



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Alocação de Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição utilizando Algoritmos Genéticos

Rafael Terplak Bee	Thelma S. Piazza Fernandes	Alexandre Rasi Aoki
Copel Transmissão	UFPR	LACTEC / UFPR
rafael.bee@copel.com	thelma@eletrica.ufpr.br	aoki@lactec.org.br
	Fernando A. Gruppelli Jr.	
	Copel Distribuição	
	fernando.gruppelli@copel.com	

Palavras-chave:

Algoritmos Genéticos, Alocação de Bancos de Capacitores, Redes de Distribuição.

Resumo

O crescente aumento da demanda tem tornado o gerenciamento dos níveis de potência reativa cada vez mais importante a fim de se contornar problemas de qualidade, tais como, aumento das perdas ativas, quedas de tensão e tensões fora dos limites regulamentados. Uma maneira de se melhorar o desempenho de redes de distribuição que apresentam esses problemas é através da instalação de banco de capacitores. Assim, esse trabalho se propõe a implementar a técnica de Algoritmos Genéticos na busca ótima dos tipos de banco de capacitores (fixo ou automático), tamanhos dos bancos (em kvar) e localizações dos mesmos em um alimentador de distribuição. A formulação adotada utiliza, além dos critérios de otimização comumente utilizados, minimização das perdas ativas e custos dos capacitores, critérios como, a penalização dos limites de tensão (conforme a Resolução nº 505/2001 da ANEEL) e de quedas de tensão acima de 4% a partir da saída do alimentador, bem como a minimização de correntes *inrush* que surgem quando da energização dos bancos de capacitores. A penalização das quedas de tensão é um critério complementar a fim de se garantir alternativamente a qualidade do fornecimento. Já a minimização das correntes *inrush* tem como objetivo obter espaçamentos mínimos entre os bancos a fim de se evitar que essas correntes atinjam valores elevados e, por exemplo, danifiquem elos fusíveis das chaves quando das energizações ao longo dos períodos considerados. A formulação ainda considera diferentes situações de carregamento e diferentes dias da semana. Os resultados são apresentados através de um sistema radial de 70 barras.

1. Introdução

O alto nível de potência reativa demandada nos sistemas de distribuição, o crescimento das cargas e as perdas decorrentes dos cabos resultam em variações de tensão nas barras que comprometem a qualidade da energia elétrica fornecida, sendo assim é necessária a instalação de bancos de capacitores (BCs) que visam a redução das perdas e melhoria nos perfis de tensão.

Devido à complexidade da rede e dos alimentadores de distribuição, o ponto ótimo de operação normalmente não é alcançado e a compensação fica subutilizada. Dessa forma, torna-se importante desenvolver ferramentas para dar suporte à tomada de decisão do planejador para que ele possa fazer a aplicação ótima dos recursos destinados à melhoria do sistema de distribuição.

Basicamente, o problema da alocação de reativos está em determinar, o tipo do banco de capacitores (fixo ou automático), o tamanho do banco (em kvar), a localização do banco e os esquemas de controle deste banco. É um problema de difícil solução, pois o número de pontos mínimos locais e o número de opções a serem analisadas aumentam com o incremento do número de barras.

Pioneiramente, Sundhararajan e Pahwa (1994) apresentaram uma metodologia para alocar capacitores em uma rede de distribuição radial utilizando algoritmos genéticos (AGs). O objetivo foi o de minimizar as perdas e os custos dos capacitores. Desde então, as mais diversas técnicas de inteligência artificial vêm sendo utilizadas juntamente com técnicas matemáticas e heurísticas. Por exemplo, em Ghose, Goswami & Basu (1998) é apresentado um modelo que combina *simulated annealing* e AGs visando a redução de perdas de energia. Em Miranda, Oo & Fidalgo (2001), utiliza-se o gradiente da função objetivo que é a minimização das perdas para reparar os cromossomos e melhorar as soluções dos AGs, entre outros trabalhos como em Gallego, Monticelli & Romero (2001), Coelho, Biagio, Sampaio, Cuervo & Frazão (2005) e Alcântara (2005).

Muitos trabalhos apresentados na literatura utilizam a técnica de AGs para solução do problema de alocação de capacitores, pois a mesma pode tratar de problemas de otimização com vários critérios de otimização e que possuam um grande número de mínimos locais, onde a solução ótima global é difícil de ser encontrada. Como os AGs operam sobre uma população de candidatos em paralelo, eles podem fazer a busca em diferentes áreas do espaço de soluções, alocando um número de soluções apropriadas para busca em várias regiões (SUNDHARARAJAN & PAHWA, 1994). Assim sendo, devido às boas características dessa técnica, a mesma foi escolhida para a solução do problema de alocação de banco de capacitores em redes de distribuição.

Quanto à formulação do problema, além dos critérios de otimização comumente utilizados, tais como, a minimização das perdas ativas, dos custos dos capacitores e penalização dos limites de tensão, serão também utilizados: (i) penalização de quedas de tensão acima de 4% a partir da saída do alimentador; e (ii) minimização de correntes *inrush* que surgem quando da energização dos bancos de capacitores. A penalização das quedas de tensão é um critério complementar a fim de se garantir alternativamente a qualidade do fornecimento. Já a minimização das correntes *inrush* tem como objetivo obter espaçamentos ótimos entre os bancos a fim de se evitar que essas correntes atinjam valores elevados e, por exemplo, danifiquem os fusíveis das chaves quando das energizações ao longo dos períodos considerados.

Quanto aos tipos de capacitores alocados neste trabalho, optou-se pela utilização dos fixos e dos semi-automáticos de 300, 600 e 1200 kvar. Os capacitores fixos possuem um valor constante de potência em kvar e estão permanentemente em operação. Já quanto aos capacitores semi-automáticos, é possível ligá-los e desligá-los dependendo da condição de carga na qual estão operando.

O trabalho está organizado como segue. Primeiramente, são apresentadas algumas regras práticas para instalação de banco de capacitores e a formulação matemática do problema de otimização utilizado. Na sequência, são colocadas algumas considerações a respeito dos AGs, resultados e, por fim, conclusões.

2. Regras Práticas para Instalação de Bancos de Capacitores

Em Copel (1992) estão descritas várias considerações práticas sobre o posicionamento de capacitores na rede de distribuição, dentre elas serão apresentadas algumas das que serão consideradas neste trabalho. Essas regras são:

- (i) instalação dos capacitores no tronco do alimentador;
- (ii) não instalação de capacitores em ramais protegidos por chaves fusíveis, pois em caso de abertura involuntária em uma das fases no lado da fonte, há a energização da fase aberta através dos capacitores conectados em estrela isolada;
- (iii) monitoramento dos espaçamento entre os capacitores de um mesmo alimentador de tal modo a minimizar as correntes *inrush*; e
- (iv) alocação de capacitores fixos para compensação de reativos em carga leve e dos semi-automáticos para carga média e pesada.

A consideração da regra (i) é facilmente implementada, simplesmente selecionando-se apenas as barras do tronco como candidatas a alocação. Quanto a regra (ii), uma vez que se conheçam quais as barras protegidas por chaves fusíveis, estas podem ser descartadas do conjunto de barras candidatas a alocação.

Já para a consideração da regra (iii) é preciso analisar e calcular as correntes *inrush* que são correntes transitórias que surgem quando da energização dos bancos de capacitores. O valor máximo, bem como a frequência dessa corrente, depende da tensão aplicada, da reatância do circuito, da carga armazenada no capacitor a ser energizado e do amortecimento provocado pela existência de resistores de pré-inserção e/ou outras resistências do circuito.

As fórmulas para o cálculo das correntes *inrush* dependem das configurações dos bancos. Nesse trabalho será utilizado o caso de energização de um banco com outros ligados no mesmo circuito:

$$I_{inrush} = 1747 \sqrt{\frac{V_{ff} \cdot I_{k1} \cdot I_{k2}}{L_{eq} (I_{k1} + I_{k2})}} \quad (1)$$

onde: $I_{k1} = 1,15 \cdot I_{c1}$ e $I_{k2} = 1,15 \cdot I_{c2}$;

I_{c1} e I_{c2} : correntes nominais dos bancos de capacitores 1 e 2;

V_{ff} : tensão fase-fase;

L_{eq} : indutância total equivalente por fase entre bancos de capacitores.

De acordo com a expressão (1), observa-se que a indutância equivalente entre os bancos é inversamente proporcional à corrente transitória, ou seja, ao se aumentar essa indutância, o que equivale a aumentar o distanciamento entre os bancos, consegue-se diminuir os valores dessas correntes *inrush*. Assim, para que se possa monitorar esse distanciamento entre os bancos, propõe-se minimizar as correntes transitórias provocadas por cada um dos capacitores alocados.

3. Formulação Matemática

Nesse trabalho, a alocação de capacitores tem como objetivos: menor custo de perdas decorrentes da instalação dos bancos (f_1), menor custo de instalação dos capacitores (f_2), satisfazer quedas de tensão pré-estabelecidas (f_3), satisfazer os limites de tensão impostos pela Resolução n° 505/2001 da ANEEL (f_4) e maximizar os distanciamentos entre os capacitores a fim de evitar altos valores de

correntes transitórias (f_5). A função objetivo que contempla todos esses critérios enumerados acima é a seguinte:

$$FO = \min[f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5] \quad (2)$$

Esses critérios de otimização são considerados simulando-se diferentes curvas de carga (pesada, média e leve) e dias da semana (dias úteis, sábados e domingos e feriados). Segue a descrição de cada um deles.

3.1. Redução de Perdas

As perdas obtidas após a instalação dos capacitores, $Perdas_{i,j}$, são calculadas para cada condição de carga i e dia da semana j . Levando-se em consideração o número de horas que cada condição de carga utiliza do dia e do número de dias de cada categoria durante um ano, com isso obtém-se o valor da energia total consumida pelas perdas durante todo um ano. Esse valor de energia é multiplicado pela tarifa da energia vigente (*Tarifa*), obtendo-se assim o custo relativo às perdas de energia elétrica no alimentador:

$$f_1 = Tarifa \cdot \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 Perdas_{i,j} \cdot Horas_{i,j} \cdot Dias_j \quad (3)$$

onde: i : corresponde a condição de carga pesada, média, e leve.

j : corresponde ao número de dias úteis, sábados ou domingos e feriados.

$Horas_{i,j}$: n° de horas correspondente à condição de carga i no dia j .

$Dias_j$: corresponde ao número de dias (dias úteis, sábados ou domingos e feriados) em cada período estudado.

3.2. Custo dos Capacitores

O custo relativo à instalação dos bancos fixos e semi-automáticos é:

$$f_2 = \sum_{j \in \Phi} (\chi_j^{\text{fixo}} \cdot Co_j^{\text{fixo}}) + (\chi_j^{\text{aut}} \cdot Co_j^{\text{aut}}) \quad (4)$$

onde: Φ : conjunto de barras candidatas à alocação de capacitores;

$\chi_j^{\text{fixo}} = 1$ se o capacitor for fixo e instalado na barra j e igual a zero caso contrário;

$\chi_j^{\text{aut}} = 1$ se o capacitor for automático e instalado na barra j e igual a zero caso contrário;

Co_j^{fixo} : custo fixo de instalação de capacitor fixo;

Co_j^{aut} : custo fixo de instalação de capacitor semi-automático.

3.3. Queda de Tensão

Conforme recomendações utilizadas pela Copel (1992), existe um custo adicional quando há quedas de tensão entre as barras da rede de distribuição e a barra inicial do alimentador maiores que 4%. Assim, quando essas diferenças de tensão entre as diversas barras e a barra inicial do alimentador excedem 4% em relação à barra inicial deve-se aplicar um custo adicional na função objetivo relativo a esses desvios, para cada patamar de carga e dias da semana. Ou seja, buscam-se as barras que apresentam uma queda de tensão maior ou igual a 4% e aplica-se para essas barras a equação (5):

$$f_3 = 1,144 \cdot VD \cdot \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 \left(\text{Horas}_{ij} \cdot \text{Dias}_j \cdot \sum_{\text{bar}=1}^{N_d} \left(\left(\text{QT}_{ij}^{\text{bar}} - 4 \right)^{1,45} \cdot \text{carga}_{ij}^{\text{bar}} \right) \right) \quad (5)$$

onde: VD: valor do dólar;

$\text{QT}_{ij}^{\text{bar}}$: tensão na barra *bar* referente ao patamar de carga *i* e dia da semana *j*, esse valor só é considerado se essa diferença for maior que 4 %.

N_d : número de barras onde o desvio foi maior ou igual a 4%;

$\text{carga}_{ij}^{\text{bar}}$: carga pesada na barra *bar* que corresponde a condição de patamar de carga *i* no dia *j*;

Horas_{ij} : n° de horas correspondente à condição de patamar de carga *i* no dia *j*;

Dias_j : corresponde ao número de dias por ano para cada dia da semana *j* (dias úteis, sábados ou domingos e feriados);

3.4. Limites de Tensão

A Resolução n° 505/2001 da ANEEL, determina que o sistema elétrico deve atender aos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente preestabelecidos, sendo que estes são fiscalizados e sujeitos a multas. A consideração desses limites no problema de otimização em questão é feita incorporando-os na função objetivo e penalizando-os com um custo fixo de R\$ 1.000.000,00. Esse valor foi estimado de modo a ponderar adequadamente o peso de f_4 em relação aos outros custos.

Após se simular o fluxo de potência e de se conhecer as magnitudes de tensões em todas as barras, buscam-se as barras cujas magnitudes estão fora dos limites estabelecidos pela resolução como adequados, obtendo-se as violações desses limites da seguinte forma:

- Se $V_{\text{mínimo}} \leq V_{\text{bar}} \leq V_{\text{máximo}} \rightarrow \text{Violação}_{\text{bar}} = 0$
- Se $V_{\text{bar}} < V_{\text{mínimo}} \rightarrow \text{Violação}_{\text{bar}} = V_{\text{mínimo}} - V_{\text{bar}}$
- Se $V_{\text{bar}} > V_{\text{máximo}} \rightarrow \text{Violação}_{\text{bar}} = V_{\text{bar}} - V_{\text{máximo}}$

Após o cálculo da violação de tensão em todas as barras do sistema, as mesmas são somadas e multiplicadas pelo custo fixo, como descrito pela fórmula abaixo:

$$f_4 = \text{Custo da violação dos Limites de Tensão} = 1.000.000 \times \sum_{\text{bar}=1}^N \text{Violação}_{\text{bar}} \quad (6)$$

onde: *bar* é a barra do sistema.

N é o número de barras do sistema.

3.5. Correntes de Inrush

Podem-se evitar altos valores de correntes transitórias nos capacitores espaçando-os no mínimo a 1 km de distância (método empírico) ou introduzindo-as como um critério a ser minimizado (f_5) que indiretamente aloca os bancos com espaçamentos adequados. Sabe-se (COPEL, 1996), que os maiores valores de corrente *inrush* surgem quando já existem capacitores ligados à rede de distribuição. Assim, as correntes transitórias a serem consideradas são aquelas que equivalem a energização de cada um dos bancos considerando-se que os demais já estão ligados.

Assim, o quinto critério de minimização é o somatório das correntes transitórias para cada um dos bancos alocados tanto em carga pesada quanto em média:

$$f_5 = \text{custo} \cdot \sum_{k=1}^{\text{ncapaloc}} \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^3 \text{Inrush}_{i,j}^k \quad (7)$$

onde: k : corresponde a barra onde se alocou capacitor.

n_cap_aloc : número de capacitores fixos e automáticos alocados.

$\text{Inrush}_{i,j}^k$: corrente *inrush* na barra k , para carga i e dia j .

4. Algoritmos Genéticos

Algoritmos Genéticos (AGs) são programas evolutivos inspirados na Teoria de Seleção Natural. Eles atuam sobre uma população de indivíduos baseados no fato de que os indivíduos com boas características genéticas têm maiores chances de sobrevivência e de produzirem indivíduos cada vez mais aptos, enquanto os indivíduos menos aptos tendem a desaparecer. Nos AGs, normalmente, cada indivíduo da população, corresponde a uma solução. Nesse problema, o indivíduo é uma seqüência binária que contém a localização, tamanho e tipo de capacitor alocado.

Os AGs baseiam-se inicialmente na geração de uma população formada por um conjunto aleatório de indivíduos que podem ser vistos como possíveis soluções do problema. Durante o processo evolutivo, esta população é avaliada: para cada indivíduo é dado um índice (*fitness*), refletindo sua habilidade de adaptação a determinado ambiente. Uma porcentagem dos mais adaptados é mantida, enquanto os outros são descartados.

O *fitness* nesse trabalho é avaliado pelo valor da função objetivo (equação 2) que para ser obtido necessita do cálculo de um fluxo de carga (FC). O FC utilizado foi o intitulado Método da Soma das Potências (SHIRMOHAMMADI, HONG, SEMLYEN & LUO, 1998).

O método de seleção utilizado foi a **Roleta**, onde, cada indivíduo que compõe a população recebe uma probabilidade diretamente proporcional a seu valor de *fitness*, em relação à somatória do *fitness* de todos os elementos da população. Já os operadores genéticos são utilizados para assegurar que a nova geração seja renovada, mas que de alguma forma mantenha as características da geração anterior fazendo com que a população se diversifique. Os operadores genéticos utilizados nas simulações foram: mutação com taxa de mutação de 0,01; cruzamento disperso, elitismo igual a dois. A criação de novas populações foi aleatória. O critério de parada foi o de número máximo de gerações igual a 4000. O tamanho da população foi de 10 indivíduos.

5. Resultados

O sistema de 70 barras (BARAN & WU, 1989) utilizado para testar a metodologia está apresentado na Figura 1 e a Tabela 1 mostra o custo dos BCs utilizados neste trabalho.

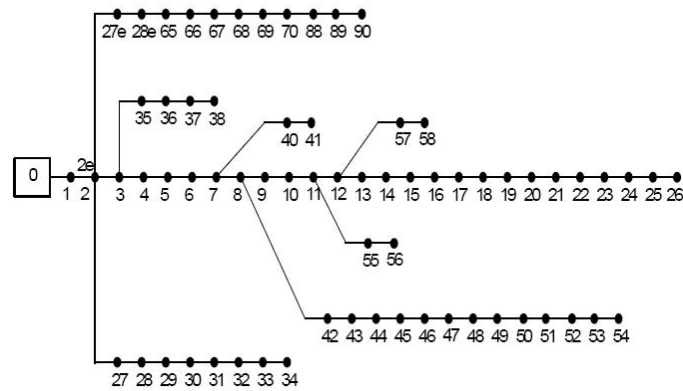


Figura 1: Rede de Distribuição de 70 barras

Para esse sistema, o indivíduo com o melhor *fitness* alocou três capacitores fixos e nenhum capacitor semi-automático. A Tabela 2 mostra os custos referentes às simulações sem a alocação de bancos de capacitores e após a alocação dos bancos de capacitores no sistema.

Tabela 1 – Custo dos Capacitores

Tipo do Banco	Valor [kvar]	Custo [R\$]
Fixo	300	6.000,00
	600	7.500,00
	1200	9.500,00
Semi-Automático	300	37.000,00
	600	40.000,00
	1200	44.000,00

Tabela 2 – Custos encontrados nas simulações para o sistema 70 Barras.

Custos	s/ Bancos [€]	c/ Bancos [€]
Custo das Perdas	77.311.984,21	57.215.552,94
Custo da Violação dos limites de Tensão	7,14	0,19327
Custo do desvio de Tensão	1.783.961,13	0,00
Custo Relativo às Correntes Inrush	0,00	0,00
<i>Fitness</i>	79.095.952,48	57.330.373,12

O custo total dos bancos fixos foi de \$ 114.819,98 e dos bancos semi-automáticos foi de \$ 0,00, pois nenhuma unidade foi alocada. O algoritmo alocou um capacitor fixo de 1200 kvar na barra 5, fixo de 600 kvar na barra 10 e fixo de 300 kvar na barra 20. As perdas totais antes da alocação dos capacitores era de 0,124550 pu, após a alocação, 0,099414 pu.

As figuras 2 e 3 mostram o perfil de tensão antes e após a alocação das unidades capacitivas e a porcentagem da queda de tensão por barra ao longo do alimentador para Carga Pesada e Dia Útil.

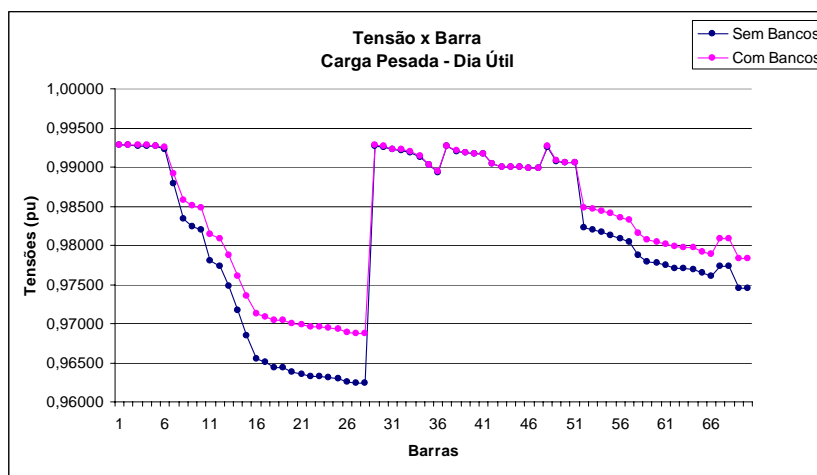


Figura 2 – Perfil de tensão no alimentador para sistema 70 barras.

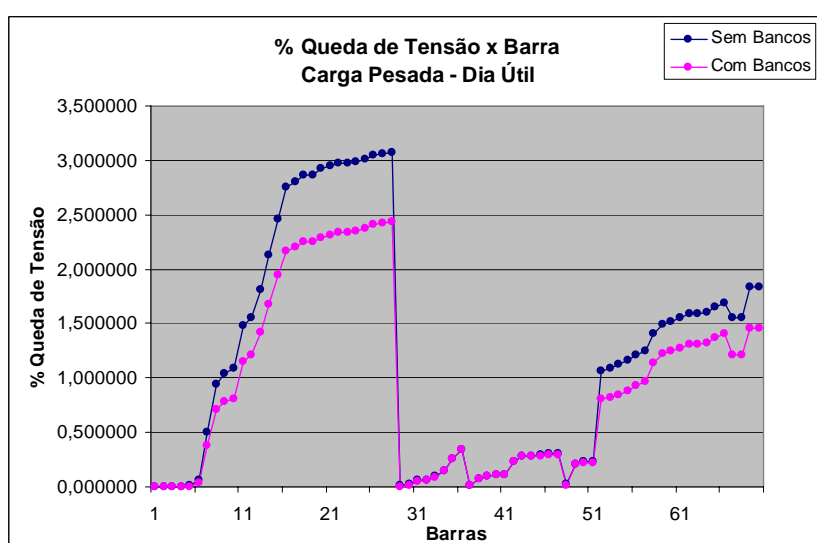


Figura 3 – Porcentagem da queda de tensão no alimentador para sistema 70 barras

A fim de se verificar a atuação do critério de minimização das correntes *inrush*, simulou-se o sistema de 70 barras sem esse critério. A Tabela 3 apresenta as alocações e magnitudes de tensão antes de após a alocação dos bancos para a condição de carga pesada e dias úteis. As perdas totais antes da alocação dos capacitores era de 0,12455 pu, após a alocação, 0,11462 pu. O custo dos capacitores fixos foi de R\$ 111.328,48.

Tabela 3 – Alocação de Reativos para o sistema 70 barras sem minimização de correntes *inrush*

Barra	Alocação (kvar)	Tensão s/ Bancos (pu)	Tensão c/ Bancos (pu)
8	300 Fixo	0,9834	0,9865
9	300 Fixo	0,9824	0,9858
12	300 Fixo	0,9774	0,9821
20	300 Fixo	0,9635	0,9713

Percebe-se que quando o custo relativo às correntes *inrush* fazia parte da função objetivo, o algoritmo alocou menos capacitores, porém de forma mais espaçada e com valores nominais maiores (1200, 600 e 300 kvar). Quando o custo relativo às correntes *inrush* foi retirado da função objetivo, o algoritmo alocou um banco de capacitor a mais e as unidades foram arranjadas mais próximas umas das outras, porém com valores nominais menores (quatro bancos de 300 kvar cada) e a um custo menor.

6. Conclusões

Buscou-se neste trabalho aproximar a aplicação de AGs ao máximo dos critérios técnicos utilizados pela equipe de Engenheiros responsáveis pelo planejamento da rede de distribuição, sendo que para tal foram desenvolvidas várias parcelas para a função objetivo.

Os estudos realizados com o sistema de 70 barras apresentaram resultados satisfatórios, pois tanto as perdas, quanto a violação dos limites de tensão e o custo dos limites de tensão foram reduzidas depois da alocação dos bancos de capacitores.

O caso da penalização da função objetivo através da corrente *inrush* foi válido, pois o algoritmo neste caso procurou localizar os bancos de capacitores em barras mais espaçadas umas das outras, alocando bancos com valores nominais maiores, mesmo não havendo capacitores semi-automáticos alocados no circuito.

7. Referências Bibliográficas

- ALCÂNTARA, M.V.P. (2005). *Alocação de Capacitores em redes de Distribuição de Energia*. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Departamento de Sistemas e Controle de Energia. Campinas, SP.
- BARAN, M.E.; WU, F.F. (1989) Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 1. p. 725-734.
- COELHO, M.A.; BIAGIO, M.A.; SAMPAIO, K.; CUERVO, P. & FRAZÃO, F.R. (2005). Implementação de Metodologias de Alocação de Bancos de Capacitores em Alimentadores de 13.8kV. *Anais do VII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*. São Luís, MA.
- COPEL (1992). *Recomendações Básicas para a Aplicação de Bancos de Capacitores em Alimentadores*. Curitiba, Brasil, Março.
- COPEL (1996). *Custo dos Desvios de Tensão – Adaptação da Fórmula para a Utilização com Patamares de Carga*.
- GALLEGO, R.A.; MONTICELLI, A.J. & ROMERO, R.; 2001. Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 4, November.
- GHOSE, T.; GOSWAMI, S.K. & BASU, S.K. (1998). Energy Loss Reduction in Distribution System by Capacitor Placement Through Combined GA-SA Technique. *Proceedings of the IEEE Region 10 International Conf. on Global Connectivity in Energy, Computer, Communication and Control*, Vol. 2, pp. 502-505.
- MIRANDA, V.; OO, N.W. & FIDALGO, J.N. (2001). Experimenting in the Optimal Capacitor Placement and Control Problem with Hybrid Mathematical-Genetic Algorithms. *Proceedings of the International Symposium of Intelligent Systems Applications in Power Systems*, Budapest - Hungary.
- SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H.W.; SEMLYEN, A.; LUO, G.X. (1988) A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.3, No. 2. p. 753-762.
- SUNDHARARAJAN, S. & PAHWA, A. (1994). Optimal Selection of Capacitors for Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, August. pp. 1499-1507.