UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Fillipe Matos de Vasconcelos

**Uma Abordagem Lagrangiana na
Otimização Volt/VAr em Redes de
Distribuição**

São Carlos

2017

Fillipe Matos de Vasconcelos

**Uma Abordagem Lagrangiana na
Otimização Volt/VAr em Redes de
Distribuição**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Geraldo Roberto Martins da Costa

Coorientador: Guilherme Guimarães Lage

São Carlos

2017

Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

V331u Vasconcelos, Fillipe Matos de
Uma Abordagem Lagrangiana na Otimização Volt/VAr em
Redes de Distribuição / Fillipe Matos de Vasconcelos;
orientador Geraldo Roberto Martins da Costa;
coorientador Guilherme Guimarães Lage. São Carlos,
2017.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas
Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2017.

1. Operação de sistemas de distribuição de energia.
2. Bancos de Capacitores. 3. Transformadores com
comutação de tap sob carga. 4. Programação Não Linear.
5. Variáveis Contínuas e Discretas. 6. Função Senoidal
de Penalização. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **FILLIPE MATOS DE VASCONCELOS**.

Título da tese: "Uma abordagem lagrangiana na otimização Volt/VAr em redes de distribuição".

Data da defesa: 12/04/2017.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Titular **Geraldo Roberto Martins da Costa**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Dr. **Benvindo Rodrigues Pereira Junior**
(Pós-Doutorando/FAPESP)

APROVADO

Prof. Associado **Mario Oleskovicz**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Takaaki Ohishi**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Prof. Dr. **Thales Sousa**
(Universidade Federal do ABC/UFABC)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

*À minha família, e a todos
aqueles, amigos e professores,
que me apoiaram e incentivaram à excelência.*

Agradecimentos

Primeiramente a Deus, por ser o grande maestro da minha vida.

Aos meus pais, Ângela e Ozimar, que sempre me apoiaram e incentivaram com muito amor e carinho a buscar à excelência.

Aos meus irmãos, Diego e Fábio, e à minha esposa Ana Cecília, por todo o suporte, amor e companheirismo.

Ao meu orientador Prof. Dr. Geraldo Roberto Martins da Costa, e ao meu coorientador Prof. Dr. Guilherme Guimarães Lage, que viabilizaram a realização deste doutorado.

Aos Prof. Dr. Eduardo Asada, José Carlos, Mário Oleskovicz e Madson Cortes, pela amizade e disposição para ajudar sempre que requisitados. Ao Prof. Dr. Luis Nando Ochoa e a todos os membros do seu grupo de pesquisa na Universidade de Manchester, que, durante o meu período de doutorado sanduíche, receberam-me de braços abertos e incluíram-me na dinâmica do grupo. Novas amizades e ensinamentos que contribuíram significativamente para expandir os meus horizontes em relação ao desenvolvimento de pesquisas científicas que surgiram neste intercâmbio.

Aos meus amigos: Aimé Pinto, Alex Manito, Alex Vilarindo, Ana Mazzini, André Donza, André Dinelly, Anna Giulia, Diego Fonseca, Eduardo Werley e esposa (Sônia), Ellen Ferreira, Felipe Cota, Filipe Saraiva, Francisco Junior, Fredy Franco, Gilberto Pinto, Luiz Gutierrez, Marcelo Pinho, Marley Tavares, Mohamad Ismail, Rafael Schinchariol e esposa (Aline), Saulo Suzuki, Wellington Maycon e esposa (Joelma), e muitos outros que não pude citar aqui e que tive a oportunidade de compartilhar momentos de alegria e de tristeza.

Por fim, agradeço a todos que de alguma forma não foram mencionados, mas que

contribuíram direta ou indiretamente para ou para a realização deste trabalho, ou para o desenvolvimento do meu caráter e das minhas competências.

*“Odiei cada minuto de treinamento, mas não parava de
repetir a mim mesmo: ‘não desista, sofra agora para viver o
resto de sua vida como campeão’.”*
(Muhammad Ali)

Resumo

Matos de Vasconcelos, Fillipe. **Uma Abordagem Lagrangiana na Otimização Volt/VAr em Redes de Distribuição**. 151 p. Tese de doutorado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2017.

Este projeto de pesquisa propõe desenvolver um novo modelo e uma nova abordagem para a resolução do problema da otimização Volt/VAr em redes de distribuição de energia elétrica. A otimização Volt/VAr consiste em, basicamente, determinar os ajustes das variáveis de controle tais como bancos de capacitores chaveados, transformadores com comutação de *tap* sob carga e reguladores de tensão, de modo a satisfazer, simultaneamente, as restrições de carga e de operação para um dado objetivo operacional. Esse problema, matematicamente, foi formulado como um problema de programação não linear, multiperíodo, e com variáveis contínuas e discretas. Algoritmos de programação não linear foram utilizados com o intuito de aproveitar as vantagens das matrizes altamente esparsas montadas ao longo do método de solução. Para utilizar tais algoritmos, as variáveis discretas são tratadas como contínuas por meio da utilização de funções senoidais que penalizam a função objetivo do problema original enquanto estas não convergirem para algum dos pontos pré-definidos no seu domínio. O caráter multiperíodo do problema, contudo, refere-se à consideração de uma restrição que relaciona os ajustes das variáveis de controle para sucessivos intervalos de tempo na medida em que limita o número de operações de chaveamento desses dispositivos para um período de 24-horas. O estudo fundamenta-se, metodologicamente, em métodos do tipo Primal-Dual Barreira-Logarítmica. Para demonstrar a eficiência do modelo proposto e a robustez dessa abordagem, a partir de dados teóri-

cos obtidos de levantamentos bibliográficos, testes foram realizados em sistemas-teste de 10, 69 e 135 barras, e em um sistema de 442 barras do noroeste do Reino Unido. As implementações computacionais foram feitas nos *softwares* MATLAB, AIMMS e GAMS, utilizando o *solver* IPOPT como método de solução. Os resultados mostram que a abordagem proposta para a resolução do problema de programação não linear é eficaz para tratar adequadamente todas as variáveis presentes em problemas de otimização Volt/VAr.

Palavras-chave: Operação de sistemas de distribuição de energia. Bancos de Capacitores. Transformadores com comutação de *tap* sob carga. Programação Não Linear. Variáveis Contínuas e Discretas. Função Senoidal de Penalização.

Abstract

Matos de Vasconcelos, Fillipe. **A Lagrangian Approach in the Volt/Var Optimization in Distribution Networks.** 151 p. Ph.D. Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2017.

This work proposes a new model and a new approach for solving the Volt / VAr optimization problem in distribution systems. The Volt / VAr optimization consists, basically, to determine the settings of the control variables of switched capacitor banks, on-load tap changer transformers and voltage regulators, in order to satisfy both the load and operational constraints, to a given operational objective. The problem is formulated as a nonlinear programming problem, multiperiod, and with continuous and discrete variables. Nonlinear programming algorithms were used in order to take advantage of the highly sparse matrices built along the solution method. The discrete variables are treated as continuous along the solution method by means of the use of sinusoidal functions that penalize the original objective function while the control variables do not converge to any of the predefined discrete points in its domain. The multiperiod, or dynamic, characteristic of the problem, however, refers to the use of a constraint that relates the settings of the control variables for successive time intervals that limits the control devices switching operations number for a period of 24-hours. The study is based, methodologically, on Primal-Dual Logarithmic Barrier method. To demonstrate the effectiveness of the proposed model and the robustness of this approach, the data were obtained from theoretical literature surveys, and tests were performed on test-systems of 10, 69 and 135 buses, and in a 442 buses located in the Northwest of the United Kingdom. The computational

implementation was accomplished in the softwares MATLAB, AIMMS and GAMS, using the IPOPT solver as solution method. The results have shown the approach for solving nonlinear programming problems is effective to appropriate cope with all the variables presented in Volt/VAr optimization problems.

Keywords: Operation of Power Distribution Systems. Capacitor Banks. On-load Tap Changer Transformers. Nonlinear Programming. Continuous and Discrete Variables. Sinusoidal Penalty Function.

Lista de ilustrações

Figura 2.1	Função penalidade quadrática de curvatura positiva.	40
Figura 3.1	Efeito do α na função ψ : $\psi_1 \rightarrow \alpha = 0$ e $\psi_2 \rightarrow \alpha = \pi/2$	67
Figura 3.2	Efeito do β na função ψ : $\psi_1 \rightarrow \beta = 1$; $\psi_2 \rightarrow \beta = 3$ e $\psi_3 \rightarrow \beta = 10$	68
Figura 3.3	Efeito do γ na função ψ : $\psi_1 \rightarrow \gamma = 0,5$; $\psi_2 \rightarrow \gamma = 2,5$ e $\psi_3 \rightarrow \gamma = 5$. . .	68
Figura 3.4	Função objetivo aumentada, de modo que $\alpha = \pi/2$, $\beta = 1$ e $\psi_1 \rightarrow \gamma = 5$; $\psi_2 \rightarrow \gamma = 20$ e $\psi_3 \rightarrow \gamma = 40$	70
Figura 4.1	Impactos do CVV na operação de sistemas elétricos de potência (MARKUSHEVIC, 2010).	76
Figura 4.2	Diagrama esquemático de um moderno SGD (PAUDYAL; CANIZARES; BHATTACHARYA, 2011).	80
Figura 4.3	Modelo de um transformador.	83
Figura 4.4	Transformador com comutação de <i>tap</i> sob carga.	84
Figura 4.5	Regulador de tensão ideal com conexão Tipo B.	85
Figura 4.6	Banco de capacitores ligado entre a barra k e o nó terra.	86
Figura 4.7	Sistema radial de 13 barras (<i>S13</i>).	100
Figura 4.8	Perfil de carga diário do <i>S13</i> com medições no intervalo de 10 minutos e valor discretizado em média horária.	100
Figura 4.9	Esquema representativo de resolução do problema de OVV no <i>S13</i> (a) sem restrição multiperíodo e por um algoritmo descentralizado, e (b) com restrição multiperíodo e por um algoritmo centralizado.	101
Figura 5.1	Sistema radial de 10 barras (<i>S10</i>).	105

Figura 5.2	Potências ativas e reativas totais demandadas pelo <i>S10</i>	105
Figura 5.3	Chaveamento dos bancos de capacitores no <i>S10</i> – valores discretos. . .	106
Figura 5.4	Magnitudes de tensão (p.u.) na carga leve (t_0), média (t_1) e pesada (t_3) do <i>S10</i>	107
Figura 5.5	Fluxos de potência ativa e reativa nos ramos $k-m$ na carga leve (t_0, t_4), média (t_1, t_2) e pesada (t_3) do <i>S10</i>	108
Figura 5.6	Sistema radial de 69 barras (<i>S69</i>).	109
Figura 5.7	Curvas de carga diária típicas.	110
Figura 5.8	Potências ativas e reativas totais demandadas pelo <i>S69</i>	112
Figura 5.9	Chaveamento dos bancos de capacitores no <i>S69</i> – valores discretos. . .	113
Figura 5.10	Sistema radial de 135 barras (<i>S135</i>).	114
Figura 5.11	Potências ativas e reativas totais demandadas pelo <i>S135</i>	115
Figura 5.12	Chaveamento dos bancos de capacitores no <i>S135</i> – valores discretos. . .	116
Figura 5.13	Sistema radial de 442 barras (<i>S442</i>).	119
Figura 5.14	Carregamento na subestação primária e geração total pelos painéis FV em dia do ano no verão e outro no inverno.	120
Figura 5.15	Chaveamento dos bancos de capacitores no <i>S442</i> no verão – valores discretos (trifásicos).	121
Figura 5.16	Chaveamento dos bancos de capacitores no <i>S442</i> no inverno – valores discretos (trifásicos).	122
Figura 5.17	Ajustes de <i>taps</i> e capacitores para cada MAXC / MAXT no <i>S69</i>	124

Lista de tabelas

Tabela 2.1	Abordagens de resolução do problema de OVV.	52
Tabela 4.1	As características de SGD com CVV local e centralizado.	82
Tabela 5.1	Chaveamento dos bancos de capacitores no <i>S10</i> – valores contínuos. . .	106
Tabela 5.2	Chaveamento dos bancos de capacitores no <i>S69</i> – valores contínuos. . .	111
Tabela 5.3	Chaveamento dos <i>taps</i> do transformador da subestação no <i>S69</i> – valores contínuos.	111
Tabela 5.4	Convergência do <i>S69</i> no intervalo de tempo t_{17}	111
Tabela 5.5	Chaveamento dos bancos de capacitores no <i>S135</i> – valores contínuos. .	117
Tabela 5.6	Chaveamento dos <i>taps</i> do transformador da subestação no <i>S135</i> – valores contínuos.	117
Tabela 5.7	Convergência do <i>S135</i> no intervalo de tempo t_{17}	117
Tabela 5.8	Chaveamento dos bancos de capacitores no <i>S442</i> no dia 23 de julho de 2012 (verão) – valores contínuos (monofásicos).	121
Tabela 5.9	Chaveamento dos bancos de capacitores no <i>S442</i> no dia 21 de janeiro de 2013 (inverno) – valores contínuos (monofásicos).	122
Tabela 5.10	Comparação dos resultados da metodologia proposta (PM) com relaxação contínua (CS), abordagem por arredondamento (ROFF) e por arredondamento progressivo (PROFF).	123
Tabela 5.11	Algoritmo MPI PDBL com limitação no número de operações de chaveamento.	125
Tabela A.1	Dados de barra do <i>S10</i> – 23 kV.	143

Tabela A.2	Dados de linha do $S10 - 23$ kV.	143
Tabela A.3	Dados de barra do $S69 - 12,66$ kV.	144
Tabela A.4	Dados de linha do $S69 - 12,66$ kV.	145
Tabela A.5	Dados de barra do $S135 - 13,8$ kV.	147
Tabela A.6	Dados de linha do $S135 - 13,8$ kV.	149

Lista de siglas

ACO Otimização por Colônia de Formigas ou *Ant Colony Optimization*

AG Algoritmo Genético

BT Busca Tabu

CVR *Conservation Voltage Reduction*

CVV Controle Volt/VAr

FPO Fluxo de Potência Ótimo

HSL *Harwell Laboratory Subroutine*

IPOPT *Interior Point Optimizer*

KKT Karush-Kuhn-Tucker

MIQCP *Mixed Integer Quadratically Constrained Programming*

MPI Método dos Pontos Interiores

OVV Otimização Volt/VAr

PDBL Primal-Dual Barreira Logarítmica

PIM Programação Inteiro Mista

PL Programação Linear

PLIM Programação Linear Inteiro Mista

PNL Programação Não Linear

PNLCD Programação Não Linear com variáveis Contínuas e Discretas

PNLIM Programação Não Linear Inteiro Mista

PSO Otimização Por Enxame de Partículas ou *Particle Swarm Optimization*

SA *Simulated Annealing*

SGD Sistemas de Gerenciamento da Distribuição

UPMO Unidade de Processamento do Motor de Otimização

Sumário

1	Introdução	25
1.1	Motivação	27
1.2	Objetivo	29
1.3	Metodologia	29
1.4	Organização	30
2	Estado da Arte em Otimização Volt/VAr	33
2.1	Evolução Cronológica dos Algoritmos de Otimização Volt/VAr Centralizado	34
2.1.1	Limitação no Número de Operações de Chaveamento	44
2.2	Abordagens para Resolução do Problema da OVV	51
2.3	Considerações finais	53
3	O Método dos Pontos Interiores com Variáveis Contínuas e Discretas	55
3.1	O Método dos Pontos Interiores	55
3.1.1	A Abordagem Primal-Dual Barreira Logarítmica	56
3.1.2	Algoritmo	61
3.1.3	Características Computacionais	62
3.1.4	O Pacote IPOPT	63
3.1.5	A Abordagem Primal-Dual no IPOPT	63
3.2	Programação Não Linear com Variáveis Contínuas e Discretas	64
3.2.1	Modelagem das Variáveis Discretas	65

3.2.2	Efeito de α , β e γ na função ψ	67
3.2.3	Algoritmo	69
3.3	Considerações Finais	70
4	O Controle Volt/VAr	73
4.1	Os Modernos Sistemas de Gerenciamento da Distribuição	73
4.1.1	O Controle Volt/VAr em Redes de Distribuição	75
4.1.2	As Formas de Controle: Local ou Centralizado	77
4.1.3	O Controle Tradicional <i>versus</i> o Controle Centralizado	81
4.1.4	Os Dispositivos de Controle de Tensão e Var	82
4.1.5	O Problema de Controle Volt/VAr Centralizado	86
4.1.6	A Resolução do Problema de Controle Volt/VAr Centralizado . . .	90
4.2	A Otimização Volt/Var com Limitação nos Chaveamentos	90
4.2.1	Formulação do Problema de Otimização Volt/VAr	91
4.2.2	Formulação da Restrição Multiperíodo de Limitação no Número de Chaveamentos	92
4.2.3	Aplicação do MPI PDBL com Variáveis Contínuas e Discretas na Otimização Volt/Var	94
4.2.4	Algoritmo	98
4.2.5	Análise da Abordagem	99
4.3	Considerações Finais	102
5	Resultados Numéricos	103
5.1	Considerações Iniciais	103
5.2	Sistema de 10 Barras	104
5.3	Sistema de 69 Barras	108
5.4	Sistema de 135 Barras	113
5.5	Sistema de 442 Barras	118
5.6	Avaliação dos Resultados e Restrição de Limitação de Chaveamentos . . .	123
	Conclusão	129

6.1	Continuidade da Pesquisa	131
	Referências	133
	Apêndices	141
	APÊNDICE A Dados de Barra e de Linha das Redes de Distribuição	143

Introdução

As possibilidades tecnológicas para otimizar as condições de operação de alimentadores primários de distribuição estão se aperfeiçoando cada vez mais nos últimos anos, dentre outros motivos, devido ao crescente interesse pela instalação de equipamentos com comunicação bidirecional para atuação em dispositivos controláveis, tais como reguladores de tensão e bancos de capacitores chaveados. Neste cenário, uma importante função dos modernos Sistemas de Gerenciamento da Distribuição (SGD) se destaca, sendo esta denominada de Otimização Volt/VAR (OVV) (BORGHETTI, 2013).

No noroeste dos Estados Unidos, por exemplo, na cidade de Pullman, estado de Washington, o projeto *Pullman Smart Grid Project*¹ visa demonstrar o potencial de aumento em segurança, confiabilidade e eficiência no fornecimento da energia elétrica por meio da inclusão de um gerenciamento automatizado dos sistemas de distribuição com capacidade de comunicação bidirecional entre o centro de controle e os dispositivos em campo. Ao longo de treze alimentadores, chaves para reconfiguração de topologia, religadores e bancos de capacitores fixos e chaveados foram instalados. Por fim, mais de treze mil *smart meters* foram instalados em cada consumidor para uma avançada infraestrutura de medição a fim de tornar as leituras de potência e tensão disponíveis em tempo real para o centro de controle (DALIPARTHI et al., 2012).

No nordeste da área de Columbus, Ohio, no projeto *gridSMART* iniciado no ano de 2007, com o objetivo de aumentar a eficiência dos sistemas elétricos e melhorar os serviços prestados aos consumidores finais, um avançado sistema de OVV foi implementado para gerenciar onze alimentadores de distribuição e cinco subestações. A avaliação do sistema

¹Website do projeto: <https://www.avistautilities.com/inside/resources/smartgrid/pullman/pages/default.aspx>. *Pullman Smart Grid Project*.

foi feita em duas etapas: (i) simulação, análise e estimação; e (ii) análise de dados coletados em campo. Na primeira etapa, simulações computacionais projetaram uma redução média de 2,9% no consumo de energia e 3,0% na carga de pico numa área de aproximadamente 240 km^2 , com 70 circuitos de distribuição. Na segunda etapa, todavia, embora a redução no consumo de energia tenha superado os valores estimados, correspondendo ao valor de 3,3%, valores significativamente inferiores foram alcançados para redução do carregamento nos horários de pico (SCHNEIDER; WEAVER, 2012). Tais discrepâncias entre valores previstos e alcançados em campo, mesmo no século XXI, ainda são muito comuns em análises de redes de distribuição e refletem a crescente necessidade de se aperfeiçoar modelos e metodologias que justifiquem e validem a aplicação de novas técnicas de planejamento e de operação destes sistemas. Assim, cada vez mais benefícios poderão ser extraídos sob a condição de uma operação confiável e segura.

Os primeiros estudos de uma OVV em redes de distribuição surgiram na década de 80, e desde então já se conhece os benefícios advindos desta prática principalmente no que se refere à capacidade de realizar o controle dos níveis de tensão e de minimizar perdas de energia ao longo de alimentadores. Por isso, atualizar e aperfeiçoar tais estudos em conformidade com a atual conjuntura dos sistemas de potência de escassez de recursos, preocupação com o meio ambiente e aumento de demanda energética, tem se mostrado uma tendência emergente e um desafio para as concessionárias de energia que devem garantir suprimento de energia a custos competitivos e em conformidade à exigentes padrões de qualidade da energia.

A OVV em redes de distribuição é uma aplicação avançada tipicamente associada aos ajustes ótimos de *taps* de transformadores (ou de reguladores de tensão) e de bancos de capacitores chaveados, de tal forma que as perdas de energia sejam minimizadas, enquanto que as restrições de operação baseadas em um perfil de carga previsto sejam satisfeitas (LIU; CANIZARES; HUANG, 2009). Esta pode ser requerida periodicamente em resposta a uma demanda, ou em sistemas de automação de subestações, ou em centros de controle de sistemas de distribuição. Se aplicada para pequenos períodos de tempo, sendo frequente o estudo para 24 horas à frente, muitas incertezas podem ser eliminadas (FENG; PETERSON, 2010). Em contextos reais, a fim de se garantir uma OVV eficiente, deve-se levar em consideração limitações físicas impostas pelos fabricantes de disjuntores e de dispositivos comutadores de *tap* em transformadores. Isto se deve pois a frequente

operação de chaveamento de dispositivos chaveados contribui significativamente para a redução da vida útil dos mesmos, e, por isso, prevenir a operação excessiva destes torna-se crucial.

A natureza dos problemas de OVV corresponde a de problemas de grande porte de Programação Não Linear Inteiro Mista (PNLIM) (BORGHETTI, 2013; LIU; CANIZARES; HUANG, 2009), sendo, em geral, as variáveis de estado (módulo e fase da tensão) contínuas em seu domínio, e as variáveis de controle (*taps* de transformadores e bancos de capacitores chaveados) discretas. Ressalta-se que há casos em que as variáveis de controle são contínuas, quando existem, por exemplo, geração distribuída e/ou sistemas de armazenamento de energia em banco de baterias. Quanto à modelagem e à formulação do problema, é válido ressaltar que os problemas de OVV são tratados de maneira semelhante aos tradicionais problemas de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) (LU; HSU, 1997).

A motivação para o desenvolvimento deste trabalho e os principais desafios associados à formulação e à resolução de problemas de OVV em redes de distribuição são apresentados a seguir.

1.1 Motivação

Com o advento das melhorias nas técnicas e nos equipamentos de comunicação de dados e de sistemas de potência, uma maior incorporação de mecanismos de automação é prevista para as redes de distribuição de energia elétrica. Neste cenário, fluxos multidirecionais de informações, de maneira mais rápida e confiável, suceder-se-ão entre todos os elementos envolvidos: os centros distribuidores de energia e seus equipamentos instalados; os órgãos que regulamentam, fiscalizam e comercializam energia; os produtores independentes de energia e os clientes (SHORT, 2006). Na incorporação de tais elementos às redes de distribuição, as tradicionais abordagens do tipo *Fit-and-Forget*, ainda muito comuns nas concessionárias de energia, deverão ser substituídas por abordagens mais inteligentes e adaptativas a fim de tirar máximo proveito das novas funções de controlabilidade e observabilidade, buscando promover maior eficácia e eficiência de toda a cadeia de fornecimento da energia elétrica e garantir um maior retorno de investimento.

As primeiras gerações dos algoritmos de OVV pautaram-se pela incapacidade de modelar os grandes e complexos sistemas das concessionárias, além de apresentarem defi-

ciências de desempenho tais como em velocidade, robustez e/ou qualidade das soluções. Deste modo, uma questão primordial é ainda a indisponibilidade de uma metodologia que possa tomar vantagem dos avançados dispositivos de sensoriamento, comunicação e capacidade de atuação remota a fim de otimizar continuamente a tensão e a compensação de potência reativa em alimentadores primários de distribuição (FENG; PETERSON, 2010).

Os principais desafios técnicos no estudo da OVV, que precisam ser devidamente tratados nas abordagens, são (FENG; PETERSON, 2010):

- ❑ **Variáveis de decisão inteiras** - os ajustes tanto dos capacitores quanto da posição dos *taps* dos transformadores reguladores são variáveis inteiras;
- ❑ **Objetivos não lineares** - perdas de energia ou de demanda de pico são funções dependentes dos ajustes nos controles Watt/Volt/Var;
- ❑ **Grandes dimensões das restrições não lineares** - o número de equações de balanço de fluxo de potência atinge a ordem de milhar, dependendo do modelo e da topologia do sistema;
- ❑ **Objetivos e espaços de busca de solução não convexos** - até hoje é um desafio que métodos e/ou algoritmos garantam soluções ótimas globais;
- ❑ **Grande dimensão do espaço de busca** - o número de variáveis de controle cresce com a modernização dos sistemas elétricos;
- ❑ **Restrições multiperíodo** - são restrições que relacionam variáveis em diferentes intervalos de tempo, sendo comumente utilizadas, por exemplo, para controlar o número de chaveamentos de capacitores e *taps* de transformadores.

Tendo em vista a necessidade de se extrair os benefícios advindos da incorporação de maiores níveis de automação/automatização, a OVV toma uma importância de destaque no contexto da operação. A motivação desta pesquisa, portanto, é atender a uma demanda por novas abordagens de OVV de modo que, tirando maior proveito das transformações que a redes de distribuição vêm sofrendo, trate adequadamente os desafios técnicos anteriormente mencionados e seja escalável o suficiente para atender as mais diversas características encontradas em redes de distribuição ao redor do mundo.

Neste cenário, embora os custos de aquisição, operação e manutenção de equipamentos forneçam uma análise importante na tomada de decisão, os mesmos não serão considerados neste trabalho.

Dada a importância desse problema para o planejamento da operação dos sistemas de potência, a seguir é apresentado o objetivo desta pesquisa.

1.2 Objetivo

Este projeto de pesquisa tem como objetivo desenvolver novos modelos e uma nova abordagem para resolução do problema da operação de bancos de capacitores chaveados, transformadores com comutação de *tap* sob carga e reguladores de tensão em redes de distribuição de energia elétrica, limitando o número de operações de chaveamentos desses dispositivos de controle no período de 24 horas. Os controles devem ser coordenados de tal modo que as restrições de carga e operação sejam satisfeitas, ao passo que as perdas de energia sejam minimizadas. O número total de ações de controle será limitado a fim de tornar a solução mais prática e útil para centros de operação.

1.3 Metodologia

A metodologia de solução do problema de OVV baseia-se em técnicas de Programação Não Linear (PNL) e funções senoidais de penalização, sendo este problema modelado como multiperíodo, não convexo, restrito, estático e com variáveis contínuas e discretas.

Nesta proposta, *a priori*, assume-se disponível o perfil de carga das seções dos alimentadores para um período $\mathbf{T}$, sendo adotado o período de 24 horas do dia seguinte: $t = \{0, 1, 2, \dots, 23\}$ horas, $t \in \mathbf{T}$. Utilizando os valores das médias temporais dos níveis de potência ativa e reativa dos alimentadores primários das redes de distribuição, modelam-se as cargas como do tipo potência constante. Como estas últimas são tratadas por meio de médias, desprezar a existência das cargas do tipo corrente ou impedância constante não prejudica a qualidade das soluções.

A função objetivo adotada para o problema é a minimização das perdas ativas para o período $\mathbf{T}$, sujeito às restrições de carga (equações de balanço do fluxo de potência) e às restrições técnico-operacionais (limites de magnitude de tensão e de número de operações de chaveamento dos dispositivos de controle).

Como no modelo existem variáveis discretas e contínuas, originalmente o problema é de natureza de PNLIM. A fim de resolver este problema de maneira eficiente, Liu, Canizares e Huang (2009), por exemplo, sugerem que o problema original de PNLIM deva ser transformado em um problema de PNL e resolvido por técnicas clássicas de PNL. Neste contexto, tal problema é referido neste trabalho como de Programação Não Linear com variáveis Contínuas e Discretas (PNLCD). Para a otimização de problemas de PNLCD, uma abordagem que incorpore à função objetivo uma função senoidal de penalização é utilizada. Nesta, as variáveis discretas são consideradas como contínuas durante o processo de resolução e penalidades são apropriadamente aplicadas a fim de que tais variáveis contínuas atinjam a convergência para um dos valores discretos pertencentes ao próprio domínio (SOLER; ASADA; COSTA, 2013; SOLER; SOUSA; COSTA, 2012).

Neste cenário, portanto, a metodologia corresponde à resolução de uma sequência de problemas de PNL pelo Método dos Pontos Interiores (MPI) Primal-Dual Barreira Logarítmica (PDBL) (FIACCO; MCCORMICK, 1968), sendo as restrições de igualdade tratadas pela Função Lagrangiana e as restrições de desigualdade pela Função Barreira Logarítmica (FRISCH, 1955).

A fim de avaliar a eficácia e a robustez dos modelos e da metodologia proposta, os sistemas elétricos de 10 barras (GRAINGER; LEE, 1982), 69 barras (BARAN; WU, 1989), 135 barras (KAVASSERI; ABABEI, 2014) e um sistema do noroeste no Reino Unido de 442 barras foram submetidos a simulações computacionais, assumindo disponíveis os perfis de carga variantes no tempo para o dia seguinte.

1.4 Organização

Este trabalho está dividido em 5 capítulos e conclusão.

No Capítulo 2 é apresentado o histórico das principais abordagens para resolução de problemas de OVV, e os principais desafios técnicos existentes nos dias de hoje neste campo de estudo.

No Capítulo 3 é apresentada a metodologia de solução do problema de OVV por meio do MPI PDBL, explicitando a sua formulação matemática geral, o seu algoritmo básico de implementação, características computacionais do método e a utilização de *solvers* comerciais, destacando as principais especificidades do *solver Interior Point Optimizer* (IPOPT)

e os benefícios advindos de sua utilização. Em seguida, apresenta-se a modelagem para tratamento das variáveis discretas por meio de uma senoide que penaliza a função objetivo original, destacando a sua formulação matemática e o algoritmo que rege a sua aplicação para resolução de problemas de PNLCD.

No Capítulo 4 abordam-se diversos aspectos dos modernos SGD, ressaltando a importância do controle Volt/VAr, as formas de se realizar esse controle, as principais características e os benefícios advindos de um controle centralizado em relação ao tradicional controle local, os modelos dos dispositivos de controle e a formulação geral do problema de controle Volt/VAr centralizado. Em seguida, a proposta de solução do problema de OVV com limitação no número de operações de chaveamento é demonstrada, explicitando a formulação empregada, os detalhamentos matemáticos formados pela aplicação do MPI PDBL concomitantemente com a função senoidal de penalização, o algoritmo básico e uma breve análise desta abordagem.

No Capítulo 5 os resultados computacionais e discussões foram elaborados em estudos de casos para os sistemas-teste de 10, 69 e 135 barras, e um sistema real de 442 barras, para avaliar a eficácia da abordagem proposta.

E, finalmente, conclusões a respeito do que foi estudado e sugestões de continuidade da pesquisa são apresentadas.

Estado da Arte em Otimização

Volt/VAr

Os sistemas de distribuição de energia, desde a sua concepção, são tipicamente constituídos por redes passivas que visam a simplicidade da operação em detrimento da otimalidade. Os elevados investimentos para implantação de avançadas infraestruturas de medição e controle e o consequente aumento na complexidade operacional estão entre as principais razões que justificam tal medida. Integrando-se a este cenário, destaca-se a carência de ferramentas que auxiliem nas tomadas de decisão e que sejam robustas o suficiente ao ponto de estarem prontas para utilização pelos operadores das redes de distribuição.

De acordo com a *U.S. Energy Information Administration* (EIA) (2016), um aumento de 48% de consumo de energia é previsto para as próximas décadas no mundo (entre 2012 e 2040). Este aumento na demanda, dentre outros motivos, tende a causar distúrbios no adequado fornecimento de energia aos consumidores finais. Para contornar tais distúrbios e aumentar a confiabilidade, eficiência e capacidade de tais sistemas, pesquisadores e concessionárias ao redor do mundo têm reacendido o interesse em investigar e incorporar maiores níveis de automação/automatização nas redes de distribuição (redes ativas).

Com os rápidos avanços tecnológicos que estão acontecendo ao longo dos anos, e com a consequente adoção de novas tecnologias, maior será a necessidade de se desenvolver e estudar algoritmos que viabilizem explorar ao máximo os benefícios provenientes de uma transição de redes predominantemente passivas para redes ativas. Nesta conjuntura, portanto, destaca-se a OVV como uma das mais desejadas e importantes funções.

A OVV consiste em, basicamente, gerenciar a operação de todos os dispositivos de controle de tensão e de injeção de potência reativa tais como bancos de capacitores fixos e chaveados, reguladores de tensão e transformadores com comutação de *tap* sob carga, visando um (ou mais de um) objetivo operacional enquanto satisfaz restrições de carga, operação e/ou segurança. Tipicamente, o objetivo operacional adotado é a minimização de perdas ativas totais ao longo dos alimentadores primários da distribuição.

Os algoritmos de OVV podem ser classificados como: (i) *local* – cada dispositivo controlável, com base em medições locais, determina suas próprias ações de controle; ou (ii) *centralizado* – as ações de controle em todos os dispositivos controláveis são determinadas por um centro de controle. Neste capítulo pretende-se discorrer sobre a evolução cronológica dos trabalhos mais relevantes no contexto de OVV centralizado, que é o foco desta tese, ressaltando suas principais características e contribuições.

2.1 Evolução Cronológica dos Algoritmos de Otimização Volt/VAr Centralizado

As vantagens de se injetar potência reativa para redução de perdas e controle dos níveis de tensão em resposta a mudanças de carga são reconhecidas desde a década de 40 (CUTTINO, 1944; CUTTINO, 1947). Já em meados da década de 50, com a redução do porte de equipamentos como bancos de capacitores, surgiram os primeiros trabalhos significativos em injeção de reativos próximo às cargas, isto é, diretamente nos alimentadores primários das redes de distribuição (NEAGLE; SAMSON, 1956). Ao longo de muitos anos o foco deste estudo foi o problema de planejamento da alocação de bancos de capacitores fixos e de dispositivos de controle de tensão. Assim, somente com a evolução dos esquemas de automação e controle das redes de distribuição, em meados da década de 80, surgiram as primeiras pesquisas relevantes no que se refere à resolução do problema da operação de dispositivos chaveados de controle da tensão, pois as propostas anteriores a este período sofriam bastante com a falta de generalidade e consideravam modelos muito simplificados. (GRAINGER; CIVANLAR, 1985).

Considerando que as redes de distribuição da época possuíam um número relativamente reduzido de dispositivos chaveados, Kaplan (1984) propôs aplicar técnicas enumerativas para a operação de bancos de capacitores chaveados. Esta solução é muito eficiente

até o momento em que um maior número de dispositivos chaveados seja incorporado.

Metodologicamente, os primeiros modelos de problemas de otimização pelo controle da injeção de reativos tratavam os bancos de capacitores como variáveis de controle contínuas durante o processo de otimização. No entanto, o chaveamento destes elementos ocorre por meio da entrada/saída de conjuntos de capacitores. Do ponto de vista matemático, portanto, deve-se atribuir à definição dos bancos de capacitores a condição de variáveis pertencentes ao domínio discreto, e, a fim de tornar as soluções mais realistas, aproximações que arredondavam os resultados obtidos eram utilizadas.

Grainger e Civanlar (1985) propuseram, em um trabalho dividido em três artigos, uma metodologia para alocação e controle de bancos de capacitores fixos, chaveados e reguladores de tensão ao longo de alimentadores radiais de distribuição (GRAINGER; CIVANLAR, 1985; CIVANLAR; GRAINGER, 1985a; CIVANLAR; GRAINGER, 1985b). A formulação proposta desacopla o problema de OVV em dois subproblemas: o de capacitores e o de reguladores de tensão. O primeiro subproblema responsabilizava-se prioritariamente por minimizar as perdas totais ao longo dos alimentadores, e o segundo, por sua vez, por regular os níveis de tensão dentro dos limites especificados. Por este motivo os subproblemas também são conhecidos como os problemas Volt (regulador) e VAr (capacitor). A finalidade, dentre os diversos benefícios advindos de tal prática, foi a de minimizar perdas ativas totais. Um sistema teste de 30 barras foi utilizado para avaliar tal proposta.

Embora o trabalho de Grainger e Civanlar (1985) fosse inovador para a época, diversas limitações podem ser destacadas, tais como: utilização de modelos simplificados, como no caso de um modelo linearizado para os reguladores de tensão; as soluções para o ajuste dos capacitores eram obtidas no domínio dos números reais (contínuas) e arredondadas para os respectivos discretos mais próximos, o que poderia prejudicar seriamente à otimalidade ou até mesmo à factibilidade das soluções especialmente quando grandes bancos de capacitores são empregados; e a consideração de um estudo de caso em que as condições do sistema e de carregamento são pouco realísticas, o que pode simplificar a análise de um problema de engenharia à simples resolução de um problema matemático. Ademais, o desacoplamento no controle Volt e VAr também não é desejável, pois os seus efeitos interagem entre si. Dependendo das características de cada sistema, as soluções desacopladas podem ser pontos de operação pouco eficientes em comparação com àquelas obtidas por algoritmos que solucionam o problema de maneira acoplada, ou seja, garantir

a otimalidade nos subproblemas não a garante no problema central (ROYTELMAN; WEE; LUGTU, 1995).

Sendo assim, tomando este estudo como ponto de partida na análise de algoritmos de OVV em redes de distribuição, diversas pesquisas surgiram com o intuito de tornar a resolução do problema cada vez mais realista. Um trabalho que merece destaque para a coordenação de capacitores e transformadores com comutação de *tap* discretos foi proposto por Baldick e Wu (1990). Neste, dois algoritmos para resolução do problema foram apresentados: um algoritmo randomizado e um determinístico. O algoritmo randomizado é rápido, embora não garanta a otimalidade de suas soluções, enquanto que o algoritmo determinístico garante a otimalidade das suas soluções, apresentando uma melhor sequência de chaveamento que o randomizado, em um tempo ligeiramente maior. Uma das deficiências deste trabalho, todavia, relaciona-se ao número de considerações e simplificações assumidas que não são necessariamente aceitáveis na prática, como, por exemplo, a utilização de fórmulas aproximadas para o cálculo da função perdas e das quedas de tensão ao longo dos alimentadores. Tais aproximações utilizam funções analíticas de primeira ordem que são válidas somente nos casos em que as impedâncias das linhas são suficientemente pequenas e os *taps* próximos ao nominal.

Tratando-se de tempo de processamento entre algoritmos, Baldick e Wu (1990) compararam os desempenhos de algoritmos polinomialmente limitados, como o randomizado e o determinístico, com àqueles não-polinomialmente limitados, como enumeração exaustiva e *branch-and-bound*. No estudo de caso realizado em um sistema de 70 barras, assumiram-se instalados primeiramente 5 capacitores e 2 transformadores e, posteriormente, aumentou-se o número dos dispositivos de controle para 10 capacitores e 4 transformadores. No primeiro caso, o algoritmo determinístico produziu resultados na ordem de 40 milissegundos em comparação com 300 milissegundos pela enumeração exaustiva. Já no segundo caso, o tempo requerido pelo determinístico cresceu polinomialmente com o aumento da dimensão do problema, convergindo em aproximadamente 200 milissegundos, enquanto que na enumeração exaustiva o crescimento foi explosivo (exponencial), produzindo resultados na ordem de mais de 300 segundos.

Para aplicação em tempo real, Cheng, Malik e Hope (1988) apresentaram uma metodologia baseada em árvore de sensibilidade que faz uso de estratégia de busca em profundidade (algoritmos baseados em sistemas especialistas). Esta segue um conjunto de

regras que, por meio de uma série de buscas recursivas, atribuem maior prioridade para atuação nos controles mais sensíveis. Santoso e Tan (1990), por sua vez, desenvolveram uma rede neural em dois estágios que trabalha com medidas *on-line*, cujo controle ótimo não envolve nenhum procedimento iterativo. Ananthapadmanabha et al. (1996) propuseram um sistema especialista em que a formulação do problema envolve a solução de um fluxo de carga convencional, um algoritmo de *Simulated Annealing* (SA) e um algoritmo de busca baseado em um conjunto de regras. Assim, logo que o sistema estiver sujeito a uma violação de tensão, o algoritmo seleciona as barras que apresentam os maiores desvios de tensão como estimativas iniciais e busca pelas unidades de controle mais próximas a fim de ajustar os níveis de tensão. Para a época, tais aplicações meta-heurísticas ainda necessitavam de mais desenvolvimentos para que pudessem ser implementadas na prática (ROYTELMAN; WEE; LUGTU, 1995).

Neste cenário, Roytelman, Wee e Lugtu (1995) propuseram um algoritmo baseado em um método combinatorial do tipo descida coordenada com passos discretos, assumindo um conjunto de variáveis de controle relativamente pequeno para viabilizar a busca combinatorial, e função objetivo não linear para viabilizar a busca pela otimalidade por meio de gradientes. Os fundamentos dos métodos de descida correspondem à determinação da direção em que a função objetivo mais decresce, e de um passo grande o suficiente para a direção escolhida. Assim, quando as variáveis de controle são discretas, o passo é igual ao incremento discreto selecionado. A direção de descida pode ser selecionada de três formas: 1) pelo método de Monte Carlo; 2) por alguma estratégia de avaliação específica; ou pela 3) maior derivada parcial da função objetivo em relação às variáveis de controle. Neste último caso a abordagem é denominada de Métodos do Gradiente ou Métodos de Descida Mais Íngreme Discreto.

Nas pesquisas anteriores a formulação do problema era realizada considerando somente a minimização de perdas sujeito às restrições de tensão. A partir de Roytelman, Wee e Lugtu (1995), exemplos numéricos ilustrariam um algoritmo que funcionasse bem para tratar diversas funções objetivos, condições de operação e limites, por meio de um modelo de fluxo de carga baseado na técnica da injeção de correntes. A abordagem proposta se destaca pelo uso de estratégias especiais para enumerar e testar alguns subconjuntos do espaço de busca e pela utilização de métodos de descida que são capazes de tratar uma enorme gama de variáveis e funções objetivos, inclusive incorporando estratégias

combinatoriais para tratar variáveis discretas. As restrições de desigualdade foram incorporadas na função objetivo por meio de uma função penalidade. Vantagens relacionadas à qualidade das soluções foram identificadas pela aplicação do Método do Gradiente em relação às estratégias baseadas em Monte Carlo. Segundo os autores, embora o algoritmo pertença à classe de programação inteira combinatorial, o uso de um fluxo de carga rápido faz este algoritmo adequado para uso em tempo real dentro de modernos SGD. As deficiências desta pesquisa, contudo, são evidenciadas no fato de o método de descida garantir que o seu ponto “ótimo” é apenas um extremo local, dependendo do ponto inicial do processo de otimização. Além disso, algumas regras são utilizadas na escolha do conjunto de direção de busca durante cada passo da otimização. Por exemplo, se uma carga está conectada a um mesmo nó de um banco de capacitores, e o banco ainda possui capacidade de suprir a demanda kVAr desta carga, então a direção de busca que envolve o incremento de injeção de kVAr pelos capacitores é escolhida. Tais regras podem contribuir para a condução da solução para ótimos locais, e não globais, por negligenciar os efeitos dos dispositivos de controles nas vizinhanças. Por fim, tem-se também que as abordagens de busca combinatoriais apresentam o problema conhecido como “maldição da dimensionalidade” que ocorre em algoritmos “não-polinomiais”, tornando-os inadequados para problemas de grande porte.

Um ano depois, a primeira tentativa de desenvolver em um único algoritmo a resolução dos problemas de reconfiguração de redes e controle de capacitores surgiu com Jiang e Baldick (1996). Neste trabalho, com o objetivo de reduzir as perdas sujeito às restrições de tensão, aplicou-se o método de SA para otimizar o problema de reconfiguração e um algoritmo de otimização discreta para encontrar os controles ótimos dos bancos de capacitores. Baseado em Baldick e Wu (1990), o problema de ajustes dos capacitores chaveados foi realizado em dois estágios. No primeiro estágio, assumiram-se valores contínuos para os elementos, e, no segundo, uma expansão em série de Taylor de segunda ordem das perdas em função do vetor das susceptâncias *shunt* é usada para discretizar os valores encontrados no estágio anterior. Os autores afirmam que realizaram duas modificações no algoritmo de Baldick e Wu (1990) pelos quais tornaram o algoritmo mais adequado para tratar um maior número de capacitores e/ou de passos de ajustes discretos, sendo elas: 1) uso do Método de Newton, ao invés de um Método de Descida; e 2) enumeram as possibilidades discretas, ao invés de utilizarem um algoritmo de otimização discreta

que minimizasse a aproximação quadrática das perdas. Entre as deficiências desta pesquisa, os próprios autores destacam as dificuldades encontradas para realizar os ajustes de parâmetros como o fator de resfriamento do problema (α) da SA, pois, caso estes não fossem muito bem afinados, a solução poderia se tornar muito volátil a cada iteração ou até mesmo “resfriar” para uma solução de baixa qualidade.

Salama et al. (1996) propuseram um algoritmo baseado em técnicas de programação dinâmica para resolver o problema de controle de capacitores e reguladores de tensão. Embora os problemas de chaveamento de capacitores e reguladores de tensão sejam tratados de maneira desacoplada (em subproblemas), os autores afirmam que essa metodologia pode ser usada eficientemente para redes de grande porte, pois técnicas de particionamento associadas com a redução de Kron (equivalentes externos) para reduzir o tamanho do sistema foram utilizadas. Tais subproblemas foram formulados para minimizar perdas e satisfazer os níveis de tensão. As limitações e considerações do modelo e do algoritmo incluem o desacoplamento do problema de controle de capacitores e reguladores de tensão, o uso de heurísticas nos ajustes dos controles, e a simplificação do modelo dos bancos de capacitores em fontes de correntes reativas.

No século XXI ocorreu um avanço muito grande na quantidade de pesquisas apresentadas com intuito de propor novas técnicas e avaliar as até então empregadas. Na tentativa de incorporar cada vez mais restrições a fim de tornar a solução do problema adequada ao atual contexto do setor elétrico, muitas novas ideias para formulação, modelagem e metodologias têm surgido. Nesse cenário, destacam-se os trabalhos de: Liu, Baran, Borghetti, Cañizares, entre outros.

No ano de 2002, Liu, Tso e Cheng (2002) apresentaram um novo algoritmo para a otimização aplicada a sistemas de grande porte envolvendo variáveis contínuas e discretas. Este algoritmo realiza sucessivas discretizações das variáveis de controle no processo de otimização por meio da inserção de uma função penalidade quadrática de curvatura positiva no MPI PDBL. A Figura 2.1 ilustra a função penalidade utilizada.

Assumindo valores arbitrários para x_{b0} , x_{b1} e x_{b2} , define-se a região de vizinhança $R(x_{b1})$ dada como:

$$R(x_{b1}) = \{x_b \mid x_{b1} - \frac{1}{2}S \leq x_b \leq x_{b1} + \frac{1}{2}S\} \quad (2.1)$$

sendo S o tamanho do passo de x_b , e x_{b1} o centro da vizinhança.

Figura 2.1: Função penalidade quadrática de curvatura positiva.

Fonte: (LIU; TSO; CHENG, 2002).

No processo de otimização, x_b deve ser direcionado para o centro da vizinhança. Assim, uma função penalidade quadrática para cada vizinhança consiste em $\phi(x_b)$, dada por:

$$\phi(x_b) = \frac{1}{2} v_b (x_b - x_{b1})^2 \quad (2.2)$$

em que v_b é o fator de penalidade e que o centro da vizinhança de x_b , que pode mudar dinamicamente durante as iterações, é determinado pelo arredondamento para o valor discreto contido na vizinhança $R(x_{b1})$.

A grande vantagem de se utilizar funções penalidade para discretização das variáveis é aproveitar as vantagens de se resolver um problema de PNL, ao invés de um de PNLIM.

Um rearranjo na estrutura de dados também foi proposta, conforme (2.3), e comparada com outras estruturas.

$$\begin{bmatrix} h & h & j & j \\ h & h & j & j \\ j & j & & \\ j & j & & \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} j & j & & \\ j & j & & \\ h & h & j & j \\ h & h & j & j \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Os autores concluíram que a estrutura proposta pode reduzir consideravelmente o número de elementos *fill-in* não nulos sem aumentar a complexidade para a fatoração triangular. Assim, os autores afirmam que se tem uma melhoria na estabilidade numérica no processo da fatoração triangular, embora a matriz de coeficientes obtida seja estruturalmente assimétrica.

Outra observação quanto ao trabalho de Liu, Tso e Cheng (2002) se refere às dificuldades computacionais na implementação da função penalidade e na escolha dos fatores de penalidade. Para lidar eficazmente com as variáveis discretas, a função penalidade quadrática deve ser sincronizada adequadamente com a função barreira logarítmica a cada iteração para evitar flutuações desnecessárias causadas pela aplicação da penalidade e pelas violações das restrições de desigualdades. No processo de otimização, as primeiras iterações devem ser usadas para determinar as restrições de desigualdades ativas, pois algumas variáveis poderão sofrer mudanças significativas de magnitude. Consequentemente, se a função penalidade for introduzida muito cedo, as funções barreira e penalidade poderão sofrer oscilações, e os centros de vizinhanças poderão mudar com bastante frequência. Em outras palavras, isto pode causar a convergência para soluções de baixa qualidade. Por outro lado, se a penalidade for introduzida muito tarde, a convergência é afetada na medida em que se torna um processo mais lento. Por isso, torna-se crucial atentar para o momento certo da introdução da função penalidade.

Com o advento da geração distribuída, emerge um novo cenário de planejamento e operação das redes de distribuição e acentuam-se os interesses por estudos de impactos decorrentes desta transformação. Niknam, Ranjbar e Shirani (2003) apresentaram uma abordagem baseada em Algoritmo Genético (AG) que minimiza as perdas de potência ativa no sistema pelo controle de transformadores com comutação de *taps* sob carga, capacitores nas subestações e ajustes de controladores locais e de tensão de geradores distribuídos. O sistema-teste IEEE 34 barras foi utilizado para mostrar os benefícios relacionados ao perfil de tensão e à redução de perdas alcançada por uma alocação de geradores distribuídos em conformidade com os dispositivos Volt/VAr. Em complemento a este trabalho, Olamaie e Niknam (2006) minimizaram os desvios de tensão e os custos da energia gerada por geradores distribuídos no período de 24 horas do dia seguinte. Neste, a metodologia contempla um estudo comparativo das seguintes meta-heurísticas: Otimização por Colônia de Formigas ou *Ant Colony Optimization* (ACO), Busca Tabu (BT), AG, Otimização Por Enxame de Partículas ou *Particle Swarm Optimization* (PSO) e Evolução Diferencial, aplicadas ao mesmo sistema-teste do trabalho anterior. Uma das limitações destas meta-heurísticas é que as soluções são tipicamente muito sensíveis aos ajustes dos parâmetros iniciais, ou seja, cada abordagem gerou diversas soluções para o mesmo problema, de modo que tanto as piores como as melhores soluções foram apresentadas em uma tabela.

A ACO apresentou os melhores resultados nos testes realizados.

Saric e Stankovic (2009) propuseram uma metodologia que resolve um problema de PNL, com variáveis contínuas e discretas, em dois níveis – o subproblema Volt é de Programação Inteiro Mista (PIM), e o subproblema VAr de Programação Linear Inteiro Mista (PLIM) (decomposição de *Benders*). O algoritmo foi avaliado no sistema New England/New-York de 68 nós, sendo que a contribuição desta pesquisa foi avaliar a robustez desses tipos de algoritmos mediante a consideração de incertezas nos parâmetros. Nos testes realizados os ajustes das variáveis de controle nos estudos com e sem incertezas foram idênticos.

Com os últimos avanços nos cálculos de problemas de PLIM conforme apresentado por Lodi (2010), o uso desta abordagem para a OVV foi investigada por Borghetti (2013). As principais dificuldades identificadas nesta são associadas à precisão da linearização das características não lineares do problema e à concepção de uma formulação que se comporte bem com os *solvers* estado da arte. Por este motivo, um modelo de rede balanceado que incorpora as principais características das linhas de distribuição, transformadores, capacitores e cargas, e que inclui limites superiores e inferiores das máximas correntes e das tensões, foi implementado. A avaliação dos resultados se deu por meio da comparação do modelo linearizado proposto com fluxos de carga convencionais ajustados com os valores ótimos das variáveis de controle. Para todos os estudos de caso, verificou-se que o modelo proposto se mostrou promissor para aplicações *online*, pois foi capaz de encontrar soluções de maneira rápida ao custo de pequenos *mismatches* em relação ao fluxo de carga convencional.

As pesquisas mais recentes, motivadas pelas transformações que os sistemas elétricos de potência vêm sofrendo, têm demonstrado um crescente interesse pela avaliação em campo dos efeitos da inserção de novas tecnologias. Tornar as abordagens robustas em ambientes realísticos têm sido alvo de investigação, ou seja, compreender que nas redes de distribuição há considerável imprecisão ou mesmo falta de informações, há limitações técnicas e operativas impostas por fabricantes de equipamentos, há diferentes comportamentos de consumo de energia para cada estação do ano e em dias de semana, finais de semana e feriados, etc., tem sido alvo de atenção a fim de permitir uma adequada avaliação de abordagens de OVV. Schneider e Weaver (2014) surgem neste contexto propondo um método para avaliar e quantificar os benefícios de tecnologias de OVV em demonstrações

em campo.

Enquanto que a maioria dos trabalhos predecessores visam destacar o desempenho dos sistemas, Schneider e Weaver (2014) destacam a importância de se desenvolver *standards* a respeito de práticas para coleta de dados, processamento e metodologias de avaliação. A proposta se fundamenta na operação de OVV com base em dias alternados, isto é, define-se um período de tempo e se compara o desempenho do sistema operando com OVV no dia atual e sem OVV no dia seguinte. A proposta de dias alternados foi demonstrada eficaz em projetos piloto, todavia ainda há margem para melhoras.

No ano seguinte, Ahmadi, Martí e Dommel (2015) propuseram um estudo de OVV aplicado em uma vertente para redução de perdas ativas totais, e em outra para *Conservation Voltage Reduction* (CVR) – que é uma prática de reduzir os níveis de tensão ao longo do alimentador para reduzir o consumo de energia pelas cargas – assumindo que *smart meters* estejam incorporadas às redes de distribuição e que as características das cargas sejam conhecidas e modeladas como elementos dependentes da tensão. Metodologicamente, uma abordagem determinística que lineariza o fluxo de carga foi proposta, sendo o problema de operação do planejamento formulado como de programação inteiro misto com restrições quadráticas, ou *Mixed Integer Quadratically Constrained Programming* (MIQCP), e resolvido por técnicas de *branch-and-cut*. Nos testes numéricos realizados em um sistema de 69 barras, quando a OVV visava redução de perdas ativas totais, uma diminuição de até 40% pôde ser obtida, e, quando o objetivo foi realizar CVR, diminuições de até 4,8% na demanda total puderam ser alcançadas, principalmente nos momentos de carga leve quando há maior margem para redução dos níveis de tensão.

Jabr e Dzafic (2016), por sua vez, propõem um algoritmo de descida coordenada discreta, como o de Roytelman, Wee e Lugtu (1995), baseado em fatores de sensibilidades. Os autores afirmam que esta abordagem apresenta um bom desempenho e boa velocidade para aplicações em tempo-real, sendo o critério de comparação uma abordagem de PLIM baseada em programação cônica inteiro mista. Dois testes foram realizados: o algoritmo de descida discreta inicializado primeiramente com os dados do banco de dados, e em seguida inicializado por meio da resolução de um problema de Programação Linear (PL), de modo que no primeiro caso a diferença na função objetivo atingiu valores de até 5% entre a saída do algoritmo proposto e a obtida pelo PLIM, enquanto que no segundo caso valores de até 0,5% apenas foram encontrados. Por se tratar de um algoritmo baseado em descidas

mais íngremes (gradientes), os resultados ratificam um desempenho consideravelmente dependente da inicialização.

Todos os trabalhos apresentados até o momento, embora sejam de caráter variante no tempo, não incorporam nenhuma restrição que relacione variáveis de dois ou mais intervalos de tempo distintos (multiperíodo). Assim, serão apresentadas a seguir as principais pesquisas que incorporam uma restrição que limita o número de operações de chaveamento dos dispositivos de controle em um período de tempo, usualmente ao longo de um dia, sendo esta muito importante para a obtenção de uma OVV eficiente nas práticas da operação das redes de distribuição.

2.1.1 Limitação no Número de Operações de Chaveamento

A coordenação conjunta da comutação de *taps* de transformadores sob carga em subestações e de bancos de capacitores chaveados é essencial. Em grande parte das implementações em campo, os *taps* são ajustados para manter a tensão no secundário dentro de uma faixa próxima do valor nominal, e, quando violações de tensão são detectadas, comutações são executadas para garantir a operação segura da rede. Já os capacitores, estes são usualmente ligados/desligados de acordo com a carga para realizar uma compensação reativa nos alimentadores. Assim, se os capacitores e os *taps* dos transformadores nas subestações forem operados de maneira independente para controlar as potência reativa e tensão, respectivamente, pode acontecer de os transformadores comutarem com bastante frequência porque, além destes dispositivos atuarem mais rápidos, os efeitos dos bancos de capacitores na alteração dos níveis de tensão afetariam diretamente no adequado controle de chaveamento dos *taps*. A consequência disso, por fim, seria a redução da vida útil dos equipamentos associada a maiores custos de operação e de manutenção (LU; HSU, 1997).

Neste cenário, considerar restrições práticas como o número máximo admissível de operações de chaveamento para capacitores e transformadores torna-se indispensável quando se investiga a resolução do problema de OVV em redes de distribuição.

As abordagens que, por questões técnicas e econômicas, envolvem a limitação no número de chaveamentos dos dispositivos chaveados, necessitam que o problema seja tratado como de programação dinâmica a fim de que, para qualquer período t , o período $t+1$ respectivo esteja associado. Assim, considerando a limitação no número de operações de chaveamentos em bancos de capacitores chaveados e em *taps* de transformadores, têm-

se como formulação geral:

$$\sum_{t \in \mathbf{T}} |TAP_t - TAP_{t-1}| \leq MAXT \quad (2.4a)$$

$$\sum_{t \in \mathbf{T}} |X_t - X_{t-1}| \leq MAXC \quad (2.4b)$$

em que

- $\mathbf{T}$ período de tempo; geralmente $\mathbf{T} = \{0, \dots, 23\}$, e corresponde às 24 horas de um dia;
- X_t conjunto de variáveis de controle que representam as susceptâncias *shunt* (capacitores) para cada intervalo de tempo t ;
- TAP_t conjunto de variáveis de controle que representam os *taps* (ou as posições dos *taps*) dos transformadores e/ou reguladores para cada intervalo de tempo t ;
- $MAXT$ número máximo admissível de operações de chaveamento de *taps* no período $\mathbf{T}$;
- $MAXC$ número máximo admissível de operações de chaveamento de capacitores no período $\mathbf{T}$;

Uma das primeiras pesquisas significativas que introduziram estas restrições operacionais ocorreu em 1997, dando continuidade à proposta de Hsu e Kuo (1993), e se baseou em uma abordagem de programação dinâmica *Fuzzy* cujo propósito visa melhorar o perfil de tensão da rede e reduzir o fluxo de potência reativa que flui da subestação para as cargas. Para isto, com base em dados históricos, assume-se que existe uma previsão eficiente da demanda de potência e das tensões primárias para as próximas 24 horas, como a proposta por Gross e Galiana (1987). Com estes dados, uma estimativa das posições dos *taps* pode ser feita. Restrições práticas de limites das tensões e de fator de potência nas subestações também foram consideradas (LU; HSU, 1997).

Em contextos práticos nos dias de hoje, os operadores nos centros de controle da distribuição e despacho tendem a usar regras heurísticas baseadas em suas experiências para determinar estratégias de despacho. Por exemplo, os centros de operação da *Taiwan Power Company* (TPC) seguem estas três regras básicas: 1) o fator de potência do trans-

formador da subestação deve ser mantido o mais alto possível, sendo o mínimo admissível equivalente a 0,8; 2) os desvios de tensão devem ser os mínimos possíveis, e devem estar dentro de $\pm 5\%$; e 3) o número de chaveamentos de transformadores na subestação e de capacitores não deve exceder, respectivamente, 30 e 6, e estes devem ser os mínimos possíveis. Tomando como base as expressões linguísticas de imprecisão (máximo ou mínimo possível), surgiu daí o interesse de se aplicarem conjuntos *Fuzzy* para modelar tais características do problema.

No que se refere às restrições de limitação no número de chaveamentos, técnicas de programação dinâmica incorporam o conceito de recursividade e, para reduzir o espaço de busca das soluções, heurísticas também foram empregadas.

Primeiramente, o período de estudo T foi dividido em 24 estágios, considerando 2 possíveis valores para capacitores ($X_i = 1$ ou 0) e 17 possíveis para TAP_t ($TAP_t = -8, -7, \dots, 0, \dots, 7, 8$). Isto significa que há $(2 \times 17)^{24}$ estados admissíveis no espaço de busca das soluções. Para reduzir o custo computacional, determinam-se os TAP_t ótimos para cada estágio. Assim que tais valores foram definidos, somente os três valores mais próximos dos TAP_t ótimos são armazenados em cada estágio. Em suma, o espaço de busca de soluções passa a ser restrito a dois valores possíveis para X_t , e três para TAP_t , a cada estágio. Para melhorar ainda mais a eficiência da abordagem, o dimensionamento máximo do espaço de estados é estritamente limitado. Para tal, é restringido o número de estados do estágio 2 até o estágio 24 no valor de 36 estados possíveis. Em outras palavras, somente aqueles 36 estados com os maiores valores da função objetivo dentre os $216 (= 36 \times 6)$ são armazenados. No total, considerando os seis estados da etapa inicial, haverá, no total, $6 + 36 \times 23 = 834$ possíveis estados a serem analisados.

Além de os critérios heurísticos utilizados, uma desvantagem desta abordagem surge na medida em que funções de pertinência são utilizadas na abordagem *Fuzzy*, e que tais funções foram adotadas com base em recomendações de operadores. Vale ressaltar que as funções de pertinência adotadas afetam significativamente nos resultados finais encontrados. Os diferentes pesos escolhidos na função objetivo também alteram as soluções que serão encontradas. Houve casos em que os ajustes de parâmetros criaram soluções com fluxo reverso de potência para a subestação por exemplo.

Em 2001 surgiu um novo trabalho baseado em método de programação dinâmica para solucionar o problema de OVV (LIANG; CHENG, 2001). O objetivo deste trabalho foi,

assumindo existir uma previsão horária das cargas e das tensões nas seções dos alimentadores primários, realizar o despacho de potência reativa do transformador da subestação com comutação de *tap* sob carga, capacitores na subestação e capacitores chaveados nos alimentadores, a fim de minimizar as perdas ativas totais, melhorar os perfis de tensão e reduzir o fluxo de potência reativa injetada da subestação para a rede primária. Seguindo a linha de pesquisa de Lu e Hsu (1997), Liang e Cheng (2001) não recorreram à utilização de heurísticas *Fuzzy*, mas, para reduzir o custo computacional, eles buscaram posições de *tap* pelas quais as tensões no secundário fossem as mais próximas possíveis das tensões especificadas para cada hora. Para isto, um fluxo de carga de distribuição era solucionado para todas as posições de TAP_t a cada estágio, e somente os quatro melhores estágios eram armazenados. Como no sistema proposto da *Taiwan Power Company* que havia 11 capacitores instalados, tem-se que o número total de estados criados a cada estágio foi de $2^{11} \times 4$. Para reduzir o espaço de busca, somente N combinações de ajustes para cada estado com os menores custos eram armazenadas. Desta maneira o algoritmo de programação dinâmica determinava a solução do problema de despacho de potência reativa pelos capacitores e as posições para cada estágio do *tap* do transformador principal na subestação. Em suma, os próprios autores afirmam que esta técnica de programação dinâmica parcial não garante que uma solução ótima seja encontrada.

No ano de 2003 foi publicada uma pesquisa por Hu et al. (2003) que descreve uma estratégia para despacho de potência reativa por capacitores chaveados e ajustes de *taps* na subestação. Para limitar as operações de chaveamento, uma estratégia de controle em intervalo de tempo foi adotada. Um algoritmo genético foi usado tanto para o procedimento de particionamento dos níveis da carga, como para o agendamento do despacho. A formulação do problema visa minimizar as perdas totais e melhorar os perfis de tensão para um dia. A metodologia de solução era simples e eficiente, de acordo com os autores, pois o espaço de busca era consideravelmente reduzido, especialmente quando comparado com as abordagens por programação dinâmica. Todavia, as principais deficiências nestes tipos de abordagem referem-se às escolhas dos operadores evolutivos, do método de codificação, do espaço de estado e da função *fitness*, que deveriam ser muito bem determinadas a fim de se obter soluções de boa qualidade.

Wang et al. (2006) surgiram com uma abordagem que tratava o problema de injeção de reativos e de controle de tensão de maneira desacoplada. Nesta pesquisa a função objetivo

não depende da comutação dos *taps* dos transformadores, mas somente da susceptância capacitiva. Assim, somente o ajuste das variáveis de bancos de capacitores poderia reduzir a função objetivo, enquanto que os *taps* apenas ajustariam os níveis de tensão. Um algoritmo de otimização em duas fases foi proposto e avaliado no sistema IEEE-30 barras.

Na fase I, o problema foi formulado e solucionado como de otimização não linear, sendo todas as variáveis ajustadas em valores contínuos. Na fase II, fórmulas aproximadas foram introduzidas via expansão em Série de Taylor de 1ª ordem para a função objetivo (perdas), e para as restrições de limites de tensão, por expressões dadas como:

$$P_{perda}(Z, U, B_c) \approx P_{perda}^*(Z, 0) + V_0^2(B_c - B_c^*(Z, 0))^T R_{cc}(B_c - B_c^*(Z, 0)) \quad (2.5)$$

$$V^2(Z, U, B_c) \approx V^{*2}(Z, 0) + V_0^2 X_{N_c}(B_c - B_c^*(Z, 0)) + 2V_0^2 K_{N_T} U \quad (2.6)$$

sendo os itens P_{perda}^* , V^* e B_c^* os valores ótimos encontrados na fase I para a função objetivo, magnitude de tensão e susceptância *shunt*, respectivamente; N_C é o número de barras com capacitores chaveados; N_T é o número de transformadores cujos *taps* podem ser comutados; $R_{cc} \in \mathcal{R}^{N_T \times N_c}$, $X_{N_c} \in \mathcal{R}^{N_T \times N_c}$, $R_{ij}(X_{ij})$ correspondem à soma de todas as resistências (reatâncias) dentro do caminho dos nós i e j para o nó da subestação. $K_{N_T} \in \mathcal{R}^{N_T \times N_T}$, K_{ij} é 1 se o nó j está dentro do caminho formado entre a subestação e o nó i , caso contrário é 0.

Foi por meio desta aproximação que as variáveis contínuas B_c e U foram discretizadas. Assim o problema original é aproximado conforme a seguir:

$$\min \quad V_0^2(B_c - B_c^*(Z, 0))^T R_{cc}(B_c - B_c^*(Z, 0)) \quad (2.7a)$$

s. a. :

$$V^{2(min)} - V^{*2}(Z, 0) \leq V_0^2 X_{N_c}(B_c - B_c^*(Z, 0)) + 2V_0^2 K_{N_T} U \leq V^{2(max)} - V^{*2}(Z, 0) \quad (2.7b)$$

sendo B_c e U variáveis discretas, e o problema modificado denominado de “Problema de Programação Não Linear Discreta”.

Já a redução no número de operações de chaveamentos foi feita diferentemente das equações (2.4a) e (2.4b), pois, como a abordagem do problema era desacoplada, primeiramente os *taps* dos transformadores eram ajustados a fim de evitar violações de tensão, depois os capacitores, para otimizar a função objetivo.

Para os transformadores, um novo problema de programação linear era definido com o objetivo de minimizar o número de chaveamentos destes dispositivos, como segue:

$$\min \quad e\delta^+ + e\delta^- \quad (2.8a)$$

s. a. :

$$V^{2(min)} - V^{*2}(Z, 0) \leq V_0^2 X_{N_c}(B_c - B_c^*(Z, 0)) + 2V_0^2 K_{N_T} U \leq V^{2(max)} - V^{*2}(Z, 0) \quad (2.8b)$$

$$U + \delta^+ + \delta^- = U_{org} \quad (2.8c)$$

sendo δ^- e δ^+ as tolerâncias mínima e máxima dos *taps* dos transformadores; U e U_{org} a relação de transformação (*tap*) atual e anterior, respectivamente; e $e = [1, \dots, 1]^T$ de dimensão $1 \times N_T$. Os valores contínuos dos *taps* na solução deste problema eram aproximados para valores discretos.

As contribuições desta pesquisa devem-se à boa característica de convergência do método, pois simplifica as não linearidades dos sistemas elétricos de potência. As desvantagens devem-se ao desacoplamento do problema de capacitores com o de *tap* dos transformadores, pois tal consideração elimina a garantia de se encontrar soluções ótimas.

No ano de 2009, um algoritmo baseado em MPI e discretização por penalidade foi proposto para a resolução do problema PNLIM associado com a OVV em redes de distribuição (LIU; CANIZARES; HUANG, 2009). O objetivo adotado foi minimizar as perdas diárias de energia, sujeito as equações de balanço de potência ativa e reativa como restrições de igualdade, e limites de tensão e de ajustes das variáveis de controle como restrições de desigualdade. A limitação no número máximo dos ajustes dos controles foi formulada de modo similar às equações (2.4a) e (2.4b). E as variáveis discretas foram tratadas como variáveis contínuas, conforme a técnica proposta por Liu, Tso e Cheng (2002), e apresentadas nas equações (2.1) e (2.2), durante o processo de solução. O problema de PNLIM foi, portanto, formulado como de PNL.

A metodologia proposta foi comparada com outras de PNLIM, sendo estas: (a) uma abordagem baseada em algoritmo genético; e com os (b) *solvers* BARON e DICOPT². Os resultados mostraram que a pesquisa proposta obtém soluções precisas em uma fração de

tempo dos outros *solvers* analisados, e, para alguns estudos de casos, estes outros *solvers* não convergiram para nenhuma solução.

As maiores contribuições desta pesquisa podem ser identificadas, portanto, no que se refere à robustez, à qualidade das soluções e à escalabilidade da formulação do problema e da escolha do método de solução. Neste cenário, abordar o problema por meio de técnicas de PNL permite que as estruturas altamente esparsas das matrizes formadas sejam eficientemente exploradas.

Em 2011, Paudyal, Canizares e Bhattacharya (2011) desenvolveram uma pesquisa para a operação ótima dos alimentadores de distribuição. O trabalho proposto estende Liu, Canizares e Huang (2009) para um cenário com alimentadores não balanceados e com limitação no número de operações de chaveamento inserida no problema não mais como uma restrição, mas como um termo na função objetivo a fim de ser minimizado. Quanto à discretização das variáveis de controle, um termo de penalidade quadrática da forma $\sum_{ni} K_{ni}(w_{ni} - \text{round}(w_{ni}))^2$ foi inserido na função objetivo; sendo ni o número de variáveis inteiras; w_{ni} as variáveis de TAP_t e X_t ; e K_{ni} um parâmetro de penalidade.

A presença de um termo de penalidade quadrática descontínuo devido à “ $\text{round}(w_{ni})$ ” implica em não garantia de factibilidade. Isto ocorre porque é possível que as variáveis inteiras possam ser selecionadas fora da região factível nos casos particulares pelos quais a solução ótima está perto dos limites. Esta característica da formulação do problema inviabiliza a utilização de *solvers* estado da arte para a sua resolução. Para contornar este problema, uma técnica de busca local foi utilizada para buscar os dois inteiros que circundam a solução e estejam dentro do espaço de busca factível. Os autores observaram que a solução obtida, então, passa a ser subótima, o que pode ser aceitável na prática, mas que, se não houvesse uma busca local, esta seria melhor. Diante disto, leva-se a concluir que a metodologia proposta é muito eficiente, mas ainda apresenta dificuldades computacionais no tratamento das variáveis discretas.

²BARON e DICOPT são *solvers* de otimização para resolução de problemas de PNLIM. O primeiro é baseado em algoritmo de otimização do tipo *branch-and-bound*, enquanto que o segundo baseia-se em uma extensão do algoritmo de aproximação externa para a estratégia de relaxação na igualdade (LIU; CANIZARES; HUANG, 2009).

2.2 Abordagens para Resolução do Problema da OVV

Esta seção tem o intuito de facilitar a compreensão a respeito das diversas abordagens determinísticas e não determinísticas (ou meta-heurísticas) que surgiram ao longo dos anos para resolver o problema.

As abordagens baseadas em métodos determinísticos, compostos pelos Métodos do Gradiente (MG), Métodos de Newton, Métodos de Programação Quadrática Sequencial (PQS), Método dos Pontos Interiores (MPI), etc.; consistem basicamente em utilizar métodos clássicos de otimização que se desenvolvem com base em rigorosas fundamentações matemáticas para determinar as direções de busca no espaço de soluções. Uma das vantagens associadas é que nas soluções encontradas por estes métodos há garantias de que no fim do processo de convergência pelo menos um ótimo ou extremo local seja encontrado (FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a).

Já as abordagens que se baseiam em métodos não determinísticos, compostos pelos algoritmos de Otimização por Colônia de Formigas (OCF), Redes Neurais Artificiais (RNA), Algoritmos Genéticos (AG), *Simulated Annealing* (SA), Busca Tabu (BT), *Particle Swarm Optimization* (PSO), etc.; caracterizam-se por realizar uma exploração sistemática no espaço de busca por meio de esquemas heurísticos aperfeiçoados até atingir a convergência em uma boa solução. Estas metodologias são muito versáteis com respeito à formulação do problema e à existência de não convexidades, e a maioria das meta-heurísticas possui a capacidade de “escapar” de ótimos locais e convergir, pelo menos em teoria, para ótimos globais (FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012b).

A fim de facilitar a identificação das diversas abordagens de solução do problema de OVV, na Tabela 2.1, apresenta-se a maioria das linhas de pesquisa para resolver o problema e algumas referências para cada metodologia.

No cenário de resolução do problema da OVV, a abordagem proposta deve se basear em métodos, e/ou suas variantes, que superem as seguintes dificuldades: 1) variáveis de decisão inteiras; 2) função objetivo não linear; 3) grande porte tanto para número de restrições, como para a dimensão do espaço de busca; e 4) função objetivo e espaço de busca não convexos. Além disso, algoritmos que priorizarem dentre as mais diversas características desejáveis, a ênfase em 5) robustez, 6) precisão, e 7) escalabilidade, destacar-se-ão, pois, nas aplicações orientadas para o mercado, há constantes mudanças de papéis desses algoritmos de otimização.

Tabela 2.1: Abordagens de resolução do problema de OVV.

Método / Metodologia	Autor(es)
Determinística:	
a) Métodos de Descida (Gradiente)	Roytelman, Wee e Lugtu (1995)
b) Método dos Pontos Interiores	Liu, Canizares e Huang (2009)
c) Método Quasi-Newton	Bruno et al. (2011)
d) Programação Sequencial Convexa	Deshmukh, Natarajan e Pahwa (2012)
e) Programação Linear Inteiro Mista	Borghetti (2013)
f) Programação Dinâmica	Salama et al. (1996); Liang e Cheng (2001)
Não determinística:	
g) AG ou outros Algoritmos Evolutivos	Niknam, Ranjbar e Shirani (2003)
h) Otimização por Enxame de Partículas	Auchariyamet e Sirisumrannukul (2010)
i) <i>Simulated Annealing</i>	Jiang e Baldick (1996)
j) Sistemas Multiagentes	Baran e El-Markabi (2007)

Vale ressaltar que, mesmo com os anos de pesquisa e com as variadas metodologias de solução, ainda não existem pesquisas que suprem todas as necessidades neste campo. A tendência, no contexto atual, é buscar metodologias de solução robustas e adequadas para implementação prática, e sem considerações que prejudiquem a qualidade dos resultados ou que sua aplicação nas concessionárias de distribuição seja inviável considerando as realidades das suas instalações.

Sendo assim, neste trabalho optou-se por algoritmos determinísticos, pois, de uma forma geral, e embora não seja uma regra, os algoritmos não determinísticos tendem a exigir muito esforço computacional principalmente em “etapas de aprendizagem”, e isto pode comprometer tanto a qualidade das soluções quanto a escalabilidade do método em comparação a algoritmos determinísticos bem desenvolvidos. Biskas et al. (2006), por exemplo, mostraram que um PSO dinâmico e um AG aperfeiçoado foram ambos mais lentos e obtiveram soluções inferiores em comparação com *solvers* comerciais de PNL. Por outro lado, embora as meta-heurísticas sejam tradicionalmente de fácil implementação e com boas propriedades de convergência, os resultados obtidos por essas metodologias são usualmente bastante sensíveis aos ajustes dos parâmetros intrínsecos a cada método, logo, determiná-los em problemas reais de grande porte pode ser um desafio e requerer bastante esforço (FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012b). Os métodos determinísticos modernos, por sua vez, se destacam na medida em que se tem comprovação matemática quanto as suas propriedades de convergência e que as suas variantes mais modernas tem se mostrado capazes de atender a todos os requisitos requeridos nos itens de 1) a 7) previamente descritos.

Sendo assim, dentre os algoritmos determinísticos, este trabalho propõe avaliar a resolução do problema de OVV por meio do MPI PDBL, tomando como base a utilização do *solver* computacional IPOPT para estudo e avaliação. No contexto do estudo de otimização de redes de transmissão e distribuição, o MPI se destaca, pois as modernas variantes deste método têm apresentado melhor desempenho durante as iterações e maior robustez frente ao mal condicionamento numérico das matrizes altamente esparsas presentes em problemas como o deste trabalho (FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a).

2.3 Considerações finais

A definição geral do problema de OVV é minimizar uma função objetivo (ex.: perdas ativas totais ou demanda MW) enquanto os níveis de tensão são mantidos dentro dos limites estatutários nos alimentadores de distribuição. As restrições de igualdade são necessariamente as restrições de carga do fluxo de potência (equações de balanço de potência ativa e reativa). As restrições de desigualdade podem ser as restrições de operação (ex.: limites de tensão, capacidade térmica das linhas e limites no número de operações de chaveamentos de *taps* e capacitores). As variáveis de controle podem ser os ajustes de bancos de capacitores, de *taps* de transformadores/reguladores de tensão e de geradores distribuídos.

Após apresentar e discutir a bibliografia referente ao tema da OVV em redes de distribuição, a proposta de projeto desta pesquisa incorpora, principalmente, características da formulação e da metodologia de solução de Liu, Canizares e Huang (2009) e Paudyal, Canizares e Bhattacharya (2011), trabalhos recentes e que se mostraram eficientes na resolução do problema. No que concerne ao tratamento das variáveis discretas, este será realizado por uma função senoidal proposta por Soler, Sousa e Costa (2012) e Soler, Asada e Costa (2013), que penaliza a função objetivo aumentada enquanto as variáveis de controle não assumem um dos valores discretos definidos no seu domínio, de modo que o número máximo de operações de chaveamento dos bancos de capacitores e dos transformadores com comutação de *tap* sob carga serão tratados pela partição da restrição (2.4a) e da (2.4b) em três novas restrições de desigualdade cada – os detalhes desta modificação são abordados na Seção 4.2 deste documento. Outra contribuição que se busca atender é modelar e formular o problema em conformidade com as exigências do setor elétrico atual de maneira robusta e escalável para que possam ser resolvidos por *solvers* comerciais.

O Método dos Pontos Interiores com Variáveis Contínuas e Discretas

Neste capítulo o método de resolução de problemas de PNL adotado nesta pesquisa, suas características computacionais e alguns aspectos importantes de um *solver* comercial que incorpora este método são apresentados. Ressalta-se que as técnicas de resolução de problemas de PNL são capazes de utilizar apenas variáveis contínuas porque, fundamentalmente, baseiam-se no cálculo de gradientes para determinar as direções de busca. No Capítulo 2, todavia, foi apresentado que o problema de OVV é definido como de PNLIM, que implica que a natureza do problema contenha tanto variáveis contínuas como discretas. Assim, para compatibilizar o método com a natureza do problema, a abordagem que viabiliza a incorporação de variáveis discretas em técnicas clássicas de PNL também é apresentada.

A organização do capítulo, portanto, foi feita para, primeiramente, apresentar os fundamentos do MPI e o algoritmo do MPI PDBL. Posteriormente, abordam-se os principais aspectos do *solver* computacional IPOPT que contribuem para um melhor desempenho do método. Por fim, apresenta-se a função senoidal de penalização utilizada na abordagem que viabiliza o tratamento das variáveis discretas em problemas de PNL.

3.1 O Método dos Pontos Interiores

O MPI foi idealizado para a resolução de problemas com restrições de desigualdade cujo interior é não vazio. O MPI, por meio da função barreira logarítmica, foi inicialmente

proposto por Frisch (1955) para problemas de programação convexa. Carroll (1961), em seguida, contribuiu com a proposição de uma função barreira inversa. Fiacco e McCormick (1968), por sua vez, realizaram um estudo teórico mais detalhado e abrangente do método.

Na década de 70 o interesse pelo uso da função barreira reduziu substancialmente devido a diversas dificuldades computacionais identificadas no processo de solução. E, somente no ano de 1984, Karmarkar (1984) publicou um trabalho para competir com o Método Simplex para resolução de problemas de PL. A sua complexidade polinomial em comparação com a complexidade exponencial do método simplex e o seu sucesso computacional para problemas de grande porte reacenderam o interesse pelo método (SOUSA, 2006).

Neste novo cenário, o MPI se tornou altamente competitivo, especialmente para problemas de grande porte. Embora o método exigisse um esforço computacional elevado comparado com o Simplex, identificou-se que este alcançava superior progresso a cada iteração, reduzindo notadamente o número de iterações e, em muitos casos, reduzindo também o tempo total de processamento até a convergência (FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a). Motivados pelo sucesso dos MPI para PL, pesquisadores estenderam sua aplicação para problemas de PNL (NOCEDAL; WRIGHT, 2006).

Em diversas pesquisas o MPI têm demonstrado excelente desempenho, o que o tornou, talvez, o algoritmo determinístico mais popular discutido nas mais recentes pesquisas na área (FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a). Por este motivo, este trabalho opta pela escolha de um método de pontos interiores que seja capaz de tratar tanto restrições como limites não lineares inerentes ao problema de OVV. Este método é o MPI PDBL (FIACCO; MCCORMICK, 1968), que será apresentado com mais detalhes a seguir.

3.1.1 A Abordagem Primal-Dual Barreira Logarítmica

Considere o problema de PNL dado por:

$$\min \quad f(x) \tag{3.1a}$$

$$\text{s.a: } g_i(x) = 0, \quad i = 1, \dots, a \tag{3.1b}$$

$$\underline{h}_j \leq h_j(x) \leq \bar{h}_j, \quad j = 1, \dots, b \tag{3.1c}$$

$$\underline{x}_k \leq x_k \leq \bar{x}_k, \quad k = 1, \dots, n \tag{3.1d}$$

em que $x \in \mathcal{R}^n$; $f : \mathcal{R}^n \rightarrow \mathcal{R}$; $g : \mathcal{R}^n \rightarrow \mathcal{R}^a$, com $a < n$; $h : \mathcal{R}^n \rightarrow \mathcal{R}^b$; $\underline{h}$ e $\bar{h} \in \mathcal{R}^b$ são

os limites inferior e superior de h , respectivamente; $\underline{x}$ e $\bar{x} \in \mathcal{R}^n$ são os limites inferior e superior de x , respectivamente. Considere também que as funções f , g e h sejam de classe $\mathcal{C}^2$ e que existe uma solução ótima denotada por x^* em que $f(x^*)$ é mínimo.

A resolução do problema (3.1) pelo método PDBL requer que as restrições de desigualdade sejam transformadas em igualdades por meio de variáveis de folga ou de excesso $s = (s_{u1}, s_{l1}, s_{u2}, s_{l2})^T$ não negativas. Assim, tem-se que o problema pode ser reescrito como:

$$\min \quad f(x) \quad (3.2a)$$

$$\text{s.a: } g_i(x) = 0, \quad i = 1, \dots, a \quad (3.2b)$$

$$h_j(x) + s_{u1j} = \bar{h}_j, \quad j = 1, \dots, b \quad (3.2c)$$

$$h_j(x) - s_{l1j} = \underline{h}_j, \quad j = 1, \dots, b \quad (3.2d)$$

$$x_k + s_{u2k} = \bar{x}_k, \quad k = 1, \dots, n \quad (3.2e)$$

$$x_k - s_{l2k} = \underline{x}_k, \quad k = 1, \dots, n \quad (3.2f)$$

$$s_{u1j}, s_{l1j}, s_{u2k}, s_{l2k} \geq 0, \quad j = 1, \dots, b \quad k = 1, \dots, n \quad (3.2g)$$

A fim de tratar a condição de não negatividade das variáveis de folga $s_{u1}, s_{l1} \in \mathcal{R}^b$ e $s_{u2}, s_{l2} \in \mathcal{R}^n$, tem-se a função barreira logarítmica de Frisch (1955) sendo incorporada à função objetivo da seguinte forma:

$$\min \quad f(x) - \mu \left(\sum_{j=1}^b [\ln(s_{u1j}) + \ln(s_{l1j})] + \sum_{k=1}^n [\ln(s_{u2k}) + \ln(s_{l2k})] \right) \quad (3.3a)$$

$$\text{s.a: } g_i(x) = 0, \quad i = 1, \dots, a \quad (3.3b)$$

$$h_j(x) + s_{u1j} = \bar{h}_j, \quad j = 1, \dots, b \quad (3.3c)$$

$$h_j(x) - s_{l1j} = \underline{h}_j, \quad j = 1, \dots, b \quad (3.3d)$$

$$x_k + s_{u2k} = \bar{x}_k, \quad k = 1, \dots, n \quad (3.3e)$$

$$x_k - s_{l2k} = \underline{x}_k, \quad k = 1, \dots, n \quad (3.3f)$$

em que $\mu \in \mathcal{R}_+^*$ é o parâmetro de barreira.

Para resolver o problema (3.3) pelo método de Newton, faz-se necessário tornar este problema restrito em irrestrito. Deste modo, o método Newton-Lagrangiano é aplicado e

a função Lagrangiana $\mathbf{L}(x, \lambda, \pi, s)$ associada é obtida tal como:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{L}(x, \lambda, \pi, s) = & f(x) - \mu \left(\sum_{j=1}^b [\ln(s_{u1j}) + \ln(s_{l1j})] + \sum_{k=1}^n [\ln(s_{u2k}) + \ln(s_{l2k})] \right) \\
 & + \sum_{i=1}^a \lambda_i g_i(x) \\
 & + \sum_{j=1}^b \pi_{u1j} [h_j(x) + s_{u1j} - \bar{h}_j] \\
 & + \sum_{j=1}^b \pi_{l1j} [-h_j(x) + s_{l1j} + \underline{h}_j] \\
 & + \sum_{k=1}^n \pi_{u2k} [x_k + s_{u2k} - \bar{x}_k] \\
 & + \sum_{k=1}^n \pi_{l2k} [-x_k + s_{l2k} + \underline{x}_k]
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

sendo

- λ vetor dos multiplicadores de Lagrange associado às restrições de igualdade do problema original, $\lambda \in \mathcal{R}^a$
- π vetor dos multiplicadores de Lagrange associado às restrições de desigualdade do problema original, sendo $\pi = (\pi_{u1}, \pi_{l1}, \pi_{u2}, \pi_{l2})^T$, $\pi_{u1}, \pi_{l1} \in \mathcal{R}^b$ e $\pi_{u2}, \pi_{l2} \in \mathcal{R}^n$.

Vale ressaltar que λ e π são denominados de variáveis duais do problema, enquanto x e s correspondem às variáveis primais. Assim, assumindo que o problema seja estritamente factível, isto é, existe $x \in X \in \mathcal{R}^n$ que satisfaz as equações (3.1b) a (3.1d), logo existem variáveis duas ótimas λ^* e π^* que, juntamente com x^* , satisfazem as condições de otimalidade de primeira ordem de Karush-Kuhn-Tucker (KKT), isto é,

1. $g(x^*) = 0$ e $h^{aux}(x^*) \leq 0$ (*factibilidade primal*)
2. $\pi^* \geq 0$ (*factibilidade dual*)
3. λ^* (*irrestrito*)
4. $\pi^{*T} \cdot h^{aux}(x^*) = 0$ (*folga complementar*)
5. $\nabla_d \mathbf{L}(x^*, s^*, \lambda^*, \pi^*) = 0$, sendo $d = (x^*, s^*, \lambda^*, \pi^*)^T$.

sendo $h^{aux}(x^*) = [h(x^*) - \bar{h}]$ ou $h^{aux}(x^*) = [\underline{h} - h(x^*)]$ se a restrição de desigualdade é de menor igual ou de maior igual, respectivamente.

No método PDBL, a solução do problema (3.1) é encontrada por meio da resolução de uma sequência de problemas de barreira ($\mu \rightarrow 0$) até que as condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) sejam satisfeitas com precisão ξ . Aplicando-se as condições necessárias de otimalidade à função Langrangiana $\mathbf{L}(x, \lambda, \pi, s)$, o seguinte sistema de equações não lineares pode ser obtido:

$$\nabla_d \mathbf{L}(x, s, \lambda, \pi) = \begin{bmatrix} \nabla_x f(x) + J_g(x)^T \lambda + J_h(x)^T \pi_{u1} + J_h(x)^T \pi_{l1} + \pi_{u2} + \pi_{l2} \\ \pi_{u1} - \mu S_{u1}^{-1} e_1 \\ -\pi_{l1} - \mu S_{l1}^{-1} e_1 \\ \pi_{u2} - \mu S_{u2}^{-1} e_2 \\ -\pi_{l2} - \mu S_{l2}^{-1} e_2 \\ g_i(x) \\ h_j(x) + s_{u1j} - \bar{h}_j \\ h_j(x) - s_{l1j} - \underline{h}_j \\ x_k + s_{u2k} - \bar{x}_k \\ x_k - s_{l2k} - \underline{x}_k \end{bmatrix} = 0 \quad (3.5)$$

em que: $J_g(x) = (\nabla_x g_1(x), \dots, \nabla_x g_a(x))^T$ é a matriz Jacobiana das restrições de igualdade; $J_h(x) = (\nabla_x h_1(x), \dots, \nabla_x h_b(x))^T$ é a matriz matriz Jacobiana das restrições de desigualdade; $S_{u1}, S_{l1} \in \mathcal{R}^{b \times b}$ e $S_{u2}, S_{l2} \in \mathcal{R}^{n \times n}$ são matrizes diagonais cujos elementos são (s_{u1}, s_{l1}) e (s_{u2}, s_{l2}) , respectivamente; $e_1 = \{e_1 \in \mathcal{R}^b \mid e_1 = (1, \dots, 1)^T\}$; e $e_2 = \{e_2 \in \mathcal{R}^n \mid e_2 = (1, \dots, 1)^T\}$.

A solução do sistema de equações não lineares (3.5) é determinada pelo método de Newton. Esse método utiliza a expansão em série de Taylor até a primeira ordem das equações do sistema, gerando um sistema do tipo $Ax = b$, em que as direções de busca $\Delta d = (\Delta x, \Delta s, \Delta \lambda, \Delta \pi)$, por meio de sucessivas resoluções de um sistema de equações lineares, gera a atualização das variáveis

$$W \Delta d = -\nabla_d \mathbf{L}(x, s, \lambda, \pi) \quad (3.6)$$

em que W é denominada de matriz Hessiana da Lagrangiana.

A equação (3.6) pode ser reescrita como:

$$\begin{bmatrix} \nabla_{xx}^2 \mathbf{L} & 0 & 0 & 0 & 0 & J_g^T & J_h^T & J_h^T & I & I \\ 0 & \pi_{u1} S_{u1}^{-1} & 0 & 0 & 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \pi_{l1} S_{l1}^{-1} & 0 & 0 & 0 & 0 & -I & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \pi_{u2} S_{u2}^{-1} & 0 & 0 & 0 & 0 & I & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \pi_{l2} S_{l2}^{-1} & 0 & 0 & 0 & 0 & -I \\ J_g & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ J_h & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ J_h & 0 & -I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ I & 0 & 0 & 0 & -I & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta s_{u1} \\ \Delta s_{l1} \\ \Delta s_{u2} \\ \Delta s_{l2} \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi_{u1} \\ \Delta \pi_{l1} \\ \Delta \pi_{u2} \\ \Delta \pi_{l2} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_x \mathbf{L} \\ \nabla_{s_{u1}} \mathbf{L} \\ \nabla_{s_{l1}} \mathbf{L} \\ \nabla_{s_{u2}} \mathbf{L} \\ \nabla_{s_{l2}} \mathbf{L} \\ \nabla_\lambda \mathbf{L} \\ \nabla_{\pi_{u1}} \mathbf{L} \\ \nabla_{\pi_{l1}} \mathbf{L} \\ \nabla_{\pi_{u2}} \mathbf{L} \\ \nabla_{\pi_{l2}} \mathbf{L} \end{bmatrix}$$

cuja submatriz $\nabla_{xx}^2 \mathbf{L}(x, s, \lambda, \pi)$ é da forma:

$$\nabla_{xx}^2 \mathbf{L}(x, s, \lambda, \pi) = \nabla_{xx}^2 f(x) + \sum_{i=1}^a \lambda_i \nabla_{xx}^2 g_i(x) + \sum_{j=1}^b \pi_{u1j} \nabla_{xx}^2 h_j(x) + \sum_{j=1}^b \pi_{l1j} \nabla_{xx}^2 h_j(x) \quad (3.7)$$

Deste modo, resolvendo o sistema (3.1.1), obtém-se a nova direção de busca Δd , e as variáveis x , s , λ e π são atualizadas da seguinte forma:

$$\begin{aligned} x^{iter+1} &= x^{iter} + \alpha_p \Delta x^{iter} & \lambda^{iter+1} &= \lambda^{iter} + \alpha_d \Delta \lambda^{iter} \\ s_{u1}^{iter+1} &= s_{u1}^{iter} + \alpha_p \Delta s_{u1}^{iter} & \pi_{u1}^{iter+1} &= \pi_{u1}^{iter} + \alpha_d \Delta \pi_{u1}^{iter} \\ s_{l1}^{iter+1} &= s_{l1}^{iter} + \alpha_p \Delta s_{l1}^{iter} & \pi_{l1}^{iter+1} &= \pi_{l1}^{iter} + \alpha_d \Delta \pi_{l1}^{iter} \\ s_{u2}^{iter+1} &= s_{u2}^{iter} + \alpha_p \Delta s_{u2}^{iter} & \pi_{u2}^{iter+1} &= \pi_{u2}^{iter} + \alpha_d \Delta \pi_{u2}^{iter} \\ s_{l2}^{iter+1} &= s_{l2}^{iter} + \alpha_p \Delta s_{l2}^{iter} & \pi_{l2}^{iter+1} &= \pi_{l2}^{iter} + \alpha_d \Delta \pi_{l2}^{iter} \end{aligned} \quad (3.8)$$

em que $iter$ é a iteração atual; α_p e α_d são os passos primal e dual utilizados na atualização das variáveis.

Existem diversas técnicas para o cálculo do passo, dentre elas, destaca-se o emprego da técnica utilizada por Granville (1994), Irisarri et al. (1997), entre outros. A finalidade é satisfazer as condições de não negatividade das variáveis de folga e de excesso s e dos multiplicadores de Lagrange π associados às restrições de desigualdade. As expressões

matemáticas utilizadas são:

$$\alpha_p = \sigma \min \left\{ \left(\min_{\Delta s_{u1} < 0} \frac{s_{u1}}{|\Delta s_{u1}|}, \min_{\Delta s_{l1} < 0} \frac{s_{l1}}{|\Delta s_{l1}|}, \min_{\Delta s_{u2} < 0} \frac{s_{u2}}{|\Delta s_{u2}|}, \min_{\Delta s_{l2} < 0} \frac{s_{l2}}{|\Delta s_{l2}|} \right); 1 \right\} \quad (3.9a)$$

$$\alpha_d = \sigma \min \left\{ \left(\min_{\Delta \pi_{u1} < 0} \frac{\pi_{u1}}{|\Delta \pi_{u1}|}, \min_{\Delta \pi_{l1} > 0} \frac{-\pi_{l1}}{|\Delta \pi_{l1}|}, \min_{\Delta \pi_{u2} < 0} \frac{\pi_{u2}}{|\Delta \pi_{u2}|}, \min_{\Delta \pi_{l2} > 0} \frac{-\pi_{l2}}{|\Delta \pi_{l2}|} \right); 1 \right\} \quad (3.9b)$$

sendo $\sigma = 0,9995$ um valor pré-determinado empiricamente (WRIGHT, 1995).

O parâmetro de barreira μ também deve ser atualizado iterativamente e com critério, pois o método PDBL é muito sensível à sua mudança. A atualização deste parâmetro geralmente está associada à redução do *gap* de dualidade (GRANVILLE, 1994). Neste cenário, existem diversas formas para atualização de μ . Uma delas é dada por uma simples regra de redução, como segue:

$$\mu^{iter+1} = \frac{\mu^{iter}}{\beta} \quad (3.10)$$

em que $\beta > 1$ é um parâmetro atribuído, sendo um valor típico igual a 2 ou 10; e $\mu^0 = 10^{-1}$ ou $\mu^0 = 10^{-2}$ (BREITFELD; SHANNO, 1995).

3.1.2 Algoritmo

O algoritmo do método PDBL é apresentado conforme o processo iterativo a seguir:

- 1) Faça $iter = 0$;
- 2) Defina uma tolerância ξ para as restrições. $\xi = 10^{-3}$ é um valor típico;
- 3) Escolha uma solução inicial factível para as variáveis do problema $(x^0, s^0, \lambda^0, \pi^0)$ que satisfaça estritamente pelo menos a equação (3.2g);
- 4) Dado o problema (3.1), construa a função Lagrangiana (3.4);
- 5) Se as condições de otimalidade de KKT forem satisfeitas respeitando uma tolerância ξ , pare; caso contrário, siga ao passo 6);
- 6) Determine o sistema (3.6) e resolva-o, atualize as variáveis $(x^{iter}, s^{iter}, \lambda^{iter}, \pi^{iter})$ por (3.8) e atualize μ por (3.10), faça $iter = iter + 1$ e retorne para o passo 5).

3.1.3 Características Computacionais

Uma das características intrínsecas ao MPI é o reforço à factibilidade principalmente pela adição de um termo de barreira (tipicamente logarítmica). Deste modo, se um algoritmo é inicializado com um ponto infactível, variáveis artificiais podem ser utilizadas para retomar a factibilidade até que seja encontrado um ponto estritamente factível do conjunto de restrições do problema original (FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a).

Outra característica importante é que quando problemas numéricos impedem que o método satisfaça todas as condições de KKT, este pode ser interrompido assim que a factibilidade das restrições de igualdade for alcançada e as mudanças nos valores da função objetivo forem desprezíveis (TORRES; QUINTANA, 1998). Neste caso a solução não é ótima mas pode ser útil para o operador.

Quanto à inicialização das variáveis, o método necessita que tais estimativas estejam dentro dos limites inferior e superior para as variáveis e restrições funcionais canalizadas. Já as variáveis de folga ou de excesso, estas são inicializadas respeitando às equações (3.2c) a (3.2g). E, caso a variável s possua um valor fora dos seus limites, Quintana, Gomez e Martinez (1995) propuseram atribuir o valor de 0,02 para a mesma a fim de evitar uma parada prematura ou uma obtenção de resultados inesperados. O valor inicial do parâmetro de barreira μ é atribuído pelo usuário por meio de valores típicos; os vetores π podem ser inicializados pelas equações contidas em (3.5); e, por fim, o vetor λ pode ser inicializado com valores nulos (SOUZA, 2005).

A matriz Hessiana da Lagrangiana do sistema de equações em (3.6) é bastante esparsa e simétrica. Essa característica pode ser explorada por meio de técnicas de esparsidade. Um conjunto de sub-rotinas muito robustas e bastante difundidas para realizar tal tarefa foi elaborado pelo Grupo de Algoritmos Numéricos do Laboratório de Harwell, do *United Kingdom Atomic Energy Authority*, cujos *solvers* estão contidos em *Harwell Laboratory Subroutine* (HSL). Uma das sub-rotinas que se destaca neste contexto para a resolução de problemas lineares do tipo $Ax = b$ denomina-se MA57, sendo esta baseada em uma variante esparsa da eliminação de Gauss (método multifrontal).

As principais vantagens encontradas no método PDBL são:

- o desempenho do método em problemas de PNL é robusto e computacionalmente eficiente inclusive para sistemas de grande porte (GRIVA, 2004); e

- a obtenção de pelo menos uma solução factível caso ocorra uma parada prematura (FRANK; STEPONAVICE; REBENNACK, 2012a);

de modo que as principais dificuldades encontradas são:

- em muitos problemas a seleção de um ponto inicial factível pode não ser uma tarefa fácil. Embora não haja a necessidade de que este ponto seja estritamente factível, deve-se garantir que $s > 0$ e $\pi > 0$ em todo o processo de resolução (BAZARAA, 2013; SOUSA, 2006);
- em virtude da função barreira, o método PDBL pode apresentar mal condicionamento da matriz Hessiana da Lagrangiana à medida que μ tende a zero (BAZARAA, 2013).

3.1.4 O Pacote IPOPT

IPOPT é um *solver* para resolução de problemas de programação não linear de grande porte. Um método de pontos interiores com filtro de busca unidimensional é implementado, cujas funções podem ser não convexas, embora devam ser de classe $\mathcal{C}^2$. O código foi primordialmente escrito por Andreas Wächter, que é o líder do projeto COIN-OR (GAMS Development Corporation, 2013).

3.1.5 A Abordagem Primal-Dual no IPOPT

A abordagem Primal-Dual Barreira no IPOPT tem fundamentos em Fiacco e McCormick (1968), conforme Subseção 3.1.1 deste capítulo, de modo que modificações existem com o intuito de aperfeiçoar o desempenho computacional do método. Dentre as principais modificações, tem-se no algoritmo básico:

- (a) Uma função que calcula o erro de otimalidade no problema barreira e representa as condições de KKT, conforme segue:

$$E_\mu(x, \lambda, \pi) = \max \left\{ \frac{\|\nabla_x \mathbf{L}\|_\infty}{s_d}, \|g(x)\|_\infty, \frac{\|\nabla_\pi \mathbf{L}_\infty\|}{s_c} \right\} \quad (3.11)$$

em que os fatores de escalonamento s_d e s_c foram definidos por

$$s_d = \max \left\{ s_{max}, \frac{\|\lambda\|_1 + \|\pi\|_1}{a + b + n} \right\} / s_{max}; \quad s_c = \max \left\{ s_{max}, \frac{\|\pi\|_1}{b + n} \right\} / s_{max} \quad (3.12)$$

sendo a , b e n a quantidade de restrições em (3.1b), (3.1c) e (3.1d), respectivamente; e $s_{max} \geq 1$. Na implementação do IPOPT atribui-se $s_{max} = 100$.

(b) Uma função que atualiza o parâmetro de barreira de acordo com a seguinte equação:

$$\mu = \max \left\{ \frac{\xi}{10}, \min \{k_\mu \mu, \mu^{\theta_\mu}\} \right\} \quad (3.13)$$

com constantes $k_\mu \in (0, 1)$ e $\theta_\mu \in (1, 2)$. Na implementação do IPOPT $k_\mu = 0,2$ e $\theta_\mu = 1,5$.

De acordo com o equacionamento apresentado no Item (a), é importante normalizar os gradientes das Lagrangianas pelos termos s_d e s_c porque mesmo para problemas numericamente bem condicionados, os multiplicadores de Lagrange λ e π podem se tornar muito grandes. Nestes casos, o algoritmo poderia encontrar dificuldades numéricas para satisfazer as equações primal-dual das equações fora de escala para uma dada tolerância (WÄCHTER; BIEGLER, 2006).

Já o equacionamento do Item (b), embora cause uma redução do parâmetro de barreira em uma taxa super-linear, o que acelera a convergência local, a regra de atualização não permite que μ se torne menor que o necessário dada a tolerância desejada ξ , evitando, assim, dificuldades numéricas no final do procedimento de otimização (WÄCHTER; BIEGLER, 2006).

3.2 Programação Não Linear com Variáveis Contínuas e Discretas

Nesta seção é apresentada uma abordagem que foi inicialmente proposta por Soler, Asada e Costa (2013) para a otimização de problemas de PNLCD aplicado às redes de transmissão de energia. A finalidade é de, por meio de método de PNL, resolver problemas de natureza inteiro-mista. A estratégia adotada consiste em substituir as variáveis discretas do problema por variáveis contínuas e, assim, incorporar na função objetivo do problema original uma função senoidal que a penaliza enquanto tais variáveis não assumirem algum dos valores discretos pré-definidos.

3.2.1 Modelagem das Variáveis Discretas

Considere o seguinte problema:

$$\min f(y, x_2) \quad (3.14a)$$

$$\text{s.a: } g_i(y, x_2) = 0, \quad i = 1, \dots, a \quad (3.14b)$$

$$h_j(y, x_2) \leq 0, \quad j = 1, \dots, b \quad (3.14c)$$

$$y_k \in \mathcal{D}_{y_k}, \quad k = 1, \dots, m \quad (3.14d)$$

$$\underline{x}_{2_l} \leq x_{2_l} \leq \bar{x}_{2_l}, \quad l = 1, \dots, n \quad (3.14e)$$

sendo: $f: \mathcal{R}^m \times \mathcal{R}^n \rightarrow \mathcal{R}$; $g: \mathcal{R}^m \times \mathcal{R}^n \rightarrow \mathcal{R}^a$, com $a < m + n$; $h: \mathcal{R}^m \times \mathcal{R}^n \rightarrow \mathcal{R}^b$; $y \in \mathcal{D}_y \subset \mathcal{R}^m$ o vetor das variáveis discretas; $x_2 \in \mathcal{R}^n$ o vetor das variáveis contínuas; $\mathcal{D}_{y_k}$ o conjunto dos valores discretos pré-definidos para a variável y_k ; e $\underline{x}_{2_l}, \bar{x}_{2_l} \in \mathcal{R}^n$ os limites inferior e superior das variáveis x_{2_l} .

Segundo Soler, Asada e Costa (2013), a função para tratamento das variáveis discretas y é definida como:

$$\psi(x_{1_k}) = \begin{cases} \sum_{k=1}^m \left[\sin \left(\frac{x_{1_k}}{x_{1_k}^{sup} - x_{1_k}^{inf}} \cdot \pi + \alpha_k \right) \right]^{2\beta}, & \text{se } \underline{y}_k \leq x_{1_k} \leq \bar{y}_k; \\ 0, & \text{caso contrário;} \end{cases} \quad (3.15)$$

em que:

- x_1 é um vetor de variáveis reais para substituir as variáveis discretas y_k no problema de PNLIM, e transformá-lo em PNLCD, $x_1 \in \mathcal{R}^m$;
- β é o fator de ajuste da forma da função $\psi(y)$, $\beta \in \mathcal{R}_+^*$;
- α é um vetor $\alpha \in \mathcal{R}^{m-1}$ de elementos $0 \leq \alpha_k \leq \pi$ escolhidos para anular a função $\psi(y)$ em $x_{1_k} \in \mathcal{D}_{y_k}$,
- $x_{1_k}^{sup}, x_{1_k}^{inf}$ são, dentre os valores discretos pré-definidos, os valores imediatamente superior e inferior de x_{1_k} , respectivamente;
- $\bar{y}_k, \underline{y}_k$ é o maior e o menor valor discreto, respectivamente, no conjunto $\mathcal{D}_{y_k}$, isto é, $\bar{y}_k = \max \{\mathcal{D}_{y_k}\}$, $\underline{y}_k = \min \{\mathcal{D}_{y_k}\}$, $k = 1, \dots, m$.

Isto significa que $\psi(x_{1_k})$ assume valores positivos, penalizando a função objetivo original, enquanto os elementos de x_1 não assumirem algum dos valores discretos, isto é:

$$\psi(x_{1_k}) = \begin{cases} 0, & \text{se } x_{1_k} \in \mathfrak{D}_{y_k}, \\ \delta > 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad k = 1, \dots, m; \quad (3.16)$$

Observe que a função $\psi(x_{1_k})$ é contínua e diferenciável, logo um problema modificado com a incorporação desta na função objetivo pode ser resolvido por métodos de otimização de problemas de PNL.

Neste contexto, a partir do problema (3.14), tem-se, portanto, o seguinte problema modificado:

$$\min \quad f(x_1, x_2) + \gamma \sum_{k=1}^m \psi(x_{1_k}) \quad (3.17a)$$

$$\text{s.a: } g_i(x_1, x_2) = 0, \quad i = 1, \dots, a \quad (3.17b)$$

$$h_j(x_1, x_2) \leq 0, \quad j = 1, \dots, b \quad (3.17c)$$

$$\underline{x}_{1_k} \leq x_{1_k} \leq \overline{x}_{1_k}, \quad k = 1, \dots, m \quad (3.17d)$$

$$\underline{x}_{2_l} \leq x_{2_l} \leq \overline{x}_{2_l}, \quad l = 1, \dots, n \quad (3.17e)$$

sendo

- γ o fator de ajuste que determina a amplitude da função $\psi(x_1)$, $\gamma \in \mathcal{R}_+^*$;
- x_1 o vetor de variáveis reais, $x_1 \in \mathcal{R}^m$; e;
- $\overline{x}_1, \underline{x}_1$ os limites superiores ($\overline{x}_1 = \overline{y}$) e inferiores ($\underline{x}_1 = \underline{y}$) das variáveis x_{1_k} , $k = 1, \dots, m$, onde $\overline{x}_1, \underline{x}_1 \in \mathcal{R}^m$.

No problema modificado não existem variáveis definidas como discretas, logo este pode ser solucionado por métodos determinísticos de PNL. A fim de garantir que a solução do problema modificado corresponda a uma solução factível do problema original, é muito importante determinar adequadamente o parâmetro γ . Sendo assim, o problema modificado (3.17) deve ser solucionado sucessivamente de modo que γ seja inicializado com um valor suficientemente pequeno e, a cada vez que uma solução ótima factível é encontrada, γ deve crescer gradualmente de acordo com a seguinte expressão (SOLER; SOUSA; COSTA, 2012):

$$\gamma^{(\eta+1)} = c \gamma^{(\eta)} \quad (3.18)$$

em que c é o fator de ajuste do crescimento de γ , definido no intervalo de $(1, 10]$ (MAZZINI

et al., 2013); e η é o contador de ajustes de γ , sendo inicializado em zero e atualizado pela equação ($\eta = \eta + 1$) toda vez que a solução ótima encontrada não atender a condição de

$$|x_{1_k}^* - x'_{1_k}| < \varepsilon, \quad k = 1, \dots, m, \quad (3.19)$$

sendo $x_{1_k}^*$ a solução ótima do vetor x_1 ; x'_{1_k} o valor discreto mais próximo de $x_{1_k}^*$; e ε a tolerância de convergência do algoritmo. De outro modo, se a condição (3.19) for satisfeita, isto significa que o problema de PNLCD deve ser finalizado.

A solução ótima de sucessivos problemas modificados conforme (3.17), ao final do processo, torna-se igual a uma solução factível do problema original (3.14), com valores discretos no vetor x_1 e contínuos em x_2 .

3.2.2 Efeito de α , β e γ na função ψ

Os parâmetros α , β e γ influenciam, respectivamente, no ângulo de fase, na forma e na amplitude da função ψ dada em (3.15). Na Figura 3.1 tem-se a função ψ para diferentes valores de α , na Figura 3.2 para diferentes valores de β , enquanto que na Figura 3.3 o efeito causado em ψ por distintos valores de γ .

Figura 3.1: Efeito do α na função ψ : $\psi_1 \rightarrow \alpha = 0$ e $\psi_2 \rightarrow \alpha = \pi/2$.

Na Figura 3.1 pode ser observado que a escolha do ângulo α é importante para determinar o conjunto de números discretos no seu domínio, ou seja, quando consideramos, por exemplo, $-1 \leq x_1 \leq 1$, tem-se que, para garantir que $\psi(x_1) = 0$ e $\alpha = 0$, a variável x_1 deve ser um dos seguintes pontos $\{-1; 0; 1\}$. Quando $\alpha = \pi/2$, o novo conjunto de números discretos é composto pelos elementos $\{-0,5; 0,5\}$. Lage (2013) estendeu a aplicação do

Figura 3.2: Efeito do β na função ψ : $\psi_1 \rightarrow \beta = 1$; $\psi_2 \rightarrow \beta = 3$ e $\psi_3 \rightarrow \beta = 10$.

Figura 3.3: Efeito do γ na função ψ : $\psi_1 \rightarrow \gamma = 0,5$; $\psi_2 \rightarrow \gamma = 2,5$ e $\psi_3 \rightarrow \gamma = 5$.

parâmetro α para viabilizar que um conjunto de números discretos com passos distintos possa ser utilizado. Neste trabalho esta abordagem não será utilizada, assumindo que não há perda de generalidade do modelo se forem considerados somente passos fixos.

Na Figura 3.2 o parâmetro β influencia na forma da função senoidal ψ . Quanto maior o seu valor, mais a função ψ se torna “achatada” ao redor dos pontos que a anulam.

Na Figura 3.3 a variação de γ influencia na amplitude da função ψ . Para valores pequenos de γ , existe forte semelhança entre a função objetivo do problema original e a função objetivo aumentada, permitindo que os métodos de otimização façam a varredura no espaço de busca até que se encontre uma solução ótima não discreta. Na medida em que valores maiores de γ são utilizados, acentua-se a criação de extremos locais por meio da penalização da função objetivo que se torna mais atuante, criando uma tendência de convergência para as variáveis x_1 somente nos pontos onde $\psi(x_1) = 0$, ou seja, nos pontos

pré-determinados como discretos.

Para facilitar a compreensão dos efeitos dos parâmetros da função ψ , considere o seguinte problema:

$$\min \quad y^4 - 6y^2 + 15y + 40 \quad (3.20a)$$

$$\text{s.a: } y \in \mathcal{Y} \quad (3.20b)$$

em que $\mathcal{Y} = \{-3, 5; -2, 5; -1, 5; -0, 5; 0, 5; 1, 5; 2, 5; 3, 5\}$.

O problema modificado pode ser reescrito como segue:

$$\min \quad x^4 - 6x^2 + 15x + 40 + \gamma \left[\sin \left(\frac{x}{1,5 - 0,5} \pi + \frac{\pi}{2} \right) \right]^{2\beta} \quad (3.21a)$$

$$\text{s.a: } -3,5 \leq x \leq 3,5, \quad x \in \mathcal{R} \quad (3.21b)$$

O problema modificado é solucionado sucessivamente, iniciando com um parâmetro γ próximo de zero e, toda vez que uma solução ótima for encontrada, se a equação (3.19) não for satisfeita, o parâmetro γ deve ser incrementado conforme a equação (3.18) e uma nova solução deve ser encontrada. No final deste processo a solução do problema (3.20) é uma solução factível do problema (3.21).

Na Figura 3.4 tem-se a função objetivo original $-f(x)$ – pontilhada em preto, e a distorção causada nesta pela adição do termo de penalização para os três valores distintos de $\gamma = \{5, 20, 40\}$. Observe que a resolução do problema modificado é iniciada pela curva $(f + \psi_1)$, permitindo que um algoritmo de otimização realize a varredura no espaço de busca por uma solução ótima não discreta e, assim, na medida em que o parâmetro γ é aumentado, tal como em $(f + \psi_2)$, e, posteriormente, em $(f + \psi_3)$, respectivamente, mais a solução ótima do problema tende a convergir para um ponto discreto onde $\psi \rightarrow 0$, coincidindo com um dos pontos sobre a função objetivo original.

3.2.3 Algoritmo

O algoritmo para resolução de problemas de PNLCD é apresentado conforme o processo iterativo a seguir:

- 1) Dado o problema (3.14), construa a função ψ , conforme (3.15), determinando os parâmetros α e β , e defina o problema modificado (3.17);

Figura 3.4: Função objetivo aumentada, de modo que $\alpha = \pi/2$, $\beta = 1$ e $\psi_1 \rightarrow \gamma = 5$; $\psi_2 \rightarrow \gamma = 20$ e $\psi_3 \rightarrow \gamma = 40$.

2) Faça $\eta = 0$;

Especifique um valor inicial para $x_1^{(0)}$, $x_2^{(0)}$ e para o parâmetro $\gamma^{(0)}$;

Defina um fator $c > 1$ para (3.18) e uma tolerância ε para (3.19);

3) Resolva o problema modificado (3.17), com γ^η fixo, encontrando como solução ótima os vetores representados por x_1^* e x_2^* ;

4) Se $|x_{1_k}^* - x_{1_k}'| < \varepsilon$, $k = 1, \dots, m$, **pare**;

Caso contrário, faça $\gamma^{(\eta+1)} = c\gamma^{(\eta)}$ e $\eta = \eta + 1$, e volte para o passo 3).

3.3 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado um método de solução que resolve problemas de PNL clássico e, todavia, como a OVV se trata de um problema de PNLM, apresentou-se também a técnica que viabiliza incorporar variáveis discretas e contínuas à resolução de problemas de PNL. O uso desta abordagem, por meio de uma função senoidal que penaliza a função objetivo para a resolução de problemas de PNLCD no contexto de FPO em redes de transmissão de energia, demonstrou robustez e boa qualidade das soluções (SOLER;

ASADA; COSTA, 2013), por isso, sua aplicação no contexto das redes de distribuição será avaliada nesta pesquisa para a OVV.

O Controle Volt/VAr

A otimização da operação das redes de distribuição é uma tarefa que ganha cada vez mais importância na medida em que se aprimoram tecnologias de monitoramento, automação e controle. Isto se deve porque, em geral, tais avanços tecnológicos permitem atingir maiores níveis de eficiência energética na operação das redes. Os resultados desse processo são refletidos diretamente no aumento das margens de lucro das concessionárias de energia, na redução de investimentos na expansão da infraestrutura atual, na facilitação do atendimento aos requisitos estatutários exigidos pelos órgãos competentes e no aumento da confiabilidade da prestação de serviço (FENG; PETERSON, 2010; GONEN, 2014).

Neste capítulo, portanto, são apresentadas as principais funções dos modernos Sistemas de Gerenciamento da Distribuição (SGD), com destaque para o Controle Volt/VAr (CVV), as formas de CVV e as suas principais características, os modelos dos dispositivos de controle de tensão e Var e a formulação do problema Volt/Var que necessita ser solucionado. Em seguida, no problema apresentado de CVV, a OVV com limitação no número de operações de chaveamentos é formulada e resolvida pelo MPI PDBL com variáveis contínuas e discretas do Capítulo 3, de modo que se discute de maneira breve algumas características da abordagem proposta.

4.1 Os Modernos Sistemas de Gerenciamento da Distribuição

Os modernos SGD são constituídos, basicamente, pela adição de complexos sistemas de controle, automação e sensoriamento às atuais infraestruturas das redes de distribuição,

motivados principalmente pelos objetivos de: melhorar a eficiência global no uso tanto do capital como da energia; aumentar a penetração de novas fontes de energia; reduzir as reservas energéticas requeridas pela geração e transmissão; e aumentar a confiabilidade dos serviços para cargas essenciais (GONEN, 2014).

Não existe um consenso universal a respeito dos tipos de funções que caracterizarão os modernos SGD (GONEN, 2014), mas o objetivo principal é a otimização periódica e de curto prazo em resposta às condições de operação (BORGHETTI, 2013). Nesse sentido, algumas das principais funções desempenhadas pelos modernos SGD contemplam as seguintes características (MARKUSHEVIC, 2010; GONEN, 2014; INTELLIGRID, 2014):

- a) **Análise e modelagem em tempo real da operação de redes de distribuição** – esta aplicação analisa o resultado de simulações de fluxo de carga e fornece ao operador um resumo de suas análises;
- b) **Isolação de faltas, localização e serviço de restauração (resiliência)** – esta aplicação detecta as faltas, determina a(s) seção(ões) afetada(s) e a(s) isola. Em seguida, com a provável localização dessa(s) falta(s), atua com o serviço de restauração das porções saudáveis da rede;
- c) **Controle Volt/VAr** – esta aplicação calcula os ajustes ótimos dos controles de transformadores com comutação de *tap* sob carga, reguladores de tensão, geradores distribuídos, dispositivos de eletrônica de potência e capacitores chaveados, a fim de que sejam otimizados um ou mais objetivos ao mesmo tempo, podendo estes serem conflitantes;
- d) **Análise de contingência em redes de distribuição** – esta aplicação avalia a confiabilidade da rede por meio de $N - m$ análises nas porções relevantes das redes de distribuição;
- e) **Reconfiguração de redes** – esta aplicação auxilia os operadores a selecionar a topologia ótima de conectividade das redes a fim de atender um ou mais objetivos;
- f) **Recoordenação da proteção de relés** – esta aplicação, que reajusta em tempo real os “presets” dos relés, é requerida normalmente após a reconfiguração da rede, e em casos excepcionais em que as condições de carga estão alteradas para proteger os fusíveis dos alimentadores;

- g) **Pré-armar esquemas de ações corretivas** – esta aplicação recebe sinais de pré-arme de um nível superior de controle e altera as configurações (parâmetros de ajustes) que atuam, por exemplo, em esquemas de corte de carga ou de ilhamento intencional de geradores distribuídos;
- h) **Coordenação de ações de emergência** – esta aplicação reconhece situação de emergência baseada nas mudanças das condições de operação e coordena os objetivos, modos de operação, e restrições das outras aplicações;
- i) **Coordenação de ações restaurativas** – esta aplicação coordena o serviço de restauração após as condições de emergência terem sido eliminadas, por exemplo, proibindo uma reconfiguração de rede pré-ordenada até que a tensão tenha voltado ao normal em alimentadores que foram desenergizados; e
- j) **Processamento inteligente de alarme** – esta aplicação analisa todos os alarmes e outras mudanças rápidas de parâmetros operacionais, resumindo os múltiplos alarmes em uma mensagem que defina a provável causa.

Neste contexto, vale ressaltar que as aplicações previamente citadas suportam os três tipos de modos de operação: (a) modo tempo real, que reflete as condições presentes do sistema; (b) modo *look-ahead*, que reflete as condições esperadas em um futuro próximo (de uma hora a uma semana à frente); (c) modo de estudo, que fornece a capacidade de realizar estudos “e se” (INTELLIGRID, 2014). Assim, dentre as funções que os modernos SGD devem executar algumas ou já foram implementadas em um número de projetos pilotos, ou já estão em andamento na operação de diversas concessionárias de energia elétrica (MARKUSHEVIC, 2010).

4.1.1 O Controle Volt/VAr em Redes de Distribuição

O CVV corresponde a uma das atribuições mais desejáveis dos modernos SGD, pois os centros de CVV são capazes de lidar com a complexidade do controle de tensão e da potência reativa em favor da otimização da operação das redes de energia elétrica (FENG; PETERSON, 2010).

Os impactos do controle da tensão e da injeção de potência reativa na operação em sistemas elétricos de potência são mostrados na Figura 4.1.

tribuição, tais como: o uso somente de medidas locais, sem levar em consideração os requisitos do sistema como um todo; os ajustes e os parâmetros são calculados usando estudos *off-line*; os limites dos controles gerais não são bem definidos, principalmente por causa da diversidade das condições de operação; e a coordenação do CVV convencional para evitar operações excessivas de chaveamento adota objetivos específicos na escolha dos ajustes dos controles, das suas larguras de banda e dos seus atrasos de tempo, de modo que a eficiência global da operação da rede seja reduzida (ROYTELMAN; WEE; LUGTU, 1995).

Nos estudos de sistemas que não possuem um centro de CVV, cargas conectadas aos alimentadores são usualmente assumidas a mudarem em uma proporção constante ao longo de um dia, e isto se deve a falta de dados em tempo real para redes de distribuição. Em muitas concessionárias ao redor do mundo os capacitores *shunts* conectados nos alimentadores são normalmente ligados ou desligados de acordo com um agendamento pré-fixado (por exemplo, capacitores são ligados durante as horas de 08:00 até 18:00) em operação diária (HSU; KUO, 1993). Esta estratégia de chaveamento não é ótima, pois tanto as seções de carga como as cargas totais dos alimentadores variam com a hora do dia, dia da semana e período do ano. Todavia, o método é aceitável quando os dados das seções de cargas não estão disponíveis aos operadores do sistema.

Já os sistemas que possuem um centro de CVV centralizado, estes apresentam as seguintes características: o CVV pode ser ótimo para todo o sistema, não apenas localmente; os controles podem ter as suas formas de atuação adaptadas de acordo com as mudanças nas condições dos sistemas e diferentes objetivos operacionais podem ser alcançados simultaneamente (ROYTELMAN; WEE; LUGTU, 1995).

Tal controle explora a disponibilidade de uma comunicação bidirecional e a possibilidade de controlar a comutação de *tap* de transformadores, os bancos de capacitores chaveados, e a potência reativa de saída de geradores distribuídos (sendo a potência ativa geralmente fixada ou por decisões de mercado, ou pela característica da fonte de energia).

4.1.2 As Formas de Controle: Local ou Centralizado

Controle Local

Controladores automáticos locais fazem parte dos SGD a fim de garantir tensões em níveis adequados e prevenir sobrecargas sob as diversas condições de carga e de reconfigu-

ração topológica. Estes controlam as posições dos *taps* de transformadores e de reguladores de tensão e o estado de capacitores chaveados. Os ajustes são comumente calculados em estudos *off-line* para condições de operação típicas (ROYTELMAN; GANESAN, 2000).

O mais simples e mais comum controlador local é o regulador de tensão. Estes dispositivos se tornaram partes dos sistemas elétricos há pelo menos sessenta anos quando foram inseridos na saída dos transformadores nas subestações e nos alimentadores primários, de modo que por meio de um controle local eles realizavam a tarefa de garantir níveis de tensão fixos nos seus enrolamentos secundários (ROYTELMAN; GANESAN, 2000).

Largura de banda, limitações de ajustes e atrasos de tempo são propriedades comuns em controladores locais. Elas determinam o comportamento destes na operação tempo real de sistemas. A largura de banda, juntamente com o passo discreto de ajuste, determina o quão próximo do valor desejado pode ser atingido. E os tempos de atraso determinam o quão rápido um controlador atua mediante a uma mudança no sistema.

Os controles locais são simulados como uma parte adicional do algoritmo de fluxo de potência. Os diferentes controladores locais dentro de um mesmo subsistema são comumente coordenados por meio de atrasos de tempo. A coordenação por atraso de tempo significa que a resposta dos diferentes tipos de controladores a mudanças nas condições de carga deve ser diferente. Tipicamente, os transformadores com comutação de *tap* têm os menores atrasos de tempo (mais rápidos), em seguida, têm-se os reguladores de tensão nos alimentadores e, por fim, os controladores dos bancos de capacitores têm os maiores atrasos (mais lentos). Assim, com o intuito de simular a sequência de eventos corretamente, o impacto de controladores deve ser simulado sequencialmente, isto é, primeiramente a atuação dos mais rápidos para, posteriormente, considerar os impactos dos controles dos dispositivos que possuem atrasos de tempos maiores.

No que se refere às formas de controle local, a seguir são apresentados os tipos existentes (SHORT, 2006):

- a) *Hora do dia* – estes tipos de controle são mais baratos, mas são os mais susceptíveis a comutar em momentos inapropriados. Os ajustes são atualizados conforme a hora do dia e permitem definir fins de semana e feriados. Todavia, como as cargas podem ser diferentes das esperadas ou os relógios podem ser ajustados erroneamente ou estarem imprecisos, este tipo de controle se torna muito simples para os benefícios que poderiam ser alcançados.

- b) *Temperatura* – o controlador aciona ou retira de operação dependendo da temperatura. Tipicamente, o acionamento de bancos de capacitores ocorre quando os alimentadores operam na faixa de 29,4 a 32,2°C, ao passo que são retirados de operação quando a temperatura retrocede para a faixa de 23,9 a 26,7°C.
- c) *Tensão* – baseados nos níveis de tensão, estes controles necessitam que o operador insira limiares de mínimo e de máximo de tensão, assim como tempo de atraso e largura de banda para evitar operação excessiva. Este tipo de controle é o mais adequado quando o objetivo principal é a regulação de tensão.
- d) *Var* – esta é a forma mais precisa para garantir que capacitores sejam acionados ou não nos instantes apropriados a fim de maximizar a redução de perdas. As medidas de potência reativa determinam os chaveamentos.
- e) *Fator de potência* – Similar ao anterior, os chaveamentos são feitos baseados no fator de potência. Estes são raramente utilizados.
- f) *Corrente* – o chaveamento ocorre baseado na corrente de linha. Embora não seja tão eficiente quanto o controle Var, os dispositivos são acionados durante os períodos de carga pesada, o que corresponde aos instantes em que há maior necessidade de suporte reativo.

Os dois tipos de ajustes mais utilizados e que não são simulados como partes do fluxo de carga são aqueles que dependem da hora do dia e da temperatura. Nestes, um pré-processamento ocorre antes da solução do fluxo de carga para a determinação das ações de controle (ROYTELMAN; GANESAN, 2000).

Controle Centralizado

O CVV centralizado faz parte dos modernos SGD, exigem mecanismos avançados de sensoriamento, automação e controle, e tem como objetivo minimizar, basicamente, perdas de energia sem causar violações de limites operacionais. As variáveis de controle típicas são os ajustes de bancos de capacitores chaveados, de *taps* de transformadores e reguladores de tensão, e de chaves seccionadoras e disjuntores para reconfiguração topológica.

A Figura 4.2 apresenta um diagrama esquemático de um moderno SGD com comunicação uni/bidirecional para a OVV em redes de distribuição de energia.

Figura 4.2: Diagrama esquemático de um moderno SGD (PAUDYAL; CANIZARES; BHATTACHARYA, 2011).

Da Figura 4.2, observa-se que um centro de CVV atua remotamente e em tempo real sob os dispositivos de controle de tensão e Var a fim de otimizar a operação da rede.

No que se refere aos sistemas de comunicação, os mais comuns para capacitores, por exemplo, são: sistemas de rádio 900-MHz; sistemas de *pager*; sistemas de telefonia celular; sistemas de telemetria; e rádio VHF. Assim, sistemas de comunicação unidirecional ou bidirecional podem remotamente controlar tais dispositivos.

O sistema unidirecional fundamenta-se em vários esquemas e suas combinações para controlar os dispositivos remotamente, dentre eles os principais são: (a) Despacho do Operador – se os operadores identificarem que um suporte reativo é necessário, por exemplo, grandes bancos de capacitores podem ser ligados ou desligados em tempo real; (b) Agendamento – cria-se uma agenda de operações de chaveamento com base na hora do dia, na sazonalidade e na temperatura; (c) Medidas de Var na subestação – baseado no fator de potência medido na subestação, estipulam-se regras para ligar/desligar bancos de capacitores e/ou chavear *taps* de reguladores de tensão; (d) Outros – algoritmos mais avançados e complicados baseados em combinações de medidas locais.

Já no sistema bidirecional, listam-se diversas vantagens associadas, tais como: (a) *Feedback* – um controlador local pode confirmar o chaveamento malsucedido de um ca-

pacitor. Concessionárias, portanto, podem rapidamente acionar equipes de manutenção para consertar qualquer mal funcionamento dos dispositivos; (b) Informação Volt/Var – viabiliza-se realizar uma OVV a fim de maximizar ou minimizar um ou mais objetivos globalmente; (c) Fluxos de Potência – informações de tensão, corrente e potência dos capacitores nos alimentadores contribui para atualizar e verificar os modelos de fluxo de carga, auxiliando também na busca de problemas de qualidade da energia e de localização de faltas. Por fim, o fluxo bidirecional de informações facilita o planejamento a curto, médio e longo prazo por meio do monitoramento em tempo real das mudanças ocorridas nas redes de distribuição de energia (SHORT, 2006).

4.1.3 O Controle Tradicional *versus* o Controle Centralizado

Tradicionalmente, os dispositivos de CVV são regulados de acordo com as informações fornecidas por medidores locais. Assim, se em um alimentador com múltiplos dispositivos de CVV, tais que sejam controlados sem levar em consideração as ações tomadas pelos demais, somente efeitos subótimos em nível mais amplo podem ser alcançados. Esta estratégia é o que ainda tem sido adotada pela maioria das aplicações de CVV nas concessionárias nos dias de hoje, e é o que define o CVV Tradicional.

Com o acelerado interesse e adoção de mecanismos de automação tanto de subestações, como de alimentadores primários, e com a perspectiva de instalação de uma infraestrutura de medição avançada, nos últimos anos, fundamentos foram criados para uma abordagem de controle centralizada. Neste cenário, os sensores, os atuadores, e a comunicação bidirecional entre o campo e os centros de controle dos sistemas de distribuição tornar-se-ão uma realidade. Assim, se por meio de sistemas de automação de subestações, ou por um moderno SGD, as informações dos medidores locais forem compartilhadas com todos os outros dispositivos de CVV por meio de um centro de controle, objetivos específicos podem ser otimizados a nível global (FENG; PETERSON, 2010).

Esta estratégia de controle é mais recente nas redes de distribuição, surgiu no contexto da modernização das redes, e é comumente referida como OVV Integrada (FENG; PETERSON, 2010) ou CVV Centralizado (ROYTELMAN; WEE; LUGTU, 1995).

As principais características de SGD com CVV local e centralizado, portanto, são resumidas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: As características de SGD com CVV local e centralizado.

Controle Local	Controle Centralizado
Os ajustes e os parâmetros de um controle local são principalmente calculados usando estudos <i>off-line</i> ;	Os ajustes e os parâmetros de um controle centralizado podem ser feitos usando estudos <i>on-line</i> ;
Por causa da diversidade das condições de operação resultantes de mudanças na demanda de potência e na topologia da rede, não se definem limites de controles gerais eficientes para todas as condições;	Controladores podem adaptar a sua forma de atuação de acordo com as mudanças nas condições operacionais dos sistemas;
Controladores se limitam a atuar de acordo com a violação de restrições ou de limites impostos por estudos <i>off-line</i> .	Controladores podem atuar para atingir diferentes objetivos operacionais simultaneamente, ao passo que atende todas as restrições operacionais, de carga e de segurança em tempo real;
Para evitar operações excessivas, compromissos são tipicamente adotados na escolha dos ajustes dos controles, na largura de banda e nos atrasos de tempo. Tais compromissos reduzem a eficiência dos objetivos operacionais;	Operações excessivas podem ser minimizadas de acordo com agendamentos de pré-operação dos dispositivos de controle. Os objetivos operacionais podem ser alcançados com eficiência.
O uso de medidas locais, sem levar em consideração requisitos de todo o sistema de potência, limita-se a encontrar soluções eficientes em contextos locais.	A leitura de medidas no sistema como um todo viabiliza soluções eficientes em contextos globais.

4.1.4 Os Dispositivos de Controle de Tensão e Var

Os dispositivos de controle analisados são: os transformadores com comutação de *tap*; os reguladores de tensão e os bancos de capacitores *shunt* fixos e chaveados. A modelagem de cada dispositivo é apresentada a seguir. Maiores detalhes podem ser observados na literatura (MONTICELLI, 1983; KERSTING, 2001).

Os Transformadores com Comutação de Tap sob Carga

Para compreender os transformadores com comutação de *tap* sob carga, primeiramente deve-se compreender os transformadores convencionais e o seu modelo.

Os transformadores são dispositivos instalados nas subestações de distribuição para adequar os níveis de tensão provenientes da transmissão ou subtransmissão ($\geq 69 \text{ kV}$) para níveis de distribuição primária ($\leq 34,5 \text{ kV}$). Além destes, existem os transformadores instalados nos alimentadores primários para adequar os níveis de tensão da distribuição

primária para a secundária ($\leq 380 V$), correspondente à tensão de consumo dos clientes residenciais, comerciais, e ($\leq 6,6 kV$) para as cargas industriais.

A representação geral de transformadores com relação de transformação $a_{km}: 1$ e admitância série y_{km} é dada na Figura 4.3.

Figura 4.3: Modelo de um transformador.

Para modelar a atuação desse dispositivo de controle, tem-se a expressão da relação de transformação (*tap* do transformador) – $a_{km} = t_{km} e^{j\varphi_{km}}$ – na equação (4.1). Para transformadores de distribuição (em fase), tem-se que $\varphi_{km} = 0$, logo $a_{km} = t_{km}$.

$$a_{km} = \frac{\dot{E}_k}{\dot{E}_m} = t_{km} \quad (4.1)$$

As expressões gerais dos fluxos de potência em transformadores convencionais são (LAGE, 2013):

$$P_{km}(x) = g_{km} \left(\frac{1}{t_{km}} V_k \right)^2 - \frac{1}{t_{km}} V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.2a)$$

$$Q_{km}(x) = -b_{km} \left(\frac{1}{t_{km}} V_k \right)^2 + \frac{1}{t_{km}} V_k V_m (b_{km} \cos \theta_{km} - g_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.2b)$$

$$P_{mk}(x) = g_{km} V_m^2 - \frac{1}{t_{km}} V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} - b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.2c)$$

$$Q_{mk}(x) = -b_{km} V_m^2 + \frac{1}{t_{km}} V_k V_m (b_{km} \cos \theta_{km} + g_{km} \sin \theta_{km}) \quad (4.2d)$$

sendo P_{km} , Q_{km} , P_{mk} e Q_{mk} os fluxos de potência ativa e reativa entre as barras k e m ; g_{km} e b_{km} a condutância e a susceptância série do trecho ligado entre as barras k e m , respectivamente; e $x = (V_k, V_m, \theta_k, \theta_m)$ o conjunto de variáveis de estado.

Diante do exposto, define-se os transformadores com comutação de *tap* sob carga como um transformador com dois enrolamentos isolados eletricamente, mas acoplados magneticamente, e com um mecanismo de comutação de *tap* (enrolamento série) conforme ilustrado na Figura 4.4.

Da Figura 4.4, define-se o nó **F**, referente à tensão alimentada pela fonte (primário), e o nó **C**, à conexão com a carga (secundário), como os nós que compõe o mecanismo que

Figura 4.4: Transformador com comutação de *tap* sob carga.

realiza a elevação ou abaixamento dos níveis de tensão no secundário, este denominado de interruptor de inversão. Portanto, quando o interruptor de inversão estiver conectado ao nó **E**, significa que a polaridade do enrolamento série será aditiva com o enrolamento *shunt*, e a tensão no secundário do transformador será elevada. Caso a chave esteja conectada ao nó **A**, por sua vez, a polaridade será subtrativa, e a tensão no secundário será abaixada. Assim, tem-se que a tensão na carga está relacionada com a tensão da fonte por meio da relação de transformação – a_{FC} .

A representação matemática dos transformadores com comutação de *tap* sob carga é a mesma dos transformadores convencionais, todavia, a relação de transformação (a_{km}) que antes era parâmetro, torna-se variável. Isto significa que, nas equações (4.2), os termos $P_{km}(x)$, $P_{mk}(x)$, $Q_{km}(x)$ e $Q_{mk}(x)$ passam a ser $P_{km}(x, t_{km})$, $P_{mk}(x, t_{km})$, $Q_{km}(x, t_{km})$ e $Q_{mk}(x, t_{km})$.

Os Reguladores de Tensão

Um regulador de tensão consiste de um autotransformador com um mecanismo de comutação de *tap*. A mudança dos níveis de tensão é obtida por meio da variação do número de enrolamentos série do autotransformador. A posição do *tap* é determinada por um circuito de controle. Reguladores de tensão convencionais contêm um interruptor de inversão capaz de regular os níveis de tensão em $\pm 10\%$, usualmente em 32 passos.

Isto equivale a 5/8% de mudança por passo, ou 0,00625 pu. Estes dispositivos podem ser conectados em conexão Tipo A ou Tipo B de acordo com o padrão ANSI / IEEE C57.15-1986³. A conexão mais utilizada é do Tipo B, conforme mostrada na Figura 4.5 (KERSTING, 2001).

Figura 4.5: Regulador de tensão ideal com conexão Tipo B.

Os Bancos de Capacitores Shunt (Fixos e Chaveados)

No cenário de redes de distribuição, os bancos de capacitores são dispositivos instalados no secundário das subestações e nos alimentadores primários de distribuição para compensação de potência reativa nos pontos onde são instalados. Esses componentes são modelados como susceptâncias conectadas entre uma barra k e o nó terra (conexão *shunt*) e representados por b_k^{sh} , conforme Figura 4.6.

Para modelar a atuação desse dispositivo de controle, tem-se a expressão de injeção de potência reativa, representado por Q_k^{sh} , dada como:

$$Q_k^{sh}(b_k^{sh}, V_k) = b_k^{sh} V_k^2 \quad (4.3)$$

Quando existem bancos de capacitores fixos instalados em uma rede, a susceptância *shunt* b_k^{sh} corresponde a um parâmetro fixo do sistema. Nos casos em que existem capa-

³ANSI / IEEE C57.15-1986: Esta norma descreve os requisitos elétricos, mecânicos e de segurança dos reguladores de tensão de passo e de indução, monofásico e trifásico, óleo cheio e do tipo seco, não superior a 2500 kVA para as unidades das três fases, ou não superior a 833 kVA de regulação para unidades monofásicas (ANSI/IEEE Std C57.15-1986, 1988).

Figura 4.6: Banco de capacitores ligado entre a barra k e o nó terra.

citores chaveados, os b_k^{sh} comportam-se como variáveis de natureza discreta, respeitando o seu domínio discreto.

Vale ressaltar que a susceptância *shunt* deve ser positiva para que esse *shunt* seja do tipo capacitivo, caso contrário, matematicamente este será interpretado como do tipo reativo.

4.1.5 O Problema de Controle Volt/VAr Centralizado

O problema de CVV centralizado pode ser formulado como um problema de otimização, conforme apresentado a seguir:

$$\min \quad f(x_{(t)}, u_{(t)}) \quad (4.4a)$$

$$\text{s.a: } g(x_{(t)}, u_{(t)}) = 0, \quad \forall t \in \mathbf{T} \quad (4.4b)$$

$$h(x_{(t)}, u_{(t)}) \leq 0, \quad \forall t \in \mathbf{T} \quad (4.4c)$$

$$\mathbf{T} = \{0, \dots, 23\} \in \mathcal{R}^{\bar{t}} \quad (4.4d)$$

sendo

$f(x_{(t)}, u_{(t)})$ função objetivo no período $\mathbf{T}$, sendo as perdas de energia um dos objetivos comumente utilizados;

$g(x_{(t)}, u_{(t)})$ vetor de restrições de igualdade no intervalo de tempo t correspondente às restrições de carga, ou seja, as equações de balanço de potência ativa e reativa;

$h(x_{(t)}, u_{(t)})$	vetor de restrições de desigualdade no intervalo de tempo t correspondente às restrições de operação, ou seja, canalização dos limites de tensão, dos limites de ajustes das variáveis de controle, dos limites no número de operação de chaveamentos das variáveis de controle, etc.;
$x_{(t)}$	vetor de variáveis de estado no intervalo de tempo t , isto é, magnitudes e ângulos das tensões;
$u_{(t)}$	vetor de variáveis de controle no intervalo de tempo t , isto é., ajustes de bancos de capacitores e <i>taps</i> de transformadores e/ou reguladores;
$\mathbf{T}$	período de tempo em horas, e usualmente corresponde às horas de um dia, ou seja, $\bar{t} = 24$ e $\mathbf{T} = \{0, 1, 2, 3, \dots, 22, 23\} \in \mathcal{R}^{\bar{t}}$;
t	intervalo de tempo ($t = 0, 1, 2, \dots, \bar{t}$), $t \in \mathcal{N}$;
$\bar{t}$	número de intervalos de tempo t .

Este problema é de programação não linear, estático, não convexo, de grande porte, multiperíodo e com variáveis contínuas e discretas, que minimiza uma função objetivo ao passo que elimina violações físicas e operativas do sistema por meio dos ajustes nas variáveis de controle.

A função objetivo, as restrições de igualdade e as restrições de desigualdade adotadas neste trabalho são apresentadas a seguir, sendo que os modelos de todos os componentes do sistema baseiam-se na literatura clássica (MONTICELLI, 1983), de modo que o modelo das linhas de distribuição são baseados no modelo π .

A Função Objetivo

A função objetivo adotada foi a de perda diária de energia $\mathbf{E}$. Inicialmente, tem-se que a expressão geral de perdas de potência para um único intervalo t em um trecho entre os nós $k - m$ pode ser expressa por:

$$\begin{aligned}
 P_{km}^{perdas} &= P_{km} + P_{mk} \\
 &= \left\{ g_{km} \frac{1}{a_{km}^2} V_k^2 - \frac{1}{a_{km}} V_k V_m [g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sen \theta_{km}] \right\} + \\
 &\quad \left\{ g_{km} V_m^2 - \frac{1}{a_{km}} V_k V_m [g_{km} \cos \theta_{km} - b_{km} \sen \theta_{km}] \right\} \\
 &= g_{km} \left[\frac{1}{a_{km}^2} V_k^2 + V_m^2 - 2 \frac{1}{a_{km}} V_k V_m \cos \theta_{km} \right]
 \end{aligned} \tag{4.5}$$

Com base em (4.5), a função objetivo $\mathbf{E}$ para o período $\mathbf{T}$ será expressa por:

$$\mathbf{E} = \sum_{t=0}^{\bar{t}} \sum_{k,m \in \mathcal{L} \cup \mathcal{T}} \left\{ g_{km(t)} \left[\frac{1}{a_{km(t)}^2} V_{k(t)}^2 + V_{m(t)}^2 - 2 \frac{1}{a_{km(t)}} V_{k(t)} V_{m(t)} \cos \theta_{km(t)} \right] \right. \\ \left. \left[\mathbf{T}_{(t+1)} - \mathbf{T}_{(t)} \right] \right\} \quad (4.6)$$

sendo $\mathcal{L}$ o conjunto de todas as linhas de distribuição; $\mathcal{T}$ o conjunto dos ramos que possuem transformadores com *tap* variável; e (t) o sub índice de tempo. Este último implica que se no fluxo de potência convencional $V_k, V_m, \theta_k, \theta_m, g_{km}, b_{km}, b_{km}^{sh}, a_{km} \in \mathcal{R}$, no problema variante no tempo existe $V_{k(t)}, V_{m(t)}, \theta_{k(t)}, \theta_{m(t)}, g_{km(t)}, b_{km(t)}, b_{km(t)}^{sh}, a_{km(t)} \in \mathcal{R}^{\bar{t}}$.

Se o período $\mathbf{T}$ for correspondente às horas de um dia, $\mathbf{T} = \{0, 1, 2, \dots, 23\}$ tal que $\mathbf{T} \in \mathcal{N}^{24}$ e o termo $[\mathbf{T}_{(t+1)} - \mathbf{T}_{(t)}]$ possa ser suprimido da equação (4.6).

As Restrições de Igualdade

As restrições de igualdade correspondem às equações de balanço do fluxo de potência ativa e reativa para cada intervalo de tempo t . Assim, tem-se que:

$$P_{k(t)} - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km(t)}(V_{k(t)}, V_{m(t)}, \theta_{k(t)}, \theta_{m(t)}, a_{km(t)}) = 0, \quad \forall k \in \mathcal{G}' \cup \mathcal{C} \quad \forall t \in \mathbf{T} \quad (4.7a)$$

$$Q_{k(t)} + Q_{k(t)}^{sh}(V_{k(t)}, b_{k(t)}^{sh}) - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km(t)}(V_{k(t)}, V_{m(t)}, \theta_{k(t)}, \theta_{m(t)}, a_{km(t)}) = 0, \quad \forall k \in \mathcal{C} \quad \forall t \in \mathbf{T} \quad (4.7b)$$

sendo $\mathcal{G}'$ o conjunto das barras de geração com exceção da *slack*; $\mathcal{C}$ o conjunto das barras de carga;

$$P_{km(t)}(V_{k(t)}, V_{m(t)}, \theta_{k(t)}, \theta_{m(t)}, a_{km(t)}) = g_{km(t)} \left(\frac{1}{a_{km(t)}} V_{k(t)} \right)^2 \\ - \frac{1}{a_{km(t)}} V_{k(t)} V_{m(t)} \left(g_{km(t)} \cos \theta_{km(t)} + b_{km(t)} \sin \theta_{km(t)} \right), \quad (4.8a)$$

$$Q_{km(t)}(V_{k(t)}, V_{m(t)}, \theta_{k(t)}, \theta_{m(t)}, a_{km(t)}) = -b_{km(t)} \left(\frac{1}{a_{km(t)}} V_{k(t)} \right)^2 \\ + \frac{1}{a_{km(t)}} V_{k(t)} V_{m(t)} \left(b_{km(t)} \cos \theta_{km(t)} - g_{km(t)} \sin \theta_{km(t)} \right), \quad (4.8b)$$

$$P_{mk(t)}(V_{k(t)}, V_{m(t)}, \theta_{k(t)}, \theta_{m(t)}, a_{km(t)}) = g_{km(t)} V_{m(t)}^2 - \frac{1}{a_{km(t)}} V_{k(t)} V_{m(t)} \left(g_{km(t)} \cos \theta_{km(t)} - b_{km(t)} \sin \theta_{km(t)} \right), \quad (4.8c)$$

$$Q_{mk(t)}(V_{k(t)}, V_{m(t)}, \theta_{k(t)}, \theta_{m(t)}, a_{km(t)}) = -b_{km(t)} V_{m(t)}^2 + \frac{1}{a_{km(t)}} V_{k(t)} V_{m(t)} \left(b_{km(t)} \cos \theta_{km(t)} + g_{km(t)} \sin \theta_{km(t)} \right), \quad (4.8d)$$

os fluxos de potência ativa e reativa entre barras k e m para cada intervalo de tempo t ; e

$$P_{k(t)} = P_{k(t)}^G - P_{k(t)}^C, \quad (4.9a)$$

$$Q_{k(t)} = Q_{k(t)}^G - Q_{k(t)}^C, \quad (4.9b)$$

$$Q_{k(t)}^{sh}(V_{k(t)}, b_{k(t)}^{sh}) = b_{k(t)}^{sh} V_{k(t)}^2, \quad (4.9c)$$

as injeções nodais de potência ativa, reativa e reativa *shunt* por elementos capacitivos, onde $P_{k(t)}^G$ e $Q_{k(t)}^G$ são as potências ativas e reativas injetadas na barra k , no intervalo de tempo t , por um gerador; $P_{k(t)}^C$ e $Q_{k(t)}^C$ são as potências ativas e reativas consumidas na barra k , no intervalo de tempo t , pela carga; e $b_{k(t)}^{sh}$ a susceptância *shunt* ligada entre a barra k e o nó terra no intervalo de tempo t .

As Restrições de Desigualdade

As restrições de desigualdade correspondem aos limites de tensão, aos limites superior e inferior de ajustes das variáveis de controle de bancos de capacitores e *taps* de transformadores, e aos limites no número de operações de chaveamento das referidas variáveis de controle, para cada intervalo de tempo t . Assim, tem-se que

$$\underline{V}_k \leq V_{k(t)} \leq \overline{V}_k, \quad \forall k \in \mathcal{B} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.10a)$$

$$\underline{b}_k^{sh} \leq b_{k(t)}^{sh} \leq \overline{b}_k^{sh}, \quad \forall k \in \mathcal{B}^{sh} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.10b)$$

$$\underline{a}_{km} \leq a_{km(t)} \leq \overline{a}_{km}, \quad \forall k, m \in \mathcal{J} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.10c)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} |b_{k(t+1)}^{sh} - b_{k(t)}^{sh}| \leq MAXC, \quad \forall k \in \mathcal{B}^{sh} \quad (4.10d)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} |a_{km(t+1)} - a_{km(t)}| \leq MAXT, \quad \forall k, m \in \mathcal{J} \quad (4.10e)$$

em que: $\underline{V}_k$, $\underline{b}_k^{sh}$, $\underline{a}_{km}$, $\overline{V}_k$, $\overline{b}_k^{sh}$, $\overline{a}_{km}$ são os limites inferiores e superiores de cada variável; $\mathcal{B}$ é o conjunto de todas as barras do sistema; $\mathcal{B}^{sh}$ é o conjunto das barras com controle de magnitude de tensão por bancos de capacitores.

Vale ressaltar que os vetores de variáveis de estado ($V_{k(t)}, V_{m(t)}, \theta_{k(t)}, \theta_{m(t)}$) devem pertencer ao domínio dos números reais (contínuos), e as variáveis de controle ($b_{k(t)}^{sh}, a_{km(t)}$) ao domínio dos múltiplos dos inteiros (discretos).

4.1.6 A Resolução do Problema de Controle Volt/VAr Centralizado

Nesta seção o tema de CVV em redes de distribuição foi contextualizado para o que existe na maioria dos sistemas das concessionárias atuais (Controle Tradicional), e discutiu-se o surgimento de uma nova tendência do setor elétrico de incorporar novas tecnologias de comunicação, sensoramento e automação e controle a fim de otimizar a operação dessas redes (Controle Centralizado).

Com base no que foi apresentado, este trabalho propõe aplicar uma abordagem de OVV que se enquadre no modo de operação *look-ahead* (24 horas à frente) e que exija um CVV centralizado.

Quanto à modelagem do problema, ressalta-se que embora os alimentadores primários das redes de distribuição sejam comumente representados por modelos trifásicos desbalanceados, o modelo balanceado pode ser considerado adequado tendo em vista as incertezas que afetam tanto os parâmetros da rede tais como as condições de operação do sistema (BORGHETTI, 2013).

Por fim, para resolver o problema de CVV centralizado das equações (4.4), na Seção 4.2 a seguir tem-se a formulação da OVV com limitação no número de operações de chaveamentos de dispositivos de controle resolvido pela aplicação do MPI PDBL com variáveis contínuas e discretas do Capítulo 3.

4.2 A Otimização Volt/Var com Limitação nos Chaveamentos

A abordagem proposta para a OVV com limitação no número de operações de chaveamentos dos transformadores com comutação de *tap* sob carga em subestações, reguladores de tensão e bancos de capacitores chaveados, tem o objetivo de minimizar uma função objetivo de perdas diárias de energia, atendendo a todas as restrições de carga e de

operação, conforme Subseção 4.1.5 deste trabalho. O desenvolvimento matemático da abordagem basear-se-á no MPI PDBL de modo que o problema de natureza de PNLIM seja solucionado por um método de PNL a fim de aproveitar a característica esparsa das suas matrizes. As variáveis discretas, por sua vez, são tratadas pela função senoidal de penalização. Por fim, a restrição de limitação no número de chaveamentos, que torna o problema como multiperíodo, será solucionada de maneira estática, sem recorrer a técnicas de recursividade de programação dinâmica, em um único algoritmo centralizado capaz de determinar as variáveis de estado e de controle para todo intervalo de tempo sem haver a partição do problema principal em subproblemas.

4.2.1 Formulação do Problema de Otimização Volt/VAr

O controle da operação Volt/VAr em uma rede de distribuição pode ser realizado desde que se considere que os níveis de carga de potência ativa e reativa são conhecidos a partir de processo de previsão de carga. Tendo isto em conformidade, o sistema de equações a seguir apresenta a formulação do problema:

$$\min \quad E = \sum_{t \in \mathbf{T}} f(x_{1(t)}, x_{2(t)}, x_{3(t)}) \quad (4.11a)$$

$$\text{s.a:} \quad g(x_{1(t)}, x_{2(t)}, x_{3(t)}) = 0, \quad \forall t \in \mathbf{T} \quad (4.11b)$$

$$\underline{x}_{1(t)} \leq x_{1(t)} \leq \bar{x}_{1(t)}, \quad \forall t \in \mathbf{T} \quad (4.11c)$$

$$\underline{x}_{2(t)} \leq x_{2(t)} \leq \bar{x}_{2(t)}, \quad \forall t \in \mathbf{T} \quad (4.11d)$$

$$h(x_{1(0)}, x_{1(1)}, \dots, x_{1(\bar{t})}) = \sum_{t \in \mathbf{T}} |x_{1(t+1)} - x_{1(t)}| \leq S_{x_1} C_{x_1} \quad (4.11e)$$

$$\mathbf{T} = \{0, \dots, 23\} \in \mathcal{R}^{\bar{t}} \quad (4.11f)$$

de modo que:

E	perdas de energia no período $\mathbf{T}$;
$x_{1(t)}$	variáveis de controle discretas no tempo t , isto é, ajustes de <i>taps</i> de transformadores e de bancos de capacitores, $x_{1(t)} \in \mathcal{R}^p$, $p = r + u$;
$x_{2(t)}$	injeção de potência reativa na barra <i>slack</i> e magnitudes das tensões nodais no tempo t , $x_{2(t)} \in \mathcal{R}^q$, $q = n + 1$;
$x_{3(t)}$	injeção de potência ativa na barra <i>slack</i> e ângulos das tensões nodais no tempo t , $x_{3(t)} \in \mathcal{R}^n$;

C_{x_1}	vetor composto por $MAXT$ e $MAXC$, $C_{x_1} \in \mathbb{N}^p$;
S_{x_1}	matriz diagonal formada pelos tamanhos de passos de x_1 , $S_{x_1} \in \mathbb{R}^{p \times p}$;
n	número de barras do sistema;
u	número de transformadores com comutação de <i>tap</i> sob carga;
r	número de bancos de capacitores;
t	intervalo de tempo contido no período $\mathbf{T} = \{0, \dots, 23\} \in \mathbb{R}^{\bar{t}}$;
$\bar{t}$	número de intervalos de tempo t .

4.2.2 Formulação da Restrição Multiperíodo de Limitação no Número de Chaveamentos

O método dos pontos interiores convencional é limitado pela necessidade de formar funções gradientes e Hessianas enquanto satisfazem condições de otimalidade, portanto, calcular as derivadas de $h(x_{1(0)}, x_{1(1)}, \dots, x_{1(23)})$ em relação a variáveis de estado e de controle são imprescindíveis. Como $h(\cdot)$ consiste de uma função modular, ou seja, não contínua e não diferenciável em todo o domínio, tal função não pode ser utilizada diretamente como uma restrição do problema.

Liu, Canizares e Huang (2009) propõem tratar esta condição, cuja função não é diferenciável em todo o seu domínio, admitindo que:

$$\frac{\partial h_i}{\partial x_{1(t)_j}} = \begin{cases} 0, & \text{se } i \neq j \\ \frac{\partial \left(\left| x_{1(t)_j} - x_{1(t-1)_j} \right| + \left| x_{1(t+1)_j} - x_{1(t)_j} \right| \right)}{\partial x_{1(t)_j}}, & \text{se } i = j. \end{cases} \quad (4.12)$$

Assim:

$$\frac{\partial h_i}{\partial x_{1(t)_j}} = \begin{cases} 2, & \text{se } x_{1(t)_j} > x_{1(t-1)_j} \text{ e } x_{1(t)_j} > x_{1(t+1)_j} \\ -2, & \text{se } x_{1(t)_j} < x_{1(t-1)_j} \text{ e } x_{1(t)_j} < x_{1(t+1)_j} \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (4.13)$$

de modo que:

M_t é uma matriz diagonal com os elementos de $\frac{\partial h}{\partial x_{1(t)}}$, cujos valores podem ser somente $\{-2, 0, 2\}$ durante o processo iterativo de solução, $M_t \in \mathbb{R}^{p \times p}$.

Deste modo, utilizar *solvers* comerciais como o IPOPT é um inconveniente para tratar tal restrição multiperíodo, pois se faz necessário alterar o cálculo de derivadas parciais

realizado pelo método.

Nesta pesquisa, portanto, propõe-se reformular tal restrição por meio do particionamento da mesma em três novas restrições contínuas e diferenciáveis em seus domínios, como mostrado:

$$h(x_{1(0)}, \dots, x_{1(\bar{t})}) = \sum_{t \in \mathbf{T}} \Delta \mathcal{X}_{1(t)} \leq S_{x_1} C_{x_1} \quad (4.14a)$$

$$\Delta \mathcal{X}_{1(t)} \geq x_{1(t+1)} - x_{1(t)}, \quad \forall t \in \mathbf{T} \quad (4.14b)$$

$$\Delta \mathcal{X}_{1(t)} \geq -(x_{1(t+1)} - x_{1(t)}), \quad \forall t \in \mathbf{T} \quad (4.14c)$$

de modo que $\Delta \mathcal{X}_{1(t)}$ é um vetor de variáveis auxiliares utilizado na contagem das operações de chaveamento, sendo $\Delta \mathcal{X}_{1(t)} \in \mathcal{R}_+^p, \forall t \in \mathbf{T}$.

Vale lembrar que, conforme mostrado no Seção 3.2, a metodologia proposta nesta pesquisa realiza a discretização das variáveis de controle por meio da função senoidal de penalização, e esta última resolve sucessivas iterações de atualização das amplitudes da penalidade até que valores no domínio dos números reais se aproximem suficientemente de valores no domínio dos discretos. Além disso, é válido ressaltar que a restrição de contagem do número de chaveamentos só possui significado quando as variáveis de controle estão efetivamente no domínio dos números discretos. Assim, a equação (4.14a) requer adição de um parâmetro $\mathcal{V}_1$ para relaxar a restrição enquanto a otimização ainda não possui variáveis $x_{1(t)}$ relativamente próximas de valores discretos. Tal parâmetro de relaxação é importante porque contribui para evitar problemas na varredura do espaço de busca de soluções principalmente nas primeiras iterações de atualização da amplitude das funções senoidais de penalização.

Por meio da inclusão de $\mathcal{V}_1$ à (4.14a), tem-se uma nova expressão dada como:

$$h(x_{1(0)}, \dots, x_{1(\bar{t})}) = \sum_{t \in \mathbf{T}} \Delta \mathcal{X}_{1(t)} \leq S_{x_1} C_{x_1} + \mathcal{V}_1 \quad (4.15)$$

em que $\mathcal{V}_1 \in \mathcal{R}^p$, sendo seus elementos obtidos pela seguinte expressão:

$$\mathcal{V}_1 = \vartheta_1 + \frac{1}{\eta + \vartheta_2} \quad (4.16)$$

O primeiro termo desta expressão – ϑ_1 – é um vetor de parâmetros, $\vartheta_1 \in \mathcal{R}^p$, que relaxa a restrição por um valor constante até a convergência final do problema. Tal relaxação é importante para facilitar a convergência do processo principalmente quando

se considera que $x_{1(t)}^*$ converge para um valor discreto dentro de uma tolerância $\pm\epsilon$. Em testes numéricos evidenciou-se que a ausência deste termo cria limitações para o método atingir a convergência, podendo até impossibilitar. O segundo termo $-\vartheta_2$ – por sua vez, é um vetor de parâmetros, $\vartheta_2 \in \mathcal{R}^p$, que foi modelado para não prejudicar a convergência do método principalmente enquanto houver pequena, ou nenhuma, penalização das funções senoidais na função objetivo original. Para tal, tem-se que:

$$\frac{1}{(\eta + \vartheta_2)} \longrightarrow \begin{cases} \infty, & \text{se } \eta \rightarrow 0; \\ 0, & \text{se } \eta \rightarrow \infty. \end{cases} \quad (4.17)$$

Valores típicos encontrados em sucessivos testes para $\vartheta_{1(p)}$ e $\vartheta_{2(p)}$ são, respectivamente, 0,5 e 0,042 ($= 1/\bar{t} = 1/24$).

4.2.3 Aplicação do MPI PDBL com Variáveis Contínuas e Discretas na Otimização Volt/Var

Para aplicar o MPI PDBL no problema (4.11), inserem-se nas restrições de desigualdade as variáveis de folga e de excesso, sendo estas não negativas, como segue:

$$x_{1(t)} + s_{u1(t)} = \bar{x}_{1(t)}, \quad (4.18a)$$

$$x_{1(t)} - s_{l1(t)} = \underline{x}_{1(t)}, \quad (4.18b)$$

$$x_{2(t)} + s_{u2(t)} = \bar{x}_{2(t)}, \quad (4.18c)$$

$$x_{2(t)} - s_{l2(t)} = \underline{x}_{2(t)}, \quad (4.18d)$$

$$h(x_{1(0)}, x_{1(1)}, \dots, x_{1(23)}) + s_{n0} = S_{x_1} C_{x_1}, \quad (4.18e)$$

$$\Delta \mathcal{X}_{1(t)} - s_{n1} = x_{1(t+1)} - x_{1(t)}, \quad (4.18f)$$

$$\Delta \mathcal{X}_{1(t)} - s_{n2} = -(x_{1(t+1)} - x_{1(t)}), \quad (4.18g)$$

$$s_{u1(t)}, s_{l1(t)}, s_{u2(t)}, s_{l2(t)}, s_{n0}, s_{n1}, s_{n2} \geq 0, \quad (4.18h)$$

em que: $s_{u1(t)}$, $s_{u2(t)}$ e s_n são as variáveis de folga, $s_{l1(t)}$, $s_{l2(t)}$, s_{n1} e s_{n2} são as de excesso; $s_{u1(t)}$, $s_{l1(t)}$, s_{n0} , s_{n1} , $s_{n2} \in \mathcal{R}^p$ e $s_{u2(t)}$, $s_{l2(t)} \in \mathcal{R}^q$.

Neste método a função Lagrangiana é associada com as restrições de igualdade (4.11a) e todo o conjunto (4.18). A função barreira logarítmica é usada para eliminar a não negatividade das variáveis de folga e de excesso em (4.18h). A função senoidal de penalização (3.15) é utilizada para a discretização de variáveis. A função objetivo aumentada, por-

tanto, será:

$$\begin{aligned}
L = & \sum_{t \in \mathcal{T}} \left\{ L_t + \gamma \sum_{j=1}^p \left[\text{sen} \left(\frac{x_{1(t)j}}{x_{1(t)j}^{sup} - x_{1(t)j}^{inf}} \pi + \alpha \right) \right]^{2\beta} \right\} \\
& - \lambda_{n0}^T \left[h(x_{1(0)}, x_{1(1)}, \dots, x_{1(23)}) + s_{n0} - S_{x_1} C_{x_1} \right] \\
& - \lambda_{n1}^T \left[\Delta \mathcal{X}_{1(t)} - s_{n1} - x_{1(t+1)} + x_{1(t)} \right] \\
& - \lambda_{n2}^T \left[\Delta \mathcal{X}_{1(t)} - s_{n2} + x_{1(t+1)} - x_{1(t)} \right] \\
& - \mu \sum_{j=1}^p \ln(s_{n0j} + s_{n1j} + s_{n2j})
\end{aligned} \tag{4.19}$$

onde

$$\begin{aligned}
L_t = & f(x_{1(t)}, x_{2(t)}, x_{3(t)}) - \lambda_{(t)}^T g(x_{1(t)}, x_{2(t)}, x_{3(t)}) \\
& - \lambda_{u1(t)}^T (x_{1(t)} + s_{u1(t)} - \bar{x}_{1(t)}) \\
& - \lambda_{l1(t)}^T (x_{1(t)} - s_{l1(t)} - \underline{x}_{1(t)}) \\
& - \lambda_{u2(t)}^T (x_{2(t)} + s_{u2(t)} - \bar{x}_{2(t)}) \\
& - \lambda_{l2(t)}^T (x_{2(t)} - s_{l2(t)} - \underline{x}_{2(t)}) \\
& - \mu \sum_{j=1}^p (\ln s_{u1(t)j} + \ln s_{l1(t)j}) \\
& - \mu \sum_{j=1}^q (\ln s_{u2(t)j} + \ln s_{l2(t)j})
\end{aligned} \tag{4.20}$$

sendo:

- λ o vetor de multiplicadores de Lagrange das restrições de igualdade (4.11a) e todo o conjunto (4.18), $\lambda_{(t)} \in \mathcal{R}^{(2n-2)}$; $\lambda_{u1(t)}$, $\lambda_{l1(t)}$, $\lambda_n \in \mathcal{R}^p$; $\lambda_{u2(t)}$, $\lambda_{l2(t)} \in \mathcal{R}^q$;
- μ o parâmetro de penalidade da função barreira, $\mu \in \mathcal{R}_+^*$.

A abordagem padrão do MPI é baseada nas condições de KKT para (4.19), o que requer que exista a derivada de $h(x_{1(0)}, x_{1(1)}, \dots, x_{1(\bar{t})})$ com relação a $x_{1(t)}$, $\forall t$.

Aplicando o método de Newton-Raphson para resolver as condições de KKT, tem-se de (4.19) que:

$$L_{x_1(t)} = \nabla f_{x_1(t)} - \nabla g_{x_1(t)}^T \lambda(t) - \lambda_{u1(t)} - \lambda_{l1(t)} - \nabla h_{x_1(t)} \lambda_{n0} + \lambda_{n1} - \lambda_{n2} + \nabla \psi_{x_1(t)} = 0 \quad (4.21a)$$

$$L_{x_2(t)} = \nabla f_{x_2(t)} - \nabla g_{x_2(t)}^T \lambda(t) - \lambda_{u2(t)} - \lambda_{l2(t)} = 0 \quad (4.21b)$$

$$L_{x_3(t)} = \nabla f_{x_3(t)} - \nabla g_{x_3(t)}^T \lambda(t) = 0 \quad (4.21c)$$

$$L_{\lambda(t)} = -g(x_1(t), x_2(t), x_3(t)) = 0 \quad (4.21d)$$

$$L_{\lambda_{u1(t)}} = x_1(t) + s_{u1(t)} - \bar{x}_1(t) = 0 \quad (4.21e)$$

$$L_{\lambda_{l1(t)}} = x_1(t) - s_{l1(t)} - \underline{x}_1(t) = 0 \quad (4.21f)$$

$$L_{\lambda_{u2(t)}} = x_2(t) + s_{u2(t)} - \bar{x}_2(t) = 0 \quad (4.21g)$$

$$L_{\lambda_{l2(t)}} = x_2(t) - s_{l2(t)} - \underline{x}_2(t) = 0 \quad (4.21h)$$

$$L_{s_{u1(t)}} = S_{u1(t)} Y_{u1(t)} e_1 + \mu e_1 = 0 \quad (4.21i)$$

$$L_{s_{l1(t)}} = S_{l1(t)} Y_{l1(t)} e_1 - \mu e_1 = 0 \quad (4.21j)$$

$$L_{s_{u2(t)}} = S_{u2(t)} Y_{u2(t)} e_2 + \mu e_2 = 0 \quad (4.21k)$$

$$L_{s_{l2(t)}} = S_{l2(t)} Y_{l2(t)} e_2 - \mu e_2 = 0 \quad (4.21l)$$

$$L_{\lambda_{n0}} = \sum_{t \in T} \Delta \mathcal{X}_1(t) + s_{n0} - S_{x_1} C_{x_1} = 0 \quad (4.21m)$$

$$L_{\lambda_{n1}} = -\Delta \mathcal{X}_1(t) + s_{n1} + x_{1(t+1)} - x_{1(t)} = 0 \quad (4.21n)$$

$$L_{\lambda_{n2}} = -\Delta \mathcal{X}_1(t) + s_{n2} - x_{1(t+1)} + x_{1(t)} = 0 \quad (4.21o)$$

$$L_{s_n} = S_{n0} Y_{n0} e_1 + \mu e_1 = 0 \quad (4.21p)$$

$$L_{s_n} = S_{n1} Y_{n1} e_1 + \mu e_1 = 0 \quad (4.21q)$$

$$L_{s_n} = S_{n2} Y_{n2} e_1 + \mu e_1 = 0 \quad (4.21r)$$

sendo: $\nabla f_{x_1(t)}$, $\nabla f_{x_2(t)}$, $\nabla f_{x_3(t)}$, $\nabla g_{x_1(t)}$, $\nabla g_{x_2(t)}$ e $\nabla g_{x_3(t)}$ os gradientes de $f(x_1(t), x_2(t), x_3(t))$ e $g(x_1(t), x_2(t), x_3(t))$, respectivamente; $e_1 = [1 \dots 1]^T \in \mathbb{R}^p$ e $e_2 = [1 \dots 1]^T \in \mathbb{R}^q$; e $S_{u1(t)}$, $S_{l1(t)}$, $S_{u2(t)}$, $S_{l2(t)}$, S_{n0} , S_{n1} , S_{n2} , $Y_{u1(t)}$, $Y_{l1(t)}$, $Y_{u2(t)}$, $Y_{l2(t)}$, Y_{n0} , Y_{n1} e Y_{n2} são matrizes diagonais de elementos s e λ , respectivamente.

Usando o método de Newton para resolver as equações (4.21), e depois de alguns rearranjos, obtém-se a equação de correção “reduzida” (4.22), pelo qual todas as variáveis

de folga e alguns multiplicadores de Lagrange foram eliminados, assim:

$$\begin{bmatrix} A_{(0,0)} & 0 & 0 & 0 & A_{(0,n)} \\ 0 & A_{(1,1)} & 0 & 0 & A_{(1,n)} \\ 0 & 0 & \ddots & 0 & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & A_{(\bar{l},\bar{l})} & A_{(\bar{l},n)} \\ A_{(n,0)} & A_{(n,1)} & \cdots & A_{(n,\bar{l})} & A_{(n,n)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta z_{(0)} \\ \Delta z_{(1)} \\ \vdots \\ \Delta z_{(23)} \\ \Delta \lambda_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_{(0)} \\ b_{(1)} \\ \vdots \\ b_{(23)} \\ b_n \end{bmatrix}; \quad (4.22)$$

em que: $A_{(t,t)} \in \mathcal{R}^{(p+q+3n) \times (p+q+3n)}$, $\forall t$ são matrizes simétricas; $b_{(t)} \in \mathcal{R}^{p+q+3n}$; $\Delta z_{(t)} = [\Delta x_{1(t)} \quad \Delta x_{2(t)} \quad \Delta x_{3(t)} \quad \Delta \lambda_{(t)}]^T_{1 \times (p+q+3n)}$, sendo definidos por:

$$A_{(t,t)} = \begin{bmatrix} \bar{w}_{11(t)} & w_{12(t)} & w_{13(t)} & -\nabla g_{x_{1(t)}}^T \\ w_{21(t)} & \bar{w}_{22(t)} & w_{23(t)} & -\nabla g_{x_{2(t)}}^T \\ w_{31(t)} & w_{32(t)} & w_{33(t)} & -\nabla g_{x_{3(t)}}^T \\ -\nabla g_{x_{1(t)}} & -\nabla g_{x_{2(t)}} & -\nabla g_{x_{3(t)}} & 0 \end{bmatrix}; \quad (4.23a)$$

$$\bar{w}_{11(t)} = \omega_{11(t)} + S_{l1(t)0}^{-1} Y_{l1(t)0} - S_{u1(t)0}^{-1} Y_{u1(t)0} + \nabla \psi_{x_{1(t)} x_{1(t)}}^2; \quad (4.23b)$$

$$\bar{w}_{22(t)} = \omega_{22(t)} + S_{l2(t)0}^{-1} Y_{l2(t)0} - S_{u2(t)0}^{-1} Y_{u2(t)0}; \quad (4.23c)$$

$$\omega_{kj(t)} = \nabla^2 f_{x_{k(t)} x_{j(t)}} - \sum_{i=1}^{2n} \lambda_{i(t)} \nabla^2 g_{i x_{k(t)} x_{j(t)}}; \quad (4.23d)$$

$$\omega_{jk(t)} = \omega_{jk(t)} \therefore k, j = 1, 2, 3; \quad (4.23e)$$

$$\Delta z_{(t)} = [\Delta x_{1(t)} \quad \Delta x_{2(t)} \quad \Delta x_{3(t)} \quad \Delta \lambda_{(t)}]^T_{1 \times (p+q+3n)}; \quad (4.23f)$$

$$b_{(t)} = [B_{1(t)} \quad B_{2(t)} \quad -L_{x_{3(t)0}} \quad -L_{\lambda_{(t)0}}]^T_{1 \times (p+q+3n)}; \quad (4.23g)$$

e

$$\begin{aligned} B_{1(t)} &= -L_{x_{1(t)0}} - S_{u1(t)0}^{-1} (L_{s_{u1(t)0}} - Y_{u1(t)0} L_{\lambda_{u1(t)0}}) \\ &\quad - S_{l1(t)0}^{-1} (L_{s_{l1(t)0}} + Y_{l1(t)0} L_{\lambda_{l1(t)0}}), B_{1(t)} \in \mathcal{R}^p; \end{aligned} \quad (4.23h)$$

$$\begin{aligned} B_{2(t)} &= -L_{x_{2(t)0}} - S_{u2(t)0}^{-1} (L_{s_{u2(t)0}} - Y_{u2(t)0} L_{\lambda_{u2(t)0}}) \\ &\quad - S_{l2(t)0}^{-1} (L_{s_{l2(t)0}} + Y_{l2(t)0} L_{\lambda_{l2(t)0}}), B_{2(t)} \in \mathcal{R}^q; \end{aligned} \quad (4.23i)$$

$$A_{(n,t)} = A_{(t,n)}^T = [M_t \mid 0]_{p \times (p+q+3n)}, A_{(n,t)} \in \mathcal{R}^{p \times (p+q+3n)}; \quad (4.23j)$$

$$A_{(n,n)} = Y_{n0}^{-1} S_{n0} I, A_{(n,n)} \in \mathcal{R}^{p \times p}; \quad (4.23k)$$

$$b_n = L_{\lambda_{n0}} - Y_{n0}^{-1} L_{s_{n0}}, b_n \in \mathcal{R}^p; \quad (4.23l)$$

de modo que: $\nabla^2 f_{x_k(t)x_j(t)}$, $\nabla^2 g_{x_k(t)x_j(t)}$ e $\nabla \psi_{x_1(t)x_1(t)}^2$ são as correspondentes hessianas de $f(x_1(t), x_2(t), x_3(t))$, $g(x_1(t), x_2(t), x_3(t))$ e $\psi(x_1(t))$; $L_{x_1(t)0}$, $L_{x_2(t)0}$, $L_{x_3(t)0}$, $L_{\lambda(t)0}$, $L_{\lambda_{u1}(t)0}$, $L_{\lambda_{l1}(t)0}$, $L_{\lambda_{u2}(t)0}$, $L_{\lambda_{l2}(t)0}$, $L_{s_{u1}(t)0}$, $L_{s_{l1}(t)0}$, $L_{s_{u2}(t)0}$, $L_{s_{l2}(t)0}$, $L_{\lambda_{n0}}$ e $L_{s_{n0}}$ denotam os resíduos das equações (4.21) no ponto $(x_1(t)0, x_2(t)0, x_3(t)0, \lambda(t)0, \lambda_{u1}(t)0, \lambda_{l1}(t)0, \lambda_{u2}(t)0, \lambda_{l2}(t)0, s_{u1}(t)0, s_{l1}(t)0, s_{u2}(t)0, s_{l2}(t)0, \lambda_{n0}, s_{n0})$; e $I \in \mathbb{R}^{p \times p}$ é uma matriz identidade.

4.2.4 Algoritmo

O algoritmo do método PDBL associado com a função senoidal de penalização para resolução de problemas de PNLCD é apresentado a seguir:

Passo inicial

- 1) Defina uma tolerância ξ dos *mismatches* de potências ativas e reativas para o PDBL;
- 2) Escolha uma solução inicial $(x_{(t)}^0, s_{(t)}^0, \lambda_{(t)}^0)$ para as variáveis do problema, satisfazendo as equações (4.18);
- 3) Faça $\eta = 0$;
Especifique um valor inicial para o parâmetro $\gamma^{(0)}$;
Defina os parâmetros α e β da função ψ ; um fator $c > 1$ para (3.18) e uma tolerância ε para a discretização (3.19);

Passo Iterativo

- 4) Faça $iter = 0$;
- 5) Dado o problema (4.11), construa a função objetivo aumentada (4.19);
- 6) Se as condições de otimalidade de KKT (apresentadas na Subseção 3.1.1), e modificadas conforme (3.11), forem satisfeitas respeitando a tolerância ξ para todo intervalo t , siga para o passo 8); caso contrário, siga ao passo 7);
- 7) Determine o sistema (4.22) e resolva-o;
Com a obtenção de $(\Delta z_{(0)}, \dots, \Delta z_{(23)}, \Delta \lambda_n)$, atualize as variáveis por (3.8), sendo α_p e α_d determinados pelo filtro de busca unidimensional, e o parâmetro μ por (3.13);
Faça $iter = iter + 1$ e retorne para o passo 6).

8) Se $|x_1^* - x_1'| < \varepsilon$ de acordo com (3.19), **pare**;

Caso contrário, faça $\gamma^{(\eta+1)} = c\gamma^{(\eta)}$ e $\eta = \eta + 1$;

Volte para o passo 4), sendo a solução $(x^{(\eta)}, s^{(\eta)}, \lambda^{(\eta)})$ a estimativa inicial para $(x^{(\eta+1)}, s^{(\eta+1)}, \lambda^{(\eta+1)})$.

Vale ressaltar que este algoritmo é genérico, pois *solvers* comerciais incorporam funções adicionais para o aumento do desempenho computacional durante o processo de convergência.

4.2.5 Análise da Abordagem

A abordagem proposta neste trabalho é caracterizada como um algoritmo centralizado, pois as variáveis de estado e de controle são ajustadas para todo o período $\mathbf{T}$ em um único sistema de equações. Optou-se por uma abordagem, com tal característica, porque a restrição multiperíodo de limitação no número de chaveamentos relaciona o estado das variáveis de controle para distintos intervalos de tempo. Isto significa que, *a priori*, para que houvesse a resolução do problema por meio de um algoritmo descentralizado, técnicas de recursividade de programação dinâmica fossem utilizadas.

Quanto à montagem da matriz Hessiana da Lagrangiana para a atualização das variáveis, conforme sistema de equações (4.22), esta é numericamente e estruturalmente simétrica e esparsa, o que viabiliza reduzir a complexidade computacional no processo iterativo. Dentre as diversas técnicas de esparsidade que poderiam ser utilizadas, optou-se pelo *solver* MA57 devido a sua eficiência comprovada e robustez. Além disso, uma das novidades desta pesquisa é a utilização da função senoidal de penalização para o tratamento das variáveis discretas em redes de distribuição, pois sua aplicação é muito recente para a resolução de problemas de natureza inteiro-mista por meio de PNL.

A fim de facilitar o entendimento da abordagem utilizada neste trabalho, considere um sistema-teste radial de distribuição de 13 barras (*S13*), e 3 laterais, conforme Figura 4.7, e suponha que se deseja realizar a OVV deste sistema.

Um dos requisitos básicos é que o perfil de carga seja previamente conhecido e aproximado para valores discretos. Assim, suponha que o *S13* esteja sujeito a um perfil de carga variante no tempo que, de acordo com a Figura 4.8, foi aproximado por valores médios horários.

Figura 4.7: Sistema radial de 13 barras (*S13*).

Figura 4.8: Perfil de carga diário do *S13* com medições no intervalo de 10 minutos e valor discretizado em média horária.

O algoritmo proposto resolve pelo sistema de equações (4.22), em um único sistema do tipo $Ax = b$, o *S13* para um período de 24 horas, ou seja, 24 fluxos de potência são solucionados em um único sistema de equações. Isto é um dos desafios que esta pesquisa incorpora, pois esta restrição que limita o número de chaveamentos dos dispositivos de controle (restrição multiperíodo) ao longo do dia é a responsável por criar uma interdependência entre as soluções dos diferentes fluxos de potência. Neste contexto, se os limites $MAXC$ e $MAXT$ forem muito grandes, cada fluxo de potência terá solução ótima independente entre si. Por outro lado, na medida em que tais limites são decrescidos, maior é a interdependência no cálculo dos fluxos de potência, de modo que valores pequenos para $MAXC$ e/ou $MAXT$ podem até tornar o problema infactível.

A fim de melhor justificar a escolha pelo algoritmo centralizado, na Figura 4.9 são apresentados dois esquemas representativos de como processar a resolução de um problema

de OVV tomando como exemplo o *S13* – no primeiro caso (a) considerando a OVV sendo processada por um algoritmo descentralizado e sem a restrição multiperíodo, e no segundo caso (b) considerando a OVV sendo processada por um algoritmo centralizado e com a restrição multiperíodo.

Figura 4.9: Esquema representativo de resolução do problema de OVV no *S13* (a) sem restrição multiperíodo e por um algoritmo descentralizado, e (b) com restrição multiperíodo e por um algoritmo centralizado.

Em problemas sem restrição multiperíodo, os algoritmos descentralizados são vantajosos porque agregam a possibilidade do processamento paralelo e a consequente redução da complexidade computacional e do tempo de processamento. Nestes casos – como ilustrado no item (a) da Figura 4.9 – cada Unidade de Processamento do Motor de Otimização (UPMO) resolve o fluxo de potência para cada intervalo de tempo, o que permite maximizar a utilização da capacidade de processamento e diminuir a dimensão de cada problema a ser resolvido. Por outro lado, quando há uma restrição que limita a ação das variáveis de controle para os diferentes períodos de tempo, descentralizar o processamento torna-se um inconveniente. No item (b) da Figura 4.9, portanto, é ilustrado o algoritmo centralizado que é utilizado na abordagem proposta por esta pesquisa.

A fim de fazer uma avaliação a respeito da dimensão do problema a ser resolvido por um algoritmo centralizado e um descentralizado, analise a matriz Hessiana da Lagrangiana no sistema de equações (4.22), pois é na montagem e resolução deste sistema que o esforço

computacional é mais intenso. Assim, tem-se que a dimensão da Hessiana é calculada como:

$$\text{Dimensão} = [p + q + 3n] \times \bar{t} + p \quad (4.24)$$

Supondo que a rede da Figura 4.7, constituída de $n = 13$ barras e $\bar{t} = 24$ períodos de tempo, necessite de um esquema de operação ótimo para quatro variáveis de controle ($p = 4$), sendo dois bancos de capacitores chaveados e dois transformadores com comutação de *tap*. A dimensão desta matriz será, portanto:

$$\text{Dimensão} = [4 + 14 + 3 \times 13] \times 24 + 4 = 1372, \quad (4.25)$$

enquanto que para um único intervalo, $\text{Dimensão}_{(\bar{t}=1)} = 4 + 14 + 3 \times 13 = 57$, pois para $\bar{t} = 1$ o último termo “+ p ” de (4.24) deve ser suprimido, já que não existem as restrições multiperíodo e as Hessianas das Lagrangianas se restringiriam somente às matrizes $A_{(t,t)}$.

Tendo em vista tal aumento na dimensão do problema de 24 subproblemas com matrizes de dimensão 57×57 (algoritmo descentralizado), para um único problema de dimensão 1372×1372 (algoritmo centralizado), faz-se necessário entender que isto não necessariamente prejudica a capacidade do algoritmo de otimização de atingir a convergência. Por isto, será mostrado nos resultados apresentados no Capítulo 5 que a abordagem centralizada é eficaz para os propósitos desta pesquisa.

4.3 Considerações Finais

A abordagem para a resolução do problema de OVV com limitação no número de chaveamentos dos dispositivos de controle é realizada prioritariamente para determinar os estados das variáveis de controle para cada intervalo de tempo, a fim de minimizar as perdas ativas totais ao longo dos sistemas de distribuição de energia. Neste cenário, é importante deixar claro que não se definiu uma estratégia para a sequência de chaveamentos entre os sucessivos intervalos, ressaltando que o estudo para determinação destas estratégias não é o alvo desta pesquisa.

No próximo capítulo são apresentadas as simulações computacionais utilizando o algoritmo proposto.

Resultados Numéricos

Neste capítulo são apresentados os resultados para resolução dos problemas de OVV em redes de distribuição com variáveis contínuas e discretas. Sistemas de 10, 69, 135 e 442 barras foram utilizados nesta avaliação. Os dados correspondentes às impedâncias nos ramos e às potências ativas e reativas diárias máximas para todas as barras destes sistemas estão contidos no Apêndice A, exceto para o sistema de 442 barras que, por questões de confidencialidade, não podem ser exibidos.

Esses resultados foram obtidos a partir da implementação do problema de PNLCD na linguagem para modelagem de problemas matemáticos GAMS – *General Algebraic Modeling Systems* (www.gams.com). As condições necessárias de otimalidade do problema foram resolvidas pelo *solver* IPOPT (WÄCHTER; BIEGLER, 2006).

5.1 Considerações Iniciais

A fim de verificar a eficácia dos modelos e metodologia propostos, os três estudos de casos – um sistema radial de 10 barras sem laterais (GRAINGER; LEE, 1982); um sistema radial de 69 barras com 7 laterais (BARAN; WU, 1989) e um sistema radial de 135 barras (KAVASSERI; ABABEI, 2014) – foram utilizados para teste tendo como base as seguintes considerações:

- a tensão na subestação (SE) no valor de $V_{SE} = 1 pu$ e a potência base $S_{base} = 1000 kVA$;
- a magnitude de tensão em todas as barras deve estar entre 0,93 p.u. e 1,05 p.u.;

- ❑ a tolerância especificada para os *mismatches* das equações de balanço de potência ativa ou reativa é de $\xi_{IPOP} = 10^{-8}$ (GAMS Development Corporation, 2013);
- ❑ a tolerância especificada para a convergência das variáveis discretas foi definida para $\varepsilon = 0,0005$;
- ❑ os parâmetros utilizados na função senoidal foram especificados para os seguintes valores: $\alpha = 0$; $\beta = 1$; $c = 3,5$ ou $c = 7,0$; e $\gamma^{(0)} = 10^{-5}$ ou $\gamma^{(0)} = 10^{-6}$;
- ❑ os bancos de capacitores assumem um dos seguintes valores discretos $\{0; 300; 600; 900; 1200\}$ kVAr, cujos passos são de 300 kVAr;
- ❑ os *taps* dos transformadores assumem um dos seguintes valores discretos $\{0,90; \dots; 0,99375; 1,00; 1,00625; \dots; 1,1\}$, cujos passos são de 0,00625;
- ❑ os intervalos de tempo foram divididos de acordo com as médias horárias de um dia $\{0; 1; 2; \dots; 22; 23\}$ horas, cujos passos são de 1 hora;
- ❑ os transformadores nas barras de carga não são representados, sendo as cargas modeladas como de potência constante no lado de alta tensão, o que é uma consideração razoável dado que o objetivo da otimização é processado a cada hora.

O sistema radial de 442 barras, por se tratar de um sistema real localizado no noroeste da Inglaterra, possui características diferentes dos citados anteriormente (sistemas-teste), e tais características serão detalhadas na Seção 5.5 deste capítulo.

As simulações computacionais foram realizadas em um microcomputador Dell Optiplex 380, Intel® Core™ 2 Duo, 3,00 GHz, e 3,25 GB de RAM, do Laboratório de Análise de Sistemas de Energia Elétrica (LASEE) – Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC / USP).

5.2 Sistema de 10 Barras

O sistema de 10 barras (*S10*) original de Grainger e Lee (1982) possui as seguintes características: 1 barra de geração (*slack*); 9 barras de carga; 9 linhas de distribuição e 0 laterais. A tensão base do sistema é $V_{base} = 23,00$ kV.

Para possibilitar o estudo da operação de elementos chaveados, foram inseridos 5 bancos de capacitores constituídos com 4 conjuntos de 300 kVAr cada. Na Figura 5.1

tem-se o diagrama unifilar da rede com a indicação das 5 barras que possuem bancos de capacitores *shunt* instalados.

Figura 5.1: Sistema radial de 10 barras (*S10*).

A alocação dos bancos de capacitores pode ser feita tanto por metodologias de alocação ótima como por atribuição, sem perda de generalidade. Neste estudo de caso a escolha foi atribuída nas barras 6, 7, 8, 9 e 10 a fim de avaliar a operação desses dispositivos por meio da metodologia proposta.

As curvas de carregamento diário consideradas para o *S10*, por sua vez, são mostradas na Figura 5.2.

Figura 5.2: Potências ativas e reativas totais demandadas pelo *S10*.

Estas curvas foram montadas somente com três níveis de carga $\{leve, média, pesada\}$. Os níveis de carga foram obtidos por meio de fatores multiplicadores das potências ativas e reativas nodais apresentados na Tabela A.1 (Apêndice A). Tais fatores, definidos como

constantes de proporcionalidade, foram escolhidos com os valores de $\{0,30; 0,50; 0,70\}$, respectivamente.

Aplicando o algoritmo proposto apresentado na Subseção 4.2.4 no GAMS, os estados das variáveis de controle $b_{k(t)}^{sh}$ obtidos são apresentados na Tabela 5.1, e a restrição que limita o número de chaveamentos é desconsiderada ($MAXC = \infty$), a princípio.

Tabela 5.1: Chaveamento dos bancos de capacitores no *S10* – valores contínuos.

Barra	b_k^{sh} (p.u.)				
	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4
6	0,53	0,96	0,96	1,20	0,53
7	0,04	0,09	0,09	0,95	0,04
8	0,03	0,05	0,05	0,12	0,03
9	0,05	0,09	0,09	0,17	0,05
10	0,07	0,12	0,12	0,58	0,07

Quando os valores da Tabela 5.1 são todos discretizados adequadamente pela função senoidal, o resultado final do chaveamento dos bancos de capacitores no *S10* para cada intervalo de tempo é mostrado na Figura 5.3 por meio de um gráfico de barras empilhadas.

Figura 5.3: Chaveamento dos bancos de capacitores no *S10* – valores discretos.

Quanto à contagem do número de chaveamentos, da Figura 5.3 é possível extrair o número de chaveamentos dos bancos de capacitores no horizonte de tempo de t_0 a t_4 . Tomando como exemplo os estados das variáveis de controle da barra 6, tem-se que $b_{6(t)}^{sh} = \{0,6; 0,9; 0,9; 1,2; 0,6\}$ p.u. Desta maneira, por meio da equação (2.4), é possível

obter que o n^o de chaveamentos = $\sum_{t_1}^{t_4} \left| \frac{b_{6(t)}^{sh} - b_{6(t-1)}^{sh}}{\text{passo discreto do } b_{6(t)}^{sh}} \right| = \left| \frac{0,9-0,6}{0,3} \right| + \left| \frac{0,9-0,9}{0,3} \right| + \left| \frac{1,2-0,9}{0,3} \right| + \left| \frac{0,6-1,2}{0,3} \right| = 1 + 0 + 1 + 2 = 4$. Analogamente, tem-se que nas barras 6, 7, 8, 9 e 10 houveram 4, 6, 0, 2 e 4 operações de chaveamento, respectivamente.

As variáveis de estado referentes à magnitude da tensão, considerando os controles ajustados pelos valores discretos da Figura 5.3, são ilustrados na Figura 5.4 para os respectivos níveis de carga (leve, média e pesada).

Figura 5.4: Magnitudes de tensão (p.u.) na carga leve (t_0), média (t_1) e pesada (t_3) do S10.

Com base nos resultados da Figura 5.4, identifica-se que todas as barras respeitaram os limites de inferior e superior de 0,93 e 1,05 p.u., respectivamente.

É interessante notar como se comportam os fluxos de potência ativa e reativa nos ramos $k - m$ durante os intervalos de carga leve (t_0, t_4), média (t_1, t_2) e pesada (t_3), conforme ilustrado na Figura 5.5.

Na operação dos bancos de capacitores para os diferentes níveis de carga, os fluxos de potência ativa não alteram a sua direção, fluindo sempre a jusante da subestação. Já nos fluxos de potência reativa, foi necessário injetar energia reativa suficiente para garantir que os níveis de tensão estivessem acima de 0,93 p.u., o que causou um fluxo reverso desde o ramo 9 – 10 até o ramo 3 – 4. Isto, embora necessário devido a restrição operacional de limites de tensão, é uma consequência indesejada que pode aumentar as perdas ativas totais ao invés de diminuir.

Figura 5.5: Fluxos de potência ativa e reativa nos ramos $k - m$ na carga leve (t_0, t_4), média (t_1, t_2) e pesada (t_3) do S10.

5.3 Sistema de 69 Barras

O sistema de 69 barras (S69) original de Baran e Wu (1989) possui as seguintes características: 1 barra de geração (slack); 68 barras de carga, sendo somente 48 efetivamente com algum carregamento; 68 linhas de distribuição; e 7 laterais. A tensão base do sistema é $V_{base} = 12,66$ kV.

Para possibilitar o estudo da operação de elementos chaveados, foram inseridos 10 bancos de capacitores constituídos com 2, 3 ou 4 conjuntos de 300 kVar cada e 1 transformador com comutação de *tap* sob carga instalado na subestação, adicionando um nó 0 ao sistema e criando um ramo 0 – 1 com resistência e reatância, respectivamente, de 0,2017 e $1,6133 \Omega$, conforme sugerido em Mohapatra, Bijwe e Panigrahi (2014). Na Figura 5.6 tem-se o diagrama unifilar da rede com a indicação das 10 barras que possuem bancos de capacitores *shunt* instalados.

De acordo com a Figura 5.6, os bancos de capacitores foram instalados nas barras 9, 19, 31, 37, 40, 47, 52, 55, 57 e 65; de modo que nas barras 37 e 52 existem 3 e 4 conjuntos de 300 kVar, respectivamente, enquanto que nas demais barras há somente 2 conjuntos de 300 kVar. A alocação de capacitores foi determinada conforme seleção utilizada no “PG&E 69-Bus Systems”, do trabalho de Liu, Canizares e Huang (2009). As curvas de carregamento diário foram divididas em 6 tipos, de **A** até **F**, como mostra a Figura 5.7.

Figura 5.6: Sistema radial de 69 barras (*S69*).

Tais valores foram extraídos por meio do software TECHDIG⁴ sobre a “curva de valores de carga típicos” apresentada em Liu, Canizares e Huang (2009), que é resultado da normalização da potência real medida na cidade de Guangzhou, China, com respeito aos valores diários máximos. Como o *software* requer que o usuário obtenha as coordenadas (x, y) de cada ponto manualmente, os valores extraídos incorporam pequenos erros na ordem de 10^{-2} , aproximadamente, em relação aos dados reais, mas que de forma alguma comprometem qualquer tipo de análise mais adiante.

Vale ressaltar que o gráfico da referência (LIU; CANIZARES; HUANG, 2009) possui pontos espaçados a cada 30 minutos, logo a Figura 5.7 é resultado da média horária destes pontos. Neste cenário, cada curva representa a variação das cargas apresentadas na Tabela A.3 (Apêndice A) conforme o “tipo” pelo qual cada barra pertence, sendo:

⁴*TechDig Version 1.1b* é uma ferramenta registrada sob autoria de Ronald B. Jones no ano de 1994 para digitalização de dados a partir de imagens. *TechDig* pode importar imagens de “.pcx” ou “.bmp”, cujos gráficos ou mapas contidos nestas podem ter quaisquer pontos (x, y) de interesse extraídos manualmente pelo usuário com relação à (x^{origem}, y^{origem}) .

Figura 5.7: Curvas de carga diária típicas.

- Tipo A: barras 59, 60, 62-64, 66, 68 e 69;
- Tipo B: barras 42-44, 48, 50, 51 e 53-56;
- Tipo C: barras 37, 38 e 39;
- Tipo D: barras 40, 41, 57 e 58;
- Tipo E: barras 28, 29 e 33-35; e
- Tipo F: barras 6-18, 20-22, 24, 26 e 27.

Assume-se um fator de potência constante em todas as barras e, de acordo com a variação de carga apresentada, mostra-se na Figura 5.8 as potências ativas e reativas totais demandadas pelo *S69*.

Aplicando o algoritmo proposto apresentado na Subseção 4.2.4 no GAMS e desconsiderando a restrição que limita o número de chaveamentos ($MAXT$ e $MAXC = \infty$), os estados das variáveis de controle de ajustes nas susceptâncias *shunt* ($b_{k(t)}^{sh}$) dos capacitores são apresentados na Tabela 5.2 e os *taps* do transformador na subestação na Tabela 5.3. O processo de convergência de valores contínuos para valores discretos por meio da utilização da função senoidal de penalização são apresentados na Tabela 5.4 para o intervalo de tempo t_{17} .

Tabela 5.2: Chaveamento dos bancos de capacitores no *S69* – valores contínuos.

Barra	t0	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	b_k^{sh} (p.u.)		t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23
9	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,06	0,06	0,08	0,09	0,09	0,08	0,06
19	0,15	0,14	0,13	0,12	0,12	0,12	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13	0,14	0,14	0,13	0,14	0,14	0,16	0,21	0,23	0,24	0,22	0,17
31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
40	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02
47	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13	0,16	0,25	0,27	0,27	0,27	0,24	0,22	0,22	0,25	0,25	0,23	0,19	0,19	0,19	0,17	0,16	0,15
52	0,56	0,54	0,51	0,52	0,51	0,50	0,55	0,67	1,01	1,07	1,09	1,06	0,97	0,88	0,89	1,01	1,02	0,92	0,78	0,79	0,78	0,72	0,68	0,64
55	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,14	0,15	0,15	0,14	0,11
57	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,10	0,10	0,11	0,10	0,08
65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 5.3: Chaveamento dos *taps* do transformador da subestação no *S69* – valores contínuos.

Ramo	t0	t1	t2	t3	t4	a_{km} (p.u.)					t7	t8	t9	t10	t11
0-1	1,0138	1,0133	1,0125	1,0124	1,0122	1,0119	1,0119	1,0125	1,0150	1,0230	1,0255	1,0264	1,0260	1,0260	1,0260
Ramo	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23			
0-1	1,0231	1,0219	1,0226	1,0248	1,0248	1,0220	1,0191	1,0203	1,0203	1,0193	1,0179	1,0160			

Tabela 5.4: Convergência do *S69* no intervalo de tempo t_{17} .

η	γ	a_{0-1}	b_9^{sh}	b_{19}^{sh}	b_{31}^{sh}	b_{37}^{sh}	b_{40}^{sh}	b_{47}^{sh}	b_{52}^{sh}	b_{55}^{sh}	b_{57}^{sh}	b_{65}^{sh}	F.O. (p.u.)
0	0	1,0220	0,064	0,142	0	0	0,019	0,227	0,917	0,102	0,080	0	2,0533
1	$1,00 \times 10^{-6}$	1,0221	0,049	0,143	0	0	0,027	0,233	0,913	0,102	0,079	0	2,0539
2	$7,00 \times 10^{-6}$	1,0233	0,024	0,151	0	0	0,020	0,259	0,897	0,084	0,072	0	2,0573
3	$4,90 \times 10^{-5}$	1,0247	0,006	0,229	0	0	0,006	0,285	0,891	0,019	0,021	0	2,0682
4	$3,43 \times 10^{-4}$	1,0249	0	0,285	0	0	0	0,296	0,896	0,001	0,001	0	2,0775
5	$2,40 \times 10^{-3}$	1,0250	0	0,297	0	0	0	0,299	0,899	0	0	0	2,0803
6	$1,68 \times 10^{-2}$	1,0250	0	0,299	0	0	0	0,3	0,9	0	0	0	2,0808
7	$1,17 \times 10^{-1}$	1,0250	0	0,3	0	0	0	0,3	0,9	0	0	0	2,0809

Figura 5.8: Potências ativas e reativas totais demandadas pelo *S69*.

Na Tabela 5.4 é possível notar que o problema atinge a convergência em 8 iterações externas (iteração de atualização de η) e que não arredonda o valor para o discreto mais próximo, como pode ser observado $b_{19}^{sh}(\eta = 0) = 0,142$ sendo atribuído o valor de $b_{19}^{sh}(\eta = 7) = 0,300$, ao invés de 0,000 que seria o discreto mais próximo.

Quando os valores da Tabela 5.2 são todos discretizados adequadamente pela função senoidal, o resultado final do chaveamento dos bancos de capacitores no *S69* para cada intervalo de tempo é mostrado na Figura 5.9, e dos *taps* obteve-se que durante os intervalos de tempo t_0 a t_{17} encontrou-se o valor de 1,0250, e 1,01875 durante as demais horas. O tempo computacional para atingir a convergência foi de 26,6 segundos. No entanto, como o tempo computacional não é um fator decisivo neste estudo, pois se trata de um planejamento da operação para 24 horas adiante, conclui-se que a metodologia proposta tratou o problema de maneira eficaz.

Quanto à contagem do número de chaveamentos, da Figura 5.9 é possível extrair que nas barras 9, 19, 31, 37, 40, 47, 52, 55, 57 e 65 houveram 0, 2, 0, 0, 0, 2, 4, 2, 0 e 0 operações de chaveamento, respectivamente.

Figura 5.9: Chaveamento dos bancos de capacitores no *S69* – valores discretos.

5.4 Sistema de 135 Barras

O sistema de 135 barras (*S135*) original retirado de (KAVASSERI; ABABEI, 2014) possui as seguintes características: 1 barra de geração (slack); 135 barras de carga e 135 linhas de distribuição. A tensão base do sistema é $V_{base} = 13,80$ kV.

Para possibilitar o estudo da operação de elementos chaveados, foram inseridos 8 bancos de capacitores constituídos com 2, 3 ou 4 conjuntos de 300 kVAr cada e 1 transformador com comutação de *tap* sob carga instalado na subestação, adicionando um nó 0 ao sistema e criando um ramo 0 – 1 com resistência e reatância, respectivamente, de 0,2017 e $1,6133\Omega$, conforme sugerido em Mohapatra, Bijwe e Panigrahi (2014). Na Figura 5.6 tem-se o diagrama unifilar da rede com a indicação das 8 barras que possuem bancos de capacitores *shunt* instalados.

De acordo com a Figura 5.10, os bancos de capacitores foram instalados nas barras 40, 68, 73, 81, 99, 104, 110 e 126; de modo que nas barras 81 e 59 existem 4 conjuntos de 300 kVAr, na barra 127 há 3 conjuntos de 300 kVAr, e nas demais barras há somente 2 conjuntos de 300 kVAr.

A alocação de capacitores foi determinada analisando os perfis de tensão do sistema sem a presença desses elementos. As curvas de carregamento diário utilizadas seguem o perfil apresentado na Figura 5.7. Neste cenário, cada curva representa a variação das cargas apresentadas na Tabela A.5 (Apêndice A) conforme o “tipo” pelo qual cada barra pertence, sendo:

Figura 5.10: Sistema radial de 135 barras (*S135*).

- Tipo **A**: barras 3, 5, 6, 9, 15, 37, 47, 61, 64, 65, 76, 80, 86, 92, 96, 102, 108, 113, 120, 125, 127, 132 e 134;
- Tipo **B**: barras 4, 7, 17, 24, 34, 40, 44, 46, 53, 56, 72, 73, 77, 82, 90, 95, 98, 99, 101, 114, 118, 121 e 126;
- Tipo **C**: barras 2, 16, 21, 23, 30, 32, 39, 42, 52, 58, 60, 67, 83, 104, 106, 110, 119 e 131;
- Tipo **D**: barras 49, 54, 62, 63, 68, 70, 74, 81, 85, 88, 105, 116, 123 e 124;
- Tipo **E**: barras 8, 14, 18, 38, 41, 48, 59, 71, 78, 94, 117, 128, 133 e 135; e
- Tipo **F**: barras 10, 20, 26, 28, 31, 35, 51, 66, 75, 89, 97, 100, 112 e 122.

Assume-se um fator de potência constante em todas as barras e, de acordo com a variação de carga apresentada, mostra-se na Figura 5.11 as potências ativas e reativas totais demandadas pelo *S135*.

Figura 5.11: Potências ativas e reativas totais demandadas pelo *S135*.

Aplicando o algoritmo proposto apresentado na Subseção 4.2.4 no GAMS e desconsiderando a restrição que limita o número de chaveamentos ($MAXT$ e $MAXC = \infty$), os estados das variáveis de controle de ajustes nas susceptâncias *shunt* ($b_{k(t)}^{sh}$) dos capacitores são apresentados na Tabela 5.5 e os *taps* do transformador na subestação na Tabela 5.6.

O processo de convergência de valores contínuos para valores discretos por meio da utilização da função senoidal de penalização são apresentados na Tabela 5.7 para o intervalo de tempo t_{17} .

Na Tabela 5.7 é possível notar que o problema atinge a convergência em 13 iterações externas (iteração de atualização de η) e que, neste intervalo de tempo, coincidentemente a solução coincide com alguma metodologia que arredondasse os valores para os respectivos discretos mais próximos.

Quando os valores da Tabela 5.5 são todos discretizados adequadamente pela função senoidal, o resultado final do chaveamento dos bancos de capacitores no *S135* para cada intervalo de tempo é mostrado na Figura 5.12, e dos *taps* obteve-se os ajustes de: 1,0625 (em t_0 e t_1), 1,05625 (em $t_2 - t_6$), 1,06875 (em t_7), 1,09375 (em t_8 e t_{19}), 1,1 (em $t_9 - t_{17}$), 1,0875 (em t_{18} , $t_{20} - t_{21}$), 1,08125 (em t_{22}), 1,075 (em t_{23}). O tempo computacional para atingir a convergência foi de 82,7 segundos. No entanto, como já mencionado, o tempo computacional não é um fator decisivo neste estudo.

Figura 5.12: Chaveamento dos bancos de capacitores no *S135* – valores discretos.

Por fim, quanto à contagem do número de chaveamentos, da Figura 5.12 é possível extrair que nas barras 40, 68, 73, 81, 99, 104, 110 e 126 houveram 8, 4, 4, 2, 2, 2, 2 e 2 operações de chaveamento, respectivamente.

Tabela 5.5: Chaveamento dos bancos de capacitores no $S135$ – valores contínuos.

Barra	t0	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23
	b_k^{sh} (p.u.)																							
40	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,16	0,19	0,37	0,43	0,42	0,27	0,25	0,30	0,36	0,34	0,17	0,14	0,13	0,12	0,11	0,12	0,14
68	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,09	0,16	0,18	0,17	0,14	0,15	0,16	0,16	0,15	0,10	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08
73	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,21	0,25	0,24	0,17	0,16	0,18	0,21	0,21	0,12	0,12	0,14	0,15	0,15	0,15	0,13
81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,17	0,16	0,00	0,00	0,06	0,10	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
99	0,29	0,28	0,27	0,27	0,27	0,26	0,29	0,36	0,54	0,63	0,67	0,65	0,55	0,48	0,51	0,60	0,60	0,48	0,41	0,44	0,44	0,41	0,38	0,35
104	0,17	0,16	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,17	0,21	0,24	0,25	0,25	0,24	0,24	0,25	0,25	0,25	0,23	0,21	0,22	0,22	0,22	0,21	0,19
110	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,09	0,11	0,13	0,13	0,13	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10
126	0,14	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13	0,17	0,23	0,39	0,44	0,43	0,35	0,35	0,37	0,39	0,37	0,25	0,22	0,19	0,18	0,16	0,15	0,15

Tabela 5.6: Chaveamento dos $taps$ do transformador da subestação no $S135$ – valores contínuos.

Ramo	t0	t1	t2	t3	t4	a_{km} (p.u.)						
						t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11
0-1	1,064143	1,061139	1,057798	1,056319	1,055261	1,055075	1,056986	1,067779	1,095495	1,1	1,1	1,1

Ramo	t12	t13	t14	t15	t16	t17	a_{km} (p.u.)					
							t18	t19	t20	t21	t22	t23
0-1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,098281	1,088667	1,090434	1,089935	1,08656	1,080475	1,072471

Tabela 5.7: Convergência do $S135$ no intervalo de tempo t_{17} .

η	γ	a_{0-1}	b_{40}^{sh}	b_{68}^{sh}	b_{73}^{sh}	b_{81}^{sh}	b_{99}^{sh}	b_{104}^{sh}	b_{110}^{sh}	b_{126}^{sh}	F.O. (p.u.)
0	0	1,0983	0,166	0,101	0,118	0	0,482	0,227	0,117	0,248	7,61800
1	$1,00 \times 10^{-6}$	1,0983	0,166	0,101	0,117	0	0,482	0,228	0,117	0,248	7,61812
2	$3,50 \times 10^{-6}$	1,0984	0,165	0,100	0,114	0	0,479	0,233	0,114	0,249	7,61856
3	$1,22 \times 10^{-5}$	1,0986	0,164	0,095	0,102	0	0,466	0,254	0,106	0,253	7,61996
4	$4,28 \times 10^{-5}$	1,0989	0,213	0,076	0,059	0	0,521	0,251	0,07	0,263	7,62367
5	$1,50 \times 10^{-4}$	1,0995	0,270	0,039	0,020	0	0,567	0,272	0,025	0,279	7,62914
6	$5,25 \times 10^{-4}$	1,0998	0,290	0,014	0,006	0	0,588	0,289	0,006	0,292	7,63364
7	$1,84 \times 10^{-3}$	1,0999	0,297	0,004	0,002	0	0,596	0,296	0,001	0,297	7,63605
8	$6,43 \times 10^{-3}$	1,1	0,299	0,001	0	0	0,599	0,299	0	0,299	7,63697
9	$2,25 \times 10^{-2}$	1,1	0,3	0	0	0	0,6	0,3	0	0,3	7,63726
10	$7,88 \times 10^{-2}$	1,1	0,3	0	0	0	0,6	0,3	0	0,3	7,63734
11	$2,76 \times 10^{-1}$	1,1	0,3	0	0	0	0,6	0,3	0	0,3	7,63737
12	$9,65 \times 10^{-1}$	1,1	0,3	0	0	0	0,6	0,3	0	0,3	7,63738

5.5 Sistema de 442 Barras

O sistema de 442 barras corresponde a uma rede rural do noroeste da Inglaterra e foi fornecido pela *Electricity North West* – ENWL em parceria com a *University of Manchester*. Tal sistema é trifásico desbalanceado e possui 1 barra de geração (*slack*), 200 barras de carga e 441 linhas de distribuição.

A rede de distribuição de $V_{base} = 11,00$ kV é suprida por dois transformadores de 3,75 MVA 33/11 kV na subestação primária. Os *taps* dos transformadores variam de acordo com a relação de transformação $a_{TR} : 1$, assumindo um dos valores discretos no intervalo de 1,0570 e 0,8282 em um total de 17 passos, de modo que 4 passos são acima da posição nominal $a_{TR} = 1$ (passos de +1,4250%), e 12 passos são abaixo (passos de -1,4316%). Originalmente a rede possui geradores distribuídos, sendo eles: 13 geradores fotovoltaicos (FV) de aproximadamente 3,5 kWp cada, 4 parques eólicos (PE1: 12 kW, PE2: 6 kW, PE3: 85 kW, PE4: 50 kW), 1 gerador diesel (CF1: 85 kW) e 1 cogeração (CHP1: 500 kW). Na Figura 5.13 tem-se o diagrama unifilar da rede original com a indicação dos geradores distribuídos atualmente instalados. Além disso, para realizar os estudos propostos nesta pesquisa, foram adicionados bancos de capacitores *shunt* em 3 barras do sistema, além de painéis fotovoltaicos (FV) em todas as barras do sistema, no lado de baixa tensão, e assumindo que 60% das residências em cada barramento os possuam. Os painéis fotovoltaicos foram considerados por ser um estudo de grande interesse nas redes no Reino Unido, e o principal intuito é de avaliar os impactos causados pela presença massiva desse tipo de geração que tanto tem se proliferado nos últimos anos naquele país.

O perfil de carga, no entanto, foi obtido utilizando dados reais e metodologias de extrapolação, considerando que se tinham disponíveis:

- (a) medições de fluxo de potência ativa e reativa na subestação primária, a cada 30-min, nos dias de 23 de julho de 2012 (verão) e 21 de janeiro de 2013 (inverno);
- (b) o número de consumidores por barra de acordo e suas respectivas classificações que diferenciam os tipos de consumidores residencial, comercial, industrial e iluminação pública em 8 perfis de consumo típicos de acordo com os *Profile Class* (PC) adotados pela *Elexon*⁵ (ELEXON, 2015) – tais perfis de carga são válidos para o Reino Unido;
- (c) diferentes perfis de irradiação, a cada 1-min, produzidas pela ferramenta *CREST Tool*⁶ (RICHARDSON; THOMSON, 2012), destacando que tais dados também são ade-

Figura 5.13: Sistema radial de 442 barras (*S442*).

quadros para o contexto do Reino Unido ou regiões com características climáticas similares; e

- (d) os valores de potência nominal dos transformadores nas subestações secundárias (abaixadoras); de modo que, agrupando todas estas informações e realizando uma extrapolação adequada dos perfis de consumo típicos, tornou-se possível produzir perfis de carga para cada barramento que respeitassem a capacidade de cada subestação secundária e atendesse o comportamento de consumo de cada tipo de consumidor.

O objetivo não é explorar os detalhes de como o perfil de carga foi produzido para o *S442*, mas deixar claro que tais valores retratam o sistema de maneira realística. A Figura 5.14 apresenta o carregamento na subestação primária e a geração total pelos painéis FV em um dia das respectivas estações do ano: verão e inverno.

⁵Ellexon é um grupo que, dentre outras funções, é crucial para uma adequada operação do mercado de energia no Reino Unido na medida em que contribui para determinar o preço da energia e transferir fundos, adequadamente, para geradores e produtores de energia referentes à energia efetivamente produzida em comparação ao que foi estimado. Website: <https://www.ellexon.co.uk/about/what-we-do/>.

⁶CREST Tool (*Centre for Renewable Energy Systems Technology*) é uma ferramenta elaborada na Universidade de Loughborough que incorpora um modelo integrado de geração fotovoltaica e de demanda de energia em uma residência típica.

Figura 5.14: Carregamento na subestação primária e geração total pelos painéis FV em dia do ano no verão e outro no inverno.

Neste estudo de caso, por se tratar de um sistema trifásico, o algoritmo proposto foi implementado utilizando a formulação apresentada nas equações de (2) a (7) de Franco, Rider e Romero (2015) no *software* AIMMS (*Advanced Integrated Multidimensional Modeling Software*), e desconsiderando a restrição que limita o número de chaveamentos ($MAXT$ e $MAXC = \infty$). Os estados das variáveis de controle de ajustes nas susceptâncias *shunt* ($b_{k(t)}^{sh}$) dos capacitores são apresentados na Tabela 5.8 para o dia 23 de julho de 2012 (verão) e na Tabela 5.9 para o dia 21 de janeiro de 2013 (inverno). Vale ressaltar que a mudança do *software* GAMS para o AIMMS neste estudo de caso foi uma exigência do projeto em que este sistema estava inserido e não acarreta em nenhuma modificação nos resultados esperados.

Quando os valores da Tabela 5.8 e da Tabela 5.9 são todos discretizados adequadamente pela função senoidal, o resultado final do chaveamento dos bancos de capacitores no *S442* para cada intervalo de tempo é mostrado na Figura 5.15 e na Figura 5.16.

Por fim, quanto à contagem do número de chaveamentos, da Figura 5.15 e da Figura 5.16 é possível extrair que nas barras BC1, BC2 e BC3, no verão e no inverno, respectivamente, apresentaram 4, 0 e 4; e 0, 0 e 6 operações de chaveamento.

Tabela 5.8: Chaveamento dos bancos de capacitores no *S442* no dia 23 de julho de 2012 (verão) – valores contínuos (monofásicos).

Barra	b_k^{sh} (p.u.)							
	t0	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7
BC1	0,0190	0,0170	0,0165	0,0162	0,0163	0,0168	0,0172	0,0170
BC2	0,0172	0,0158	0,0159	0,0154	0,0156	0,0161	0,0166	0,0163
BC3	0,0551	0,0511	0,0517	0,0518	0,0523	0,0540	0,0554	0,0541
	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15
BC1	0,0169	0,0167	0,0168	0,0181	0,0203	0,0242	0,0253	0,0254
BC2	0,0162	0,0160	0,0162	0,0171	0,0189	0,0226	0,0238	0,0242
BC3	0,0543	0,0537	0,0537	0,0569	0,0623	0,0732	0,0770	0,0787
	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23
BC1	0,0245	0,0235	0,0223	0,0215	0,0207	0,0206	0,0206	0,0212
BC2	0,0242	0,0243	0,0235	0,0230	0,0231	0,0231	0,0230	0,0234
BC3	0,0787	0,0775	0,0750	0,0725	0,0712	0,0705	0,0715	0,0729
	t24	t25	t26	t27	t28	t29	t30	t31
BC1	0,0200	0,0211	0,0206	0,0193	0,0198	0,0203	0,0190	0,0204
BC2	0,0223	0,0235	0,0232	0,0222	0,0225	0,0233	0,0215	0,0229
BC3	0,0677	0,0718	0,0707	0,0684	0,0708	0,0711	0,0686	0,0708
	t32	t33	t34	t35	t36	t37	t38	t39
BC1	0,0223	0,0232	0,0252	0,0274	0,0277	0,0271	0,0262	0,0242
BC2	0,0243	0,0241	0,0245	0,0254	0,0249	0,0237	0,0229	0,0211
BC3	0,0764	0,0771	0,0785	0,0813	0,0797	0,0759	0,0730	0,0679
	t40	t41	t42	t43	t44	t45	t46	t47
BC1	0,0253	0,0253	0,0257	0,0255	0,0241	0,0247	0,0204	0,0194
BC2	0,0220	0,0217	0,0217	0,0211	0,0195	0,0204	0,0173	0,0173
BC3	0,0699	0,0687	0,0686	0,0669	0,0618	0,0645	0,0552	0,0551

Figura 5.15: Chaveamento dos bancos de capacitores no *S442* no verão – valores discretos (trifásicos).

Tabela 5.9: Chaveamento dos bancos de capacitores no *S442* no dia 21 de janeiro de 2013 (inverno) – valores contínuos (monofásicos).

Barra	b_k^{sh} (p.u.)							
	t0	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7
BC1	0,0385	0,0356	0,0347	0,0344	0,0354	0,0429	0,0428	0,0413
BC2	0,0339	0,0316	0,0314	0,0313	0,0323	0,0376	0,0377	0,0368
BC3	0,1152	0,1125	0,1121	0,1123	0,1162	0,1401	0,1401	0,1357
	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15
BC1	0,0403	0,0387	0,0390	0,0416	0,0447	0,0496	0,0480	0,0491
BC2	0,0361	0,0345	0,0351	0,0370	0,0396	0,0435	0,0423	0,0449
BC3	0,1324	0,1262	0,1263	0,1305	0,1374	0,1492	0,1436	0,1425
	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23
BC1	0,0466	0,0443	0,0423	0,0398	0,0394	0,0388	0,0396	0,0396
BC2	0,0444	0,0445	0,0434	0,0419	0,0418	0,0412	0,0426	0,0423
BC3	0,1402	0,1400	0,1366	0,1314	0,1292	0,1278	0,1334	0,1308
	t24	t25	t26	t27	t28	t29	t30	t31
BC1	0,0394	0,0392	0,0411	0,0394	0,0392	0,0400	0,0378	0,0425
BC2	0,0417	0,0410	0,0430	0,0415	0,0414	0,0415	0,0386	0,0425
BC3	0,1309	0,1273	0,1336	0,1313	0,1282	0,1306	0,1211	0,1330
	t32	t33	t34	t35	t36	t37	t38	t39
BC1	0,0458	0,0502	0,0539	0,0549	0,0564	0,0593	0,0597	0,0569
BC2	0,0442	0,0459	0,0460	0,0446	0,0441	0,0457	0,0461	0,0442
BC3	0,1376	0,1426	0,1435	0,1392	0,1376	0,1428	0,1446	0,1386
	t40	t41	t42	t43	t44	t45	t46	t47
BC1	0,0571	0,0538	0,0502	0,0444	0,0521	0,0516	0,0472	0,0439
BC2	0,0447	0,0422	0,0390	0,0340	0,0401	0,0402	0,0381	0,0373
BC3	0,1409	0,1329	0,1229	0,1070	0,1263	0,1319	0,1260	0,1255

Figura 5.16: Chaveamento dos bancos de capacitores no *S442* no inverno – valores discretos (trifásicos).

5.6 Avaliação dos Resultados e Restrição de Limitação de Chaveamentos

A fim de avaliar os resultados apresentados, primeiramente observe o progresso de convergência nas Tabelas 5.4 e 5.7. Em termos de desempenho, cada iteração externa (η) é constituída por uma certa quantidade de iterações internas ($iter$) representadas no MPI do IPOPT, e estes últimos são comprovadamente robustos e rápidos. Todavia, note que o tamanho do parâmetro γ determina o compromisso entre discretização e minimização da função objetivo. Isto revela a importância de γ ser inicializado com um valor suficientemente pequeno, para priorizar o encontro da melhor solução ótima no domínio dos números reais, e, assim, na medida em que γ cresce, uma boa solução ótima local e discreta pode ser encontrada. Em termos de qualidade das soluções, na Tabela 5.10 são apresentados os resultados para as perdas de energia ao longo do dia sendo quantificadas pela metodologia proposta (PM), e comparadas com as soluções obtidas pela relaxação contínua (CS) – quando todas as variáveis são contínuas, não havendo nenhum processo de discretização das variáveis de controle – pela abordagem por arredondamento (ROFF) – quando a solução obtida em CS é aproximada para os valores discretos mais próximos em seu domínio – sendo esta última ainda uma das metodologias mais utilizadas para o tratamento de variáveis discretas, e pela abordagem por arredondamento progressivo (PROFF) – quando a solução obtida em CS é aproximada uma a uma para os valores discretos mais próximos em seu domínio, ou seja, o número de vezes que se resolve o problema de otimização é igual ao número de variáveis discretas neste caso.

Tabela 5.10: Comparação dos resultados da metodologia proposta (PM) com relaxação contínua (CS), abordagem por arredondamento (ROFF) e por arredondamento progressivo (PROFF).

	Perdas (MWh)				Tempo (s)			
	CS	ROFF	PROFF	PM	CS	ROFF	PROFF	PM
<i>S69</i>	2,0530	2,1029	2,1010	2,0800	2,83	3,38	12,54	26,61
<i>S135</i>	7,6180	7,6390	7,6360	7,6350	6,39	7,20	14,68	82,72

Quando são consideradas as restrições de limitação de chaveamentos, por sua vez, adiciona-se um grau a mais de complexidade porque as variáveis em diferentes intervalos de tempo passam a interagir umas com as outras. Para melhor compreender, na Figura 5.17 são apresentados os resultados dos ajustes de *taps* do transformador da subes-

tação primária e dos bancos de capacitores no *S69* para cada *MAXT* e *MAXC* variando de 0 a 10 em passos de 2.

Figura 5.17: Ajustes de *taps* e capacitores para cada MAXC / MAXT no *S69*.

Analisando a Figura 5.17, observe inicialmente a curva em que $MAX = inf$ (infinito), ou seja, em que não há nenhuma limitação quanto ao número de operações de chaveamento (curva preta). Nas barras 19, 47, 52 e 55 do *S69* houveram 2, 2, 4 e 2 operações de chaveamentos de bancos de capacitores, enquanto que no ramo 0 – 1, referente ao *tap* do transformador, houveram 4 chaveamentos. Em seguida, quando se considera *MAXT* e *MAXC* iguais a zero (curva azul marinho), verifica-se que os valores de susceptância *shunt* e posição de *tap* do transformador da subestação primária são todos definidos em um valor constante para o dia inteiro. Esse tipo de solução é interessante para reduzir o

desgaste desses elementos causados por comutação excessiva e, inclusive, pode ser utilizada para cenários em que não seja possível a comutação desses elementos (ex.: manutenção da infraestrutura de comunicação para atuação remota). Além disso, esta solução seria a proposta pela metodologia deste trabalho para uma possível alocação de bancos de capacitores fixos, por exemplo, ao invés de chaveados. Quando se considera $MAXT$ e $MAXC$ iguais a dois (curva verde), por sua vez, verifica-se que houveram 0, 2, 2 e 0 operações de chaveamentos de bancos de capacitores, e 2 chaveamentos de *taps*, sendo a solução sempre suficientemente próxima daquela fornecida pela abordagem quando não se considera a restrição multiperíodo. Quando $MAXT$ e $MAXC$ são iguais a quatro (curva vermelha), tem-se que houveram 0, 2, 2 e 0 chaveamentos de capacitores, e 2 de *taps*. A metodologia proposta, para o caso limitado a 4 chaveamentos, deveria encontrar exatamente as mesmas soluções que o caso sem limitação, todavia, estas são ligeiramente distintas. Este fato ocorre porque a inserção da restrição multiperíodo adiciona não convexidades ao problema que interferem na convergência do método para ótimos locais. Por fim, quando se aumenta gradativamente os valores de $MAXT$ e $MAXC$ para 6, 8 e 10, conclusões análogas podem ser verificadas. É possível concluir, portanto, que a metodologia proposta é capaz de encontrar boas soluções, pois são próximas o suficiente da solução sem limitação de chaveamentos, e é eficaz na limitação do número de chaveamentos dentro dos máximos valores admissíveis, já que em hipótese alguma permite-se que algum desses limites seja extrapolado.

Neste cenário, na Tabela 5.11 são apresentados os resultados para perdas de energia, número total de iterações internas e tempo total de processamento dos *S69* e *S135* para cada ocasião de $MAXT$ e $MAXC$.

Tabela 5.11: Algoritmo MPI PDBL com limitação no número de operações de chaveamento.

$MAXT$ $MAXC$	S69			S135		
	E (MWh)	$iter$	Tempo (s)	E (MWh)	$iter$	Tempo (s)
0	2,1662	228	82,1	7,8875	347	174,3
2	2,0865	221	78,1	7,7725	415	192,1
4	2,0860	219	79,7	7,6999	371	187,2
6	2,0843	194	79,7	7,6807	363	187,1
8	2,0803	164	65,5	7,6741	341	178,6
10	2,0800	151	60,5	7,6642	338	177,4

Valores ímpares de $MAXT$ e $MAXC$ não precisam ser utilizados nas análises desde que se considere, sem perda de generalidade, que o estado de uma variável de controle no t_0 do dia $d + 1$ seja igual ao da mesma variável no t_0 do dia d . Esta consideração pode ser válida quando se lida com dias típicos.

Em termos de desempenho, os resultados mostraram boa aplicabilidade para a proposta de modelagem da restrição. Em Liu, Canizares e Huang (2009), por exemplo, infactibilidades para $MAXT$ e $MAXC < 7$ no *S69* foram obtidas, enquanto que a abordagem proposta encontrou boas soluções mesmo para $MAXT$ e $MAXC = 0$. Uma outra vantagem se refere ao particionamento da restrição modular em três restrições contínuas e diferenciáveis, pois assim foi possível a utilização de pacotes de *solvers* comerciais como o IPOPT, enquanto que em Liu, Canizares e Huang (2009) isto não seria possível devido a necessidade de calcular as derivadas da função modular internamente ao MPI original.

Em termos de aplicabilidade, considere o seguinte cenário sobre o *S69*:

- existem 10 bancos de capacitores conectados ao sistema;
- o preço da energia elétrica, para os próximos 20 anos, na média, será no valor de R\$ 450,00/MWh;
- os custos de compra, instalação, operação e manutenção de um banco de capacitor chaveado, ao longo de 20 anos, é de R\$ 45.000,00, e de R\$ 15.000,00 para capacitores fixos;
- a durabilidade de um capacitor limitado a 10 chaveamentos/dia será, na média, de 20 anos. E o montante de energia perdido é de 2,0800 MWh/dia (vide Tabela 5.11), ou, considerando o ano de 365 dias, de 15.184,00 MWh em 20 anos;
- a durabilidade de um capacitor limitado a 0 chaveamentos/dia será, na média, de 40 anos. E o montante de energia perdido é de 2,1662 MWh/dia (vide Tabela 5.11), ou, considerando o ano de 365 dias, de 15.813,26 MWh em 20 anos.

Mediante as considerações deste cenário, é possível determinar o quanto o *S69* é capaz de economizar em investimentos em ambos os casos, de 0 e de 10 chaveamentos/dia. No primeiro caso, quando os capacitores atuam como capacitores fixos, a concessionária de energia detentora do sistema paga por $15.813,26 \times \text{R\$ } 450/\text{MWh} = \text{R\$ } 7.115.967,00$ de uma energia que se perde na distribuição ao longo dos 20 anos. No segundo caso, quando

os capacitores atuam livremente, a concessionária paga por $15.184,00 \times \text{R\$ } 450/\text{MWh} = \text{R\$ } 6,832,800.00$ que também se perde na distribuição no mesmo horizonte de tempo. É possível avaliar, portanto, que permitir com o que os capacitores atuem sem restrição de número de chaveamentos forneceria uma economia de $\text{R\$ } 7.115.967,00 - \text{R\$ } 6,832,800.00 = \text{R\$ } 283.167,00$ ao longo de 20 anos. Assim, para substituir 10 capacitores chaveados a um custo de $\text{R\$ } 45.000,00$, teria-se um total de investimento de $\text{R\$ } 450.000,00$ em 20 anos que não justificaria deixá-los operar livremente. Todavia, supondo que o preço da energia seja de $\text{R\$ } 900,00/\text{MWh}$, uma economia de $2 \times \text{R\$ } 283.167,00 = \text{R\$ } 566.334,00$ seria possível, e isto já justificaria o investimento em capacitores chaveados operando livremente.

Conclusão

Neste trabalho um estudo foi realizado para a resolução do problema de OVV em redes de distribuição. Este pode ser definido como um problema de otimização não linear, estático, não convexo, restrito, multiperíodo, de grande porte e com variáveis contínuas e discretas, que minimiza uma função objetivo de perdas de energia e elimina violações físicas e operativas do sistema por meio de ajustes nas variáveis de controle. A proposta baseia-se na resolução de um problema de PNLIM, por meio da formulação de um problema de PNLCD, para determinar o estado da rede e os ajustes das variáveis de controle.

Em um contexto histórico, o problema de OVV com limitação no número de operações de chaveamento vem sendo resolvido principalmente por técnicas de programação dinâmica, sendo as variáveis discretas muitas vezes determinadas por técnicas de enumeração exaustiva, de modo que a busca no espaço de solução seja reduzido e limitado por regras heurísticas. Estes métodos carecem de robustez e de qualidade das soluções, principalmente para problemas de grande porte. Mais recentemente algumas abordagens baseadas em PNL surgiram, mas ainda existem diversas dificuldades computacionais associadas com o tratamento das variáveis discretas e com a inserção da restrição de limitação no número de chaveamentos. É neste cenário, portanto, que este trabalho se insere, buscando propor novos modelos que acompanhem o progresso do uso de novas abordagens, mais robustas e eficientes, para a resolução do problema da OVV.

A metodologia de solução da abordagem proposta é definida como: a função objetivo corresponde à somatória das perdas ativas, as restrições de igualdade são tratadas pelo Método Lagrangiano, e o conjunto das restrições de desigualdades são transformados em igualdades pela adição de variáveis de folga não negativas, sendo estas últimas tratadas

pelo Método da Função Barreira-Logarítmica. O Método de Newton soluciona o problema irrestrito. Por definição, a associação desses métodos trata-se do Método dos Pontos Interiores Primal-Dual Barreira-Logarítmica (MPI PDBL). As variáveis de controle foram discretizadas por uma função senoidal de penalização, sendo a aplicação desta função para redes de distribuição uma novidade desta pesquisa. A limitação no número de operações de chaveamento foi inserida como uma restrição de desigualdade, e esta é a única restrição do problema que relaciona variáveis de instantes de tempo distintos. A utilização do MPI PDBL foi condicionada principalmente com base nas pesquisas mais recentes em otimização não linear, que o apontam como aquele com melhor desempenho dentre os seus pares para a resolução de problemas de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), cujas características são muito semelhantes aos problemas de OVV.

A abordagem foi aplicada às redes de 10, 69, 135 e 442 barras, sendo sua implementação computacional desenvolvida nos *softwares* GAMS e AIMMS. Os resultados foram obtidos pelo *solver* IPOPT, e uma avaliação nestes têm evidenciado um grande potencial para aplicação em redes de grande porte. Por outro lado, destaca-se que a presença das variáveis de controle discretas dificultam e retardam a determinação da solução. Os problemas de OVV tratados pela função senoidal possuíram características de problemas de PNL e de PIM, além de possuírem características próprias que não aparecem explicitamente nesses dois tipos de problemas.

Dentre as principais características presentes e as contribuições que se pretende alcançar nesta pesquisa, podem ser citados: do ponto de vista operacional, têm-se (a) novos modelos e abordagens contextualizados para um novo cenário do setor elétrico, isto é, que contemple avançados dispositivos de automação, controle e sensoramento; (b) relativa simplicidade de implementação da abordagem em softwares de otimização comerciais similares ao GAMS; e (c) imposição de restrições práticas como a limitação no número de operações de chaveamento, pois muitos trabalhos não atentaram para a importância de se introduzir esta restrição, ao passo que isto interfere diretamente na eficiência dos estudos de OVV em longo prazo. Do ponto de vista matemático, tem-se (d) boa qualidade das soluções, considerando que métodos de PNL garantem convergência para, pelo menos, ótimos locais; (e) modelos robustos que incorporem todas as não linearidades inerentes ao problema; e (f) o uso de uma técnica recente, e somente testada até hoje em redes de transmissão de energia, para tratar as variáveis discretas.

6.1 Continuidade da Pesquisa

A continuidade desta pesquisa pode investigar os seguintes aspectos:

- ❑ incorporação de novas restrições de operação, tais como fator de potência na subestação, limites de capacidade de corrente nas linhas, etc.;
- ❑ modelagem da restrição multiperíodo de limites de chaveamentos de maneira eficiente, verificando se é melhor limitar o número de operações como uma restrição, ou minimizar por meio de uma ponderação na função objetivo;
- ❑ realização de estudos de casos em sistemas elétricos maiores e/ou em sistemas provenientes de concessionárias de distribuição de energia elétrica;
- ❑ incorporação de uma função custos que estabeleça um horizonte de tomadas de decisão baseado em ou permitir maior número de chaveamentos sob a condição de uma redução mais significativa nas perdas, ou limitar o número de chaveamentos sob a condição de uma redução menos significativa nas perdas; e
- ❑ aprofundamento na análise dos resultados (qualidade das soluções e eficiência computacional).

Referências

- AHMADI, H.; MARTÍ, J. R.; DOMMEL, H. W. A framework for volt-var optimization in distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2015. v. 6, n. 3, p. 1473–1483, May 2015. ISSN 1949-3053.
- ANANTHAPADMANABHA, T.; KULKARNI, A.; RAO, A. G.; RAO, K. R.; PARTHASARATHY, K. Knowledge-based expert system for optimal reactive power control in distribution system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, 1996. v. 18, n. 1, p. 27 – 31, 1996. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0142061594000182>>.
- AUCHARIYAMET, S.; SIRISUMRANNUKUL, S. Optimal daily coordination of volt/var control devices in distribution systems with distributed generators. In: **Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6.
- BALDICK, R.; WU, F. F. Efficient integer optimization algorithms for optimal coordination of capacitors and regulators. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1990. v. 5, n. 3, p. 805–812, Aug 1990. ISSN 0885-8950.
- 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**, 2007. v. 22, n. 1, p. 52–59, Feb 2007. ISSN 0885-8950.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 1989. v. 4, n. 1, p. 725–734, Jan 1989. ISSN 0885-8977.
- BAZARAA, M. S. **Nonlinear Programming: Theory and Algorithms**. 3rd. ed. [S.l.]: Wiley Publishing, 2013. ISBN 1118857569, 9781118857564.
- BISKAS, P. N.; ZIOGOS, N. P.; TELLIDOU, A.; ZOUMAS, C. E.; BAKIRTZIS, A. G.; PETRIDIS, V. Comparison of two metaheuristics with mathematical programming methods for the solution of opf. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, 2006. v. 153, n. 1, p. 16–24, Jan 2006. ISSN 1350-2360.
- BORGHETTI, A. Using mixed integer programming for the volt/var optimization in distribution feeders. **Electric Power Systems Research**, 2013. v. 98, p. 39 – 50, 2013. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779613000138>>.

BREITFELD, M. G.; SHANNO, D. F. A globally convergent penalty-barrier algorithm for nonlinear programming. In: _____. **Operations Research Proceedings 1994: Selected Papers of the International Conference on Operations Research, Berlin, August 30 – September 2, 1994**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1995. p. 22–27. ISBN 978-3-642-79459-9. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-79459-9_5>.

BRUNO, S.; LAMONACA, S.; ROTONDO, G.; STECCHI, U.; SCALA, M. L. Unbalanced three-phase optimal power flow for smart grids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2011. v. 58, n. 10, p. 4504–4513, Oct 2011. ISSN 0278-0046.

CARROLL, C. W. The created response surface technique for optimizing nonlinear, restrained systems. **Operations Research**, 1961. v. 9, n. 2, p. 169–184, 1961. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1287/opre.9.2.169>>.

CHENG, S. J.; MALIK, O. P.; HOPE, G. S. An expert system for voltage and reactive power control of a power system. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1988. v. 3, n. 4, p. 1449–1455, Nov 1988. ISSN 0885-8950.

CIVANLAR, S.; GRAINGER, J. J. Volt/var control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators part ii: The solution method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1985. PAS-104, n. 11, p. 3284–3290, Nov 1985. ISSN 0018-9510.

_____. Volt/var control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators part iii: The numerical results. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1985. PAS-104, n. 11, p. 3291–3297, Nov 1985. ISSN 0018-9510.

CUTTINO, W. H. Extending the use of shunt capacitors by means of automatic switching. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, 1944. v. 63, n. 9, p. 674–678, Sept 1944. ISSN 0096-3860.

_____. Automatic switching schemes for capacitors. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, 1947. v. 66, n. 1, p. 311–314, Jan 1947. ISSN 0096-3860.

DALIPARTHI, M.; JAKUB-WOOD, M.; BOSE, A.; SRIVASTAVA, A. Analysis of the volt/var control scheme for smart distribution feeders. In: **North American Power Symposium (NAPS), 2012**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6.

DESHMUKH, S.; NATARAJAN, B.; PAHWA, A. Voltage/var control in distribution networks via reactive power injection through distributed generators. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2012. v. 3, n. 3, p. 1226–1234, Sept 2012. ISSN 1949-3053.

ELEXON. **What are the profile classes?** [S.l.], 2015. Disponível em: <<https://www.elexon.co.uk/knowledgebase/profile-classes/>>. Acesso em: 21.09.2015.

FENG, X.; PETERSON, W. Volt/var optimization reduces losses, peak demands. **T&D Magazine Electric Energy**, 2010. v. 14, n. 1, p. 24–27, Jan 2010.

- FIACCO, A. V.; MCCORMICK, G. P. **Nonlinear programming; sequential unconstrained minimization techniques**. [S.l.]: Wiley New York, 1968. xiv, 210 p. p. ISBN 0471258105.
- FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. A mixed-integer linear programming model for the electric vehicle charging coordination problem in unbalanced electrical distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2015. v. 6, n. 5, p. 2200–2210, Sept 2015. ISSN 1949-3053.
- FRANK, S.; STEPONAVICE, I.; REBENNACK, S. Optimal power flow: a bibliographic survey i. **Energy Systems**, 2012. v. 3, n. 3, p. 221–258, 2012. ISSN 1868-3975. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1007/s12667-012-0056-y>>.
- _____. Optimal power flow: a bibliographic survey ii. **Energy Systems**, 2012. v. 3, n. 3, p. 259–289, 2012. ISSN 1868-3975. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1007/s12667-012-0057-x>>.
- FRISCH, K. R. **The Logarithmic Potential Method of Convex Programming**. Oslo: University of Oslo, 1955. (Research memorandum).
- GAMS Development Corporation. **GAMS - The Solver Manuals, GAMS Release 24.2.1**. Washington, DC, USA, 2013. Disponível em: <<http://www.gams.com/dd/docs-solvers/allsolvers.pdf>>. Acesso em: 18.01.2014.
- GONEN, T. **Electric Power Distribution Engineering, Third Edition**. [S.l.]: Taylor & Francis, 2014. ISBN 9781482207002.
- GRAINGER, J. J.; CIVANLAR, S. Volt/var control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators part i: The overall problem. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1985. PAS-104, n. 11, p. 3278–3283, Nov 1985. ISSN 0018-9510.
- GRAINGER, J. J.; LEE, S. h. Capacity release by shunt capacitor placement on distribution feeders: A new voltage-dependent model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1982. PAS-101, n. 5, p. 1236–1244, May 1982. ISSN 0018-9510.
- GRANVILLE, S. Optimal reactive dispatch through interior point methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1994. v. 9, n. 1, p. 136–146, Feb 1994. ISSN 0885-8950.
- GRIVA, I. Numerical experiments with an interior-exterior point method for nonlinear programming. **Computational Optimization and Applications**, 2004. v. 29, n. 2, p. 173–195, 2004. ISSN 1573-2894. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1023/B:COAP-00000042029.73199.83>>.
- GROSS, G.; GALIANA, F. D. Short-term load forecasting. **Proceedings of the IEEE**, 1987. v. 75, n. 12, p. 1558–1573, Dec 1987. ISSN 0018-9219.
- HSU, Y. Y.; KUO, H. C. Dispatch of capacitors on distribution system using dynamic programming. **IEE Proceedings on - Generation, Transmission and Distribution**, 1993. v. 140, n. 6, p. 433–438, Nov 1993. ISSN 0143-7046.

- HU, Z.; WANG, X.; CHEN, H.; TAYLOR, G. A. Volt/var control in distribution systems using a time-interval based approach. **IEE Proceedings on - Generation, Transmission and Distribution**, 2003. v. 150, n. 5, p. 548–554, Sept 2003. ISSN 1350-2360.
- INTELLIGRID. **The Integrated Energy and Communications Systems Architecture (IntelliGrid Architecture Project)**. 2014. Disponível em: <http://www.intelligrid.info/IntelliGrid_Architecture/Overview_Guidelines/Frm_Overview.htm>. Acesso em: 01.04.2014.
- IRISARRI, G. D.; WANG, X.; TONG, J.; MOKHTARI, S. Maximum loadability of power systems using interior point nonlinear optimization method. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1997. v. 12, n. 1, p. 162–172, Feb 1997. ISSN 0885-8950.
- JABR, R. A.; DZAFIC, I. Sensitivity-based discrete coordinate-descent for volt/var control in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2016. v. 31, n. 6, p. 4670–4678, Nov 2016. ISSN 0885-8950.
- JIANG, D.; BALDICK, R. Optimal electric distribution system switch reconfiguration and capacitor control. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1996. v. 11, n. 2, p. 890–897, May 1996. ISSN 0885-8950.
- KAPLAN, M. Optimization of number, location, size, control type, and control setting of shunt capacitors on radial distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1984. PAS-103, n. 9, p. 2659–2665, Sept 1984. ISSN 0018-9510.
- KARMARKAR, N. A new polynomial-time algorithm for linear programming. **Combinatorica**, 1984. v. 4, n. 4, p. 373–395, 1984. ISSN 1439-6912. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1007/BF02579150>>.
- KAVASSERI, R.; ABABEI, C. **REDS: REpository of Distribution Systems**. 2014. Disponível em: <<http://www.dejazzer.com/reds.html>>. Acesso em: 11.07.2014.
- KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 1. ed. Nova Iorque: CRC Press, 2001. ISBN 0-8493-0812-7.
- LAGE, G. G. **O fluxo de potência ótimo reativo com variáveis de controle discretas e restrições de atuação de dispositivos de controle de tensão**. 234 p. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.
- LIANG, R.-H.; CHENG, C.-K. Dispatch of main transformer ultc and capacitors in a distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2001. v. 16, n. 4, p. 625–630, Oct 2001. ISSN 0885-8977.
- LIU, M.; TSO, S. K.; CHENG, Y. An extended nonlinear primal-dual interior-point algorithm for reactive-power optimization of large-scale power systems with discrete control variables. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2002. v. 17, n. 4, p. 982–991, Nov 2002. ISSN 0885-8950.
- 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**, 2009. v. 24, n. 2, p. 889–899, May 2009. ISSN 0885-8950.

- LODI, A. Mixed integer programming computation. In: _____. **50 Years of Integer Programming 1958-2008: From the Early Years to the State-of-the-Art**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2010. p. 619–645. ISBN 978-3-540-68279-0. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-540-68279-0_16>.
- LU, F.-C.; HSU, Y.-Y. Fuzzy dynamic programming approach to reactive power/voltage control in a distribution substation. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1997. v. 12, n. 2, p. 681–688, May 1997. ISSN 0885-8950.
- MARKUSHEVIC, N. Applications of advanced distribution automation in the smart grid environment. **T&D Magazine Electric Energy**, 2010. v. 14, n. 1, p. 19–23, Jan. 2010.
- MAZZINI, A. P.; LAGE, G. G.; ASADA, E. N.; DA COSTA, G. R. M. Resolução do problema de FPO reativo com variáveis de controle discretas. **Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, 2013. p. 1181–1192, Set. 2013.
- MOHAPATRA, A.; BIJWE, P. R.; PANIGRAHI, B. K. An efficient hybrid approach for volt/var control in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2014. v. 29, n. 4, p. 1780–1788, Aug 2014. ISSN 0885-8977.
- MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. 1. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 1983. 164 p.
- NEAGLE, N. M.; SAMSON, D. R. Loss reduction from capacitors installed on primary feeders [includes discussion]. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**, 1956. v. 75, n. 3, Jan 1956. ISSN 0097-2460.
- NIKNAM, T.; RANJBAR, A. M.; SHIRANI, A. R. Impact of distributed generation on volt/var control in distribution networks. In: **Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna**. [S.l.: s.n.], 2003. v. 3, p. 7 pp. Vol.3–.
- NOCEDAL, J.; WRIGHT, S. J. **Numerical Optimization**. 2nd. ed. New York: Springer, 2006.
- OLAMAIE, J.; NIKNAM, T. Daily volt/var control in distribution networks with regard to dgs: a comparison of evolutionary methods. In: **2006 IEEE Power India Conference**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 6 pp.–.
- PAUDYAL, S.; CANIZARES, C. A.; BHATTACHARYA, K. Optimal operation of distribution feeders in smart grids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, 2011. v. 58, n. 10, p. 4495–4503, Oct 2011. ISSN 0278-0046.
- QUINTANA, V. H.; GOMEZ, A.; MARTINEZ, J. L. Nonlinear optimal power flows by a logarithmic-barrier primal-dual algorithm. In: **Proceedings of the 27th North American Power Symposium**. [S.l.: s.n.], 1995. p. 178–185.
- RICHARDSON, I.; THOMSON, M. Integrated simulation of photovoltaic micro-generation and domestic electricity demand: A one-minute resolution open-source model. **Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy**, 2012. v. 127, p. 73–81, 2012.

- ROYTELMAN, I.; GANESAN, V. Modeling of local controllers in distribution network applications. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2000. v. 15, n. 4, p. 1232–1237, Oct 2000. ISSN 0885-8977.
- ROYTELMAN, I.; WEE, B. K.; LUGTU, R. L. Volt/var control algorithm for modern distribution management system. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1995. v. 10, n. 3, p. 1454–1460, Aug 1995. ISSN 0885-8950.
- SALAMA, M.; MANOJLOVIC, N.; QUINTANA, V.; CHIKHANI, A. Real-time optimal reactive power control for distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, 1996. v. 18, n. 3, p. 185 – 193, 1996. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0142061595000569>>.
- SANTOSO, N. I.; TAN, O. T. Neural-net based real-time control of capacitors installed on distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 1990. v. 5, n. 1, p. 266–272, Jan 1990. ISSN 0885-8977.
- SARIC, A. T.; STANKOVIC, A. M. A robust algorithm for volt/var control. In: **Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–8.
- SCHNEIDER, K. P.; WEAVER, T. F. Volt-var optimization on american electric power feeders in northeast columbus. In: **Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–8. ISSN 2160-8555.
- _____. A method for evaluating volt-var optimization field demonstrations. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2014. v. 5, n. 4, p. 1696–1703, July 2014. ISSN 1949-3053.
- SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Equipment and Systems**. [S.l.]: CRC Press, 2006. 320 p.
- SOLER, E. M.; ASADA, E. N.; COSTA, G. R. M. da. Penalty-based nonlinear solver for optimal reactive power dispatch with discrete controls. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2013. v. 28, n. 3, p. 2174–2182, Aug 2013. ISSN 0885-8950.
- SOLER, E. M.; SOUSA, V. A. de; COSTA, G. R. da. A modified primal dual logarithmic-barrier method for solving the optimal power flow problem with discrete and continuous control variables. **European Journal of Operational Research**, 2012. v. 222, n. 3, p. 616 – 622, 2012. ISSN 0377-2217. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/S0377221712003700>>.
- SOUSA, V. A. de. **Resolução do problema de fluxo de potência ótimo reativo via método da função Lagrangiana barreira modificada**. 126 p. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2006.
- SOUZA, A. M. de. **Estudos de casos em sistemas de energia elétrica por meio do fluxo de potência ótimo e da análise de sensibilidade**. 137 p. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2005.
- TORRES, G. L.; QUINTANA, V. H. An interior-point method for nonlinear optimal power flow using voltage rectangular coordinates. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1998. v. 13, n. 4, p. 1211–1218, Nov 1998. ISSN 0885-8950.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2016**. 2016. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/ieo/world.cfm>>. Acesso em: 21.09.2016.

WÄCHTER, A.; BIEGLER, T. L. On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming. **Mathematical Programming**, 2006. v. 106, n. 1, p. 25–57, 2006. ISSN 1436-4646. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1007/s10107-004-0559-y>>.

WANG, L.-Y.; ZHANG, B.-H.; WANG, K.-Q.; GUO, Z.; ZHANG, G.-C.; LUO, S.-B.; XIE, H.; YU, G.-L.; XUE, J. An approximate solution to lower tap changing or capacitors regulator times in reactive power control in distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, 2006. v. 28, n. 7, p. 491 – 495, 2006. ISSN 0142-0615.

WRIGHT, M. H. Why a pure primal newton barrier step may be infeasible. **SIAM Journal on Optimization**, 1995. v. 5, n. 1, p. 1–12, 1995. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1137/0805001>>.

Apêndices

Dados de Barra e de Linha das Redes de Distribuição

Tabela A.1: Dados de barra do $S10 - 23$ kV.

Dados de Barra		
Barra	P [kW]	Q [kVAr]
1	0	0
2	1840	460
3	980	340
4	1790	446
5	1598	1840
6	1610	600
7	780	110
8	1150	60
9	980	130
10	1640	200

Tabela A.2: Dados de linha do $S10 - 23$ kV.

Dados de Linha				
Linha	Barra k	Barra j	R [Ohm]	X [Ohm]
1	1	2	0,1233	0,4127
2	2	3	0,0140	0,6051
3	3	4	0,7463	1,2050
4	4	5	0,6984	0,6084
5	5	6	1,9831	1,7276
6	6	7	0,9053	0,7886
7	7	8	2,0552	1,1640
8	8	9	4,7953	2,7160
9	9	10	5,3434	3,0264

Tabela A.3: Dados de barra do *S69* – 12,66 kV.

Dados de Barra					
Barra	P [kW]	Q [kVAr]	Barra	P [kW]	Q [kVAr]
1	0	0	36	0	0
2	0	0	37	79	56,4
3	0	0	38	384,7	274,5
4	0	0	39	384,7	274,5
5	0	0	40	40,5	28,3
6	2,6	2,2	41	3,6	2,7
7	40,4	30	42	4,35	3,5
8	75	54	43	26,4	19
9	30	22	44	24	17,2
10	28	19	45	0	0
11	145	104	46	0	0
12	145	104	47	0	0
13	8	5,5	48	100	72
14	8	5,5	49	0	0
15	0	0	50	1244	888
16	45,5	30	51	32	23
17	60	35	52	0	0
18	60	35	53	227	162
19	0	0	54	59	42
20	1	0,6	55	18	13
21	114	81	56	18	13
22	5,3	3,5	57	28	20
23	0	0	58	28	20
24	28	20	59	26	18,55
25	0	0	60	26	18,55
26	14	10	61	0	0
27	14	10	62	24	17
28	26	18,6	63	24	17
29	26	18,6	64	1,2	1
30	0	0	65	0	0
31	0	0	66	6	4,3
32	0	0	67	0	0
33	14	10	68	39,22	26,3
34	19,5	14	69	39,22	26,3
35	6	4			

Tabela A.4: Dados de linha do *S69* – 12,66 kV.

Dados de Linha				
Linha	Barra k	Barra j	R [Ohm]	X [Ohm]
1	1	2	0,0005	0,0012
2	2	3	0,0005	0,0012
3	3	4	0,0015	0,0036
4	3	28	0,0044	0,0108
5	3	59	0,0044	0,0108
6	4	5	0,0251	0,0294
7	4	36	0,0034	0,0084
8	5	6	0,3660	0,1864
9	6	7	0,3811	0,1941
10	7	8	0,0922	0,0470
11	8	9	0,0493	0,0251
12	8	40	0,0928	0,0473
13	9	10	0,8190	0,2707
14	9	42	0,1740	0,0886
15	10	11	0,1872	0,0619
16	11	12	0,7114	0,2351
17	11	55	0,2012	0,0611
18	12	13	1,0300	0,3400
19	12	57	0,7394	0,2444
20	13	14	1,0440	0,3450
21	14	15	1,0580	0,3496
22	15	16	0,1966	0,0650
23	16	17	0,3744	0,1238
24	17	18	0,0047	0,0016
25	18	19	0,3276	0,1083
26	19	20	0,2106	0,0696
27	20	21	0,3416	0,1129
28	21	22	0,0140	0,0046
29	22	23	0,1591	0,0526
30	23	24	0,3463	0,1145
31	24	25	0,7488	0,2475
32	25	26	0,3089	0,1021
33	26	27	0,1732	0,0572
34	28	29	0,0640	0,1565

Tabela A.4: Continuação – Dados de linha do *S69* – 12,66 kV.

Dados de Linha				
Linha	Barra k	Barra j	R [Ohm]	X [Ohm]
35	29	30	0,3978	0,1315
36	30	31	0,0702	0,0232
37	31	32	0,3510	0,1160
38	32	33	0,8390	0,2816
39	33	34	1,7080	0,5646
40	34	35	1,4740	0,4870
41	36	37	0,0851	0,2083
42	37	38	0,2898	0,7091
43	38	39	0,0822	0,2011
44	40	41	0,3319	0,1114
45	42	43	0,2030	0,1034
46	43	44	0,2842	0,1447
47	44	45	0,2813	0,1433
48	45	46	1,5900	0,5337
49	46	47	0,7837	0,2630
50	47	48	0,3042	0,1006
51	48	49	0,3861	0,1172
52	49	50	0,5075	0,2585
53	50	51	0,0974	0,0496
54	51	52	0,1450	0,0738
55	52	53	0,7105	0,3619
56	53	54	1,0410	0,5302
57	55	56	0,0047	0,0014
58	57	58	0,0047	0,0016
59	59	60	0,0640	0,1565
60	60	61	0,1053	0,1230
61	61	62	0,0304	0,0305
62	62	63	0,0018	0,0021
63	63	64	0,7283	0,8509
64	64	65	0,3100	0,3623
65	65	66	0,0410	0,0478
66	66	67	0,0092	0,0116
67	67	68	0,1089	0,1373
68	68	69	0,0009	0,0012

Tabela A.5: Dados de barra do *S135* – 13,8 kV.

Dados de Barra					
Barra	P [kW]	Q [kVAr]	Barra	P [kW]	Q [kVAr]
1	0,000	0,000	35	6,274	2,660
2	62,299	24,786	36	0,000	0,000
3	124,598	49,571	37	117,880	49,971
4	140,175	55,768	38	62,668	25,566
5	116,813	46,474	39	172,285	73,034
6	249,203	99,145	40	458,556	194,388
7	291,447	115,592	41	262,962	111,473
8	303,720	120,835	42	235,761	99,942
9	215,396	85,695	43	0,000	0,000
10	198,586	79,007	44	109,215	46,298
11	0,000	0,000	45	0,000	0,000
12	0,000	0,000	46	72,809	30,865
13	0,000	0,000	47	258,473	109,570
14	30,127	14,729	48	69,169	29,322
15	230,972	112,920	49	21,843	9,260
16	60,256	29,459	50	0,000	0,000
17	230,972	112,920	51	20,527	8,702
18	120,507	58,915	52	150,548	63,819
19	0,000	0,000	53	220,687	93,552
20	56,981	27,857	54	92,384	39,163
21	364,665	178,281	55	0,000	0,000
22	0,000	0,000	56	226,693	96,098
23	124,647	60,939	57	0,000	0,000
24	56,981	27,857	58	294,016	116,974
25	0,000	0,000	59	83,015	33,028
26	85,473	41,787	60	83,015	33,028
27	0,000	0,000	61	103,770	41,285
28	396,735	193,960	62	176,408	70,184
29	0,000	0,000	63	83,015	33,028
30	181,152	88,563	64	217,917	86,698
31	242,172	118,395	65	23,294	9,267
32	75,316	36,821	66	5,075	2,019
33	0,000	0,000	67	72,638	28,899
34	1,254	0,531	68	405,990	161,523

Tabela A.5: Continuação – Dados de barra do *S135* – 13,8 kV.

Dados de Barra					
Barra	P [kW]	Q [kVAr]	Barra	P [kW]	Q [kVAr]
69	0,000	0,000	103	0,000	0,000
70	100,182	42,468	104	202,435	85,815
71	142,523	60,417	105	60,823	25,874
72	96,042	40,713	106	45,618	19,338
73	300,454	127,366	107	0,000	0,000
74	141,238	59,873	108	157,070	66,584
75	279,847	118,631	109	0,000	0,000
76	87,312	37,013	110	250,148	106,041
77	243,849	103,371	111	0,000	0,000
78	247,750	105,025	112	68,809	28,593
79	0,000	0,000	113	32,072	13,596
80	89,878	38,101	114	61,084	25,894
81	1137,280	482,108	115	0,000	0,000
82	458,339	194,296	116	94,622	46,260
83	385,197	163,290	117	49,858	24,375
84	0,000	0,000	118	123,164	60,214
85	79,608	33,747	119	78,350	38,304
86	87,312	37,013	120	145,475	71,121
87	0,000	0,000	121	21,369	10,447
88	74,001	31,370	122	74,789	36,564
89	232,050	98,369	123	227,926	111,431
90	141,819	60,119	124	35,614	17,411
91	0,000	0,000	125	249,295	121,877
92	76,449	32,408	126	316,722	154,842
93	0,000	0,000	127	333,817	163,199
94	51,322	21,756	128	249,295	121,877
95	59,874	25,381	129	0,000	0,000
96	9,065	3,843	130	0,000	0,000
97	2,092	0,887	131	47,780	19,009
98	16,735	7,094	132	42,551	16,929
99	1506,522	638,634	133	87,022	34,622
100	313,023	132,694	134	311,310	123,855
101	79,831	33,842	135	148,869	59,228
102	51,322	21,756	136	238,672	94,956

Tabela A.6: Dados de linha do *S135* – 13,8 kV.

Dados de Linha				
Linha	Barra k	Barra j	R [Ohm]	X [Ohm]
1	1	11	0,33205	0,76653
2	1	33	0,33205	0,76653
3	1	57	0,00750	0,01732
4	1	69	0,01126	0,02598
5	1	79	0,01126	0,02598
6	1	93	0,00938	0,02165
7	1	115	0,01126	0,02598
8	1	130	0,33205	0,76653
9	2	3	0,52124	0,27418
10	2	4	0,10877	0,10860
11	4	5	0,39803	0,20937
12	4	6	0,91744	0,31469
13	4	7	0,11823	0,11805
14	7	8	0,50228	0,26421
15	7	9	0,05675	0,05666
16	9	10	0,29379	0,15454
17	11	12	0,00188	0,00433
18	12	13	0,22324	0,51535
19	13	14	0,10881	0,25118
20	14	15	0,71078	0,37388
21	14	16	0,18197	0,42008
22	16	17	0,30326	0,15952
23	16	18	0,02439	0,05630
24	18	19	0,04502	0,10394
25	19	20	0,01876	0,04331
26	20	21	0,11823	0,11230
27	21	22	0,02365	0,02361
28	22	23	0,18954	0,09970
29	22	25	0,05675	0,05666
30	23	24	0,39803	0,20937
31	25	26	0,09477	0,04985
32	25	29	0,07566	0,07555
33	26	27	0,41699	0,21934
34	27	28	0,11372	0,05982
35	29	30	0,36960	0,19442
36	29	32	0,05675	0,05660
37	30	31	0,26536	0,13958
38	33	34	0,11819	0,27283
39	34	35	2,96288	1,01628
40	34	36	0,00188	0,00433
41	36	37	0,06941	0,16024
42	37	38	0,81502	0,42872
43	37	39	0,06378	0,14724
44	39	40	0,13132	0,30315
45	40	41	0,06191	0,14291

Tabela A.6: Continuação – Dados de linha do *S135* – 13,8 kV.

Dados de Linha				
Linha	Barra k	Barra j	R [Ohm]	X [Ohm]
46	41	42	0,11444	0,26417
47	41	56	0,13882	0,32047
48	42	43	0,28374	0,28331
49	42	45	0,04502	0,10394
50	43	44	0,28374	0,28321
51	45	46	0,02626	0,06063
52	46	47	0,06003	0,13858
53	46	50	0,10881	0,25118
54	47	48	0,03002	0,06929
55	48	49	0,02064	0,04764
56	50	51	0,25588	0,13460
57	51	52	0,41699	0,21934
58	52	53	0,50228	0,26421
59	53	54	0,33170	0,17448
60	54	55	0,20849	0,10967
61	57	58	0,27014	0,62362
62	58	59	0,38270	0,88346
63	59	60	0,33018	0,76220
64	60	61	0,32830	0,75787
65	61	62	0,17072	0,39409
66	62	63	0,55914	0,29412
67	62	64	0,05816	0,13425
68	64	65	0,70130	0,36890
69	64	67	0,06754	0,15591
70	65	66	1,02352	0,53839
71	67	68	1,32352	0,45397
72	69	70	0,72976	1,68464
73	70	71	0,22512	0,51968
74	71	72	0,20824	0,48071
75	72	73	0,04690	0,10827
76	73	74	0,61950	0,61857
77	74	75	0,34049	0,33998
78	75	76	0,56862	0,29911
79	75	77	0,10877	0,10860
80	77	78	0,56862	0,29911
81	79	80	0,41835	0,96575
82	80	81	0,10499	0,13641
83	80	82	0,43898	1,01338
84	82	83	0,07520	0,02579
85	83	84	0,07692	0,17756
86	84	85	0,33205	0,76653
87	85	86	0,08442	0,19488
88	86	87	0,13320	0,30748
89	87	88	0,29320	0,29276
90	87	91	0,10318	0,23819

Tabela A.6: Continuação – Dados de linha do *S135* – 13,8 kV.

Linha	Dados de Linha			
	Barra k	Barra j	R [Ohm]	X [Ohm]
91	88	89	0,21753	0,21721
92	89	90	0,26482	0,26443
93	91	92	0,13507	0,31181
94	93	94	0,16884	0,38976
95	94	95	0,11819	0,27283
96	95	96	2,28608	0,78414
97	95	97	0,45587	1,05236
98	97	98	0,69600	1,60669
99	98	99	0,45774	1,05669
100	98	112	0,32267	0,74488
101	99	100	0,20298	0,26373
102	100	101	0,21348	0,27737
103	101	102	0,54967	0,28914
104	101	104	0,04550	0,05911
105	102	103	0,54019	0,28415
106	102	108	0,77711	0,40878
107	103	110	1,06633	0,57827
108	104	105	0,47385	0,24926
109	105	106	0,86241	0,45364
110	106	107	0,56862	0,29911
111	108	109	1,08038	0,56830
112	110	111	0,47385	0,24926
113	112	113	0,14633	0,33779
114	113	114	0,12382	0,28583
115	115	116	0,64910	1,49842
116	116	117	0,04502	0,10394
117	117	118	0,52640	0,18056
118	117	119	0,02064	0,04764
119	119	120	0,53071	0,27917
120	119	121	0,09755	0,22520
121	121	122	0,11819	0,27283
122	121	123	0,13882	0,32047
123	123	124	0,04315	0,09961
124	124	125	0,09192	0,21220
125	125	126	0,16134	0,37244
126	126	127	0,37832	0,37775
127	127	128	0,39724	0,39664
128	128	129	0,29320	0,29276
129	130	131	0,00188	0,00433
130	131	132	0,22340	0,51535
131	132	133	0,09943	0,22953
132	133	134	0,15571	0,35945
133	134	135	0,16321	0,37677
134	135	2	0,05675	0,05666
135	135	136	0,11444	0,26417