



---

Universidade Estadual de Campinas  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação  
Departamento de Sistemas e Controle de Energia  
DSCE – FEEC – UNICAMP



---

# ALOCAÇÃO DE CAPACITORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

**Autor:** MÁRCIO VENÍCIO PILAR ALCÂNTARA

**Orientador:** PROF. DR. LUIZ CARLOS PEREIRA DA SILVA

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO** *submetida à Faculdade de Engenharia  
Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, para  
preenchimento dos requisitos exigidos para a obtenção do  
título de MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA*

## **Banca Examinadora**

**Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva (Orientador) – FEEC/UNICAMP**

Prof. Dr. Ruben Augusto Romero Lázaro – FEIS/UNESP

Prof. Dr. Paulo Morelato França – FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Sigmar Maurer Deckmann – FEEC/UNICAMP

Campinas, 15 de abril de 2005.

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

AL16a Alcântara, Márcio Venício Pilar  
Alocação de capacitores em sistemas de distribuição de  
energia elétrica / Márcio Venício Pilar Alcântara. --  
Campinas, SP: [s.n.], 2005.

Orientador: Luiz Carlos Pereira da Silva  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de  
Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de  
Computação.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Otimização  
combinatória. 3. Algoritmos genéticos. 4. Potencia reativa  
(Engenharia elétrica). I. Silva, Luiz Carlos Pereira da. II.  
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de  
Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Titulo em Inglês: Capacitor allocation in electric power distribution systems.

Palavras-chave em Inglês: Electric power distribution, Combinatorial optimization,  
Genetic algorithms e Reactive power (Electrical  
engineering)

Área de concentração: Energia

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Ruben Augusto Romero Lázaro, Paulo Morelato França e  
Sigmar Maurer Deckmann.

Data da defesa: 15/04/2005

*“E ainda que tivesse o dom de profecia, e conhecesse todos os mistérios e toda a ciência, e ainda que tivesse toda a fé, de maneira tal que transportasse os montes, e não tivesse amor, nada seria.” (Coríntios 13:2)*  
*A Deus e à **minha família** sem os quais não seria possível chegar até aqui.*



**CAPES** *Este trabalho teve o suporte financeiro da COORDENAÇÃO DE APERFEIÇOAMENTO DE PESSOAL DE NÍVEL SUPERIOR – (CAPES)*

# Agradecimentos

*“... Agradeço a Deus o coração do amigo,  
Que em dolorosas horas de perigo,  
Nunca fugiu e nunca me enganou.*

*Eu agradeço a Deus a faculdade  
de pensar, de querer, de ter vontade,  
de não ser nada, mas de ser quem sou.”*

*Newton Soares – Agradecido Número 1*

Esses versos bem dizem a quem devo agradecer, primeiramente a Deus que me permitiu ter a capacidade para fazer este trabalho e em seguida aos que nas horas difíceis não me abandonaram e me mostraram o caminho certo a seguir:

Minha eterna gratidão à *minha família* pela dedicação e apoio, que me permitiu sempre dar seqüência aos meus estudos. A *Glacy Daiane B. Calassa*, pela compreensão, carinho e muito amor.

Ao Prof. Dr. *Luiz Carlos Pereira da Silva* pela grande oportunidade que me deu de realizar este trabalho, por todas as orientações, incentivos, e confiança a mim atribuídos.

A todos do Departamento de Sistemas e Controle de Energia, pelos vários momentos de compreensão, encorajamento e alegria, e agradável convivência.

Um agradecimento em especial ao grande amigo *Jesús Armando Morán Gallardo*, com quem tive oportunidade de trocar idéias sobre os mais variados assuntos e conhecer um pouco da cultura peruana.

Aos muitos amigos e amigas que tive a oportunidade de fazer durante o mestrado na UNICAMP, bem como aos muitos professores e funcionários.

A todas as amizadas que fiz nesses dois anos de Campinas.

À CAPES pela concessão de uma bolsa de estudos durante a realização do curso.

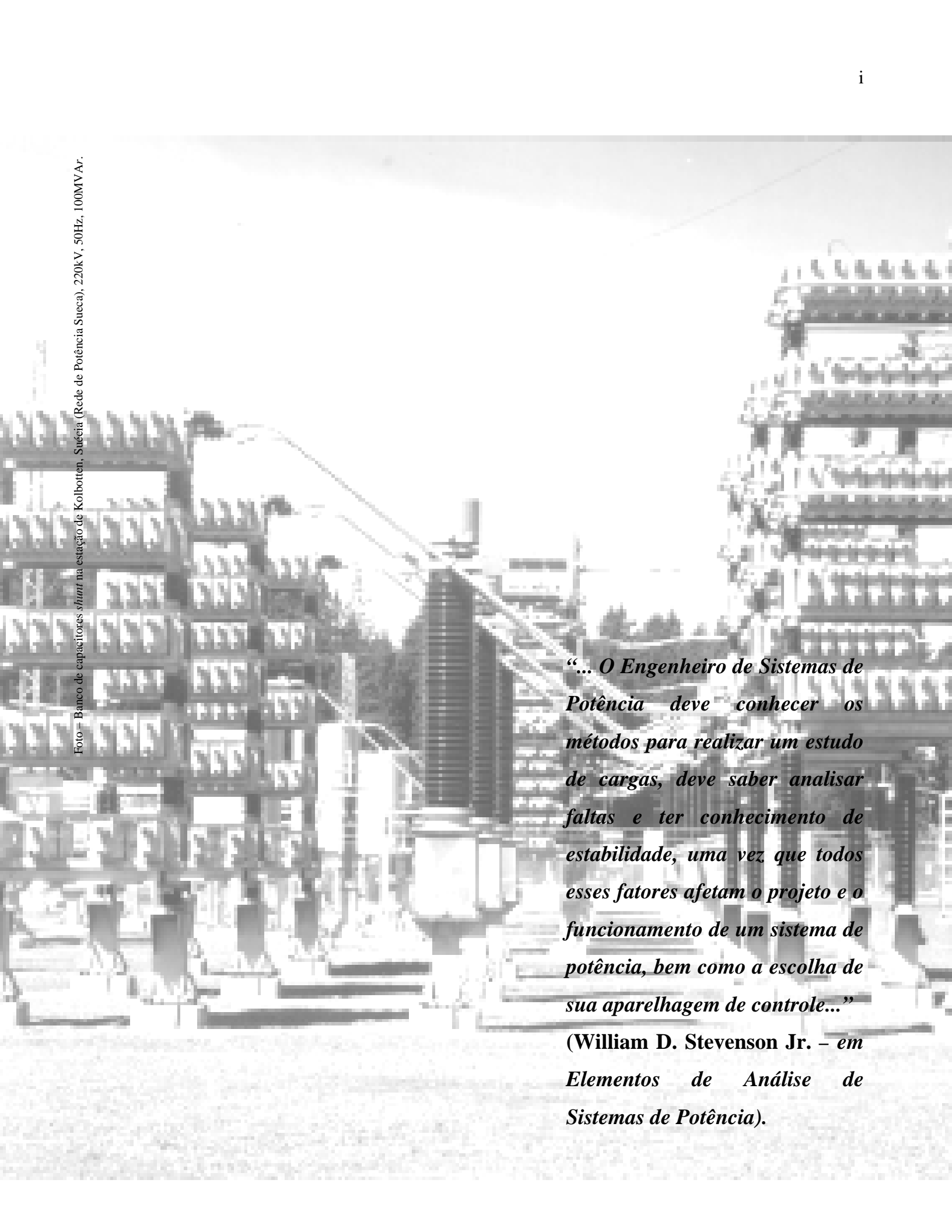


Foto – Banco de capacitores *shunt* na estação de Kolbotten, Suécia (Rede de Potência Sueca), 220kV, 50Hz, 100MVAr.

*“... O Engenheiro de Sistemas de Potência deve conhecer os métodos para realizar um estudo de cargas, deve saber analisar faltas e ter conhecimento de estabilidade, uma vez que todos esses fatores afetam o projeto e o funcionamento de um sistema de potência, bem como a escolha de sua aparelhagem de controle...”*

**(William D. Stevenson Jr. – em Elementos de Análise de Sistemas de Potência).**

# Resumo

É sabido que o maior volume de perdas ocorre nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Capacitores *shunt* são largamente utilizados nos alimentadores primários dos sistemas de distribuição para compensar potência reativa e conseqüentemente obter melhor perfil de tensão, reduções das perdas de potência e energia, e aumento da capacidade da rede de distribuição em atender carga ativa. A decisão do local ótimo de instalação de bancos de capacitores corresponde a um problema de programação matemática combinatorial. A determinação da influência da modelagem da carga na solução do problema, a inclusão de objetivos técnicos relacionados ao controle de tensão, custos de operação e de manutenção, e perdas de potência e energia, resultando numa nova formulação multi-critério com critérios conflitantes para o problema, e a viabilidade da aplicação de algoritmos genéticos como método de solução dessa nova formulação justificaram o desenvolvimento desta pesquisa. A definição do problema, e o desenvolvimento de modelagens matemáticas podem ser encontrados na primeira parte do trabalho. Na segunda parte apresentam-se os métodos de resolução utilizados nesse trabalho, são eles: heurísticos, e um método meta-heurístico. Um dos métodos heurísticos utiliza fatores de participação reativos da teoria de estabilidade de tensão para resolução do problema. O método meta-heurístico é um algoritmo baseado em algoritmos genéticos que resolve a formulação matemática apresentada anteriormente. Os métodos são testados utilizando-se uma rede real de 70 barras. Efeitos de cargas dependentes da tensão no problema são avaliados.

# Abstract

It is well known that the major portion of active power losses happen in the electric power distribution feeders. Shunt capacitors are broadly used in the primary feeders to compensate reactive power and consequently to obtain better voltage profile, reductions of power and energy losses, and increase the distribution network capacity in supplying active power demand. The decision of the optimal capacitors banks installation corresponds to a combinatorial mathematical programming problem. The determination of the influence of the load modeling in the solution of the problem, the inclusion of technical objectives relating to voltage control, costs of operation and maintenance, and cost of power and energy losses, resulting in a new multi-criteria formulation with conflicting criteria to the problem, and the viability of the application of genetic algorithms as method of solution of that new formulation justified the development of this research. The definition of the problem and the development of mathematical models can be found in the first part of the work. In the second it is presented the resolution methods, they are: heuristic, and a meta-heuristic method. One of the heuristic methods uses reactive participation factors commonly applied for voltage stability analysis of power systems. The meta-heuristic method is an algorithm based on genetic algorithms that solve the mathematical formulation previously presented. The methods are tested by using a real network of 70 bars. Effects of voltage dependent loads in the problem are quantified.

# Lista de Figuras

<b>Figura 1</b> – Curva de Duração de Carga	25
<b>Figura 2</b> – Diagrama unifilar do sistema de 70 barras estudado.	33
<b>Figura 3</b> – Perfil de tensão do sistema estudado (sem bancos de capacitores) .	34
<b>Figura 4</b> – Variação total da perda ativa com a instalação de um mesmo capacitor de 100kVAr em cada barra.	35
<b>Figura 5</b> – Perfil de tensão do sistema antes e após a realização do teste 5.	37
<b>Figura 6</b> – Localização e total de potência reativa capacitiva instalada no teste 5.	37
<b>Figura 7</b> – Perda ativa no sistema durante o processo de instalação de bancos de capacitores no teste 5.	37
<b>Figura 8</b> – Identificação das barras críticas.	40
<b>Figura 9</b> – Perfil de tensão do sistema antes e após a realização do teste 3.	42
<b>Figura 10</b> – Perda ativa no sistema durante o processo de instalação de bancos de capacitores no teste 3.	42
<b>Figura 11</b> – Localização e total de potência reativa capacitiva instalada no teste 3.	42
<b>Figura 12</b> – Uma típica rede de distribuição radial.	46
<b>Figura 13</b> – Numeração das linhas para a rede de distribuição radial.	46
<b>Figura 14</b> – Codificação para 3 níveis de carga e 3 barras candidatas a alocação de bancos de capacitores.	54
<b>Figura 15</b> – Possíveis posições do descendente após recombinação uniforme.	58
<b>Figura 16</b> – Efeito da mutação de variáveis inteiras em duas dimensões.	60
<b>Figura 17</b> – Comparação dos valores de função objetivo.	67
<b>Figura 18</b> – Perfil de tensão do sistema no nível de pico de carga antes e após a aplicação das heurísticas HES por sensibilidades, HEAM por análise modal, e do algoritmo baseado em AG com codificação inteira, AGI .	68
<b>Figura 19</b> – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI.	68
<b>Figura 20</b> – Perda ativa do sistema nos três diferentes níveis de carga antes, e aplicando as heurísticas e o AGI.	70



- Figura 21** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI, desprezando-se a restrição das tensões nas barras. 71
- Figura 22** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de corrente constante com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante. 86
- Figura 23** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de corrente constante com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI. 87
- Figura 24** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de impedância constante com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante. 91
- Figura 25** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de impedância constante com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI. 92
- Figura 26** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante. 95
- Figura 27** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI. 97
- Figura 28** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante. 99
- Figura 29** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI. 101

# Lista de Tabelas

<b>Tabela 1</b> – Resultados de performance para rede de distribuição radial (PC Pentium® 4 1,80GHz).	50
<b>Tabela 2</b> – Dados dos limites de tensão e tamanho padrão de banco de capacitores usados nos testes do AGI.	62
<b>Tabela 3</b> – Duração anual dos níveis de carga.	62
<b>Tabela 4</b> – Potência de base e valores das constante de custos do problema.	62
<b>Tabela 5</b> – Barras que violaram os limites de tensão nas condições iniciais do sistema em cada nível de carga (no nível de carga fora do pico (0,5pu) não ocorre violação da tensão mínima de 0,95pu).	63
<b>Tabela 6</b> – Perdas ativas totais iniciais e valor total do custo do sistema de 70 barras estudado.	63
<b>Tabela 7</b> – Possíveis escolhas de tamanhos de bancos de capacitores para instalação em uma só barra do sistema.	64
<b>Tabela 8</b> – Perdas no pico de carga e custos do sistema para diferentes valores de potência reativa capacitiva máxima que pode ser instalada por barra.	65
<b>Tabela 9</b> – Resultados da aplicação dos algoritmos apresentados, no sistema de 70 barras.	66
<b>Tabela 10</b> – Ajustes de controle $u$ dos bancos de capacitores aplicando-se os algoritmos propostos.	67
<b>Tabela 11</b> – Perdas ativas totais do sistema em kW, para cada nível de carga, aplicando-se os algoritmos desenvolvidos.	69
<b>Tabela 12</b> – Resultados da aplicação do AGI, sem restrição nas tensões, no sistema de 70 barras.	70
<b>Tabela 13</b> – Perdas ativas totais do sistema em kW, para cada nível de carga, aplicando-se AGI, sem restrição nas tensões das barras, no sistema de 70 barras.	70
<b>Tabela 14</b> – Ajustes de controle $u$ dos bancos de capacitores, sem restrições nas tensões do sistema.	71
<b>Tabela 15</b> – Barras que violaram os limites de tensão na condição sem restrições nas tensões do sistema em cada nível de carga (no nível de carga fora do pico (0,5pu) não ocorre violação da tensão mínima de 0,95pu).	71

- Tabela 16** – Perdas ativas totais iniciais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de potência constante (sem bancos de capacitores instalados). 83
- Tabela 17** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que a carga é modelada como sendo de potência constante (com bancos de capacitores instalados). 83
- Tabela 18** – Perdas ativas totais iniciais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de corrente constante (sem bancos de capacitores instalados). 84
- Tabela 19** – Barras que violaram os limites de tensão nas condições iniciais do sistema em cada nível de carga com as cargas modeladas como sendo de corrente constante (no nível de carga fora do pico ( $0,5pu$ ) não ocorre violação da tensão mínima de  $0,95pu$ ). 85
- Tabela 20** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de corrente constante com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante. 85
- Tabela 21** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de corrente constante após a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI. 86
- Tabela 22** – Resultados da aplicação do AGI no sistema de 70 barras para as cargas como corrente constante. 86
- Tabela 23** – Ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores aplicando-se o AGI para as cargas do sistema modeladas como sendo de corrente constante. 88
- Tabela 24** – Perdas ativas totais iniciais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de

- 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de impedância constante (sem bancos de capacitores instalados). 89
- Tabela 25** – Barras que violaram os limites de tensão nas condições iniciais do sistema em cada nível de carga com as cargas modeladas como sendo de impedância constante (no nível de carga fora do pico (0,5pu) não ocorre violação da tensão mínima de 0,95pu). 89
- Tabela 26** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de impedância constante com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante. 90
- Tabela 27** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de impedância constante após a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI. 91
- Tabela 28** – Resultados da aplicação do AGI no sistema de 70 barras para as cargas como impedância constante. 91
- Tabela 29** – Ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores aplicando-se o AGI para as cargas do sistema modeladas como sendo de impedância constante. 92
- Tabela 30** – Perdas ativas totais iniciais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas (sem bancos de capacitores instalados). 94
- Tabela 31** – Barras que violaram os limites de tensão nas condições iniciais do sistema em cada nível de carga com as cargas modeladas como sendo de corrente constante (no nível de carga fora do pico (0,5pu) não ocorre violação da tensão mínima de 0,95pu). 94
- Tabela 32** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de ZIP compostas com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante. 94
- Tabela 33** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo

ZIP compostas após a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI.	96
<b>Tabela 34</b> – Resultados da aplicação do AGI no sistema de 70 barras para as cargas como ZIP compostas.	96
<b>Tabela 35</b> – Ajustes de controle $u$ dos bancos de capacitores aplicando-se o AGI para as cargas do sistema modeladas como sendo ZIP compostas.	97
<b>Tabela 36</b> – Perdas ativas totais iniciais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas (sem bancos de capacitores instalados).	98
<b>Tabela 37</b> – Barras que violaram os limites de tensão nas condições iniciais do sistema em cada nível de carga com as cargas modeladas como sendo de corrente constante (no nível de carga fora do pico (0,5pu) não ocorre violação da tensão mínima de 0,95pu).	98
<b>Tabela 38</b> – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de ZIP compostas com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante.	99
<b>Tabela 39</b> – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas após a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI.	100
<b>Tabela 40</b> – Resultados da aplicação do AGI no sistema de 70 barras para as cargas como ZIP compostas.	100
<b>Tabela 41</b> – Ajustes de controle $u$ dos bancos de capacitores aplicando-se o AGI para as cargas do sistema modeladas como sendo ZIP compostas.	101

# Lista de Símbolos

$u_i^l$	Tamanho do capacitor alocado na barra $i$ no nível de carga $l$ ( $i = 1, 2, \dots, N_A$ e $l = 0, 1, 2, \dots, N_l$ )
$K_a^{cf}$	Custo marginal de aquisição dos bancos de capacitores fixos (\$/kVAr)
$K_a^{cs}$	Custo marginal de aquisição dos bancos de capacitores chaveados (\$/kVAr)
$P_{perdas}^0$	Perdas de potência ativa no pico de carga (pu)
$K_P$	Coefficiente dos custos marginais a serem considerados para geração, para transformadores de subestação e para linhas de distribuição (\$/kW/ano)
$\theta_{ij}$	Diferença de ângulo da tensão entre a barra $i$ e a barra $j$ (rad)
$G_{ii}, B_{ii}$	Condutância e susceptância próprias da barra $i$ (pu)
$G_{ij}, B_{ij}$	Condutância e susceptância mutuas entre a barra $i$ e a barra $j$ (pu)
$g_k$	Condutância da linha $k$ (pu)
$K_E$	Custo por kWh de energia (\$/kWh)
$K_F$	Custo fixo de instalação e manutenção dos bancos de capacitores (\$)
$N_A$	Número de barras onde bancos de capacitores foram adicionados
$N_B$	Número total de barras
$N_{B-1}$	Número total de barras, excluindo a barra slack
$N_c$	Número de barras candidatas para instalação de bancos de capacitores
$N_E$	Número total de linhas de distribuição no sistema
$N_i$	Número de barras adjacentes à barra $i$ , incluindo a barra $i$
$N_l$	Número de níveis de carga
$N_{PQ}$	Número de barras $PQ$ , as quais são barras de carga com injeções constantes de $P$ e $Q$
$N_{VPQlim}$	Número de barras $PQ$ nas quais a tensão violou os limites
$P_i, Q_i$	Potências ativa e reativa injetadas na rede na barra $i$ (pu)
$Q_{ci}$	Potência reativa capacitiva instalada na barra $i$ (pu)
$T_l$	Tempo planejado de duração do nível de carga $l$ (horas)
$V_i$	Magnitude de tensão na barra $i$ (pu)

Obs: Alguns símbolos utilizados no texto que não constam desta tabela são definidos quando do seu uso.

# Lista de Siglas

**AG** – Algoritmo Genético

**AGI** – Algoritmo Genético com codificação Inteira multi objetivo

**AGS** – Algoritmo Genético Simples

**ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica

**BH** – Busca Heurística

**BT** – Busca Tabu

**FPR** – Fator de Participação Reativo

**HE** – Método Heurístico

**HEAM** – Heurística usando Análise Modal

**HES** – Heurística usando critérios de Sensibilidade

**IA** – Inteligência Artificial

**IEEE** – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

**LCK** – Lei das Correntes de Kirchhoff

**LTK** – Lei das Tensões de Kirchhoff

**PLCC** – Problema de Localização e Controle de Capacitores

**RNA** – Rede Neural Artificial

**SA** – *Simulated Annealing*

**SE** – Sistema Especialista

**SEF** – Sistema Especialista Fuzzy

**SR** – Simulação de Resfriamento

**SVC** – *Static VAR Compensator*

**TCF** – Teoria de Conjuntos Fuzzy

**VAR** – Volt Ampere Reativo

**ZIP** – O modelo polinomial de carga Impedância-Corrente-Potência constante

# SUMÁRIO

<b>Resumo</b>	<b>i</b>
<b>Abstract</b>	<b>i</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>ii</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>iv</b>
<b>Lista de Símbolos</b>	<b>viii</b>
<b>Lista de Siglas</b>	<b>ix</b>
<b>I Definição do Problema</b>	<b>1</b>
<b>1 O Problema de Localização e Controle de Capacitores</b>	<b>2</b>
1.1 Introdução	2
<b>2 Estudo da Bibliografia</b>	<b>7</b>
2.1 Introdução	7
2.2 Formulação do Problema	8
2.3 Revisão da Literatura	8
2.4 Revisão das Metodologias	16
2.4.1 Métodos analíticos	16
2.4.2 Métodos de programação numérica	16
2.4.3 Métodos heurísticos	17
2.4.4 Métodos baseados em IA	17
2.5 Escolha do Método a Ser Usado	19
2.5.1 Problema de alocação de capacitores a ser resolvido	19
2.5.2 Complexidade do problema	20
2.5.3 Precisão dos resultados	20
2.5.4 Praticidade	20
<b>3 Formulação do Problema</b>	<b>23</b>
3.1 Introdução	23
3.2 Função de Custo	26



3.2.1	Custo das perdas de energia e potência	26
3.2.2	Custo de instalação e manutenção dos bancos de capacitores	27
3.2.3	Custo dos bancos de capacitores fixos	27
3.2.4	Custo dos bancos de capacitores chaveados	28
<b>II Resolução do Problema</b>		<b>31</b>
<b>4 Construindo um Método Heurístico</b>		<b>33</b>
4.1	Introdução	33
4.1.1	Teste – Inicia-se com o critério da menor tensão e após a elevação do perfil de tensão para dentro dos limites pré-estabelecidos alterna-se para o critério da maior redução de perdas	36
4.2	Análise Modal Como Solução Para o PLCC	38
4.3	Testes Realizados	40
4.3.1	Teste – inicia-se com o critério da barra com a menor tensão para elevação da tensão, e após elevação da tensão, utiliza-se lista ordenada de FPRs para redução de perdas	41
4.4	Método Heurístico Proposto	43
4.4.1	Instalando um banco de capacitores de tamanho padrão	43
4.4.2	Condições de parada	44
<b>5 Fluxo de Carga Pela Varredura Vem-e-Vai</b>		<b>45</b>
5.1	Introdução	45
5.2	Solução de Uma Rede de Distribuição Radial	46
5.2.1	Numeração das linhas	46
5.2.2	Método de solução	47
5.2.3	Critério de convergência	48
5.3	Aplicação em Redes de Distribuição Radial	48
<b>6 Algoritmo Genético Para Resolução do PLCC</b>		<b>51</b>
6.1	Introdução	51
6.2	Algoritmos Genéticos	52
6.3	Algoritmo Implementado	53

6.3.1 Representação cromossômica	54
6.3.2 Inicialização	55
6.3.3 Avaliação de adaptação	56
6.3.4 Seleção	56
6.3.5 Recombinação	57
6.3.6 Mutação	58
6.4 AGI Solução do PLCC	60
6.5 Aplicação do AGI	61
6.6 Resultados Iniciais do Fluxo de Carga	63
6.7 Resultados	64
<b>III Modelagem da Carga e Conclusões</b>	<b>73</b>
<b>7 Efeitos de Cargas Sensíveis à Tensão no PLCC</b>	<b>75</b>
7.1 Introdução	75
7.2 Modelos de Cargas	78
7.3 Suposições e Implementação	81
7.4 Exemplos e Discussão dos Resultados	82
7.4.1 As cargas do sistema são modeladas como sendo de corrente constante	84
7.4.2 As cargas do sistema são modeladas como sendo de impedância constante	88
7.4.3 As cargas do sistema são modeladas como sendo ZIP compostas	93
<b>8 Conclusões e Sugestões Para Continuação Deste Trabalho</b>	<b>103</b>
<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>105</b>
<b>Apêndice A – Progressão Histórica em Alocação Ótima de Capacitores</b>	<b>117</b>
<b>Apêndice B – Dados Originais do Sistema de 70 Barras</b>	<b>135</b>
<b>Sobre o Autor</b>	<b>131</b>

# **Parte I**

## **Definição do Problema**

## Capítulo 1

# O Problema de Localização e Controle de Capacitores

*"Nossos problemas são criados pelo homem;  
então eles podem ser resolvidos pelo homem."*

*John F. Kennedy*

*"Quatro etapas para uma façanha:  
planejar objetivamente, preparar  
religiosamente, proceder positivamente,  
perseguir persistentemente."*

*William A. Ward*

### 1.1 Introdução

A transferência de energia elétrica, nos seus níveis de transmissão, subtransmissão, e distribuição, é acompanhada pelas perdas de potência nas respectivas linhas. Porém, é sabido que o maior volume de perdas ocorre nos sistemas de distribuição. Capacitores *shunt* são largamente utilizados nos alimentadores primários dos sistemas de distribuição para compensar potência reativa e conseqüentemente obter melhor perfil de tensão, reduções das perdas de potência e energia, e aumento da capacidade da rede de distribuição em atender carga ativa. De uma forma geral, o problema de alocação de bancos de capacitores consiste na determinação do número, da localização, do tamanho, tipo, e tempos de chaveamentos dos bancos de capacitores a serem instalados no sistema.

O problema de instalação de bancos de capacitores na rede elétrica vem sendo estudado por pesquisadores do mundo todo desde meados da década de 1940, quando eram instalados próximos às subestações, no início dos alimentadores. O problema da localização dos bancos de capacitores se tornou mais complexo com a constatação das vantagens de instalação dos bancos de capacitores em pontos próximos das cargas e com o aparecimento de equipamentos com menor relação kg/kVAr.

São muitas as vantagens e as justificativas relacionadas à utilização de capacitores em sistemas de potência, principalmente em nível de distribuição, como já relatava a *Westinghouse Electric Corporation* em documento de 1965 [WEC1965]:

1. Redução da componente reativa de corrente do circuito;
2. Melhoria do nível de tensão no ponto de consumo;
3. Melhoria da regulação de tensão se a unidade capacitiva for apropriadamente chaveada;
4. Redução de perdas de potência ativa  $I^2R$  no sistema devido à redução da corrente;
5. Redução de perdas de potência reativa  $I^2X$  no sistema devido à redução da corrente;
6. Aumento do fator de potência das fontes geradoras;
7. Diminuição da demanda reativa das fontes geradoras e das linhas possibilitando alívio para uma condição de carga pesada ou possibilidade de crescimento adicional de carga;
8. Reduzindo carga reativa nas fontes geradoras, carga ativa adicional pode ser colocada nos geradores se a capacidade da turbina permitir;
9. Redução da demanda de reativos onde a carga é atendida;
10. Redução de investimentos em equipamentos por MW atendido.

O presente trabalho enfoca a alocação de capacitores *shunt* apenas na rede de distribuição primária de energia elétrica. A determinação do local ótimo de instalação de bancos de capacitores corresponde a um problema de programação matemática combinatorial – otimização sobre a qual diversas pesquisas têm sido elaboradas, e as quais usam os mais variados métodos de solução. Os métodos de solução para o problema de alocação de capacitores podem ser classificados em quatro categorias de acordo com Ng *et al.* [NSC2000a]: analíticos, de programação numérica, heurísticos, e baseados em inteligência artificial (IA), ou de maneira mais geral, podemos classificar os métodos de solução em Exatos (analíticos, programação numérica) ou Aproximados (heurísticos, e baseados em IA). Uma revisão de todos os métodos de alocação de capacitores é apresentada por Mekhamer *et al.* em [MEHMMS2002b] e por Ng *et al.* em [NSC2000a].

Aqui o interesse é a aplicação de métodos Heurísticos (HE) ([CGYL1988], [TL1990], [SCH1994], [CSJ1997] e [Haq1999]), e de métodos baseados em inteligência artificial, mais especificadamente métodos baseados em Algoritmos Genéticos (AGs) ([SP1994], [MCD1997], [KY1999], [MPC1996] e [LKSC2000]).

Métodos heurísticos ou aproximados são essencialmente uma regra que codifica uma parte de conhecimento sobre como resolver problemas em algum domínio. Esses métodos são aproximações, no sentido de que não requerem dados perfeitos e as soluções derivadas do sistema podem ser propostas com vários graus de certeza. Na área de alocação de capacitores, regras heurísticas produzem estratégias práticas e rápidas que reduzem o exaustivo espaço de busca e podem conduzir a uma solução próxima do ótimo com confiança ([NSC2000a]).

Kaplan em [Kap1984] apresentou uma busca heurística na qual primeiro determinam-se os melhores locais e os tipos (fixo ou chaveado) de bancos de capacitores considerando os menores tamanhos possíveis de bancos de capacitores disponíveis. Salam *et al.* em [SCH1994] propuseram um método heurístico baseado em reconfiguração de redes para identificar a seção no sistema de distribuição com as maiores perdas devido à corrente reativa, para então ser identificado o nó que irá receber o capacitor.

Propõe-se aqui neste trabalho uma inovação: um método heurístico baseado em Fatores de Participação Reativos (FPRs) das barras de carga do sistema de distribuição. Um método semelhante também foi utilizado com sucesso para a alocação de SVCs (*Static VAR Compensators*) em redes de transmissão de alta tensão por Mansour *et al.* em [MXAR1994].

Algoritmos heurísticos para o problema de alocação de capacitores são rápidos, mas eles sofrem da incapacidade de escapar de soluções ótimas locais. AGs têm sido aplicados para resolver o problema de alocação sub-ótima de capacitores visto que eles possuem características atrativas como a capacidade de encontrar soluções próximas do ótimo global, habilidade para lidar com diferentes tipos de restrições e, mais importante, eficiência em tratar facilmente com a natureza discreta do problema ([MPC1996]), por isso também se aplica neste trabalho um algoritmo baseado em Algoritmo Genético como método meta-heurístico para solução do problema. Algoritmos Genéticos são baseados na estratégia Darwinista de sobrevivência do melhor adaptado, nos quais os princípios de genética e seleção natural são imitados ([Mic1996]).

O Problema de Localização e Controle de Capacitores (**PLCC**) pode ser modelado como um problema de otimização multi-critério restrito e esse modelo pode ser facilmente formulado dentro de algoritmos baseados em AGs ([Lai1998]). Em [SP1994], Sundhararajan e Pahwa usaram um AG com o objetivo de minimizar as perdas de potência no pico de carga juntamente com as perdas de energia em contrapartida ao custo do capacitor. Uma análise de sensibilidade de perdas ativas visando seleção de locais candidatos à alocação de bancos de capacitores foi

aplicada com o objetivo de diminuir o espaço de busca. Em [MCD1997] Mil *et al.* apresentaram um algoritmo misto em dois estágios. No primeiro estágio aplicou-se um AG para determinação de condições iniciais para a execução do segundo estágio que consiste na aplicação do método heurístico baseado em sensibilidade de perdas ativas. Levitin *et al.* em [LKSC2000] usam um algoritmo baseado em AG para alocação de capacitores considerando não apenas um alimentador individual, mas uma rede de alimentadores ligada a uma subestação e levando em conta o efeito que cada alimentador tem no sistema inteiro.

Os principais objetivos do trabalho aqui apresentado foram: a determinação da influência da modelagem do sistema e da carga dependente da tensão na solução do problema, a inclusão de objetivos técnicos relacionados ao controle de tensão, custos de operação e de manutenção, e perdas de potência e energia, resultando numa nova formulação multi-critério com critérios conflitantes para o problema, e a viabilidade da aplicação de algoritmos genéticos como método de solução dessa nova formulação, re-explorando assim os conceitos básicos associados ao problema de alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica, identificando-se novos fatores a serem considerados.





## Capítulo 2

# Estudo da Bibliografia

*"Se pude enxergar mais longe, foi porque me pus aos ombros de gigantes."*

Isaac Newton

*"A verdadeira viagem de descoberta consiste em não procurar novas paisagens, e sim ver com novos olhos."*

Desconhecido

### 2.1 Introdução

Uma revisão da literatura em compensação reativa em alimentadores de distribuição indica que o problema de alocação de bancos de capacitores para redução de perdas em sistemas de distribuição foi extensivamente pesquisado durante a segunda metade do século XX.

Literatura publicada descrevendo algoritmos de alocação de bancos de capacitores é abundante. O Sub-comitê de Capacitores do Comitê de Transmissão e Distribuição do IEEE publicou dez bibliografias em capacitores de potência de 1950 a 1980 [CSITDC1983]. Além disso, o Grupo de Trabalho em Administração de VAR do Sub-comitê de Sistema de Controle do IEEE publicou outra bibliografia em potência reativa e controle de tensão em sistemas de potência [IVMWGISCS1997]. A contagem total das publicações listadas nessas bibliografias é superior a 400, e muitos desses documentos são específicos ao problema de alocação ótima de bancos de capacitores.

O objetivo aqui é apresentar um estudo bibliográfico, que num primeiro momento mostre a progressão da pesquisa em alocação ótima de bancos de capacitores, e posteriormente uma tentativa de se classificar os algoritmos disponíveis pelo método de que se utilizam para resolver o problema. Nenhuma tentativa é feita aqui para verificar qualquer das reivindicações feitas pelos autores, ou determinar a efetividade dos métodos descritos. As próximas seções destacam as principais publicações na área.

## 2.2 Formulação do Problema

Resolver o problema de alocação de bancos de capacitores é, em geral, determinar o número, localização, tamanhos, e tempos de chaveamentos ótimos, dos bancos de capacitores a serem instalados em um alimentador de distribuição com o objetivo de se maximizar as economias de custo sujeito a restrições de operação. Como resultado da complexidade do problema, pesquisadores introduziram suposições simplificadoras tais como: um alimentador uniforme, perfil de tensão constante, custo linear para os bancos de capacitores, tamanhos contínuos dos bancos de capacitores, e/ou um alimentador principal sem ramificações. Alguns dos métodos propostos introduzem uma função de economia de custos baseada na redução das perdas na potência de pico, enquanto outros consideram ambas reduções de perdas no pico de potência e de perdas de energia. Alguns métodos consideram apenas bancos de capacitores fixos, enquanto outros consideram ambos bancos de capacitores fixos e chaveados. Nos métodos que aplicam bancos de capacitores chaveados, pode haver limitações tais como os tempos de chaveamento.

## 2.3 Revisão da Literatura

Antes dos anos 1950, capacitores para redução de perdas eram colocados no ponto onde a subestação era conectada ao alimentador de distribuição. Colocar capacitores ao longo do alimentador primário de distribuição, mostrou ser favorável por várias razões: instalação de capacitores próximos às cargas, equipamentos de menor porte, etc. E assim o problema cresceu, pois agora era preciso determinar onde, ao longo do alimentador, de qual tamanho, e em que quantidades, capacitores deveriam ser aplicados aos alimentadores primários de distribuição.

Durante o final dos anos 1950 uma tendência nova tinha emergido. Colocação de capacitores *shunt* ao longo do alimentador primário de distribuição. A esta tendência, se referiram Neagle e Samson em [NS1956], como sendo "... devido a ambos, disponibilidade de equipamentos montáveis em postes, e por causa das economias que favorecem colocação do capacitor mais próximo das cargas." Neagle e Samson assumem a carga uniformemente distribuída ao longo do alimentador. Eles consideram apenas economia de perdas de potência ativa no pico de carga com capacitores fixos e ignoram o custo dos capacitores.

Cook em [Cook1959] também analisou a aplicação de bancos de capacitores fixos a uma carga uniformemente distribuída. Porém, em vez de considerar redução de perdas de pico de carga, a economia está baseada na redução de perdas de energia considerando uma carga variável

no tempo. Cook estabeleceu que o local de bancos de capacitores fixos deveria estar baseado na carga reativa média, e então definiu a regra dos  $2/3$ , que diz que para a máxima redução de perdas, um banco de capacitores com tamanho dois-terços do pico de carga reativa, deveria ser instalado a uma distância da subestação igual a dois terços do comprimento total do alimentador. Em [Cook1961] Cook revisita e estende o problema para incluir capacitores fixos e chaveados. Economias são calculadas baseadas na redução de ambas perdas de pico de carga e perdas de energia. O modelo de alimentador em pu de [Cook1959] é utilizado, e uma carga variável no tempo é introduzida para lidar com o tempo de duração dos capacitores fixos.

Antes do trabalho de Duran [Duran1968], métodos populares envolviam o uso de curvas de desempenho, e cálculos para solução do extremo de uma função analítica. Duran reconheceu o problema como um problema de programação dinâmica e utilizou um processo multi-estágio de otimização.

Em [Chang1972] Chang apresenta uma análise matemática da aplicação de capacitores *shunt* para redução de perdas em um alimentador de distribuição. Equações generalizadas para calcular redução de perdas em um alimentador apresentando cargas de combinação qualquer, cargas concentradas e uniformemente distribuídas, são derivadas, e as condições para redução ótima de perdas são desenvolvidas. Os resultados são apresentados em famílias separadas de curvas para determinação conveniente de redução de perdas devido ao uso de capacitores.

Métodos analíticos para alocação de capacitores foram também apresentados por Bae [Bae1978], revisitando o trabalho de Neagle e Samson [NS1956], mas ao contrário desses, Bae investigou aplicação de capacitores sob uma grande gama de condições de carga reativa. Capacitores são primeiro alocados de maneira ótima para um nível de carga fixo. A metodologia é estendida para determinar as localizações ótimas dos capacitores para todos os níveis de carga acima do nível fixo, sem levar em conta o tempo de duração de cada nível de carga.

Os anos 1980 viram interesse renovado no problema, trazido pela necessidade crescente de minimizar custos e melhorar a eficiência dos sistemas. Vários trabalhos que figuram proeminentes durante este período são os de Baran e Wu, Kaplan, Santoso e Tan, e Grainger *et al.*

Grainger e Lee em [GL1981a] observaram que trabalhos prévios sofriam por estarem baseados em algumas suposições muito restritivas tais como casos de distribuição especial de cargas, e a utilização de comprimentos de cabos uniformes ao longo de todo o alimentador.

Propõem então uma metodologia a qual considera alimentadores não uniformes e cargas não uniformes. Transformam um alimentador com diferentes comprimentos em um alimentador uniforme equivalente (ou **alimentador equivalente normalizado**). Também respondendo por distribuição não uniforme de carga reativa introduzindo o conceito de **função de distribuição de corrente reativa normalizada**.

Kaplan em [Kap1984] apresenta uma heurística aproximada a qual é reivindicada como não assumindo nenhuma das simplificações usadas em muitos dos trabalhos anteriores:

1. Carga distribuída uniformemente;
2. Tamanho uniforme dos condutores;
3. Consideração apenas de bancos fixos de capacitores;
4. Negligência dos custos de instalação;
5. Negligência da parte constante dos custos de instalação;
6. Negligência sobre disponibilidade das unidades de um certo tamanho;
7. Negligência dos custos de capacidade liberada;
8. Consideração apenas da linha de alimentação principal;
9. Número arbitrário de bancos de capacitores;
10. Otimização separada de bancos fixos e chaveados;
11. Chaveamento simultâneo de todos os bancos de capacitores chaveados.

A aproximação heurística, primeiro determina as “melhores” localizações e tipos (fixo ou chaveado) para o menor tamanho de banco de capacitores padrão disponível. Após alocação desses bancos iniciais, uma tentativa é feita para melhorar os ganhos pela adição de grandes bancos ou pela combinação de pequenos bancos em grandes unidades.

O modelo necessário para sistemas de distribuição radiais é consideravelmente complicado pela consideração de que alimentadores primários de distribuição são assimétricos, multi-aterrados, suprem cargas desbalanceadas, e envolvem ramais trifásicos, bifásicos, e monofásicos. Na ref. [GELKCG1985] Grainger *et al.* consideram estes alimentadores radiais e oferecem uma nova metodologia para determinar valores ótimos para tamanhos, localizações, e tempos de chaveamentos de instalações de capacitores *shunt* fixos e/ou não simultaneamente chaveados, para maximização dos ganhos totais associados com as reduções resultantes de perdas de pico de

potência, e perdas de energia. Os procedimentos das referências [PR1983], [Kap1984], e [GLEK1983] são estendidos e modificados para acolher alimentadores com ramificações.

Baran e Wu em [BW1989a] formulam o problema como um problema de programação não linear inteira mista. Os custos dos bancos de capacitores são aproximados por uma função linear e a carga é considerada fixa. O método de solução é dividido em dois níveis.

Santoso e Tan [ST1989] dividiram o sistema de distribuição em vários pequenos subsistemas, onde cada qual é otimizado. Variáveis de “Iteração” são atualizadas e o processo é repetido até que o valor absoluto das economias entre iterações seja pequeno. O custo dos capacitores é uma função diferenciável do tamanho. Os problemas dos subsistemas são resolvidos por um método de busca pelo gradiente.

Com o começo dos anos 1990 pesquisa adicional tomou lugar no campo de alocação ótima de capacitores. Tais pesquisas incluem a investigação dos efeitos devidos a múltiplas cargas não lineares, bem como a aplicação de capacitores em sistemas com condições variáveis de carga. Com a popularidade da IA (Inteligência Artificial) ainda outros muitos pesquisadores investigaram sua possibilidade de uso em aplicações de engenharia de potência. Em particular, algoritmos genéticos (AGs), simulação de resfriamento (*simulated annealing* – SA), sistemas especialistas (SEs), redes neurais artificiais (RNAs), e teoria de conjuntos fuzzy (TCF), foram implementados no problema de alocação ótima de capacitores.

Chiang *et al.* na referência [CWCS1990a] apresentam uma formulação levando em consideração aspectos práticos dos capacitores, as restrições de carga, e restrições de operação em diferentes níveis de carga. A formulação é um problema de otimização combinatorial com uma função objetivo não diferenciável. Uma metodologia de solução baseada em simulação de resfriamento (*simulated annealing*) para determinar as localizações para instalação de capacitores, os tipos e tamanhos dos capacitores a serem instalados, e os ajustes de controle desses capacitores em diferentes níveis de carga é proposta. Os autores reivindicam que a metodologia pode fornecer a solução ótima global para o problema geral de alocação de capacitores. Em [CWCS1990b], a técnica é aplicada em um sistema de distribuição de 69 barras em dois casos: alocação de capacitores fixos e alocação geral de capacitores. Esse para três níveis de carga: pico de carga, carga média, e baixa carga.

Em [AA1991] Ajarapu e Albanna exploram a aplicabilidade dos algoritmos genéticos no problema de despacho de potência reativa. Os algoritmos são usados para minimizar a função de

custo. Dois exemplos simples são explicados e implementados para mostrar a aplicabilidade das técnicas genéticas no campo da otimização.

O método de Busca Tabu (BT) é usado na ref. [YHH1995] por Yang *et al.* para a solução do problema de alocação de capacitores em um sistema de distribuição radial. A meta usando uma solução baseada em BT é para determinar:

1. Os locais de instalação dos capacitores;
2. Os tipos, número e tamanhos dos capacitores, e níveis de cargas;
3. Os esquemas de controle desses capacitores em diferentes níveis de carga.

Um método baseado em análise de sensibilidades é usado para, a priori, selecionar os locais candidatos para instalação dos capacitores e reduzir o espaço de solução do problema. A efetividade do método de BT para resolver o problema de otimização combinatorial de alocação de capacitores é demonstrada através de exemplos numéricos.

Na ref. [CWD1995a] Chiang, Wang, e Darling resolvem o problema de alocação, realocação, e controle, ótimos, de capacitores em redes de distribuição de grande escala, desbalanceadas, radiais ou malhadas, para determinar, de maneira ótima, as localizações para instalar (ou realocar, ou remover) capacitores, os tipos e tamanhos dos capacitores a serem instalados (ou realocados) e, durante cada nível de carga, o esquema de controle para cada capacitor nos nós de um sistema geral trifásico desbalanceado tal que uma desejada função objetivo é minimizada enquanto restrições de carga, restrições de rede e restrições de operação (*e.g.* o perfil de tensão) em diferentes níveis de carga são satisfeitos. O novo problema é formulado como um problema de otimização combinatorial com uma função objetivo não diferenciável. O espaço de configuração, essencial no projeto de uma metodologia de solução baseada em simulação de resfriamento (*annealing*) para o novo problema é derivado.

Miu, Chiang, e Darling apresentam em [MCD1997] um algoritmo em dois estágios para alocação, realocação, e controle de capacitores, de sistemas gerais de distribuição de grande escala e desbalanceados. O primeiro estágio do algoritmo proposto consiste de um AG seguido pelo segundo estágio que consiste de um método heurístico baseado em sensibilidades construído para o problema.

Nesse início de milênio com a difusão das técnicas de pesquisa operacional e das baseadas em IA (Inteligência Artificial) vários pesquisadores intensificam a possibilidade de uso híbrido

dessas técnicas para solução do problema de alocação ótima de capacitores, misturando algoritmos lineares com algoritmos combinatoriais tais como Busca Heurística (BH), Busca Tabu (BT), Programação Linear (PL), algoritmos genéticos (AGs), simulação de resfriamento (*simulated annealing* – SA), sistemas especialistas (SEs), redes neurais artificiais (RNAs), e teoria de conjuntos fuzzy (TCF).

Ng, Salama, e Chikhani, na ref. [NSC2000a] descrevem a evolução da pesquisa e avaliam a praticidade e precisão dos algoritmos de alocação de capacitores disponíveis na literatura. Os mesmos autores na ref. [NSC2000b] usam raciocínio aproximado para determinar nós candidatos satisfatórios, em um sistema de distribuição, para alocação de capacitores. Tensões e índices de redução de perdas de potência dos nós do sistema de distribuição são modelados por funções fuzzy de pertinência. Um sistema especialista fuzzy (SEF) contendo um conjunto de regras heurísticas é então usado para determinar a conveniência da alocação do capacitor para cada nó no sistema de distribuição.

Gallego, Monticelli, e Romero propõem em [GMR2001] um método híbrido baseado em Busca Tabu estendida com características tomadas de outras aproximações combinatoriais, tais como algoritmos genéticos e simulação de resfriamento (*simulated annealing*), e de aproximações heurísticas práticas. Esse método determina, para o problema de alocação (realocação) de capacitores para redes de distribuição radiais, os tipos, tamanhos, localizações e esquemas de controles de capacitores. O difícil problema combinatorial de alocação ótima de capacitores é formulado como uma programação inteira mista não linear. Assim esse é um problema NP (de tempo Não Polinomial) completo e sua solução usa um algoritmo de busca combinatorial. O método proposto foi extensivamente testado em um conjunto de redes disponível na literatura, com resultados superiores referentes a ambos qualidade e custo das soluções, e em uma rede prática de 135 barras.

Mekhamer, El-Hawary, Moustafa, Mansour, e Soliman no artigo [MEHMMS2002a] revisam e implementam métodos heurísticos e de técnica fuzzy para compensação reativa de alimentadores radiais de distribuição usando cinco alimentadores de distribuição atuais. Eles checam a eficiência de cada técnica usando um novo método variacional baseado na idéia de tabela verdade de circuitos lógicos. Esse novo método de teste simples tem a habilidade de fornecer os melhores resultados entre todas as técnicas, máxima redução nas perdas e custos do sistema, e ao mesmo tempo extrair algumas novas vantagens dessas técnicas heurísticas e fuzzy.

Desses estudos, eles decidem as melhores técnicas heurística e fuzzy e também quando o uso do método fuzzy ou heurístico é melhor.

Os mesmos autores em [MEHMMS2002b] apresentam uma revisão de diferentes métodos de solução encontrados na literatura, e esse artigo é entendido como um guia para aqueles interessados no problema ou que pretendem fazer pesquisa adicional na área de aplicação de capacitores em sistemas elétricos de potência para o controle do fluxo de potência, melhoria de estabilidade, manejo do perfil de tensão, correção do fator de potência, e minimização de perdas. As suposições feitas e breves descrições dos métodos de solução são apresentadas.

Ainda Mekhamer *et al.* introduzem em [MEHMMS2002c] e [MEHMMS2002d] duas novas técnicas heurísticas para compensação reativa em alimentadores radiais de distribuição. Os métodos podem ser considerados como idéias generalizadas que emergiram de estratégias de buscas heurísticas recentes e conduzem a resultados melhores. Os métodos formulados são derivados e as técnicas são aplicadas a três alimentadores. Resultados da aproximação proposta são comparados com métodos prévios para mostrar a superioridade dos métodos propostos. Para mostrar a proximidade ou o afastamento da solução ótima após implementação desses métodos, um novo algoritmo usando a técnica variacional é apresentado para obtenção da alocação ótima de capacitores de acordo com tamanhos padrões disponíveis de capacitores.

Mendes, Pissarra, França, Lyra, e Cavelucci propõem em [MPFLC2002] um novo método baseado em algoritmos evolutivos, para a solução do problema de localização de capacitores (PLC). A instalação de bancos capacitores em redes de distribuição visa reduzir as perdas elétricas resultantes da potência reativa presente no sistema. Testes computacionais foram realizados com uma rede de distribuição real referente a uma cidade brasileira de médio porte. Os testes incluem uma análise de sensibilidade do algoritmo aos parâmetros críticos da otimização: o custo da energia, o orçamento máximo disponível para a compra e instalação de capacitores e o prazo de amortização do investimento.

González em [Gon2003] apresenta inovações conceituais e de implementação que permitem o resgate da abordagem por programação dinâmica para a solução do problema de instalação e dimensionamento de capacitores fixos em redes de distribuição, para perfis de cargas fixos ou variáveis. O trabalho também aborda o problema de controle de capacitores chaveados propondo duas novas abordagens. A primeira desenvolve uma versão de sistemas complexos adaptativos, os chamados sistemas classificadores. A segunda corresponde a uma especialização dos conceitos



de programação dinâmica desenvolvidos para o problema de instalação de capacitores. Estudos de casos em redes reais de grande porte ilustram as possibilidades das metodologias desenvolvidas.

Freitas *et al.* apresentam no artigo [FDFHL2004] um procedimento para a alocação ótima de bancos de capacitores fixos e chaveados em redes de distribuição. A definição da localização, do tamanho e do tipo (fixo ou chaveado) é realizada ao custo mínimo, porém, de modo que a magnitude da tensão do sistema fique próxima do valor de referência, respeitando os limites operacionais. O problema geral é dividido em dois módulos: investimento e operação. O problema de investimento (problema mestre) corresponde a um problema de programação inteira que é resolvido por intermédio de um algoritmo genético especializado no qual busca-se definir a melhor alternativa de alocação dos bancos de capacitores. O problema de operação (problema escravo) se encarrega de determinar o índice de desempenho das alternativas de investimento analisadas pelo problema mestre, considerando os diversos níveis de carregamento do sistema de distribuição e as diferentes formas de utilização dos bancos de capacitores que possuem elementos chaveáveis. A metodologia é aplicada a um sistema de distribuição exemplo para mostrar sua eficácia.

Balakumaran e Thanuskodi apresentam em [BT2004] uma nova aproximação usando raciocínio aproximado para determinar nós candidatos apropriados em um sistema de distribuição para alocação de capacitores. O problema de alocação de capacitores em sistemas elétricos de distribuição envolve maximização da redução de perdas de energia e de potência de pico (demanda) através da instalação de capacitores. Índices de tensão e de redução de perdas de potência de nós de sistemas de distribuição são modelados por funções de pertinência fuzzy. Um sistema especialista fuzzy (FES na sigla em inglês) contendo um conjunto de regras heurísticas é então usado para determinar para cada nó do sistema de distribuição sua adequabilidade a alocar capacitores. Capacitores são alocados nos nós com maiores valores de adequabilidade. Resultados das simulações mostram as vantagens dessa aproximação sobre algoritmos de alocação de capacitores anteriores.

O Apêndice A traz uma relação mais detalhada dos marcos históricos, selecionados nas principais publicações das últimas cinco décadas, no desenvolvimento de soluções para alocação ótima de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica.

## 2.4 Revisão das Metodologias

O algoritmo apropriado a ser usado para alocação de capacitores depende do tamanho e da topologia do sistema de distribuição, da precisão desejada para os resultados, dos dados disponíveis do sistema e de recursos de pessoal.

De acordo com Ng *et al.* [NSC2000a], os métodos de solução para o problema de alocação de capacitores podem ser classificados em quatro categorias: analíticos, de programação numérica, heurísticos, e baseados em inteligência artificial.

### 2.4.1 Métodos analíticos

Todos os primeiros trabalhos de alocação ótima de capacitores usaram métodos analíticos. Esses algoritmos foram inventados quando poderosos recursos computacionais não estavam disponíveis ou eram caros. Métodos analíticos envolvem o uso de cálculos para se determinar o máximo de uma função de lucros com a aplicação de capacitores. Essas funções de lucros eram freqüentemente dadas por:

$$S = K_E \Delta E + K_P \Delta P - K_C C \quad (1)$$

onde  $K_E \Delta E$  e  $K_P \Delta P$  são, respectivamente, economia de energia, e redução de perdas no pico de potência, com a colocação de capacitores, e  $K_C C$  é o custo de instalação dos capacitores.

Uma desvantagem de todos os métodos analíticos é o modelo de localização e tamanhos dos capacitores alocados como variáveis contínuas.

Os métodos analíticos mais recentes são muito mais precisos e adequados para sistemas de distribuição de tamanhos consideráveis, mas requerem mais sistemas de informação distribuídos e tempo para implementação.

### 2.4.2 Métodos de programação numérica

Métodos de programação numérica são métodos iterativos determinísticos usados para maximizar (ou minimizar) uma função objetivo de variáveis de decisão.

Para a alocação de capacitores, a função de lucros pode ser a função objetivo, e os locais, tamanhos, número de capacitores, tensões de barras, e correntes podem ser as variáveis de decisão as quais todas satisfazem condições de operação.

As funções objetivo podem considerar todas as restrições de tensão e carregamento das linhas, tamanhos discretos dos capacitores, e localização física dos nós. Usando métodos de programação numérica, o problema de alocação de capacitores pode ser formulado como segue:

$$MAXS = K_L \Delta L - K_c C, \text{ sujeito a } \Delta V \leq \Delta V_{MAX}, \quad (2)$$

onde  $K_L \Delta L$  são os lucros que podem incluir reduções de perdas de pico de potência, e de energia, e capacidade liberada,  $K_c C$  são custos de instalação dos capacitores, e  $\Delta V$  é a variação na tensão devido à instalação dos bancos de capacitores que não pode exceder um máximo de  $\Delta V_{MAX}$ .

Alguns métodos de programação numérica têm a vantagem de levar em consideração a localização dos alimentadores e tamanho dos capacitores como variáveis discretas, o que é uma vantagem sobre métodos analíticos.

### 2.4.3 Métodos heurísticos

Heurísticas são regras indicativas que são desenvolvidas através da intuição, experiência, e bom senso. Regras heurísticas produzem estratégias rápidas e práticas as quais reduzem o exaustivo espaço de busca e podem conduzir para uma solução que é próxima do ótimo com confiança.

Métodos heurísticos são intuitivos, fáceis de entender, e simples de implementar quando comparados a métodos analíticos e de programação numérica. Por outro lado, os resultados produzidos por algoritmos heurísticos não têm garantia de serem ótimos.

### 2.4.4 Métodos baseados em IA

A popularidade da IA (Inteligência Artificial) conduziu muitos pesquisadores a investigarem seu uso em aplicações de engenharia de potência. Em particular, algoritmos genéticos (AGs), simulação de resfriamento (*simulated annealing*) (SR), sistemas especialistas (SEs), redes neurais artificiais (RNAs), e teoria de conjuntos fuzzy (TCF), foram implementados no problema de alocação ótima de capacitores.

#### 2.4.4.1 Algoritmos genéticos

Algoritmos genéticos usam evolução biológica para desenvolver uma série de pontos de busca em direção a uma solução ótima.

Algoritmos genéticos são menos complexos de se implementar e são capazes de localizar as soluções sub-ótimas.

#### 2.4.4.2 Sistemas especialistas

Sistemas especialistas ou sistemas baseados em conhecimento consistem de uma coleção de regras, fatos (conhecimento), e um mecanismo de inferência para desempenhar argumentação lógica. O componente Especialista Humano da base de conhecimento contém informação para guiar o usuário para desempenhar o controle de potência reativa para os estágios de planejamento, operação, e expansão dos sistemas de distribuição.

#### 2.4.4.3 Simulação de resfriamento

Simulação de resfriamento é um algoritmo iterativo de otimização o qual é baseado no resfriamento de sólidos. Para o problema de alocação de capacitores, uma função de custo total é formulada em vez de uma função de lucros. Minimiza-se uma função de custo dada por:

$$T_{perdas} = K_p \cdot P_{perdas} + K_E \cdot E_{perdas} + K_c C, \quad (3)$$

onde  $K_p \cdot P_{perdas}$  é o custo das perdas no pico de potência,  $K_E \cdot E_{perdas}$  é o custo das perdas de energia, e  $K_c C$  é o custo de instalação dos capacitores.

#### 2.4.4.4 Redes neurais artificiais

Uma rede neural artificial é uma conexão de neurônios artificiais os quais simulam o sistema nervoso de um cérebro humano. Apenas quando uma RNA está treinada, ela pode fornecer resultados muito rápidos dado um conjunto de entradas.

Uma rede é usada para prever o perfil de carga a partir de um conjunto prévio de valores de carga obtidos de medições diretas em várias barras, e uma segunda rede neural é usada para selecionar as posições ótimas dos *taps* dos capacitores, baseada no perfil de carga previsto pela primeira rede. Embora este método seja adequado para implementação *on-line* de pequenos

sistemas exemplos, ele pode não ser apropriado para sistemas de distribuição reais muito grandes. Apesar de um grande sistema de distribuição poder ser dividido em pequenos subsistemas, é de conhecimento que o tempo de treinamento requerido para as redes neurais pode ser imenso.

#### **2.4.4.5 Teoria de conjuntos fuzzy**

O conceito da teoria de conjuntos fuzzy foi introduzido por Zadeh em 1965 como uma ferramenta formal para lidar com modelagem imprecisa.

Todos os métodos de IA acima podem ser implementados usando interfaces de desenvolvimento disponíveis comercialmente ou usando qualquer linguagem de programação com relativa facilidade. Para técnicas usando AGs, SR, ou RNAs, o usuário pode encontrar problemas de não convergência que podem oferecer dificuldades para sua correção. Para aplicações *on-line*, RNAs podem ser usadas apenas para um nível de carga padrão. Para essas implementações e para aplicações *on-line*, o uso de SEs é mais adequado.

### **2.5 Escolha do Método a Ser Usado**

Ainda de acordo com Ng *et al.* [NSC2000a], a escolha de qual método usar depende:

1. Do problema a ser resolvido;
2. Da complexidade do problema;
3. Da precisão desejada para os resultados;
4. E da praticidade de implementação;

A escolha do método apropriado a ser utilizado na alocação de capacitores é, portanto, dependente dos critérios escolhidos para a sua solução.

#### **2.5.1 Problema de alocação de capacitores a ser resolvido**

O problema de alocação de capacitores pode ser separado em três subproblemas: planejamento, expansão, e controle. A maioria dos métodos de alocação de capacitores na literatura trata do subproblema de planejamento. Contudo, muitos desses métodos podem ser usados para o subproblema de expansão se o crescimento da carga previsto e especificações do

sistema de distribuição expandido são conhecidos. O subproblema de controle envolve a operação de capacitores chaveados visando as maiores economias enquanto previne sobretensões.

### **2.5.2 Complexidade do problema**

Enquanto se resolve o problema de alocação de capacitores, é necessário decidir quais parâmetros serão incluídos no processo de otimização. As funções de lucros podem incluir os lucros obtidos da redução das perdas de energia, e de potência de pico, a capacidade de kVA liberada, e melhoria do perfil de tensão. Em adição, é necessário decidir se a variação de carga é para ser considerada, qual modelo de carga usar, e se a inclusão de reguladores é desejada. Não há um método que possa incluir todos os parâmetros listados aqui.

A complexidade do problema também inclui o tipo do sistema de distribuição a ser considerado. Alguns dos métodos de alocação de capacitores podem ser aplicados a um simples alimentador sem ramais de linhas, enquanto outros podem acomodar sistemas radiais com muitos ramais de linhas, e alguns poucos podem ser usados para qualquer sistema de distribuição com qualquer topografia.

Além disso, os algoritmos os quais podem considerar muitos dos parâmetros requerem mais dados detalhados do sistema, e tendem a ser mais difíceis de serem implementados.

### **2.5.3 Precisão dos resultados**

A precisão dos resultados depende da modelagem do problema e do método de otimização. Os métodos analíticos mais recentes os quais usam modelos de equivalentes de alimentadores e consideram a variação de carga podem fornecer melhores resultados do que os primeiros métodos de alocação de capacitores.

Além disso, alguns métodos de programação numérica, heurísticos, e métodos de IA consideram os tamanhos discretos e os custos não lineares dos capacitores, o que também contribui para melhor precisão nos resultados. A precisão dos resultados também depende da disponibilidade de dados.

### **2.5.4 Praticidade**

A praticidade do algoritmo de alocação de capacitores inclui a facilidade de entendimento e implementação do método. Esse critério é o mais subjetivo na decisão de escolher qual método

de alocação de capacitores usar. Contudo, esse é um dos mais importantes critérios a serem considerados. Alguns métodos podem requerer uma grande quantidade de dados os quais estão indisponíveis e outros podem ser muito simplificados para a precisão dos resultados desejada.





## Capítulo 3

# Formulação do Problema

*"A forma de formulação de um problema é mais importante do que sua resposta."*

*Albert Einstein*

### 3.1 Introdução

Considera-se o Problema geral de Localização e Controle de Capacitores (**PLCC**) como sendo a determinação dos lugares (número e localizações), tipos, e ajustes (capacidades e tempos de chaveamentos) ótimos dos bancos de capacitores a serem alocados em um sistema de distribuição radial. Os objetivos são a redução das perdas de potência e energia no sistema e a manutenção da regulação de tensão enquanto se mantém o custo da adição dos bancos de capacitores em um mínimo.

A formulação matemática aqui apresentada é baseada nas propostas por Baran e Wu em [BW1989a], e Lai em [Lai1998] como um problema de programação não linear inteiro misto.

Segue lista de símbolos para facilitar o acompanhamento da formulação:

#### Lista de símbolos

$u_i^l$	Tamanho do capacitor alocado na barra $i$ no nível de carga $l$ ( $i = 1, 2, \dots, N_A$ e $l = 0, 1, 2, \dots, N_l$ )
$K_a^{cf}$	Custo marginal de aquisição dos bancos de capacitores fixos (\$/kVAr)
$K_a^{cs}$	Custo marginal de aquisição dos bancos de capacitores chaveados (\$/kVAr)
$P_{perdas}^0$	Perdas de potência ativa no pico de carga (pu)
$K_P$	Coefficiente dos custos marginais a serem considerados para geração, para transformadores de subestação e para linhas de distribuição (\$/kW/ano)
$\theta_{ij}$	Diferença de ângulo da tensão entre a barra $i$ e a barra $j$ (rad)
$G_{ii}, B_{ii}$	Condutância e susceptância próprias da barra $i$ (pu)

$G_{ij}, B_{ij}$	Condutância e susceptância mutuas entre a barra $i$ e a barra $j$ (pu)
$g_k$	Condutância da linha $k$ (pu)
$K_E$	Custo por kWh de energia (\$/kWh)
$K_F$	Custo fixo de instalação e manutenção dos bancos de capacitores (\$)
$N_A$	Número de barras onde bancos de capacitores foram adicionados
$N_B$	Número total de barras
$N_{B-1}$	Número total de barras, excluindo a barra slack
$N_c$	Número de barras candidatas para instalação de bancos de capacitores
$N_E$	Número total de linhas de distribuição no sistema
$N_i$	Número de barras adjacentes à barra $i$ , incluindo a barra $i$
$N_l$	Número de níveis de carga
$N_{PQ}$	Número de barras $PQ$ , as quais são barras de carga com injeções constantes de $P$ e $Q$
$N_{VPQlim}$	Número de barras $PQ$ nas quais a tensão violou os limites
$P_i, Q_i$	Potências ativa e reativa injetadas na rede na barra $i$ (pu)
$Q_{ci}$	Potência reativa capacitiva instalada na barra $i$ (pu)
$T_l$	Tempo planejado de duração do nível de carga $l$ (horas)
$V_i$	Magnitude de tensão na barra $i$ (pu)

Visto que o interesse é em perdas de energia no sistema, é necessário levar em conta as variações de carga para um dado período de tempo  $T$ . Assume-se que as variações de carga podem ser aproximadas em níveis discretos. Além disso, as cargas são assumidas variarem de uma mesma maneira (*i.e.*, todas as cargas variam seguindo um mesmo padrão – no capítulo 7 analisa-se a influência da modelagem da carga dependente da tensão na alocação de bancos de capacitores, considerando o modelo ZIP de carga, ou seja, impedância constante, corrente constante, ou potência constante). Seja  $S(\tau)$  a conhecida **Curva de Duração de Carga** como mostrado na Fig. 1 a seguir.

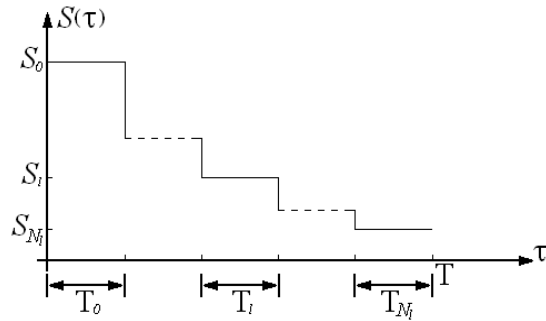
Então um perfil de carga  $L$  pode ser representada como:

$$L(\tau) = L_0 \cdot S(\tau) \quad (4)$$

onde,  $L_0$  representa o valor de pico de carga.

Sob estas suposições, o período de tempo  $T$  pode ser dividido em intervalos durante os quais o perfil de carga do sistema é assumido como sendo constante. Sejam  $N_l$  **níveis de carga (perfis de carga)**. Então para cada nível de carga, tem-se: (i) equações de fluxo de potência, (ii)

restrições de tensão como limitantes das tensões nodais do sistema. (iii) restrições de controle e capacidade nas variáveis de controle (capacitores).



**Figura 1** – Curva de Duração de Carga

Como simplificação é usado  $\mathbf{u}$  como o vetor de dimensão  $N_c$  contendo os  $N_c$  ajustes ótimos das variáveis de controle de tamanhos de bancos de capacitores, *i.e.*:

$$\mathbf{u}^T = [u_1, u_2, \dots, u_{N_c}] \quad (5)$$

Aqui  $u_n$  é o ajuste de controle na barra  $n$  e  $u_n = [u_n^0, u_n^1, \dots, u_n^{N_l-1}]$  e  $u_n^l$  é o ajuste de controle da barra  $n$  no nível de carga  $l$ . Esta parte da informação é usada para determinar o número, localização, e tamanho de ambos bancos de capacitores fixos e chaveados a serem alocados. Ou seja, serão considerados dois tipos diferentes de bancos de capacitores e eles serão representados como segue:

i) **Bancos de Capacitores Fixos:** são tratados como fontes de potência reativa com magnitude constante em todos os níveis de carga, *i.e.*:

$$u_n^0 = u_n^1 = \dots = u_n^{N_l-1} \quad (6)$$

ii) **Bancos de Capacitores Chaveados:** assumiu-se que os ajustes (**capacidades**) de um capacitor chaveado,  $u_{ns}$ , podem ser mudados/controlados a cada nível de carga considerado. Portanto, para cada banco de capacitores, existem  $N_l$  ajustes  $u_{ns}^l$  e  $l = 0, 1, 2, \dots, (N_l - 1)$ , a serem determinados. Assumiu-se também que o ajuste de um banco de capacitores para algum nível  $k$  dos níveis de carga,  $u_{ns}^k$ , é maior ou igual aos ajustes em todos os outros níveis de carga  $u_{ns}^l$ . Assim, os tamanhos (**capacidades nominais**) dos bancos de capacitores são determinados por  $u_{ns}^k$  e a relação entre o tamanho e os ajustes de um banco de capacitores é como segue:

$$0 \leq u_{ns}^l \leq u_{ns}^k \quad (7)$$

A formulação geral do PLCC como um problema restrito, não diferenciável, multi-critério é dado como segue.

### 3.2 Função de Custo

A função de custo inclui três funções objetivo usadas no estudo. A primeira e a segunda estão relacionadas ao custo das perdas de energia e potência, e a terceira trata do custo associado com a alocação de capacitores (*i.e.* aquisição, instalação e manutenção).

#### 3.2.1 Custo das perdas de energia e potência

Um dos objetivos do problema é minimizar as perdas ativas ao longo das linhas de distribuição, as quais podem ser calculadas como segue:

$$P_{perdas} = \sum_{k \in N_E} g_{k=(i,j)} [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}] \quad (8)$$

e podem ser diretamente obtidas após os resultados do fluxo de carga balanceado. Agora, sejam  $P_{perdas}^l$  as perdas ativas totais no sistema de distribuição durante o nível de carga  $l$ . Então, a perda total de energia do sistema de distribuição é:

$$W_{perdas} = \sum_{l \in N_l} T_l \cdot P_{perdas}^l \quad \text{e } l = 0, 1, 2, \dots, (N_l - 1) \quad (9)$$

O custo das perdas de energia pode ser calculado multiplicando a perda total de energia pelo fator de conversão unidade monetária por kWh,  $K_E$ .

$$W_C = K_E \cdot W_{perdas} \quad (10)$$

O fator  $K_E$  pode refletir um valor capitalizado de kW de perdas, se necessário. Na prática, ele deve refletir o custo marginal da energia.

Há outro efeito das perdas que é o ganho marginal em capacidade do sistema de distribuição, como um resultado da compensação reativa capacitiva. Esse ganho reflete custos marginais de investimento ambos nos níveis de subtransmissão e distribuição (linhas, transformadores).

No modelo aqui apresentado esses custos são calculados como uma função do valor máximo de  $P_{perdas}^l$  obtido para uma dada configuração, no valor de pico da curva de carga. Se valores

marginais de investimento são conhecidos, então a seguinte expressão pode ser adicionada aos custos causados devido à existência das perdas de potência:

$$W_p = K_p \cdot P_{perdas}^0 \quad (11)$$

### 3.2.2 Custo de instalação e manutenção dos bancos de capacitores

O custo de instalação e manutenção é dependente do número de barras onde bancos de capacitores fixos ou chaveados foram adicionados e é dado pela equação:

$$K_{IMC}(u) = K_F \cdot N_A \quad (12)$$

### 3.2.3 Custo dos bancos de capacitores fixos

O custo dos bancos de capacitores fixos é associado com o custo de aquisição dos bancos capacitivos. Matematicamente, ele pode ser dado como segue:

$$K_{CF}(u) = \sum_{i \in N_A} K_a^{cf} \cdot u_i \quad (13)$$

sendo  $u^T$  o vetor ótimo de tamanhos de bancos de capacitores  $[u_1, u_2, \dots, u_{N_c}]$ , aqui  $u_n$  é o ajuste de controle na barra  $n$ :  $u_n = [u_n^0, u_n^1, \dots, u_n^{N_i-1}]$  e  $u_n^l$  é o ajuste de controle da barra  $n$  no nível de carga  $l$ .

Esta parte da informação é usada para determinar o número, localização, e tamanho de ambos bancos de capacitores fixos e chaveados a serem alocados. Os tipos dos bancos de capacitores a serem instalados na barra  $n$  são determinados pelo ajuste de controle  $u_n$ , usando a seguinte regra: se  $u_n^0 = u_n^1 = \dots = u_n^{N_i-1}$ , então um capacitor do tipo fixo de tamanho  $u_n^0$  é para ser instalado na barra  $n$ , caso contrário o tamanho do capacitor fixo que é requerido para qualquer nível de carga é o valor mínimo encontrado em todos os níveis de carga e a diferença entre os valores máximo e mínimo é o tamanho do respectivo capacitor chaveado.

Seja agora  $Q_0^{cf}$  o menor tamanho padrão de banco de capacitores fixo. O tamanho do banco de capacitores disponível para cada barra de instalação  $n$  tem um tamanho múltiplo do menor tamanho padrão, isto é, os bancos de capacitores são de natureza discreta:

$$Q_{cn}^{cf} = m \cdot Q_0^{cf} \quad (14)$$

E sendo o custo marginal de aquisição do banco de capacitores fixo  $K_a^{cf}$ , o custo de aquisição do banco de capacitores na barra  $n$  é:

$$K_a^{cf} \cdot m \cdot Q_0^{cf} \quad (15)$$

### 3.2.4 Custo dos bancos de capacitores chaveados

O custo de aquisição dos bancos de capacitores chaveados depende também dos valores relativos de ajuste de controle da barra  $n$ ,  $u_n$ . Se todos os elementos de  $u_n$  são iguais para cada nível de carga, isso significa que apenas bancos de capacitores fixos são necessários para instalação na barra  $n$ , como vimos anteriormente, e assim o custo dos bancos de capacitores chaveados pode ser considerado zero. Caso contrário o tamanho do banco de capacitores chaveados é a diferença entre os valores máximo e mínimo encontrados em  $u_n$  e sendo  $Q_0^{cs}$  o menor tamanho padrão de capacitor chaveado, o tamanho desse capacitor chaveado disponível para instalação na barra  $n$  tem um tamanho múltiplo do menor tamanho padrão, isto é:

$$Q_{cn}^{cs} = m \cdot Q_0^{cs} \quad (16)$$

E sendo o custo marginal de aquisição do banco de capacitores chaveado  $K_a^{cs}$ , o custo de aquisição do banco de capacitores na barra  $n$  é:

$$K_a^{cs} \cdot m \cdot Q_0^{cs} \quad (17)$$

Portanto o custo de aquisição de bancos de capacitores chaveados é dado por:

$$K_{CS}(u) = \sum_{i \in N_A} K_a^{cs} \cdot u_i \quad (18)$$

Assim o custo total de bancos de capacitores pode ser representado por:

$$K_c = K_{IMC} + K_{CF} + K_{CS} \quad (19)$$

As três funções discutidas acima são colocadas em uma equação para obter uma função objetivo de custos a ser minimizada que pode ser expressa como segue:

$$\min f_c = W_c + W_p + K_c \quad (20)$$

**sujeita a**

(1) Restrições de fluxo de carga:

As restrições de fluxo carga são o balanço ativo e reativo de potência descrito por um conjunto de equações de fluxo de potência e que podem ser expressas como segue:

$$0 = P_i - V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad i \in N_{B-1}$$

$$0 = Q_i - V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad i \in N_{PQ}$$

(2) Restrições nos bancos de capacitores fixos e chaveados:

$$Q_{ci}^{\min} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{\max} \quad i \in N_c \text{ e } Q_{ci}^{\max} = M_c \cdot Q_0$$

onde

$M_c$  Número máximo de bancos capacitivos que podem ser instalados na barra  $i$

$Q_0$  Tamanho padrão de um banco de capacitores (fixos ou chaveados)

(3) Restrições de operação na tensão das barras:

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad i \in N_B$$

Os ajustes de controle  $u$  das instalações de bancos de capacitores  $Q_{ci}$  são as variáveis de controle e então são auto-restritivas. As tensões nas barras  $V_i$  são variáveis de estado, as quais são restritas pela sua adição como um termo quadrático de penalização na função objetivo para formar uma função de penalização. A equação (20), portanto é mudada para a seguinte função objetivo generalizada a ser minimizada:

$$\min F_c = f_c + \sum_{i \in N_{VPQlim}} \lambda_{V_i} (V_i - V_i^{lim})^2$$

$$\text{s.a. } 0 = P_i - V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad i \in N_{B-1} \quad (21)$$

$$0 = Q_i - V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad i \in N_{PQ}$$

onde  $\lambda_{V_i}$  é o fator de penalização o qual é feito grande no procedimento de otimização;  $V_i^{lim}$  é definido na seguinte equação:

$$V_i^{\text{lim}} = \begin{cases} V_i^{\text{min}} & \text{se } V_i < V_i^{\text{min}} \\ V_i^{\text{max}} & \text{se } V_i > V_i^{\text{max}} \end{cases} \quad (22)$$

Como pode se ver a função objetivo generalizada  $F_c$  é uma função não linear e descontínua.  $K_F \cdot N_A$  em  $K_c$  é não diferenciável. Métodos convencionais baseados em gradiente não são muito bons para resolver esse problema.



## **Parte II**

### **Resolução do Problema**



## Capítulo 4

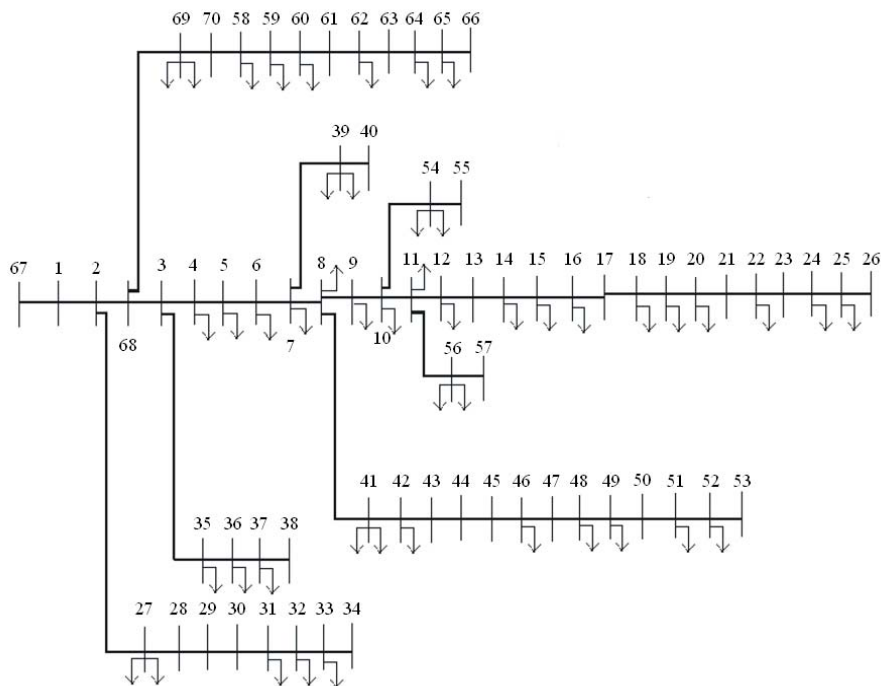
# Construindo um Método Heurístico

*"Não pense que algumas de suas idéias e pensamentos possam ser, comparado-se com as dos outros, absurdas. Muitas pessoas também as têm, apenas não compartilham com o mundo. Talvez seja um grande erro."*

*Fabício D. Viana*

### 4.1 Introdução

Visando re-explorar os conceitos básicos associados ao PLCC para se construir um método heurístico que solucionasse o problema, estudou-se o sistema de 70 barras encontrado em [BW1989a]. O diagrama unifilar do sistema pode ser visto na Fig. 2 a seguir, e os dados do sistema estão no Apêndice B.



**Figura 2** – Diagrama unifilar do sistema de 70 barras estudado.

Utilizando um programa de cálculo de fluxo de carga pelo método de *Newton-Raphson* desenvolvido em MATLAB<sup>®</sup> obteve-se o perfil de tensão do sistema sem bancos de capacitores instalados, como mostrado na Fig. 3 a seguir. Como se vê, nesse sistema 9 barras (de 45 a 53) estão com valores de tensão abaixo das especificações dadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que no 4º artigo de [A2001], diz que a tensão contratada não pode variar mais do que 5% ( $0,95\text{pu} \leq \text{Tensão} \leq 1,05\text{pu}$ ).

A perda ativa total do sistema, sem bancos de capacitores instalados, é de 225,00kW.

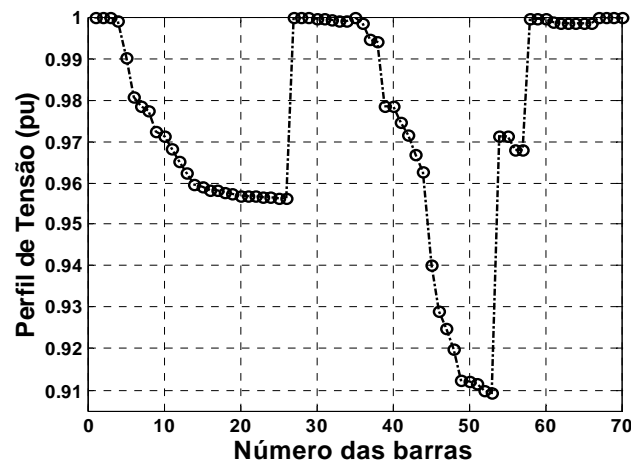
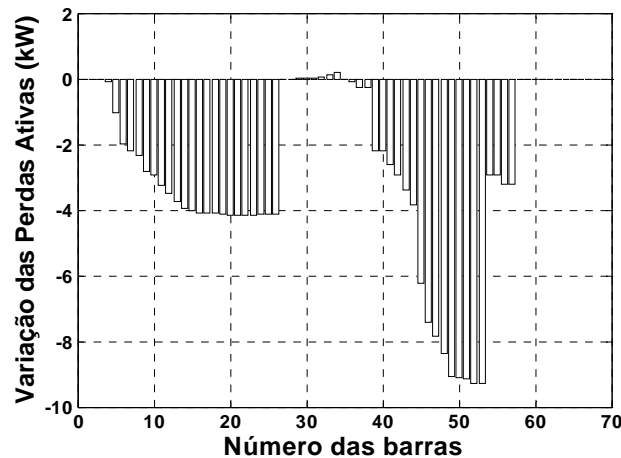


Figura 3 – Perfil de tensão do sistema estudado (sem bancos de capacitores) .

Simulou-se então a instalação de um capacitor de 100kVAr em cada uma das barras por vez, calculando o fluxo de carga do sistema para cada caso. Assim pôde-se avaliar qual é o impacto da instalação do capacitor em cada uma das barras, no perfil de tensão do sistema, e nas perdas ativas e reativas totais do sistema. Identificou-se assim quais foram os dois melhores critérios dentre os seis testados abaixo, que ajudaram a encontrar os locais para a instalação de bancos de capacitores:

1. Perfil de tensão do sistema para uma dada condição de operação (veja Fig. 3);
2. Variação de tensão no sistema com a instalação de bancos de capacitores;
3. Variação das perdas ativas com a instalação de bancos de capacitores (veja Fig. 4);
4. Variação das perdas reativas com a instalação de bancos de capacitores;
5. Variação da potência ativa da barra slack com a instalação de bancos de capacitores;
6. Variação da potência reativa da barra slack com a instalação de bancos de capacitores.



**Figura 4** – Variação total da perda ativa com a instalação de um mesmo capacitor de 100kVAr em cada barra.

Esses dois critérios foram:

1. Barras com o menor nível de tensão;
2. Barras que proporcionam a maior redução de perdas de potência ativa no sistema após a instalação de bancos de capacitores.

É perceptível pelo gráfico da Fig. 4 que a redução de perdas na potência ativa do sistema foi um bom indicador para a instalação de bancos de capacitores na rede, pois os locais que proporcionam as maiores reduções nas perdas são os locais mais necessitados de reativos, ou seja, o ramo do diagrama unifilar que apresentou as menores tensões. Como se identifica nos dados do sistema esse é o ramo mais carregado. De acordo com esse resultado, um método heurístico baseado na sensibilidade das perdas ativas seria adequado não só para a minimização das perdas, mas também para a melhoria do perfil de tensão do sistema. Essa mesma idéia é a utilizada no artigo de Bala *et al.* [BKT1995].

Foram então realizados cinco testes com esses dois critérios positivos encontrados:

1. A barra com a menor tensão recebe o capacitor;
2. A barra que proporciona a maior redução nas perdas de potência ativa do sistema recebe o capacitor;
3. Inicia-se com o critério das perdas e após o primeiro aumento da perda ativa alterna-se para o critério da menor tensão;
4. Inicia-se com o critério da menor tensão e após o primeiro aumento da perda ativa alterna-se para o critério da maior redução das perdas.

5. Inicia-se com o critério da menor tensão e após a elevação do perfil de tensão para dentro dos limites pré-estabelecidos alterna-se para o critério da maior redução de perdas.

Todos esses testes não garantiram uma solução de mínima perda, mas o quinto teste, como apresentado no próximo item, foi o de melhores resultados, pois elevou o perfil de tensão a um custo razoável de 3700kVAr, reduziu as perdas, e distribuiu bem os bancos de capacitores pelos ramais do sistema.

#### **4.1.1 Teste – Inicia-se com o critério da menor tensão e após a elevação do perfil de tensão para dentro dos limites pré-estabelecidos alterna-se para o critério da maior redução de perdas**

Neste teste, que apresentou melhores resultados, visto que conseguiu elevar o perfil de tensão para dentro dos limites desejados, como se pode ver pelo gráfico da Fig. 5, os seguintes procedimentos foram utilizados:

- a.* Resolver o fluxo de carga e calcular as tensões do sistema;
- b.* Identificar a barra com a menor tensão e instalar um banco de capacitores de 100kVAr nessa barra;
- c.* Resolver o fluxo de carga e calcular as tensões do sistema modificado;
- d.* Voltar ao passo *a.* enquanto a menor tensão do sistema for menor que 0,95pu ou o total dos bancos de capacitores instalados for menor do que 5000kVAr;
- e.* Identificar a barra que proporciona a maior redução nas perdas de potência ativa do sistema e instalar um banco de capacitores de 100kVAr nessa barra;
- f.* Resolver o fluxo de carga;
- g.* Calcular as perdas ativas do sistema;
- h.* Voltar ao passo *e.* enquanto for possível reduzir as perdas de potência ativa do sistema ou o total dos bancos de capacitores instalados for menor do que 5000kVAr.

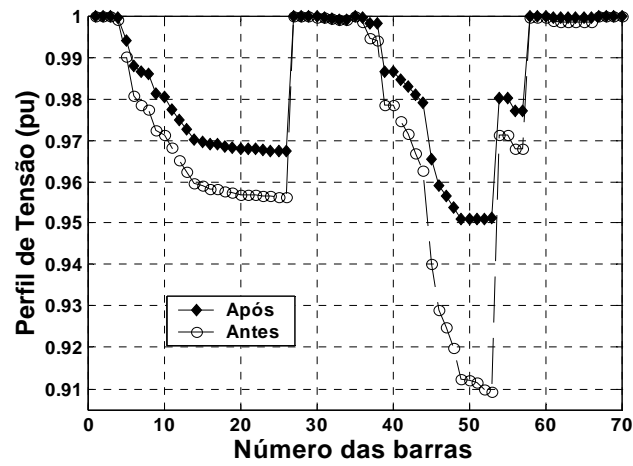


Figura 5 – Perfil de tensão do sistema antes e após a realização do teste 5.

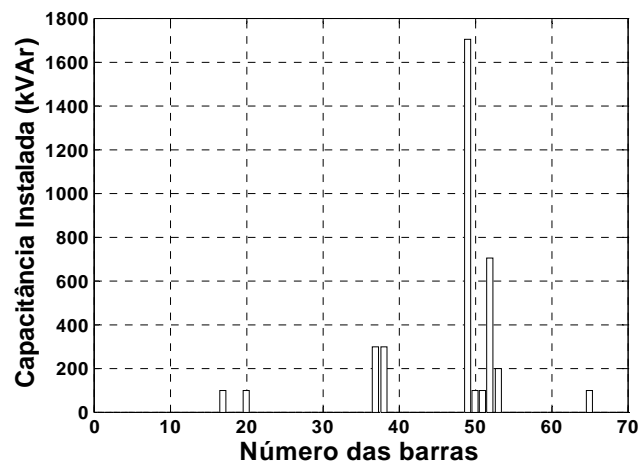


Figura 6 – Localização e total de potência reativa capacitiva instalada no teste 5.

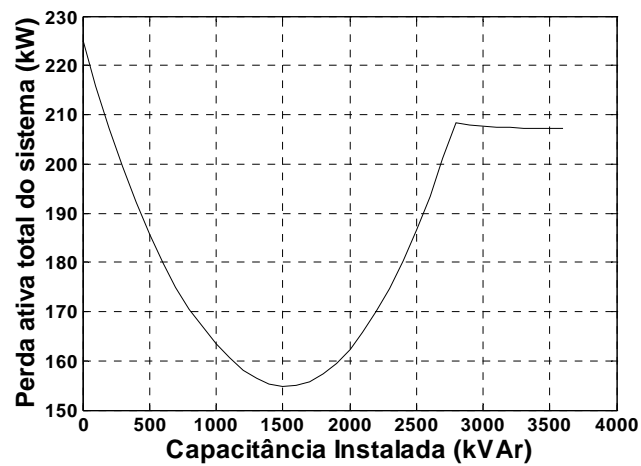


Figura 7 – Perda ativa no sistema durante o processo de instalação de bancos de capacitores no teste 5.

Vê-se que além de elevar o perfil de tensão, este teste distribuiu um total de 3700kVAR de capacitância instalada por exatamente quatro ramais do sistema (veja Fig. 6 e Fig. 2), alcançando uma perda final de 207,17kW como mostra a Fig. 7, gastando pouco tempo computacional.

Assim, a tentativa de elevação da tensão para uma faixa pré-estabelecida diminuiu a eficiência deste método heurístico simples em atender ao objetivo de minimizar as perdas. Tentando superar essas dificuldades investigou-se a aplicação de métodos de análise modal para a solução do PLCC.

## 4.2 Análise Modal Como Solução Para o PLCC

Propõe-se aqui um método heurístico baseado em fatores de participação reativos das barras de carga do sistema para determinar os locais mais adequados para reforço do sistema. Fatores de participação são obtidos a partir da análise modal estática, onde se estuda os modos do sistema na vizinhança do Ponto de Colapso, identificando assim as barras que mais influenciam na margem de estabilidade de tensão. Este método foi utilizado com sucesso para a alocação de SVCs (*Static VAR Compensators*) em redes de transmissão de alta tensão por Mansour *et al.* em [MXAR1994].

A mesma idéia é aplicada aqui para sistemas de distribuição, e o principal objetivo é obter com os fatores de participação uma lista classificada das barras candidatas a receberem compensação reativa. Os fatores de participação ativo e reativo fornecem informações complementares sobre as condições de estabilidade de tensão de um sistema de potência. Os dois fatores não são necessariamente iguais. O fator de participação ativo revela locais onde ações de controle relacionado à potência ativa seriam mais eficientes em termos de reforço fornecido ao sistema, enquanto que o fator de participação reativo indica os melhores locais para a compensação de reativos e, portanto, para a alocação de bancos de capacitores [DS2001].

O método de análise modal estática proposto por Gao *et al.* em [GMK1992] identifica as áreas críticas do sistema através da observação dos autovalores e autovetores críticos da matriz Jacobiana do fluxo de carga reduzida para representar somente as sensibilidades de potência reativa com relação à magnitude de tensão.

O método proposto consiste da aplicação de resultados utilizados por métodos de análise modal dinâmica em uma matriz Jacobiana reduzida, obtida a partir do modelo estático de um sistema de potência, linearizado em torno do ponto de operação, o qual pode ser expresso por:



$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (23)$$

Os elementos da matriz Jacobiana representam as sensibilidades entre as variações das injeções de potência e as variações das tensões nas barras do sistema.

Para a definição da matriz Jacobiana reduzida ( $J_R$ ) faz-se a hipótese em [GMK1992] de que, para cada ponto de operação, as variações de potência ativa são nulas ( $\Delta P = 0$ ), e a estabilidade é avaliada considerando-se somente a relação incremental entre V e Q, ou seja:

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (24)$$

onde  $J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}]$  é a matriz Jacobiana reduzida do sistema.

A análise modal estática, como proposta em [GMK1992], envolve a determinação dos autovalores e autovetores críticos da matriz de sensibilidade Q-V reduzida (matriz Jacobiana  $J_R$  da equação 24). Os autovalores críticos desta matriz identificam os diferentes modos pelos quais o sistema pode se tornar instável. Se um autovalor de  $J_R$  tende a zero, uma pequena variação no perfil de reativos do sistema poderá causar uma variação muito grande na tensão de uma barra ou de um grupo de barras. A partir do cálculo dos autovetores esquerdos e direitos são definidos fatores de participação reativos das barras de carga nos modos críticos. Estes fatores de participação fornecem informações valiosas, como por exemplo, as áreas que mais necessitam de suporte de reativos. O sistema aqui estudado para a aplicação da análise modal foi o de 70 barras já mencionado.

Um primeiro estudo checa se os fatores de participação reativos podem identificar a área com maior possibilidade de colapso de tensão. Para esse propósito todo o sistema de 70 barras é carregado com um aumento de carga uniforme e então a análise modal é aplicada. A Fig. 8 a seguir mostra os fatores de participação reativos, próximo do “ponto nariz”, quando todo o sistema é carregado uniformemente. Um grande valor de fator de participação reativo (FPR) indica um grande envolvimento da barra no colapso de tensão, e como vemos foi aqui indicada a barra 53. A área com o menor perfil de tensão foi a área crítica, mas o menor valor de tensão nem sempre coincide com o maior FPR.

A barra 53 é uma das mais críticas e é provavelmente o melhor local para a instalação de suporte reativo (bancos de capacitores).

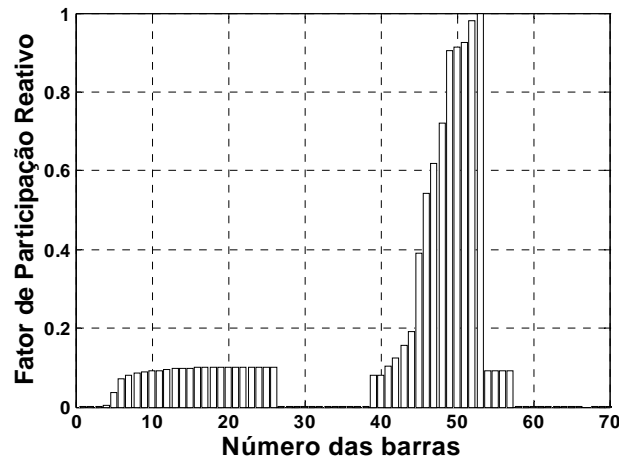


Figura 8 – Identificação das barras críticas.

### 4.3 Testes Realizados

Visando construir um método heurístico baseado nos FPRs os seguintes testes foram realizados:

1. A barra que possui o maior FPR do sistema recebe o capacitor;
2. Inicia-se com o critério da barra que proporciona a maior redução de perdas e em seguida utiliza-se lista ordenada de FPRs para elevação da tensão;
3. Inicia-se com o critério da barra com a menor tensão para elevação da tensão, e após elevação da tensão, utiliza-se lista ordenada de FPRs para redução de perdas;
4. Utiliza-se lista ordenada de FPRs para elevação da tensão e, após elevação da tensão, utiliza-se lista ordenada de FPRs para redução de perdas.

Apenas os resultados do terceiro teste se mostraram relevantes, como se pode ver no próximo item 4.3.1, onde os bancos de capacitores nesse caso, se espalharam por quatro ramais do sistema, conseguindo ainda elevar o perfil de tensão para dentro dos limites pré-estabelecidos e alcançar uma perda de 207,34kW. Mas apesar de fornecer bons resultados o teste apresentado no item 4.1.1 é ainda melhor pois gasta 100kVAr a menos, eleva o perfil de tensão, alcança uma perda de 207,17kW e é computacionalmente mais rápido do que o método que utiliza análise modal, pois este último, para o cálculo dos FPRs no “nariz da curva” PV, precisa realizar um número total maior de cálculos de fluxo de carga.

### **4.3.1 Teste – inicia-se com o critério da barra com a menor tensão para elevação da tensão, e após elevação da tensão, utiliza-se lista ordenada de FPRs para redução de perdas**

Para o terceiro teste os seguintes procedimentos foram adotados:

- a.* Calcular as tensões do sistema;
- b.* Se o perfil de tensão do sistema está abaixo do limite mínimo pré-estabelecido, a barra que possui a menor tensão recebe um banco de capacitores de 100kVAr;
- c.* O passo *b.* é repetido até que o perfil de tensão esteja dentro dos limites pré-estabelecidos;
- d.* Se o perfil de tensão já está dentro dos limites pré-estabelecidos, calcular o FPR de todas as barras;
- e.* Ordenar as barras em ordem decrescente dos seus valores de FPR;
- f.* A barra com maior FPR é considerada primeiro para adição de um banco de capacitores de 100kVAr;
- g.* As perdas ativas do sistema são então calculadas;
- h.* Se as perdas são reduzidas, a adição do banco de capacitores é aceita, caso contrário, essa adição de banco de capacitores é descartada, e uma tentativa similar de adição de banco de capacitores na barra com o próximo maior FPR é feita;
- i.* Somente quando uma adição de banco de capacitores é aceita, os FPR das barras são reavaliados e então uma nova lista ordenada das barras com maiores FPR é estabelecida;
- j.* O passo *f.* para adição de bancos de capacitores é repetido até que não se consiga mais reduzir as perdas ativas do sistema ou a soma de bancos de capacitores for maior do que 5000kVAr.

Após os procedimentos descritos acima se obteve a Fig. 9 a seguir com o perfil de tensão do sistema. Vê-se que o objetivo de elevar a tensão das barras críticas para 0,95pu foi alcançado.

Na Fig. 10 se observa aumento das perdas durante a elevação do perfil de tensão, e logo depois, a sua redução até o valor de 207,34kW.

A Fig. 11 mostra a distribuição dos bancos de capacitores pelas barras do sistema, num total de 3800kVAr instalados.

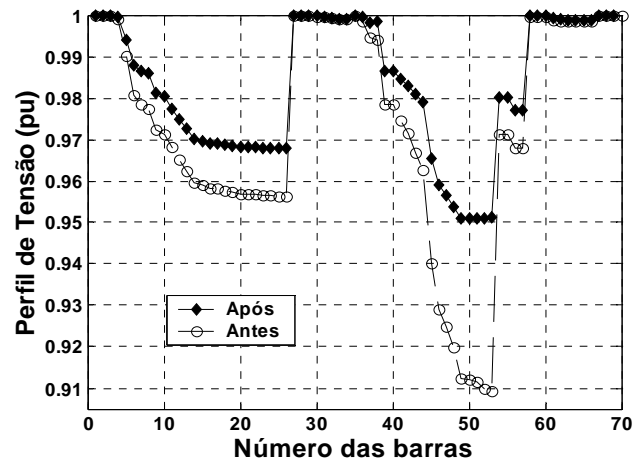


Figura 9 – Perfil de tensão do sistema antes e após a realização do teste 3.

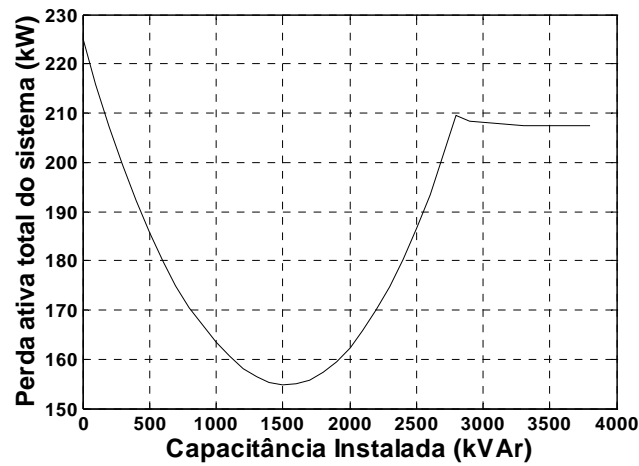


Figura 10 – Perda ativa no sistema durante o processo de instalação de bancos de capacitores no teste 3.

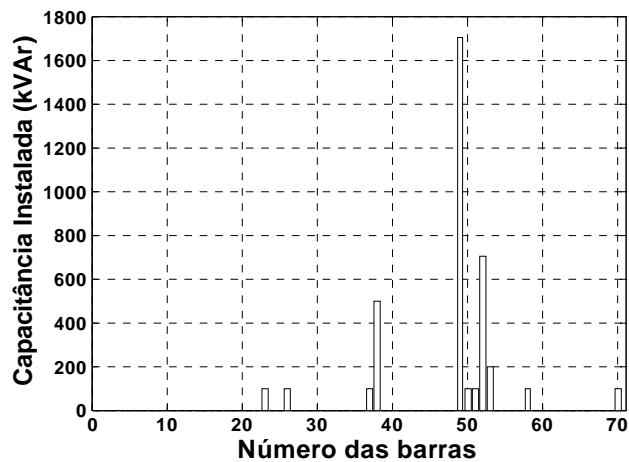


Figura 11 – Localização e total de potência reativa capacitiva instalada no teste 3.

Assim, baseado em todos esses testes, mostrou-se que é menos custoso tanto do ponto de vista computacional quanto financeiro, inicialmente se elevar o perfil de tensão para dentro dos limites pré-estabelecidos usando o critério da barra com a menor tensão, para logo em seguida, se observar o critério da barra que proporciona a maior diminuição das perdas. Propõe-se então a seguinte heurística baseada nos testes realizados.

#### **4.4 Método Heurístico Proposto**

O método desenvolvido para localizar as barras que devem receber capacitor *shunt* consiste em um processo heurístico iterativo, descrito nos seguintes passos:

- (i) Calcular as tensões do sistema através da solução do fluxo de carga;
- (ii) Se o perfil de tensão do sistema está abaixo do limite mínimo pré-estabelecido, identificar a barra com a menor tensão e instalar um banco de capacitores de tamanho discreto mínimo padrão nessa barra;
- (iii) O passo (i) é repetido até que o perfil de tensão esteja dentro dos limites pré-estabelecidos ou o total dos bancos de capacitores instalados for maior do que um limite máximo pré-estabelecido;
- (iv) Se o perfil de tensão já está dentro dos limites pré-estabelecidos identificar a barra que proporciona a maior redução nas perdas de potência ativa do sistema e instalar um banco de capacitores de tamanho discreto mínimo padrão nessa barra;
- (v) Calcular as perdas ativas do sistema através da solução do fluxo de carga;
- (vi) O passo (iv) para adição de bancos de capacitores é repetido até que não se consiga mais reduzir as perdas de potência ativa do sistema, pois a corrente capacitiva faz as perdas voltarem a aumentar, ou o total dos bancos de capacitores instalados for maior do que um limite máximo pré-estabelecido.

Nas sessões seguintes cada passo dessa metodologia é apresentado.

##### **4.4.1 Instalando um banco de capacitores de tamanho padrão**

A escolha do valor do passo para o tamanho do banco de capacitores instalado reflete diretamente na precisão e velocidade do método. Valores muito grandes proporcionam uma rápida elevação de tensão e poucas iterações do método, mas em compensação concentram os bancos de capacitores em poucas barras antes que a perda mínima seja alcançada. O ideal aqui é

adotar-se um tamanho padrão de banco de capacitor comercial para assim se trabalhar com valores reais de capacidade.

O cálculo do fluxo de carga é através do método *Newton-Raphson* convencional. Calculam-se apenas as perdas ativas do sistema já que são elas que representam perda financeira para as empresas de distribuição de energia.

#### **4.4.2 Condições de parada**

O valor mínimo de tensão adotado é estabelecido pela ANEEL em [A2001], mas isso não impede que o método seja aplicado para se obter perfis de tensão melhores.

Se o limite de perda ativa mínima não é observado a instalação de mais bancos de capacitores, apesar de elevar ainda mais o perfil de tensão, proporciona injeção de potência reativa capacitiva que faz aumentar o valor da corrente total do sistema e, portanto, aumentar o valor das perdas.

Adotou-se também o limite de 5000kVAr para a potência capacitiva total instalada, isso devido ao custo dos bancos de capacitores e ao fato de que o sistema possui uma carga total instalada dessa ordem de grandeza. Aqui não são levados em conta os custos dos bancos de capacitores, mas já se estabelece esse limite máximo de potência capacitiva total instalada visando aplicar a formulação geral do PLCC apresentada no capítulo 3 anterior para redução dos custos totais de aquisição, instalação e manutenção dos bancos de capacitores, bem como não se levam em conta vários níveis de carga, mas apenas o nível de pico de carga.

## Capítulo 5

# Fluxo de Carga Pela Varredura Vem-e-Vai

*“Até as torres mais altas  
começaram do chão.”*

*Provérbio Chinês*

*“Querer poucas coisas de cada  
vez, mas querê-las a qualquer  
preço é o segredo da vitória.”*

*Marechal Foch*

### 5.1 Introdução

Neste capítulo é descrito um método de fluxo de carga desenvolvido para solução de redes de distribuição radiais usando as formulações básicas das leis de Kirchhoff. Ele é baseado no trabalho de Shirmohammadi *et al.* [SHSL1988], mas desconsiderando que a rede seja malhada ou fracamente malhada.

O desenvolvimento de um método de otimização para solução do PLCC necessita de um algoritmo solução para o fluxo de carga com as seguintes características gerais:

1. Capacidade de solução de redes de distribuição radiais com vários milhares de ramais (linhas) e nós (barras);
2. Que seja robusto e eficiente.

A eficiência de um tal algoritmo de fluxo de carga é o mais importante, dado que estudos de otimização requerem numerosos cálculos de fluxo de carga, como se viu nos itens anteriores e como será visto nas aplicações com algoritmos genéticos.

Redes de distribuição, devido ao seu grande intervalo de valores de resistência e reatância e estrutura radial, caem na categoria de sistemas de potência mal-condicionados para os algoritmos genéricos de cálculo de fluxo de carga *Newton-Raphson* e sua versão desacoplado. A experiência mostra que um programa básico de fluxo de carga pelo método de *Newton-Raphson* falha na solução de grandes redes de distribuição, isto porque, na maioria dos casos, ele diverge.





A Fig. 12 mostra uma típica rede de distribuição radial com  $N_B$  nós,  $N_E (=N_B-1)$  linhas e uma única fonte de energia no nó raiz. Nessa estrutura de árvore, o nó de uma linha  $L$  mais próximo do nó raiz é denotado por  $L1$  e o outro nó por  $L2$ . Numerou-se as linhas em camadas sucessivas a partir do nó raiz como mostrado na Fig. 13. A numeração das linhas em uma camada começa apenas após todas as linhas da camada anterior terem sido numeradas.

Esse esquema de numeração é bastante simples e direto, e foi implementado no programa de fluxo de carga de acordo com os seguintes passos:

- a. Examine todas as linhas e selecione aquelas conectadas ao nó raiz para a primeira camada de linhas;
- b. Guarde o número do nó da ponta dessas linhas que estão na camada de linhas formada. Para todos esses nós coloque um marcador indicando que aquele nó já foi usado;
- c. Examine todas as linhas restantes do sistema e selecione aquelas conectadas em qualquer dos nós de ponta das linhas da camada anterior e coloque-as em uma nova camada de linhas;
- d. Repita os passos *b.* e *c.* até todas as linhas serem processadas.

### 5.2.2 Método de solução

Dada a tensão no nó raiz e assumindo um valor inicial para as tensões em todos os outros nós, o algoritmo solução iterativo consiste de três passos:

- a. Cálculo das correntes nodais: Na iteração  $k$ , a injeção nodal de corrente,  $I_i^{(k)}$ , no nó de rede  $i$  é calculado como:

$$I_i^{(k)} = (S_i / V_i^{(k-1)})^* - Y_i V_i^{(k-1)} \text{ e } i = 1, 2, \dots, N_B \quad (25)$$

onde  $V_i^{(k-1)}$  é a tensão no nó  $i$  calculada durante a  $(k-1)$ -ésima iteração e  $S_i$  é a potência aparente especificada injetada no nó  $i$ .  $Y_i$  é a soma de todos os elementos *shunt* no nó  $i$ .

- b. Varredura para trás: Na iteração  $k$ , iniciando das linhas que estão na última camada e movendo em direção às linhas conectadas ao nó raiz a corrente na linha  $L$ ,  $J_L$ , é calculada como:

$$J_L^{(k)} = -I_{L2}^{(k)} + \sum_{\text{derivadas do nó L2}}^{\text{(correntes nas linhas)}} \text{ e } L = N_E, N_E - 1, \dots, 1 \quad (26)$$

onde  $I_{L2}^{(k)}$  é a injeção de corrente no nó  $L2$ . Essa é a aplicação direta da LCK.

- c. Varredura para frente: As tensões nodais são atualizadas em uma varredura para frente iniciando das linhas da primeira camada até as da última camada. Para cada linha,  $L$ , a tensão no nó  $L2$  é calculada usando a tensão atualizada no nó  $L1$  e a corrente de linha calculada no passo anterior de varredura para trás:

$$V_{L2}^{(k)} = V_{L1}^{(k)} - Z_L J_L^{(k)} \text{ e } L = 1, 2, \dots, N_E \quad (27)$$

onde  $Z_L$  é a impedância série da linha  $L$ . Essa é a aplicação direta da LTK.

- d. Os passos  $a.$ ,  $b.$  e  $c.$  são repetidos até que a convergência seja alcançada.

### 5.2.3 Critério de convergência

Foram usados os valores máximos de *mismatches* de potências ativas e reativas nos nós da rede como critério de convergência. Como descrito no método de solução, as injeções nodais de corrente, na iteração  $k$ , são calculadas usando as injeções nodais de potência e as tensões nodais da iteração anterior (equação 25). As tensões nodais na mesma iteração são então calculadas usando estas injeções nodais de corrente (equações 26 e 27). Portanto, a injeção de potência para o nó  $i$  na  $k$ -ésima iteração,  $S_i^{(k)}$ , é calculada como:

$$S_i^{(k)} = V_i^{(k)} (I_i^{(k)})^* - Y_i |V_i^{(k)}|^2 \quad (28)$$

Os *mismatches* de potência ativa e reativa na barra  $i$  são então calculados como:

$$\begin{aligned} \Delta P_i^{(k)} &= \text{Re}[S_i^{(k)} - S_i] \\ \Delta Q_i^{(k)} &= \text{Im}[S_i^{(k)} - S_i] \end{aligned} \text{ e } i = 1, 2, \dots, N_B \quad (29)$$

### 5.3 Aplicação em Redes de Distribuição Radial

O algoritmo solução para redes de distribuição radial que contenham barras de geração (PV) é idêntico ao método apresentado com exceção do processamento para estas barras. Para o nó PV  $i$  tendo uma injeção de potência especificada  $P_i^{esp}$  e magnitude de tensão  $|V_i^{esp}|$ , iniciam-se as iterações do algoritmo solução da rede radial assumindo  $V_i^{(0)} = |V_i^{esp}| \angle 0$  e  $Q_i^{(0)} = 0$ . Os passos  $a.$  e

b. do método de solução da rede radial são executados da mesma maneira que antes. O passo c., no entanto, deve ser modificado.

Na iteração  $k$ , a magnitude de tensão na barra de geração  $i$ , calculada usando a equação 27, deve ser modificada para:

$$V_{i_{\text{ново}}}^{(k)} = V_i^{(k)} \cdot |V_i^{\text{esp}}| / |V_i^{(k)}| \quad (30)$$

$V_{i_{\text{ново}}}^{(k)}$  é então usado para calcular as tensões nos nós de ponta das linhas contidas na próxima camada. A potência reativa no nó de geração  $i$  é então atualizada usando o método da secante. Na  $k$ -ésima iteração, a injeção de potência reativa requerida para manter a tensão na barra de geração  $i$ , pode ser calculada usando:

$$Q_i^c = \frac{Q_i^{(k-1)} - Q_i^{(k-2)}}{|V_i^{(k-1)}| - |V_i^{(k-2)}|} [|V_i^{\text{esp}}| - |V_i^{(k-1)}|] + Q_i^{(k-1)} \quad (31)$$

onde  $|V_i^{(k-1)}|$  e  $|V_i^{(k-2)}|$  são as magnitudes de tensão no nó  $i$  calculadas em duas iterações anteriores (equação 27 no passo c.). A injeção de potência reativa atual é determinada como:

$$\begin{aligned} Q_i^{(k)} &= Q_i^c & \text{se} & \quad Q_i^{\min} \leq Q_i^c \leq Q_i^{\max} \\ Q_i^{(k)} &= Q_i^{\max} & \text{se} & \quad Q_i^c > Q_i^{\max} \\ Q_i^{(k)} &= Q_i^{\min} & \text{se} & \quad Q_i^c < Q_i^{\min} \end{aligned}$$

onde  $Q_i^{\min}$  e  $Q_i^{\max}$  são respectivamente os limites mínimo e máximo de potência reativa para o nó de geração  $i$ .

A Tabela 1 a seguir mostra a performance resultante comparando-se o algoritmo apresentado aqui e um programa, com algoritmo otimizado, baseado no método de *Newton-Raphson*, para a rede de distribuição radial apresentada no capítulo 4 anterior, esta rede possui 70 barras e 69 linhas.

Para este caso, o algoritmo proposto convergiu em menos iterações e em 0,06 segundos de tempo de CPU. O tempo mostrado cobre apenas o processo iterativo, deixando de computar o tempo para o processamento inicial dos dados da rede de distribuição radial. Em ambos os métodos, foi assumido um valor inicial de 1pu de magnitude de tensão em todas as barras do

sistema com ângulo inicial zero (0), com uma tolerância para os *mismatches* de potência ativa e reativa no valor de 0,05kW e 0,05kVAr. Os algoritmos foram codificados em MATLAB®.

**Tabela 1** – Resultados de performance para rede de distribuição radial (PC Pentium® 4 1,80GHz).

Configuração da rede radial	<i>Newton-Raphson</i>		Método Proposto	
	Iterações	Tempo de CPU (segundos)	Iterações	Tempo de CPU (segundos)
70 Barras, 12,66kV Sem barras PV	4	0,33	3	0,06

A Tabela 1 indica que o método apresentado é significativamente mais eficiente do que o método usando *Newton-Raphson* quando se estudam redes radiais de distribuição. Esta conclusão é particularmente crucial para:

- (a) Aplicações em tempo real;
- (b) Estudos que envolvem múltiplos cálculos de fluxo de carga (caso dos estudos apresentados aqui);
- (c) Aplicações em microcomputadores pessoais.

## Capítulo 6

# Algoritmo Genético Para Resolução do PLCC

*“Somos o que repetidamente fazemos. A excelência, portanto, não é um feito, mas um hábito.”*

*Aristóteles*

*“Velocidade é útil somente se você está correndo na direção certa.”*

*Joel A. Barker*

### 6.1 Introdução

**A**lgoritmos heurísticos para o PLCC são rápidos, mas sofrem da incapacidade de escapar de soluções ótimas locais. Os AGs para alocação de capacitores em sistemas de distribuição já foram investigados por vários pesquisadores. Seus resultados mostraram a viabilidade dos AGs para o PLCC, incluindo casos de sistemas balanceados apresentados por Sundhararajan e Pahwa em [SP1994], considerando desbalanços, como mostrado por Garcia *et al.* [GPC1999] e realocação como no artigo de Miu, Chiang, e Darling [MCD1997], usando AGs multi populacionais em [KY1999] por Kim e You, levando em conta uma rede de alimentadores como em [LKSC2000] de Levitin *et al.* e ainda melhorando a convergência do AG utilizando sensibilidades em [MOF2001] por Miranda *et al.*

Os algoritmos baseados em AGs tradicionais podem sofrer do problema de requisito computacional. Especialmente com o aumento do tamanho do sistema e expansão dos locais para bancos de capacitores, esforços computacionais requeridos por esses algoritmos baseados no AG tradicional tornam-se enormes.

Propõe-se aqui um algoritmo baseado em AG com codificação inteira, multi-critério (**AGI**) aplicado ao Problema geral de Localização e Controle de Capacitores (PLCC). O AGI é usado para simultaneamente resolver ambos problemas – otimização da localização dos bancos de capacitores e o problema de operação (controle) dos bancos de capacitores. O objetivo é produzir um planejamento otimizado de localização de bancos de capacitores que não viole nem uma

restrição de operação ou do sistema e seja próximo do ótimo em termos do desvio de tensão dos valores pré-estabelecidos e dos custos incorridos pela aquisição, instalação, e manutenção dos bancos de capacitores. A adoção do fluxo de carga pela varredura vem-e-vai acelera o algoritmo desenvolvido, diminuindo o esforço computacional requerido.

## 6.2 Algoritmos Genéticos

Algoritmos Genéticos são uma família de algoritmos de busca baseados nos mecanismos de seleção natural e genética natural, onde o objetivo é desenvolver um conjunto inicial de soluções pobres para um conjunto de soluções aceitáveis. Eles trabalham iterativamente mantendo um conjunto (população) de *strings* representando possíveis soluções para o domínio específico do problema. Como um método de otimização, eles avaliam e manipulam estas *strings* pelo uso de regras evolutivas probabilísticas chamadas operadores genéticos. Durante cada passo iterativo referido como geração, as *strings* representativas na população corrente são avaliadas pelos seus valores de adaptação como soluções sub-ótimas no domínio. Em uma base comparativa desses valores de adaptação, uma nova população de *strings* solução é criada usando os operadores genéticos.

O algoritmo original, como descrito por Goldberg em [Gol1989], ficou conhecido como Algoritmo Genético Simples (AGS). O AGS agora representa um “algoritmo base”, sobre o qual virtualmente todos os algoritmos semelhantes (como encontrados na literatura) são baseados. As principais características dos AGs baseadas nas discussões fornecidas por Goldberg em [Gol1989] são:

1. Eles trabalham com estruturas codificadas das variáveis em lugar das variáveis em si;
2. AGs fazem uma busca paralela: eles usam múltiplos pontos de busca em lugar de apenas um ponto, e assim identificando mais picos e reduzindo a probabilidade de ficar preso em um ótimo local;
3. A única informação necessária é a função objetivo ou função de avaliação, tornando-se assim de implementação simples, sem necessidade de derivadas ou conhecimentos auxiliares. AGs podem então lidar com funções não-lineares, descontínuas e não-diferenciáveis;

4. Operadores estocásticos que guiam a busca são usados em lugar de regras determinísticas. Isto permite a busca em áreas complicadas e incertas para encontrar o ótimo global, tornando os AGs mais flexíveis e robustos do que os métodos convencionais.

Estas características fazem algoritmos baseados em AGs, algoritmos robustos e paralelos para busca adaptativa pelos pontos sub-ótimos. Em adição, eles são naturalmente métodos baseados em inteiros. Se uma população de *strings*  $P(t)$ , durante uma geração  $t$  é considerada, o algoritmo baseado em AGS, conhecido pelo termo comum **Programa Evolutivo**, com as características acima citadas, pode ser implementado como segue [Mic1996]:

```

procedimento programa evolutivo
início
     $t \leftarrow 0$ 
    inicie  $P(t)$ 
    avalie  $P(t)$ 
    enquanto condição de término não é satisfeita faça
    início
         $t \leftarrow t + 1$ 
        selecione  $P(t)$  de  $P(t - 1)$ 
        altere  $P(t)$ 
        avalie  $P(t)$ 
    fim
fim

```

### 6.3 Algoritmo Implementado

Um número significativo de extensões ao AGS foram utilizadas para melhorar o AG usado neste estudo. Primeiramente um algoritmo baseado em AG com codificação inteira, multi-critério (AGI) foi usado. O AGI usa *strings* de inteiros para representar soluções candidatas em lugar de usar dígitos binários. Cada inteiro representa uma variável, enquanto que no AGS cada valor correspondente pode ser uma *substring* binária. Alguns dos principais componentes do AGI são:

1. Codificação: representando o problema em questão por *strings*;
2. Inicialização: iniciando as *strings*;
3. Avaliação de adaptação: determinando quais *strings* são melhores adaptadas;
4. Seleção: decidindo quem irá realizar recombinação;
5. Recombinação: trocando informações pela recombinação de dois indivíduos;
6. Mutação: introduzindo informação aleatória.

A seguir cada um desses componentes é descrito de acordo com o que foi implementado.

### 6.3.1 Representação cromossômica

Retomando a formulação do PLCC apresentada no capítulo 3 anterior, cada possível vetor de ajuste ótimo  $\mathbf{u}$  das variáveis de controle para o PLCC é um indivíduo na população representado por uma *string* de inteiros em lugar de uma codificação binária. Isto economiza tempo de processamento de codificação e retorna valores mais precisos dos parâmetros. O AGI aqui apresentado determina simultaneamente localizações e tamanhos dos bancos de capacitores para todos os níveis de carga considerados. Definiu-se cada gene como um inteiro, representando o número de bancos de capacitores de uma dada potência reativa para serem usados em série em cada local e período de tempo.

Apenas todas as  $N_{PQ}$  barras PQ do sistema são consideradas como barras candidatas a receberem bancos de capacitores, refletindo a idéia de que a adição de bancos de capacitores na barra de referência ou nas barras com tensão controlada pode não afetar as perdas de potência. Bancos de capacitores são usados como fontes de reativos do sistema. Por isso uma formulação contínua para os tamanhos dos bancos de capacitores pode não refletir a situação prática onde a capacidade dos bancos de capacitores não muda continuamente, e, portanto bancos de capacitores de tamanho discreto são usados.

Os números das barras PQ candidatas nas quais bancos de capacitores podem ser instalados são guardados em um vetor. A posição do número no vetor indica o índice da barra candidata e o número nessa dada posição indica a localização da barra candidata no sistema. A codificação inteira é adotada de tal forma que para cada local candidato a instalação tem-se  $N_l$  valores de bancos de capacitores, sendo  $N_l$  o número de níveis de carga. Existindo então  $N_c$  locais candidatos ( $N_{PQ}$  barras PQ) à alocação de bancos de capacitores, cada indivíduo da população terá  $N_c \cdot N_l$  valores de bancos de capacitores.

Supondo que existam três locais candidatos à instalação de bancos de capacitores e três níveis de carga, um indivíduo da população teria a seguinte forma, apresentada na Fig. 14:

Barra 1			Barra 2			Barra 3		
3	3	3	5	4	2	0	0	0
$N_0$	$N_1$	$N_2$	$N_0$	$N_1$	$N_2$	$N_0$	$N_1$	$N_2$

**Figura 14** – Codificação para 3 níveis de carga e 3 barras candidatas a alocação de bancos de capacitores.

Adotando-se, por exemplo, como menor tamanho padrão de banco de capacitores ( $Q_0^{cf} = Q_0^{cs}$ ), o valor de 150kVAr tem-se que os valores codificados representam 450kVAr,



750kVAr, 600kVAr e 300kVAr. E como propósito de ilustração, supondo que esta seja a solução resultante dada pelo AGI, o vetor de ajustes ótimos  $u$  seria:

$$u = \begin{bmatrix} \{3 & 3 & 3\} \\ \{5 & 4 & 2\} \\ \{0 & 0 & 0\} \end{bmatrix}$$

Ele indica, aplicando as regras desenvolvidas na modelagem do PLCC no capítulo 3, que três bancos de capacitores fixos no valor de 150kVAr são necessários para serem instalados na primeira barra PQ candidata para todos os níveis de carga, e cinco bancos de capacitores no valor de 150kVAr são necessários para serem alocados na segunda barra PQ candidata (um fixo de 300kVAr, com mais um chaveado de 450kVAr), e nenhum banco de capacitores é necessário na terceira barra PQ candidata.

### 6.3.2 Inicialização

Os genes de cada indivíduo são gerados aleatoriamente entre os limites máximo e mínimo de maneira uniforme. Esses limites indicam a quantidade máxima de capacitância a ser instalada por barra PQ do sistema ( $Q_{Ci}^{\max}$ ), sendo zero o limite mínimo ( $Q_{Ci}^{\min}$ ), que é o caso sem bancos de capacitores.

#### 6.3.2.1 Inicialização pelas heurísticas propostas

Para propósito de inicialização, a codificação inteira de *strings* representando as soluções resultantes da aplicação da heurística usando critérios de sensibilidade (HES) proposta no item 4.1.1 e da heurística proposta no item 4.3.1 usando análise modal (HEAM) são inseridos na população inicial de duas maneiras: além dos indivíduos gerados aleatoriamente de maneira uniforme como descrito no item anterior, os dois indivíduos advindos destas duas heurísticas são incorporados na população sem sofrerem mudanças, e os indivíduos restantes são gerados aleatoriamente em torno dessas duas soluções fornecidas pelos métodos heurísticos para formarem o tamanho definido da população.

### 6.3.3 Avaliação de adaptação

A avaliação de adaptação, ou o cálculo do valor de função objetivo generalizada  $F_c$  de cada indivíduo da população, é obtida pela aplicação direta da equação 21 apresentada na formulação do PLCC no capítulo 3 anterior, após a execução do fluxo de carga pela varredura vem-e-vai apresentado no capítulo 5 anterior.

Como visto, a função  $F_c$  incorporou a função objetivo  $f_c$  (equação 20), *i.e.*, o custo total do vetor de ajustes das variáveis de controle com a penalização da violação da tensão ou de qualquer das restrições apresentadas. Essa penalização tem o efeito de redução da probabilidade de *strings* infactíveis se propagarem para as gerações seguintes. O fator de penalização  $\lambda_{Vi}$  na mesma equação 21 é então feito grande durante o procedimento de otimização, pois o termo quadrático de penalização das tensões fornece valores pequenos relativamente aos valores de custo da função objetivo  $f_c$ .

### 6.3.4 Seleção

Na seleção os descendentes que produzem indivíduos são escolhidos. O primeiro passo antes da seleção é a designação do valor de *fitness* dos indivíduos. Cada indivíduo na seleção para união recebe uma probabilidade de reprodução dependente do seu próprio valor de função objetivo  $F_c$  e do valor de função objetivo de todos os outros indivíduos na seleção para união. Esse *fitness* é usado para seleção mais tarde.

Na designação do valor de *fitness* baseado em ranqueamento, como diz Michalewicz em [Mic1996], a população é ordenada de acordo com os valores de função objetivo. O valor de *fitness* designado para cada indivíduo depende apenas da sua posição no ranqueamento dos indivíduos e não no valor atual de função objetivo.

Designação do valor de *fitness* baseado em ranqueamento supera os problemas de escalonamento das designações de *fitness* proporcionais. O intervalo de reprodução é limitado, para que indivíduos não gerem um excessivo número de descendentes. Ranqueamento introduz um escalonamento uniforme ao longo da população e fornece uma maneira simples e efetiva de controle da pressão de seleção (pressão de seleção é a probabilidade de o melhor indivíduo vir a ser selecionado comparado com a probabilidade média de seleção de todos os indivíduos). Designação de *fitness* baseada em ranqueamento comporta-se de uma maneira mais robusta do

que designação proporcional de *fitness* e, assim, foi o método escolhido para o AGI implementado.

Para a seleção dos indivíduos que sofrerão recombinação utilizou-se a técnica chamada amostragem estocástica universal (*stochastic universal sampling*), encontrada no livro de Michalewicz [Mic1996]. Os valores de *fitness* dos indivíduos são mapeados para um segmento contínuo de uma linha, o sub-segmento de cada indivíduo é igual em tamanho ao seu *fitness*, exatamente como na seleção pela roleta ponderada (*roulette-wheel selection*). Aqui ponteiros igualmente espaçados são colocados ao longo da linha tantos quantos indivíduos a serem selecionados. Considere  $N_{\text{ponteiro}}$  o número de indivíduos a serem selecionados, então as distâncias entre os ponteiros são  $1/N_{\text{ponteiro}}$  e a posição do primeiro ponteiro é dada por um número randômico gerado no intervalo  $[0, 1/N_{\text{ponteiro}}]$ . Amostragem estocástica universal assegura uma seleção da prole que é mais próxima da merecida do que a seleção pela roleta.

Pela incorporação de elitismo, a *string* com o melhor valor de *fitness* é sempre preservada para a próxima geração.

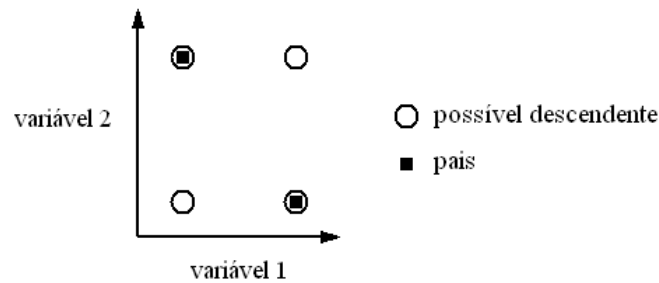
### 6.3.5 Recombinação

Recombinação produz novos indivíduos combinando a informação contida em dois ou mais pais. Isto é feito pela combinação dos valores das variáveis dos pais. Dependendo da representação das variáveis, diferentes métodos podem ser usados. Como se está usando codificação inteira adotou-se a recombinação discreta, apresentada por Mühlenbein e Schlierkamp-Voosen em [MSV1993], que realiza uma troca dos valores das variáveis entre os indivíduos. Para cada posição o pai que contribui com sua variável para o descendente é escolhido aleatoriamente com igual probabilidade. De acordo com a seguinte equação:

$$Var_i^d = Var_i^{P_1} \cdot a_i + Var_i^{P_2} \cdot (1 - a_i) \text{ e } i = 1, 2, \dots, (N_c \cdot N_l), \quad (32)$$

$a_i \in \{0, 1\}$  é aleatoriamente uniforme,  $a_i$  é definido para cada novo  $i$

Recombinação uniforme gera os cantos de um hiper-cubo definido pelos pais. A Fig. 15 a seguir mostra o efeito geométrico da recombinação uniforme.



**Figura 15** – Possíveis posições do descendente após recombinação uniforme.

Considere os dois seguintes indivíduos com 6 variáveis cada (6 dimensões), os quais serão usados para ilustrar a recombinação uniforme para as variáveis inteiras:

indivíduo 1	5	4	2	3	2	0
indivíduo 2	3	2	2	7	0	6

Para cada variável o pai que contribui com sua variável para o descendente é escolhido aleatoriamente com igual probabilidade:

amostragem 1	2	2	1	1	2	1
amostragem 2	1	2	1	2	1	2

Após a recombinação os novos indivíduos são criados:

descendente 1	3	2	2	3	0	0
descendente 2	5	2	2	7	2	6

Como se pode notar, a característica marcante desse procedimento é a preservação por completo das características comuns dos pais.

### 6.3.6 Mutação

Pela mutação indivíduos são alterados aleatoriamente. Essas variações (passos de mutação) são em sua maioria pequenas. Elas são aplicadas, com uma baixa probabilidade (probabilidade de mutação) nas variáveis dos indivíduos. Os descendentes sofrem mutação após serem criados pela recombinação.

Mutação de variáveis inteiras significa que valores criados aleatoriamente são adicionados às variáveis com uma baixa probabilidade. Assim, a probabilidade de uma variável sofrer mutação (taxa de mutação) e o tamanho da mudança para cada variável que sofre mutação (passo de mutação) precisam ser definidos.

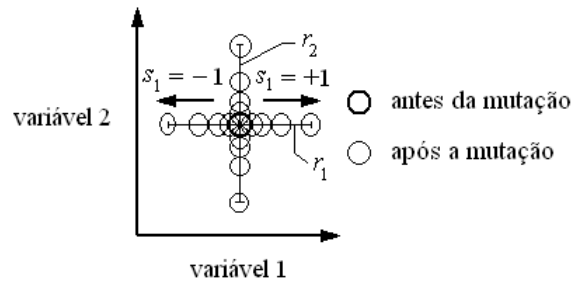
A probabilidade de uma variável sofrer mutação é inversamente proporcional ao número de variáveis (dimensões). Quanto mais dimensões um indivíduo tem, menor é a probabilidade de mutação. Mühlenbein e Schlierkamp-Voosen em [MSV1993] escrevem que uma taxa de mutação

de  $1/N_{varind}$  ( $N_{varind}$ : número de variáveis de um indivíduo) produz bons resultados para grande variedade de funções. Isto significa que por cada mutação apenas uma variável por indivíduo é alterada/sofre mutação. Assim, a taxa de mutação é independente do tamanho da população. Esse foi o cálculo adotado para a taxa de mutação usada no AGI implementado.

O tamanho do passo de mutação é normalmente difícil de se escolher. O tamanho do passo depende do problema considerado e pode até mesmo variar durante o processo de otimização. É sabido que pequenos passos de mutação obtêm sucesso freqüentemente, especialmente quando os indivíduos já estão bem adaptados. Contudo, uma grande mudança (grande passo de mutação) pode, quando bem sucedido, produzir bons resultados mais rapidamente. Assim, um bom operador de mutação deve proporcionar pequeno tamanho de passo de mutação com uma alta probabilidade e grande tamanho de passo com uma baixa probabilidade. Em [MSV1993], de Mühlenbein e Schlierkamp-Voosen e em [Müh1994] de Mühlenbein um operador como este é proposto (operador de mutação do *Algoritmo Genético Breeder*). Aqui ele foi adaptado para variáveis inteiras:

$$\begin{aligned} Var_i^{Mut} &= Var_i + s_i \cdot \lfloor r_i \cdot a_i \rfloor \text{ e } i \in \{1, 2, \dots, (N_c \cdot N_l)\} \\ s_i &\in \{-1, +1\} \text{ é aleatoriamente uniforme,} \\ r_i &= r \cdot \text{domin}_i, \text{ } r: \text{ intervalo de mutação (padrão: 10\%),} \\ a_i &= 2^{-u \cdot k}, \text{ } u \in [0, 1] \text{ é aleatoriamente uniforme, } k: \text{ precisão da mutação,} \\ \lfloor \cdot \rfloor &\text{ é o operador de arredondamento para o inteiro mais próximo.} \end{aligned} \tag{33}$$

Esse algoritmo de mutação é capaz de gerar a maioria dos pontos no hiper-cubo definido pelas variáveis do indivíduo e pelo intervalo de mutação (o intervalo de mutação é o valor do parâmetro  $r$  que é uma porção do domínio das variáveis). A maioria dos indivíduos que sofreram mutação serão gerados próximos do indivíduo anterior à mutação. Apenas alguns dos indivíduos que sofreram mutação serão distantes do indivíduo original. Isso significa que, a probabilidade de pequenos tamanhos de passo é maior do que a de grandes passos. A Fig. 16 a seguir tenta dar uma impressão dos resultados desse operador de mutação.



**Figura 16** – Efeito da mutação de variáveis inteiras em duas dimensões.

O parâmetro  $k$  (precisão da mutação) define indiretamente o mínimo tamanho possível de passo e a distribuição dos passos de mutação dentro do intervalo de mutação. O menor tamanho relativo de passo de mutação é  $2^{-k}$ , o maior é  $2^0 = 1$ . Assim, os passos de mutação são criados dentro da área  $[r, r \cdot 2^{-k}]$  ( $r$ : intervalo de mutação). Com uma precisão de mutação de digamos  $k = 16$ , o menor passo de mutação possível é  $r \cdot 2^{-16}$ . Portanto, quando as variáveis de um indivíduo estão bem próximas do ótimo, uma melhora não é possível<sup>1</sup>.

Valores típicos para os parâmetros do operador de mutação da equação 33 são:

Precisão da mutação  $k$ :  $k \in \{4, 5, \dots, 20\}$ .

Intervalo de mutação  $r$ :  $r \in [0, 1; 10^{-6}]$ .

Para o AGI implementado o valor da precisão da mutação adotado foi  $k = 4$  e o intervalo de mutação foi  $r = 0,1$ . Dependendo do sistema onde o AGI for aplicado esses parâmetros podem ser bastante diferentes, mas devem ser definidos de forma que o passo de mutação da variável que irá sofrer mutação seja pequeno.

## 6.4 AGI Solução do PLCC

Segue o algoritmo baseado em AG com codificação inteira, multi-critério solução do Problema de Localização e Controle de Capacitores, passo a passo:

### **Passo 1 Iniciar**

Forme uma população inicial com *pop strings*, cada uma representando  $N_c \cdot N_l$  variáveis ( $N_c$  tamanhos de bancos de capacitores por  $N_l$  níveis de carga). Os genes de cada indivíduo da população são gerados aleatoriamente entre os limites máximo e mínimo de cada variável.

<sup>1</sup> Isso pode ser superado pela diminuição do intervalo de mutação (reinício da execução do algoritmo).

**Passo 2 Avalie a adaptação**

Avalie o valor de adaptação para cada *string* da população usando o seguinte procedimento (o nível de carga 0 corresponde ao nível de pico de carga):

**Início**

NíveldeCarga = 0

**Enquanto** NíveldeCarga <  $N_l$  **faça**

- (i) Decodifique o cromossomo representando o tamanho dos bancos de capacitores a serem instalados nas respectivas barras candidatas e designe-os a essas barras.
- (ii) Execute o fluxo de carga pela varredura vem-e-vai balanceado para checar a factibilidade e cheque a magnitude de tensão em todas as barras PV e PQ. Retorne o número das barras que violaram as restrições de tensão.
- (iii) Calcule as perdas de potência ativa.
- (iv) Incremente NíveldeCarga

**Fim Enquanto**

Calcule as perdas de energia e seu respectivo custo.

Calcule o custo das perdas no pico de carga.

Calcule o custo para instalação e manutenção, e aquisição das unidades capacitivas instaladas.

Calcule a adaptação levando em conta as barras que violaram as restrições de tensão.

**Fim****Passo 3 Critério de Convergência**

Se esta é a geração máxima, **Pare**, o indivíduo com melhor valor de função objetivo é considerado como solução ótima do PLCC.

Caso contrário, vá para o **Passo 4**.

**Passo 4 Manipule os genes dos indivíduos**

Os indivíduos da população são melhorados pela aplicação dos operadores genéticos de seleção, recombinação, e mutação. Uma estratégia elitista é utilizada, a *string* com o melhor valor de performance é sempre mantida na próxima geração. Vá para o **Passo 2**.

**6.5 Aplicação do AGI**

O algoritmo AGI solução do PLCC foi implementado em linguagem MATLAB<sup>®</sup> em ambiente Windows 2000 em um computador pessoal PC Pentium<sup>®</sup> 4 de 1,80GHz. O sistema de 70 barras e 69 linhas apresentado no capítulo 4 retirado do artigo de Baran e Wu [BW1989a] foi usado como sistema teste nos estudos apresentados, e as seguintes especificações e dados foram usados:

**Tabela 2** – Dados dos limites de tensão e tamanho padrão de banco de capacitores usados nos testes do AGI.

Limite mínimo de tensão [A2001] $V_{min}$	Limite máximo de tensão [A2001] $V_{max}$	Um banco de capacitores $Q_0^{cf} = Q_0^{cs}$
0,95pu	1,05pu	150kVAr

Três níveis de carga são considerados: fora do pico, pico e normal. Eles são usados para refletirem uma situação real de curva de duração de carga. O período de planejamento é de um ano, mas pode ser prolongado para um período maior. Nos casos dos níveis de carga pico e fora do pico, um tempo menor de duração comparado com o tempo de duração do nível de carga normal é considerado. Os correspondentes tempos de duração são:

**Tabela 3** – Duração anual dos níveis de carga.

Nível de carga (pu)	Pico	Normal	Fora do pico
	1	0,8	0,5
Tempo de duração ( $T_l$ ) (h)	1000	6760	1000

Os custos marginais para as perdas de energia ( $K_E$ ), perdas de potência no horário de pico ( $K_p$ ), fixo de instalação e manutenção dos bancos de capacitores ( $K_F$ ), aquisição dos bancos de capacitores fixos ( $K_a^{cf}$ ) e chaveados ( $K_a^{cs}$ ) são apresentados pela Tabela 4 e alguns desses dados foram tirados da ref. de Miranda *et al.* [MOF2001].

**Tabela 4** – Potência de base e valores das constante de custos do problema.

Constantes	$S_B$	$K_E$	$K_p$	$K_F$	$K_a^{cf}$	$K_a^{cs}$
Valor	10MVA	\$0,06/kWh	\$168/kW/ano	\$1000/barra	\$0,90/kVAr	\$1,50/kVAr

Como dito anteriormente, apenas todas as  $N_{PQ}$  barras PQ do sistema são selecionadas como barras candidatas à instalação de bancos de capacitores. Assim, no sistema em questão, todas as barras, com exceção da barra 67 de referência, são consideradas como possíveis barras candidatas à alocação de bancos de capacitores, ou seja, 69 barras PQ. Portanto um indivíduo da população tem um total de  $N_{varind} = 69 \cdot 3 = 207$  ( $N_c \cdot N_l$ ) variáveis.

O tamanho da população usado em todos os testes foi  $pop = 30$  e os valores da probabilidade de recombinação e taxa de mutação foram respectivamente 0,9 (valor típico para recombinação), e 0,0048 ( $1/207 = 1/N_{varind}$ ). Escolheu-se 300 gerações como limite máximo do número de gerações.

O algoritmo é executado dez vezes e o melhor valor de função objetivo é guardado ao final das 300 gerações de cada execução. Outros resultados importantes como perdas ativas, custos de



instalação, manutenção, e aquisição dos bancos de capacitores, e perfis de tensão são também coletados ao final de cada execução, bem como os tempos de execução.

A comparação das dez soluções é feita baseado nos valores coletados. Primeiramente verifica-se se a solução viola os limites de tensão, se o perfil de tensão está dentro dos limites para os três níveis de carga, então a solução com menor valor de perdas ativas no pico de carga, e com menor valor de função objetivo, nessa ordem, é considerada como o vetor solução de ajuste ótimo  $u$  das variáveis de controle para o PLCC.

Observe que se está priorizando os mesmos critérios adotados nos métodos heurísticos, quais sejam, elevação do perfil de tensão e redução das perdas no pico de carga para só então observar o critério do mínimo custo possível, sendo este último um critério que observa apenas o lado matemático do PLCC e não o ponto de vista técnico do problema.

## 6.6 Resultados Iniciais do Fluxo de Carga

Antes da aplicação do AGI executou-se o fluxo de carga com o sistema em condições iniciais, sem bancos de capacitores.

As barras que violaram os limites de tensão com seus respectivos valores de violação são dados na Tabela 5 a seguir para os três níveis de carga.

As perdas ativas totais das linhas de distribuição, nos três níveis de carga, e o valor total do custo das perdas de energia e de potência no pico de carga (função objetivo), estão na Tabela 6.

**Tabela 5** – Barras que violaram os limites de tensão nas condições iniciais do sistema em cada nível de carga (no nível de carga fora do pico (0,5pu) não ocorre violação da tensão mínima de 0,95pu).

Nível de carga de pico (1pu)									
Barra	45	46	47	48	49	50	51	52	53
$V_i$ (pu)	0,9400	0,9290	0,9247	0,9197	0,9123	0,9120	0,9116	0,9097	0,9091
Nível de carga normal (0.8pu)									
Barra	46	47	48	49	50	51	52	53	
$V_i$ (pu)	0,9443	0,9409	0,9370	0,9312	0,9310	0,9307	0,9292	0,9287	

**Tabela 6** – Perdas ativas totais iniciais e valor total do custo do sistema de 70 barras estudado.

Nível de carga (pu)	Pico	Normal	Fora do pico
	1	0,8	0,5
Perdas ativas (kW)	225,00	138,90	51,60
Custo total ( $f_c = W_c + W_p$ ) (\$)	77211,42		

A Tabela 6 mostra que o sistema experimenta uma perda de 225,00kW no pico de carga, o que representa 5,92% com respeito à potência da subestação. Os percentuais para os outros níveis

de carga são 4,57% e 2,71%. Os valores vão diminuindo à medida que se diminui o carregamento do sistema. Essas perdas, no período planejado de um ano, representam um custo de \$77211,42.

## 6.7 Resultados

Como todas as barras PQ do sistema são consideradas como possíveis locais para instalação de bancos de capacitores, o tempo de execução do AGI se torna grande devido à grande quantidade de variáveis (207). Ainda assim o tempo médio de execução foi de 23min45s para todo o algoritmo incluindo o cálculo de aproximadamente 54.000 rotinas de fluxo de carga, aproximadamente, o que é rápido para os padrões de um AG aplicado ao PLCC, como no artigo de Miu *et al.* [MCD1997], que demora de duas a cinco horas.

O IEEE *Standard* 1036 [IS1036–1992] recomenda que os bancos trifásicos de distribuição sejam constituídos de três a nove unidades capacitivas monofásicas conectadas em estrela isolada, estrela aterrada, ou delta, e ligadas em paralelo (*shunt*) com o sistema. O mesmo documento cita que para um sistema cuja tensão é de 12.66kV, estas unidades capacitivas monofásicas podem ser de 50, 100, 150, 200, 300, ou 400kVAr, ou seja, um banco instalado em uma barra do sistema poderia ter um tamanho múltiplo de 150kVAr até o tamanho máximo de 3600kVAr, com exceção dos tamanhos 3150 e 3450kVAr, que exigiriam mais do que nove unidades capacitivas. A Tabela 7 mostra os 24 possíveis tamanhos de bancos de capacitores incluindo as duas exceções.

**Tabela 7** – Possíveis escolhas de tamanhos de bancos de capacitores para instalação em uma só barra do sistema.

$Var_i$	1	2	3	4	5	6
$Q_{ci}$ (kVAr)	150	300	450	600	750	900
$Var_i$	7	8	9	10	11	12
$Q_{ci}$ (kVAr)	1050	1200	1350	1500	1650	1800
$Var_i$	13	14	15	16	17	18
$Q_{ci}$ (kVAr)	1950	2100	2250	2400	2550	2700
$Var_i$	19	20	21	22	23	24
$Q_{ci}$ (kVAr)	2850	3000	3150	3300	3450	3600

Cipoli em [Cip1993] afirma que geralmente os bancos de capacitores padronizados pelas empresas de distribuição são de 150, 300, 600, 900 e 1200kVAr e formados por capacitores de 50, 100 e 200kVAr. Adotou-se então o tamanho padrão de 150kVAr para os bancos de capacitores instalados, permitindo assim que apenas bancos com tamanhos múltiplos de 150kVAr sejam instalados no sistema.

Com o objetivo de evitar que a maior parte do total de capacitância instalada se concentrasse apenas em poucas barras do sistema que possuem grande necessidade de reativos, como aconteceu com as soluções fornecidas pelos métodos heurísticos, seguem resultados dos testes feitos para se definir o valor da potência máxima reativa capacitiva que poderia ser instalada numa barra de maneira a fornecer a maior redução de perdas no pico de carga e o menor custo possível, restringindo o intervalo de domínio das variáveis do AGI.

As perdas ativas no pico de carga do sistema ( $P_{perdas}^0$ ), o custo das perdas de energia e potência no pico de carga ( $W_c + W_p$ ), o custo dos bancos de capacitores ( $K_c$ ), e o custo total do sistema ( $f_c$ ), para diferentes valores máximos de potência reativa capacitiva instalada numa barra  $i$  ( $Q_{ci}^{\max}$  e  $i = 1, 2, \dots, N_c$ ), são mostrados na Tabela 8.

**Tabela 8** – Perdas no pico de carga e custos do sistema para diferentes valores de potência reativa capacitiva máxima que pode ser instalada por barra.

$Q_{ci}^{\max}$ (kVAr)	$P_{perdas}^0$ (kW)	$W_c + W_p$ (\$)	$K_c$ (\$)	$f_c$ (\$)
1050	203,54	56528,43	13410	69938,43
1200	198,27	55487,26	12635	68122,26
<b>1350</b>	<b>195,30</b>	<b>55971,64</b>	<b>12725</b>	<b>68696,64</b>
1500	195,79	55467,50	13995	69462,50
1650	200,89	56437,58	13635	70072,58
<b>1800</b>	<b>199,51</b>	<b>55740,88</b>	<b>11815</b>	<b>67555,88</b>
1950	199,11	55800,16	12635	68435,16
2100	198,85	56026,45	12500	68526,45

Para cada valor de  $Q_{ci}^{\max}$  o AGI foi executado uma vez e então os valores dos resultados encontrados são os apresentados na Tabela 8, e eles são tomados como parâmetros de comparação da performance do algoritmo.

Analisando-se o comportamento dos dados da tabela percebe-se a alta não-linearidade do PLCC. Utilizando-se os critérios estabelecidos para comparação das soluções, no AGI implementado, o intervalo escolhido de domínio das variáveis foi:  $0 \leq Var_i \leq 9$ , ou seja, a potência reativa capacitiva instalada na barra  $i$ ,  $Q_{ci}$ , com  $i \in N_c$ , é no máximo  $Q_{ci}^{\max} = 1350 \text{ kVAr } (9 \cdot Q_0)$ .

Apesar de um máximo de 1800kVAr de potência instalada por barra ter proporcionado maior redução do custo total, essa solução não prioriza a redução nas perdas, o que é alcançado com um

tamanho de 1350kVAr, sendo este um tamanho que na prática leva em conta também o espaço disponível para a instalação dos bancos de capacitores.

Assim no processo de mutação, à variável do indivíduo escolhida para mutação poderá se somar ou subtrair qualquer número do conjunto  $\{-1,0,+1\}$ , como descrito no item 6.3.6.

Resultados após a aplicação da heurística usando sensibilidades (HES – item 4.1.1), da heurística usando análise modal (HEAM – item 4.3.1), e do AGI são relatados na Tabela 9.

**Tabela 9** – Resultados da aplicação dos algoritmos apresentados, no sistema de 70 barras.

Algoritmo	$f_c$ (\$)	$W_c + W_p$ (\$)	$K_c$ (\$)	Capacitores (kVAr) (total de chaveados)	Capacitores (kVAr) (total de fixos)/ $N_A$	Economia total (\$)
HES	79767,74	56882,74	22885	4050	900/16	- 2556,32
HEAM	79628,59	57653,59	21975	4200	750/15	- 2417,17
AGI	<b>70766,40</b>	<b>55816,40</b>	<b>14950</b>	<b>2400</b>	<b>1500/10</b>	<b>+ 6445,02</b>

Levando-se em conta os resultados da Tabela 9, onde os custos das perdas diminuem, enquanto a capacidade instalada dos bancos de capacitores também se reduz, redução de perdas é o principal critério a ser alcançado para um ajuste eficiente dos controles dos bancos de capacitores. Ficou evidente também uma relação entre os custos de investimento nos bancos de capacitores e a economia conseguida com a sua aplicação.

Durante o processo de construção das heurísticas implementadas não se levou em conta a modelagem dos custos do PLCC, mas apenas foram observados os critérios de redução de perdas ativas, e elevação do perfil de tensão e para apenas o nível de carga de pico. Isso explica o valor negativo na economia total para essas heurísticas, como a solução fornecida para cada nível de carga é independente uma da outra, não se enxerga que bancos de capacitores são instalados em diferentes barras do sistema, e na sua maioria chaveados, aumentando assim o custo total de instalação e manutenção dos bancos de capacitores ( $K_{MC}$ ), e o custo total com bancos de capacitores chaveados ( $K_{CS}$ ), e conseqüentemente o custo total dos bancos de capacitores ( $K_c$ ), ou seja, a solução fornecida pelas heurísticas eleva o perfil de tensão e diminui as perdas, mas sofrem da incapacidade de observar o custo total dos bancos de capacitores para se alcançar esses resultados.

Os ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores para as barras onde bancos de capacitores foram adicionados, apresentados por cada algoritmo, são mostrados na Tabela 10 a seguir.

Cada número inteiro representa o número de bancos de capacitores no tamanho padrão de 150kVAr. O tamanho do banco de capacitores fixo é o menor número encontrado nos três níveis

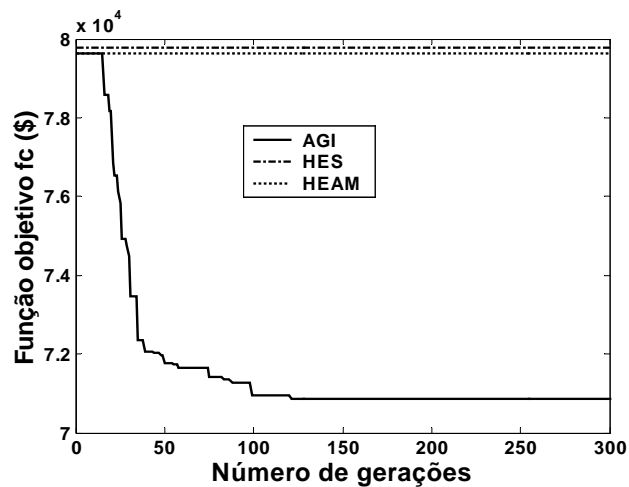
de carga para cada barra, e o tamanho do capacitor chaveado é a diferença entre o maior e o menor número encontrado nos três níveis de carga.

**Tabela 10** – Ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores aplicando-se os algoritmos propostos.

Barra	HES			HEAM			AGI		
	Pico	Normal	Fora	Pico	Normal	Fora	Pico	Normal	Fora
3		1				1			
7			1						
10		1	1						
11		1							
17			1		1				
20	1	1							
26				1	1	1	1	1	1
37	2	2	1	1			1	1	1
38	2	1	1	3	3	2	2	2	2
41					1				
43					1		5		
44						1			
49	12	3	3	12	3		8	3	2
50		1			1	1	1	1	1
51	1			1			1		
52	4	4		4	4	1	4	4	1
53	2	1	1	2	1	3	2	1	1
59	1								
68					1				
69			1						
70		1		1	1		1	1	1

Dos ajustes mostrados na Tabela 10, os únicos ajustes que forneceram menores custos de perdas e utilizando poucas barras para instalação dos bancos de capacitores foram os do AGI.

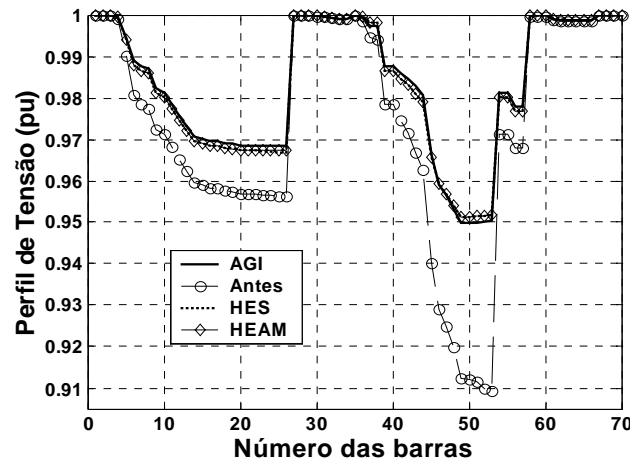
A Fig. 17 a seguir mostra o valor de função objetivo do melhor indivíduo ao longo das gerações do AGI.



**Figura 17** – Comparação dos valores de função objetivo.

Ela mostra a importância das soluções heurísticas como parte da população inicial do AGI introduzindo já nas primeiras gerações soluções factíveis para o PLCC.

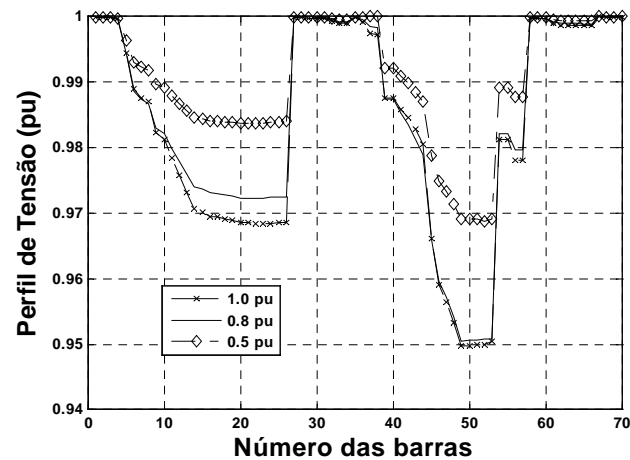
Como comparação, a Fig. 18 mostra as magnitudes de tensão das barras do sistema no nível de carga de pico, na situação inicial (sem bancos de capacitores), e quando da aplicação dos algoritmos (após a instalação dos bancos de capacitores).



**Figura 18** – Perfil de tensão do sistema no nível de pico de carga antes e após a aplicação das heurísticas HES por sensibilidades, HEAM por análise modal, e do algoritmo baseado em AG com codificação inteira, AGI .

E na Fig. 19 a seguir tem-se o perfil de tensão do sistema para os três níveis de carga após a instalação dos bancos de capacitores solução sub-ótima fornecida pelo AGI.

Vê-se que todas as barras do sistema alcançaram o limite pré-estabelecido de valor de tensão mínima de 0,95pu em todos os três níveis de carga.



**Figura 19** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI.

Segue Tabela 11 com valores exatos das perdas ativas totais do sistema em kW, para cada nível de carga, aplicando-se os algoritmos desenvolvidos.

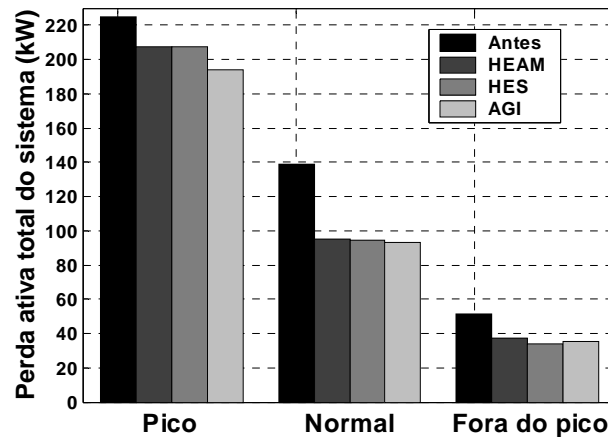
**Tabela 11** – Perdas ativas totais do sistema em kW, para cada nível de carga, aplicando-se os algoritmos desenvolvidos.

Nível de carga	Pico	Normal	Fora do pico
HEAM	212,23	95,25	37,50
HES	212,05	93,92	33,93
AGI	<b>192,39</b>	<b>94,96</b>	<b>34,97</b>

A Tabela 11 mostra que o sistema experimenta uma redução nas perdas ativas no pico de carga, com a adição dos bancos de capacitores, de 14,53% com respeito às perdas originais do sistema (225,00kW). Os percentuais para os outros níveis de carga são 31,73% e 32,10%. As reduções conseguidas nas perdas no pico de carga são poucas devido ao objetivo de se elevar o perfil de tensão do sistema utilizando-se apenas os capacitores, sem acionar um regulador de tensão na subestação. Essas perdas conseguidas após a instalação dos bancos de capacitores, no período planejado de um ano, representam uma economia de \$6445,02 (redução de 8,35%). Assumindo-se que a subestação possui transformadores de regulação de tensão ajustados para +5% durante apenas o nível de carga de pico, como fez Baran e Wu em [BW1989a] para esse mesmo sistema, as perdas ativas no sistema, no pico de carga, seriam de 200,63kW sem a adição de bancos de capacitores, e com a solução encontrada pelo AGI essas perdas se reduziram para 131,03kW, ou seja, uma redução de 34,69%, e os custos anuais totais (função objetivo) se reduziram de \$75286,55 para \$58530,62 (considerando critério de perdas mínimas no pico de carga), ou seja, redução de 22,26% com o ajuste do *tap* na subestação.

Para uma inspeção visual, a Fig. 20 a seguir mostra as perdas ativas do sistema, nos três níveis de carga, antes da instalação dos bancos de capacitores e após a instalação dos bancos de capacitores aplicando-se os algoritmos propostos.

O critério da maior redução de perdas ativas no pico de carga foi o adotado, mas a solução com menor custo, encontrada pelo AGI, alcançou o valor de \$67641,59 com um total de perdas ativas no pico de carga no valor de 201,42kW, ou seja, uma redução nas perdas em 10,50% a um custo 4,61% menor do que com maior redução de perdas, mostrando que o engenheiro que estiver planejando o sistema terá que decidir entre estes dois objetivos conflitantes (redução de perdas versus redução de custos) com muito cuidado.



**Figura 20** – Perda ativa do sistema nos três diferentes níveis de carga antes, e aplicando as heurísticas e o AGI.

Também se encontrou a solução para o caso em que é desconsiderada a restrição de tensão imposta nas barras do sistema ( $0,95pu \leq V_i \leq 1,05pu$ ), ou seja, a função objetivo é composta apenas pelas perdas de energia e de potência no pico e pelo custo dos capacitores. Os resultados, obtidos pela aplicação do AGI, fazendo-se  $\lambda_{V_i} = 0$  na função objetivo  $F_c$  (equação 21) apresentada no capítulo 3, são os apresentados na Tabela 12.

**Tabela 12** – Resultados da aplicação do AGI, sem restrição nas tensões, no sistema de 70 barras.

$f_c$ (\$)	$W_c + W_p$ (\$)	$K_c$ (\$)	Capacitores (kVAr) (total de chaveados)	Capacitores (kVAr) (total de fixos)/ $N_A$	Economia total (\$)
<b>58861,56</b>	<b>50746,56</b>	<b>7935</b>	<b>300</b>	<b>1650/6</b>	<b>+ 18529,86</b>

Com essa adição de capacitores no sistema, observa-se um valor de custos bem inferior (16,82%) ao encontrado levando-se em conta a restrição de tensão. As perdas encontradas com a adição dos bancos de capacitores, sem a restrição de tensão, também são inferiores às encontradas quando se leva em conta essa restrição, mostrando que até mesmo no pico de carga perdas próximas do ótimo são alcançadas, como se pode ver na Tabela 13 a seguir.

**Tabela 13** – Perdas ativas totais do sistema em kW, para cada nível de carga, aplicando-se AGI, sem restrição nas tensões das barras, no sistema de 70 barras.

Nível de carga		
Pico	Normal	Fora do pico
<b>148,12</b>	<b>90,81</b>	<b>36,90</b>

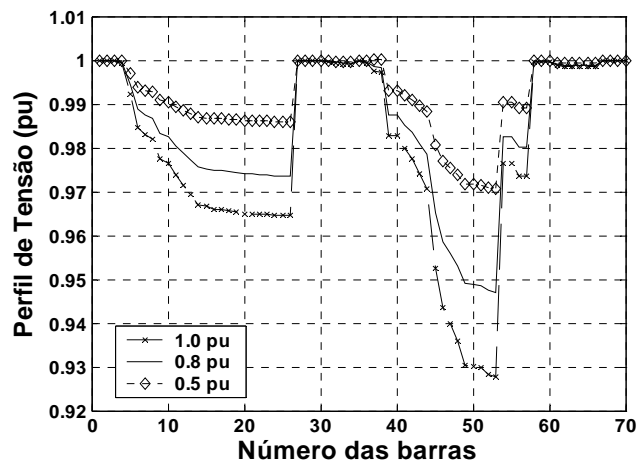
Os ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores para as barras onde bancos de capacitores foram adicionados, apresentados pelo AGI para a condição de tensão irrestrita nas barras do sistema, são mostrados na Tabela 14 a seguir. Observe que os bancos de capacitores são em sua maioria bancos de capacitores fixos.



**Tabela 14** – Ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores, sem restrições nas tensões do sistema.

Nível de carga	Barra					
	18	37	38	49	50	52
Pico	2	1	2	6	1	1
Normal	2	1	2	6	1	1
Fora	2	1	2	4	1	1

Mas apesar de se alcançar bons resultados quando os limites das tensões das barras são desconsiderados, vê-se pela Fig. 21, como era de se esperar, que o perfil de tensão do sistema se encontra abaixo dos valores estabelecidos pela ANEEL, pois os objetivos de redução de perdas e de controle da tensão são conflitantes, e assim o mínimo valor de perdas não leva ao melhor perfil de tensão e vice-versa, o melhor perfil de tensão limita a capacidade do algoritmo em alcançar o mínimo possível de perdas.

**Figura 21**– Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI, desprezando-se a restrição das tensões nas barras.

A Tabela 15 traz, de maneira mais precisa, as barras que violaram a tensão e em quais níveis de carga isso ocorreu. Como se pode ver, comparando-se com a Tabela 5, com o sistema nas condições iniciais, as barras que tiveram sua tensão trazida para dentro dos limites estabelecidos foram apenas a barra 45 no nível de pico de carga e as barras 46 a 48 no nível normal de carga.

**Tabela 15** – Barras que violaram os limites de tensão na condição sem restrições nas tensões do sistema em cada nível de carga (no nível de carga fora do pico (0,5pu) não ocorre violação da tensão mínima de 0,95pu).

Nível de carga de pico (1pu)								
Barra	46	47	48	49	50	51	52	53
$V_i$ (pu)	0,9435	0,9400	0,9358	0,9304	0,9302	0,9299	0,9283	0,9278
Nível de carga normal (0,8pu)								
Barra	49	50	51	52	53			
$V_i$ (pu)	0,9491	0,9489	0,9487	0,9475	0,9471			

Esse estudo ilustrou como resultados próximos do ótimo global para o PLCC podem ser encontrados utilizando-se um algoritmo baseado em AG com codificação inteira, multi-critério. Alcançou-se um planejamento de localização de bancos de capacitores que não violou nem uma restrição de operação ou do sistema e que, além disso, apresentou baixos custos para aquisição, instalação, e manutenção dos bancos de capacitores.

A adoção do fluxo de carga pela varredura vem-e-vai foi fundamental para acelerar o algoritmo desenvolvido, diminuindo o esforço computacional requerido, ainda assim o algoritmo proposto consome tempo considerável porque muitos cálculos do fluxo de carga são necessários para cada nível de carga, para cada *string* em todo o processo da busca, contudo, os cálculos para cada *string* são independentes e podem então ser processados em paralelo. Mas é sabido que em planejamento de sistemas de distribuição, o tempo computacional gasto na busca da solução ótima não é tão importante. Esse fato permite a aplicação do AGI se é preciso uma solução exata em lugar de tempo computacional.

Claro que a inclusão de bancos de capacitores em um sistema de potência pode requerer que outros tipos de estudos sejam feitos, tais como possível ressonância com frequências harmônicas em algum dos níveis de carga ou configurações do sistema, e também sua contribuição na manutenção da estabilidade dinâmica do sistema. Esses tipos de estudos, atualmente, são feitos após alguns cenários de alocação de bancos de capacitores terem sido definidos. Uma melhora na modelagem do PLCC pode futuramente integrar num só modelo todas essas considerações. Já a influência da modelagem da carga dependente da tensão no PLCC é apresentada no próximo capítulo.

## **Parte III**

# **Modelagem da Carga e Conclusões**



## Capítulo 7

# Efeitos de Cargas Sensíveis à Tensão no PLCC

*“Se fizessemos todas aquelas coisas de que somos capazes, nós nos surpreenderíamos a nós mesmos.”*

*Thomas Alva Edison*

### 7.1 Introdução

A importância fundamental da modelagem dos componentes de um sistema de potência já foi mostrada na literatura por Kundur em [Kun1994] e Taylor em [Tay1994]. Modelos precisos para linhas de transmissão, transformadores, geradores, reguladores e compensadores foram propostos. Contudo, o mesmo não ocorreu para cargas. Embora a importância da modelagem da carga seja bem conhecida, especialmente para estudos de estabilidade dinâmica e transitória, a natureza aleatória de uma composição de carga torna sua representação muito difícil.

Mas nas duas últimas décadas a modelagem da carga recebeu significativa atenção devido à importância da sua representação na atuação dinâmica dos sistemas de potência, e relevante impacto da dependência da carga com a tensão no problema de estabilidade de tensão, como mostra dois documentos de grupos de trabalho do IEEE: [ITFR1993] e [ITFR1995].

Características da carga têm um efeito significativo na atuação do sistema e nos resultados do fluxo de carga, simulações de estabilidade de tensão e de transitórios são conhecidas por serem altamente dependentes dos tipos de características de carga assumidos, como afirma Kundur em [Kun1994].

Decisões sobre reforços do sistema e/ou atuação do sistema são baseados na sua maioria nos resultados dos estudos de fluxo de potência e simulações de estabilidade.

De acordo com Kundur, ainda na mesma referência [Kun1994], a modelagem precisa das cargas continua sendo uma difícil tarefa devido aos seguintes fatores:

1. O grande número de diversos componentes de carga;
2. A posse e localização dos dispositivos de carga em locais do lado dos consumidores indiretamente acessíveis à concessionária de energia elétrica;
3. A ausência de informação precisa na composição da carga;
4. A ausência de testes precisos nos sistemas para identificação dos modelos de carga.

Ao longo dos anos, as empresas de energia têm feito sérias tentativas para identificar bons modelos de carga, de um jeito ou de outro, pela aproximação baseada em componentes (os quais requerem informações detalhadas da composição da carga, mistura da carga, e características dos componentes), como relatada por Price *et al.* em [PWMMVEK1988], e por grupo de trabalho do IEEE [ITFR1995], ou através de medições, como reportam Frantz *et al.* em [FGISW1984], e Baghzouz e Quist em [BQ1999] e [BQ2000].

Na primeira, baseado no conhecimento dos componentes individuais, o modelo da carga é obtido agregando-se os modelos dos componentes da carga [ITFR1995]. A segunda aproximação não necessita do conhecimento das características físicas da carga. O modelo é estimado usando métodos de identificação, como fazem Da Silva *et al.* em [DSFSLT1997], e Ranade e Mechenbier em [REM2001], ou aproximação por testes de campo, onde os parâmetros da carga são derivados de testes supervisionados: medições relacionadas à reposta da carga a distúrbios (tais como mudando os *taps* dos transformadores da subestação e chaveando bancos de capacitores, ou a transitórios dos sistemas, como feito por Baghzouz e Quist em [BQ1999]).

A aproximação pela composição requer informação que geralmente não está disponível, o que consiste numa desvantagem desse método. Essa aproximação não parece ser apropriada, pois a determinação de uma composição média (e precisa) para cada barra de carga de interesse é virtualmente impossível. A segunda aproximação não sofre desse defeito já que a carga a ser modelada pode ser assumida como sendo uma "caixa-preta". Contudo, uma quantidade significativa de dados relacionados a testes supervisionados e distúrbios naturais afetando o sistema precisa ser coletada.

Considerando as desvantagens das duas aproximações, e o fato de que a aquisição (e processamento) de dados dos sistemas está ficando cada vez mais barata, aparentemente a aproximação por identificação está mais de acordo com a tecnologia corrente. Essa aproximação

permite monitoração e modelagem em tempo real da carga, os quais são necessários para análises *on-line* de estabilidade. Existe grande interesse em se desenvolver modelos dinâmicos mais precisos no nível de subestações de distribuição na medida em que os sistemas de potência são projetados e operados nos seus limites de capacidade térmica e de estabilidade de tensão como afirma grupo de trabalho do IEEE em [ITFR1995].

Mas voltando ao PLCC, nos primeiros trabalhos publicados, o PLCC foi analisado para casos especiais com numerosas suposições. Nas décadas seguintes, muitas das suposições irreais tais como distribuições uniformes das cargas e tamanhos dos condutores foram removidas por Grainger *et al.* ([CG1988], [CGYL1988], [GK1989]). Logo em seguida, o problema foi reformulado para levar em conta a natureza discreta dos tamanhos e localizações dos capacitores, sendo os pioneiros Baran *et al.* ([BW1989a], [BW1989b], [CWCS1990a], [CWCS1990b], [CWTD1994a], [CWTD1994b], [WCMD1996a], [WCMD1996b]).

Uma suposição que ainda é feita na maioria da literatura associada com o PLCC, é que na sua formulação todas as cargas são consideradas como injeções constantes de potências ativas e reativas. Diferente do seu uso em análises de sistemas de transmissão, o modelo de carga constante P-Q é questionável quando empregado em sistemas de distribuição. De fato, medições feitas por Frantz *et al.* em [FGISW1984], mostraram que as potências ativas e reativas podem ser melhor aproximadas por uma função com parcela linear, e outra parcela quadrática da tensão, respectivamente. E até mesmo se suspeita que o modelo simplificado de impedância constante é mais preciso do que o modelo tradicional de P-Q constante (veja a discussão de R.C. Dugan no artigo de Baran e Wu [BW1989a]).

Portanto, vale à pena determinar novas soluções e quantificar o impacto econômico da alocação de capacitores baseado-se em modelos de cargas dependentes da tensão.

O modelo de Impedância-Corrente-Potência constante (ZIP) é rotineiramente usado em estudos de simulação. A natureza e limitações do modelo diante de grandes variações de tensão são bem entendidas, e a tendência atual é usar uma combinação de ZIP, e modelos explícitos de motores de indução que capturem dinâmicas.

Este capítulo irá lidar com os seguintes assuntos:

1. A derivação de um modelo de carga usando métodos baseados em composição;
2. Uma visão geral de implementação da modelagem da carga ZIP em simulação em computador;

3. Comparação dos modelos de carga aplicados ao PLCC;
4. Subseqüentes conclusões baseadas nos resultados.

## 7.2 Modelos de Cargas

Na ref. [ITFR1993] de grupo de trabalho do IEEE, definem-se os seguintes termos que descrevem a composição da carga:

**Modelo de Carga** – Um modelo de carga é uma representação matemática da relação entre a tensão da barra (magnitude e freqüência) e a potência ou corrente fluindo para dentro da barra de carga.

**Modelo Estático de Carga** – Um modelo que expressa as potências ativas e reativas em qualquer instante de tempo como uma função da magnitude de tensão, e freqüência da barra, simultaneamente. Modelos estáticos de carga são usados essencialmente, para componentes estáticos das cargas, e.g., carga resistiva e de iluminação, e como uma aproximação para componentes dinâmicos de carga, e.g., cargas de motores controlados.

**Modelo de Carga de Impedância Constante** – Um modelo estático de carga onde a potência varia diretamente com o quadrado da magnitude de tensão. Ele também pode ser chamado de um modelo de carga de admitância constante.

**Modelo de Carga de Corrente Constante** – Um modelo estático de carga onde a potência varia diretamente com a magnitude da tensão.

**Modelo de Carga de Potência Constante** – Um modelo estático de carga onde a potência não varia com mudanças na magnitude da tensão. Ele também pode ser chamado de modelo de carga MVA constante. Porque dispositivos MVA constantes, tais como motores e dispositivos eletrônicos, não mantêm suas características abaixo de uma certa tensão (tipicamente 80 a 90%), muitos modelos de carga fornecem conversão de MVA constante (e outros modelos estáticos) para impedância constante ou permitem que a carga esteja, por poucos instantes, abaixo de uma tensão especificada.

**Modelo de Carga Polinomial** – Um modelo estático de carga que representa a relação de potência para magnitude de tensão como uma equação polinomial, na seguinte forma:

$$P = P_0 \left[ a_{pc} + b_{pi} \left( \frac{V}{V_0} \right) + c_{pz} \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 \right] e a_{pc} + b_{pi} + c_{pz} = 1 \quad (34a)$$



$$Q = Q_0 \left[ a_{qc} + b_{qi} \left( \frac{V}{V_0} \right) + c_{qz} \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 \right] \text{ e } a_{qc} + b_{qi} + c_{qz} = 1 \quad (34b)$$

Os parâmetros desse modelo são os coeficientes ( $a_k, b_k, c_k$ ) e o fator de potência da carga. Esse modelo é algumas vezes referido como o modelo "ZIP", isto porque ele consiste da soma dos termos de impedância constante (Z), corrente constante (I), e potência constante (P). Se esse ou outros modelos forem usados para representar um dispositivo de carga específico,  $V_0$  precisaria ser a tensão de referência do dispositivo, e  $P_0$  e  $Q_0$  precisariam ser a potência consumida nessa tensão de referência. Contudo, quando usando esses modelos para representação de uma barra,  $V_0, P_0$  e  $Q_0$  são normalmente tomados como os valores nas condições iniciais de operação do sistema em estudo. Polinômios do desvio de tensão da referência ( $\Delta V$ ) são também usados algumas vezes.

**Modelo de Carga Exponencial** – Um modelo estático de carga que representa a relação de potência e tensão como uma equação exponencial, usualmente na seguinte forma:

$$P = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{np}$$

$$Q = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{nq} \quad (35)$$

Dois ou mais termos com diferentes expoentes são algumas vezes incluídos em cada equação. Os parâmetros desse modelo são os expoentes,  $np$  e  $nq$ , e o fator de potência da carga. Veja que ajustando esses expoentes para 0, 1, ou 2, a carga pode ser representada pelos modelos potência constante, corrente constante, ou impedância constante, respectivamente. Outros expoentes podem ser usados para representar o efeito de agregação de diferentes tipos de componentes de carga. Expoentes maiores do que 2 ou menores do que 0 podem ser apropriados para alguns tipos de cargas.

Esses e outros modelos estáticos de cargas derivam do seguinte modelo geral encontrado no relatório de grupo de trabalho do IEEE [ITFR1995]:

$$\begin{aligned} \frac{P}{P_{\text{frac}}P_0} &= P_{pz} \left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + P_{pi} \left(\frac{V}{V_0}\right) + P_{pc} + P_{p1} \left(\frac{V}{V_0}\right)^{npv1} (1 + K_{pf1}\Delta f) \\ &\quad + P_{p2} \left(\frac{V}{V_0}\right)^{npv2} (1 + K_{pf2}\Delta f) \end{aligned} \quad (36a)$$

e  $P_{pz} = 1 - (P_{pi} + P_{pc} + P_{p1} + P_{p2})$

$$\begin{aligned} \frac{Q}{Q_{\text{frac}}Q_0} &= Q_{qz} \left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + Q_{qi} \left(\frac{V}{V_0}\right) + Q_{qc} + Q_{q1} \left(\frac{V}{V_0}\right)^{nqv1} (1 + K_{qf1}\Delta f) \\ &\quad + Q_{q2} \left(\frac{V}{V_0}\right)^{nqv2} (1 + K_{qf2}\Delta f) \end{aligned} \quad (36b)$$

e  $Q_{qz} = 1 - (Q_{qi} + Q_{qc} + Q_{q1} + Q_{q2}) \quad Q_0 \neq 0$

$$\Delta f = f - f_0$$

onde:

- $P_0$  e  $Q_0$  são as potências ativas e reativas iniciais;
- $P_{\text{frac}}$  e  $Q_{\text{frac}}$  são as frações da carga da barra representadas pelo modelo estático;
- $P_{pz}$  e  $Q_{qz}$  são as partes de impedância constante da carga total;
- $P_{pi}$  e  $Q_{qi}$  são as partes de corrente constante da carga total;
- $P_{pc}$  e  $Q_{qc}$  são as partes de potência constante da carga total;
- Os termos quarto e quinto para ambas funções de potência ativa e reativa são os dois termos dependentes da frequência.

Os modelos dinâmicos de cargas podem ser encontrados na mesma ref. [ITFR1995]. Utilizaremos aqui o modelo polinomial ZIP de carga, analisando separadamente os casos de potência constante, corrente constante, e impedância constante aplicados ao PLCC, e também um caso de composição da carga em suas partes residencial, comercial e industrial. Aplicações do modelo de carga exponencial podem ser encontradas na referência [CK1999] de Coker e Kgasoane.

El Arini apresenta em [EIA1996] estudos e discussões sobre os efeitos de cargas sensíveis à tensão na alocação ótima de capacitores série e *shunt* nos sistemas de potência utilizando o modelo exponencial de carga e fatores de sensibilidade de tensão e de perdas, aplicados a um sistema de 14 barras. Ele utiliza uma heurística de aproximação, baseada nesses fatores de sensibilidade, para a alocação ótima dos bancos de capacitores, contudo não considera a curva de duração de carga e não avalia, na alocação desses bancos, o impacto econômico da modelagem da carga, além de utilizar um método heurístico que não garante optimalidade.

### 7.3 Suposições e Implementação

A fim de trazer o problema em consideração para proporções tratáveis, as seguintes suposições são feitas:

1. O sistema é balanceado;
2. Todas as cargas variam da mesma maneira, *i.e.*, o  $l$ -ésimo nível de carga na  $i$ -ésima barra pode ser expresso em termos da carga de pico por  $(P_i^l, Q_i^l) = n_l \cdot (P_i^1, Q_i^1)$  onde  $n_l \leq 1$ ;
3. Não há regulador de tensão na subestação. Assim a elevação do perfil de tensão e a redução das perdas se devem apenas à alocação dos bancos de capacitores;
4. O sistema é considerado inicialmente sem bancos de capacitores alocados;
5. A solução ótima de alocação de bancos de capacitores será a fornecida pelo algoritmo baseado em AG, com codificação inteira, multi objetivo (AGI), apresentado no capítulo 6.

As equações 34a e 34b que representam o modelo estático de carga polinomial ZIP será o modelo de carga utilizado nos estudos aqui apresentados. Esta equação pode ser incorporada ao fluxo de carga pela varredura vem-e-vai como segue:

- a. Resolva o fluxo de carga pela varredura vem-e-vai usando o modelo de potência constante para encontrar a tensão de referência  $V_{i0}$  em cada barra  $i$ ;
- b. Designe os capacitores a serem alocados (solução fornecida pelo AGI) nas respectivas barras candidatas e recalcule  $Y_i$  (soma de todos os elementos *shunt* do nó  $i$  – equação 25), e use as tensões encontradas em *a.* como condições iniciais para o cálculo da potência

aparente especificada injetada no nó  $i$ ,  $S_i$ , de acordo com o modelo de carga ZIP (equações 34a e 34b);

- c. Calcule as correntes nodais e nas linhas (equações 25 e 26 respectivamente), e atualize as tensões nodais (equação 27);
- d. Calcule a injeção de potência para o nó  $i$  na iteração  $k$ ,  $S_i^{(k)}$  (equação 28) e os *mismatches* de potência da barra  $i$  (equações 29);
- e. Atualize a potência especificada em cada barra levando em conta o modelo de carga ZIP e as tensões nodais atualizadas;
- f. Repita os passos c., d. e e. até que a convergência seja encontrada.

O AGI descrito no capítulo 6 será o algoritmo utilizado para solução do PLCC, agora considerando a modelagem ZIP de carga. O sistema de 70 barras e 69 linhas mostrado no capítulo 4 foi aqui também o sistema utilizado para os estudos apresentados. Os dados: limites de tensão, tamanho padrão de banco de capacitores, duração anual dos níveis de carga, potência de base e valores das constantes de custos do problema, bem como possíveis escolhas de tamanhos de bancos de capacitores para instalação nas barras do sistema foram os mesmos adotados nas simulações realizadas no capítulo 6. Testes para se definir o valor da potência máxima reativa capacitiva que poderia ser instalada numa barra de maneira a fornecer a maior redução de perdas e o menor custo possível (critério das perdas mínimas no pico) foram também realizados.

## 7.4 Exemplos e Discussão dos Resultados

Solucionou-se o PLCC para os seguintes casos:

1. As cargas do sistema são modeladas como sendo polinomiais ZIP de corrente constante:  $a_{pc} = a_{qc} = c_{pz} = c_{qz} = 0$  e  $b_{pi} = b_{qi} = 1$ ;
2. As cargas do sistema são modeladas como sendo polinomiais ZIP de impedância constante:  $a_{pc} = a_{qc} = b_{pi} = b_{qi} = 0$  e  $c_{pz} = c_{qz} = 1$ ;
3. As cargas do sistema são modeladas como sendo polinomiais ZIP compostas, sendo 57% residencial, 23% comercial e 20% industrial, e nesse caso os valores dos parâmetros são

baseados nos apresentados por Price *et al.* na ref. [PWMMVEK1988]:  $a_{pc} = 0.22$ ,  $b_{pi} = 0.65$  e  $c_{pz} = 0.13$  e  $a_{qc} = 0.59$ ,  $b_{qi} = -2.27$  e  $c_{qz} = 2.68$ .

Vê-se que alguns dos parâmetros no terceiro caso assumem valores negativos e maiores do que a unidade nos coeficientes da potência reativa. De acordo com Ranade *et al.* em [REM2001] medições aproximadas tendem a fornecer coeficientes para a potência reativa que são substancialmente grandes e, como notado por Frantz *et al.* em [FGISW1984], apenas a soma  $K_z + 2K_i$  (inclinação ou derivada) pode ser realmente medida.

Para estabelecer uma base de comparação apresenta-se na Tabela 16 o caso para as cargas do sistema modeladas como potência constante, como se vinha fazendo. Tem-se nessa tabela as perdas ativas nos três níveis de carga definidos, a carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, o custo das perdas de energia, e de potência no pico de carga separadamente ( $W_c$  e  $W_p$ ), e o custo total do sistema ( $f_c$ ) sem bancos de capacitores alocados.

**Tabela 16** – Perdas ativas totais iniciais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de potência constante (sem bancos de capacitores instalados).

Nível de carga (pu)		Pico	Normal	Fora do pico	
		1	0,8	0,5	
Perdas ativas totais (kW)		225,00	138,90	51,60	
Carga ativa total (kW)		3802,19	3041,75	1901,95	
Carga reativa total (kVAr)		2694,60	2155,68	1347,30	
Custo das perdas de energia ( $W_c$ ) (\$)	72936,37	Custo de potência no pico de carga ( $W_p$ ) (\$)	4275,05	Custo total ( $f_c = W_c + W_p$ ) (\$)	77211,42

Como se vê as perdas ativas do sistema representam 5,92%, 4,57% e 2,71% da potência da carga ativa total para cada respectivo nível de carga.

**Tabela 17** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que a carga é modelada como sendo de potência constante (com bancos de capacitores instalados).

Nível de carga (pu)		Pico	Normal	Fora do pico	
		1	0,8	0,5	
Perdas ativas totais (kW)		192,39	94,96	34,97	
Carga ativa total (kW)		3802,19	3041,75	1901,95	
Carga reativa total (kVAr)		2694,60	2155,68	1347,30	
Custo das perdas de energia ( $W_c$ ) (\$)	52160,99	Custo de potência no pico de carga ( $W_p$ ) (\$)	3655,42	Custo total ( $f_c = W_c + W_p + K_c$ ) (\$)	70766,41

E após a instalação ótima dos bancos de capacitores (solução encontrada pelo AGI), tem-se na Tabela 17 os novos valores das variáveis consideradas. Vê-se que agora as perdas ativas do

sistema representam 5,06%, 3,12% e 1,84% da potência da carga ativa total para cada respectivo nível de carga, uma redução de 14,53%, 31,73% e 32,10%, respectivamente e com elevação do perfil de tensão para dentro dos limites pré-estabelecidos de  $0,95\text{pu} \leq \text{Tensão} \leq 1,05\text{pu}$ . E o valor arrecadado pela empresa em energia consumida, durante o período considerado de um ano, é de **\$1.575.982,20**. Nos itens a seguir se analisam os três casos propostos como exemplo. Avaliou-se o impacto da modelagem da carga sensível à tensão no PLCC dos pontos de vista técnico e econômico.

#### 7.4.1 As cargas do sistema são modeladas como sendo de corrente constante

São apresentadas na Tabela 18 a seguir as perdas ativas nos três níveis de carga definidos, a carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, o custo das perdas de energia, e de potência no pico de carga, separadamente ( $W_c$  e  $W_p$ ), e o custo total do sistema ( $f_c$ ) sem bancos de capacitores alocados, para o caso com as cargas modeladas como sendo de corrente constante.

**Tabela 18** – Perdas ativas totais iniciais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de corrente constante (sem bancos de capacitores instalados).

Nível de carga (pu)		Pico	Normal	Fora do pico	
		1	0,8	0,5	
Perdas ativas totais (kW)		225,00	138,90	51,60	
Carga ativa total (kW)		3775,36	3025,20	1894,96	
Carga reativa total (kVAr)		2733,16	2179,36	1356,03	
Custo das perdas de energia ( $W_c$ ) (\$)	72936,40	Custo de potência no pico de carga ( $W_p$ ) (\$)	4275,07	Custo total ( $f_c = W_c + W_p$ ) (\$)	77211,47

Observa-se que aparentemente o fato de se modelar as cargas do sistema como cargas de corrente constante influência em quase nada nos resultados do fluxo de carga, mas teve-se uma pequena redução nas cargas ativas (0,71%, 0,54% e 0,32% respectivamente a cada nível de carga) e um pequeno aumento nas cargas reativas totais do sistema (1,43%, 1,10% e 0,65% respectivamente a cada nível de carga) em relação ao caso com as cargas modeladas como potência constante, o que implicou em pouca variação no módulo total das correntes nas linhas e, portanto, as perdas ativas totais se mantiveram praticamente as mesmas. Mas agora as perdas ativas do sistema representam 5,96%, 4,59% e 2,72% da potência da carga ativa total para cada respectivo nível de carga, mostrando que houve um pequeno aumento nas perdas em relação ao caso das cargas modeladas com potência constante. E o valor arrecadado pela empresa em

energia consumida, durante o período considerado de um ano, é de **\$1.567.240,32**, ou seja, redução de 0,55% na arrecadação.

As barras que violaram os limites de tensão com seus respectivos valores de violação são dados na Tabela 19 para os três níveis de carga. As barras que violaram os limites de tensão foram as mesmas para quando as cargas eram de potência constante.

**Tabela 19** – Barras que violaram os limites de tensão nas condições iniciais do sistema em cada nível de carga com as cargas modeladas como sendo de corrente constante (no nível de carga fora do pico (0,5pu) não ocorre violação da tensão mínima de 0,95pu).

Nível de carga de pico (1pu)									
Barra	45	46	47	48	49	50	51	52	53
$V_i$ (pu)	0,9403	0,9293	0,9251	0,9201	0,9127	0,9124	0,9120	0,9101	0,9096
Nível de carga normal (0.8pu)									
Barra	46	47	48	49	50	51	52	53	
$V_i$ (pu)	0,9445	0,9412	0,9372	0,9315	0,9312	0,9309	0,9294	0,9290	

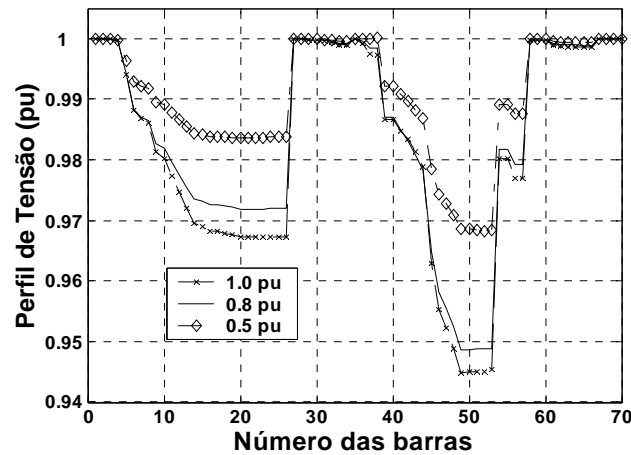
Testou-se então a instalação ótima de bancos de capacitores fornecida pelo AGI para o caso de potência constante, no sistema com as cargas modeladas como corrente constante e obtiveram-se os seguintes resultados da Tabela 20:

**Tabela 20** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de corrente constante com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante.

Nível de carga (pu)	Pico		Normal		Fora do pico	
	1		0,8		0,5	
Perdas ativas totais (kW)	221,21		102,12		36,42	
Carga ativa total (kW)	3972,27		3108,38		1925,69	
Carga reativa total (kVAr)	2598,39		2126,68		1337,73	
Custo das perdas de energia ( $W_c$ ) (\$)	56879,67	Custo de potência no pico de carga ( $W_p$ ) (\$)	4202,96	Custo total ( $f_c = W_c + W_p + K_c$ ) (\$)	76032,63	

Levando em conta que não se está usando reguladores de tensão na subestação, a elevação do perfil de tensão e a redução das perdas são feitas utilizando-se apenas capacitores. A partir daí pode-se analisar os resultados obtidos na Tabela 20. A adição de capacitores ao sistema provoca compensação da parte reativa das correntes do sistema (linhas e cargas), o que diminui as perdas do sistema e a carga reativa das barras, e eleva o perfil de tensão das barras do sistema, mas como as cargas são modeladas como sendo de corrente constante, o módulo da corrente das cargas tem que permanecer inalterado, o que é conseguido aumentando-se a impedância das cargas e conseqüentemente a carga ativa total do sistema, ainda assim esse aumento de carga ativa não provoca suficiente aumento da parte ativa da corrente das linhas de forma a aumentar as perdas nas mesmas.

Apesar de os resultados mostrarem que houve redução das perdas e dos custos e um leve aumento da carga ativa total atendida no sistema, ao se verificar o perfil de tensão do sistema para os três níveis de carga vê-se que essa solução, ótima para as cargas do sistema sendo modeladas como potência constante, não é a solução ótima para as cargas modeladas como corrente constante, pois o perfil de tensão do sistema fica ainda abaixo do limite mínimo pré-estabelecido de 0,95pu para os níveis de carga de 1,0pu e 0,8pu, como se pode ver nos gráficos da Fig. 22.



**Figura 22** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de corrente constante com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante.

Sendo assim aplicou-se o AGI para encontrar a solução ótima para o PLCC para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de corrente constante e obtiveram-se os resultados mostrados nas tabelas 21 e 22:

**Tabela 21** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de corrente constante após a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI.

Nível de carga (pu)	Pico	Normal	Fora do pico
	1	0,8	0,5
Perdas ativas totais (kW)	277,90	105,36	36,14
Carga ativa total (kW)	4005,15	3115,69	1925,13
Carga reativa total (kVAr)	2568,02	2120,65	1337,71

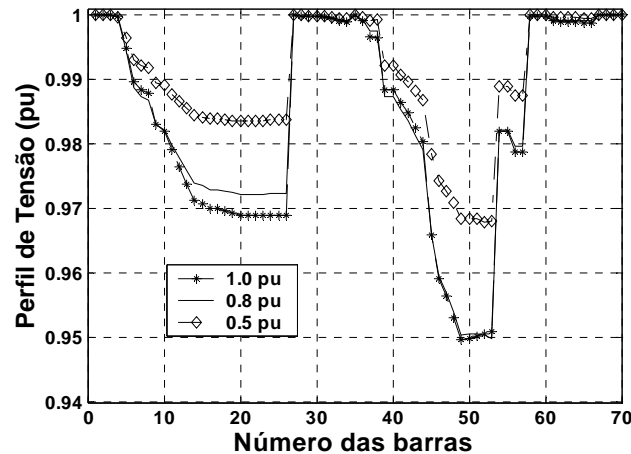
**Tabela 22** – Resultados da aplicação do AGI no sistema de 70 barras para as cargas como corrente constante.

$f_c$ (\$)	$W_c + W_p$ (\$)	$K_c$ (\$)	Capacitores chaveados (kVAr)	Capacitores fixos (kVAr)/ $N_A$	Arrecadação (\$)
83112,73	66857,73	16255	3450	1200/10	1.619.540,66



Os resultados das tabelas 21 e 22 apontam para o fato já esperado de que a elevação do perfil de tensão do sistema a cargo apenas da alocação de capacitores exige elevação da impedância das cargas e conseqüentemente elevação da potência ativa total do sistema, o que eleva as correntes nas linhas e as perdas ativas nas mesmas, e claro os custos do sistema. Observa-se que para os níveis de carga de 0,8pu e 0,5pu, onde as tensões do sistema não estão tão abaixo do limite mínimo pré-estabelecido de 0,95pu, a elevação do perfil de tensão não exige tanto da alocação dos capacitores, o que permite que sejam conseguidas reduções das perdas ativas totais do sistema como se pode ver comparando-se os resultados da Tabela 21, com a alocação dos capacitores, e da Tabela 18, sem capacitores no sistema.

Vê-se que agora as perdas ativas do sistema representam 6,94%, 3,38% e 1,88% da potência da carga ativa total para cada respectivo nível de carga, um aumento de 23,51% no nível de pico de carga e uma redução de 24,15% e 29,96%, respectivamente, nos outros níveis, isso em relação ao caso sem capacitores. Mas em contra partida a arrecadação pela empresa sobre a energia consumida na carga é de **\$1.619.540,66**, um aumento de 3,34% em relação ao caso sem capacitores e um aumento de 2,76% em relação ao caso com as cargas modeladas como potência constante, mostrando que é vantajoso usar bancos de capacitores para redução das perdas nas linhas e elevação do perfil de tensão para dentro dos limites pré-estabelecidos e principalmente conhecer com maior precisão o modelo das cargas do sistema.



**Figura 23** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de corrente constante com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI.

E na Fig. 23 tem-se o perfil de tensão do sistema para os três níveis de carga após a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI para o caso em que as cargas são

modeladas como sendo de corrente constante, mostrando que os limites pré-estabelecidos de tensão são alcançados ao final do algoritmo.

Os ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores para as barras onde bancos de capacitores foram adicionados, apresentados pelo AGI para as cargas do sistema modeladas como sendo de corrente constante, são mostrados na Tabela 23.

**Tabela 23** – Ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores aplicando-se o AGI para as cargas do sistema modeladas como sendo de corrente constante.

Nível de carga	Barra									
	8	26	38	47	49	50	51	52	53	60
Pico	6	1	2	2	7		4	5	2	1
Normal		1	2		4	1	1	4		1
Fora		1	2		3		1		1	1

Cada número inteiro representa o número de bancos de capacitores no tamanho padrão de 150kVAr. O tamanho do banco de capacitores fixo é o menor número encontrado nos três níveis de carga para cada barra e o tamanho do capacitor chaveado é a diferença entre o maior e o menor número encontrado nos três níveis de carga.

Comparando-se os valores da Tabela 23 com os valores da Tabela 10, solução fornecida pelo AGI para as cargas modeladas como potência constante, constata-se que também são 10 as barras que recebem capacitores para as cargas modeladas como corrente constante, mas algumas barras onde capacitores são alocados são diferentes das barras para potência constante, e precisamente 60% delas são as mesmas barras para os dois tipos de cargas. Mas a quantidade de capacitância instalada difere da ordem de um banco de capacitores de um caso para o outro, principalmente no pico de carga onde o desvio de tensão é maior.

#### 7.4.2 As cargas do sistema são modeladas como sendo de impedância constante

São apresentadas na Tabela 24 a seguir as perdas ativas nos três níveis de carga, a carga total ativa e reativa do sistema para cada nível, o custo das perdas de energia, e de potência no pico de carga ( $W_c$  e  $W_p$ ), e o custo total do sistema ( $f_c$ ) sem bancos de capacitores alocados, para o caso com as cargas modeladas como sendo de impedância constante.

**Tabela 24** – Perdas ativas totais iniciais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de impedância constante (sem bancos de capacitores instalados).

Nível de carga (pu)	Pico		Normal		Fora do pico	
	1		0,8		0,5	
Perdas ativas totais (kW)	225,33		139,02		51,62	
Carga ativa total (kW)	3743,46		3006,34		1888,34	
Carga reativa total (kVAr)	2780,08		2206,92		1365,59	
Custo das perdas de energia ( $W_c$ ) (\$)	73005,01	Custo de potência no pico de carga ( $W_p$ ) (\$)	4281,30	Custo total ( $f_c = W_c + W_p$ ) (\$)	77286,31	

Observa-se que agora, ao se modelar as cargas do sistema como cargas de impedância constante a influência nos resultados do fluxo de carga foi um pouco maior do que no caso com as cargas como corrente constante, mas teve-se ainda uma redução pequena nas cargas ativas (1,54%, 1,16% e 0,67% respectivamente a cada nível de carga) e ainda um aumento pequeno nas cargas reativas totais do sistema (3,17%, 2,38% e 1,36% respectivamente a cada nível de carga) relativamente ao caso com as cargas modeladas como potência constante, o que implicou em um pequeno acréscimo no módulo total das correntes nas linhas e, portanto, as perdas ativas totais tiveram um insignificante aumento (0,15%, 0,09% e 0,04% respectivamente a cada nível de carga), representando 6,02%, 4,62% e 2,73% da potência da carga ativa total para cada respectivo nível de carga. E o valor arrecadado pela empresa em energia consumida, durante o período considerado de um ano, é de **\$1.557.279,50**, ou seja, redução de 1,19% na arrecadação em relação ao caso das cargas como potência constante.

As barras que violaram os limites de tensão com seus respectivos valores de violação são dados na Tabela 25 para os três níveis de carga. As barras que violaram os limites de tensão foram as mesmas para quando as cargas eram de potência constante, mas agora o perfil de tensão está na ordem de um milésimo de pu mais alto.

**Tabela 25** – Barras que violaram os limites de tensão nas condições iniciais do sistema em cada nível de carga com as cargas modeladas como sendo de impedância constante (no nível de carga fora do pico (0,5pu) não ocorre violação da tensão mínima de 0,95pu).

Nível de carga de pico (1pu)									
Barra	45	46	47	48	49	50	51	52	53
$V_i$ (pu)	0,9405	0,9296	0,9254	0,9204	0,9131	0,9128	0,9124	0,9105	0,9102
Nível de carga normal (0.8pu)									
Barra	46	47	48	49	50	51	52	53	
$V_i$ (pu)	0,9447	0,9414	0,9374	0,9317	0,9314	0,9311	0,9297	0,9292	

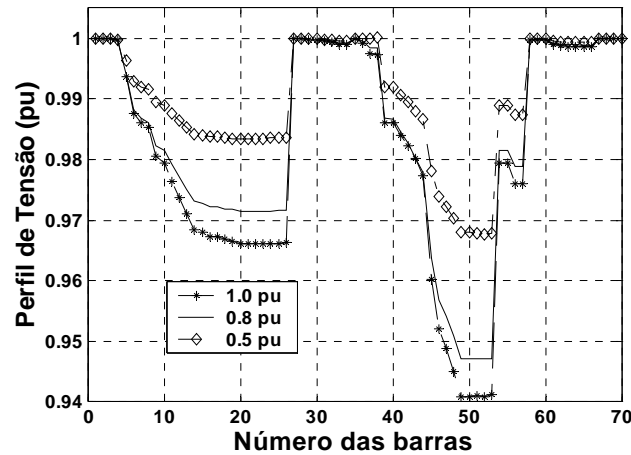
Testou-se então a instalação ótima de bancos de capacitores fornecida pelo AGI para o caso de potência constante, no sistema com as cargas modeladas como impedância constante e obtiveram-se os seguintes resultados da Tabela 26:

**Tabela 26** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de impedância constante com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante.

Nível de carga (pu)		Pico	Normal	Fora do pico	
		1	0,8	0,5	
Perdas ativas totais (kW)		256,41	109,68	37,90	
Carga ativa total (kW)		4137,22	3173,90	1950,05	
Carga reativa total (kVAr)		2449,84	2085,19	1325,70	
Custo das perdas de energia ( $W_c$ ) (\$)	62145,91	Custo de potência no pico de carga ( $W_p$ ) (\$)	4871,74	Custo total ( $f_c = W_c + W_p + K_c$ ) (\$)	81967,64

Considerando novamente que não se está usando reguladores de tensão na subestação, a elevação do perfil de tensão e a redução das perdas são feitas utilizando-se apenas capacitores. Analisando-se então os resultados obtidos na Tabela 26, sabe-se que a adição de capacitores ao sistema provoca compensação da parte reativa das correntes do sistema (linhas e cargas), o que diminui as perdas do sistema e a carga reativa das barras, e eleva o perfil de tensão das barras do sistema, mas como as cargas são modeladas como sendo de impedância constante, o módulo da impedância das cargas tem que permanecer inalterado, o que é conseguido aumentando-se a corrente da carga e conseqüentemente a carga ativa total do sistema, o que provoca suficiente aumento da parte ativa das correntes das linhas de forma a aumentar as perdas nas mesmas.

Além de os resultados mostrarem que não houve redução das perdas no pico de carga e dos custos, em relação ao caso sem capacitores, ao se verificar o perfil de tensão do sistema para os três níveis de carga, vê-se que essa solução, ótima para as cargas do sistema sendo modeladas como potência constante, não é a solução ótima para as cargas modeladas como impedância constante, pois o perfil de tensão do sistema fica ainda abaixo do limite mínimo pré-estabelecido de 0,95pu para os níveis de carga de 1,0pu e 0,8pu, como se pode ver nos gráficos da Fig. 24, e de maneira mais acentuada do que para o caso com as cargas modeladas como corrente constante.



**Figura 24** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de impedância constante com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante.

Sendo assim aplicou-se o AGI para se encontrar a solução ótima para o PLCC para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de impedância constante e obtiveram-se os resultados mostrados nas tabelas 27 e 28:

**Tabela 27** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de impedância constante após a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI.

Nível de carga (pu)	Pico	Normal	Fora do pico
	1	0,8	0,5
Perdas ativas totais (kW)	394,75	121,06	38,04
Carga ativa total (kW)	4261,73	3205,56	1950,06
Carga reativa total (kVAr)	2317,02	2056,65	1325,53

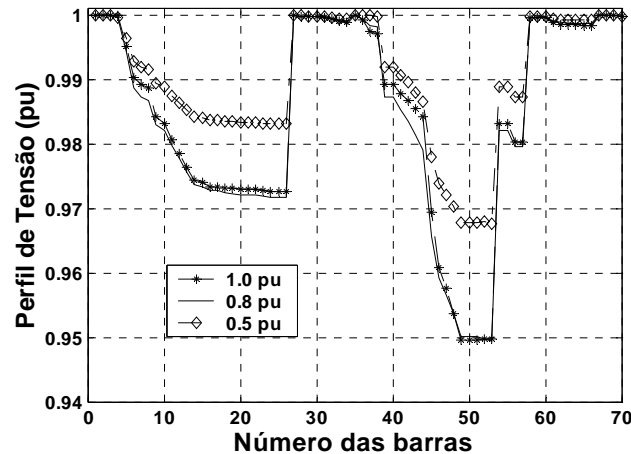
**Tabela 28** – Resultados da aplicação do AGI no sistema de 70 barras para as cargas como impedância constante.

$f_c$ (\$)	$W_c + W_p$ (\$)	$K_c$ (\$)	Capacitores chaveados (kVAr)	Capacitores fixos (kVAr)/ $N_A$	Arrecadação (\$)
98636,22	82571,22	16065	3900	1350/9	1.672.882,54

Os resultados das tabelas 27 e 28 confirmam que a elevação do perfil de tensão do sistema utilizando-se apenas capacitores exige elevação da corrente das cargas, pois as cargas são modeladas como impedância constante, e conseqüentemente elevação da potência ativa total do sistema, o que eleva as correntes nas linhas e as perdas ativas nas mesmas, e claro os custos do sistema. Observa-se que para os níveis de carga de 0,8pu e 0,5pu, onde as tensões do sistema não estão tão abaixo do limite mínimo pré-estabelecido de 0,95pu, a elevação do perfil de tensão não exige tanto da alocação dos capacitores, o que permite que sejam conseguidas reduções das

perdas ativas totais do sistema como se pode ver comparando-se os resultados da Tabela 27, com a alocação dos capacitores, e da Tabela 24, sem capacitores no sistema.

E na Fig. 25 a seguir tem-se o perfil de tensão do sistema para os três níveis de carga após a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de impedância constante.



**Figura 25** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de impedância constante com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI.

Vê-se que agora as perdas ativas do sistema representam 9,26%, 3,78% e 1,95% da potência da carga ativa total para cada respectivo nível de carga, um aumento de 75,19% no nível de pico de carga e uma redução de 12,92% e 26,31%, respectivamente, nos outros níveis, isso em relação ao caso sem capacitores. Mas em contra partida a arrecadação pela empresa sobre a energia consumida na carga é de **\$1.672.882,54**, um aumento de 7,42% em relação ao caso sem capacitores e um aumento de 6,15% em relação ao caso com as cargas modeladas como potência constante, mostrando que é vantajoso usar bancos de capacitores para redução das perdas nas linhas e elevação do perfil de tensão para dentro dos limites pré-estabelecidos e principalmente conhecer com maior precisão o modelo das cargas do sistema.

**Tabela 29** – Ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores aplicando-se o AGI para as cargas do sistema modeladas como sendo de impedância constante.

Nível de carga	Barra								
	22	37	38	44	45	49	50	52	53
Pico	3	2	1	7	6	8	1	6	1
Normal	1	2	1			7		4	
Fora	1	2	1			2		3	

Os ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores para as barras onde bancos de capacitores foram adicionados, apresentados pelo AGI para as cargas do sistema modeladas como sendo de impedância constante, são mostrados na Tabela 29.

Cada número inteiro representa o número de bancos de capacitores no tamanho padrão de 150kVAr. O tamanho do banco de capacitores fixo é o menor número encontrado nos três níveis de carga para cada barra e o tamanho do capacitor chaveado é a diferença entre o maior e o menor número encontrado nos três níveis de carga.

Comparando-se os valores da Tabela 29 com os valores da Tabela 10, solução fornecida pelo AGI para as cargas modeladas como potência constante, constata-se que agora são em número de nove as barras que recebem capacitores para as cargas modeladas como impedância constante, apesar de não serem dez barras como em potência constante, e de algumas barras onde capacitores são alocados serem diferentes das barras para potência constante, as que coincidem são 60% das barras de potência constante. A quantidade de capacitância instalada difere da ordem de mais dois bancos de capacitores para o caso de impedância constante, principalmente no pico de carga onde o desvio de tensão é maior.

### 7.4.3 As cargas do sistema são modeladas como sendo ZIP compostas

Para este caso, onde as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas, adotou-se coeficientes para a modelagem das barras de carga do sistema, baseando-se nos apresentados por Price *et al.* na ref. [PWMMVEK1988]: (a.) Coeficientes originais:  $a_{pc} = 0.22$ ,  $b_{pi} = 0.65$  e  $c_{pz} = 0.13$  e  $a_{qc} = 0.59$ ,  $b_{qi} = -2.27$  e  $c_{qz} = 2.68$ , encontrados através de medições, e (b.) Coeficientes iguais para as potências ativas e reativas das barras do sistema:  $a_{pc} = 0.22$ ,  $b_{pi} = 0.65$  e  $c_{pz} = 0.13$  e  $a_{qc} = 0.22$ ,  $b_{qi} = 0.65$  e  $c_{qz} = 0.13$ .

A Tabela 30 seguinte traz as perdas ativas nos três níveis de carga definidos, a carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, o custo das perdas de energia, e de potência no pico de carga, separadamente ( $W_c$  e  $W_p$ ), e o custo total do sistema ( $f_c$ ) sem bancos de capacitores alocados, para o caso com as cargas modeladas como sendo ZIP compostas, cujos coeficientes são os originais apresentados por Price *et al.* na ref. [PWMMVEK1988], ou seja, o caso (a.) acima.

**Tabela 30** – Perdas ativas totais iniciais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas (sem bancos de capacitores instalados).

Nível de carga (pu)	Pico		Normal		Fora do pico	
	1		0,8		0,5	
Perdas ativas totais (kW)	216,72		134,96		50,74	
Carga ativa total (kW)	3717,44		2989,91		1882,02	
Carga reativa total (kVAr)	2739,84		2181,97		1356,27	
Custo das perdas de energia ( $W_c$ ) (\$)	70788,13	Custo de potência no pico de carga ( $W_p$ ) (\$)	4117,81	Custo total ( $f_c = W_c + W_p$ ) (\$)	74905,81	

Agora ao se modelar as cargas do sistema como cargas ZIP compostas teve-se redução nas cargas ativas (2,23%, 1,70% e 1,05% respectivamente a cada nível de carga) e aumento nas cargas reativas totais do sistema (1,68%, 1,22% e 0,67% respectivamente a cada nível de carga) em relação ao caso com as cargas modeladas como potência constante, o que implicou em redução das perdas ativas totais do sistema. E o valor arrecadado pela empresa em energia consumida, durante o período considerado de um ano, é de **\$1.548.675,10**, ou seja, redução de 1,73% na arrecadação em relação ao caso das cargas como potência constante.

As barras que violaram os limites de tensão com seus respectivos valores de violação são dados na Tabela 31 para os três níveis de carga. As barras que violaram os limites de tensão foram as mesmas para quando as cargas eram de potência constante, mas agora o perfil de tensão está mais alto.

**Tabela 31** – Barras que violaram os limites de tensão nas condições iniciais do sistema em cada nível de carga com as cargas modeladas como sendo de corrente constante (no nível de carga fora do pico (0,5pu) não ocorre violação da tensão mínima de 0,95pu).

Nível de carga de pico (1pu)									
Barra	45	46	47	48	49	50	51	52	53
$V_i$ (pu)	0,9417	0,9310	0,9268	0,9220	0,9148	0,9145	0,9141	0,9123	0,9117
Nível de carga normal (0.8pu)									
Barra	46	47	48	49	50	51	52	53	
$V_i$ (pu)	0,9455	0,9422	0,9384	0,9327	0,9325	0,9322	0,9307	0,9303	

**Tabela 32** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de ZIP compostas com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante.

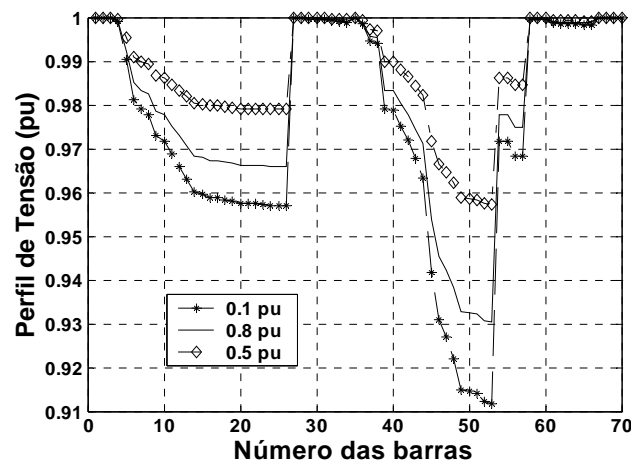
Nível de carga (pu)	Pico		Normal		Fora do pico	
	1		0,8		0,5	
Perdas ativas totais (kW)	245,91		109,18		37,84	
Carga ativa total (kW)	4174,92		3177,92		1950,62	
Carga reativa total (kVAr)	2658,52		2165,01		1354,63	
Custo das perdas de energia ( $W_c$ ) (\$)	61307,39	Custo de potência no pico de carga ( $W_p$ ) (\$)	4672,28	Custo total ( $f_c = W_c + W_p + K_c$ ) (\$)	80929,67	



Testou-se então a instalação ótima de bancos de capacitores fornecida pelo AGI para o caso de potência constante, no sistema com as cargas modeladas como ZIP compostas e obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 32 da página anterior.

Como as cargas são ZIP compostas, e não se está usando reguladores de tensão na subestação, ou seja, a elevação do perfil de tensão e a redução das perdas são feitas utilizando-se apenas capacitores, fica difícil analisar os resultados obtidos na Tabela 32 de forma a separar a influência de cada componente das cargas nos resultados, mas de maneira geral pode-se dizer que a adição de capacitores ao sistema provoca compensação da parte reativa das correntes do sistema (linhas e cargas), o que diminui as perdas do sistema e a carga reativa das barras, e eleva o perfil de tensão das barras do sistema. Já para o nível de carga de pico essa elevação do perfil de tensão e aumento de carga ativa provoca suficiente aumento da parte ativa da corrente das linhas de forma a aumentar as perdas nas mesmas.

Ao se verificar o perfil de tensão do sistema para os três níveis de carga vê-se que essa solução, ótima para as cargas do sistema sendo modeladas como potência constante, não é a solução ótima para as cargas modeladas como ZIP compostas, pois o perfil de tensão do sistema fica ainda bem abaixo do limite mínimo pré-estabelecido de 0,95pu para os níveis de carga de 1,0pu e 0,8pu, como se pode ver nos gráficos da Fig. 26.



**Figura 26** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante.

Sendo assim aplicou-se o AGI para encontrar a solução ótima para o PLCC para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas e obtiveram-se os resultados mostrados nas tabelas 33 e 34:

**Tabela 33** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas após a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI.

Nível de carga (pu)	Pico	Normal	Fora do pico
	1	0,8	0,5
Perdas ativas totais (kW)	535,56	128,30	39,32
Carga ativa total (kW)	4481,02	3237,22	1961,29
Carga reativa total (kVAr)	2551,23	2151,27	1354,09

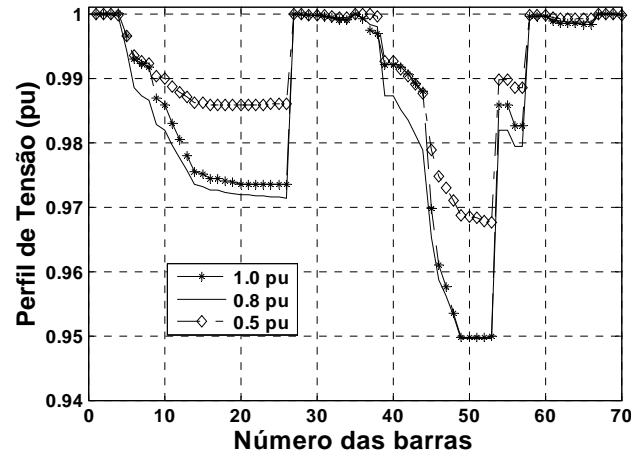
**Tabela 34** – Resultados da aplicação do AGI no sistema de 70 barras para as cargas como ZIP compostas.

$f_c$ (\$)	$W_c + W_p$ (\$)	$K_c$ (\$)	Capacitores chaveados (kVAr)	Capacitores fixos (kVAr)/ $N_A$	Arrecadação (\$)
115696,33	96706,33	18990	5850	1350/9	1.699.555,03

Os resultados das tabelas 33 e 34 apontam para o fato já esperado de que a elevação do perfil de tensão do sistema a cargo apenas da alocação de capacitores exige elevação da impedância das cargas e conseqüentemente elevação da potência ativa total do sistema, o que eleva as correntes nas linhas e as perdas ativas nas mesmas, e claro os custos do sistema. Observa-se que para os níveis de carga de 0,8pu e 0,5pu, onde as tensões do sistema não estão tão abaixo do limite mínimo pré-estabelecido de 0,95pu, a elevação do perfil de tensão não exige tanto da alocação dos capacitores, o que permite que sejam conseguidas reduções das perdas ativas totais do sistema, como se pode ver comparando-se os resultados da Tabela 33, com a alocação dos capacitores, e da Tabela 30, sem capacitores no sistema.

Vê-se que agora as perdas ativas do sistema representam 11,95%, 3,96% e 2,00% da potência da carga ativa total para cada respectivo nível de carga, um aumento de 147,12% no nível de pico de carga e uma redução de 24,15% e 22,51%, respectivamente, nos outros níveis, isso em relação às perdas ativas do caso sem capacitores. Esse aumento surpreendente se deve provavelmente, ao coeficiente negativo e maior do que a unidade na componente de corrente constante das cargas do sistema ( $b_{qi} = -2.27$ ), e ao coeficiente maior do que a unidade na componente de impedância constante das cargas do sistema ( $c_{qz} = 2.68$ ). Mas em contra partida a arrecadação pela empresa sobre a energia consumida na carga é de **\$1.699.555,03**, um aumento de 9,74% em relação ao caso sem capacitores e um aumento de 7,84% em relação ao caso com as cargas modeladas como potência constante, mostrando que é vantajoso usar bancos de capacitores para redução das perdas nas linhas e elevação do perfil de tensão para dentro dos limites pré-estabelecidos e principalmente conhecer com maior precisão o modelo das cargas do sistema.

Na Fig. 27 a seguir tem-se o perfil de tensão do sistema para os três níveis de carga, após a instalação dos bancos de capacitores, solução ótima fornecida pelo AGI para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas, mostrando que os valores limites pré-estabelecidos para as tensões nas barras foram alcançados.



**Figura 27** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI.

Os ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores para as barras onde bancos de capacitores foram adicionados, apresentados pelo AGI para as cargas do sistema modeladas como sendo ZIP compostas, são mostrados na Tabela 35.

**Tabela 35** – Ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores aplicando-se o AGI para as cargas do sistema modeladas como sendo ZIP compostas.

Nível de carga	Barra								
	20	26	37	41	44	49	50	52	53
Pico	1	1	3	10	12	13	1	5	2
Normal	1		3			7		4	1
Fora	1	1	3		1	4		1	

Cada número inteiro representa o número de bancos de capacitores no tamanho padrão de 150kVAr. O tamanho do banco de capacitores fixo é o menor número encontrado nos três níveis de carga para cada barra, e o tamanho do capacitor chaveado é a diferença entre o maior e o menor número encontrado nos três níveis de carga.

Comparando-se os valores da Tabela 35 com os valores da Tabela 10, solução fornecida pelo AGI para as cargas modeladas como potência constante, constata-se que agora são 9 as barras que recebem capacitores para as cargas modeladas como ZIP compostas, mas algumas barras onde capacitores são alocados são diferentes das barras para potência constante, e aproximadamente 50% delas são as mesmas barras para os dois tipos de cargas. Mas a quantidade

de capacitância instalada difere bastante de um caso para o outro, principalmente no pico de carga onde o desvio de tensão é maior.

A Tabela 36 seguinte traz as perdas ativas nos três níveis de carga definidos, a carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, o custo das perdas de energia, e de potência no pico de carga, separadamente ( $W_c$  e  $W_p$ ), e o custo total do sistema ( $f_c$ ) sem bancos de capacitores alocados, para o caso com as cargas modeladas como sendo ZIP compostas, cujos coeficientes são os do caso (b.), ou seja, coeficientes iguais para as potências ativas e reativas das barras do sistema:  $a_{pc} = 0.22$ ,  $b_{pi} = 0.65$  e  $c_{pz} = 0.13$  e  $a_{qc} = 0.22$ ,  $b_{qi} = 0.65$  e  $c_{qz} = 0.13$ .

**Tabela 36** – Perdas ativas totais iniciais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas (sem bancos de capacitores instalados).

Nível de carga (pu)	Pico		Normal		Fora do pico	
	1		0,8		0,5	
Perdas ativas totais (kW)	224,96		138,89		51,61	
Carga ativa total (kW)	3777,83		3026,72		1895,51	
Carga reativa total (kVAr)	2729,29		2177,04		1355,20	
Custo das perdas de energia ( $W_c$ ) (\$)	72927,75	Custo de potência no pico de carga ( $W_p$ ) (\$)	4274,28	Custo total ( $f_c = W_c + W_p$ ) (\$)	77202,03	

Agora ao se modelar as cargas do sistema como cargas ZIP compostas teve-se redução nas cargas ativas (0,64%, 0,49% e 0,34% respectivamente a cada nível de carga) e aumento nas cargas reativas totais do sistema (1,29%, 0,99% e 0,59% respectivamente a cada nível de carga) em relação ao caso com as cargas modeladas como potência constante, o que implicou em redução das perdas ativas totais do sistema. E o valor arrecadado pela empresa em energia consumida, durante o período considerado de um ano, é de **\$1.568.038,03**, ou seja, redução de 0,50% na arrecadação em relação ao caso das cargas como potência constante.

As barras que violaram os limites de tensão com seus respectivos valores de violação são dados na Tabela 37 para os três níveis de carga. As barras que violaram os limites de tensão foram as mesmas para quando as cargas eram de potência constante, mas agora o perfil de tensão está mais alto.

**Tabela 37** – Barras que violaram os limites de tensão nas condições iniciais do sistema em cada nível de carga com as cargas modeladas como sendo de corrente constante (no nível de carga fora do pico (0,5pu) não ocorre violação da tensão mínima de 0,95pu).

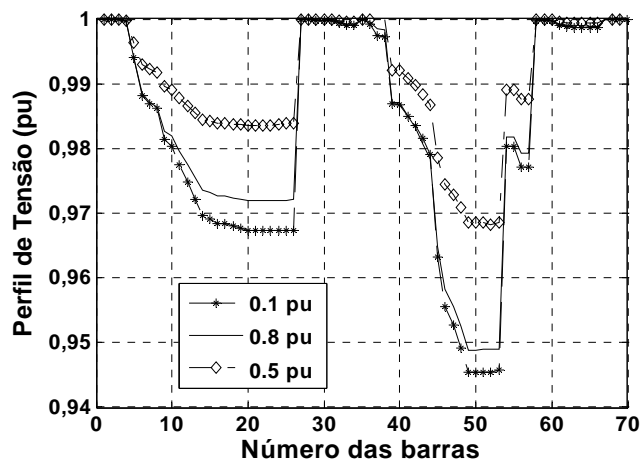
Nível de carga de pico (1pu)									
Barra	45	46	47	48	49	50	51	52	53
$V_i$ (pu)	0,9403	0,9293	0,9251	0,9201	0,9127	0,9124	0,9120	0,9101	0,9096
Nível de carga normal (0.8pu)									
Barra	46	47	48	49	50	51	52	53	
$V_i$ (pu)	0,9445	0,9411	0,9372	0,9314	0,9312	0,9309	0,9294	0,9290	

**Tabela 38** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga, e valores dos custos das perdas de energia, potência no pico e total do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo de ZIP compostas com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante.

Nível de carga (pu)	Pico		Normal		Fora do pico	
	1		0,8		0,5	
Perdas ativas totais (kW)	218,60		101,48		36,29	
Carga ativa total (kW)	3957,18		3102,52		1923,51	
Carga reativa total (kVAr)	2606,51		2129,36		1338,61	
Custo das perdas de energia ( $W_c$ ) (\$)	56454,38	Custo de potência no pico de carga ( $W_p$ ) (\$)	4153,37	Custo total ( $f_c = W_c + W_p + K_c$ ) (\$)	75557,75	

Testou-se então a instalação ótima de bancos de capacitores fornecida pelo AGI para o caso de potência constante, no sistema com as cargas modeladas como ZIP compostas e obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 38.

Como as cargas são ZIP compostas e não se está usando reguladores de tensão na subestação, ou seja, a elevação do perfil de tensão e a redução das perdas são feitas utilizando-se apenas capacitores, fica difícil analisar os resultados obtidos na Tabela 38 de forma a separar a influência de cada componente das cargas nos resultados, mas de maneira geral pode-se dizer que a adição de capacitores ao sistema provoca compensação da parte reativa das correntes do sistema (linhas e cargas), o que diminui as perdas do sistema e a carga reativa das barras, e eleva o perfil de tensão das barras do sistema.



**Figura 28** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima para o caso de potência constante.

Ao se verificar o perfil de tensão do sistema para os três níveis de carga vê-se que essa solução, ótima para as cargas do sistema sendo modeladas como potência constante, não é a

solução ótima para as cargas modeladas como ZIP compostas, pois o perfil de tensão do sistema fica ainda abaixo do limite mínimo pré-estabelecido de 0,95pu para os níveis de carga de 1,0pu e 0,8pu, como se pode ver nos gráficos da Fig. 28.

Sendo assim aplicou-se o AGI para encontrar a solução ótima para o PLCC para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas e obtiveram-se os resultados mostrados nas tabelas 39 e 40:

**Tabela 39** – Perdas ativas totais, e carga total ativa e reativa do sistema para cada nível de carga do sistema de 70 barras estudado para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas após a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI.

Nível de carga (pu)	Pico	Normal	Fora do pico
	1	0,8	0,5
Perdas ativas totais (kW)	262,99	105,39	36,18
Carga ativa total (kW)	3982,68	3109,30	1923,06
Carga reativa total (kVAr)	2582,75	2123,64	1338,52

**Tabela 40** – Resultados da aplicação do AGI no sistema de 70 barras para as cargas como ZIP compostas.

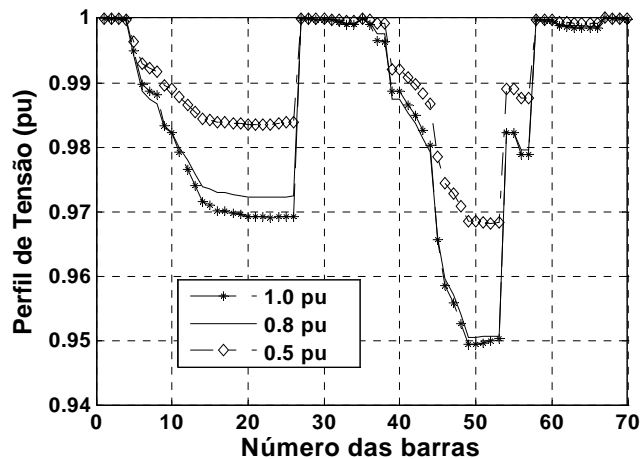
$f_c$ (\$)	$W_c + W_p$ (\$)	$K_c$ (\$)	Capacitores chaveados (kVAr)	Capacitores fixos (kVAr)/ $N_A$	Arrecadação (\$)
78722,84	65692,84	13030	3300	1200/7	1.615.476,48

Os resultados das tabelas 39 e 40 apontam para o fato já esperado de que a elevação do perfil de tensão do sistema a cargo apenas da alocação de capacitores exige elevação da impedância das cargas e conseqüentemente elevação da potência ativa total do sistema, o que eleva as correntes nas linhas e as perdas ativas nas mesmas, e claro os custos do sistema. Observa-se que para os níveis de carga de 0,8pu e 0,5pu, onde as tensões do sistema não estão tão abaixo do limite mínimo pré-estabelecido de 0,95pu, a elevação do perfil de tensão não exige tanto da alocação dos capacitores, o que permite que sejam conseguidas reduções das perdas ativas totais do sistema como se pode ver comparando-se os resultados da Tabela 39, com a alocação dos capacitores, e da Tabela 36, sem capacitores no sistema.

Vê-se que agora as perdas ativas do sistema representam 6,60%, 3,39% e 1,88% da potência da carga ativa total para cada respectivo nível de carga, um aumento de 16,91% no nível de pico de carga e uma redução de 24,12% e 29,90%, respectivamente, nos outros níveis, isso em relação às perdas do caso sem capacitores. Mas em contra partida a arrecadação pela empresa sobre a energia consumida na carga é de **\$1.615.476,48**, um aumento de 3,03% em relação ao caso sem capacitores e um aumento de 2,51% em relação ao caso com as cargas modeladas como potência constante, mostrando que é vantajoso usar bancos de capacitores para redução das perdas nas

linhas e elevação do perfil de tensão para dentro dos limites pré-estabelecidos e principalmente conhecer com maior precisão o modelo das cargas do sistema.

Na Fig. 29 a seguir tem-se o perfil de tensão do sistema para os três níveis de carga após a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas, mostrando que os valores limites pré-estabelecidos para as tensões nas barras foram alcançados.



**Figura 29** – Perfil de tensão do sistema, para os três níveis de carga, para o caso em que as cargas são modeladas como sendo ZIP compostas com a instalação dos bancos de capacitores solução ótima fornecida pelo AGI.

Os ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores para as barras onde bancos de capacitores foram adicionados, apresentados pelo AGI para as cargas do sistema modeladas como sendo ZIP compostas, são mostrados na Tabela 41.

**Tabela 41** – Ajustes de controle  $u$  dos bancos de capacitores aplicando-se o AGI para as cargas do sistema modeladas como sendo ZIP compostas.

Nível de carga	Barra						
	8	26	38	49	50	52	53
Pico	7	1	2	12	0	5	2
Normal	0	1	2	4	1	4	1
Fora	0	1	2	3	0	1	1

Cada número inteiro representa o número de bancos de capacitores no tamanho padrão de 150kVAr. O tamanho do banco de capacitores fixo é o menor número encontrado nos três níveis de carga para cada barra e o tamanho do capacitor chaveado é a diferença entre o maior e o menor número encontrado nos três níveis de carga.

Comparando-se os valores da Tabela 41 com os valores da Tabela 10, solução fornecida pelo AGI para as cargas modeladas como potência constante, constata-se que agora são 9 as barras que recebem capacitores para as cargas modeladas como ZIP compostas, mas cinco barras onde

capacitores são alocados são diferentes das barras para potência constante, e aproximadamente 60% delas são as mesmas barras para os dois tipos de cargas. Mas agora, com as cargas possuindo mesmos coeficientes para potências ativas e reativas, a quantidade de capacitância instalada difere pouco, nas barras coincidentes, de um caso para o outro, principalmente nos níveis de carga normal e fora do pico.

Uma tentativa foi feita neste capítulo de se investigar os efeitos de cargas sensíveis à tensão, modeladas como cargas polinomiais ZIP, no PLCC. Usou-se o AGI apresentado no capítulo seis para fornecer os resultados dos ajustes ótimos de controle dos bancos de capacitores a serem alocados no sistema teste de 70 barras apresentado no capítulo quatro.

As simulações mostraram que os locais e tamanhos ótimos dos bancos de capacitores para cargas dependentes da tensão diferem da ordem de 50% dos ótimos encontrados quando as cargas são modeladas como sendo apenas de potência constante.

Trabalho futuro deveria tentar resolver o PLCC considerando a possibilidade de utilização de regulador de tensão na subestação para elevação do perfil de tensão do sistema, ficando a cargo da alocação de bancos de capacitores apenas a redução das perdas ativas totais do sistema, o que deixaria mais claro as vantagens técnicas e financeiras de se instalar bancos de capacitores mesmo quando a carga é dependente da tensão.



## Capítulo 8

# Conclusões e Sugestões Para Continuação Deste Trabalho

*“A verdadeira dificuldade não está em aceitar idéias novas, mas em escapar das antigas.”*

*John Maynard Keynes*

O Problema de Localização e Controle de Capacitores, que consiste na determinação do número, da localização, do tamanho, tipo, e tempos de chaveamentos dos bancos de capacitores a serem instalados no sistema na rede primária de distribuição de energia elétrica é de grande importância para as empresas de energia, mas de complexa modelagem matemática que acaba exigindo simplificações das variáveis reais do problema.

Fez-se neste trabalho uma tentativa de solução do problema eliminando-se algumas simplificações, inclusive quanto à modelagem das cargas do sistema, determinando-se através de heurísticas e de um algoritmo baseado em algoritmos genéticos, a melhor solução possível para o problema, incluindo-se objetivos técnicos e econômicos muitas vezes conflitantes.

A decisão sobre as variáveis do PLCC mostrou ser altamente dependente da modelagem adotada para as cargas do sistema, podendo variar bastante de um modelo de cargas como potência constante e de cargas como impedância constante. Os resultados mostram que à medida que a carga vai se tornando de impedância constante, as perdas ativas totais do sistema diminuem e as magnitudes de tensão aumentam naturalmente, isso sem bancos de capacitores instalados.

Mas se o perfil de tensão do sistema está muito afundado e não se utiliza regulador de tensão no nível de subestação para elevação do perfil de tensão, a instalação de bancos de capacitores objetivando elevação do perfil de tensão do sistema exige que mais bancos de capacitores sejam necessários para se elevar este perfil, e como a carga é dependente da tensão, isso implica em

aumento da carga ativa total do sistema e conseqüente aumento da parte ativa das correntes das linhas do sistema, implicado em aumento das perdas nas linhas que mascara a redução de perdas conseguida pela diminuição da parte reativa da corrente das linhas pela alocação dos bancos de capacitores. Mas em contra partida, com a elevação da carga ativa total aumenta-se a arrecadação da empresa com o aumento do consumo de energia.

Portanto, a solução ótima para o PLCC é altamente dependente do modelo de carga usado para cada barra do sistema, o que exigiria informações e modelagem precisas das cargas do sistema onde a alocação de bancos de capacitores será feita para não se incorrer em gastos desnecessários e resultados errôneos.

Os métodos apresentados para a solução do problema foram dois heurísticos e um método meta-heurístico. Os métodos heurísticos propostos mostraram-se rápidos em fornecer solução para o problema, mas as soluções fornecidas mostraram-se de qualidade pobre.

O método meta-heurístico utilizado foi um algoritmo baseado em AG com codificação Inteira multi critério, que soluciona simultaneamente o problema de localização e de controle de bancos de capacitores para todos os níveis de carga em estudo de maneira quase ótima. A adoção de um método de fluxo de carga que não necessita do cálculo da matriz jacobiana, chamado método de fluxo de carga pela varredura vem-e-vai, foi de suma importância para acelerar as soluções fornecidas pelo algoritmo baseado em AG.

Como sugestões para continuação deste trabalho, existe a necessidade de se avaliar os seguintes tópicos:

- Estudo da modelagem do PLCC visando não a minimização dos custos, mas a maximização dos ganhos devidos à instalação dos bancos de capacitores;
- Extensão da modelagem do PLCC para sistemas trifásicos desbalanceados, adotando-se para isto um correspondente fluxo de carga pela varredura vem-e-vai trifásico já disponível na literatura no trabalho de Cheng e Shirmohammadi [CS1995];
- Incluir na modelagem do PLCC o problema de harmônicos gerados pela alocação de bancos de capacitores através de uma restrição no valor da distorção harmônica total decorrente dessas alocações;
- Estudar a opção de instalação de bancos de capacitores variáveis controlados a tiristores (dispositivos FACTs para distribuição), mas verificando-se o custo para isso.

## Referências Bibliográficas

- [A2001] ANEEL: Resolução No. 505 de 26 de Novembro de 2001, *Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.*
- [AA1991] Ajarapu, V., Albanna, Z.: Application of Genetic Based Algorithms to Optimal Capacitor Placement, *Proceedings of the First International Forum on Applications of Neural Networks to Power Systems*, 1991, pp. 251–255, 23–26 July 1991.
- [ADM1990] Augugliaro, A., Dusonchet, L., Mangione, S.: Optimal Capacitive Compensation on Radial Distribution Systems Using Nonlinear Programming, *Electric Power Systems Research*, pp. 129–135, July 1990.
- [ADMM1990] Augugliaro, A., Dusonchet, L., Mangione, S., Morana, G.: Optimal Design and On-line Control of Switched Capacitors in MV Radial Distribution Networks, *Proc. of the Tenth Power Systems Computation Conference*, Graz, Austria, Aug. 19–24, 1990.
- [AIEET] AIEE Transactions: *AIEE Press*.
- [ARS1993] Abdul-Rahman, K. H., Shahidehpour, S. M.: A Fuzzy-Based Optimal Reactive Power Control, *Em [ITPS]*, vol. 8, no. 2, pp. 662–670, 1993.
- [Bae1978] Bae, Y. G.: Analytical Methods of Capacitor Allocation on Distribution Primary Feeders, *Em [ITPAS]*, vol. PAS–97, no. 4, pp. 1232–1238, July/Aug. 1978.
- [Bag1991] Baghzouz, Y.: Effects of Non-Linear Loads on Optimal Capacitor Placement in Radial Feeders, *Em [ITPD]*, vol. 6, no. 1, pp. 245–251, Jan. 1991.
- [BE1990a] Baghzouz, Y., Ertem, S.: Shunt Capacitor Sizing for Radial Distribution Feeders With Distorted Substation Voltages, *Em [ITPD]*, vol. 5, no. 2, pp. 650–657, April 1990.
- [BE1990b] Baghzouz, Y., Ertem, S.: Optimal Shunt Capacitor Sizing for Distribution Systems With Multiple Nonlinear Loads, *Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference*, 1990. Conference Record. Papers Presented at the 1990 Annual Meeting, pp. 51–56, 30 April–3 May 1990.
- [BEH1995] Bortignon, G. A., El-Hawary, M. E.: A Review of Capacitor Placement Techniques for Loss Reduction in Primary Feeders on Distribution Systems, *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering 1995*, vol. 2, pp. 684–687, 5–8 Sept. 1995.
- [BHS1997] Back, T., Hammel, U., Schwefel, H.-P.: Evolutionary Computation: Comments on the History and Current State, *Em [ITEC]*, vol. 1, no. 1, pp. 3–17, April 1997.
- [BKT1995] Bala, J. L., Jr., Kuntz, P. A., Taylor, R. M.: Sensitivity-Based Optimal Capacitor Placement on A Radial Distribution Feeder, *IEEE Technical Applications Conference and Workshops Northcon95*, pp. 225–230, 10–12 Oct. 1995.
- [BL1986] Bishop, M. T., Lee, R. E.: Distribution System Line Loss Reduction Through Enhanced Capacitor Location Techniques, *Em [ITPAS]*, pp. 190–197, Apr. 1986.
- [BMW1982] Bunch, J. B., Miller, R. D., Wheeler, J. E.: Distribution System Integrated Voltage and Reactive Power Control. *Em [ITPAS]*, vol.101, no.2, pp. 284–289, Feb. 1982.

- [BQ1999] *Baghzouz, Y., Quist, C.*: Composite Load Model Derivation From Recorded Field Data, *IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting*, vol. 1, pp. 713–718, 31 Jan.-4 Feb. 1999.
- [BQ2000] *Baghzouz, Y., Quist, C.*: Determination of Static Load Models From LTC and Capacitor Switching Tests, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000*, vol. 1, pp. 389–394, 16-20 July 2000.
- [BS1996] *Back, T., Schwefel, H.-P.*: Evolutionary Computation: An Overview, *Proceedings of IEEE International Conference on Evolutionary Computation, 1996*, pp. 20–29, 20–22 May 1996.
- [BT2004] *Balakumaran, J., Thanuskodi, K.*: Loss Reduction in Radial Distribution Systems by Capacitor Placement: Fuzzy Technique, *E-Tech 2004*, pp. 23 – 29, 31 July 2004.
- [BW1989a] *Baran, M. E., Wu, F. F.*: Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems, *Em [ITPD]*, vol. 4, no. 1, pp. 725–734, Jan. 1989.
- [BW1989b] *Baran, M. E., Wu, F. F.*: Optimal Sizing of Capacitors Placed on a Radial Distribution System, *Em [ITPD]*, vol. 4, no. 1, pp. 735–743, Jan. 1989.
- [CB1990] *Chiang, H.-D., Baran, M. E.*: On The Existence and Uniqueness of Load Flow Solution for Radial Distribution Power Networks, *Em [ITCS]*, vol. 37, no. 3, pp. 410–416, March 1990.
- [CEK2000] *Carlisle, J. C., El-Keib, A. A.*: A Graph Search Algorithm for Optimal Placement of Fixed and Switched Capacitors on Radial Distribution Systems, *Em [ITPD]*, vol. 15, no. 1, pp. 423–428, Jan. 2000.
- [CEKBN1997a] *Carlisle, J. C., El-Keib, A. A., Boyd, D., Nolan, K.*: A Review of Capacitor Placement Techniques on Distribution Feeders, *Proceedings of the Twenty-Ninth Southeastern Symposium on System Theory, 1997*, pp. 359–365, 9–11 March 1997.
- [CEKBN1997b] *Carlisle, J. C., El-Keib, A. A., Boyd, D., Nolan, K.*: Reactive Power Compensation on Distribution Feeders, *Proceedings of the Twenty-Ninth Southeastern Symposium on System Theory, 1997*, pp. 366–371, 9–11 March 1997.
- [CG1988] *Civanlar, S., Grainger, J. J.*: Forecasting Distribution Feeder Loads: Modeling and Application to volt/VAr Control, *Em [ITPD]*, vol. 3, no. 1, pp. 255–264, Jan. 1988.
- [CGYL1988] *Civanlar, S., Grainger, J. J., Yin, H., Lee, S. S. H.*: Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction, *Em [ITPD]*, vol. 3, pp. 1217–1223, July 1988.
- [Chang1967] *Chang, N. E.*: Optimum Allocation of Shunt Capacitors and Voltage Regulators on Primary Feeders, *apresentado no IEEE Winter Power Meeting, New York, N.Y.*, Jan. 29–Feb. 3, 1967.
- [Chang1968] *Chang, N. E.*: Determination of Primary-Feeder Losses, *Em [ITPAS]*, pp. 1991–1994, Dec. 1968.
- [Chang1969] *Chang, N. E.*: Locating Shunt Capacitors on Primary Feeder for Voltage Control and Loss Reduction, *Em [ITPAS]*, vol. PAS–88, no. 10, pp. 1574–1577, Oct. 1969.
- [Chang1972] *Chang, N. E.*: Generalized Equation on Loss Reduction With Shunt Capacitor, *Em [ITPAS]*, vol. PAS–91, (5), pp. 2189–2195, Sept./Oct. 1972.

- [Chin1995] *Chin, H. C.*: Optimal Shunt Capacitor Allocation by Fuzzy Dynamic Programming, *Electric Power Systems Research* 35, pp. 133–139, 1995.
- [CHY1995] *Chen, C. S., Hsu, C. T., Yan, Y. H.*: Optimal Distribution Feeder Capacitor Placement Considering Mutual Coupling Effect of Conductors, *Em [ITPD]*, vol. 10, no. 2, pp. 987–994, 1995.
- [Cip1993] *Cipoli, J. A.*: Engenharia de Distribuição, *Rio de Janeiro: Qualitymark*, 340p., 1993.
- [Civ1985] *Civanlar, S.*: Real-Time Volt/VAR Control on Distribution Systems with Lateral Branches Using Shunt Capacitors and Voltage Regulators, *Ph.D. Dissertation*, North Caroline State University, 1985
- [CK1999] *Coker, M. L., Kgasoane, H.*: Load Modeling, *IEEE SAPSSI, ESKOM Technol. Group, Cleveland, South Africa, AFRICON*, 1999 09/28/1999–10/01/1999, 28 Sept.–1 Oct. 1999, Cape Town South Africa, vol.2, pp. 663–668, 1999.
- [CL1994] *Chin, H., Lin, W.*: Capacitor Placement for Distribution Systems with Fuzzy Algorithm, *Proceedings of 1994 IEEE Region 10's Ninth Annual International Conference*, vol. 2, pp. 1025–1029, 1994.
- [CL2000] *Chang, C.S., Lern, L. P.*: Application of Tabu Search Strategy in Solving Non-Differentiable Savings Function for the Calculation of Optimum Savings Due to Shunt Capacitor Installation in a Radial Distribution System, *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, vol. 4, pp. 2323–2328, 23–27 Jan. 2000.
- [Cook1959] *Cook, R. F.*: Analysis of Capacitor Application by Load Cycle, *Em [AIEET]*, vol. PAS–78, pp. 950–957, Oct. 1959.
- [Cook1961] *Cook, R. f.*: Optimizing the Application of Shunt Capacitors for Reactive-Volt-Ampere Control and Loss Reduction, *Em [AIEET]*, vol. PAS–80, pp. 430–444, Aug. 1961.
- [CS1992] *Chikhani, A. Y., Salama, M. M. A.*: An Expert System for Reactive Power Control of a Distribution System Part 1: System Configuration, *Em [ITPD]*, vol. 7, no. 2, pp. 940 – 945, 1992.
- [CS1995] *Cheng, C. S., Shirmohammadi, D.*: A Three-Phase Power Flow Method for Real-Time Distribution System Analysis, *Em [ITPS]*, vol. 10, no. 2, pp. 671–679, May 1995.
- [CSITDC1983] *Capacitor Subcommittee of the IEEE Transmission and Distribution Committee*: Bibliography on Power Capacitors 1975–1980, *Em [ITPAS]*, vol. 102, no. 7, pp. 2331–2334, July 1983.
- [CSJ1997] *Chis, M., Salama, M. M. A., Jayaram, S.*: Capacitor Placement in Distribution Systems Using Heuristic Search Strategies, *Proc. Inst. Elect. Eng. Gen. Transm. Dist.*, vol. 144, no. 3, pp. 225–230, 1997.
- [CWCS1990a] *Chiang, H.-D., Wang, J.-C., Cockings, O., Shin, H.-D.*: Optimal Capacitor Placements in Distribution Systems: Part I: A New Formulation and the Overall Problem, *Em [ITPD]*, vol. 5, no. 2, pp. 634–642, April 1990.
- [CWCS1990b] *Chiang, H.-D., Wang, J.-C., Cockings, O., Shin, H.-D.*: Optimal Capacitor Placements in Distribution Systems: Part II: Solution Algorithms and Numerical Results, *Em [ITPD]*, vol. 5, no. 2, pp. 643–649, April 1990.
- [CWD1995a] *Chiang, H.-D., Wang, J.-C., Darling, G.*: Optimal Capacitor Placement, Replacement

and Control in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems: System Modeling and a New Formulation, *Em [ITPS]*, vol. 10, no. 1, pp. 356–362, 1995.

- [CWD1995b] *Chiang, H.-D., Wang, J.-C., Darling, G.:* Optimal Capacitor Placement, Replacement and Control in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems: Systems Solution Algorithms and Numerical Studies, *Em [ITPS]*, vol. 10, no. 1, pp. 363–369, 1995.
- [CWTD1994a] *Chiang, H.-D., Wang, J.-C., Tong, J., Darling, G.:* Optimal Capacitor Placement, Replacement and Control in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems: System Modeling and a New Formulation, *Proceedings of the 1994 IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference 1994*, pp. 173–179, 10–15 April 1994.
- [CWTD1994b] *Chiang, H.-D., Wang, J.-C., Tong, J., Darling, G.:* Optimal Capacitor Placement, Replacement and Control in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems: System Solution Algorithms and Numerical Studies, *Proceedings of the 1994 IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference 1994*, pp. 180–186, 10–15 April 1994.
- [DGMM1999] *Delfanti, M., Granelli, G. P., Marannino, P., Montagna, M.:* Optimal Capacitor Placement Using Deterministic and Genetic Algorithms, *Proceedings of the 21st 1999 IEEE International Conference on Power Industry Computer Applications, 1999. PICA '99*, pp. 331–336, 16–21 May 1999.
- [DMF1998] *De Medeiros, M. F., Jr., Filho, M. C. P.:* Optimal Power Flow in Distribution Networks by Newton's Optimization Methods, *Proceedings of the 1998 IEEE International Symposium on Circuits and Systems, 1998. ISCAS '98*, vol. 3, pp. 505–509, 31 May–3 June 1998.
- [DR2003] *Deng, Y. M., Ren, X.J.:* Optimal Capacitor Switching With Fuzzy Load Model for Radial Distribution Systems, *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 150, no. 2, pp. 190–194, March 2003.
- [DS2001] *Da Silva, L. C. P.:* Uma Expansão dos Métodos de Curvas-PV e de Análise Modal Estática Para o Estudo da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica, *Ph. D. dissertation, Dept. of Energy Control and Systems, UNICAMP*, 2001.
- [DSFSLT1997] *Da Silva, A. P. A., Ferreira, C., de Souza, A. C. Z., Lambert-Torres, G.:* A New Constructive ANN and Its Application to Electric Load Representation, *Em [ITPS]*, vol. 12, no. 4, pp. 1569–1575, Nov 1997.
- [Duran1968] *Duran, H.:* Optimum Number, Location, and Size of Shunt Capacitors in Radial Distribution Feeders – A Dynamic Programming Approach, *Em [ITPAS]*, vol. PAS – 87, no. 9, pp. 1769 – 1774, Sept. 1968.
- [EIA1996] *El Arini, M.:* Effects of Voltage Sensitive Loads on Optimum Capacitor Allocation for Power System, *8th Mediterranean Electrotechnical Conference, 1996. MELECON '96*, vol. 3, pp. 1598–1602, 13–16 May 1996.
- [Ert1989] *Ertem, S.:* Optimal Shunt Capacitor Sizing for Reduced Line Loading, Voltage Improvements and Loss Reduction of Distribution Feeders, *Em Proceedings of The Twenty-First Annual North American, Power Symposium*, pp. 262–269, 9–10 Oct. 1989.
- [ET1987] *Ertem, S., Tudor, J. R.:* Optimal Shunt Capacitor Allocation by Nonlinear Programming, *Em [ITPD]*, pp. 1310–1316, Oct. 1987.

- [FDFHL2004] *Freitas, J. S., De Freitas, M. V., Haffner, S., Lemos, F. A. B.: Alocação de Capacitores Fixos e Chaveados em Redes de Distribuição Considerando Diferentes Níveis de Carga, XV Brazilian Automation Congress CBA 2004.*
- [FESAH1983] *Fawzi, T. H., El-Sobki, S. M., Abdel-Halim, M. A.: New Approach for the Application of Shunt Capacitors to the Primary Distribution Feeders, Em [ITPAS], vol. PAS-102, no. 1, pp. 10-13, Jan. 1983.*
- [FGISW1984] *Frantz, T., Gentile, T., Ihara, S., Simons, N., Waldron, M.: Load Behavior Observed at LILCO and RG&E Systems, Em [ITPAS], vol. PAS-103, no. 4, pp. 819-831, April 1984.*
- [GA1999] *Gou, B., Abur, A.: Optimal Capacitor Placement for Improving Power Quality, Power Engineering Society Summer Meeting, pp. 488 - 492, July 1999.*
- [GC1985a] *Grainger, J. J., Civanlar, S.: Volt/Var Control on Distribution Systems with Lateral Branches Using Shunt Capacitors and Voltage Regulators; Part I: The Overall Problem, Em [ITPAS], vol. PAS-104, no. 11, pp. 3278-3283, Nov. 1985.*
- [GC1985b] *Grainger, J. J., Civanlar, S.: Volt/Var Control on Distribution Systems with Lateral Branches Using Shunt Capacitors and Voltage Regulators; Part II: The Solution Method, Em [ITPAS], vol. PAS-104, no. 11, pp. 3284-3290, Nov. 1985.*
- [GC1985c] *Grainger, J. J., Civanlar, S.: Volt/Var Control on Distribution Systems with Lateral Branches Using Shunt Capacitors and Voltage Regulators; Part III: The Numerical Results, Em [ITPAS], vol. PAS-104, no. 11, pp. 3291-3297, Nov. 1985.*
- [GC1989] *Gorman, M. J., Civanlar, S.: Load/voltage Modeling of Distribution Systems: A System Identification Approach, Southeastcon '89. IEEE Proceedings. 'Energy and Information Technologies in the Southeast', vol.1, pp. 386-389, 9-12 April 1989.*
- [GCCG1984a] *Grainger, J. J., Civanlar, S., Clinard, K. N., Gale, L. J.: Discrete-Tap Control Scheme for Capacitive Compensation of Distribution Feeders, Em [ITPAS], pp. 2089-2107, Aug. 1984.*
- [GCCG1984b] *Grainger, J. J., Civanlar, S., Clinard, K. N., Gale, L. J.: Optimal Voltage Dependent Continuous-Time Control of Reactive Power on Primary Feeders, Em [ITPAS], vol. PAS-103, no. 9, pp. 2714-2722, Sept. 1984.*
- [GELKCG1985] *Grainger, J. J., El-Kib, A. A., Clinard, K. N., Gale, L. J.: Placement of Fixed and/or Non-Simultaneously Switched Capacitors on Unbalanced Three-Phase Feeders Involving Laterals, Em [ITPAS], vol. PAS - 104, no. 11, pp. 3298 - 3305, Nov. 1985*
- [GGB1998] *Ghose, T., Goswami, S. K., Basu, S. K.: Energy Loss Reduction in Distribution System by Capacitor Placement Through Combined GA-SA Technique, 1998 IEEE Region 10 International Conference on Global Connectivity in Energy, Computer, Communication and Control, TENCON '98, vol. 2, pp. 502-505, 17-19 Dec. 1998.*
- [GK1989] *Grainger, J. J., Kendrew, T. J.: Evaluation of Technical Losses on Electric Distribution Systems, Electricity Distribution, 1989. 10th International Conference on CIRED 1989, vol.6, pp. 488-493, 8-12 May 1989.*
- [GL1981a] *Grainger, J. J., Lee, S. H.: Optimum Size and Location of Shunt Capacitors for Reduction of Losses on Distribution Feeders, Em [ITPAS], pp. 1105-1118, Jan. 1981.*
- [GL1981b] *Grainger, J. J., Lee, S. H.: Optimum Placement of Fixed and Switched Capacitors on*

- Primary Distribution Feeders, *Em [ITPAS]*, vol. PAS-100, no. 1, pp. 345–352, Aug. 1981.
- [GL1982] *Grainger, J. J., Lee, S. H.*: Capacity Release by Shunt Capacitor Placement on Distribution Feeders: A New Voltage-Dependent Model, *Em [ITPAS]*, vol. PAS-101, no. 5, pp. 1236–1244, May 1982.
- [GLBC1980] *Grainger, J. J., Lee, S. H., Byrd, A. M., Clinard, K. N.*: Proper Placement of Capacitors for Losses Reduction on Distribution Primary Feeders, *Em Proceedings of the American Power Conference*, pp. 593–603, 1980.
- [GLC1983] *Grainger, J. J., Lee, S. H., Civanlar, S.*: Optimal Design and Control Scheme for Continuous Capacitive Compensation of Distribution Feeders, *Em [ITPAS]*, vol. PAS-102, no. 10, pp. 3271–3278, Oct. 1983.
- [GLEK1982] *Grainger, J. J., Lee, S. H., El-Kib, A. A.*: Design of a Real-Time Switching Control Scheme for Capacitive Compensation of Distribution Feeders, *Em [ITPAS]*, vol. PAS-101, no. 8, pp. 2420–2428, Aug. 1982.
- [GLEK1983] *Grainger, J. J., Lee, S. H., El-Keib, A. A.*: Optimal Capacitor Placements on Three-Phase Primary Feeders: Load and Feeder Unbalance Effects, *Em [ITPAS]*, vol. PAS-102, pp. 3296–3305, Oct. 1983.
- [GMK1992] *Gao, B., Morison, G. K., Kundur, P.*: Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis, *Em [ITPS]*, vol. 7, No. 4, pp. 1529–1542, 1992.
- [GMR2001] *Gallego, R. A., Monticelli, A. J., Romero, R.*: Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Networks, *Em [ITPS]*, vol. 16, no. 4, pp. 630–637, Nov. 2001.
- [Gol1989] *Goldberg, D. E.*: Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning, *New York: Addison Wesley*, 1989.
- [Gön1986] *Gönen, T.*: Electric Power Distribution System Engineering, *New York: McGraw-Hill Series in Electrical Engineering*, 739p., 1986.
- [Gon2003] *González, J. F. V.*: Redução de Perdas em Redes Primárias de Distribuição de Energia Elétrica por Instalação e Controle de Capacitores, *Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Sistemas, UNICAMP, Julho 2003.*
- [GPC1999] *Garcia, P. A. N., Pereira, J. L. R., Carneiro, S., Jr.*: Alocação Ótima de Capacitores em Sistemas de Distribuição Desequilibrados Usando Algoritmos Genéticos. *4º Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planejamento e Exploração de Redes de Energia ELAB'99*, 1999.
- [Haq1999] *Haque, M. H.*: Capacitor Placement in Radial Distribution Systems for Loss Reduction, *Proc. Inst. Elect. Eng. Gen. Transm. Dist.*, vol. 146, no. 5, pp. 501–505, Sept. 1999.
- [HC2001] *Hsiao, Y.-T., Chien, C.-Y.*: Optimization of Capacitor Allocation Using an Interactive Trade-Off Method, *IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*, vol. 148, no. 4, pp. 371–374, July 2001.
- [HK1993] *Hsu, Y.-Y., Kuo, H.-C.*: Dispatch of Capacitors on Distribution System Using Dynamic Programming, *IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution*, pp. 433 – 438, Nov. 1993.
- [HMAS1998] *Hassouna, E. H., Mohamed, E. A., Amer, A. H., Swidan, M. A.*: Optimal Capacitor



- Allocation on Radial Feeders Using Genetic Algorithm, *Sixth Middle-East Power Systems Conference (MEPCON '98)*, Mansoura, Egypt, pp. 82–87, Dec. 15–17, 1998.
- [Hua2000] *Huang, S.-J.*: An Immune-Based Optimization Method to Capacitor Placement in a Radial Distribution System, *Em [ITPD]*, vol. 15, no. 2, pp. 744–749, April 2000.
- [HYCH1993] *Hsu, C. T., Yan, Y. H., Chen, C. S., Her, S. L.*: Optimal Reactive Power Planning for Distribution Systems With Nonlinear Loads, *IEEE Proceedings Region 10 Conference on Computer Communication, Control and Power Engineering 1993. TENCON '93*, vol. 5, no. 0, pp. 330–333, 19–21 Oct. 1993.
- [ICAP] IEEE Computer Applications in Power: *IEEE Press*.
- [IRH1984] *Iyer, S. R., Ramachandran, K., Hariharan, S.*: Optimal Reactive Power Allocation for Improved System Performance, *Em [ITPAS]*, pp. 1509–1515, June 1984.
- [IS1036–1992] IEEE Guide for Application of Shunt Power Capacitors, IEEE Standard 1036–1992, *Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power Engineering Society, USA*, This paper appears in: IEEE Std 1036-1992 On page(s): - References Cited: 11 INSPEC Accession Number: 4381927, Publication Date: 19 Feb. 1993.
- [ITCS] IEEE Transactions on Circuits and Systems: *IEEE Press*.
- [ITEC] IEEE Transactions on Evolutionary Computation: *IEEE Press*.
- [ITFR1993] *IEEE Task Force Report*, Load Representation for Dynamic Performance Analysis [of power systems], *Em [ITPS]*, vol. 8, no. 2, pp. 472–482, May 1993.
- [ITFR1995] *IEEE Task Force Report on Load Representation for Dynamic Performance: Bibliography on Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation*, *Em [ITPS]*, vol. 10, pp. 523–538, Feb. 1995
- [ITPAS] IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems: *IEEE Press*.
- [ITPD] IEEE Transactions on Power Delivery: *IEEE Press*.
- [ITPS] IEEE Transactions on Power Systems: *IEEE Press*.
- [IVMWGISCS1997] *IEEE VAR Management Working Group of the IEEE System Control Subcommittee: Bibliography on Reactive Power and Voltage Control*, *Em [ITPS]*, vol. 2, no. 2, pp. 361–370, May 1997.
- [Kap1984] *Kaplan, M.*: Optimization of Number, Location, Size, Control Type, and Control Setting of Shunt Capacitors on Radial Distribution Feeders. *Em [ITPAS]*, vol. PAS–103, no. 9, pp. 2659–2665, Sept. 1984.
- [KCHS1991] *Kearly, J., Chikhani, A. Y., Hackam, R., Salama, M. M. A.*: Microprocessor Controlled Reactive Power Compensator for Loss Reduction in Radial Distribution Feeders, *Em [ITPD]*, vol. 6. no. 4, pp. 1848–1855, 1991.
- [Kun1994] *Kundur, P.*: Power System Stability and Control, *New York: McGraw-Hill*, 1994.
- [KY1999] *Kim, K.-H., You, S.-K.*: Voltage Profile Improvement by Capacitor Placement and Control in Unbalanced Distribution Systems Using GA, *Power Engineering Society Summer Meeting*, 1999. IEEE, vol. 2, pp. 800–805, 18–22 July 1999.

- [Lai1998] *Lai, L. L.*: *Intelligent System Applications in Power Engineering: Evolutionary Programming and Neural Networks*, Chichester, New York, Weinheim, Brisbane, Singapore, Toronto: Jhon Wiley & Sons, 1998.
- [LCYFN1999] *Li, H., Chiang, H.-D., Yoshida, H., Fukuyama, Y., Nakanishi, Y.*: The Generation of ZIP-V Curves for Tracing Power System Steady State Stationary Behavior Due to Load and Generation Variations, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 1999*, vol. 2, pp. 647–651, 1999.
- [Leh1990] *Lehtonen, M.*: A Method for Optimal Sizing and Placement of Remote Controlled Capacitors on Distribution Systems, *Proc. of the Tenth Power Systems Computation Conference*, Graz, Austria, Aug. 19–24, 1990.
- [LKSC2000] *Levitin, G., Kalyuzhny, A., Shenkman, A., Chertkov, M.*: Optimal Capacitor Allocation in Distribution Systems Using a Genetic Algorithm and a Fast Energy Loss Computation Technique, *Em [ITPD]*, vol. 15, no. 2, pp. 623–628, April 2000.
- [LY1998] *Lee, K. Y., Yang, F. F.*: Optimal Reactive Power Planning Using Evolutionary Algorithms: A Comparative Study for Evolutionary Programming, Evolutionary Strategy, Genetic Algorithm, and Linear Programming, *Em [ITPS]*, vol. 13, no. 1, pp. 101–108, Feb. 1998.
- [Max1960] *Maxwell, M.*: The Economic Application of Capacitors to Distribution Feeders, *Em [AIEET]*, vol. PAS–79, pp. 353–359, Aug. 1960.
- [MCD1997] *Miu, K. N., Chiang, H.-D., Darling, G.*: Capacitor Placement, Replacement and Control in Large-scale Distribution Systems by a GA-Based Two Stage Algorithm, *Em [ITPS]*, vol. 12, no. 3, pp. 1160–1166, Aug. 1997.
- [MEHMMS2002a] *Mekhamer, S. F., El-Hawary, M. E., Moustafa, M. A., Mansour, M. M., Soliman, S. A.*: Fuzzy and Heuristic Techniques for Reactive Power Compensation of Radial Distribution Feeders: A Comparative Study, *IEEE CCECE 2002. Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2002*, vol. 1, pp. 112–121, 12–15 May 2002.
- [MEHMMS2002b] *Mekhamer, S. F., El-Hawary, M. E., Moustafa, M. A., Mansour, M. M., Soliman, S.A.*: State of the Art in Optimal Capacitor Allocation for Reactive Power Compensation in Distribution Feeders, in *2002 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering*, LESCOPE 02, pp. 61–75, 26–28 June 2002.
- [MEHMMS2002c] *Mekhamer, S. F., El-Hawary, M. E., Moustafa, M. A., Mansour, M. M., Soliman, S. A.*: New Heuristic Strategies for Reactive Power Compensation of Radial Distribution Feeders, *Em [ITPD]*, vol. 17, no. 4, pp. 1128–1135, Oct. 2002.
- [MEHMMS2002d] *Mekhamer, S. F., El-Hawary, M. E., Moustafa, M. A., Mansour, M. M., Soliman, S. A.*: Reactive Power Compensation of Radial Distribution Feeders: A New Approach, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific*, vol. 1, pp. 285–290, 6–10 Oct. 2002.
- [MEHMS2003] *Mekhamer, S. F., El-Hawary, M. E., Moustafa, M. A., Soliman, S.A.*: Application of Fuzzy Logic for Reactive-Power Compensation of Radial Distribution Feeders, *Em [ITPS]*, vol. 18, no. 1, pp. 206–213, Feb. 2003.
- [Mic1996] *Michalewicz, Z.*: *Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs*, Third, Revised and Extended Edition. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag, 1996.
- [MO1999] *Mori, H., Ogita, Y.*: Capacitor Placement Using Parallel Tabu Search in Distribution

- Systems, *IEEE SMC'99 Conference Proceedings. 1999 International Conference on systems, Man, and Cybernetics*, pp. 521 – 526, Oct. 1999.
- [MOF2001] *Miranda, V., Oo, N. W., Fidalgo, J. N.*: Experimenting in the Optimal Capacitor Placement and Control Problem with Hybrid Mathematical-Genetic Algorithm, *Proceedings of ISAP'2001 - Intelligent Systems Applications to Power Systems Conference*, June 2001.
- [MPC1996] *Miranda, V., Proença, L. M., Chin, W. L.*: Demonstrating an Efficient Capacitor Location and Sizing Method for Distribution Systems – Application to the Macau Network, *Proceedings of ELAB'96, Porto, Portugal*, vol.1, Oct. 1996.
- [MPFLC2002] *Mendes, A., Pissarra, C., França, P., Lyra, C. e Cavelucci, C.*: Instalação de Capacitores Para Redução de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica, *Em CBA 2002*.
- [MSMEH2001] *Mekhamer, S. F., El-Hawary, M. E., Mostafa, M. A., Soliman, S. A.*: Load Flow Solution of Radial Distribution Feeders: A New Approach, *2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings*, vol. 3, pp. 5, 10–13 Sept. 2001.
- [MSRG2001] *Mantovani, J. R. S., Scucuglia, J. W., Romero, R., Garcia, A. V.*: Planejamento de Fontes Reativas em Sistemas de Energia Elétrica Utilizando a Técnica de Decomposição de Benders e o Algoritmo de Branch-and-Bound, *SBA Controle & Automação*, vol.12, no. 02, Maio, Jun., Ago., 2001.
- [MSV1993] *Mühlenbein, H., Schlierkamp-Voosen, D.*: Predictive Models for the Breeder Genetic Algorithm: I. Continuous Parameter Optimization. *Evolutionary Computation*, 1 (1), pp. 25–49, 1993. [ftp://borneo.gmd.de/pub/as/ga/gmd\\_as\\_ga-93\\_01.ps](ftp://borneo.gmd.de/pub/as/ga/gmd_as_ga-93_01.ps)
- [Müh1994] *Mühlenbein, H.*: The Breeder Genetic Algorithm – A Provable Optimal Search Algorithm and Its Application. *Colloquium on Applications of Genetic Algorithms*, IEE 94/067, London, 1994.
- [MXAR1994] *Mansour, Y., Xu, W., Alvarado, F., Rinzin, C.*: SVC Placement Using Critical Modes of Voltage Instability, *Em [ITPS]*, vol. 9, no. 2, pp. 757–763, May 1994.
- [NC1992] *Nourrdine, A. H., Chandrasekaran, A.*: Linear Programming Approach to Loss Minimization and Capacitor Sizing and Placement, *The 24<sup>th</sup> Southeastern Symposium on System Theory and The 3<sup>rd</sup> Annual Symposium on Communications, Signal Processing Expert System, and ASIC VLSI Design*, pp. 454–458, March 1992.
- [NS1956] *Neagle, N. M., Samson, D. R.*: Loss Reduction From Capacitors installed on Primary Feeders, *Em [AIEEET]*, vol. PAS–75, part III, pp. 950–959, 1956.
- [NS1995] *Ng, H. N., Salama, M. M. A.*: Fuzzy Optimal Capacitor Sizing and Placement, *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, vol. 2, pp. 680–683, 1995.
- [NSC1996] *Ng, H. N., Salama, M. M. A., Chikhani, A. Y.*: Capacitor Placement in Distribution Systems Using Fuzzy Technique, *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, vol. 2, pp. 790–793, 1996.
- [NSC1997] *Ng, H. N., Salama, M. M. A., Chikhani, A. Y.*: A Survey of the Application of AI in Capacitor Allocation and Control, *IEEE 1997 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, 1997, vol. 1, pp. 161–164, 25–28 May 1997.
- [NSC2000a] *Ng, H. N., Salama, M. M. A., Chikhani, A. Y.*: Classification of Capacitor Allocation

- Techniques, *Em [ITPD]*, vol. 15, no. 1, pp. 387–392, Jan. 2000.
- [NSC2000b] *Ng, H. N., Salama, M. M. A., Chikhani, A. Y.*: Capacitor Allocation by Approximate Reasoning: Fuzzy Capacitor Placement, *Em [ITPD]*, vol. 15, no. 1, pp. 393–398, Jan. 2000.
- [PR1983] *Ponnaivaikko, M., Rao, K. R. P.*: Optimal Choice of Fixed and Switched Shunt Capacitors on Radial Distributors by the Method of Local Variations, *Em [ITPAS]*, vol. PAS–102, no. 6, pp. 1607–1614, June 1983.
- [PWMMVEK1988] *Price, W. W., Wirgau, K. A., Murdoch, A., Mitsche, J. V., Vaahedi, E., El-Kady, M.*: Load Modeling for Power Flow and Transient Stability Computer Studies, *Em [ITPS]*, vol. 3, no. 1, pp. 180–187, Feb. 1988.
- [REM2001] *Ranade, S. J., Ellis, A., Mechenbier, J.*: The Development of Power System Load Models From Measurements, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001*, vol. 1, pp. 201–206, 2001.
- [RR1985] *Rao, M. V. K., Radhakrishna, C.*: Optimal Capacitive Compensation of Distribution Feeders – A Two Level Optimisation Approach, *Modelling, Simulation & Control A: General Physics (Matter & Waves)*, pp. 15–30, 1985
- [RR1987] *Rinker, R. E., Rembert, D. L.*: Using the Reactive Current Profile of a Feeder to Determine Optimal Capacitor Placement, *Apresentado em IEEE/PES Winter Power Meeting*, New Orleans, Louisiana, Feb. 2, 1987.
- [RR1988] *Rinker, R. E., Rembert, D. L.*: Using the Reactive Current Profile of a Feeder to Optimal Capacitor Placement, *Em [ITPD]*, vol. 3, no. 1, pp. 411–416, Jan. 1988.
- [RR1995] *Ramakrishna, G., Rao, N. D.*: A Fuzzy logic Frame-Work for Control of Switched Capacitors in Distribution Systems, *Canadian Conference on Electrical and Computer engineering*, vol. 2, pp. 676–679, 1995.
- [RWL1995] *Roytelman, I., Wee, B. K., Lugtu, R. L.*: Volt/Var Control Algorithm for Mordern Distribution Management System, *Em [ITPS]*, pp. 1454 – 1460, Aug. 1995.
- [SB1977] *Szabados, B., Burguess, E. J.*: Optimizing Shunt Capacitor Installations Using Inductive Co-ordination Principles, *Em [ITPAS]*, pp. 222–226, Jan./Feb. 1977.
- [SBH1994a] *Swain, N. K., Bengiamin, N. N., Holcomb, F. H.*: Reactive Power Compensation in Distribution Networks – Case Study, *IEE of Japan Power & Energy Conference*, Tokyo, July 1994.
- [SBH1994b] *Swain, N. K., Bengiamin, N. N., Holcomb, F. H.*: Computer Aided Design for Reactive Power Compensation, *30<sup>th</sup> Annual Minnesota Power Conference*, Oct. 4–6, 1994.
- [SC1993] *Salama, M. M. A., Chikhani, A. Y.*: A simplified Network Approach to the VAR Control Problem for Radial Distribution Systems, *Em [ITPD]*, vol. 8, no. 3, pp. 1529–1535, 1993.
- [Sch1965] *Schmill, J. V.*: Optimum Size and Location of Shunt Capacitors on Distribution Feeders, *Em [ITPAS]*, vol. PAS–84, pp. 825–832, Sept. 1965.
- [SCH1985a] *Salama, M. M. A., Chikhani, A. Y., Hackam, R.*: Control of Reactive Power in Distribution Systems with an End-load and Varying Load Condition, *Em [ITPAS]*, pp. 941–947, Apr. 1985.

- [SCH1985b] *Salama, M. M. A., Chikhani, A. Y., Hackam, R.*: Control of Reactive Power in Distribution Systems with an End-load and Fixed Load Condition, *Em [ITPAS]*, pp. 2779–2788, Oct. 1985.
- [SCH1994] *Salam, T. S. A., Chikhani, A. Y., Hackam, R.*: A New Technique for Loss Reduction Using Compensating Capacitors Applied to Distribution Systems With Varying Load Condition, *Em [ITPD]*, vol. 9, no.2, pp. 819–827, 1994.
- [SHSL1988] *Shirmohammadi, D., Hong, H. W., Semlyen, A., and Luo, G. X.*: A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks, *Em [ITPS]*, vol. 3, no. 2, pp. 753–762, May 1988.
- [SL2002] *Su, C.-T., Lee, C.-S.*: Modified differential evolution method for capacitor placement of distribution systems, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific*, vol. 1, pp. 208–213, 6–10 Oct. 2002.
- [SLH1999] *Su, C. T., Lee, C. S., Ho, C. S.*: Optimal Selection of Capacitors in Distribution Systems, *Power Tech Budapest 99, International Conference on Electric Power Engineering*, pp. 301, 1999.
- [SP1994] *Sundhararajan, S., Pahwa, A.*: Optimal Selection of Capacitors for Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm, *Em [ITPS]*, vol. 9, no. 3, pp. 1499–1507, Aug. 1994.
- [SRZ1994] *Shao, J., Rao, N. D., Zhang, Y.*: A Capacitor Placement Expert System, *International Journal of Engineering Intelligent Systems for Electrical Engineering and Communications*, pp. 105 – 114, June 1994.
- [ST1989] *Santoso, N. I., Tan, O. T.*: Piecewise Method for Optimal Sizing of Distribution Capacitors, *Em Proc., IASTED International Symposium on Simulation and Modelling*, Lugano, Switzerland, June 19–22, 1989.
- [ST1990] *Santoso, N. I., Tan, O. T.*: Neural-Net Based Real-Time Control of Capacitors Installed on Distribution Systems, *Em [ITPD]*, vol. 5, no. 1, pp. 266–272, Jan. 1990.
- [Swa1995] *Swain, N. K.*: Design Methodologies for Energy and Power Loss Reduction in Electric Distribution Networks, *Ph.D. Dissertation*, University of North Dakota, 1995.
- [Tay1994] *Taylor, C. W.*: Power System Voltage Stability, *New York: McGraw-Hill*, 1994.
- [TL1989] *Taylor, T., Lubkeman, D.*: Application of Knowledge-Based Programming to Power Engineering Problems, *Em [ITPS]*, vol. 4, no. 1, pp. 345–352, Feb. 1989.
- [TL1990] *Taylor, T., Lubkeman, D.*: Implementation of Heuristic Search Strategies for Distribution Feeder Reconfiguration, *Em [ITPD]*, vol. 5, pp. 239–246, Jan. 1990.
- [WCMD1996a] *Wang, J.-C., Chiang, H.-D., Miu, K. N., Darling, G.*: Capacitor Placement and Real Time Control in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems: Loss Reduction Formula, Problem Formulation, Solution Methodology and Mathematical Justification, *Proceedings of 1996 IEEE Transmission and Distribution Conference 1996*, pp. 236–241, 15–20 Sept. 1996.
- [WCMD1996b] *Wang, J.-C., Chiang, H.-D., Miu, K. N., Darling, G.*: Capacitor Placement and Real Time Control in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems: Numerical Studies, *Proceedings of 1996 IEEE Transmission and Distribution Conference 1996*, pp. 242–247, 15–20 Sept. 1996.

- [WEC1965] *Westinghouse Electric Corporation: Electric Utility Engineering Reference Book – Distribution Systems*, vol. 3, East Pittsburgh, Pa., 1965.
- [YCC1992] *Yan, Y. H., Chung, F. C., Chen, C. S.: Effect of Mutual Coupling on the Reactive Power Placement of Power Systems, 1992 IEEE Region 10 International Conference, TENCON '92*, pp. 381–385, Nov. 1992.
- [YHH1995] *Yang, H., Huang, Y., Huang, C.: Solution to Capacitor Placement Problem in Radial Distribution System Using Tabu Search Method, 1995 International Conference on Energy Management and Power Delivery, Proceedings of EMPD '95*, vol. 1, pp. 388–393, 1995.
- [ZPHS2002] *Zeng, R., Pan, X., He, J., Sheng, X.: Reconfiguration and Capacitor Placement for Loss Reduction of Distribution System, TENCON '02. Proceedings. 2002 IEEE Region 10 Conference on Computers, Communications, Control and Power Engineering*, vol. 3, pp. 1945–1949, 28–31 Oct. 2002.
- [ZZ1998] *ZhongQin, C., ZhiZhong, G.: Expected Model-Based Reactive Moment Method for Distribution Network Reactive Compensation, Proceedings of 1998 International Conference on Power System Technology, 1998, POWERCON '98*, vol. 2, pp. 1438–1442, 18–21 Aug. 1998.

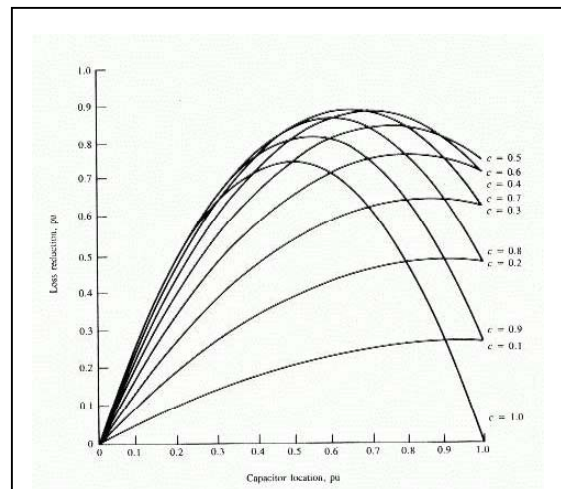
## Apêndice A – Progressão Histórica em Alocação Ótima de Capacitores

Antes dos anos 1950, capacitores para redução de perdas eram colocados no ponto onde a subestação era conectada ao alimentador de distribuição. Mas colocar capacitores ao longo do alimentador primário de distribuição, mostrou ser favorável por várias razões: instalação de capacitores próximos às cargas, equipamentos de menor porte, etc. Segue tabela com marcos históricos selecionados, nas principais publicações das cinco décadas seguintes, no desenvolvimento de soluções para alocação ótima de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica.

**Tabela A1** – Marcos históricos selecionados, desde as principais publicações, de soluções para alocação ótima de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica.

### 1956

- Durante o final dos anos 1950 uma tendência nova tinha emergido. Colocação de capacitores *shunt* ao longo do alimentador primário de distribuição. A esta tendência, se referiram Neagle e Samson em [NS1956], como sendo "... devido a ambos, disponibilidade de equipamentos montados em postes, e por causa das economias que favorecem colocação do capacitor mais próximo das cargas."
- Neagle e Samson assumem a carga uniformemente distribuída ao longo do alimentador. Eles consideram apenas economia de perdas de potência ativa no pico de carga com capacitores fixos e ignoram o custo dos capacitores. São apresentadas curvas (Figura A1) as quais mostram a redução nas perdas como uma função do tamanho do capacitor e da distância do capacitor à subestação. Onde dois bancos serão instalados, eles consideram bancos de mesmo tamanho ou um banco para ser o dobro do tamanho do outro. Para instalação de três ou quatro bancos, foram assumidos bancos de capacitores de mesmo tamanho.



**Figura A1** – Redução de perdas como uma função da localização e tamanho do banco de capacitores para um ramo de linha com carga uniformemente distribuída.

### 1959–1961

- Cook em [Cook1959] também analisou a aplicação de bancos de capacitores fixos a uma carga uniformemente distribuída. Porém, em vez de considerar redução de perdas de pico de carga, a economia está baseada na redução de perdas de energia considerando uma carga variável no tempo. Cook estabeleceu que o local de bancos de capacitores fixos deveria estar baseado na carga reativa média, e então definiu a regra dos 2/3, que diz que para a máxima redução de perdas, um banco de capacitores com tamanho dois-terços do pico de carga reativa, deveria ser instalado a distância da subestação igual a dois terços do comprimento total do alimentador.
- Em [Max1960] Maxwell determina o local e tamanho ótimos de capacitores em um alimentador de distribuição, e identifica vários benefícios da aplicação de capacitores. Eles incluem: 1) redução de kVA entrando em um alimentador, 2) redução de demanda  $I^2R$  e de perdas de energia, 3) redução de perdas  $I^2X$ , 4) redução de custos de regulação, e 5) aumentou de renda como resultado do aumento dos níveis de tensão. O algoritmo apresentado

não está baseado em um procedimento de otimização, mas é uma auxílio no cálculo das economias conseguidas com a colocação de capacitores.

- Em [Cook1961] Cook revisita e estende o problema para incluir capacitores fixos e chaveados. Economias são calculadas baseadas na redução de ambas perdas de pico de carga e perdas de energia. O modelo de alimentador em p.u. de [Cook1959] é utilizado, e uma carga variável no tempo é introduzida para lidar com o tempo de duração dos capacitores fixos. Um algoritmo é apresentado para calcular localizações de capacitores e economias à medida que a compensação total é variada de 0.05 até 1.0 p.u. de carga reativa do alimentador. O número de capacitores é variado de um até quatro, assumindo bancos de igual tamanho. Um segundo algoritmo dimensiona e aloca um banco fixo e um banco chaveado à medida que a compensação total é variada de 0.05 até 1.0 p.u. O tempo ótimo de chaveamento é determinado considerando vários tempos de chaveamento.

## 1965

---

- Schmil em [Sch1965] investigou alimentadores com cargas uniformemente e randomicamente distribuídas. Regulação de tensão não é considerada, e assim desenvolveu um método simplificado para aplicação de capacitores. A determinação do tamanho, localização, e tempo, para o caso de fixos, bem como combinações de capacitores fixos e chaveados são abordados. Extensão a múltiplos capacitores é também investigada, com o desenvolvimento de um regra geral para capacitores fixos em alimentadores carregados uniformemente, referida como a regra  $2/(2n+1)$  em referência à regra dos  $2/3$ . Em geral Schmill ampliou o trabalho de Cook.

## 1967–1972

---

- Chang ([Chang1967],[Chang1968]) assume um alimentador com uma carga uniforme e um carga concentrada no final. Respondendo por ambas perdas de potência de pico e perdas de energia, ele determina o local ótimo de um capacitor fixo e as economias resultantes, dando o tamanho do capacitor. A solução ótima é determinada considerando cada um dos tamanhos de capacitores disponíveis.
- Antes do trabalho de Duran [Duran1968], métodos populares envolviam o uso de curvas de desempenho, e cálculos para solução do extremo de uma função analítica. Duran reconheceu o problema como um problema de programação dinâmica e utilizou um processo multi-estágio de otimização. Vantagens dessa técnica são: 1) custos dos bancos de capacitores podem ser representados como uma função da capacidade de kVA<sub>r</sub> dos bancos, 2) o número de bancos de capacitores pode depender do custo do banco, e 3) rotinas usadas para procurar o ótimo são consideradas simples e adequadas para programação em computador. Duran descreve um método para determinar o número, localização, e tamanho ótimos de capacitores *shunt* em um alimentado radial de distribuição com cargas agrupadas discretamente bem como para maximizar ganhos totais, incluindo o custo dos capacitores. O método também determina quando capacitores não são economicamente justificáveis. Algoritmos são apresentados para os casos especiais de capacitores sem custo, custo do capacitor proporcional à capacidade instalada, e custo proporcional à capacidade instalada mais um custo fixo por banco de capacitores.
- Chang em [Chang1969] estende o estudo prévio de aplicação de capacitores *shunt* para incluir a otimização nas economias totais em ambas reduções de perdas no pico e de energia. Um programa de computador é desenvolvido para lidar com essa aplicação.
- Em [Chang1972] Chang apresenta uma análise matemática da aplicação de capacitores *shunt* para redução de perdas em um alimentador de distribuição. Equações generalizadas para calcular redução de perdas em um alimentador apresentando cargas de combinação qualquer, cargas concentradas e uniformemente distribuídas, são derivadas e as condições para redução ótima de perdas são desenvolvidas. Os resultados são apresentados em famílias separadas de curvas para determinação conveniente de redução de perdas devido ao uso de capacitores.

## 1977–1978

---

- Szabados e Burguess [SB1977] focalizam o problema de interferência indutiva com circuitos de comunicação causados pela adição de capacitores *shunt* a um sistema de distribuição desequilibrado. Procedimentos para aplicação de capacitores enquanto se minimiza esta interferência são determinados.
- Métodos analíticos para alocação de capacitores foram também apresentados por Bae [Bae1978], revisitando o trabalho de Neagle e Samson [NS1956], ao contrário de [NS1956], Bae investigou aplicação de capacitores debaixo de uma grande gama de condições de carga reativa. Bae assume uma carga uniformemente distribuída ao longo do alimentador, um perfil de tensão constante, e capacitores de igual tamanho. Capacitores são primeiro alocados de maneira ótima para um nível de carga fixo. A metodologia é estendida para determinar as localizações ótimas dos capacitores para todos os níveis de carga acima do nível fixo, sem levar em conta o



tempo de duração de cada nível de carga. Finalmente, um algoritmo é apresentado para determinação do nível ótimo de compensação para uma carga com características anuais típicas. Em todos os casos, é apenas considerado redução de perdas de energia como um resultado de capacitores fixos, e o custo dos capacitores é ignorado.

### 1980–1989

---

- Os anos 1980 viram interesse renovado no problema, trazido pela necessidade crescente de minimizar custos e melhorar a eficiência dos sistemas. Vários trabalhos que figuram proeminentes durante este período são os de Baran e Wu, Kaplan, Santoso e Tan, e Grainger *et al.*
- Grainger e Lee em [GL1981a] observaram que trabalhos prévios sofriam por estarem baseados em algumas suposições muito restritivas tais como casos de distribuição especial de cargas, e a utilização de comprimentos de fio uniformes ao longo de todo o alimentador. Propõem então uma metodologia a qual considera alimentadores não uniformes e cargas não uniformes. Transformam um alimentador com diferentes comprimentos em um alimentador uniforme equivalente (ou *alimentador equivalente normalizado*). Também respondendo por distribuição não uniforme de carga reativa introduzindo o conceito de *função de distribuição de corrente reativa normalizada*. A função objetivo usada consiste na redução de perdas no pico de potência, redução de perdas de energia, e um custo linear dos capacitores. É assumida tensão constante e apenas capacitores fixos são considerados. As condições necessárias para optimalidade são usadas para determinar as localizações e tamanhos ótimos dos capacitores. Isso resulta na decomposição do problema em dois subproblemas. O primeiro subproblema encontra as localizações dados os tamanhos, enquanto o segundo subproblema fornece os tamanhos dados as localizações. O processo global de solução começa escolhendo-se o número de capacitores a serem instalados. Os dois problemas são resolvidos sequencialmente usando “Critério de Áreas Iguais” para guiar a interação entre ambos. Esse processo continua até que a convergência seja encontrada.
- Em [GLBC1980] Grainger *et al.* modificam [GL1981a] para determinar o tamanho dos capacitores resolvendo um conjunto de equações lineares representando as condições necessárias correspondentes aos tamanhos ótimos. Novamente, para determinar as localizações e tamanhos ótimos, os dois subproblemas são resolvidos sequencialmente de uma maneira iterativa até que a convergência seja encontrada. O artigo também apresenta resultados de análises de sensibilidades para determinar o efeito nas economias escolhendo-se o tamanho de capacitor padrão mais próximo do calculado. Em adição, uma análise de sensibilidade dos custos com respeito a pequenas mudanças na localização é também incluída.
- Em [GL1981b], Lee e Grainger estendem a metodologia de [GL1981a] para considerar ambos capacitores fixos e chaveados. A aproximação proposta usa a curva de duração de carga para levar em conta o tempo de variação da carga reativa. Tamanhos, localizações, e tempos de chaveamento ótimos são determinados para um dado número de capacitores fixos e chaveados, assumindo que os capacitores são chaveados simultaneamente. O problema é decomposto em três subproblemas: (1) dadas as localizações e tempos de chaveamento, determinar tamanhos ótimos, (2) dados tamanhos e localizações, determinar tempos de chaveamento ótimos, e (3) dados tamanhos e tempos de chaveamento, determinar localizações. Os três subproblemas são resolvidos alternadamente até que a convergência seja obtida. Nos casos de se encontrarem tamanhos e localizações, o tempo de chaveamento é determinado usando as condições necessárias para uma solução ótima. É sugerido pelos autores que várias condições iniciais podem ser escolhidas, e a solução global selecionada entre os ótimos locais. Diferentes custos de capacitores são usados para bancos fixos e chaveados, mas ambos custos são funções lineares do tamanho sem carga fixa. Quando usando este algoritmo, é necessário especificar o número de capacitores fixos e chaveados a serem usados e a localização relativa com respeito a cada um dos outros ao longo do alimentador.
- Em quase todas as publicações prévias, perfil de tensão uniforme ou plano é assumido ao longo do alimentador. É assumido então que fluxos de corrente reativa podem ser dissociados de todas as considerações para magnitudes e ângulos de fase de tensões. A metodologia de [GL1982] mostra que tais suposições não são permitidas e que o nível de compensação em um alimentador primário está amarrado inerentemente ao perfil de tensão do alimentador. Em [GL1982], Grainger e Lee ampliam [GL1981a] para incorporar o efeito da variação de tensão ao longo do alimentador. Um *loop* externo é adicionado no qual as correntes de carga e de capacitor são ajustadas baseadas nas tensões obtidas da solução de um fluxo de carga. O *loop* interno contém os dois subproblemas como antes. Após convergência do *loop* interno, é necessário checar pela convergência do *loop* externo.

- Em [GLEK1982] um rigoroso esquema baseado em controle para chaveamento múltiplo de bancos de capacitores em alimentadores primários de distribuição é apresentado. Grainger, Lee, e El-Keib ampliam [GL1981b] para permitir diferentes tempos de chaveamentos para diferentes bancos de capacitores. Isso é feito designando os capacitores a diferentes “grupos” nos quais os capacitores de cada grupo são chaveados conjuntamente. Os tempos relativos de chaveamento dos grupos e a localização relativa dos capacitores individuais ao longo do alimentador precisam ser especificados. Um procedimento é apresentado para determinação dos tempos de chaveamento para capacitores que já estão alocados. Deve ser notado que nos cinco trabalhos de Grainger *et al.* não são considerados ramificações.
- Fawzi, El-Sobki, e Abdel-Halim em [FESAHI1983] lidam com a aplicação de capacitores *shunt* permanentes em alimentadores primários de distribuição. Duas distintas técnicas de otimização foram desenvolvidas para a seleção do tamanho e localização do capacitor dependendo da localização das cargas adicionais que podem ser servidas pelos capacitores presentes no sistema. A função objetivo de minimização de custos inclui receita devido á redução de perdas de energia no alimentador e KVA liberado na subestação. A minimização é sujeita às restrições de queda de tensão. Essas técnicas foram aplicadas em uma típica zona de distribuição rural no Egito e os resultados são brevemente resumidos.
- Ponnaivaiko e Rao [PR1983] incluem o efeito do crescimento da carga e aumento do custo de energia na função objetivo e resolvem o problema usando o Método de Variações Locais. Nesse procedimento, o banco de capacitores em cada barra é uma variável de estado. O procedimento se inicia com uma solução qualquer a qual satisfaz todas as restrições de tensão. É feito um teste para determinar se o aumento do tamanho do banco de capacitores em uma barra de uma quantidade discreta, a qual é determinada pelo mínimo tamanho de banco de capacitores, resultará em economias adicionais. Se sim, o tamanho do banco de capacitores é definido para esse novo tamanho. Caso contrário, um teste é feito para ver se uma diminuição no tamanho resultará em um aumento nas economias. Se sim, o tamanho do banco de capacitores na barra é diminuído, senão nenhuma mudança é feita e o método prossegue para a próxima barra. Uma iteração é completa quando todas as barras foram checadas. A convergência é encontrada quando todas as variáveis de estado permanecem inalteradas ao final de uma iteração.
- Em [GLC1983] Grainger, Lee, e Civanlar assumem controle contínuo da saída do banco de capacitores. O problema é dividido em um subproblema de projeto ótimo e um subproblema de controle ótimo. Os tamanhos são arredondados para o tamanho padrão mais próximo e variações de tensão não são consideradas. Os autores sugerem o uso de tabelas de referência para implementar chaveamento em um perfil de carga sazonal ou diário. A equação necessária para solucionar a localização dos capacitores não é dada.
- Em [GLEK1983] Grainger, Lee, e El-Keib estendem [GL1981a] e [GL1982] para incluírem alimentadores desbalanceados.
- Iyer, Ramachandran, e Hariharan em [IRH1984] formularam o problema como um problema misto de programação inteira linear, o qual é decomposto em dois pequenos subproblemas. O primeiro é um problema de programação inteira puro com variáveis binárias, enquanto o segundo é um problema de programação linear.
- Em [GCCG1984a], Grainger, Civanlar, Clinard, e Gale se ocupam apenas com o controle, assumindo que os capacitores já estão alocados. Os casos de iguais tamanhos de *tap* e tamanho do *tap* dependente do tamanho do capacitor são considerados. O primeiro caso é solucionado diretamente, enquanto o segundo usa uma técnica de *branch-and-bound*. Ambos problemas começam com o problema de controle contínuo. Em [GCCG1984b], eles incluem os problemas de projeto e controle assumindo que os capacitores são controlados continuamente. Cargas balanceadas as quais variam uniformemente são assumidas. Os autores introduzem o modelo V-P o qual eles reivindicam expõe a necessidade de uma solução de fluxo de carga enquanto permitem a inclusão dos efeitos da variação de tensão no projeto e controle das fases de um esquema ótimo de compensação capacitiva.
- Kaplan em [Kap1984] apresenta uma heurística aproximada a qual é reivindicada como não assumindo nenhuma das simplificações usadas em muitos dos trabalhos anteriores:
  12. Carga distribuída uniformemente
  13. Tamanho uniforme dos condutores
  14. Consideração apenas de bancos fixos de capacitores
  15. Negligência dos custos de instalação
  16. Negligência da parte constante dos custos de instalação
  17. Negligência sobre disponibilidade das unidades de certo tamanho
  18. Negligência dos custos de capacidade liberada
  19. Consideração apenas da linha de alimentação principal
  20. Número arbitrário de bancos de capacitores
  21. Otimização separada de bancos fixos e chaveados

## 22. Chaveamento simultâneo de todos os bancos chaveados

A aproximação heurística primeiro determina as “melhores” localizações e tipos (fixo ou chaveado) para o menor tamanho de banco de capacitores padrão disponível. Após alocação desses bancos iniciais, uma tentativa é feita para melhorar os ganhos pela adição de grandes bancos ou pela combinação de pequenos bancos em grandes unidades.

- Salama, Chikani, e Hackam em [SCH1985b] assumem uma condição de carga fixa e um alimentador uniforme. Uma carga concentrada no final do alimentador é tratada separadamente. Eles transformam um alimentador não uniforme em um alimentador uniforme equivalente usando a técnica de “resistência base”. O alimentador usado como exemplo satisfaz as condições de um alimentador uniformemente distribuído. O algoritmo solução proposto determina as localizações e tamanhos dos capacitores, dando o número de capacitores e considerando todos os capacitores como sendo do mesmo tamanho. A função objetivo não inclui redução de perdas de energia e um custo linear para os capacitores é assumido. Os tamanhos dos capacitores são arredondados para o tamanho mais próximo disponível e as perdas de energia são então calculadas. Realocação de capacitores existentes após um crescimento de carga e inclusão de capacidade térmica liberada nos cálculos dos ganhos são levados em conta. O artigo inclui uma equação simplificada para o cálculo da tensão ao longo do alimentador uniforme equivalente apenas após os capacitores estarem alocados. Em [SCH1985a], os autores estendem este artigo para considerar carga variável no tempo.
- O modelo necessário para sistemas de distribuição radiais é consideravelmente complicado pela consideração de que alimentadores primários de distribuição são assimétricos, multi-aterrados, suprem cargas desbalanceadas, e envolvem ramais trifásicos, bifásicos, e monofásicos. Na ref. [GELKCG1985] Grainger *et al.* consideram estes alimentadores radiais e oferecem uma nova metodologia para determinar tamanhos, localizações, e tempos de chaveamentos de instalações de capacitores *shunt* fixos e/ou não simultaneamente chaveados ótimos para maximização dos ganhos totais associados com as reduções resultantes de picos de potência e perdas de energia. Os procedimentos das referências [PR1983], [Kap1984], e [GLEK1983] são estendidos e modificados para acolher alimentadores com ramificações. Os bancos de capacitores fixos e chaveados são tratados enquanto assumem que as variações no perfil de tensão não são apreciáveis. Os sistemas alimentadores são tratados como um sistema de estrutura tripla. Os procedimentos de solução são divididos em três subproblemas; primeiro encontrar os tamanhos ótimos dos bancos, segundo encontrar as durações ótimas dos serviços dos capacitores já alocados, e terceiro encontrar as localizações ótimas dos bancos. O método é válido exceto que eles consideram todos os valores dos capacitores como sendo variáveis contínuas, enquanto na prática tamanhos discretos dos bancos de capacitores são normalmente usados.
- Grainger e Civanlar na ref. [GC1985a], e nas referências companheiras [GC1985b], e [GC1985c], e também na ref. [Civ1985] propõem uma solução aproximada para o problema de determinação da alocação e ajustes de controle de reguladores de tensão bem como alocação de capacitores. Essa aproximação é baseada na divisão o problema global em dois subproblemas, assumindo que os reguladores de tensão mantêm as tensões nas barras relativamente constantes. Ramais e sub-ramais são considerados. Uma solução fechada é dada para o problema de dimensionamento dos capacitores apenas se as localizações são conhecidas. O custo não linear dos capacitores é incorporado. A reivindicação é feita referente ao tamanho do sistema, o esforço computacional requerido é uma função apenas do número de capacitores. O algoritmo proposto inicialmente assume que todos os capacitores são do tipo chaveado. Após a determinação dos tamanhos e localizações, os tempos de chaveamento são determinados. Durante este procedimento, pode ser determinado dos tempos de chaveamento que alguns dos capacitores são do tipo fixo.
- Em [RR1985], Rao e Radhakrishna resumem os resultados das suas investigações de compensação de alimentadores rurais na Índia que têm perfis de tensão pobres. Eles propõem um esquema de compensação em dois níveis o qual incorpora ambos capacitores séries e *shunt*.
- Bishop e Lee em [BL1986] descrevem um algoritmo o qual se inicia com a regra dos 2/3, e então tenta todas (ou menos) as combinações de localizações especificadas pelo usuário. Restrições são colocadas no fator de potência em cada barra e ao usuário é permitido especificar os tamanhos mínimo e máximo de banco de capacitores permitido em qualquer localização. O artigo não inclui detalhes do algoritmo.
- Rinker e Rembert em [RR1987 e RR1988] reivindicam que o maior problema em alocação de capacitores é uma falta de dados concernente ao perfil de corrente reativa ao longo do alimentador. Eles colocam aquisição e tratamento de dados os quais são usados para determinar o tamanho e localização de ambos capacitores fixos e chaveados. O método usado para dimensionar e localizar capacitores é atribuído a Grainger e Lee. É assumido que capacitores chaveados são mantidos na posição “LIGADO” sempre que a carga alcança  $\frac{1}{2}$  do tamanho do capacitor.

- Na ref. [ET1987] Ertem e Tudor usam o Método da Programação Aproximada. Esse método usa os termos de primeira ordem de uma expansão em série de Taylor de ambas função objetivo e restrições para construir um programa linear.
- Baran e Wu em [BW1989a] formulam o problema como um problema não linear, e de programação inteira mista. O custo dos bancos de capacitores são aproximados por uma função linear e carga fixa. O método de solução é dividido em dois níveis. O nível superior, chamado “o problema mestre”, é um problema de programação inteira o qual determina o número e localização dos capacitores. O nível inferior, chamado “o problema escravo”, é usado para determinar o tamanho dos bancos de capacitores. O problema escravo mais adiante é decomposto em pequenos problemas referidos como problemas base. Esses problemas base são solucionados por um algoritmo desenvolvido para um problema especial de alocação de capacitores chamado “o problema do dimensionamento”. O problema do dimensionamento é resolvido usando um algoritmo baseado em fase I–fase II possíveis direções de aproximação, os detalhes de como isso é feito são apresentados em [BW1989b]. Finalmente, um procedimento heurístico determina se os bancos de capacitores são do tipo fixo ou chaveado.
- Taylor e Lubkeman em [TL1989] descrevem a aplicação de sistemas especialistas baseados em conhecimento para problemas típicos de engenharia de potência envolvendo diagnose, controle e projeto. Os exemplos dados incluem uma ferramenta de diagnóstico para problemas de vibrações em máquina rotativas, implementação de um esquema de controle de reconfiguração de alimentadores de distribuição, e um auxílio para alocação de capacitores em alimentadores de distribuição. No seu exemplo de alocação de capacitores, o propósito é determinar localizações e tamanhos dos capacitores *shunt* em alimentadores primários de distribuição sob uma variedade de restrições. O objetivo de projeto é melhorar os perfis de tensão do alimentador enquanto ao mesmo tempo baixar perdas de pico de potência e perdas totais de energia usando o método destacado por Grainger e Lee em [GL1981b]. Usando a linguagem OPS5, uma linguagem de produção de regras que normalmente é usada com sistemas especialistas, o algoritmo básico do problema de alocação de capacitores pode ser resumido como:
  1. Adicione um capacitor
  2. Determine localizações e tamanhos ótimos
  3. Determine se benefícios marginais excedessem, nesse caso deixe
  4. Cheque restrições de alocação
  5. Se uma restrição é violada, determine uma nova localização
  6. Vá para o passo 1
- Santoso e Tan [ST1989] dividiram o sistema de distribuição em vários pequenos subsistemas, onde cada qual é otimizado. Variáveis de “Iteração” são atualizadas e o processo é repetido até que o valor absoluto das economias entre iterações seja pequeno. O custo dos capacitores é uma função diferenciável do tamanho. Os problemas dos subsistemas são resolvidos por um método de busca pelo gradiente.
- Ertem [Ert1989] propôs uma aproximação por programação quadrática no qual uma função objetivo quadrática e tensões de barra lineares e restrições de carregamento da linha são usados. O problema de programação é resolvido usando o algoritmo de Beale. Um procedimento de otimização iterativa é necessário, com tensões e ângulos de barras atualizados entre iterações pela execução de um programa de fluxo de carga.

## 1990–1999

---

- Com o começo dos anos 1990 pesquisa adicional tomou lugar no campo de alocação ótima de capacitores. Tais pesquisas incluem a investigação dos efeitos devidos a múltiplas cargas não lineares, bem como a aplicação de capacitores em sistemas com condições variáveis de carga. Com a popularidade da IA (Inteligência Artificial) ainda outros muitos pesquisadores investigaram sua possibilidade de uso em aplicações de engenharia de potência. Em particular, algoritmos genéticos (AGs), simulação de resfriamento (*simulated annealing* – SA), sistemas especialistas (SEs), redes neurais artificiais (RNAs), e teoria de conjuntos fuzzy (TCF), foram implementados no problema de alocação ótima de capacitores.
- Um sistema especialista usando uma rede neural de dois estágios é proposto em [ST1990] para controlar em tempo real os capacitores com *taps* múltiplos instalados em um sistema de distribuição para um perfil de carga não uniforme tal que as perdas do sistema são minimizadas. Os dados de entrada requeridos são obtidos diretamente de medições on-line que incluem os fluxos de potência ativo e reativo, magnitude de tensão, e ajustes das correntes dos capacitores em certas barras. O controle ótimo não envolve qualquer procedimento iterativo; portanto, isso é computacionalmente muito eficiente. Estudos em um sistema teste de distribuição de 30 barras mostra que o sistema especialista tem resultados satisfatórios.

- Chiang *et al.* na referência [CWCS1990a] apresenta uma formulação levando em consideração aspectos práticos dos capacitores, as restrições de carga, e restrições de operação em diferentes níveis de carga. A formulação é um problema de otimização combinatorial com uma função objetivo não diferenciável. Uma metodologia de solução baseada em simulação de resfriamento (*simulated annealing*) para determinar as localizações para instalação de capacitores, os tipos e tamanhos dos capacitores a serem instalados, e os ajustes de controle desses capacitores em diferentes níveis de carga é proposta. Os autores reivindicam que a metodologia pode fornecer a solução ótima global para o problema geral de alocação de capacitores. Em [CWCS1990b], a técnica é aplicada em um sistema de distribuição de 69 barras em dois casos; alocação de capacitores fixos e alocação geral de capacitores. Esse para três níveis de carga; pico de carga, carga mediana, e baixa carga.
- O objetivo de Baghzouz e Ertem em [BE1990a] é apresentar um algoritmo para otimização dos tamanhos dos capacitores *shunt* em linhas de distribuição radial com tensões da subestação não senoidais, tal que as tensões eficazes (rms) e sua correspondente distorção harmônica total se mantenham dentro de valores prescritos. O problema é formulado como um problema de otimização combinatorial com restrições de desigualdades. Um algoritmo simples de heurística numérica, baseado no método das variações locais é proposto para determinar uma solução ótima. Um exemplo mostra que tamanhos ótimos de capacitores encontrados ignorando-se as componentes harmônicas pode resultar em níveis inaceitáveis de distorção harmônica.
- Augugliaro, Dusonchet, e Mangione em [ADM1990] usam programação não linear para otimização do número, tamanho, localização, e tempos de ligamento de ambos capacitores fixos e chaveados. O modelo incorpora restrições na elevação de tensão em cada barra. A implementação consiste de uma combinação de Fortran e MINOS/Aumentado (um código Lagrangiano aumentado, projetado para propósito geral). Uma vez que a solução é obtida, os tamanhos dos capacitores são escolhidos o mais próximo do tamanho padrão. Em [ADMM1990], esses autores, juntamente com Morana, consideram controle *on-line* de capacitores chaveados em adição ao problema de projeto.
- Lehtonen [Leh1990] segue um procedimento similar a Grainger e Lee em [GL1981b], onde o problema é dividido em pequenos subproblemas. Dado o número de capacitores a serem instalados, localizações iniciais são escolhidas. O primeiro subproblema determina os tamanhos e tempos de chaveamento usando um processo iterativo. O segundo subproblema tenta realocar os capacitores um por um sem mudança nos tempos de controle. Os dois subproblemas são repetidos sucessivamente até que a convergência é encontrada.
- Baghzouz em [Bag1991] leva em conta harmônicos injetados por cargas não lineares no problema de alocação de capacitores. Baseado em algumas suposições simplificadoras, são apresentados seleção de capacitor e modelagem do sistema em ambas frequências fundamental e harmônica. Um método é proposto para determinar e atualizar injeção de correntes harmônicas e tensão harmônicas resultantes durante um carregamento no perfil capacitivo. A função objetivo a ser maximizada consiste das economias financeiras da rede devido à redução das perdas de energia e de pico de potência após subtração do custo do capacitor *shunt*. Limites são impostos no valor eficaz de tensão (rms), tensão de pico e distorção harmônica nas tensões de barra. Um exemplo numérico, no qual níveis típicos de harmônicos são assumidos antes da alocação de capacitores, mostra que soluções ótimas são altamente dependentes do modelo de carga usado na frequência fundamental, e difere significativamente daquele encontrado ignorando-se componentes harmônicos.
- Em [AA1991] Ajjarapu e Albanna exploram a aplicabilidade dos algoritmos genéticos no problema de despacho de potência reativa. Os algoritmos são usados para minimizar a função de custo. Dois exemplos simples são explicados e implementados para mostrar a aplicabilidade das técnicas genéticas no campo da otimização.
- Kearly *et al.* em [KCHS1991], propõem um esquema de compensação de potência reativa em tempo real para alimentadores de distribuição. Uma rede de interfaces de aquisição de dados, e capacitores fixos micro controlados através de tiristores controlados, mede a componente reativa da corrente de controle em cada nó do alimentador e injeta níveis ótimos de corrente de compensação. O passo de compensação é determinado por uma aproximação por programação dinâmica, otimizando as economias financeiras totais que resultam da compensação VAR em nós selecionados. Um modelo de compensação de rede é construído e sucessivamente testado em ambiente de laboratório. Os resultados dos testes e as simulações por computador confirmam que aumento das economias pode ser conseguido pelas reduções de perdas de energia e de potência de pico.
- Chikhani e Salama na ref. [CS1992] desenvolvem uma configuração de sistema especialista que pode ser usada como um controlador *on-line* em cooperação com a unidade de interface de entrada/saída. Ela também pode ser usada no estágio de planejamento do sistema de distribuição. O sistema especialista de compensação de potência reativa ótima (ORPC na sigla em inglês) proposto utiliza regras heurísticas de um especialista humano (HE na sigla em inglês) bem como a “literatura técnica especializada” (TLE na sigla em inglês) tal como algoritmos e

formulas para produzir a base de conhecimento do sistema. Os dados dos componentes do sistema e a topografia da rede são armazenados na base de dados. O perfil de tensão do sistema de distribuição é mantido dentro dos limites desejados pela escolha apropriada de ambos capacitores *shunt* e reguladores de tensão. O modo mais econômico de operação para o sistema de distribuição é assegurado todo o tempo, sem violação de qualquer das restrições de tensão do sistema. Os autores reivindicam que esse sistema especialista tem as seguintes características, baseado nas condições codificadas:

Condição de Planejamento:

2. Ele fornece os tamanhos dos capacitores e localizações que minimizam as perdas de pico de potência e energia no sistema de distribuição.
3. Ele mantém o perfil de tensão das barras dentro dos limites permitidos através do controle do fluxo de potência reativa e pela alocação e correto ajuste dos reguladores de tensão.
4. Ele fornece a capacidade liberada pelo sistema de distribuição devido à alocação dos capacitores *shunt*.

Condição de Operação:

5. Ele identifica os tempos de ligamento dos capacitores para qualquer perfil de curva de carga dado para o sistema de distribuição, e então maximiza as economias financeiras.
6. Ele identifica o ajuste do regulador de tensão para manter as tensões das barras do sistema de distribuição dentro dos limites desejados.
7. Ele fornece a capacidade liberada por cada alimentador devido à alocação de capacitores.

Condição de Expansão:

8. Ele fornece os tamanhos dos capacitores e localizações que são requeridas para maximizar as economias financeiras para o sistema de distribuição expandido.
  9. Ele fornece o número necessário de reguladores de tensão, localizações e ajustes de *tap* requeridos para restaurar a tensão do sistema para dentro dos limites desejados.
- Na ref. [NC1992], o problema de minimização de perdas, alocação e dimensionamento de capacitores é linearizado por Nourrdine e Chandrasekaran. A linearização é alcançada linearizando-se o problema em termos da compensação reativa e das variações de tensão. Isso elimina a necessidade de recomputar o problema de fluxo de carga. A formulação linearizada é derivada como funções das variações de tensão e ajustes dos capacitores. Ajustes dos transformadores (reguladores de tensão) são facilmente incluídos nas derivações. Um exemplo numérico é considerado para ilustrar as vantagens da técnica de compensação proposta. Uma comparação entre aproximações linear e não linear é ilustrada através de um exemplo numérico. Esse exemplo mostra a habilidade da aproximação proposta para reduzir as perdas em circuitos elétricos de distribuição.
  - Muitos dos métodos derivados para alocação ótima de capacitores *shunt* assumem o sistema como sendo trifásico balanceado e apenas o equivalente monofásico da rede é considerado. Contudo, um sistema de distribuição na prática é muito mais desbalanceado do que o sistema de transmissão por causa da existência de segmentos de linha monofásicos e bifásicos, cargas monofásicas, transformadores bifásicos com conexões  $\nabla$ - $\nabla$  para alimentar ambas cargas monofásicas e trifásicas simultaneamente. Além disso o acoplamento mútuo entre condutores e o efeito aterramento são bastante significativos devido a grandes correntes de carga dos alimentadores de distribuição. Para melhorar o planejamento da potência reativa do sistema de distribuição, Yan *et al.* em [YCC1992] desenvolvem um método sistemático de alocação ótima de capacitores de compensação em alimentadores trifásicos de distribuição levando em consideração o acoplamento mútuo entre os condutores das fases e o efeito aterramento. Os modelos equivalentes dos circuitos de segmentos da linha de distribuição são derivados de forma tal que o acoplamento mútuo será incluído na simulação. O pacote MINOS é então aplicado para resolver a função objetivo altamente não linear sujeita a restrições de tensão e tamanho discreto dos capacitores. Um alimentador de distribuição simples é usado pela simulação em computador para verificar a metodologia proposta. É mostrado que a alocação ótima de capacitores resolvida usando o modelo convencional de circuito com seqüência positiva introduzirá alto custo devido à compensação excessiva dos capacitores *shunt* para sistemas de distribuição. Conclui-se que o planejamento de potência reativa proposto fornece mais ferramentas práticas para alcançar melhor solução considerando o acoplamento mútuo entre as fases dos condutores para minimizar o custo das perdas de potência, custo das perdas de energia, e custo dos capacitores sobre um período de estudo de longo prazo.
  - Na ref. [ARS1993] Abdul-Rahman e Shahidehpour apresentam uma formulação matemática do problema de controle ótimo de potência reativa usando a teoria de conjuntos fuzzy. Os objetivos são minimizar perdas de potência ativa e melhorar o perfil de tensão de um dado sistema. Perdas de transmissão são expressas em termos de incrementos de tensão relacionando controle de potência, *i.e.*, posições dos *taps* de transformadores e injeções de potência reativa de fontes VAR, a incrementos de tensão em uma matriz jacobiana modificada. Os autores

reivindicam que essa formulação específica do problema não requer inversão da matriz Jacobiana, e assim isso economizará tempo computacional e espaço de memória. A função objetivo e as restrições são modeladas por conjuntos fuzzy. Funções lineares de pertinência dos conjuntos fuzzy são definidas e o problema de otimização linear fuzzy é formulado. O espaço de solução nesse caso é definido como a intersecção dos conjuntos fuzzy descrevendo as restrições e as funções objetivo. Cada solução é caracterizada por um parâmetro que determina o grau de satisfação com a solução. A solução ótima é aquela com o máximo valor de parâmetro de satisfação. Resultados da aplicação dessa aproximação em sistemas teste releva suas vantagens. Programação linear fuzzy é capaz de minimizar perdas de potência ativa, melhorar o perfil de tensão do sistema e ao mesmo tempo, representar os ajustes práticos para a operação de um sistema de potência. Embora os limites terem sido fuzzificados, a solução é forçada a ficar dentro dos limites pela maximização do valor do parâmetro de satisfação. Essa distinção faz a técnica fuzzy mais apropriada para modelagem da tolerância, em lugar de expandir os limites.

- Salama e Chikhani em [SC1993] tentam formular o problema de uma maneira simples, sem o uso de uma técnica sofisticada de otimização. Ramais são controlados primeiramente tratando cada ramal como um alimentador separado. O local e tamanho do capacitor *shunt* é então determinado para redução de perdas de pico de potência e de energia. Se as economias para o ramal são zero ou negativas, nenhum capacitor é alocado naquele ramal. Após determinação de onde os capacitores podem ser alocados em cada ramal, o tamanho e local ótimos para todos os capacitores é determinado usando os métodos apresentados em [SCH1985a].
- Na ref. [HK1993] Hsu e Kuo investigam o despacho de capacitores em um alimentador de distribuição na operação diária do sistema. O objetivo é alcançar um esquema ótimo de despacho de capacitores, baseado na previsão horária de carga para o próximo dia, tal que a perda total do alimentador em um dia é minimizada. As restrições que são levadas em consideração incluem o número máximo permitido de operações de chaveamento em um dia para cada capacitor, e os limites de tensão no alimentador. Uma aproximação baseada em programação dinâmica é apresentada para alcançar um esquema ótimo. Para demonstrar a efetividade da aproximação, o despacho de capacitores em um alimentador de distribuição dentro da área de serviço do Escritório do Distrito Oeste de Taipei da Companhia de Energia de Taiwan é investigado para mostrar que uma grande redução de perdas pode ser obtida pelo despacho ótimo de capacitores mais do que por um esquema fixo de despacho de capacitores.
- Salam *et al.* em [SCH1994] apresentam um método baseado em uma técnica heurística para redução de perda reativa em redes de distribuição. Esse método aloca capacitores para certos modos (modos sensíveis) os quais são selecionados primeiro identificando-se a linha que tem as maiores perdas devido à potência reativa. Então, desses modos o que tem a maior potência reativa é selecionado. O tamanho do capacitor é determinado derivando-se as perdas do sistema com respeito à carga conectada naquele modo. Os capacitores de compensação são alocados nesses locais ótimos com apropriados valores de VAR para alcançar máximos benefícios financeiros. A variação da carga durante o ano é considerada. Os custos de adição e instalação dos capacitores são levados em consideração. O método é aplicado em um alimentador de distribuição com 38 barras da cidade de Windsor, Ontário. Uma das vantagens desse trabalho é que ele usa um intervalo de fatores de carga realistas ao longo de 12 períodos que cobrem todas as estações bem como os períodos de pico e fora do pico.
- Chin e Lin na ref. [CL1994] apresentam uma aproximação baseada em fuzzy para alocação de capacitores em um circuito de distribuição. Duas funções de pertinência são definidas para a sensibilidade de tensão e para as perdas de potência ativa. As funções de pertinência reduzem o grande esforço necessário para encontrar as localizações ótimas via uma busca exaustiva. O problema é formulado como um problema de otimização de conjunto fuzzy para minimizar as perdas de potência ativa e o custo dos capacitores com restrições de limitando as tensões. Um alimentador de distribuição é usado para mostra a efetividade do método proposto. O método de variação local é usado para resolver o problema não linear para melhorar a efetividade computacional. Dos resultados dos testes, mostra-se que a carga do processo de busca é mínima comparada com outros algoritmos.
- Em [SP1994] Sundhararajan e Pahwa aplicam um algoritmo genético, onde as variáveis de projeto são os tamanhos dos capacitores nos locais candidatos durante discretos níveis de carga. Um método de sensibilidade é usado para determina os locais candidatos para alocar os capacitores. O valor de avaliação para cada *string* é o valor da função objetivo que é a soma das perdas totais de energia e de pico de potência e o custo dos capacitores para a correspondente configuração de tamanhos de capacitores. O método de solução pode fornecer uma solução próxima do ótimo global para o problema de alocação de capacitores. O método de solução foi implementado e testado com um sistema de 9 barras e um sistema de 30 barras. O número de avaliações de função é grande e conseqüentemente algoritmos genéticos são lentos comparados com algoritmos tradicionais. Contudo, a função de avaliação para cada *string* é independente e assim elas podem ser processadas em paralelo.

Esse paralelismo implícito faz deles, os algoritmos genéticos, o mais satisfatório para otimização de projeto em um ambiente de computação paralela.

- Swain, Begiamin, e Holcomb ([SBH1994a],[SBH1994b],[Swa1995]) focam seu trabalho em estender [GL1981a] para incluírem ramais. As ramificações são consideradas em um processo referido como “divisão por zonas” no qual o alimentador é separado em seções ou “zonas” baseado na posição das chaves de transferência de carga. Compensação de cada zona é realizada tratando-se a zona como um alimentador separado. Compensação no alimentador principal é então feita enquanto leva em consideração as cargas e quaisquer capacitores alocados nas ramificações.
- Shao, Rao, e Zhang em [SRZ1994] propõem uma solução aproximada usando um sistema especialista que é baseado em uma busca heurística em grafos usando uma função de avaliação. Ele usa o vetor de sensibilidades de perdas de potência para guiar o procedimento de busca.
- Roytelman, Wee, e Lugtu [RWL1995] focalizam no controle em tempo real dos capacitores e reguladores de tensão. O algoritmo é baseado no “método de descida coordenado discreto orientado”. Ênfase é aplicada na otimização em um pequeno número de passos, resultando em convergência para uma solução ótima local. Esse artigo sugere que o desacoplamento dos problemas volt/VAr não é desejado. O problema do fluxo de potência é repetidamente resolvido dentro do algoritmo. O efeito da tensão na demanda dos consumidores é também incluído na função objetivo.
- Na ref. [BKT1995] Bala *et al.* descrevem uma alocação ótima de capacitores baseada em sensibilidades que aplica um novo esquema de caracterização de carga usando um armazenador de tensão-corrente-ângulo. O método proposto permite modelagem das cargas com diferentes fatores de potência para diferentes porções do alimentador de distribuição. A solução ótima é obtida testando-se várias combinações de bancos de capacitores (baseado no menor tamanho de banco especificado pelo usuário) e nós candidatos ao longo do alimentador de distribuição, e calculando-se os lucros resultantes. Para reduzir o tempo de solução, nós candidatos são ordenados de acordo com seus fatores de sensibilidade. Os nós com posição mais alta são considerados primeiro no processo de otimização. No nó onde a alocação de um capacitor rende os maiores lucros, um banco de capacitores fixos é designado. O procedimento termina quando o número máximo permitido de bancos de capacitores foi alocado ou até que melhorias nos lucros não podem ser conseguidas. Baseado nos resultados da alocação de bancos de capacitores fixos para diferentes níveis de carga, os bancos de capacitores chaveados podem ser determinados. O método proposto foi aplicado em um alimentador típico de distribuição de uma concessionária local. Resultados de simulação em computador indicam que o método proposto rende grandes lucros anuais. Também se percebe que capacitores são mais lucrativos quando alocados em áreas muito carregadas, e que capacitores fixos têm melhor custo-benefício do que capacitores chaveados devido aos custos adicionais de equipamentos e posteriores custos de manutenção.
- Em [BEH1995] Bortignon e El-Hawary apresentam uma revisão das técnicas e procedimentos da aplicação de capacitores para minimização de perdas, cobrindo três décadas: os anos 1960, 1970, e 1980, e o começo dos anos 1990. Os trabalhos na aplicação de capacitores *shunt* para redução de perdas variam grandemente em conteúdo. A principal tarefa é selecionar e alocar o número e tamanho, apropriados de capacitores para alcançar o resultado desejado, que inclui redução de perdas, regulação de tensão, bem como controle do fluxo de potência. Esse artigo fornece uma visão geral dos trabalhos no campo de alocação de capacitores.
- O método de Busca Tabu (BT) é usado na ref. [YHH1995] por Yang *et al.* para a solução do problema de alocação de capacitores em um sistema de distribuição radial. A meta usando uma solução baseada em BT é para determinar:
  1. Os locais de instalação dos capacitores.
  2. Os tipos, número e tamanhos dos capacitores, e níveis de cargas.
  3. Os esquemas de controle desses capacitores em diferentes níveis de carga.
 Um método baseado em análise de sensibilidade é usado para, a priori, selecionar os locais candidatos para instalação dos capacitores e reduzir o espaço de solução do problema. A efetividade do método de BT para resolver o problema de otimização combinatorial de alocação de capacitores é demonstrada através de exemplos numéricos. Parâmetros de controle do método de BT, *e.g.*, o tamanho da lista tabu, taxa de redução da vizinhança de busca, e o contador de frequência de limiar, são refinados no processo de solução. Os resultados da BT são comparados com aqueles de simulação de resfriamento (*simulated annealing*), os quais mostram que a metodologia de solução proposta pode oferecer uma solução próxima do ótimo para o problema de alocação de capacitores dentro de um pequeno tempo computacional.
- Na ref. [CWD1995a] Chiang, Wang, e Darling resolvem o problema de alocação, realocação, e controle ótimos de capacitores em redes de distribuição de grande escala, desbalanceadas, radiais ou malhadas, para determinar,



de maneira ótima, as localizações para instalar (ou realocar, ou remover) capacitores, os tipos e tamanhos dos capacitores a serem instalados (ou realocados) e, durante cada nível de carga, o esquema de controle para cada capacitor nos nós de um sistema geral trifásico desbalanceado tal que uma desejada função objetivo é minimizada enquanto restrições de carga, restrições de rede e restrições de operação (*e.g.* o perfil de tensão) em diferentes níveis de carga são satisfeitos. O novo problema é formulado como um problema de otimização combinatorial com uma função objetivo não diferenciável. O espaço de configuração, essencial no projeto de uma metodologia de solução baseada em simulação de resfriamento (*annealing*) para o novo problema é derivado. Uma solução efetiva para resolver o novo problema e estudos numéricos em uma rede de distribuição desbalanceada real, com variação das condições de carga, é apresentada na referência que faz companhia para esta, [CWD1995b]. Em [CWD1995b], a solução é baseada em uma combinação de simulação de resfriamento e a técnica de busca gulosa para alcançar velocidade computacional e soluções de alta qualidade. Ambos aspectos numérico e de implementação da solução são detalhados. Análise da complexidade do algoritmo solução indica que o algoritmo é também efetivo para sistemas de distribuição de grande escala em termos de esforço computacional. A robustez da solução mediante variações das condições de carregamento é também investigada.

- Chen *et al.* em [CHY995] desenvolvem um método sistemático de localizar e dimensionar de maneira ótima os capacitores de compensação em alimentadores de distribuição levando em consideração os efeitos de acoplamento mútuo entre as fases dos condutores. A alocação ótima de capacitores pode ser executada considerando-se ambos efeitos de acoplamento mútuo e operação de chaveamento.
- Ng e Salama na ref. [NS1995] modelam o problema de alocação e dimensionamento de capacitores usando a teoria de conjuntos fuzzy. O método fuzzy proposto considera qualquer incerteza nos parâmetros de entrada. As soluções geradas por esse algoritmo são representadas por funções de distribuição de possibilidades. Essas funções de pertinência podem então ser usadas para determinar a conveniência da instalação prática de capacitores no sistema de distribuição. Um caso teste de um sistema de 34 barras foi usado e os resultados claramente indicam os benefícios de se usar uma aproximação fuzzy. Essa aproximação pode ser juntada com sistemas especialistas para planejamento e operação da distribuição.
- Em [RR1995] Ramakrishna e Rao propõem um sistema especialista fuzzy para controle multi nível de capacitores chaveados instalados em um sistema de distribuição com um perfil de carga não uniforme. Os objetivos de controle são minimização das perdas de potência do sistema sem violação da tensão de segurança do sistema de potência. Sistema especialista auxiliado por conjuntos fuzzy são usados para determinar as variáveis de controle correspondentes a dados valores de carga. Simplicidade, velocidade de processamento e habilidade de modelar cargas incertas faz dessa aproximação uma opção viável para controle *on-line* de VAR, as verdadeiras vantagens do método proposto podem ser vistas no contexto de um sistema de potência de grande escala com um número de dispositivos de controle de VAR.
- Usando programação dinâmica fuzzy para decidir a localização e tamanho, ótimos dos capacitores de compensação *shunt* para sistemas de distribuição de potência com distorção harmônica é proposto na referência [Chin1995] por Chin. O problema é formulado como a minimização das perdas de potência ativa e custo dos capacitores diante de restrições de limites de tensão e distorção harmônica total. Um algoritmo simples baseado em conjuntos fuzzy é proposto para determinar uma solução ótima.
- Ng, Salama e Chikhani na ref. [NSC1996] usam teoria de conjuntos fuzzy e regras heurísticas para determinar o número, tamanhos, e localizações ótimos de capacitores a serem alocados em um sistema de distribuição. Teoria de conjuntos fuzzy é utilizada para decisão sobre nós candidatos para instalação de capacitores conciliando o grau de perdas de potência reativa e a sensibilidade de tensão. Esse algoritmo é aplicado em um sistema caso prático e seus resultados são comparados com outros gerados por outro método não fuzzy. Aplicação desse método mostra sua efetividade em redução de perdas de energia e pico de potência, e em melhorar a regulação de tensão. Em adição, essa técnica pode ser acoplada com sistemas especialistas para planejamento e operação de sistemas de distribuição.
- Um estudo incluindo alocação e controle em tempo real de capacitores em sistemas gerais desbalanceados de distribuição empreendido na ref. [WCMD1996a] por Wang, Chiang, Miu e Darling. Novos desenvolvimentos em uma fórmula de redução de perdas, em uma formulação para o problema, em uma metodologia de solução, e em uma justificativa matemática são apresentados. O problema é decomposto em dois subproblemas: o subproblema de alocação de capacitores e o subproblema de controle em tempo real. Para encontrar uma eficiente implementação, necessária em ambientes de tempo real, um tipo de mecanismo pseudogradiante rápido para derivação de controles de ajustes de capacitores é incorporado na solução dos algoritmos. Uma aproximação baseada em programação inteira quadrática é proposta para determinar o número, localizações e tamanhos dos capacitores a serem alocados nos sistemas de distribuição. O subproblema de determinação dos ajustes de controle diante de variação das condições de carga é formulado como um outro problema de

programação inteira quadrática. Justificativas matemáticas são fornecidas para mostrar que os algoritmos propostos são garantidos para alcançar-se soluções ótimas locais. Estudos numéricos são apresentados em detalhes na ref. [WCMD1996b].

- Carlisle, El-Keib, Boyd, e Nolan na ref. [CEKBN1997a] trazem uma revisão extensa dos diferentes métodos de solução do dimensionamento e alocação ótimos de capacitores *shunt* em alimentadores de distribuição. Essa revisão cobre pesquisa publicada desde 1956 até 1997. As suposições feitas e breves descrições dos métodos de solução são apresentadas. Da literatura existente, está claro que diversos assuntos associados com ambos problemas de projeto e controle precisam ser considerados. E os mesmos autores no artigo de acompanhamento [CEKBN1997b] fornecem uma análise geral dos vários métodos de solução. A validade de certas suposições simplificadoras é considerada e idéias adicionais são dadas. As aproximações e métodos analisados e discutidos nessa referência são: enumeração explícita, aproximações por programação não linear, aproximações heurísticas, técnicas de otimização próximas do ótimo global, redes neurais, e programação dinâmica.
- A referência [NSC1997] revisa as contribuições significativas na área de aplicações de IA para o problema de alocação e controle ótimos de capacitores. Uma vantagem notada por todas as técnicas de IA revisada por Ng, Salama, e Chikhani é a simplicidade de implementação. Pacotes de programas de IA existentes podem ser usados para desenvolver essas aplicações. Em adição, muitos sistemas de IA podem fornecer soluções dado um conjunto de entradas com relativa boa velocidade. IA é uma ferramenta poderosa e flexível para análise de sistemas de potência.
- Miu, Chiang, e Daling apresentam em [MCD1997] um algoritmo em dois estágios para alocação, realocação, e controle de capacitores, de sistemas gerais de distribuição de grande escala e desbalanceados. O primeiro estágio do algoritmo proposto consiste de um AG seguido pelo segundo estágio que consiste de um método heurístico baseado em sensibilidades construído para o problema. O algoritmo de dois estágios é projetado para tirar vantagem dos méritos de cada técnica. O AG é aplicado para encontrar vizinhança com soluções de alta qualidade e fornecer uma boa suposição inicial para a heurística baseada em sensibilidades. A heurística usa a sensibilidade das perdas de potência ativa em relação à potência reativa para rapidamente e localmente melhorar a solução fornecida pelo AG com baixo esforço computacional do que permitir que o AG continue. O algoritmo de dois estágios foi implementado em linguagem de programação C e testado para um sistema desbalanceado de 292 barras com linhas mono, bi, e trifásicas e porções da rede aterradas e não aterradas. O conceito do algoritmo de dois estágios mostra resultados promissores e pode ser aplicado em qualquer tipo de algoritmo solução usado no estágio 1.
- Na ref. [CSJ1997] Chis *et al.* aplicam estratégias de busca heurística para determinar alocação e dimensão ótimas de capacitores para sistemas de distribuição. A solução para o problema de capacitores usando regras heurísticas envolve busca dentro de um conjunto de possíveis soluções. Isso é alcançado aqui se examinando a solução em um conjunto de nós críticos chamados nós sensitivos. Os nós sensitivos são selecionados baseados nas perdas causadas no sistema pelas componentes reativas das correntes de carga. A aproximação proposta determina o nível de compensação na condição de maximização das economias da rede, em oposição a apenas minimização das perdas, como em outros métodos publicados. Esse método tem as seguintes vantagens:
  1. Desde que o número de nós sensitivos é relativamente pequeno comparado com o número total de nós no sistema de distribuição, o tamanho do problema é consideravelmente reduzido. Isso faz o método ser atrativo quando lidando com grandes sistemas de distribuição.
  2. Tamanhos e localizações realistas para capacitores *shunt* são considerados nesse algoritmo. Ao contrário da aproximação analítica, a aproximação baseada em regras heurísticas leva em consideração a diferença entre o ótimo teórico e localizações e tamanhos atuais dos capacitores *shunt*. Devido à natureza iterativa da aproximação heurística, a solução é atualizada (da base de conhecimento) e melhorada (baseado nas regras) em cada iteração.
  3. Violação de tensão, devido à adição de capacitores, não são permitidas pelo algoritmo.
  4. Esse método requer pouco tempo computacional comparado a outros métodos analíticos. Essa característica o faz apropriado para compensação volt/VAr *on-line*.
- Na ref. [GGB1998], uma técnica de solução usando combinação de Simulação de Resfriamento e Algoritmo Genético é apresentada para o problema de alocação de capacitores por Ghose, Goswami, e Basu. O sistema é primeiramente resolvido usando Algoritmo Genético e então resolvido usando Simulação de Resfriamento em combinação com Algoritmo Genético, o que conduz a melhores resultados do que os obtidos usando apenas Algoritmo Genético. A técnica foi aplicada em duas redes tendo 9 e 69 barras para provar a justificativa da combinação.
- Hassouna *et al.* apresentam na ref. [HMAS1998], uma solução para resolver o problema de alocação de capacitores usando um AG. O método de AG pode fornecer uma solução próxima do ótimo global, contudo não

há prova matemática ou garantia que essas soluções são globais. Resultados dos testes mostram boas características de convergência e velocidade computacional factível. AGs são bem indicados para problemas que são combinatoriais em sua natureza. A função de avaliação de cada *string* é independente e assim elas podem ser processadas em paralelo. Esse paralelismo implícito faz dele o mais satisfatório para otimização em ambiente de computação paralela. Usando operadores genéticos mais versáteis melhorias podem ser obtidas na performance dos AGs. A robustez e implementação simples dos AGs fazem com que eles lidem melhor com muitos tipos de problemas de otimização mal condicionados em sistemas de potência.

- Um procedimento para solução do problema de alocação de capacitores é apresentado por Delfanti *et al.* em [DGMM1999]. O objetivo é determinar o investimento mínimo requerido para satisfazer satisfatoriamente restrições reativas. Devido à natureza discreta dos dispositivos de compensação reativa, alocação ótima de capacitores leva a um problema de programação não linear com mistura de variáveis (discretas e contínuas). Ele é resolvido com um algoritmo iterativo baseado em sucessivas linearizações do modelo original não linear. O problema misto de programação inteira linear a ser resolvido em cada iteração do procedimento é solucionado aplicando-se ambos, um método determinístico (*branch and bound*) e técnicas de algoritmos genéticos. Um procedimento híbrido, apontando para a exploração das melhores características de ambos algoritmos é também considerado. Os procedimentos propostos são testados e comparados com referência a um pequeno sistema CIGRE e duas redes atuais derivadas do sistema de transmissão e distribuição italiano.
- Gou e Abur na ref. [GA1999] apresentam um algoritmo heurístico para alocação ótima de capacitores levando em consideração as perdas, custos dos capacitores bem como a distorção harmônica total nas tensões das barras. Unidades capacitivas com tamanhos discretos são assumidas disponíveis para alocações em cada barra. O algoritmo proposto procura pela melhor unidade capacitiva adicional para um ponto de operação factível em cada paço das iterações. Fluxo de carga rápido aproximado e um esquema rápido de solução linear de harmônicos são desenvolvidos para efetivamente reduzir-se o esforço computacional. Limites dos equipamentos e nas características de operação são explícitos obrigatoriamente. Resultados das simulações em um sistema de distribuição radial são apresentados para ilustração do algoritmo proposto.
- Kim e You propõem um algoritmo para alocação e controle ótimos de capacitores em diferentes níveis de carga enquanto minimizam-se perdas de potência e melhora-se o perfil de tensão um sistema de distribuição radial desbalanceado na ref. [KY1999]. Um AG é usado para obter eficientemente a solução do problema de otimização. Para melhoria da convergência, na aplicação do AG, uma formulação multi populacional na qual cada nível de carga é designado para cada sub-população é derivada. As *strings* consistem do número índice da barra e do tamanho dos capacitores a serem instalados. O algoritmo proposto consome muito tempo devido a várias avaliações na busca da solução para cada nível de carga designado para cada sub-população enquanto encontra a solução global.
- No trabalho [GPC1999] é apresentada uma metodologia para determinação ótima de capacitores em sistemas de distribuição desequilibrados. O objetivo é minimizar as perdas de energia e as perdas de potência no horário de ponta considerando os custos dos capacitores. Foram adotadas restrições para representação dos limites de tensão e restrições quanto aos desequilíbrios entre as fases. Foi apresentada também uma modelagem trifásica que permite a representação, com grande precisão, dos elementos que compõem os sistemas de distribuição. São apresentados testes em um sistema trifásico composto por linhas monofásicas, bifásicas e trifásicas, sendo verificado uma grande eficiência do método estudado por Garcia, Pereira, e Carneiro.
- Haque propõe um método de minimização das perdas associadas com a componente reativa das correntes de linha pela alocação ótima de capacitores em locais apropriados [Haq1999]. O método primeiro encontra a localização dos capacitores de uma maneira seqüencial (minimização de perdas pela alocação de um único capacitor). Uma vez que as localizações dos capacitores estão identificadas, o tamanho ótimo do capacitor em cada localização selecionada, para todos os capacitores, são determinados simultaneamente, para prevenir sobrecompensação em qualquer localização, por otimizar as equações de economias de perdas. Isso envolve a solução de um conjunto de equações algébricas lineares. A desvantagem desse método é que ele ignora a análise de custo-benefício, o que por sua vez depende do custo do banco de capacitores e economias de energia.
- Mori, e Ogita, na ref. [MO1999], propuseram um método baseado na Busca Tabu Paralela, BTP, para alocação de capacitores em sistemas de distribuição. BTP é proposto para melhorar a performance da Busca Tabu, BT. BTP tem um conjunto de estratégias. Uma é introduzir múltiplos comprimentos Tabus na BT para que a precisão da solução seja melhorada. O comprimento Tabu múltiplo permite encontrar melhores soluções em diferentes direções o que cria a diversidade de soluções. Outra é decompor a vizinhança da BT em sub-vizinhanças de tal forma que o esforço computacional é reduzido. Computação de cada sub-vizinhança é designada para cada processador. O método proposto é aplicado com sucesso em sistemas de distribuição de 9

barras e 27 barras. Uma comparação é feita entre esse método e outros métodos que usam algoritmos genéticos e simulação de resfriamento e BT para mostrar a melhor efetividade do método BTP proposto.

- Na ref. [SLH1999], um método de alocação de capacitores, o qual aplica fatores de sensibilidade e algoritmos genéticos, bem como formulação simplificada de fluxo de potência para redução de perdas de potência e melhoria do perfil de tensão para sistemas primários de distribuição, é apresentado por Su, Lee, e Ho. O método busca as barras mais efetivas para instalação de capacitores de compensação com potência reativa ótima, tal que economia de custos anual máxima é atingida. Esse método pode ser útil para grandes sistemas de distribuição.

## 2000–2005

---

- Nesse início de milênio com a difusão das técnicas de pesquisa operacional e das baseadas em IA (Inteligência Artificial) vários pesquisadores investigam a possibilidade de uso híbrido dessas técnicas para solução do problema de alocação ótima de capacitores, misturando algoritmos lineares com algoritmos combinatoriais tais como Busca Heurística (BH), Busca Tabu (BT), Programação Linear (PL), algoritmos genéticos (AGs), simulação de resfriamento (*simulated annealing* – SA), sistemas especialistas (SEs), redes neurais artificiais (RNAs), e teoria de conjuntos fuzzy (TCF).
- Na ref. [CL2000], o cálculo dos lucros ótimos devido à alocação de capacitores *shunt* em um sistema de distribuição radial é formulado e resolvido usando um algoritmo solução, em linguagem C, baseado em Busca Tabu (BT). A função de lucros nesse caso é não diferenciável e os métodos usuais de otimização matemática são inaplicáveis. O problema de alocação de capacitores considera o número de capacitores usados, suas respectivas posições no sistema de distribuição bem como os tamanhos dos capacitores instalados. Essas considerações são importantes na determinação da mínima diferença entre os lucros para a redução de perdas de pico de potência e de energia e o custo dos capacitores instalados. Um teste de limite para a alocação de capacitores e um programa de fluxo de carga são também incorporados no algoritmo. O método é aplicado a um caso teste de um sistema prático de distribuição.
- Ng, Salama, e Chikhani, na ref. [NSC2000a] descrevem a evolução da pesquisa e avalia a praticidade e precisão dos algoritmos de alocação de capacitores disponíveis na literatura. Os mesmos autores na ref. [NSC2000b] usam raciocínio aproximado para determinar nós candidatos satisfatórios, em um sistema de distribuição, para alocação de capacitores. Tensões e índices de redução de perdas de potência dos nós do sistema de distribuição são modelados por funções fuzzy de pertinência. Um sistema especialista fuzzy (SEF) contendo um conjunto de regras heurísticas é então usado para determinar a conveniência da alocação do capacitor para cada nó no sistema de distribuição. O SEF determina esses nós encontrando um compromisso entre a possível redução de perdas, da instalação do capacitor, e dos níveis de tensão. Capacitores são alocados nos nós que têm maior conveniência. Uma comparação de resultados usando um sistema especialista convencional e esse método mostra que esse método do SEF alcança melhores economias.
- Carlisle e El-Keib apresentam, na ref. [CEK2000], uma técnica de solução prática para o problema de alocação de capacitores que usa um algoritmo de busca em grafo. O algoritmo proposto determina o número, tamanhos, localizações, tipos, e tempos de chaveamento para capacitores a serem alocados em um sistema de distribuição para maximizar lucros devidos às reduções nas perdas de pico de potência e de energia. O método de solução trata os tamanhos dos capacitores como variáveis discretas e usa tamanhos padrões e custos exatos para os capacitores. O método foi testado com outros métodos em alimentadores existentes usando dados atuais. Resultados dos testes indicam que a aproximação proposta é bem indicada para o problema e determina uma solução próxima do ótimo. O método pode, para cada caso, integrar tamanhos padrões de capacitores e seus custos associados, e a função objetivo não diferenciável resultante. Ele pode também determinar o tipo dos capacitores a serem instalados e os tempos de chaveamento dos capacitores chaveados.
- Levitin *et al.*, na ref. [LKSC2000] apresentam um método baseado em Algoritmo Genético e uma técnica rápida de computação das perdas de energia para resolver o problema de alocação de capacitores em sistemas de distribuição com diferentes padrões de carregamento. Os benefícios da alocação de capacitores, tais como a capacidade liberada do sistema e redução total das perdas de potência e energia, são considerados. O método rápido de cálculo das perdas totais de energia baseado na computação dos momentos das curvas de carga diárias normalizadas é usado para calcular a redução anual de perdas de energia. Um exemplo de alocação ótima de capacitores em um sistema de distribuição é apresentado, onde cargas padrão de consumidores comerciais, urbanos residenciais, rurais, e de indústrias são considerados.
- Um algoritmo de otimização aproximado baseado em imunidade (Algoritmo Imune – AI) para solução do problema de alocação de capacitores é apresentado em [Hua2000] por Huang. Restrições práticas de operação

dos capacitores, perfis de carga, capacidade do alimentador, e limites permitidos de tensão em diferentes níveis de carga foram todos considerados enquanto os custos de investimento e as perdas de energia são minimizados. No método proposto, funções objetivo e restrições são apresentadas como antígenos. Por evolução genética, um anticorpo que melhor se ajusta ao antígeno é a solução. Nessa computação AI, um processo de cálculo de afinidade é também embutido para garantir diversidade. O processo de estagnação pode então ser prevenido. O método é aplicado em um sistema teste e os resultados são comparados com outras técnicas publicadas; simulação de resfriamento e programação inteira mista. Resultados mostram que a performance do problema de alocação de capacitores pode ser melhorado pelo método do AI.

- Hsiao e Chien apresentam em [HC2001] uma formulação moderna para o problema de alocação ótima de capacitores. Ela envolve custos de investimento, eficiência operacional, segurança do sistema e qualidade do serviço, os quais são prioridades relativamente ao planejamento do sistema. Contudo, esses objetivos contradizem um ao outro e não têm relações entre si. Aproximações convencionais que otimizam um único objetivo têm dificuldade em resolver esse problema. Um algoritmo de intercâmbio iterativo é apresentado, baseado na técnica de  $\epsilon$ -restrição para obter uma solução de acordo ou a mais não-inferior satisfatória. Através dos passos iterativos, o planejador pode fornecer sua preferência ou política operacional do sistema em cada objetivo para resolver o problema de otimização multi-objetivo. Exemplos numéricos envolvendo o sistema de potência de Tai demonstra a efetividade da aproximação proposta.
- Gallego, Monticelli, e Romero propõem em [GMR2001] um método híbrido baseado em Busca Tabu, estendida com características tomadas de outras aproximações combinatoriais tais como algoritmos genéticos e simulação de resfriamento (*simulated annealing*), e de aproximações heurísticas práticas. Esse método determina, para o problema de alocação (realocação) de capacitores para redes de distribuição radiais, os tipos, tamanhos, localizações e esquemas de controles de capacitores. O difícil problema combinatorial de alocação ótima de capacitores é formulado como uma programação mista inteira não linear. Assim esse é um problema NP (de tempo Não Polinomial da sigla em inglês) completo e sua solução usa um algoritmo de busca combinatorial. O método proposto foi extensivamente testado em um conjunto de redes disponível na literatura com resultados superiores referentes a ambos qualidade e custo das soluções, e em uma rede prática de 135 barras.
- Miranda, Oo, e Fidalgo descrevem em [MOF2001] como eles fizeram experimentos em encontrar a melhor aproximação baseada em AG para um problema discretizado de alocação e controle ótimos de capacitores. AGs têm mostrado como evolução natural e procedimentos baseados em genética podem ser usados como uma poderosa ferramenta de otimização. Embora um AG sozinho possa resolver problemas de otimização, sua performance pode ser melhorada com a combinação de busca genética e busca matemática convencional baseada em gradiente. Os resultados finais alcançados pelos autores indicam claramente que uma aproximação híbrida, onde a busca por gradiente é usada para reparar ou melhorar cromossomos sem corromper as características evolucionárias do método, é a melhor aproximação.
- Mantovani *et al.* no artigo [MSRG2001] apresentam um algoritmo que utiliza a técnica de Decomposição de Benders para resolver o problema de Planejamento de Reativos em Sistemas de Energia Elétrica. A Decomposição de Benders separa o problema de planejamento em dois subproblemas: um subproblema de investimento (mestre) e outro de operação (escravo), que são resolvidos alternadamente. O subproblema de operação é resolvido usando um algoritmo de programação linear sucessiva (PLS) e o de investimento, que é um problema de Programação Linear Inteira (PLI) envolvendo variáveis discretas é resolvido usando um algoritmo do tipo *Branch-and-Bounder* especialmente desenvolvido para resolver esse tipo de problema.
- Mekhamer, El-Hawary, Moustafa, Mansour, e Soliman no artigo [MEHMMS2002a] revisam e implementam métodos heurísticos e de técnica fuzzy para compensação reativa de alimentadores radiais de distribuição usando cinco alimentadores de distribuição atuais. Eles checam a eficiência de cada técnica usando um novo método variacional baseado na idéia de tabela verdade de circuitos lógicos. Esse novo método de teste simples tem a habilidade de fornecer os melhores resultados entre todas as técnicas, máxima redução nas perdas e custos do sistema, e ao mesmo tempo extrair algumas novas vantagens dessas técnicas heurísticas e fuzzy. Desses estudos, eles decidem as melhores técnicas heurística e fuzzy e também quando o uso do método fuzzy ou heurístico é melhor do que o outro. Os mesmos autores em [MEHMMS2002b] apresentam uma revisão de diferentes métodos de solução encontrados na literatura, e esse artigo é entendido como um guia para aqueles interessados no problema ou que pretendem fazer pesquisa adicional na área de aplicação de capacitores em sistemas elétricos de potência para o controle do fluxo de potência, melhoria de estabilidade, manejo do perfil de tensão, correção do fator de potência, e minimização de perdas. As suposições feitas e breves descrições dos métodos de solução são apresentados. Ainda Mekhamer *et al.* introduzem em [MEHMMS2002c] e [MEHMMS2002d] duas novas técnicas heurísticas para compensação reativa em alimentadores radiais de distribuição. Os métodos podem ser considerados como idéias generalizadas que emergiram de estratégias de busca heurística recentes e conduz a

resultados melhores. Os métodos formulados são derivados e as técnicas são aplicadas a três alimentadores. Resultados da aproximação proposta são comparados com métodos prévios para mostrar a superioridade dos métodos propostos. Para mostrar a proximidade ou o afastamento da solução ótima após implementação desses métodos, um novo algoritmo usando a técnica variacional é apresentado para obtenção da alocação ótima de capacitores de acordo com tamanhos padrões disponíveis de capacitores.

- Su e Lee em [SL2002] apresentam um novo método de alocação de capacitores o qual aplica um método evolutivo diferencial híbrido inteiro misto modificado (MIHDE na sigla em inglês) e fatores de sensibilidade das barras para um dado perfil de carga de sistemas de distribuição. Os fatores de sensibilidade ajudam a reduzir o número de alternativas a serem examinadas e o método MIHDE encontra a solução ótima. A aproximação proposta é demonstrada empregando-se um exemplo de aplicação. Resultados numéricos mostram que o método proposto pode alcançar uma solução ótima como a busca exaustiva pode mas com muito menos tempo computacional. Esse método é especialmente benéfico para alocação de capacitores em grandes sistemas de distribuição.
- Zeng *et al.* apresentam no artigo [ZPHS2002] uma combinação dos métodos usados para reconfiguração do alimentador e alocação de capacitores, são eles, método da Tensão Nodal Mínima (MNV na sigla em inglês) e Algoritmos Genéticos (AGs), respectivamente. Esses dois meios são combinados e assim melhores efeitos de redução de perdas podem ser alcançados do que usando apenas um dos métodos. Os métodos apresentados nesse artigo foram testados em aplicação em tempo real em uma rede de distribuição atual.
- Mendes *et al.* propõem em [MPFLC2002] um novo método baseado em algoritmos evolutivos, para a solução do problema de localização de capacitores (PLC). A instalação de bancos capacitores em redes de distribuição visa reduzir as perdas elétricas resultantes da potência reativa presente no sistema. Testes computacionais foram realizados com uma rede de distribuição real referente a uma cidade brasileira de médio porte. Os testes incluem uma análise de sensibilidade do algoritmo aos parâmetros críticos da otimização: o custo da energia, o orçamento máximo disponível para a compra e instalação de capacitores e o prazo de amortização do investimento.
- Mekhamer *et al.* introduzem em [MEHMS2003] um novo algoritmo para determinar a solução ótima exata para alocação de capacitores em alimentadores radiais de distribuição. Resultados de trabalhos anteriores usando fuzzy e estratégias heurísticas nesse alimentador são comparadas com a solução referência exata. O efeito de variação de alguns parâmetros nas funções de pertinência para obter melhores resultados é discutido. Além disso, o efeito da seleção de parâmetros que podem ser usados na modelagem fuzzy é investigado. As vantagens dos métodos fuzzy e heurístico apresentados são combinados em uma nova idéia fuzzy-heurística. Essa técnica combinada é verificada pela aplicação em alimentadores teste para fornecer melhores resultados. Diferentes formas de fazer-decisão fuzzy são aplicadas para o problema de modelagem fuzzy. Finalmente, uma recomendação é feita para a maneira mais eficiente de se conseguir uma solução igual ou muito próxima da ótima.
- Deng e Ren em [DR2003] propõem uma nova aproximação a qual usa variáveis fuzzy para resolver o problema de chaveamento de capacitores (CS na sigla em inglês) em sistemas de distribuição radiais. CS é uma importante medida para minimização de perdas de sistemas de distribuição via um esquema ótimo de despacho de capacitores. Incertezas de valores da carga prevista são representadas como número fuzzy trapezoidais via conjuntos fuzzy. Os princípios da teoria de conjuntos fuzzy são aplicados para formar uma metodologia satisfatória para cálculos de números complexos fuzzy enquanto mantêm uma velocidade computacional rápida. Uma aproximação baseada em Programação Inteira Linear Sucessiva com variáveis fuzzy é explorada para otimizar o estado ligado-desligado de cada banco capacitivo chaveado. Um programa de computador foi desenvolvido de acordo com essa aproximação, e estudos numéricos em um sistema de distribuição radial são verificados em detalhe.
- González em [Gon2003] apresenta inovações conceituais e de implementação que permitem o resgate da abordagem por programação dinâmica para a solução do problema de instalação e dimensionamento de capacitores fixos em redes de distribuição, para perfis de cargas fixos ou variáveis. O trabalho também aborda o problema de controle de capacitores chaveados propondo duas novas abordagens. A primeira desenvolve uma versão de sistemas complexos adaptativos, os chamados sistemas classificadores. A segunda corresponde a uma especialização dos conceitos de programação dinâmica desenvolvidos para o problema de instalação de capacitores. Estudos de casos em redes reais de grande porte ilustram as possibilidades das metodologias desenvolvidas.
- Freitas *et al.* apresentam no artigo [FDFHL2004] um procedimento para a alocação ótima de bancos de capacitores fixos e chaveados em redes de distribuição. A definição da localização, do tamanho e do tipo (fixo ou chaveado) é realizada ao custo mínimo, porém, de modo que a magnitude da tensão do sistema fique próxima

do valor de referência, respeitando os limites operacionais. O problema geral é dividido em dois módulos: investimento e operação. O problema de investimento (problema mestre) corresponde a um problema de programação inteira que é resolvido por intermédio de um algoritmo genético especializado no qual busca-se definir a melhor alternativa de alocação dos bancos de capacitores. O problema de operação (problema escravo) se encarrega de determinar o índice de desempenho das alternativas de investimento analisadas pelo problema mestre, considerando os diversos níveis de carregamento do sistema de distribuição e as diferentes formas de utilização dos bancos de capacitores que possuem elementos chaveáveis. A metodologia é aplicada a um sistema de distribuição exemplo para mostrar sua eficácia.

- Balakumaran e Thanuskodi apresentam em [BT2004] uma nova solução usando raciocínio aproximado para determinar nós candidatos apropriados em um sistema de distribuição para alocação de capacitores. Índices de tensão e de redução de perdas de potência de nós de sistemas de distribuição são modelados por funções de pertinência fuzzy. Um sistema especialista fuzzy (FES na sigla em inglês) contendo um conjunto de regras heurísticas é então usado para determinar para cada nó do sistema de distribuição sua adequabilidade a alocar capacitores. Capacitores são alocados nos nós com maiores valores de adequabilidade. Resultados das simulações mostram as vantagens dessa aproximação sobre algoritmos de alocação de capacitores anteriores.





## Apêndice B – Dados Originais do Sistema de 70 Barras

Tabela B1 – Dados originais do sistema de 70 barras estudado

Br. No	Sd. Nd.	Rv. Nd.	Br. Par.		Rv. Nd. Load		Br. No	Sd. Nd.	Rv. Nd.	Br. Par.		Rv. Nd. Load	
			r( $\Omega$ )	x( $\Omega$ )	P(kW)	Q(kVAr)				r( $\Omega$ )	x( $\Omega$ )	P(kW)	Q(kVAr)
1	0	1	0,0005	0,0012	0,00	0,00	28	2	27	0,0044	0,0108	26,00	18,60
2	1	2	0,0005	0,0012	0,00	0,00	29	27	28	0,0640	0,1565	26,00	18,60
3	2	2e	0,0000	0,0000	0,00	0,00	30	28	29	0,3978	0,1315	0,00	0,00
4	2e	3	0,0015	0,0036	0,00	0,00	31	29	30	0,0702	0,0232	0,00	0,00
5	3	4	0,0251	0,0294	0,00	0,00	32	30	31	0,3510	0,1160	0,00	0,00
6	4	5	0,3660	0,1864	2,60	2,20	33	31	32	0,8390	0,2816	14,00	10,00
7	5	6	0,3811	0,1941	40,40	30,00	34	32	33	1,7080	0,5646	19,50	14,00
8	6	7	0,0922	0,0470	75,00	54,00	35	33	34	1,4740	0,4873	6,00	4,00
9	7	8	0,0493	0,0251	30,00	22,00							
10	8	9	0,8190	0,2707	28,00	19,00	36	2e	27e	0,0044	0,0108	26,00	18,55
11	9	10	0,1872	0,0619	145,00	104,00	37	27e	28e	0,0640	0,1565	26,00	18,55
12	10	11	0,7114	0,2351	145,00	104,00	38	28e	65	0,1053	0,1230	0,00	0,00
13	11	12	1,0300	0,3400	8,00	5,50	39	65	66	0,0304	0,0355	24,00	17,00
14	12	13	1,0440	0,3450	8,00	5,50	40	66	67	0,0018	0,0021	24,00	17,00
15	13	14	1,0580	0,3496	0,00	0,00	41	67	68	0,7283	0,8509	1,20	1,00
16	14	15	0,1966	0,0650	45,50	30,00	42	68	69	0,3100	0,3623	0,00	0,00
17	15	16	0,3744	0,1238	60,00	35,00	43	69	70	0,0410	0,0478	6,00	4,30
18	16	17	0,0047	0,0016	60,00	35,00	44	70	88	0,0092	0,0116	0,00	0,00
19	17	18	0,3276	0,1083	0,00	0,00	45	88	89	0,1089	0,1373	39,22	26,30
20	18	19	0,2106	0,0696	1,00	0,60	46	89	90	0,0009	0,0012	39,22	26,30
21	19	20	0,3416	0,1129	114,00	81,00							
22	20	21	0,0140	0,0046	5,30	3,50	47	3	35	0,0034	0,0084	0,00	0,00
23	21	22	0,1591	0,0526	0,00	0,00	48	35	36	0,0851	0,2083	79,00	56,40
24	22	23	0,3463	0,1145	28,00	20,00	49	36	37	0,2898	0,7091	384,70	274,50
25	23	24	0,7488	0,2475	0,00	0,00	50	37	38	0,0822	0,2011	384,70	274,50
26	24	25	0,3089	0,1021	14,00	10,00							
27	25	26	0,1732	0,0572	14,00	10,00							
51	7	40	0,0928	0,0473	40,50	28,30							
52	40	41	0,3319	0,1114	3,60	2,70							
53	8	42	0,1740	0,0886	4,35	3,50							
54	42	43	0,2030	0,1034	26,40	19,00							
55	43	44	0,2842	0,1447	24,00	17,20							
56	44	45	0,2813	0,1433	0,00	0,00							
57	45	46	1,5900	0,5337	0,00	0,00							
58	46	47	0,7837	0,2630	0,00	0,00							
59	47	48	0,3042	0,1006	100,00	72,00							
60	48	49	0,3861	0,1172	0,00	0,00							
61	49	50	0,5075	0,2585	1244,00	888,00							
62	50	51	0,0974	0,0496	32,00	23,00							
63	51	52	0,1450	0,0738	0,00	0,00							
64	52	53	0,7105	0,3619	227,00	162,00							
65	53	54	1,0410	0,5302	59,00	42,00							
66	10	55	0,2012	0,0611	18,00	13,00							
67	55	56	0,0047	0,0014	18,00	13,00							
68	11	57	0,7394	0,2444	28,00	20,00							
69	57	58	0,0047	0,0016	28,00	20,00							

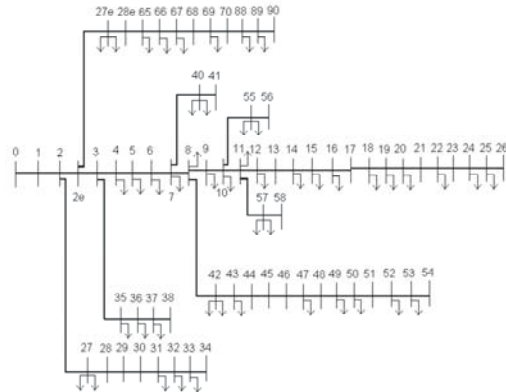


Figura B1 – Diagrama unifilar original do sistema de 70 barras estudado.

Comparando-se o diagrama da Figura B1 com o diagrama da Figura 2 do capítulo 4 verifica-se qual é a correspondência entre a numeração das barras do diagrama original e do novo diagrama.

Sistema de 70 barras estudado:

- Tensão da subestação: 12,66 (kV)
- Potência de base: 10 (MVA)
- Tensão de base: 12,66 (kV)
- Carga total ativa: P = 3802,19 (kW)
- Carga total reativa: Q = 2694,60 (kVAr)
- Carga total ativa: P = 3802,19 (kW)



## Sobre o Autor



**Foto** – No Laboratório de Simulação (LabSim) do DSCE na FEEC, UNICAMP, em março de 2003.

**Márcio Venício Pilar Alcântara** nasceu em Goiânia, Brasil, em 1978. Ele recebeu o título de Técnico em Eletrônica pela ETFG (Escola Técnica Federal de Goiás), Goiânia, em 1998 e obteve seu Bacharelado em Engenharia Elétrica da UFG (Universidade Federal de Goiás), Goiânia, em 2003. Obteve também seu título de Mestre em Engenharia Elétrica (Dissertação de Mestrado N° 1459, na Área de Energia) pela UNICAMP (Universidade Estadual de Campinas), São Paulo, Brasil, em abril de 2005. Atualmente é Analista Técnico – Engenheiro Eletricista, do COS (Centro de Operação do Sistema) da CELG (Companhia Energética de Goiás), em Goiânia. Suas áreas de interesse têm sido: planejamento diário da operação do sistema CELG bem como uso de métodos inteligentes para a solução de problemas em Sistemas Elétricos de Potência. Ele pode ser contatado em [marciodsce@yahoo.com.br](mailto:marciodsce@yahoo.com.br).