

ABORDAGEM MULTI OBJETIVO PARA ALOCAÇÃO DE CHAVES EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Laura Silva de Assis

E-mail: laura.assis@gmail.com

José Federico Vizcaíno González

E-mail: jfv71@gmail.com

Christiano Lyra

E-mail: chrlyra@gmail.com

Celso Cavellucci

E-mail: ccavellucci@gmail.com

*Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - UNICAMP

Cidade Universitária Zeferino Vaz, Av. Albert Einstein, 400. CEP:13083-852, Campinas - SP

Resumo

A análise da confiabilidade em redes de distribuição de energia tem crescido nos últimos anos devido em boa parte às falhas no sistemas elétrico ocorrerem em redes de distribuição. Agências reguladoras definem índices de confiabilidade para quantificar e avaliar a qualidade da distribuição de energia. Este trabalho propõe a instalação otimizada de chaves em redes de distribuição radial, para melhorar a confiabilidade do sistema e prover um serviço de qualidade. Uma grande preocupação das companhias de distribuição de energia é encontrar um compromisso entre a qualidade do fornecimento de energia e o custo gerado para a empresa. Este trabalho apresenta um algoritmo memético multiobjetivo para alocar chaves seccionadoras e de manobra, automáticas e manuais, minimizando custos de instalação e de energia não distribuída e maximizando a confiabilidade da rede sob restrições de fluxo de carga. O bom desempenho da metodologia proposta é confirmado por estudos de casos com redes reais de grande porte.

PALAVRAS-CHAVE: Otimização Combinatória, Confiabilidade em Redes de Distribuição, Alocação de Chaves, Algoritmo Memético, Análise Multiobjetivo.

Abstract

The reliability analysis of power distribution networks has increased in the past years due to most of the failures in electric power systems occur in distribution networks. Regulatory agencies define reliability indices to quantify and evaluate the quality of the power distribution. This paper proposes the optimized installation of switches in radial distribution systems to improve the reliability and provide a high-quality service. A major concern of the utilities is to find a compromise between the power supply quality and the cost generated for the utility. A multiobjective memetic algorithm is proposed to allocate sectionalizers and tie switches, manual and automatic, minimizing the cost of allocation and energy not supplied and maximizing the network reliability under load flow constraints. The good performance is confirmed by case studies with a large real life network.

KEYWORDS: Combinatorial Optimization, Distribution Networks Reliability, Switch Allocation, Memetic Algorithm, Multiobjective analysis.

1 Introdução

A confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica traduz-se no nível de falhas ocorridas. Essas falhas ocasionam, frequentemente, a interrupção do fornecimento de energia aos clientes do sistema. Estima-se que 70% dessas ocorrências estão associadas às redes primárias de distribuição (Billinton e Allan, (1996)). As concessionárias de distribuição de energia elétrica buscam constantemente melhorar os índices de confiabilidade de suas redes primárias buscando a melhor solução de compromisso entre custos e benefícios.

Uma alternativa para melhorar a confiabilidade e minimizar a energia não fornecida é através da alocação de chaves na rede. A instalação de chaves seccionadoras (normalmente fechadas - NF) minimiza o tempo de interrupção isolando a área da rede à montante da falha. Chaves seccionadoras juntamente com as de manobras (normalmente abertas - NA) são usadas para realizar a transferência de carga à jusante da falha, utilizando alimentadores adjacentes durante o processo de recuperação. Assim uma alocação cuidadosa pode resultar em ganhos significativos na confiabilidade do sistema.

Na ocorrência de uma falha em um bloco do sistema de distribuição, os dispositivos de controle e proteção, instalados na rede possibilitam reduzir o tempo de interrupção do serviço de fornecimento de energia elétrica, se acionados adequadamente. Portanto, a seleção do tipo de equipamento e sua localização devem seguir critérios operacionais e econômicos específicos, visando contribuir para melhora dos índices que medem a confiabilidade do sistema de distribuição.

O problema de alocação de chaves em redes primárias de distribuição de energia elétrica possui por objetivo determinar a quantidade, tipo e melhores locais para instalação de chaves, procurando aumentar a confiabilidade do sistema de distribuição e o benefício econômico para a empresa, através do acréscimo no faturamento e possíveis reduções de multas contratuais referentes a níveis mínimos de confiabilidade. Além disso também é possível melhorar a satisfação do cliente e a quantidade de energia disponível para as atividades comerciais e industriais.

Esse problema pode ser adequadamente formulado como um problema de otimização combinatória discreto (Billinton e Jonnavithula (1996)). Problemas dessa natureza são difíceis de se resolver utilizando técnicas de programação matemática convencional para solução de redes de médio e grande porte (Garey e Johnson (1979)). Considerando esta dificuldade, muitas heurísticas foram propostas a fim de encontrar uma boa solução que se aproxima da solução ótima.

Levitin et al. (1995), propõem um algoritmo genético (AG) que busca minimizar o custo total anual da energia não fornecida, causada por falhas na rede, e o investimento com a instalação de chaves. Os autores propõem duas abordagens: (i) somente alocação de chaves seccionadoras e (ii) alocação de chaves seccionadoras e de manobra, ambos com quantidades pré-determinadas de chaves. Para avaliação da abordagem proposta, foi utilizada uma rede com 96 seções, 52 pontos de carga e 40,55 km de comprimento. Uma outra abordagem utilizando AG básico para alocar chaves de manobra na rede de distribuição é proposta em Haghifam (2004). Neste trabalho, o autor utiliza uma função de pertinência (devidamente formalizada no contexto da lógica nebulosa) para determinar a importância da carga no processo de alocação das chaves.

Uma metodologia baseada na técnica de otimização *Simulated Annealing* para alocação de chaves seccionadoras foi apresentada em Billinton e Jonnavithula (1996). O algoritmo proposto é avaliado com duas redes diferentes: uma rede urbana (40MW) e outra rural (20MW). Os resultados alcançados conseguiram reduzir o custo total das chaves para os dois tipos de sistema utilizados nos testes. Em Carvalho et al. (2005), é apresentado o problema de alocação de chaves automáticas que possuem a propriedade de reduzir o tempo de isolamento e reconfiguração. Esse algoritmo possui três passos: a. avaliar o benefício de cada chave alocada; b. executar um algoritmo que particiona o conjunto de soluções em subconjuntos independentes; c. executar um algoritmo de alocação otimizada de chaves. O algoritmo foi testado com uma rede urbana com 15kV e verificou-se uma redução de 97% em média na quantidade de avaliações necessárias, reduzindo o tempo de isolamento e reconfiguração da falha.

Abordagens baseadas em sistemas de colônia de formigas para alocação e realocação de chaves e dispositivos de proteção são apresentadas em Teng e Liu (2003), Falaghi et al. (2009) e Tippachon e Rerkpreedapong (2009). Em Celli e Pilo (1999), foi proposto um algoritmo de programação dinâmica para encontrar soluções ótimas para o problema de alocação de chaves seccionadoras automáticas. No entanto, essa técnica tem complexidade exponencial no pior caso, o que inviabiliza sua aplicação em redes reais de grande porte.

Uma metodologia de otimização multiobjetivo usando um algoritmo evolutivo foi proposto por Ramirez-Rosado e Bemal-Agustin (2001) com o objetivo de encontrar a melhor confiabilidade da rede de distribuição enquanto simultaneamente minimiza-se o custo de expansão do sistema. Outras abordagens multiobjetivo são propostas também por Falaghi et al (2009) e Tippachon e Rerkpreedapong (2009).

Essas abordagens encontradas na literatura indicam um benefício médio em torno de 30% a 50%, mostrando o impacto positivo que a aplicação de heurísticas pode causar no sistema de distribuição.

Esse trabalho propõe um algoritmo memético multiobjetivo que utiliza uma população estruturada para alocação de chaves seccionadoras e de manobra, ambas podendo ser telecomandadas ou manuais. Para avaliar a confiabilidade da rede, o algoritmo proposto usa principalmente dois índices: duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e energia não distribuída (END).

2 Avaliação da confiabilidade

Neste trabalho é utilizado um método analítico para avaliar a confiabilidade da rede proposto por Assis et al. (2012). O sistema de distribuição de energia elétrica é representado por um conjunto de componentes em série, incluindo cabos, dispositivos de proteção, chaves seccionadoras e de manobra, organizados em setores que precisam estar em operação para que o sistema consiga atender a demanda dos consumidores. Uma falha em algum desses equipamentos causa a interrupção no fornecimento de energia e conseqüentemente a redução dos índices de confiabilidade.

2.1 Índices de confiabilidade

Sistemas de distribuição são confiáveis quando operam sob determinados padrões de continuidade. A fim de encontrar o melhor *trade-off* entre custos e benefícios, dois índices de confiabilidade que fornecem informações médias normalmente com base anual são utilizados: duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e energia não distribuída (END). No problema de alocação de chaves multicritério (PACM) os objetivos são a redução dos custos de alocação e da energia não distribuída (END) e o aumento da confiabilidade (DEC). Esses índices são definidos pelas Equações (1) e (2).

$$DEC = \frac{\sum_{k \in S} U_k N_k}{\sum_{k \in S} N_k} \quad (1)$$

$$END = \sum_{k \in S} U_k L_k \quad (2)$$

Sendo U_k a duração de interrupção total esperada para cada setor $k \in S$ (Equação (3)), a qual considera falhas no setor k e em todo outro setor que causa interrupção de energia no setor k .

$$U_k = \sum_{l \in S} t_{kl} \quad (3)$$

A variável t_{kl} é a duração de interrupção esperada no setor k causada por falhas no setor l .

2.2 Estimativa de duração da falha

Para determinar o cálculo de t_{kl} foi considerado que a duração da interrupção pode ser decomposta em três intervalos de tempo: tempo de localização t_1 , que considera o tempo médio de preparo da equipe de manutenção, identificação do local da falha e seu isolamento através da abertura de uma chave à montante; tempo de transferência t_2 , que considera o tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia para os clientes que podem ser restabelecidos através da realização de uma manobra; e tempo de reparo t_3 , que considera o tempo médio de reparo de todos os componentes defeituosos da rede que causaram a falha. A Equação (4) mostra como determinar t_{kl} conhecendo esses tempos e dado que λ_l é a taxa de falha do setor l .

$$t_{kl} = \begin{cases} 0 & \text{(caso 1)} \\ \lambda_l \cdot t_1 & \text{(caso 2)} \\ \lambda_l \cdot (t_1 + t_2) & \text{(caso 3)} \\ \lambda_l \cdot (t_1 + t_2 + t_3) & \text{(caso 4)} \end{cases} \quad (4)$$

A seguir é apresentado a definição de cada caso mostrado na Equação (4).

- **Caso 1:** Quando a falha no setor l não afeta o setor k . Isso acontece quando o setor k está à montante do setor l e existe um dispositivo de proteção entre eles.
- **Caso 2:** Quando o setor k está à montante do setor l e existe uma chave seccionadora que os separam. Assim que essa chave é aberta, o que leva um tempo médio de t_1 , a energia é reestabelecida no setor k .
- **Caso 3:** Quando o setor k está à jusante do setor l , existe uma chave seccionadora entre estes setores e uma chave de manobra à jusante a chave seccionadora. Assim que a chave seccionadora é aberta e a chave de manobra é fechada, o que leva um tempo médio de $t_1 + t_2$, a energia é reestabelecida no setor k .
- **Caso 4:** Esse é o pior cenário para o setor k na ocorrência de uma falha e este caso ocorre quando $k = l$ ou quando k está à jusante do setor l e não existe uma forma de isolar esses dois setores.

O cálculo da duração da falha e conseqüentemente do tempo de restauração do sistema dependem da localização, tipo das chaves na rede e de onde a falha ocorreu. Quando a chave à montante da falha é uma chave seccionadora automática, então t_1 é reduzido pela metade. Considerando a transferência de carga se a chave de manobra for automática, t_2 é também reduzido pela metade. A Figura 1 exemplifica como t_{kl} é determinado para todos os setores da rede após a ocorrência de uma contingência em um local específico da rede.

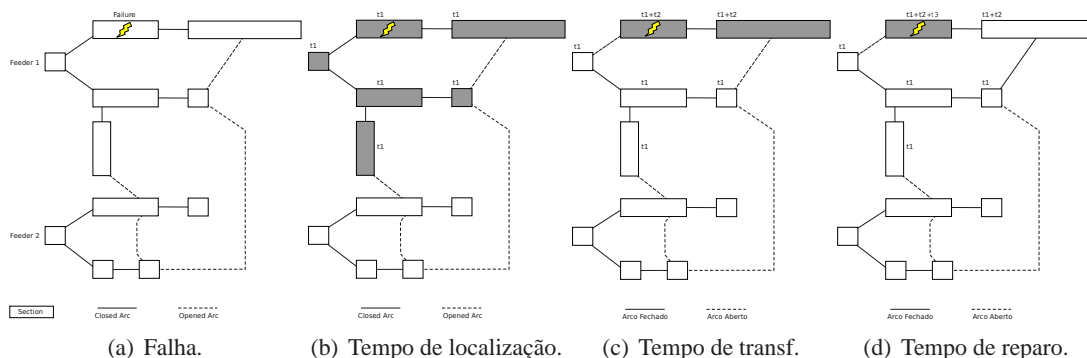


Figura 1: Estimativa do tempo de restauração.

3 Formulação do problema

Um sistema de distribuição operado radialmente pode ser modelado como uma árvore conectada $T(V,A)$ enraizada na subestação, onde V é o conjunto de n nós e A é o conjunto de m arcos. O nó $i \in V$ é a localização de um consumidor ou um ponto de ramificação da rede. O arco $(i,j) \in A$, $i \in V$ e $j \in V$ representam um trecho de rede. Os dispositivos de proteção e as chaves são equipamentos que podem ser instalados nos arcos da rede, os quais dividem a rede em setores. Cada setor $k \in S$ possui uma quantidade de clientes N_k e uma carga L_k .

Uma solução para o problema de alocação de chaves deve definir os arcos na rede a receber chaves seccionadoras, de manobra, manuais e automáticas. A alocação de dispositivos de proteção não é considerada neste problema, entretanto é considerada a existência desses equipamentos durante a avaliação da confiabilidade da rede. As variáveis de decisão apresentadas a seguir consideram chaves seccionadoras e de manobra de diferentes tipos, observando a capacidade e a forma de operação da chave (manual ou automática).

$$x_{ij}^s = \begin{cases} 1, & \text{se uma chave seccionadora do tipo } s \in SW \text{ for alocada ao trecho } (i,j) \in A; \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

$$y_{ij}^s = \begin{cases} 1, & \text{Se uma chave de manobra do tipo } s \in SW \text{ for alocada ao trecho } (i,j) \in A; \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

O modelo matemático para o problema multiobjetivo pode ser formulado da seguinte forma:

$$\min \quad c_e \cdot END(X,Y) + \sum_{(i,j) \in A} \sum_{s \in SW} c_s \cdot (x_{ij}^s + y_{ij}^s) \quad (5)$$

$$\min \quad DEC(X,Y) \quad (6)$$

s.a.

$$x_{ij}^s + y_{ij}^s \leq 1 \quad \forall (i,j) \in A, \forall s \in SW \quad (7)$$

$$f_{ij} x_{ij}^s + f_{ij} y_{ij}^s \leq F_s \quad \forall (i,j) \in A, \forall s \in SW \quad (8)$$

$$x_{ij}^s, y_{ij}^s \in \{0, 1\} \quad \forall (i,j) \in A, \forall s \in SW \quad (9)$$

$$f_{ij} \geq 0 \quad \forall (i,j) \in A \quad (10)$$

Sendo X o conjunto das chaves seccionadoras alocadas ($x_{ij}^s = 1$) e Y o conjunto das chaves de manobra alocadas ($y_{ij}^s = 1$). SW é o conjunto de tipos de chaves, c_e é o custo da energia, c_s é o custo de aquisição e alocação da chave do tipo s , f_{ij} a carga passante no arco $(i,j) \in A$, F_s é a capacidade da chave do tipo s .

O primeiro objetivo (5) minimiza os custos da energia não distribuída (END) e da aquisição e instalação de chaves. O segundo objetivo (6) minimiza a duração média de interrupções por consumidor (DEC). As restrições apresentadas na Equação (7) garantem que apenas uma chave pode se instalada em cada arco. As restrições (8) representam o fluxo máximo por arco de acordo com a capacidade da chave alocada. A natureza binária das variáveis de decisão e a não-negatividade dos fluxos são representadas pelas restrições (9) e (10).

4 Metodologia de solução

O método de solução proposto para realizar a alocação de chaves é baseado em um algoritmo memético com uma população estruturada (Michalewicz (1996)), que acelera o processo de busca por soluções de alta qualidade. Para resolver o problema multicritério foi utilizado o método do ϵ -restrito. O método de avaliação da confiabilidade utilizado é descrito em Assis et al. (2012). O algoritmo memético será apresentado de forma sintetizada, já que o mesmo é proposto em Assis et

al. (2012). O fluxo de carga nos arcos são determinados pelo método *backward-forward sweep* em uma fase de pré-processamento e uma descrição detalhada deste método pode ser encontrada em Kersting (2002).

4.1 Definições

Cada indivíduo da população é uma solução candidata do problema, o qual é representado por uma sequência de genes denominados de cromossomo. Cada cromossomo é definido por dois vetores de inteiros que representam a localização das chaves seccionadoras e chaves de manobra. Cada posição do cromossomo representa um arco candidato a receber chave, contendo valores no intervalo $[0, |SW|]$, sendo que 0 significa a ausência de chave neste arco, os demais valores indicam o tipo das chaves pertencentes ao conjunto SW .

A população é organizada em uma árvore ternária, com três níveis e uma quantidade fixa de 13 indivíduos (Mendes et al. (2005)). Nessa estrutura a população é organizada hierarquicamente em indivíduos líderes e subordinados. Esta classificação é feita de acordo com o valor da solução que cada indivíduo representa, sendo que cada nós raiz possui um valor melhor que seus nós filhos. A população estruturada requer um número menor de avaliações do *fitness* reduzindo o esforço computacional sem perder a qualidade da solução final.

4.2 Geração da população inicial

Uma heurística construtiva gulosa é proposta para gerar uma população inicial factível, onde cada arco candidato a receber chaves é classificado de acordo com o benefício obtido a partir da alocação da chave do tipo s no arco (i,j) . Esse benefício é definido pela Equação (11).

$$B_{ij}^s = \frac{1}{|A|} \left(\frac{DEC_{max} - DEC_{ij}^s + 1}{DEC_{max} - DEC_{min} + 1} + 1 \right) \quad (11)$$

DEC_{ij}^s é o DEC da rede contendo uma única chave do tipo s no arco (i, j) . A decisão para alocar a chave em um arco é estocástica e os arcos com maior benefício possuem maior probabilidade de receber uma chave. Quando um arco é selecionado para receber uma chave, a chave de menor custo e com capacidade suficiente é alocada. O valor do DEC_{min} é calculado sem a presença de chaves na rede e DEC_{max} é obtido alocando uma chave automática em cada arco candidato.

4.3 Algoritmo memético

4.3.1 Fitness

A função de avaliação é usada pelo algoritmo memético para guiar a busca por soluções de boa qualidade. Os indivíduos com melhor *fitness* tem maior capacidade de sobreviver e reproduzir, deixando descendentes que provavelmente herdarão bons atributos. A Equação (12) mostra a função de *fitness* utilizada.

$$fitness = \frac{1}{c_e \cdot ENS(X, Y) + \sum_{(i,j) \in A} \sum_{s \in S} c_s \cdot (x_{ij}^s + y_{ij}^s)} \quad (12)$$

4.3.2 Seleção

A seleção dos indivíduos é feita de acordo com a estrutura da população, onde todo par de indivíduos líderes e subordinados participam do crossover.

4.3.3 Crossover

A operação de *crossover* combina a informação genética de dois indivíduos progenitores para gerar um novo indivíduo. O *Crossover* de 1-ponto é usado, sendo que em cada operação um valor entre zero e o tamanho do cromossomo é definido aleatoriamente, o qual divide o cromossomo em duas partes. Assim, o novo indivíduo é formado pela cópia da primeira parte do líder e da segunda parte do subordinado.

4.3.4 Mutação

O operador de mutação adiciona diversidade a população aplicando mudanças aleatórias nos indivíduos. De acordo com uma probabilidade p_m um alelo é selecionado para ser mutado, neste caso o método proposto considera três possibilidades: 1. Quando o arco possui uma chave automática a operação de mutação troca por uma chave manual; 2. Quando o arco não tem chave alocada, uma chave manual é alocada ao mesmo; 3. Quando o arco possui uma chave manual, esta chave é removida ou é trocada por uma chave automática, ambas operações possuem igual probabilidade de ocorrer.

4.3.5 Factibilidade

As soluções podem se tornar inactíveis após a execução dos operadores genéticos, apresentando um valor de *DEC* inferior ao limite estipulado. Nesses casos um algoritmo de reparo é aplicado a fim de restaurar a factibilidade destes indivíduos. Para isso é alocado um número suficiente de chaves até que o *DEC* seja factível.

4.3.6 Busca local

A busca local é aplicada a fim de melhorar a solução através da exploração da solução atual. A metodologia proposta utiliza três movimentos de busca local: *inserção*, *remoção* e *troca*. Uma solução vizinha é aleatoriamente escolhida e se esta possui um *fitness* melhor, ela substitui a solução atual (*first-improvement*). Esses movimentos são repetidos enquanto for possível encontrar soluções melhores na vizinhança. Para reduzir o esforço computacional é utilizada uma vizinhança restrita com uma distância máxima de três arcos.

4.3.7 Pseudo-código do algoritmo memético

O algoritmo 1 mostra o pseudo-código do algoritmo memético com população estruturada.

Algorithm 1 Algoritmo Memético com população estruturada

```

1:  $P \leftarrow \text{GeraPopulacaoInicial}()$ ;
2: while Critério de parada não for satisfeito do
3:    $P \leftarrow \text{SortTree}()$ ;
4:   for cada par  $(\text{líder}, \text{subordinado}) \in P$  do
5:      $\text{offspring} \leftarrow \text{Crossover}(\text{líder}, \text{subordinado})$ ;
6:      $\text{offspring} \leftarrow \text{Mutacao}(\text{offspring})$ ;
7:     if  $\text{Factivel}(\text{offspring}) == \text{true}$  then
8:        $\text{offspring} \leftarrow \text{Factibiliza}(\text{offspring})$ ;
9:     end if
10:     $\text{BuscaLocal}(\text{offspring})$ ;
11:    if  $\text{Fitness}(\text{offspring}) > \text{Fitness}(\text{subordinado})$  then
12:       $\text{subordinado} \leftarrow \text{offspring}$ ;
13:    end if
14:  end for
15: end while

```

4.4 Método ε -restrito

O método ε -restrito é uma das tradicionais técnicas de escalarização para resolver problemas de otimização multiobjetivo. Neste método uma das funções objetivo originais é minimizada enquanto as demais são transformadas em restrições (Ehrgott (2005)). A fim de gerar um conjunto de soluções não-dominadas que cobrem diferentes cenários de limitação da confiabilidade e investimento, o algoritmo memético foi executado algumas vezes utilizando o método ε -restrito, sendo que a Equação (5) é minimizada e a cada execução foi colocado uma restrição de confiabilidade (valor do DEC - Equação (6)) diferente. O ajuste do valor de DEC limite foi gradual, iniciando com um valor de DEC baixo até alcançar condições utópicas do melhor valor de DEC possível. A Equação (13) mostra os valores de DEC limite na i -ésima execução, assumindo que o algoritmo foi executado por n vezes.

$$DEC_{lim}^i = DEC_{min} + \frac{(i-1)}{(n-1)}(DEC_{max} - DEC_{min}) \quad (13)$$

5 Resultados

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos utilizando o método proposto para resolver o PACM. São utilizados três alimentadores de uma rede real de grande porte, dois estudos de caso são abordados e soluções são propostas pela metodologia de otimização como alternativa à configuração de chaves existente atualmente. Também é apresentada uma curva de soluções não dominadas fornecendo à concessionária de distribuição de energia elétrica a possibilidade de selecionar entre diferentes alternativas qual objetivo deseja priorizar no momento.

As Tabelas 1 e 2 mostram informações pertinentes sobre os tipos das chaves disponíveis para alocação e os parâmetros utilizados no processo de otimização. Na tabela de chaves, a coluna “Tipo” indica se a chave é manual (M) ou automática (A) e todos os tipos de chaves podem ser utilizadas como seccionadoras e de manobra. Os algoritmos foram implementados em C++ e executados em um Intel Core 2 Quad 3.0 GHz com 4 GB de RAM, usando Ubuntu 10.04 (64 bits) como sistema operacional.

Tabela 1: Informações Gerais das Chaves.

ID	Capacidade (A)	Tipo	Custo (R\$)
C100	100,0	M	2817,00
C200	200,0	M	3817,00
C400	400,0	M	5017,00
C600	600,0	M	6185,00
A400	400,0	A	25000,00
A600	600,0	A	35000,00

Tabela 2: Parâmetros complementares.

Parâmetro	Valor	Unidade
Custo de energia	200,00	[R\$/MWh]
Fator de carga	0,6	
Taxa de juros	10,0	[%]
Tempo de amortização	15	[anos]
Taxa de falha	0,8	[falhas/km/ano]
Tempo de localização da falha (t_l)	0,91	[horas]
Tempo de transferência de energia (t_r)	0,46	[horas]
Tempo de reparo da rede (t_r)	2,0	[horas]

5.1 Descrição das redes

Os estudos de casos foram efetuados sobre três alimentadores de uma rede de grande porte, denominados rede 1, rede 2 e rede 3. Algumas características desses alimentadores são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3: Informações gerais sobre as redes em estudo.

	Rede 1	Rede 2	Rede 3
Nós	551	415	645
Arcos	550	414	644
Carga [kW]	4714,95	3286,75	4416,51
Número total de clientes	2724	4185	3681
comprimento [m]	17586	52361	32284

5.2 Estudo de soluções alternativas

O custo e o DEC da solução vigente para as redes 1, 2 e 3 correspondem a R\$14.279,25 e 5,77; 12.011,26 e 2,15; 11.978,73 e 3,26 medido em horas/ano/consumidor, respectivamente. Esse estudo mostra um conjunto de soluções não dominadas e descreve duas soluções alternativas para a substituição da solução vigente. Essas duas soluções são denominadas *solução dominante no custo* e *solução dominante no DEC*.

5.2.1 Conjunto de soluções

Um conjunto de soluções não dominadas foi obtido utilizando o processo descrito na Seção 4.4. A Figura 2 mostra os valores de $DEC \times custo$ para um conjunto de 40 soluções obtidas para a Rede 1.

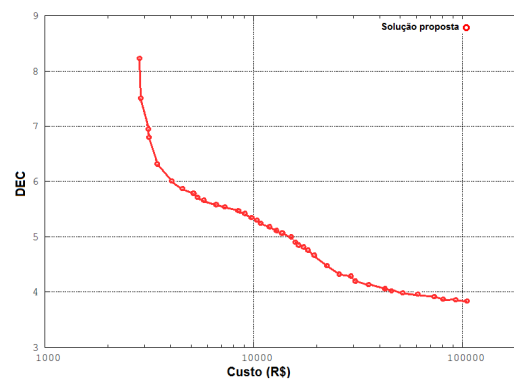


Figura 2: Soluções propostas para Rede 1.

5.3 Solução dominante no custo

A solução dominante no custo, mantendo a confiabilidade da solução vigente, foi obtida após a execução do algoritmo memético limitando o DEC em $DEC_{lim} = 5,77$; $DEC_{lim} = 2,15$ e $DEC_{lim} = 3,26$ para as redes 1, 2 e 3 respectivamente. Esses valores limites são os mesmos valores de DEC da solução vigente. A idéia principal desse estudo consiste em encontrar a solução alternativa de menor custo que atenda à mesma confiabilidade da solução vigente.

5.4 Solução dominante no DEC

A solução dominante no DEC foi obtida após a execução do algoritmo com restrição de orçamento de R\$14.500,00 para a rede 1 e 12.000,00 para as redes 2 e 3. Essa solução representa a opção de reduzir o valor do DEC da rede, utilizando aproximadamente o mesmo investimento utilizado pela solução vigente.

5.5 Análise das soluções

A Tabela 4 apresenta as características das soluções vigente, dominante no custo e dominante no DEC para as redes 1, 2 e 3.

A solução dominante no custo para a rede 1, mantendo a confiabilidade da solução vigente, atingiu um custo total de alocação de chaves R\$5.022,20 anuais indicando uma redução de 65% comparado à solução vigente. Essa redução no custo foi possível devido a realocação de chaves que levam a melhores benefícios em relação ao valor do DEC. Também houve a remoção de chaves de locais que não apresentam melhorias significativas na confiabilidade. O número de chaves da solução dominante no custo foi reduzido em 72,41% comparada à solução vigente.

Tabela 4: Comparação de soluções para as redes em estudo.

Resultados para rede 1			
	Solução Vigente	Dominante no custo	Dominante no DEC
Custo da Energia não distribuída (R\$)	1612,80	1587,12	1323,40
Valor do DEC (horas/consumidor/ano)	5,77	5,76	4,99 (-13,52%)
Custo total	14279,25	5022,20 (-64,83%)	14380,13
Chaves alocadas	29	8 (-72,41%)	10 (-65,52%)
Tempo de execução (S)	-	246,43	437,60
Resultados para rede 2			
	Solução Vigente	Dominante no custo	Dominante no DEC
Custo da Energia não distribuída (R\$)	1011,44	978,46	848,27
Valor do DEC (horas/consumidor/ano)	2,15	2,14	1,91 (-11,16%)
Custo total	12011,26	5632,04 (-53,11%)	11997,77
Chaves alocadas	28	13 (-53,57%)	16 (-42,86%)
Tempo de execução (S)	-	94,58	133,51
Resultados para rede 3			
	Solução Vigente	Dominante no custo	Dominante no DEC
Custo da Energia não distribuída (R\$)	1141,15	1163,73	1025,93
Valor do DEC (horas/consumidor/ano)	3,26	3,25	2,50 (-23,31%)
Custo total	11978,73	3332,2 (-72,18%)	11835,57
Chaves alocadas	23	6 (-73,91%)	10 (-56,52%)
Tempo de execução (S)	-	140,37	224,3

Custo de chaves e custo total são anualizados.

Os resultados obtidos para as redes 2 e 3 tiveram o mesmo comportamento que o encontrado para a rede 1, obtendo soluções alternativas de qualidade superiores às da solução vigente. As soluções para as redes 2 e 3, mantendo a mesma confiabilidade da solução vigente, atingiram custos de alocação de chaves R\$5.632,04 e R\$3.332,20 anuais respectivamente, representando reduções de mais de 53% e 72%, com relação ao custo da solução vigente. O número de chaves da solução dominante no custo foi reduzido em 53% e 73,91% respectivamente.

A solução dominante no DEC, para a rede 1 teve uma duração de falha média de 4,99 horas/consumidor/ano, ao mesmo tempo que manteve praticamente o mesmo nível de investimento da solução vigente. A redução do DEC, com relação à solução vigente, foi de 13,52%. Esse valor de DEC foi atingido, em grande parte, através da substituição de chaves manuais por chaves automáticas. Com praticamente o mesmo investimento foi possível reduzir o número de chaves da rede de 29 para 10, o que representa 34,48% do número de chaves iniciais. Ressalta-se a importância das chaves automáticas, tanto na redução do DEC quanto na redução do número total de chaves na rede.

As soluções dominantes no DEC para as redes 2 e 3 tiveram durações de falha médias de 1,91 e 2,50 horas/consumidor/ano respectivamente, mantendo o mesmo nível de investimento da solução vigente. As reduções no DEC foram de 11,16% e 23,31% para as redes 1 e 2. O número de chaves foi reduzido para 16 e 10, indicando reduções de 57,14% e 43,48%, respectivamente para as redes 1 e 2.

A Figura 3 mostra o conjunto de soluções propostas juntamente com a solução vigente para rede 1, destacando as soluções *dominante no DEC* e *dominante no custo*.

Observando o conjunto de soluções apresentados na Figura 3 é possível verificar que a solução vigente é dominada por 13 soluções encontradas pelo algoritmo proposto. Essas soluções dominantes são as situadas no quadrante inferior esquerdo. Se a solução corrente for trocada por qualquer uma dessas 13 soluções haverá benefícios econômicos e de confiabilidade.

6 Considerações finais

O problema de alocação de chaves seccionadoras e de manobra, automáticas e manuais no sistema de distribuição de energia foi analisado, buscando reduzir os custos operacionais das redes

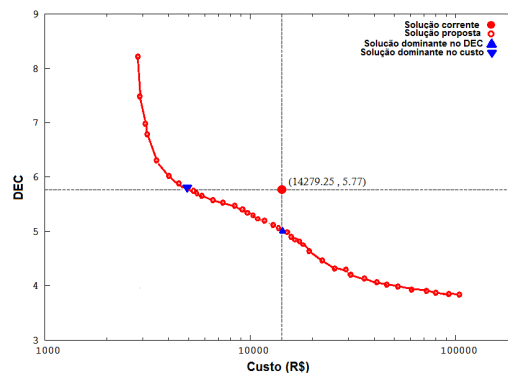


Figura 3: Comparação entre soluções propostas e solução vigente.

de distribuição e a duração da interrupção do fornecimento de energia elétrica.

Esse trabalho propôs uma metodologia multicritério para resolver o PACM baseada em algoritmos meméticos (AM) e no método ϵ – *restrito*. O AM reúne as características dos algoritmos genéticos e a capacidade de busca. O uso de uma população estruturada foi motivado pelo fato do algoritmo realizar sucessivas avaliações da confiabilidade da rede, uma tarefa com um custo computacional alto. A população estruturada possui um número menor de indivíduos comparado às estruturas convencionais dos algoritmos populacionais, reduzindo dessa forma o esforço computacional, permitindo o estudo em redes de grande porte sem perder a qualidade da solução final. Utilizando o método multicritério ϵ – *restrito* foi possível encontrar um conjunto de soluções não-dominadas de boa qualidade para o problema abordado.

Casos de estudo foram realizados para três alimentadores de uma rede de grande porte. Um conjunto de soluções de alta qualidade foi encontrado pelo algoritmo. Estudos sobre soluções alternativas à vigente buscando a melhor solução encontrada para o custo e o DEC, que são os dois objetivos do problema, foram realizados. A comparação entre a solução vigente e a proposta pelo algoritmo destaca a eficácia da metodologia proposta devido ao potencial de redução do custo e da confiabilidade, 50% e 10% respectivamente.

O estudo sobre o PACM está em sua fase inicial. Foram apresentados estudos e resultados iniciais que já possuem boa qualidade. Dessa forma, ficou claro que existe um compromisso entre o investimento aplicado na alocação de chaves e o retorno desse investimento em termos de melhoria na confiabilidade da rede. No entanto consideramos que há grande espaço para o aprimoramento da técnica multicritério aplicada. Outra proposta pertinente de trabalho futuro é desenvolver um modelo matemático que possa ser utilizado em um *solver* a fim de resolver o problema de alocação de chaves para redes de pequeno porte assim como validar o desempenho da metodologia proposta.

Em conclusão o trabalho apresentado propõe uma metaheurística populacional eficaz que pode auxiliar empresas de distribuição de energia em suas decisões sobre o processo de adição, remoção e realocação de chaves. Além disso é capaz de proporcionar um conjunto de soluções alternativas de igual qualidade que permite ao decisor verificar, a partir da análise confiabilidade vs. custo, qual solução se encaixa melhor ao propósito e motivações atuais da empresa.

7 Agradecimentos

Esta pesquisa contou com o apoio financeiro da CAPES, do CNPq e da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).

Referências

- Assis, L. S., González, J. F. V., Usberti, F. L., Lyra, C., Cavellucci, C. & Von Zuben, F. (2012). Algoritmo memético para alocação ótima de chaves manuais e telecomandadas em um sistema de distribuição de energia elétrica., *IEEE Transactions on Power Delivery* pp. 1125–1137.
- Billinton, R. & Allan, R. N. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*, Plenum Press, New York, EUA.
- Billinton, R. & Jonnavithula, S. (1996). Optimal switching device placement in radial distribution systems., *Anais do XLIV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional* **11**(3): 1646–1.
- Carvalho, P. M. S., Ferreira, L. A. F. M. & Cerejo da Silva, A. J. (2005). A decomposition approach to optimal remote controlled switch allocation in distribution systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* .
- Celli, G. & Pilo, F. (1999). Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks, *IEEE Transactions on Power Delivery* **14**: 1167 – 1172.
- Ehrgott, M. (2005). *Multicriteria Optimization*, 2nd edn, Springer.
- Falaghi, H., Haghifam, M. & C., S. (2009). Ant colony optimization-based method for placement of sectionalizing switches in distribution networks using a fuzzy multiobjective approach., *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY* **24**(1): 268–276.
- Garey, M. R. & Johnson, D. S. (1979). *Computers and Intractability: A Guide to the Theory of NP-Completeness.*, W. H. Freeman.
- Haghifam, M. R. (2004). Optimal allocation of tie points in radial distribution systems using a genetic algorithm., *EUROPEAN TRANSACTIONS ON ELECTRICAL POWER* **14**: 85–96.
- Kersting, W. H. (2002). *Distribution System Modeling and Analysis – Second Edition*, CRC Press, New York, NY.
- Levitin, G., Mazal-Tov, S. & Elmakis, D. (1995). Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternative supply., *Electric Power Systems Research* **35**: 149–155.
- Mendes, A., Franca, P., Lyra, C., Pissarra, C. & Cavellucci, C. (2005). Capacitor placement in large-sized radial distribution networks, *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings* **152**(4): 496 – 502.
- Michalewicz, Z. (1996). *Genetic algorithms + data structures = evolution programs*, 3rd edn, New York: Springer.
- Ramirez-Rosado, I. J. & Bernal-Agustin, J. L. (2001). Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm., *IEEE Transactions on Power Systems* **16**(4): 111 – 118.
- Teng, J. & Liu, Y. (2003). A novel acs-based optimum switch relocation method., *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS* **18**(1): 113–120.
- Tippachon, W. & Rerkpreedapong, D. (2009). Multiobjective optimal placement of switches and protective devices in electric power distribution systems using ant colony optimization., *Electric Power Systems Research* **79**(1): 1171–1178.