

Ricardo Augusto de Araujo

ALGORITMOS PARA O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE
SISTEMAS MODERNOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA

*ALGORITHMS FOR OPERATION PLANNING OF MODERN
ELECTRIC DISTRIBUTION POWER SYSTEMS*

Campinas
2012

Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Ricardo Augusto de Araujo

ALGORITMOS PARA O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS MODERNOS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

ALGORITHMS FOR OPERATION PLANNING OF MODERN ELECTRIC DISTRIBUTION POWER SYSTEMS

Dissertação de mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energia Elétrica.

Master's thesis presented to the School of Electrical and Computer Engineering in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering. Concentration area: Electric Power Systems.

Orientador: Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida
Tutor: Professor Madson Cortes de Almeida

Este exemplar corresponde à versão final da tese defendida pelo aluno, e orientada pelo Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida

Campinas
2012

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

Ar15a Araujo, Ricardo Augusto de
 Algoritmos para o planejamento da operação de
 sistemas modernos de distribuição de energia elétrica /
 Ricardo Augusto de Araujo. --Campinas, SP: [s.n.],
 2012.

 Orientador: Madson Cortes de Almeida.
 Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
 Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de
 Computação.

 1. Algoritmos genéticos. 2. Sistemas de energia
 elétrica - Distribuição. 3. Geração distribuída de energia
 elétrica. 4. Análise de sensibilidade. I. Almeida,
 Madson Cortes de, 1973-. II. Universidade Estadual de
 Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de
 Computação. III. Título.

Título em Inglês: Algorithms for operation planning of modern electric distribution
power systems

Palavras-chave em Inglês: Genetic algorithms, Electric power systems, Distributed
generation of electric power, Sensitivity analysis

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Antonio Carlos Zambroni de Souza, Carlos Alberto de Castro
Júnior

Data da defesa: 07-08-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Ricardo Augusto de Araujo

Data da Defesa: 7 de agosto de 2012

Título da Tese: "Algoritmos Para o Planejamento da Operação de Sistemas Modernos de Distribuição de Energia Elétrica"

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida (Presidente):  _____

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza:  _____

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior:  _____

Dedico esse trabalho a minha família.

Agradecimentos

Agradeço a Deus, por sempre me guiar e iluminar.

Ao meu pai (Gentil), minha mãe (Rosa) e meus irmãos (Rodrigo e Daniela), pelo amor, paciência, apoio, incentivo e compreensão.

Ao Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida, pela orientação, atenção e disponibilidade no desenvolvimento deste trabalho.

À minha avó Anna (*in memoriam*), exemplo de bondade e amor.

Ao André, Gilberto, Joice, Radimila e Rodrigo Pereira, pela ajuda, conversas, paciência, momentos de descontração e apoio.

A todos os amigos de graduação, pela amizade e pelas risadas.

A todos os amigos do DSEE, em especial àqueles que me ajudaram desde o início deste trabalho (Anzai, Jorge, Regiane e Santiago).

Ao professor Dr. Carlos Alberto de Castro Jr, pela atenção e exemplar orientação no Programa de Estágio Docente.

A todas as pessoas que me ajudaram neste trabalho de alguma forma.

A CAPES Coordenação de Aperfeiçoamento de Nível Superior, pela credibilidade e apoio financeiro.

A gravidade explica os movimentos dos planetas, mas não pode explicar quem colocou os planetas em movimento. Deus governa todas as coisas e sabe tudo que é ou que pode ser feito.

Isaac Newton

Resumo

O problema do planejamento da operação de redes de distribuição de energia elétrica consiste em determinar os ajustes para os *taps* dos transformadores e reguladores de tensão, para os bancos de capacitores e para as injeções de potências ativas e reativas dos geradores distribuídos e da subestação, obedecendo aos limites físicos e operacionais da rede, a fim de melhorar o seu desempenho. Este pode ser formulado como um problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) bastante complexo, pois envolve fatores técnicos, como a regulação de tensão em regime permanente, e econômicos, como a redução de perdas e a valoração da energia fornecida por produtores independentes. Este trabalho propõe dois algoritmos para resolver o problema de planejamento da operação. No primeiro, é usado um algoritmo genético similar ao desenvolvido por Chu e Beasley, somado a um esquema especial de criação da população inicial. Este algoritmo pode prover soluções de boa qualidade e até mesmo a solução ótima global do problema. O segundo algoritmo é baseado na análise de sensibilidades e é capaz de encontrar soluções de boa qualidade a um custo computacional bastante inferior ao custo do algoritmo genético proposto. Além de poder ser aplicado no planejamento de curto-prazo da operação de modernas redes de distribuição de energia elétrica, os métodos propostos podem, por exemplo, auxiliar as concessionárias de energia elétrica na definição de condições para o estabelecimento de contratos com produtores independentes de energia. Os resultados apresentados, baseados nos sistemas de distribuição radiais de 34, 70 e 135 barras, mostram que os algoritmos propostos são promissores.

Palavras-chave: Algoritmos genéticos, sistemas de energia elétrica - distribuição, geração distribuída de energia elétrica, análise de sensibilidade.

Abstract

The distribution system operation planning stage is concerned with the determination of capacitor bank, transformer and voltage regulator settings. This must be accomplished considering active and reactive power injections of distributed generators and at the main substation, as well as physical and regulatory issues in order to improve the network performance. This is a quite complex Optimal Power Flow (OPF) problem because it involves technical factors such as steady state voltage regulation, economic factors such as losses reduction and energy bids from independent power producers. This work proposes two approaches to solve this operation planning problem. The first one uses a genetic algorithm similar to that developed by Chu and Beasley, however with a different strategy to create the initial population. This algorithm can provide good quality solutions and in some cases even optimal solutions. The second one is based on the use of sensitivities, where good quality solutions are obtained at low computing times, much lower than those obtained using the proposed genetic algorithm. Besides being applicable in short-term operation planning of distribution networks, the proposed methods could also assist the utility operator in setting up conditions for establishing contracts with independent power producers. The results presented here using radial distribution systems of 34, 70 and 135 buses demonstrated the potential of the proposed algorithms.

Key-words: Genetic algorithms, electric power systems, distributed generation of electric power, sensitivity analysis.

Lista de Figuras

3.1	Fluxograma básico de um AG.	22
3.2	Representação de um indivíduo ou cromossomo.	24
3.3	Exemplo de solução contínua e indivíduos discretos gerados.	25
3.4	Exemplo de ajustes possíveis para a posição do <i>tap</i> de um transformador.	26
3.5	Cruzamento de um ponto.	28
3.6	Mutação.	29
3.7	Matriz de desempenho.	30
3.8	Topologia do sistema hipotético de 5 barras.	33
3.9	Operadores genéticos aplicados à Geração 1.	35
3.10	Operadores genéticos aplicados à Geração 2.	36
5.1	Diagrama unifilar da variação do sistema radial IEEE 34 barras.	50
5.2	Perfil de tensão: Ótimo global e solução do ABAS.	55
5.3	Perfil de tensão. 70-barras.	63
5.4	Perfil de tensão: Min. Perdas e Min. Desvio. 70-barras.	64
5.5	Perdas elétricas: Min. Perdas e Min. Desvio. 70-barras.	64
5.6	Perfil de tensão ao minimizar as perdas elétricas. 135-barras.	67
5.7	Perfil de tensão: Min. Perdas, Min. Desvio e Min. Desvio com restrição. 135-barras.	68
5.8	Perdas elétricas: Min. Perdas, Min. Desvio e Min. Desvio com restrição. 135-barras.	68

Lista de Tabelas

3.1	Sistema 5 barras - Dados do alimentador.	33
3.2	Sistema 5 barras - Dados das cargas.	33
3.3	Solução contínua - 5 barras	34
3.4	Matriz de desempenho dos indivíduos da Geração 1.	34
3.5	Indivíduos da Geração 1 ordenados de acordo com a matriz de desempenho.	34
3.6	Matriz de desempenho dos indivíduos da Geração 2.	35
3.7	Indivíduos da Geração 2 ordenados de acordo com a matriz de desempenho.	35
3.8	Matriz de desempenho dos indivíduos da Geração 2.	36
3.9	Indivíduos da Geração 2 ordenados de acordo com a matriz de desempenho.	36
3.10	Solução obtida após 3 gerações - 5 barras.	37
4.1	Sistema 5 barras - Solução contínua.	46
4.2	Perdas elétricas obtidas com os estados atualizados - 5 barras.	47
4.3	Sistema 5 barras - Ajuste da primeira variável de controle.	47
4.4	Sistema 5 barras - ABAS.	48
4.5	Gerador distribuído - 5 barras.	48
5.1	Transformadores Reguladores. IEEE 34-barras.	50
5.2	Bancos de capacitores. IEEE 34-barras.	50
5.3	Geradores Distribuídos. IEEE 34-barras.	51
5.4	Desempenho do AGCB para diferentes populações iniciais. IEEE 34-barras.	52
5.5	Ajustes dos <i>taps</i> e bancos de capacitores na solução ótima global. IEEE 34-barras.	52
5.6	Ajustes dos geradores distribuídos na solução ótima global. IEEE 34-barras.	53

5.7	Discretização das variáveis. IEEE 34-barras.	53
5.8	Solução contínua, Ótimo global, solução do AGCB e solução do ABAS. IEEE 34-barras.	54
5.9	ABAS: Ajustes dos geradores distribuídos. IEEE 34-barras.	54
5.10	Potência nos geradores em três níveis de carregamento. IEEE 34-barras.	57
5.11	Transformadores Reguladores. 70-barras.	58
5.12	Bancos de capacitores. 70-barras.	58
5.13	Geradores Distribuídos. 70-barras.	58
5.14	Desempenho do AGCB. 70-barras.	59
5.15	Ajustes dos <i>taps</i> e bancos de capacitores. 70-barras.	60
5.16	AGCB: Ajustes dos geradores distribuídos. 70-barras.	60
5.17	Discretização das variáveis. 70-barras.	61
5.18	Solução contínua, melhor solução do AGCB e solução do ABAS. 70-barras.	61
5.19	ABAS: Ajustes dos geradores distribuídos. 70-barras.	62
5.20	Transformadores Reguladores. 135-barras.	65
5.21	Bancos de capacitores. 135-barras.	65
5.22	Geradores Distribuídos. 135-barras.	66
5.23	Perdas elétricas. 135-barras.	66
5.24	Ajustes dos <i>taps</i> e bancos de capacitores. 135-barras.	69
5.25	Ajustes dos geradores distribuídos. 135-barras.	70
A.1	Dados do sistema de 34 Barras	83
A.2	Dados do sistema de 70 Barras	85
A.3	Dados do sistema de 135 Barras	88

Principais Símbolos e Nomenclaturas

- NB – Conjunto de barras do sistema.
- NR – Conjunto de ramos do sistema.
- T_{km} – Conjunto de valores discretos que o *tap* do transformador regulador de tensão do ramo km pode assumir.
- C_k – Conjunto de valores discretos que o ajuste do banco de capacitor chaveável instalado na barra k pode assumir.
- c_k – Valor do ajuste do banco de capacitor chaveável instalado na barra k .
- t_{km} – Valor do *tap* do transformador regulador de tensão do ramo km .
- P_k^g e Q_k^g – Potências ativas e reativas geradas na barra k .
- P_k^c e Q_k^c – Demanda de potência ativa e reativa na barra k .
- P_k^{corte} e Q_k^{corte} – Cortes de carga, corte de potência ativa e reativa na barra l .
- $P_k(t, V, \theta)$ e $Q_k(t, c, V, \theta)$ – Injeções de potência ativa e reativa na barra k .
- $P_k^{g^{min}}$ e $P_k^{g^{max}}$ – Limite inferior e superior de geração ativa na barra k .
- $Q_k^{g^{min}}$ e $Q_k^{g^{max}}$ – Limite inferior e superior de geração reativa na barra k .
- $Q_k^{cap}(c, V)$ – Injeção de potência reativa do banco de capacitor instalado na barra k .
- V e θ – Vetor das magnitudes e ângulos das tensões nas barras do sistema.
- t – Vetor dos *taps* dos transformadores reguladores do sistema.
- c – Vetor dos ajustes dos bancos de capacitores chaveáveis dos sistema.
- V_k e V_m – Magnitudes das tensões nas barras k e m .
- V_k^{esp} – Magnitude da tensão especificada para a barra k .

- b_k^{sh} – Valor da susceptância shunt do banco de capacitor chaveável instalado na barra k .
- b_{km} e b_{km}^{sh} – São as susceptâncias do ramo km .
- g_{km} – É a condutância do ramo km .
- Ω_k – Conjunto de todas as barras vizinhas à barra k .
- fpc_k – Fator de potência para a carga da barra k .
- fp_k – Fator de potência especificado para o gerador da barra k .
- β_k – Valor 1 para fator de potência capacitivo e valor -1 para indutivo, para a carga da barra k .
- α_k – Valor 1 para fator de potência capacitivo e valor -1 para indutivo, para o gerador da barra k .
- θ_{km} – É a diferença angular entre as barras k e m .
- nb – Número de barras da rede.
- nr – Número de ramos da rede.
- w_k – Ponderação que permite priorizar a melhora do perfil de tensão na barra k .
- Kp_k e Kq_k – Preço da energia em R\$/kWh e R\$/kVarh.
- h – Duração do nível de carregamento, em horas.
- S_{θ_t} , S_{θ_c} , S_{V_t} e S_{V_c} – Matrizes de Sensibilidade.
- Δx – Perturbações nas variáveis x .
- $\Delta\theta$ e ΔV – Variações nas magnitudes e ângulos das tensões das barras;
- Δt e Δc – Alterações nas variáveis de controle, *taps* dos transformadores reguladores e ajustes dos bancos de capacitores chaveáveis, respectivamente.

Sumário

1	Introdução	1
2	Formulação do Problema	7
2.1	Introdução	7
2.2	Formulação Matemática	8
2.2.1	Funções de desempenho	11
2.3	Variáveis de Controle Discretas e Contínuas	12
2.3.1	Transformadores com Comutação de tap	12
2.3.2	Reguladores de Tensão	13
2.3.3	Bancos de Capacitores	14
2.3.4	Geradores Distribuídos	15
2.4	Abordagens para a Solução do Problema	17
3	Algoritmo Genético de Chu e Beasley	19
3.1	Introdução	19
3.2	Algoritmo Genético Básico	20
3.3	Algoritmo Genético de Chu e Beasley	23
3.4	Codificação do AGCB	23
3.5	População Inicial	25
3.6	Operadores Genéticos	27
3.6.1	Seleção	27
3.6.2	Cruzamento	27

3.6.3	Mutação	28
3.7	Matriz de Desempenho	29
3.8	Substituição da População	30
3.9	Pseudo-Código do AGCB	31
3.10	AGCB aplicado a uma rede de 5 barras	32
4	Algoritmo Baseado em Análise de Sensibilidade	39
4.1	Introdução	39
4.2	Análise de Sensibilidade	40
4.3	Algoritmo Baseado em Análise de Sensibilidade - ABAS	41
4.3.1	Matrizes de Sensibilidade	42
4.3.2	Pseudo-Código do ABAS	44
4.3.3	ABAS aplicado a uma rede de 5 barras	46
5	Testes e Resultados	49
5.1	Sistema IEEE 34-barras	49
5.1.1	AGCB - População aleatória x controlada - IEEE 34-barras	51
5.1.2	ABAS - IEEE 34-barras	53
5.1.3	Concessionária e Produtores Independentes	55
5.2	Sistema de 70 barras	58
5.2.1	AGCB - População aleatória x controlada	59
5.2.2	ABAS	60
5.2.3	Tratamento simultâneo do Perfil de tensão e Perdas elétricas	62
5.3	Sistema Real de 135 barras	65
5.3.1	Tratamento simultâneo do Perfil de tensão e Perdas elétricas	66
6	Conclusões e Considerações finais	71
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	72
6.2	Publicações resultantes deste trabalho	73

Referências Bibliográficas	73
A Dados dos Sistemas Testados	83
A.1 Dados das Redes de 34 Barras	83
A.2 Dados da Rede de 70 Barras	85
A.3 Dados da Rede de 135 Barras	88

Capítulo 1

Introdução

O processo de reestruturação do setor de energia elétrica ocorrido no mundo nos últimos anos diminuiu, de maneira significativa, as barreiras legais e econômicas ao surgimento de novos agentes geradores de energia elétrica. Como consequência dessas mudanças, tem crescido o número de geradores de pequeno e médio portes conectados às redes de distribuição de energia elétrica, dando origem ao conceito de geração dispersa ou distribuída. Paralelamente à redução das barreiras legais, o desenvolvimento de novas tecnologias de geração de energia elétrica, o crescente aumento da demanda, o desejo de produzir energia sem degradar o meio ambiente e a necessidade de aumentar a confiabilidade e reduzir os custos de alguns sistemas industriais são fatores que também têm contribuído para a expansão da geração distribuída em todo o mundo [Jenkins et al., 2000, CIGRÉ, 1999, CIRED, 1999, Ackermann et al., 2001, Ayres, 2010]. No caso do Brasil, existe a perspectiva de crescimento da oferta da energia elétrica proveniente desses geradores distribuídos em complemento aos geradores centralizados tradicionais. De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), este segmento representava cerca de 12% da matriz energética brasileira [ANEEL, 2012], isto é, aproximadamente 15000MW , considerando as usinas termoelétricas (UTE) abastecidas por biomassa, as pequenas centrais hidroelétricas, as centrais geradoras hidroelétricas, as centrais eólicas e as solares. Desse percentual, as UTE alimentadas por biomassa representam 7,35%, enquanto os 4,65% restantes correspondem às demais fontes citadas. De acordo com as informações do BIG de maio de 2012, os novos empreendimentos já outorgados e em construção (considerando apenas as fontes já mencionadas) elevarão a participação da geração distribuída na matriz energética brasileira para

aproximadamente 17%. Esse crescimento da participação das fontes distribuídas está fortemente relacionado com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), que tem por objetivo promover a diversificação da Matriz Energética Brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais [Proinfa, 2012].

Outro aspecto que merece destaque no contexto da reestruturação do setor de energia elétrica, é a tendência de uso de técnicas sofisticadas de controle e automação visando a otimização da operação dos sistemas de subtransmissão e, principalmente, dos sistemas de distribuição de energia, com as chamadas redes inteligentes ou *smart grids* [Pereira et al., 2011, Pascalicchio, 2011, Rahimi and Ipakchi, 2010, Paudyal et al., 2011]. A expectativa é que as redes inteligentes tragam grandes transformações na operação, planejamento, tarifação e manutenção das redes elétricas. De acordo com Pascalicchio [Pascalicchio, 2011], a rede elétrica "*inteligente*" poderá realizar de forma contínua e com o mínimo de intervenção humana o seu próprio diagnóstico, estabelecendo condições adequadas de balanço de energia. Além disso, conseguirá analisar, localizar e responder em tempo real às necessidades das condições de operação do sistema, sempre adequando ou mesmo restabelecendo características da rede afetadas por alguma condição anormal. Desta maneira, é esperado que as redes inteligentes contribuam para a melhora da confiabilidade, da segurança, da qualidade da energia e da eficiência das redes elétricas.

Diante dessas recentes mudanças e das perspectivas atuais, é possível conceber o desenvolvimento de funções avançadas de análise e controle para redes de distribuição de energia elétrica. Essas funções podem ser responsáveis por tarefas como a reconfiguração da rede, incluindo o remanejamento das cargas entre diferentes alimentadores, pelo ajuste dos *taps* dos transformadores, pelo controle dos reguladores de tensão, pelo chaveamento dos bancos de capacitores e religadores, entre outras. O controle coordenado desses diversos componentes pode viabilizar a eliminação de sobrecargas, o aumento da confiabilidade, além do tratamento de problemas associados ao aumento da penetração dos geradores distribuídos [Jenkins et al., 2000, Barker and De Mello, 2000]. Entre os possíveis benefícios que podem ser alcançados com o controle coordenado dos componentes da rede de distribuição, destacam-se ainda a manutenção do perfil de tensão em regime permanente dentro de limites aceitáveis, o que eleva a qualidade da energia fornecida e evita o pagamento de multas devido à violação de limites, e a redução das perdas, que conduz a uma melhor utilização da rede, evitando investimentos prematuros na ampliação da estrutura física [Viawan and Karlsson,

2008, Hu et al., 2003, Auchariyamet and Sirisumrannukul, 2010].

Neste contexto, têm-se, portanto, condições favoráveis para o estabelecimento de metodologias para o problema do planejamento da operação de sistemas modernos de distribuição de energia elétrica. Para isso, devem ser determinados os ajustes dos *taps* dos transformadores e reguladores de tensão, dos bancos de capacitores e das injeções de potências ativas e reativas dos geradores distribuídos e da subestação, obedecendo aos limites físicos e operacionais da rede, ao mesmo tempo em que o seu desempenho é melhorado. O problema do planejamento da operação de redes contendo geradores distribuídos é um problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) bastante complexo, pois envolve fatores técnicos, como a regulação de tensão em regime permanente, econômicos, como a redução de perdas e a valoração da energia fornecida por produtores independentes, e regulatórios, como o redespacho da geração dos diversos agentes envolvidos.

Sob o ponto de vista matemático, o planejamento da operação de redes de distribuição é bastante complexo devido a sua natureza não linear contendo variáveis discretas e contínuas. Este é um problema de Programação Não Linear Inteira Mista e é um dos problemas de otimização mais difíceis de resolver [Soler, 2011]. As variáveis discretas do problema são os ajustes dos *taps* dos transformadores e reguladores de tensão, e os ajustes dos bancos de capacitores chaveáveis. As variáveis contínuas são os ajustes dos níveis de injeções de potências ativas e reativas dos geradores distribuídos e da subestação. Devido ao grande número de possíveis combinações das variáveis discretas, o problema apresenta ainda o fenômeno de explosão combinatorial. Problemas com essa natureza são normalmente resolvidos com métodos de programação inteira-mista, no entanto, esta abordagem torna-se difícil em casos que contêm um número elevado de variáveis e restrições, já que a complexidade computacional relacionada à abordagem combinatorial tende a aumentar exponencialmente com o número de variáveis discretas [Soler, 2011]. Outros métodos como Aproximação Externa [Duran and Grossmann, 1986, Fletcher and Leyffer, 1994], Decomposição de *Benders* [Benders, 1962] e *Branch-and-Bound* [Gupta and Ravindran, 1985] requerem grande esforço computacional quando aplicados a problemas de grande porte, podendo se tornar inviáveis na solução do problema do planejamento.

No contexto estabelecido, um programa para o planejamento da operação poderia ser executado em um centro de controle da operação das redes de distribuição (CCO), definindo periodicamente, a partir do carregamento observado, quais os melhores ajustes para as variáveis de controle discretas e contínuas capazes de manter o desempenho em regime permanente da rede o mais próximo

possível de condições ótimas de operação. Por outro lado, em um contexto onde o nível de automação da rede não permite a criação de um centro de controle da operação, a solução do problema do planejamento da operação pode auxiliar as concessionárias na definição de condições para o estabelecimento de contratos com os produtores independentes de energia ou na definição de regras que incentivem esses produtores a gerar uma maior ou menor quantidade de energia em diferentes horários, resultando na redução de perdas e/ou na manutenção de um perfil adequado de tensão. Além disso, a solução do problema pode indicar a melhor forma de investir na aquisição da energia que será entregue aos consumidores, considerando o custo da geração pela própria concessionária e o custo da energia comprada dos produtores independentes.

Nesta dissertação são apresentadas metodologias capazes de auxiliar as concessionárias de energia elétrica no planejamento da operação de sistemas de distribuição contendo geradores distribuídos. Estas metodologias devem permitir a coordenação dos dispositivos de controle de tensão e reativos juntamente com os geradores distribuídos buscando a manutenção de um perfil adequado de tensão em regime permanente, a redução das perdas elétricas e a redução dos custos de compra e/ou geração de energia elétrica diante da variação diária das cargas.

Para a solução do problema de planejamento são apresentadas duas propostas, uma baseada em computação evolutiva e outra baseada em matrizes de sensibilidades. O método baseado em computação evolutiva trata as variáveis discretas como variáveis contínuas na etapa de criação da população inicial do algoritmo genético especializado. Nesta proposta foi utilizado o Algoritmo Genético de Chu and Beasley, pois as suas características se adaptam bem ao esquema de inicialização proposto. O método baseado em matrizes de sensibilidade também parte de uma solução onde todas as variáveis são tratadas como contínuas e a cada iteração as variáveis são discretizadas. A escolha da variável discretizada em cada iteração é feita com base no incremento provocado no estado da rede pela discretização.

Na primeira proposta geralmente são obtidas soluções de melhor qualidade. Entretanto, o custo computacional associado é bem mais elevado. Nas redes de pequeno e médio porte testadas as duas metodologias levaram a soluções finais bastante próximas.

Devido à dificuldade de solução imposta pela presença de variáveis discretas em problemas de programação não linear, a maioria das propostas da literatura ignora a natureza discreta e trata todas as variáveis do problema do FPO como contínuas. Entretanto, há na literatura trabalhos

bastante promissores que tratam tanto as variáveis discretas quanto as contínuas. Algumas dessas abordagens são brevemente apresentadas a seguir.

Uma das primeiras propostas que adotam o tratamento contínuo para as variáveis do problema foi apresentada por Carpentier em [Carpentier, 1962]. Neste trabalho, o problema é transformado em irrestrito por meio da função Lagrangiana clássica. As condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) são aplicadas e o modelo resultante é resolvido pelo método de Gauss-Seidel. Nessa mesma linha podemos destacar ainda os trabalhos de [Dommel and Tinney, 1968], [Sasson, 1969], [Sasson et al., 1973], [Sun et al., 1984], [Liu et al., 1992], [Granville, 1994], [Liu et al., 2002], [de Sousa et al., 2003], [Sousa, 2006] e [Soler, 2011]. Para realizar o tratamento contínuo das variáveis discretas, geralmente são adotadas penalidades incluídas nas funções objetivo que forcem as variáveis contínuas a assumirem valores discretos. Nessas abordagens são comuns as dificuldades na definição dos parâmetros de penalização, como é destacado em [Dommel and Tinney, 1968] e [de Sousa et al., 2003]. Ainda nessa classe de métodos, mais recentemente, merecem destaques os trabalhos baseados no Métodos de Pontos Interiores como [Granville, 1994], [Liu et al., 2002], [de Sousa et al., 2003] e [Soler, 2011] que têm se mostrado bastante promissores.

Além dos trabalhos citados, na literatura são encontradas propostas onde as variáveis discretas e contínuas são tratadas simultaneamente. Nesta linha geralmente o FPO é formulado como um problema de programação linear inteiro misto (PLIM) e é resolvido com o auxílio de algoritmos como o Branch-and-Bound utilizado em [Mantovani et al., 2001a] e o algoritmo genético utilizado em [Mantovani et al., 2001b]. Outra característica marcante dessa classe de métodos é o uso de Programação Linear Sucessiva em conjunto com os algoritmos heurísticos como ocorre em [Aoki et al., 1988], [Mantovani et al., 2001a], [Mantovani et al., 2001b]. Ainda nessa linha, destaca-se o trabalho de [Lin et al., 2004] que utiliza heurísticas e sensibilidades para selecionar um conjunto de soluções candidatas e as avalia com um FPO, onde as variáveis discretas são fixas.

Com relação às metodologias apresentadas nesta dissertação, a primeira proposta, que utiliza algoritmo genético, se enquadra na segunda classe de métodos, enquanto que a segunda proposta, baseada em matrizes de sensibilidade e discretização, se enquadra na primeira classe de métodos.

Uma apresentação e discussão mais detalhada das referências citadas pode ser encontrada, por exemplo, em [Soler, 2011].

Este trabalho está dividido como segue: no Capítulo 2, a formulação do problema é descrita e uma breve descrição dos dispositivos de controle é realizada. Nos Capítulos 3 e 4, apresentam-se os métodos desenvolvidos para a resolução do problema de planejamento da operação de sistemas de distribuição de energia elétrica. O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos para três redes de distribuição. Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões.

Capítulo 2

Formulação do Problema

2.1 Introdução

As novas regulamentações do setor elétrico, presentes no PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) [ANEEL, 2010], são claramente voltadas à qualidade e a confiabilidade no fornecimento da energia elétrica. No PRODIST estão estabelecidas as normas e padronizações das atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Para atender a essas regulamentações, entre outras atividades, as concessionárias devem operar as redes obedecendo às suas restrições e atendendo a demanda dos consumidores. Nesse sentido, o desenvolvimento de metodologias que auxiliem o planejamento e a operação dos sistemas de distribuição é de extrema importância para as concessionárias.

Além dos investimentos em novos equipamentos, reforços na rede e manutenção dos equipamentos, a coordenação adequada da operação de geradores distribuídos, capacitores fixos ou chaveados e transformadores reguladores de tensão (transformador da subestação e reguladores de tensão do alimentador) é também eficiente na melhoria do desempenho de sistemas de distribuição de energia [Viawan and Karlsson, 2007]. Nesse contexto, essa dissertação apresenta algoritmos capazes de determinar os melhores ajustes para estes dispositivos, de forma que levem à melhoria do desempenho da rede ao mesmo tempo em que são obedecidas as suas restrições físicas e operacionais.

Neste capítulo é apresentada a formulação matemática do problema proposto. São apresentadas as equações que caracterizam o funcionamento da rede em regime permanente, as restrições físicas e operacionais consideradas e as funções de desempenho da rede. Destaca-se que há na literatura formulações bem mais completas, entretanto, foram utilizadas apenas as restrições mínimas necessárias para caracterizar o problema, já que o foco da dissertação são os algoritmos de solução do problema. Apresenta-se ainda uma breve discussão sobre os efeitos que os dispositivos de controle causam no desempenho da rede.

2.2 Formulação Matemática

O propósito do trabalho é resolver o problema de planejamento da operação de sistemas de distribuição com geradores distribuídos, ou seja, determinar os ajustes para as variáveis de controle que otimizem um certo critério, função objetivo, satisfazendo as restrições físicas e operacionais do sistema de distribuição. O problema do planejamento da operação de redes de distribuição é modelado matematicamente como um Problema de Programação Não Linear (PPNL) com variáveis contínuas e discretas. As Equações de 2.1 a 2.7 representam o problema básico a ser resolvido.

$$\min f$$

s.a

$$P_k^g - P_k^c - P_k(t, V, \theta) + P_k^{corte} = 0 \quad k \in NB \quad (2.1)$$

$$Q_k^g + Q_k^{cap}(c, V) - Q_k^c - Q_k(t, V, \theta) + Q_k^{corte} = 0 \quad k \in NB \quad (2.2)$$

$$P_k^{g^{min}} \leq P_k^g \leq P_k^{g^{max}} \quad k \in NB \quad (2.3)$$

$$Q_k^{g^{min}} \leq Q_k^g \leq Q_k^{g^{max}} \quad k \in NB \quad (2.4)$$

$$0,95 \leq V_k \leq 1,05 \quad k \in NB \quad (2.5)$$

$$t_{km} \in T_{km} \quad km \in NR \quad (2.6)$$

$$c_k \in C_k \quad k \in NB \quad (2.7)$$

Sendo:

$$P_k(t, V, \theta) = \sum_{m \in \Omega_k} (t_{km} V_k^2) g_{km} - (t_{km} V_k) V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.8)$$

$$Q_k(t, V, \theta) = \sum_{m \in \Omega_k} -(t_{km} V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (t_{km} V_k) V_m (b_{km} \cos \theta_{km} - g_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.9)$$

As Equações 2.1 e 2.2 representam o balanço das potências ativas e reativas no sistema. Elas relacionam as condições de operação da rede elétrica (V, θ) com as potências geradas (P_k^g, Q_k^g) e as demandas (P_k^c, Q_k^c) em cada barra da rede. Nestas equações há ainda um termo relacionado aos cortes das potências ativa e reativa que serão diferentes de zero apenas quando o balanço das potências nas barras não puder ser satisfeito com as demais restrições do problema obedecidas. As Equações 2.3 e 2.4 definem os limites de injeção de potências ativas e reativas dos geradores distribuídos e da subestação. A Equação 2.5 define os limites máximo e mínimo para as magnitudes das tensões nas barras da rede. A Equação 2.6 estabelece os limites para os *taps* dos transformadores reguladores e a Equação 2.7 estabelece os limites para os ajustes dos bancos de capacitores chaveáveis. Destaca-se que os ajustes dos *taps* e dos capacitores são variáveis discretas.

A injeção de potência reativa do banco de capacitores instalado na barra k é definida como:

$$Q_k^{cap}(c, V) = c_k b_k^{sh} V_k^2 \quad (2.10)$$

Nos casos onde os cortes nas cargas ativas e reativas devem ser nulos, as restrições das Equações 2.11 e 2.12 são incluídas no modelo. Neste trabalho, estas restrições serão usadas apenas pelo Algoritmo Baseado em Sensibilidades e na obtenção da população inicial do Algoritmo Genético. Este aspecto é discutido na seção 3.5.

$$P_k^{corte} = 0 \quad (2.11)$$

$$Q_k^{corte} = 0 \quad (2.12)$$

No caso do Algoritmo Genético, após a geração da população inicial, as restrições associadas aos cortes de carga são aquelas mostradas nas Equações 2.13, 2.14 e 2.15. As Equações 2.13 e 2.14 definem que o corte de carga deve estar limitado entre zero e o valor da carga. A Equação 2.15 define que os cortes nas cargas ativa e reativa devem obedecer ao fator de potência especificado

para a carga.

$$0 \leq P_k^{corte} \leq P_k^c \quad (2.13)$$

$$0 \leq Q_k^{corte} \leq Q_k^c \quad (2.14)$$

$$Q_k^{corte} = \beta_k P_k^{corte} \tan(\cos^{-1}(fp_k)) \quad (2.15)$$

A inclusão do corte de carga na formulação do problema permite que soluções não factíveis propostas pelo AGCB sejam mantidas durante a evolução do algoritmo genético. Assim, eventuais boas características das soluções infactíveis podem ser aproveitadas na composição de indivíduos factíveis de melhor qualidade. As soluções não factíveis serão naturalmente substituídas por soluções factíveis durante a evolução do AGCB, já que a presença de corte de carga é o primeiro critério avaliado na substituição de um individuo da população corrente. Este critério se mostrou essencial para o bom desempenho do AGCB.

Por fim, para que os geradores distribuídos sejam incluídos no problema, novas restrições devem ser adicionadas de acordo com o modo de operação desses geradores. Para o gerador alocado na barra k e operando com tensão terminal constante, a seguinte restrição deve ser adicionada ao modelo:

$$V_k = V_k^{esp} \quad (2.16)$$

Se durante a solução do problema a potência Q_k^g atingir um dos seus limites (inferior ou superior), esta injeção de potência reativa deverá ser fixada no limite alcançado e o valor da tensão terminal poderá variar dentro dos limites estabelecidos pela Equação 2.5. Esta condição deve ser verificada a cada iteração, e caso o valor de Q_k^g seja diferente do valor limite alcançado, as restrições 2.16 e 2.4 voltam a ser consideradas. Para geradores operando com fator de potência constante, a tensão terminal poderá variar dentro dos limites estabelecidos pela Equação 2.5 e a seguinte relação deverá ser satisfeita:

$$Q_k^g = \alpha_k P_k^g \tan(\cos^{-1}(fp_k)) \quad (2.17)$$

Note que a formulação utilizada pode ser facilmente acrescida de restrições que representam

os limites dos fluxos de potência nos ramos, restrições de magnitude das correntes nos ramos, etc. É possível ainda, por exemplo, penalizar a troca de estado dos *taps* e dos capacitores, limitando as suas mudanças de estado de modo a prolongar a vida útil desses equipamentos. Entretanto, a despeito da simplicidade do modelo adotado, ele é suficiente para caracterizar completamente o problema.

A seguir são descritas as quatro funções de avaliação de desempenho utilizadas neste trabalho.

2.2.1 Funções de desempenho

Neste trabalho quatro funções de desempenho são utilizadas. Para o Algoritmo Genético de Chu e Beasley qualquer uma das quatro funções pode ser selecionada como função objetivo de acordo com o interesse das concessionárias. Para o Algoritmo Baseado em Análise de Sensibilidade a função que calcula o corte de carga não pode ser selecionada como função objetivo, já que neste caso o corte de carga deve ser sempre nulo. As quatro funções são expressas por:

$$\sum_{k=1}^{nb} |P_k^{corte}| + |Q_k^{corte}| \quad (2.18)$$

$$\sum_{r=1}^{nr} g_{km} (V_k^2 t_{km}^2 + V_m^2 - 2V_k V_m t_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (2.19)$$

$$\sum_{k=1}^{nb} w_k (V_k - V_k^{esp})^2 \quad (2.20)$$

$$\sum_{k=1}^{nb} h |P_k^g K p_k + Q_k^g K q_k| \quad (2.21)$$

Em que r é o ramo que compreende a linha de distribuição entre as barras k e m .

A primeira função, representada pela Equação 2.18, contabiliza os cortes de carga. As Equações 2.19 e 2.20 representam as perdas de potência ativa nos ramos da rede e os desvios no perfil de tensão, respectivamente. Os custos das energias produzidas e adquiridas pela concessionária são representados pela Equação 2.21. Note que é possível ainda utilizar combinações das funções propostas como função objetivo, eventualmente atribuindo pesos a elas.

No Algoritmo Genético de Chu e Beasley, uma das quatro funções será utilizada com função objetivo e, as demais, como funções auxiliares para classificação dos indivíduos na população. Na classificação dos indivíduos, a primeira função considerada é a que trata dos cortes de carga.

Assim, os indivíduos com maiores cortes de carga serão os primeiros eliminados da população corrente. As demais funções serão priorizadas de acordo com os interesses da concessionária. Para o Algoritmo Baseado em Análise de Sensibilidade, somente a função selecionada como função objetivo é utilizada. Estes aspectos são discutidos em detalhes na seção 3.7.

O modelo proposto foi programado em interface *AMPL* [Fourer et al., 2003] e solucionado com o pacote *MINOS* [Murtagh and Saunders]. No *AMPL* são adicionadas a função objetivo e as restrições. O *AMPL* prepara os dados no formato requerido pelo *solver MINOS*, o qual encontra o estado da rede que minimiza a função objetivo selecionada.

A seguir é apresentada uma breve descrição dos dispositivos com ajustes discretos e contínuos utilizados no problema do planejamento da operação de sistemas de distribuição com geradores distribuídos.

2.3 Variáveis de Controle Discretas e Contínuas

O problema do planejamento da operação de sistemas de distribuição com geradores distribuídos apresenta como variáveis de controle discretas os ajustes dos capacitores chaveáveis e os *taps* dos transformadores reguladores de tensão. Já as variáveis de controle contínuas são as injeções de potências ativa e reativa dos geradores. Estes dispositivos de controle são brevemente descritos a seguir.

2.3.1 Transformadores com Comutação de tap

A variação diária de carga no sistema é a principal causa das variações de tensão. Para minimizar esse efeito, são utilizados nas subestações transformadores com comutação de *tap* sob carga (OLTC - *On-load Tap Changer*). Os *taps* mudam a relação entre o número de enrolamentos do primário e secundário, permitindo que as tensões terminais dos transformadores variem dentro de certos limites, normalmente numa faixa de $\pm 10\%$ e/ou alterem o ângulo de fase da tensão de linha. Alguns transformadores regulam tanto a magnitude como o ângulo de fase.

Cada comutador de *tap* tem associado um relé regulador automático de tensão, que monitora

a tensão do secundário do transformador e comanda as operações de comutação de *tap* como desejado. Essa comutação é automática e operada por motores que respondem ao comando desse relé para ajustar a tensão dentro de um nível especificado.

Considerando agora o possível fluxo de potência reverso é importante observar que comutadores de *tap* são normalmente construídos para as operações do tipo *step-down*, isto é, sistemas de distribuição que usualmente fornecem energia da rede de alta tensão para as de baixa tensão. No entanto, a crescente inclusão de unidades geradoras distribuídas pode levar à operação *step-up*, operação inversa à mencionada anteriormente. Esse fluxo de energia bidirecional pode fazer com que comutadores de *tap*, que não apresentem características simétricas, limitem conexões de geradores distribuídos [Padilha, 2010].

A comutação adequada dos *taps* dos transformadores e reguladores de tensão, permite a readequação das tensões nas barras da rede e a redução de perdas de potência. O uso adequado desses dispositivos pode evitar a necessidade prematura de investimentos em novas fontes de potência reativa [Echeverri, 2011].

2.3.2 Reguladores de Tensão

Os reguladores de tensão (RTs) são autotransformadores que possuem ajuste automático de *tap*, o que permite elevar ou reduzir a tensão no seu lado secundário dentro de uma faixa pré-determinada. Normalmente, são projetados para regular a tensão na faixa de $\pm 10\%$, geralmente espaçadas em 32 degraus (16 degraus para elevar e 16 degraus para diminuir a tensão) [Kojovic, 2002]. Isto indica que cada passo provoca uma mudança de 0,00625 p.u na magnitude de tensão [Kersting, 2009]. Esses equipamentos são utilizados em sistemas de distribuição com o objetivo de manter constante a tensão dentro dos limites estabelecidos. Em geral, são instalados ao longo dos alimentadores, em pontos em que a tensão não consegue ser regulada pela subestação [Szuovivski, 2008, Padilha, 2010, Usida, 2007], usualmente na barra imediatamente anterior à barra que se encontra com tensão abaixo do limite inferior permitido.

Similarmente ao mencionado na seção anterior, um relé de tensão controla automaticamente o acionamento do comutador de *tap*. Basicamente, o relé monitora a saída de tensão do transformador e ocorrendo violações dos limites pré-determinados para a tensão um comando para

acionamento e consequente operação do comutador é enviado [Padilha, 2010].

O número de reguladores instalados depende do perfil de tensão original e do carregamento do alimentador. De acordo com [Pereira, 2009] a instalação correta de um regulador de tensão, deve atender principalmente às solicitações de potência no período em que a carga é mais elevada, ou seja, ao longo deste período deve haver posições de *tap* disponíveis para regulação da tensão, o que promove maior eficiência do RT no sistema.

Esses dispositivos, além de influenciarem na manutenção dos níveis de tensão, ainda contribuem na redução das perdas de potência na rede de distribuição [Pereira, 2009]. Do mesmo modo, como ocorre com os transformadores com comutação de *tap*, um ajuste inadequado de *tap* pode resultar em sobretensão ou subtensão em grande parte dos consumidores atendidos.

2.3.3 Bancos de Capacitores

Em sistemas de distribuição, a correta integração dos bancos de capacitores ao sistema pode ampliar a eficiência da rede. Seus benefícios incluem a regulação de tensão, redução do carregamento nos transformadores das subestações e nos alimentadores e a correção do fator de potência. Nos sistemas de distribuição, o emprego dos bancos de capacitores ocorre tanto na barra da subestação quanto ao longo dos alimentadores. Sua instalação pode ser realizada de duas maneiras: em paralelo ou em série.

Esses dispositivos conectados em paralelo podem compensar correntes reativas, reduzindo as correntes totais que fluem nos ramos e elevando as tensões nodais, fazendo com que o alimentador possa atender a mais cargas. Uma redução na corrente total e a elevação das tensões no alimentador, resultam ainda na diminuição das perdas de potência [Padilha, 2010, Usida, 2007]. Ao serem instalados em série, funcionam como regulador de tensão automático comandado pela corrente, compensando a reatância da linha. Embora esse tipo de instalação proporcione aumento de tensão, ela não realiza correção de fator de potência na mesma proporção dos bancos de capacitores em paralelo e não reduz de forma substancial as correntes nas linhas. Consequentemente, a redução das perdas elétricas promovida pela instalação série é pouco significativa.

Os capacitores podem ser fixos ou combinações série/paralela, resultando em capacitores co-

mutáveis ou variáveis. Os bancos de capacitores fixos fornecem suporte reativo constante. Em carga leve, a presença de bancos de capacitores fixos pode elevar a tensão acima dos limites estabelecidos, tornando-se necessário então a presença de bancos de capacitores chaveados [Padilha, 2010]. Estes são ajustados para atender às necessidades de potência reativa do sistema de acordo com o seu perfil diário de carga. Nos capacitores chaveados, as operações de chaveamento são acompanhadas por sistemas de supervisão remotos ou por controladores locais. De acordo com [Short, 2004] as principais estratégias para controle remoto de capacitores são:

1. Despacho realizado pelo operador;
2. Despacho diário programado;
3. Despacho mediante medições de reativos na subestação;
4. Despacho utilizando combinação entre medições de variáveis na subestação e ao longo do alimentador.

2.3.4 Geradores Distribuídos

Diversas definições relacionadas ao conceito de geração distribuída são encontradas na literatura. Segundo a conclusão de Ackermann [Ackermann et al., 2001], a geração distribuída pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor. Já em [CIGRÉ, 1999] é a geração não planejada de modo centralizado, nem despachada de forma centralizada, normalmente conectada à rede de distribuição e com uma potência menor do que 50-100 MW. Para o PRODIST [ANEEL, 2010], no Brasil, Geração Distribuída é composta por centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, cujas instalações são conectadas diretamente ao sistema de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada à rede elétrica, e despachadas ou não pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Apesar das diversas abordagens e definições há alguns aspectos em comum entre elas, que de certa forma podem caracterizar a geração distribuída. Em geral, são fontes geradoras conectadas nos sistemas de distribuição com produção destinada, em sua maior parte, a cargas locais ou próximas.

Entre os principais aspectos positivos mencionados por [Rodriguez, 2002, Silva, 2002, Ramakumar and Chiradeja, 2004, Chiradeja, 2005, Ayres, 2010] na utilização de geração distribuída podem ser citados:

- a. Minimização das perdas de potência ativa e reativa;
- b. Melhoria na confiabilidade do fornecimento;
- c. Auxílio na manutenção do valor da tensão;
- d. Atendimento a cargas onde o potencial de expansão dos sistemas de transmissão e distribuição é limitado;
- e. Redução do carregamento da rede;
- f. Operação nos horários de ponta para diminuir a flutuação dos preços, podendo desta forma reduzir investimentos das concessionárias para atendimento da demanda nesse horário.

Assim, a instalação de geradores distribuídos pode causar impactos em diversos aspectos técnicos, tais como no perfil de tensão, perdas elétricas, estabilidade, qualidade da energia e proteção [Jenkins et al., 2000, Gallardo, 2005]. As influências nas perdas e no perfil de tensão dependem de características inerentes às redes de distribuição, em especial, da relação X/R (reatância/resistência) e da configuração radial da rede. De acordo com Masters [Masters, 2002], a baixa relação X/R , faz com que o aumento do fluxo de potência ativa entre duas barras dependa da diferença entre as tensões nodais e da abertura angular, o que causa elevação no perfil de tensão em regime permanente.

Já as perdas elétricas, por apresentarem comportamento não linear, podem aumentar ou diminuir dependendo do nível de geração e da localização do gerador no sistema [Ayres, 2010]. Portanto, a coordenação dos dispositivos de controle de tensão e potência reativa, juntamente com a dos geradores distribuídos podem contribuir significativamente para o desempenho da rede.

2.4 Abordagens para a Solução do Problema

Para a resolução do modelo matemático representativo do problema do planejamento da operação de sistemas de distribuição com geradores distribuídos são propostas duas abordagens. A primeira abordagem utiliza um algoritmo genético com um esquema especial de inicialização que permite obter boas soluções com um esforço computacional reduzido. Na inicialização é resolvido um FPO onde todas as variáveis do problema são tratadas como contínuas. A população inicial é formada por propostas de solução discretas vizinhas à solução contínua. Cada proposta discreta é avaliada através de um FPO onde são definidos os melhores ajustes para as variáveis contínuas que minimizam a função objetivo selecionada. Após a avaliação de todas as propostas de solução da população inicial, elas são submetidas aos operadores genéticos do AGCB e novas propostas de solução são criadas e avaliadas até que um critério de parada seja satisfeito.

A segunda abordagem utiliza as sensibilidades das variáveis de estado com relação às variáveis de controle discretas para definir, a cada iteração, qual dessas variáveis deve ser discretizada. Inicialmente é resolvido um problema de FPO considerando todas as variáveis como contínuas e a cada iteração do algoritmo ao menos uma variável é discretizada. Após cada discretização um FPO é resolvido, definido-se os novos valores das variáveis que ainda não foram discretizadas, bem como das injeções ativas e reativas dos geradores distribuídos. O processo se encerra quando todos os bancos de capacitores e *taps* dos transformadores reguladores de tensão tiverem sido discretizados. Os valores das injeções ativas e reativas dos geradores distribuídos serão aqueles obtidos no último FPO, executado com todas as variáveis já discretizadas.

Nas soluções dos FPO, o modelo proposto foi programado no software *AMPL* [Fourer et al., 2003] e solucionado com o pacote *MINOS* [Murtagh and Saunders]. No *AMPL* são adicionadas a função objetivo e as restrições. O *AMPL* prepara os dados no formato requerido pelo *solver MINOS*, o qual encontra o estado da rede que minimiza a função objetivo selecionada. A partir desse estado são calculadas todas as grandezas de interesse, incluindo as injeções dos geradores distribuídos.

No próximo capítulo a primeira abordagem proposta é apresentada detalhadamente e no capítulo seguinte a segunda abordagem é tratada.

Capítulo 3

Algoritmo Genético de Chu e Beasley

3.1 Introdução

Os AGs apresentam excelente capacidade de encontrar soluções de boa qualidade, mesmo para problemas complexos [Guimarães, 2009, Rezende, 2003, Júnior, 2005]. Portanto, são muito empregados na área de energia elétrica. Entre essas aplicações podemos destacar os trabalhos envolvendo reconfiguração de redes radiais [Amasifen et al., 2005], planejamento da expansão de sistemas de transmissão [Murugan et al., 2009, Miasaki and Romero, 2007, da Silva et al., 1999] e alocação de banco de capacitores e reguladores de tensão em redes de distribuição [Masoum et al., 2004, Godoi et al., 2009, Szuvovivski et al., 2009].

Neste capítulo são apresentados os principais aspectos do algoritmo genético (AG) usado na primeira proposta de solução do problema do planejamento da operação de sistemas de distribuição. Em função das características do problema do planejamento da operação e da proposta de criação da população inicial, o algoritmo genético utilizado é similar ao apresentado por Chu e Beasley (AGCB) na referência [Chu and Beasley, 1997].

Na criação da população inicial é resolvido um FPO onde todas as variáveis do problema são tratadas como contínuas. A população inicial é criada na vizinhança desta solução contínua. A codificação adotada contempla apenas as variáveis de controle discretas. Assim, uma proposta de solução contém os ajustes para as variáveis discretas. As variáveis contínuas são ajustadas

executando um FPO para cada proposta de solução, buscando minimizar uma função objetivo selecionada. O AG é responsável por criar as novas propostas de solução a partir dos operadores genéticos e dos valores das funções de desempenho associadas a cada proposta de solução já avaliada.

A seguir é apresentada uma breve introdução aos algoritmos genéticos e, em seguida, são apresentados os aspectos principais do algoritmo genético utilizado. No fim deste capítulo o AGCB proposto é aplicado a uma rede de pequeno porte apenas para ilustrar o seu funcionamento.

3.2 Algoritmo Genético Básico

O Algoritmo Genético (AG), idealizado por J. H. Holland [Holland, 1975], é uma técnica de busca e otimização inspirada no princípio de evolução das espécies de Darwin e na genética [Goldberg, 1989, Linden, 2008]. Em 1975, Holland publicou os resultados de seus estudos dos processos adaptativos da natureza e suas possíveis aplicabilidades em sistemas artificiais em seu livro *Adaptation in Natural and Artificial System* [Guimarães, 2009, Gendreau and Potvin, 2010], introduzindo formalmente os AGs. Desde então, os AGs tornaram-se um amplo campo de pesquisa e aplicação [Gendreau and Potvin, 2010].

Assim como ocorre na natureza, nos AGs os indivíduos de uma dada população competem entre si e aqueles que se sobressaem tendem a ter um maior número de descendentes, aumentando a chance de perpetuarem seus códigos genéticos ao longo das gerações [Linden, 2008]. Durante o processo evolutivo, um AG mantém uma população de soluções potenciais, que são os indivíduos da população corrente. A cada iteração/geração alguns indivíduos da população corrente são submetidos aos operadores genéticos dando origem a novos indivíduos. Estes novos indivíduos podem, segundo os critérios de cada AG, substituir indivíduos da população corrente, dando origem a uma nova população. Assim, após vários ciclos de evolução a população corrente deverá conter os indivíduos mais bem adaptados.

Os princípios de evolução natural são imitados na construção de algoritmos computacionais e, como tal, há termos da biologia que são aplicados à computação evolutiva. Em AGs um *Cromos-*

*somo*¹ representa um indivíduo, normalmente elaborado como um vetor. Cada componente desse vetor é denominado *Gene*² e cada valor que um gene pode assumir são os *Alelos*³ [Iyoda, 2000].

Os AGs realizam um processo iterativo de busca. Após determinar a codificação do problema, uma população inicial deve ser gerada de forma aleatória ou através de métodos heurísticos [Guimarães, 2009, Miasaki, 2006]. O algoritmo genético utiliza operadores genéticos na tentativa de criar novos indivíduos de melhor qualidade a cada geração. Os operadores genéticos normalmente utilizados são descritos a seguir:

- a. Seleção. Este operador seleciona dentro da população corrente os indivíduos que darão origem aos novos indivíduos, candidatos a membro da nova população;
- b. Cruzamento. Este operador realiza a troca de material genético entre os indivíduos selecionados na etapa anterior. Esta etapa cria novos indivíduos;
- c. Mutação. Este operador pode causar uma mudança aleatória no material genético dos indivíduos criados durante o cruzamento. Este operador é fundamental para evitar a convergência prematura do algoritmo genético.

No processo evolutivo geralmente é empregada uma função objetivo para avaliar a qualidade de cada indivíduo. Os indivíduos de melhor qualidade têm maior chance de serem selecionados para o cruzamento e, assim, gerar os descendentes que poderão fazer parte das novas gerações [Guimarães, 2009, Linden, 2008, Rezende, 2003]. A Figura 3.1 ilustra a estrutura básica de um AG.

¹Estrutura de dados formada por uma sequência de genes. Codifica uma solução do problema.

²Componente elementar de um cromossomo, geralmente responsável pela codificação de um único parâmetro, ou seja, um elemento do vetor que representa o cromossomo.

³Representa os valores (dados) que um gene pode assumir.

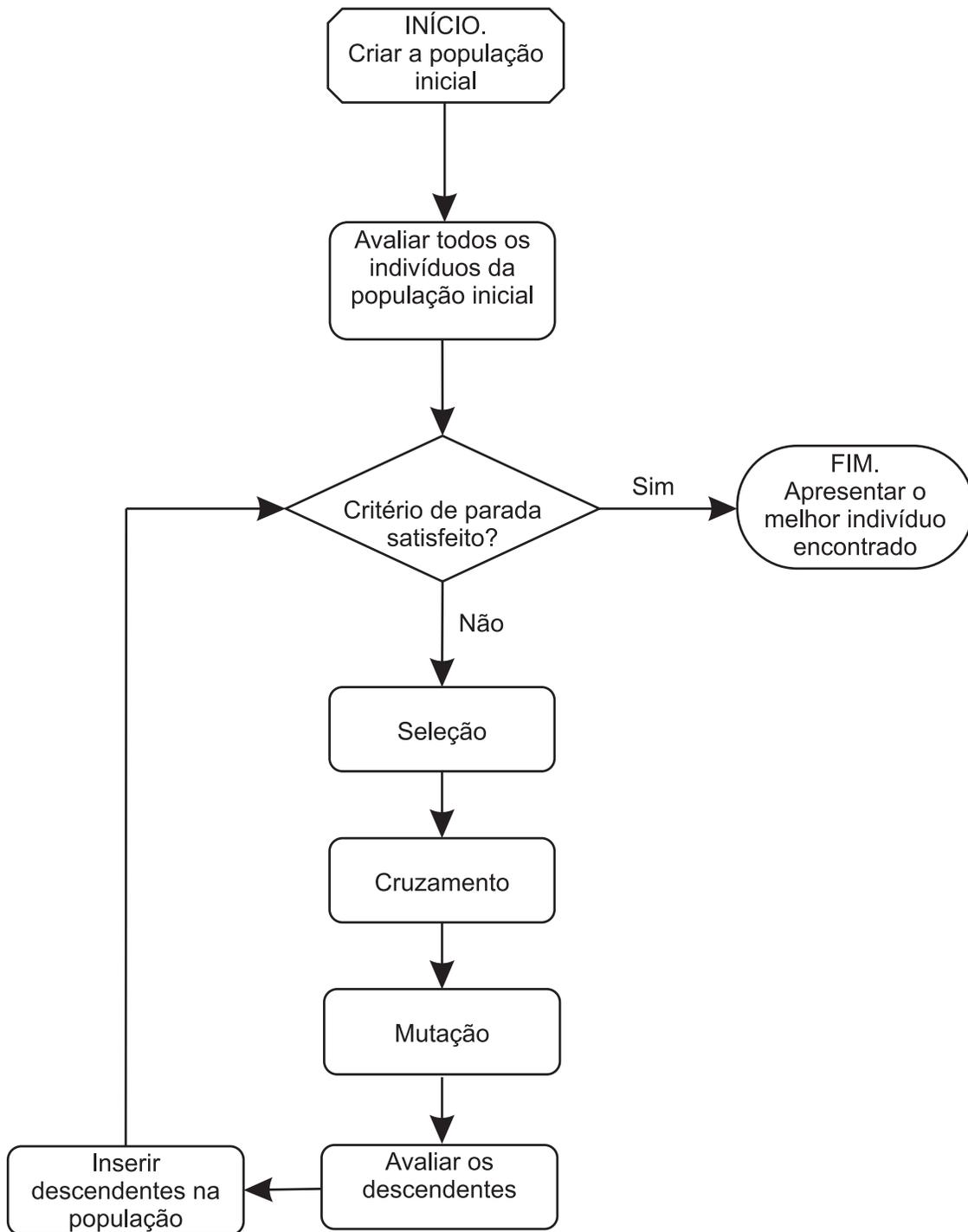


Figura 3.1: Fluxograma básico de um AG.

3.3 Algoritmo Genético de Chu e Beasley

Neste trabalho propõe-se o uso do AG desenvolvido por Chu e Beasley (AGCB) [Chu and Beasley, 1997] para realizar o planejamento da operação de sistemas de distribuição com geradores distribuídos. Embora o funcionamento do AGCB siga os procedimentos básicos de um algoritmo genético (seleção, cruzamento, mutação), algumas de suas características o diferenciam de um AG tradicional [Chu and Beasley, 1997, de Almeida et al., 2011, Silva et al., 2006, 2005, Júnior, 2005, Guimaraes and Castro, 2011], tornando-o adequado para a resolver o problema de planejamento da operação de sistemas de distribuição com geradores distribuídos. Essas características são:

- a. Somente um indivíduo da população corrente pode ser substituído a cada geração e as melhores soluções são sempre mantidas na população corrente;
- b. São armazenados somente indivíduos diferentes entre si, o que mantém a diversidade na população corrente e evita a convergência prematura do AG;
- c. É possível utilizar uma ou mais funções de desempenho para classificar os indivíduos. Geralmente, estas funções quantificam características desejadas e indesejadas dos indivíduos.

A seguir são apresentados os aspectos básicos do AGCB aplicado ao problema do planejamento da operação. O primeiro aspecto discutido é a codificação adotada.

3.4 Codificação do AGCB

A codificação de um AG é a representação de uma solução candidata através de uma cadeia cromossômica ou cromossomo. A codificação é uma das etapas fundamentais e mais críticas na definição de um algoritmo genético. A codificação pode facilitar ou complicar a implementação dos mecanismos de um AG. Uma escolha ruim na representação do problema pode levar a um baixo desempenho do AG [Guimarães, 2009, Linden, 2008] e a uma convergência prematura [Iyoda, 2000]. É o esquema de codificação juntamente com a função que avalia cada indivíduo que determina a eficiência de um AG. Por isso, o primeiro passo é definir a codificação mais apropriada para o problema [Rezende, 2003, Szuvovivski, 2008, Guimarães, 2009].

A estrutura do cromossomo deve ser a mais simples possível. Nesse contexto, a representação binária tem uma grande importância histórica, devido aos trabalhos pioneiros de Holland [Holland, 1975], e é uma das mais utilizada em AGs [Rezende, 2003]. Outras possibilidades são a codificação inteira ou real. Neste trabalho, adotou-se a codificação inteira por esta ser mais natural ao problema, já que os ajustes dos *taps* dos transformadores reguladores e os ajustes dos bancos de capacitores chaveáveis são valores inteiros. Assim, um indivíduo ou cromossomo é representado por um vetor cujo tamanho é igual à soma do número dos bancos de capacitores ajustáveis mais o número de transformadores reguladores de tensão instalados no sistema. Cada elemento desse vetor contém o ajuste dos bancos de capacitores ou *tap* dos transformadores reguladores de tensão.

A Figura 3.2 ilustra a codificação empregada, onde c_i , $i = 1, \dots, nc$, representam os ajustes inteiros dos bancos de capacitores e t_k , $k = 1, \dots, nt$, os ajustes inteiros dos *taps* dos transformadores reguladores de tensão. Note que na codificação são representadas apenas as variáveis de controle discretas. As variáveis de controle contínuas terão os seus valores determinados a partir do fluxo de potência ótimo executado durante a avaliação de cada proposta de solução.

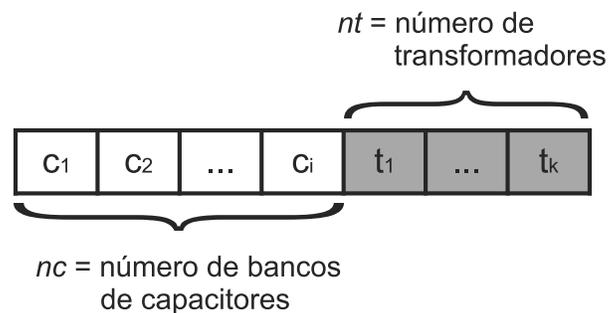


Figura 3.2: Representação de um indivíduo ou cromossomo.

3.5 População Inicial

Uma população é um conjunto de possíveis soluções para um problema em estudo. Cada indivíduo de uma população é representado por um cromossomo. Neste trabalho, os cromossomos carregam os ajustes das variáveis de controle, ou seja, os ajuste dos bancos de capacitores chaveáveis e dos *taps* dos transformadores reguladores de tensão.

A escolha da população inicial afeta a qualidade da solução e o número de iterações necessárias para a convergência, pois as características dos indivíduos que pertencem à população inicial são transferidas para seus descendentes nas gerações seguintes [Sait and Youssef, 1999]. Em geral, se a população inicial é gerada aleatoriamente, o esforço computacional tende a ser mais elevado [Júnior, 2005]. Por outro lado, uma boa inicialização da população tende a melhorar o desempenho do AG [Goldberg, 1989, Gallego et al., 1998]. No AGCB proposto a população inicial é gerada a partir de um indivíduo cujos valores das variáveis de controle são contínuos. Este indivíduo contínuo é obtido impondo corte de carga nulo e admitindo que os ajustes dos bancos de capacitores e dos *taps* dos transformadores reguladores são contínuos. Os indivíduos da população inicial, cujos valores das variáveis de controle devem ser discretos, são obtidos na vizinhança desta solução contínua. A população criada a partir da solução contínua será denominada neste trabalho de população controlada. Na Figura 3.3 há um exemplo de solução contínua com dois possíveis indivíduos discretos.

Banco de capacitores		Transformadores reguladores			
1,05	0,2	2,95	26,4	8,74	Solução contínua
1	0	3	25	10	Indivíduo 1
1	1	2	26	8	Indivíduo 2

Figura 3.3: Exemplo de solução contínua e indivíduos discretos gerados.

Neste trabalho os ajustes dos bancos de capacitores são valores discretos acima ou abaixo dos valores contínuos correspondentes. Para os transformadores reguladores de tensão a faixa de

ajuste pode assumir, por exemplo, três valores inteiros acima ou abaixo do valor contínuo, sempre respeitando os limites de cada equipamento, conforme se observa na Figura 3.4.

$$26,4 = \begin{cases} 28 \\ 27 \\ 26 \\ 25 \end{cases}$$

Figura 3.4: Exemplo de ajustes possíveis para a posição do *tap* de um transformador.

As faixas de ajuste dependem do tamanho da população inicial que se pretende gerar. Se são desejadas populações maiores, então essas faixas devem ser aumentadas. Nos casos em que o valor contínuo é igual a um valor inteiro, então os ajustes possíveis incluem o valor inteiro e valores discretos acima e abaixo. O número de indivíduos da população depende do tamanho do sistema em estudo [Guimarães, 2009, Júnior, 2005].

O AGCB com o esquema de inicialização proposto permite encontrar boas soluções factíveis para o problema, porém não se pode garantir a otimalidade global da solução encontrada. Em geral, estas soluções correspondem a ótimos locais. O mesmo ocorre com as demais metaheurísticas encontradas na literatura, as quais são capazes de encontrar soluções factíveis para problemas de programação não linear com variáveis discretas e contínuas [Soler, 2011], mas não garantem a otimalidade global da solução encontrada.

No caso do problema do planejamento da operação de redes de distribuição reais, geralmente há incerteza na previsão das cargas e, portanto, é aceitável utilizar essas soluções ótimas locais, ao invés de realizar uma busca exaustiva e de grande complexidade computacional pela solução ótimo global, que não necessariamente corresponderá à condição real de operação da rede. Embora seja possível estimar o consumo com boa precisão a partir de sistemas de medição e comunicação adequados, prever a aleatoriedade do comportamento dos consumidores e a dependência das cargas com as tensões é uma tarefa muito mais complexa, o que confere incerteza às cargas mesmo em ambientes altamente automatizados, tornando o conhecimento das cargas um dos maiores desafios para os sistemas de distribuição de energia elétrica. Além disso, no planejamento da operação o

número de mudanças nos ajustes das variáveis de controle deve ser limitado, evitando um desgaste demasiado dos equipamentos de controle em curto período de tempo. Assim, este planejamento deve ser realizado um número limitado de vezes ao dia. Admitindo-se, por exemplo, que o planejamento seja feito em base horária, ou seja, a cada hora os ajustes das variáveis de controle podem ser alterados, a carga utilizada no problema de otimização será a carga média do período e, portanto, a incerteza nas cargas sempre estará presente no problema.

3.6 Operadores Genéticos

3.6.1 Seleção

A seleção é o procedimento de escolha dos indivíduos da população corrente que darão origem aos novos indivíduos a cada geração. O método de seleção adotado neste trabalho é o baseado em Torneio. Neste procedimento k indivíduos da população corrente são selecionados aleatoriamente e passam a competir entre si para ser um dos pais, aquele que apresentar o melhor valor para a *função objetivo* será o pai número 1. Após a seleção do pai 1, k indivíduos da população corrente são novamente selecionados aleatoriamente e aquele que possuir o melhor valor para a *função objetivo* será o pai 2, sendo este diferente do primeiro. Selecionados os dois pais, ambos passam para a etapa de cruzamento.

3.6.2 Cruzamento

O operador genético de cruzamento é o responsável pela troca de informações genéticas entre os indivíduos da população, sendo considerado o principal operador de um AG. É através desse operador que ocorre a recombinação dos genes dos pais selecionados dando origem aos novos indivíduos.

Existem diversos tipos de cruzamento, sendo os mais conhecidos: (a) o cruzamento de um ponto, (b) de dois pontos, (c) multipontos e (d) uniforme. Neste trabalho adotou-se o cruzamento de um ponto, no qual cada um dos dois descendentes fica com uma parcela do cromossomo de um dos pais. O ponto de cruzamento, onde o cromossomo dos pais será dividido, é escolhido

aleatoriamente. Diferentemente de um AG tradicional, em que os dois descendentes podem fazer parte da população na próxima geração, no AGCB, somente um descendente pode fazer parte da população corrente. Este descendente é escolhido aleatoriamente, enquanto o outro descendente é descartado [Júnior, 2005, Silva et al., 2006]. A Figura 3.5 ilustra o cruzamento de um ponto.

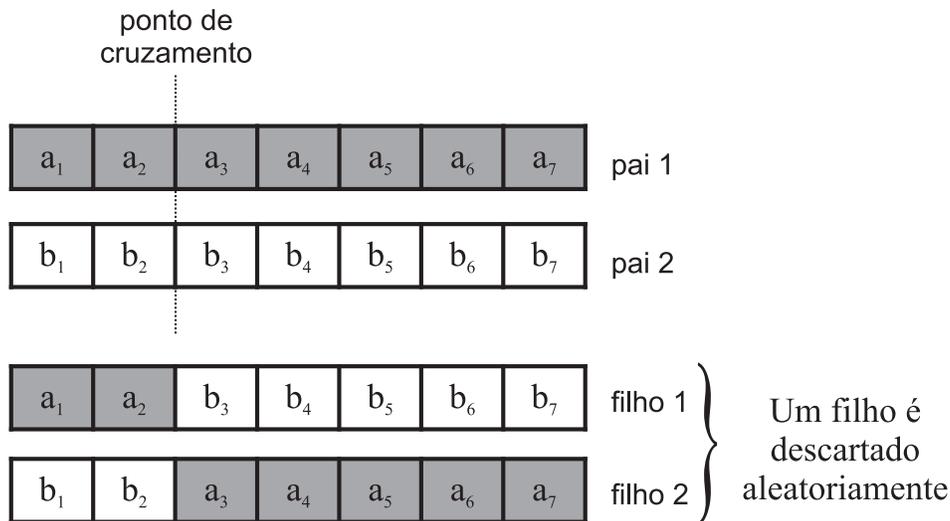


Figura 3.5: Cruzamento de um ponto.

3.6.3 Mutação

Após o cruzamento o filho selecionado é submetido à mutação. O operador de mutação modifica aleatoriamente um gene desse filho, criando uma variabilidade genética adicional na população, evitando a convergência prematuramente do AG. Neste trabalho, a mutação sempre ocorre e pode aumentar ou diminuir em uma unidade o valor de um gene selecionado, mutação de um ponto, e este aumento ou diminuição é definido aleatoriamente. O ponto de mutação ou gene onde pode ocorrer a mutação também é selecionado aleatoriamente, mutação de um ponto. Na Figura 3.6 é apresentado um exemplo de mutação onde o quinto gene é aumentado de uma unidade.



Figura 3.6: Mutação.

3.7 Matriz de Desempenho

Durante a execução de um AG todos os indivíduos criados devem ser qualificados. Nos AGs tradicionais os indivíduos são qualificados apenas em função do valor da sua função objetivo. Neste trabalho, para qualificar os indivíduos, foi proposta a criação de uma matriz de desempenho. Esta matriz permite classificar e ordenar os indivíduos usando mais de um critério ou função de desempenho. Nessa matriz, cada uma das linhas está associada a um indivíduo e cada uma das colunas está associada a uma função de desempenho. As funções utilizadas na matriz de desempenho são descritas na seção 2.2.1. A primeira coluna da matriz de desempenho está associada à função que contabiliza os cortes de carga, conforme a Equação 2.18. A associação entre as demais colunas e as funções de desempenho é feita em ordem decrescente de prioridade. Assim, a função de maior prioridade, definida pelo usuário, que em geral é a função objetivo, assume a segunda coluna e as demais funções assumem as colunas restantes. A matriz de desempenho é ilustrada na Figura 3.7, onde os valores entre parênteses indicam o número do indivíduo.

← número de funções = 4 →			
$f_c(1)$	$f_1(1)$	$f_2(1)$	$f_3(1)$
$f_c(2)$	$f_1(2)$	$f_2(2)$	$f_3(2)$
⋮	⋮	⋮	⋮
⋮	⋮	⋮	⋮
⋮	⋮	⋮	⋮
$f_c(n)$	$f_1(n)$	$f_2(n)$	$f_3(n)$

Figura 3.7: Matriz de desempenho.

Caso dois indivíduos apresentem o mesmo valor para uma certa função de desempenho, a função de desempenho seguinte é usada no desempate. A ordenação dos indivíduos é tal que os indivíduos com os menores valores para as funções de desempenho são alocadas no topo da matriz. Assim, o indivíduo de melhor qualidade é alocado na primeira linha da matriz e o indivíduo de pior qualidade é alocado na última linha da matriz de desempenho.

3.8 Substituição da População

No AGCB não há a substituição de toda ou quase toda a população a cada iteração como ocorre nos AGs convencionais, mas sim a substituição de apenas um único indivíduo por iteração. O candidato a substituir um elemento da população corrente é o descendente gerado ao fim do processo de mutação. Esse descendente será incorporado à população caso satisfaça obrigatoriamente aos seguintes critérios:

- a. Seja diferente de todos os indivíduos da população corrente. Caso contrário, ele será descartado;
- b. Deve ser de melhor qualidade que o pior indivíduo da população, ou seja, ele deve ser melhor que o indivíduo da última linha da matriz de desempenho.

Esta estratégia de substituição evita que as melhores soluções da população corrente sejam eliminadas por algum critério aleatório, como pode ocorrer em AGs tradicionais. Esta estratégia também é mais eficiente que a proposta de elitismo tradicional, onde apenas as melhores soluções da população corrente são preservadas[Júnior, 2005]. Além disso, a diversidade da população corrente é preservada, o que evita a convergência prematura do AGCB.

3.9 Pseudo-Código do AGCB

De forma simplificada, o funcionamento do AGCB proposto segue os seguintes passos:

1. Especificar os parâmetros do AGCB (número de indivíduos para seleção, tamanho da população e critérios de parada);
2. Gerar a população inicial;
3. Definir a função objetivo e a prioridade das demais funções de desempenho;
4. Obter o valor da função objetivo e das demais funções de desempenho para todos os indivíduos da população inicial;
5. Realizar a seleção dos pais;
6. Realizar a recombinação dos pais selecionados. Um dos descendentes gerados é selecionado e o outro é descartado;
7. Realizar a mutação do descendente selecionado;
8. Se o descendente selecionado já existe na população corrente, descarte esse descendente e volte ao passo 5.
9. Obter o valor da função objetivo e das demais funções de desempenho para o descendente;
10. Se o descendente for melhor que o pior indivíduo da população corrente, ele deve substituir o pior indivíduo e a matriz de desempenho é reordenada;
11. Verificar o critério de parada. Se o critério de parada for satisfeito, o algoritmo é encerrado. Caso contrário voltar ao passo 5;

Para obter o valor da função objetivo e das demais funções de desempenho para cada indivíduo, o modelo matemático apresentado na seção 2.2 é solucionado. Se a solução obtida for infactível, a função objetivo é trocada pela função corte de carga (Equação 2.18) e uma nova solução é obtida para este indivíduo infactível. Os valores obtidos para todas as funções de desempenho, incluindo a função objetivo, são calculadas no novo ponto de operação da rede.

Para solucionar o modelo matemático apresentado na seção 2.2 foi usado o software *AMPL* [Fourer et al., 2003] em conjunto o pacote *MINOS* [Murtagh and Saunders]. O *AMPL* prepara os dados no formato requerido pelo *solver MINOS*, o qual encontra o estado da rede que minimiza a função objetivo selecionada. A partir do estado encontrado são calculados os valores das demais funções de desempenho.

Os critérios de parada adotados são o número máximo de gerações executadas ou a quantidade de iterações que o mesmo indivíduo permanece no topo da matriz desempenho.

A seguir, para ilustrar o funcionamento do AGCB, é utilizada uma rede de 5 barras.

3.10 AGCB aplicado a uma rede de 5 barras

Considere o sistema de distribuição constituído de cinco barras e quatro ramos mostrado na Figura 3.8. Na rede há dois bancos de capacitores chaveáveis, um regulador de tensão e um gerador distribuído (GD). O *tap* do regulador possui 32 ajustes, com limites de 0,9 p.u e 1,1 p.u. Os bancos de capacitores possuem 4 ajustes. Portanto, há 512 possíveis combinações para as variáveis de controle discretas ($4 \times 4 \times 32 = 512$), ou seja, há 512 propostas de solução discreta para o problema do planejamento da operação desta rede.

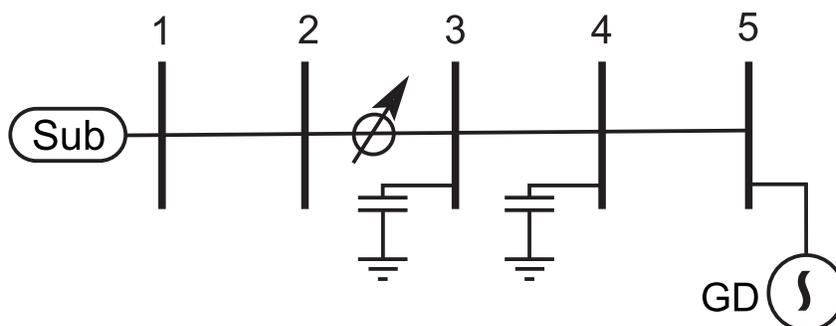


Figura 3.8: Topologia do sistema hipotético de 5 barras.

As Tabelas 3.1 e 3.2 apresentam, respectivamente, os dados do alimentador e das cargas da rede de 5 barras. O valor da potência de base é de $S_{base} = 1 \text{ MVA}$ e da tensão de base é de $V_{base} = 1 \text{ kV}$.

Tabela 3.1: Sistema 5 barras - Dados do alimentador.

Barra (de)	Barra (para)	Resistência (p.u)	Reatância (p.u)
1	2	0,1	0,5
2	3	0,1	0,5
3	4	0,1	0,5
4	5	0,1	0,5

Tabela 3.2: Sistema 5 barras - Dados das cargas.

Barra	Potência Ativa (p.u)	Potência Reativa (p.u)
1	0	0
2	0	0
3	0,008	0,006
4	0,012	0,009
5	0,024	0,018

A injeção de potência ativa do GD está limitada entre 0 p.u e 0,03 p.u, enquanto a de potência reativa está limitada entre $-0,015 \text{ p.u}$ e $0,015 \text{ p.u}$. Esse gerador opera com fator de potência

constante de 0,9 capacitivo. Cada nível de ajuste dos bancos de capacitores apresenta potência reativa nominal de 0,005 p.u. O custo de produção de energia adotado foi de R\$0,03 por kWh ou kVarh. O objetivo é reduzir as perdas de potência elétrica na rede.

A solução contínua obtida para a rede é mostrada na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Solução contínua - 5 barras

cap_1	cap_2	tap
1,12	2,28	16
	Gerador Distribuído	
Potência ativa (p.u)	0,0300	
Potência reativa (p.u)	0,0144	

O AGCB é inicializado com uma população controlada de 4 indivíduos e o critério de parada adotado é a execução de 3 gerações. A função objetivo f_1 contempla as perdas de potência ativa e as demais funções de desempenho são, em ordem decrescente de prioridade, a que trata do desvio de tensão, f_2 , e dos custos de produção de energia, f_3 . A função relacionada aos cortes de carga, f_c , assume a primeira coluna da matriz de desempenho. As Tabelas 3.4, 3.6 e 3.8 apresentam as matrizes de desempenho para as três gerações. As Tabelas 3.5, 3.7 e 3.9 apresentam as propostas de solução ou indivíduos correspondentes a cada linha das matrizes de desempenho.

Tabela 3.4: Matriz de desempenho dos indivíduos da Geração 1.

Geração 1	f_c (p.u)	f_1 (p.u)	f_2 (p.u ²)	f_3 (R\$)
	0	4,47E-5	2,09E-3	14,61
	0	4,59E-5	2,12E-3	14,85
	0	4,67E-5	1,73E-3	14,67
	0	5,54E-5	0,45E-3	15,22

Tabela 3.5: Indivíduos da Geração 1 ordenados de acordo com a matriz de desempenho.

Geração 1	cap_1	cap_2	tap
	1	2	16
	2	2	17
	1	3	13
	2	3	13

Na primeira geração, a matriz de desempenho corresponde aos indivíduos da população inicial. Nesta população os indivíduos das linhas 1 e 3 foram selecionados através de torneio para a etapa de cruzamento. Ao final desta etapa um único descendente é gerado e submetido ao operador de mutação, conforme mostrado na Figura 3.9.

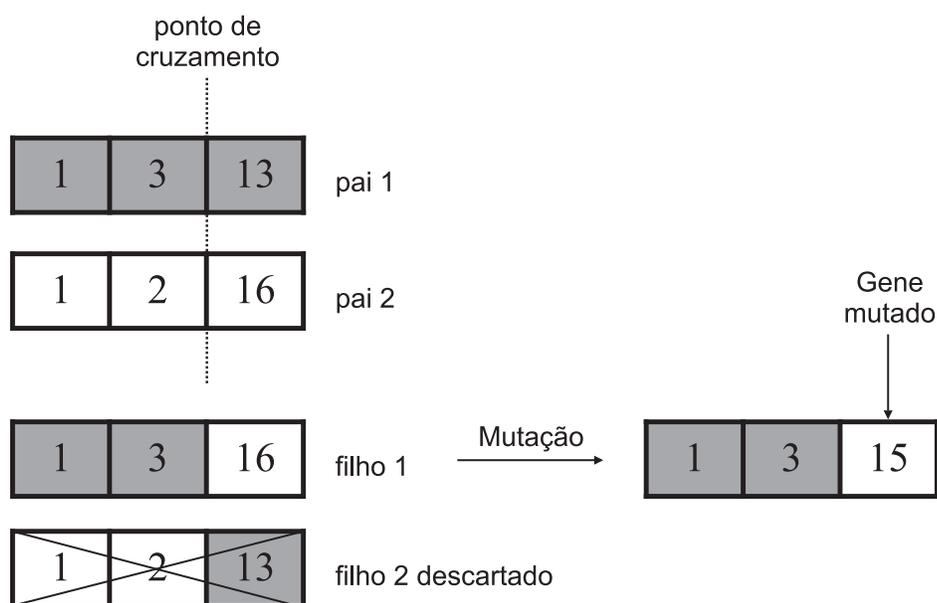


Figura 3.9: Operadores genéticos aplicados à Geração 1.

O indivíduo resultante, por apresentar melhor qualidade, substitui o pior indivíduo da geração 1, alocado na linha 4. O novo indivíduo está indicado na geração 2 através da linha em destaque.

Tabela 3.6: Matriz de desempenho dos indivíduos da Geração 2.

Geração 2	f_c (p.u)	f_1 (p.u)	f_2 (p.u ²)	f_3 (R\$)
	0	4,47E-5	2,09E-3	14,61
	0	4,59E-5	2,12E-3	14,85
	0	4,67E-5	1,73E-3	14,67
	0	4,69E-5	2,26E-3	14,80

Tabela 3.7: Indivíduos da Geração 2 ordenados de acordo com a matriz de desempenho.

Geração 2	cap_1	cap_2	tap
	1	2	16
	2	2	17
	1	3	13
	1	3	15

Na geração 2, os indivíduos das linhas 1 e 4 foram selecionados, através do torneio, e o descendente gerado do cruzamento entre eles foi submetido à mutação, resultando então em um novo indivíduo, Figura 3.10. Este, por apresentar melhor qualidade que o pior indivíduo da população corrente, o substitui, passando a fazer parte da nova população.

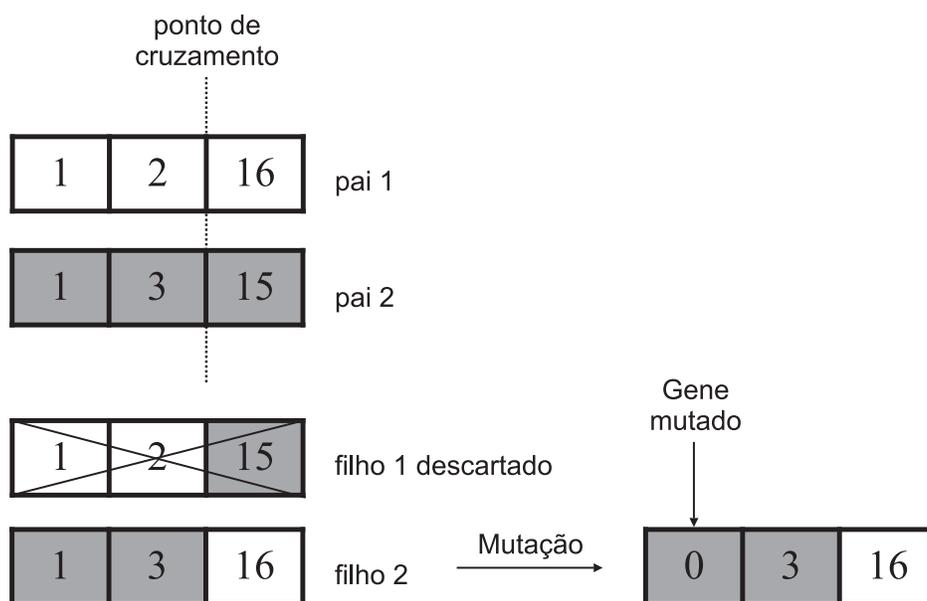


Figura 3.10: Operadores genéticos aplicados à Geração 2.

Tabela 3.8: Matriz de desempenho dos indivíduos da Geração 2.

Geração 3	f_c (p.u)	f_1 (p.u)	f_2 (p.u ²)	f_3 (R\$)
	0	4,47E-5	2,09E-3	14,61
	0	4,58E-5	2,21E-3	14,60
	0	4,59E-5	2,12E-3	14,85
	0	4,67E-5	1,73E-3	14,67

Tabela 3.9: Indivíduos da Geração 2 ordenados de acordo com a matriz de desempenho.

Geração 3	cap_1	cap_2	tap
	1	2	16
	0	3	16
	2	2	17
	1	3	13

A geração 3 apresenta a população final, sendo que a linha em destaque indica o novo indivíduo agregado à população. Este indivíduo assume a segunda linha da matriz de desempenho, pois ele possui o segundo menor valor para a função objetivo.

A Tabela 3.10 mostra a melhor solução encontrada após a obtenção das três gerações. A solução é representada pelos ajustes dos bancos de capacitores (cap_1 e cap_2) e pelo ajuste do tap do regulador (tap). Para estes ajustes, a geração de potência ativa e reativa do gerador que minimiza as perdas também é mostrada na tabela.

Tabela 3.10: Solução obtida após 3 gerações - 5 barras.

cap_1	cap_2	tap
1	2	16
	Gerador Distribuído	
Potência ativa (p.u)	0,0300	
Potência reativa (p.u)	0,0145	

No próximo capítulo é apresentada a segunda metodologia proposta para o planejamento da operação de sistemas de distribuição.

Capítulo 4

Algoritmo Baseado em Análise de Sensibilidade

4.1 Introdução

No capítulo anterior o problema do planejamento da operação de sistemas de distribuição de energia foi solucionado com o auxílio de um algoritmo genético. Como é comum às metaheurísticas, as soluções encontradas pelo AG proposto muitas vezes são soluções ótimas locais e não a solução ótima global do problema [Soler, 2011]. Estas soluções ótimas locais geralmente são aceitas devido ao elevado custo computacional requerido na obtenção das soluções ótimas globais. Além disso, as imprecisões comumente encontradas em parâmetros da rede e, principalmente, na definição das cargas, ratificam a aceitação de boas soluções em detrimento da solução ótima global.

Nesse contexto, este capítulo propõe um algoritmo simplificado, que utiliza as sensibilidades das variáveis de estado com relação às variáveis de controle do problema, que permite obter soluções de boa qualidade a um custo computacional muito inferior ao do AGCB proposto. O uso de sensibilidades na área de sistemas de energia elétrica é muito comum, por exemplo, pode-se citar sua aplicação nos problemas de reconfiguração de redes [Raju and Bijwe, 2008] e estimação de estado [Minguez and Conejo, 2007].

Destaca-se que o algoritmo simplificado proposto não substitui o algoritmo apresentado no capítulo anterior. Ele é uma alternativa que deve ser considerada quando as incertezas são mais

significativas e o tempo de processamento é uma restrição severa.

A seguir são apresentados o conceito de sensibilidade e a metodologia desenvolvida para solucionar o problema de planejamento da operação de sistemas de distribuição com geradores distribuídos. O capítulo se encerra com a apresentação de um exemplo para ilustrar o funcionamento algoritmo proposto.

4.2 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade consiste no estudo do comportamento das variáveis dependentes com relação à variação das variáveis de controle e/ou parâmetros. No caso do fluxo de potência, como apresentado em [Monticelli, 1983], o vetor das variáveis dependentes pode representar as incógnitas do problema do fluxo de potência, enquanto o vetor das variáveis de controle pode ser constituído, por exemplo, pelas injeções de potência ativa nas barras de geração, pelos módulos de tensões nodais nas barras de geração e pelos *taps* variáveis de transformadores. Já o vetor de parâmetros pode conter, entre outras, as injeções de potências ativa e reativa nas barras de carga. Além das variáveis mencionadas, há ainda as variáveis chamadas de variáveis dependentes funcionais, entre as quais podem ser citadas os fluxos de potência ativa e reativa nos ramos e as injeções de potência reativa nas barras de geração.

Um sistema de potência em regime permanente pode ter seu modelo matemático escrito como segue:

$$f(x, u, p) = 0 \quad (4.1)$$

Sendo x o vetor de estado do sistema, u o vetor de variáveis de controle e p o vetor dos parâmetros do sistema.

Este sistema de equações não-lineares pode ser linearizado em torno do ponto (x_0, u_0, p_0) e expandido em uma série de Taylor, mantendo apenas os termos de primeira ordem, o que resulta

em:

$$\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{x_0} \Delta x + \left. \frac{\partial f}{\partial u} \right|_{u_0} \Delta u + \left. \frac{\partial f}{\partial p} \right|_{p_0} \Delta p = 0 \quad (4.2)$$

Manipulando a Equação 4.2 é possível obter os incrementos nas variáveis de estado em função de perturbações nas variáveis de controle e nos parâmetros do sistema, como:

$$\Delta x = - \left[\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{x_0} \right]^{-1} \left. \frac{\partial f}{\partial u} \right|_{u_0} \Delta u - \left[\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{x_0} \right]^{-1} \left. \frac{\partial f}{\partial p} \right|_{p_0} \Delta p \quad (4.3)$$

Da Equação 4.3 definem-se as matrizes de sensibilidade S_u e S_p como sendo:

$$S_u = - \left[\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{x_0} \right]^{-1} \left. \frac{\partial f}{\partial u} \right|_{u_0} \quad (4.4)$$

$$S_p = - \left[\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{x_0} \right]^{-1} \left. \frac{\partial f}{\partial p} \right|_{p_0} \quad (4.5)$$

Assim, é possível escrever a Equação 4.3 na forma compacta, como:

$$\Delta x = S_u \Delta u + S_p \Delta p \quad (4.6)$$

As matrizes S_u e S_p contêm as sensibilidades das variáveis de estado com relação às variáveis de controle e aos parâmetros da rede, respectivamente. Embora as sensibilidades sejam obtidas a partir de uma aproximação, elas são capazes de oferecer uma boa estimativa do comportamento do estado do sistema, diante de pequenas perturbações nas variáveis de controle e nos parâmetros da rede.

4.3 Algoritmo Baseado em Análise de Sensibilidade - ABAS

Nesta seção é apresentado um algoritmo baseado na análise de sensibilidades para o problema do planejamento da operação de sistemas de distribuição. As matrizes de sensibilidades que relacionam o estado da rede com os ajustes dos *taps* dos transformadores reguladores e dos bancos de

capacitores chaveáveis são apresentadas a seguir.

A análise de sensibilidade permite saber como as mudanças nos ajustes dos dispositivos de controle modificam o estado da rede. Assim, para cada alteração em uma variável de controle, é possível obter um novo estado da rede e calcular os valores das funções de desempenho ou de outras grandezas que qualificam o ajuste realizado. Desse modo, em um processo iterativo, é possível definir qual o melhor ajuste para cada uma das variáveis de controle.

4.3.1 Matrizes de Sensibilidade

Considere as equações do balanço das potências ativa e reativa do sistema, em que as cargas foram modeladas como injeções de potências constantes e o corte de carga é nulo:

$$P_k^g - P_k^c - P_k(t, V, \theta) = 0 \quad (4.7)$$

$$Q_k^g + Q_k^{cap}(c, V) - Q_k^c - Q_k(t, V, \theta) = 0 \quad (4.8)$$

Linearizando essas equações em torno do estado de operação corrente da rede, ponto convergido do fluxo de carga, e expandidas em uma série de Taylor, em que somente os termos de primeira ordem são mantidos, obtém-se:

$$-\frac{\partial P_k}{\partial \theta} \Big|_{\theta_0} \Delta \theta - \frac{\partial P_k}{\partial V} \Big|_{V_0} \Delta V - \frac{\partial P_k}{\partial t} \Big|_{t_0} \Delta t = 0 \quad (4.9)$$

$$\frac{\partial Q_k^{cap}}{\partial c} \Big|_{c_0} \Delta c + \frac{\partial Q_k^{cap}}{\partial V} \Big|_{V_0} \Delta V - \frac{\partial Q_k}{\partial \theta} \Big|_{\theta_0} \Delta \theta - \frac{\partial Q_k}{\partial V} \Big|_{V_0} \Delta V - \frac{\partial Q_k}{\partial t} \Big|_{t_0} \Delta t = 0 \quad (4.10)$$

Nas Equações 4.9 e 4.10 é possível observar a presença das submatrizes H , N , M e L da matriz jacobiana do fluxo de carga, como segue:

$$J = \begin{vmatrix} H & N \\ M & L \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta} & \frac{\partial P_k}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_k}{\partial V} \end{vmatrix}$$

Por simplicidade, as matrizes $\frac{\partial P_k}{\partial t}$, $\frac{\partial Q_k}{\partial t}$, $\frac{\partial Q_k^{cap}}{\partial V}$ e $\frac{\partial Q_k^{cap}}{\partial c}$, referentes às variáveis de controle discretas, serão chamadas de A_p , A_q , D_{cap} e E_{cap} respectivamente. Assim, as Equações 4.9 e 4.10

podem ser reescritas como:

$$-H\Delta\theta - N\Delta V - A_p\Delta t = 0 \quad (4.11)$$

$$E_{cap}\Delta c + D_{cap}\Delta V - M\Delta\theta - L\Delta V - A_q\Delta t = 0 \quad (4.12)$$

Manipulando a Equação 4.12, obtém-se:

$$\Delta V = (D_{cap} - L)^{-1}(A_q\Delta t + M\Delta\theta - E_{cap}\Delta c) \quad (4.13)$$

Assim, é possível substituir ΔV na Equação 4.11, obtendo-se:

$$-H\Delta\theta - N(D_{cap} - L)^{-1}(A_q\Delta t + M\Delta\theta - E_{cap}\Delta c) - A_p\Delta t = 0 \quad (4.14)$$

Rearranjando-se a Equação acima e escrevendo $\Delta\theta$ em função dos demais termos tem-se:

$$\Delta\theta = [(D_{cap} - L)N^{-1} + M]^{-1}\{-A_q - (D_{cap} - L)N^{-1}A_p\}\Delta t + E_{cap}\Delta c \quad (4.15)$$

Por fim, substituindo a Equação 4.15 na Equação 4.13:

$$\Delta V = (D_{cap} - L)^{-1}\{\{A_q - M[(D_{cap} - L)N^{-1}H + M]^{-1}[A_q + (D_{cap} - L)N^{-1}A_p]\}\Delta t + \{-E_{cap} + M[(D_{cap} - L)N^{-1}H + M]^{-1}E_{cap}\}\Delta c\} \quad (4.16)$$

As Equações 4.15 e 4.16 contêm as matrizes de sensibilidades, definidas como:

$$S_{\theta_t} = [(D_{cap} - L)N^{-1}H + M]^{-1}[-A_q - (D_{cap} - L)N^{-1}A_p]$$

$$S_{\theta_c} = [(D_{cap} - L)N^{-1}H + M]^{-1}E_{cap}$$

$$S_{V_t} = (D_{cap} - L)^{-1}\{A_q - M[(D_{cap} - L)N^{-1}H + M]^{-1}[A_q + (D_{cap} - L)N^{-1}A_p]\}$$

$$S_{V_c} = (D_{cap} - L)^{-1}\{-E_{cap} + M[(D_{cap} - L)N^{-1}H + M]^{-1}E_{cap}\}$$

Finalmente é possível escrever as expressões 4.15 e 4.16 como se segue:

$$\Delta\theta = S_{\theta_t}\Delta t + S_{\theta_c}\Delta c \quad (4.17)$$

$$\Delta V = S_{V_t}\Delta t + S_{V_c}\Delta c \quad (4.18)$$

Ou na forma matricial,

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{\theta_t} & S_{\theta_c} \\ S_{V_t} & S_{V_c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta t \\ \Delta c \end{bmatrix}$$

Estas equações permitem conhecer as variações nas magnitudes e ângulos das tensões das barras, causadas por mudanças nos ajustes dos dispositivos de controle discretos.

Para conhecer os incrementos nas variáveis de estado provocados pelos incrementos nas variáveis de controle discretas, separadamente, são usadas as equações a seguir:

$$\Delta V\theta_t = \begin{bmatrix} S_{\theta_t} \\ S_{V_t} \end{bmatrix} \Delta t \quad (4.19)$$

$$\Delta V\theta_c = \begin{bmatrix} S_{\theta_c} \\ S_{V_c} \end{bmatrix} \Delta c \quad (4.20)$$

4.3.2 Pseudo-Código do ABAS

No algoritmo desenvolvido obtém-se uma solução contínua e, a partir dela, as variáveis de controle são discretizadas uma a uma. A variável discretizada a cada iteração é aquela que provoca a menor alteração na função objetivo considerada. Os ajustes admitidos para as variáveis de controle discretizáveis são os valores inteiros imediatamente acima e abaixo dos seus valores contínuos atuais. Portanto, a cada variável de controle a ser discretizada estão associados dois possíveis incrementos.

No processo iterativo, dado o ponto de operação atual são obtidas as matrizes de sensibilidades e os incrementos nas variáveis de controle, Δt e Δc . Assim, com base nas equações 4.19 e 4.20 são obtidos os incrementos nas variáveis de estado causados por todos os possíveis ajustes nas variáveis de controle, separadamente. Portanto, para cada possível ajuste será associado um novo

estado e, também, um novo valor para a função objetivo.

Com base nos conceitos apresentados, o algoritmo proposto segue os seguintes passos:

1. Obter uma solução contínua para o problema, através do FPO;
2. Calcular as matrizes de sensibilidade S_{θ_t} , S_{θ_c} , S_{V_t} e S_{V_c} ;
3. Obter os incrementos, Δt e Δc , para as variáveis de controle ainda não discretizadas;
4. Obter os vetores de incrementos das variáveis de estado, ΔV_{θ_t} e ΔV_{θ_c} , associados a cada incremento nas variáveis de controle;
5. Obter uma matriz de estados atualizados, somando o vetor de estado atual a cada um dos incrementos ΔV_{θ_t} e ΔV_{θ_c} , obtidos no passo anterior;
6. Calcular o novo valor da função objetivo para cada um dos possíveis ajustes, utilizando os estados atualizados;
7. Discretizar a variável de controle que causar a menor variação na função objetivo. Esta variação é dada pela diferença entre a função objetivo atual e as funções objetivo calculadas no passo anterior;
8. Se não há variáveis a serem discretizadas, resolva um fluxo de potência ótimo considerando os valores discretos das variáveis de controle e fim;
9. Encontre uma nova solução contínua através do FPO fixando as variáveis já discretizadas. As variáveis ainda não discretizadas são tratadas como contínuas. Se a solução contínua é factível volte ao passo 2. Caso contrário, volte ao passo 7.

No passo 1 do algoritmo, todas as variáveis de controle são tratadas como contínuas. A solução contínua é obtida pelo mesmo procedimento descrito no capítulo anterior. Se nessa solução alguma variável já apresentar um valor discreto, então essa variável é fixada nesse valor.

No passo 7, a variável de controle discretizada assume o valor discreto que leva à menor variação na função objetivo.

No passo 9, se a solução obtida for infactível, a última discretização realizada é descartada. Nesta situação, retornando ao passo 7, a nova discretização adotada é aquela que causa a próxima menor variação na função objetivo.

Nos passos 8 e 9 o FPO resolvido é inicializado com o último estado factível obtido para a rede. Isso melhora as características de convergência do FPO e reduz os casos de infactibilidades observados.

A estratégia sugerida para o tratamento de soluções infactíveis não garante a solução da infactibilidade, já que a nova variável de controle discretizada também pode levar a uma solução infactível. Nesse caso, o algoritmo simplificado pode ser usado para ajustar as variáveis de controle até que uma infactibilidade seja encontrada e, desse ponto em diante, aplica-se o AGCB. Nesse caso, como o número de variáveis a serem ajustadas pelo AGCB é menor, o custo computacional será reduzido em comparação com o uso exclusivo do AGCB.

A seguir apresenta-se um exemplo de aplicação do ABAS. Os resultados são comparados com os obtidos pelo AGCB no capítulo anterior.

4.3.3 ABAS aplicado a uma rede de 5 barras

Nesta seção o ABAS é aplicado à mesma rede descrita na seção 3.10 e os passos realizados pelo algoritmo são mostrados a seguir. A função objetivo adotada é a que minimiza as perdas de potência ativa nos ramos.

A Tabela 4.1 mostra a solução contínua obtida para o problema.

Tabela 4.1: Sistema 5 barras - Solução contínua.

f_1 (p.u)	cap_1	cap_2	tap
4,34E-5	1,12	2,28	16

De acordo com esta solução o ajuste do tap já apresenta um valor discreto, então essa variável é fixada nesse valor. Desta forma, falta discretizar apenas os ajustes dos bancos de capacitores. Assim, têm-se para os bancos de capacitores cap_1 e cap_2 :

$$\Delta V_{\theta_{cap_1}} = \begin{vmatrix} 0 \\ -5,0E-4 \\ -9,6E-4 \\ -9,5E-4 \\ -1,0E-3 \\ 0 \\ 2,7E-3 \\ 5,4E-3 \\ 5,5E-3 \\ 5,5E-3 \end{vmatrix} \Delta C_{cap_1} \quad \Delta V_{\theta_{cap_2}} = \begin{vmatrix} 0 \\ -5,1E-4 \\ -9,8E-4 \\ -1,4E-3 \\ -1,5E-3 \\ 0 \\ 2,7E-3 \\ 5,5E-3 \\ 8,2E-3 \\ 8,3E-3 \end{vmatrix} \Delta C_{cap_2}$$

Podendo ΔC_{cap_1} ser igual a 0,12 ($|1 - 1,12|$) e 0,88 ($|2 - 1,12|$), e ΔC_{cap_2} igual a 0,28 ($|2 - 2,28|$) e 0,72 ($|3 - 2,28|$). Utilizando-se os vetores de incrementos acima é possível obter uma matriz de estados atualizados e a partir dela os valores da função objetivo para cada um dos possíveis ajustes são calculados. A Tabela 4.2 apresenta os valores obtidos para a função que minimiza as perdas elétricas.

Tabela 4.2: Perdas elétricas obtidas com os estados atualizados - 5 barras.

	Ajuste em	Perdas de potência ativa (p.u)
cap_1	1	4,35E-5
cap_1	2	4,79E-5
cap_2	2	4,42E-5
cap_2	3	4,80E-5

Ao ajustar o banco de capacitores instalado na barra 3, cap_1 , em 1, ocorre a menor variação na função objetivo, uma vez que apresenta o menor valor para as perdas elétricas. A solução do FPO com essa discretização é mostrada na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Sistema 5 barras - Ajuste da primeira variável de controle.

f_1 (p.u)	cap_1	cap_2	tap	Variável discretizada
4,35E-5	1	2,37	16	cap_1

A partir da solução encontrada após o ajuste do banco de capacitores da barra 3, procedimento

semelhante ao descrito anteriormente é realizado para ajustar o segundo banco de capacitores. Assim como a variável de controle anterior, o banco de capacitor da barra 4, cap_2 , ajustado no valor inteiro imediatamente abaixo do resultado contínuo leva a uma menor variação na função objetivo. A Tabela 4.4 contém a solução de cada iteração do ABAS.

Tabela 4.4: Sistema 5 barras - ABAS.

f_1 (p.u)	cap_1	cap_2	tap	
4,34E-5	1,12	2,28	16	Solução Contínua
4,35E-5	1	2,37	16	Variável discretizada: cap_1
4,47E-5	1	2	16	Variável discretizada: cap_2

Com todas as variáveis de controle já discretizadas, um FPO é executado para se determinar as injeções de potências ativas e reativas do gerador distribuído, mostradas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Gerador distribuído - 5 barras.

	Gerador Distribuído
Potência ativa (p.u)	0,0300
Potência reativa (p.u)	0,0145

O resultado obtido pelo ABAS é o mesmo encontrado pelo AGCB descrito no capítulo anterior. No entanto, é provável que no AGCB soluções de melhor qualidade sejam encontradas ao aumentar a variabilidade genética da população, ou seja, ao aumentar o número de indivíduos da população, juntamente com um número maior de gerações.

No próximo capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos aplicando as duas metodologias desenvolvidas nessa dissertação para três redes de distribuição.

Capítulo 5

Testes e Resultados

Os algoritmos propostos para solucionar o problema de planejamento da operação de sistemas de distribuição com geradores distribuídos foram testados em três sistemas elétricos disponíveis na literatura. O primeiro é uma adaptação da rede 34-barras do IEEE [Ciric et al., 2004], o segundo é o sistema de 70 barras de Baran e Wu [Baran and Wu, 1989] e o terceiro sistema é um sistema real de 135 barras [Mantovani et al., 2000]. Em todos os casos as cargas foram modeladas como injeções de potência constante e as redes foram representadas por seus modelos unifilares. Os dados dos sistemas de distribuição utilizados são mostrados no Apêndice A. Inicialmente são apresentados os testes realizados com a rede de 34 barras.

5.1 Sistema IEEE 34-barras

A rede de 34 barras utilizada é apresentada na Figura 5.1. Os dados do alimentador e os dados das cargas do sistema estão disponíveis no Apêndice A.1. O valor da potência de base é $S_{base} = 1 \text{ MVA}$ e o valor da tensão de base é $V_{base} = 24,9 \text{ kV}$. Por simplicidade, neste trabalho foram adotados os valores arbitrários de $0,03 \text{ R\$/kWh}$ para a energia ativa e $0,03 \text{ R\$/kVarh}$ para a energia reativa, independente da fonte considerada. Por esse motivo, em nenhum teste deste capítulo a função que calcula os custos de produção de energia será utilizada como função objetivo.

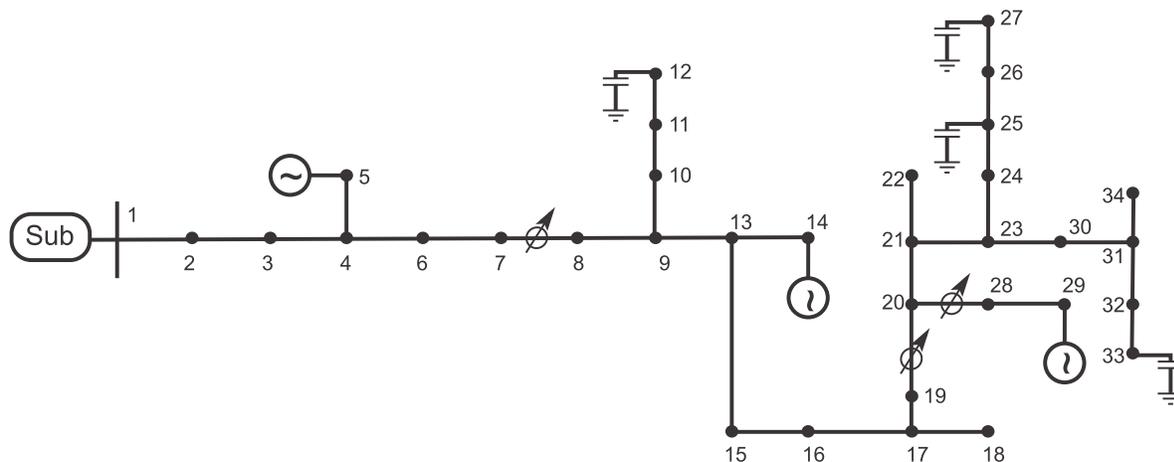


Figura 5.1: Diagrama unifilar da variação do sistema radial IEEE 34 barras.

A Tabela 5.1 apresenta os limites dos ajustes dos *taps* dos transformadores reguladores de tensão e o número de ajustes admitidos. A Tabela 5.2 apresenta o número de ajustes permitidos e o valor nominal de cada um dos módulos dos bancos de capacitores instalados no sistema. Assim, por exemplo, o banco instalado na barra 33 possui 3 níveis de ajuste, cada um com 0,04 p.u. Portanto, ele pode ter nenhum, um ou dois módulos ativos, totalizando três possibilidades de ajuste ($Q_{cap} \in \{0; 0,04; 0,08\}$ p.u).

Tabela 5.1: Transformadores Reguladores. IEEE 34-barras.

	Barras	Níveis	Limites (p.u)
tap_1	7 - 8	32	0,9 - 1,1
tap_2	19 - 20	32	0,9 - 1,1
tap_3	20 - 28	32	0,9 - 1,1

Tabela 5.2: Bancos de capacitores. IEEE 34-barras.

	Barra	Níveis	Q_{cap} (p.u)
cap_1	12	4	0,04
cap_2	25	3	0,05
cap_3	27	3	0,05
cap_4	33	3	0,04

Com base no número de ajustes possíveis para cada dispositivo, o espaço de busca das soluções para este sistema possui $4 \times 3 \times 3 \times 3 \times 32 \times 32 \times 32 = 3\,538\,944$ combinações das variáveis discretas ou propostas de soluções para o problema.

Por fim, a Tabela 5.3 apresenta os limites de geração dos geradores distribuídos e suas localizações no sistema. Todos os geradores distribuídos operam com fator de potência constante de 0,9 capacitivo.

Tabela 5.3: Geradores Distribuídos. IEEE 34-barras.

	Barra	Limites de geração			
		P_{min} (p.u)	P_{max} (p.u)	Q_{min} (p.u)	Q_{max} (p.u)
GD_1	5	0	0,10	-0,06	0,06
GD_2	14	0	0,10	-0,06	0,06
GD_3	29	0	0,30	-0,03	0,03

5.1.1 AGCB - População aleatória x controlada - IEEE 34-barras

O propósito desta seção é verificar o desempenho do Algoritmo Genético de Chu e Beasley frente a diferentes populações iniciais. São variados o tamanho da população e a forma de obtenção da população (controlada ou aleatória). O desempenho é avaliado a partir da qualidade da melhor solução obtida e do número iterações. A função objetivo considerada é a que trata das perdas ativas nos ramos da rede (Equação 2.19) e as funções de desempenho são, em ordem de prioridade, o desvio de tensão e o custos de produção de energia (Equações 2.20 e 2.21). Para esta função objetivo, a solução ótima global é conhecida, sendo o total de perdas de potência ativa nos ramos igual a 7,98 kW. Este ótimo global foi obtido avaliando todas as propostas de solução possíveis.

Os critérios de parada adotados foram o número máximo de 2000 iterações ou a solução ótima encontrada. Na contagem do número de iterações são consideradas as iterações necessárias para avaliar os indivíduos da população inicial. Portanto, o número de iterações é igual a número de indivíduos avaliados, ou seja, igual ao número de vezes que o FPO é executado.

O número de indivíduos na seleção por torneio foi de 4 para as populações de 30 e 60 indivíduos e de 10 para a população de 100 indivíduos. A Tabela 5.4 apresenta os resultados médios de 70 testes para cada população. A taxa de acerto indica o número de casos em que a solução ótima foi encontrada em até 2000 iterações.

De acordo com esta tabela, o AGCB não foi capaz de obter a solução ótima global em aproximadamente 3% dos testes (2 casos) com a população aleatória de 30 indivíduos. Com as populações de 60 e 100 indivíduos, o AGCB obteve a solução ótima em todos os casos testados. Com a população controlada, a solução ótima foi obtida com um número significativamente menor de iterações. Além disso, com a população inicial de 100 indivíduos, a solução ótima foi obtida, em média, com 20 iterações a menos que para a população de 60 indivíduos e 52 iterações a menos

que para a população de 30 indivíduos. No AGCB, uma quantidade maior de indivíduos na população inicial significa maior variabilidade genética e maior capacidade de exploração do espaço de busca, o que pode facilitar a convergência para a solução ótima global ou para uma solução de boa qualidade. De modo similar aos AGs clássicos, o número de indivíduos deve ser ajustado de acordo com o tamanho do espaço de busca das soluções.

Tabela 5.4: Desempenho do AGCB para diferentes populações iniciais. IEEE 34-barras.

Número de indivíduos = 30	Pop. controlada	Pop. aleatória
Taxa de sucesso (%)	100	97,14
Média de iterações	181	885
Número de indivíduos = 60	Pop. controlada	Pop. aleatória
Taxa de sucesso (%)	100	100
Média de iterações	149	814
Número de indivíduos = 100	Pop. controlada	Pop. aleatória
Taxa de sucesso (%)	100	100
Média de iterações	129	738

As Tabelas 5.5 e 5.6 mostram a solução ótima conhecida para este sistema nessas condições. A solução é representada pela posição do ajuste dos bancos de capacitores (*cap*) e a posição dos *taps* (*tap*) dos transformadores reguladores, que são as variáveis discretas do problema, além da geração de potência ativa e reativa dos geradores distribuídos que são as variáveis contínuas do problema.

Tabela 5.5: Ajustes dos *taps* e bancos de capacitores na solução ótima global. IEEE 34-barras.

	cap_1	cap_2	cap_3	cap_4	tap_1	tap_2	tap_3
Ótimo global	0	1	2	1	19	18	18

Tabela 5.6: Ajustes dos geradores distribuídos na solução ótima global. IEEE 34-barras.

	GD_1	GD_2	GD_3
Potência ativa (kW)	100	100	61,94
Potência reativa (kVar)	48,43	48,43	30,0

5.1.2 ABAS - IEEE 34-barras

Nesta seção o Algoritmo Baseado em Análise de Sensibilidade é aplicado à rede de 34 barras. A função objetivo adotada é a que minimiza as perdas de potência ativa nos ramos. A Tabela 5.7 mostra a ordem em que as variáveis de controle foram discretizadas até se obter a solução final. Em seguida a Tabela 5.8 apresenta a solução contínua, o ótimo global do problema, a solução do AGCB (população controlada) e a solução encontrada pelo ABAS.

Tabela 5.7: Discretização das variáveis. IEEE 34-barras.

	Solução contínua	Iterações					
		$iter_1$	$iter_2$	$iter_3$	$iter_4$	$iter_5$	$iter_6$
f_1 (kW)	7,95	8,07	8,09	8,10	8,15	8,15	8,15
cap_1	0,12	1	1	1	1	1	1
cap_2	0,77	0,15	0,15	0	0	0	0
cap_3	2	2	2	2	2	2	2
cap_4	1,14	1,05	1,05	1,25	1	1	1
tap_1	18,41	18,41	19	19	19	19	19
tap_2	18,65	18,79	18,79	18,79	17,77	18	18
tap_3	18,71	15,87	18,85	15,84	18,09	15,99	16

Na solução contínua o capacitor instalado na barra 27 (cap_3) já apresenta um valor inteiro, sendo então essa variável fixada nesse valor. Em cada coluna referente às iterações, o ajuste em destaque indica a variável que está sendo discretizada, enquanto os demais valores são aqueles obtidos a partir da execução de um FPO já considerando fixa a variável em destaque.

Tabela 5.8: Solução contínua, Ótimo global, solução do AGCB e solução do ABAS. IEEE 34-barras.

	Solução Contínua	Ótimo global	AGCB	ABAS
f_1 (kW)	7,958	7,986	7,986	8,15
cap_1	0,12	0	0	1
cap_2	0,77	1	1	0
cap_3	2	2	2	2
cap_4	1,14	1	1	1
tap_1	18,41	19	19	19
tap_2	18,65	18	18	18
tap_3	18,71	18	18	16

O fato do ABAS não convergir para o ótimo global está relacionado com a simplificação realizada pelo método, ou seja, a linearização do problema. Além disso, ao ABAS só é permitido ajustar as variáveis de controle discretas em valores inteiros imediatamente acima ou abaixo das soluções contínuas, limitando significativamente o espaço de busca do algoritmo, o que dificulta a convergência para o ótimo global. Assim, é possível inferir que diferentemente do AGCB, o ABAS dificilmente encontrará o ótimo global. No entanto, soluções de boa qualidade podem ser obtidas a um custo computacional inferior ao do AGCB.

A geração de potência ativa e reativa dos geradores distribuídos, uma vez definido (pelo ABAS) os ajustes das variáveis discretas, é mostrada na Tabela 5.9. Nota-se que a geração de potência ativa e reativa pelos geradores distribuídos é a mesma para o caso ótimo global (que é a solução do AGCB), como pode ser visto da Tabela 5.6. Então, a diferença entre as perdas de potência ativas obtidas na solução ótimo global e as encontradas pelo ABAS está diretamente ligada aos ajustes dos bancos de capacitores e dos *taps* dos transformadores reguladores. Esses ajustes também influenciam o perfil de tensão nas barras, como pode ser visto na Figura 5.2.

Tabela 5.9: ABAS: Ajustes dos geradores distribuídos. IEEE 34-barras.

ABAS	GD_1	GD_2	GD_3
Potência ativa (kW)	100	100	61,94
Potência reativa (kVar)	48,43	48,43	30

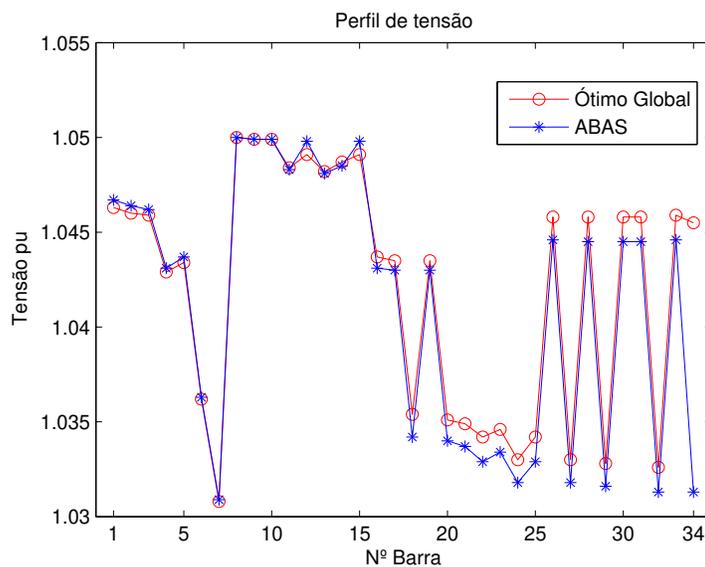


Figura 5.2: Perfil de tensão: Ótimo global e solução do ABAS.

A solução do ABAS indica que o banco de capacitor da barra 25 deve ficar inativo e o *tap* do transformador regulador entre as barras 20 e 28 deve permanecer em seu valor nominal. Já para a solução ótima isso não ocorre, promovendo então uma elevação de tensão nessas barras e em sua vizinhança.

Para a rede utilizada nesta seção, nenhum ajuste especificado pelo ABAS resultou em infactibilidades, sendo então necessárias 7 execuções de FPO para se obter a solução final.

5.1.3 Concessionária e Produtores Independentes

Além de prover os ajustes para as variáveis de controle no planejamento da operação de redes de distribuição, os métodos propostos neste trabalho podem auxiliar as concessionárias de energia elétrica, na definição de regras de incentivo ao aumento e a redução das injeções de potências ativas e reativas dos geradores distribuídos pertencentes a produtores independentes de energia, bem como no estabelecimento dos melhores ajustes para os geradores distribuídos pertencentes à própria concessionária. Neste contexto, a concessionária deve definir as injeções adequadas de potências de cada um dos geradores distribuídos nos diversos níveis de carregamento e, então, incentivar os produtores independentes a seguir as suas recomendações. Esses incentivos podem

ser realizados, por exemplo, com pagamentos diferenciados pela energia comprada em diferentes horários.

Para exemplificar esta situação, considere que o gerador alocado na barra 14 da rede de 34 barras pertença a um produtor independente. As funções de desempenho têm a mesma prioridade das seções anteriores. Para definir as melhores injeções de cada um dos geradores, as restrições representadas nas Equações 2.16 e 2.17 foram desconsideradas e, portanto, o modo de operação do geradores distribuídos não é definido. Desta maneira, os geradores distribuídos podem operar em qualquer fator de potência ou ainda com qualquer tensão terminal dentro dos limites $0,95 \leq V_k \leq 1,05$. Observe que, de acordo com os interesses da concessionária, na realização desses estudos é possível definir o modo de operação e até mesmo os níveis de geração de qualquer um dos geradores conectados à rede.

A Tabela 5.10 apresenta os melhores resultados de geração para três níveis de carregamento. Estes ajustes foram obtidos com o AGCB e população inicial controlada. Esta tabela mostra, por exemplo, que em baixo carregamento o gerador conectado à barra 5, GD_1 , é o que menos contribui para a redução das perdas, e, portanto, a concessionária poderia desativar este gerador nesse horário sem que as perdas ativas na rede sejam significativamente aumentadas, preservando a máquina e os recursos utilizados na fonte primária de energia. Neste mesmo horário, a concessionária pode remunerar o produtor independente, GD_2 , com valores menores, a fim de incentivá-lo a manter a sua geração de potência ativa em níveis mais baixos, em torno de 27 kW. De forma similar, a concessionária pode remunerar melhor o produtor independente no horário de maior carregamento para que ele injete máxima quantidade de potência ativa (cerca de 100 kW) na rede, já que isto provoca a redução das perdas elétricas nesse horário.

Tabela 5.10: Potência nos geradores em três níveis de carregamento. IEEE 34-barras.

Carregamento = 60%	GD_1	GD_2	GD_3
Potência ativa (kW)	5,32	26,93	204,73
Potência reativa (kVar)	3,81	16,46	-6,27
Carregamento = 100%	GD_1	GD_2	GD_3
Potência ativa (kW)	10,021	85,10	300
Potência reativa (kVar)	3,89	60	30
Carregamento = 140%	GD_1	GD_2	GD_3
Potência ativa (kW)	100	100	300
Potência reativa (kVar)	60	60	30

Outro aspecto interessante que pode ser observado na Tabela 5.10 é que o gerador alocado na barra 29, GD_3 , sempre deve operar com níveis elevados de injeção de potência ativa. Este aspecto pode justificar o estabelecimento de regras de incentivo por parte da concessionária para que novos produtores independentes invistam na alocação de novos geradores conectados em barras próximas à barra 29.

Certamente os estudos para o estabelecimento de regras de incentivo devem ser bem mais detalhados que o exemplo apresentado nesta seção, porém este exemplo mostra claramente o bom potencial das metodologias propostas neste trabalho.

Note que esta aplicação dos algoritmos propostos permite seu emprego mais imediato, já que são requeridos menores níveis de automação das redes.

5.2 Sistema de 70 barras

Os parâmetros do alimentador e os dados das cargas do sistema de 70 barras são apresentados no Apêndice A.2.

O valor da potência de base é $S_{base} = 10$ MVA e o valor da tensão de base é $V_{base} = 12,66$ kV. Assim como para a rede de 34 barras foram adotados os valores arbitrários de 0,03 R\$/kWh para a energia ativa e 0,03 R\$/kVarh para a energia reativa, independente da fonte considerada. Os transformadores reguladores de tensão e os bancos de capacitores apresentam as características mostradas nas Tabelas 5.11 e 5.12.

Tabela 5.11: Transformadores Reguladores. 70-barras.

	Barras	Níveis	Limites (p.u)
tap_1	3 - 4	32	0,9 - 1,1
tap_2	19 - 20	32	0,9 - 1,1
tap_3	48 - 49	32	0,9 - 1,1

Tabela 5.12: Bancos de capacitores. 70-barras.

	Barra	Níveis	Q_{cap} (p.u)
cap_1	9	3	0,04
cap_2	37	3	0,04
cap_3	44	4	0,04
cap_4	67	4	0,04

Os limites de geração e as barras de conexão dos geradores distribuídos são mostrados na Tabela 5.13. Todos os geradores distribuídos operam com fator de potência constante de 0,9 capacitivo.

Tabela 5.13: Geradores Distribuídos. 70-barras.

	Barra	Limites de geração			
		P_{min} (p.u)	P_{max} (p.u)	Q_{min} (p.u)	Q_{max} (p.u)
GD_1	27	0	0,025	-0,01	0,01
GD_2	50	0	0,025	-0,01	0,01
GD_3	62	0	0,025	-0,01	0,01

5.2.1 AGCB - População aleatória x controlada

Nesta seção o esquema de criação da população é novamente avaliado. No entanto, diferentemente da seção 5.1.1 a solução global não é conhecida. Assim, o teste de desempenho consiste em permitir um número máximo de 2000 iterações (critério de parada) e ao final delas verificar o melhor resultado encontrado e a iteração em que essa solução foi obtida. A função objetivo considerada é a que trata das perdas ativas nos ramos da rede (Equação 2.19) e as funções de desempenho são, em ordem de prioridade, o desvio de tensão e o custos de produção de energia (Equações 2.20 e 2.21).

Para cada um dos tipos de populações foram simulados 70 casos. O número médio de iterações, o valor médio das funções objetivo e os valores mínimo e máximo das funções objetivo, para cada tipo de população, são mostrados na Tabela 5.14.

Tabela 5.14: Desempenho do AGCB. 70-barras.

Número de indivíduos = 30	Pop. controlada	Pop. aleatória
Média de iterações	626	1533
Média dos valores de f_1 (kW)	82,97	83,19
Mín. valor de f_1 (kW)	82,97	83,18
Máx. valor de f_1 (kW)	82,97	83,29
Número de indivíduos = 60	Pop. controlada	Pop. aleatória
Média de iterações	469	1629
Média dos valores de f_1 (kW)	82,97	83,21
Mín. valor de f_1 (kW)	82,97	83,18
Máx. valor de f_1 (kW)	82,97	83,46
Número de indivíduos = 100	Pop. controlada	Pop. aleatória
Média de iterações	337	1583
Média dos valores de f_1 (kW)	82,97	83,18
Mín. valor de f_1 (kW)	82,97	83,18
Máx. valor de f_1 (kW)	82,97	83,22

Para as populações controladas, o valor da função objetivo da melhor solução obtida pelo AGCB convergiu para o valor 82,97kW em 100% dos casos, enquanto que para as populações aleatórias o AGCB encontrou soluções de qualidade inferior. Mesmo aumentando a quantidade de indivíduos da população, em nenhum dos casos simulados o AGCB com população aleatória encontrou o valor 82,97kW para a função objetivo. Além disso, o AGCB com população aleatória

consumiu, em média, 3,5 vezes mais iterações do que o AGCB com população controlada para encontrar uma solução final que é de pior qualidade. Portanto, de modo geral, o uso de populações controladas leva a melhores soluções em um número menor de iterações.

Os ajustes das variáveis discretas e contínuas da melhor solução encontrada para a rede de 70 barras (82,97kW), nas condições descritas na seção anterior, são mostrados nas Tabelas 5.15 e 5.16.

Tabela 5.15: Ajustes dos *taps* e bancos de capacitores. 70-barras.

cap_1	cap_2	cap_3	cap_4	tap_1	tap_2	tap_3
2	1	3	0	16	21	22

Tabela 5.16: AGCB: Ajustes dos geradores distribuídos. 70-barras.

	GD_1	GD_2	GD_3
Potência ativa (kW)	206,47	206,47	206,47
Potência reativa (kVar)	100	100	100

5.2.2 ABAS

Nesta seção o algoritmo baseado em análise de sensibilidade é aplicado à rede de 70 barras. A função objetivo adotada é a que minimiza as perdas de potência ativa nos ramos. A Tabela 5.17 mostra a ordem em que as variáveis de controle foram discretizadas até se obter a solução final. Em seguida a Tabela 5.18 apresenta a solução contínua, a melhor solução do AGCB (população controlada) e a solução encontrada pelo ABAS.

Tabela 5.17: Discretização das variáveis. 70-barras.

	Solução contínua	Iterações			
		<i>iter</i> ₁	<i>iter</i> ₂	<i>iter</i> ₃	<i>iter</i> ₄
<i>f</i> ₁ (kW)	82,91	82,97	83,30	83,30	83,75
<i>cap</i> ₁	2	2	2	2	2
<i>cap</i> ₂	1,14	1,16	1,14	2	2
<i>cap</i> ₃	3	3	3	3	3
<i>cap</i> ₄	0	0	0	0	0
<i>tap</i> ₁	16,07	16	16	16	16
<i>tap</i> ₂	21,56	21,65	22	22	22
<i>tap</i> ₃	22,10	22,18	22,53	22,54	23

Na solução contínua três variáveis já apresentam valores inteiros, sendo então fixadas nesses valores. O ajuste em destaque indica a variável que está sendo discretizada, enquanto os demais valores são aqueles obtidos a partir da execução de um FPO já considerando fixa a variável em destaque.

Tabela 5.18: Solução contínua, melhor solução do AGCB e solução do ABAS. 70-barras.

	Solução Contínua	AGCB	ABAS
<i>f</i> ₁ (kW)	82,91	82,97	83,75
<i>cap</i> ₁	2	2	2
<i>cap</i> ₂	1,14	1	2
<i>cap</i> ₃	3	3	3
<i>cap</i> ₄	0	0	0
<i>tap</i> ₁	16,07	16	16
<i>tap</i> ₂	21,56	21	22
<i>tap</i> ₃	22,10	22	23

A geração de potência ativa e reativa pelos geradores distribuídos, uma vez definidos os ajustes das variáveis discretas pelo ABAS, são mostradas a seguir. O resultado obtido é o mesmo encontrado pelo AGCB, como pode ser visto na Tabela 5.16 da seção anterior.

Tabela 5.19: ABAS: Ajustes dos geradores distribuídos. 70-barras.

	GD_1	GD_2	GD_3
Potência ativa (kW)	206,47	206,47	206,47
Potência reativa (kVar)	100	100	100

Assim como para a rede de 34 barras, na rede de 70 barras nenhum ajuste especificado pelo ABAS resultou em infactibilidades, sendo então necessárias 4 iterações para se obter a solução final.

O ABAS novamente não conseguiu encontrar uma solução melhor que a do AGCB. No entanto, a diferença entre as funções objetivo das melhores soluções obtidas pelo AGCB e o ABAS é inferior a 1%.

5.2.3 Tratamento simultâneo do Perfil de tensão e Perdas elétricas

A função objetivo nesta seção é a que minimiza o desvio de tensão (Equação 2.20). A magnitude da tensão especificada (referência) adotada é 1 p.u. As funções de desempenho são, em ordem de prioridade, as perdas ativas nos ramos da rede e os custos de produção de energia (Equações 2.19) e 2.21).

As populações controlada e aleatória no AGCB contêm 60 indivíduos e o critério de parada é o número máximo de 2000 iterações. Um total de 70 casos foi executado e o perfil de tensão, da melhor solução obtida para cada população, é apresentado na Figura 5.3. Nesta mesma figura estão também o perfil de tensão da solução contínua do problema e o encontrado pelo ABAS.

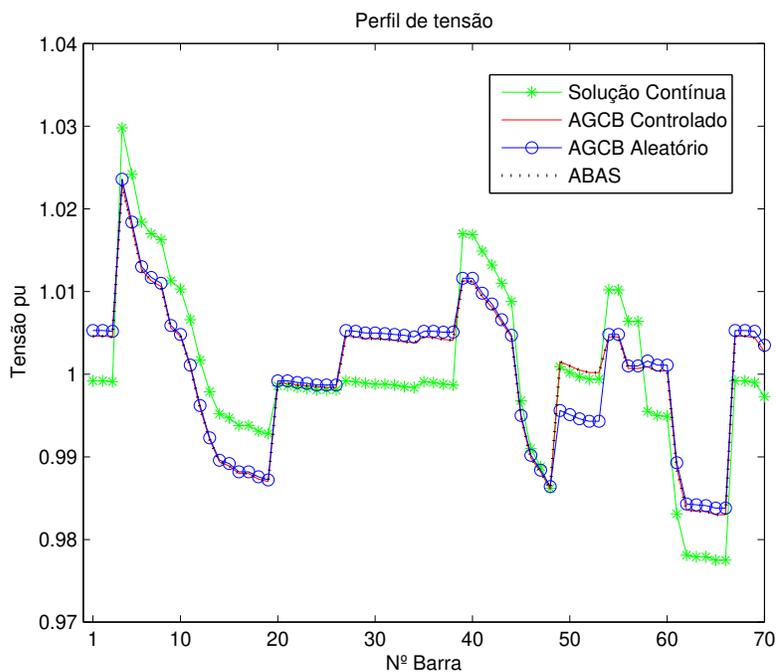


Figura 5.3: Perfil de tensão. 70-barras.

O perfil de tensão obtido pelos métodos são muito próximos. Sendo o resultado encontrado pelo AGCB com população controlada idêntico ao do ABAS.

A concessionária pode estabelecer uma relação de compromisso entre o desvio de tensão nas barras e as perdas elétricas nos ramos, ou seja, adotar um critério em que tanto as perdas de potência ativa quanto o perfil de tensão sejam simultaneamente satisfatórios. Para exemplificar essa situação, considere que a concessionária esteja interessada em reduzir as perdas elétricas em sua rede, sem elevar as tensões nas barras para valores próximos de 1,05 p.u. A Figura 5.4 mostra o perfil de tensão obtido com a melhor solução da seção 5.2.1 e o encontrado nessa seção. De maneira equivalente, a Figura 5.5 ilustra as perdas elétricas para esses dois casos.

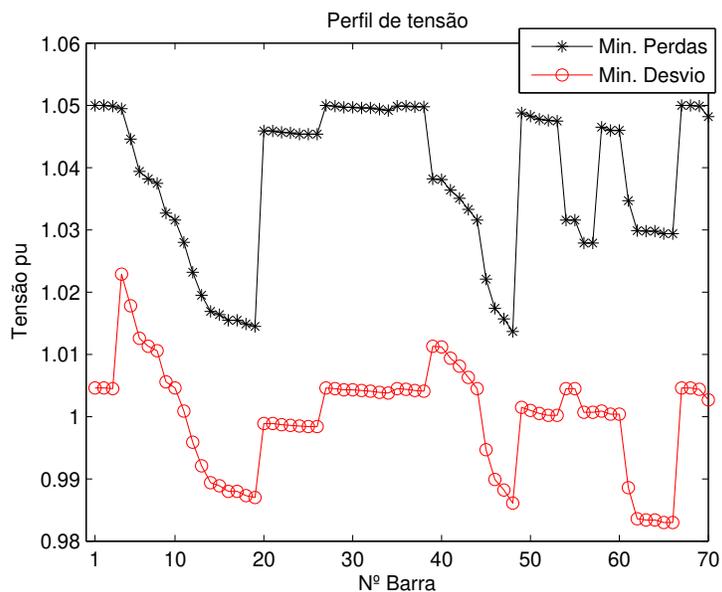


Figura 5.4: Perfil de tensão: Min. Perdas e Min. Desvio. 70-barras.

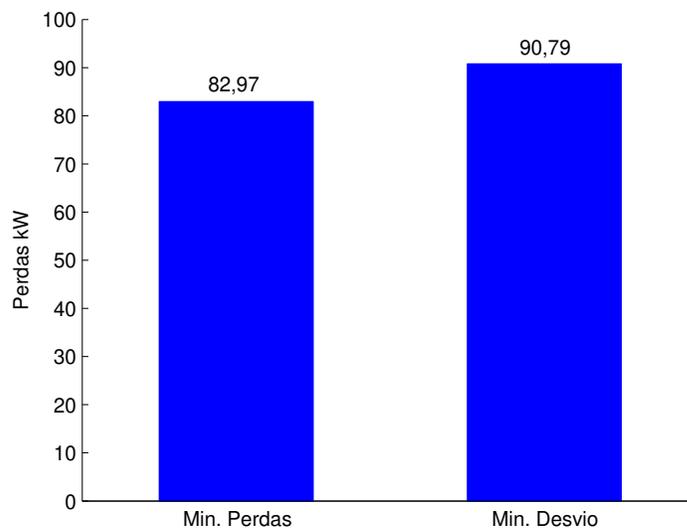


Figura 5.5: Perdas elétricas: Min. Perdas e Min. Desvio. 70-barras.

Embora o valor das perdas elétricas seja menor na solução obtida na seção 5.2.1 (82,97kW), o seu perfil de tensão apresenta uma grande quantidade de barras com tensões próximas ou iguais ao limite indesejado. Então, a concessionária pode optar pela solução que minimiza o desvio

de tensão, uma vez que esta apresenta um melhor perfil de tensão e um valor para as perdas de potência ativa (90,79 kW) próximo ao obtido na seção 5.2.1, cerca de 9% maior.

Para garantir uma boa relação de compromisso entre o perfil de tensão e as perdas ativas é fundamental o desenvolvimento de uma função multiobjetivo. Neste trabalho essa função não é abordada, no entanto uma alternativa simples a ela é discutida em um teste realizado com a rede de 135 barras.

5.3 Sistema Real de 135 barras

Os dados do sistema real de 135 barras podem ser encontrados no Apêndice A.3.

O valor de base para a potência é $S_{base} = 100$ MVA e o valor de base para a magnitude de tensão é $V_{base} = 13,8$ kV. O custo de produção da energia foi o mesmo adotado para as redes anteriores.

As características dos transformadores reguladores de tensão e dos bancos de capacitores são apresentadas nas tabelas a seguir.

Tabela 5.20: Transformadores Reguladores. 135-barras.

	Barras	Níveis	Limites (p.u)
tap_1	22 - 24	32	0,9 - 1,1
tap_2	55 - 56	32	0,9 - 1,1
tap_3	129 - 130	32	0,9 - 1,1

Tabela 5.21: Bancos de capacitores. 135-barras.

Barra	Níveis		Q_{cap} (p.u)
cap_1	2	3	0,0004
cap_2	32	4	0,0004
cap_3	76	3	0,0005
cap_4	107	3	0,0004
cap_5	130	4	0,0005

A Tabela 5.22 contém os limites de geração e as barras de conexão dos geradores distribuídos. Os geradores distribuídos operam com fator de potência constante de 0,9 capacitivo.

Tabela 5.22: Geradores Distribuídos. 135-barras.

	Barra	Limites de geração			
		P_{min} (p.u)	P_{max} (p.u)	Q_{min} (p.u)	Q_{max} (p.u)
GD_1	47	0	0,040	-0,025	0,025
GD_2	70	0	0,045	-0,03	0,03
GD_3	123	0	0,035	-0,02	0,02

A seguir são apresentados os resultados obtidos com a aplicação do AGCB e do ABAS a esta rede.

5.3.1 Tratamento simultâneo do Perfil de tensão e Perdas elétricas

Nesta seção são utilizadas como função objetivo as perdas ativas nos ramos e o desvio no perfil de tensão.

A população controlada do AGCB possui 60 indivíduos e o critério de parada adotado é o de número de 50 iterações que uma mesma proposta de solução permanece no topo da matriz de desempenho ou o número máximo de 2000 iterações.

Para o teste realizado, considere que a concessionária tem por finalidade reduzir as perdas elétricas nos ramos da rede, porém não deseja que as tensões nas barras fiquem muito próximas ao limite de 1,5 p.u. A função objetivo adotada inicialmente é a que minimiza as perdas elétricas e as funções de desempenho, para o AGCB, são as que tratam o desvio de tensão e custos de produção de energia, nesta ordem de prioridade.

A Tabela 5.23 mostra a solução contínua e as soluções obtidas pelo AGCB e ABAS. A Figura 5.6 apresenta o perfil de tensão para cada uma dessas soluções.

Tabela 5.23: Perdas elétricas. 135-barras.

	Solução Contínua	AGCB	ABAS
Perdas elétricas (kW)	232,16	232,19	232,69

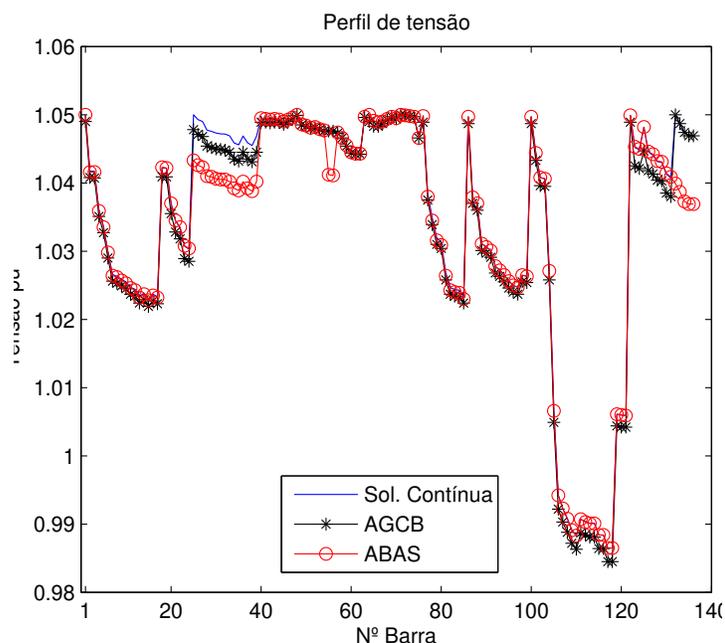


Figura 5.6: Perfil de tensão ao minimizar as perdas elétricas. 135-barras.

Na Figura 5.6, observa-se que para a redução das perdas elétricas o nível de tensão em grande parte das barras fica próximo ao limite superior, o que não é desejado pela concessionária. A fim de contornar essa situação, são sugeridas as seguintes estratégias: (a) reduzir a tensão máxima permitida, por exemplo, para 1,045 p.u., mantendo as perdas como função objetivo e (b) limitar as perdas elétricas minimizando os desvios na tensão. Nesta seção é ilustrada apenas a segunda estratégia.

A Figura 5.7 apresenta o perfil de tensão obtido para três casos: (a) com a função objetivo que minimiza as perdas elétricas, (b) com a função objetivo que minimiza o desvio nas tensões e (c) com a função objetivo que minimiza o desvio nas tensões juntamente com a restrição de máximo valor para as perdas elétricas. No caso (c), as perdas foram limitadas em 1,05 vezes as perdas do caso (a). A Figura 5.8 apresenta as perdas elétricas para estes três casos.

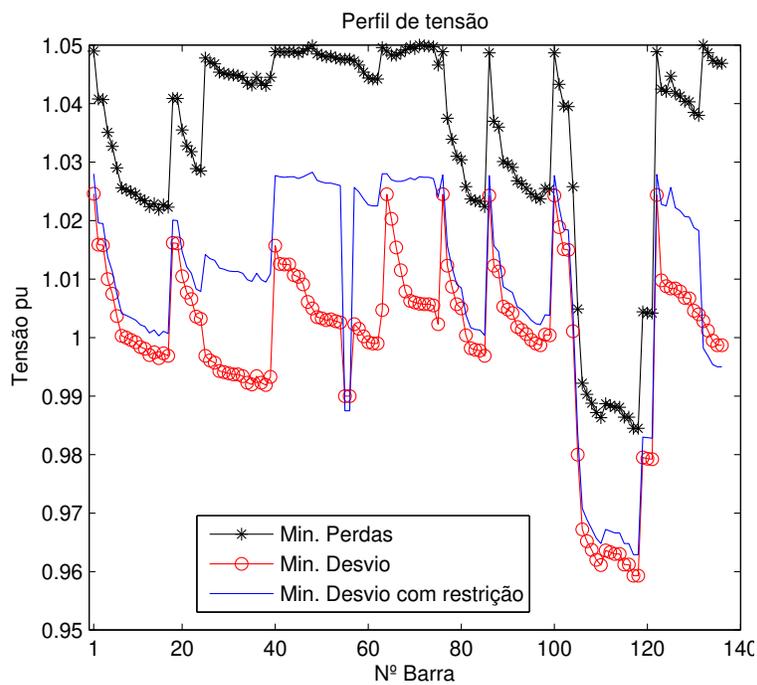


Figura 5.7: Perfil de tensão: Min. Perdas, Min. Desvio e Min. Desvio com restrição. 135-barras.

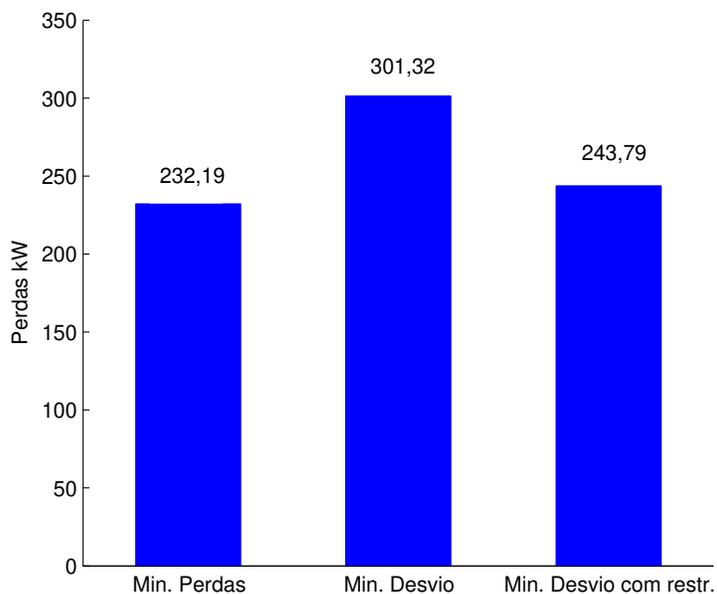


Figura 5.8: Perdas elétricas: Min. Perdas, Min. Desvio e Min. Desvio com restrição. 135-barras.

Note que no caso (c), ao estabelecer um limite superior para as perdas, as tensões nas barras se afastaram de 1,05 p.u. Assim, essa nova solução pode ser mais atrativa à concessionária do que a mostrada no caso (a). No caso (b), as tensões também estão distantes do limite superior, porém, as perdas elétricas são as mais elevadas.

Nas figuras acima os resultados obtidos pelo ABAS não foram incluídos, pois eles são semelhantes às soluções encontradas pelo AGCB. No entanto, é importante salientar que as soluções do ABAS foram todas obtidas com apenas 4 execuções de FPO, enquanto o AGCB, em média, necessitou de 300 execuções do FPO.

As Tabelas 5.24 e 5.25 contêm os ajustes das variáveis de controle obtidos pelo AGCB e pelo ABAS para os três casos anteriores. Elas mostram que para obter o menor desvio de tensão, nesta condição de carregamento, a maioria dos bancos de capacitores deve permanecer desligado, os *tap* dos transformadores reguladores devem estar próximos ao nominal e os geradores distribuídos não devem operar. Entretanto, esta situação pode não atender aos interesses e aos contratos estabelecidos com os produtores independentes de energia. Por outro lado, se a concessionária optar por minimizar os desvios de tensão e limitar as perdas elétricas, os diversos interesses podem ser melhor atendidos.

Tabela 5.24: Ajustes dos *taps* e bancos de capacitores. 135-barras.

Min. Perdas	cap_1	cap_2	cap_3	cap_4	cap_5	tap_1	tap_2	tap_3
AGCB	2	3	2	2	3	19	16	17
ABAS	1	3	1	2	3	18	15	17

Min. Desvio	cap_1	cap_2	cap_3	cap_4	cap_5	tap_1	tap_2	tap_3
AGCB	0	0	0	2	0	16	16	16
ABAS	0	0	0	2	0	17	16	17

Min. Desvio com restr.	cap_1	cap_2	cap_3	cap_4	cap_5	tap_1	tap_2	tap_3
AGCB	2	3	2	2	3	16	12	14
ABAS	2	3	2	2	3	15	12	14

Tabela 5.25: Ajustes dos geradores distribuídos. 135-barras.

Min. Perdas				
	AGCB		ABAS	
	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVar)	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVar)
GD_1	2265,36	1097,16	2265,36	1097,16
GD_2	1092,51	529,12	1092,51	529,12
GD_3	1181,01	571,98	1181,01	571,98

Min. Desvio				
	AGCB		ABAS	
	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVar)	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVar)
GD_1	0	0	0	0
GD_2	0	0	0	0
GD_3	0	0	0	0

Min. Desvio				
	AGCB		ABAS	
	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVar)	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVar)
GD_1	2293,92	1110,98	2293,13	1110,61
GD_2	1059,84	513,30	1058,83	512,81
GD_3	1132,33	548,41	1131,43	547,97

Embora a alternativa de solução aplicada nesta seção tenha apresentado resultados de boa qualidade, o desenvolvimento de uma função multiobjetivo pode ser capaz de estabelecer uma melhor relação de compromisso entre o desvio de tensão nas barras e as perdas de potência ativas nos ramos. Entretanto, destaca-se que em funções multiobjetivo, geralmente, há a dificuldade no ajuste dos pesos que devem ser associado a cada parcela da função objetivo.

Capítulo 6

Conclusões e Considerações finais

O planejamento de curto-prazo da operação de modernos sistemas de distribuição de energia elétrica é formulado como um problema não linear contendo variáveis contínuas e discretas e pode, portanto, apresentar o fenômeno de explosão combinatorial. Neste trabalho, um Algoritmo Genético similar ao proposto por Chu e Beasley e um Algoritmo Baseado em Análise de Sensibilidades foram propostos para determinar os melhores ajustes dos dispositivos de controle de tensão e reativos instalados no sistema, de modo que o desempenho da rede, avaliado através de uma função objetivo e de funções de desempenho, pudesse ser melhorado.

Uma das contribuições deste trabalho é o uso de um esquema especial de inicialização da população em conjunto com o AGCB. Neste esquema de inicialização, os valores discretos dos ajustes dos *taps* e bancos de capacitores são obtidos na vizinhança de uma solução contínua. Esta solução contínua é encontrada permitindo que as variáveis discretas assumam valores contínuos.

Os testes numéricos realizados com o sistema IEEE 34-barras, o sistema de 70 barras de Baran e Wu e um sistema real de 135 barras mostram que a estratégia de inicialização em conjunto com o AGCB são promissoras e mais convenientes que o uso do AGCB com a inicialização aleatória da população. Portanto, apesar de não garantir que a solução ótima global será encontrada, esta abordagem é eficiente na resolução do problema, pois as soluções encontradas são de boa qualidade e o custo computacional associado é reduzido pelo esquema especial de inicialização.

Outra importante contribuição desta dissertação é a metodologia baseada na análise das sensi-

bilidades (ABAS) das variáveis de estado com relação às variações discretas de controle do problema. Este algoritmo parte de uma solução contínua e determina a cada iteração o ajuste discreto de uma variável de controle. A variável discretizada é a que causa o menor incremento na função objetivo considerada.

Os testes evidenciam que o ABAS é capaz de encontrar soluções de boa qualidade a um custo computacional bastante inferior ao do AGCB. Desse modo, o ABAS se apresenta como uma boa alternativa, especialmente, em cenários onde há imprecisões na modelagem da rede e na previsão de cargas e o planejamento é feito para horizontes mais curtos, tendendo a operação em tempo real.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

O trabalho apresentado nesta dissertação não encerra o tema tratado e, portanto, são sugeridos os seguintes aspectos que ainda merecem ser estudados:

- Inclusão de novas restrições na formulação do problema, como os limites de correntes;
- Desenvolvimento de uma versão multiestágio do problema, em que vários níveis de carregamento são considerados simultaneamente. Assim, é possível incluir restrições como o número máximo de operações de chaveamentos dos equipamentos;
- Desenvolvimento de uma formulação multiobjetivo, como mencionado nos testes, e multiestágio;
- Aprimoramento do tratamento de infactibilidades para o ABAS;
- Inclusão da reconfiguração da rede como mecanismo de melhora do desempenho da rede.

6.2 Publicações resultantes deste trabalho

Durante a realização deste trabalho de pesquisa foram realizadas as seguintes submissões:

- de Araújo, R. A.; Anzai, A. H.; de Almeida, M. C., Algoritmo Genético de Chu e Beasley aplicado ao planejamento da operação de redes de distribuição com geradores distribuídos. XII SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro/RJ, 2012. Url: <http://www.sepopo.com.br/uploads/papers/1/SP044.pdf> (**Aceito**)
- de Araújo, R. A.; Torres, S. P.; de Almeida, M. C.; Castro, C. A., Operation Planning of Electric Distribution Networks using Chu and Beasley Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization. Book - "Heuristics: Theory and Applications"(Nova Science Publishers, Inc.), Mid-2012. (**Aceito**)
- de Araújo, R. A.; de Almeida, M. C.; Meira, P. C. M., Algoritmos para o Planejamento da Operação de Sistemas de Distribuição - Revista SBA - Controle & Automação, 2012. (**Em Revisão**)

Referências Bibliográficas

- T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3):195 – 204, 2001.
- J.C.C. Amasifen, J.R.S. Mantovani, and R. Romero. Algoritmos evolutivos dedicados à reconfiguração de redes radiais de distribuição sob demandas fixas e variáveis: estudo dos operadores genéticos e parâmetros de controle. *Sba Controle & Automação*, 16:303–317, 2005.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRO-DIST). Módulos 1 a 8.*, 2010. www.aneel.gov.br.
- ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica*, 2012. www.aneel.gov.br - acesso em 30/05/2012.
- K. Aoki, M. Fan, and A. Nishikori. Optimal var planning by approximation method for recursive mixed-integer linear programming. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 3(4):1741 –1747, 1988.
- S. Auchariyamet and S. Sirisumrannukul. Optimal daily coordination of volt/var control devices in distribution systems with distributed generators. In *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International*, pages 1 –6, 31 2010-sept. 3 2010.
- H.M. Ayres. *Desenvolvimento de metodologias de análise de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica*. PhD thesis, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, 2010.
- M.E. Baran and F.F. Wu. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 4(1):725 – 734, 1989.

- P.P. Barker and R.W. De Mello. Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems. In *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, volume 3, pages 1645–1656 vol. 3, 2000.
- J. Benders. *Partitioning procedures for solving mixed integer variables programming problems*, volume 4. Numerische Mathematik, 1962.
- J. L. Carpentier. Contribution a l'Étude du dispatching Économique. *Bulletin de la Société Française des Electriciens*, 3:431–447, 1962.
- P. Chiradeja. Benefit of distributed generation: A line loss reduction analysis. In *IEEE PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific*, pages 1–5, 2005.
- P.C. Chu and J.E. Beasley. A genetic algorithm for the generalized assignment problem. *Computers and Operations Research*, 24:17–23, 1997.
- CIGRÉ. Working group CIGRÉ 37.23 impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system. Technical report, 1999.
- CIREC. CIREC working group 04 dispersed generation. Technical report, 1999.
- R.M. Ciric, A. Padilha-Feltrin, and I.F.E.D. Denis. Observing the performance of distribution systems with embedded generators. *European Transactions on Electrical Power*, 14:347–359, 2004.
- E.L. da Silva, H.A. Gil, and J.M. Areiza. Transmission network expansion planning under an improved genetic algorithm. In *Power Industry Computer Applications, 1999. PICA '99. Proceedings of the 21st 1999 IEEE International Conference*, pages 315–321, jul 1999.
- M.C. de Almeida, F.F. Costa, S.X. Souza, and F. Santana. Optimal placement of faulted circuit indicators in power distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 81:699–706, 2011.
- V.A. de Sousa, L.C.T. Nunes, E.A. Belati, and G.R.M. da Costa. A new approach type-newton for optimal reactive dispatch problem. In *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE*, volume 1, page 4 vol. 2666, 2003.
- H.W. Dommel and W.F. Tinney. Optimal power flow solutions. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-87(10):1866–1876, 1968.

- M. A. Duran and I. E. Grossmann. *An outer-approximation algorithm for a class of mixed-integer nonlinear programs*, *Mathematical Programming*, volume 36 of *Mathematical Programming*. Springer, 1986.
- M.G. Echeverri. *Planejamento e Despacho Ótimo de Reativos (VAr) em Sistemas de Energia Elétrica Multi-Áreas*. PhD thesis, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP, 2011.
- R. Fletcher and S. Leyffer. *Solving mixed integer nonlinear programs by outer approximation*, volume 66 of *Mathematical Programming*. Springer, 1994.
- R. Fourer, D.M. Gay, and B.W. Kernighan. *AMPL: a modeling language for mathematical programming*. Thomson/Brooks/Cole, 2003.
- J.A.M. Gallardo. Impacto de geradores síncronos no desempenho de regime permanente de sistemas de distribuição de energia elétrica. Master's thesis, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, 2005.
- R. Gallego, A. Monticelli, and R. Romero. Transmission systems expansion planning by an extended genetic algorithms. In *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, volume 145, pages 329 – 335, 1998.
- M. Gendreau and J.-Y. Potvin, editors. *Handbook of Metaheuristics*, volume 146 of *International Series in Operations Research & Management Science*. Springer, 2 edition, 2010.
- A.A. Godoi, A.R. Aoki, and T.S.P. Fernandes. Alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição primária e secundária de energia elétrica. In *Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)*, 2009.
- D.E. Goldberg. *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. Addison-Wesley, 1989.
- S. Granville. Optimal reactive dispatch through interior point methods. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 9(1):136 – 146, 1994.
- M.A.N. Guimaraes and C.A. Castro. An efficient method for distribution systems reconfiguration and capacitor placement using a chu-beasley based genetic algorithm. In *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, pages 1 –7, june 2011.

- M.A.N. Guimarães. *Plataforma integrada para o planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando metaheurísticas*. PhD thesis, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, 2009.
- O. K. Gupta and A. Ravindran. Branch and bound experiments in convex nonlinear integer programming. *Management Science*, 31:1533 – 1546, 1985.
- J.H. Holland. *Adaptation in natural and artificial systems: an introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence*. University of Michigan Press, 1975.
- Z. Hu, X. Wang, H. Chen, and G.A. Taylor. Volt/var control in distribution systems using a time-interval based approach. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, 150(5): 548 – 554, sept. 2003.
- E.M. Iyoda. Inteligência computacional no projeto automático de redes neurais híbridas e redes neurofuzzy heterogêneas. Master's thesis, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, 2000.
- N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac. *Embedded generation*. IEE power and energy series. Institution of Electrical Engineers, 2000.
- I.J.S. Júnior. *Planejamento da expansão de sistemas de transmissão considerando segurança e planos de programação da geração*. PhD thesis, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, 2005.
- W.H. Kersting. The modeling and application of step voltage regulators. In *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, pages 1 –8, 2009.
- L. Kojovic. Impact dg on voltage regulation. In *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, volume 1, pages 97 – 102, 2002.
- Shin-Yeu Lin, Yu-Chi Ho, and Ch'i-Hsin Lin. An ordinal optimization theory-based algorithm for solving the optimal power flow problem with discrete control variables. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(1):276 – 286, 2004.
- R. Linden. *Algoritmos Genéticos*. BRASPORT, 2 edition, 2008.

- Mingbo Liu, S.K. Tso, and Ying Cheng. An extended nonlinear primal-dual interior-point algorithm for reactive-power optimization of large-scale power systems with discrete control variables. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 17(4):982 – 991, 2002.
- Wen-Hsing E. Liu, A.D. Papalexopoulos, and W.F. Tinney. Discrete shunt controls in newton optimal power flow. *Power Engineering Review, IEEE*, 12(11):41, 1992.
- J. R. S. Mantovani, J. W. Scucuglia, R. Romero, and A. V. Garcia. Planejamento de fontes reativas em sistemas de energia elétrica utilizando a técnica de decomposição de benders e o algoritmo de branch-and-bound. *Sba Controle & Automação*, 12(2):131 – 140, 2001a.
- J.R.S. Mantovani, F. Casari, and R. Romero. Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão. *Sba Controle & Automação*, 11:150–159, 2000.
- J.R.S. Mantovani, S.A.G. Modesto, and A.V. Garcia. Var planning using genetic algorithm and linear programming. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, 148(3):257 – 262, 2001b.
- M.A.S. Masoum, M. Ladjevardi, A. Jafarian, and E.F. Fuchs. Optimal placement, replacement and sizing of capacitor banks in distorted distribution networks by genetic algorithms. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 19(4):1794 – 1801, oct. 2004.
- C.L. Masters. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kv overhead lines. *Power Engineering Journal*, 16(1):5 – 12, 2002.
- C.T Miasaki. *Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Utilizando Controladores FACTS*. PhD thesis, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP, 2006.
- C.T. Miasaki and R. Romero. Um algoritmo genético especializado aplicado ao planejamento da expansão do sistema de transmissão com alocação de dispositivos de compensação série. *Sba Controle & Automação*, 18:210–222, 2007.
- R. Minguez and A.J. Conejo. State estimation sensitivity analysis. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(3):1080 – 1091, 2007.
- J.A. Monticelli. *Fluxo de Carga em redes de energia elétrica*. Edgard Blücher, 1983.

- B.A. Murtagh and M.A. Saunders. *MINOS 5.5 User's Guide*. Stanford Business Software Inc. URL <http://sbsi-sol-optimize.com>.
- P. Murugan, S. Kannan, and S. Baskar. Application of nsga-ii algorithm to single-objective transmission constrained generation expansion planning. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 24(4):1790–1797, nov. 2009.
- L.N. Padilha. Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos. Master's thesis, Escola de Engenharia de São Carlos, USP, 2010.
- A. C. Pascalicchio. *Perspectiva econômica e modelo de negócio da tecnologia de telecomunicação nas redes de distribuição de energia elétrica no Brasil*. PhD thesis, Universidade de São Paulo, 2011.
- S. Paudyal, C.A. Canizares, and K. Bhattacharya. Optimal operation of distribution feeders in smart grids. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 58(10):4495–4503, 2011.
- C.A.N. Pereira. Alocação Ótima de reguladores de tensão em redes de distribuição de energia elétrica. Master's thesis, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, 2009.
- P. Pereira, L. Canha, R. Milbradt, A. Abaide, S. Schmaedecke, G. Arend, and E. Madruga. Optimization of voltage regulators settings and transformer tap zones in distribution systems with great load variation using distribution automation and the smart grids initiatives. In *Energy Market (EEM), 2011 8th International Conference on the European*, pages 365–369, 2011.
- Proinfa. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*, 2012. <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/> - acesso em 30/05/2012.
- F. Rahimi and A. Ipakchi. Demand response as a market resource under the smart grid paradigm. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 1(1):82–88, 2010.
- G. Raju and P.R. Bijwe. An efficient algorithm for minimum loss reconfiguration of distribution system based on sensitivity and heuristics. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 23(3):1280–1287, 2008.
- R. Ramakumar and P. Chiradeja. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19:764–773, 2004.

- S.O. Rezende. *Sistemas Inteligentes-Fundamentos e Aplicações*. Manole, 2003.
- C.R.C. Rodriguez. Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Master's thesis, Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, 2002.
- Sadiq M. Sait and Habib Youssef. *Iterative Computer Algorithms with Applications in Engineering: Solving Combinatorial Optimization Problems*. IEEE Computer Society Press, Los Alamitos, CA, USA, 1st edition, 1999.
- A.M. Sasson. Combined use of the powell and fletcher - powell nonlinear programming methods for optimal load flows. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-88(10):1530 –1537, 1969.
- A.M. Sasson, F. Vitoria, and F. Aboytes. Optimal load flow solution using the hessian matrix. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-92(1):31 – 41, 1973.
- T.A. Short, editor. *Electric Power distribution Handbook*. Electric Power Engineering Series. CRC PRESS, 2004.
- I.J. Silva, M.J. Rider, R. Romero, A.V. Garcia, and C.A. Murari. Transmission network expansion planning with security constraints. *IEE Proceedings in Generation, Transmission and Distribution*, 152(6):828 – 836, Nov. 2005.
- I.J. Silva, M.J. Rider, R. Romero, and C.A.F. Murari. Transmission network expansion planning considering uncertainty in demand. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(4):1565 –1573, Nov. 2006.
- J.C.B. Silva. *Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Geração Distribuída*. PhD thesis, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Escola Politécnica, USP São Paulo., 2002.
- E.M. Soler. *Resolução do Problema de Fluxo de Potência Ótimo com Variáveis de Controle Discretas*. PhD thesis, Escola de Engenharia de São Carlos, USP, 2011.
- V. A. Sousa. *Resolução do Problema de Fluxo de Potência Ótimo Reativo Via Método da Função Lagrangiana Barreira Modificada*. PhD thesis, Escola de Engenharia de São Carlos, USP, 2006.

- D.I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes, and W.F. Tinney. Optimal power flow by newton approach. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-103(10):2864 – 2880, 1984.
- I. Szuvovivski. Alocação simultânea de banco de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição usando algoritmos genéticos e fluxo de potência ótimo. Master's thesis, Universidade Federal do Paraná, 2008.
- I. Szuvovivski, T.S.P. Fernandes, and A.R. Aoki. Alocação de reguladores de tensão em sistemas de distribuição para melhoria de perfil de tensão e perdas. In *Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)*, 2009.
- W.F. Usida. Controle fuzzy para melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica. Master's thesis, Escola de Engenharia de São Carlos, USP, 2007.
- F.A. Viawan and D. Karlsson. Combined local and remote voltage and reactive power control in the presence of induction machine based distributed generation. *IEEE Transaction on Power Systems*, 22, 2007.
- F.A. Viawan and D. Karlsson. Voltage and reactive power control in systems with synchronous machine-based distributed generation. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 23(2):1079 – 1087, 2008.

Apêndice A

Dados dos Sistemas Testados

A.1 Dados das Redes de 34 Barras

Tabela A.1: Dados do sistema de 34 Barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (p.u)	Reatância do ramo (p.u)	Carga ativa barra final (p.u)	Carga reativa barra final (p.u)
1	1	2	2.0308E-3	8.9530E-4	1.91E-2	9.87E-3
2	2	3	1.3617E-3	6.0034E-4	0	0
3	3	4	2.5369E-2	1.1184E-2	5.29E-3	2.74E-3
4	4	5	4.5969E-3	2.0265E-3	0	0
5	4	6	2.9517E-2	1.3013E-2	0	0
6	6	7	2.3401E-2	1.0316E-2	0	0
7	7	8	7.8714E-4	3.4701E-4	0	0
8	8	9	2.4401E-4	1.0757E-4	1.30E-4	7.00E-5
9	9	10	1.3460E-3	5.9340E-4	1.13E-2	5.84E-3
10	9	11	8.0367E-3	3.5430E-3	1.49E-2	7.71E-3
11	10	12	3.7900E-2	1.6708E-2	1.18E-2	2.33E-2
12	11	13	6.6119E-4	2.9149E-4	2.06E-3	1.07E-3
13	11	14	2.3850E-3	1.0514E-3	0	0
14	12	15	1.0815E-2	4.7680E-3	0	0
15	13	16	1.6089E-2	7.0930E-3	0	0

Continua na próxima página

Tabela A.1 – Continuação - Dados do sistema de 34 Barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (p.u)	Reatância do ramo (p.u)	Carga ativa barra final (p.u)	Carga reativa barra final (p.u)
16	16	17	4.0931E-4	1.8044E-4	1.24E-3	6.40E-4
17	17	18	2.8990E-2	1.2780E-2	0	0
18	17	19	1.8364E-2	8.0959E-3	0	0
19	18	20	7.8714E-4	3.4701E-4	4.37E-3	2.26E-3
20	20	21	3.0644E-3	6.5805E-3	0	0
21	20	22	3.8569E-3	1.7003E-3	1.00E-2	5.17E-3
22	21	23	8.3122E-3	3.6645E-3	2.70E-2	2.16E-2
23	22	24	4.5890E-3	2.0231E-3	5.00E-2	0
24	22	25	1.2751E-3	5.6217E-4	0	0
25	24	26	1.5900E-3	7.0097E-4	4.65E-2	2.97E-2
26	24	27	2.2039E-4	9.7165E-5	3.04E-3	1.57E-3
27	26	28	2.1095E-3	9.3001E-4	1.31E-2	6.77E-3
28	27	29	1.0626E-3	4.6847E-4	1.49E-1	1.49E-2
29	28	30	2.2039E-4	9.7165E-5	9.20E-3	4.76E-3
30	28	31	6.7694E-4	2.9843E-4	8.86E-3	7.09E-3
31	29	32	2.8651E-3	1.2631E-3	7.54E-3	3.90E-3
32	30	33	2.5584E-3	1.6849E-3	0	0
33	32	34	4.1718E-4	1.8391E-4	1.94E-2	1.34E-1

Dados de base: sistema 34 Barras

- Potência de Base: 1MVA
- Tensão de Base: 24,9kV

A.2 Dados da Rede de 70 Barras

Tabela A.2: Dados do sistema de 70 Barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (p.u)	Reatância do ramo (p.u)	Carga ativa barra final (p.u)	Carga reativa barra final (p.u)
1	67	1	3,1250E-5	7,5000E-5	0	0
2	1	2	3,1250E-5	7,5000E-5	0	0
3	2	68	6,2500E-6	6,2500E-6	0	0
4	68	3	9,3750E-5	2,2500E-4	0	0
5	3	4	1,5688E-3	1,8375E-3	0	0
6	4	5	2,2875E-2	1,1650E-2	2,60E-4	2,20E-4
7	5	6	2,3819E-2	1,2131E-2	4,04E-3	3,00E-3
8	6	7	5,7625E-3	2,9375E-3	7,50E-3	5,40E-3
9	7	8	3,0812E-3	1,5688E-3	3,00E-3	2,20E-3
10	8	9	5,1187E-2	1,6919E-2	2,80E-3	1,90E-3
11	9	10	1,1700E-2	3,8687E-3	1,45E-2	1,04E-2
12	10	11	4,4463E-2	1,4694E-2	1,45E-2	1,04E-2
13	11	12	6,4375E-2	2,1250E-2	8,00E-4	5,50E-4
14	12	13	6,5250E-2	2,1562E-2	8,00E-4	5,50E-4
15	13	14	6,6125E-2	2,1850E-2	0	0
16	14	15	1,2288E-2	4,0625E-3	4,55E-3	3,00E-3
17	15	16	2,3400E-2	7,7375E-3	6,00E-3	3,50E-3
18	16	17	2,9375E-4	1,0000E-4	6,00E-3	3,50E-3
19	17	18	2,0475E-2	6,7687E-3	0	0
20	18	19	1,3163E-2	4,3500E-3	1,00E-4	6,00E-5
21	19	20	2,1350E-2	7,0563E-3	1,14E-2	8,10E-3
22	20	21	8,7500E-4	2,8750E-4	5,30E-4	3,50E-4
23	21	22	9,9437E-3	3,2875E-3	0	0
24	22	23	2,1644E-2	7,1563E-3	2,80E-3	2,00E-3
25	23	24	4,6800E-2	1,5469E-2	0	0
26	24	25	1,9306E-2	6,3812E-3	1,40E-3	1,00E-3
27	25	26	1,0825E-2	3,5750E-3	1,40E-3	1,00E-3
28	2	27	2,7500E-4	6,7500E-4	2,60E-3	1,86E-3
29	27	28	4,0000E-3	9,7813E-3	2,60E-3	1,86E-3

Continua na próxima página

Tabela A.2 – Continuação - Dados do sistema de 70 Barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (p.u)	Reatância do ramo (p.u)	Carga ativa barra final (p.u)	Carga reativa barra final (p.u)
30	28	29	2,4862E-2	8,2188E-3	0	0
31	29	30	4,3875E-3	1,4500E-3	0	0
32	30	31	2,1937E-2	7,2500E-3	0	0
33	31	32	5,2437E-2	1,7600E-2	1,40E-3	1,00E-3
34	32	33	1,0675E-1	3,5287E-2	1,95E-3	1,40E-3
35	33	34	9,2125E-2	3,0456E-2	6,00E-4	4,00E-4
36	68	69	2,7500E-4	6,7500E-4	2,60E-3	1,85E-3
37	69	70	4,0000E-3	9,7813E-3	2,60E-3	1,85E-3
38	70	58	6,5813E-3	7,6875E-3	0	0
39	58	59	1,9000E-3	2,2187E-3	2,40E-3	1,70E-3
40	59	60	1,1250E-4	1,3125E-4	2,40E-3	1,70E-3
41	60	61	4,5519E-2	5,3181E-2	1,20E-4	1,00E-4
42	61	62	1,9375E-2	2,2644E-2	0	0
43	62	63	2,5625E-3	2,9875E-3	6,00E-4	4,30E-4
44	63	64	5,7500E-4	7,2500E-4	0	0
45	64	65	6,8062E-3	8,5813E-3	3,92E-3	2,63E-3
46	65	66	5,6250E-5	7,5000E-5	3,92E-3	2,63E-3
47	3	35	2,1250E-4	5,2500E-4	0	0
48	35	36	5,3187E-3	1,3019E-2	7,90E-3	5,64E-3
49	36	37	1,8113E-2	4,4319E-2	3,84E-2	2,74E-2
50	37	38	5,1375E-3	1,2569E-2	3,84E-2	2,74E-2
51	7	39	5,8000E-3	2,9563E-3	4,05E-3	2,83E-3
52	39	40	2,0744E-2	6,9625E-3	3,60E-4	2,70E-4
53	8	41	1,0875E-2	5,5375E-3	4,35E-4	3,50E-4
54	41	42	1,2688E-2	6,4625E-3	2,64E-3	1,90E-3
55	42	43	1,7763E-2	9,0437E-3	2,40E-3	1,72E-3
56	43	44	1,7581E-2	8,9563E-3	0	0
57	44	45	9,9375E-2	3,3356E-2	0	0
58	45	46	4,8981E-2	1,6438E-2	0	0
59	46	47	1,9013E-2	6,2875E-3	1,00E-2	7,20E-3
60	47	48	2,4131E-2	7,3250E-3	0	0

Continua na próxima página

Tabela A.2 – Continuação - Dados do sistema de 70 Barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (p.u)	Reatância do ramo (p.u)	Carga ativa barra final (p.u)	Carga reativa barra final (p.u)
61	48	49	3,1719E-2	1,6156E-2	1,24E-1	8,88E-2
62	49	50	6,0875E-3	3,1000E-3	3,20E-3	2,30E-3
63	50	51	9,0625E-3	4,6125E-3	0	0
64	51	52	4,4406E-2	2,2619E-2	2,27E-2	1,62E-2
65	52	53	6,5062E-2	3,3138E-2	5,90E-3	4,20E-3
66	10	54	1,2575E-2	3,8188E-3	1,80E-3	1,30E-3
67	54	55	2,9375E-4	8,7500E-5	1,80E-3	1,30E-3
68	11	56	4,6212E-2	1,5275E-2	2,80E-3	2,00E-3
69	56	57	2,9375E-4	1,0000E-4	2,80E-3	2,00E-3

Dados de base: sistema 70 Barras

- Potência de Base: 10MVA
- Tensão de Base: 12,66kV

A.3 Dados da Rede de 135 Barras

Tabela A.3: Dados do sistema de 135 Barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (p.u)	Reatância do ramo (p.u)	Carga ativa barra final (p.u)	Carga reativa barra final (p.u)
1	1	2	1,7436E-1	4,0250E-1	0	0
2	2	3	9,8700E-4	2,2730E-3	4,77E-4	1,90E-4
3	3	4	1,1722E-1	2,7061E-1	4,25E-4	1,69E-4
4	4	5	5,2210E-2	1,2053E-1	8,70E-4	3,46E-4
5	5	6	8,1763E-2	1,8875E-1	3,11E-3	1,23E-3
6	6	7	8,5701E-2	1,9784E-1	1,48E-3	5,92E-4
7	7	8	6,0092E-2	1,3872E-1	2,38E-3	9,49E-4
8	7	9	2,9799E-2	2,9752E-2	6,22E-4	2,47E-4
9	9	10	2,7370E-1	1,4397E-1	1,24E-3	4,95E-4
10	9	11	5,7115E-2	5,7025E-2	1,40E-3	5,57E-4
11	11	12	2,0901E-1	1,0994E-1	1,16E-3	4,64E-4
12	11	13	4,8175E-1	1,6524E-1	2,49E-3	9,91E-4
13	11	14	6,2082E-2	6,1988E-2	2,91E-3	1,15E-3
14	14	15	2,6375E-1	1,3874E-1	3,03E-3	1,20E-3
15	14	16	2,9799E-2	2,9752E-2	2,15E-3	8,56E-4
16	16	17	1,5427E-1	8,1148E-2	1,98E-3	7,90E-4
17	1	18	1,7436E-1	4,0250E-1	0	0
18	18	19	9,8700E-4	2,2730E-3	0	0
19	19	20	1,1722E-1	2,7061E-1	0	0
20	20	21	5,7136E-2	1,3189E-1	3,01E-4	1,47E-4
21	21	22	3,7323E-1	1,9632E-1	2,30E-3	1,12E-3
22	21	23	9,5552E-2	2,2058E-1	6,02E-4	2,94E-4
23	23	24	1,5924E-1	8,3763E-2	2,30E-3	1,12E-3
24	23	25	1,2807E-2	2,9563E-2	1,20E-3	5,89E-4
25	25	26	2,3639E-2	5,4578E-2	0	0
26	26	27	9,8500E-3	2,2742E-2	5,69E-4	2,78E-4
27	27	28	6,2082E-2	6,1988E-2	3,64E-3	1,78E-3
28	28	29	1,2418E-2	1,2397E-2	0	0
29	29	30	9,9527E-2	5,2352E-2	1,24E-3	6,09E-4

Continua na próxima página

Tabela A.3 – Continuação - Dados do sistema de 135 Barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (p.u)	Reatância do ramo (p.u)	Carga ativa barra final (p.u)	Carga reativa barra final (p.u)
30	30	31	2,0901E-1	1,0994E-1	5,69E-4	2,78E-4
31	29	32	2,9799E-2	2,9752E-2	0	0
32	32	33	4,9763E-2	2,6176E-2	8,54E-4	4,17E-4
33	33	34	2,1896E-1	1,1518E-1	0	0
34	34	35	5,9714E-2	3,1411E-2	3,96E-3	1,93E-3
35	32	36	3,9729E-2	3,9671E-2	0	0
36	36	37	1,9408E-1	1,0209E-1	1,81E-3	8,85E-4
37	37	38	1,3934E-1	7,3293E-2	2,42E-3	1,18E-3
38	36	39	2,9799E-2	2,9752E-2	7,53E-4	3,68E-4
39	1	40	1,7436E-1	4,0250E-1	0	0
40	40	41	6,2061E-2	1,4326E-1	1,25E-5	5,31E-6
41	41	42	1,5558E+0	5,3365E-1	6,27E-5	2,66E-5
42	41	43	9,8700E-4	2,2730E-3	0	0
43	43	44	3,6447E-2	8,4141E-2	1,17E-3	4,99E-4
44	44	45	4,2797E-1	2,2512E-1	6,26E-4	2,65E-4
45	44	46	3,3490E-2	7,7315E-2	1,72E-3	7,30E-4
46	46	47	6,8956E-2	1,5918E-1	4,58E-3	1,94E-3
47	47	48	3,2508E-2	7,5042E-2	2,62E-3	1,11E-3
48	48	49	6,0092E-2	1,3872E-1	2,35E-3	9,99E-4
49	49	50	1,4899E-1	1,4877E-1	0	0
50	50	51	1,4899E-1	1,4877E-1	1,09E-3	4,62E-4
51	49	52	2,3639E-2	5,4578E-2	0	0
52	52	53	1,3789E-2	3,1836E-2	7,28E-4	3,08E-4
53	53	54	3,1521E-2	7,2768E-2	2,58E-3	1,09E-3
54	54	55	1,5763E-2	3,6384E-2	6,91E-4	2,93E-4
55	55	56	1,0838E-2	2,5015E-2	2,18E-4	9,26E-5
56	53	57	5,7136E-2	1,3189E-1	0	0
57	57	58	1,3436E-1	7,0678E-2	2,05E-4	8,70E-5
58	58	59	2,1896E-1	1,1518E-1	1,50E-3	6,38E-4
59	59	60	2,6375E-1	1,3874E-1	2,20E-3	9,35E-4
60	60	61	1,7418E-1	9,1619E-2	9,23E-4	3,91E-4

Continua na próxima página

Tabela A.3 – Continuação - Dados do sistema de 135 Barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (p.u)	Reatância do ramo (p.u)	Carga ativa barra final (p.u)	Carga reativa barra final (p.u)
61	61	62	1,0948E-1	5,7587E-2	0	0
62	48	63	7,2894E-2	1,6828E-1	2,26E-3	9,60E-4
63	1	64	3,9380E-3	9,0940E-3	0	0
64	64	65	1,4185E-1	3,2746E-1	2,94E-3	1,16E-3
65	65	66	2,0095E-1	4,6390E-1	8,30E-4	3,30E-4
66	66	67	1,7338E-1	4,0023E-1	8,30E-4	3,30E-4
67	67	68	1,7239E-1	3,9796E-1	1,03E-3	4,12E-4
68	68	69	8,9645E-2	2,0694E-1	1,76E-3	7,01E-4
69	69	70	2,9360E-1	1,5444E-1	8,30E-4	3,30E-4
70	69	71	3,0539E-2	7,0494E-2	2,17E-3	8,66E-4
71	71	72	3,6825E-1	1,9371E-1	2,32E-4	9,26E-5
72	72	73	5,3745E-1	2,8271E-1	5,07E-5	2,01E-5
73	71	74	3,5465E-2	8,1868E-2	7,26E-4	2,88E-4
74	74	75	6,9498E-1	2,3838E-1	4,05E-3	1,61E-3
75	1	76	5,9120E-3	1,3642E-2	0	0
76	76	77	3,8320E-1	8,8460E-1	1,00E-3	4,24E-4
77	77	78	1,1821E-1	2,7288E-1	1,42E-3	6,04E-4
78	78	79	1,0935E-1	2,5242E-1	9,60E-4	4,07E-4
79	79	80	2,4627E-2	5,6852E-2	3,00E-3	1,27E-3
80	80	81	3,2530E-1	3,2481E-1	1,41E-3	5,98E-4
81	81	82	1,7879E-1	1,7852E-1	2,79E-3	1,18E-3
82	82	83	2,9858E-1	1,5706E-1	8,73E-4	3,70E-4
83	82	84	5,7115E-2	5,7025E-2	2,43E-3	1,03E-3
84	84	85	2,9858E-1	1,5706E-1	2,47E-3	1,05E-3
85	1	86	5,9120E-3	1,3642E-2	0	0
86	86	87	2,1968E-1	5,0711E-1	8,98E-4	3,81E-4
87	87	88	5,5130E-2	7,1628E-2	1,13E-2	4,82E-3
88	87	89	2,3051E-1	5,3212E-1	4,58E-3	1,94E-3
89	89	90	3,9487E-2	1,3542E-2	3,85E-3	1,63E-3
90	90	91	4,0390E-2	9,3236E-2	0	0
91	91	92	1,7436E-1	4,0250E-1	7,96E-4	3,37E-4

Continua na próxima página

Tabela A.3 – Continuação - Dados do sistema de 135 Barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (p.u)	Reatância do ramo (p.u)	Carga ativa barra final (p.u)	Carga reativa barra final (p.u)
92	92	93	4,4328E-2	1,0233E-1	8,73E-4	3,70E-4
93	93	94	6,9943E-2	1,6146E-1	0	0
94	94	95	1,5396E-1	1,5373E-1	7,40E-4	3,13E-4
95	95	96	1,1422E-1	1,1406E-1	2,32E-3	9,83E-4
96	96	97	1,3906E-1	1,3885E-1	1,41E-3	6,01E-4
97	94	98	5,4179E-2	1,2507E-1	0	0
98	98	99	7,0925E-2	1,6373E-1	7,64E-4	3,24E-4
99	1	100	4,9250E-3	1,1368E-2	0	0
100	100	101	8,8657E-2	2,0466E-1	5,13E-4	2,17E-4
101	101	102	6,2061E-2	1,4326E-1	5,98E-4	2,53E-4
102	102	103	1,2004E+0	4,1175E-1	9,06E-5	3,84E-5
103	102	104	2,3938E-1	5,5259E-1	2,09E-5	8,87E-6
104	104	105	3,6547E-1	8,4367E-1	1,67E-4	7,09E-5
105	105	106	2,4036E-1	5,5487E-1	1,50E-2	6,38E-3
106	106	107	1,0658E-1	1,3848E-1	3,13E-3	1,32E-3
107	107	108	1,1210E-1	1,4565E-1	7,98E-4	3,38E-4
108	108	109	2,8863E-1	1,5183E-1	5,13E-4	2,17E-4
109	109	110	2,8365E-1	1,4921E-1	0	0
110	108	111	2,3892E-2	3,1038E-2	2,02E-3	8,58E-4
111	111	112	2,4882E-1	1,3089E-1	6,08E-4	2,57E-4
112	112	113	4,5285E-1	2,3821E-1	4,56E-4	1,93E-4
113	113	114	2,9858E-1	1,5706E-1	0	0
114	109	115	4,0806E-1	2,1465E-1	1,57E-3	6,65E-4
115	115	116	5,6731E-1	2,9841E-1	0	0
116	110	117	5,7726E-1	3,0365E-1	2,50E-3	1,06E-3
117	117	118	2,4882E-1	1,3089E-1	0	0
118	105	119	1,6943E-1	3,9114E-1	6,98E-4	2,95E-4
119	119	120	7,6837E-2	1,7737E-1	3,20E-4	1,35E-4
120	120	121	6,5017E-2	1,5009E-1	6,10E-4	2,58E-4
121	1	122	5,9120E-3	1,3642E-2	0	0
122	122	123	3,4084E-1	7,8682E-1	9,46E-4	4,62E-4

Continua na próxima página

Tabela A.3 – Continuação - Dados do sistema de 135 Barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (p.u)	Reatância do ramo (p.u)	Carga ativa barra final (p.u)	Carga reativa barra final (p.u)
123	123	124	2,3639E-2	5,4578E-2	4,98E-4	2,43E-4
124	124	125	2,7641E-1	9,4812E-2	1,23E-3	6,02E-4
125	124	126	1,0838E-2	2,5015E-2	7,83E-4	3,83E-4
126	126	127	2,7868E-1	1,4659E-1	1,45E-3	7,11E-4
127	126	128	5,1223E-2	1,1825E-1	2,13E-4	1,04E-4
128	128	129	6,2061E-2	1,4326E-1	7,47E-4	3,65E-4
129	128	130	7,2894E-2	1,6828E-1	2,27E-3	1,11E-3
130	130	131	2,2658E-2	5,2305E-2	3,56E-4	1,74E-4
131	131	132	4,8267E-2	1,1143E-1	2,49E-3	1,21E-3
132	132	133	8,4719E-2	1,9557E-1	3,16E-3	1,54E-3
133	133	134	1,9866E-1	1,9836E-1	3,33E-3	1,63E-3
134	134	135	2,0859E-1	2,0827E-1	2,49E-3	1,21E-3
135	135	136	1,5396E-1	1,5373E-1	0	0
136	8	74	6,8956E-2	1,5918E-1		
137	10	25	1,3934E-1	7,3293E-2		
138	16	84	7,4496E-2	7,4386E-2		
139	39	136	4,4696E-2	4,4628E-2		
140	26	52	2,3640E-2	5,4579E-2		
141	51	97	7,4496E-2	7,4386E-2		
142	56	99	7,4496E-2	7,4386E-2		
143	63	121	2,0689E-2	4,7753E-2		
144	67	80	6,7969E-2	1,5691E-1		
145	80	132	8,8637E-3	2,0468E-2		
146	85	136	1,7418E-1	9,1619E-2		
147	92	105	7,4496E-2	7,4386E-2		
148	91	130	4,0391E-2	9,3237E-2		
149	91	104	4,0391E-2	9,3237E-2		
150	93	105	4,0391E-2	9,3237E-2		
151	93	133	4,0391E-2	9,3237E-2		
152	97	121	1,3906E-1	1,3885E-1		
153	111	48	2,6095E-1	3,3904E-1		

Continua na próxima página

Tabela A.3 – Continuação - Dados do sistema de 135 Barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (p.u)	Reatância do ramo (p.u)	Carga ativa barra final (p.u)	Carga reativa barra final (p.u)
154	127	77	8,9577E-2	4,7117E-2		
155	129	78	2,7583E-2	6,3674E-2		
156	136	99	1,5396E-1	1,5373E-1		

Dados de base: sistema 135 Barras

- Potência de Base: 100MVA
- Tensão de Base: 13,8kV

O sistema real de 135 barras utilizado neste trabalho possui 21 chaves de interconexão, sendo indicadas do ramo 136 ao ramo 156 da Tabela A.3.