

Algoritmos Genéticos aplicados à Avaliação de Desempenho de Operadores de Redes de Distribuição

Neimar A. Oliva¹, Edison A. C. Aranha Neto¹, Leocardia Szeskoski¹

¹Departamento de Eletrotécnica – Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC)
Av. Mauro Ramos, 950 – 88.020-300 – Florianópolis – SC – Brasil

nao@uol.com.br, earanha@ifsc.edu.br, lehszeskoski@gmail.com

Abstract. *Operators in charge of the distribution network control centers play a complex role in deciding the sequence of switchings necessary to restore networks after occurrence of contingencies (lightning, falling trees etc.). This research proposes an evaluation method of the sequence of switchings adopted by the operators, by comparing it with a solution obtained from a genetic algorithm with variable length chromosome (VCL). The results obtained by the optimization compared to the actions taken by the operators in a real case demonstrate the pertinence of its application.*

Resumo. *Os operadores dos centros de controle das redes de distribuição desempenham uma tarefa complexa ao decidir a sequência de manobras necessárias para o restabelecimento das redes após a ocorrência de contingências (raios, queda de árvores etc.). Esta pesquisa propõe um método de avaliação da sequência de manobras adotada pelos operadores, através da comparação com uma solução obtida por um algoritmo genético com cromossomo de tamanho variável. Os resultados obtidos da otimização comparados com as ações tomadas pelos operadores em um caso real demonstram a pertinência de sua aplicação.*

1. Introdução

O Centro de Operação de Distribuição (COD) é um conjunto centralizado de pessoal, informações, equipamentos e processamento de dados, responsável pela coordenação, supervisão, controle, comando e execução das atividades operativas realizadas no sistema elétrico de distribuição de energia elétrica pertencente a cada concessionária ou permissionária [ANEEL 2016]. A Figura 1 apresenta uma sala de controle do COD.

Seus profissionais são sujeitos a um grande volume de informações em sua rotina diária, e treinados – dentre outras atribuições – a decidir sobre a melhor sequência de manobras (alteração do estado das chaves) para a reconfiguração da RD quando esta necessita de intervenções programadas para a realização de serviços de manutenção preventiva de seus componentes, ou diante de defeitos provocados por contingências como tempestades, raios, quedas de árvore, acidentes de trânsito com danos à rede ou falhas de equipamentos. Estas decisões não são triviais, envolvem objetivos conflitantes, e a qualidade dos resultados é influenciada pelos procedimentos e métodos da distribuidora, o nível de treinamento e o tempo de experiência do operador, além das informações disponíveis no momento das contingências.



Figura 1. Centro de Operação de Distribuição (COD) da CPFL Energia

Neste sentido, propõe-se um método de avaliação da sequência de manobras adotada pelos operadores do COD, através da comparação com uma solução otimizada por um algoritmo genético de cromossomos de tamanho variável, considerando os objetivos da distribuidora.

As próximas seções deste trabalho estão organizadas da seguinte forma: na seção 2 são apresentadas as principais características das redes de distribuição de energia. A seção 3 resume os aspectos da modelagem da rede de distribuição. Na seção 4 é apresentado o modelo multicritério que define a função de avaliação da meta-heurística utilizada. A seção 5 apresenta o método de cálculo do fluxo de carga adotado para este trabalho. O algoritmo genético utilizado para a obtenção de uma boa sequência de manobras é especificado na seção 6. A seção 7 apresenta os resultados de um estudo de caso real. Finalmente, a seção 8 traz as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2. Rede de distribuição de energia

Uma RD engloba uma ou mais subestações (SEs) e suas linhas de distribuição – ou alimentadores. Estas possuem um conjunto de estruturas, condutores e equipamentos elétricos, aéreos ou subterrâneos, operando em média tensão, em geral entre 11,9 kV e 34,5 kV (rede primária), ou em baixa tensão (rede secundária) [ANEEL 2016].

Os alimentadores são usualmente de topologia radial, com um único caminho entre a SE e qualquer ponto de consumo. Assim, todos os consumidores a jusante de um defeito sofrem interrupção de energia. Este efeito colateral da topologia radial pode ser reduzido com a utilização de chaves normalmente abertas (NA) conectadas entre os seus ramais (chaves de manobra internas) ou a um alimentador adjacente (chaves de manobra de fronteira). Em caso de falha na rede, chaves normalmente fechadas (NF) são abertas e/ou chaves normalmente abertas (NA) são fechadas, de forma a permitir o socorro de parte ou a totalidade das cargas conectadas à rede através destes circuitos alternativos. Estas chaves podem ser automáticas (mais presentes em pontos críticos e em redes inteligentes), mas a grande maioria é operada manualmente [Sperandio 2008].

3. Modelagem da rede de distribuição radial

O modelo de grafo é conveniente para representar as funções e relações entre os elementos de uma rede de distribuição de energia, e sua visualização facilitou a compreensão e

validação dos resultados, mas computacionalmente ele foi utilizado na forma de listas de adjacências [Goodrich and Tamassia 2002]. As RDs radiais possuem grafos esparsos, portanto as listas de adjacências são mais apropriadas do que uma matriz de adjacências [Cormen et al. 2012].

A Figura 2 apresenta um trecho de rede representado por grafos, e a Figura 3 mostra sua correspondente lista de adjacências. Os ramos (arestas) guardam a informação dos nós (vértices) que conectam, ao passo que os nós possuem uma lista de possíveis caminhos (ramos) a seguir. Esta configuração facilita a maioria dos algoritmos de busca [Goodrich and Tamassia 2002].

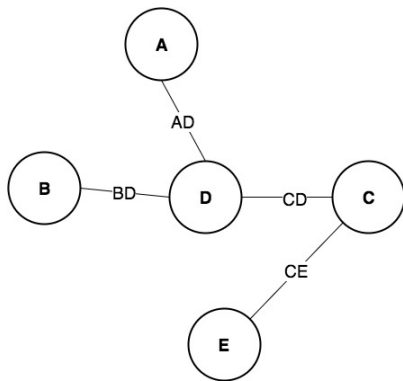


Figura 2.
Representação
por grafos de um
trecho da RD

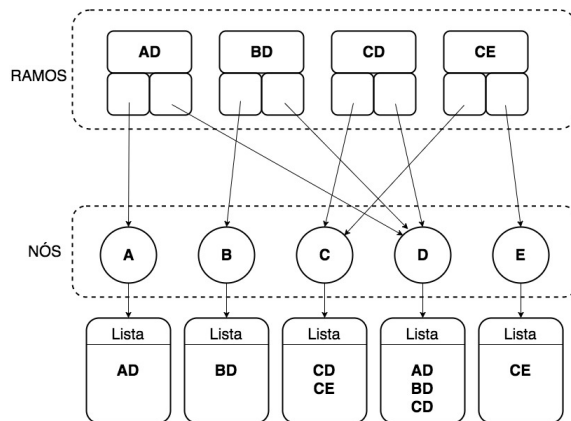


Figura 3. Lista de Adjacências proposta

4. Avaliação multicritério

A teoria multicritério [Ensslin et al. 2001] foi a base para a construção de um modelo para valoração das sequências de manobras para o restabelecimento do fornecimento de energia aos consumidores. Com base em informações da distribuidora foram selecionados os critérios mais relevantes para o problema, sendo definida uma escala de valor para cada um deles, com níveis de impacto medidos por *benchmark*, de forma a torná-las genéricas e aplicáveis a todos os usos previstos para a metodologia proposta, sendo eles:

- Atendimento aos Consumidores Prioritários (ACP): porcentagem do tempo em que os clientes prioritários permanecem em área clara (com fornecimento de energia), do início da contingência até o término do reparo da rede;
- Energia Elétrica Suprida (EES): porcentagem de energia elétrica suprida durante as manobras e até o reparo da rede;
- Perdas Elétricas (PEL): calculadas pela porcentagem de perdas técnicas (kWh) em relação à EES. Variam linearmente entre 0% (perdas maiores ou iguais a 5%) e 100% (perdas iguais ou inferiores às regulares da rede);
- Qualidade de Energia (QDE): é 100% quando pelo menos 90% das barras envolvidas no problema forem mantidas dentro da faixa de tensão normal durante o reparo da rede; 80% se mais de 10% das barras de carga estiverem em tensão precária; e 0% se mais que 10% das barras de carga forem submetidas à tensão crítica. Os limites das faixas de tensão normal, precária e crítica são os regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL [ANEEL 2017];

- e) Carregamento das Linhas e Transformadores (CLT): é 100% se a sequência de manobras não provoca sobrecarga nas linhas e transformadores envolvidos no problema durante as manobras e o reparo da rede; 80% em caso de sobrecarga de até 20% em pelo menos um deles; e 0% se alguma linha ou transformador for sobrecarregado acima de 20%.

Para ponderar o quanto a melhoria em um critério pode compensar a piora em outro, foram definidos *trade-offs* entre eles pelo método *Analytic Hierarchy Process* (AHP) [Marins et al. 2009]. Assim, pode-se estabelecer uma função de valor aditiva global

$$F_{aval} = W_1 \cdot ACP + W_2 \cdot EES + W_3 \cdot PEL + W_4 \cdot QDE + W_5 \cdot CLT$$

para uso tanto no processo de otimização mono-objetivo quanto para comparação entre a solução obtida, o caso real ou uma contraproposta. W_i representa cada um dos *trade-offs*.

5. Fluxo de carga

O cálculo do fluxo de carga aplicado neste trabalho é o Método do Somatório de Potências (MSP) [Céspedes 1990] com 100% das cargas modeladas para potência constante, e sistema trifásico equilibrado. Estas simplificações são necessárias apenas pela inexistência de dados de entrada mais detalhados. O MSP é um método de varredura baseado em um equivalente elétrico e na eliminação dos ângulos de fase da tensão nas equações solucionadas, e tem por objetivo a obtenção do nível de carregamento, os estados de tensão e corrente em regime permanente, e as perdas elétricas de um sistema de energia. A cada variação de demanda e da estrutura da rede, faz-se necessária uma nova solução do fluxo de carga [Aranha Neto 2012]. Sua formulação básica para o propósito deste trabalho envolve as equações

$$V_R^4 + [2 \cdot (P \cdot R + Q \cdot X) - V_S^2] \cdot V_R^2 + (P^2 + Q^2) \cdot (R^2 + X^2) = 0$$

$$L_P = R \cdot (P^2 + Q^2) / V_R^2$$

aplicadas ao modelo da Figura 4. Onde V_R é a tensão (V) do trecho da RD no lado da carga; V_S é a tensão (V) do trecho no lado do alimentador; P é a potência ativa (W) da carga; Q é a potência reativa (VAr) da carga; R é a resistência elétrica (Ω) do trecho; X é a reatância indutiva ou capacitiva (Ω) do trecho; L_P são as perdas elétricas (W) do trecho.

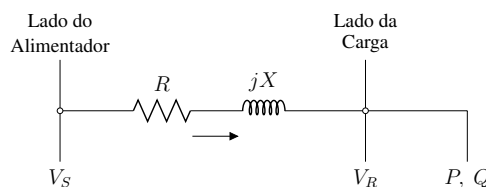


Figura 4. Equivalente elétrico do trecho de rede

O fluxo de carga é o maior gargalo na execução do método proposto, tomando mais que 90% do tempo de execução. Ele fornece os dados necessários à função de avaliação e é necessário a cada etapa de uma sequência de manobras. Durante cada execução, o MSP necessita de algumas iterações para convergir, a depender da extensão da rede de distribuição modelada e da complexidade dos elementos presentes (como os bancos de capacitores com estratégias especiais de controle).

6. Otimização da reconfiguração de redes de distribuição

Há um variado acervo de propostas de otimização para o restabelecimento das RDs na bibliografia da área, sendo as mais comuns baseadas em técnicas meta-heurísticas (58,7%), pois são capazes de lidar melhor com as características discretas, não-lineares e não-diferenciáveis do problema [Torres et al. 2016]. Os métodos baseados em programação matemática impõem uma série de limitações de modelagem, como a necessidade de linearização das perdas, a dificuldade em considerar as restrições de queda de tensão e radialidade, dentre outras [Kagan et al. 2009].

Os trabalhos tratam, em geral, do estado da rede ao final das manobras e não da sequência de manobras necessárias, ou o sequenciamento é decidido à posteriori, uma vez definidas as chaves participantes da solução. Isto impede a obtenção de uma solução que utilize mais de uma vez a mesma chave, o que pode ser a melhor solução.

Os algoritmos genéticos (AG) são técnicas heurísticas de otimização global baseadas numa metáfora do processo biológico de evolução natural, mas não buscam a solução ótima e sim melhores soluções a cada execução. O AG é um algoritmo genérico e como tal pode ser utilizado para vários propósitos distintos com poucas adaptações, mas devem ser utilizados apenas quando os algoritmos exatos forem extraordinariamente lentos ou incapazes de obter uma solução [Linden 2012], como no caso do problema de reconfiguração de redes de distribuição, que é NP-completo [Kleinberg et al. 2009].

Wolpert e Macready (1997) alertam para a necessidade de incorporação de conhecimento específico do problema para melhoria dos resultados dos algoritmos de busca combinatória. Demonstram ainda que o ganho em performance numa classe de problemas implica, necessariamente, na perda em outras, e sugerem cautela na aceitação dos resultados obtidos a partir de uma amostra pequena (frente ao universo dos problemas) como válidos para outros problemas.

Este trabalho aplica os princípios básicos dos algoritmos genéticos, porém com as modificações identificadas para o problema em estudo, com vistas à solução da sequência de manobras para a reconfiguração das redes de distribuição, requisito necessário à conclusão da avaliação do desempenho dos operadores do COD.

6.1. Representação cromossômica

Para otimizar a sequência de manobras e não o estado final (aberta ou fechada) das chaves de proteção e manobra da RD, propõe-se um cromossomo de números inteiros. O primeiro gene identifica a quantidade de manobras, e os demais representam a sequência de números das chaves que têm seu estado alterado, pela ordem em que aparecem, como mostra a Figura 5.

O número de manobras (genes) necessárias para a solução do problema pode variar significativamente dependendo da configuração própria de chaves NA e NF da RD, e da posição do defeito. O defeito pode separar a RD em dois ou mais grafos incomunicáveis. Um ou mais destes grafos da RD pode estar definitivamente isolado de qualquer fonte de alimentação, em área irremediavelmente escura.

Outro ponto importante é que os AGs tendem a reproduzir para as novas gerações, de forma exponencial, os esquemas de comprimento curto e avaliação alta, combinando-os em blocos de forma a buscar a melhor solução. Para alguns problemas, conhecidos

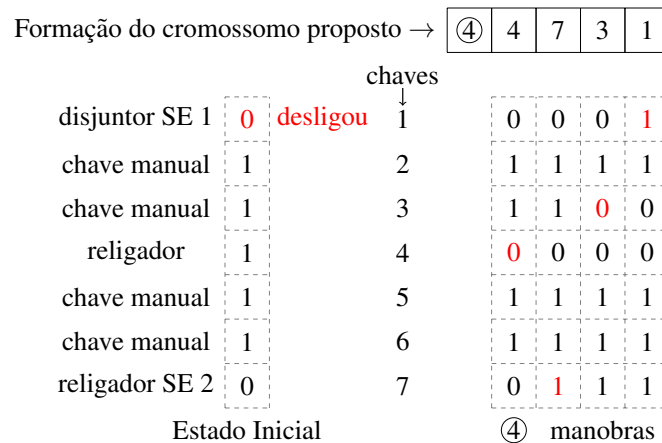


Figura 5. Representação do cromossomo do AG proposto

como enganadores, estes blocos construtivos podem direcionar erroneamente o algoritmo a pontos sub-ótimos, devido à média de avaliação de um esquema que não contém o ótimo global eventualmente ser maior que a de um esquema que a contém [Linden 2012].

Para lidar com estes desafios experimentalmente observados no problema, foi utilizado um cromossomo de tamanho variável, ou *Variable Chromosome Length* (VCL), similar ao adotado por Pawar (2015) em que o comprimento dos indivíduos de uma mesma população é variável. No entanto, foi adotada a otimização em estágios, de forma similar ao proposto por Kim (2005) para a otimização da topologia de estruturas por refinamento progressivo do domínio do problema.

6.2. Operadores do algoritmo genético

A população inicial é gerada com um número igual de genes nos cromossomos dos seus indivíduos. Na primeira etapa participam somente as chaves de manobra automáticas, para contornar a característica do problema – enganador – onde os esquemas que incluem as chaves automáticas no início da sequência, possuem valor baixo, são preteridos em relação a outros cromossomos de valor médio, e desaparecem antes da oportunidade de compor com os sufixos apropriados o cromossomo ótimo.

A seleção ocorre por roleta viciada [Linden 2012] com base no resultado de $(F_{aval})^n$. Isto porque os valores da função de avaliação são menores que a unidade e tornam-se muito próximos durante a otimização. Esta opção elimina a necessidade e o custo computacional de um ranking. O valor de n é um ajuste da ferramenta.

Os operadores de AG, acionados conforme a probabilidade definida nos ajustes da ferramenta pelo usuário, são:

- reprodução: transfere o indivíduo selecionado intacto para a próxima geração;
- cruzamento: um par de pais é selecionado, assim como um ponto de corte limitado ao menor deles. As partes anterior e posterior ao ponto de corte são intercambiadas para formar dois novos indivíduos da nova geração;
- mutação: um indivíduo e uma posição em seu cromossomo são selecionados aleatoriamente. A seguir é sorteada uma de duas ações conforme os ajustes de probabilidade do usuário: supressão, alteração ou inclusão. No caso de alteração

ou inclusão, é sorteado o número da chave a substituir a atual ou ser incluída na posição com incremento do comprimento do cromossomo.

6.3. Algoritmo completo de otimização

O algoritmo completo de otimização inclui algumas heurísticas úteis ao problema e é composto de:

- delimitação do escopo da otimização, desabilitando as chaves indiferentes ao problema, como aquelas presentes em pontos do circuito que não oferecem interrupção de cargas ou irremediavelmente isoladas das fontes, pelo defeito;
- verificação da necessidade de socorro por alimentador adjacente ao do defeito, e bloqueio das chaves de manobra de fronteira concorrentes com o disjuntor do alimentador do defeito. Assim, os alimentadores adjacentes participam da solução somente para os trechos em que as cargas perderam a conectividade com seu alimentador primário;
- otimização pelo AG, que encontra uma boa sequência de manobras com base na função de valor global obtida pela avaliação multicritério.

A heurística em a) tem o propósito de reduzir o espaço de busca do problema, além de evitar que chaves indiferentes ao problema apareçam na solução por não afetarem positivamente e nem negativamente o direcionamento da busca, de carona em um cromossomo bem avaliado. A heurística em b) se mostrou fundamental para evitar que o algoritmo busque a alteração da distribuição das cargas entre os alimentadores, por ineficiência da configuração atual da rede em condições normais de operação.

A Figura 6 mostra o fluxograma do algoritmo completo, considerando etapas de até 3 manobras.

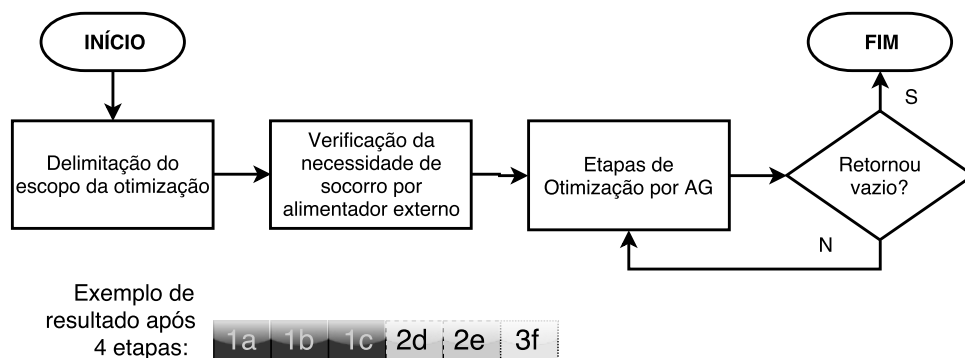


Figura 6. Fluxograma de cada etapa do algoritmo genético proposto

Cada etapa de otimização pelo AG é formada de uma iteração completa do fluxo apresentado na Figura 7. Devido às etapas probabilísticas inerentes aos AGs, não há garantia de que uma solução aceitável surgirá após um certo número de gerações, podendo haver convergência ou não. A convergência prematura é uma das principais preocupações envolvendo os AGs convencionais pois pode conduzir a uma solução subótima. Uma forma de contornar o problema da convergência prematura é a realização de um certo número de execuções independentes, selecionando-se o melhor indivíduo ao final [Koza 1992]. Este trabalho adota esta estratégia (Figura 7), além do elitismo – para manutenção do melhor indivíduo entre as gerações do AG.

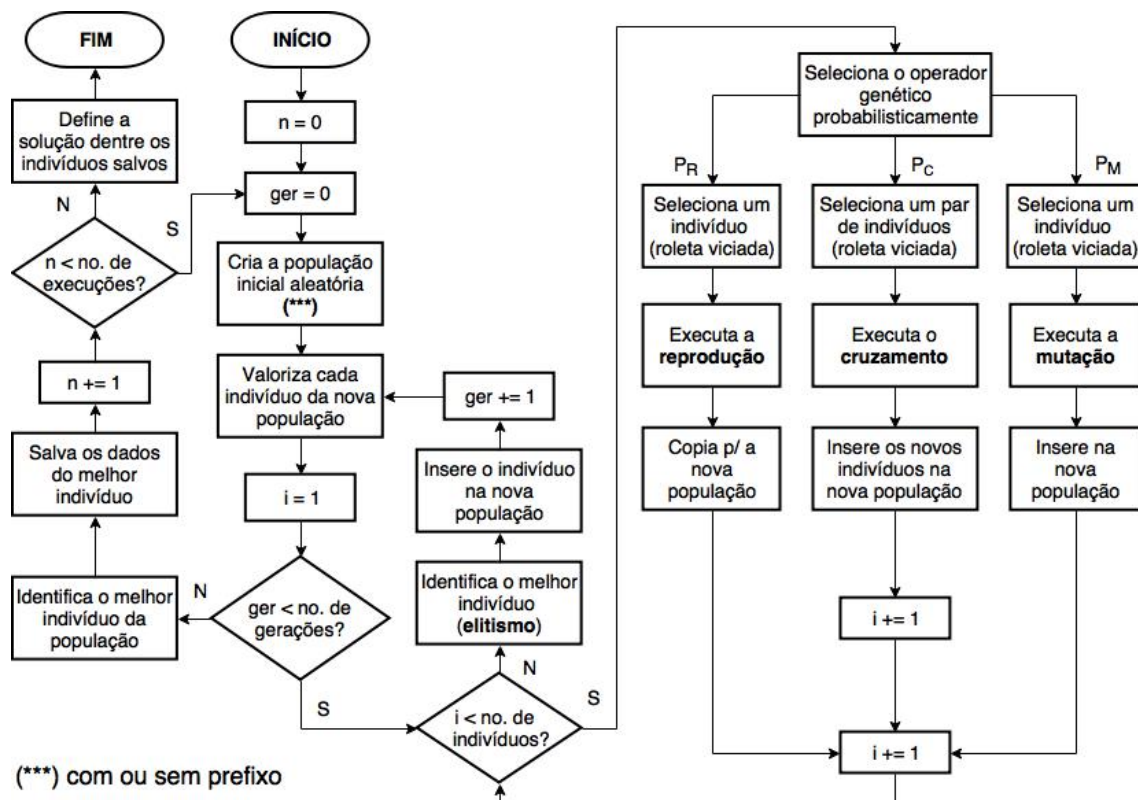


Figura 7. Fluxograma de uma etapa do algoritmo genético proposto

7. Resultados

A validação da metodologia proposta baseou-se em uma contingência real – queda de uma árvore – ocorrida em um alimentador de 26,6 MVA de uma RD do interior de São Paulo. O evento ocorreu próximo à SE, no patamar de carga da madrugada (0 às 6 h) quando a carga ativa era de cerca de 6,6 MW, e causou o desligamento do disjuntor da SE, afetando todas as 3413 unidades consumidoras, incluindo cinco clientes prioritários.

Após a modelagem da RD e a obtenção dos *trade-offs* pelo método AHP, o algoritmo de otimização proposto foi ajustado conforme a Tabela 1.

Tabela 1. Ajustes do algoritmo de otimização

Aspecto	Valor	Aspecto	Valor	Aspecto	Trade-off
Tamanho da população	500	Cruzamento (P_C)	0,70	ACP	38%
Número de gerações	100	Mutação (P_M)	0,20	EES	9%
Número de execuções	3	Reprodução (P_R)	0,10	PEL	3%
Número de etapas (máx.)	5	Manobra disjuntor	1 minuto	QDE	16%
Tempo de reparo	6 horas	Manobra religador	2 minutos	CLT	34%
		Manobra manual	30 minutos		

A Tabela 2 compara a solução adotada pelo operador do COD (A) com a solução apontada pela metodologia proposta (B), e ainda uma solução baseada na otimização do estado final da rede (C) empregando um cromossomo binário de estado das chaves, que não considera as manobras intermediárias, apenas o estado final após a reconfiguração.

Tabela 2. Comparativo de Resultados

Operador do COD (A)		Otimização			
		Sequência de manobras (B)		Estado final (C)	
Equipamento	Ação	Equipamento	Ação	Equipamento	Ação
Religador 1	Desligar	Religador 1	Desligar		
Religador fronteira 2	Ligar	Religador fronteira 2	Ligar		
Chave faca 1	Abrir	Chave faca 2	Abrir	Chave faca 2	Abrir
Religador 1	Ligar	Religador fronteira 3	Ligar	Religador fronteira 3	Ligar
Chave faca 3	Abrir				
Disjuntor do Alimentador	Ligar				
Cientes prioritários atendidos →	4 de 5	4 de 5		4 de 5	
Atendimento aos Clientes Prioritários (ACP) →	76,2 %	76,0 %		73,5 %	
Potência restabelecida →	75,5 %	77,9 %		77,9 %	
Energia Elétrica Suprida (EES) →	70,3 %	72,1 %		71,5 %	
Perdas técnicas →	2,7 %	1,3 %		1,2 %	
Perdas Elétricas (PEL) →	69,7 %	100,0 %		100,0 %	
Valor global (F_{aval}) →	87,4 %	88,4 %		87,4 %	

Observa-se que a solução proposta (B) possui maior valor global do que as demais, segundo os critérios da distribuidora. Ela prevalece sobre a solução A em função de um maior fornecimento de energia com menores perdas elétricas, e sobre a solução C em função de um maior tempo de atendimento aos clientes prioritários. Além disso, a solução A utiliza o mesmo religador 1 duas vezes ao longo das manobras, o que não teria representação por um cromossomo binário do método C. Assim, demonstra-se a importância do desenvolvimento de soluções capazes de considerar a sequência de manobras e não apenas o estado final da reconfiguração de rede, reduzindo o risco de obtenção de um resultado sub-ótimo, e uma noção equivocada do desempenho do operador do COD.

8. Conclusões

Este trabalho apresentou um método para obtenção de uma boa sequência de manobras e um critério de valoração, para servir de *benchmark* à distribuidora na avaliação das suas próprias ações no restabelecimento de rede.

O método proposto foi aplicado a uma contingência ocorrida em uma RD real, e demonstrou a relevância da otimização baseada na sequência de manobras para a reconfiguração da RD. Esta abordagem, combinada com o algoritmo genético de cromossomos de tamanho variável e o refinamento progressivo do domínio do problema, até onde os esforços dos autores na busca bibliográfica permitiram concluir, é pioneira.

Há margem para o aperfeiçoamento do método meta-heurístico, notadamente quanto aos parâmetros de ajuste do algoritmo genético. É preciso testar um número maior de contingências, e discutir os resultados com a distribuidora, o que poderá ensejar em novos métodos de trabalho, novos treinamentos, mas também no aperfeiçoamento desta ferramenta de otimização, caso haja algum aspecto novo a considerar.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo fomento destinado ao desenvolvimento da pesquisa.

Referências

- ANEEL (2016). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 1 – Introdução*, 9. ed.
- ANEEL (2017). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*, 8. ed.
- Aranha Neto, E. A. C. (2012). *Metodologia Probabilística para a Estimação de Perdas Técnicas e Comerciais em Alimentadores de Sistemas de Distribuição*. PhD thesis, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- Céspedes, R. (1990). New method for the analysis of distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 5:391–396.
- Cormen, T. H., Leiserson, C. E., Rivest, R. L., e Stein, C. (2012). *Algoritmos: teoria e prática*. Elsevier, 3. ed.
- Ensslin, L., Montibeller Neto, G., e Noronha, S. M. (2001). *Apoio à decisão: metodologia para estruturação de problemas e avaliação multicritério de alternativas*. Insular.
- Goodrich, M. T. e Tamassia, R. (2002). *Algorithm design: foundations, analysis, and internet examples*. John Wiley & Sons.
- Kagan, N., Schmidt, H. P., de Oliveira, C. C. B., e Kagan, H. (2009). *Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência*. Blucher.
- Kim, I. Y. e De Weck, O. L. (2005). Variable chromosome length genetic algorithm for progressive refinement in topology optimization. *Structure and Multidisciplinary Optimization*, 29(6):445–456.
- Kleinberg, M., Miu, K., e Chiang, H. D. (2009). Service restoration of power distribution systems incorporating load curtailment. *Circuits and Systems, 2009. ISCAS 2009. IEEE International Symposium*, pages 1709–1712.
- Koza, J. R. (1992). *Genetic programming: on the programming of computers by means of natural selection*. MIT Press.
- Linden, R. (2012). *Algoritmos Genéticos*. Ciência Moderna, 3. ed.
- Marins, C. M., Souza, D. O., e Barros, M. S. (2009). O uso do método de análise hierárquica (ahp) na tomada de decisões gerenciais. *XLI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, pages 1778–1788.
- Pawar, S. N. e Bichkar, R. S. (2015). Genetic algorithm with variable length chromosomes for network intrusion detection. *International Journal of Automation and Computing*, 12(3):337–342.
- Sperandio, M. (2008). *Planejamento da Automação de Sistemas de Manobra em Redes de Distribuição*. PhD thesis, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- Torres, V. R. C., Encarnação, L. F., Fardin, J. F., Donadel, C. B., e Fiorotti, R. (2016). Reconfiguração ótima da rede de distribuição: Metodologias e desafios. *III Congresso de Las Americas de Distribución Eléctrica*. Cordoba, AR.
- Wolpert, D. H. e Macready, W. G. (1997). No free lunch theorems for optimization. *IEEE transactions on evolutionary computation*, 1(1):67–82.