

# UTILIZAÇÃO DE ALGORITMOS GENÉTICOS EM ESTRATÉGIAS DE ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES EM REDES ELÉTRICAS

Andre Abel Augusto<sup>1</sup>, Johnny Villavicencio Tafur<sup>1</sup>, Julio C. Stacchini de Souza<sup>1</sup>, Milton B. Do Coutto Filho<sup>1</sup> e Luiz Carlos Menezes Direito<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal Fluminense, <sup>2</sup>Light Serviços de Eletricidade S.A.  
abel@ic.uff.br, jtafur@ic.uff.br, julio@ic.uff.br, mbrown@ic.uff.br, luiz.direito@light.com.br

**Resumo** – Este trabalho apresenta uma metodologia baseada na aplicação de algoritmos genéticos ao problema da alocação ótima de banco de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica. Este problema possui natureza combinatória, tendo como principais objetivos a redução das perdas de energia elétrica e o controle do perfil de tensão. Neste artigo são propostas estratégias para representar, durante o planejamento, a variabilidade da configuração da rede, caracterizada por transferências de carga entre alimentadores. Testes são realizados utilizando parte de um sistema de distribuição real e os resultados obtidos são comparados e discutidos.

**Palavras chave** – Otimização, Algoritmos Genéticos, Distribuição de Energia Elétrica, Planejamento de Potência Reativa.

## 1 Introdução

A área de distribuição de energia elétrica vem sofrendo transformações, fazendo com que os problemas a ela associados se tornem cada vez mais complexos. A alocação de potência reativa em redes de distribuição atrai a atenção de pesquisadores há bastante tempo. Diversas ferramentas têm sido propostas para a sua solução, envolvendo métodos analíticos e de inteligência computacional [5]. A alocação de capacitores em redes de distribuição permite um melhor gerenciamento da potência reativa, trazendo benefícios como redução de perdas elétricas e melhoria do perfil de tensão na rede. O problema de alocação de capacitores almeja encontrar a localização e a capacidade de bancos de capacitores a serem instalados. Tal localização deve contemplar objetivos como: minimização das perdas, controle adequado da tensão e minimização de custos de investimentos em bancos de capacitores. Visto que os objetivos são antagônicos, a solução ótima é aquela que corresponde à melhor relação de compromisso entre eles.

Muitos esforços têm sido direcionados para a solução do problema de alocação de banco de capacitores em redes de distribuição [1-8]. Em muitos casos, dada a complexidade do problema, certas simplificações são assumidas, tal como a consideração apenas de patamares de demanda máxima e mínima do sistema. Maiores esforços de modelagem dos custos envolvidos, do retorno do investimento e de outros aspectos de interesse prático, como a variabilidade da configuração da rede, são também necessários.

O problema a ser resolvido é de natureza combinatória e a solução através de metaheurísticas se torna atraente. Técnicas evolutivas se tornam interessantes porque são capazes de tratar problemas que apresentam a natureza acima citada, envolvendo variáveis discretas e/ou contínuas, funções objetivo complexas, não lineares, multimodais, descontínuas ou não convexas [9,10].

Este trabalho apresenta uma metodologia que utiliza um algoritmo genético para determinar a quantidade de bancos de capacitores, suas capacidades e respectivas localizações em alimentadores de distribuição de energia elétrica. Pretende-se utilizar uma modelagem adequada para representar a variabilidade da demanda, considerando o comportamento da carga durante os diferentes dias da semana, de modo a obter uma representação realista da demanda ao longo do horizonte de planejamento. Além disso, pretende-se também considerar a possibilidade de alterações na configuração da rede e avaliar o impacto destas na alocação de banco de capacitores. Testes são realizados utilizando dados de alimentadores reais, bem como dados de carregamento registrados no horizonte de tempo do estudo.

## 2 Alocação Ótima de Banco de Capacitores

O planejamento de potência reativa em redes de distribuição de energia elétrica passa pela determinação dos investimentos em bancos de capacitores, bem como suas localizações na rede, de forma a garantir níveis adequados de tensão durante o suprimento de energia elétrica aos consumidores. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) penaliza as empresas distribuidoras de energia caso a tensão de suprimento viole limites pré-definidos para operação. O planejamento de potência reativa permite a redução do carregamento das linhas, ocasionando a redução de perdas elétricas e a melhoria no perfil de tensão da rede. Isto permite a redução do montante de energia importada pela empresa para atender a mesma demanda e, conseqüentemente, o aumento de sua receita líquida. De modo a minimizar as perdas elétricas e o investimento realizado em bancos de capacitores e melhorar o perfil de tensão na rede, deve-se determinar a localização ótima dos bancos de capacitores a instalar, bem como suas respectivas capacidades. Assim, é possível formular um problema em que o objetivo passa a ser maximizar o retorno do investimento em bancos de capacitores:

$$\text{Max } L = R - I \quad (1)$$

s/a atendimento às restrições operativas da rede

onde L representa o lucro obtido em um dado horizonte de tempo, R representa o retorno obtido (por exemplo, medido em função da economia com a energia recuperada a partir da redução das perdas elétricas) e I representa os custos de investimentos em bancos de capacitores. As restrições operativas correspondem às observações de limites impostos para magnitudes de tensão observadas na rede e o balanço de potência ativa e reativa. Para tal, utiliza-se uma análise de fluxo de potência para sistemas radiais, comumente empregado para a análise de sistemas de distribuição.

Como já mencionado, o problema de alocação de bancos de capacitores é de natureza combinatória, tornando atrativa a sua solução através de metaheurísticas. Deve-se ressaltar que, ao se aplicar metaheurísticas para a solução de um dado problema, é interessante utilizar o conhecimento existente sobre o mesmo, visando obter benefícios como: codificação adequada das soluções, redução do espaço de busca, etc. Na alocação de bancos de capacitores, tal conhecimento pode se refletir na definição (com base na experiência) de um número máximo de pontos da rede onde a instalação de capacitores deve estar contemplada na solução ótima, definição de patamares de demanda a serem considerados, etc. No desenvolvimento deste trabalho, tais aspectos são levados em consideração. Porém, independentemente da metaheurística empregada, modelos e métodos propostos para a alocação ótima de potência reativa devem ser formulados de modo a considerar, entre outros, os seguintes aspectos: modelagem adequada da rede de distribuição; análise de diversas condições de carregamento e topologias de interesse; modelagem adequada e realista dos custos de investimentos; escolha de uma técnica de otimização adequada ao problema.

Em [11] diferentes metaheurísticas foram testadas para o problema, apresentando resultados competitivos, tendo a aplicação de Algoritmos Genéticos (AGs) se mostrando potencialmente mais interessante. Os AGs baseiam-se em processos observados na evolução natural das espécies e assim como qualquer metaheurística, o adequado balanço entre as fases de diversificação e intensificação, durante o processo de busca, é crucial para o seu desempenho. Maiores detalhes sobre os AGs podem ser encontrados na literatura [12,13]. As seções seguintes apresentam a modelagem e metodologia adotada para a solução do problema e os resultados obtidos com simulações realizadas com parte de uma rede de distribuição real.

### 3 Modelagem do Problema

Aspectos importantes relacionados à modelagem do problema tratado e à aplicação de AGs são apresentados nas seções seguintes.

#### 3.1 Representação da demanda

A modelagem da demanda é crucial para que se represente o problema de forma realista. A consideração de todos os patamares de carga horária tornaria a solução do problema inviável, dada a grande quantidade de análises a serem realizadas para cada solução proposta. Como, por exemplo, considerando um horizonte de tempo de 1 ano, cada solução proposta teria que ser analisada para 8670 cenários de carga horária. Usualmente, as empresas distribuidoras de energia elétrica consideram apenas dois cenários de carga para análise, correspondendo aos cenários de demanda máxima e mínima verificados no horizonte de tempo do estudo. A escolha de tais patamares deve-se à preocupação em garantir um perfil de tensão adequado na rede de distribuição nas situações em que o sistema esteja submetido a condições extremas. Embora a consideração dos patamares de demanda máxima e mínima seja interessante para a verificação do atendimento às restrições de operação da rede, o mesmo não se pode afirmar com relação à redução de perdas. As demandas mínima e máxima não representam adequadamente a variabilidade da carga ao longo do tempo. Sendo assim, o emprego destas no cálculo de perdas leva a estimativas pobres das perdas de energia.

Neste trabalho, utiliza-se uma representação da demanda que possibilita a obtenção de soluções realistas, de forma a garantir não apenas o atendimento às restrições impostas às magnitudes de tensão na rede, mas também a minimização das perdas globais, considerando os diferentes cenários de carga que os sistemas podem experimentar. Sabe-se que o aumento do número de patamares considerados acarreta aumento no esforço computacional para a obtenção da solução final, uma vez que uma quantidade maior de análises é necessária para cada solução proposta. Dessa maneira, torna-se fundamental que a variabilidade da demanda seja representada através de um número reduzido de patamares de carga, mas que estes sejam representativos dos diferentes cenários observados. Como, usualmente, existe um ciclo diário de carga que se repete com pequenas variações ao longo do dia da semana e do mês do ano, é possível obter patamares representativos da carga por meio da mineração dos dados de carregamento, o que neste trabalho é feito com o auxílio do algoritmo *k-means* [14]. Para tal, é empregada uma base de dados históricos com registros de cargas horárias. Após a execução do algoritmo *k-means* é possível obter a representação da variabilidade da demanda através de *k* patamares de carga máxima e mínima. Neste trabalho, será considerada a representação da demanda através de *k+2* patamares de carga, sendo os *k* centróides dos *k* agrupamentos obtidos pelo algoritmo *k-means* utilizados para avaliação de perdas e as demandas mínima e máxima, importantes para avaliação das violações de tensão. Tal modelagem foi empregada em [15], quando se observou que o emprego de três patamares representativos é em geral adequado para se ter uma boa representação da demanda, como ilustra a Figura 1.

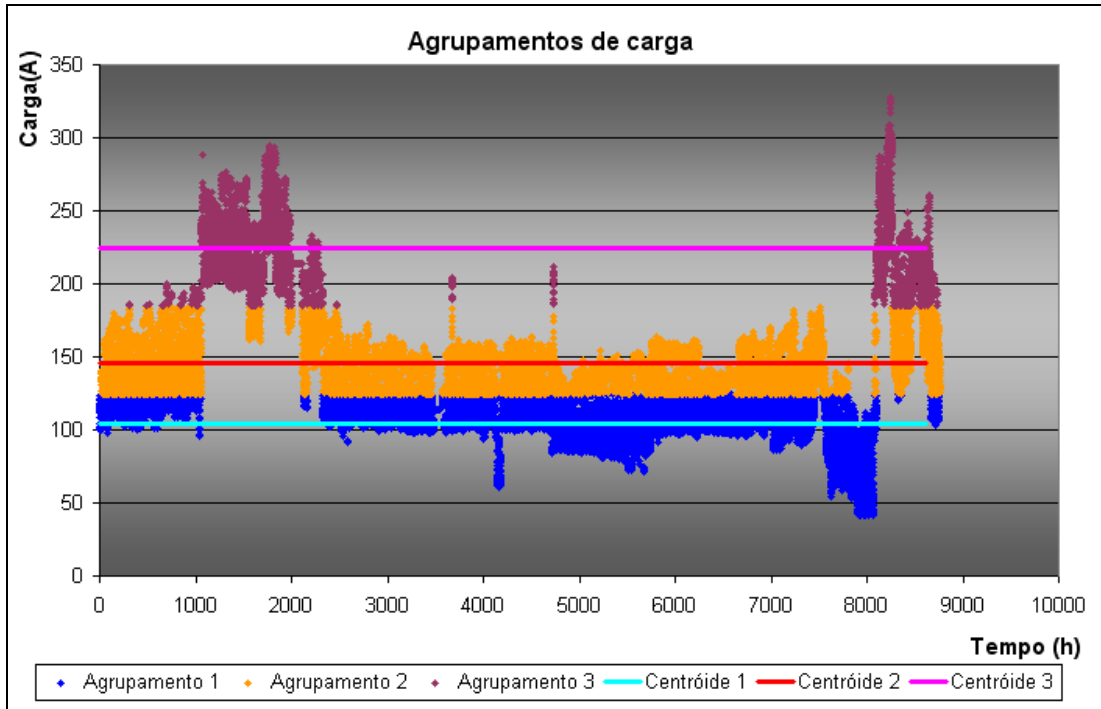


Figura 1 – Modelagem da demanda por patamares representativos.

Ainda destaca-se que, quando observações de carga na base horária são agrupadas, a duração de cada patamar representativo é automaticamente definida como sendo a quantidade de exemplares que compõem o agrupamento.

### 3.2 Codificação da solução

A codificação da solução deve conter informações sobre a localização e a potência dos bancos de capacitores propostos para instalação. Isto pode ser feito por meio de um vetor de elementos binários, no qual as cadeias de bits codificam a potência instalada do banco e a posição de cada cadeia no vetor indica sua localização na rede elétrica. Assumindo-se ser possível a instalação de bancos de capacitores em qualquer nó da rede e que os bancos de capacitores comerciais podem ser comumente encontrados com capacidades de 300 kvar, 600 kvar e 1200 kvar, o vetor que armazena uma solução proposta para o problema terá dimensão igual a duas vezes o número de nós, estando cada par de elementos deste vetor associado a uma localização da rede (nó elétrico) e possuindo a seguinte representação:

- “00” instalação de bancos de capacitores não é proposta
- “01” instalação de um banco de capacitor de 300 kvar,
- “10” instalação de um banco de capacitor de 600 kvar,
- “11” instalação de um banco de capacitor de 1200 kvar.

Com base no conhecimento e experiências sobre o problema, pode-se alterar a codificação da solução de forma a se obter uma representação que torne o processo de busca mais eficiente. Sabe-se que é improvável que a solução ótima contemple a instalação de bancos de capacitores em todos os nós da rede. Assim, um vetor de dimensão reduzida pode ser empregado. A Figura 2 ilustra a codificação da solução em um vetor reduzido, sendo  $n_{max}$  a quantidade máxima de bancos de capacitores que se permite alocar na rede, sendo possível a instalação de capacitores em qualquer barra, admitindo-se, porém que a solução ótima não contemple mais que  $n_{max}$  barras.

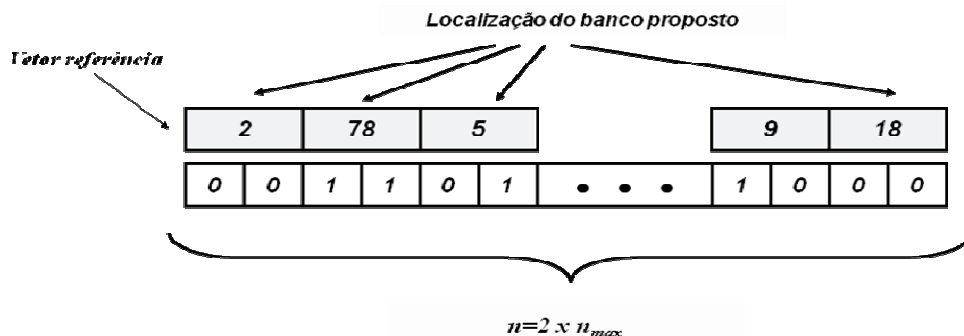


Figura 2 – Exemplo da codificação da solução em um espaço reduzido.

### 3.3 Função objetivo

Conforme definido em (1), a função objetivo empregada neste trabalho contempla a maximização da receita obtida com a energia recuperada após a instalação dos bancos de capacitores, a minimização do investimento em bancos de capacitores e o atendimento às restrições operativas da rede de distribuição. A energia recuperada corresponde à redução das perdas elétricas, observada em um dado horizonte de tempo. As restrições operativas correspondem à exigência de que as magnitudes das tensões em todos os nós da rede não violem limites inferiores e superiores pré-definidos. Tais objetivos estão contidos na função de avaliação apresentada em (2):

$$FA = \left[ \alpha_1 \left( \sum_{i=1}^{np} \Delta P_i \times h_i \right) \times t_c - \alpha_2 C_{Bcap} \right] - \beta \sum_{i=1}^{np} \left( \sum_{k=1}^{nb} |\Delta V_k| \right) \quad (2)$$

onde  $np$  indica o número de patamares de carga considerados na representação da demanda;  $\Delta P_i$  representa a redução de perdas observada no  $i$ -ésimo patamar de carga em relação à observada no caso inicial (sem capacitores) para este mesmo patamar;  $h_i$  representa a duração do  $i$ -ésimo patamar de carga, expressa em quantidade de horas;  $t_c$  é o valor da tarifa associada à energia importada pela empresa;  $C_{Bcap}$  representa o custo total de investimento em banco de capacitores e  $|\Delta V_k|$  é o módulo da violação de tensão observada no  $k$ -ésimo nó da rede, sendo  $nb$  o número total de nós elétricos. As constantes  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  e  $\beta$  são penalidades impostas a cada termo da função de avaliação de forma a melhor representar a relação de compromisso desejada entre os objetivos do problema.

O primeiro termo da expressão (2) representa a estimativa de retorno financeiro, considerando a energia recuperada em um determinado horizonte de tempo e o investimento realizado em banco de capacitores. O segundo termo corresponde ao somatório das violações de tensão observadas em cada nó para todos os patamares de carga analisados. Como as empresas sofrem severas multas por violações de tensão, o ajuste das penalidades  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  e  $\beta$  deve ser tal que o segundo termo da expressão (2) tenda a se anular durante o processo de busca enquanto o primeiro termo da expressão é maximizado.

### 4 Metodologia Proposta

A metodologia proposta neste trabalho aborda a formulação de um problema de otimização flexível que, fazendo uso da modelagem apresentada na Seção 3 e utilizando AGs, permita o emprego de estratégias de planejamento que levem em consideração a realidade operativa das redes que se deseja planejar. Tais estratégias podem ser utilizadas de acordo com a conveniência do planejador e de forma a considerar da melhor forma possível o efeito da variação da topologia (transferências de carga) dos alimentadores sobre a necessidade de alocação de bancos de capacitores.

Considerando que um alimentador possa operar atendendo cargas remanejadas de outros alimentadores, a alocação de bancos de capacitores deve contemplar diferentes configurações da rede. Assim, a aptidão de cada solução deve ser obtida após análise de cada patamar de carga, para cada cenário topológico de interesse, devendo o objetivo de redução de perdas e o atendimento às restrições de tensão ser considerados em todas as análises. Logo, a seguinte função de avaliação pode ser proposta:

$$FA = \sum_{top=1}^{N_t} p_{top} \left( \left[ \alpha_1 \left( \sum_{i=1}^{np} \Delta P_i \times h_i \right) \times t_c \right] - \beta \sum_{j=1}^{npv} \left( \sum_{k=1}^{nb} |V_k - V_p| \right) \right) - \alpha_2 C_{Bcap} \quad (3)$$

onde:

$p_{top}$ : Ponderação atribuída ao  $top$ -ésimo cenário topológico (por exemplo, probabilidade de ocorrência).

$top$ : Topologia de interesse;

$N_t$ : Número de topologias de interesse;

$nb$ : Número de barras do sistema;

$npv$ : Número de patamares de carga com violação de tensão;

$V_p$ : Limite de tensão a ser obtido;

$V_k$ : Tensão da barra  $k$ ;

$np$ : Número de patamares de carga;

$h_i$ : Intervalo de duração do patamar de carga  $i$ ;

$C_{\text{Bcap}}$ : Custo total de investimento em capacitores;

$t_c$ : Tarifa de compra de energia;

$\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  e  $\beta$ : Ponderações;

$\Delta P_i$ : Redução de perdas obtidas no  $i$ -ésimo patamar de carga;

A expressão (3) é bastante flexível e permite representar a topologia da rede considerando diferentes realidades operativas. Assim, diferentes estratégias de planejamento podem ser empregadas, como discutido a seguir.

#### 4.1 Estratégia 1: inexistência de alterações topológicas

Esta situação é facilmente representada na expressão (3), bastando para isso apenas definir  $N_t = 1$ , ou seja, fazer igual a um o número de topologias a serem analisadas. Neste caso, a equação (3) passará a ser a mesma que a apresentada em (2). Tal modelagem é a mais comumente empregada em estudos de alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição, considerando que a topologia da rede não varia. Porém, nas redes de distribuição reais, tal situação raramente é verificada.

#### 4.2 Estratégia 2: alterações topológicas ocorrem eventualmente, sendo de curta duração

Nestes casos, a estratégia de planejamento deve levar em consideração que o benefício com a redução de perdas deve ser calculado apenas para os cenários básicos, ou seja, aqueles em que cada alimentador supre a sua própria carga. Por outro lado, a alocação de capacitores deve ser tal que elimine violações de tensão em todos os cenários topológicos possíveis, uma vez que o respeito aos limites de tensão impostos e regulados pela Aneel devem ser sempre observados. Assim, para representar na equação (3) a realização do planejamento em tais condições, basta fazer a ponderação  $\alpha_1$ , atribuída a cada cenário topológico  $top$ , igual a zero para todos os cenários topológicos alterados (aqueles eventuais e de curta duração) e diferente de zero apenas para o cenário básico. O benefício da redução de perdas será avaliado apenas para tal cenário.

Como nenhuma consideração é feita sobre as ponderações associadas à eliminação de violações de tensão, tais violações continuam devendo ser eliminadas em todos os cenários topológicos.

#### 4.3 Estratégia 3: alterações topológicas ocorrem com frequência e por tempo prolongado

Diferente da situação anterior, considera-se agora que o planejamento deve ser realizado em uma rede onde alterações de topologia ocorrem com maior frequência e/ou os cenários de topologia alterada possuem duração significativa. Isto significa que um alimentador opera, por exemplo, suprindo carga transferida de outro alimentador por um longo período de tempo. Nestes casos, é interessante que o benefício com a alocação de capacitores e consequente redução de perdas seja avaliado para todos os cenários topológicos de interesse e não apenas para o cenário onde um alimentador supre apenas a sua carga própria. Tais situações são facilmente representadas na equação (3) pela atribuição de um valor adequado da ponderação associada a cada topologia,  $p_{top}$ , podendo este valor ser a probabilidade de ocorrência de cada cenário, a qual pode ser estimada a partir da informação sobre a duração de cada cenário em um dado horizonte de tempo. A informação sobre tais durações pode vir, por exemplo, dos dados históricos da operação da rede.

Assim como para a Estratégia 2, as violações de tensão não serão permitidas em nenhum cenário topológico de interesse.

### 5 Testes e Resultados

Esta seção apresenta resultados obtidos com a metodologia proposta, para testes utilizando alimentadores da empresa LIGHT Serviços de Eletricidade S.A., como a seguir descrito.

#### 5.1 Descrição da simulação

Diversos testes foram realizados de forma a avaliar a metodologia apresentada neste trabalho. Em todos os testes foram utilizados dados de alimentadores reais, assim como o histórico de medição de carregamentos registrados pela empresa. A partir de um caso inicial, em que assume-se que nenhum capacitor está instalado na rede, o método proposto é utilizado para indicar a instalação de bancos de capacitores de forma a minimizar as perdas elétricas e garantir perfis de tensão adequados em

toda a rede. Testes foram realizados considerando a modelagem adotada para representar a variabilidade da demanda e da topologia da rede. A quantidade de patamares utilizados foi igual a cinco, correspondendo a três patamares representativos obtidos utilizando o algoritmo *k-means* e mais os patamares de demanda mínima e máxima observados no horizonte de estudo. A quantidade de patamares representativos foi escolhida com base em um estudo realizado em [11], quando se analisou o impacto da quantidade de patamares representativos no processo de otimização executado. As opções consideradas para as capacidades dos bancos de capacitores que podem ser instalados na rede foram de 300 kvar e 600 kvar, cujos respectivos custos são de R\$ 4.079,00, R\$ 4.640,00. O banco de capacitores com potência igual a 1200 kvar, correspondente à codificação "11", não foi considerado, pelo fato da empresa não utilizá-lo. Alternativamente, a codificação "00" é associada a um ponto da rede onde a instalação de capacitores não é proposta. O custo considerado para compra de energia foi de R\$ 91,91/MWh.

Um AG convencional, desenvolvido utilizando linguagem de programação FORTRAN, foi utilizado para a obtenção dos resultados. Diferentes valores foram testados para os parâmetros do AG, tais como, taxa de cruzamento, taxa de mutação, tamanho da população e número máximo de gerações. O tipo de cruzamento empregado foi o cruzamento em um ponto e o método de seleção o do torneio. Uma estratégia elitista, na qual se garante que o melhor indivíduo de uma dada geração seja copiado na população da geração subsequente, também foi empregada.

Os dados referentes aos alimentadores estudados, assim como as respectivas topologias, podem ser encontrados em [16].

## 5.2 Resultados

Os resultados apresentados a seguir foram obtidos utilizando dados dos alimentadores Dafeira e Recife, da LIGHT. Tais resultados ilustram a aplicação da metodologia proposta quando o planejamento de alocação de capacitores é realizado considerando situações em que: 1) os alimentadores suprem somente as suas cargas próprias; 2) alterações topológicas (transferências de carga entre alimentadores) também podem ocorrer.

### Teste #1: Alocação de capacitores considerando que os alimentadores devem suprir apenas sua própria carga

Neste caso, a Estratégia 1, descrita na Seção 4.1, é empregada. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 1, onde são indicados os bancos de capacitores alocados em cada alimentador, assim como as respectivas capacidades e o custo total do investimento realizado.

Tabela 1 – Localização dos bancos de capacitores (sem transferência de carga)

	Alimentador Recife					Alimentador Dafeira		
Nº da Barra	8	44	70	71	100	17	91	113
kvar	600	600	600	600	600	600	600	600
Investimento (R\$)	41.563,92							

### Teste #2: Necessidade de consideração de um novo cenário topológico, o qual ocorre eventualmente

Considera-se agora que, após o planejamento e alocação de capacitores realizada no Teste 1, deve-se também considerar a possibilidade de ocorrência de outro cenário topológico, no qual o alimentador Recife transfere parte de sua carga para o alimentador Dafeira. Tal situação é representada pela abertura de uma chave (KS-9779) no alimentador Dafeira e fechamento de outra chave (KS-58412) que transfere um bloco de carga para o alimentador Dafeira. Tais chaves e a configuração dos alimentadores podem ser vistas em [16]. Assume-se que esta alteração topológica é pouco frequente e de curta duração. Considerando o planejamento inicialmente realizado (capacitores alocados no Teste #1), observou-se que diversas violações de tensão ocorrem quando o cenário topológico muda. Isto mostra que o planejamento realizado sem considerar todos os cenários topológicos de interesse pode colocar em risco a operação do sistema de distribuição. A Tabela 2 apresenta resultados das violações de tensão observadas no cenário de topologia alterada, sendo indicadas as quantidades de violações, assim como as violações média e máxima observadas.

Tabela 2 – Violações de tensão no cenário de topologia alterada

Quantidade de violações	203
Violação média (pu)	0,0403
Violação máxima (pu)	0,0758

Considerando que os capacitores alocados no Teste 1 já se encontram instalados, é necessário identificar os capacitores adicionais que devem ser alocados de modo a eliminar as violações de tensão observadas. Como a alteração topológica é pouco frequente e de curta duração, a Estratégia 2 da Seção 4.2 é empregada para a otimização da alocação de capacitores que eliminarão tais violações. Neste caso, os capacitores inicialmente alocados (Teste 1) são considerados pré-existentes. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 3, onde se percebe que nove capacitores adicionais foram alocados. Os novos capacitores (não presentes na Tabela 1) estão em negrito. O custo de investimento apresentado considera todos os capacitores alocados.

Tabela 3 – Localização dos bancos de capacitores (para atender o novo cenário topológico)

	Alimentador Recife											Alimentador Dafeira					
Nº da Barra	8	<b>32</b>	44	<b>60</b>	<b>61</b>	<b>66</b>	70	71	<b>97</b>	<b>98</b>	100	<b>10</b>	17	<b>47</b>	91	<b>100</b>	113
kvar	600	<b>600</b>	600	<b>600</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	600	600	<b>600</b>	<b>600</b>	600	<b>300</b>	600	<b>600</b>	600	<b>300</b>	600
Investimento (R\$)	86.997,87																

### Teste #3: Alocação de capacitores considerando simultaneamente todos os cenários descritos nos Testes 1 e 2

Neste caso, são considerados os mesmos cenários considerados no Teste 2, ou seja, que os alimentadores Recife e Dafeira devem atender as suas próprias cargas e, eventualmente, a operação ocorre no cenário de rede alterada indicado. Porém, considera-se que o planejamento é agora realizado de modo a alocar capacitores que satisfazem simultaneamente todos os cenários de interesse. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4, onde se pode observar que um total de 13 capacitores foram alocados e nenhuma violação de tensão é observada em qualquer cenário. Apesar de a metodologia proposta ter sido empregada para otimizar a alocação de capacitores em todos os casos testados, nota-se que a consideração simultânea de todos os cenários de interesse leva à melhores resultados, com cinco capacitores a menos que a solução do Teste 2 (Tabela 3). Isto reforça a importância de uma representação realista não apenas da variabilidade da demanda como também da topologia da rede de distribuição, o que é possível por meio da estratégia proposta, a qual apresenta ainda flexibilidade para representar diferentes situações de planejamento.

Tabela 4 – Localização dos bancos de capacitores (consideração simultânea de todos os cenários topológicos)

	Alimentador Recife									Alimentador Dafeira				
Nº da Barra	22	23	32	33	37	41	61	97		42	113	121	130	133
kvar	600	600	600	600	600	600	600	600		600	600	600	600	600
Investimento (R\$)	67.541,37													

### 5.3 Comentários

Observa-se dos resultados da Tabela 4 que foi alocado um total de 13 bancos de capacitores. Como neste caso o planejamento foi realizado considerando que os bancos a serem alocados deveriam levar em conta a possibilidade de ocorrência de todos os cenários, foi possível alocar um número menor de bancos quando comparado com os resultados da Tabela 3 (quatro a menos). Isto mostra a importância de representar adequadamente, na fase de planejamento, a variabilidade da topologia, ou seja, as situações de transferência de carga que se admite serem possíveis de ocorrer durante a operação dos alimentadores. Conforme ilustrado, isto evitará o risco de ocorrerem violações das restrições operativas nos cenários não considerados, o que poderá levar à necessidade um investimento muito maior para solucionar tais problemas. É importante destacar que o processo de otimização empregado, além de obter soluções de baixo custo e eliminar as violações das restrições, busca também a redução das perdas de energia de forma a maximizar o retorno do investimento em bancos de capacitores. A solução apresentada na Tabela 4 representa uma recuperação de receita de R\$ 93.755,70, contra R\$ 108.747,47 quando se considerou que a alteração topológica nunca ocorre (Teste 1). A recuperação de receita foi calculada como sendo a economia feita pela empresa distribuidora, no horizonte de um ano, devido à redução de perdas e consequente redução da compra de energia de outras empresas pela tarifa definida na Seção 5.1. Em todos os casos testados, os capacitores alocados eliminaram as violações de

tensão em todos os cenários topológicos e levaram a uma boa relação de compromisso entre o investimento realizado e o retorno de tal investimento, decorrente da redução de perdas. É razoável imaginar que o requisito de atendimento a mais cenários topológicos restringe mais o espaço de soluções, uma vez que tende a levar a ocorrência de mais violações de tensão, fazendo com que os bancos de capacitores sejam alocados de modo a prioritariamente eliminar tais violações, o que pode prejudicar o processo de redução de perdas. Assim, é esperado que um cenário operativo como o descrito no Teste 3 leve a uma menor recuperação de receita.

É importante ressaltar que não cabe comparação entre as estratégias de planejamento apresentadas na Seção 4, com base nos resultados obtidos, de modo a indicar qual delas seria a melhor. Isto se deve ao fato de que cada estratégia está associada a uma realidade operativa diferente, a qual deve ser levada em consideração durante o planejamento de alocação de capacitores. Assim, a estratégia a ser adotada deverá ser aquela que reflete a realidade operativa da rede em estudo.

## 6 Conclusões

Este trabalho apresentou uma metodologia para a alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição, sendo este formulado como um problema de otimização combinatória e empregado um algoritmo genético para a sua solução. Dentre os objetivos alcançados destacam-se a minimização dos custos de investimento em bancos de capacitores, a recuperação da receita pela redução de perdas e o atendimento às restrições de tensão na rede. A representação adequada da variabilidade da demanda e da possibilidade de ocorrência de alterações topológicas na rede, devido à transferência de carga entre alimentadores, também foram contempladas na metodologia proposta. Foi discutido como a metodologia proposta pode ser utilizada em diferentes estratégias para alocação de capacitores, em função da realidade operativa da rede em estudo. Resultados de simulações utilizando alimentadores da rede de distribuição da LIGHT foram apresentados e discutidos.

## 7 Referências

- [1] J. Grainger, S. H. Lee, Optimum size and location of shunt capacitors for reduction of losses in distribution feeders, **IEEE Trans. PAS**, PAS-100, vol. 3 (1981), pp. 1105-1118.
- [2] M. E. Baran, F. F. Wu, Optimal capacitor placement on a radial distribution system, **IEEE Trans. Power Delivery**, vol. 5 No. 2 (1989), pp. 634-649.
- [3] H. D. Chiang, J. C. Wang, O. Cockings, H. D. Schin, Optimal capacitor placement in distributions systems, Parts 1 and 2, **IEEE Trans. Power Delivery**, vol. 5 No. 2 (1990), pp. 634-649.
- [4] A. M. Scharaf, S. T. Ibrahim, Optimal capacitor placement in distribution networks, **Electrical Power Research**, no. 37 (1996), pp 181-187.
- [5] H. N. Ng, M. A. Salama, A. Y. Chikhani, Classification of capacitor allocation techniques, **IEEE Trans. Power Delivery**, vol. 15, No. 1, (2000), pp. 387-392.
- [6] R. A. Gallego, A. J. Monticelli, R. Romero, Optimal capacitor placement in radial distribution networks, **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 16, No. 4 (2001), pp. 630-637.
- [7] B. R. Pereira Junior, A. M. Cossi, J. Mantovani, Alocação de bancos de capacitores em sistema de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmo evolutivo multi-objetivo, **Anais do XVI CBA Congresso Brasileiro de Automática** (2006). Salvador, BA.
- [8] L. C. da Silva Junior, S. Carneiro Junior, E. J. de Oliveira, J. L. R. Pereira, P. A. N. Garcia, Metodologia heurística construtiva para alocação de banco de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica, **Revista Controle & automação**, Vol. 19, no. 1 (2008).
- [9] K. Y. Lee, M. A. El-Sharkawi, Modern heuristic optimization techniques with applications to Power systems, **IEEE Power Engineering Society**, (2002).
- [10] F. Glover, G. A. Kochenberger, Handbook of metaheuristics, Kluwer Academic Publisher, 2003.
- [11] A. A. Augusto, L. C. Menezes Direito, J. C. Stachinni de Souza, M. B. Do Coutto Filho, Metaheurísticas aplicadas à alocação de capacitores em redes de energia elétrica, Anais do XL Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, pp. 1-12, (2008), João Pessoa, PB.
- [12] D. E. Goldberg, Genetic algorithms in search optimization and machine learning, **Addison Wesley**, (1989).
- [13] M. Mitchell, An introduction to genetic algorithms, **MIT Press**, (1996).
- [14] Yoh-han Pao, Adaptative pattern recognition and neural networks, **Addison-Wesley**, (1989).
- [15] L. C. Menezes Direito, A. A. Augusto, H. R. O. Rocha, J. E. V. Tafur, J. C. Stachinni de Souza, M. B. Do Coutto Filho, Localização Ótima de Banco de Capacitores Considerando Demanda e Topologia Variáveis, Anais do III SBSE, v.1, pp.1-6, (2010), Belém, PA.
- [16] L. C. Menezes Direito, "Alocação Ótima de Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição de Energia Elétrica", Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Computação, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, disponível em <http://www.ic.uff.br/PosGraduacao/Dissertacoes/461.pdf>.