necessário prever o fluxo bidirecional de potência em alguns momentos do dia, e conseqüentemente, pode resultar em elevação de tensão em algumas barras do sistema. O que a longo prazo pode ocasionar danos financeiros aos consumidores e a concessionária de energia. O controle de tensão e potência reativa (também conhecido como controle Volt-Var), tem por objetivo manter níveis aceitáveis de tensão ao longo das redes de distribuição e minimizar perdas ativas totais. Normalmente, utiliza-se o controle de equipamentos tradicionais da rede de distribuição, como reguladores de tensão de linha, bancos de capacitores e transformadores com comutação automática de tap sob carga (tipicamente instalados na subestação). Porém, com o advento do inversor inteligente e sua crescente utilização nos geradores solares fotovoltaicos, há a possibilidade da utilização desse equipamento para realizar o controle de tensão e potência reativa. Além disso, há a dificuldade de se coordenar todos esses equipamentos nas redes de distribuição atuais, de forma que a atuação de um equipamento não afete os demais. Neste contexto, o presente trabalho propõe uma estratégia de controle Volt-Var centralizada, que atua em intervalos pré-definidos de 15 minutos, nos equipamentos disponíveis na rede (sejam eles equipamentos tradicionais da rede de distribuição ou inversores inteligentes). Esse controle visa garantir que a rede de distribuição opere no ponto ótimo, ou seja, com mínimas perdas e com um perfil de tensão adequado em todas as barras durante todo o período do dia. A metodologia proposta foi testada em quatro redes distintas e com diferentes níveis de penetração fotovoltaica, de forma a comprovar a eficácia do método. Os resultados demonstraram uma melhora significativa no perfil de tensão e uma redução das perdas totais, quando comparado com o caso sem nenhum tipo de controle. Além disso, os resultados demonstraram que um leve sobredimensionamento dos inversores (15%), gera perdas ainda menores (principalmente quando associados a redes de grande porte e com uma alta penetração fotovoltaica).

Palavras-chaves: controle Volt-Var; otimização combinatória; programação dinâmica *upstream-downstream*; *Smart Grids*.

Abstract

Recently there has been a considerable increase in consumers with photovoltaic distributed generation. This new technology poses new challenges for the current distribution system since it is necessary to predict the bidirectional power flow at certain times of the day. Consequently, it may result in a voltage rise in some system buses. What in the long term can cause financial damage to consumers and the energy utility. Voltage and reactive power control (also known as Volt-Var control) aim to maintain acceptable voltage levels along distribution networks and minimize total active losses. Typically, control of traditional distribution network equipment is used, such as line voltage regulators, capacitor banks, and transformers with automatic tap switching under load (typically installed in the substation). However, with the advent of the intelligent inverter and its increasing use in photovoltaic solar generators, we can use this equipment to control voltage and reactive power. In addition, there is challenging to coordinate all this equipment in the current distribution networks so that the performance of one equipment is independent of the others. In this context, the present work proposes a centralized Volt-Var control strategy, which operates in pre-defined intervals of 15 minutes in the equipment available in the network (be they traditional equipment from the distribution network or intelligent inverters). This control aims to ensure that the distribution network operates at the optimal point, with minimal losses and a suitable voltage profile in all buses during the day. The proposed methodology was tested in four different networks with varying levels of photovoltaic penetration to prove the method's effectiveness. The results showed a significant improvement in the voltage profile and reduced total losses compared to the case without any control. In addition, the results showed that a slight oversizing of the inverters (15%) generates even more minor losses (significantly when associated with large networks and with a high photovoltaic penetration).

Keywords: Volt-Var control; combinatorial optimization; dynamic upstream-downstream programming; Smart Grids.

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Perfil de tensão para um sistema de distribuição tradicional.	28
Figura 2.2 – Representação simplificada de um sistema com geração distribuída. . .	29
Figura 2.3 – Perfil de tensão para um sistema de distribuição com geração distri- buída durante um dia de sol com geração máxima.	30
Figura 2.4 – Modelo esquemático da arquitetura de controle local.	32
Figura 2.5 – Modelo esquemático da arquitetura de controle central.	32
Figura 2.6 – Modelo esquemático da arquitetura de controle hierárquico.	34
Figura 2.7 – Modelo esquemático da arquitetura de controle distribuído.	35
Figura 2.8 – Modelo esquemático da arquitetura de controle descentralizado.	36
Figura 2.9 – Banco de capacitores instalados em um poste.	40
Figura 2.10–Diagrama fasorial para um circuito (a) e (c) sem capacitor e (b) e (d) com capacitor.	41
Figura 2.11–Controle de banco de capacitores baseado na largura da banda e tempo de atraso.	43
Figura 2.12–Regulador de tensão monofásico utilizado pelas distribuidoras de energia.	45
Figura 2.13–Desenho esquemático de um regulador de tensão.	45
Figura 2.14–Transformador de potência com comutação sob carga utilizado pelas distribuidoras de energia.	47
Figura 2.15–Desenho esquemático do funcionamento de um OLTC.	47
Figura 2.16–Inversor de potência fotovoltaico residencial.	48
Figura 2.17–Quatro quadrantes de operação do inversor.	49
Figura 2.18–Curva de suportabilidade do inversor.	50
Figura 2.19–Curva de controle Volt-Watt.	51
Figura 2.20–Curva de controle Volt-Var.	51
Figura 2.21–Curva de controle Watt-Frequência.	52
Figura 3.1 – Etapas do modelo em tempo real.	56

Figura 3.2 – Algoritmo de um EE.	58
Figura 3.3 – Fluxograma do programa baseado em conceitos de EE.	71
Figura 4.1 – Estrutura de controle centralizado proposto.	75
Figura 4.2 – Diagrama esquemático da comunicação entre o controlador central e os equipamentos proposto.	76
Figura 4.3 – Perfil de carga normalizada utilizada nas simulações.	77
Figura 4.4 – Perfil de geração normalizada utilizada nas simulações.	78
Figura 4.5 – Rede radial.	80
Figura 4.6 – Fluxos de potência ativa e reativa para uma barra k.	84
Figura 4.7 – Fluxograma do procedimento de otimização adotado.	86
Figura 5.1 – Sistema 12 barras IEEE.	88
Figura 5.2 – Sistema 33 barras IEEE.	89
Figura 5.3 – Sistema 69 barras IEEE.	90
Figura 5.4 – Sistema real de 136 barras.	91
Figura 6.1 – Níveis de perdas considerando diferentes penetrações fotovoltaicas. . .	100
Figura 6.2 – Perfis de tensão para diferentes barras ao longo do dia para um sistema com 50% de penetração fotovoltaica.	102
Figura 6.3 – Níveis de perdas considerando diferentes penetrações fotovoltaicas e níveis de sobredimensionamento.	103
Figura 6.4 – Níveis de perdas considerando diferentes valores de incremento de po- tência reativa e níveis de penetração fotovoltaica.	104
Figura 6.5 – Níveis de perdas considerando erros nas medições de tensão.	105

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Comparação entre os diferentes tipos de arquitetura de VVC.	37
Tabela 2.2 – Tipos de medições realizadas pelos inversores fotovoltaicos	52
Tabela 5.1 – Resumo dos cenários simulados para o sistema IEEE de 12 barras. . . .	88
Tabela 5.2 – Resumo dos cenários simulados para o sistema IEEE de 33 barras. . . .	89
Tabela 5.3 – Resumo dos cenários simulados para o sistema IEEE de 69 barras. . . .	90
Tabela 5.4 – Resumo dos cenários simulados para o sistema IEEE de 69 barras. . . .	92
Tabela 5.5 – Limites de tensão estabelecidos pela ANEEL para tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.	92
Tabela 5.6 – Resumo dos parâmetros considerados para o caso base	94
Tabela 5.7 – Resumo dos parâmetros considerados para a rede com geração distribuída e sem VVC	94
Tabela 5.8 – Resumo dos parâmetros considerados para a rede com geração distribuída e com VVC	95
Tabela 5.9 – Resumo dos parâmetros considerados para a rede com geração distribuída e com VVC considerando diferentes níveis de sobredimensionamento do inversor	96
Tabela 5.10 – Resumo dos parâmetros considerados para a rede com geração distribuída e com VVC considerando diferentes incrementos da potência reativa	97
Tabela 5.11 – Resumo dos efeitos das medições no processo de otimização	98
Tabela A.1 – Dados do sistema de 12 barras do IEEE.	117
Tabela B.1 – Dados do sistema de 33 barras do IEEE.	118
Tabela C.1 – Dados do sistema de 69 barras do IEEE.	120
Tabela D.1 – Dados do sistema real de 136 barras.	122

Glossário

AC	Agente Central.
AG	Algoritmo Genético.
AT	Alta Tensão.
AMI	Advanced Metering Infrastructure.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
AVR	Automatic Voltage Regulator.
BT	Baixa Tensão.
BC	Banco de Capacitores.
CA	Corrente Alternada.
CC	Corrente Contínua.
COD	Centro de Operação da Distribuição.
CVR	Conservation Voltage Reduction.
CL	Controle Local.
DMS	Distribution Management System.
EC	Equipamento Controlável.
EE	Estimador de Estado.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
GD	Geração Distribuída.

IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers.
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor.
iNDC	Intended Nationally Determined Contributions.
MT	Média Tensão.
MME	Ministério de Minas e Energia.
OLTC	On-Load Tap Changer.
PAC	Ponto de Acoplamento.
PRODIST	Procedimentos de Distribuição.
PWM	Pulse-Width Modulated.
RL	Regulador de Tensão.
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition.
SOP	Soft Open Point.
TP	Transformador de Potencial.
UD-DP	Upstream-Downstream Dynamic Programming.
VVC	Volt-Var Control.

Lista de Símbolos

Conjuntos

- A_k conjunto de linhas kl que ramificam da barra k .
- CAP conjunto de todos os bancos de capacitores.
- FV conjunto de todas as gerações distribuídas.
- LD conjunto de todas as cargas.
- $OLTC$ conjunto de todos os OLTCs.
- RT conjunto de todos os reguladores de tensão.
- U_k conjunto de todas variáveis de decisão factíveis.
- X_k conjunto de todas variáveis de estado factíveis.
- \mathcal{R} conjunto de todas as barras.

Funções

- $e_k(x_k, u_k)$ custos elementares associados aos estados x_k e as decisões u_k .
- $f_k(x_k, u_k)$ função de transição de estado.
- $F_k(x_k)$ função de custo ótimo acumulado.
- $G(x)$ matriz Ganho.
- $h(x)$ vetor de funções que relacionam as variáveis de estados a serem calculadas com as medições.
- $H(x)$ matriz Jacobiana.
- $J(x)$ função de mínimos quadrados.
- $\min \zeta(x, \lambda)$ função de minimização com multiplicadores de Lagrange.
- $Perdas_k$ função de perdas a serem minimizadas.
- $\mathcal{O}_k(x_k, u_k^*)$ distribuições ótimas de fluxos.

π^* função de políticas ótimas.

Índices

cap índice que representa os elementos do conjunto CAP.

fv índice que representa os elementos do conjunto FV.

k, l, m índices que representam uma barra (nó) qualquer.

ld índice que representa os elementos do conjunto LD.

$oltc$ índice que representa os elementos do conjunto OLTC.

rt índice que representa os elementos do conjunto RT.

p índice que representa o número de arcos que ramificam da barra k .

v índice que indica o processo iterativo.

$*$ índice que representa os resultados ótimos do processo de otimização.

Parâmetros

a_{km} tap do transformador entre as barras k - m .

b_{km} susceptância da linha k - m .

b^{sh} susceptância shunt.

B_{km} parte imaginária do elemento km da matriz admitância.

\underline{FP} limite inferior do fator de potência.

\overline{FP} limite superior do fator de potência.

g_{km} condutância da linha k - m .

G_{km} parte real do elemento km da matriz admitância.

N_s^{max} número máximo de espiras do secundário do OLTC.

N_s^{min} número mínimo de espiras do secundário do OLTC.

N_p^{nom} número de espiras do primário do OLTC.

N_s^{nom} número de espiras do secundário do OLTC.

R_{km} resistência da linha k - m .

\underline{V} limite inferior da magnitude de tensão.

\overline{V} limite superior da magnitude de tensão.

X_{km}	reatância da linha k-m.
y_{km}	admitância do ramo k-m.
Y	matriz admitância do sistema.
ϵ	tolerância.
φ_{km}	ângulo de defasagem do transformador defasador presente entre as barras k e m.

Variáveis

B	parte imaginária da matriz admitância.
e	vetor de erro das medidas.
E_{UC}	consumo de energia da carga.
FP	fator de potência.
G	parte real da matriz admitância.
$G_{fv}^{pu}(t)$	valor da geração fotovoltaica normalizada.
I_{fv}	corrente injetada pelo sistema fotovoltaico.
I_{km}	fluxo de corrente no ramo k-m.
N_{fv}	número de sistemas fotovoltaicos instalados no sistema.
NB_{el}	número de barra elegíveis para a instalação dos sistemas fotovoltaicos.
NP_{fv}	nível de penetração fotovoltaica do sistema.
P_c	potência ativa consumida pela carga.
P_{fv}	potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico.
P_{fv}^{nom}	potência nominal do sistema fotovoltaico.
P_k	potência ativa na barra k.
P_{km}	fluxo de potência ativa no ramo k-m.
P^{ld}	potência ativa consumida pela carga.
Q^{cap}	potência reativa fornecida pelo capacitor.
Q^{fv}	potência reativa gerada pelo sistema fotovoltaico.
Q_k	potência reativa na barra k.
Q_{km}	fluxo de potência reativa no ramo k-m.
Q^{ld}	potência reativa consumida pela carga.
Q_{nom}	potência reativa nominal.

Q^{oltc}	potência reativa fornecida pelo OLTC.
Q^{rt}	potência reativa fornecida pelo regulador de tensão.
R_z^{-1}	matriz diagonal de ponderação.
S	potência aparente.
S_{fv}^{nom}	potência nominal do inversor fotovoltaico.
u_k	variável de controle.
u_k^*	variável de controle ótima.
tap	posição do tap do equipamento.
V_b	tensão na barra infinita.
V_e	tensão na fonte.
V_k	tensão na barra k.
V_{ld}	tensão na carga.
V_{nom}	tensão nominal.
V_p	tensão no primário do OLTC.
V_r	tensão regulada pelo regulador de tensão de linha.
V_s	tensão no secundário do OLTC.
x_k	variável de estado.
x_k^*	variável de estado ótima.
Y	matriz admitância.
z	vetor de medições;
ΔR_p	porcentagem da faixa de regulação de um regulador de tensão de linha.
ΔV	variação da tensão na barra de carga.
ΔV_p	faixa de regulação percentual do regulador de tensão de linha.
Δx	vetor de correções das variáveis de estado.
λ	multiplicadores de Lagrange associados as medições.
μ_k^*	controles ótimos associados a cada um dos estados factíveis.
θ	ângulo de defasagem da tensão.

Sumário

1	Introdução	22
1.1	Organização da dissertação	25
2	Controle de Tensão e Potência Reativa em Sistemas de Distribuição	26
2.1	Motivação e desafios	26
2.2	Arquiteturas de Controle Volt/Var	31
2.2.1	Controle Local	31
2.2.2	Controle Central	32
2.2.3	Controle Hierárquico	33
2.2.4	Controle Distribuído	34
2.2.5	Controle Descentralizado	35
2.2.6	Comparação entre as Arquiteturas de Controle	36
2.3	Equipamentos Controláveis	36
2.3.1	Estado da Arte	37
2.3.2	Equipamentos Tradicionais	39
2.3.2.1	Bancos de Capacitores	39
2.3.2.2	Regulador de Tensão	44
2.3.2.3	Transformador de Potência com Comutação sob Carga	46
2.3.3	Equipamentos Modernos	48
2.3.3.1	Inversor de Potência	48
3	Caracterização do Problema e Proposta de Abordagem	53
3.1	Metodologia	53
3.2	Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição	54
3.2.1	Motivação e Desafios	54
3.2.2	Conceitos Básicos de Estimação de Estados pelo Método Tableau Esparso	58
3.2.2.1	Medidas de Fluxo de Potência	62
3.2.2.2	Medidas do Módulo da Corrente no Ramo	63
3.2.2.3	Medidas de Injeção de Potência	64
3.2.2.4	Medidas do Módulo da Injeção de Corrente	66
3.2.2.5	Medidas de Tensão	67
3.3	Desenvolvimento de Estratégia de Otimização de Fluxos de Potência por UD-DP para o VVC	70
4	Estrutura do Controle Volt/Var Centralizado Proposto	74
4.1	Premissas Adotadas	74

4.1.1	Premissas do Controle Centralizado	75
4.1.2	Premissas para as Cargas Utilizadas	77
4.1.3	Premissas de Operação, Dimensionamento e Alocação dos Sistemas Fotovoltaicos	78
4.2	Formulação do Modelo de Otimização	79
4.2.1	Função Objetivo	79
4.2.2	Modelagem dos Equipamentos da Rede	81
4.2.2.1	Bancos de Capacitores	81
4.2.2.2	Reguladores de Tensão	81
4.2.2.3	Transformadores de Potência com Comutação sob Carga	82
4.2.2.4	Sistemas Fotovoltaicos	82
4.2.3	Demais Restrições	82
4.3	Algoritmo Teste	83
4.3.1	Procedimento de pré-processamento	83
4.3.2	Procedimento de otimização	84
4.3.3	Usos da estratégia de VVC	85
5	Descrição dos Estudos de Casos	87
5.1	Detalhes sobre as Redes Testes Utilizadas	87
5.1.1	Sistema de 12 Barras	88
5.1.2	Sistema de 33 Barras	88
5.1.3	Sistema de 69 Barras	89
5.1.4	Sistema de 136 Barras	90
5.2	Transgressões Regulatórias Avaliadas	92
5.3	Resumo dos Cenários Simulados	93
5.3.1	Caso Base	93
5.3.2	Rede com Geração Distribuída e Sem VVC	94
5.3.3	Rede com Geração Distribuída e Com VVC	94
5.3.4	Efeito do Sobredimensionamento do Inversor no Processo de Oti- mização	95
5.3.5	Efeito de Diferentes Valores de Incremento de Potência Reativa no Processo de Otimização	96
5.3.6	Efeito das Medições no Processo de Otimização	97
6	Resultados dos Estudos de Caso	99
6.1	Caso Base X Controle Centralizado	99
6.2	Efeito do Sobredimensionamento do Inversor	101
6.3	Efeito de Diferentes Valores de Incremento de Potência Reativa no Processo de Otimização	102
6.4	Efeito das Medições no Processo de Otimização	103

7 Conclusões	106
7.1 Sugestão de Trabalhos Futuros	108
7.2 Publicações	108
Referências	110
A Dados do Sistema de 12 Barras do IEEE	117
B Dados do Sistema de 33 Barras do IEEE	118
C Dados do Sistema de 69 Barras do IEEE	120
D Dados do Sistema Real de 136 Barras	122

Introdução

O fornecimento de energia elétrica aos consumidores é de responsabilidade das concessionárias de energia, que devem garantir aos clientes, padrões mínimos de qualidade e confiabilidade do produto. Esses padrões são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que fiscaliza e regula a operação de todas as concessionárias de energia elétrica no país. O não cumprimento dos requisitos mínimos de qualidade de energia podem gerar impactos tanto para o consumidor, quanto para a concessionária. O consumidor pode sofrer com queima, mau funcionamento ou desligamento de equipamentos, o que em uma indústria, por exemplo, pode significar paralisação do processo de produção e conseqüentemente, redução dos lucros. Já as concessionárias de energia têm que arcar financeiramente caso não garantam os padrões regulatórios mínimos.

O sistema de distribuição de energia brasileiro é caracterizado por grandes extensões de rede, com cargas não uniformes e com variações ao longo do dia. Essa configuração gera uma série de desafios para a concessionária, principalmente no que diz respeito ao perfil de tensão. Pois, como se tratam de redes muito longas, à medida que nos afastamos da subestação, há quedas de tensão cada vez mais expressivas, o que pode gerar cenários de subtensões para alguns consumidores. De forma a contornar tal problema, a solução mais utilizada atualmente pelas concessionárias consiste na utilização de equipamentos para promover o controle da tensão, como transformadores de potência com comutação sob carga – do inglês *On Load Tap Changers* (OLTCs) -, reguladores de tensão de linha (RTs) e bancos de capacitores (BCs) (FILHO, 2005). Usualmente, não há comunicação entre tais equipamentos, ou seja, eles atuam baseados na medição local, sem avaliação de como tal ação influenciará o restante da rede, podendo ocasionar, ações conflitantes entre os equipamentos. Com o objetivo de evitar ações conflitantes, bandas

de sensibilidade e diferentes tempos de atraso são empregados (SHORT, 2004), que se estiverem bem coordenados, não há conflito mesmo no controle local. Porém, isso não garante a melhor solução para a rede.

Ao longo dos últimos 30 anos, tem-se estudado a aplicação de técnicas de controle Volt-Var – do inglês *Volt-Var Control* (VVC) – em sistemas de distribuição, de forma a reduzir as perdas de energia, regular a tensão em todos os pontos da rede e garantir uma atuação dos equipamentos de forma integrada e otimizada em qualquer condição de operação da rede (HSU; KUO, 1993; ROYTELMAN *et al.*, 1995; BARAN; HSU, 1999; GONZALEZ; LYRA, 2005; LIU *et al.*, 2009). As investigações foram motivadas pela perspectiva de modernização dos sistemas de gerenciamento das redes de distribuição (usualmente denominados pela sigla DMS - do inglês *Distribution Management System*) e por inovações em tecnologias para supervisão e aquisição de dados (usualmente denominadas SCADA - do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*).

Basicamente, o VVC busca realizar o controle da tensão e potência reativa simultaneamente, utilizando os equipamentos disponíveis na rede. No entanto, a otimização do VVC era um problema relativamente simples, com acoplamento tênue entre a gestão de tensões e a redução dos fluxos de potências reativas. Como as tensões caíam das subestações até os barramentos mais distantes dos alimentadores (dependendo da alocação de cargas e da forma de operação), o ajuste dos taps de transformadores de subestações e reguladores de tensões era normalmente suficiente para manter as tensões dentro de valores admissíveis. A otimização do controle de capacitores para reduzir as perdas decorrentes dos fluxos de reativos podia ser realizada de forma desacoplada dos ajustes de tensões, pois “só ajudava” a reduzir a queda das tensões — em poucos casos levava à necessidade de reajuste dos taps de transformadores e reguladores de tensões, com pouco efeito na otimização dos reativos. Como em situações reais o número de capacitores chaveáveis nos alimentadores é normalmente muito pequeno (< 5), os problemas de otimização de reativos por ajustes de taps de capacitores era de pouca dificuldade; em grande parte dos casos podiam ser resolvidos por enumeração de alternativas (com a ressalva de que restrições no número de mudanças de taps acrescentavam alguma complexidade (HSU; KUO, 1993; LIU *et al.*, 2009)). Estratégias de controle integrado Volt-Var por regras simples, como propostas por Baran e Hsu (BARAN; HSU, 1999), podiam ser adequadas para os problemas da época.

Porém, o cenário descrito anteriormente tem mudado aos poucos. Devido às atuais políticas voltadas à sustentabilidade e à diminuição da dependência de combustíveis fósseis, a penetração de fontes de energia solar tem aumentado consideravelmente nas redes de distribuição de energia elétrica. O iNDC (Intended Nationally Determined Contributions) brasileiro propõe, até 2030, uma expansão no uso das energias renováveis

na matriz energética brasileira em aproximadamente 33% (MME, 2021). Segundo o Plano Decenal de Expansão, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética sob as diretrizes e o apoio das Secretarias de Planejamento e Desenvolvimento Energético e de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia, até o final de 2031, 17% da matriz energética brasileira será composta por micro e minigeração distribuída (EPE, 2021).

A introdução de geração distribuída nas redes ao longo dos últimos anos aumentou significativamente a complexidade do VVC. As gerações ao longo das redes levam a mudanças nos fluxos de potências e podem causar sobretensões (CARVALHO *et al.*, 2008; BARAN *et al.*, 2012); conseqüentemente, as alternativas de controle de reativos não mais “só ajudam” a manter um bom perfil de tensões ao longo dos alimentadores. Por outro lado, os inversores inteligentes associados às fontes de geração podem atuar no VVC, ampliando as possibilidades de atuação com objetivo de otimizar critérios de mérito expressos em “funções objetivo” bem definidas. Os inversores inteligentes são parte da intensificação de inovações em DMS e SCADA ao longo dos últimos anos, hoje denominadas coletivamente pelo anglicismo *smart grids*.

Diante deste contexto, o presente trabalho propõe o desenvolvimento de inovações na metodologia para solução de problemas de fluxos ótimos de potenciais associados ao VVC em sistemas de distribuição com gerações distribuídas e inversores inteligentes. A metodologia para obtenção de fluxos ótimos será baseada em extensões de conceitos de programação dinâmica denominadas UD-DP - do inglês *Upstream-Downstream Dynamic Programming* (LYRA, 2019). Essas ideias mesclam conceitos de programação dinâmica e otimização em redes, em metodologia com “vocalização” para otimizar fluxo de potência com variáveis de controle discretas. Trazem a perspectiva de eficiência computacional e qualidade de soluções na otimização do VVC em redes de distribuição, em estratégias onde um agente central atua frequentemente (em intervalos de poucos minutos), modificando os estados dos equipamentos controláveis; são benefícios atraentes para redes de distribuição permeadas por gerações distribuídas com tecnologia de smart grids (LIGHTNER; WIDERGREN, 2010).

Esse trabalho é baseado em (PATO, 2019; MERCER, 2016), mas apresenta uma modelagem diferenciada para o problema de otimização, de forma a torná-lo mais rápido e preciso. Os testes realizados em redes IEEE (em inglês *Institute of Electrical and Electronic Engineers*) monofásicas são diferentes dos realizados em (PATO, 2019; MERCER, 2016). Para a metodologia proposta, considera-se que o sistema de distribuição possui uma infraestrutura de comunicação robusta, que permite a troca de informações entre os equipamentos da rede e o controlador central, e medições sem qualquer tipo de erros em todas as barras do sistema. Também serão utilizados conceitos básicos de

estimação de estado para a obtenção das demais variáveis de interesse.

1.1 Organização da dissertação

A presente dissertação é organizada da seguinte forma:

- No Capítulo 2, tem-se uma breve definição do VVC, bem como das vantagens de aplicar esse tipo de controle em redes de distribuição. Discute-se acerca das principais arquiteturas de VVC e equipamentos controláveis (bancos de capacitores, reguladores de tensão, transformadores de comutação sob carga e inversores);
- No Capítulo 3, descreve-se o VVC proposto neste trabalho. Inicialmente, há uma breve explicação do funcionamento do programa baseado em conceitos de estimação de estado. Em seguida, apresenta-se o modelo de otimização proposto neste trabalho;
- No Capítulo 4, tem-se a apresentação das premissas adotadas para o VVC proposto neste trabalho. Por último, há a formulação do modelo de otimização proposto neste trabalho e a apresentação do algoritmo utilizado;
- No Capítulo 5, detalham-se diferentes redes e cenários simulados e as métricas consideradas para a caracterização das transgressões de tensão;
- No Capítulo 6, são apresentados e discutidos, os principais resultados obtidos através das simulações;
- No Capítulo 7, há as principais conclusões deste trabalho, bem como sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Controle de Tensão e Potência Reativa em Sistemas de Distribuição

Este capítulo aborda conceitos relacionados à aplicação do VVC em sistemas de distribuição de energia elétrica. Inicialmente, apresentam-se os motivos de utilizar tal controle nas redes de distribuição, principalmente no que diz respeito à manutenção do perfil de tensão em níveis adequados. Em seguida, apresentam-se diferentes arquiteturas de controle, cada qual com suas vantagens e desvantagens. Por último, os equipamentos controláveis são descritos, podendo estes ser tradicionais (bancos de capacitores, reguladores de tensão e transformadores com comutação sob carga) ou modernos (inversores de potência).

2.1 Motivação e desafios

As concessionárias de energia são responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica para as diferentes classes de consumidores, sejam eles residenciais, comerciais, industriais, rurais, dentre outros. Porém, essa energia deve ser entregue seguindo alguns parâmetros de qualidade definidos pela ANEEL no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) (ANEEL, 2021). Os aspectos abordados pelo PRODIST são:

- Tensão em regime permanente;
- Fator de potência;
- Harmônicos;

- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variações de tensão de curta e longa duração;
- Variações de frequência.

Os problemas relativos à tensão em regime permanente estão entre as principais preocupações das concessionárias de energia elétrica.

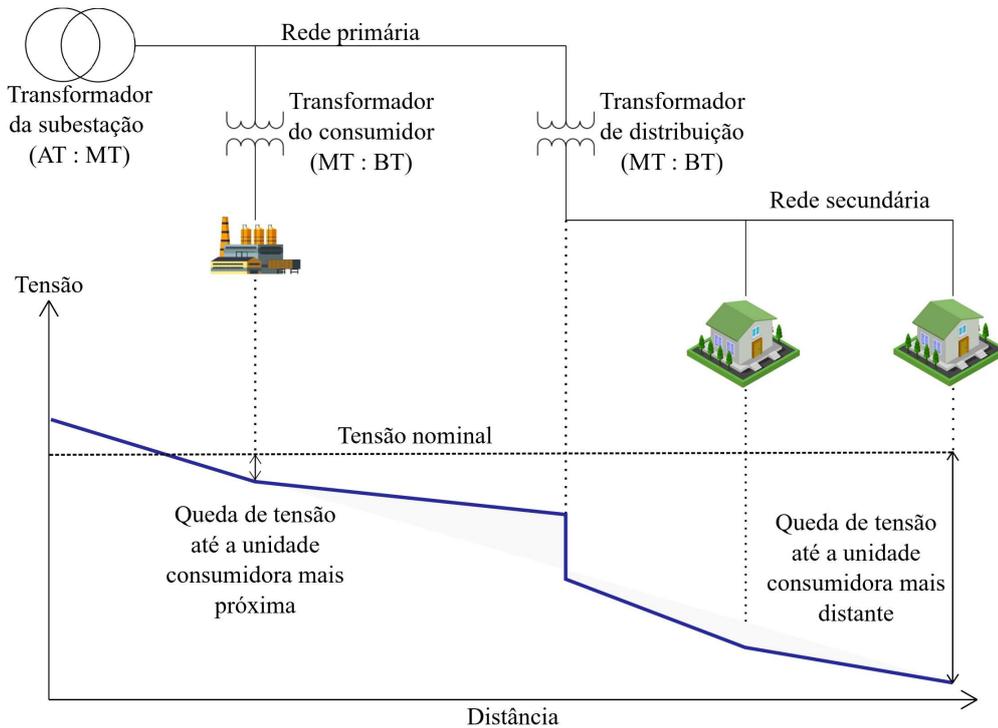
Sistemas tradicionais possuem um fluxo unidirecional de corrente, ou seja, a corrente parte da subestação e percorre toda a rede até chegar aos consumidores. Naturalmente, há uma queda de tensão proporcional à impedância dos condutores, à medida que nos afastamos da subestação ou alimentador principal (PINTO, 2015). Desta forma, quanto mais distante um consumidor está da subestação, menor é a tensão fornecida a ele. Se essa queda de tensão for muito expressiva, muitos dos equipamentos desse cliente não funcionarão de maneira adequada. Uma solução simples é ajustar a tensão no alimentador, utilizando-se os reguladores de tensão. Mesmo em um sistema sem a geração distribuída, a utilização do controle de tensão auxilia a concessionária a garantir níveis de tensões adequados a todos os consumidores. A Figura 2.1 ilustra o problema da queda de tensão ao longo dos condutores.

O perfil de tensão ao longo de uma rede está relacionado ao fluxo de potência da mesma. Ou seja, em horários de baixo carregamento a queda de tensão é menor, enquanto nos horários de pico a queda de tensão é mais expressiva. Adicionalmente ao problema do perfil de tensão ao longo de uma rede de distribuição, também há perdas de energia durante esse processo, que diminuem a eficiência do sistema elétrico.

Desta forma, as redes de distribuição tradicionais se beneficiariam do controle de tensão, que atua sobre os reguladores de tensão a fim de manter a tensão dentro dos limites adequados, e do controle de potência reativa, que atua nos bancos de capacitores para reduzir as perdas e conseqüentemente, melhorar o fator de potência.

Porém, com a inserção da geração distribuída, o problema do perfil de tensão torna-se mais complexo. Segundo a ANEEL, a geração distribuída pode ser definida como a instalação de geradores de pequeno porte, geralmente a partir de fontes renováveis, localizados próximos aos centros consumidores de energia elétrica (BRASIL, 2022). A ANEEL considera microgeração distribuída quando a potência do gerador instalado em uma unidade consumidora for igual ou menor que 75 kW, enquanto a minigeração distribuída possui potência instalada superior a 75 kW e menor que 5 MW em corrente

Figura 2.1 – Perfil de tensão para um sistema de distribuição tradicional.



Fonte: adaptado de (RAHIMI *et al.*, 2012)

alternada para fontes despacháveis, e menor ou igual a 3 MW para fontes não despacháveis (BRASIL, 2022).

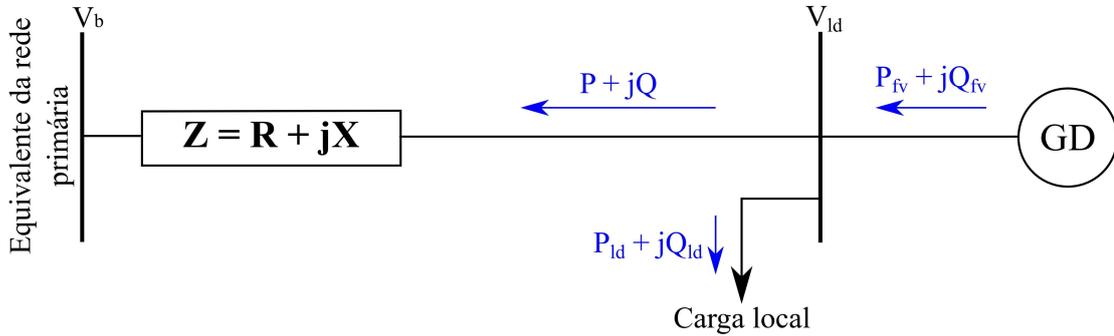
Como a geração fotovoltaica, a mais utilizada para mini e microgeração distribuída, é intermitente não é despachável, há um fluxo bidirecional de potência. Quando em alguns momentos do dia há mais geração do que o consumo, o cliente injeta o excedente de energia na rede. Assim, tem-se potência sendo fornecida ao sistema de distribuição tanto através da subestação quanto proveniente de unidades consumidoras. Segundo (BORGES, 2014), pode-se considerar o sistema de distribuição como uma barra infinita, conforme a Figura 2.2. O fluxo de potência fornecido pela geração distribuída é dado pela Equação 2.1, onde S , P e Q representam a potência aparente, ativa e reativa respectivamente, V_{ld} é a tensão na carga e I é a corrente injetada pelo sistema fotovoltaico:

$$S = P + jQ = \overline{V_{ld}} \cdot \overline{I}^* \quad (2.1)$$

Em termos de corrente que flui da carga para a barra infinita, tem-se que:

$$\overline{I} = \frac{P - jQ}{\overline{V_{ld}}^*} \quad (2.2)$$

Figura 2.2 – Representação simplificada de um sistema com geração distribuída.



Fonte: (BORGES, 2014)

A tensão na carga é dada pela Equação 2.3, onde V_b é a tensão na barra infinita e R e X são respectivamente a resistência e reatância da linha.

$$\overline{V}_{ld} = \overline{V}_b + (R + jX) \cdot \overline{I} \quad (2.3)$$

Substituindo 2.2 em 2.3, e considerando apenas a parte real, tem-se que o aumento da tensão na barra de carga ($\Delta \overline{V}$) é dado por:

$$\Delta V = \overline{V}_{ld} - \overline{V}_b = (R + jX) \cdot \frac{P - jQ}{\overline{V}_{ld}^*} = \frac{(RP + XQ) + j(XP - RQ)}{\overline{V}_c^*} \approx \frac{RP + XQ}{V_{ld}} \quad (2.4)$$

Sabe-se que a potência ativa e reativa possuem duas componentes: a potência gerada pelo sistema fotovoltaico (P_{fv} e Q_{fv}) e a potência consumida pela carga (P_{ld} e Q_{ld}), tem-se que:

$$\Delta V_{ld} \approx \frac{R(P_{fv} - P_{ld}) + X(Q_{fv} - Q_{ld})}{V_{ld}} \quad (2.5)$$

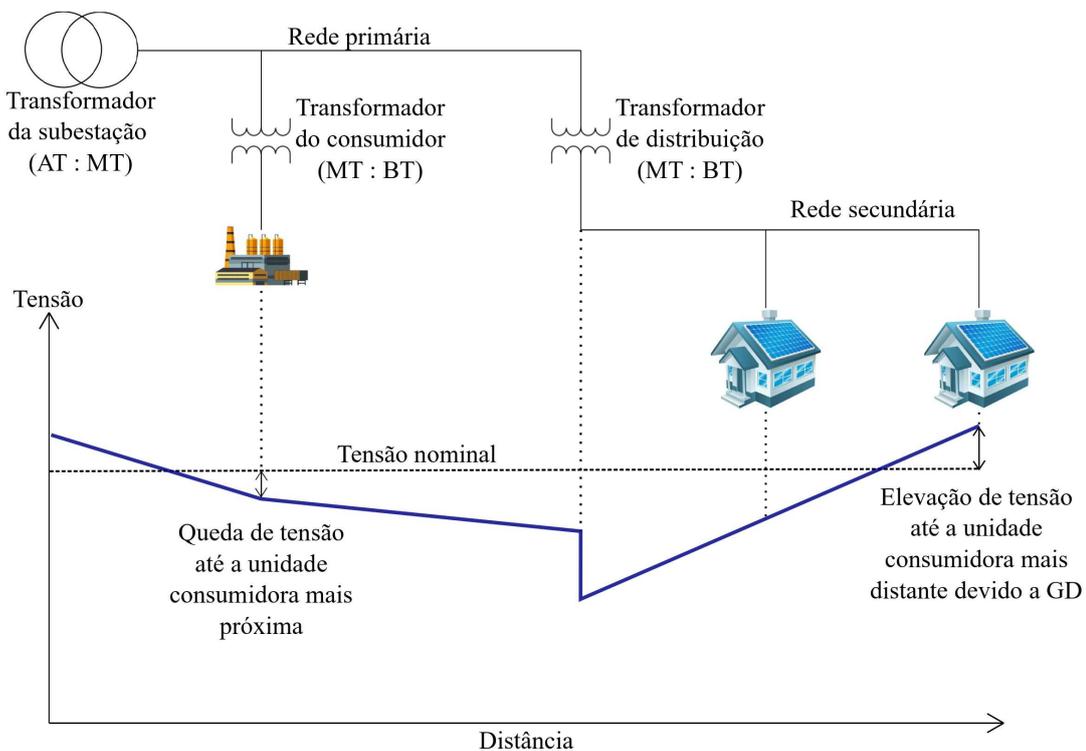
Desta forma, através da Equação 2.5, percebe-se que:

- A potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico tem mais impacto que a potência reativa gerada, uma vez que a resistência da linha é usualmente bem maior que a reatância;
- Quanto menor a potência consumida pela carga, maior é o aumento de tensão na barra da carga para um determinado valor de P_{fv} ;

- Quanto menor o nível de curto-circuito (maiores valores para a resistência e reatância da linha), maior será o aumento da tensão na barra da carga;
- Quanto menor a tensão na barra da carga, maior é a influência da injeção de potência sobre a mesma.

Sem um controle de tensão, os consumidores podem ter problemas com sobre-tensão, independentemente do quão distantes estejam do alimentador, conforme pode-se observar na Figura 2.3. Porém, em momentos do dia em que não há geração fotovoltaica, como a noite, por exemplo, tem-se o mesmo perfil de tensão observado na Figura 2.1.

Figura 2.3 – Perfil de tensão para um sistema de distribuição com geração distribuída durante um dia de sol com geração máxima.



Fonte: adaptado de (RAHIMI *et al.*, 2012)

Assim, o VVC atua nos equipamentos disponíveis na rede de forma a otimizar as atuações dos mesmos, determinando assim o melhor ajuste para cada equipamento de acordo com as condições de operação do sistema naquele instante. Essa operação pode acontecer em tempo real, a medida em que ocorre a variação das cargas, ou no caso da geração distribuída, variação da potência injetada na rede pelos micro e minigeradores (MELLO *et al.*, 2017; RAGHAVENDRA; GAONKAR, 2016; JABR; DŽAFIĆ, 2016), ou podem ocorrer em horários pré-estabelecidos ou baseados na previsão de carga para o dia

seguinte (OSHIRO *et al.*, 2010; CUTSEM; VALVERDE, 2013; JASHFAR; ESMAEILI, 2014).

A utilização de técnicas de controle de tensão e potência reativa garantem uma série de benefícios a rede de distribuição como um todo, seja ela tradicional ou com geradores fotovoltaicos. Além dos benefícios citados anteriormente, também pode-se mencionar, o aumento da vida útil dos equipamentos disponíveis na rede elétrica, uma vez que o controle evita atuações desnecessárias e repetitivas.

2.2 Arquiteturas de Controle Volt/Var

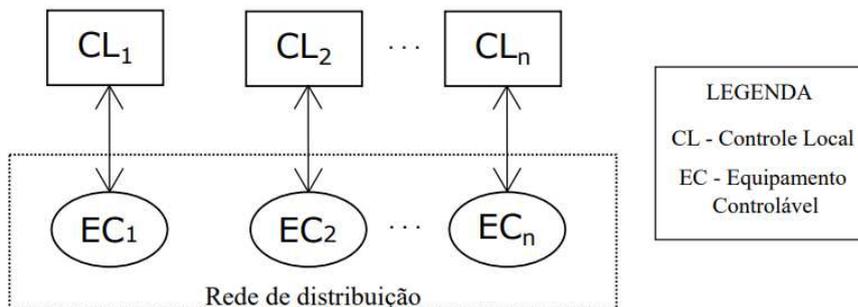
Em 1882, o primeiro sistema de distribuição entrou em funcionamento na cidade de Nova York, por Thomas Edison. Desde então, houve muito esforço para manter tais sistemas com as menores perdas possíveis. As invenções de equipamentos como transformadores, bancos de capacitores e reguladores de tensão vieram para diminuir a queda de tensão em redes longas (TAYLOR, 2012). Neste contexto, surgiram as primeiras formas de VVC, que segundo (BIDGOLI; CUTSEM, 2018) podem ser divididas em 3 tipos: local, central e hierárquico. Em (ANTONIADOU-PLYTARIA *et al.*, 2017), há a complementação dessas arquiteturas, tendo a inserção de duas novas categorias: o controle distribuído e o descentralizado.

2.2.1 Controle Local

Considerada como a arquitetura de controle mais simples, mas amplamente utilizada nas redes de distribuição (ROYTELMAN; GANESAN, 2000), no controle local não há uma hierarquia e comunicação entre os dispositivos da rede, podendo gerar atuações desnecessárias ou conflitantes, até mesmo piorando o estado da rede (LI *et al.*, 2018; MELLO, 2018; MERCER, 2016). Esse tipo de controle considera apenas as medições locais, e toma decisões individualmente, sem ter conhecimento de como a mudança realizada afetará os demais aspectos do sistema. A Figura 2.4 ilustra o funcionamento desse tipo específico de arquitetura, onde para cada equipamento controlável presente na rede, há um controlador local responsável pela atuação no equipamento.

Em (RAHIMI *et al.*, 2012) discute-se sobre esse tipo de arquitetura e se decisões individuais podem chegar ao estado ótimo do ponto de vista global. De acordo com (MEIER, 2013), esse tipo de arquitetura consegue manter o perfil de tensão adequado em redes relativamente pequenas, mas à medida que inserimos geração distribuída, o problema torna-se mais complexo e conseqüentemente, apenas um controle local não é o suficiente para garantir a resposta mais otimizada possível.

Figura 2.4 – Modelo esquemático da arquitetura de controle local.

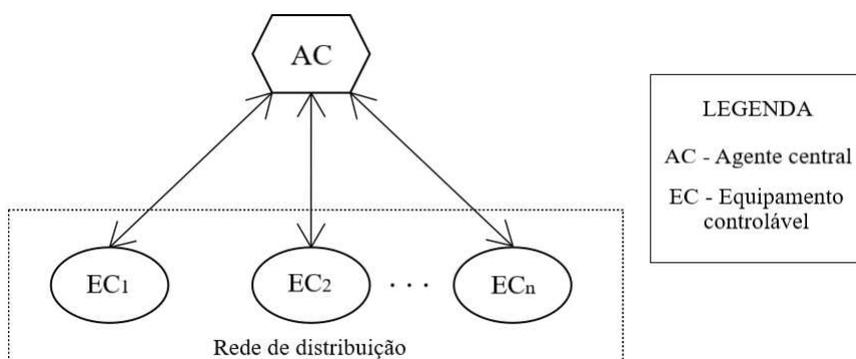


Fonte: adaptado de (PATO, 2019)

2.2.2 Controle Central

A partir da década de 90, com a evolução dos dispositivos de controle, houve também o surgimento de novas abordagens para o VVC, como o controle central. Diferentemente do controle local, essa nova abordagem possui um agente central que controla todos os equipamentos da rede de forma simultânea, levando em consideração a contribuição de cada equipamento, bem como sua configuração, para a minimização das perdas naquele sistema ao longo do dia (VIAWAN; KARLSSON, 2008). Para esse tipo de arquitetura, é necessária uma infraestrutura para promover essa comunicação. Geralmente, para esse tipo de controle, usa-se SCADA, que captura e armazena em um banco de dados as informações do sistema em tempo real. A Figura 2.5 ilustra o funcionamento desse tipo de arquitetura, onde um agente central controla todos os equipamentos presentes na rede.

Figura 2.5 – Modelo esquemático da arquitetura de controle central.



Fonte: adaptado de (PATO, 2019)

Em (ROYTELMAN *et al.*, 1995) há um exemplo desse tipo de arquitetura para VVC. Em (VIAWAN; KARLSSON, 2008) é realizado um estudo comparativo entre o controle local e centralizado, chegando à conclusão de que para todos os estudos de

caso no qual ambas as arquiteturas foram aplicadas, o controle central sempre chegou em resultados melhores, ou seja, com as menores perdas, em comparação com o controle local.

Porém, tal infraestrutura necessita de medições e telecomunicações adequadas, de forma que o custo para implementar tal arquitetura torna-se mais elevado quando comparado à arquitetura de controle local (EVANGELOPOULOS *et al.*, 2016). Outra desvantagem é o fato do controlador central se comunicar com muitos equipamentos controláveis ao mesmo tempo, gerando um volume de dados elevado e que pode reduzir a velocidade da solução. A presença de apenas um controlador central pode também influenciar na confiabilidade do sistema como um todo, uma vez que uma falha nesse controlador pode comprometer toda a operação do sistema. Da mesma forma, durante uma manutenção neste controlador central, é necessário desligar toda a rede por ele controlada (ZHAO *et al.*, 2014).

O trabalho de (CUTSEM; VALVERDE, 2013) abordou o problema no perfil de tensão devido à utilização de geração distribuída no sistema de distribuição, utilizando VVC com uma arquitetura do tipo centralizada. Seu trabalho considera apenas os inversores fotovoltaicos como dispositivos de controle.

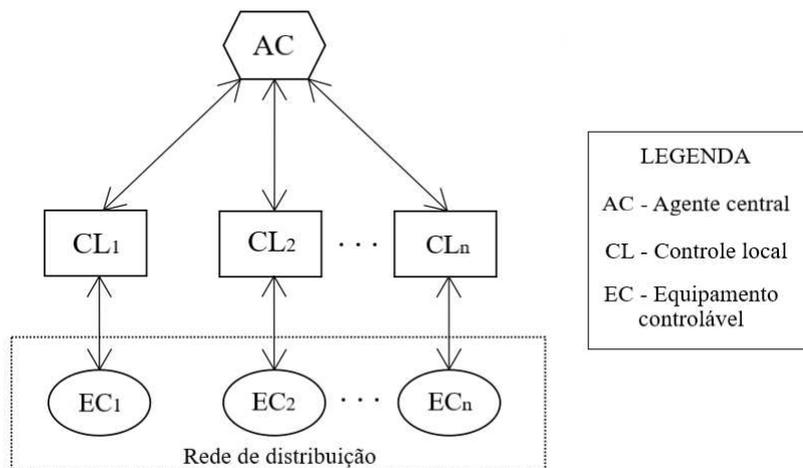
Observa-se que uma arquitetura centralizada permite ações mais específicas e otimizadas, porém depende de uma infraestrutura mais complexa e cara, e de confiáveis canais de comunicação entre os equipamentos, além de contar com um intervalo sem ação do agente central (esse agente somente atua em intervalos específicos, com por exemplo, a cada 15 minutos).

2.2.3 Controle Hierárquico

A união entre o controle local e central é chamado de controle hierárquico (ou híbrido, ou combinado), cujo funcionamento segue níveis de prioridades previamente estabelecidos. Essa abordagem combina o funcionamento de controladores locais e centralizados, de forma que há um agente central que coleta todas as medições e encontra os ajustes ótimos para todos os equipamentos da rede em um intervalo previamente definido. Já o controle local atua durante esse intervalo, realizando ajustes localmente caso seja necessário. A Figura 2.6 ilustra o funcionamento desse tipo de arquitetura, onde há um agente central e diversos agentes locais.

Esse tipo de controle resolve alguns problemas relacionados à confiabilidade da arquitetura central, uma vez que se ocorrer qualquer problema com a comunicação entre os equipamentos controláveis e o controlador central, os controladores locais continuarão funcionando normalmente e atuando quando necessário (LIAO *et al.*, 2012). Porém, tal

Figura 2.6 – Modelo esquemático da arquitetura de controle hierárquico.



Fonte: adaptado de (PATO, 2019)

arquitetura necessita de uma maior infraestrutura e conseqüentemente é mais cara que as apresentadas anteriormente.

O trabalho de (LIAO *et al.*, 2012) propõe uma estrutura de controle com uma hierarquia em dois níveis, onde o primeiro nível é responsável pelo controle do perfil do sistema atuando nos inversores fotovoltaicos, enquanto o segundo nível atua nos demais equipamentos da rede. Esse trabalho considera as previsões de geração para o dia seguinte, bem como o perfil de carga esperado para o mesmo dia. O modelo hierárquico proposto demonstra uma redução das perdas elétricas totais, bem como a manutenção do perfil de tensão dentro dos limites adequados.

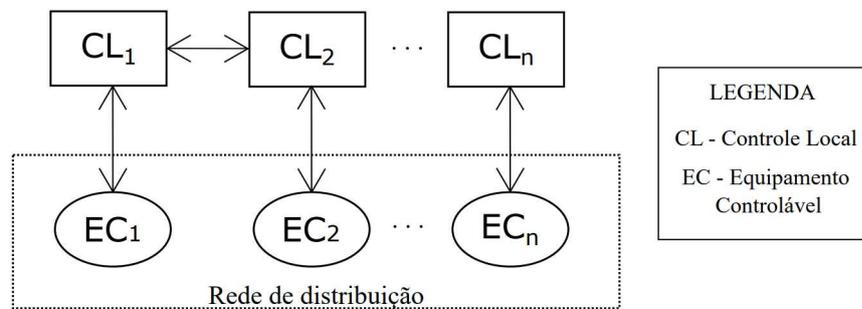
A dissertação de (MERCER, 2016) também utiliza o mesmo tipo de controle para minimizar as perdas e melhorar o perfil de tensão. Esse trabalho também considera dois níveis de hierarquia, sendo que o primeiro nível compreende o controlador central e atua a cada 15 minutos, enquanto que o segundo nível, composto pelos controladores locais, atua continuamente, de forma a garantir uma operação contínua do sistema de otimização. A autora comprovou a viabilidade da técnica através de testes em três sistemas de testes diferentes, obtendo resultados satisfatórios no que diz respeito aos objetivos previamente citados. A dissertação de (PATO, 2019) apresenta um sistema muito semelhante ao de (MERCER, 2016).

2.2.4 Controle Distribuído

No controle distribuído ocorre a troca de informações entre controladores locais, sem a necessidade de um controlador central. Isso ocorre através de estrutura de comunicação mais simplificada, através de sistemas de rádio ou utilizando a própria rede

elétrica. A Figura 2.7 ilustra o funcionamento desse tipo de arquitetura, onde há apenas a presença de controladores locais.

Figura 2.7 – Modelo esquemático da arquitetura de controle distribuído.



Fonte: adaptado de (PATO, 2019)

A maior vantagem desse sistema é a utilização de uma estrutura de comunicação mais simples, quando comparada com sistemas de controle centralizado e hierárquico. Conseqüentemente, é um sistema mais barato e com uma infraestrutura mais simples.

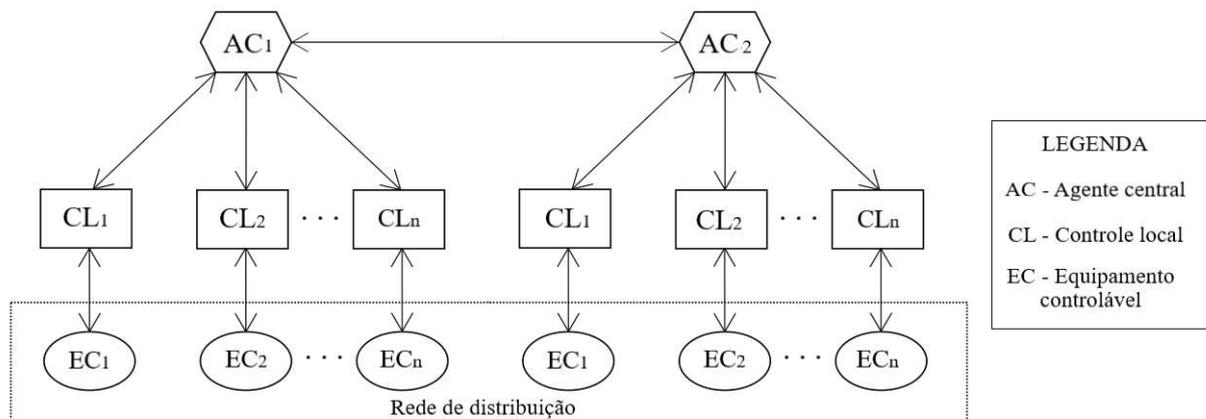
Um dos primeiros trabalhos que utilizam tal arquitetura em sistemas de distribuição com geração distribuída foi o de (BARAN; EL-MARKABI, 2007), onde cada controlador local monitora o nível de tensão localmente. Caso ocorra uma alguma violação de tensão, o controlador do local recebe essa informação e passa uma mensagem para os demais controladores com a variação de tensão necessária para que o perfil de tensão volte a níveis adequados. Cada controlador responde a essa mensagem com os valores reativos que podem injetar e o custo desta operação. O controlador do local com violação de tensão analisa as mensagens recebidas e calcula o ponto ótimo de operação e envia para o restante dos controladores a quantidade de reativo que cada um deve injetar na rede. Desta forma, não há um agente central que controla toda a ação do sistema, mas sim uma ação conjunta de todos os controladores locais disponíveis na rede.

2.2.5 Controle Descentralizado

Conforme observado em (TAHIR *et al.*, 2016), para sistemas grandes e com muitas variáveis a serem controladas, como um sistema de distribuição, usar essa metodologia de controle centralizado pode demandar muito tempo para alcançar o resultado do problema de otimização. Dentro deste contexto, existe a abordagem do controle descentralizado, onde o sistema é dividido em sub-regiões. Cada uma dessas regiões (ou agentes) conta com um controlador próprio que busca a otimização das perdas para aquela região. Os controladores se comunicam entre si, compartilhando cada alteração realizada no sistema (vide Figura 2.8). Isso permite que seja realizada uma coordenação entre os agentes,

sendo considerada a principal vantagem dessa metodologia (ZOKA *et al.*, 2014). Porém, tal arquitetura necessita de uma infraestrutura de comunicação mais robusta e consequentemente, mais cara, quando comparada com as arquiteturas apresentadas anteriormente.

Figura 2.8 – Modelo esquemático da arquitetura de controle descentralizado.



Fonte: adaptado de (PATO, 2019)

Em (ZOKA *et al.*, 2014) há uma proposta de um VVC com arquitetura descentralizada, de forma a reduzir as perdas e atender o perfil de tensão adequado. O sistema desenvolvido por pelo autor é dividido em zonas com controladores centrais próprios. Esses controladores centrais se comunicam entre si através de uma memória de dados comum. O sistema proposto foi validado através de simulações computacionais.

2.2.6 Comparação entre as Arquiteturas de Controle

Conforme apresentado anteriormente, há diferentes tipos de arquiteturas de controle que podem ser utilizadas para aplicações de VVC. Cada arquitetura tem suas vantagens e desvantagens, e cabe ao desenvolvedor analisar cada uma delas e definir qual a arquitetura mais adequada para a aplicação desejada. A Tabela 2.1 faz uma comparação entre os diferentes tipos de arquiteturas apresentados anteriormente.

2.3 Equipamentos Controláveis

Independente da arquitetura escolhida para o controle, há a necessidade de realizar o controle de certos equipamentos na rede elétrica. Diversos artigos abordam a questão de quais equipamentos devem ser controlados. Segundo (MELLO, 2018) há duas categorias de equipamentos controláveis: os tradicionais da rede, como banco de capacitor, dispositivos de comutação de tap sob carga e reguladores de tensão, e os oriundos de eletrônica de potência, como os inversores dos geradores fotovoltaicos. A utilização dessa

Tabela 2.1 – Comparação entre os diferentes tipos de arquitetura de VVC.

Requisitos	Controle Local	Controle Central	Controle Hierárquico	Controle Distribuído	Controle Descentralizado
Controle do perfil de tensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Controle do fator de potência	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Monitoramento contínuo	Sim	Não	Sim	Sim	Sim
Otimização coordenada	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Infraestrutura compartilhada com aplicações SCADA, DMS, entre outros	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Complexidade	Baixa	Média	Alta	Alta	Alta

Fonte: adaptado de (ULUSKI, 2010) e (MELLO, 2018)

última categoria como um equipamento controlável é relativamente recente, mas já vem demonstrando grandes vantagens no ao VVC.

2.3.1 Estado da Arte

Inicialmente, conforme demonstrado em (PASERBA *et al.*, 1994) há a coordenação apenas entre bancos de capacitores e reguladores de tensão de forma a se comprovar uma melhora da qualidade da energia. Outras metodologias, como a apresentada em (LU; HSU, 1995), tinham como objetivo criar um VVC para uma subestação de distribuição de modo a minimizar os desvios de tensão do barramento do transformador. Para isso, o autor utiliza programação dinâmica para realizar um controle dos bancos de capacitores e dos dispositivos de comutação de tap sob carga com restrições ao número máximo de comutações por dia. (GU; RIZY, 1996) também aborda o controle de bancos de capacitores e reguladores de tensão, porém agora utilizando princípios de redes neurais em sistemas de energia em tempo real. O objetivo, neste caso, é minimizar as perdas de energia do sistema mantendo as tensões dentro dos limites estabelecidos. Da mesma forma, (WONG *et al.*, 2000) aplica o VVC utilizando *Fuzzy Dynamic Programming* para coordenar bancos de capacitores e dispositivos de comutação de tap em uma subestação, de modo a reduzir o número de operações e manter as tensões dentro dos limites estabelecidos.

A partir do desenvolvimento de inversores inteligentes e sua aplicação nos geradores fotovoltaicos, foi possível utilizar esses equipamentos no controle da tensão e potência reativa. O artigo (OSHIRO *et al.*, 2010) propõe um controle de tensão utilizando técnicas de otimização com valores previstos de demanda, tanto da carga quanto de ge-

ração fotovoltaica. Para este método, foi desenvolvida uma rotina no software MATLAB de forma a controlar os inversores da geração distribuída e os dispositivos de comutação de tap sob carga. Também em (JAKUS *et al.*, 2015) há uma proposta de um método VVC para redes de distribuição com alta penetração de geração fotovoltaica utilizando de programação linear inteira mista. O objetivo neste caso, é a maximização da geração fotovoltaica através do controle da energia reativa e minimização das perdas diárias do sistema de distribuição através dos controles de dispositivos de comutação de tap sob carga e da potência reativa a ser consumida ou injetada pelos geradores distribuídos. O método é avaliado em testes na rede IEEE 69 barras.

Diferentemente dos trabalhos da época, (PADILHA-FELTRIN *et al.*, 2015) propõe a utilização do VVC para a otimização do problema de economia de energia e alívio da demanda de pico. Para este caso, o controle trabalha com bancos de capacitores, dispositivos de comutação de tap sob carga e relés reguladores automáticos de tensão - do inglês *Automatic Voltage Regulator* (AVR) -, de forma a realizar uma previsão de carga para o dia ou semana seguinte. As soluções obtidas descreveram grandes benefícios técnicos e econômicos. Para este caso em específico não foram considerados os inversores inteligentes, mas sim um tipo específico de relé, demonstrando que há uma infinidade de equipamentos que podem ser controláveis pelo VVC.

A pesquisa relatada em (RAGHAVENDRA; GAONKAR, 2016) também realiza o VVC para uma rede inteligente com alta penetração de geração distribuída, utilizando os próprios inversores dessa geração e os dispositivos de comutação de tap sob carga para garantir que o sistema mantenha as tensões dentro dos limites estabelecidos. Essa metodologia foi avaliada em um sistema de 12 barras. Em (MELLO, 2018) tem-se a aplicação do VVC em redes de distribuição, combinando um controle de equipamentos tradicionais e eletrônicos, através de uma lógica fuzzy, para garantir a minimização dos desvios de tensão e um controle da comutação dos equipamentos. O trabalho (LONG *et al.*, 2019) utiliza o VVC para coordenar bancos de capacitores, dispositivos de comutação de tap sob carga e inversores fotovoltaicos, através de técnicas de programação linear sucessiva, cujo o objetivo é a minimização dos desvios de tensão e minimização da atuação dos dispositivos de comutação de tap sob carga. Este trabalho, que foi validado através de simulações em sistemas de 47 barras, demonstra que a utilização dos inversores como equipamentos controláveis para VVC melhora a regulação de tensão e reduz as operações dos comutadores, em comparação com as simulações onde o VVC não considerou os inversores fotovoltaicos.

Em (JHA *et al.*, 2019) há a aplicação do conceito da redução do perfil da tensão entregue - do inglês *Conservative Voltage Reduction* (CVR) - utilizando técnicas de otimização VVC. Para essa abordagem, o VVC controla os reguladores de tensão,

bancos de capacitores e inversores fotovoltaicos através de dois níveis distintos: o primeiro nível controla esses dispositivos através de programação linear inteira mista, enquanto que o segundo nível há o controle apenas dos inversores, utilizando programação não linear, de modo a se obter a melhor solução para um dado momento. A aplicação de tal metodologia em sistemas com 13, 123 e 329 barramentos, respectivamente, mostram a aplicabilidade da estrutura para se atingir os objetivos do CVR.

Mais recentemente, (ARORA *et al.*, 2021) propõe um método combinado de VVC e CVR, de forma a controlar a tensão sem influenciar na potência ativa gerada pelos sistemas fotovoltaicos residenciais. Todo o controle proposto é realizado considerando apenas os inversores inteligentes e utilizando as diferentes funções desse equipamento. Desta forma, o autor compara as funções Volt-Var, Volt-Var-histerese, Volt-Watt e combinações entre elas, para obter o melhor resultado. Em (GHARAVI *et al.*, 2021), o autor utiliza o método de otimização por enxame de partículas por Pareto para controlar OLTCs e bancos de capacitores, com o objetivo de reduzir as perdas ativas totais do sistema de distribuição. O trabalho de (PAMSHETTI *et al.*, 2021), utiliza da metodologia do CVR juntamente com o VVC para controlar inversores inteligentes e *Soft Open Point (SOP)* - equipamento eletrônico de potência constituído de dois conversores *back-to-back* e que substitui a chave de ligação tradicional (WANG *et al.*, 2021) - de forma a reduzir as perdas e manter a tensão dentro dos limites adequados. Por último, (AZARNIA; RAHIMIYAN, 2022) trabalha com um modelo de otimização robusto para controlar OLTCs e bancos de capacitores, com o objetivo de minimizar os custos de operação, manter as tensões dentro dos limites admissíveis e garantir uma menor comutação dos equipamentos.

2.3.2 Equipamentos Tradicionais

Banco de capacitores, regulador de tensão e transformador de potência com comutação sob carga são equipamentos tradicionais na rede distribuição, ou seja, são dispositivos que já estão presentes nos sistemas de distribuição brasileiros atuais. Eles podem ser instalados ao longo da linha ou na subestação, de acordo com a topologia da rede e de como a concessionária realiza a regulação de tensão. Esses equipamentos já são utilizados para realizar o VVC, conforme demonstrado anteriormente.

2.3.2.1 Bancos de Capacitores

O capacitor é um dispositivo que armazena uma determinada quantidade de energia em um campo elétrico (FILHO, 2005). Bancos de capacitores ligados em paralelo (*shunt*) na rede (vide Figura 2.9) são amplamente utilizados em sistemas de distribuição para a compensação de reativos. Como a maioria das cargas tem características indutivas, os capacitores shunt modificam as características desse tipo de carga ao injetar uma

corrente adiantada em relação à tensão. Essa corrente neutraliza parte ou toda a corrente atrasada em relação a tensão da carga indutiva conectada à rede elétrica (GÖNEN, 2008). A utilização desse equipamento gera uma série de benefícios para a rede como um todo, como por exemplo: melhora do fator de potência, regulação de tensão, redução das perdas totais, dentre outros (FILHO, 2005).

Figura 2.9 – Banco de capacitores instalados em um poste.



Fonte: (CRUDELE *et al.*, 2006)

Essas melhorias ocorrem devido à redução da magnitude da corrente decorrente da injeção de potência reativa por parte do banco de capacitores, conforme pode ser observado na Figura 2.10 e nas Equações 2.6, 2.7 e 2.8.

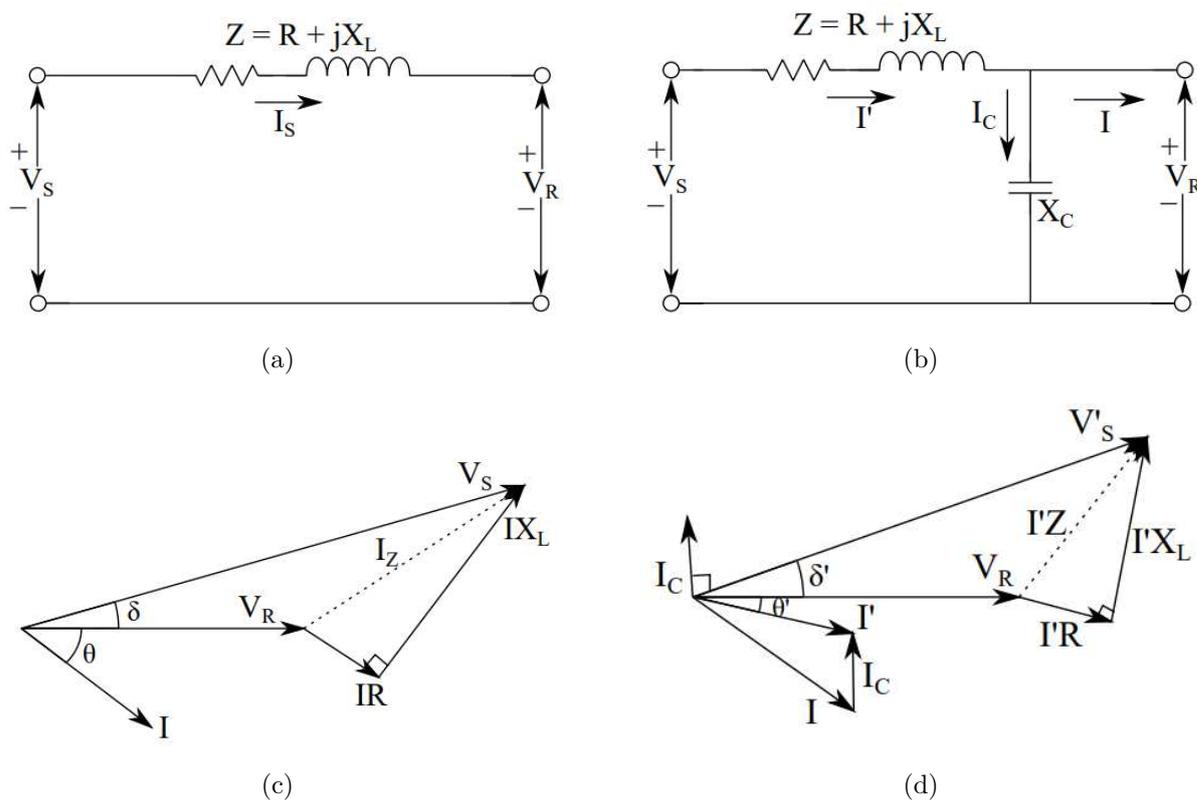


Figura 2.10 – Diagrama fasorial para um circuito (a) e (c) sem capacitor e (b) e (d) com capacitor.

$$Perdas = R \cdot |\hat{I}|^2 \tag{2.6}$$

$$FP = \frac{P_c}{|\hat{V}| \cdot |\hat{I}|} \tag{2.7}$$

$$|\Delta\hat{V}| = |R + jX| \cdot |\hat{I}| \tag{2.8}$$

Assumindo P_c constante, percebe-se que as perdas são diretamente proporcionais à magnitude da corrente, e o fator de potência inversamente proporcional. Ou seja, à medida que temos uma redução da magnitude da corrente, temos também uma redução das perdas e um aumento do fator de potência, conforme o esperado. A queda de tensão (dado por $\Delta\hat{V}$) também é diretamente proporcional à magnitude da corrente.

Para o melhor funcionamento da rede elétrica como um todo, deve-se realizar o dimensionamento dos bancos de capacitores antes de realizar a sua instalação. O correto

dimensionamento garante que a quantidade necessária de potência reativa está sendo inserida na rede. Um subdimensionamento não resolve o problema do perfil de tensão, enquanto um sobredimensionamento pode gerar problemas de sobretensão, aumento das perdas e piora do fator de potência (que se torna capacitivo).

Bancos de capacitores podem ser fixos ou chaveados, sendo que o fixo atua durante todo o tempo, injetando um valor constante de potência reativa, e o chaveável modifica o valor de reativos a serem injetados na rede de acordo com a variação da grandeza controlada (MERCER, 2016). Porém, o número de atuações do capacitor chaveável é limitado em 4 por dia, de forma a ter uma maior vida útil do equipamento em questão (FILHO, 2005).

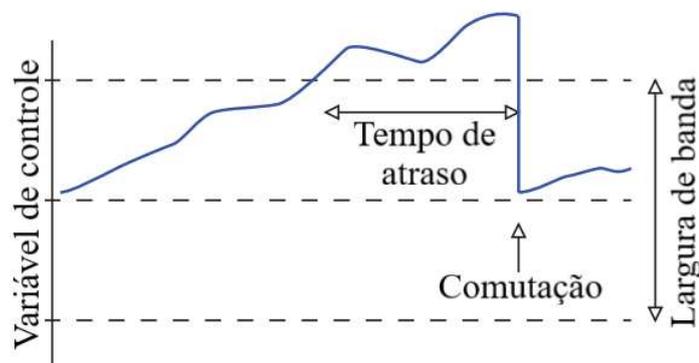
Como a carga de um sistema altera durante o dia, o banco de capacitores tem que ser capaz de alterar a potência reativa injetada, de forma a acompanhar essas mudanças. Segundo (SHORT, 2004), há seis maneiras de se realizar o controle desse tipo de banco de capacitores:

- **Através do tempo:** onde o banco de capacitores é programado para ligar e desligar em horários específicos do dia, seguindo a média de carga para o sistema. É o controle mais simples e barato, porém pode gerar alguns problemas na rede se a carga for diferente do esperado;
- **Através da temperatura:** o controle liga e desliga o banco de capacitores de acordo com a temperatura do equipamento. Os valores das temperaturas limites são configuráveis, mas normalmente variam de 85 a 90°F para que o equipamento seja ligado, e 75 a 80°F para que seja desligado;
- **Através da tensão:** o banco de capacitor liga e desliga baseado na tensão do sistema. Os valores mínimo e máximo, bem como os tempos de atraso, são fornecidos ao controlador;
- **Através da potência reativa:** é o método de controle mais confiável entre os apresentados, pois possui a maior precisão para garantir que o capacitor esteja conectado nos momentos de máxima redução de perdas. Para isso, é necessário fornecer ao controlador os valores máximo e mínimo da potência reativa;
- **Através do fator de potência:** semelhante ao apresentado anteriormente, porém não é comumente utilizado, uma vez que as concessionárias preferem utilizar o controle por potência reativa;

- **Através da corrente de linha:** onde o capacitor é ligado e desligado com base na corrente de linha do mesmo. Esse controle aciona o capacitor durante cargas mais pesadas (quando o sistema tem uma necessidade maior de potência reativa).

Com exceção do controle baseado no tempo, todo sistema de controle de bancos de capacitores controla uma variável específica (temperatura, tensão, potência, dentre outras). Há sempre um valor máximo e mínimo permitido. Caso a variável de controle ultrapasse o valor máximo, o banco de capacitores é ligado. Da mesma forma, caso ultrapasse o valor mínimo permitido, o equipamento é desconectado. Além disso, todo o controlador tem tempos de atraso e larguras de banda, para garantir que não ocorra comutações excessivas ao longo do dia. Esses parâmetros garantem que o banco de capacitores não será chaveável em caso de mudanças momentâneas. Conforme indicado pela Figura 4.1, o equipamento apenas será comutado se a variável de controle permaneça fora da faixa adequada por um tempo superior ao tempo de atraso

Figura 2.11 – Controle de banco de capacitores baseado na largura da banda e tempo de atraso.



Fonte: adaptado de (SHORT, 2004)

Em um sistema de distribuição, os bancos de capacitores podem ser instalados de três formas distintas: capacitores fixos em postes, capacitores chaveados em postes e capacitores chaveados na subestação (FILHO, 2005), sendo que cada tipo de instalação possui benefícios específicos, cabendo assim à distribuidora analisar qual a instalação necessária.

- **Capacitores fixos em postes:** é a instalação mais simples entre as três citadas, pois trata-se de um banco de capacitor mais simples e conseqüentemente mais barato (quando comparado com um banco de capacitor chaveável de mesma potência). Porém, esta instalação possui limitações, uma vez que o banco de capacitores injeta na rede o mesmo valor de potência reativa durante todo o dia. Desta forma, não é

indicada para redes com cargas que variam muito ao longo do dia. Em rede onde a carga costuma ser constante durante todo o dia, é uma opção para reduzir as perdas e manter o perfil de tensão dentro dos níveis adequados.

- **Capacitores chaveados em postes:** instalação muito semelhante a anterior, com a diferença apenas no tipo de capacitor a ser instalado. Por serem capacitores capazes de alterar a potência reativa injetada na rede, são indicados para redes com alterações na demanda ao longo do dia (contanto que sejam alterações lentas e não muito frequentes).
- **Capacitores chaveados na subestação:** as concessionárias de energia instalam capacitores chaveados no barramento das subestações para regular o nível de tensão do sistema de distribuição. Principalmente para compensar o fator de potência na alta tensão, pois a distribuidora deve respeitar limites de fator de potência do PROREDE/ONS no ponto de fronteira com a alta tensão. Caso o contrário, está sujeita a multas.

2.3.2.2 Regulador de Tensão

O regulador de tensão (Figura 2.12) é um equipamento tradicionalmente utilizado nas redes de distribuição para manter os níveis de tensão dentro dos limites especificados (FILHO, 2005). Em sistemas de distribuição ele é composto por um autotransformador monofásico com ajuste automático de taps. Geralmente, os reguladores de tensão são capazes de fornecer um range de -10 a +10% da tensão nominal, através de 32 taps (SHORT, 2004). São compostos por um enrolamento série, capaz de ser comutado com carga, e um enrolamento em paralelo. Possui três terminais disponíveis: F, que é conectado diretamente na fonte; C, que é conectado na carga; e FC, que é conectado na fonte e na carga, conforme demonstrado na Figura 2.13 (GÖNEN, 2008).

A Figura 2.13 ilustra o funcionamento de um regulador de tensão. A tensão da fonte alcança o reator, que permite que seja realizada a alteração do tap sob carga. Este, por sua vez, pode variar dentre uma série de derivações ao longo do enrolamento série. A bobina em paralelo, juntamente com o transformador de potencial (TP), realizam medições de tensão no lado da carga. Essas medições são enviadas ao controle que decide se o regulador vai atuar como elevador ou abaixador de tensão (através da chave em derivação) e qual o tap que será utilizado para garantir que a tensão na carga esteja dentro dos valores permitidos pela ANEEL (FILHO, 2005).

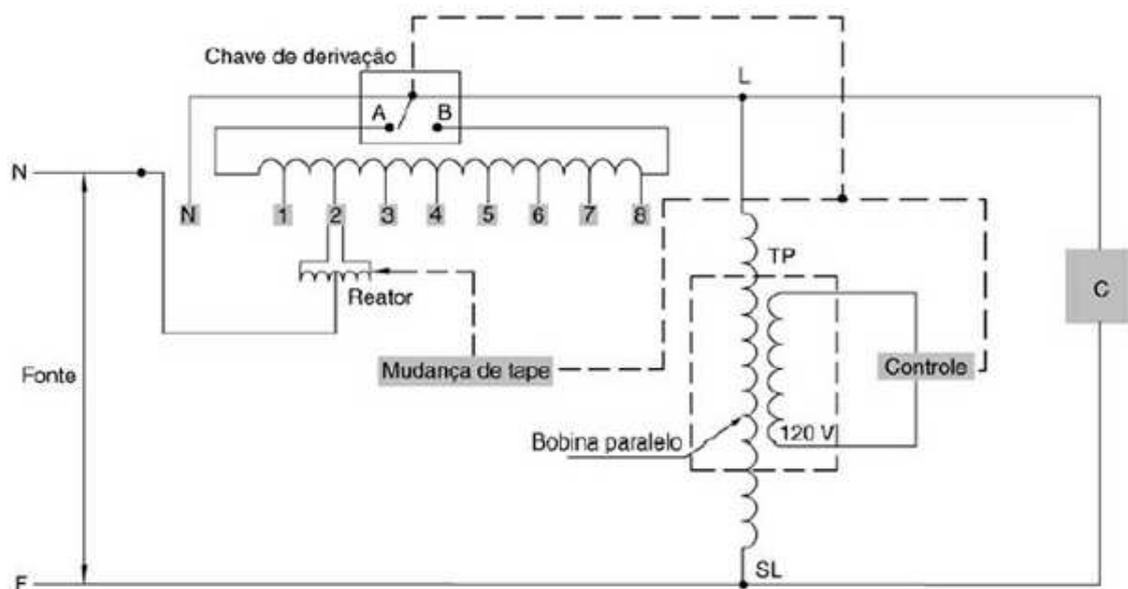
Esse controlador, assim como o controlador dos bancos de capacitores chaveados, possui um tempo de atraso e uma largura de banda (vide Figura 4.1), a fim de

Figura 2.12 – Regulador de tensão monofásico utilizado pelas distribuidoras de energia.



Fonte: (ITB, 2017)

Figura 2.13 – Desenho esquemático de um regulador de tensão.



Fonte: (FILHO, 2005)

assegurar que os chaveamentos realizados não sejam desnecessários. Desta forma, assim que o controlador percebe uma alteração na tensão, maior que a largura de banda, ele aguarda o tempo de atraso e modifica o tap do regulador de tensão. Se mesmo depois dessa alteração, a tensão ainda permanecer fora da largura de banda, o controlador altera o tap mais uma vez. Alguns controladores realizam essa segunda modificação no mesmo instante, enquanto outros esperam o tempo de atraso novamente (SHORT, 2004). Larguras de banda maiores reduzem o número de comutações do equipamento, porém necessitam de uma regulação maior para o sistema.

Os reguladores de tensão podem ser monofásicos ou trifásicos, sendo que o primeiro é comumente utilizado nas linhas de distribuição, enquanto que o segundo é instalado no barramento da subestação de distribuição (FILHO, 2005).

A forma como se realiza a ligação entre os reguladores monofásicos influencia na faixa de regulação disponível. Um regulador monofásico utilizado em uma rede monofásica, pode regular 100% da faixa de regulação. dois reguladores conectados em delta aberto, podem regular 110% da faixa de regulação, enquanto que três reguladores em delta, podem regular 115% (FILHO, 2005). A faixa de regulação percentual é dada pela Equação 2.9, onde V_c é a tensão na carga e V_e é a tensão na fonte.

$$\Delta V_p = \frac{V_c - V_e}{V_e} \cdot 100 \quad (2.9)$$

A tensão regulada pelo equipamento é dada pela Equação 2.10, onde ΔR_p é a porcentagem da faixa de regulação e V_{nom} é a tensão nominal do circuito.

$$V_r = \Delta R_p \cdot V_{nom} \quad (2.10)$$

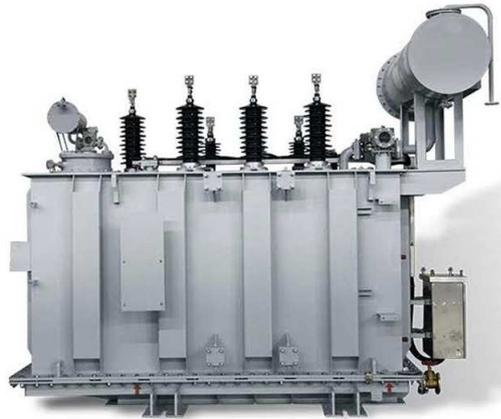
A instalação deste equipamento ocorre em locais onde a tensão em carga máxima é muito próxima ao limite inferior estabelecido pela ANEEL. Mas, após a instalação do mesmo, a tensão em carga mínima não deve ultrapassar o limite máximo permitido. Para queda de tensões elevadas, pode-se utilizar reguladores de tensão juntamente com bancos de capacitores. No que diz respeito à regulação de tensão, dentre os dispositivos apresentados, é através do regulador de tensão que se obtém os melhores resultados (FILHO, 2005).

2.3.2.3 Transformador de Potência com Comutação sob Carga

O OLTC (Figura 2.14) é um transformador que permite a alteração da relação de transformação sem que seja necessário interromper o fornecimento de energia à carga. Por esse motivo, esse equipamento é muito utilizado na distribuição de energia para realizar a regulação de tensão (DOHNAL, 2013). Esse equipamento promove um ajuste entre -10% e +10% na magnitude da tensão (KERSTING, 2002; USIDA, 2007).

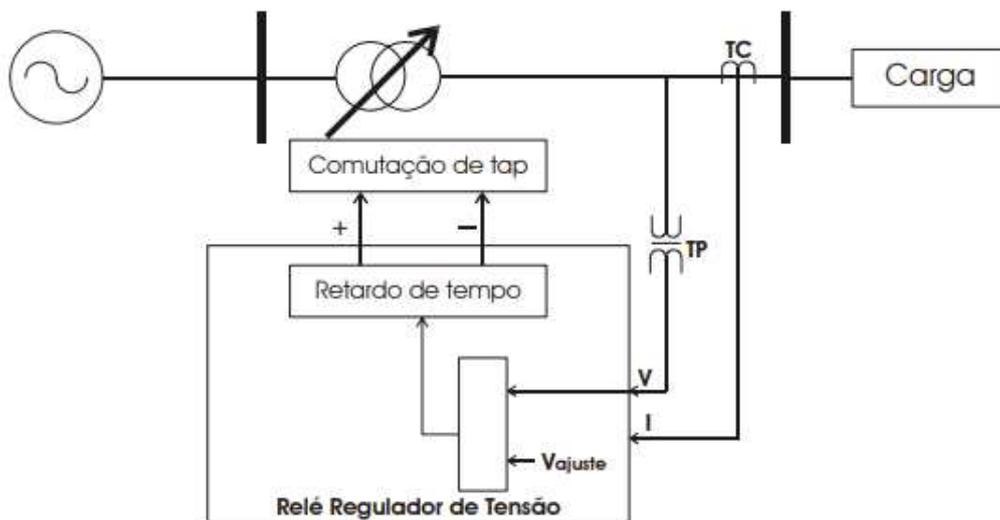
A Figura 2.15 ilustra o funcionamento básico de um OLTC. O relé regulador de tensão (relé 90) monitora continuamente a tensão na carga. Quando o relé percebe a necessidade de uma alteração no tap no OLTC, ele envia um comando para os motores que realizam a comutação de forma a ajustar a tensão fornecida à carga (USIDA, 2007).

Figura 2.14 – Transformador de potência com comutação sob carga utilizado pelas distribuidoras de energia.



Fonte: (PEOPLE ELETRIC, 2022)

Figura 2.15 – Desenho esquemático do funcionamento de um OLTC.



Fonte: (USIDA, 2007)

Para esse equipamento, também é preciso informar ao controlador, a largura de banda e o tempo de atraso (vide Figura 4.1). Para tempos de atraso e larguras de bandas maiores, tem-se um menor número de comutações do equipamento, porém comprometendo a regulação de tensão. Contudo, se utilizarmos tempos de atraso e larguras de bandas melhores, tem-se uma melhora na regulação de tensão, com mais chaveamentos do equipamento, o que reduz a vida útil do mesmo.

Geralmente, o OLTC é instalado na subestação. Em alimentadores curtos, apenas a utilização do OLTC já é suficiente para a regulação de tensão (SHORT, 2004).

2.3.3 Equipamentos Modernos

Com o avanço da eletrônica de potência, novos dispositivos estão surgindo, como por exemplo os inversores fotovoltaicos inteligentes. Esse equipamento, que tem sido amplamente utilizado com o crescimento da micro e minigeração distribuída, permite o ajuste de potência reativa, podendo assim ser utilizado como um equipamento controlável pelo VVC. Por se tratar de algo novo, e que ainda não está amplamente difundido pelo Brasil, há poucas análises envolvendo o VVC e tais dispositivos de controle.

2.3.3.1 Inversor de Potência

O inversor de potência (Figura 2.16) é uma parte fundamental dos sistemas de micro e minigeração distribuída fotovoltaica. Esses sistemas são comumente compostos pelos painéis fotovoltaicos, conversor CC-CC, inversor de potência e dispositivos de proteção e controle.

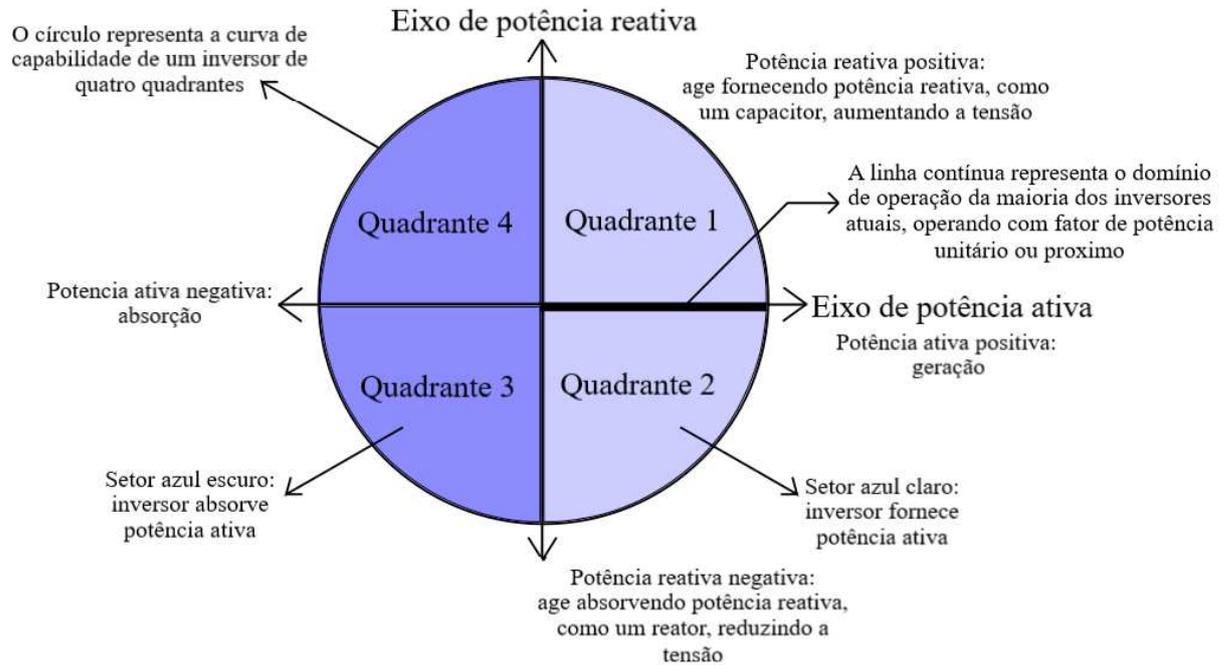
Figura 2.16 – Inversor de potência fotovoltaico residencial.



Fonte: (ELYSIA, 2017)

O inversor de potência é um dispositivo eletrônico, com capacidade de memória, processamento e comunicação, que é capaz de transformar energia elétrica em corrente contínua (CC) em energia elétrica em corrente alternada (CA) (MELLO, 2018). Tipicamente, esse dispositivo utiliza a modulação por largura de pulso - em inglês *Pulse-Width Modulated* (PWM) - compostas por transistores bipolares de porta isolada - em inglês *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT) - permitindo que o equipamento atue como fonte de corrente ou tensão (MCGRANAGHAN *et al.*, 2008). Além disso, o inversor de potência é capaz de operar nos quatro quadrantes de potência (vide Figura 2.17). Isso faz com que o inversor seja capaz de gerar potência ativa e/ou reativa, bem como consumir potência ativa e/ou reativa, contanto que a potência nominal do inversor (S_{fv}^{nom}) não seja superada (vide Equação 2.11).

Figura 2.17 – Quatro quadrantes de operação do inversor.



Fonte: (KEMPENER *et al.*, 2013; MERCER, 2016)

$$\sqrt{P_{fv}^2 + Q_{fv}^2} \leq S_{fv}^{nom} \quad (2.11)$$

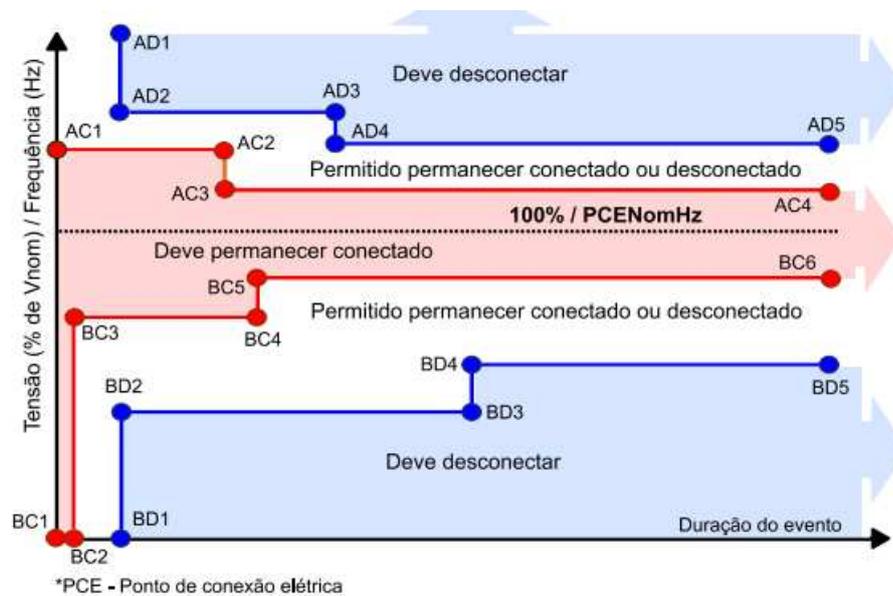
Na prática, os inversores presentes nos sistemas fotovoltaicos atuais, atuam apenas como uma fonte de potência ativa para o sistema, não inserindo ou consumindo potência reativa (ou seja, com FP igual a zero). Porém, essa característica está em tendência de mudança, uma vez que técnicas de controle de potência reativa podem beneficiar a rede de distribuição como um todo (MERCER, 2016; PATO, 2019).

Segundo (KEMPENER *et al.*, 2013; MERCER, 2016), os inversores inteligentes possuem quatro funções que ajudam ao sistema a atuar com uma maior confiabilidade e eficiência: suportabilidade durante perturbações no sistema, suporte de tensão, suporte de frequência e interação com o operador.

- **Suportabilidade durante perturbações no sistema:**

Durante a operação da rede de distribuição, é normal ocorrerem eventos de sobretensão ou subtensão momentâneos, também conhecidos como variações de tensão de curta duração. O inversor é capaz de se manter conectado durante tais eventos, proporcionando um suporte momentâneo para o sistema (KEMPENER *et al.*, 2013). A Figura 2.18 mostra a curva de operação do inversor fotovoltaico para certos níveis de tensão durante certos intervalos de tempo:

Figura 2.18 – Curva de suportabilidade do inversor.



Fonte: (SEAL, 2016; MERCER, 2016)

Nesta imagem, pode-se perceber que o inversor possui três condições de operação: manter conectado, desconectar e conexão opcional (MERCER, 2016). Mas, para que o inversor possa atuar em momentos de subtensão, é necessário um sistema de baterias para fornecer a tensão necessária para a rede. Sem o sistema de baterias (construção típica brasileira), o inversor somente pode atuar em momentos de sobretensões momentâneas. O mesmo se aplica para desvios de frequência.

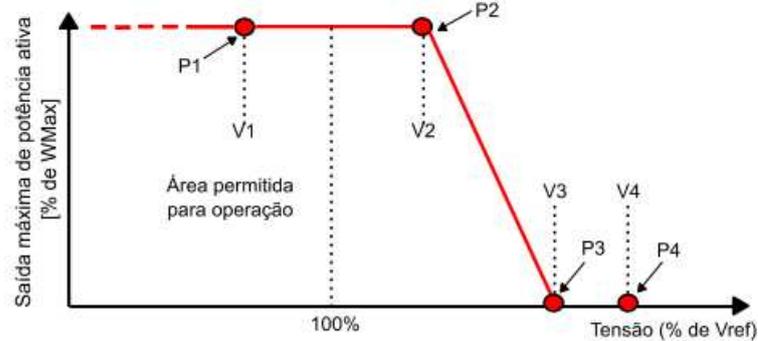
• Suporte de tensão:

O inversor é capaz de auxiliar na regulação de tensão do sistema, ajustando as potências ativas e reativas, também conhecido como controle Volt-Watt, controle Volt-VAr e controle do fator de potência.

O controle Volt-Watt atua na potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico, de forma a controlar a tensão naquele ponto do sistema elétrico. Segundo a Figura 2.19, define-se o valor de tensão V_3 , no qual se o ponto de acoplamento (PAC) ultrapassar esse valor de tensão, a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico será zerada (KEMPENER *et al.*, 2013; MERCER, 2016). Isso garante uma redução da tensão no PAC. Porém, tal alternativa não é interessante, uma vez que limita a geração do consumidor.

Da mesma forma, tem-se o VVC (foco dessa dissertação), que atua na potência reativa gerada ou consumida pelo inversor fotovoltaico de forma a controlar a tensão no PAC. De acordo com a Figura 2.20, à medida que ocorre um aumento na tensão, pode-se alterar o valor da potência reativa gerada pelo inversor, de forma a reduzir a

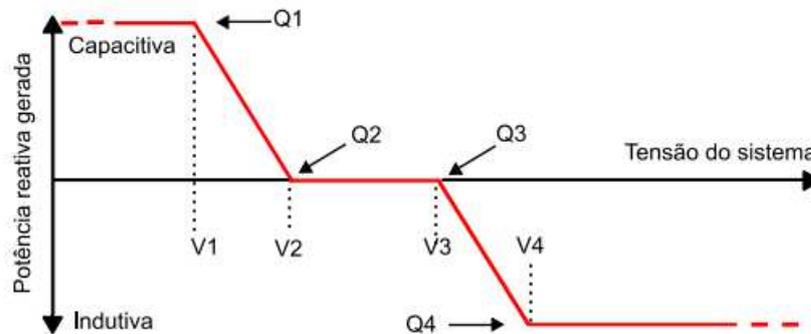
Figura 2.19 – Curva de controle Volt-Watt.



Fonte: (SEAL, 2016; MERCER, 2016)

tensão no PAC (KEMPENER *et al.*, 2013; MERCER, 2016). Essa alternativa é mais interessante do ponto de vista do consumidor, uma vez que não limita sua geração. Porém, para que ocorra uma resposta mais efetiva, é necessário sobredimensionar o inversor.

Figura 2.20 – Curva de controle Volt-Var.



Fonte: (SEAL, 2016; MERCER, 2016)

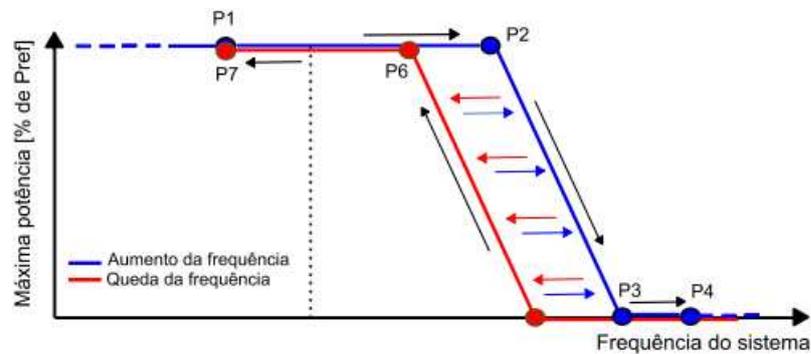
Por último, há a possibilidade do controle de fator de potência, onde é definido um valor fixo para o FP (podendo ser ou não igual a 1) (KEMPENER *et al.*, 2013; MERCER, 2016).

- **Suporte de frequência:**

O inversor é capaz de corrigir variações na frequência do sistema. Essa operação, chamada de controle Watt-Frequência, varia a potência ativa para corrigir alterações na frequência. Conforme pode-se observar na Figura 2.21, a medida que temos um aumento da frequência, ocorre uma redução da potência ativa. Da mesma forma, quando temos uma redução na frequência, tem-se um aumento da potência ativa gerada. A principal característica desta curva é a histerese, ou seja, a curva de

aumento da frequência têm valores diferentes da curva de redução da frequência (KEMPENER *et al.*, 2013; MERCER, 2016).

Figura 2.21 – Curva de controle Watt-Frequência.



Fonte: (SEAL, 2016; MERCER, 2016)

- **Interação com o operador:**

O operador do sistema é capaz de interagir com os inversores inteligentes através de controles e medições. É possível enviar ao inversor comandos remotos para uma melhor operação do sistema. E da mesma forma, o inversor pode enviar ao operador diversas medições do PAC. Segundo (KEMPENER *et al.*, 2013), essas medições são classificadas em três grupos: medições básicas, avançadas e indicações de estado, que são compostas pelas medições indicadas na Tabela 2.2:

Tabela 2.2 – Tipos de medições realizadas pelos inversores fotovoltaicos

Medições básicas	Medições avançadas	Indicadores de estado
Tensão CA (V)	Potência reativa CA (VAr)	Temperatura
Corrente CA (A)	Energia reativa CA (VArh)	Estado (on/off)
Potência (CA)	Fator de potência	Erros
Energia ativa CA (Wh)	Frequência (Hz)	Registro de eventos e do histórico
Tensão CC (V)	Harmônicos	
Corrente CC (A)		

Fonte: adaptado de (KEMPENER *et al.*, 2013) e (MERCER, 2016)

Capítulo 3

Caracterização do Problema e Proposta de Abordagem

Este capítulo apresenta o problema a ser resolvido e discute a metodologia a ser utilizada neste trabalho. Inicialmente, há uma apresentação e definição de um programa de estimação de estados. Em seguida, há a formulação de um estimador de estados pelo método do Tableau Esparsa, de forma a se obter os valores de tensão para cada barra do sistema analisado. Por último, há a formulação da estratégia de otimização por UD-DP. Essa primeira formulação é mais generalizada, sendo que no próximo capítulo há a apresentação da estratégia de otimização propriamente aplicada em VVC.

3.1 Metodologia

A metodologia para otimização do VVC tem como núcleo o desenvolvimento de uma estratégia de otimização para problemas não convexos de controle com variáveis discretas, para otimização dos fluxos de energia em *smart grids*. A estratégia de otimização, representada pela sigla UD-DP, é baseada em extensões de ideias de programação dinâmica (BERTSEKAS, 2005; GONZALEZ *et al.*, 2012; LÓPEZ *et al.*, 2018; LYRA, 2019) associadas a conceitos de otimização de fluxos em redes (AHUJA *et al.*, 1993). Após a etapa de qualificação inicial, a otimização por UD-DP será avaliada em estratégias de VVC. Em seguida, serão realizados estudos de análise de sensibilidade da otimização do VVC em relação às estimações de estados das redes e, se necessário, realizados refinamentos nas etapas anteriores. Para facilitar a referência, esses objetivos específicos são itemizados a seguir.

1. Desenvolver um algoritmo com conceitos básicos de estimação de estado para realizar análises de sensibilidade sobre a relação entre disponibilidade de medições e benefícios do processo de otimização em VVC.
2. Desenvolver estratégia de otimização baseada em UD-DP para definir os controles dos equipamentos com objetivo de definir os ajustes dos equipamentos controláveis disponíveis em *smart grids*.
3. Realizar estudos para definir boas estratégias de UD-DP na otimização do VVC, de forma a minimizar as perdas de energia e manter as tensões no intervalo de valores adequados (definidos pela ANEEL).
4. Realizar análises de sensibilidade sobre a relação entre disponibilidade de medições e benefícios do processo de otimização em VVC.

3.2 Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição

3.2.1 Motivação e Desafios

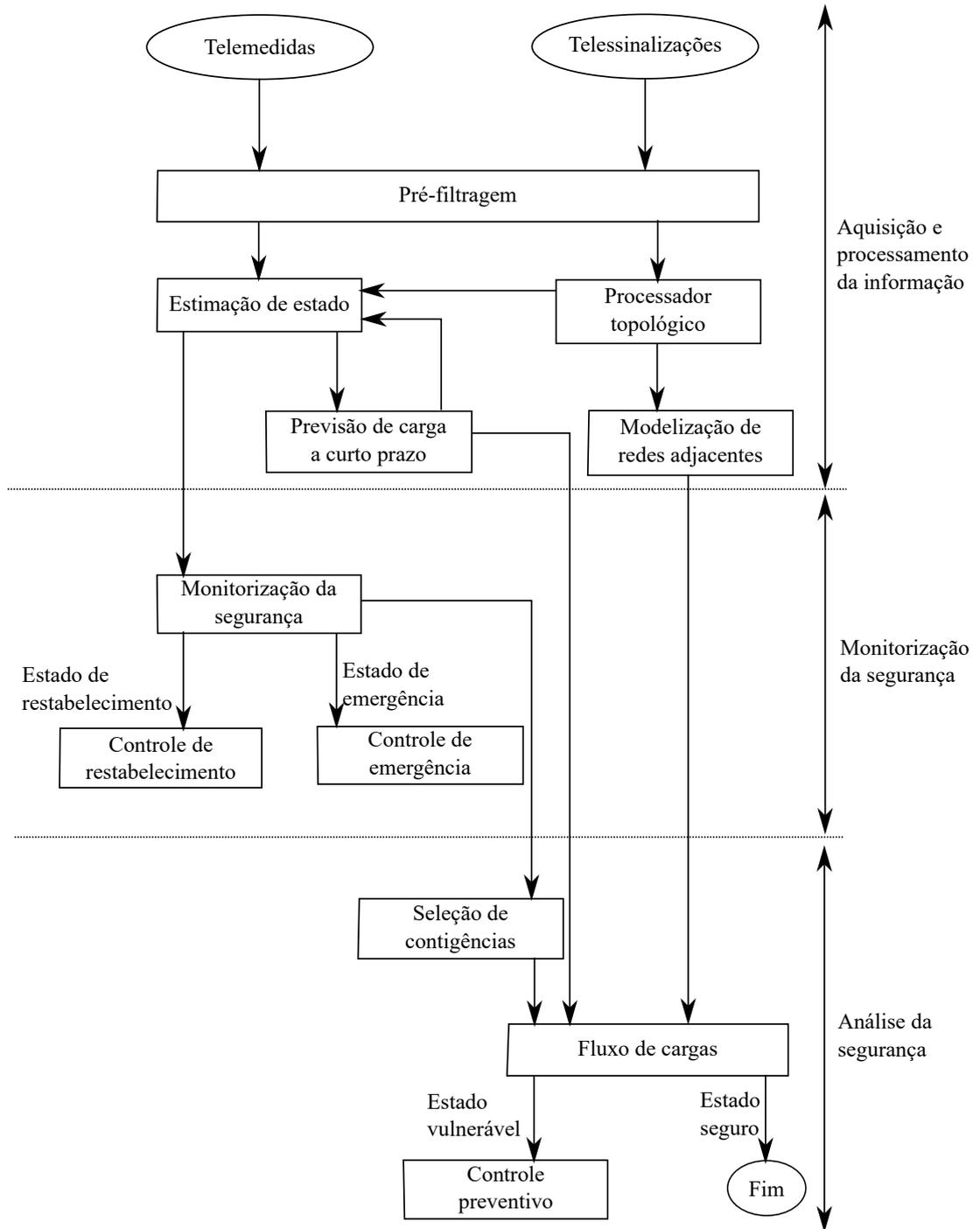
O DMS é um sistema responsável por gerenciar toda a rede de distribuição, sendo a operação em tempo real a mais importante. Essa operação é complexa e envolve diversas variáveis, fatores humanos e equipamentos. Para que a confiabilidade da rede seja alta, é necessário um modelo em tempo real, que consiste em uma representação matemática das condições atuais do sistema a partir de resultados obtidos anteriormente (NASCIMENTO, 2008). Para que um modelo em tempo real seja assertivo, ele necessita de um algoritmo de previsão de carga, configurador de redes, programa de pré-filtragem, estimador de estados (EE), fluxo de carga, programa de análise de segurança e um fluxo de carga ótimo (NASCIMENTO, 2008). Cada etapa desse modelo será brevemente explicada a seguir e resumidas na Figura 3.1:

- **Programa de previsão de carga:** consiste em uma previsão de todas as cargas do sistema analisado. Essa previsão pode ser realizada para o dia subsequente, de forma a evitar alterações bruscas. Desta forma, o sistema em tempo real já inicializa tendo uma ideia bem próxima de quais serão as demandas do dia;
- **Configurador de redes:** obtém em tempo real a topologia da rede, ou seja, ele processa as informações lógicas sobre os estados das chaves. Não ocorre em tempo real, mas em intervalos de tempo pré-definidos ou quando há alguma alteração informada pelo operador. Assim, o modelo em tempo real tem total conhecimento sobre a topologia da rede e suas possíveis alterações não programadas durante o

dia (como um curto-circuito e conseqüentemente o desligamento de uma parte do sistema, por exemplo);

- **Programa de pré-filtragem:** recebe todas as medições disponíveis naquele momento e realiza análises para detectar e excluir medidas erradas. Isso garante que o modelo em tempo real não opere erroneamente devido a uma falsa informação;
- **Estimador de estado:** recebe as medições pré-processadas e através de uma série de cálculos matemáticos é capaz de prever medições nas barras onde não há medidores. Essa etapa lida com dados redundantes e contaminados por ruídos. Ela é composta por três sub-etapas:
 - Análise da observabilidade: onde é verificado se as medições atuais são suficientes para realizar o cálculo de estimação de estados. Caso a resposta seja negativa, o algoritmo deve indicar as alterações necessárias no sistema ou as pseudomedições necessárias para a continuação do cálculo;
 - Estimação de estados propriamente dita: realização dos cálculos matemáticos, cuja a solução são os valores das variáveis de estado estimadas, o que permite determinar a medida estimada (de tensão, corrente ou potência) para cada barra do sistema;
 - Processamento de erros grosseiros: detecta os erros grosseiros no resultado obtido anteriormente, remove tais erros e realiza o cálculo da estimação de estados novamente.
- **Fluxo de carga:** com os valores obtidos anteriormente, é possível realizar o cálculo de fluxo de carga em tempo-real. Garantindo assim, que o operador conheça o fluxo de potência em tempo real para aquele sistema;
- **Programa de análise de segurança:** simula alguns estados que podem ocorrer na rede elétrica, de forma a garantir as atitudes a serem tomadas caso a simulação ocorra realmente na rede;
- **Fluxo de carga ótimo:** consiste de problemas de otimização que através de cálculos matemáticos encontram o ponto ótimo de operação daquele sistema. Muito utilizado em redes com alguma violação nos limites de operação estabelecidos pela ANEEL. Assim, o modelo em tempo-real, sempre estará trabalhando no melhor ponto para aquele sistema (seja este o ponto com as menores perdas, ou com a menor transgressão dos valores da tensão, ou com a mínima comutação dos equipamentos, ou para qualquer outro ponto ótimo que se deseja alcançar).

Figura 3.1 – Etapas do modelo em tempo real.



Fonte: (PEREIRA, 2018)

O ponto central do modelo em tempo real é o EE, pois é essa etapa que vai determinar da melhor forma possível os “estados da redes”, caracterizados por informações sobre tensões complexas nas barras, taps dos transformadores em série e os ângulos dos transformadores defasadores, fluxos de potências, fluxos de correntes e informações sobre disjuntores e chaves (MONTICELLI, 1999; MONTICELLI, 2000; ABUR; EXPÓSITO,

2004).

Segundo (PEREIRA, 2018), o EE possui quatro principais vantagens:

- Permite um controle mais eficiente do sistema, uma vez que o EE trabalha em tempo real e realiza um tratamento dos erros;
- Detecção de anomalias no sistema;
- Implementação de técnicas mais efetivas de controle, sem a necessidade de instalação de equipamentos adicionais;
- Melhor conhecimento da rede, sendo possível atuar na mesma com uma maior segurança e garantia de que todos os parâmetros estão dentro dos limites pré-estabelecidos.

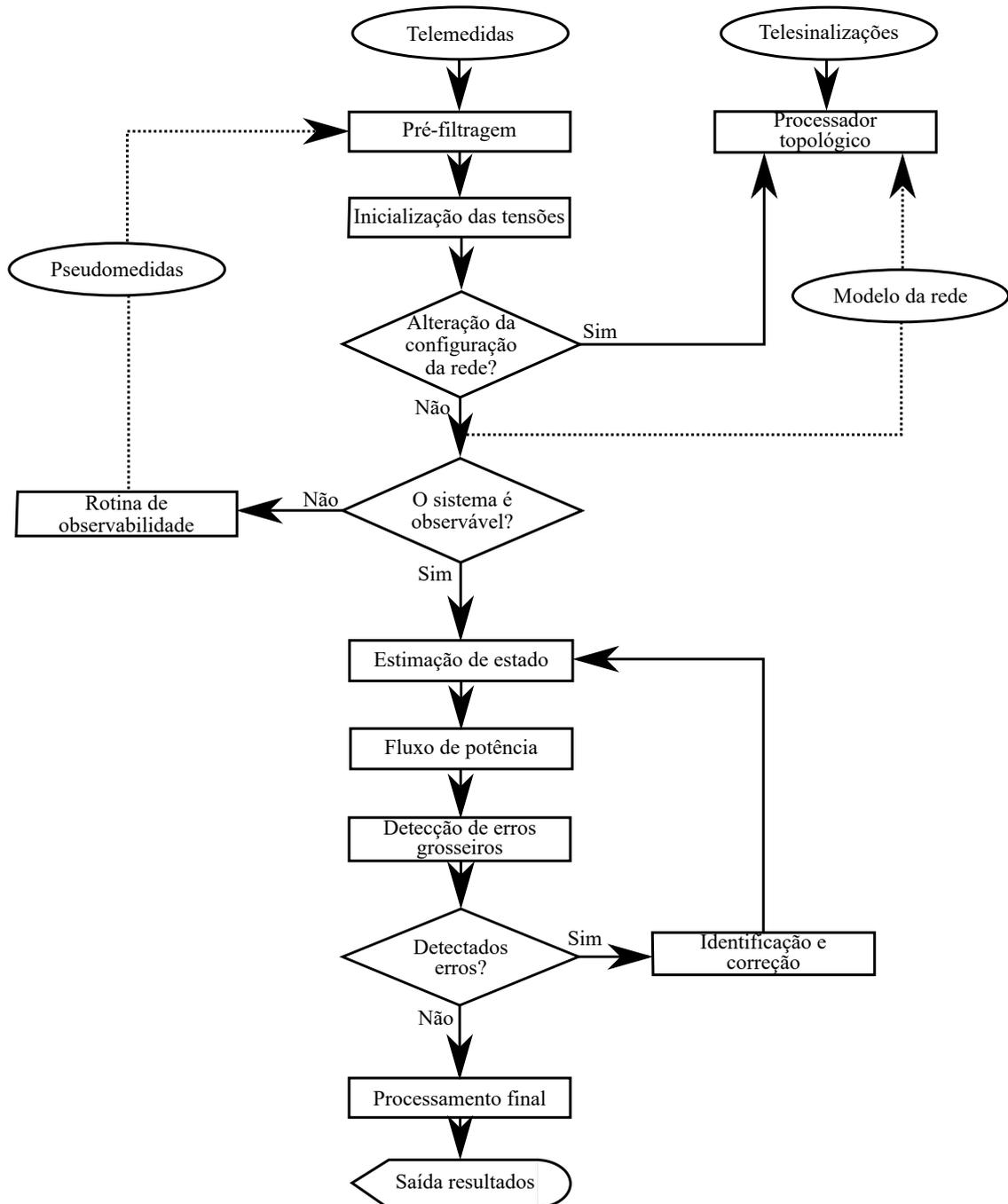
A Figura 3.2 apresenta um modelo esquemático de como funciona um algoritmo de EE.

A utilização do EE gera uma série de benefícios para o estudo da rede em tempo real, segundo (PEREIRA, 2018) os principais benefícios são:

- Análise de contingências;
- Despacho ótimo de potência ativa e reativa;
- Controle de carga;
- Planejamento de serviço;
- Determinação de possíveis defeitos existentes no sistema;
- Análise de segurança do sistema.

O presente trabalho busca se beneficiar com tais vantagens do EE, porém sem realizar grandes aprofundamentos nessa área por não se tratar do foco da pesquisa. Desta forma, a primeira parte do algoritmo de otimização upstream-downstream do VVC em *smart grids* consistirá de um sistema baseado em conceitos de EE. Não será realizada a análise de observabilidade e o processamento dos erros grosseiros, apenas a EE propriamente dita.

Figura 3.2 – Algoritmo de um EE.



Fonte: (PEREIRA, 2018)

3.2.2 Conceitos Básicos de Estimação de Estados pelo Método Tableau Esperso

Um programa de estimação de estado tem como objetivo determinar o estado mais provável da rede a partir das medições disponíveis. Pode ocorrer casos onde o estado obtido não é o certo, mas isso não indica que o EE realizou um cálculo errado, mas sim que

as medições disponíveis não estão corretas. Desta forma, pode-se dizer que o estimador sempre vai calcular o estado mais provável a partir das medições informadas.

Geralmente, quando se fala em obter o estado da rede refere-se aos valores das tensões e ângulos das barras, mas também pode-se ter outras variáveis da rede que podem ser calculadas através do EE, como por exemplo:

- TAP dos transformadores em série;
- Ângulo dos transformadores defasadores;
- Fluxos de potência;
- Módulo e ângulo das correntes;
- Estados de chaves e disjuntores (aberto ou fechado).

Para realizar os cálculos e obter tais variáveis é necessário existir uma comunicação entre o programa de estimação de estado e os medidores existentes no sistema. Assim sendo, as medidas mais comuns são:

- Módulo da tensão da barra;
- Ângulo de fase da tensão da barra;
- Injeção de potência ativa;
- Injeção de potência reativa;
- Fluxo de potência ativa;
- Fluxo de potência reativa;
- Módulo da corrente.

Utilizando as medições disponíveis pode-se obter as variáveis de estado desejadas através do EE. Há diversos estimadores de estados que visam chegar nos mesmos resultados, porém utilizando diferentes métodos. Os dois métodos mais comuns são o baseado no uso da equação normal e o Tableau Esparsa. Os dois possuem metodologias semelhantes, porém, o Tableau Esparsa busca resolver um problema matemático ocasionado com o uso da equação normal, conforme será demonstrado a seguir.

O modelo utilizado para o EE, pode ser observado na Equação 3.1:

$$z = h(x) + e \quad (3.1)$$

Onde z indica o vetor de medições com dimensão igual ao número de medições, x indica o vetor das variáveis de estado a serem calculadas com dimensão igual ao número de variáveis de estado, $h(x)$ indica o vetor de funções que relaciona as variáveis de estados a serem calculadas com as medições e tem dimensão igual ao número de medições, e indica o vetor de erros das medidas com dimensão igual ao número de medidas.

Deseja-se resolver a Equação 3.1 de forma a obter os valores das variáveis de estado, porém tem-se que os erros das medidas também são incógnitas dessa equação, pois não se conhece o quanto as medições estão erradas em relação aos valores reais. De forma a se ter o menor erro possível nas medidas, o que é a situação ideal, aplica-se o método dos mínimos quadrados ponderados na Equação 3.1 em relação a variável e , originando assim a seguinte equação ser minimizada:

$$J(x) = \frac{1}{2} \cdot [z - h(x)]' \cdot R_z^{-1} \cdot [z - h(x)] \quad (3.2)$$

Onde R_z^{-1} é uma matriz diagonal de ponderação com os valores dos pesos referentes a cada medição, possuindo assim dimensão igual ao número de medições. Quando uma medição é muito boa, ou seja, muito próximo do valor real, possuindo assim poucos erros, ela recebe um peso muito alto. De forma análoga, se um medidor é considerado ruim, conseqüentemente a medição fornecida por ele receberá um peso baixo.

Para que fosse possível aplicar o método dos mínimos quadrados considerou-se que o sistema hipotético possui mais medições do que variáveis de estados a serem calculadas. Se houvesse mais variáveis de estado do que medições, aplica-se o método da mínima norma. Porém, é mais comum ocorrer o primeiro caso, desta forma, neste trabalho, será considerado apenas este caso.

Para minimizar a Equação 3.2, deve-se derivá-la e igualá-la a zero. Realizando tais procedimentos juntamente com alguns rearranjos matemáticos, que podem ser observados em (MONTICELLI, 1999), obtém-se a Equação 3.3 referente ao processo iterativo do EE pelo método da equação normal:

$$G(x^v) \cdot \Delta x^v = H'(x^v) \cdot R_z^{-1} \cdot [z - h(x^v)] \quad (3.3)$$

Onde G é denominada matriz Ganho que possui dimensão [número de variáveis de estado X número de variáveis de estado] e pode ser calculada pela Equação 3.4, Δx^v

indica o vetor de correções das variáveis de estado, que possui dimensão igual ao número de variáveis de estado e H representa a matriz Jacobiana com dimensão [número de medições vs número de variáveis de estado].

$$G(x) = H'(x) \cdot R_z^{-1} \cdot H(x) \quad (3.4)$$

Observa-se, na Equação 3.3 que $[z - h(x)]$ representa os resíduos das medidas. Esses valores são bons indicadores de quão boas as medidas são. Se esses resíduos estiverem muito próximos de zero significa que as medições obtidas estão adequadas às variáveis calculadas. Se os resíduos são maiores, isso indica que os valores obtidos para as variáveis de estado não estão alinhados com as medições.

Com as equações acima e baseado nas explicações anteriores, pode-se calcular os parâmetros da rede através do EE. O EE realiza cálculos iterativos até que o sistema tenha convergido. Desta forma, o índice v utilizado anteriormente indica em qual iteração o programa está trabalhando.

Assim, no começo do processo iterativo ($v = 0$) se especifica para as variáveis de estado os valores de 1 p.u. e 0° para os valores de tensão e ângulo respectivamente. Considerando esses valores para as variáveis de estado, calcula-se a matriz Jacobiana (H). A matriz Jacobiana, conforme mencionado anteriormente, possui número de linhas igual ao número de medições e número de colunas igual ao número de variáveis de estado a serem calculadas. Desta forma, para se realizar o cálculo de cada elemento da matriz Jacobiana deve-se observar em qual linha e coluna esse elemento está, pois, o valor desse elemento será a derivada da medição em relação a variável de estado em que ele está inserido. Por exemplo, considere um elemento hipotético da matriz Jacobiana que está na posição referente a medida de fluxo de potência do ramo $m-n$ e variável de estado de tensão da barra m . Seu valor será a derivada do fluxo de potência $m-n$ em relação a tensão m . Isso vai ocorrer para cada elemento da matriz. Se ocorrer de a medida não estar relacionada a variável de estado (exemplo, fluxo de potência $m-n$ e uma tensão na barra k) essa derivada será igual a zero. Isso faz com que a matriz Jacobiana seja esparsa, ou seja, tenha muitos elementos iguais a zero.

Dependendo do tipo de medição e da variável de estado, têm-se diferentes formas de se calcular essa derivada mencionada anteriormente. Neste trabalho não será discutido as comprovações de tais cálculos, conforme presente em (MONTICELLI, 1999), apenas será apresentado como se realiza tais cálculos.

3.2.2.1 Medidas de Fluxo de Potência

Considerando que algumas das medidas disponíveis sejam de fluxo de potência ativa e/ou reativa e as variáveis de estado sejam tensões e ângulos de tensões das barras. Desta forma, tem-se as seguintes fórmulas para se calcular os elementos da matriz Jacobiana:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_k} &= a_{km} \cdot V_k \cdot a_{mk} \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \\ &\quad - a_{km} \cdot V_k \cdot a_{mk} \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (3.5)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_m} &= -a_{km} \cdot V_k \cdot a_{mk} \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \\ &\quad + a_{km} \cdot V_k \cdot a_{mk} \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{km}}{\partial V_k} &= 2 \cdot a_{km}^2 \cdot V_k \cdot g_{km} - a_{km} \cdot a_{mk} \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \\ &\quad - a_{km} \cdot a_{mk} \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} &= -a_{km} \cdot a_{mk} \cdot V_k \cdot g_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \\ &\quad - a_{km} \cdot a_{mk} \cdot V_k \cdot b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (3.8)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_k} &= -a_{km} \cdot V_k \cdot a_{mk} \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \\ &\quad - a_{km} \cdot V_k \cdot a_{mk} \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_m} &= a_{km} \cdot V_k \cdot a_{mk} \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \\ &\quad + a_{km} \cdot V_k \cdot a_{mk} \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial V_k} = -2 \cdot a_{km}^2 \cdot V_k \cdot (b_{km} + b_{km}^{sh}) + a_{km} \cdot a_{mk} \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk})$$

$$-a_{km} \cdot a_{mk} \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \quad (3.11)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{km}}{\partial V_m} &= a_{km} \cdot a_{mk} \cdot V_k \cdot b_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \\ &\quad - a_{km} \cdot a_{mk} \cdot V_k \cdot g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (3.12)$$

Onde a representa o tap do transformador em série (caso seja apenas uma linha de transmissão sem transformador ou apenas um transformador defasador, considera-se a igual a 1), φ é o ângulo de defasagem do transformador defasador (caso seja apenas uma linha de transmissão ou um transformador em série, considera-se φ igual a 0), g e b são a condutância e susceptância da linha respectivamente. Esses dois últimos são calculados levando em consideração as características da rede, como resistência e reatância, conforme indicado pela Equação 3.13:

$$g_{km} + b_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \cdot \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (3.13)$$

3.2.2.2 Medidas do Módulo da Corrente no Ramo

Considerando que algumas das medidas disponíveis sejam o módulo da corrente no ramo e as variáveis de estado sejam tensões e ângulos de tensões das barras. Desta forma, tem-se as seguintes fórmulas para se calcular os elementos da matriz Jacobiana:

$$\frac{\partial |I_{km}|}{\partial \theta_k} = \text{cos}(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_k} + \text{sen}(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_k} \quad (3.14)$$

$$\frac{\partial |I_{km}|}{\partial \theta_m} = \text{cos}(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_m} + \text{sen}(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_m} \quad (3.15)$$

$$\frac{\partial |I_{km}|}{\partial V_k} = \text{cos}(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial V_k} + \text{sen}(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial Q_{km}}{\partial V_k} \quad (3.16)$$

$$\frac{\partial |I_{km}|}{\partial V_m} = \text{cos}(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} + \text{sen}(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial Q_{km}}{\partial V_m} \quad (3.17)$$

Geralmente, esse tipo de medida não é muito utilizado por se tratar de uma medida de qualidade ruim devido a forma com que ela é obtida.

3.2.2.3 Medidas de Injeção de Potência

Considerando que algumas das medidas disponíveis são as injeções de potência ativa e/ou reativa e as variáveis de estado sejam tensões e ângulos de tensões das barras. Desta forma, tem-se as seguintes fórmulas para se calcular os elementos da matriz Jacobiana:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = & V_k \cdot V_m \cdot (-G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km})) \\ & + V_k \cdot V_l \cdot (-G_{kl} \cdot \text{sen}(\theta_{kl}) + B_{kl} \cdot \text{cos}(\theta_{kl})) \end{aligned} \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k \cdot V_m \cdot (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km})) \quad (3.19)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_l} = V_k \cdot V_l \cdot (G_{kl} \cdot \text{sen}(\theta_{kl}) - B_{kl} \cdot \text{cos}(\theta_{kl})) \quad (3.20)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = & 2 \cdot V_k \cdot G_{kk} + V_m \cdot (G_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \\ & + V_l \cdot (G_{kl} \cdot \text{cos}(\theta_{kl}) + B_{kl} \cdot \text{sen}(\theta_{kl})) \end{aligned} \quad (3.21)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k \cdot (G_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \quad (3.22)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_l} = V_k \cdot (G_{kl} \cdot \text{cos}(\theta_{kl}) + B_{kl} \cdot \text{sen}(\theta_{kl})) \quad (3.23)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = & V_k \cdot V_m \cdot (G_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \\ & + V_k \cdot V_l \cdot (G_{kl} \cdot \text{cos}(\theta_{kl}) + B_{kl} \cdot \text{sen}(\theta_{kl})) \end{aligned} \quad (3.24)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = V_k \cdot V_m \cdot (-G_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \quad (3.25)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_l} = V_k \cdot V_l \cdot (-G_{kl} \cdot \cos(\theta_{kl}) - B_{kl} \cdot \text{sen}(\theta_{kl})) \quad (3.26)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = & -2 \cdot V_k \cdot B_{kk} + V_m \cdot (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \cos(\theta_{km})) \\ & + V_l \cdot (G_{kl} \cdot \text{sen}(\theta_{kl}) - B_{kl} \cdot \cos(\theta_{kl})) \end{aligned} \quad (3.27)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k \cdot (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \cos(\theta_{km})) \quad (3.28)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_l} = V_k \cdot (G_{kl} \cdot \text{sen}(\theta_{kl}) - B_{kl} \cdot \cos(\theta_{kl})) \quad (3.29)$$

Onde o índice k indica a barra na qual se está analisando a injeção de potência e os índices m e l indicam as outras barras na qual a barra k tem ligação através de um ramo e G e B indicam respectivamente a parte real e imaginária da matriz admitância do sistema. A matriz admitância é uma matriz quadrada com dimensões igual ao número de barras. Isso porque teoricamente a barra denominada de 1 pode ter ramos com todas as outras N barras presentes no sistema, ou seja, pode-se ter y_{12} , y_{13} , ..., y_{1N} , caracterizando assim uma linha da matriz, da mesma forma pode-se ter y_{22} , y_{32} , ..., y_{N2} , pois as N barras podem ter ramos com a barra 2, formando uma coluna na matriz. Assim, se houver um ramo entre a barra 1 e a barra N tem-se uma admitância y_{1N} e y_{N1} que estará presente nas posições indicadas pelos seus índices. Mas, se não houver um ramo que ligue a barra 1 com a 2, por exemplo, sua admitância será igual a zero.

Uma admitância y_{12} , por exemplo, é a admitância do ramo que conecta a barra 1 com a barra 2 (o ramo sai da barra 1 e chega na barra 2). Da mesma forma, y_{21} é admitância do ramo que conecta a barra 2 com a barra 1. A admitância y_{21} não é necessariamente igual a y_{12} , pois pode haver um transformador defasador neste ramo que altera o valor da admitância dependendo do sentido do ramo. Mas, se o ramo representar apenas uma linha de transmissão ou um transformador em série, y_{12} vai ser igual a y_{21} .

Para preencher a matriz admitância, inicialmente calcula-se a admitância do ramo segundo a Equação 3.13. Assim, pode-se calcular os elementos da diagonal e fora da diagonal levando em consideração a influência dos elementos em *shunt* e dos transformadores nas impedâncias do ramo. Para a matriz admitância o elemento da diagonal, y_{11} , por exemplo, é obtido realizando a soma algébrica das admitâncias de todas as barras conectadas na barra 1, demonstrado pela Equação 3.30:

$$Y_{kk} = j\tilde{b}_k^{sh} + \sum_{m \in A_k} \left(j \frac{b_{km}^{sh}}{2} + a_{km}^2 \cdot y_{km} \right) \quad (3.30)$$

Onde o elemento destacado em verde indica a interferência de possíveis capacitores ou indutores que podem estar ligados à barra k. O elemento destacado em vermelho indica a influência do elemento *shunt*, presente apenas para linhas de transmissão, enquanto que o elemento em azul indica a influência do transformador em série. Da mesma forma, tem-se a equação abaixo:

$$Y_{mm} = \sum_{m \in A_k} \left(j \frac{b_{km}^{sh}}{2} + y_{km} \right) \quad (3.31)$$

Para este caso, não há interferência do transformador devido ao fato de estarmos analisando depois do transformador.

Para elementos de fora da diagonal, como por exemplo y_{12} , é obtido através da soma algébrica da admitância do ramo 1-2 com sinal negativo, com pode-se observar abaixo:

$$Y_{km} = -a_{km} e^{-j\varphi_{km}} \cdot y_{km} \quad (3.32)$$

$$Y_{mk} = -a_{km} e^{j\varphi_{km}} \cdot y_{km} \quad (3.33)$$

Onde novamente, os termos em azul indicam a influência do transformador.

Todas essas influências dos transformadores e dos elementos shunt apresentados nas fórmulas anteriores, foram obtidos através da análise das correntes nos ramos. Todas as fórmulas descritas acima, são demonstradas em (MONTICELLI, 1983).

3.2.2.4 Medidas do Módulo da Injeção de Corrente

Considerando que algumas das medidas disponíveis são o módulo da injeção de corrente na barra e as variáveis de estado sejam tensões e ângulos de tensões das barras. Desta forma, tem-se as seguintes fórmulas para se calcular os elementos da matriz Jacobiana:

$$\frac{\partial |I_k|}{\partial \theta_k} = \cos(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_k} + \sin(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_k} \quad (3.34)$$

$$\frac{\partial |I_k|}{\partial \theta_m} = \cos(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_m} + \text{sen}(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_m} \quad (3.35)$$

$$\frac{\partial |I_k|}{\partial V_k} = \cos(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial V_k} + \text{sen}(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial Q_{km}}{\partial V_k} \quad (3.36)$$

$$\frac{\partial |I_k|}{\partial V_m} = \cos(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} + \text{sen}(\alpha_{km}) \cdot \frac{\partial Q_{km}}{\partial V_m} \quad (3.37)$$

Geralmente, esse tipo de medida não é muito utilizado por se tratar de uma medida de qualidade ruim devido a forma com que ela é obtida.

3.2.2.5 Medidas de Tensão

Considerando que algumas das medidas disponíveis sejam a tensão nas barras e as variáveis de estado sejam tensões e ângulos de tensões das barras. Desta forma, tem-se as seguintes fórmulas para se calcular os elementos da matriz Jacobiana:

$$\frac{\partial V_k}{\partial \theta_k} = \frac{\partial V_k}{\partial \theta_m} = 0 \quad (3.38)$$

$$\frac{\partial V_k}{\partial V_k} = 1 \quad (3.39)$$

$$\frac{\partial V_k}{\partial V_m} = 0 \quad (3.40)$$

Uma vez calculada a matriz Jacobiana para a primeira iteração, calcula-se a matriz Ganho através da Equação 3.4.

Calcula-se também a matriz $h(x_v)$, a matriz de funções que relacionam as medições com as variáveis de estado. Cada elemento dessa matriz é calculado levando em consideração a qual medida ele está se referindo.

Se a medida for referente a tensão, o resultado de $h(x_v)$ será a própria tensão calculada pelas iterações anteriores. Se a medida for referente ao fluxo de potência em um ramo utiliza-se as Equações 3.41 e 3.42:

$$P_{km} = \left(\frac{V_k}{a_{km}}\right)^2 \cdot g_{km} - V_k \cdot \frac{V_m}{a_{km}} \cdot [g_{km} \cdot \cos(\theta_{km} - \varphi_{km})] + [b_{km} \cdot \sin(\theta_{km} - \varphi_{km})] \quad (3.41)$$

$$Q_{km} = -\left(\frac{V_k}{a_{km}}\right)^2 \cdot \left(b_{km} + \frac{b_{km}^{sh}}{2}\right) - V_k \cdot \frac{V_m}{a_{km}} \cdot [g_{km} \cdot \sin(\theta_{km} - \varphi_{km})] - [b_{km} \cdot \cos(\theta_{km} - \varphi_{km})] \quad (3.42)$$

Se a medida for referente a potência nodal em uma barra utiliza-se as Equações 3.43 e 3.44:

$$P_k = V_k \cdot \sum_{m \in A_k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \sin(\theta_{km})) \quad (3.43)$$

$$Q_k = V_k \cdot \sum_{m \in A_k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \cos(\theta_{km})) \quad (3.44)$$

Se a medida for referente a corrente no ramo utiliza-se a Equação 3.45:

$$I_{km} = (a_{km}^2 \cdot y_{km} + j \cdot b_{km}^{sh}) \cdot V_k + (-a_{km} \cdot e^{-j\varphi_{km}} \cdot y_{km}) \cdot V_m \quad (3.45)$$

Por último, se a medida for referente a injeção de corrente em uma barra utiliza-se a Equação 3.46:

$$I_k = \left[j \cdot b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (j \cdot b_{km}^{sh} + a_{km}^2 \cdot y_{km}) \right] \cdot V_k + \sum_{m \in A_k} [(-a_{km} \cdot e^{-j\varphi_{km}} \cdot y_{km}) \cdot V_m] \quad (3.46)$$

Com todas as matrizes citadas anteriormente calculadas, aplica-se a Equação 3.3 de forma a obter o valor de Δx^v . Uma vez calculado o valor da correção das variáveis de estado, deve-se testar a convergência do sistema, ou seja, comparar todos os valores de x^v com o valor de tolerância (ϵ). Se todos Δx^v forem menores ou iguais a uma tolerância pré-definida, significa que os cálculos convergiram e obteve-se os valores das variáveis de estado. Porém, se pelo menos um valor de Δx^v for maior que a tolerância, deve-se incrementar em uma unidade o contador de iterações e realizar os cálculos novamente, de forma que:

$$x^{v+1} = x^v + \Delta x^v \quad (3.47)$$

A metodologia utilizada até o momento é conhecida como método da equação normal. Porém tal metodologia pode gerar problemas quando estamos lidando com sistemas mal condicionados. Quando a solução do sistema linear é sensível a pequenas mudanças nos coeficientes, dizemos que o sistema é mal condicionado. O mal condicionamento está relacionado ao fato de que a matriz dos coeficientes está próxima de ser singular (seu determinante é quase nulo). Ou seja, se ao realizar-se os cálculos explicados anteriormente e houver alguma matriz mal condicionada, os erros vão se propagar de forma mais relevante chegando em um resultado errôneo ou em alguns casos, até não conseguindo chegar em nenhum resultado (o sistema iterativo não converge).

Isso pode ocorrer especialmente com a matriz Ganho. Conforme demonstrado pela Equação 3.4, a matriz ganho é basicamente uma multiplicação entre matrizes Jacobianas. Porém, alguns elementos da matriz Jacobiana podem fazer com que a matriz Ganho resultante não tenha posto completo e conseqüentemente não possa ser invertida, inviabilizando os cálculos subseqüentes.

Além disso, os pesos atribuídos às medidas também podem influenciar no condicionamento da matriz Ganho. Se em um mesmo sistema tem-se medidas muito boas (medições virtuais, por exemplo), conseqüentemente com pesos muito elevados, e medidas ruins ou de procedência duvidosa, conseqüentemente com pesos pequenos, isso faz com que a matriz de ponderação tenha elementos muito distantes um do outro. Quanto maior essa distância, pior o condicionamento. Muitas medições de injeções causam mal condicionamento também. Da mesma forma, se no sistema estudado houver linhas muito longas e muito curtas, a combinação desses parâmetros pode produzir uma matriz Ganho mal condicionada.

Existem diversas maneiras de se contornar tais problemas, porém o trabalho em questão vai se atentar a apenas uma delas, a do Tableau Esparsa, que evita usar a matriz Ganho e manipula as medições virtuais.

Para isso, esse método aplica os multiplicadores de Lagrange na equação a ser minimizada, ou seja, Equação 3.2, obtendo-se assim:

$$\min \zeta(x, \lambda) = \frac{1}{2} \cdot r' \cdot R_z^{-1} \cdot r - \lambda' \cdot [r - z + h(x)] \quad (3.48)$$

Realizando algumas deduções matemáticas, que podem ser observadas em (MONTICELLI, 1999), obtém-se:

$$\begin{bmatrix} R_z & H(x^k) \\ H'(x) & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \lambda^k \\ \Delta x^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z - h(x^k) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

Assim, inicia-se o cálculo iterativo característico deste método, com v igual a 0, e assumindo os valores de 1 p.u. e 0° para as variáveis de estado da tensão e ângulo respectivamente. A primeira matriz, também chamada de matriz de parâmetros, é composta por 3 submatrizes. A primeira (R_z) é conhecida e não muda com os processos iterativos. A segunda ($H(x^k)$) e terceira ($H'(x^k)$) são as matrizes Jacobianas e sua transposta, respectivamente. Para o cálculo destas matrizes, utiliza-se os mesmos conceitos aplicados no método da Equação Normal e as fórmulas apresentadas nos itens 3.2.2.1 a 3.2.2.5.

Da mesma forma, calcula-se a submatriz de funções que relacionam as medições com as variáveis de estado ($h(x^v)$) da mesma maneira que foi explicado anteriormente, ou seja, utilizando-se as Equações 3.41 a 3.46.

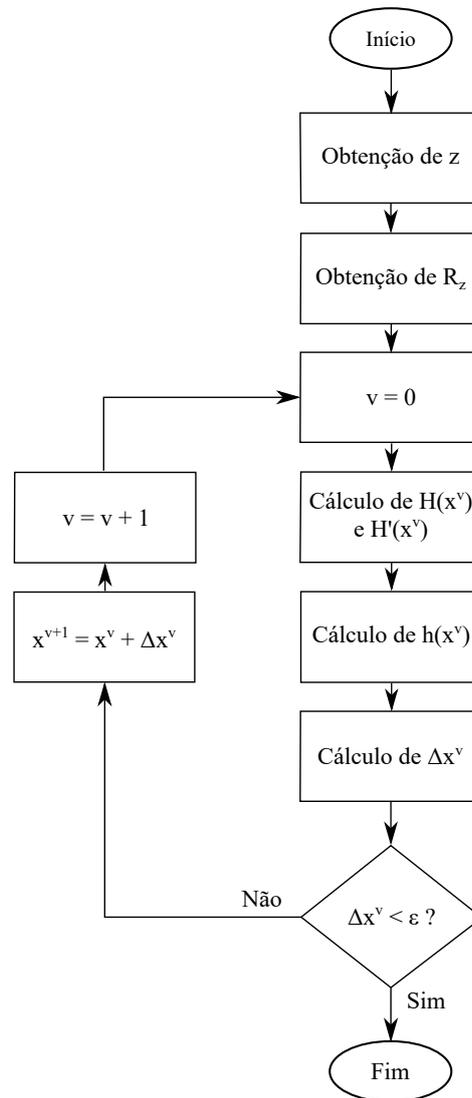
Com todas as submatrizes preenchidas, calcula-se os valores de λ^v e Δx^v segundo a Equação 3.49. Uma vez obtido os valores das correções das variáveis de estado, verifica-se se o problema convergiu, utilizando a mesma metodologia da Equação Normal. Caso não tenha convergido, incrementa-se o contador de iterações, conforme a Equação 3.47. Mas, se o problema alcançou a convergência, significa que os valores das variáveis de estado foram encontrados. Essas variáveis de estado serão utilizados na estratégia de VVC proposta, de forma que utilizando os valores obtidos de tensão e fluxos de potência, podemos inicializar o algoritmo desenvolvido e prosseguir com o modelo de otimização (no processo de otimização, supõem-se que essas variáveis são conhecidas).

A Figura 3.3 ilustra como o programa baseado em conceitos de EE funciona.

3.3 Desenvolvimento de Estratégia de Otimização de Fluxos de Potência por UD-DP para o VVC

O desenvolvimento da estratégia de otimização dos fluxos de potências é a parte central do projeto. A metodologia para obtenção de fluxos ótimos por UD-DP (LYRA, 2019) tem origem na ideia de otimização de fluxos de reativos por programação dinâmica, proposta há muitos anos por Durán (DURÁN, 1968), para maximizar os benefícios da alocação de capacitores fixos em redes primárias de distribuição sem ramificações e com tensões constantes. No entanto, a aplicação das ideias originais de Durán para considerar alimentadores com ramificações e capacitores chaveáveis levaria a *variáveis de estado* e *variáveis de controle* com dimensões muito altas (CARLISLE *et al.*, 1997); sob este enfoque, a “maldição da dimensão” deixaria de ser um “pré-conceito” associado a ideias de

Figura 3.3 – Fluxograma do programa baseado em conceitos de EE.



programação dinâmica e levaria a uma complexidade computacional intratável (GAREY; JOHNSON, 1979). Provavelmente por este motivo, por mais de 40 anos após a publicação do artigo de Durán nenhum outro artigo tentou abordar com programação dinâmica o problema de otimização dos fluxos para localização de capacitores, em alimentadores de distribuição com ramificações — metaheurísticas e outras abordagens aproximadas dominaram a literatura da área ((BARAN; WU, 1989b) e (MENDES *et al.*, 2005) são exemplos dessas abordagens).

Em 2012, (GONZALEZ *et al.*, 2012) propuseram mesclar conceitos de programação dinâmica com otimização de fluxos em redes para encontrar soluções ótimas globais de problemas de localização de capacitores, fixos e variáveis, em alimentadores primários de distribuição com ramificações. A generalização da *Equação Recursiva de Hamilton-Jacobi-Bellman* (BERTSEKAS, 2005), com a inclusão de um procedimento in-

terno de otimização de fluxos, permitiu lidar com as ramificações dos alimentadores sem a necessidade de ampliar as dimensões dos *estados* e *controles*. A estratégia, inicialmente denominada *programação dinâmica estendida*, tem complexidade computacional pseudo polinomial (GAREY; JOHNSON, 1979; GONZALEZ *et al.*, 2012), e linear em aplicações reais. O acrônimo UD-DP, usado nos trabalhos mais recentes (LYRA, 2019; LYRA, 2018), procura realçar o aspecto de que o algoritmo avalia os benefícios das ações de controle sobre os fluxos de energia, com varreduras das *folhas* para as *raízes* dos alimentadores (AHUJA *et al.*, 1993).

As ideias de UD-DP vêm também encontrando aplicações em novos problemas de otimização de fluxos em *smart grids* (LÓPEZ *et al.*, 2018). Em acréscimo à baixa complexidade computacional, uma boa característica da UD-DP é herdar da programação dinâmica a “vocação” para encontrar soluções ótimas globais de problemas não convexas. As duas propriedades são atraentes para estrat egias de otimização de VVC em *smart grids*; elas precisam de processamento rápido para lidar com as variações frequentes nos estados das redes e levam a problemas não convexas.

O cerne de processos de otimização baseados em programação dinâmica é a solução, para todos os *estágios* e todos os *estados* factíveis, da *Equa o Recursiva de Hamilton-Jacobi-Bellman* (HJB) (BERTSEKAS, 2005). A UD-DP generaliza a equa o recursiva HJB com a inclusão de otimizações internas de fluxos nos pontos onde existem ramificações. Colocando o foco na solução da equa o HJB nesses pontos (onde existem ramificações nos alimentadores), tem-se:

$$F_k(x_k) = \text{Min}_{u_k \in \mathcal{U}_k} [e_k(x_k, u_k) + F_{k+1}(x_{k+1})], \quad \forall k \in \mathcal{R} \quad (3.50)$$

onde $F_k(x_k)$   a função de *custo ótimo acumulado* a partir do *estado* x_k até todas as *folhas* (barras) (k) terminais do alimentador, u_k   a *variável de controle* e $F_{k+1}(x_{k+1})$   a função de custo ótimo acumulado.

Usando as ideias de UD-DP, o valor da função $F_{k+1}(x_{k+1})$ é obtido pela otimização de fluxos, realizada pela solução das equa es a seguir.

$$x_{k+1} = f_k(x_k, u_k) \quad (3.51)$$

$$x_{k+1} = \sum_{kl \in A_k} x_{kl} \quad (3.52)$$

$$F_{k+1}(x_{k+1}) = \text{Min}_{\forall x_{kl}, kl \in A_k} \left[\sum_{kl \in A_k} F_{kl}(x_{kl}) \right], \quad x_{kl} \in \mathcal{X}_{kl} \quad (3.53)$$

A solução das equações recursivas HJB em programação dinâmica fornece as funções *políticas ótimas* $\pi^* = \{\mu_k^*, \forall k\}$, que definem os *controles ótimos* u^* associados a cada um dos *estados factíveis* ($u_k^* = \mu_k^*(x_k)$). As funções *políticas ótimas* da UD-DP são ampliadas com as *distribuições ótimas de fluxos* $\mathcal{O}_k(x_k, u_k^*)$, que definem os fluxos ótimos x_{kl}^* para todos os arcos kl que ramificam da barra k ($kl \in A_k$),

$$\mu_k^*(x_k) = (u_k^*, \mathcal{O}_k(x_k, u_k^*)) \quad (3.54)$$

$$\mathcal{O}_k(x_k, u_k^*) = (x_{k1}^*, x_{k2}^*, \dots, x_{kp}^*) \quad (3.55)$$

O processo de identificação dos conjuntos “barras-linhas” com ramificações ($k \in \mathcal{R}$) e a otimização dos fluxos usa conceitos e estruturas de dados desenvolvidos na área de otimização de fluxos em redes. Esses conhecimentos permitem a ordenação implícita das barras dos alimentadores em *pré-ordem* (AHUJA *et al.*, 1993); a ordenação *pré-ordem* garante que todos os valores das funções $F_{kl}(x_{kl})$ estejam bem definidos para o cálculo de $F_{k+1}(x_{k+1})$, no processo de otimização interna dos fluxos.

De forma análoga à programação dinâmica, as estratégias de otimização por UD-DP correspondem a um conjunto de conceitos que precisam ser moldados às aplicações específicas. O aspecto mais importante é a concepção de cada uma das componentes dos *estados* (x_k) e *controles*, considerando o compromisso entre benefícios das informações para o IVVC e a complexidade computacional do processo de obtenção de políticas ótimas.

As principais informações para alimentar a metodologia de otimização são os atributos elétricos de todos os trechos da rede estudada, as demandas em cada um dos pontos de consumo nos intervalos discretizados ao longo do dia, as informações sobre fontes de geração fotovoltaicas e sobre outras fontes de geração injetando energia nas redes, as especificações de todos os equipamentos de controle de tensão e de controle de reativos e características elétricas de todos os trechos das redes estudadas. Com essas informações, a estratégia de otimização por UD-DP deve definir os melhores ajustes para todos os equipamentos controláveis, como transformadores, reguladores de tensão, capacitores chaveados, compensadores dinâmicos de potências reativas e inversores de fontes de geração distribuídas na rede. O objetivo da otimização dos fluxos é atender às demandas com os menores custos associados a perdas e às eventuais violações dos níveis de tensões estabelecidos por (ANEEL, 2021).

Capítulo 4

Estrutura do Controle Volt/Var Centralizado Proposto

Este capítulo apresenta as características de infraestrutura, controle e comunicação que foram consideradas no desenvolvimento da estratégia de otimização e nas simulações. Há também, uma breve explicação de como ocorre a comunicação entre o agente central e os equipamentos controláveis, bem como as variáveis envolvidas nesse processo. Adicionalmente, há a apresentação do modelo de otimização proposto no capítulo anterior aplicado para o VVC. Por último, há uma apresentação do processo de otimização proposto por este trabalho e uma breve descrição do algoritmo implementado em *Python* que simula em ambiente computacional, o funcionamento do VVC em diferentes redes de distribuição, de forma a avaliar o desempenho do controle proposto.

4.1 Premissas Adotadas

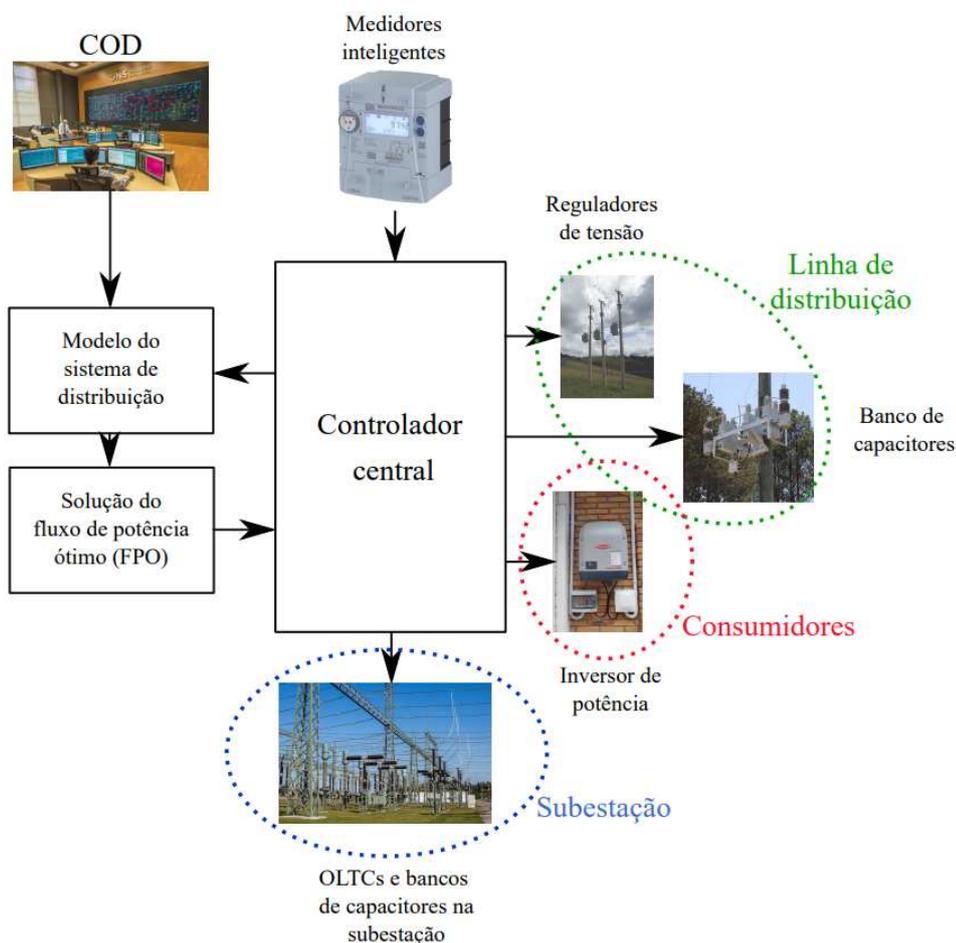
As premissas que adotamos nesse trabalho podem ser divididas em três sub-grupos: premissas do controle centralizado, da carga utilizada e da operação, dimensionamento e alocação dos sistemas fotovoltaicos. O primeiro trata das características de infraestrutura e comunicação entre o agente central e os equipamentos controláveis, focando principalmente na forma que ocorre a comunicação e nas variáveis envolvidas para cada equipamento. Em seguida, temos as características adotadas para as cargas, bem como a curva de carga considerada para as simulações. Por último, o subgrupo do sistema fotovoltaico especifica como são realizados os dimensionamentos e os sobredimensionamentos do sistema, como calculamos o nível de penetração e a curva de geração utilizada

nas simulações.

4.1.1 Premissas do Controle Centralizado

O controle centralizado proposto para as *smart grids* neste trabalho é ilustrado na Figura 4.1, na qual tem-se que todos os equipamentos controláveis possuem um mesmo controlador central, que atua em intervalos pré-definidos de 15 minutos, baseado nas medições locais, nos valores estimados pelo programa baseado em conceitos de EE e pelos ajustes de cada equipamento (largura de banda, tempo de atraso, dentre outros).

Figura 4.1 – Estrutura de controle centralizado proposto.



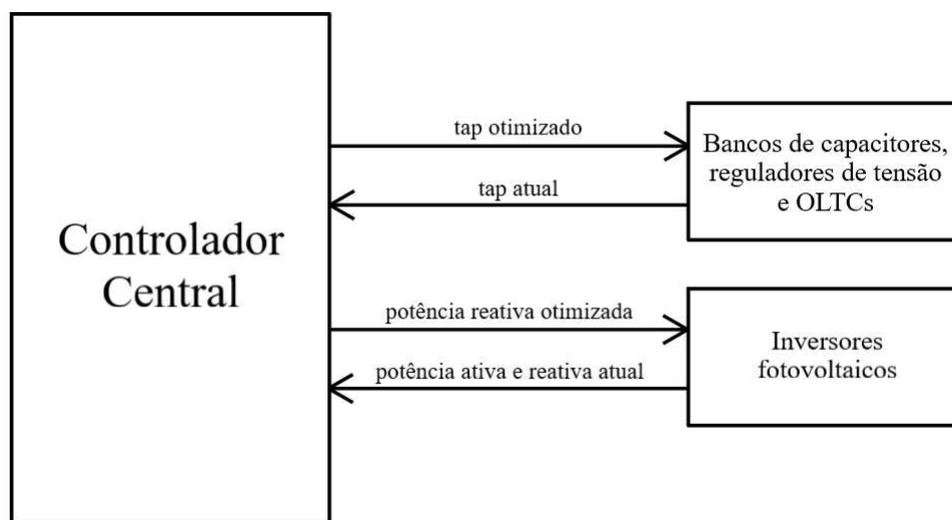
Fonte: adaptado de (MERCER, 2016; PATO, 2019)

Assume-se também que a rede possui uma infraestrutura de medidores inteligentes suficiente para tornar o problema da estimação de estado observável em todos os cenários possíveis. Além disso, essa infraestrutura avançada de medição - do inglês *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) - é capaz de se comunicar com o controlador central presente no Centro de Operação da Distribuição (COD), informando não somente as medições em tempo real, mas também os estados das chaves de linha. Através de tais

dados, e tendo o conhecimento dos parâmetros e layout da rede elétrica de distribuição, é possível estimar os estados de todas as barras do sistema (inclusive das barras sem a presença dos medidores inteligentes). Por mais que o sistema considerado seja uma *smart grid* com diversos medidores em sua extensão, seria economicamente inviável ter um medidor em cada barra para obtermos os valores de tensão, potência, fluxo de potência e corrente na mesma. Além disso, mesmo que houvessem medidores em todas as barras do sistema, podem ocorrer casos onde algumas medidas são perdidas durante a comunicação entre os medidores e o agente central. Desta forma, utilizar os conceitos básicos de EE é uma forma de controlar esse problema e obter todos os valores necessários para o processo de otimização. Para este trabalho, o EE está lidando apenas com os parâmetros de tensão e fluxo de potência ativa e reativa.

Os detalhes da comunicação entre os equipamentos controláveis e o controlador central são resumidos na Figura 4.2. Basicamente, a cada 15 minutos, os diferentes dispositivos da rede informam ao controle central diferentes parâmetros, e recebem do controlador os novos parâmetros para uma operação otimizada. Com os novos parâmetros, os equipamentos verificam se eles são diferentes do estado atual (pois caso não ocorra nenhuma mudança significativa na rede entre os 15 minutos de atuação, a otimização vai chegar nos mesmos valores otimizados que a operação anterior), e realizar os ajustes necessários. Segundo a premissa adotada neste trabalho, o controle local conhece a fundo todos os dispositivos controláveis instalados na rede elétrica de distribuição, desde suas características nominais, até os locais de instalação dos mesmos, de forma que não é necessário atualizar tais informações a cada processo de otimização.

Figura 4.2 – Diagrama esquemático da comunicação entre o controlador central e os equipamentos proposto.



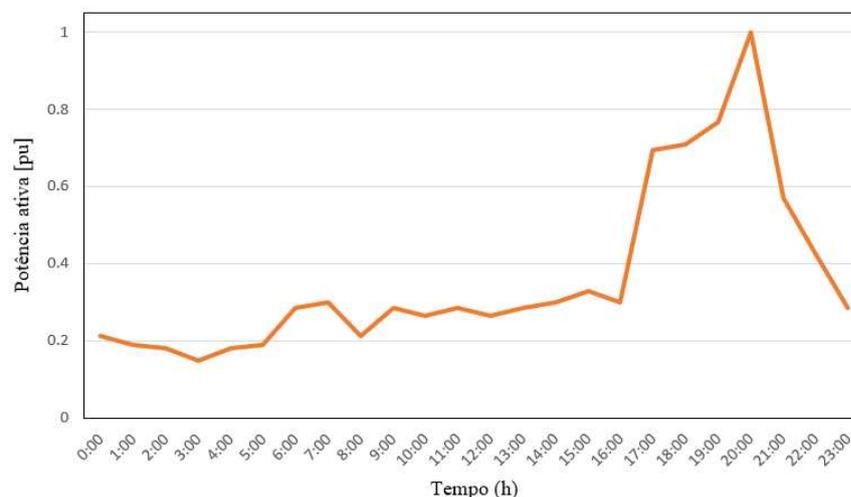
Conforme explicado em 2.3.2.1, os BCs podem ser controlados através de uma variável específica. Para este trabalho, esse controle será realizado através da potência reativa. Desta forma, a potência reativa dos equipamentos controláveis será a variável de controle do problema de otimização proposto, enquanto que a potência reativa da barra será a variável de estado. Assim, para cada atuação do controlador central, o banco de capacitores recebe a posição do tap para a atuação otimizada. Da mesma forma, os RTs e OLTCs também recebem do controlador central, a posição do tap para aquele instante t . Os inversores vão receber do controlador, o valor de potência reativa que deve ser injetado na rede.

Por mais que o controlador central receba os valores atuais de potência ativa e reativa, ele somente atuará nos valores de potência reativa não podendo, em hipótese alguma, alterar o valor da potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico. Tal atuação não é benéfica para o consumidor, uma vez que reduz a quantidade de energia gerada pelo mesmo. O valor da potência ativa que está sendo gerada no instante t é utilizada para calcular o valor máximo de energia reativa que pode ser injetado no sistema (vide Equação 2.11).

4.1.2 Premissas para as Cargas Utilizadas

Para esse estudo, considerou-se apenas cargas residenciais com o perfil de carga indicado na Figura 4.3. Nas simulações, a potência ativa requerida pelas cargas no instante t é igual ao produto da potência nominal pelo valor da sua curva de carga normalizada para o instante t em questão. Por uma questão de simplicidade do sistema, todos os consumidores possuem a mesma curva de carga. Por último, assumiu-se que as cargas são do tipo potência constante, ou seja, a potência por elas requerida não varia com a tensão.

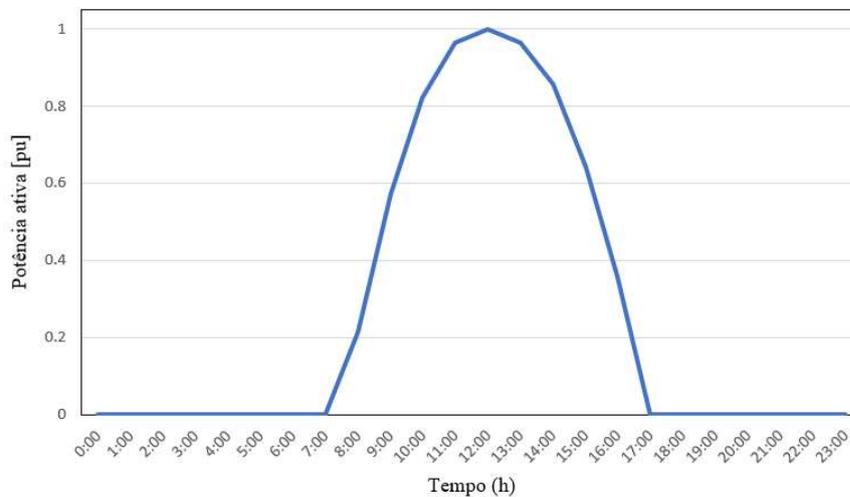
Figura 4.3 – Perfil de carga normalizada utilizada nas simulações.



4.1.3 Premissas de Operação, Dimensionamento e Alocação dos Sistemas Fotovoltaicos

Este trabalho considerou o perfil de geração apresentado pela Figura 4.4, de um dia ensolarado e sem nuvens, considerando a irradiação solar para o município de Campinas-SP. Nas simulações, a potência ativa injetada na carga no instante t é igual ao produto de sua potência nominal pelo valor da sua curva de geração normalizada para o instante t em questão (PATO, 2019). Por uma questão de simplificação, todos os sistemas possuem a mesma curva de geração.

Figura 4.4 – Perfil de geração normalizada utilizada nas simulações.



O dimensionamento dos sistemas fotovoltaico foi realizado seguindo a seguinte equação (PATO, 2019):

$$P_{fv}^{nom} = \frac{E_{UC}}{\int_0^{t_{max}} G_{fv}^{pu}(t) \cdot dt} \quad (4.1)$$

Onde P_{fv}^{nom} é a potência nominal do sistema fotovoltaico em kWp, E_{UC} é o consumo de energia da carga em kWh, $G_{fv}^{pu}(t)$ é o valor da geração fotovoltaica normalizada no instante t para a curva de geração considerada (PATO, 2019). Para esse caso, esse dimensionamento zera o consumo líquido do consumidor no período considerado (24 horas).

Também estamos considerando inversores fotovoltaicos com diferentes níveis de sobredimensionamento (15%, 30% e 45%). Segundo (DIVAN *et al.*, 2016), um sobredimensionamento de 15% é necessário pois nos horários de pico de geração, onde a potência ativa gerada é bem próxima da nominal do sistema, há uma menor quantidade de potência reativa disponível para realizar o VVC. Como são nos horários de pico de geração

onde ocorrem os maiores problemas relacionados ao perfil de tensão, é necessário sobre-dimensionar o inversor, de forma que o equipamento consiga atuar nos momentos de pico de geração e injetar potência reativa na rede suficiente para a realização de um VVC de qualidade. Diferentes valores de sobredimensionamento foram considerados neste estudo a fim de averiguar se maiores dimensionamentos geram melhores resultados.

Por último, considerou-se diferentes níveis de penetração fotovoltaica (de 5% a 50% de penetração) para os casos simulados. O nível de penetração é calculado segundo a Equação 4.2. A alocação dos sistemas fotovoltaicos foi realizada de forma aleatória.

$$NP_{fv} = \frac{N_{fv}}{NB_{el}} \cdot 100\% \quad (4.2)$$

Onde NP_{fv} é o nível de penetração fotovoltaica do sistema em porcentagem, N_{fv} é o número de sistemas fotovoltaicos instalados no sistema e NB_{el} o número de barra elétricas para a instalação dos sistemas fotovoltaicos (PATO, 2019).

4.2 Formulação do Modelo de Otimização

Usando os pontos definidos em 3.3, é possível determinar um modelo de otimização matemática para representar o problema do controle Volt-Var em smart grids com geração distribuída.

4.2.1 Função Objetivo

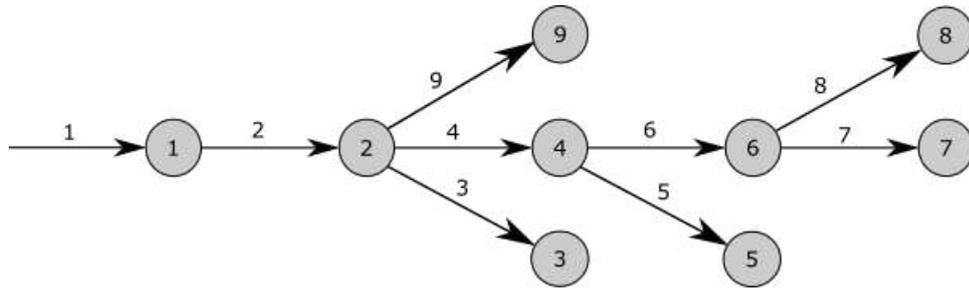
Dada uma rede radial, (Figura 4.5), com ofertas e demandas de potência em cada nó, juntamente com as perdas técnicas presentes em cada arco, o problema a ser abordado aqui consiste em encontrar a melhor opção de operação total da rede de forma a diminuir tais perdas e garantindo que as tensões e o fator de potência estejam dentro dos limites especificados pela ANEEL. Para isso, utiliza-se o controle dos dispositivos disponíveis, como bancos de capacitores, OLTCs, reguladores de tensão e inversores dos geradores fotovoltaicos.

As perdas técnicas em uma linha qualquer k de um alimentador de distribuição radial podem ser calculadas da seguinte forma:

$$Perdas_k = R_k \cdot \left[\frac{(P_k)^2 + (Q_k)^2}{(V_k)^2} \right] \quad (4.3)$$

A Equação 4.3 representa as perdas a serem minimizadas por programação dinâmica, sujeita a:

Figura 4.5 – Rede radial.



$$\underline{V} \leq V_k \leq \bar{V} \tag{4.4}$$

$$\underline{FP} \leq FP_k \leq \bar{FP} \tag{4.5}$$

É possível apresentar tal problema na seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{Min}_{u_0, u_1, \dots, u_{n-1}} & \left[\sum_{k=0}^{n-1} e_k(x_k, u_k) + F_{k+1}(x_n) \right] \\ x_{k+1} &= f_k(x_k, u_k) \\ x_k &\in X_k \\ u_k &\in U_k \end{aligned} \tag{4.6}$$

Na abordagem proposta por programação dinâmica, destacam-se os seguintes componentes:

- Os estágios k representam cada nó da rede analisada;
- O estado x_k , representado através de um vetor unidimensional, representa a variável de estado disponível para cada nó k , conforme equação:

$$[x_k] = [Q_k] \tag{4.7}$$

- As decisões (ou controles) u_k , representado por um vetor, representam as variáveis de controle do problema de otimização, segundo a equação:

$$u_k = \begin{bmatrix} u_k^1 \\ u_k^2 \\ u_k^3 \\ u_k^4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_k^{fv} \\ Q_k^{cap} \\ Q_k^{rt} \\ Q_k^{oltc} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

- Os custos elementares $e_k(x_k, u_k)$, associados aos estados x_k e decisões u_k , indicam as perdas técnicas em um nó k a serem minimizadas, segundo a equação:

$$e_k(x_k, u_k) = R_k \cdot \left[\frac{(P_k)^2 + (x_k)^2}{(V_k)^2} \right] \quad (4.9)$$

4.2.2 Modelagem dos Equipamentos da Rede

Para este caso, estamos considerando apenas os equipamentos controláveis presentes em redes de distribuição, ou seja, banco de capacitores, reguladores de tensão, transformadores com comutação sob carga e inversores de potências. Os demais equipamentos presentes nas redes de distribuição serão desprezados pelo nosso modelo de otimização.

4.2.2.1 Bancos de Capacitores

Os bancos de capacitores são modelados como cargas de impedância constante, sendo que a potência ativa é considerada desprezível e a potência reativa varia com a tensão, conforme especificado pela Equação 4.10 :

$$Q^{cap} = Q_{nom} \cdot \left(\frac{V}{V_{nom}} \right)^2 \quad (4.10)$$

4.2.2.2 Reguladores de Tensão

Os reguladores de tensão são modelados seguindo as Equações 2.9 e 2.10, que são apresentadas de forma sintetizada na Equação 4.11 :

$$V_c = \left(\frac{1}{1 + 0,00625 \cdot tap} \right) \cdot V_e \quad (4.11)$$

Onde a variável tap representa a posição do tap do equipamento, que pode variar de -16 a 16.

4.2.2.3 Transformadores de Potência com Comutação sob Carga

Os OLTCs são modelados considerando que o tap está no secundário do equipamento, conseqüentemente seguindo as Equações 4.12 e 4.13:

$$V_c = \frac{N_s^{nom} \cdot \beta}{N_p^{nom}} \cdot V_p \quad (4.12)$$

$$\beta = 1 + tap \cdot \frac{N_s^{max} - N_s^{min}}{N_s^{nom} \cdot n_s^{tap}} \quad (4.13)$$

Onde V_p e V_s indicam respectivamente as tensões no primário e secundário do equipamento, N_p^{nom} e N_s^{nom} representam respectivamente o número de espiras no primário e secundário, tap indica a posição do tap, N_s^{max} e N_s^{min} representam respectivamente o número máximo e mínimo de espiras do secundário e n_s^{taps} indica o número de posições disponíveis para o tap.

4.2.2.4 Sistemas Fotovoltaicos

Conforme discutido anteriormente, os inversores fotovoltaicos foram modelados como potência constante. Assim, temos as Equações 4.14 e 4.15 que sintetizam a forma com esse equipamento atuará no processo de otimização.

$$P_{fv} = P_{fv}^{gerada} \quad (4.14)$$

$$Q_{fv} \leq \sqrt{(S_{fv}^{inv})^2 - (P_{fv})^2} \quad (4.15)$$

4.2.3 Demais Restrições

Para que o modelo de otimização proposto esteja completo, ele deve estar sujeito a:

$$P_k - P_k^{ld} + P_k^{fv} = \sum_{j \in A_k} \left[P_{k+1,j} + R_{k+1,j} \cdot \left(\frac{(P_{k+1,j})^2 + (x_{k+1,j})^2}{(V_{k+1,j})^2} \right) \right] \quad (4.16)$$

$$x_k - Q_k^{ld} - u_k^1 - u_k^2 - u_k^3 - u_k^4 = \sum_{j \in A_k} \left[x_{k+1,j} + \chi_{k+1,j} \cdot \left(\frac{(P_{k+1,j})^2 + (x_{k+1,j})^2}{(V_{k+1,j})^2} \right) \right] \quad (4.17)$$

$$(V_{k+1,j})^2 = (V_k)^2 - 2 \cdot (R_{k+1,j} \cdot P_{k+1,j} + \chi_{k+1,j} \cdot x_{k+1,j}) \quad (4.18)$$

Onde temos que x_k é a potência reativa na barra k, u_k^1 é a potência reativa gerada pelo sistema fotovoltaico, u_k^2 é a potência reativa fornecida pelo capacitor, u_k^3 é a potência reativa fornecida pelo regulador de tensão, u_k^4 é a potência reativa fornecida pelo OLTC e χ_k é a reatância do ramo que dá origem a barra k.

As equações 4.16 e 4.17 representam o equilíbrio do fluxo de potência ativa e reativa para cada nó k, conforme observado na figura 4.6. Os fluxos de potência ativa e reativa que saem do nó k possuem o subscrito k+1. Para manter o equilíbrio entre as potências, todo fluxo que entra é igual ao fluxo que sai mais as perdas. Para o nosso estudo, considera-se cada nó k recebe um fluxo P_k e Q_k do nó pai e P_k^{fv} e Q_k^{fv} caso tenha a presença de geração distribuída na barra em questão, Q_k^{cap} para o caso da presença de um banco de capacitores, Q_k^{rt} para o caso da presença de um regulador de tensão e Q_k^{oltc} para o caso da presença de um OLTC, enquanto que o fluxo que sai dessa barra k é proveniente das cargas (P_k^{ld} e Q_k^{ld}) se houver e dos nós filhos, também se houver. Observa-se que, para o caso de haver geração distribuída na barra hipotética, dependendo do momento do dia, geração e consumo atual, ela pode se comportar como uma fonte ou consumidora de potência ativa. A equação 4.18 representa a lei de Kirchhoff das tensões para a barra k.

4.3 Algoritmo Teste

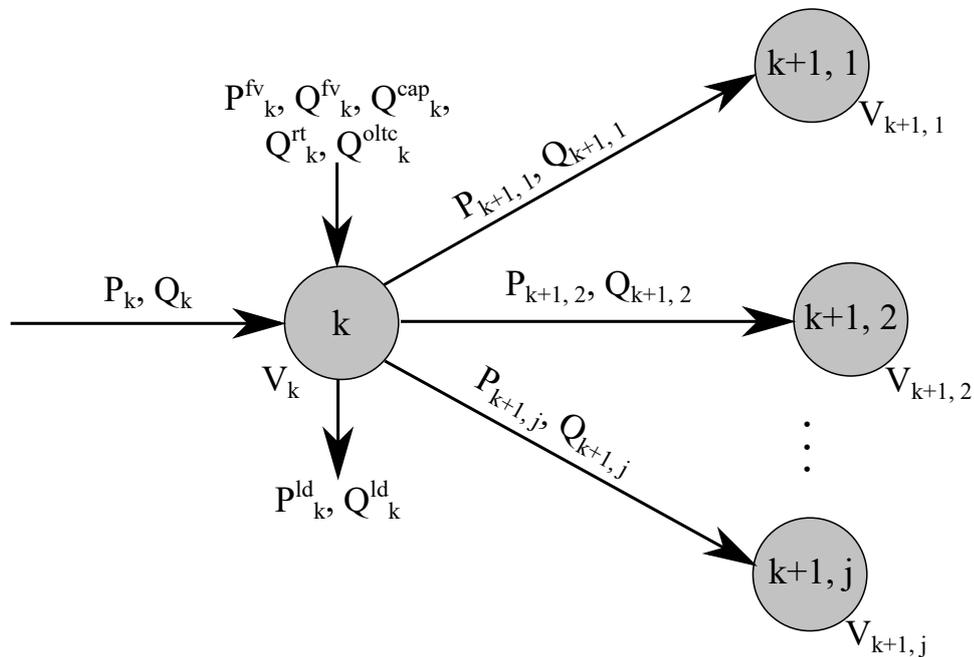
A fim de se resolver o problema de otimização especificado pela equação 4.9 usando a abordagem anteriormente proposta, um procedimento de pré-processamento, um procedimento de otimização, e um processo de aplicação são executados, conforme explicado a seguir:

4.3.1 Procedimento de pré-processamento

Inicialmente, considerando que estamos trabalhando com uma rede inteligente e que possui uma série de medidores ao longo de sua extensão, há a aplicação de um programa baseado em conceitos de EE seguindo o fluxograma apresentado pela Figura 3.3. Essa etapa é crucial para se ter conhecimento de todas as tensões para cada barramento, bem como os fluxos de potências.

Essa etapa não influencia diretamente no processo de convergência do procedimento de otimização. Uma vez que trata-se apenas de um pré-processamento. A inserção

Figura 4.6 – Fluxos de potência ativa e reativa para uma barra k.



dessa etapa inicial neste trabalho, deu-se devido a percepção que a grande maioria da bibliografia disponível sobre esse assunto, considera que se possui todas as medições necessárias para a realização do procedimento de VVC da rede analisada. Porém, sabe-se que na prática é economicamente inviável possuir medidores em todas as barras de um sistema de distribuição. Desta forma, o presente trabalho, visando gerar uma inovação acerca do assunto estudado, incluiu uma etapa de pré-processamento, de forma que estamos considerando que apenas uma parte das barras do sistema possuem medição.

4.3.2 Procedimento de otimização

Partindo do nó mais distante da rede, o processo backward proposto determina para cada barra do sistema o conjunto de valores otimizados para as variáveis de estado (vide equação 4.7) e de controle (vide equação 4.8), através das equações recursivas de Hamilton-Jacobi-Belman (vide equação 4.7). Em resumo, o modelo de otimização proposto neste trabalho é dado a seguir:

$$\text{minimizar: (4.9)}$$

$$\text{sujeito a: (4.4) a (4.5) e (4.16) a (4.18)}$$

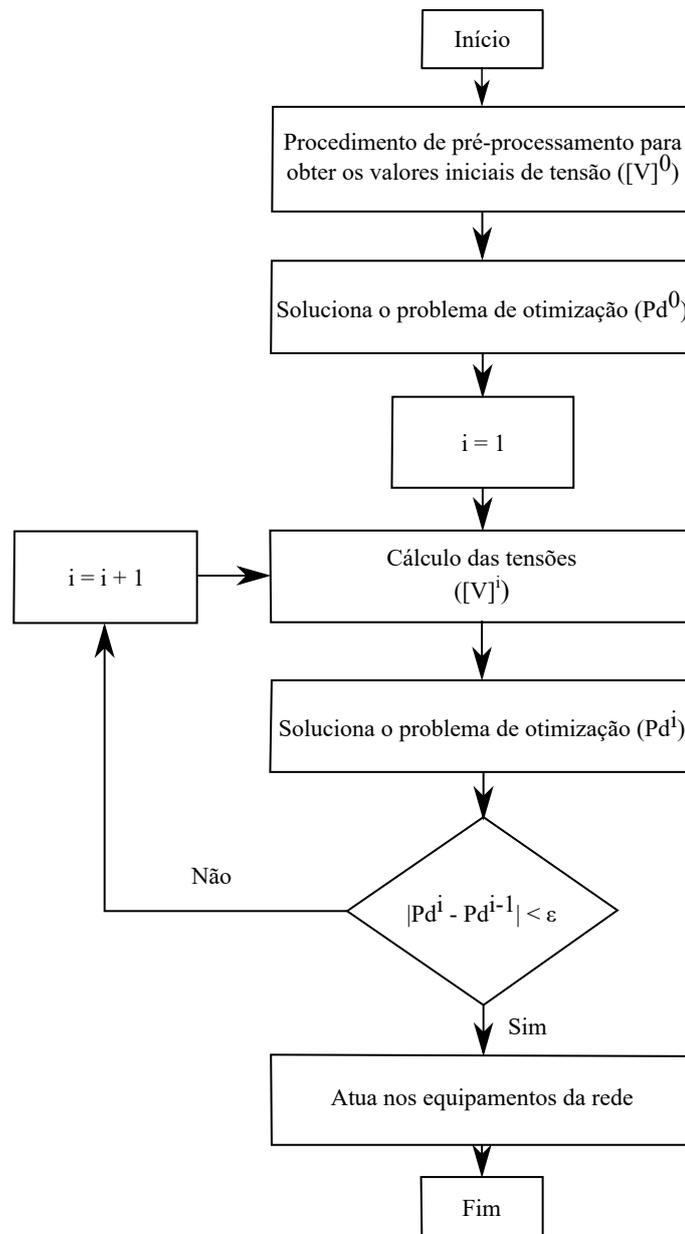
Para isso, utilizaremos o processo iterativo proposto por (GONZALEZ *et al.*, 2012), que consiste em quatro etapas básicas:

1. Resolve o problema de otimização, minimizando a equação 4.9, considerando que as tensões são iguais aos valores obtidos pelo programa baseado em conceitos de EE;
2. Calcula as tensões para cada barra do sistema, utilizando a equação 4.18;
3. Resolve novamente o problema de otimização, utilizando agora os valores das tensões obtidas no item anterior;
4. Compara os dois resultados obtidos. Se as soluções forem diferentes, retorne ao item dois. Caso contrário, a solução ótima para o problema foi encontrada.

4.3.3 Usos da estratégia de VVC

Uma vez que o procedimento de otimização seja concluído, é possível obter os valores ótimos para as variáveis de estado e controle. Com os valores das variáveis de controle, o operador ou controlador, pode atuar nos equipamentos de forma a obter o estado ótimo da rede calculado anteriormente. Ou seja, com tais valores pode-se chavear bancos de capacitores chaveados, reguladores de tensão ou OLTCs, ou alterar a potência reativa que os inversores injetam na rede, de forma a se obter o estado com as mínimas perdas. A Figura 4.7 ilustra como o procedimento de otimização explicado anteriormente funciona.

Figura 4.7 – Fluxograma do procedimento de otimização adotado.



Capítulo 5

Descrição dos Estudos de Casos

Esse capítulo descreve os estudos de casos empregados para avaliar o VVC proposto neste trabalho.

5.1 Detalhes sobre as Redes Testes Utilizadas

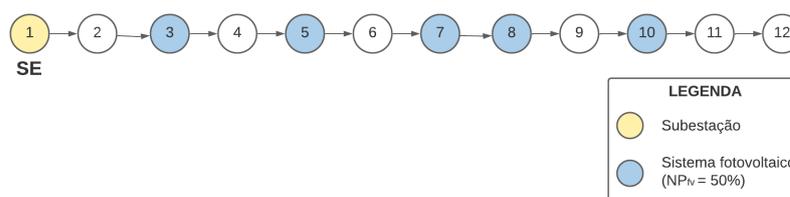
Quatro redes testes distintas foram utilizadas para avaliar o controle centralizado proposto. Cada rede possui suas próprias particularidades e número de barras, que serão apresentadas a seguir. As três primeiras redes são sistemas teste do IEEE, enquanto que a última trata-se de uma rede de distribuição real presente na cidade de Sete Lagoas, no estado de Minas Gerais. Para cada rede analisada, são considerados diferentes níveis de penetração que variam de 5 a 50%, calculadas segundo a Equação 4.2. As barras onde foram instaladas a geração distribuída foram escolhidas de forma aleatória e o dimensionamento do inversor foi calculado segundo a Equação 4.1. Todas as redes analisadas neste trabalho são de média tensão, logo estamos considerando que a carga de cada barra é um conglomerado de residências. Desta forma, o inversor dimensionado para cada barra, corresponde a soma das potências dos inversores para cada residência presente no conglomerado. Para o nosso caso de estudos, considera-se o equivalente monofásico de cada sistema. Todos os diagramas apresentados nessa seção foram construídos utilizando o programa *Lucidchart*¹

¹ Disponível em: <https://www.lucidchart.com/pages/pt>

5.1.1 Sistema de 12 Barras

A primeira avaliação do VVC proposto é realizada na rede IEEE de 12 barras, ilustrada na Figura 5.1. Esse sistema possui uma tensão nominal de 11 kV e nível de curto-circuito de 10 MVA. Os parâmetros das barras e das linhas encontram-se no Anexo A. Por se tratar de uma rede curta, não há grandes quedas de tensão, logo não há a presença de bancos de capacitores e/ou reguladores de tensão.

Figura 5.1 – Sistema 12 barras IEEE.



Fonte: adaptado de (MISHRA *et al.*, 2014)

Como a rede possui apenas 11 barras elegíveis para a instalação dos sistemas fotovoltaicos, para este caso serão consideradas penetrações de 10 a 50%, calculadas segundo a Equação 4.2. O resumo dos diferentes cenários simulados podem ser observados na Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Resumo dos cenários simulados para o sistema IEEE de 12 barras.

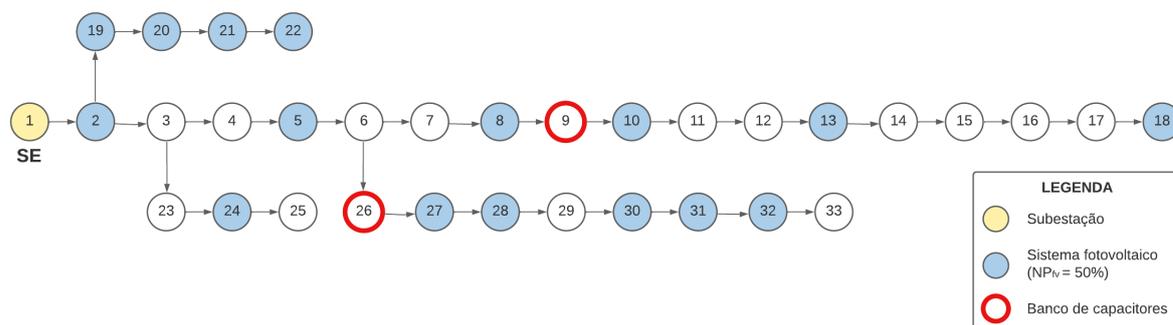
Nível de penetração	10%	20%	30%	40%	50%
Número de SFs	1	2	3	4	5
Potência média (kWp)	87.288	96.986	87.288	82.438	77.589
Potência total (kWp)	87.288	193.972	261.863	339.452	397.645

Observa-se que a potência média varia a medida que inserimos mais sistemas fotovoltaicos. Isso ocorre devido ao fato de que cada sistema inserido tem valores distintos de potência, uma vez que eles foram dimensionados visando zerar o consumo de cada carga. Como para os sistemas estudados, temos diferentes valores de cargas, conseqüentemente, teremos diferentes tamanhos de sistemas fotovoltaicos.

5.1.2 Sistema de 33 Barras

A segunda avaliação proposta é realizada na rede IEEE de 33 barras, ilustrada na Figura 5.2. Esse sistema possui uma tensão nominal de 12,66 kV e nível de curto-circuito de 10 MVA. Os parâmetros das barras e das linhas encontram-se no Anexo B.

Figura 5.2 – Sistema 33 barras IEEE.



Fonte: adaptado de (BARAN; WU, 1989a)

Esse sistema possui dois capacitores de 800 kVAr cada, presentes nas barras 9 e 26 respectivamente. O resumo dos diferentes cenários simulados podem ser observados na Tabela 5.2:

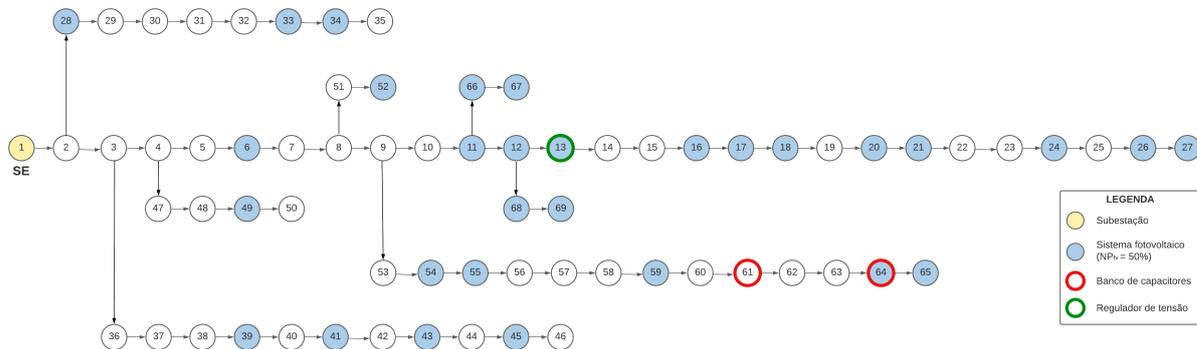
Tabela 5.2 – Resumo dos cenários simulados para o sistema IEEE de 33 barras.

NPfv	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Número de SFs	2	3	5	6	8	10	11	13	14	16
Potência média (kWp)	116.3	116.3	116.3	174.5	174.5	174.5	174.5	174.5	174.5	174.5
Potência total (kWp)	232.7	349.1	581.9	1047	1396	1745	1920	2269	2444	2793

5.1.3 Sistema de 69 Barras

A avaliação proposta corre na rede IEEE de 69 barras, ilustrada na Figura 5.3. Esse sistema possui uma tensão nominal de 12,66 kV e nível de curto-circuito de 10 MVA. Os parâmetros das barras e das linhas encontram-se no Anexo C.

Figura 5.3 – Sistema 69 barras IEEE.



Fonte: adaptado de (BARAN; WU, 1989b)

Esse sistema possui um regulador de tensão na barra 13 e dois capacitores de 800 kVAR cada, presentes nas barras 61 e 64 respectivamente. O resumo dos diferentes cenários simulados podem ser observados na Tabela 5.3:

Tabela 5.3 – Resumo dos cenários simulados para o sistema IEEE de 69 barras.

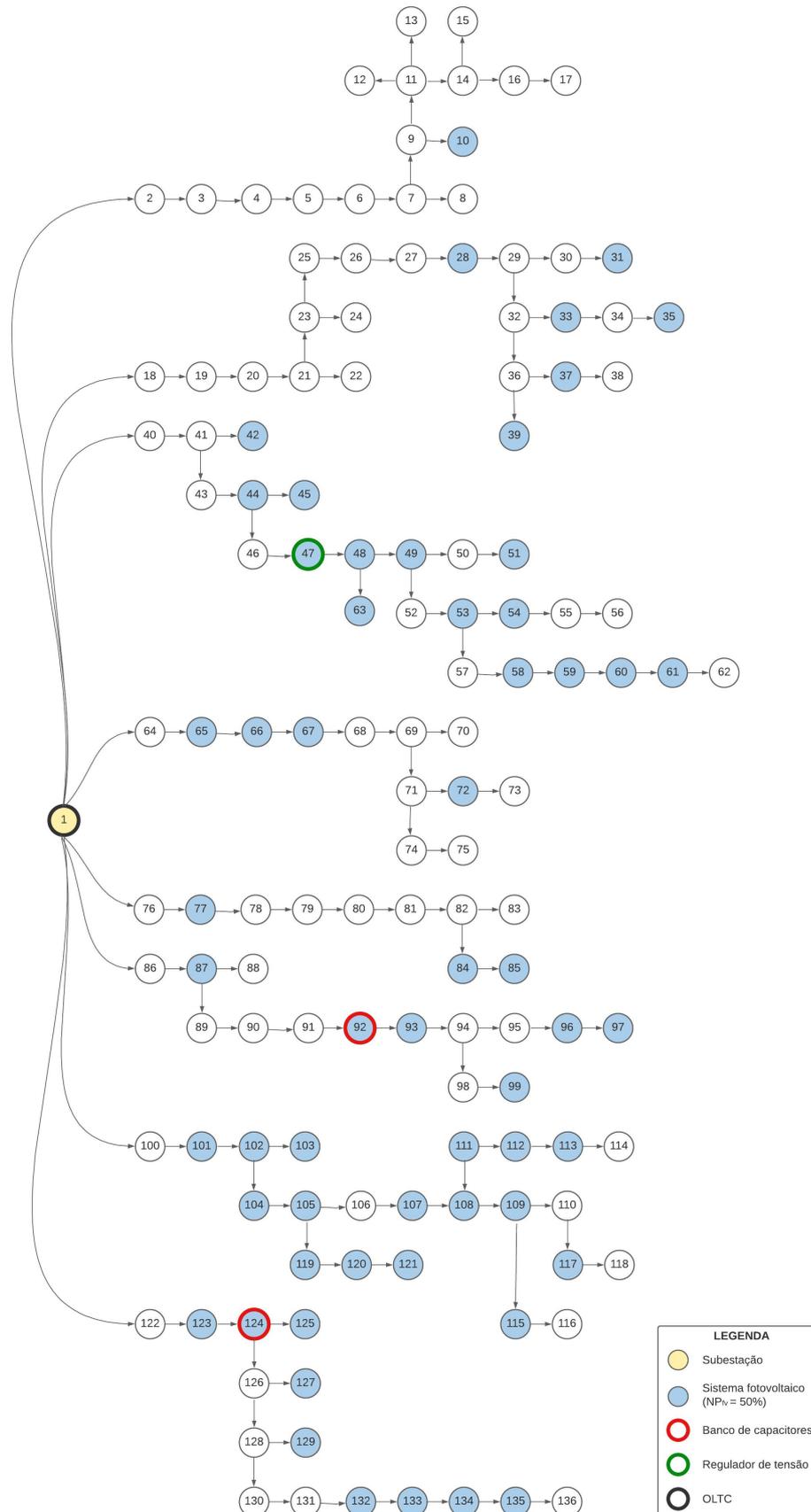
NPfv	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Número de SFs	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30
Potência média (kWp)	440.3	124.1	46.5	48.4	50.4	48.4	50.4	48.4	46.5	46.5
Potência total (kWp)	1191	1486	1566	1925	2158	2289	2443	2771	2835	3207

5.1.4 Sistema de 136 Barras

O último estudo de caso proposto, ocorre na rede real de 136 barras. Essa rede de distribuição está situada no município de Sete Lagoas, no estado de Minas Gerais, e possui tensão nominal de 13,8 kV e nível de curto-circuito de 100 MVA. Essa rede pode ser observada na Figura 5.4. Os parâmetros das barras e das linhas encontram-se no Anexo D.

Esse sistema possui um OLTC na barra 1 (subestação), um regulador de tensão na barra 47 e dois capacitores de 800 kVAR cada, presentes nas barras 92 e 124 respectivamente. O resumo dos diferentes cenários simulados podem ser observados na Tabela 5.4:

Figura 5.4 – Sistema real de 136 barras.



Fonte: adaptado de (FRANCO *et al.*,)

Tabela 5.4 – Resumo dos cenários simulados para o sistema IEEE de 69 barras.

NPfv	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Número de SFs	6	12	18	24	30	36	42	48	54	60
Potência média (kWp)	143	132.6	153.7	157.8	145.8	165.4	168	168	177.2	189.2
Potência total (kWp)	1614	2877	4373	6315	7077	9151	10370	12054	14276	16764

5.2 Transgressões Regulatórias Avaliadas

Para avaliar o funcionamento do controle centralizado proposto neste trabalho, para cada caso simulado, mediu-se os valores de tensão para cada barra do sistema.

Conforme explicado no item 2.1, o maior problema envolvendo alta penetração de geração distribuída fotovoltaica é a sobretensão durante o momento de pico de geração. Para avaliar se o controle centralizado proposto neste trabalho mantém o perfil de tensão adequado durante todo o dia, são computadas medições das tensões em todas as barras do sistema. Essas tensões, serão comparadas com os valores limites estabelecidos em (ANEEL, 2021). Os valores de tensão que são considerados adequados para consumo variam de acordo com a tensão nominal do sistema, mas para todas as redes simuladas neste trabalho, considera-se os valores indicados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Limites de tensão estabelecidos pela ANEEL para tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Além da tensão, também será medido o valor total das perdas para o sistema analisado. Para as perdas totais, não há nenhum limite pré-estabelecido pela ANEEL ou qualquer outra agência de energia elétrica. Porém, como as perdas de energia significam perda de dinheiro para as concessionárias de energia, o objetivo do controle centralizado proposto é reduzir ao máximo esse valor.

5.3 Resumo dos Cenários Simulados

Ao todo, 81 cenários distintos foram simulados para cada rede estudada, de forma a comprovar a eficácia do controle centralizado proposto por esse trabalho. Para cada cenário, considerou-se 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45 e 50% de penetração fotovoltaica (com exceção da primeira rede simulada, que por ser muito pequena, considerou-se apenas 10, 20, 30, 40 e 50% de penetração fotovoltaica) para um dia claro e sem nuvens. A curva de carga e a curva de geração é a mesma para todos os cenários simulados. As simulações abrangem redes sem e com o controlador central, sendo que neste último caso, consideramos diferentes níveis de sobredimensionamento e diferentes valores para o incremento da potência reativa injetada pelo inversor a cada iteração. Um valor muito pequeno do incremento da potência reativa aumenta o tempo de processamento à medida que lidamos com redes maiores e com maiores níveis de penetração. Contudo, um valor muito grande pode chegar a um resultado que não é otimizado. O melhor valor de incremento da potência reativa é aquele que chega em um resultado em um tempo de processamento coerente (nem muito rápido e nem muito lento), logo ele varia com os sistemas analisados e com o nível de penetração fotovoltaica. Para o nosso caso de estudo, obteve-se cada incremento de potência reativa utilizado através de tentativa e erro. O valor ideal de incremento considerado é quando o tempo médio de processamento para cada horário simulado é menor ou igual a 2 minutos.

Por último, foram considerados erros nas medições disponibilizadas pelo programa baseado em EE, para averiguar como essas medições influenciam nas decisões tomadas pelo controlador central. Todos os cenários simulados, compreendem um período de 24 horas, sendo que o controlador central atua em intervalo de 15 minutos. A seguir, há uma explicação mais detalhada de cada caso de simulação realizado.

5.3.1 Caso Base

O primeiro caso de simulação, serve como parâmetro de comparação para os demais casos analisados. Nele, temos as redes apresentadas anteriormente, porém sem nenhuma inclusão de geração fotovoltaica. Esse caso serve principalmente para compararmos os perfis de tensão com e sem geração distribuída, e para analisarmos como a inserção de geradores distribuídos afetam as perdas totais do sistema. Como não há geradores distribuídos, também não há VVC e conseqüentemente, não há incremento da potência reativa. Essas especificações podem ser resumidas na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Resumo dos parâmetros considerados para o caso base

Cenário	NPfv	Sobredimensionamento do inversor	VVC	Incremento da potência reativa	Medições com erros?
1	0	Não há inversores	Não	0	Não

5.3.2 Rede com Geração Distribuída e Sem VVC

O segundo caso de simulação, abrange as redes com geração distribuída fotovoltaica (para diferentes níveis de penetração), porém sem o VVC proposto neste trabalho. Esse caso serve como parâmetro de comparação com o caso com o VVC, principalmente no que diz respeito às tensões nas barras e nas perdas totais do sistema. Como não há nenhum tipo de controle, conseqüentemente, não há incremento da potência reativa. Essas características são resumidas na Tabela 5.7

Tabela 5.7 – Resumo dos parâmetros considerados para a rede com geração distribuída e sem VVC

Cenário	NPfv	Sobredimensionamento do inversor	VVC	Incremento da potência reativa	Medições com erros?
2	5%	Não	Não	0	Não
3	10%				
4	15%				
5	20%				
6	25%				
7	30%				
8	35%				
9	40%				
10	45%				
11	50%				

5.3.3 Rede com Geração Distribuída e Com VVC

Neste caso, tem-se as redes com geração fotovoltaica e com controle centralizado proposto. Para este caso, considerou-se o inversor sem sobredimensionamento e um incremento da potência reativa médio de 50 kVAR. Neste caso, ainda não estamos lidando com erros nas medições, conforme pode-se observar na Tabela 5.8. Essa simulação permite demonstrar que a utilização de VVC em redes de distribuição com alta penetração fotovoltaica gera diversos benefícios, principalmente na questão do perfil de tensão. Neste ponto, será possível demonstrar a capacidade de hospedagem (em inglês *hosting capacity*) das redes à medida que aumentamos os níveis de penetração.

Tabela 5.8 – Resumo dos parâmetros considerados para a rede com geração distribuída e com VVC

Cenário	NPfv	Sobredimensionamento do inversor	VVC	Incremento da potência reativa	Medições com erros?
12	5%	Não	Sim	50	Não
13	10%				
14	15%				
15	20%				
16	25%				
17	30%				
18	35%				
19	40%				
20	45%				
21	50%				

Inicialmente, será possível perceber uma leve melhora no que diz respeito às perdas, quando comparamos o sistema sem e com geração distribuída. Porém, depois de um certo valor de penetração fotovoltaica (que depende das características da rede e das cargas), há um aumento progressivo das perdas à medida que aumentamos a quantidade de geradores fotovoltaicos. Isso indica que a rede alcançou a capacidade máxima de hospedagem de fotovoltaica (BOLLEN; HASSAN, 2011). O VVC auxilia nesse sentido, uma vez que o controle reduz as perdas totais do sistema.

5.3.4 Efeito do Sobredimensionamento do Inversor no Processo de Otimização

Segundo (DIVAN *et al.*, 2016), um sobredimensionamento de 15% nos inversores fotovoltaicos é o suficiente para aumentar a capacidade de injeção de potência reativa sem aumentar consideravelmente os custos dos inversores para os consumidores. Esse estudo de caso visa analisar essa afirmativa. Para essa análise, foi considerado o mesmo problema de otimização descrito anteriormente, apenas com o diferencial do aumento da potência aparente nominal na Equação 4.15. Além disso, são considerados valores maiores de sobredimensionamento (30 e 45%) para avaliar se, à medida que aumentamos o sobredimensionamento, há uma maior redução nas perdas. Para esse caso, consideramos novamente um incremento da potência reativa médio de 50 kVAr e medições sem erros, conforme resumido pela Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Resumo dos parâmetros considerados para a rede com geração distribuída e com VVC considerando diferentes níveis de sobredimensionamento do inversor

Cenário	NPfv	Sobredimensionamento do inversor	VVC	Incremento da potência reativa	Medições com erros?
22	5%	15%	Sim	50	Não
23	10%				
24	15%				
25	20%				
26	25%				
27	30%				
28	35%				
29	40%				
30	45%				
31	50%				
32	5%	30%			
33	10%				
34	15%				
35	20%				
36	25%				
37	30%				
38	35%				
39	40%				
40	45%				
41	50%				
42	5%	45%			
43	10%				
44	15%				
45	20%				
46	25%				
47	30%				
48	35%				
49	40%				
50	45%				
51	50%				

5.3.5 Efeito de Diferentes Valores de Incremento de Potência Reativa no Processo de Otimização

Conforme explicado anteriormente, o incremento de potência reativa indica quais são os intervalos de potência reativa que o controlador central vai considerar para realizar os cálculos de otimização, uma vez que como utilizamos a técnica de UD-DP, trabalhamos com valores discretos para a variável de controle. Porém, quando estamos lidando com o inversor de potência, temos um intervalo contínuo de potência reativa que pode ser injetada na rede. Desta forma, para que seja possível aplicar a técnica de otimi-

zação desenvolvida nesse trabalho, é necessário discretizar tais valores. Essa discretização pode ter granularidades diferentes, e esse aspecto que estamos analisando neste item. Para todos os casos anteriores (com exceção dos dois casos onde não havia VVC), utilizamos um incremento da potência reativa médio de 50 kVAr. Esse estudo visa analisar o que aconteceria caso esse valor sofresse uma redução ou um aumento no seu valor. De início, sabe-se que a principal variável a ser afetada por essas mudanças é o tempo. Os casos simulados para cada uma das quatro redes podem ser resumidos na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Resumo dos parâmetros considerados para a rede com geração distribuída e com VVC considerando diferentes incrementos da potência reativa

Cenário	NPfv	Sobredimensionamento do inversor	VVC	Incremento da potência reativa	Medições com erros?
52	5%	Não	Sim	5	Não
53	10%				
54	15%				
55	20%				
56	25%				
57	30%				
58	35%				
59	40%				
60	45%				
61	50%				
62	5%			200	
63	10%				
64	15%				
65	20%				
66	25%				
67	30%				
68	35%				
69	40%				
70	45%				
71	50%				

5.3.6 Efeito das Medições no Processo de Otimização

Por último, considera-se uma rede com geração distribuída (sem sobredimensionamento) e VVC, porém com os dados de medições incorretos. Conforme foi especificado no item 3.2, quando estamos lidando com medidores inteligentes, podemos obter medidas com algum grau de erro. Em um programa de EE tradicional, há todo um trabalho para garantir que mesmo com medições erradas, o resultado final seja o mais próximo possível da realidade. Porém, como estamos lidando com um EE simplificado, ou seja, apenas com alguns conceitos básicos, não há esse tratamento dos erros. Consequentemente, se ocorrer

algum problema com um medidor inteligente, o controlador central receberá esses dados errados e os utilizará para realizar os cálculos e tomar as decisões necessárias.

Esse último estudo de caso visa analisar o que ocorre caso isso aconteça. Para isso, consideramos um erro de 5% para mais ou para menos do valor real das tensões, para metade das barras. Ou seja, se o valor da tensão na barra for 1 pu, após a inserção do erro, esse valor pode ser 0,95 ou 1,05 pu. Os locais com medições erradas foram definidos aleatoriamente. O resumo dos parâmetros utilizados estão na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 – Resumo dos efeitos das medições no processo de otimização

Cenário	NPfv	Sobredimensionamento do inversor	VVC	Incremento da potência reativa	Medições com erros?
72	5%	Não	Sim	20	5%
73	10%				
74	15%				
75	20%				
76	25%				
77	30%				
78	35%				
79	40%				
80	45%				
81	50%				

Capítulo 6

Resultados dos Estudos de Caso

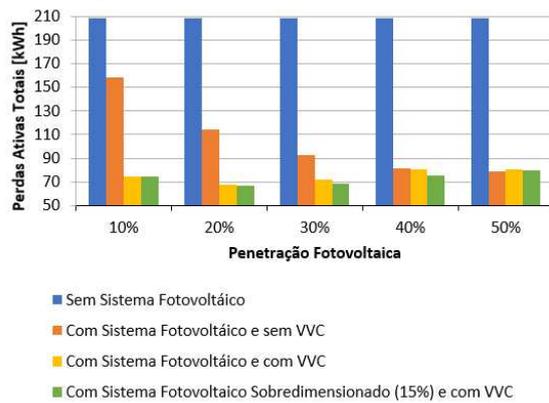
Este capítulo apresenta os principais resultados das simulações realizadas nas redes apresentadas anteriormente e seguindo as descrições de cada caso de estudo apresentadas no capítulo anterior.

6.1 Caso Base X Controle Centralizado

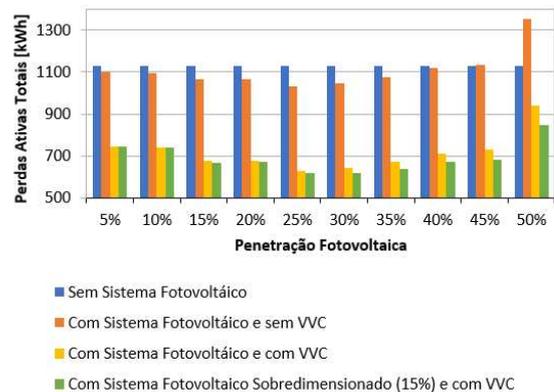
Essa seção compara o cenário 1 da Tabela 5.7 (caso base), com os cenários 2 a 21 da Tabela 5.8 (controle centralizado) para cada uma das redes teste especificadas anteriormente.

A Figura 6.1 nos mostra que inicialmente, ao inserirmos geração fotovoltaica, há uma redução das perdas em comparação com o caso base para todas as redes estudadas. Essa redução ocorre até um certo nível de penetração fotovoltaica (que varia para cada rede analisada). Essa redução das perdas depende das características construtivas do sistema estudado e também das cargas ao longo do mesmo. Após esse nível, há um aumento gradativo das perdas, podendo chegar ao ponto em que as perdas no sistema com geração fotovoltaica superem as perdas no caso base. Esse efeito acontece devido ao fluxo bidirecional de potência ocasionado pela geração distribuída. Quando inserimos geradores distribuídos na rede, as perdas naturalmente caem devido a proximidade entre o consumo e a geração. Porém, à medida que inserimos mais geração distribuída há um aumento da corrente que flui pelos condutores da rede, e conseqüentemente, um aumento das perdas ativas. Neste caso, pode-se dizer que a rede atingiu o limite de suportabilidade (em inglês *hosting capacity*) do sistema. Esse limite varia com os sistemas de distribuição, pois depende das características construtivas de cada rede. Segundo a Figura 6.1(a),

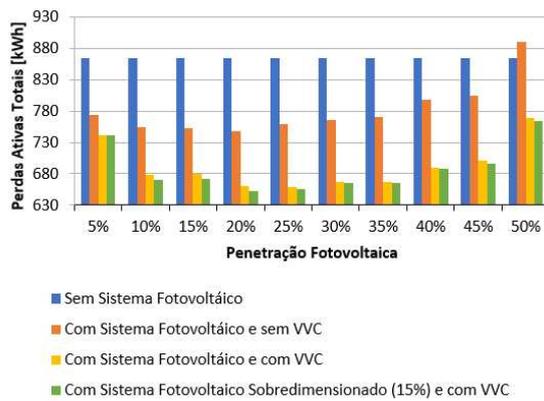
a rede de 12 barras não atinge o limite de suportabilidade, enquanto que a rede de 33 barras (Figura 6.1(b)) ultrapassa esse limite com aproximadamente 40% de penetração fotovoltaica. As redes de 69 barras (Figura 6.1(c)) e 136 barras (Figura 6.1(d)) alcançam a capacidade máxima de hospedagem com aproximadamente 50% e 35% de penetração fotovoltaica, respectivamente.



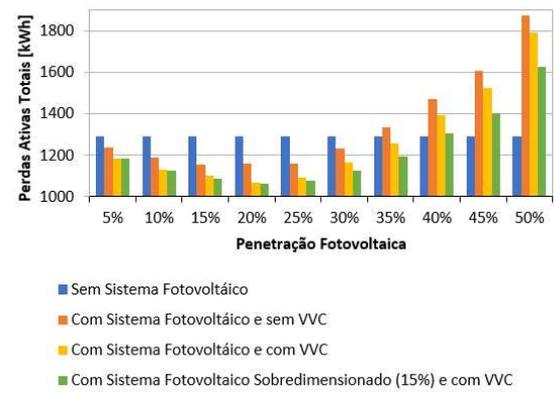
(a) Rede de 12 barras.



(b) Rede de 33 barras.



(c) Rede de 69 barras.



(d) Rede de 136 barras.

Figura 6.1 – Níveis de perdas considerando diferentes penetrações fotovoltaicas.

Conforme pode ser observado na Figura 6.1, para todos os casos analisados, ocorreu uma redução significativa das perdas quando há a presença do VVC. Essa redução se torna mais significativa à medida que se aumenta a penetração fotovoltaica. Por exemplo, considerando a rede de 69 barras, com 5% de penetração, houve uma redução de aproximadamente 4% das perdas, enquanto que com 50% de penetração, a redução foi de aproximadamente 13%. Além disso, para o sistema com 50% de penetração, houve ainda uma redução de aproximadamente 11% em comparação com o caso base. Ou seja, o algoritmo de otimização proposto neste trabalho, reduziu as perdas ativas totais para valores inferiores ao do caso base. Isso é realizado em um tempo de simulação de aproximadamente de 10 segundos para cada horário simulado. O mesmo ocorre para as demais redes estudadas, porém em proporções diferentes.

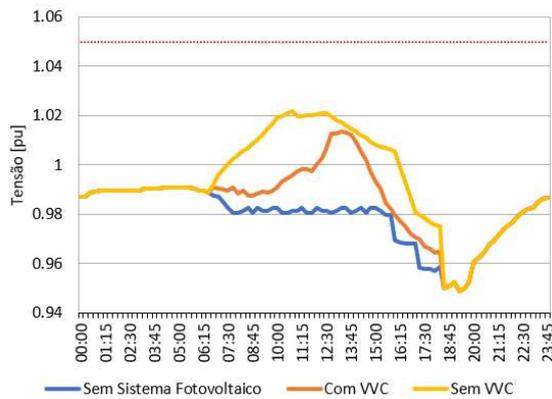
Por último, tem-se a Figura 6.2, onde é possível observar o perfil de tensão de uma barra específica ao longo do dia. Para este caso, estamos analisando o sistema com penetração de 50% e a barra escolhida (que varia para cada sistema analisado, vide Figura 6.2) possui um gerador fotovoltaico. Como pode-se perceber, durante os momentos onde não há geração de energia fotovoltaica, as tensões são iguais independentemente da presença de fotovoltaica ou de controle. Porém, durante um dia de sol, há uma diferença significativa entre os perfis de tensão. Para o sistema sem geração distribuída, a tensão se mantém praticamente constante ao longo do dia, tendo uma leve queda durante o começo do período da noite até por volta das 20:00 (período de ponta, onde há naturalmente um maior consumo). Uma vez que inserimos a geração distribuída na rede, é esperado que ocorra uma elevação de tensão (principalmente por volta do meio-dia, onde ocorre o pico da geração). Conforme demonstrado pela Figura 6.2, isso ocorre nos sistemas simulados, porém, sem o VVC a tensão ultrapassa os limites estabelecidos pela ANEEL (1,05 pu), podendo assim causar danos a rede e seus consumidores. Com a inserção do VVC, há ainda uma elevação de tensão, mas sem infringir o máximo permitido. A exceção é o sistema de 12 barras (Figura 6.2(a)), que por ser uma rede muito pequena, há uma leve elevação de tensão, porém sem ultrapassar o limite estabelecido pela regulamentação brasileira.

6.2 Efeito do Sobredimensionamento do Inversor

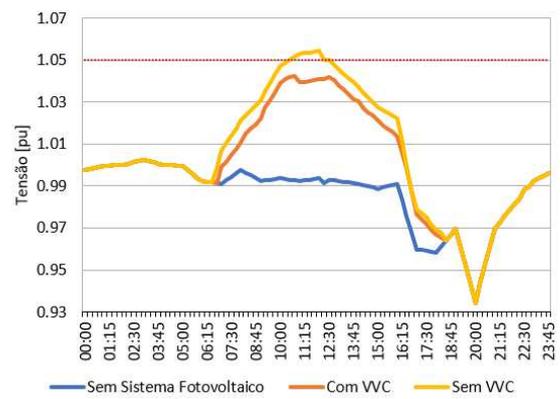
Essa seção compara o cenário 1 da Tabela 5.7 (caso base), com os cenários 2 a 21 da Tabela 5.8 (controle centralizado) e os cenários 22 a 51 da Tabela 5.9 para cada uma das redes teste especificadas anteriormente.

Quando o inversor é ligeiramente sobredimensionado (15%), os resultados são melhores. Por exemplo, segundo a Figura 6.3(d), para o sistema com 40% de penetração, quando lidamos com um inversor superdimensionado, reduzimos as perdas para níveis próximos aos do sistema sem geração distribuída. Para o sistema com nível de penetração FV de 50%, a redução das perdas é de 13,2% para o sistema com inversores superdimensionados contra 4,3% caso o sistema possua inversores dimensionados com a mesma capacidade nominal do sistema FV. Para os sistemas de 12 e 69 barras, a redução é ligeiramente menor, mais ainda justifica a utilização de inversores com um leve sobredimensionamento.

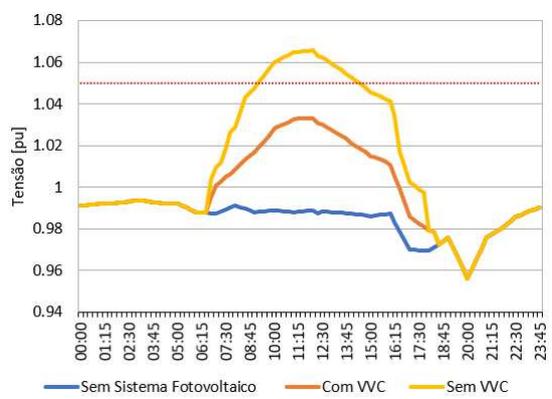
Uma segunda análise busca avaliar o impacto de diferentes níveis de superdimensionamento nas perdas de potência ativa. Conforme indicado na Figura 6.3, maiores sobredimensionamentos não influenciam nas perdas, pois sistemas com sobredimensionamento de 45% tiveram perdas ativas totais muito próximas ao sistema com sobredimensionamento de 15% para todas as redes analisadas. Como o inversor fotovoltaico é a parte mais cara de todo o sistema FV, não é viável para o cliente adquirir um inversor muito



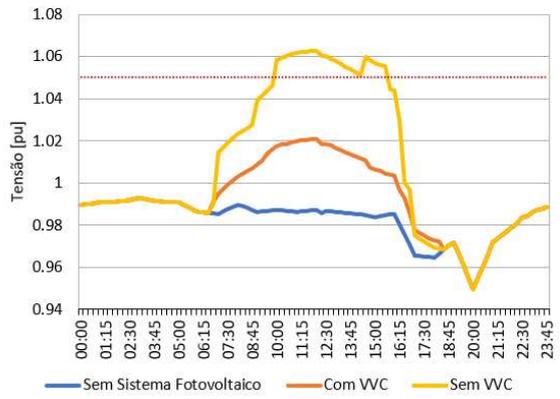
(a) Análise da barra 10 do sistema de 12 barras.



(b) Análise da barra 31 do sistema de 33 barras.



(c) Análise da barra 25 do sistema de 69 barras.



(d) Análise da barra 115 do sistema de 136 barras.

Figura 6.2 – Perfis de tensão para diferentes barras ao longo do dia para um sistema com 50% de penetração fotovoltaica.

maior que o sistema FV. Assim, um leve sobredimensionamento pode ser suficiente para uma redução mais efetiva das perdas.

6.3 Efeito de Diferentes Valores de Incremento de Potência Reativa no Processo de Otimização

Essa seção compara os cenários 2 a 21 da Tabela 5.8 (controle centralizado) com os cenários 52 a 71 da Tabela 5.10 para cada uma das redes teste especificadas anteriormente.

Quando reduzimos drasticamente o incremento de potência reativa, o esperado resultados próximos aos obtidos anteriormente, porém com um tempo de simulação maior. Conforme demonstrado na Figura 6.4, reduzir o incremento de potência reativa não afetou nos resultados obtidos, uma vez que as perdas permaneceram próximas dos valores obtidos anteriormente. Porém, o tempo de processamento teve um aumento significativo, passando

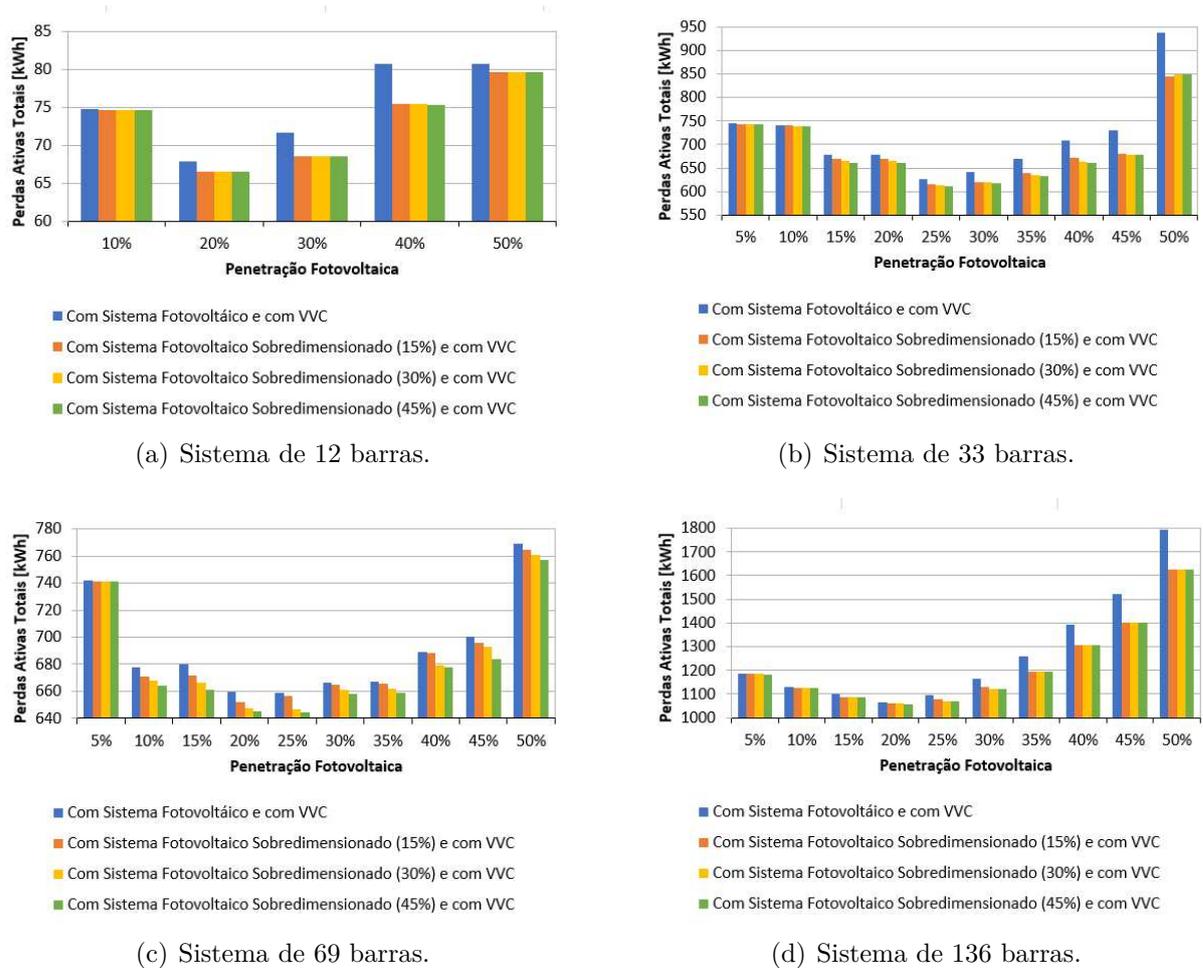


Figura 6.3 – Níveis de perdas considerando diferentes penetrações fotovoltaicas e níveis de sobredimensionamento.

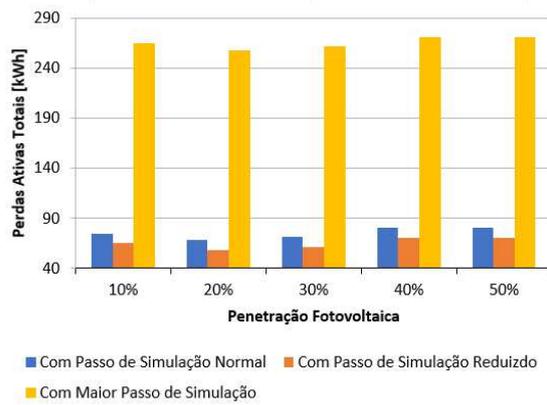
de uma média de 2 minutos para 15 minutos por horário simulado. Esse aumento é mais expressivo, a medida que aumentamos o número de barras do sistema.

A Figura 6.4 também nos mostra que aumentar o incremento de potência reativa não é uma boa alternativa, uma vez que a maioria dos resultados obtidos estão bem longe dos resultados esperados. Como estamos usando um incremento de potência reativa grande, o tempo de processamento foi da ordem de alguns segundos, porém isso não permitiu que o programa encontrasse os pontos de mínima perda.

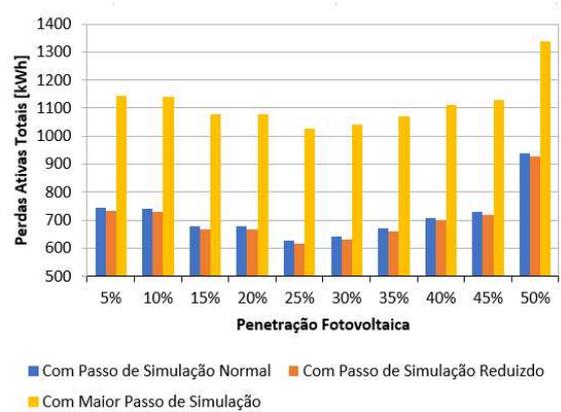
6.4 Efeito das Medições no Processo de Otimização

Essa seção compara os cenários 2 a 21 da Tabela 5.8 (controle centralizado) com os cenários 72 a 81 da Tabela 5.11 para cada uma das redes teste especificadas anteriormente.

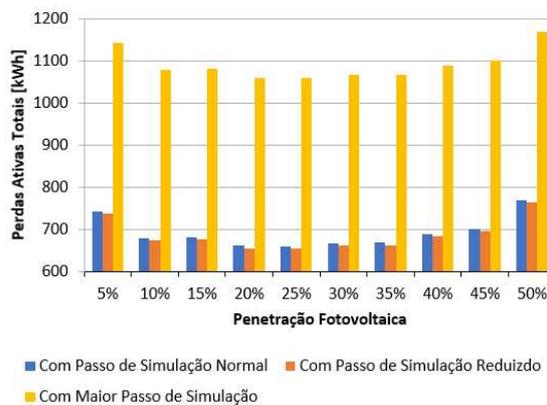
Nesta última análise, foram consideradas algumas medições de tensão com



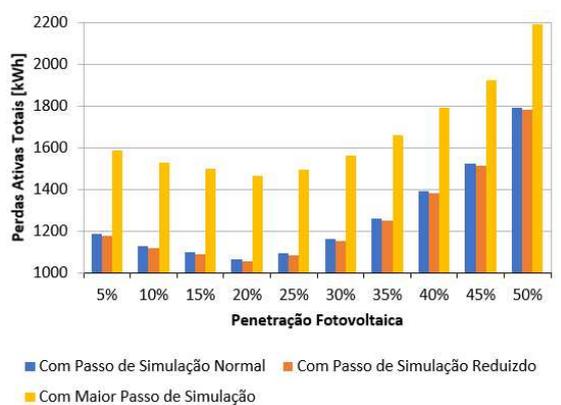
(a) Sistema de 12 barras.



(b) Sistema de 33 barras.



(c) Sistema de 69 barras.

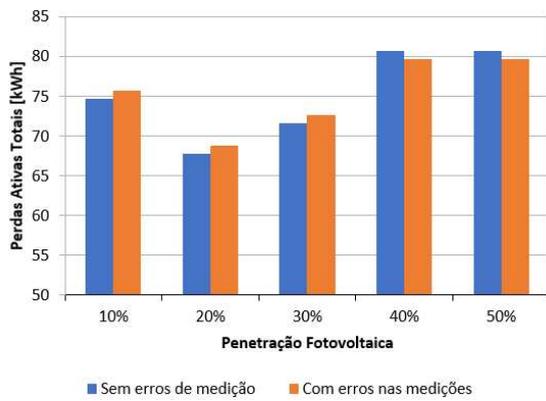


(d) Sistema de 136 barras.

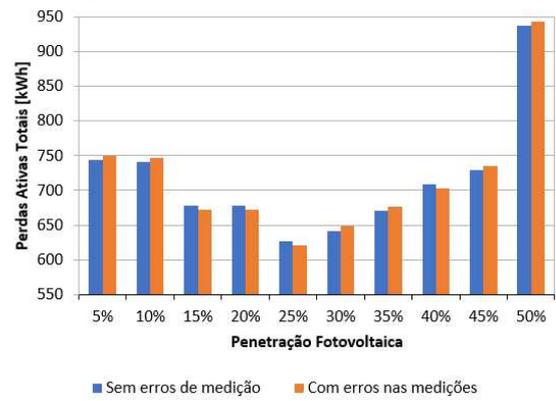
Figura 6.4 – Níveis de perdas considerando diferentes valores de incremento de potência reativa e níveis de penetração fotovoltaica.

erros resultantes do processo de comunicação que variam até de 5% do valor real. O número de barras com erro de medição sempre foi maior que 5% do total de barras e menor que 80% do total. Conforme pode-se observar na Figura 6.5, os resultados foram muito próximos quando comparamos o sistema com e em erros de medição. Isso ocorre devido ao processo iterativo explicado no Item 4.3.2 e proposto por (GONZALEZ *et al.*, 2012), que recalcula os valores das tensões para cada barra em cada iteração. Quando utilizamos valores de tensão errôneos, o procedimento de otimização, através do processo iterativo de cálculo da tensão e comparação dos resultados (conforme foi explicado no Item 4.3.2), consegue obter o ponto de menor perdas. Porém, o número de iterações totais aumenta e consequentemente, o tempo de processamento aumenta também. Desta forma, mesmo que os medidores inteligentes forneçam valores errôneos, o algoritmo de otimização proposto se encarrega de corrigir os valores de tensão, não afetando assim, o resultado final. Caso estivéssemos utilizando um EE convencional, a correção dos erros ocorreria nessa etapa do processo, uma vez que essa é uma etapa crucial do processo de EE. Como o foco deste trabalho não é o EE em si, consideramos uma pequena parcela de

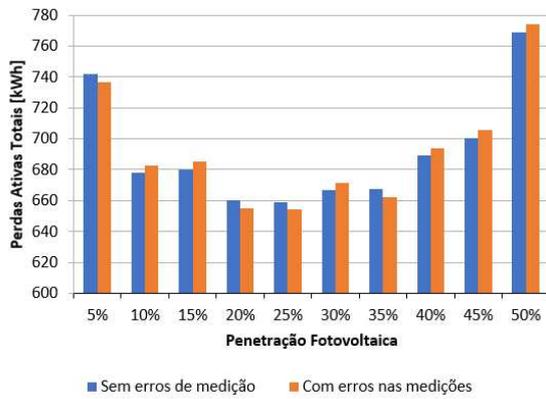
erros decorrentes do processo de comunicação nos valores das tensões.



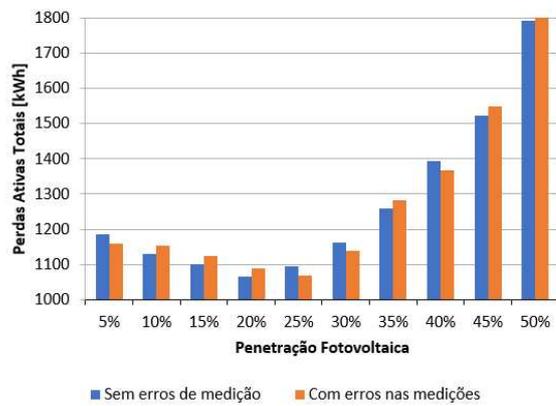
(a) Sistema de 12 barras.



(b) Sistema de 33 barras.



(c) Sistema de 69 barras.



(d) Sistema de 136 barras.

Figura 6.5 – Níveis de perdas considerando erros nas medições de tensão.

Conclusões

Este trabalho propôs um modelo de otimização baseado em VVC para o controle de inversores inteligentes, reguladores de tensão, bancos de capacitores e OLTCs, de forma a reduzir as perdas ativas totais e manter o nível de tensão dentro dos valores adequados, em redes de distribuição com alta penetração fotovoltaica. O modelo proposto consistiu de um controle centralizado que atua (caso seja necessário) nos ajustes dos equipamentos da rede de distribuição em intervalos pré-definidos de 15 minutos. A metodologia especificada no Capítulo 4 foi programada inteiramente em *Python*, e testada em quatro redes distintas, de forma a comprovar a eficácia do método proposto.

Diferentes estudos de caso foram considerados para os sistemas-teste, de forma a avaliar o funcionamento do VVC em comparação com sistemas sem controle e como o sobredimensionamento dos inversores afeta o resultado final. Por último, foi avaliado como o incremento de potência reativa e os erros das medições podem influenciar na obtenção do ponto de melhor operação. Para todos os sistemas avaliados, a metodologia proposta reduziu consideravelmente as perdas ativas totais, e melhorou o perfil de tensão, principalmente durante os períodos de maior geração fotovoltaica.

No que diz respeito ao sobredimensionamento, como a capacidade de compensação de reativo dos inversores é limitada, a utilização de inversores sobredimensionados proporcionará uma maior capacidade e conseqüentemente uma melhor atuação do modelo VVC proposto. Desta forma, diferentes níveis de sobredimensionamento do inversor foram considerados neste estudo (mais precisamente, 15, 30 e 45% de sobredimensionamento). Através das análises, foi possível perceber que o sobredimensionamento realmente ajuda no processo de otimização, obtendo resultados melhores à medida que aumentamos a penetração de unidades consumidoras com geração distribuída fotovoltaica. Porém, essa melhora

apenas é expressiva para sistemas levemente sobredimensionados (15% de sobredimensionamento). Para maiores níveis de sobredimensionamento, houve uma pequena queda nas perdas ativas totais, em comparação com o sistema levemente sobredimensionado. Como o inversor é o equipamento mais caro de todo o sistema fotovoltaico, tradicionalmente, não é economicamente viável utilizar inversores muito maiores do que o necessário, apenas para uma leve melhora nos resultados do VVC. Mesmo quando lidamos com o inversor levemente sobredimensionado, a diferença de preços pode ser muito alta. Desta forma, deve haver algum tipo de incentivo financeiro da parte das concessionárias de energia, para encorajar o consumidor a investir um valor um pouco mais alto.

A questão do incremento de potência reativa visou analisar o compromisso entre precisão de representação do estado por valores discretos e rapidez de processamento — maiores valores de incrementos discretos reduzem a precisão de representação e o tempo de processamento, menores valores de incrementos aumentam a precisão e o tempo total de processamento. Vale ressaltar que cada sistema analisado tem o seu valor ideal de incremento de potência reativa, uma vez que o tempo de processamento não depende exclusivamente do incremento escolhido, mas também do tamanho da rede e do número de inversores fotovoltaicos presentes. Então, quando dizemos que houve uma redução ou um acréscimo no valor do incremento utilizado, é em relação ao valor adotado no caso base, que obteve bons resultados em um tempo de processamento adequado. Em linhas gerais, incrementos de potência reativa muito pequenos foram pouco atraentes, uma vez que o programa de otimização demorou muito tempo para realizar o processamento, sem alcançar resultados significativamente melhores. No outro extremo, incrementos muito grandes levaram a uma redução nos benefícios do uso dos resultados para operação das redes.

Por último, analisou-se a questão das medições com erros e como eles influenciam o resultado final. Como todo o processo de cálculo é iterativo, mesmo com as medições de tensão contendo erros, o próprio programa de otimização consegue contornar esses erros e calcular os valores reais da tensão. Isso exige um tempo ligeiramente maior de processamento, uma vez que serão necessárias mais iterações para chegar no resultado final.

No geral, os resultados obtidos para os quatro sistemas de distribuição analisados comprovam a eficácia da metodologia de VVC baseado em uma extensão de programação dinâmica (UD-DP) proposta neste trabalho. Como os sistemas analisados são muito diferentes entre si, pode-se perceber que à medida que lidamos com redes maiores e com uma maior penetração de sistemas fotovoltaicos, temos melhores resultados tanto na redução de perdas quanto na manutenção do perfil de tensão. Isso demonstra que o modelo de otimização proposto é aplicável em redes de distribuição de grande porte.

As contribuições mais significativas desse trabalho, em comparação com a bibliográfica existente sobre o tema, é a proposta de utilização de um programa baseado em EE para realizar o procedimento de pré-processamento, permitindo um sistema onde não há todas as medições necessárias. Além disso, há a utilização de inversores inteligentes como um dos equipamentos controláveis pelo VVC.

7.1 Sugestão de Trabalhos Futuros

Como sugestão de trabalhos futuros que possam dar continuidade a este trabalho, podemos citar:

- Aplicação de um modelo de EE completo como parte do pré-processamento dos dados;
- Utilização do software OpenDSS para a análise de redes trifásicas desequilibradas;
- Avaliação de modelos de carga mais realistas, com diferentes curvas de carga e considerando os diferentes dias da semana, bem como a intermitência da geração fotovoltaica;
- Utilizar UD-DP estocástica para considerar as incertezas nas definições das cargas;
- Utilização de programação paralela para reduzir o tempo de processamento;
- Comparação com outras metodologias de otimização.

7.2 Publicações

A metodologia apresentada neste trabalho foi divulgada em três artigos:

- *Upstream-Downstream Optimization of Volt-Var Control in Smart Grids*: Submetido e apresentado oralmente no evento 49th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC 49) que ocorreu nos dias 5 a 10 de junho de 2022 na Filadélfia, Estados Unidos;
- *Otimização do Controle Volt-Var em Smart Grids com Alta Penetração Fotovoltaica*: Submetido e apresentado oralmente no LIV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO 2022) que ocorreu nos dias 8 a 11 de novembro de 2022, em Juiz de Fora;

- *Upstream-Downstream Optimization of Volt-Var Control in Distribution Networks:* Submetido e apresentado oralmente no evento Latin-Iberoamerican Conference on Operations Research (CLAIO 2022) que ocorreu nos dias 12 a 15 de dezembro de 2022, na cidade de Buenos Aires, Argentina.

Referências

- ABUR, A.; EXPÓSITO, A. G. *Power System State Estimation: Theory and Implementation*. [S.l.]: Marcel Dekker, 2004. ISBN 0-8247-5570-7. Citado 2 vezes nas páginas 56 e 57.
- AHUJA, R. K.; ORLIN, J. B.; MAGNANTI, T. L. *Network Flows: Theory, Algorithms, and Applications*. [S.l.]: Prentice Hall, 1993. Citado 3 vezes nas páginas 53, 72 e 73.
- ANEEL. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST) - Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica*. [S.l.], 2021. Citado 3 vezes nas páginas 26, 73 e 92.
- ANTONIADOU-PLYTARIA, K. E.; KOUVELIOTIS-LYSIKATOS, I. N.; GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. *Distributed and Decentralized Voltage Control of Smart Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research*. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 8, n. 6, p. 2999–3008, 2017. Citado na página 31.
- ARORA, S.; SATSANGI, S.; KAUR, S.; KHANNA, R. *Substation demand reduction by CVR enabled intelligent PV inverter control functions in distribution systems*. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, v. 31, n. 2, p. e12724, 2021. Citado na página 39.
- AZARNIA, M.; RAHIMIYAN, M. *Robust Volt-Var control of a smart distribution system under uncertain voltage-dependent load and renewable production*. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 134, p. 107383, 2022. ISSN 0142-0615. Citado na página 39.
- BARAN, M. E.; EL-MARKABI, I. M. *A Multiagent-Based Dispatching Scheme for Distributed Generators for Voltage Support on Distribution Feeders*. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 1, p. 52–59, 2007. Citado na página 35.
- BARAN, M. E.; HOOSHYAR, H.; SHEN, Z.; HUANG, A. *Accommodating High PV Penetration on Distribution Feeders*. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 2, p. 1039–1046, 2012. Citado na página 24.
- BARAN, M. E.; HSU, M. *Volt/Var control at distribution substations*. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 1, p. 312–318, 1999. Citado na página 23.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. *Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing*. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989. Citado na página 89.

- BARAN, M. E.; WU, F. F. *Optimal capacitor placement on radial distribution systems. IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 1, p. 725–734, 1989. Citado 2 vezes nas páginas 71 e 90.
- BERTSEKAS, D. P. *Dynamic Programming and Optimal Control – Volume 1*. 3rd. ed. [S.l.]: Athena Scientific, 2005. ISBN 1886529264. Citado 3 vezes nas páginas 53, 71 e 72.
- BIDGOLI, H. S.; CUTSEM, T. V. *Combined local and centralized voltage control in active distribution networks. IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 2, p. 1374–1384, 2018. Citado na página 31.
- BOLLEN, M.; HASSAN, F. *Integration of Distributed Generation in the Power System*. [S.l.]: John Wiley Sons, Inc., 2011. v. 1. Citado na página 95.
- BORGES, R. T. *Desenvolvimento de Metodologias de Análise Sistêmica de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geração Ultra-Dispersa*. 2014. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.
- BRASIL. *LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022. Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, 2022. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm>. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.
- CARLISLE, J. C.; EL-KEIB, A. A.; BOYD, D.; NOLAN, K. Reactive power compensation on distribution feeders. In: *Proceedings The Twenty-Ninth Southeastern Symposium on System Theory*. [S.l.: s.n.], 1997. p. 366–371. Citado na página 70.
- CARVALHO, P. M. S.; CORREIA, P. F.; FERREIRA, L. A. F. M. *Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks. IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 2, p. 766–772, 2008. Citado na página 24.
- CRUDELE, F.; SUTHERLAND, P.; SHORT, T. *Lightning Protection of Distribution Capacitor Controllers*. In: . [S.l.: s.n.], 2006. p. 459–464. ISBN 0-7803-9194-2. Citado na página 40.
- CUTSEM, T. V.; VALVERDE, G. *Coordinated voltage control of distribution networks hosting dispersed generation*. In: *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–4. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 33.
- DIVAN, D.; MOGHE, R.; CHUN, H. *Managing distribution feeder voltage issues caused by high PV penetration*. In: *2016 IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–8. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 95.
- DOHNAL, D. *On-load Tap-Changers for Power Transformers*. 2013. Citado na página 46.
- DURÁN, H. *Optimum Number, Location, and Size of Shunt Capacitors in Radial Distribution Feeders A Dynamic Programming Approach. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-87, n. 9, p. 1769–1774, 1968. Citado na página 70.
- ELYSIA. *As características do inversor solar grid-tie: tudo o que você precisa saber sobre o equipamento que é o coração do sistema fotovoltaico – Parte 3*. 2017. [Urlhttps://elysia.com.br/inversor-solar-grid-tie/](https://elysia.com.br/inversor-solar-grid-tie/). Citado na página 48.

EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*.

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>, 2021. Citado na página 24.

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, v. 140, p. 95–106, 2016. Citado na página 33.

FILHO, J. M. *Manual de Equipamentos Elétricos*. [S.l.]: LTC, 2005. Citado 8 vezes nas páginas 22, 39, 40, 42, 43, 44, 45 e 46.

FRANCO, E. M. C.; ROMERO, R.; FELTRIN, A. P. In: *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.]. Citado na página 91.

GAREY, M. R.; JOHNSON, D. S. *Computers and Intractability; A Guide to the Theory of NP-Completeness*. USA: W. H. Freeman Co., 1979. ISBN 0716710455. Citado 2 vezes nas páginas 71 e 72.

GHARAVI, H.; OCHOA, L. F.; LIU, X.; PATERSON, G.; INGHAM, B.; MCLOONE, S. *CVR and Loss Optimization Through Active Voltage Management: A Trade-off Analysis. IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 36, n. 6, p. 3466–3476, 2021. Citado na página 39.

GONZALEZ, J. F. V.; LYRA, C. *Learning classifiers shape reactive power to decrease losses in power distribution networks*. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2005. p. 557–562 Vol. 1. Citado na página 23.

GONZALEZ, J. F. V.; LYRA, C.; USBERTI, F. L. *A pseudo-polynomial algorithm for optimal capacitor placement on electric power distribution networks. European Journal of Operational Research*, v. 222, n. 1, p. 149–156, 2012. ISSN 0377-2217. Citado 5 vezes nas páginas 53, 71, 72, 85 e 104.

GU, Z.; RIZY, D. *Neural networks for combined control of capacitor banks and voltage regulators in distribution systems. IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 11, n. 4, p. 1921–1928, 1996. Citado na página 37.

GÖNEN, T. *Electric Power Distribution System Engineering*. [S.l.]: McGraw Hill, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 44.

HSU, Y.-Y.; KUO, H.-C. *Dispatch of capacitors on distribution system using dynamic programming. IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)*, v. 140, p. 433–438, November 1993. ISSN 0143-7046. Citado na página 23.

ITB. *Reguladores Automáticos de Tensão Monofásicos*. 2017.

Url<https://itb.ind.br/produtos/reguladores-automaticos-de-tensao-monofasicos/>. Citado na página 45.

JABR, R. A.; DŽAFIĆ, I. *Sensitivity-Based Discrete Coordinate-Descent for Volt/VAr Control in Distribution Networks. IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 6, p. 4670–4678, 2016. Citado na página 30.

- JAKUS, D.; VASILJ, J.; SARAJCEV, P. *Voltage control in MV distribution networks through coordinated control of tap changers and renewable energy sources*. In: *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6. Citado na página 38.
- JASHFAR, S.; ESMAEILI, S. *Volt/Var/THD Control in Distribution Networks Considering Reactive Power Capability of Solar Energy Conversion*. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 60, p. 221 – 233, 09 2014. Citado na página 31.
- JHA, R. R.; DUBEY, A.; LIU, C.-C.; SCHNEIDER, K. P. *Bi-Level Volt-VAR Optimization to Coordinate Smart Inverters With Voltage Control Devices*. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 34, n. 3, p. 1801–1813, 2019. Citado na página 38.
- KEMPENER, R.; KOMOR, P.; HOK, A. *Smart Grids and Renewables: A guide for Effective Deployment*. [S.l.], 2013. Citado 4 vezes nas páginas 49, 50, 51 e 52.
- KERSTING, W. H. *Distribution System modeling and Analysis*. [S.l.]: CRC Press LLC, 2002. Citado na página 46.
- LI, Q.; ZHANG, Y.; JI, T.; LIN, X.; CAI, Z. *Volt/Var control for power grids with connections of large-scale wind farms: A review*. *IEEE Access*, v. 6, p. 26675–26692, 2018. Citado na página 31.
- LIAO, Y.; FAN, W.; CRAMER, A.; DOLLOFF, P.; FEI, Z.; QUI, M.; BHATTACHARYYA, S.; HOLLOWAY, L.; GREGORY, B. *Voltage and Var control to enable high penetration of distributed photovoltaic systems*. *North American Power Symposium (NAPS)*, p. 1 – 6, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.
- LIGHTNER, E. M.; WIDERGREN, S. E. *An Orderly Transition to a Transformed Electricity System*. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 1, n. 1, p. 3–10, 2010. Citado na página 24.
- LIU, M. B.; CANIZARES, C. A.; HUANG, W. *Reactive Power and Voltage Control in Distribution Systems With Limited Switching Operations*. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 2, p. 889–899, 2009. Citado na página 23.
- LONG, Q.; WANG, J.; LUBKEMAN, D.; LU, N.; CHEN, P. *Volt-Var Optimization of Distribution Systems for Coordinating Utility Voltage Control with Smart Inverters*. In: *2019 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–5. Citado na página 38.
- LU, F. C.; HSU, Y. Y. *Reactive power/voltage control in a distribution substation using dynamic programming*. *IEEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*, v. 142, p. 639 – 645, 1995. Citado na página 37.
- LYRA, C. *Upstream-Downstream Dynamic Programming for Optimization of Tree-Shaped Flows*. In: *Book of Abstracts of the 23rd International Symposium on Mathematical Programming (ISMP 2018)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 381 –381. Citado na página 72.
- LYRA, C. *Upstream-Downstream Dynamic Programming for Optimization of Energy Flows and Storage*. In: *Book of Abstracts of the 4th Energy for Sustainability International Conference: Designing a Sustainable Future (Efs 2019)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 41 – 41. Citado 4 vezes nas páginas 24, 53, 70 e 72.

- LÓPEZ, J. C.; VERGARA, P. P.; LYRA, C.; RIDER, M. J.; SILVA, L. C. P. da. *Optimal Operation of Radial Distribution Systems Using Extended Dynamic Programming*. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 2, p. 1352–1363, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 72.
- MCGRANAGHAN, M.; ORTMEYER, T.; CRUDELE, D.; KEY, T.; SMITH, J.; BARKER, P. *Renewable Systems Interconnection Study: Advanced Grid Planning and Operations*. California, 2008. Citado na página 48.
- MEIER, A. V. *Distribution system voltage management and optimization for integration of renewables and electric vehicles*. 2013. Citado na página 31.
- MELLO, A. P. C. *Estratégia de controle volt/var coordenado para sistemas de distribuição inteligentes*. Dissertação (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria - RS - Brasil, 2018. Citado 5 vezes nas páginas 31, 36, 37, 38 e 48.
- MELLO, A. P. C.; PFITSCHER, L. L.; BERNARDON, D. P. *Coordinated Volt/Var Control for Real-Time Operation of Smart Distribution Grids*. *Electrical Power Systems Research*, v. 151, p. 233–242, 2017. Citado na página 30.
- MENDES, A.; FRANÇA, P.; LYRA, C.; PISSARRA, C.; CAVELLUCCI, C. *Capacitor placement in large-sized radial distribution networks*. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 152, p. 496–502, July 2005. Citado na página 71.
- MERCER, B. M. *Uma Proposta de Controle Volt/Var Hierárquico para Sistemas Modernos de Distribuição de Energia Elétrica*. 2016. Citado 9 vezes nas páginas 24, 31, 34, 42, 49, 50, 51, 52 e 75.
- MISHRA, S.; DAS, D.; PAUL, S. *A simple algorithm for distribution system load flow with distributed generation*. In: *International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE-2014)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5. Citado na página 88.
- MME. *Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil*. https://www.gov.br/mre/pt-br/canais_atendimento/imprensa/notas_a_imprensa/2020/apresentacao_da_contribuicao_nacionalmente_determinada_do_brasil_perante_o_acordo_de_paris, 2021. Citado na página 24.
- MONTICELLI, A. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. [S.l.]: Editora Edgard Blücher Ltda, 1983. ISBN 9789221151487. Citado na página 66.
- MONTICELLI, A. *State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*. [S.l.]: Kluwer Academic Publishers – Springer, 1999. ISBN 9781461372707. Citado 5 vezes nas páginas 56, 57, 60, 61 e 69.
- MONTICELLI, A. *Electric power system state estimation*. *Proceedings of the IEEE*, v. 88, n. 2, p. 262–282, 2000. Citado 2 vezes nas páginas 56 e 57.
- NASCIMENTO, R. M. d. *Estudo Comparativo Utilizando Equações de Fluxo na Forma Polar e Retangular*. 2008. Citado na página 54.
- OSHIRO, M.; UCHIDA, K.; SENJYU, T.; YONA, A. *Voltage control in distribution systems considered reactive power output sharing in smart grid*. In: *2010 International Conference on Electrical Machines and Systems*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 458–463. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 37.

- PADILHA-FELTRIN, A.; RODEZNO, D. A. Q.; MANTOVANI, J. R. S. *Volt-VAR Multiobjective Optimization to Peak-Load Relief and Energy Efficiency in Distribution Networks. IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 2, p. 618–626, 2015. Citado na página 38.
- PAMSHETTI, V. B.; SINGH, S.; THAKUR, A. K.; SINGH, S. P. *Multistage Coordination Volt/VAR Control With CVR in Active Distribution Network in Presence of Inverter-Based DG Units and Soft Open Points. IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 57, n. 3, p. 2035–2047, 2021. Citado na página 39.
- PASERBA, J.; LEONARD, D.; MILLER, N.; NAUMANN, S.; LAUBY, M.; SENER, F. *Coordination of a distribution level continuously controlled compensation device with existing substation equipment for long term VAR management. IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 2, p. 1034–1040, 1994. Citado na página 37.
- PATO, P. A. V. *Avaliação de uma Estratégia de Controle Volt-Var Hierárquico na Presença de Microgeração Solar Fotovoltaica*. 2019. Citado 10 vezes nas páginas 24, 32, 34, 35, 36, 49, 75, 76, 78 e 79.
- PEOPLE ELETRIC. *Transformador de Distribuição Oltc*. 2022. [Urlhttp://m.peopleptd.net/transformer/distribution-transformer/oltc-distribution-transformer.html](http://m.peopleptd.net/transformer/distribution-transformer/oltc-distribution-transformer.html). Citado na página 47.
- PEREIRA, N. T. d. S. R. *Estimação de Estado em sistemas Elétrico de Energia*. 2018. Citado 3 vezes nas páginas 56, 57 e 58.
- PINTO, A. C. *Controle Integrado de Tensão e Potência Reativa Através de Aprendizado de Máquina*. 2015. Citado na página 27.
- RAGHAVENDRA, P.; GAONKAR, D. N. *Online volt/var control in a smart grid with multiple distributed generation systems*. In: *2016 IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 38.
- RAHIMI, S.; MARINELLI, M.; SILVESTRO, F. *Evaluation of requirements for Volt/Var control and optimization function in distribution management systems*. In: *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 331–336. Citado 3 vezes nas páginas 28, 30 e 31.
- ROYTELMAN, I.; GANESAN, V. *Coordinated local and centralized control in distribution management systems. IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 15, n. 2, p. 718–724, 2000. Citado na página 31.
- ROYTELMAN, I.; WEE, B. K.; LUGTU, R. L. *Volt/var control algorithm for modern distribution management system. IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 3, p. 1454–1460, 1995. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 32.
- SEAL, B. *Common Functions for Smart Inverters*. California, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 50, 51 e 52.
- SHORT, T. A. *Electric Power Distribution Handbook*. [S.l.]: CRC Press, 2004. Citado 6 vezes nas páginas 23, 42, 43, 44, 45 e 47.

- TAHIR, M.; NASSAR, M. E.; EL-SHATSHAT, R.; SALAMA, M. M. A. *A review of Volt/Var control techniques in passive and active power distribution networks*. In: *2016 IEEE Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 57–63. Citado na página 35.
- TAYLOR, T. Model behavior: using distribution models to deliver smart grid volt/var control. *ABB review*, v. 12, n. 3, p. 44–51, 2012. Citado na página 31.
- ULUSKI, R. W. *VVC in the Smart Grid era*. In: *IEEE PES General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–7. Citado na página 37.
- USIDA, W. F. *Controle Fuzzy para Melhoria do Perfil de Tensão em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica*. 2007. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 47.
- VIAWAN, F. A.; KARLSSON, D. *Coordinated voltage and reactive power control in the presence of distributed generation*. *IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, p. 1 – 6, 2008. Citado na página 32.
- WANG, J.; ZHOU, N.; TAO, A.; WANG, Q. *Optimal Operation of Soft Open Points-Based Energy Storage in Active Distribution Networks by Considering the Battery Lifetime*. *Frontiers in Energy Research*, 2021. Citado na página 39.
- WONG, T. K.; MAK, M. C.; CHUNG, T. S. *Co-ordination of transformer TAP and capacitor operation for reactive power/voltage control in a distribution primary substation*. *International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management*, v. 2, p. 479 – 485, 2000. Citado na página 37.
- ZHAO, J.; WANG, C.; ZHAO, B.; LIN, F.; ZHOU, Q.; WANG, Y. *A Review of Active Management for Distribution Networks: Current Status and Future Development Trends*. *Electric Power Components and Systems*, v. 42, n. 3-4, p. 280–293, 2014. Citado na página 33.
- ZOKA, Y.; YORINO, N.; WATANABE, M.; KURUSHIMA, T. *An optimal decentralized control for voltage control devices by means of a multi-agent system*. In: *2014 Power Systems Computation Conference*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–8. Citado na página 36.

Apêndice A

Dados do Sistema de 12 Barras do IEEE

Tabela A.1 – Dados do sistema de 12 barras do IEEE.

Barras	P [kW]	Q [kVAr]	Linhas			
			Barra Emissora	Barra Receptora	R [Ω]	X [Ω]
1	0	0				
2	60	60	1	2	1,0890	0,4598
3	40	30	2	3	1,1858	0,4961
4	55	55	3	4	2,0933	0,8712
5	30	30	4	5	3,1823	1,3310
6	20	15	5	6	1,0890	0,4598
7	55	55	6	7	1,0043	0,4114
8	45	45	7	8	5,6386	1,5972
9	40	40	8	9	2,0933	0,8712
10	35	30	9	10	2,8919	0,8228
11	40	30	10	11	1,5125	0,4235
12	15	15	11	12	1,2342	0,3509

Apêndice B

Dados do Sistema de 33 Barras do IEEE

Tabela B.1 – Dados do sistema de 33 barras do IEEE.

Barra	P [kW]	Q [kVAr]	Linhas			
			Barra Emissora	Barra Receptora	R [Ω]	X [Ω]
1	0	0				
2	100	60	1	2	0,0922	0,047
3	90	40	2	3	0,493	0,2511
4	120	80	3	4	0,366	0,1864
5	60	30	4	5	0,3811	0,1941
6	60	20	5	6	0,819	0,707
7	200	100	6	7	0,1872	0,6188
8	200	100	7	8	0,7114	0,2351
9	60	20	8	9	1,03	0,74
10	60	20	9	10	1,044	0,74
11	45	30	10	11	0,1966	0,065
12	60	35	11	12	0,3744	0,1238
13	60	35	12	13	1,468	1,155
14	120	80	13	14	0,5416	0,7129
15	60	10	14	15	0,591	0,526
16	60	20	15	16	0,7463	0,545
17	60	20	16	17	1,289	1,721
18	90	40	17	18	0,732	0,574
19	90	40	2	19	0,164	0,1565
20	90	40	19	20	1,5042	1,3554
21	90	40	20	21	0,4095	0,4784
22	90	40	21	22	0,7089	0,9373
23	90	50	3	23	0,4512	0,3083
24	420	200	23	24	0,898	0,7091
25	420	200	24	25	0,896	0,7011
26	60	25	6	26	0,203	0,1034
27	60	25	26	27	0,2842	0,1447
28	60	20	27	28	1,059	0,9337

Barra	P [kW]	Q [kVAr]	Linhas			
			Barra Emissora	Barra Receptora	R [Ω]	X [Ω]
29	120	70	28	29	0,8042	0,7006
30	200	600	29	30	0,5075	0,2585
31	150	70	30	31	0,9744	0,963
32	210	100	31	32	0,3105	0,3619
33	60	40	32	33	0,341	0,5302

Dados do Sistema de 69 Barras do IEEE

Tabela C.1 – Dados do sistema de 69 barras do IEEE.

Barra	P [kW]	Q [kVAr]	Linhas			
			Barra Emissora	Barra Receptora	R [Ω]	X [Ω]
1	0	0				
2	0	0	1	2	0,0005	0,0012
3	0	0	2	3	0,0005	0,0012
4	0	0	3	4	0,0015	0,0036
5	0	0	4	5	0,0251	0,0294
6	2,6	2,2	5	6	0,366	0,1864
7	40,4	30	6	7	0,3811	0,1941
8	75	54	7	8	0,0922	0,047
9	30	22	8	9	0,0493	0,0251
10	28	19	9	10	0,819	0,2707
11	145	104	10	11	0,1872	0,0619
12	145	104	11	12	0,7114	0,2351
13	8	5	12	13	1,03	0,34
14	8	5,5	13	14	1,044	0,345
15	0	0	14	15	1,058	0,3496
16	45,5	30	15	16	0,1966	0,065
17	60	35	16	17	0,3744	0,1238
18	60	35	17	18	0,0047	0,0016
19	0	0	18	19	0,3276	0,1083
20	1	0,6	19	20	0,2106	0,069
21	114	81	20	21	0,3416	0,1129
22	5	3,5	21	22	0,014	0,0046
23	0	0	22	23	0,1591	0,0526
24	28	20	23	24	0,3463	0,1145
25	0	0	24	25	0,7488	0,2475
26	14	10	25	26	0,3089	0,1021
27	14	10	26	27	0,1732	0,0572
28	2826	18,6	3	28	0,0044	0,0108

Barra	P [kW]	Q [kVAr]	Linhas			
			Barra Emissora	Barra Receptora	R [Ω]	X [Ω]
29	26	18,6	28	29	0,064	0,1565
30	0	0	29	30	0,3978	0,1315
31	0	0	30	31	0,0702	0,0232
32	0	0	31	32	0,351	0,116
33	14	10	32	33	0,839	0,2816
34	9,5	14	33	34	1,708	0,5646
35	6	4	34	35	1,474	0,4873
36	26	18,55	3	36	0,0044	0,0108
37	26	18,55	36	37	0,064	0,1565
38	0	0	37	38	0,1053	0,123
39	24	17	38	39	0,0304	0,0355
40	24	17	39	40	0,0018	0,0021
41	1,2	1	40	41	0,7283	0,8509
42	0	0	41	42	0,31	0,3623
43	6	4,3	42	43	0,041	0,0478
44	0	0	43	44	0,0092	0,0116
45	39,22	26,3	44	45	0,1089	0,1373
46	39,22	26,3	45	46	0,0009	0,0012
47	0	0	4	47	0,0034	0,0084
48	79	56,4	47	48	0,0851	0,2083
49	384,7	274,5	48	49	0,2898	0,7091
50	384,7	274,5	49	50	0,0822	0,2011
51	40,5	28,3	8	51	0,0928	0,0473
52	3,6	2,7	51	52	0,3319	0,1114
53	4,35	3,5	9	53	0,174	0,0886
54	26,4	19	53	54	0,203	0,1034
55	24	17,2	54	55	0,2842	0,1447
56	0	0	55	56	0,2813	0,1433
57	0	0	56	57	1,59	0,5337
58	0	0	57	58	0,7837	0,263
59	100	72	58	59	0,3042	0,1006
60	0	0	59	60	0,3861	0,1172
61	1244	888	60	61	0,5075	0,2585
62	32	23	61	62	0,0974	0,0496
63	0	0	62	63	0,145	0,0738
64	227	162	63	64	0,7105	0,3619
65	59	42	64	65	1,041	0,5302
66	18	13	11	66	0,2012	0,0611
67	18	13	66	67	0,0047	0,0014
68	28	20	12	68	0,7394	0,2444
69	28	20	68	69	0,0047	0,0016

Apêndice D

Dados do Sistema Real de 136 Barras

Tabela D.1 – Dados do sistema real de 136 barras.

Barra	P [kW]	Q [kVAr]	Linhas			
			Barra Emissora	Barra Receptora	R [Ω]	X [Ω]
1	0	0				
2	0	0	1	2	0,33205	0,76653
3	47,78	19,009	2	3	0,00188	0,00433
4	42,551	16,929	3	4	0,22324	0,51535
5	87,022	34,622	4	5	0,09943	0,22953
6	311,31	123,855	5	6	0,15571	0,35945
7	148,869	59,228	6	7	0,16321	0,37677
8	238,672	94,956	7	8	0,11444	0,26417
9	62,299	24,786	7	9	0,05675	0,05666
10	124,598	49,571	9	10	0,52124	0,27418
11	140,175	55,768	9	11	0,10877	0,1086
12	116,813	46,474	11	12	0,39803	0,20937
13	249,203	99,145	11	13	0,91744	0,31469
14	291,447	115,952	11	14	0,11823	0,11805
15	303,72	120,835	14	15	0,50228	0,26421
16	215,396	85,695	14	16	0,05675	0,05666
17	198,586	79,007	16	17	0,29379	0,15454
18	0	0	1	18	0,33205	0,76653
19	0	0	18	19	0,00188	0,00433
20	0	0	19	20	0,22324	0,51535
21	30,127	14,729	20	21	0,10881	0,25118
22	230,972	112,92	21	22	0,71078	0,37388
23	60,256	29,458	21	23	0,18197	0,42008
24	230,972	112,92	23	24	0,30326	0,15952
25	120,507	58,915	23	25	0,02439	0,0563
26	0	0	25	26	0,04502	0,10394
27	56,981	27,857	26	27	0,01876	0,04331
28	364,665	178,281	27	28	0,11823	0,11805

Barra	P [kW]	Q [kVAr]	Linhas			
			Barra Emissora	Barra Receptora	R [Ω]	X [Ω]
29	0	0	28	29	0,02365	0,02361
30	124,647	60,939	29	30	0,18954	0,0997
31	56,981	27,857	30	31	0,39803	0,20937
32	0	0	29	32	0,05675	0,05666
33	85,473	41,787	32	33	0,09477	0,04985
34	0	0	33	34	0,41699	0,21934
35	396,735	193,96	34	35	0,11372	0,05982
36	0	0	32	36	0,07566	0,07555
37	181,152	88,563	36	37	0,3696	0,19442
38	242,172	118,395	37	38	0,26536	0,13958
39	75,316	36,821	36	39	0,05675	0,05666
40	0	0	1	40	0,33205	0,76653
41	1,254	0,531	40	41	0,11819	0,27283
42	6,274	2,66	41	42	0,29628	0,10162
43	0	0	41	43	0,00188	0,00433
44	117,88	49,971	43	44	0,06941	0,16024
45	62,668	26,566	44	45	0,81502	0,24872
46	172,285	73,034	44	46	0,06378	0,14724
47	458,556	194,388	46	47	0,13132	0,30315
48	262,962	111,473	47	48	0,06191	0,14291
49	235,761	99,942	48	49	0,11444	0,26417
50	0	0	49	50	0,28374	0,28331
51	109,215	46,298	50	51	0,28374	0,28331
52	0	0	49	52	0,04502	0,10394
53	72,809	30,865	52	53	0,02626	0,06063
54	258,473	109,57	53	54	0,06003	0,19858
55	69,169	29,322	54	55	0,03002	0,06929
56	21,843	9,26	55	56	0,02064	0,04764
57	0	0	53	57	0,10881	0,25118
58	20,527	8,702	57	58	0,25588	0,1346
59	150,548	63,819	58	59	0,41699	0,21934
60	220,384	93,552	59	60	0,50228	0,26421
61	92,384	39,163	60	61	0,3317	0,17448
62	0	0	61	62	0,20849	0,10967
63	226,693	96,098	48	63	0,13882	0,32047
64	0	0	1	64	0,0075	0,01732
65	294,016	116,974	64	65	0,27014	0,62362
66	83,015	33,028	65	66	0,3827	0,88346
67	83,015	33,028	66	67	0,33018	0,7622
68	103,77	41,285	67	68	0,3283	0,75787
69	176,408	70,184	68	69	0,17072	0,39409
70	83,015	33,028	69	70	0,55914	0,29412
71	217,917	86,698	69	71	0,05816	0,13425
72	23,294	9,267	71	72	0,7013	0,3689

Barra	P [kW]	Q [kVAr]	Linhas			
			Barra Emissora	Barra Receptora	R [Ω]	X [Ω]
73	5,075	2,019	72	73	0,10235	0,53839
74	72,638	28,899	71	74	0,06754	0,15591
75	405,99	161,523	74	75	0,13235	0,45397
76	0	0	1	76	0,01126	0,02598
77	100,182	42,468	76	77	0,72976	0,16846
78	142,523	60,417	77	78	0,22512	0,51958
79	96,042	40,713	78	79	0,20824	0,48071
80	300,454	127,366	79	80	0,0469	0,10827
81	141,238	59,873	80	81	0,6195	0,61857
82	279,847	118,631	81	82	0,34049	0,33998
83	87,312	37,013	82	83	0,56862	0,29911
84	243,849	103,371	82	84	0,10877	0,1086
85	247,75	105,025	84	85	0,56862	0,29911
86	0	0	1	86	0,01126	0,02598
87	89,878	38,101	86	87	0,41835	0,96575
88	1137,28	482,108	87	88	0,10499	0,13641
89	458,339	194,296	87	89	0,43898	0,10133
90	385,197	163,29	89	90	0,0752	0,02579
91	0	0	90	91	0,07692	0,17756
92	79,608	33,747	91	92	0,33205	0,76653
93	87,312	37,013	92	93	0,08442	0,19488
94	0	0	93	94	0,1332	0,30748
95	74,001	31,37	94	95	0,2932	0,29276
96	232,05	98,369	95	96	0,21753	0,21721
97	141,819	60,119	96	97	0,26482	0,26443
98	0	0	94	98	0,10318	0,23819
99	76,449	32,408	98	99	0,13507	0,31181
100	0	0	1	100	0,00938	0,02165
101	51,322	21,756	100	101	0,16884	0,38976
102	59,874	25,381	101	102	0,11819	0,27283
103	9,065	3,843	102	103	0,22860	0,78414
104	2,092	0,887	102	104	0,45587	0,10523
105	16,735	7,094	104	105	0,696	0,16066
106	1506,522	638,634	105	106	0,45774	105,669
107	313,023	132,694	106	107	0,20298	0,26373
108	79,831	33,842	107	108	0,21348	0,27737
109	51,322	21,756	108	109	0,54967	0,28914
110	0	0	109	110	0,54019	0,28415
111	202,435	85,815	108	111	0,0455	0,05911
112	60,823	25,784	111	112	0,47385	0,24926
113	45,618	19,338	112	113	0,86241	0,45364
114	0	0	113	114	0,56862	0,29911
115	157,07	66,584	109	115	0,77711	0,40878
116	0	0	115	116	0,10803	0,5683

Barra	P [kW]	Q [kVAr]	Linhas			
			Barra Emissora	Barra Receptora	R [Ω]	X [Ω]
117	250,148	106,041	110	117	0,10993	0,57827
118	0	0	117	118	0,47385	0,24926
119	69,809	29,593	105	119	0,32267	0,74488
120	32,072	13,596	119	120	0,14633	0,337799
121	61,084	25,894	120	121	0,12382	0,28583
122	0	0	1	122	0,01126	0,02598
123	94,622	46,26	122	123	0,6491	149,842
124	49,858	24,375	123	124	0,04502	0,10394
125	123,164	60,214	124	125	0,5264	0,18056
126	78,35	38,304	124	126	0,02064	0,04764
127	145,475	71,121	126	127	0,53071	0,27917
128	21,369	10,447	126	128	0,09755	0,2252
129	74,789	36,564	128	129	0,11819	0,27283
130	227,926	111,431	128	130	0,13882	0,32047
131	35,614	17,411	130	131	0,04315	0,09961
132	249,295	121,877	131	132	0,09192	0,2122
133	316,722	154,842	132	133	0,16134	0,37244
134	333,817	163,199	133	134	0,37832	0,37775
135	249,295	121,877	134	135	0,39724	0,39664
136	0	0	135	136	0,2932	0,29276