

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM SISTEMAS DE ENERGIA

Ricardo Viol dos Santos

METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DISCRETA E ASSIMÉTRICA DE
CAPACITORES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO VISANDO
REDUÇÃO DE DESEQUILÍBRIO

JUIZ DE FORA

2015

Ricardo Viol dos Santos

**METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DISCRETA E
ASSIMÉTRICA DE CAPACITORES EM SISTEMAS ELÉTRICOS
DE DISTRIBUIÇÃO VISANDO REDUÇÃO DE DESEQUILÍBRIO**

Dissertação submetida ao corpo docente da coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de mestre em ciências em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.

Co-orientador: Prof^ª. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.

Juiz de Fora

2015

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Santos, Ricardo Viol dos.
METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DISCRETA E ASSIMÉTRICA DE CAPACITORES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO VISANDO REDUÇÃO DE DESEQUILÍBRIO / Ricardo Viol dos Santos. -- 2015.
131 f. : il.

Orientador: Leandro Ramos de Araujo
Coorientadora: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo
Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2015.

1. Algoritmo Genético. 2. Alocação de Bancos de Capacitores. 3. Correção de Desequilíbrio. 4. Sistemas Desequilibrados. 5. Sistemas Elétricos de Distribuição. I. Araujo, Leandro Ramos de, orient. II. Araujo, Débora Rosana Ribeiro Penido, coorient. III. Título.

METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DISCRETA E ASSIMÉTRICA DE
CAPACITORES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO VISANDO
REDUÇÃO DE DESEQUILÍBRIO

RICARDO VIOL DOS SANTOS

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO
DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc.

Profa. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D.Sc.

Prof. Vander Menengoy da Costa, D.Sc.

Profa. Marina Lavorato de Oliveira, D.Sc.

JUIZ DE FORA, MG – BRASIL
AGOSTO DE 2015

Dedico a meus pais, irmão, família, amigos e,
em especial, dedico à minha falecida avó,
Dozolina Magri Viol,

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus familiares, em especial meus pais, Ernandes e Marilda, e a meu irmão, Rodrigo, pelo apoio e paciência durante a realização desse mestrado. Aos meus amigos que batalharam junto a mim, apoiando um ao outro durante a realização do mestrado, em especial ao Jonatas, Tatianna, Camile e Igor Delgado. Agradeço aos meus orientadores, Leandro e Débora, pelos ensinamentos valiosos. E por fim, agradeço ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE) da Universidade Federal de Juiz de Fora pela oportunidade, bem como ao CNPq, FAPEMIG, CAPES e PRH-PB214 pelo incentivo.

Resumo da Dissertação apresentada ao PPEE/UFJF como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DISCRETA E ASSIMÉTRICA DE
CAPACITORES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO VISANDO
REDUÇÃO DE DESEQUILÍBRIO

Ricardo Viol dos Santos

Agosto / 2015

Orientadores: Leandro Ramos de Araujo
Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Programa: Engenharia Elétrica

Buscando corrigir aspectos relacionados à qualidade de energia, bancos de capacitores em derivação são utilizados em alimentadores primários dos sistemas de distribuição. A busca pela melhor forma de alocação constitui um problema complexo de natureza matemática combinatória, ao incluir critérios técnicos conflitantes e restrições do sistema. Este problema não tem solução trivial, tornando-se importante a formulação de metodologias para auxiliar nessa tarefa.

Neste trabalho, é proposta uma metodologia para alocação de bancos de capacitores em derivação em nós do sistema elétrico, com possibilidade de alocação desequilibrada, considerando sua natureza discreta, com objetivo de minimizar desequilíbrios de tensão e custos de alocação, baseada em aplicação de algoritmo genético. Foram consideradas também restrições tais como limites de correntes nos alimentadores, limites de tensão para a conformidade com as faixas adequadas de tensão padronizadas pelos órgãos competentes e a disponibilidade de bancos.

Abstract of Thesis presented to PPEE/UFJF as a partial fulfillment of the requirements
for the degree of Master of Science (M.Sc.)

METHODOLOGY FOR DISCRET AND ASYMMETRIC ALLOCATION OF
CAPACITOR BANKS IN DISTRIBUTION ELECTRICAL SYSTEMS AIMING
REDUCTION OF UNBALANCE

Ricardo Viol dos Santos

August / 2015

Advisors: Leandro Ramos de Araujo

Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Department: Electrical Engineering

Seeking for correcting issues related to power quality, shunt capacitor banks are used in primary feeders of distribution systems. The search for the best allocation is a complex problem of combinatorial mathematical nature, including conflicting technical criteria and constraints of the system. This problem has nontrivial solution, making important the development of methodologies to assist in this task.

In this work, it is proposed a methodology for allocation of shunt capacitor banks in electric system nodes, with the possibility of unbalanced allocation, considering its discrete nature, with the purpose of minimizing voltage imbalances and allocating costs, based on genetic algorithm application. Restrictions such as limits of current feeders, voltage limits for compliance with the appropriate standard voltage ranges and the availability of capacitor banks were considered.

Lista de Figuras

FIGURA 1.1 – INVÓLUCROS EM FLUXOGRAMAS	15
FIGURA 2.1 – EXEMPLO DE ALOCAÇÃO ASSIMÉTRICA	17
FIGURA 2.2 – FLUXO DE INFORMAÇÕES ENTRE AS DUAS FERRAMENTAS UTILIZADAS	18
FIGURA 2.3 – FAIXA DE VARIAÇÃO DA TENSÃO DE ATENDIMENTO EM RELAÇÃO À TENSÃO DE REFERÊNCIA PARA PONTOS DE CONEXÃO EM TENSÃO NOMINAL SUPERIOR A 1 KV E INFERIOR A 69 KV	27
FIGURA 2.4 – MODELO PARA OS TRECHOS DO SISTEMA	31
FIGURA 2.5 – MODELO PARA AS GERAÇÕES	32
FIGURA 2.6 – MODELO PARA CARGAS EM Y E BANCOS	33
FIGURA 2.7 – MODELO TRIFÁSICO PARA CARGAS EM Δ	34
FIGURA 2.8 – SISTEMA TUTORIAL DE QUATRO BARRAS	37
FIGURA 2.9 – MODELAGEM DO INDIVÍDUO DO AG PARA ALOCAÇÃO POR DISPONIBILIDADE (EXEMPLO TUTORIAL)	43
FIGURA 2.10 – LOCAIS PERMISSÍVEIS DE ALOCAÇÃO PARA O EXEMPLO TUTORIAL	44
FIGURA 2.11 - MODELAGEM DO INDIVÍDUO DO AG PARA A PRIMEIRA ETAPA DA ALOCAÇÃO COMPLETA (EXEMPLO TUTORIAL)	45
FIGURA 2.12 – FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA DE SOLUÇÃO DE ACORDO COM A ABORDAGEM DE ALOCAÇÃO ..	47
FIGURA 2.13 – FLUXOGRAMA DO CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA	50
FIGURA 2.14 – FLUXOGRAMA BÁSICO DA METODOLOGIA DE OBTENÇÃO AS SOLUÇÃO DO PROBLEMA	52
FIGURA 2.15 – FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE OBTENÇÃO DE UMA SOLUÇÃO FACTÍVEL PARA O PROBLEMA	54
FIGURA 2.16 – FLUXOGRAMA DO CALCULO DAS AVALIAÇÕES PARA A POPULAÇÃO ATUAL	56
FIGURA 2.17 – ESTRUTURA BINÁRIA DO INDIVÍDUO DA ALOCAÇÃO POR DISPONIBILIDADE	57
FIGURA 2.18 – LOCAIS PERMISSÍVEIS PARA RECEBER BANCOS (EXEMPLO TUTORIAL)	58
FIGURA 2.19 – FLUXOGRAMA DO PROCESSO EVOLUTIVO DO AG	64
FIGURA 2.20 – PROCESSO DE ESCOLHA DA SOLUÇÃO FINAL	66
FIGURA 3.1 – TOPOLOGIA DO SISTEMA <i>IEEE TEST FEEDER</i> 13 BARRAS	72
FIGURA 3.2 – VALORES DE DESEQUILÍBRIO PRESENTES NO CASO BASE DO IEEE 13 BARRAS	73
FIGURA 3.3 – OCORRÊNCIAS DE TENSÃO PRECÁRIA E CRÍTICA NO CASO BASE DO IEEE 13 BARRAS	73
FIGURA 3.4 – MODELAGEM DOS INDIVÍDUOS DO AG (ESTUDO 1)	76
FIGURA 3.5 – PARÂMETROS ESTATÍSTICOS DE CUSTO E DESEQUILÍBRIO (ESTUDO 1)	76
FIGURA 3.6 – CONFIGURAÇÃO DA SOLUÇÃO INDICADA (ESTUDO 1)	78

FIGURA 3.7 – TENSÕES NODAIS ANTES E APÓS ALOCAÇÃO (ESTUDO 1)	79
FIGURA 3.8 – PERFIL DE DESEQUILÍBRIO ALCANÇADO (ESTUDO 1)	80
FIGURA 3.9 - MODELAGEM DOS INDIVÍDUOS DO AG (ESTUDO 2 – ETAPA 1).....	80
FIGURA 3.10 – COMPARAÇÃO CUSTO-DESEQUILÍBRIO (ESTUDO 2 – ETAPA 1)	81
FIGURA 3.11 - MODELAGEM DOS INDIVÍDUOS DO AG (ESTUDO 2 – ETAPA 2).....	82
FIGURA 3.12 - CONFIGURAÇÃO DA SOLUÇÃO INDICADA (ESTUDO 2 – ETAPA 2)	84
FIGURA 3.13 – PERFIL DE DESEQUILÍBRIO ALCANÇADO (ESTUDO 2 – ETAPA 2)	85
FIGURA 3.14 – PERFIL DE DESEQUILÍBRIO ALCANÇADO (ESTUDO 3 – ETAPA 2)	87
FIGURA 3.15 - TOPOLOGIA DO SISTEMA <i>IEEE TEST FEEDER</i> 37 BARRAS	88
FIGURA 3.16 – PERFIL DE DESEQUILÍBRIO ALCANÇADO (ESTUDO 4)	91
FIGURA 3.17 - COMPARAÇÃO CUSTO-DESEQUILÍBRIO (ESTUDO 5 – ETAPA 1).....	92
FIGURA 3.18 – PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 37 BARRAS APÓS A CONFIGURAÇÃO INDICADA (ESTUDO 5)	95
FIGURA 3.19 – PERFIL DE DESEQUILÍBRIO ALCANÇADO (ESTUDO 5)	96
FIGURA 3.20 – TOPOLOGIA DO SISTEMA <i>IEEE TEST FEEDER</i> 123 BARRAS	96
FIGURA 3.21 -COMPARAÇÃO CUSTO-DESEQUILÍBRIO (ESTUDO 6).....	98
FIGURA 3.22 – CONFIGURAÇÃO DA SOLUÇÃO INDICADA (ESTUDO 6)	99
FIGURA 3.23 – PERFIL DE DESEQUILÍBRIO ALCANÇADO (ESTUDO 6).....	100
FIGURA 3.24 – PERFIL DE TENSÃO DO SISTEMA DE 123 BARRAS APÓS A CONFIGURAÇÃO INDICADA (ESTUDO 7) ...	103
FIGURA 3.25 – PERFIL DE DESEQUILÍBRIO ALCANÇADO (ESTUDO 7)	104
FIGURA A.4.1 – ESTUDO COMPARATIVO ENTRE A SEQUÊNCIA DE AGS E O ÚNICO AG PARA O SISTEMA DE 123 BARRAS	114
FIGURA A.4.2 – REGIÃO EM DESTAQUE NA FIGURA A.1	114

Lista de Tabelas

TABELA 1.1 – SÍMBOLOS UTILIZADOS PARA FUNÇÕES, OPERAÇÕES E VARIÁVEIS	16
TABELA 2.1 – EXEMPLO DE SOLUÇÃO DE ALOCAÇÃO	25
TABELA 2.2 – INFORMAÇÕES OBTIDAS DA ANÁLISE DA TOPOLOGIA DO SISTEMA TUTORIAL	42
TABELA 2.3 – RELAÇÃO DE BANCOS DISPONÍVEIS PELA CONCESSIONÁRIA (EXEMPLO TUTORIAL)	43
TABELA 2.4 – PARÂMETROS GENÉTICOS.....	48
TABELA 2.5 – PARÂMETROS ITERATIVOS	48
TABELA 2.6 – SOLUÇÃO INICIAL DE ALOCAÇÃO	58
TABELA 2.7 – SOLUÇÃO DE ALOCAÇÃO APÓS A PRIMEIRA CONDIÇÃO	60
TABELA 2.8 – SOLUÇÃO DE ALOCAÇÃO APÓS A TERCEIRA CONDIÇÃO	60
TABELA 2.9 – PENALIZAÇÕES PARA OS INDIVÍDUOS INADMISSÍVEIS E INADEQUADOS.....	62
TABELA 2.10 – EXEMPLO DE ESCOLHA DA SOLUÇÃO A SER INDICADA PARA UMA ALOCAÇÃO POR DISPONIBILIDADE	67
TABELA 2.11 – EXEMPLO DE ESCOLHA DA SOLUÇÃO A SER INDICADA PARA UMA ALOCAÇÃO COMPLETA	68
TABELA 3.1 – PARÂMETROS DE VALOR CONSTANTE PARA TODOS OS ESTUDOS DE CASO	70
TABELA 3.2 – ANÁLISE DA TOPOLOGIA DO SISTEMA <i>IEEE</i> 13 BARRAS	72
TABELA 3.3 – CASO BASE DO <i>IEEE</i> 13 BARRAS	73
TABELA 3.4 – DEFINIÇÃO DOS LIMITES DE CORRENTE PARA O <i>IEEE</i> 13 BARRAS	74
TABELA 3.5 – BANCOS MONOFÁSICOS DISPONÍVEIS PARA OS ESTUDOS DE ALOCAÇÃO POR DISPONIBILIDADE	75
TABELA 3.6 – BANCOS TRIFÁSICOS DISPONÍVEIS PARA OS ESTUDOS DE ALOCAÇÃO POR DISPONIBILIDADE	75
TABELA 3.7 – SOLUÇÕES OBTIDAS (ESTUDO 1).....	77
TABELA 3.8 – BANCOS MONOFÁSICOS ALOCADOS (ESTUDO 1)	78
TABELA 3.9 – COMPARAÇÃO COM O CASO BASE (ESTUDO 1).....	79
TABELA 3.10 – BANCOS MONOFÁSICOS ALOCADOS (ESTUDO 2 – ETAPA 1)	81
TABELA 3.11 – SOLUÇÕES OBTIDAS (ESTUDO 2 – ETAPA 2).....	83
TABELA 3.12 – BANCOS MONOFÁSICOS ALOCADOS (ESTUDO 2 – ETAPA 2)	83
TABELA 3.13 – COMPARAÇÃO COM O CASO BASE (ESTUDO 2 – ETAPA 2).....	84
TABELA 3.14 – SOLUÇÕES OBTIDAS (ESTUDO 3 – ETAPA 1).....	86
TABELA 3.15 – BANCOS MONOFÁSICOS ALOCADOS (ESTUDO 3 – ETAPA 2)	87
TABELA 3.16 – COMPARAÇÃO COM O CASO BASE (ESTUDO 3 – ETAPA 2).....	87

TABELA 3.17 – CASO BASE DO IEEE 37 BARRAS	89
TABELA 3.18 – BANCOS MONOFÁSICOS ALOCADOS PELA SOLUÇÃO DE MENOR DESEQUILÍBRIO (ESTUDO 4)	90
TABELA 3.19 – BANCOS MONOFÁSICOS INDICADOS PELA SOLUÇÃO ESCOLHIDA (ESTUDO 4)	90
TABELA 3.20 – AJUSTES DE TENSÃO INDICADOS PELA SOLUÇÃO ESCOLHIDA (ESTUDO 4)	90
TABELA 3.21 – COMPARAÇÃO COM O CASO BASE (ESTUDO 4).....	91
TABELA 3.22 – SOLUÇÕES COM MENORES CUSTOS DE ALOCAÇÃO (ESTUDO 5 – ETAPA 1).....	92
TABELA 3.23 – BANCOS MONOFÁSICOS INDICADOS PELA SOLUÇÃO ESCOLHIDA (ESTUDO 5)	93
TABELA 3.24 – SOLUÇÕES COM MENORES CUSTOS DE ALOCAÇÃO (ESTUDO 5 – ETAPA 2).....	93
TABELA 3.25 – ALOCAÇÃO INICIAL INDICADA PELA SOLUÇÃO ESCOLHIDA (ESTUDO 5)	94
TABELA 3.26 – COMPARAÇÃO COM O CASO BASE (ESTUDO 5 – ETAPA 2).....	95
TABELA 3.27 – CASO BASE DO IEEE 123 BARRAS	97
TABELA 3.28 – SOLUÇÕES COM MENORES DESEQUILÍBRIOS (ESTUDO 6).....	98
TABELA 3.29 – BANCOS MONOFÁSICOS INDICADOS PELA SOLUÇÃO ESCOLHIDA (ESTUDO 6)	98
TABELA 3.30 – COMPARAÇÃO COM O CASO BASE (ESTUDO 6).....	99
TABELA 3.31 – SOLUÇÕES COM MENORES DESEQUILÍBRIOS (ESTUDO 7 – ETAPA 1).....	100
TABELA 3.32 – RELAÇÃO DE BANCOS PARA A SEGUNDA ETAPA (ESTUDO 7)	101
TABELA 3.33 – SOLUÇÕES COM MENORES CUSTOS (ESTUDO 7 – ETAPA 2).....	101
TABELA 3.34 – ALOCAÇÃO INICIAL INDICADA PELA SOLUÇÃO ESCOLHIDA (ESTUDO 7 – ETAPA 2).....	102
TABELA 3.35 – ALOCAÇÃO INDICADA PELA SOLUÇÃO ESCOLHIDA (ESTUDO 7 – ETAPA 2)	102
TABELA 3.36 – COMPARAÇÃO COM O CASO BASE (ESTUDO 7 – ETAPA 2).....	102
TABELA 3.37 – TEMPOS COMPUTACIONAIS GASTOS PARA A SIMULAÇÃO DOS ESTUDOS DE CASO.....	104
TABELA A.4.1 – ESTUDO COMPARATIVO ENTRE SEQUÊNCIA DE QUATRO AGS E ÚNICO AG	113

Lista de Abreviaturas e Siglas

AG(s) – Algoritmo(s) Genético(s)

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

FOB – Função Objetivo

IA – Inteligência Artificial

ISTN – *Inherent Structure Theory of Networks*

PLCC – Problema de Localização e Controle de Capacitores

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PSO – *Particle Swarm Optimization*

PU – Por Unidade

QEE – Qualidade de Energia Elétrica

SUMÁRIO

RESUMO	VII
ABSTRACT	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE TABELAS	XI
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	XIII
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	1
1.2 MOTIVAÇÕES	3
1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
1.4 OBJETIVOS DO TRABALHO.....	11
1.5 PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TRABALHO.....	14
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO	14
1.7 CONVENÇÃO UTILIZADA	14
CAPÍTULO 2 METODOLOGIA E MODELOS	17
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	17
2.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	20
2.2.1 <i>Função Objetivo</i>	20
2.2.1.1 <i>Desequilíbrio de Tensão</i>	22
2.2.1.2 <i>Custos de Alocação</i>	23
2.2.1.3 <i>Conformidade do Nível de Tensão</i>	26
2.2.2 <i>Restrições do Problema</i>	30
2.2.2.1 <i>Restrições de Igualdade</i>	30
2.2.2.2 <i>Restrições de Canalização</i>	38
2.2.3 <i>Equacionamento</i>	40
2.3 METODOLOGIA PROPOSTA	41
2.3.1 <i>Modelagem do AG</i>	42
2.3.1.1 <i>Alocação por Disponibilidade</i>	43
2.3.1.2 <i>Alocação Completa – Primeira Etapa</i>	44
2.3.1.3 <i>Alocação Completa – Segunda Etapa</i>	46
2.3.2 <i>Implementação Computacional</i>	46
2.3.2.1 <i>Processo Inicial</i>	47
2.3.2.2 <i>Solução do Problema</i>	52
2.3.2.3 <i>Obtenção de uma Solução Factível</i>	53

2.3.2.4	<i>Escolha da Solução Indicada</i>	66
2.4	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	69
CAPÍTULO 3	RESULTADOS	70
3.1	INTRODUÇÃO	70
3.2	SISTEMA IEEE TEST FEEDER 13 BARRAS.....	71
3.2.1	<i>Estudo de Caso 1 – Alocação por Disponibilidade</i>	75
3.2.2	<i>Estudo de Caso 2 – Alocação Completa</i>	80
3.2.3	<i>Estudo de Caso 3 – Alocação Completa</i>	85
3.3	SISTEMA IEEE TEST FEEDER 37 BARRAS MODIFICADO.....	88
3.3.1	<i>Estudo de Caso 4 – Alocação por Disponibilidade</i>	89
3.3.2	<i>Estudo de Caso 5 – Alocação Completa</i>	92
3.4	SISTEMA IEEE TEST FEEDER 123 BARRAS.....	96
3.4.1	<i>Estudo de Caso 6 – Alocação por Disponibilidade</i>	97
3.4.2	<i>Estudo de Caso 7 – Alocação Completa</i>	100
3.5	TEMPOS COMPUTACIONAIS	104
3.6	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	105
CAPÍTULO 4	CONCLUSÕES	106
4.1	CONCLUSÕES GERAIS.....	106
4.2	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	107
BIBLIOGRAFIA		108
APÊNDICE A – AJUSTES DE PARÂMETROS		112
APÊNDICE B – CONFIGURAÇÕES DE ALOCAÇÃO PRESENTES NO DECORRER DO CAPÍTULO DE RESULTADOS		115

Capítulo 1 Introdução

1.1 Considerações Iniciais

Problemas associados aos sistemas elétricos muitas vezes acarretam em prejuízos econômicos muito elevados. Alguns destes problemas podem estar associados a falta de qualidade da energia elétrica. Portanto, a questão da qualidade de energia elétrica (QEE) entregue aos consumidores é objeto de grande importância para estudos.

Com relação à distribuição de energia elétrica, o que antes poderia ser resumido a se preocupar quase que somente com a continuidade de serviço (que pode ser considerada a situação essencial) e em manter os valores de tensão e frequência dentro de seus níveis aceitáveis, apresenta hoje uma gama de novos parâmetros a serem monitorados e controlados, muitos dos quais relacionados à QEE. Qualquer problema de energia manifestado na tensão, corrente ou frequência resultando em má operação ou falhas de equipamentos é considerado um problema referente à QEE.

Segundo o PRODIST, no Módulo 8, na seção 8.1 (ANEEL - PRODIST, 2015), a qualidade de energia elétrica é definida através dos seguintes aspectos em regime permanente e transitório:

- Tensão em regime permanente;
- Desequilíbrio de tensão;
- Fator de potência;
- Harmônicos;
- Flutuação de tensão;
- Variações de tensão de curta duração; e
- Variação de frequência.

Em relação à tensão, (Oleskovicz, 2006) salienta que os três aspectos principais a serem observados para avaliar o quanto um sistema está operando fora de suas condições normais são:

- Forma de onda, a qual deve ser a mais próxima possível de senóide (impactando neste aspecto, cita-se por exemplo os harmônicos na rede elétrica, injetados por cargas não lineares, como os equipamentos relacionados à eletrônica de potência que até trouxeram melhorias para o sistema em relação a rendimento, controlabilidade e custo na execução de certas tarefas, mas algumas vezes contribuem para distorcer as formas de onda);
- Módulo das tensões dentro de limites aceitáveis de fornecimento (estabelecidos pelas normas vigentes, no caso, módulo 8 do PRODIST);
- Simetria do sistema elétrico (valores de módulos e defasagens entre as três fases do sistema).

O aspecto referente à assimetria caracteriza o problema de desequilíbrio de tensão, um fenômeno de longa duração definido como a condição na qual as três fases do sistema em regime permanente estão com valores de módulos diferentes entre si e/ou defasagens distintas de 120° elétricos.

As fontes causadoras de desequilíbrio estão diretamente associadas com as cargas elétricas e com os arranjos utilizados para sua alimentação. (Caetano, 2007) indica que as causas podem ser agrupadas em dois tipos de origem: estrutural e funcional. As causas estruturais referem-se às variações naturais nos parâmetros da rede elétrica devido às características de seus componentes (assimetria de linhas, diferenças entre as correntes de magnetização de cada fase em transformadores em estrela com neutro isolado ou falhas na isolação de equipamentos são exemplos). Já as causas funcionais são as principais fontes de desequilíbrio no sistema. Correspondem às distribuições desiguais de carga nas três fases, pela combinação de cargas monofásicas má distribuídas com cargas trifásicas desequilibradas ou ainda pela variação nos ciclos de demanda distinta entre as fases. O desequilíbrio ainda pode ser agravado pela presença de cargas especiais como fornos a arco, fornos de indução, máquinas de solda elétrica, rebocadores e locomotivas elétricas (Nunes, 2008) ou quando presentes micro e minigeração distribuída na forma de fontes monofásicas tais como as células fotovoltaicas.

Assim, sabe-se que existem problemas associados à QEE, que impactam no bom funcionamento dos sistemas elétricos, e que dentre eles os relacionados a desequilíbrios estão entre os principais em sistemas de distribuição.

1.2 Motivações

Os efeitos nocivos nos sistemas elétricos causados por uma alimentação trifásica desequilibrada possuem reflexo imediato nos custos operacionais, podendo ocasionar grandes prejuízos financeiros relacionados ao aumento de perdas, interrupções de processos, impacto na estabilidade do sistema, má coordenação em sistemas de proteção e controle, aumento em custos de manutenção ou até perda de equipamentos. Atualmente com o aumento da penetração da microgeração distribuída, especialmente módulos solares monofásicos, os desequilíbrios tendem a aumentar cada vez mais.

Por este motivo, são presentes na literatura diversas pesquisas sobre técnicas de mitigação de desequilíbrios. Mas vale ressaltar que eliminar o desequilíbrio totalmente é uma tarefa praticamente impossível em sistemas de distribuição. Portanto, a maioria das técnicas tem como objetivo a redução do índice de desequilíbrio do sistema, o que já é bastante útil para melhorar a operação e o desempenho dos sistemas de distribuição.

Dentre as soluções para reduzir os índices de desequilíbrios, encontram-se as que incluem compensações, emprego de equipamentos adicionais, mudanças de topologias, dentre outras ações.

Com relação à utilização de equipamentos adicionais nos sistemas verifica-se um considerável emprego de bancos de capacitores, porém, muitas vezes não objetivando a redução de desequilíbrios, mas para melhorar a operação e desempenho dos sistemas em alguns outros fatores, elencados a seguir.

A utilização de bancos de capacitores em alimentadores de sistemas de distribuição traz benefícios bastante conhecidos para o sistema. Através da compensação reativa, o perfil de tensão é melhorado e as perdas de potência e energia são reduzidas (pela redução da componente reativa da corrente nos alimentadores) aumentando assim a capacidade de atendimento de cargas ativas.

Essa redução de perdas de potência ou energia costuma ser a premissa nas quais muitas pesquisas se baseiam ao investigar a alocação ótima de bancos, introduzindo

uma formulação baseada na economia de custos provenientes dessas reduções, com foco nos períodos de maior carregamento, quando as perdas são mais representativas. Porém poucos foram os trabalhos encontrados que inserem a redução do grau de desequilíbrio do sistema na formulação do problema de localização e controle de capacitores (PLCC) como um fator a ser minimizado ou como um limite a ser respeitado sujeitando as soluções a penalizações. Isto se tornou um motivador para o presente trabalho.

1.3 Revisão Bibliográfica

Nesta seção apresenta-se um estudo bibliográfico sobre trabalhos que tratam de medidas para redução de desequilíbrio, trabalhos que apresentam técnicas utilizadas para promover a alocação de bancos de capacitores objetivando a otimização de parâmetros elétricos, pois todos estes estudos foram de interesse para o desenvolvimento deste trabalho.

Mitigação de Desequilíbrio de Tensão

Dentre as soluções propostas para reduzir os índices de desequilíbrios dos sistemas de distribuição, (Teodoro, 2005) apresenta uma comparação entre duas metodologias de compensação passiva. A primeira consiste na eliminação das componentes de sequência negativa e zero da corrente de carga pela adição de um compensador cujas correntes iriam compor uma corrente total equilibrada. A segunda é uma compensação baseada na teoria PQ, na qual as correntes de compensação são calculadas a partir das parcelas de potência ativa e reativa instantânea.

Os autores (Li, et al., 2013) apresentam uma topologia de transformador Scott utilizado para converter um sistema trifásico em um sistema bifásico e vice-versa (configuração na qual uma defasagem de 90° gera uma tensão trifásica igualmente defasada de 120°), em conjunto com sistemas de regulação para equilibrar tensões trifásicas desequilibradas através de regulagens na amplitude e defasagem da tensão bifásica.

Além do uso de redes passivas, compensadores estáticos e topologias especiais para transformadores, ainda pode-se citar o trabalho de (Perez, 2010) que descreve uma metodologia de reconfiguração da rede através de transferência balanceada de carga, na

qual troca-se a fase a qual determinada carga está conectada (*Phase Swapping*) com uma formulação que busca determinar as mínimas operações de reconexão de chaves on/off. Contudo, segundo (Chen, et al., 2011), para sistemas com geração distribuída conectada, o balanceamento de cargas através das tradicionais reconexões de chave se torna inviável, necessitando controlar o fluxo de potência durante a operação. Para isso, este último trabalho propõe um controlador de fluxo de potência (*Loop Power Controller*) utilizando eletrônica de potência.

(Araujo, et al., 2013) utiliza capacitores considerando valores contínuos para injeção de potência na rede de forma a mitigar o desequilíbrio de tensão. Os autores apresentam um processo de otimização de fluxo de potência para sistemas trifásicos, através de um método de pontos interiores primal-dual em conjunto com equações de injeção de correntes em coordenadas retangulares, considerando o desequilíbrio de carga. Assim, é possível determinar a injeção de potência ativa e reativa necessária, de forma a reduzir o desequilíbrio de tensão em barras pré-selecionadas.

A injeção de potência reativa ainda pode ser realizada de forma clássica através da alocação de bancos de capacitores discretos, método no qual este trabalho se baseia, no entanto focando na questão de redução de desequilíbrio de tensão que ainda não foi muito explorada.

Problema de Alocação e Controle de Capacitores (PLCC)

A utilização de bancos de capacitores para fornecer a injeção reativa necessária de forma a melhorar o desempenho dos sistemas de energia em fatores referentes à redução de perdas ou tensão de fornecimento trata-se de um problema referenciado na literatura como problema de alocação e controle de capacitores (PLCC).

Segundo (Alcantara, 2005), o problema de alocação de bancos de capacitores consiste na determinação do número, localização, tamanhos, tipos (fixos ou automáticos) e tempos de chaveamentos dos bancos de capacitores a serem instalados em um alimentador de distribuição, correspondendo a um problema de programação matemática combinatória de elevado esforço computacional, com o objetivo de se maximizar as economias de custo, mas sujeito a restrições de operação.

Esse é um problema que apresenta certa complexidade, pois uma vez que a região de solução é não convexa, existem várias soluções factíveis encontradas em mínimos locais, o que dificulta a obtenção da solução mínima global (Silva Junior, et al., 2008). Sendo assim, muitos trabalhos realizam hipóteses simplificadoras tais como tamanhos contínuos de bancos, negligência quanto à disponibilidade de tamanhos disponíveis, otimização separada de bancos fixos e chaveados, custo linear para os bancos, alocação em alimentadores principais sem ramificação, perfil de tensão constante, dentre outros. E considerando o fato de que sistemas de distribuição radiais ainda envolvem assimetria, podem ser multiterrados, suportam cargas desbalanceadas e envolvem ramais trifásicos, bifásicos e monofásicos, a complexidade da modelagem do sistema soma-se à dificuldade do PLCC.

O PLCC é objeto de pesquisa há muitos anos e, assim, existem muitas abordagens sobre técnicas de alocação ótima de bancos. (Ng, et al., 2000) classifica as técnicas de alocação de capacitores em quatro categorias: métodos analíticos, métodos de programação numérica, métodos heurísticos e métodos baseados em Inteligência Artificial (IA). Os dois primeiros podem ser considerados como métodos de solução exata, mas que exigem considerável esforço computacional, enquanto heurística e IA são considerados de solução aproximada e tipicamente apresentam um gasto computacional menor dentre os trabalhos conduzidos nos últimos anos (claro que isso depende da complexidade referente à modelagem do problema).

Métodos Analíticos e de Programação Numérica

Os métodos analíticos envolvem utilização de curvas de desempenho e cálculos para a solução do extremo de uma função analítica, porém em muitos trabalhos que os utilizam, considera-se que a localização e o tamanho dos bancos sejam variáveis contínuas.

Por exemplo, (Chang, 1972) desenvolve uma análise matemática a partir do equacionamento da redução de perdas oriunda da alocação de bancos pelas quais se derivam as condições ótimas, apresentando os resultados através de um conjunto de famílias de curvas.

Por sua vez, métodos de programação numérica são métodos iterativos determinísticos que otimizam uma função objetivo (minimizar custos e perdas, por

exemplo) sujeito a variáveis de decisão (tipos de bancos, tamanhos discretos, tensões nodais, dentre outros) utilizando técnicas de otimização clássica.

(Haffner, et al., 2009) apresenta um modelo de otimização linear inteiro misto procurando minimizar as violações dos limites de tensão, através da alocação e realocação de bancos de capacitores fixos e automáticos e pela determinação do tape ótimo de operação dos transformadores de distribuição. O modelo é constituído de uma função objetivo linear, restrições lineares e variáveis contínuas cuja solução é dada por métodos de otimização clássica. A formulação considera custos totais de investimento (aquisição de bancos, remoção de bancos existentes e instalação) e custos de operação (caso algum nível de tensão viole os limites admissíveis), mas não atua na redução de perdas de potência. A pesquisa considerou cenários de carga fixa e com variação horária, mas este estudo também é realizado por modelos simplificados de níveis de carregamento definidos.

Métodos Heurísticos e Baseados em IA

Já as técnicas baseadas em heurística se utilizam de regras indicativas desenvolvidas pela experiência com o assunto do autor, muitas vezes acarretando em estratégias rápidas e práticas que diminuem o espaço de busca. Entretanto, tal método não tem garantia de otimalidade global da solução, podendo convergir em ótimos locais.

(Kaplan, 1984) utiliza um método heurístico baseado nos menores tamanhos possíveis de bancos de capacitores disponíveis para determinar o melhor local para ser alocado o banco, bem como qual tipo de banco será utilizado (fixo ou chaveado).

Em (Abdel-Salam, et al., 1994) também é apresentada uma metodologia de busca heurística para identificar a seção do sistema de distribuição que receberá o banco. Através de reconfiguração de redes, identifica-se a região com maiores perdas consequente da componente reativa da corrente para depois identificar qual nó dessa seção irá receber a alocação de um banco.

Os autores (Silva Junior, et al., 2008) propõem uma metodologia heurística para alocação de bancos em sistemas de distribuição utilizando uma função sigmoïdal para modelar a inserção ou não desses bancos, uma vez que essa função possui um comportamento similar à função degrau unitária que modela os bancos fixos

automáticos (assumindo valores unitários e nulos para banco conectado ou não, respectivamente). A função sigmoïdal é incorporada na equação de balanço de potência reativa do fluxo de potência ótimo que é solucionado pela técnica primal-dual de pontos interiores. A formulação do problema consiste em minimizar custo de perdas ativas e custo de alocação dos bancos, com redução do espaço de busca através de um fator de sensibilidade constituído de três parcelas: (i) barras que afetam em maior escala a redução de perdas; (ii) barras com maior carregamento; (iii) barras com menor tensão que necessitam de suporte reativo. Assim, seleciona-se um conjunto de barras com maior sensibilidade e suas vizinhas. A metodologia foi aplicada em sistemas equilibrados de 14 e 70 barras, com carga média e comparada a um algoritmo genético, apresentando resultados satisfatórios de baixo esforço computacional.

Essa seleção inicial por barras potenciais constitui uma boa opção para reduzir o tempo de processamento do algoritmo, contudo não é frequentemente adotada pelos pesquisadores por se entender que o problema é de planejamento (estudo *off-line*), não sendo obrigatoriamente necessário rapidez na obtenção da solução do problema (Terplak, 2007).

As técnicas de inteligência artificial são oriundas da observação da natureza, incluindo diversas modalidades de métodos. Classicamente, enquadram-se Teorias de Conjunto Fuzzy, Redes Neurais Artificiais, Sistemas Especialistas e Algoritmos Genéticos. Outras técnicas bio-inspiradas foram desenvolvidas ao longo dos anos, as quais destacam-se Colônia de Formigas, Enxame de Partículas, Busca Tabu, Busca Macaco (*Monkey Search*), dentre outros.

Em (Balakumaran, et al., 2004), os índices de tensão e de redução de perdas são modelados por funções de pertinência *fuzzy*. Um sistema especialista formado por um conjunto de regras heurísticas é então utilizado para determinar a adequabilidade das barras do sistema em alocar bancos.

Os autores (Yang, et al., 1995) utilizam o método de Busca Tabu para determinar os locais de instalação, a quantidade e tamanho dos bancos a serem alocados, bem como os esquemas de chaveamento para diferentes níveis de carga.

A técnica inteligente de enxame de partículas (PSO) foi utilizada em (Haidar, et al., 2011) para determinar a alocação ótima de bancos próximos aos centros de carga,

buscando minimizar as perdas do sistema com consequente melhora do perfil de tensão (estar dentro dos limites aceitáveis) e do fator de potência.

Algoritmos Genéticos

Dentre as técnicas inteligentes, os algoritmos genéticos são preferíveis para o PLCC pois apresentam algumas características convenientes: estrutura básica reutilizável, capacidade de lidar com diferentes categorias de restrições, eficiência em relação à natureza discreta do problema e possibilidade de encontrar soluções próximas ao ótimo global pelo fato de operarem sobre uma população de candidatos em paralelo, fazendo a busca em diferentes áreas do espaço de solução (Sundhararajan, et al., 1994).

(Sundhararajan, et al., 1994) realiza uma análise de sensibilidades de perdas ativas para selecionar os locais candidatos à alocação para redução do espaço de busca. Em seguida, um AG é utilizado objetivando a redução de perdas de potência no pico de demanda com o menor custo possível.

(Freitas, et al., 2004) desenvolve um trabalho interessante constituído de duas partes, a primeira sendo um problema de investimento (denominado de problema mestre) correspondendo a um problema de programação inteira resolvido pela utilização de um AG que busca a melhor alternativa de alocação dos bancos, respeitando os limites operacionais de tensão do sistema, de maneira que os valores de tensão fiquem próximos do valor de referência. A segunda seria um problema de operação (denominado de problema escravo) responsável por calcular as funções de avaliação de cada indivíduo da primeira parte através da determinação de um índice de desempenho, considerando que o sistema de distribuição tenha três níveis de carregamento (leve, médio e pesado).

(Alcantara, 2005) apresenta um método meta-heurístico baseado em fatores de participação reativos das barras de carga do sistema de distribuição (quantificação da redução nas perdas de potência ativa do sistema para uma dada alocação de bancos de tamanho padrão nas barras através das derivadas da matriz jacobiana), em conjunto com algoritmos genéticos para incluir ao problema típico de redução de perdas com menores custos alguns objetivos relacionados ao controle de tensão, bem como determinar a influência de cargas dependentes da tensão na solução do problema.

(Terplak, 2007) utiliza a técnica de AG na alocação ótima de bancos fixos e automáticos em alimentadores de distribuição, adotando os critérios de otimização comuns (minimizar perdas ativas e custos de capacitores) e agregando à formulação alguns critérios complementares, tais como: (i) penalização de quedas de tensão acima de 4% a partir da saída do alimentador; (ii) minimizar correntes de *inrush* que surgem na energização dos bancos automáticos (para evitar que atinjam valores elevados danificando elos fusíveis de chaves). Os sistemas de distribuição radiais de 11 barras e de 70 barras são analisados, e os resultados são satisfatórios, porém o sistema de 70 barras quando em carga pesada apresenta alguns níveis de tensão precários.

Em relação à técnica de algoritmos genéticos, é conhecido que a mesma geralmente necessita de um esforço computacional maior para sistemas de grande porte ou com maior complexidade de modelagem. Nesse contexto, o trabalho de (Carpinelli, et al., 2010) apresenta uma investigação sobre técnicas relacionadas ao AG que aumentam a velocidade de convergência, mantendo uma boa solução. Seus métodos constituem de duas possibilidades: (i) redução do espaço de busca (através de uma análise de sensibilidade baseada na Teoria da Estrutura Inerente de Redes (ISTN), que identifica quais barras possuem maior impacto na tensão do sistema, e de uma análise de sensibilidade similar ao trabalho de (Alcantara, 2005), que identifica quais barras cuja injeção de reativos influencia em maior escala na redução de perdas); (ii) utilização do que ele define ser micro algoritmos genéticos (μ AGs), que se diferem de um AG simples pela baixa quantidade inicial de indivíduos em sua população e se reproduzem por processos simplificados (cruzamento simples sem mutação), os quais compara com resultados alcançados por um AG simples para algumas condições de carga estabelecidas. Ambos AG simples e μ AG não trabalham com o conceito de gerações de população com número de indivíduos fixos, mas apenas uma única geração cujo critério de convergência é o número máximo de indivíduos gerados ou atendimento à todas as condições. Sua formulação consiste em minimizar custos de alocação e perda de potência, melhorar o perfil de tensão (atender aos limites permissíveis) e minimizar impacto nas formas de onda (harmônicas) em um sistema desbalanceado (ramos trifásicos, bifásicos e monofásicos) sujeito a limites de tensão, corrente nos alimentadores, índices máximos de distorção harmônica e máximo desequilíbrio (mas sem inserir esse fator na função objetivo, apenas penalizando as soluções que não estiverem adequadas em relação a esse valor máximo). Em seus resultados, os métodos

propostos diminuem o número de indivíduos que devem ser gerados para se obter a mesma solução do AG simples. Entre as alternativas propostas, o método de redução de espaço de busca se sobressai.

(Madruga, 2011) utiliza um algoritmo genético para promover a alocação de bancos de capacitores fixos e automáticos e de reguladores de tensão em sistemas de distribuição, através de uma análise conjunta das redes primárias e secundárias. O algoritmo conta com duas opções de espaço de busca (apenas no tronco principal ou em todas as barras), quantidades limitadas de bancos disponíveis e com a possibilidade de alterar os taps dos transformadores segundo uma heurística específica para ajustar as tensões dentro dos limites de adequabilidade. A função de avaliação é calculada durante os horários de carga mínima e carga máxima, buscando minimizar custos operacionais referentes às perdas de energia, compensação financeira por violação dos níveis de tensão (sendo um diferencial do trabalho) e custos de equipamento, além do custo de reativos excedentes. As simulações são realizadas em dois sistemas reais, atingindo o objetivo principal de se ajustar todas as tensões para clientes secundários e primários.

(Esmaelian, et al., 2013) apresenta uma metodologia composta por lógica *fuzzy* e AG, com o objetivo de reduzir perdas de potência e melhorar o desempenho do sistema através de reconfiguração da rede e alocação de bancos capacitivos. A formulação do problema consiste em analisar custo de perdas, distorção harmônica, perfil de tensão e fator de desequilíbrio de tensão (este insere a redução de desequilíbrio como um fator a ser minimizado). Um fluxo de potência harmônico trifásico com operação *Backward/Forward* é utilizado para obter os valores que irão compor a função objetivo *fuzzy*, enquanto o algoritmo genético é utilizado para maximizar a função de aptidão *fuzzy*. O fator de desequilíbrio de tensão máximo no sistema de 33 barras analisado reduziu de 0,6% no caso base sem alocação de bancos para 0,4%. O fator de desequilíbrio utilizado foi a definição de desequilíbrio por componentes simétricos, que será apresentado no próximo capítulo desta dissertação.

1.4 Objetivos do Trabalho

O objetivo principal deste trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia para minimizar índices de desequilíbrios de tensão em sistemas de distribuição desequilibrados, por meio da alocação (localização e tamanhos) otimizada de bancos de

capacitores em derivação em nós do sistema, considerando sua natureza discreta e permitindo alocação assimétrica (valores distintos de bancos de capacitores dentre as fases de cada nó do sistema). E, ainda, a metodologia definirá os ajustes de controle da tensão de fornecimento do sistema (barra $V\Theta$) e das tensões das gerações distribuídas (barras PV) presentes no sistema de distribuição, de forma a contribuírem no processo de minimização dos desequilíbrios.

Este trabalho se baseia na compensação reativa, um método indireto de controle de tensão pelo ajuste do fluxo e injeção de potência reativa, uma vez que os níveis de tensão estão fortemente vinculados à mesma. Para isso, poderíamos utilizar compensadores estáticos, os tradicionais capacitores em derivação (*shunt*) e, mais recentemente, equipamentos baseados em eletrônica de potência, como os conversores de potência. Neste trabalho decidiu-se focar na utilização dos capacitores em derivação, que são de emprego relativamente simples e comparativamente de baixos custos. Como se pode ver na revisão bibliográfica, a gama de técnicas e trabalhos sobre alocação de reativos é extensa, mas dos trabalhos apresentados somente um incorporou o fator de desequilíbrio na função objetivo. Por este motivo, considerando a importância da questão e pouca pesquisa ainda feita neste tema, a alocação de bancos de capacitores como forma de mitigação de desequilíbrio foi considerada neste trabalho.

Também da revisão bibliográfica verifica-se que, dentre as metodologias apresentadas, nenhuma tem garantia absoluta de obtenção do ponto ótimo global, uma vez que por mais detalhada que seja a modelagem do problema, haverá diversas variáveis que ainda não foram consideradas. Portanto a escolha da metodologia a ser empregada neste trabalho vislumbra obter boas soluções.

Ainda em termos de metodologia de alocação de capacitores, a coleção de técnicas de otimização passíveis de serem utilizadas no PLCC é extensa. Mas devido à natureza complexa do problema em questão e à praticidade na implementação da técnica evolutiva de algoritmos genéticos, a mesma foi selecionada para o desenvolvimento dessa pesquisa. Sua característica de adaptabilidade a diversos problemas permite que seja inserido na formulação do PLCC múltiplos critérios de otimização, além de diversas restrições, como a descontinuidade dos valores discretos de bancos, se tornando, portanto, uma ferramenta útil e viável para alcançar os objetivos.

O presente trabalho procura realizar uma análise baseada em algoritmos genéticos para promover a alocação de bancos de capacitores visando redução de desequilíbrio de tensão no sistema, indicando uma solução que engloba quantidade e valores discretos para os tamanhos dos bancos de capacitores a serem alocados, locais de instalação dos mesmos e ajustes de controle da tensão de fornecimento e da tensão das gerações distribuídas presentes no sistema.

A execução de um único AG é suficiente para a obtenção de uma solução dita eficaz para o problema, contudo é utilizada uma estrutura de algoritmos genéticos em sequência, na qual a solução obtida por um AG é inserida na população inicial do AG subsequente, buscando reduzir o risco de convergência prematura ao longo das gerações e alcançar melhores resultados. Portanto, uma solução eficaz para o problema é obtida pela resposta do último AG dessa sequência. São realizadas múltiplas execuções dessa sequência de AGs com o intuito de se obter um conjunto de soluções eficazes para o problema, as quais serão comparadas pela metodologia e esta irá escolher a solução a ser indicada ao usuário segundo critérios especificados.

O algoritmo proposto busca minimizar um fator de desequilíbrio dado pela soma dos desequilíbrios individuais de cada barra trifásica do sistema e minimizar os custos de alocação (dados pela aquisição, instalação e manutenção dos bancos a serem utilizados).

Somando-se a isso, a solução deve respeitar algumas restrições operacionais do sistema, tais como: conformidade dos níveis de tensão à faixa adequada de tensão de fornecimento; desequilíbrio de tensão máximo de 2% por barra trifásica; e limites de corrente nos alimentadores. Restrições técnicas de alocação podem ser impostas ao problema, tais como: número máximo de barras a se instalar os bancos, quantidade máxima de bancos monofásicos e trifásicos que podem ser utilizados e quantidade máxima de reativos (em kvar) a injetar na rede por meio dos bancos de capacitores.

1.5 Publicações Relacionadas ao Trabalho

SANTOS, R. V., ARAUJO, L. R., PENIDO, D. R. R., RODRIGUES, J. M., “Alocação Discreta e Assimétrica de Capacitores em Sistemas Desequilibrados”, *Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CLAGTEE)*, (Apresentado em 10/11/2015).

1.6 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é composto de quatro capítulos, incluindo este de introdução, e dois apêndices.

O capítulo 2 apresenta a formulação do problema e a metodologia de solução implementada utilizando algoritmos genéticos para alocação de bancos de capacitores fixos em sistemas de distribuição desequilibrados buscando minimizar o desequilíbrio de tensão nas barras do sistema.

O capítulo 3 apresenta alguns estudos de caso realizados com a metodologia proposta sobre os sistemas *IEEE Test Feeders* de 13, 37 e 123 Barras.

O capítulo 4 apresenta as principais conclusões do trabalho e algumas propostas para desenvolvimentos futuros.

1.7 Convenção Utilizada

Apresentam-se nesta seção as convenções utilizadas, bem como a simbologia presente nas equações apresentadas neste trabalho.

Fluxogramas

Em relação aos fluxogramas apresentados neste trabalho, será utilizado o conceito de encapsulamento. Conforme ilustrado na Figura 1.1, um bloco cujo nome estiver em letras maiúsculas e em negrito representa um conjunto de blocos que juntos desempenham a função que nomeia o encapsulamento. Isso será utilizado para

introduzir a função desejada em fluxogramas iniciais, postergando a explicação para um momento posterior.

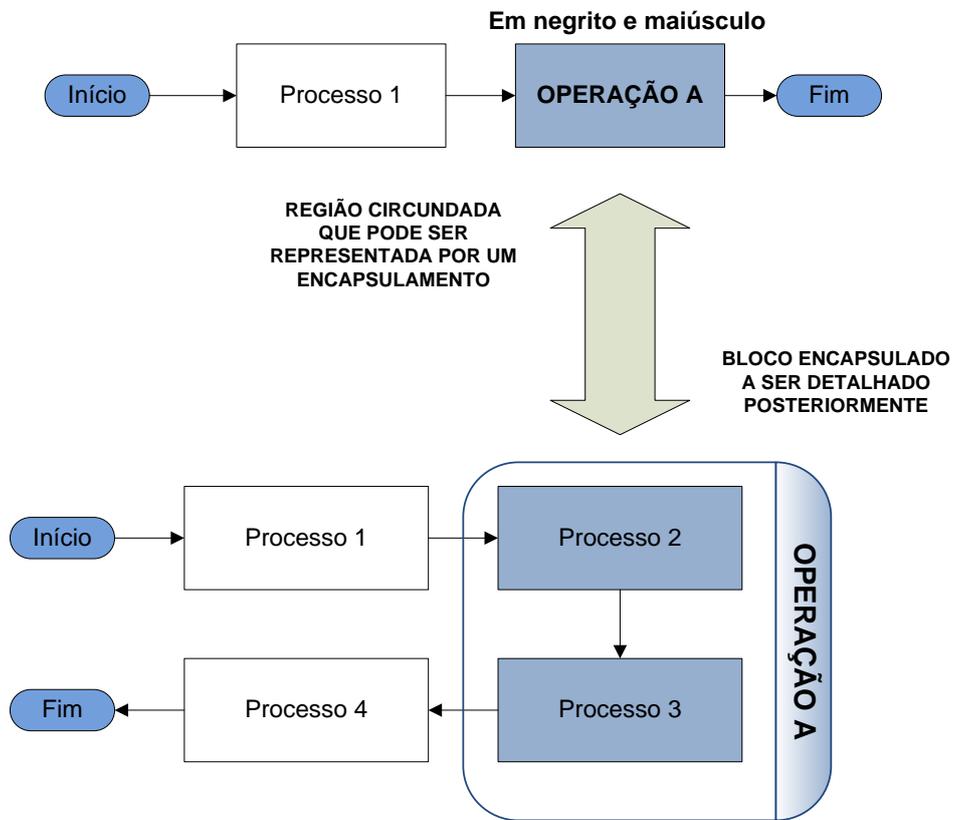


Figura 1.1 – Invólucros em Fluxogramas

Os fluxogramas também podem conter áreas destacadas em cores diferentes para distinguir mais nitidamente a função dos blocos no fluxograma, podendo ser representados posteriormente por encapsulamentos.

Lista de Símbolos

A seguir, na Tabela 1.1 são apresentados os símbolos utilizados para designar funções, operações e variáveis, com seus respectivos significados.

Tabela 1.1 – Símbolos utilizados para funções, operações e variáveis

	SÍMBOLO	SIGNIFICADO
FUNÇÕES E OPERAÇÕES	FOB	Função Objetivo do Problema de Otimização
	min / max	Operações de minimizar e maximizar
	Σ	Somatório
	A^*	Conjugado complexo
VARIÁVEIS DIVERSAS	CA / CM	Custo de Aquisição / Custo de Instalação e Manutenção
	$Erro_V$	Variável que indica a faixa de tensão alcançada
	f_X	Variável de decisão a ser minimizada
	$f_{X_{BASE}}$	Valor constante que normaliza f_X entre [0,1]
	F_X	Variável a ser maximizada
	I_X	Corrente trifásica do componente analisado (geração ou carga)
	I_{XY}	Corrente de linha trifásica entre os elementos X e Y (barras ou fases)
	N_X	Número de variáveis
	$PESO_X$	Peso do critério em uma função multiobjetivo
	PV, PQ, VØ	Indica barras de carga, geração e de referência
	$Qtde_{máx}^{1\phi \text{ ou } 3\phi}$	Quantidade máxima de bancos monofásicos / trifásicos a alocar
	S	Fase A, B ou C de uma barra trifásica
	S^*	Conjugado da potência complexa da carga (ou banco);
	Tamanho	Tamanho dos bancos de capacitores
	V_X	Tensão de linha trifásica do componente analisado (barra)
v_{PU}	Módulo da tensão de fase em pu	
Y_{KM}	Matriz trifásica de admitâncias entre as barras K e M	

Capítulo 2 Metodologia e Modelos

2.1 Considerações Iniciais

O objetivo da metodologia consiste em, dada uma condição de carregamento de um sistema de distribuição de energia elétrica desequilibrado, buscar uma solução que engloba a alocação de bancos de capacitores (locais de instalação e seus respectivos tamanhos), além da definição dos ajustes de controle da tensão de fornecimento do sistema (barra $V\Theta$) e das tensões das gerações distribuídas (barras PV) presentes, visando redução do desequilíbrio de tensão do sistema de distribuição analisado.

A solução de alocação deve apresentar um desequilíbrio de tensão menor em relação ao caso base (condição inicial do sistema sem alocação de bancos de capacitores), a custos de alocação reduzidos, além de minimizar os níveis de tensão precária presentes no sistema, buscando a conformidade dos níveis de tensão, e respeitando todas as restrições operacionais consideradas.

A metodologia realiza a alocação dos bancos de capacitores fixos de tamanhos discretos dentre os locais permissíveis de instalação considerando uma alocação assimétrica, ou seja, permitindo que as fases de um determinado nó do sistema recebam alocações de bancos monofásicos de tamanhos distintos entre si. A Figura 2.1 ilustra uma alocação assimétrica em uma barra qualquer, na qual dois bancos monofásicos de tamanhos distintos são alocados nas fases A e C, enquanto nenhum banco é alocado na fase B.

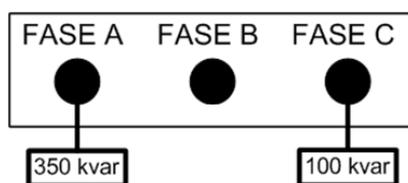


Figura 2.1 – Exemplo de alocação assimétrica

Em relação aos ajustes de controle da tensão de fornecimento (barra $V\Theta$) e das tensões das gerações distribuídas (barras PV), estes podem assumir valores contínuos entre os limites mínimo e máximo que definem a faixa adequada de operação para a

tensão de atendimento a ser utilizada, definida em (ANEEL - PRODIST, 2015), buscando contribuir com a redução de desequilíbrio e com a conformidade dos níveis de tensão.

A metodologia de solução utilizada é baseada em algoritmos genéticos e em uma ferramenta de cálculo de fluxo de potência trifásico. Por se tratar de um problema não linear inteiro misto, a utilização de ambas as ferramentas em conjunto torna-se uma alternativa eficaz para a busca pela solução do problema, na qual há uma constante troca de informações entre ambas. O processo evolutivo do algoritmo genético é responsável por determinar a configuração de alocação (quantidade de bancos, tamanhos destes e locais de instalação), além dos valores de ajustes de controle de tensão e custos de alocação para cada alternativa de solução. O cálculo de fluxo de potência determina o estado da rede, uma vez realizado as configurações indicadas pelo AG, buscando determinar o efeito da solução candidata nos valores de desequilíbrio, tensões e correntes. Estes valores devem respeitar as restrições operacionais do sistema e irão compor a avaliação da alternativa para o problema de otimização. Esse processo é ilustrado na Figura 2.2.

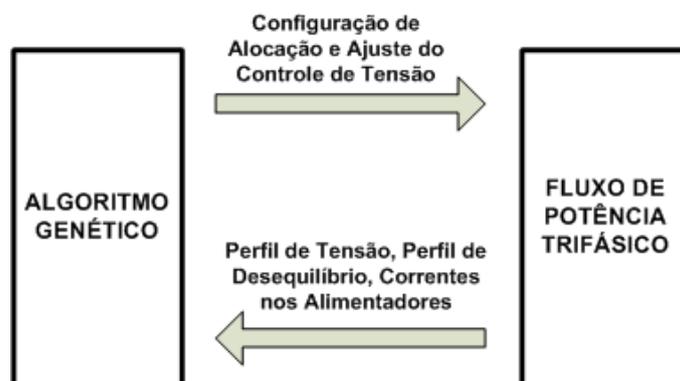


Figura 2.2 – Fluxo de informações entre as duas ferramentas utilizadas

Neste trabalho, duas abordagens de alocação de bancos de capacitores são consideradas. A abordagem mais básica pressupõe que a concessionária possua um conjunto de bancos de capacitores disponíveis a serem alocados no sistema, de forma que a metodologia informe quais destes bancos devem ser utilizados e em quais posições alocar. A essa abordagem daremos o nome de *alocação por disponibilidade*. Esta abordagem tem a seguinte desvantagem: se o conjunto de bancos disponíveis não

for suficiente para prover alguma solução que respeite todas as restrições impostas, a metodologia não obterá nenhuma solução para o problema.

O foco do trabalho está centrado na segunda abordagem, na qual a metodologia busca indicar ao usuário quais bancos de capacitores devem ser adquiridos e instalados, informando tamanhos, quantidades e locais de instalação. A esta abordagem daremos o nome de *alocação completa*. A alocação completa é dividida em duas etapas: a primeira é responsável pela obtenção de um conjunto inicial de bancos de capacitores a serem adquiridos, enquanto a segunda etapa seleciona quais desses bancos serão de fato utilizados e quais os locais de instalação. Pode-se observar que a segunda etapa da alocação completa possui o mesmo princípio de funcionamento da alocação por disponibilidade, na qual os bancos disponíveis pela concessionária são substituídos pela relação de bancos indicada pela primeira etapa.

Este capítulo irá apresentar o desenvolvimento da metodologia proposta da seguinte forma:

- i. Inicialmente, será apresentada a formulação do Problema de Locação e Controle de Capacitores (PLCC), sendo descritos a composição da função objetivo e as restrições a quais as soluções estarão submetidas, incluindo o equacionamento das equações de fluxo de carga (que compõem as restrições de igualdade do problema de otimização) referentes à ferramenta de cálculo de fluxo de potência trifásico utilizado.
- ii. Em seguida, será apresentada a metodologia em si, iniciando-se pela modelagem do problema para cada abordagem de alocação considerada (modelagem dos indivíduos do AG, sua codificação e decodificação) e sendo descrito, ao final, a implementação computacional realizada (processo evolutivo, cálculo do fluxo de potência trifásico, cálculo das avaliações de cada indivíduo do AG, escolha da solução a ser indicada ao usuário, dentre outros processos).

2.2 Formulação do Problema

2.2.1 Função Objetivo

Neste trabalho, busca-se qualificar as alternativas de solução dadas pela técnica de AG em relação a três parâmetros principais: desequilíbrio de tensão, custo de alocação e níveis de tensão (adequada, precária e crítica). Dessa forma, a melhor solução é aquela que apresenta menores desequilíbrios, menor custo e menor transgressão de tensão em relação aos limites que estabelecem a faixa adequada de tensão de atendimento, segundo (ANEEL - PRODIST, 2015).

Para cada um desses parâmetros, uma variável de decisão f_X a ser minimizada foi modelada. Assim, a FOB do problema pode ser equacionada conforme equação (2.1).

$$FOB = \min \left[\sum_{X=1}^3 PESO_X \cdot f_X \right] \quad (2.1)$$

Onde:

f_X : variável de decisão, a ser minimizada, que modela cada parâmetro analisado;

$PESO_X$: coeficiente que indica qual o peso (grau de participação) do parâmetro em questão na avaliação final.

Contudo, a técnica de AG é uma operação de maximização, de forma que funções F_X devem ser modeladas para que, ao serem maximizadas, as variáveis dadas por f_X sejam minimizadas. Geralmente, nos trabalhos da literatura, quando se quer minimizar uma função f_X , se maximiza uma função $F_X = 1/f_X$. Contudo, neste trabalho, não utilizamos essa função inversa. Qualquer função que assuma valores cada vez maiores com a redução do parâmetro desejado é uma alternativa que atende a situação e, assim, através de testes sucessivos com diferentes funções para cada F_X , definiu-se a formulação destas como se segue na equação (2.2).

$$F_X = PESO_X \cdot (1 - f_X/f_{X_{BASE}}) \quad (2.2)$$

Onde:

f_X : variável de decisão, a ser minimizada, referente a cada parâmetro;

$f_{X_{BASE}}$: valor base, constante, definido para cada parâmetro, de forma a normalizar os valores de f_X no intervalo [0,1];

$PESO_X$: coeficiente que indica o peso do parâmetro no problema de otimização;

F_X : função que avalia a alternativa em relação a cada parâmetro.

Matematicamente, se o valor de f_X for maior que o valor definido para $f_{X_{BASE}}$, a parcela $f_X/f_{X_{BASE}}$ irá assumir um valor maior que a unidade, o que acarretaria um valor negativo de F_X . Contudo, para cada parâmetro analisado, existem restrições que definem limites superiores para os valores de f_X , de forma que não ultrapassem os valores escolhidos para $f_{X_{BASE}}$.

O ajuste de pesos para cada parâmetro em uma formulação multicritério é apresentado na literatura como uma tarefa complexa. Entretanto, uma vez garantido que os valores de f_X sejam menores que os valores de $f_{X_{BASE}}$, essa tarefa é facilitada pelo fato da parcela $(1 - f_X/f_{X_{BASE}})$ assumir valores contidos no intervalo [0,1] para todos os parâmetros, de forma que a resposta torna-se mais sensível à alteração de valores para os pesos. Através de sucessivos testes alterando-se os valores destes, verificou-se que a formulação apresentada na equação (2.2) possui uma boa sensibilidade em relação a cada peso. O ajuste de valores destes pesos é apresentado no Apêndice A.

Assim, a FOB passa a ser dada pela equação (2.3).

$$FOB = \max \left[\sum_{X=1}^3 F_X \right] = \max [F_{DES} + F_{CUSTO} + F_{Error}] \quad (2.3)$$

Onde:

F_X : funções que avaliam as alternativas em relação a cada um dos três parâmetros analisados (F_{DES} para o desequilíbrio, F_{CUSTO} para o custo de alocação e F_{Error} para a transgressão de tensão), de forma que, para valores menores de f_X , se tenha valores maiores para F_X .

As variáveis de decisão f_X , os valores base definidos para $f_{X_{BASE}}$ e as definições das funções F_X para cada um dos parâmetros serão apresentados a seguir.

2.2.1.1 Desequilíbrio de Tensão

O objetivo principal do problema é minimizar o desequilíbrio de tensão presente no sistema. O grau de desequilíbrio de tensão é definido, de forma clássica, pela relação entre os módulos das componentes simétricas de sequência negativa e positiva das tensões de linha, como exibido na equação (2.4).

$$Desequilíbrio(\%) = \frac{|\dot{V}_2|}{|\dot{V}_1|} \times 100\% \quad (2.4)$$

Onde:

$|\dot{V}_2|$: módulo da tensão de sequência negativa;

$|\dot{V}_1|$: módulo da tensão de sequência positiva.

Vale ressaltar que esse desequilíbrio poderia ser calculado a partir das tensões de fase, nas quais o desequilíbrio de sequência zero assume valores não nulos, sem alterações no processo de busca da solução, mas optou-se por utilizar o desequilíbrio de sequência negativa das tensões de linha.

Para se avaliar o desequilíbrio de tensão do sistema, foi definido um fator de desequilíbrio geral a partir da soma dos desequilíbrios individuais de cada barra trifásica do sistema, como descrito na equação (2.5). Este constitui a variável de decisão f_X a ser minimizada em relação ao desequilíbrio de tensão.

$$f_{DES} = Deseq_Geral (\%) = \sum_{X=1}^N Desequilíbrio_X \quad (2.5)$$

Onde:

N : número de barras trifásicas do sistema;

Desequilíbrio_X: desequilíbrio (%) da barra X definido pela equação (2.4).

Deseq_Geral: soma dos desequilíbrios de cada barra.

As soluções de alocação devem reduzir o valor do parâmetro *Deseq_Geral*, cujo valor inicial será obtido durante um cálculo de fluxo de potência realizado sobre o sistema de estudo quando analisado o caso base, ou seja, quando não há nenhum banco de capacitor alocado no mesmo e o controle de tensão é ajustado em 1 pu. A este valor inicial, daremos o nome de *Deseq_Geral_{BASE}*, sendo este o valor selecionado para *f_{X_{BASE}}* em relação ao desequilíbrio. Para o problema de otimização, somente as alternativas que apresentarem um valor para *Deseq_Geral* menor que o valor inicial serão candidatas à solução.

A função *F_{DES}* que irá avaliar a qualidade da alternativa em relação ao desequilíbrio de tensão, conforme modelo geral apresentado pela equação (2.2), é dada pela equação (2.6).

$$F_{DES_A} = Peso_{DES} \times \left(1 - \frac{Deseq_Geral_A}{Deseq_Geral_{BASE}} \right) \quad (2.6)$$

Onde:

Deseq_Geral_A: valor do desequilíbrio geral alcançado pela alocação dos bancos de capacitores e ajustes de controle de tensão indicados pela alternativa A;

Deseq_Geral_{BASE}: valor dado pela soma dos desequilíbrios de cada barra trifásica obtido no caso base para o sistema analisado;

Peso_{DES}: coeficiente que indica o peso do fator de desequilíbrio na FOB;

F_{DES_A}: Função que avalia a qualidade da alternativa A em relação ao desequilíbrio, assumindo valores maiores para alternativas com menores desequilíbrios.

2.2.1.2 Custos de Alocação

A busca da solução ótima de alocação de bancos também deve incluir o aspecto econômico relacionado aos custos de alocação para a concessionária de distribuição de

energia. A solução ideal quanto à redução do desequilíbrio pode não ser viável do ponto de vista financeiro e, portanto, esse parâmetro também deve ser analisado.

Os custos dos bancos de capacitores variam com o tipo, tamanho e tensões nominais dos mesmos. Contudo, não sendo possível obter valores de custos reais para cada tamanho definido para os bancos, os custos de alocação para este problema foram definidos da seguinte forma: (i) um custo de aquisição dependente do tipo de banco (monofásico ou trifásico) e de seu tamanho (em kvar); e (ii) um custo de instalação e manutenção, dependente do tipo de banco.

O custo de aquisição, em R\$, é modelado por uma equação de primeiro grau, conforme equação (2.7), na qual se ressalta que o custo de aquisição de um banco trifásico é menor que o custo advindo da aquisição de três bancos monofásicos de mesmo tamanho.

$$CA = \begin{cases} 10,7 \cdot \text{Tamanho} + 12290 & \textit{para bancos monofásicos} \\ 2,4 \cdot (10,7 \cdot \text{Tamanho} + 12290) & \textit{para bancos trifásicos} \end{cases} \quad (2.7)$$

Onde:

Tamanho: tamanho do banco (em kvar). No caso de bancos trifásicos, corresponde ao valor de cada fase do mesmo;

CA: custo de aquisição dos bancos de capacitores.

Quanto ao custo de instalação e manutenção, definem-se os seguintes valores apresentados na equação (2.8).

$$CM = \begin{cases} 500 & \textit{para bancos monofásicos} \\ 1200 & \textit{para bancos trifásicos} \end{cases} \quad (2.8)$$

Onde:

CM: custo de instalação e manutenção dos bancos de capacitores.

Enquanto na alocação completa o custo de alocação é dado pela composição dos custos de aquisição e manutenção, para a alocação por disponibilidade o custo da

alternativa será calculado somente pelo custo de manutenção, não sendo considerados custos de aquisição, uma vez que os bancos já se encontram disponíveis.

Exemplificando o procedimento de cálculo do custo de alocação, seja a alocação indicada pela Tabela 2.1 como solução para uma alocação completa (abordagem na qual a solução indica quais bancos devem ser adquiridos).

Tabela 2.1 – Exemplo de solução de alocação

	Cenário analisado		
	<i>FASE A</i>	<i>FASE B</i>	<i>FASE C</i>
Barra 2	100 kvar	100 kvar	0
Barra 3	200 kvar	200 kvar	200 kvar

A solução aponta a utilização de dois bancos monofásicos fixos de 100 kvar cada a serem alocados nas fases A e B da barra 2 e um banco trifásico fixo de 200 kvar a ser alocado na barra 3. O custo de alocação para esta solução é apresentada pela equação (2.9).

$$\begin{aligned}
 \text{Custo} &= 2 \cdot [CA1(100) + CM1] + 1 \cdot [CA3(200) + CM3] \\
 \text{Custo} &= 2 \cdot (13360 + 500) + 1 \cdot (34632 + 1200) \quad (2.9) \\
 \text{Custo} &= R\$ 65.232,00
 \end{aligned}$$

Onde:

CA1(100): custo de aquisição para um banco monofásico de 100 kvar;

CM1: custo de instalação e manutenção para um banco monofásico;

CA3(200): custo de aquisição para um banco trifásico de 200 kvar;

CM3: custo de instalação e manutenção para um banco trifásico;

Custo: custo de alocação da solução em questão;

O valor base ($f_{X_{BASE}}$) utilizado para normalizar os custos de alocação no intervalo [0,1] difere dependendo do tipo de alocação e etapa (no caso da alocação completa) que está sendo realizada.

Para a primeira etapa da alocação completa, esse valor foi definido como sendo o custo de alocação na situação onde bancos monofásicos com os tamanhos máximos seriam alocados em todos os locais permissíveis a receber bancos de capacitores. Na segunda etapa da alocação completa e na alocação por disponibilidade, o valor base é aquele dado pelo aproveitamento de todos os bancos disponíveis (ou, no caso da alocação completa, de todos os bancos indicados pela primeira etapa). Assim, não haverá alternativas que excedam esses valores definidos para o custo base.

A função que irá avaliar a qualidade da alternativa em relação ao custo de alocação (F_{CUSTO}) é dada pela equação (2.10).

$$F_{CUSTO_A} = Peso_{CUSTO} \times \left(1 - \frac{Custo_A}{Custo_{BASE}} \right) \quad (2.10)$$

Onde:

$Custo_A$: custo de alocação dos bancos de capacitores indicados pela alternativa A;

$Custo_{BASE}$: valor base definido para normalizar $Custo_A$ no intervalo [0,1];

$Peso_{CUSTO}$: coeficiente que indica o peso do fator de custo na FOB;

F_{CUSTO_A} : fator que avalia a qualidade da alternativa em relação ao custo de alocação, assumindo valores maiores para alternativas com menores custos.

2.2.1.3 Conformidade do Nível de Tensão

O (ANEEL - PRODIST, 2015) define três faixas de operação para os níveis de tensão de atendimento (tensão no ponto de entrega ou de conexão) em regime permanente: faixa adequada, precária e crítica de tensão, limitadas pelos valores exibidos na Figura 2.3.

A tensão de operação em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, a partir da avaliação da conformidade dos níveis de tensão em todos os pontos de conexão. A importância de atender tais limites está, por exemplo, no fato de que as penalidades decorrentes de suas violações são de responsabilidade das concessionárias de energia (Haffner, et al., 2009).

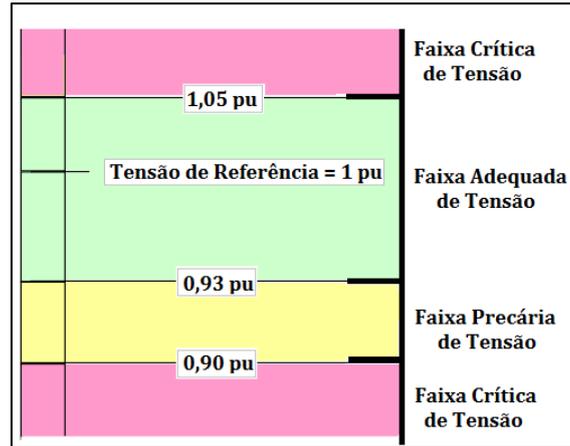


Figura 2.3 – Faixa de variação da tensão de atendimento em relação à tensão de referência para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV (Adaptado da Figura 1, presente no módulo 8 do PRODIST, seção 8.1)

A solução ideal de alocação é aquela em que todas as tensões nodais após a inserção dos bancos estejam enquadradas na faixa adequada de tensão (entre 0,93 pu e 1,05 pu). Contudo, dependendo do porte e carregamento do sistema, essa condição pode não ser satisfeita e, assim, permite-se que as soluções apresentem tensões precárias, apesar de não ser desejável. Porém, não é aceitável que as soluções apresentem quaisquer níveis críticos de tensão.

Apesar de se permitir a existência de tensões precárias, o objetivo é encontrar uma solução de alocação que resulte apenas em tensões adequadas. Assim, é incluído na formulação um parâmetro que quantifique a transgressão de tensão em relação ao limite inferior de 0,93 pu que define a faixa adequada. Para cada tensão analisada (tensão de cada local permissível), uma variável $Erro_V$ irá assumir um valor específico que avalie o nível alcançado pela tensão, segundo a equação (2.11).

$$Erro_V = \begin{cases} 1000 & \text{se } v_{PU} > 1,05 \text{ pu ou } v_{PU} < 0,90 \text{ pu} \\ |v_{PU} - 0,93| & \text{se } 0,90 \text{ pu} \leq v_{PU} < 0,93 \text{ pu} \\ 0 & \text{se } 0,93 \text{ pu} \leq v_{PU} \leq 1,05 \text{ pu} \end{cases} \quad (2.11)$$

Onde:

v_{PU} : tensão nodal da barra e fase analisada, em pu;

$Erro_V$: variável que armazena a transgressão da tensão analisada, indicando a faixa de tensão da mesma.

Para tensões adequadas e precárias, o valor da variável $Erro_V$ assume a transgressão de tensão a ser minimizada, recebendo valor nulo para tensões adequadas e um valor compreendido entre zero e 0,03 para tensões precárias, resultante da diferença entre a tensão analisada e o valor de 0,93 pu (recebendo o valor máximo de 0,03 quando a tensão atingir o limite inferior da faixa precária, de 0,90 pu).

Através dos valores máximos de $Erro_V$ para cada alternativa, identifica-se se esta apresenta alguma tensão crítica, o que a caracteriza como uma solução inadequada para o problema. Para as alternativas que apresentarem apenas tensões adequadas e precárias, o fator f_X considerado para se avaliar a transgressão de tensão é o somatório dos valores de $Erro_V$, como descrito na equação (2.12).

$$Erro_{VA}^{SUM} = \sum_{X=1}^N \sum_{S=1}^F Erro_{VS}^X \quad (2.12)$$

Onde:

X: indica o número da barra analisada;

N: número de barras PQ do sistema (as barras de geração e referência serão ajustadas em valores adequados de tensão pelo próprio AG);

S: indica a fase (A, B ou C) da barra X analisada;

F: número de fases da barra (nem todas as barras serão trifásicas, podendo conter apenas uma ou duas fases conectadas por ramais monofásicos ou bifásicos);

$Erro_{VS}^X$: valor da transgressão para a tensão da fase S da barra X, assumindo valores nulos para tensões adequadas ou valores dados por $|v_{PU} - 0,93|$ para tensões precárias;

$Erro_{VA}^{SUM}$: somatório dos valores de transgressão de tensão para a alternativa A (que não tenha apresentado nenhuma tensão crítica).

O valor base para normalizar f_X é o valor para o somatório que ocorreria na situação de todas as tensões serem precárias, atingindo o limite inferior de 0,90 pu, o que acarretaria em valores de 0,03 para cada $Erro_{VS}^X$ da equação (2.12). O valor base é dado pela equação (2.13).

$$Erro_{V_{BASE}}^{SUM} = N_L \times 0,03 \quad (2.13)$$

Onde:

N_L : número de tensões a serem analisadas (equivale ao número de locais monofásicos permissíveis, como será descrito na seção 2.2.2.1);

$Erro_{V_{BASE}}^{SUM}$: valor base para normalizar $Erro_V^{SUM}$ a valores compreendidos no intervalo [0,1].

A função F_{ErroV} que irá avaliar a qualidade das alternativas que não apresentarem tensões críticas em relação à conformidade de tensão é dada pela equação (2.14).

$$F_{ErroV_A} = Peso_{ErroV} \times \left(1 - \frac{Erro_{V_A}^{SUM}}{Erro_{V_{BASE}}^{SUM}} \right) \quad (2.14)$$

Onde:

$Erro_{V_A}^{SUM}$: somatório dos valores de transgressão de tensão para a alternativa A;

$Erro_{V_{BASE}}^{SUM}$: valor base para normalizar $Erro_V^{SUM}$;

$Peso_{ErroV}$: coeficiente que indica o peso do fator de transgressão na FOB;

F_{ErroV_A} : fator que avalia a qualidade da alternativa A em relação à conformidade de tensão.

Em relação à equação (2.14), a função F_{ErroV} assumirá o valor de $Peso_{ErroV}$ para as alternativas com tensões exclusivamente adequadas, pois uma vez que os valores de $Erro_V$ para tensões adequadas são nulos, conforme equação (2.11), o valor do somatório de transgressões também será nulo.

Entretanto, as alternativas que apresentam poucas tensões precárias também possuem uma avaliação próxima ao valor de $Peso_{ErroV}$. Considere, por exemplo, um sistema com quatro barras PQ trifásicas (onde a variável $Erro_{V_{BASE}}^{SUM}$ assume o valor de 0,36) que tenha apresentado, mediante uma alocação qualquer de bancos de capacitores, uma única tensão precária de 0,925 pu, valor este bem próximo do limite inferior de

tensão adequada (0,93 pu). Sua avaliação, em relação aos níveis de tensão, é apresentada na equação (2.15).

$$F_{ErroV} = Peso_{ErroV} \times \left(1 - \frac{|0,925 - 0,93|}{0,36}\right) \approx 0,986 \times Peso_{ErroV} \quad (2.15)$$

Apesar de se permitir que as soluções do problema de otimização apresentem tensões precárias, deve-se garantir que as alternativas que possuam tensões estritamente adequadas tenham uma avaliação maior que as alternativas que incluam uma ou mais tensões precárias. Isso é realizado atribuindo valores diferenciados ao coeficiente $Peso_{ErroV}$ caso a solução tenha apresentado alguma tensão precária e caso ela tenha apresentado somente tensões adequadas. O ajuste deste peso é detalhado no Apêndice A.

2.2.2 Restrições do Problema

As restrições do PLCC foram categorizadas em restrições de igualdade (equações de rede do cálculo do fluxo de potência trifásico utilizado e restrições quanto ao valor de algumas variáveis) e restrições de canalização (limites máximos para alguns parâmetros do problema).

2.2.2.1 Restrições de Igualdade

As restrições de igualdade englobam as equações de rede do cálculo do fluxo de potência trifásico utilizado e restrições de valor para os tamanhos dos bancos, locais de instalação e ajustes de controle de tensão.

Equações de Rede

Neste trabalho foi utilizada uma ferramenta de cálculo de fluxo de potência trifásico aplicado a sistemas de distribuição para se determinar os efeitos das alocações de bancos de capacitores nos sistemas, coletando os valores dos parâmetros necessários

para qualificar as alternativas e verificar o atendimento às restrições operacionais do problema.

As equações trifásicas utilizadas para o fluxo de carga se baseiam no balanço de corrente das barras do sistema, em função das admitâncias de cada componente e das tensões de cada barra. Adotando como sinal positivo de corrente aquela que sai da barra, temos equações de carga para os trechos (alimentador, chave e transformador), gerações, cargas em Y, cargas em Δ e para bancos de capacitores. O equacionamento será apresentado a seguir.

a) Análise para os trechos:

Considere a Figura 2.4, que apresenta o modelo trifásico para os trechos (que podem ser alimentadores, chaves ou transformadores trifásicos).

O equacionamento das correntes I_{KM} e I_{MK} é dado pelas equações (2.16) e (2.17).

$$I_{KM} = Y_{KM}V_{KM} = Y_{KM}V_K - Y_{KM}V_M \quad (2.16)$$

$$I_{MK} = -I_{KM} = -Y_{KM}V_K + Y_{KM}V_M \quad (2.17)$$

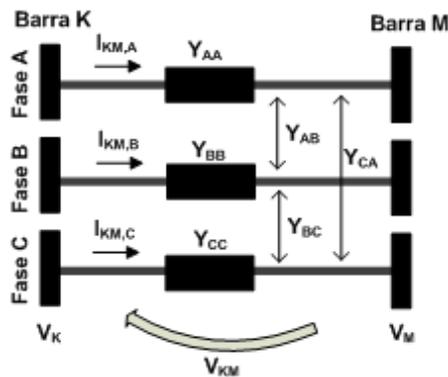


Figura 2.4 – Modelo para os Trechos do Sistema

Em sua forma matricial, temos a equação (2.18).

$$\begin{bmatrix} I_K \\ I_M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{KM} \\ -I_{KM} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{KM} & -Y_{KM} \\ -Y_{KM} & Y_{KM} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_K \\ V_M \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

b) Análise para as Gerações:

Considere a Figura 2.5, que apresenta o modelo trifásico para as gerações.

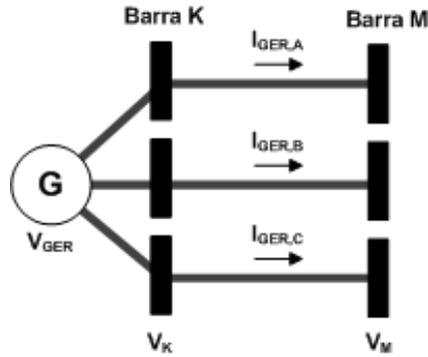


Figura 2.5 – Modelo para as Gerações

A equação de corrente é dada pela equação (2.19).

$$\mathbf{I}_{KM} + \mathbf{I}_{GER} = Y_{KM}\mathbf{V}_K - Y_{KM}\mathbf{V}_M + \mathbf{I}_{GER} \quad (2.19)$$

A corrente da geração é inserida no balanço de corrente da barra na qual a geração está conectada e será utilizada como uma das variáveis de controle do fluxo, juntamente com as tensões nodais de cada barra. Além da corrente de geração, há o valor especificado de tensão para a geração, dado por \mathbf{V}_{GER} , que é igual à tensão da barra, \mathbf{V}_K , na qual está conectada, conforme equação (2.20).

$$\mathbf{V}_{GER} = \mathbf{V}_K \quad (2.20)$$

Em forma matricial, soma-se à equação (2.18) a contribuição da geração, destacado em negrito na equação (2.21).

$$\begin{bmatrix} I_K \\ I_M \\ \mathbf{V}_{GER} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{KM} + \mathbf{I}_{GER} \\ -I_{KM} \\ \mathbf{V}_{GER} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{KM} & -Y_{KM} & \mathbf{1} \\ -Y_{KM} & Y_{KM} & \mathbf{0} \\ \mathbf{1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_K \\ V_M \\ \mathbf{I}_{GER} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

c) Análise para as Cargas em Y e para Bancos de Capacitores:

Para cargas com conexão Y e para bancos de capacitores, o modelo trifásico é dado pela Figura 2.6, na qual o subscrito CRG refere-se à carga em Y e o subscrito CAP refere-se aos bancos de capacitores.

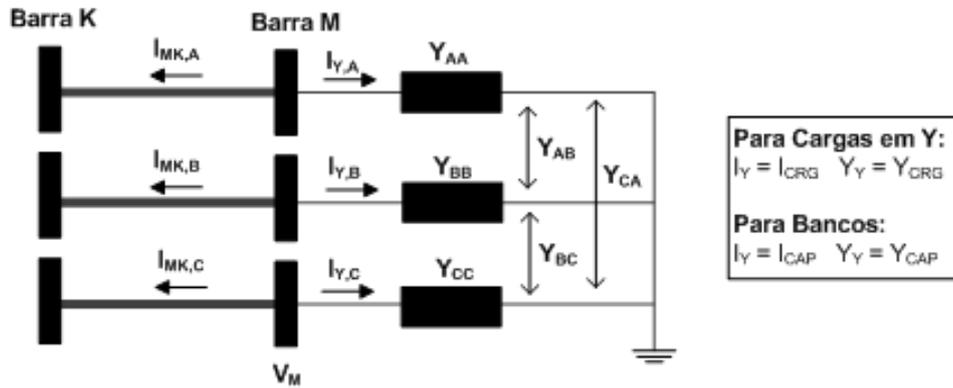


Figura 2.6 – Modelo para Cargas em Y e Bancos

A equação de corrente é dada pela equação (2.22).

$$I_{MK} + I_Y^{VERDADEIRO} = -Y_{KM}V_K + Y_{KM}V_M + I_Y^{APROXIMADO} \quad (2.22)$$

Onde:

$I_Y^{VERDADEIRO}$: as cargas e bancos são modelados como potência constante. Dessa forma, os valores de corrente que iremos nos referir como *verdadeiros* são calculados pela equação (2.23);

$I_Y^{APROXIMADO}$: para que não tenhamos que obter as derivadas parciais das potências aparentes em função das variáveis de controle (tensões nodais das barras e correntes das gerações), as cargas e bancos são aproximados pelos modelos de impedância constante, de forma que a matriz Jacobiana seja constante para o fluxo de potência. Apesar disto acarretar em um maior número de iterações de fluxo de potência para atingir a convergência, uma única inversão da Jacobiana pode acelerar o processo de solução do fluxo de carga. Dessa forma, os valores de corrente *aproximados* são calculados pela equação (2.24).

As equações (2.23) e (2.24) podem ser observadas a seguir.

$$I_Y^{VERDADEIRO} = I_Y = \frac{S^*}{V_M^*} \quad (2.23)$$

$$I_Y^{APROXIMADO} = Y_Y V_M \quad (2.24)$$

Onde:

S^* : conjugado da potência complexa da carga (ou banco);

V_M : tensão nodal da barra onde estão conectados;

V_M^* : conjugado da tensão da barra a qual estão conectados;

Y_Y : matriz trifásica de admitâncias da carga em Y ou banco (com apenas diagonal principal preenchida).

À equação matricial, dada pela equação (2.21), agrega-se a contribuição de cargas em Y e bancos na barra V_M , por exemplo, destacados em negrito, na equação (2.25).

$$\begin{bmatrix} I_K \\ I_M \\ V_{GER} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{KM} + I_{GER} \\ -I_{KM} + I_Y \\ V_{GER} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{KM} & -Y_{KM} & 1 \\ -Y_{KM} & Y_{KM} + Y_Y & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_K \\ V_M \\ I_{GER} \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

d) Análise para as Cargas em Δ :

Para cargas com conexão Δ , o modelo trifásico é dado pela Figura 2.7.

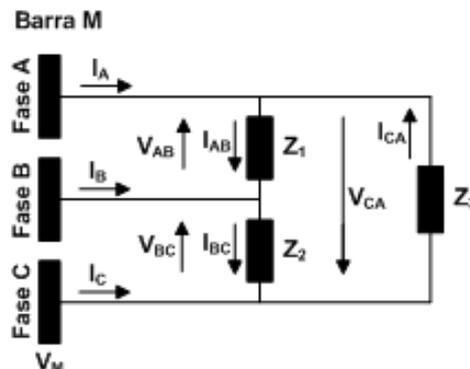


Figura 2.7 – Modelo Trifásico para Cargas em Δ

Os valores verdadeiros de corrente são dados pela equação (2.26) e os aproximados pela equação (2.27).

$$\mathbf{I}_\Delta = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_A \\ \mathbf{I}_B \\ \mathbf{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{AB} \\ \mathbf{I}_{BC} \\ \mathbf{I}_{CA} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{CA} \\ \mathbf{I}_{AB} \\ \mathbf{I}_{BC} \end{bmatrix}, \quad \text{onde } \mathbf{I}_{xy} = \mathbf{S}_{xy}^* / \mathbf{V}_{xy}^* \quad (2.26)$$

$$\mathbf{i}_\Delta = \begin{bmatrix} \mathbf{i}_A \\ \mathbf{i}_B \\ \mathbf{i}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{i}_{AB} \\ \mathbf{i}_{BC} \\ \mathbf{i}_{CA} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{i}_{CA} \\ \mathbf{i}_{AB} \\ \mathbf{i}_{BC} \end{bmatrix}, \quad \text{onde } \mathbf{i}_{xy} = \mathbf{V}_{xy} / \mathbf{Z}_K \quad (2.27)$$

Onde K assume valores 1, 2 e 3 para as fases AB, BC e CA, respectivamente.

A equação (2.28) apresenta o desenvolvimento da (2.27) em termos das tensões nodais.

$$\mathbf{i}_\Delta = \begin{bmatrix} \mathbf{i}_A \\ \mathbf{i}_B \\ \mathbf{i}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{MA}/\mathbf{Z}_1 - \mathbf{V}_{MB}/\mathbf{Z}_1 \\ \mathbf{V}_{MB}/\mathbf{Z}_2 - \mathbf{V}_{MC}/\mathbf{Z}_2 \\ \mathbf{V}_{MC}/\mathbf{Z}_3 - \mathbf{V}_{MA}/\mathbf{Z}_3 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{MC}/\mathbf{Z}_3 - \mathbf{V}_{MA}/\mathbf{Z}_3 \\ \mathbf{V}_{MA}/\mathbf{Z}_1 - \mathbf{V}_{MB}/\mathbf{Z}_1 \\ \mathbf{V}_{MB}/\mathbf{Z}_2 - \mathbf{V}_{MC}/\mathbf{Z}_2 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{i}_\Delta = \begin{bmatrix} \mathbf{i}_A \\ \mathbf{i}_B \\ \mathbf{i}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\mathbf{Z}_1} + \frac{1}{\mathbf{Z}_3} & -\frac{1}{\mathbf{Z}_1} & -\frac{1}{\mathbf{Z}_3} \\ -\frac{1}{\mathbf{Z}_1} & \frac{1}{\mathbf{Z}_1} + \frac{1}{\mathbf{Z}_2} & -\frac{1}{\mathbf{Z}_2} \\ -\frac{1}{\mathbf{Z}_3} & -\frac{1}{\mathbf{Z}_2} & \frac{1}{\mathbf{Z}_2} + \frac{1}{\mathbf{Z}_3} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{MA} \\ \mathbf{V}_{MB} \\ \mathbf{V}_{MC} \end{bmatrix} = \mathbf{Y}_\Delta \mathbf{V}_M \quad (2.28)$$

A equação de corrente para cargas em Δ é dada, portanto, pela equação (2.29).

$$\mathbf{I}_{MK} + \mathbf{I}_\Delta = -Y_{KM}\mathbf{V}_K + Y_{KM}\mathbf{V}_M + Y_\Delta\mathbf{V}_M \quad (2.29)$$

À equação matricial, dada pela equação (2.25), agrega-se a contribuição de cargas em Δ , destacados em negrito, na equação (2.30). À matriz 3×3 da equação, dá-se o nome de matriz Jacobiana (**Jac**).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_K \\ \mathbf{I}_M \\ \mathbf{V}_{GER} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{KM} + \mathbf{I}_{GER} \\ -\mathbf{I}_{KM} - \mathbf{I}_Y + \mathbf{I}_\Delta \\ \mathbf{V}_{GER} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{KM} & -Y_{KM} & 1 \\ -Y_{KM} & Y_{KM} + Y_Y + Y_\Delta & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{V}_K \\ \mathbf{V}_M \\ \mathbf{I}_{GER} \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

e) Sistema a ser resolvido:

O sistema a ser resolvido iterativamente pelo cálculo de fluxo de carga é dado pela equação (2.31).

$$\Delta f = \mathbf{Jac} \times \Delta x \quad \therefore \quad \Delta x = (\mathbf{Jac})^{-1} \times \Delta f \quad (2.31)$$

Onde:

Δf : vetor independente de resíduos, dado pela diferença entre os valores especificados e os valores calculados, conforme equação (2.32);

\mathbf{Jac} : matriz Jacobiana;

Δx : vetor de atualizações das variáveis de controle, conforme equação (2.33);

$$\Delta f = \begin{bmatrix} I_K^{ESP} \\ I_M^{ESP} \\ V_{GER}^{ESP} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_K^{CALC} \\ I_M^{CALC} \\ V_{GER}^{CALC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 - I_K \\ 0 - I_M \\ \Delta V_{GER} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

$$\Delta x = \begin{bmatrix} \Delta V_K \\ \Delta V_M \\ \Delta I_{GER} \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

Uma vez que a tensão da barra na qual a geração está conectada assume um valor fixo indicado pela alternativa de solução, não podemos atualizar essa tensão, ou seja, queremos que ΔV_K (nesse exemplo literal) seja nulo. Para isso, fazemos $\Delta V_{GER} = 0$ na equação (2.32). Assim, o sistema a ser resolvido é dado pela equação (2.34).

$$\Delta x = (\mathbf{Jac})^{-1} \times \Delta f$$

$$\begin{bmatrix} \Delta V_K \\ \Delta V_M \\ \Delta I_{GER} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} Y_{KM} & -Y_{KM} & 1 \\ -Y_{KM} & Y_{KM} + Y_Y + Y_\Delta & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} I_K \\ I_M \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

Restrições de Valor

A metodologia deve buscar uma alternativa de solução que engloba localização e tamanhos dos bancos de capacitores a serem alocados no sistema, bem como os valores

de ajustes do controle de tensão de fornecimento e eventuais gerações distribuídas presentes no sistema. Os tamanhos dos bancos e os locais de instalação assumem valores discretos específicos, enquanto os valores de ajustes assumem valores contínuos entre limites especificados.

a) Tamanhos dos bancos de capacitores:

Os tamanhos dos bancos de capacitores (monofásicos ou trifásicos) aqui considerados podem assumir apenas um conjunto de valores discretos definidos conforme equação (2.35).

$$\begin{aligned} \text{Valores Discretos para Bancos} \\ = \{25,50,100,150,200,250,300,350,500\} \end{aligned} \quad (2.35)$$

b) Locais de instalação:

Os locais de instalação destes bancos de capacitores também assumem valores discretos, definidos de acordo com a topologia do sistema. Os locais permissíveis para instalação de bancos incluem cada fase de cada barra PQ do sistema, desde que tenha um ramal que o interligue a outros pontos.

Considere, por exemplo, o sistema tutorial de quatro barras da Figura 2.8.

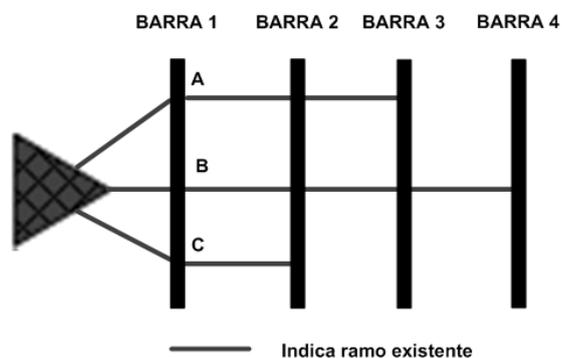


Figura 2.8 – Sistema tutorial de quatro barras

Para o sistema da figura anterior, a barra 1 é uma barra $V\theta$ e, portanto, não é candidata a receber alocação de bancos de capacitores, enquanto as barras 2, 3 e 4, por serem barras PQ, são candidatas à alocação de bancos. Dentre estas, a barra 2 é a única

que possui um ramal trifásico e, assim, será a única barra candidata a receber bancos trifásicos. Em relação aos bancos monofásicos, os locais permissíveis de instalação seriam as três fases da barra 2, as fases A e B da barra 3 e a fase B da barra 4.

Na seção 2.2.1.3, a equação (2.13) utiliza a variável N_L como o número de tensões a serem analisadas, valor este equivalente ao número de locais permissíveis a receber bancos monofásicos. Isso porque existem posições que não estão interligadas por ramais, como o caso da fase C da barra 3 e as fases A e C da barra 4 na Figura 2.8 e, nestas posições, a tensão é nula. Tais posições não são analisadas quanto à conformidade do nível de tensão.

c) Valores de ajuste do controle de tensão:

Em relação aos ajustes de controle da tensão de fornecimento (barra $V\Theta$) e das tensões das gerações distribuídas (barras PV), estes podem assumir valores contínuos entre o limite mínimo de 0,93 pu e o limite máximo de 1,05 pu que definem a faixa adequada de operação para a tensão de atendimento, conforme apresentado na Figura 2.3.

2.2.2.2 Restrições de Canalização

As restrições de canalização no contexto de otimização são os limites inferiores e superiores das variáveis de decisão da função objetivo. Aqui neste trabalho, serão apresentados como restrições de canalização todos os limites superiores definidos para os valores de alguns parâmetros específicos do problema, incluindo as variáveis de decisão, mas não se limitando apenas a elas. Estas restrições representam limites operacionais do sistema e restrições de alocação adicionadas ao PLCC.

Esses limites devem ser respeitados pelas alternativas durante a busca pela solução para que estas sejam consideradas soluções factíveis para o problema. As alternativas que não respeitarem pelo menos uma dos limites definidos a seguir serão consideradas soluções inadequadas e isto impactará em suas avaliações, conforme será detalhado na seção 2.3.2.3.

Limites de Desequilíbrio

Há duas restrições a serem observadas em relação ao desequilíbrio de tensão:

- i. Desequilíbrio Geral: tal como dito ao final da seção 2.2.1.1, somente as alternativas que apresentarem um valor para *Deseq_Geral* menor que o valor inicial, obtido no caso base, serão consideradas soluções factíveis para o problema;
- ii. Desequilíbrio por Barra: segundo (ANEEL - PRODIST, 2015), o valor de desequilíbrio nos barramentos do sistema de distribuição deve ser igual ou inferior a 2%, sendo este valor a referência para o planejamento elétrico em termos de QEE. Sendo assim, as alternativas que possuem algum desequilíbrio em suas barras superior a 2% serão consideradas inadmissíveis.

Níveis de Tensão Crítica

A seção 2.2.1.3 apresentou as considerações referentes à conformidade dos níveis de tensão, na qual as soluções ideais seriam aquelas com níveis de tensões nodais estritamente adequadas. Contudo, devido à possibilidade disso não ser alcançável, permite-se que haja tensões precárias, desde que inserindo a redução da transgressão de tensão a partir do limite inferior de 0,93 pu na FOB do problema, objetivando reduzir (ou anular) o número de ocorrências de tensões precárias no sistema.

Em relação às alternativas que apresentam uma ou mais tensões em nível crítico (tensões superiores a 1,05 pu ou inferiores a 0,90 pu), uma vez que a violação dos limites críticos acarreta em penalidades para a concessionária, estas são consideradas alternativas inadmissíveis para o problema.

Limites de Corrente nos Alimentadores

Os limites de corrente nos alimentadores primários para cada sistema foram definidos a partir do cálculo das correntes que trafegam nos trechos quando analisado o

caso base, escolhendo-se valores superiores à maior corrente apresentada dentre as fases daquele trecho.

Exemplificando, considere que um alimentador trifásico tenha apresentado corrente de 160 A na fase A, 150 A na fase B e 230 A na fase C. O valor de limite de corrente deste alimentador seria definido como 300 A .

Assim, para que a alternativa seja considerada uma solução factível, a alocação indicada pela mesma não deve resultar em uma corrente superior a este limite, sendo o indivíduo considerado uma solução inadmissível na ocorrência disso. Esses valores de limites de corrente não interferem no cálculo de fluxo, sendo somente utilizados ao se conferir o atendimento à restrição em si.

Restrições de Alocação de Reativos

As restrições de alocação de reativos foram incorporadas ao problema para aumentar as possibilidades de investigação para a alocação de bancos, podendo ser ativadas ou não, de acordo com as configurações realizadas pelo usuário. As alternativas que não respeitarem todas as restrições de alocação definidas também serão consideradas soluções inadmissíveis para o problema. Essas restrições englobam:

- i. Quantidade de barras nas quais podem se alocar os bancos.
- ii. Quantidade máxima de bancos monofásicos e trifásicos a alocar no sistema;
- iii. Quantidade máxima de potência reativa (em kvar) a injetar no sistema;

2.2.3 Equacionamento

Apresentados os critérios a serem analisados na função objetivo e as restrições as quais as alternativas de solução estão sujeitas, a equação (2.36) apresenta a formulação matemática do problema de otimização.

$$FOB = \max[F_{DES} + F_{CUSTO} + F_{ErroV}] \quad (2.36)$$

s.a.

- (1) $\sum I_K = 0, \sum I_M = 0$ (equações de carga do fluxo de potência)
- (2) Tamanhos dos Bancos $\in \{\text{conjunto de valores da equação (2.35)}\}$
- (3) Locais Permissíveis $\in \{\text{conjunto de locais obtidos da topologia do sistema}\}$
- (4) $0,93 \leq \text{Ajustes de Controle de Tensão} \leq 1,05$
- (5) $\text{Deseq_Geral} \leq \text{Deseq_Geral}_{BASE}$
- (6) $\text{Desequilíbrio}_X \leq 2\% \quad \forall X \in [1, N], \text{ onde } N \text{ é o número de barras trifásicas}$
- (7) $\text{Erro}_{V_S^X} \neq 1000, \quad \forall X \in [1, N] \text{ e } \forall S \in [1, 2, 3], \text{ onde } N \text{ é o número de barras PQ}$
- (8) $i_{trecho} \leq i_{m\acute{a}x}$
- (9) $\sum \text{Bancos}_{1\phi} \leq \text{Qtde}_{m\acute{a}x}^{1\phi}$
- (10) $\sum \text{Bancos}_{3\phi} \leq \text{Qtde}_{m\acute{a}x}^{3\phi}$
- (11) $\sum \text{Barras}_{\text{com alocação}} \leq \text{Qtde}_{m\acute{a}x}^{\text{Barras a alocar}}$
- (12) $\sum \text{Tamanhos}_{\text{Bancos}} \leq \text{Qtde}_{m\acute{a}x}^{\text{injeção reativa}}$

2.3 Metodologia Proposta

O objetivo básico do problema é indicar uma solução de alocação que englobe os tamanhos dos bancos de capacitores, a localização destes dentre os locais permissíveis e os valores de ajustes do controle de tensão das barras VØ e PV, dada uma condição de carregamento fixo.

Esta seção irá descrever a metodologia proposta de acordo com a seguinte estrutura:

- i. Inicia-se com a explanação acerca da modelagem das variáveis do AG;
- ii. Em seguida, apresentamos o processo de obtenção de uma solução dita factível para o problema, sendo esta a estrutura principal da metodologia;
- iii. Conclui-se com informações referentes às múltiplas execuções para obtenção de um conjunto de soluções factíveis para o problema e os critérios

para que a metodologia indique uma destas soluções como resposta final para o usuário.

2.3.1 Modelagem do AG

A estrutura de modelagem dos indivíduos do AG (alternativas de solução) selecionada para o problema é a representação binária. Ao processo de codificação das variáveis do problema em variáveis binárias para o AG dá-se o nome de genótipo.

Duas abordagens de alocação são consideradas neste trabalho: (i) a alocação por disponibilidade, na qual se busca aproveitar da melhor maneira possível um conjunto de bancos de capacitores disponíveis pela concessionária; e (ii) a alocação completa, que busca indicar quais bancos devem ser adquiridos e alocados, sendo esta abordagem dividida em duas etapas. Para cada uma destas abordagens e etapas, o PLCC é interpretado de uma forma e, assim, as variáveis do AG são representadas e analisadas de formas distintas.

Antes de se iniciar qualquer abordagem de alocação, é necessário realizar uma análise da topologia do sistema, a qual fornece duas informações de entrada importantes: (i) a relação de locais permissíveis a receber alocação de bancos; e (ii) a relação de controles de tensão a serem ajustadas.

Considere, como exemplo tutorial, o sistema de quatro barras apresentado na Figura 2.8. A análise da topologia desse sistema irá fornecer as informações contidas na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Informações obtidas da análise da topologia do sistema tutorial

PARÂMETROS	VALORES
Barras cujas tensões devem ser ajustadas através de controle de tensão	Barra 1
Locais permissíveis para receber bancos trifásicos (barras trifásicas)	Barra 2
Locais permissíveis para receber bancos monofásicos (cada fase interligada por ramais até a geração)	Barra 2 – Fases A, B e C Barra 3 – Fases A e B Barra 4 – Fase B

2.3.1.1 Alocação por Disponibilidade

Para a alocação por disponibilidade, uma informação adicional é necessária: um conjunto de bancos de capacitores disponíveis pela concessionária, a ser informado pelo usuário. Considere, por exemplo, a disponibilidade presente na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Relação de bancos disponíveis pela concessionária (exemplo tutorial)

	TAMANHOS (em kvar)	QUANTIDADE
BANCOS MONOFÁSICOS	50	2
	100	1
BANCOS TRIFÁSICOS	50	2

O PLCC para esta abordagem de alocação consiste em responder às seguintes perguntas:

- 1) *Quais os valores de ajustes de controle das tensões para o sistema?*
- 2) *Em quais posições devo alocar estes bancos? Devo alocar todos?*

Assim, cada indivíduo do AG é constituído por um conjunto de $N1 + N2 + N3$ variáveis, onde $N1$ refere-se aos ajustes de tensão a serem realizados, $N2$ à quantidade de bancos de capacitores monofásicos cujas posições de alocação devem ser obtidas e $N3$ à quantidade de bancos de capacitores trifásicos para o mesmo fim. Para o exemplo tutorial apresentado, a modelagem do indivíduo é dada pela Figura 2.9.

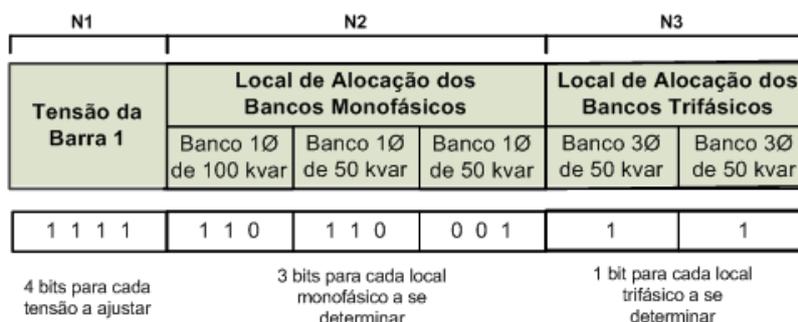


Figura 2.9 – Modelagem do indivíduo do AG para alocação por disponibilidade (exemplo tutorial)

O número de bits para cada tipo de variável binária (ajuste de tensão, locais monofásicos e locais trifásicos) depende da quantidade de valores permissíveis para estas variáveis, conforme equação (2.37).

$$2^{n^{\text{º de bits}}} \geq (\text{Quantidade de valores discretos permissíveis}) \quad (2.37)$$

Conforme descrito na seção 2.2.2.1, os ajustes de controle de tensão poderão assumir valores entre os limites 0,93 pu e 1,05 pu. Considerando um intervalo de discretização de 0,01 pu, é necessário quatro bits para representar todos os valores possíveis. Em relação aos locais de alocação, segundo a análise da topologia apresentada na Tabela 2.2, existem seis locais monofásicos e um local trifásico no sistema tutorial de quatro barras. Adicionando a possibilidade de não alocar os bancos em questão (representado por um local nulo), há sete possibilidades de alocação monofásica e duas possibilidades de alocação trifásica, sendo necessários três e um bits, respectivamente para representa-las. Estes locais são demonstrados na Figura 2.10.

LOCAIS DE INSTALAÇÃO DE BANCOS TRIFÁSICOS		
LOCAL	1	2
BARRA	0	2

LOCAIS DE INSTALAÇÃO DE BANCOS MONOFÁSICOS							
LOCAL	1	2	3	4	5	6	7
BARRA	0	2	2	2	3	3	4
FASE	0	1	2	3	1	2	2

Onde 0 representa a opção "não alocar"

Figura 2.10 – Locais permissíveis de alocação para o exemplo tutorial

2.3.1.2 Alocação Completa – Primeira Etapa

A alocação completa, conforme descrito na seção 2.1, é dividida em duas etapas, sendo a primeira responsável por obter um conjunto inicial de bancos de capacitores a serem adquiridos. Para esta etapa, somente as informações fornecidas pela análise da topologia do sistema são necessárias. Assim, o PLCC para a primeira etapa consiste em responder às seguintes perguntas:

- 1) *Quais os valores de ajustes de controle das tensões para o sistema?*
- 2) *Quais os valores de injeção reativa necessários em cada local monofásico permissível de alocação?*

Cada indivíduo do AG é modelado, portanto, por uma estrutura binária, com $N1 + N2$ variáveis, onde $N1$ refere-se aos ajustes de tensão a serem realizados e $N2$ ao número de locais monofásicos permissíveis. Para o exemplo tutorial cujos dados de topologia são apresentados na Tabela 2.2, a modelagem do indivíduo é dada pela Figura 2.11.



Figura 2.11 - Modelagem do indivíduo do AG para a primeira etapa da alocação completa (exemplo tutorial)

Tal estrutura binária fornece um conjunto de bancos previamente alocados em cada um dos locais monofásicos permissíveis, ou seja, tal configuração permite apenas um banco por local. Caso a injeção reativa de cada fase de uma barra trifásica seja igual, a barra em questão receberá um banco trifásico.

Em relação ao número de bits para as variáveis binárias que representam as injeções reativas em cada local, este valor deve ser tal que englobe a quantidade de tamanhos permissíveis para bancos de capacitores. Os valores discretos definidos para os tamanhos dos bancos são apresentados na equação (2.35). Além destes, deve-se acrescentar um valor nulo que indica que naquela posição não será alocado nenhum banco. Dessa forma, o conjunto de tamanhos permissíveis para bancos é dado na equação (2.38).

$$Tamanhos\ Permissíveis = \{0, 25, 50, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 500\} \quad (2.38)$$

2.3.1.3 Alocação Completa – Segunda Etapa

Da solução de alocação indicada pela primeira etapa, extrai-se uma relação de bancos monofásicos e trifásicos a serem utilizados, tais quais apresentados na Tabela 2.3. Em seguida, procede-se com a segunda etapa da alocação completa, que irá realizar uma análise similar à alocação por disponibilidade, buscando a melhor forma de aproveitar esta relação de bancos, podendo, inclusive, não utilizar todos.

Portanto, a modelagem dos indivíduos do AG para a segunda etapa da alocação completa é idêntica à modelagem apresentada para a alocação por disponibilidade.

A solução fornecida pela primeira etapa da alocação completa já consiste em uma solução factível para o problema de alocação em si, ou seja, atende a todos os critérios de busca do problema de otimização. Contudo, como serão demonstrados no Capítulo 3, os resultados advindos da segunda etapa da alocação completa serão, em geral, melhores que as indicações fornecidas pela etapa anterior, com uma redução de custo mais acentuada e um valor de desequilíbrio próximo.

Um dos motivos disso reside no fato de que, pela modelagem do indivíduo na primeira etapa, apenas um banco pode ser alocado por posição. Dessa forma, as soluções indicadas pela primeira etapa tendem a usar uma maior quantidade de bancos e a distribuição destes pelo sistema podem estar mal otimizada. Por sua vez, a modelagem da segunda etapa permite que as soluções distribuam livremente os bancos de capacitores pelo sistema, combinando os tamanhos quando possível o que reduz a quantidade de bancos a serem adquiridos.

2.3.2 Implementação Computacional

A Figura 2.12 apresenta o fluxograma da metodologia de solução de acordo com a abordagem de alocação que estiver sendo executada.

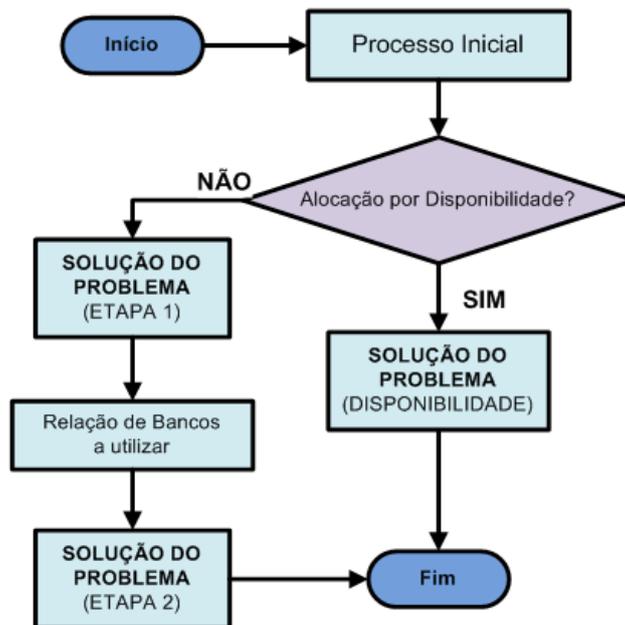


Figura 2.12 – Fluxograma da metodologia de solução de acordo com a abordagem de alocação

O bloco intitulado *Processo Inicial* engloba as definições dos parâmetros necessários à execução do programa, análise da topologia do sistema e análise do caso base, condição na qual os ajustes de controle de tensão do sistema em estudo são configurados em 1 pu e o mesmo não apresenta bancos de capacitores alocados.

Os blocos intitulados *SOLUÇÃO DO PROBLEMA* possuem a mesma estrutura de processos, independente da abordagem de alocação ou etapa que estiver sendo executada. As diferenças estão em alguns pontos específicos, como será apresentado nas seções posteriores.

2.3.2.1 Processo Inicial

O *Processo Inicial* é responsável por inicializar os parâmetros necessários para a execução do programa, analisar a topologia do sistema e analisar o caso base do mesmo, conforme descritos a seguir.

Inicialização de Parâmetros

Os parâmetros necessários à execução podem ser categorizados em:

- i. Parâmetros relacionados à formulação do problema (sistema a ser analisado, tipo de alocação, tamanhos permissíveis para os bancos, pesos para cada critério, constantes diversas e valores para as restrições, tais como quantidade máxima de barras, bancos e injeção reativa);
- ii. Parâmetros genéticos que ditam o comportamento do AG, conforme apresentado na Tabela 2.4;
- iii. Parâmetros iterativos para a busca pela solução, conforme apresentado na Tabela 2.5.

Tabela 2.4 – Parâmetros genéticos

Parâmetros	Valores
Número de Gerações	500
Número de Indivíduos	100
Taxa de Elitismo	2% (no mínimo, um indivíduo)
Taxa de Cruzamento	Interpolação linear entre 60% e 35%
Taxa de Mutação	Interpolação linear entre 0,5% e 1,5%

Tabela 2.5 – Parâmetros Iterativos

Parâmetros	Valores
Número de Execuções	10
Número de AGs em sequência	4
Número máximo de iterações para convergência do fluxo de potência	20

Os parâmetros iterativos serão compreendidos no decorrer do texto.

Análise da Topologia

Conforme descrito na seção 2.3.1, para se modelar o AG é necessário realizar uma análise da topologia do sistema. Essa análise fornece informações acerca da relação de locais permissíveis a receber alocação de bancos e da relação de controles de tensão a serem ajustados, tais quais ilustradas na Tabela 2.2.

Análise do Caso Base

A eficiência das alternativas de solução de alocação indicadas pelo AG é quantificada através de alguns parâmetros de avaliação definidos, tais como o *Desequilíbrio Geral* apresentado na seção 2.2.1.1, níveis de tensão alcançados e valores de corrente nos ramais.

Esses parâmetros são calculados pela ferramenta de cálculo de fluxo de potência trifásico utilizado nesse trabalho e comparados com os valores iniciais obtidos durante a execução desse cálculo de fluxo para o caso base do sistema, condição na qual os ajustes de controle de tensão são configurados em 1 pu e o sistema não apresenta bancos de capacitores alocados.

Ferramenta de Cálculo de Fluxo de Potência

A Figura 2.13 apresenta o fluxograma da ferramenta de cálculo de fluxo de potência trifásico utilizado neste trabalho.

a) Leitura dos Dados:

Os dados necessários para a execução do cálculo de fluxo de potência são fornecidos externamente e internamente ao fluxo. Os dados externos compreendem os ajustes de tensão e configurações de alocação indicados pelo AG, enquanto os dados internos compreendem os dados referentes à topologia do sistema:

- i. Dados de Linha: matriz de impedâncias trifásicas dos ramais, transformadores e chaves normalmente fechadas (os reguladores de tensão e

susceptâncias dos alimentadores não são modelados no problema), comprimento dos ramais e corrente máxima definida para o trecho;

- ii. Dados de Barra: inicialização das tensões de fase complexas para as barras de carga e definição das tensões das barras VØ e PV segundo os ajustes de controle de tensão indicados;
- iii. Dados de Carga: leitura das cargas concentradas, conectadas em Y ou Δ , e das cargas distribuídas (as quais metade das cargas é inserida em cada barra interligada pelo trecho).

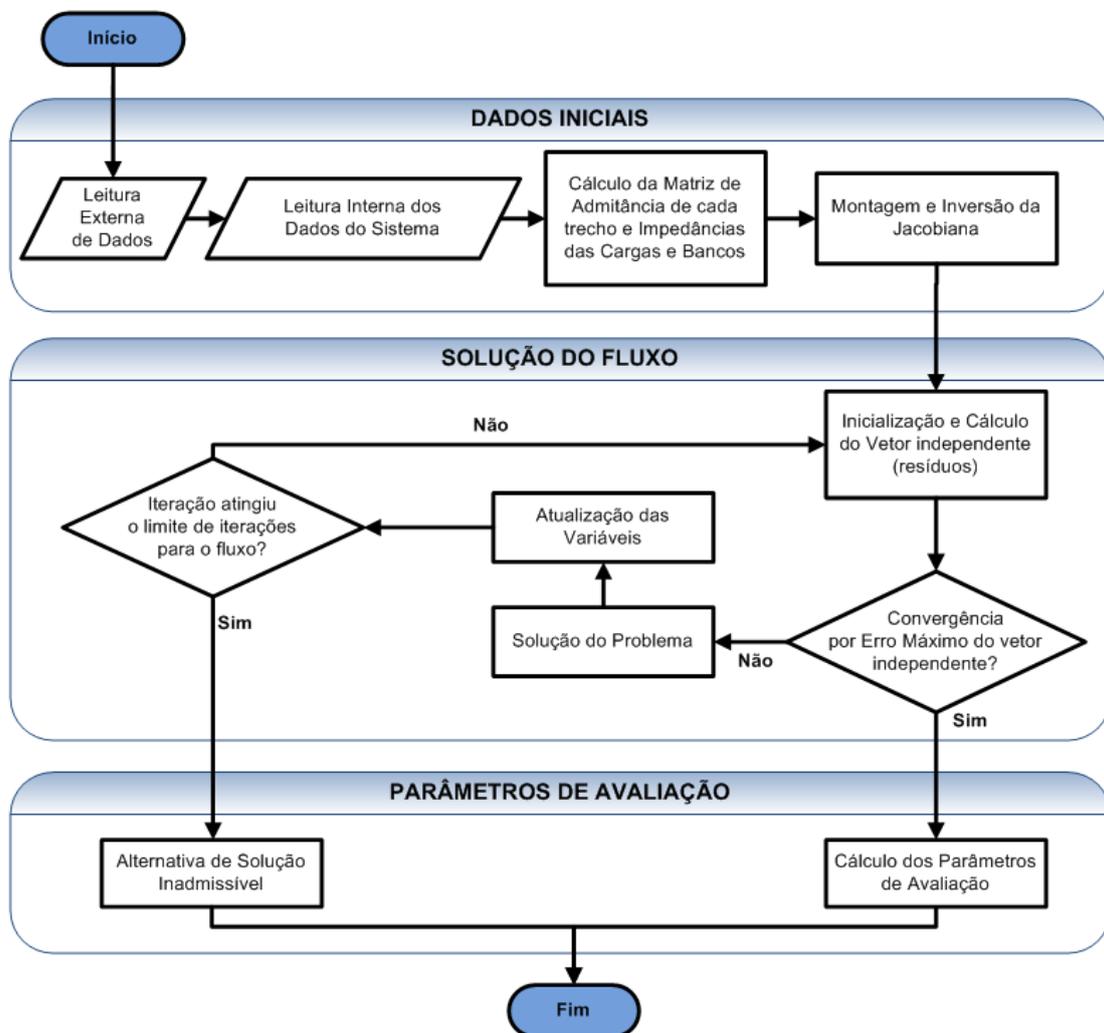


Figura 2.13 – Fluxograma do cálculo de fluxo de potência

b) Montagem da Jacobiana:

Conforme descrito na seção 2.2.2.1, as cargas e bancos de capacitores são aproximados pelos modelos de impedância constante ao introduzirmos as correntes aproximadas, de forma que a matriz jacobiana da equação (2.34) seja constituída de elementos constantes que independem das tensões nodais e da corrente da geração. Dessa forma, a construção e inversão da Jacobiana são realizadas apenas na primeira iteração do processo iterativo de solução do fluxo.

c) Solução do Fluxo:

A solução do fluxo é constituída pelas seguintes etapas:

- i. Inicialização e construção do vetor de resíduos a cada iteração;
- ii. Verificação se o resíduo máximo é inferior à tolerância permitida para convergência do fluxo;
- iii. Solução do sistema da equação (2.34) para obtenção das atualizações das variáveis de controle (tensões nodais e correntes das gerações);
- iv. Atualização das variáveis somando o valor de atualização às mesmas para que seja executada a etapa (i) novamente (caso não tenha atingido o limite máximo de iterações permitidas).

Caso o número de iterações do cálculo de fluxo atinja o limite máximo permitido, a alternativa de solução analisada será considerada inadmissível.

d) Cálculo dos Parâmetros de Avaliação:

Após a execução do cálculo de fluxo de potência, tem-se o estado da rede para uma determinada alocação de bancos (tensões nodais por fase em todas as barras do sistema e corrente em cada trecho), sendo os valores de tensão nos locais isolados do sistema (fases que não estão interligadas por ramais) ajustados para valores nulos.

Com estes dados, procede-se com o cálculo dos parâmetros de avaliação das alternativas de alocação (ou, nesse primeiro momento, da condição base do sistema), descritos a seguir:

- i. Cálculo do Fator de Desequilíbrio: calculam-se os valores de desequilíbrio das barras trifásicas, computando o valor de *Desequilíbrio Geral* alcançado no sistema, conforme equação (2.5);
- ii. Verificação dos Níveis de Tensão: verificar a conformidade dos níveis de tensão alcançados, computando o valor da *Transgressão Total*, conforme equação (2.12);
- iii. Verificação das Correntes: verificar se alguma corrente ultrapassou o limite definido para aquele trecho e, em caso afirmativo, a alternativa de solução será identificada como uma alternativa inadequada. Esse processo não é realizado na análise do caso base.

2.3.2.2 Solução do Problema

Para ambas as abordagens de alocação (e, no caso da alocação completa, para ambas as etapas), o processo de solução do PLCC é baseado no mesmo conjunto de estruturas, com pequenas diferenças pontuais. O bloco *SOLUÇÃO DO PROBLEMA*, apresentado inicialmente na Figura 2.12, possui o seguinte fluxograma da Figura 2.14.

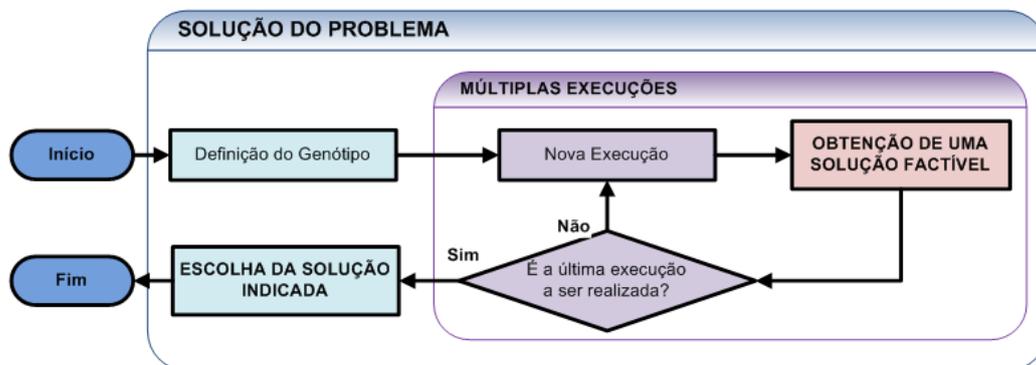


Figura 2.14 – Fluxograma básico da metodologia de obtenção da solução do problema

A primeira diferença pontual referente ao tipo de alocação ou etapa que está sendo executada está no processo de definição do genótipo que, como descrito na seção 2.3.1, é o nome dado à codificação das variáveis do problema em variáveis binárias para a formação dos indivíduos do AG. Conforme apresentado na seção em questão, a modelagem desses indivíduos difere entre a primeira etapa da alocação completa e entre a segunda etapa (sendo que a alocação por disponibilidade possui a mesma modelagem desta última).

Em seguida, realizam-se múltiplas execuções do bloco intitulado *OBTENÇÃO DE UMA SOLUÇÃO FACTÍVEL*. Como o próprio nome já diz, esse bloco é responsável por obter, através do processo evolutivo de um AG, uma solução factível que atenda aos objetivos propostos pela formulação do problema e respeite as restrições impostas.

Uma vez que o AG é uma técnica dependente de fatores estocásticos, os resultados são raramente reproduzíveis e não garantem a obtenção do melhor resultado possível em todas suas execuções (Linden, 2008). Assim, ao ser executada diversas vezes, soluções distintas podem ser encontradas a cada execução. Dado um número de execuções definido pelo usuário, a metodologia irá obter um conjunto de soluções factíveis para o problema e escolher, segundo critérios definidos no bloco *ESCOLHA DA SOLUÇÃO INDICADA*, a solução a ser indicada como resposta final ao usuário. A seguir, estes dois blocos serão detalhados.

2.3.2.3 Obtenção de uma Solução Factível

Várias das estruturas em relação à técnica de Algoritmos Genéticos que serão apresentadas nesta seção foram construídas baseando-se na teoria presente em (Linden, 2008). O fluxograma do processo de obtenção de uma solução factível para o problema é apresentado na Figura 2.15.

População Inicial

Ao conjunto de indivíduos que serão combinados e analisados a cada passo de solução do AG (geração), dá-se o nome de população. A população inicial é gerada através de uma inicialização aleatória, sorteando valores entre 0 e 1 para cada unidade binária do indivíduo. O AG opera sobre esse subconjunto de soluções iniciais sujeitando

os indivíduos aos operadores genéticos e alterando suas estruturas binárias ao longo das gerações, buscando alternativas de solução com melhores avaliações (que atinjam um valor de FOB mais elevado).

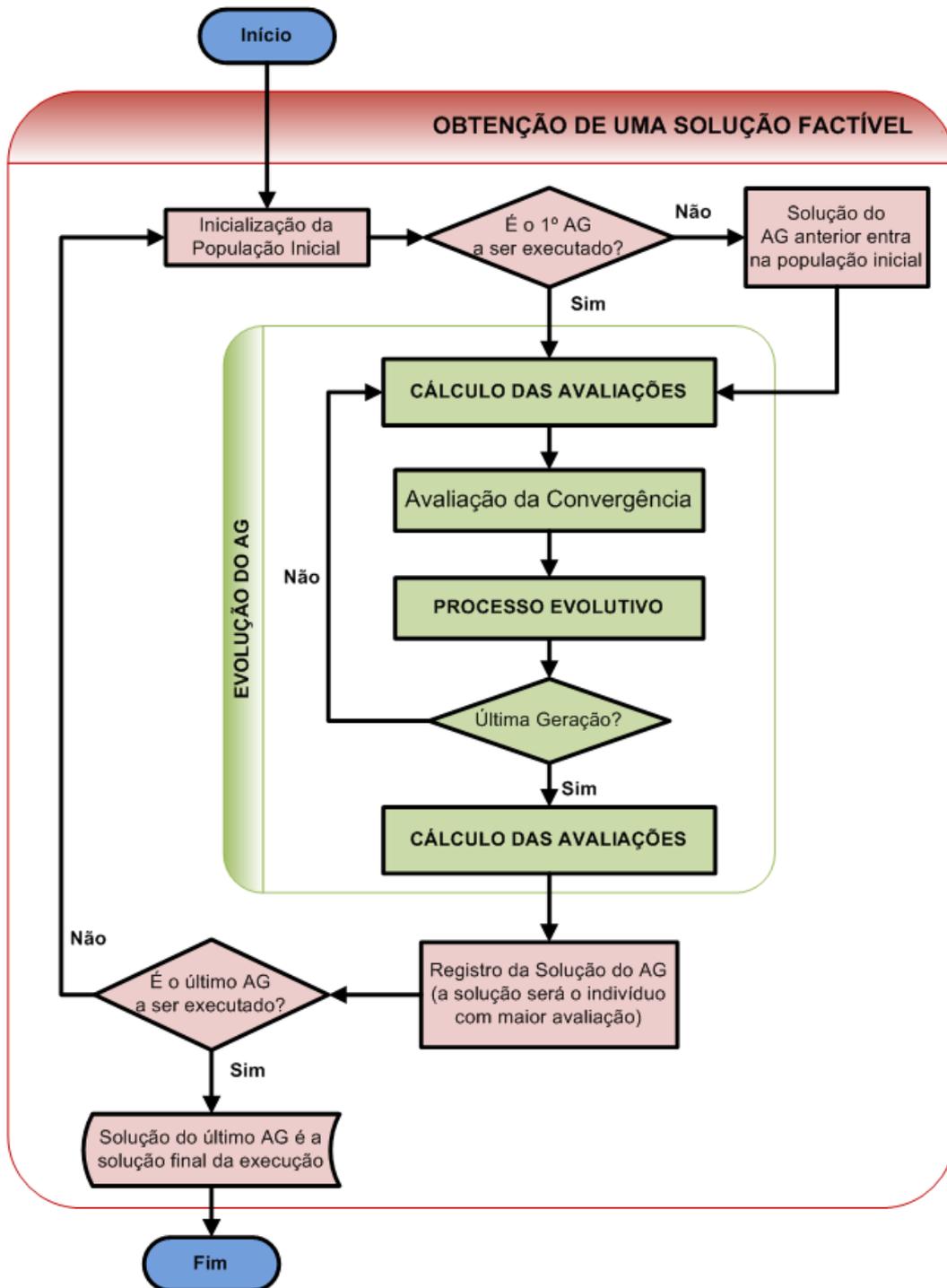


Figura 2.15 – Fluxograma do processo de obtenção de uma solução factível para o problema

Contudo, a eficiência do AG depende da qualidade dos indivíduos presentes na população inicial e, com o objetivo de melhorar a avaliação da resposta de cada execução, utiliza-se uma sequência de quatro AGs (quantidade escolhida de forma empírica após realização de testes), na qual para cada AG subsequente, um indivíduo de sua população inicial é substituído pela solução encontrada pelo AG anterior.

Ao inserir o resultado de um AG que já atende aos requisitos do problema na população inicial de outro AG, o próximo resultado tem a possibilidade de alcançar uma avaliação melhor do que o anterior, pois temos a garantia de que a população inicial já possui um indivíduo com boa estrutura genética para o problema, incorporando ao subespaço de busca uma região que pode apresentar melhores soluções.

Essa sequência de AGs ainda pode ser interpretada da seguinte forma: a cada número de gerações definido para cada AG da sequência, o indivíduo com melhor avaliação é mantido e o restante da população é descartado, sendo inicializado novamente, aumentando a diversidade genética ao longo da execução, o que evita uma convergência prematura.

Um teste comparativo entre a utilização da sequência de quatro AGs e a utilização de um único AG com uma maior quantidade de gerações é apresentado no Apêndice A.

Cálculo das Avaliações

O processo evolutivo da técnica de AG busca obter soluções com melhores avaliações, calculadas a partir da equação (2.39).

$$Avaliação_A = F_{DES_A} + F_{CUSTO_A} + F_{ErroV_A} \quad (2.39)$$

Onde:

F_{DES_A} : função que avalia o indivíduo A em relação ao desequilíbrio de tensão;

F_{CUSTO_A} : função que avalia o indivíduo A em relação ao custo de alocação;

F_{ErroV_A} : função que avalia o indivíduo A em relação à transgressão de tensão.

Contudo, não serão todos os indivíduos que serão avaliados pela equação (2.39). Alguns indivíduos são considerados inadmissíveis ou inadequados, de maneira que

devem ser penalizados em suas avaliações para que a chance de transmitirem suas estruturas binárias para os indivíduos da próxima geração sejam pequenas.

O fluxograma do processo de cálculo das avaliações dos indivíduos da população é apresentado na Figura 2.16.

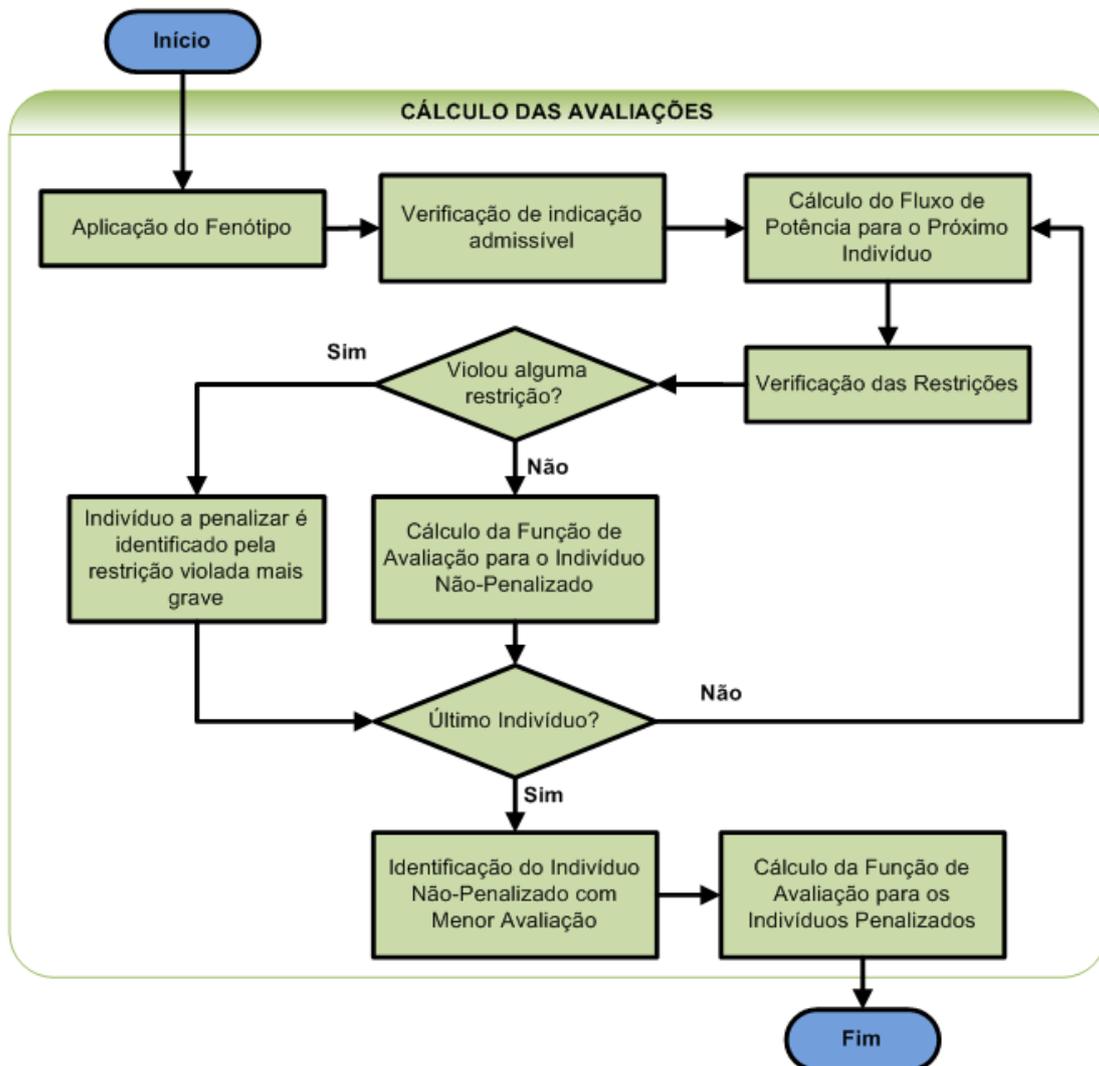


Figura 2.16 – Fluxograma do calculo das avaliações para a população atual

A seguir será descrito cada processo.

a) Aplicação do Fenótipo:

Enquanto o genótipo é o processo que codifica as variáveis reais em variáveis binárias, o fenótipo é a decodificação dos valores binários apresentados pelos indivíduos

em valores reais para as variáveis do problema: ajustes de controle de tensão nas barras VØ e PV; injeção reativa em cada local permissível (no caso de estar sendo executada a primeira etapa da alocação completa); ou locais a se instalar os bancos disponíveis (seja na alocação por disponibilidade ou na segunda etapa da alocação completa).

O fenótipo é composto de uma conversão binária-decimal acrescentando uma unidade no valor decimal correspondente, que indica a posição de um vetor ordenado dos valores permissíveis para cada variável.

Considere que esteja sendo executada uma alocação por disponibilidade para o sistema tutorial de quatro barras apresentado na Figura 2.8 e que o indivíduo analisado possua a estrutura binária da Figura 2.17.

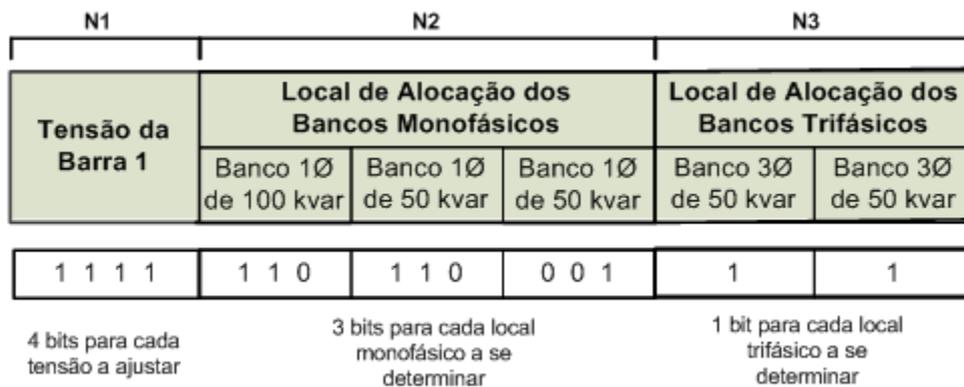


Figura 2.17 – Estrutura binária do indivíduo da alocação por disponibilidade

O conjunto de valores permissíveis para os ajustes de controle de tensão são valores contínuos entre 0,93 pu e 1,05 pu. Para a configuração binária 1111, a tensão da barra 1 seria ajustada em 1,05 pu.

Em relação aos bancos monofásicos e trifásicos, a lista ordenada de locais permissíveis é apresentada na Figura 2.18.

O código binário 110 corresponde ao valor decimal 6 que, ao ser acrescido de uma unidade, indica o local monofásico 7. Pela Figura 2.18, este local refere-se à barra 4, fase B. Portanto, um banco monofásico de 50 kvar e um de banco monofásico de 100 kvar serão alocados nessa posição. De forma análoga, o outro banco monofásico de 50 kvar será alocado na fase A da barra 2 e os dois bancos trifásicos de 50 kvar serão alocados na barra 2.

LOCAIS DE INSTALAÇÃO DE BANCOS TRIFÁSICOS		
LOCAL	1	2
BARRA	0	2

LOCAIS DE INSTALAÇÃO DE BANCOS MONOFÁSICOS							
LOCAL	1	2	3	4	5	6	7
BARRA	0	2	2	2	3	3	4
FASE	0	1	2	3	1	2	2

Onde 0 representa a opção "não alocar"

Figura 2.18 – Locais permissíveis para receber bancos (exemplo tutorial)

Para a alocação completa, o processo é análogo. Durante a primeira etapa, os valores binários irão indicar valores de tamanhos dos bancos de capacitores a serem alocados em cada posição. Para a segunda etapa, o processo é idêntico ao apresentado para a alocação por disponibilidade, porém uma operação de substituição ótima de bancos é acrescentada.

Considere o mesmo exemplo da Figura 2.17, porém agora considerando que esteja sendo executada a segunda parte da alocação completa. A solução de alocação inicial é dada pela Tabela 2.6. O custo desta alocação, conforme exemplificado pela equação (2.9), seria de R\$ 104.470,00.

Tabela 2.6 – Solução inicial de alocação

Bancos monofásicos			Bancos trifásicos	
50 kvar	50 kvar	100 kvar	50 kvar	50 kvar
Barra 2	Barra 4	Barra 4	Barra 2	Barra 2
Fase A	Fase B	Fase B	-	-

Contudo, uma vez que o objetivo da alocação completa é indicar quais bancos de capacitores devem ser adquiridos, a metodologia analisa se é possível substituir a relação de bancos indicada pela primeira etapa por um conjunto mais eficiente em relação ao custo de alocação. Essa substituição é realizada buscando alcançar a injeção reativa total em determinada posição através de uma combinação de bancos de capacitores que apresentem menor custo de aquisição.

Essa substituição ocorre quando, na segunda etapa, as seguintes condições são atingidas:

- (1) Se um indivíduo indica alocar dois ou mais bancos em uma determinada posição do sistema cuja soma de seus tamanhos pode ser obtida através da combinação de uma quantidade menor de outros tamanhos de bancos (o que reduziria o custo de alocação referente à aquisição de menos unidades), assim o será;
- (2) Se o indivíduo indicar três bancos monofásicos de tamanhos iguais em fases distintas de uma mesma barra, estes serão substituídos por um único banco trifásico naquela barra;
- (3) Se em determinada barra for indicado um banco trifásico e em uma de suas fases um banco monofásico, cuja soma na fase em questão puder ser obtido por um único banco monofásico, o conjunto dado pelo banco trifásico e pelo banco monofásico será substituído por três novos bancos monofásicos.

Analisando sequencialmente as condições e aplicando-as na configuração de alocação apresentada na Tabela 2.6, detecta-se que a primeira condição é atingida, pois é possível substituir os dois bancos trifásicos de 50 kvar cada alocados na barra 2 por um único banco trifásico de 100 kvar alocado na mesma posição, uma vez que esse tamanho de banco é permissível, segundo a equação (2.35). Da mesma forma, é possível substituir os dois bancos monofásicos alocados na fase B da barra 4 por um único banco monofásico de 150 kvar.

Assim, a solução de alocação passa a ser dada pela Tabela 2.7 cujo custo de alocação passa a ser R\$ 60.984,00 (uma redução de aproximadamente R\$ 43.500,00).

Tabela 2.7 – Solução de alocação após a primeira condição

Bancos monofásicos		Bancos trifásicos
50 kvar	150 kvar	100 kvar
Barra 2	Barra 4	Barra 2
Fase A	Fase B	-

Ainda é possível perceber que a terceira condição também é atingida por esta nova configuração, pois um banco trifásico de 100 kvar está alocado na barra 2 e, em uma de suas fases, está um banco monofásico de 50 kvar. Se substituirmos essa configuração por três bancos monofásicos, sendo um de 150 kvar na fase A da barra 2 e dois bancos de 100 kvar cada nas fases B e C da barra 2, temos a seguinte configuração apresentada na Tabela 2.8.

Tabela 2.8 – Solução de alocação após a terceira condição

Bancos monofásicos			
150 kvar	100 kvar	100 kvar	150 kvar
Barra 2	Barra 2	Barra 2	Barra 4
Fase A	Fase B	Fase C	Fase B

O custo de alocação dessa solução final é de R\$ 56.510,00, ainda menor que a solução apresentada na Tabela 2.7.

Este processo de substituição ótima de bancos é um dos motivos da segunda parte da alocação completa fornecer resultados melhores em relação ao custo de alocação quando comparado com as soluções obtidas diretamente da primeira etapa da alocação completa. Vale ressaltar que essas substituições por combinações de menor custo são realizadas apenas na tradução do código binário, sem modificar a estrutura binária do indivíduo, preservando assim a diversidade genética da população.

b) Verificação de Indicação Admissível:

Foi dito na seção 2.3.1 que o número de bits para representar cada variável é tal que o número de combinações seja maior que a quantidade de valores permissíveis. Logo, existe a possibilidade da estrutura binária indicar um local inválido. Por exemplo, se um dos bancos monofásicos da Figura 2.17 possuísse código binário 111, este indicaria um local inválido (local 8).

Quaisquer indivíduos que apresentem esse problema são considerados soluções inadmissíveis e devem ser penalizados em suas avaliações, além de que, para estes, não se efetua o cálculo de fluxo de potência. Por este motivo, é inserido na população inicial de cada AG um indivíduo com genes nulos, de forma a garantir que na população haja ao menos um indivíduo que tenha uma sequência binária válida para que o processo evolutivo se inicie.

c) Cálculo do Fluxo de Potência:

O cálculo do fluxo de potência apresentado na seção 2.3.2.1 é executado para cada indivíduo da população que não tenha sido caracterizado como solução inadmissível na etapa anterior, com o objetivo de verificar o efeito no sistema de suas indicações de ajustes de controle de tensão e configurações de alocação. Caso o número de iterações máximo tenha sido atingido, o cálculo de fluxo terá divergido e o indivíduo também será considerado inadmissível.

Para aqueles indivíduos cujo fluxo tenha convergido dentro do limite de iterações, calculam-se os parâmetros de avaliação, conforme apresentado na seção 2.3.2.1, que serão utilizados para se verificar o atendimento às restrições do problema e, em caso de respeitá-las, calcular as avaliações desses indivíduos.

d) Cálculo das avaliações:

Após o cálculo do fluxo de potência para cada indivíduo, é verificado se o mesmo respeita as restrições de canalização do problema, apresentadas na seção 2.2.2.2. Se o indivíduo estiver condizente com todas as restrições, é considerada uma solução factível para o problema e sua avaliação é dada pela equação (2.39).

Contudo, caso alguma das restrições seja violada, este indivíduo será considerado inadequado (ou seja, será uma solução ruim) e identificado pela restrição mais agravante que tenha sido violada, conforme definido na Tabela 2.9.

Tabela 2.9 – Penalizações para os indivíduos inadmissíveis e inadequados

	Identificador do Indivíduo	Penalidade Recebida
Estrutura binária indica valor real impróprio (<i>solução inadmissível</i>)	1	Penalidade de Morte (Avaliação Nula)
Fluxo de potência não convergiu (<i>solução inadmissível</i>)	2	Penalidade de Morte (Avaliação Nula)
Excedeu o limite de 2% de desequilíbrio em alguma barra	3	Penalidade de Morte (Avaliação Nula)
Desequilíbrio geral maior que o caso base	4	40% da Menor Avaliação
Excedeu limites de barras a receber alocação ou injeção reativa máxima	5	40% da Menor Avaliação
Excedeu o limite de corrente nos trechos	6	60% da Menor Avaliação
Excedeu quantidade máxima de bancos de capacitores a alocar	7	60% da Menor Avaliação
Apresentou tensões críticas	8	70% da Menor Avaliação

Uma vez que o AG evolui selecionando os indivíduos com melhores avaliações a cada passo de solução, deve-se garantir que aqueles considerados inadmissíveis ou inadequados recebam uma avaliação menor que as alternativas consideradas factíveis.

Os indivíduos inadmissíveis (cuja estrutura binária indica um valor impróprio ou cujo fluxo de potência não tenha convergido dentro do limite de iterações) recebem avaliação nula. Essa mesma avaliação é atribuída aos indivíduos inadequados que apresentaram algum desequilíbrio por barra superior ao limite de 2%, pois a violação desta restrição é a mais frequente.

Para as demais violações de restrições, suas avaliações são definidas atribuindo-lhes um percentual da menor avaliação dentre os indivíduos factíveis, garantindo que apresentem uma probabilidade menor de serem selecionados durante o processo evolutivo, mas sem serem descartados. Isso é realizado pelo fato da técnica do AG ter a possibilidade de obter soluções com melhores avaliações a partir da combinação de diferentes estruturas binárias, mesmo as que tenham uma baixa avaliação.

Uma vantagem da adoção desse sistema de avaliação é a garantia de se ter avaliações distintas mesmo na situação de nenhum indivíduo da população respeitar todas as restrições. Pelo fato de a população estar em constante evolução durante as gerações, pode haver momentos onde a população consiste apenas de indivíduos inadmissíveis e ruins. Nesses casos, atribuindo uma constante qualquer à variável que assume o valor da menor avaliação, os indivíduos inadequados terão avaliações distintas de acordo com a restrição infringida, o que garante que a população continue evoluindo até se obter um indivíduo que respeite todas as restrições impostas.

Avaliação da Convergência

Durante a evolução do AG, conforme apresentado na Figura 2.15, é realizada uma avaliação da convergência, para verificar se o processo evolutivo está convergindo prematuramente em alguma solução inadmissível ou inadequada.

Caso a melhor avaliação apresentada dentre os indivíduos seja de uma solução inadmissível ou inadequada e esta permaneça constante durante um número definido de gerações, o indivíduo em questão é descartado, a taxa de cruzamento é reduzida para um valor de 10% e a taxa de mutação é elevada para um valor de 70%, buscando inserir na população uma maior diversidade genética para a próxima geração. Após esta nova geração, os valores de cruzamento e mutação retornam a seus valores anteriores.

Processo Evolutivo

O processo evolutivo do AG propriamente dito é apresentado no fluxograma da Figura 2.19, responsável pela evolução da população, ao selecionar os indivíduos mais aptos (com melhores avaliações) na população atual e aplicar os operadores genéticos.

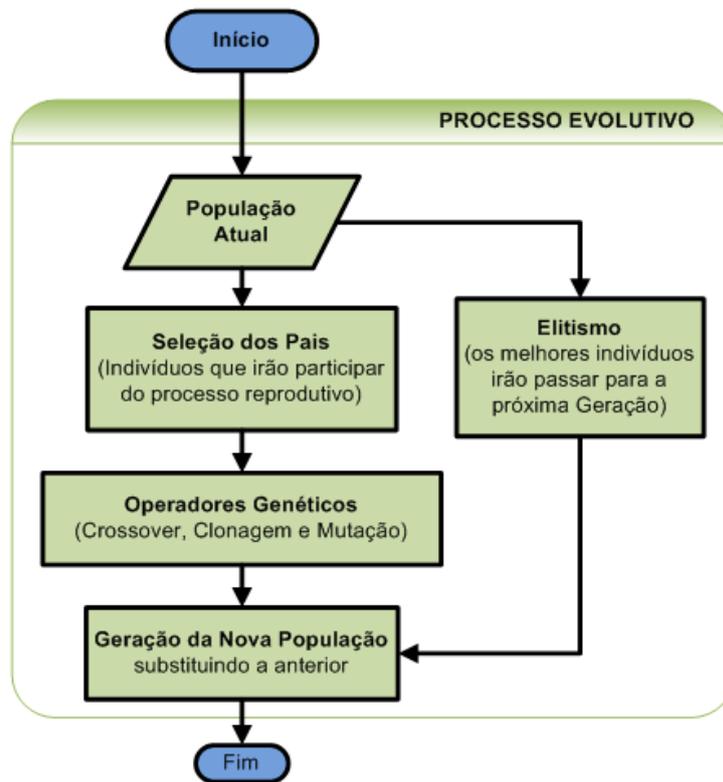


Figura 2.19 – Fluxograma do processo evolutivo do AG

A nova população é gerada a partir de quatro processos realizados sobre a população atual: elitismo, crossover uniforme (cruzamento), clonagem e mutação.

O *elitismo* consiste na seleção direta do indivíduo de melhor avaliação para que este seja inserido na população da próxima geração. Dessa forma garante-se que a avaliação do melhor indivíduo seja uma função crescente em relação ao número de gerações decorridas. De certa forma, a inserção da resposta do AG anterior na população inicial do próximo AG também pode ser considerada uma espécie de elitismo aplicado ao AG completo, de forma que a função de avaliação será crescente durante toda a execução.

Para os demais processos, selecionam-se indivíduos da população atual (*pais*) para gerar novos indivíduos (*filhos*) para a próxima população. O processo de seleção é realizado pela combinação de duas técnicas:

- i. Roleta Viciada: as avaliações de cada indivíduo são somadas e para cada um é alocado uma fatia correspondente ao percentual que sua avaliação possui

dessa soma, sendo esta a probabilidade do indivíduo ser selecionado por um sorteio;

- ii. Seleção por Torneio: Após o sorteio de um determinado número de indivíduos, aqueles com melhores avaliações são escolhidos.

O *crossover uniforme* é um processo de recombinação das estruturas binárias dos pais selecionados através de um esquema binário, que indica de qual dos pais o filho receberá cada *gen* (bit). A *clonagem* é a seleção de apenas um indivíduo e reprodução de sua estrutura binária. Os indivíduos gerados pelo *crossover* ou pela *clonagem* estão sujeitos à *mutação*, na qual cada *gen* possui uma chance de ser alterado (comutando entre 0 e 1).

Essas operações são realizadas de acordo com as taxas de cruzamento e mutação que representam a probabilidade de ocorrência destes (sendo o cruzamento e *clonagem* mutuamente excludentes, ou seja, se um não ocorrer, o outro irá). Estas taxas, apresentadas na Tabela 2.4, foram modeladas por uma interpolação linear ao decorrer das gerações, garantindo maior chance de cruzamento em gerações iniciais para expandir o espaço de busca e maior chance de mutação em gerações finais para impedir convergência prematura por baixa diversidade genética.

Solução Final da Execução

O ciclo que compreende o cálculo da avaliação dos indivíduos e a geração da nova população se repete até que o número de gerações estipulado tenha sido alcançado. Ao final, é necessário reavaliar os indivíduos da nova população e selecionar aquele com maior avaliação (chamado de *indivíduo dominante*) que será o resultado fornecido pelo AG atual. Este indivíduo é inserido na população inicial do AG subsequente da execução ou, no caso de ser o último AG da sequência, será a reposta da execução.

2.3.2.4 Escolha da Solução Indicada

O processo de obtenção de uma solução factível é repetido quantas vezes forem definidas pelo usuário, de forma a obter um conjunto de soluções factíveis a serem comparadas e destas se indicar a solução final daquela alocação ou etapa.

O fluxograma do processo de escolha da solução a ser indicada como resposta final é apresentado na Figura 2.20.

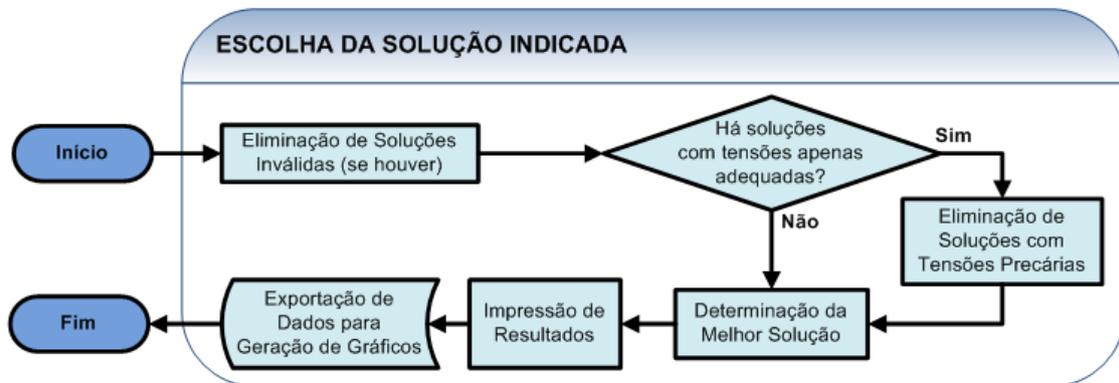


Figura 2.20 – Processo de escolha da solução final

Dentre as soluções encontradas, são eliminadas aquelas que porventura são consideradas soluções inadmissíveis ou inadequadas. Em especial, quando as restrições de alocação (quantidade de bancos, barras e injeção reativa) são muito severas, o processo evolutivo pode convergir em uma solução não factível.

Destas, confere-se a existência de, ao menos, uma solução que tenha apresentado somente tensões adequadas. Em caso afirmativo, todas as soluções que apresentaram alguma tensão precária são descartadas, uma vez que equipamentos como reguladores de tensão não foram modelados no problema.

A seguir, procede-se com a escolha da solução a ser indicada como resposta para o PLCC. Os critérios definidos para esta escolha dependem do tipo de alocação que está sendo executada.

Escolha da Solução para a Alocação por Disponibilidade

Para a alocação por disponibilidade, o objetivo é buscar a melhor forma de se aproveitar a relação de bancos disponíveis. Portanto, a princípio, a solução ideal seria aquela que apresentar o menor desequilíbrio geral alcançado dentre as soluções factíveis. Caso haja mais de uma solução com o valor mínimo de desequilíbrio, a escolha inicial é aquela que apresentar o menor custo dentre estas.

Contudo, existe a possibilidade de haver uma solução com um desequilíbrio um pouco maior, mas que tenha um custo de alocação menor, ao se utilizar uma menor quantidade dos bancos disponíveis. Dessa forma, define-se uma *margem de desequilíbrio* para procurar uma solução que se enquadre nessa possibilidade.

Considere, por exemplo, que três execuções tenham sido realizadas para uma dada alocação por disponibilidade e que os valores de desequilíbrio e custo de alocação sejam dados pela Tabela 2.10.

Tabela 2.10 – Exemplo de escolha da solução a ser indicada para uma alocação por disponibilidade

	Desequilíbrio Geral (%)	Custo de Alocação (R\$)
Solução 1	4,22 %	R\$ 1.500,00
Solução 2	2,58 %	R\$ 2.000,00
Solução 3	2,23 %	R\$ 2.500,00

Inicialmente, a solução 3 seria aquela escolhida como solução do problema, por apresentar o menor desequilíbrio geral dentre as execuções, no valor de 2,23%. Mas se considerarmos uma *margem de desequilíbrio* de 0,5%, a solução escolhida seria aquela que apresentar menor custo, com um desequilíbrio geral de até 2,73%. Nesse caso, a solução 2 é a solução escolhida para o problema.

Escolha da Solução para a Alocação Completa

No caso da alocação completa, como todas as opções satisfazem as condições do problema, o melhor resultado, a princípio, é aquele que apresentar menor custo. Da

mesma forma, caso haja mais de uma solução com o valor mínimo de custo, a escolha inicial é aquela que apresentar menor desequilíbrio geral dentre estas.

Porém, de forma análoga à alocação por disponibilidade, define-se uma *margem de custo* para buscar uma solução que tenha apresentado menor desequilíbrio a um custo um pouco mais elevado. Isso é realizado tanto na primeira quanto na segunda etapa da alocação completa.

Exemplificando, considere que três execuções tenham sido realizadas durante a segunda etapa de uma alocação completa, para os quais os valores de desequilíbrio e custo de alocação sejam dados pela Tabela 2.11.

Tabela 2.11 – Exemplo de escolha da solução a ser indicada para uma alocação completa

	Desequilíbrio Geral (%)	Custo de Alocação (R\$)
Solução 1	6,10 %	R\$ 77.860,00
Solução 2	6,41 %	R\$ 76.255,00
Solução 3	18,51 %	R\$ 81.070,00

A solução 2 seria aquela escolhida como solução do problema por apresentar o menor custo dentre as opções. Porém, se considerarmos uma *margem de custo* de 10%, a solução seria aquela que apresentar menor desequilíbrio com um custo de alocação de até $1,1 \cdot R\$ 76.255,00 = R\$ 83.880,50$. Assim, a solução 1 é escolhida como solução final do problema de alocação completa.

Em relação ao conjunto de soluções a serem comparadas durante a segunda etapa da alocação completa, é inserida a solução dada pela primeira etapa, de forma a garantir que haja, ao menos, uma configuração factível para o problema.

Impressão e Exportação de Resultados

Todas as soluções obtidas pelas múltiplas execuções, bem como a relação de soluções escolhidas são armazenadas em pastas específicas para posterior consulta pelo usuário, através de relatórios impressos no terminal e planilhas com gráficos comparativos.

2.4 Conclusões do Capítulo

Esse capítulo teve como objetivo apresentar a formulação matemática do problema de alocação de bancos de capacitores, além de descrever a modelagem do problema e as etapas do processo de busca pela solução ótima de alocação.

Além da redução de desequilíbrio, que constitui o principal objetivo da formulação refletindo-se na escolha do peso desse parâmetro na avaliação, e da minimização de custos de alocação e transgressão de tensão a partir do limite que define a faixa adequada de tensão, adicionou-se ao problema uma técnica de penalizações diferenciadas de acordo com a restrição violada pelo indivíduo.

Cada etapa do processo de obtenção da solução foi descrito da forma mais detalhada possível, para facilitar a compreensão da metodologia e embasar os resultados obtidos nos estudos de caso a serem demonstrados no próximo capítulo.

Capítulo 3 Resultados

3.1 Introdução

A metodologia proposta neste trabalho foi implementada em MATLAB, na versão 2009, e aplicado nos sistemas de distribuição *IEEE Test Feeders* de 13, 37 e 123 barras, presentes em (IEEE, 2013). As simulações foram executadas em um desktop com processador Intel Core i7-870, 8 MB Cache, 2.93GHz e 8 GB RAM.

Os parâmetros cujos valores serão constantes para todos os estudos de caso aqui apresentados são exibidos na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Parâmetros de valor constante para todos os estudos de caso

Número de Execuções	10
Número de AGs por Execução	4
Tamanho da População	100 indivíduos
Número de Gerações por AG	500 gerações
Taxa de Elitismo	2% (no mínimo, um indivíduo)
Taxa de Cruzamento	Interpolação Linear entre 60% e 35%
Taxa de Mutação	Interpolação Linear entre 0,5% e 1,5%
Número Máximo de Iterações para o Fluxo de Potência	20
Tolerância para o Fluxo de Potência	10^{-6}
Margem de Custo	10% sob o valor de menor custo
Margem de Desequilíbrio	0,5% de variação

Para a modelagem dos sistemas, não são considerados as susceptâncias shunts dos alimentadores nem os reguladores de tensão. Os sistemas foram modelados sem os bancos de capacitores presentes, com o intuito de piorar o perfil de desequilíbrio destes. Desse modo, os valores de tensão alcançados pela execução do cálculo do fluxo de potência sobre os sistemas no caso base, condição na qual as tensões das barras $V\emptyset$ e

PV são ajustadas em 1 pu e não há bancos alocados, diferem dos valores apresentados em (IEEE, 2013).

As soluções de alocação obtidas para cada estudo de caso serão analisadas pelos valores alcançados para o desequilíbrio geral, cujo índice é computado de acordo com a equação (2.5), e pelo custo de alocação na unidade monetária real (R\$). Outras grandezas a serem comparadas são: o número de ocorrências de tensões precárias e críticas, número de ocorrências de barras trifásicas com desequilíbrio superior a 2%, máximo desequilíbrio dentre as barras trifásicas e desequilíbrio médio do sistema, definido como a razão do desequilíbrio geral alcançado pelo número de barras trifásicas do sistema.

Para cada sistema analisado, será realizado um estudo de caso relativo à alocação por disponibilidade, na qual a mesma relação de bancos disponíveis pela concessionária será utilizada para os três sistemas e um estudo de caso relativo à alocação completa. Para o sistema de 13 barras será realizado um estudo adicional de alocação completa, com restrições mais severas quanto à quantidade de injeção reativa e bancos a alocar, de forma a verificar como a metodologia se comporta. Os estudos de caso para o sistema IEEE 13 Barras serão apresentados com maior nível de detalhamento, para ilustrar algumas das características apresentadas no Capítulo 2.

Quando for necessário se referir à etapa K do estudo de caso J nas legendas e títulos de tabelas, será utilizada a nomenclatura Estudo J – Etapa K.

3.2 Sistema IEEE Test Feeder 13 Barras

A topologia do sistema *IEEE Test Feeder* de 13 barras é apresentada na Figura 3.1, juntamente com a relação dos 29 locais permissíveis a receber alocação de bancos (posições com valores unitários), informação esta obtida pela análise da topologia, conforme descrito na seção 2.3.1.

Este sistema é um bom exemplo de sistema de distribuição desequilibrado, ao apresentar, além das cargas desbalanceadas, cinco ramais trifásicos, três ramais bifásicos e dois monofásicos, além de uma chave normalmente fechada e um transformador trifásico.

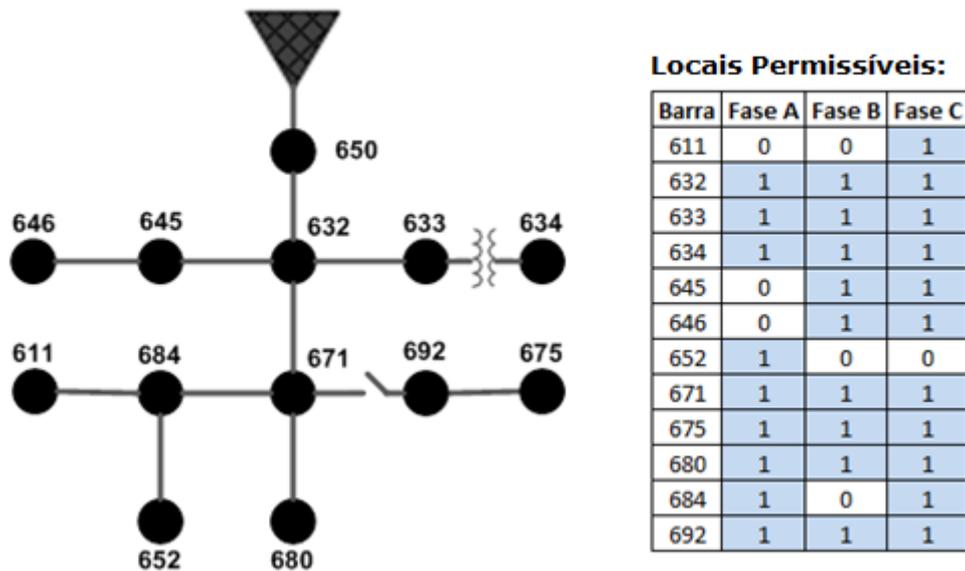


Figura 3.1 – Topologia do sistema *IEEE Test Feeder 13 Barras*

Além da relação de locais permissíveis a receber bancos, a análise da topologia indica a relação de controles de tensão a serem ajustadas. Para o sistema em questão, somente a tensão de fornecimento da barra 650 deverá ser ajustada pela metodologia. As informações completas obtidas pela topologia são apresentadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Análise da topologia do sistema *IEEE 13 Barras*

PARÂMETROS	VALORES
Barras cujas tensões devem ser ajustadas através de controle de tensão	650
Locais permissíveis para receber bancos trifásicos (barras trifásicas)	632, 633, 634, 671, 675, 680, 692
Locais permissíveis para receber bancos monofásicos	Cada fase das barras trifásicas Barra 611 – Fase C Barras 645 e 646 – Fases B e C Barra 652 – Fase A Barra 684 – Fases A e C

Quando analisado o caso base, condição onde a tensão da barra 650 é ajustada em 1 pu e não há bancos de capacitores alocados, tem-se o seguinte cenário de estudo apresentado na Tabela 3.3 e ilustrado na Figura 3.2 e na Figura 3.3.

Tabela 3.3 – Caso base do IEEE 13 barras

Desequilíbrio Geral	14,73 %
Desequilíbrio Médio do Sistema	2,10 %
Barras com Desequilíbrio > 2%	4 ocorrências
Máximo Desequilíbrio entre as Barras	2,85 % na barra 675
Tensões Nodais Precárias	6 ocorrências
Tensões Nodais Críticas	7 ocorrências

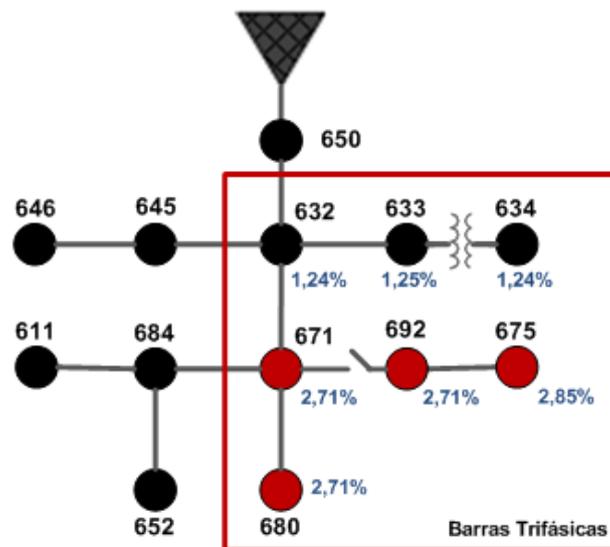


Figura 3.2 – Valores de desequilíbrio presentes no caso base do IEEE 13 Barras

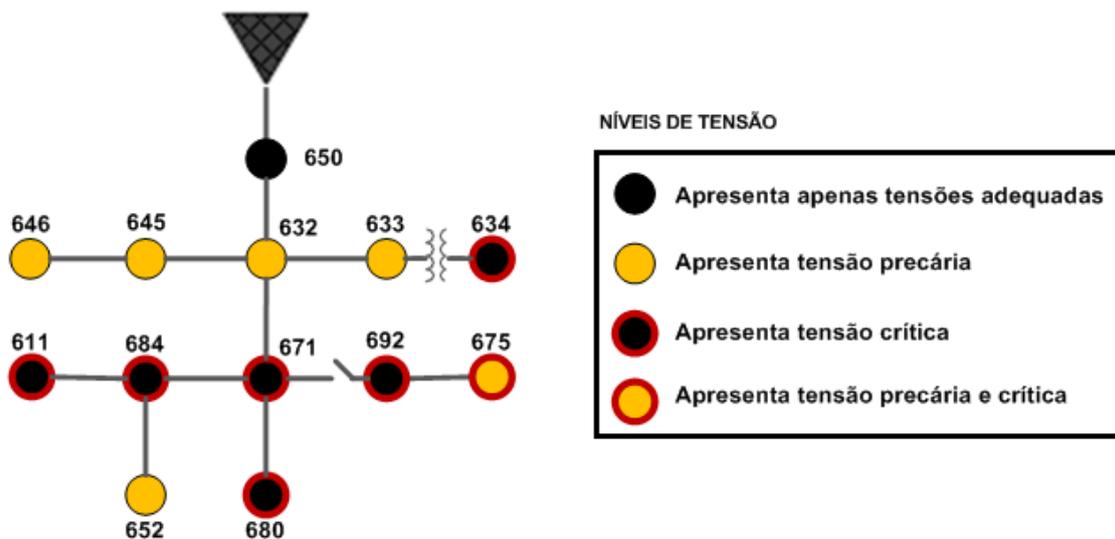


Figura 3.3 – Ocorrências de tensão precária e crítica no caso base do IEEE 13 Barras

Uma das restrições do problema de alocação é o limite de corrente nos alimentadores primários. Conforme descrito na seção 2.2.2.2, esses limites foram definidos a partir do cálculo das correntes que trafegam nos trechos quando analisado o caso base, escolhendo-se valores superiores à maior corrente apresentada dentre as fases de cada trecho.

Por exemplo, o ramo trifásico entre as barras 632 e 671 apresentaram correntes de 504 A na fase A, 243 A na fase B e 633 A na fase C, ao se calcular o fluxo de potência para o sistema no caso base. Dessa forma, define-se para este ramo um limite máximo de 700 A. O valor mínimo para o limite máximo foi definido em 200 A, escolhido após alguns testes de alocação. Os valores dos limites definidos para cada trecho, para o sistema IEEE 13 Barras são apresentados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Definição dos limites de corrente para o IEEE 13 barras

Trecho		Corrente Máxima dentre as fases (A)	Limite Definido (A)
DE	PARA		
632	645	207	300
632	633	87	200
632	671	633	700
633	634	87	200
645	646	116	200
650	632	733	800
671	684	94	200
671	680	0	200
671	692	290	300
684	611	94	200
684	652	69	200
692	675	234	300

Para o sistema *IEEE Test Feeder* 13 Barras serão analisados três estudos de caso:

- Estudo de Caso 1 – Alocação por Disponibilidade;
- Estudo de Caso 2 – Alocação Completa;
- Estudo de Caso 3 – Alocação Completa com restrições mais severas.

3.2.1 Estudo de Caso 1 – Alocação por Disponibilidade

A alocação por disponibilidade tem como objetivo buscar a melhor forma de se aproveitar um conjunto de bancos disponíveis pela concessionária, indicando quais destes devem ser utilizados e em quais locais alocar. Para os estudos de alocação por disponibilidade, considere as seguintes relações de bancos apresentadas na Tabela 3.5 e Tabela 3.6.

Tabela 3.5 – Bancos monofásicos disponíveis para os estudos de alocação por disponibilidade

BANCOS MONOFÁSICOS					
Tamanho (kvar)	25	50	100	300	350
Quantidade	3	2	2	2	2

Tabela 3.6 – Bancos trifásicos disponíveis para os estudos de alocação por disponibilidade

BANCOS TRIFÁSICOS			
Tamanho (kvar)	25	50	250
Quantidade	1	1	1

Para esta modalidade de alocação, as seguintes características se aplicam:

- O custo de alocação é dado apenas pela parcela referente ao custo de instalação e manutenção de bancos monofásicos e trifásicos, apresentado pela equação (2.8). Logo, as alternativas de solução para alocação por disponibilidade apresentarão valores muito pequenos e não devem ser

comparados às soluções para os estudos de alocação completa, onde o custo de aquisição também é considerado;

- As restrições de quantidade de bancos monofásicos e trifásicos a utilizar não são aplicáveis a esta modalidade;
- Caso o conjunto de bancos disponíveis não seja suficiente para atender a todos os critérios e respeitar todas as restrições, a metodologia não indicará nenhum resultado;

A alocação por disponibilidade, conforme apresentado no fluxograma da Figura 2.12, apresenta uma etapa única de solução. Para este estudo de caso, cada indivíduo do AG é modelado por uma estrutura binária, conforme modelo da Figura 3.4.

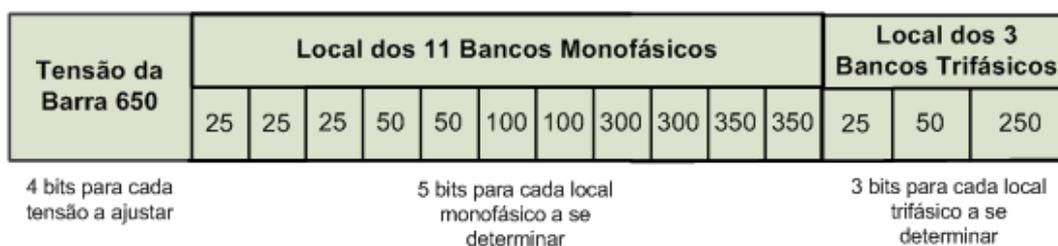


Figura 3.4 – Modelagem dos indivíduos do AG (Estudo 1)

Foram realizadas dez execuções de forma a se obter um conjunto de soluções factíveis a serem comparadas e destas se escolher a solução a ser indicada ao usuário. Todas as dez soluções obtidas foram factíveis para o problema, respeitando todas as restrições e apresentando tensões estritamente adequadas.

Os valores de desequilíbrio geral alcançados variaram entre 1,78% e 3,96%, com custos de alocação entre R\$ 3.500,00 e R\$ 5.700,00, conforme apresentado na Figura 3.5.

'PARÂMETROS'	'MÍNIMO'	'MÁXIMO'	'MÉDIA'	'COEF VAR(%) *'
'Custo (R\$)'	[3500]	[5700]	[4620]	[15.2985]
'Deseq_Geral (%)'	[1.7848]	[3.9551]	[2.7238]	[25.9073]

* Coeficiente de Variação

Figura 3.5 – Parâmetros estatísticos de custo e desequilíbrio (Estudo 1)

A Tabela 3.7 apresenta as dez soluções, em ordem decrescente de desequilíbrio geral alcançado.

Tabela 3.7 – Soluções obtidas (Estudo 1)

Execução	Desequilíbrio Geral (%)	Custo de Alocação (R\$)
7	3,96	R\$ 3.700,00
1	3,52	R\$ 4.700,00
5	3,11	R\$ 5.700,00
6	3,07	R\$ 4.500,00
8	2,75	R\$ 4.700,00
10	2,75	R\$ 3.500,00
2	2,13	R\$ 5.200,00
3	2,12	R\$ 5.200,00
9	2,04	R\$ 4.000,00
4	1,78	R\$ 5.000,00

Conforme descrito na seção 2.3.2.4, a solução inicial seria aquela que apresentasse o menor desequilíbrio alcançado. Essa solução de menor desequilíbrio é dada pela 4ª execução, apresentando um desequilíbrio geral de 1,78%, com um custo de alocação de R\$ 5.000,00, ao se utilizar dez dos onze bancos monofásicos disponíveis e nenhum banco trifásico.

Contudo, considerando a margem de desequilíbrio de 0,5% definida, a solução a ser indicada para o usuário é aquela que apresentar o menor custo de alocação, com um desequilíbrio geral de até 2,28%. Assim, a solução a ser indicada para o usuário como resposta do estudo de caso 1 é a solução dada pela 9ª execução, que apresentou um desequilíbrio geral de 2,04% com um custo de alocação de R\$ 4.000,00.

Tal solução indica ajustar a tensão da barra 650 em 1,02 pu e alocar apenas oito bancos monofásicos, totalizando 1300 kvar de injeção reativa no sistema, conforme configuração apresentada na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Bancos monofásicos alocados (Estudo 1)

BANCO (kvar)	25	25	50	100	100	300	350	350
BARRA	675	680	675	652	675	684	671	675
FASE	A	A	A	A	A	C	C	A

A Figura 3.6 ilustra a configuração realizada na topologia do sistema IEEE 13 Barras mediante a indicação da solução em questão. Perceba que os valores de desequilíbrio, quando comparados com os valores apresentados na Figura 3.2, foram reduzidos, respeitando o limite de 2% de desequilíbrio máximo por barra trifásica.

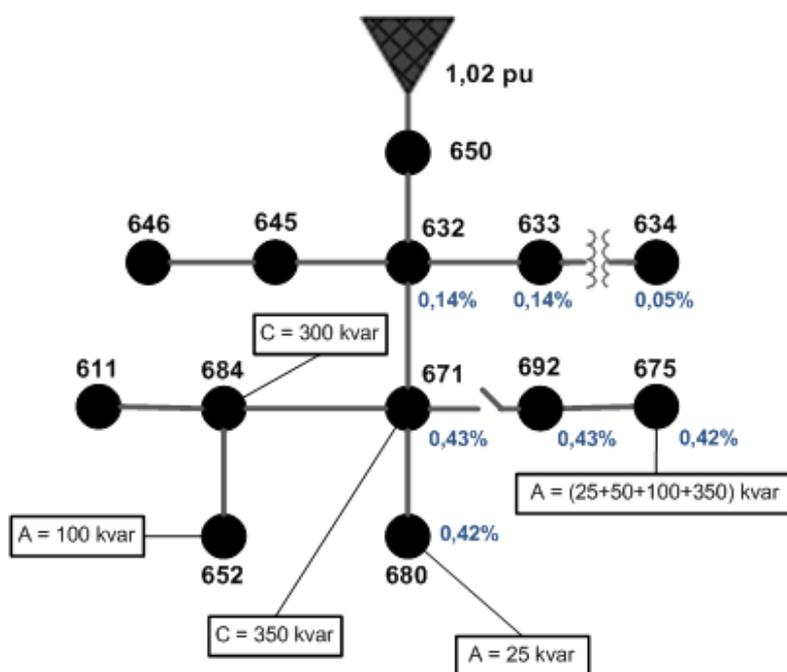


Figura 3.6 – Configuração da solução indicada (Estudo 1)

A Tabela 3.9 apresenta os parâmetros alcançados no sistema com a configuração indicada, em comparação aos valores presentes no caso base.

Os níveis de tensão alcançados após a alocação dos bancos nas posições indicadas são ilustrados na Figura 3.7, enquanto o perfil de desequilíbrio é apresentado na Figura 3.8.

Tabela 3.9 – Comparação com o caso base (Estudo 1)

	ESTUDO DE CASO 1	CASO BASE
Desequilíbrio Geral	2,04 %	14,73 %
Desequilíbrio Médio	0,29 %	2,10 %
Barras com Desequilíbrio > 2%	Nenhuma	4 ocorrências
Máximo Desequilíbrio	0,43 % na barra 671	2,85 % na barra 675
Tensões Precárias	Nenhuma	6 ocorrências
Tensões Críticas	Nenhuma	7 ocorrências
Custo de alocação	R\$ 4.000,00	

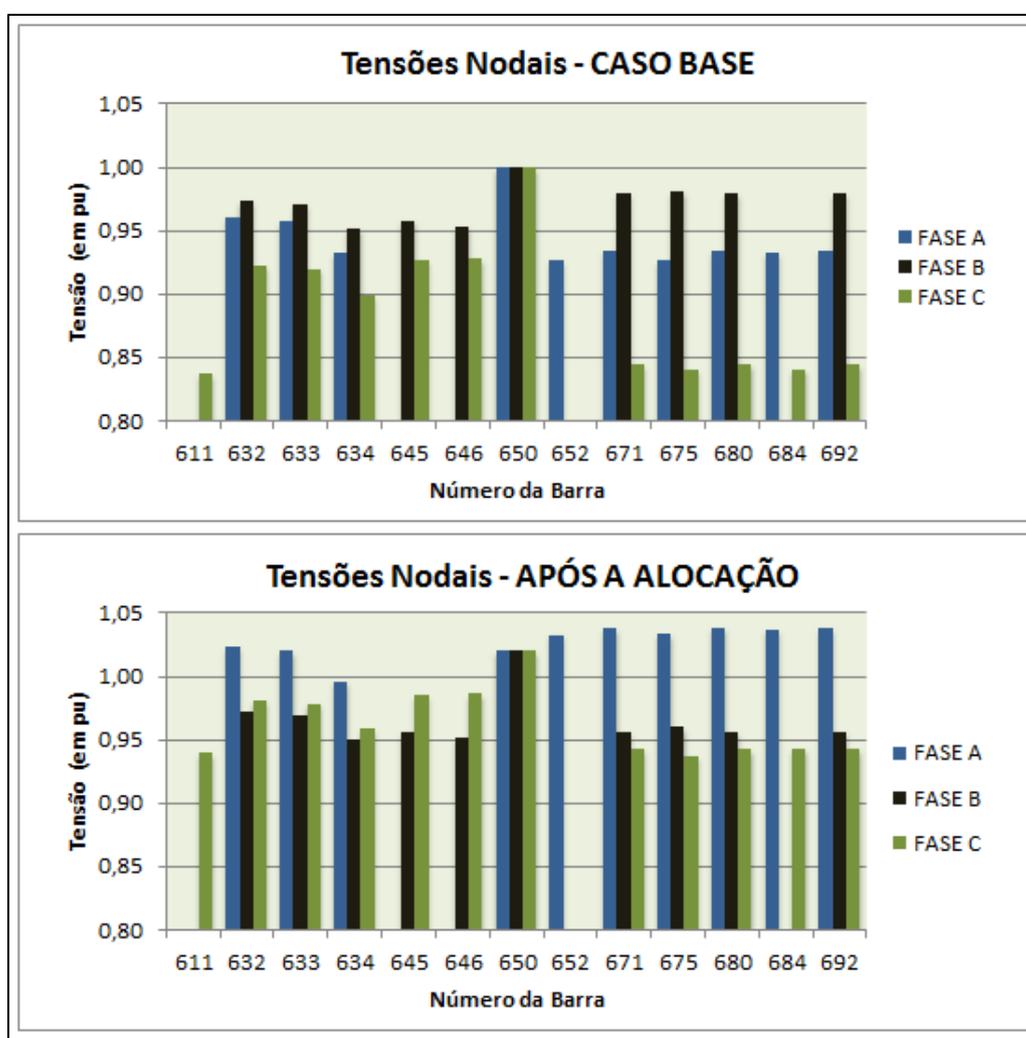


Figura 3.7 – Tensões nodais antes e após alocação (Estudo 1)

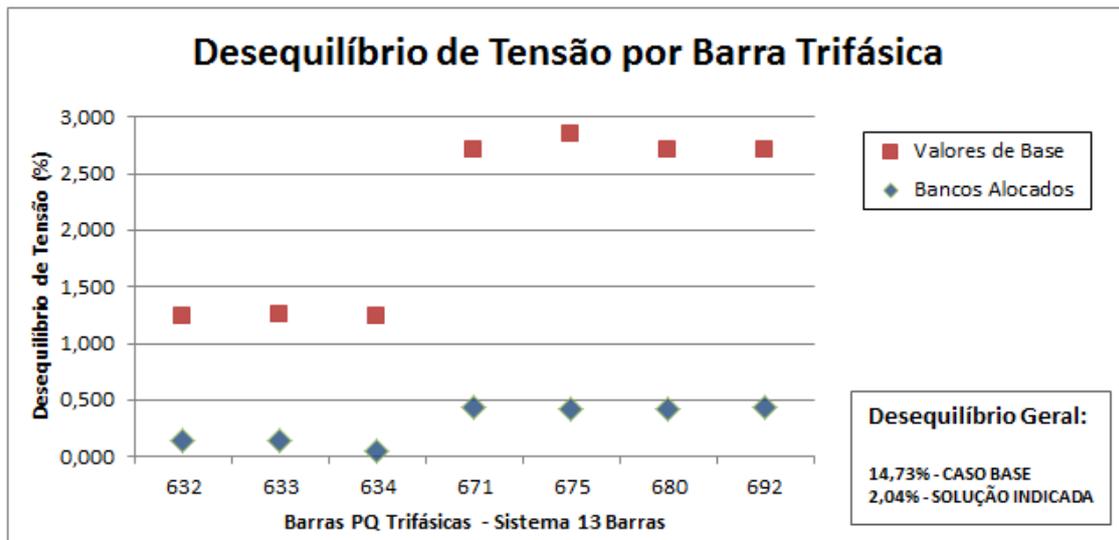


Figura 3.8 – Perfil de desequilíbrio alcançado (Estudo 1)

3.2.2 Estudo de Caso 2 – Alocação Completa

A alocação completa busca determinar quais bancos devem ser adquiridos e em quais posições alocar. Dessa forma, se comparado com a alocação por disponibilidade, o custo de alocação será maior, pois estará sendo incluso o custo de aquisição dos bancos de capacitores, conforme equação (2.7). De acordo com o fluxograma da Figura 2.12, o processo de solução da alocação completa é realizado em duas etapas.

Estudo de Caso 2 – Etapa 1

A primeira etapa irá buscar indicar um conjunto inicial de bancos a serem utilizados, determinando as injeções reativas em cada local permissível. Portanto, para o sistema IEEE 13 Barras, os indivíduos do AG serão modelados conforme estrutura apresentada na Figura 3.9.

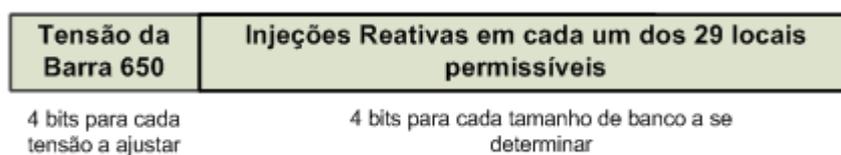


Figura 3.9 - Modelagem dos indivíduos do AG (Estudo 2 – Etapa 1)

As dez execuções realizadas para a primeira etapa resultaram em soluções factíveis, as quais apresentam apenas tensões adequadas, com desequilíbrio geral entre 1,50% e 3,11% e custos de alocação entre R\$ 67.210,00 e R\$ 175.465,00. A Figura 3.10 apresenta uma comparação desses parâmetros entre as soluções obtidas.

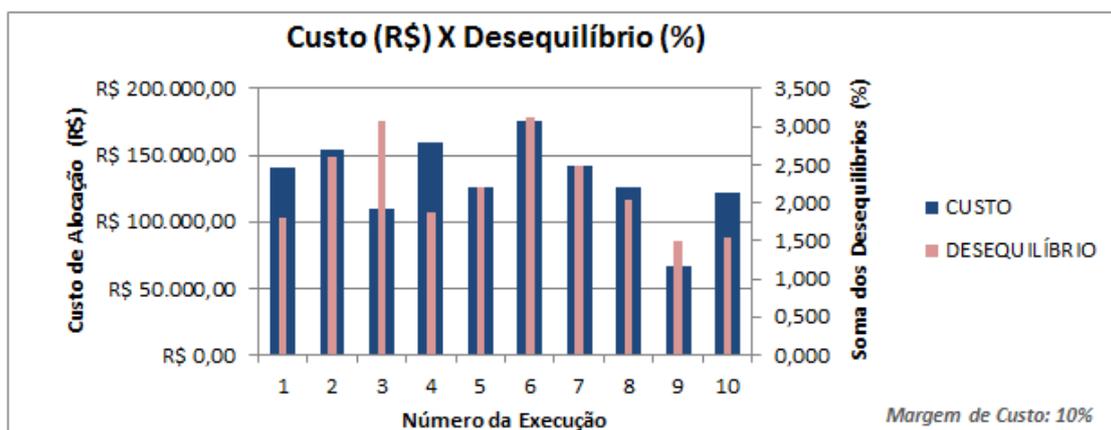


Figura 3.10 – Comparação custo-desequilíbrio (Estudo 2 – Etapa 1)

Tal como descrito na seção 2.3.2.4, para a alocação completa a solução inicialmente escolhida seria aquela que apresentasse o menor custo de alocação. Podemos perceber pela Figura 3.10 que a solução dada pela nona execução apresentou os menores valores de custo de alocação e de desequilíbrio geral, sendo, portanto, escolhida como a solução a ser indicada para a primeira etapa da alocação completa.

Essa solução indica ajustar a tensão da barra 650 em 1,02 pu e adquirir apenas quatro bancos monofásicos: um banco de 200 kvar, um de 300 kvar e dois de 500 kvar, alocados conforme se segue na Tabela 3.10.

Tabela 3.10 – Bancos monofásicos alocados (Estudo 2 – Etapa 1)

BANCO (kvar)	200	300	500	500
BARRA	671	632	611	675
FASE	A	C	C	A

Apesar de ser uma solução factível para o problema de alocação completa, não se pode afirmar que essa solução seja a melhor opção de alocação. Por exemplo, percebe-se pela Figura 3.10 que a sexta execução apresentou os maiores valores de custo de

alocação e de desequilíbrio geral. Isso indica que a utilização de uma maior quantidade de bancos não significa necessariamente uma redução maior no desequilíbrio, pois estes bancos podem estar mal distribuídos pelo sistema. Esse é o motivo de se proceder com a segunda etapa da alocação completa, que busca otimizar o aproveitamento dos bancos obtidos pela primeira etapa buscando resultados melhores.

Estudo de Caso 2 – Etapa 2

A segunda etapa da alocação completa irá utilizar a relação de bancos indicados pela primeira etapa, buscando, tal qual na alocação por disponibilidade, os melhores locais para instalação destes. Os indivíduos da segunda etapa para este estudo de caso apresentam a modelagem dada pela estrutura binária da Figura 3.11.

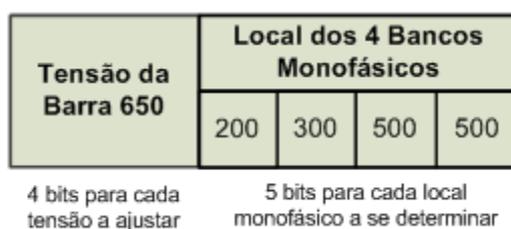


Figura 3.11 - Modelagem dos indivíduos do AG (Estudo 2 – Etapa 2)

Todas as dez execuções realizadas para a segunda etapa obtiveram soluções factíveis para o problema, com valores de desequilíbrio geral entre 2,68% e 6,71% e custos de alocação entre R\$ 36.280,00 e R\$ 67.210,00. Estas soluções são apresentadas na Tabela 3.11, por ordem decrescente de custo de alocação, sendo que a execução identificada pelo número zero refere-se à solução fornecida pela primeira etapa, que também consta como uma candidata à solução final da alocação completa.

As soluções apresentaram valores de desequilíbrio geral maiores que o valor encontrado na solução inicialmente indicada pela primeira etapa, porém algumas destas atingiram custos de alocação menores.

Conforme descrito na seção 2.3.2.4, uma vez que todas as soluções atendem aos requisitos do problema, a solução que seria escolhida, a princípio, é aquela que apresentasse o menor custo de alocação para a concessionária, com a aquisição de um menor número de bancos. Como três soluções alcançaram o valor mínimo de custo, a

escolha inicial é aquela que apresentou menor desequilíbrio dentre estas, ou seja, a terceira execução.

Tabela 3.11 – Soluções obtidas (Estudo 2 – Etapa 2)

Execução	Desequilíbrio Geral (%)	Custo de Alocação (R\$)
4	6,71	R\$ 67.210,00
1	4,60	R\$ 67.210,00
7	3,10	R\$ 67.210,00
2	2,68	R\$ 67.210,00
0	1,50	R\$ 67.210,00
8	3,38	R\$ 51.210,00
9	3,32	R\$ 51.210,00
5	3,45	R\$ 49.070,00
10	3,69	R\$ 36.280,00
6	3,54	R\$ 36.280,00
3	3,43	R\$ 36.280,00

Como não existe solução que tenha um desequilíbrio menor que 3,43% com custo de alocação de até 10% a mais que o valor mínimo encontrado (até R\$ 39.908,00), a solução escolhida para a segunda etapa e, assim, para o estudo de caso em si, é a terceira execução.

Essa terceira execução indica ajustar a tensão da barra 650 em 1,05 pu e descartar os bancos monofásicos de 200 kvar e de 300 kvar, utilizando apenas os dois bancos monofásicos de 500 kvar, segundo a configuração de alocação da Tabela 3.12, onde o símbolo ‘-’ indica “*não utilizar*”.

Tabela 3.12 – Bancos monofásicos alocados (Estudo 2 – Etapa 2)

BANCO (kvar)	200	300	500	500
BARRA	-	-	675	692
FASE	-	-	A	C

A Figura 3.12 ilustra a alocação dos bancos na topologia do sistema IEEE 13 Barras, evidenciando os valores de desequilíbrio alcançados pelas barras trifásicas.

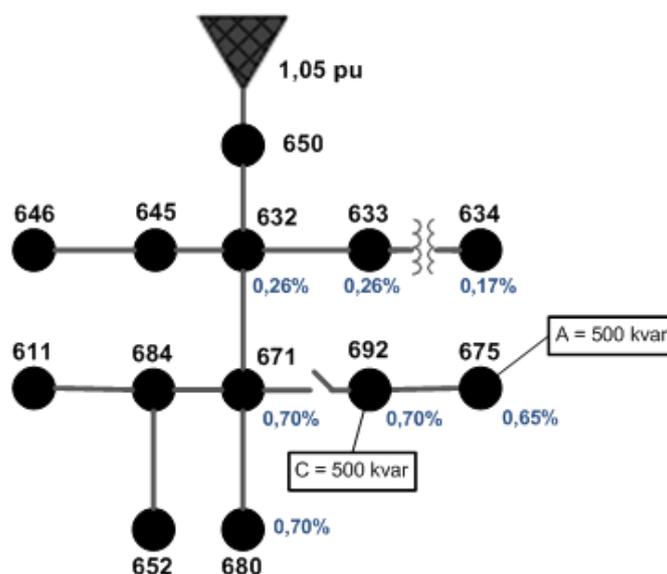


Figura 3.12 - Configuração da solução indicada (Estudo 2 – Etapa 2)

A Tabela 3.13 apresenta os parâmetros alcançados no sistema com a configuração indicada, em comparação aos valores presentes no caso base e aos valores que seriam alcançados com a solução dada pela primeira etapa.

Tabela 3.13 – Comparação com o caso base (Estudo 2 – Etapa 2)

	CASO BASE	ETAPA 1	ETAPA 2
Desequilíbrio Geral	14,73 %	1,50 %	3,43 %
Desequilíbrio Médio	2,10 %	0,21 %	0,49 %
Barras com Desequilíbrio > 2%	4 ocorrências	Nenhuma	Nenhuma
Máximo Desequilíbrio	2,85 % na barra 675	0,27 % na barra 671	0,70 % na barra 671
Tensões Precárias	6 ocorrências	Nenhuma	Nenhuma
Tensões Críticas	7 ocorrências	Nenhuma	Nenhuma
Custo de alocação	-	R\$ 67.210,00	R\$ 36.280,00

O perfil de desequilíbrio alcançado pela solução da alocação completa é apresentado na Figura 3.13.

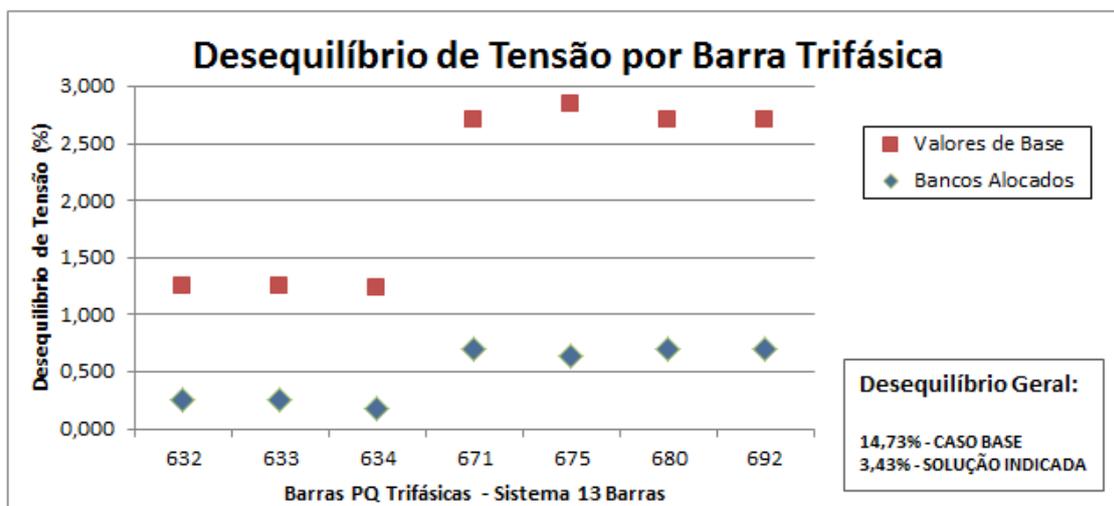


Figura 3.13 – Perfil de desequilíbrio alcançado (Estudo 2 – Etapa 2)

3.2.3 Estudo de Caso 3 – Alocação Completa

A solução do estudo de caso anterior indicou alocar dois bancos monofásicos de 500 kvar cada, totalizando 1000 kvar de injeção reativa, distribuídos entre dois nós do sistema. Buscando analisar o comportamento da metodologia quando restrições mais severas são impostas ao problema, define-se que a injeção reativa máxima deve ser de 900 kvar e que apenas dois bancos monofásicos possam ser utilizados.

Estudo de Caso 3 – Etapa 1

Mediante tais restrições impostas, dentre as dez execuções realizadas para a primeira etapa do estudo de caso em questão, apenas quatro obtiveram soluções factíveis com apenas tensões adequadas. Cinco soluções apresentaram alguma tensão crítica em suas indicações de alocação e para uma das execuções, o cálculo do fluxo de potência não convergiu dentro do limite de iterações.

Os valores de desequilíbrio alcançados dentre as quatro execuções foram entre 5,26% e 8,42%, com custos de alocação entre R\$ 33.605,00 e R\$ 34.675,00. Em comparação com os valores alcançados pela primeira etapa do estudo de caso anterior,

os valores de custo foram menores, devido à restrição de quantidade de bancos. A consequência disso se reflete nos valores maiores alcançados para o desequilíbrio e na taxa de obtenção de soluções factíveis.

Estas soluções são apresentadas na Tabela 3.14, por ordem decrescente de custo de alocação. A escolha inicial seria a quinta execução, porém a primeira execução apresenta um desequilíbrio menor, com um custo de até 10% superior ao menor custo registrado, sendo, portanto, escolhido como solução da primeira etapa.

Tabela 3.14 – Soluções obtidas (Estudo 3 – Etapa 1)

Execução	Desequilíbrio Geral (%)	Custo de Alocação (R\$)
9	6,94	R\$ 34.675,00
1	5,26	R\$ 34.675,00
8	6,04	R\$ 34.140,00
5	8,42	R\$ 33.605,00

Tal solução indica a aquisição de um banco monofásico de 350 kvar e um banco monofásico de 500 kvar, totalizando 850 kvar de injeção reativa no sistema, o que condiz com as restrições impostas.

Estudo de Caso 3 – Etapa 2

Das dez execuções realizadas para a segunda etapa, uma foi descartada durante o processo de escolha da solução a ser indicada, por apresentar níveis de tensão precária. As nove soluções restantes apresentaram os mesmos custos de alocação, no valor de R\$ 34.675,00, o que indica que os dois bancos foram utilizados. Contudo, foi possível obter valores de desequilíbrio menores que 5,26%, valor alcançado pela solução da primeira etapa.

A solução escolhida é dada, portanto, pela que apresentou o menor desequilíbrio geral, no valor de 5,12%. Essa solução indica ajustar a tensão da barra 650 em 1,05 pu e adquirir os dois bancos monofásicos indicados pela primeira etapa, alocando-os conforme configuração da Tabela 3.15.

Tabela 3.15 – Bancos monofásicos alocados (Estudo 3 – Etapa 2)

BANCO (kvar)	350	500
BARRA	680	611
FASE	A	C

A Tabela 3.16 apresenta os parâmetros alcançados no sistema com a configuração indicada, em comparação aos valores presentes no caso base e aos valores que seriam alcançados com a solução dada pela primeira etapa.

Tabela 3.16 – Comparação com o caso base (Estudo 3 – Etapa 2)

	CASO BASE	ETAPA 1	ETAPA 2
Desequilíbrio Geral	14,73 %	5,26 %	5,12 %
Desequilíbrio Médio	2,10 %	0,75 %	0,73 %
Barras com Desequilíbrio > 2%	4 ocorrências	Nenhuma	Nenhuma
Máximo Desequilíbrio	2,85 % na barra 675	1,20 % na barra 675	1,20 % na barra 675
Tensões Precárias	6 ocorrências	Nenhuma	Nenhuma
Tensões Críticas	7 ocorrências	Nenhuma	Nenhuma
Custo de alocação	-	R\$ 34.675,00	R\$ 34.675,00

O perfil de desequilíbrio alcançado pela solução da alocação completa é apresentado na Figura 3.14.

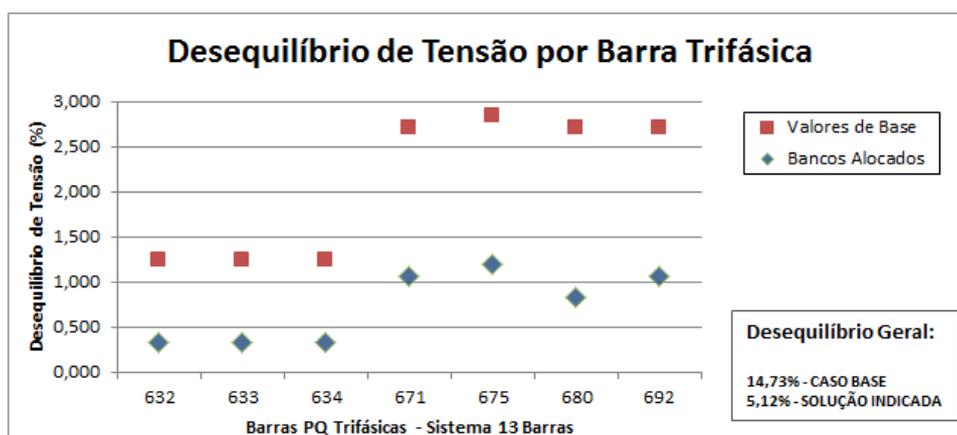


Figura 3.14 – Perfil de desequilíbrio alcançado (Estudo 3 – Etapa 2)

3.3 Sistema IEEE Test Feeder 37 Barras Modificado

A topologia do sistema *IEEE Test Feeder 37* barras, em sua estrutura modificada, é apresentado na Figura 3.15.

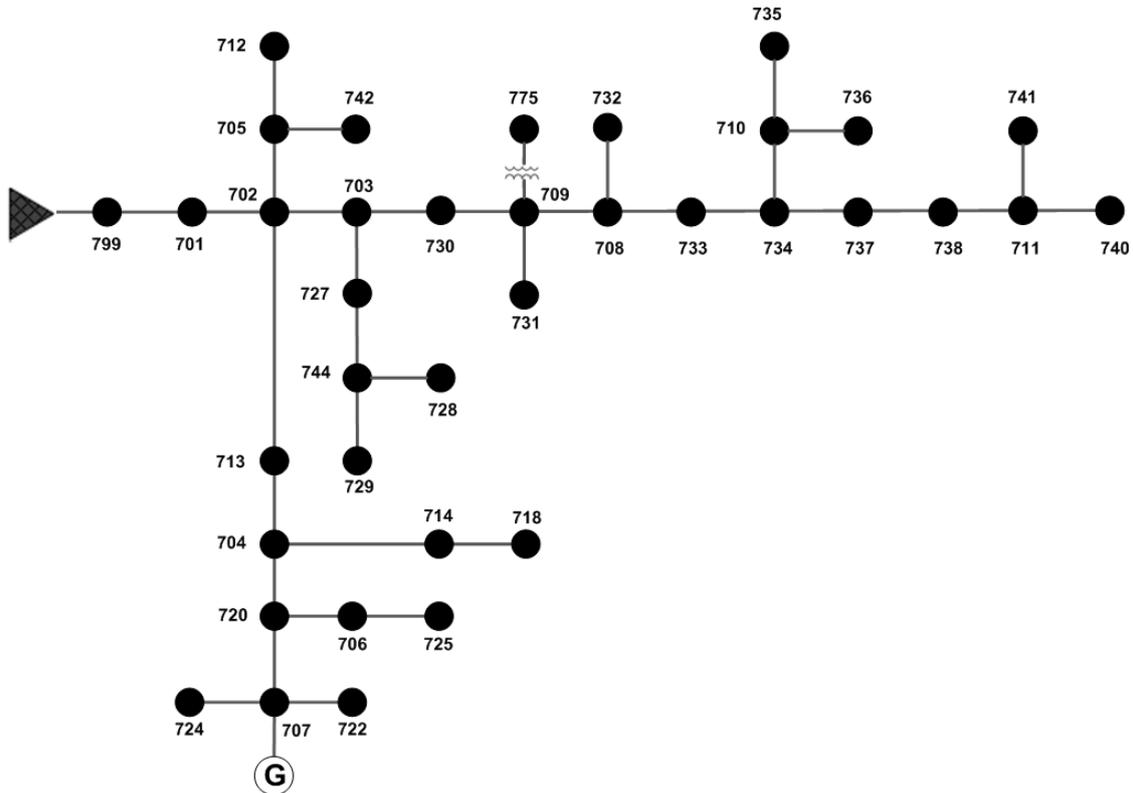


Figura 3.15 - Topologia do sistema *IEEE Test Feeder 37* barras

O fornecimento de energia do sistema (barra $V\emptyset$) é realizado pelo nó 799. Foi adicionada uma geração distribuída (barra PV) na barra 707, para que a metodologia tenha que determinar os ajustes de controle de tensão das barras 707 e 799. Esse sistema é composto somente de ramais trifásicos e de um transformador trifásico entre os nós 709 e 775. Portanto, todas as fases de todas as barras, exceto pelas barras 707 e 709, são locais candidatos a receber bancos monofásicos.

O cenário relativo ao caso base para este sistema é apresentado na Tabela 3.17.

Tabela 3.17 – Caso base do IEEE 37 barras

Desequilíbrio Geral	13,54 %
Desequilíbrio Médio do Sistema	0,387 %
Barras com Desequilíbrio > 2%	Nenhuma ocorrência
Máximo Desequilíbrio entre as Barras	0,82 % na barra 740
Tensões Nodais Precárias	Nenhuma ocorrência
Tensões Nodais Críticas	Nenhuma ocorrência

Vale salientar que, na situação presente, o sistema já se encontra em situação adequada quanto aos limites de desequilíbrio por barra e níveis de tensão, sendo, portanto, desnecessário intervir no mesmo. Contudo, buscando apenas verificar quais soluções de alocação poderiam ser aplicadas para reduzir o índice de desequilíbrio do sistema, em conjunto à determinação de mais que um ajuste de tensão, procede-se com a aplicação da metodologia.

Para o sistema *IEEE Test Feeder 37* Barras serão analisados dois estudos de caso:

- Estudo de Caso 4 – Alocação por Disponibilidade;
- Estudo de Caso 5 – Alocação Completa;

3.3.1 Estudo de Caso 4 – Alocação por Disponibilidade

Considere os mesmos conjuntos de bancos utilizados no primeiro estudo de caso, relativo à alocação por disponibilidade para o sistema *IEEE Test Feeder* de 13 Barras, apresentados na Tabela 3.5 e Tabela 3.6.

Novamente foram realizadas dez execuções e, como esperado pelo fato do caso base já estar em condições adequadas, todas resultaram em soluções factíveis para o problema. Os valores de desequilíbrio geral alcançados pelas soluções de alocação por disponibilidade variaram entre 2,23% e 4,22%, com custos de alocação entre R\$ 1.500,00 e R\$ 2.500,00.

A solução inicialmente escolhida seria aquela que apresentasse o menor desequilíbrio, no valor de 2,23%. Entretanto, essa solução apresentou o maior custo de alocação dentre as soluções, no valor de R\$ 2.500,00, ao indicar a alocação de cinco bancos monofásicos, conforme a configuração presente na Tabela 3.18.

Tabela 3.18 – Bancos monofásicos alocados pela solução de menor desequilíbrio (Estudo 4)

BANCO (kvar)	25	50	100	100	350
BARRA	741	741	740	711	701
FASE	C	A	C	A	C

Em relação aos ajustes de tensão, a tensão da barra 707, na qual consta uma geração distribuída, seria ajustada em 1,01 pu e a tensão de fornecimento da barra 799 ajustada em 0,97 pu.

Contudo, de forma análoga ao sistema de 13 barras, houve a presença de uma solução que apresentou um menor custo pela alocação de uma menor quantidade de bancos, com um desequilíbrio geral de 2,58%, dentro da margem definida de +0,5%. Assim, a solução de alocação para este estudo de caso é dado pela seguinte alternativa descrita na Tabela 3.19 e Tabela 3.20.

Tabela 3.19 – Bancos monofásicos indicados pela solução escolhida (Estudo 4)

BANCO (kvar)	50	100	100	300
BARRA	740	740	740	702
FASE	A	A	C	C

Tabela 3.20 – Ajustes de tensão indicados pela solução escolhida (Estudo 4)

BARRA	TENSÃO DE AJUSTE (PU)
707	1
799	0,96

Algo interessante a se notar na solução de alocação dada na Tabela 3.19 é que foi indicado alocar um banco de 50 kvar e um banco de 100 kvar na fase A da barra 740.

Caso essa fosse a solução de um caso de alocação completa, a metodologia iria substituir esses dois bancos por um único banco de 150 kvar, cujo custo de aquisição seria menor. Porém, como a concessionária não possui bancos de 150 kvar disponíveis, conforme Tabela 3.5, essa substituição não é possível.

A Tabela 3.21 apresenta os parâmetros alcançados no sistema com a configuração indicada, em comparação aos valores presentes no caso base.

Tabela 3.21 – Comparação com o caso base (Estudo 4)

	ESTUDO DE CASO 4	CASO BASE
Desequilíbrio Geral	2,58 %	13,54 %
Desequilíbrio Médio	0,07 %	0,387 %
Barras com Desequilíbrio > 2%	Nenhuma	Nenhuma ocorrência
Máximo Desequilíbrio	0,16 % na barra 742	0,82 % na barra 740
Tensões Precárias	Nenhuma	Nenhuma ocorrência
Tensões Críticas	Nenhuma	Nenhuma ocorrência
Custo de alocação	R\$ 2.000,00	

A Figura 3.16 apresenta o perfil de desequilíbrio alcançado no sistema de 37 barras com a alocação realizada.

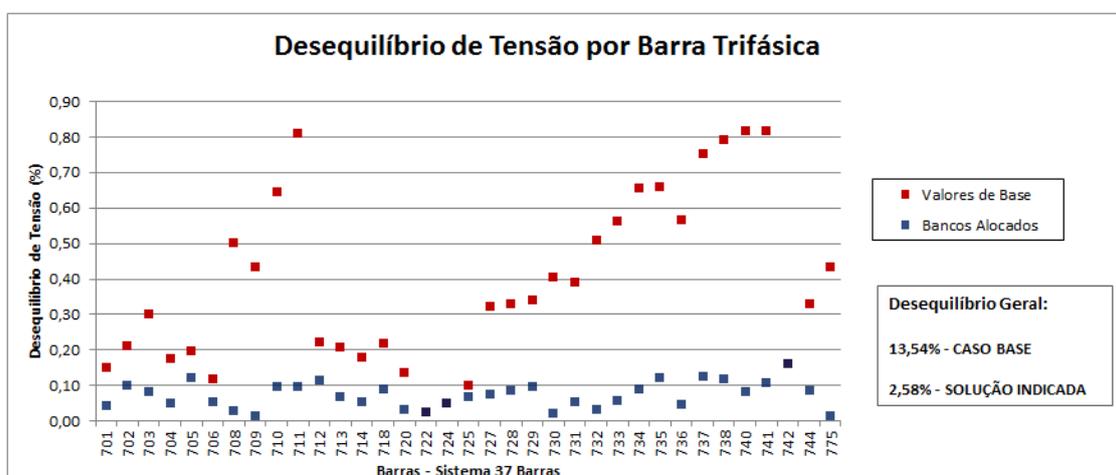


Figura 3.16 – Perfil de desequilíbrio alcançado (Estudo 4)

3.3.2 Estudo de Caso 5 – Alocação Completa

A primeira etapa da alocação completa resultou em dez soluções factíveis para o problema, com valores de desequilíbrio geral entre 1,39% e 2,74% e custos de alocação relativamente altos, entre R\$ 110.077,50 e R\$ 262.270,00, devido à característica da modelagem do AG para a primeira etapa de se permitir apenas um banco por local, o que eleva a quantidade de bancos utilizados para se alcançar valores de desequilíbrio menores.

A Figura 3.17 apresenta a comparação entre custo e desequilíbrio dentre essas dez soluções encontradas para a primeira etapa.

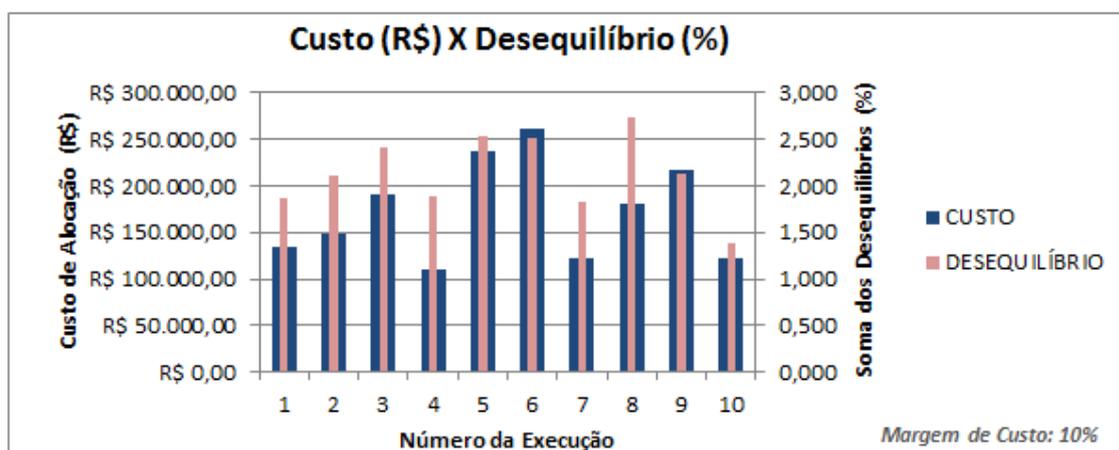


Figura 3.17 - Comparação custo-desequilíbrio (Estudo 5 – Etapa 1)

A Tabela 3.22 apresenta os valores de custo e desequilíbrio das três execuções com menor custo de alocação.

Tabela 3.22 – Soluções com menores custos de alocação (Estudo 5 – Etapa 1)

Execução	Desequilíbrio Geral (%)	Custo de Alocação (R\$)
10	1,39	R\$ 122.867,50
7	1,84	R\$ 122.232,50
4	1,89	R\$ 110.077,50

Dentre as dez execuções, a solução de menor custo de alocação, no valor de R\$ 110.077,50, é dada pela quarta execução. Uma vez que não houve solução com custo de alocação de até 10% superior (equivalente a R\$ 121.085,00) que tenha apresentado menor desequilíbrio, a quarta execução é escolhida como resposta de alocação da primeira etapa.

Esta solução indica ajustar a tensão da barra 707 em 0,94 pu e da barra 799 em 0,93 pu, além de alocar oito bancos monofásicos, conforme Tabela 3.23.

Tabela 3.23 – Bancos monofásicos indicados pela solução escolhida (Estudo 5)

BANCO (kvar)	25	25	25	50	50	50	150	350
BARRA	729	736	740	711	718	738	741	701
FASE	A	C	C	C	A	C	A	C

A relação de bancos utilizada por esta alternativa é dada, portanto, por três bancos monofásicos de 25 kvar, três de 50 kvar, um de 150 kvar e um de 350 kvar. Procedendo-se com a segunda parte da alocação completa para otimizar a utilização desses bancos de capacitores, as dez execuções resultaram em soluções factíveis que apresentaram desequilíbrio geral entre 1,89% e 5,16%, valores maiores que os alcançados pela primeira etapa, porém com custos de alocação entre R\$ 28.255,00 e R\$ 44.790,00, valores significativamente menores.

A Tabela 3.24 apresenta as três soluções com menores custos de alocação alcançados na segunda etapa da alocação completa.

Tabela 3.24 – Soluções com menores custos de alocação (Estudo 5 – Etapa 2)

Execução	Desequilíbrio Geral (%)	Custo de Alocação (R\$)
4	5,15	R\$ 33.070,00
6	5,13	R\$ 28.790,00
5	3,99	R\$ 28.255,00

Tal qual na etapa anterior, a solução de menor custo é escolhida como solução da segunda etapa, pois não houve alternativas com custo de até 10% superior (equivalente a R\$ 31.080,50) com menor desequilíbrio alcançado.

A quinta execução, escolhida como solução final, é uma solução oriunda da substituição ótima de bancos de capacitores, descrita na seção 2.3.2.3, sobre a aplicação do fenótipo para as estruturas binárias da segunda etapa da alocação completa.

Inicialmente, a indicação de alocação desta solução seria alocar apenas três dos oito bancos monofásicos, conforme Tabela 3.25, onde o símbolo ‘-’ indica “*não utilizar*”.

Tabela 3.25 – Alocação inicial indicada pela solução escolhida (Estudo 5)

BANCO (kvar)	25	25	25	50	50	50	150	350
BARRA	-	-	-	-	711	711	738	-
FASE	-	-	-	-	A	A	C	-

Tal solução de alocação apresentaria um custo de alocação dado por R\$ 41.045,00. Porém, esta alternativa apresenta a primeira condição de substituição ótima de bancos, reproduzida a seguir:

(1) Se um indivíduo indica alocar dois ou mais bancos em uma determinada posição do sistema cuja soma de seus tamanhos pode ser obtida através da combinação de uma quantidade menor de outros tamanhos de bancos (o que reduziria o custo de alocação referente à aquisição de menos unidades), assim o será;

Dessa forma, os dois bancos de capacitores de 50 kvar a serem alocados na fase A da barra 711 são substituídos por um único banco de 100 kvar na posição indicada. O custo de alocação decresce para o valor de R\$ 28.255,00, apresentado na Tabela 3.24.

Portanto, a solução de alocação completa para o sistema de 37 barras é alocar um banco de 100 kvar na fase A da barra 711 e um banco de 150 kvar na fase C da barra 738, além de se ajustar a tensão da barra 707 em 1,01 pu e da barra 799 em 0,95 pu. O efeito dessa solução nos parâmetros do sistema é apresentado na Tabela 3.26.

Tabela 3.26 – Comparação com o caso base (Estudo 5 – Etapa 2)

	CASO BASE	ETAPA 1	ETAPA 2
Desequilíbrio Geral	13,54 %	1,89 %	3,99 %
Desequilíbrio Médio	0,387 %	0,05 %	0,11 %
Barras com Desequilíbrio > 2%	Nenhuma	Nenhuma	Nenhuma
Máximo Desequilíbrio	0,82 % na barra 740	0,13 % na barra 737	0,27 % na barra 738
Tensões Precárias	Nenhuma	Nenhuma	Nenhuma
Tensões Críticas	Nenhuma	Nenhuma	Nenhuma
Custo de alocação	-	R\$ 110.077,50	R\$ 28.255,00

A Figura 3.18 apresenta o perfil de tensão do sistema, antes e após a configuração indicada de alocação e ajustes de controle de tensão.

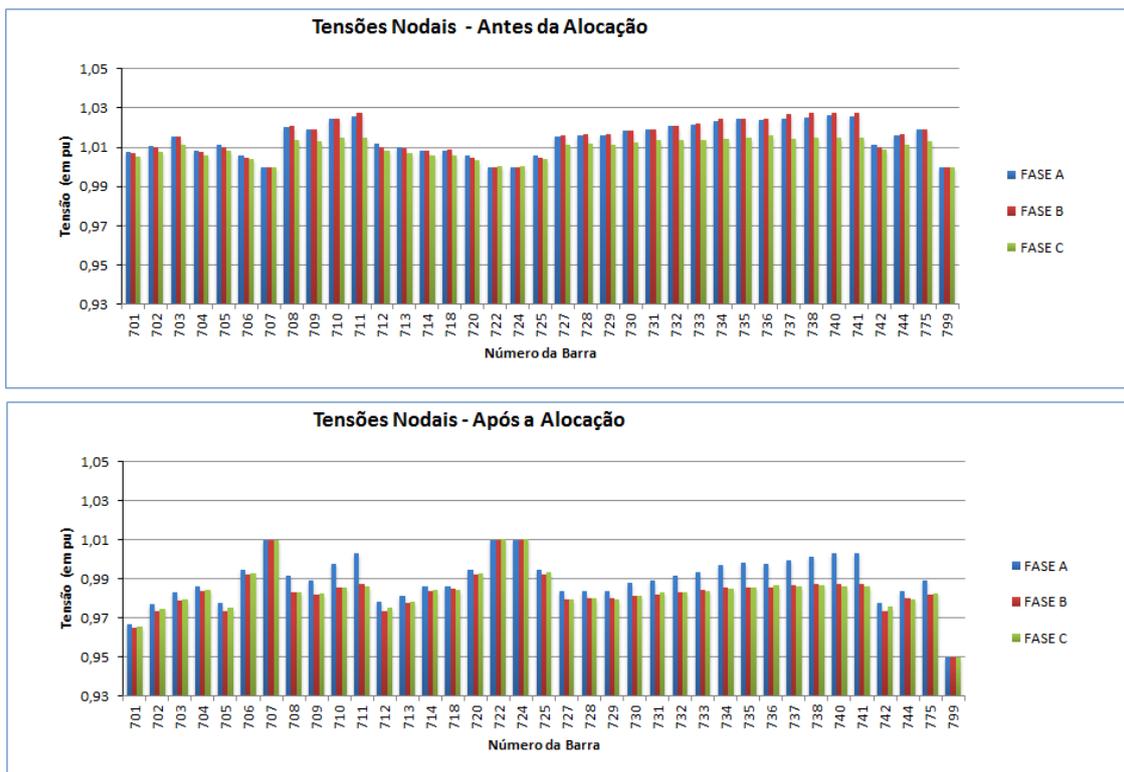


Figura 3.18 – Perfil de tensão do sistema de 37 barras após a configuração indicada (Estudo 5)

O perfil de desequilíbrio alcançado pela alternativa é ilustrado na Figura 3.19.

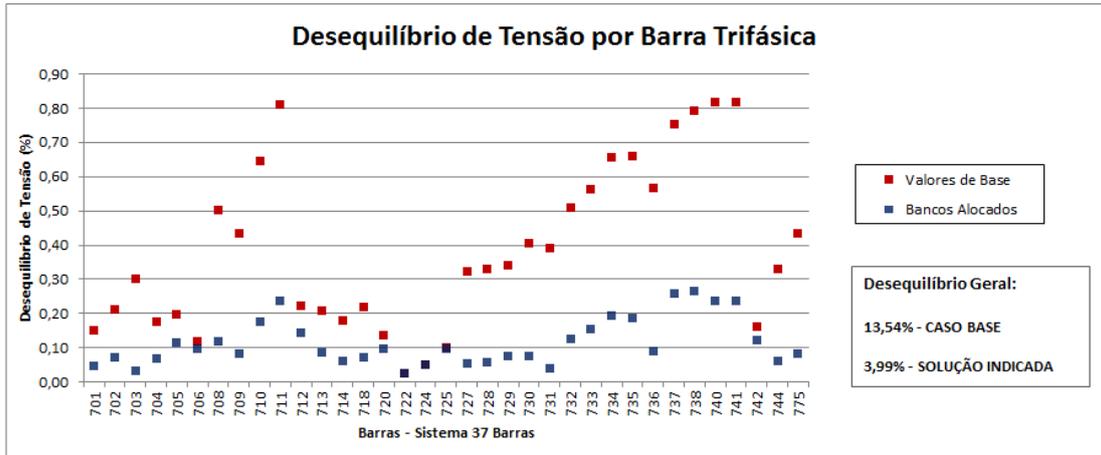


Figura 3.19 – Perfil de desequilíbrio alcançado (Estudo 5)

3.4 Sistema IEEE Test Feeder 123 Barras

A topologia do sistema *IEEE Test Feeder* 123 barras é apresentada na Figura 3.20.

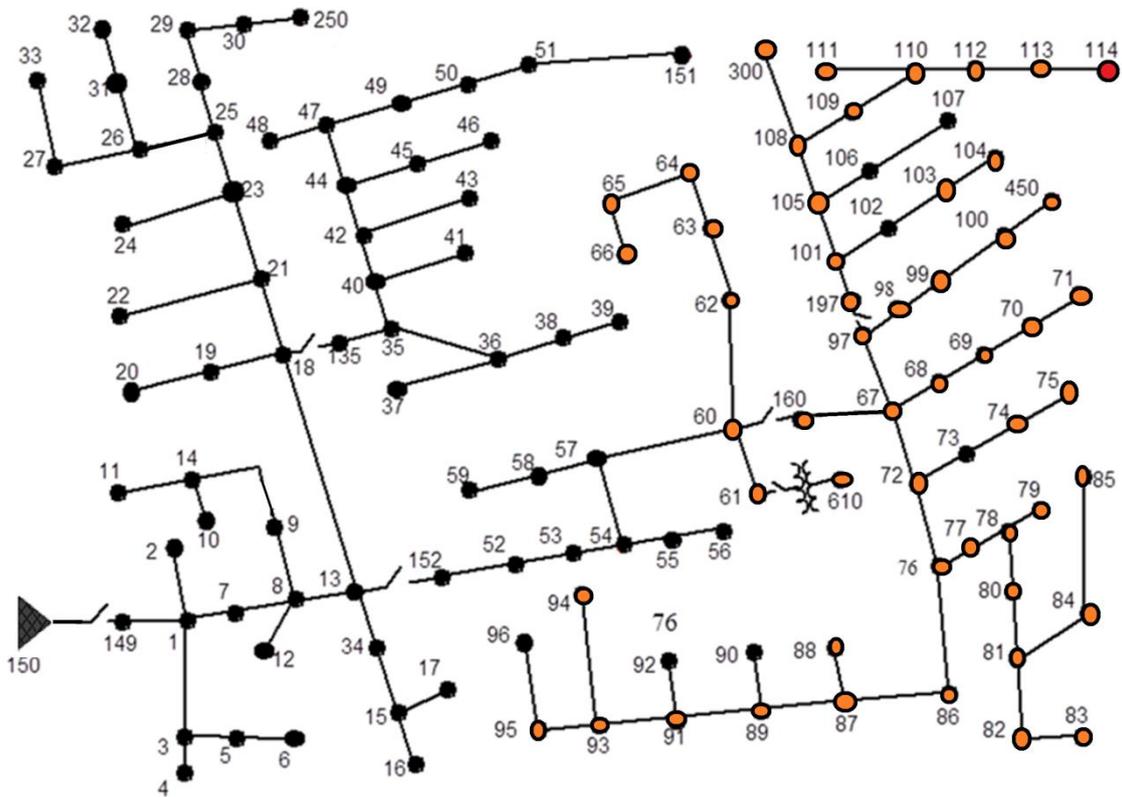


Figura 3.20 – Topologia do sistema *IEEE Test Feeder* 123 Barras

Os dados referentes ao sistema podem ser encontrados em (IEEE, 2013). Esse sistema é composto de 125 barras, sendo 66 barras trifásicas e, ao todo, 259 locais permissíveis a receber bancos de capacitores monofásicos. A tensão de fornecimento do sistema se encontra na barra 150.

O caso base apresenta os seguintes valores da Tabela 3.27, onde os nós em laranja na Figura 3.20 ilustram os locais de ocorrência de tensão precária e o nó em vermelho (barra 114), o local de ocorrência de tensão crítica.

Tabela 3.27 – Caso base do IEEE 123 barras

Desequilíbrio Geral	76,50 %
Desequilíbrio Médio do Sistema	1,16 %
Barras com Desequilíbrio > 2%	Nenhuma ocorrência
Máximo Desequilíbrio entre as Barras	1,44 % nas barras 108 e 300
Tensões Nodais Precárias	58 ocorrências
Tensões Nodais Críticas	1 ocorrência

Para o sistema *IEEE Test Feeder* 123 Barras serão analisados dois estudos de caso:

- Estudo de Caso 6 – Alocação por Disponibilidade;
- Estudo de Caso 7 – Alocação Completa;

3.4.1 Estudo de Caso 6 – Alocação por Disponibilidade

Considere os mesmos conjuntos de bancos utilizados nos demais estudos de alocação por disponibilidade, apresentados na Tabela 3.5 e Tabela 3.6.

As dez soluções encontradas obtiveram valores de desequilíbrio geral 4,05% e 11,99%, com custos de alocação entre R\$ 2.000,00 e R\$ 3.000,00, conforme apresentado na Figura 3.21.

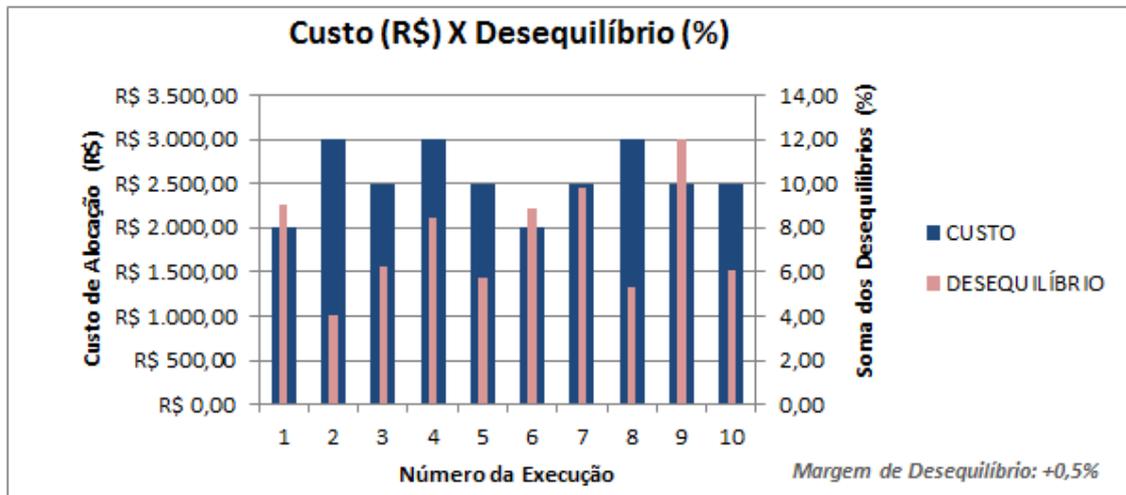


Figura 3.21 -Comparação custo-desequilíbrio (Estudo 6)

As três soluções com menores desequilíbrios alcançados são listados na Tabela 3.28.

Tabela 3.28 – Soluções com menores desequilíbrios (Estudo 6)

Execução	Desequilíbrio Geral (%)	Custo de Alocação (R\$)
5	5,75	R\$ 2.500,00
8	5,30	R\$ 3.000,00
2	4,05	R\$ 3.000,00

Como não houve solução com menor custo e desequilíbrio dentro da margem de +0,5%, a solução escolhida para o estudo de caso 6 é a solução dada pela segunda execução, a qual indica ajustar a tensão da barra 150 em 1,04 pu e alocar 1500 kvar de injeção reativa através dos seguintes bancos de capacitores da Tabela 3.29.

Tabela 3.29 – Bancos monofásicos indicados pela solução escolhida (Estudo 6)

BANCO (kvar)	100	100	300	300	350	350
BARRA	86	197	13	57	13	13
FASE	B	A	A	A	A	B

A Figura 3.22 ilustra os locais de alocação dos bancos de capacitores na topologia do sistema.

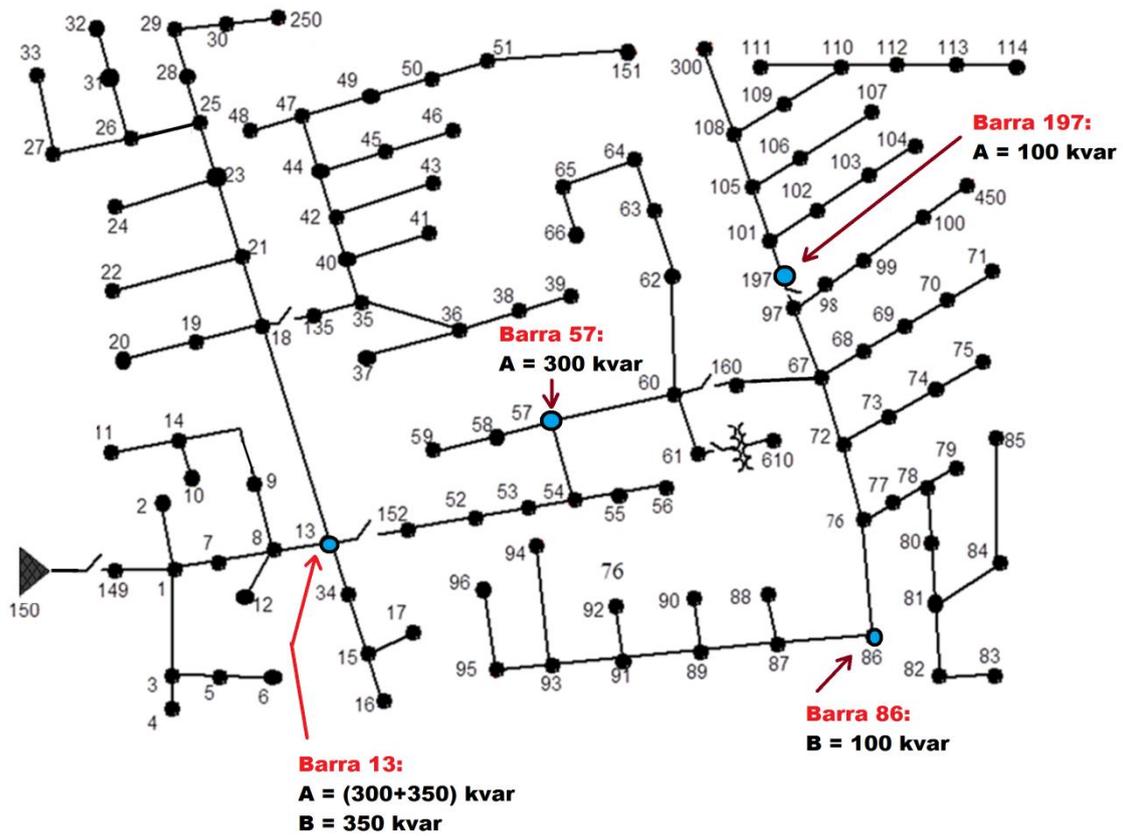


Figura 3.22 – Configuração da solução indicada (Estudo 6)

A Tabela 3.30 apresenta os parâmetros alcançados no sistema com a configuração indicada, em comparação aos valores presentes no caso base.

Tabela 3.30 – Comparação com o caso base (Estudo 6)

	ESTUDO DE CASO 6	CASO BASE
Desequilíbrio Geral	4,05 %	76,50 %
Desequilíbrio Médio	0,06 %	1,16 %
Barras com Desequilíbrio > 2%	Nenhuma	Nenhuma ocorrência
Máximo Desequilíbrio	0,20 % na barra 66	1,44 % nas barras 108 e 300
Tensões Precárias	Nenhuma	58 ocorrências
Tensões Críticas	Nenhuma	1 ocorrência
Custo de alocação	R\$ 3.000,00	

A Figura 3.23 apresenta o perfil de desequilíbrio alcançado no sistema de 123 barras com a alocação realizada.

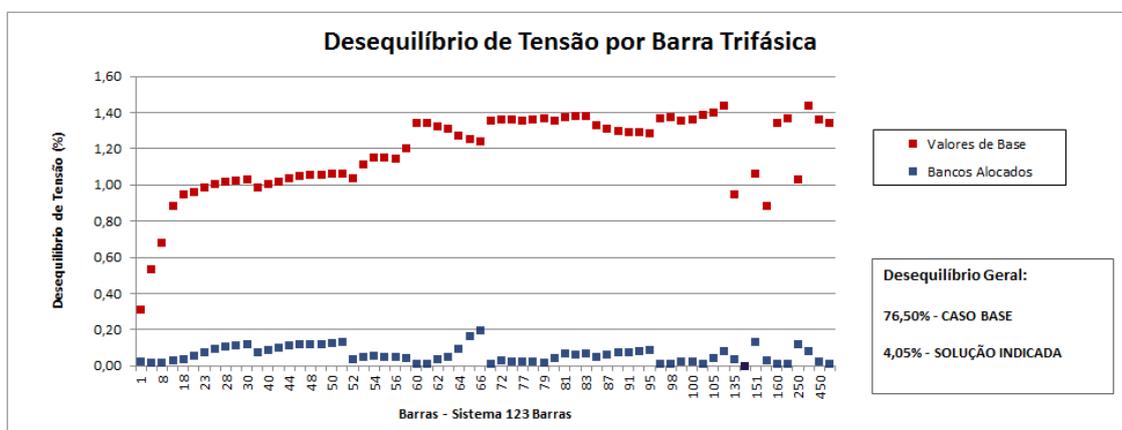


Figura 3.23 – Perfil de desequilíbrio alcançado (Estudo 6)

3.4.2 Estudo de Caso 7 – Alocação Completa

Por fim, o último estudo de caso a ser apresentado é a alocação completa para o sistema de 123 barras.

A primeira etapa da alocação completa resultou em dez soluções factíveis para o problema, com valores de desequilíbrio geral entre 4,97% e 21,32% e valores de custo de alocação entre R\$ 381.977,50 e R\$ 769.472,50. Tais valores de custo são elevados pela característica da modelagem do AG de se permitir apenas um banco por posição durante esta primeira etapa.

Os menores custos de alocação registrados são exibidos na Tabela 3.31.

Tabela 3.31 – Soluções com menores desequilíbrios (Estudo 7 – Etapa 1)

Execução	Desequilíbrio Geral (%)	Custo de Alocação (R\$)
3	21,32	R\$ 424.360,00
9	11,61	R\$ 419.277,50
4	7,11	R\$ 381.977,50

A solução escolhida é aquela que apresentou menor custo de alocação, uma vez que não houve solução com um custo até 10% superior (até R\$ 420.175,25) e menor desequilíbrio. Dessa solução, a relação de bancos a serem utilizados na segunda etapa é dada pela Tabela 3.32.

Tabela 3.32 – Relação de bancos para a segunda etapa (Estudo 7)

BANCOS MONOFÁSICOS						
Tamanho (kvar)	25	50	150	250	350	500
Quantidade	11	5	5	1	4	1

Executando-se a segunda etapa, os valores de desequilíbrio alcançados variaram entre 6,02% e 18,89%, com valores de custo de alocação entre R\$ 76.255,00 e R\$ 208.485,00. As soluções de menor custo são exibidas na Tabela 3.33.

Tabela 3.33 – Soluções com menores custos (Estudo 7 – Etapa 2)

Execução	Desequilíbrio Geral (%)	Custo de Alocação (R\$)
9	6,10	R\$ 77.860,00
3	8,25	R\$ 76.522,50
1	6,41	R\$ 76.255,00

A solução escolhida é aquela que apresentou menor desequilíbrio com um custo de alocação de até 10% superior ao menor custo registrado. Dessa forma, a solução final da alocação completa para o sistema de 123 barras é dada pela nona execução.

Tal como ocorreu no estudo de caso 5, essa solução também é oriunda de uma substituição ótima de bancos. Inicialmente, tal solução indica alocar dez dos vinte e sete bancos relacionados na solução da primeira etapa, conforme apresentado na Tabela 3.34, cujo custo de alocação seria de R\$ 141.810,00.

Pela mesma condição observada no estudo anterior, os bancos de capacitores alocados na fase B da barra 21, na fase B da barra 64 e na fase A da barra 37 podem ser combinados, de forma a resultar na mesma injeção reativa total através de uma menor quantidade de bancos.

Tabela 3.34 – Alocação inicial indicada pela solução escolhida (Estudo 7 – Etapa 2)

BANCO (kvar)	25	25	25	25	50	50	150	250	350	350
BARRA	21	21	64	64	21	37	64	37	10	71
FASE	B	B	B	B	B	A	B	A	A	A

Assim, a alocação indicada pela alternativa em questão é dada pela configuração apresentada na Tabela 3.35, cujo custo de alocação é reduzido para o valor de R\$ 77.860,00, ao ser adquirido cinco bancos de capacitores a menos.

Tabela 3.35 – Alocação indicada pela solução escolhida (Estudo 7 – Etapa 2)

BANCO (kvar)	100	200	300	350	350
BARRA	21	64	37	10	71
FASE	B	B	A	A	A

Tal solução indica ainda ajustar a tensão da barra 150 em 1,04 pu. Os parâmetros alcançados no sistema, com a alocação, é apresentado na Tabela 3.36.

Tabela 3.36 – Comparação com o caso base (Estudo 7 – Etapa 2)

	CASO BASE	ETAPA 1	ETAPA 2
Desequilíbrio Geral	76,50 %	7,11 %	6,10 %
Desequilíbrio Médio	1,16 %	0,11 %	0,09 %
Barras com Desequilíbrio > 2%	Nenhuma	Nenhuma	Nenhuma
Máximo Desequilíbrio	1,44 % nas barras 108 e 300	0,34 % na barra 64	0,41 % na barra 66
Tensões Precárias	58 ocorrências	Nenhuma	Nenhuma
Tensões Críticas	1 ocorrência	Nenhuma	Nenhuma
Custo de alocação	-	R\$ 381.977,5	R\$ 77.860,00

A Figura 3.24 apresenta o perfil de tensão do sistema, antes e após a configuração indicada de alocação e ajustes de controle de tensão.

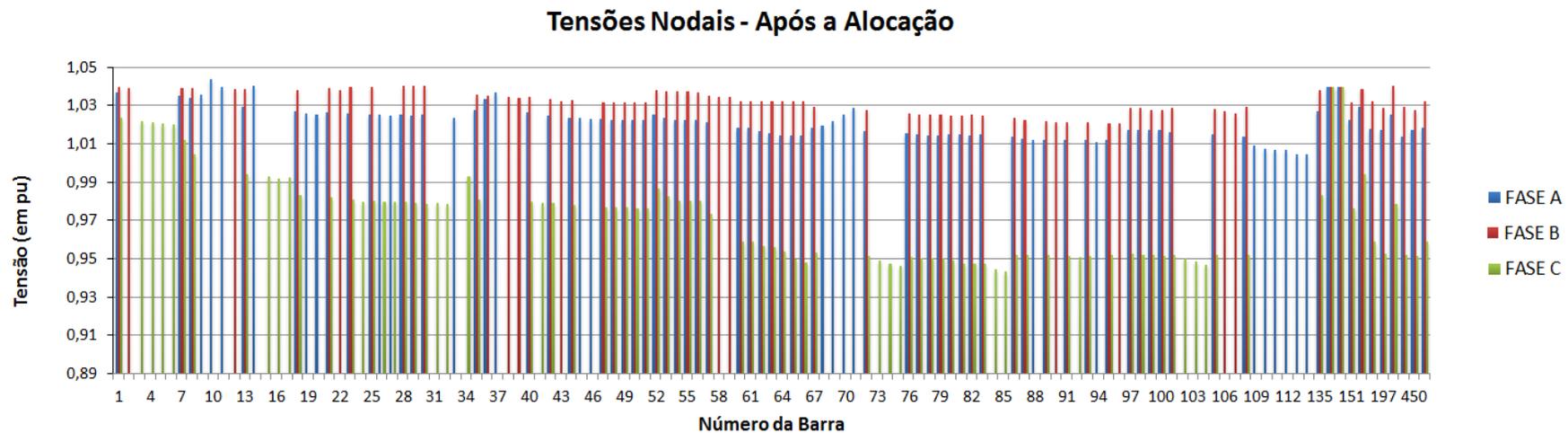
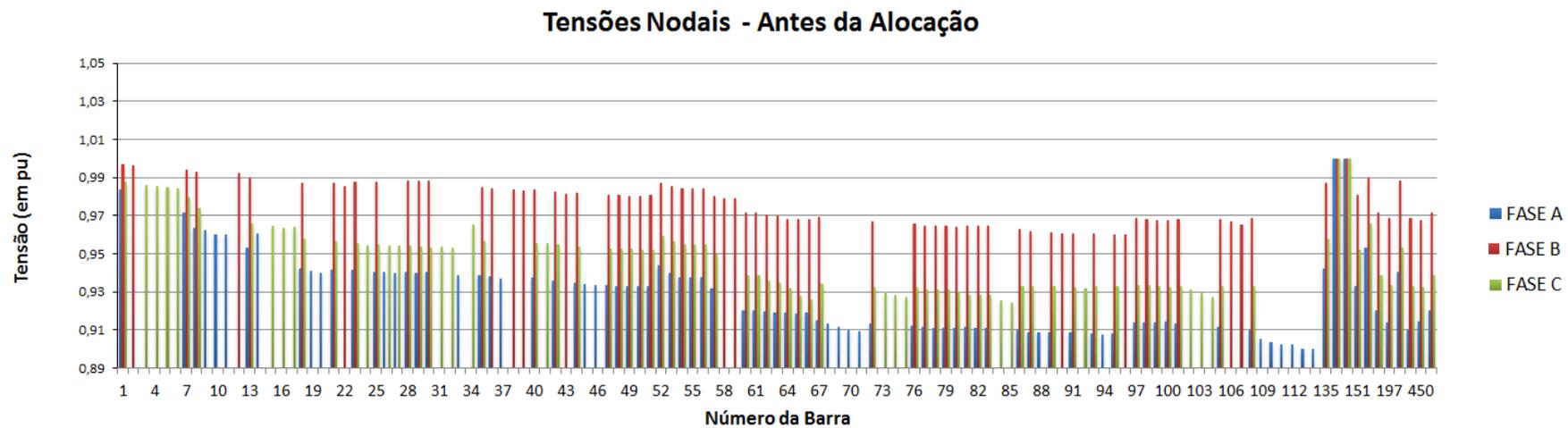


Figura 3.24 –Perfil de tensão do sistema de 123 barras após a configuração indicada (Estudo 7)

O perfil de desequilíbrio alcançado pela alternativa é ilustrado na Figura 3.25.

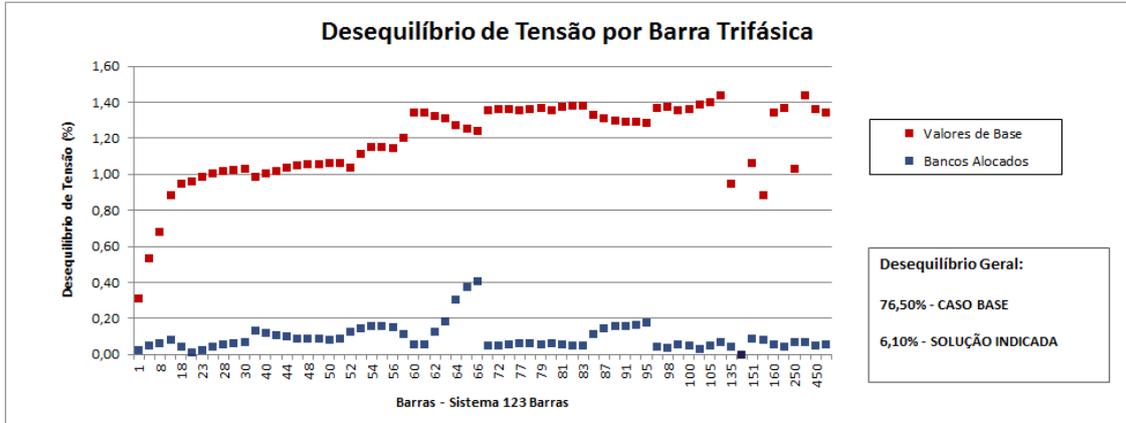


Figura 3.25 – Perfil de desequilíbrio alcançado (Estudo 7)

3.5 Tempos Computacionais

Os tempos computacionais gastos em cada um dos estudos de caso aqui apresentados são listados na Tabela 3.37.

Tabela 3.37 – Tempos computacionais gastos para a simulação dos estudos de caso

SISTEMA	ESTUDO *		TEMPO	
IEEE 13 Barras	Estudo 1	Etapa Única	2h29min35s	
	Estudo 2	Etapa 1	3h38min20s	5h26min20s
		Etapa 2	1h48min00s	
	Estudo 3	Etapa 1	1h05min20s	2h35min42s
		Etapa 2	1h30min22s	
	IEEE 37 Barras	Estudo 4	Etapa Única	17h23min42s
Estudo 5		Etapa 1	6h44min32s	25h11min5s
		Etapa 2	18h26min33s	
IEEE 123 Barras	Estudo 6	Etapa Única	52h59min33s	
	Estudo 7	Etapa 1	10h04min44s	43h01min44s
		Etapa 2	32h57min00s	

* sendo realizadas dez execuções por etapa

Geralmente a primeira etapa da alocação completa apresenta um menor esforço computacional em comparação à segunda etapa, exceto pelo tempo apresentado para o estudo de caso 2, no sistema IEEE 13 Barras.

3.6 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os resultados de simulações realizadas com a metodologia proposta para diferentes sistemas.

A qualidade das respostas obtidas pela segunda etapa da alocação completa e pela alocação por disponibilidade é adequada, ao indicar alternativas de solução com acentuada redução de desequilíbrio a baixos custos de alocação. Em particular, a técnica de substituição ótima de bancos de capacitores, realizada durante a decodificação da estrutura binária dos indivíduos da segunda etapa da alocação completa, contribuiu significativamente com a redução do custo de alocação.

As soluções indicadas para os estudos de caso relativos à alocação por disponibilidade podem ser aparentemente melhores por apresentar valores de desequilíbrio menores que as soluções da alocação completa, mas deve-se atentar que os custos de alocação envolvidos na alocação por disponibilidade englobam apenas custos de instalação e manutenção. Por exemplo, a solução para o estudo de caso 6 (alocação por disponibilidade no sistema 123 barras) apresentou um desequilíbrio de 4,05%, enquanto a alocação completa (estudo de caso 7) resultou em 6,10% de desequilíbrio. Contudo, se os bancos de capacitores da solução de disponibilidade fossem adquiridos, o valor de alocação seria de R\$ 92.790,00, enquanto a solução de alocação completa demanda um investimento de apenas R\$ 77.860,00.

Diversas configurações de alocação foram simuladas de forma satisfatória utilizando a metodologia proposta, de forma que a maioria das execuções da metodologia resultou em soluções factíveis, respeitando todas as restrições impostas ao problema, além de apresentar tensões estritamente adequadas.

Capítulo 4 Conclusões

4.1 *Conclusões Gerais*

Neste trabalho foi desenvolvida uma metodologia baseada na técnica de Algoritmos Genéticos que busca minimizar índices de desequilíbrios de tensão em sistemas de distribuição por meio da alocação de bancos de capacitores em derivação, considerando tamanhos de natureza discreta e possibilidade de alocação assimétrica.

Uma vez que o problema de locação e controle de capacitores (PLCC) é de natureza combinatória, os Algoritmos Genéticos constituem uma técnica adequada, pois operam sobre um conjunto de candidatos à solução mantendo em sua população os indivíduos mais aptos testados ao longo das gerações.

A metodologia proposta busca obter um conjunto de soluções eficientes para o problema, que além de reduzir os índices de desequilíbrio do sistema, respeitam todas as restrições impostas ao processo de busca, critérios estes que podem ser conflitantes, tais como: minimização dos custos de alocação, conformidade dos níveis de tensão, desequilíbrio por barra inferior a 2%, correntes nos trechos do sistema (alimentadores, chaves e transformadores) abaixo dos limites impostos, penalizações relativas ao descumprimento de restrições de alocação reativa (que inclui quantidade máxima de bancos a utilizar, barras nas quais alocar e injeção reativa no sistema).

A metodologia inclui duas abordagens de alocação: completa ou por disponibilidade. Na alocação completa, a mesma possui liberdade de adquirir quaisquer quantidades de bancos dentre os tamanhos disponíveis, enquanto na alocação por disponibilidade, se determina a melhor forma de aproveitamento de recursos existentes.

Os resultados para os três sistemas analisados (sistemas de 13, 37 e 123 barras) indicaram significativa redução no desequilíbrio com custo aparentemente aceitável. O processo de escolha da solução mais adequada dentre o conjunto obtido por múltiplas execuções distingue-se de acordo com a modalidade de alocação que está sendo investigada. Para a alocação completa, a prioridade é uma solução que apresente baixo custo de alocação, enquanto para alocação por disponibilidade, a melhor solução será aquela que apresentar o menor desequilíbrio dentre as opções de alocação.

Através dos estudos de caso apresentados, verifica-se que mediante as mais diversas configurações para o processo de busca, os resultados alcançados são satisfatórios.

4.2 Propostas para Trabalhos Futuros

Sugere-se como tópicos para investigações futuras a partir do desenvolvimento deste trabalho:

- i. Caso a relação de bancos de capacitores disponíveis pela concessionária na modalidade de alocação por disponibilidade não ser suficiente para atender a todos os requisitos do problema, a metodologia deve indicar quais bancos adicionais devem ser adquiridos;
- ii. Minimizar perdas de potência ativa na rede;
- iii. Maximizar o fator de potência na saída do alimentador;
- iv. Realizar alguma das análises de sensibilidade descritas na coletânea de referências bibliográficas citadas no início desse trabalho para promover a seleção de barras candidatas reduzindo o espaço de busca;
- v. Incluir no objetivo do algoritmo a otimização de tap dos transformadores de distribuição a fim de garantir a conformidade de tensão dos consumidores secundários;
- vi. Alocação de reguladores de tensão e geração distribuída.

Bibliografia

- Abdel-Salam, T.S., Chikhani, A.Y. e Hackam, R. 1994.** A New Technique for Loss Reduction Using Compensating Capacitors Applied to Distribution Systems with Carrying Load Condition. *Power Delivery, IEEE Transactions on.* Abr de 1994, Vol. 9, 2, pp. 819-827.
- Alcantara, M.V.P. 2005.** *Alocação de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.* Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (UNICAMP). Campinas : s.n., 2005. Dissertação de Mestrado.
- ANEEL - PRODIST. 2015.** *Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica (Revisão 6).* Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). 2015.
- Araujo, L.R., et al. 2013.** A Three-Phase Optimal Power-Flow Algorithm to Mitigate Voltage Unbalance. *Power Delivery, IEEE Transactions on.* Out de 2013, Vol. 28, 4, pp. 2394-2402.
- Balakumaran, J. e Thanuskodi, K. 2004.** Loss Reduction in Radial Distribution Systems by Capacitor Placement: Fuzzy Technique. *E-Tech 2004.* 2004, pp. 23-29.
- Caetano, D.G. 2007.** *Avaliação e Minimização Numérica do Desequilíbrio de Tensão: Estimativa por Análise de Sensibilidade Incremental e Soluções Analíticas.* Faculdade de Tecnologia (UnB). Brasília : s.n., 2007. Dissertação de Mestrado.
- Carpinelli, G., et al. 2010.** Optimal Allocation of Capacitors in Unbalanced Multi-converter Distribution Systems: A Comparison of Some Fast Techniques Based on Genetic Algorithms. *Electric Power Systems Research.* Jun de 2010, Vol. 80, 6.
- Chang, N.E. 1972.** Generalized Equations on Loss Reduction with Shunt Capacitor. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on.* Set de 1972, Vols. PAS-91, 5, pp. 2189-2195.

- Chen, C.S., et al. 2011.** Loading Balance of Distribution Feeders With Loop Power Controllers Considering Photovoltaic Generation. *Power Systems, IEEE Transactions on.* Ago de 2011, Vol. 26, 3, pp. 1762-1768.
- Esmailian, H.R. e Fadaeinedjad, R. 2013.** Optimal Reconfiguration and Capacitor Allocation in Unbalanced Distribution Network Considering Power Quality Issues. *Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on.* Jun de 2013, pp. 1,4,10-13.
- Freitas, J.S., et al. 2004.** Alocação de Capacitores Fixos e Chaveados em Redes de Distribuição Considerando Diferentes Níveis de Carga. *XV Congresso Brasileiro de Automática.* 2004.
- Haffner, S., et al. 2009.** Alocação de Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição de Energia Visando Eliminar Violações de Tensão. *SBA Controle & Automação.* 2009, Vol. 20, 4, pp. 546-563.
- Haidar, A.M.A., et al. 2011.** An Intelligent Placement of Distributed Capacitance Based on Loss Minimization. *Evolutionary Computation, IEEE Congress on.* Jun de 2011, pp. 1,5-8.
- IEEE. 2013.** IEEE PES Distribution Test Feeders. *Site do IEEE.* [Online] 2013. [Citado em: 4 de Jun de 2015.] <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>.
- Kaplan, M. 1984.** Optimization of Number, Location, Size, Control Type, and Control Setting of Shunt Capacitors on Radial Distribution Feeders. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on.* Set de 1984, Vols. PAS-103, 9, pp. 2659-2665.
- Li, Y. e Crossley, P.A. 2013.** Voltage Balancing in Low Voltage Distribution Networks Using Scott Transformers. *Electricity Distribution (CIRED), 22nd International Conference and Exhibition on.* Jun de 2013, pp. 1,4,10-13.
- Linden, Ricardo. 2008.** *Algoritmos Genéticos – Teoria e Implementação.* 2ª. 2008.

- Madrugá, E.P. 2011.** *Otimização de Níveis de Tensão nas Redes de Distribuição Considerando a Alocação de Bancos de Capacitores e Reguladores de Tensão.* Centro de Tecnologia (UFSM). Santa Maria : s.n., 2011. Dissertação de Mestrado.
- Ng, H.N., Salama, M.M.A. e Chikhani, A.Y. 2000.** Classification of Capacitor Allocation Techniques. *Power Delivery, IEEE Transactions on.* Jan de 2000, Vol. 15, 1, pp. 387-392.
- Nunes, F. B. 2008.** *Generalidades sobre Desequilíbrios de Tensão.* Grupo de Estudos da Qualidade de Energia Elétrica, Instituto de Sistemas Elétricos e Energia (UNIFEI). 2008. Apostila.
- Oleskovicz, M. 2006.** *Apostila de Qualidade de Energia Elétrica.* Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos (USP). São Carlos : s.n., 2006. Apostila.
- Penido, D.R.R., et al. 2013.** A New Tool for Multiphase Electrical Systems Analysis Based on Current Injection Method. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems.* 2013, Vol. 44, 1, pp. 410-420.
- Perez, I. 2010.** Genetic Algorithm for the Load Balance on Primary Distribution Circuits. *IEEE Latin America Transactions.* Set de 2010, Vol. 8, 5, pp. 526-532.
- Silva Junior, I.C., et al. 2008.** Metodologia Heurística Construtiva para Alocação de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *SBA Controle & Automação.* 2008, Vol. 19, 1, pp. 72-82.
- Sundhararajan, S. e Pahwa, A. 1994.** Optimal Selection of Capacitors for Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm. *Power Systems, IEEE Transactions on.* Ago de 1994, Vol. 9, 3, pp. 1499-1507.
- Teodoro, R.G. 2005.** *Metodologia Para Compensação de Desequilíbrio em Redes Elétricas.* Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira (UNESP). Ilha Solteira (SP) : s.n., 2005. Dissertação de Mestrado.

Terplak, R.B. 2007. *Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos.* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (UFPR). Curitiba : s.n., 2007. Dissertação de Mestrado.

Yang, H.T., Huang, Y.C. e Huang, C.L. 1995. Solution to Capacitor Placement Problem in a Radial Distribution System Using Tabu Search Method. *Energy Management and Power Delivery.* 1995.

Apêndice A – Ajustes de Parâmetros

Neste apêndice, será descrito o ajuste dos seguintes parâmetros:

- Valores dos coeficientes $PESO_x$ de cada parâmetro analisado (desequilíbrio de tensão, custo de alocação e transgressão de tensão) nas avaliações parciais dadas pela equação (2.2);
- Número de AGs em sequência (estudo comparativo entre utilizar um único AG de 2000 gerações ou 4 AGs de 500 gerações cada);

Valores dos Pesos:

Iniciaremos a explicação pela definição do peso em relação aos níveis de tensão ($Peso_{ErroV}$). Conforme descrito na seção 2.2.1.3, as alternativas que apresentarem apenas tensões adequadas devem receber uma avaliação maior que as alternativas que apresentarem uma ou mais tensões precárias. Isso é garantido atribuindo ao $Peso_{ErroV}$ valores diferenciados: $Peso_{ErroV} = 1000$, para alternativas que apresentarem uma ou mais tensões precárias; $Peso_{ErroV} = 1500$, para alternativas que apresentarem tensões estritamente adequadas.

Em relação ao desequilíbrio de tensão e custo de alocação, estes são critérios técnicos conflitantes. Apesar do foco principal deste trabalho ser a redução do desequilíbrio presente no sistema, o custo de alocação é de fundamental importância para a concessionária. Desse modo, o peso do fator de desequilíbrio deve ser maior que o peso do fator de custo, porém não tão discrepante.

Define-se como valor máximo de avaliação o valor de 4000, sendo 1500 para os níveis de tensão e 2500 para a composição entre desequilíbrio e custo. Destes 2500, define-se 1500 como o peso para o fator de desequilíbrio e 1000 para o peso do fator de custo. Uma vez que as soluções ideias apresentam tensões estritamente adequadas, todas estas recebem 1500 de avaliação em relação aos níveis de tensão. Assim, a divisão 1500/1000 significa dizer que estas serão avaliadas com 60% de peso para o desequilíbrio e 40% para o custo.

Número de AGs em Sequência:

Conforme descrito na seção 2.3.2.3, para a obtenção de uma única solução para o problema, realiza-se uma sequência de quatro AGs, na qual a solução dos AGs anteriores é inserida na população inicial do AG subsequente. Para este trabalho, considera-se que cada AG possua 500 gerações.

O estudo comparativo aqui apresentado procura justificar a escolha desse procedimento através da comparação dos resultados alcançados na primeira etapa da alocação completa para cada sistema de distribuição analisado, ao se utilizar a sequência de quatro AGs e ao se utilizar um único AG de 2000 gerações.

Para este estudo, são realizadas cinco execuções do problema para cada opção, obtendo, portanto, cinco soluções distintas. O parâmetro considerado nesta comparação é o valor da avaliação (FOB) alcançada pelo melhor indivíduo e a quantidade de soluções que apresentaram avaliação maior que 3600 (valor este correspondente a 90% da avaliação máxima para o problema, de 4000).

Os resultados desta comparação são apresentados na Tabela A.4.1.

Tabela A.4.1 – Estudo comparativo entre sequência de quatro AGs e único AG

	Sequência de AGs		Único AG	
	% de soluções acima de 3600	Melhor Avaliação	% de soluções acima de 3600	Melhor Avaliação
Sistema 13 Barras	100%	3751,5	60%	3684,5
Sistema 37 Barras	100%	3706,8	80%	3730,2
Sistema 123 Barras	100%	3773,3	80%	3737,5

Com exceção do sistema de 37 barras, a avaliação alcançada pelo melhor indivíduo dentre as cinco execuções foi maior quando utilizada a sequência de quatro AGs. Para todos os sistemas analisados, as cinco soluções obtidas pela sequência de quatro AGs apresentaram avaliações maiores que 3600, enquanto ao se utilizar um único AG houve soluções que não alcançaram esse patamar definido. Inclusive, no

sistema de 13 barras, uma das execuções utilizando único AG apresentou divergência na busca pela solução, recebendo avaliação nula.

A Figura A.4.1 apresenta a evolução da avaliação do melhor indivíduo, quando utilizado a sequência de AGs (em vermelho) e único AG (em azul), para as cinco execuções da primeira etapa da alocação completa no sistema de 123 barras, enquanto a Figura A.4.2 apresenta em maior escala a região destacada na primeira figura.

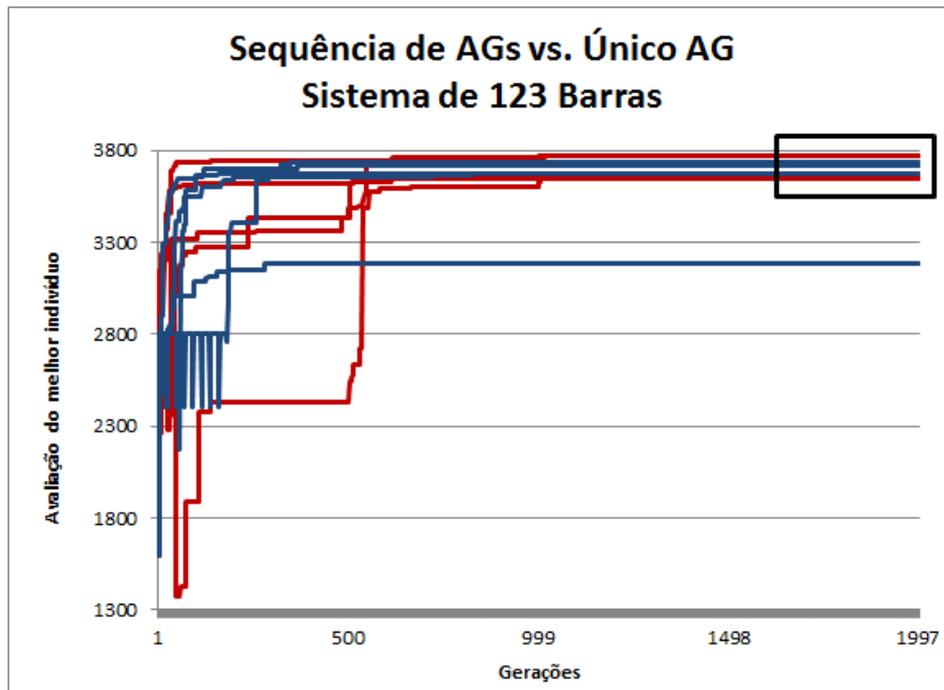


Figura A.4.1 – Estudo comparativo entre a sequência de AGs e o único AG para o sistema de 123 barras

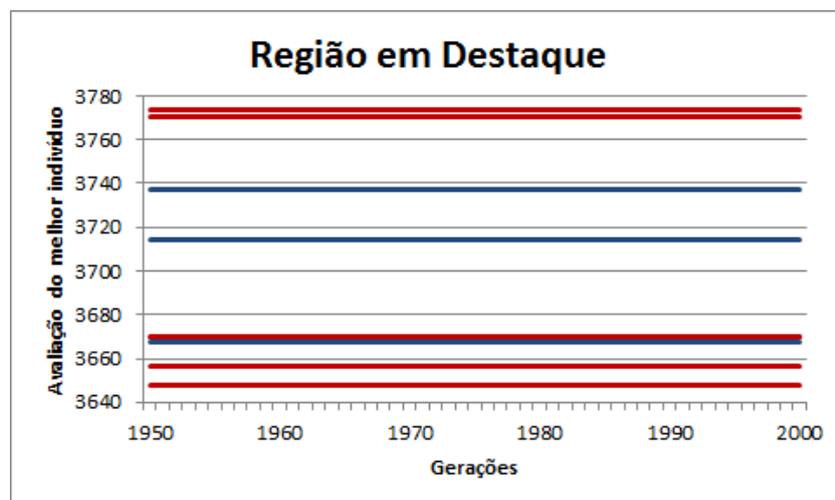


Figura A.4.2 – Região em destaque na Figura A.4.1

Apêndice B – Configurações de Alocação Presentes no Decorrer do Capítulo de Resultados

Este apêndice apresenta as configurações indicadas pelas demais soluções que foram citadas ao decorrer do Capítulo 3.

Estudo de Caso 1:

Solução de Menor Desequilíbrio (4ª Execução): Tensão da barra 650 ajustada em 1,02 pu; Bancos monofásicos alocados: 652 {A = 100 kvar}; 671 {C = 350 kvar}; 675 {A = (25+50+100+350) kvar}; 680 {A = 25 kvar}; 684 {C = 300 kvar}.

Estudo de Caso 2 – Etapa 1:

Solução de Maiores Desequilíbrio e Custo (6ª Execução): Tensão da barra 650 ajustada em 0,98 pu; Bancos monofásicos alocados: 632 {B = 150 kvar}; 634 {A = 350 kvar; B = 300 kvar; C = 300 kvar}; 671 {A = 500 kvar; C = 350 kvar}; 675 {A = 250 kvar; C = 250 kvar}; 680 {B = 150 kvar}; 684 {C = 350 kvar}; 692 {A = 300 kvar}.

Estudo de Caso 3 – Etapa 1:

Solução de Menor Custo (5ª Execução): Tensão da barra 650 ajustada em 1,05 pu; Bancos monofásicos alocados: 634 {A = 250 kvar}; 645 {C = 500 kvar}.

Solução Escolhida, de Menor Desequilíbrio (1ª Execução): Tensão da barra 650 ajustada em 1,05 pu; Bancos monofásicos alocados: 675 {A = 350 kvar; C = 500 kvar}.

Estudo de Caso 5 – Etapa 1:

Solução dada pela 7ª Execução: Tensão da barra 707 ajustada em 0,95 pu e da barra 799 em 0,93 pu; Bancos monofásicos alocados: 702 {A = 25 kvar}; 704 {A = 50 kvar; C = 150 kvar}; 706 {B = 50 kvar}; 728 {C = 25 kvar}; 729 {A = 25 kvar}; 741 {A = 150 kvar; C = 150 kvar}; 742 {C = 50 kvar}.

Solução dada pela 10ª Execução: Tensão da barra 707 ajustada em 0,97 pu e da barra 799 em 0,93 pu; Bancos monofásicos alocados: 705 {C = 150 kvar}; 708 {C = 25 kvar}; 718 {B = 25 kvar}; 720 {C = 50 kvar}; 740 {A = 25 kvar}; 741 {A = 150 kvar; C = 150 kvar}; 742 {A = 50 kvar; B = 100 kvar}.

Estudo de Caso 5 – Etapa 2:

Solução dada pela 4ª Execução: Tensão da barra 707 ajustada em 1,03 pu e da barra 799 em 1,01 pu; Bancos monofásicos alocados: 702 {C = 500 kvar}; 730 {A = 200 kvar}.

Solução dada pela 6ª Execução: Tensão da barra 707 ajustada em 1,00 pu e da barra 799 em 0,94 pu; Bancos monofásicos alocados: 730 {A = 150 kvar}; 741 {C = 150 kvar}.

Estudo de Caso 6:

Solução dada pela 5ª Execução: Tensão da barra 150 ajustada em 1,04 pu; Bancos monofásicos alocados: 11 {A = 350 kvar}; 37 {A = 300 kvar}; 52 {B = 100 kvar}; 56 {B = 300 kvar}; 71 {A = 350 kvar}.

Solução dada pela 8ª Execução: Tensão da barra 150 ajustada em 1,04 pu; Bancos monofásicos alocados: 1 {A = 300 kvar}; 13 {B = 350 kvar}; 37 {A = 350 kvar}; 65 {A = 100 kvar}; 71 {A = 300 kvar}; 86 {B = 100 kvar}.

Estudo de Caso 7 – Etapa 1:

Solução dada pela 3ª Execução: Tensão da barra 150 ajustada em 1,01 pu; Bancos monofásicos alocados: 7 {A = 25 kvar}; 8 {A = 350 kvar}; 11 {A = 350 kvar}; 13 {A = 350 kvar}; 14 {A = 25 kvar}; 28 {C = 25 kvar}; 29 {C = 50 kvar}; 35 {B = 50 kvar}; 41 {C = 50 kvar}; 42 {C = 25 kvar}; 47 {A = 200 kvar}; 51 {B = 350 kvar}; 53 {C = 25 kvar}; 63 {A = 25 kvar}; 65 {C = 150 kvar}; 70 {A = 25 kvar}; 77 {A = 350 kvar; B = 100 kvar}; 79 {B = 50 kvar}; 80 {B = 350 kvar}; 83 {C = 25 kvar}; 86 {C = 25 kvar}; 89 {B = 25 kvar}; 95 {A = 150 kvar}; 98 {B = 25 kvar}; 100 {B = 50 kvar}; 104 {C = 350 kvar}; 108 {A = 150 kvar}; 149 {B = 50 kvar}; 197 {B = 25 kvar}.

Solução dada pela 9ª Execução: Tensão da barra 150 ajustada em 1,01 pu; Bancos monofásicos alocados: 1 {B = 150 kvar}; 2 {B = 25 kvar}; 3 {C = 25 kvar}; 21 {A = 150 kvar}; 25 {B = 50 kvar}; 30 {A = 50 kvar}; 35 {C = 25 kvar}; 36 {A = 50 kvar}; 37 {A = 25 kvar}; 38 {B = 350 kvar}; 42 {A = 350 kvar}; 44 {A = 25 kvar}; 50 {C = 50 kvar}; 56 {B = 150 kvar}; 57 {A = 350 kvar; B = 50 kvar}; 60 {A = 25 kvar}; 63 {C = 50 kvar}; 78 {C = 25 kvar}; 79 {A = 25 kvar; B = 25 kvar}; 83 {B = 50 kvar}; 97 {B = 150 kvar}; 99 {A = 150 kvar}; 101 {B = 50 kvar}; 105 {B = 25 kvar}; 111 {A = 350 kvar}; 152 {A = 25 kvar}; 197 {B = 150 kvar; C = 350 kvar}.

Estudo de Caso 7 – Etapa 2:

Solução dada pela 1ª Execução: Tensão da barra 150 ajustada em 1,05 pu; Bancos monofásicos alocados: 10 {A = 250 kvar}; 37 {A = 300 kvar}; 42 {B = 50 kvar}; 64 {B = 200 kvar}; 67 {A = 350 kvar}.

Solução dada pela 3ª Execução: Tensão da barra 150 ajustada em 1,04 pu; Bancos monofásicos alocados: 37 {A = 500 kvar}; 52 {B = 350 kvar}; 79 {A = 150 kvar}; 96 {B = 25 kvar}; 97 {A = 150 kvar}.