

ALOCAÇÃO ÓTIMA DE CAPACITORES PARA REDUÇÃO DE PERDAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS ¹

Márcio Zamboti Fortes ²
Hélio de Paiva Amorim Júnior ³
Thiago Guimarães Machado ⁴

Resumo

Muitos dos problemas práticos de planejamento e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica podem ser agrupados em uma grande classe de problemas denominados problemas de configuração de redes. Esta classe de problemas apresenta como característica marcante perdas técnicas capazes de superar limites aceitáveis, causando quedas de tensão nas barras e sobrecarga dos equipamentos elétricos conectados à elas, devido à grande circulação de energia reativa. A solução para esse grave problema vivido pelas concessionárias de energia elétrica e também pelo meio industrial geralmente consiste em solucionar o problema de localização de capacitores em sistemas de distribuição, tendo como objetivo minimizar as perdas de energia e melhorar os perfis de tensão, levando em conta os custos dos capacitores, da instalação e manutenção. A metodologia proposta faz abordagem deste problema utilizando algoritmos genéticos, avaliando a melhor localização e o tamanho dos bancos de capacitores a serem alocados em uma rede de distribuição de energia radial. A metodologia de solução proposta é estudada com base em um sistema radial de 69 barras, apresentando a solução técnica e econômica de melhor aplicação.

Palavras-chave: Sistemas de distribuição; Algoritmos genéticos; Perdas em distribuição

EXCELLENT ALLOCATION OF CAPACITORS TO REDUCE LOSSES IN DISTRIBUTION SYSTEMS USING GENETIC ALGORITHMS

Abstract

Many practical problems related to planning and operation of electrical distribution systems can be joined in a big group named Grid Configuration Problems. This group has a special characteristic, their technical losses exceed acceptable limits, causing voltage drops and overloads in electrical equipment's supplied, due reactive energy flow. The solution for this problem consists to locate capacitors in distribution systems. The goal is to minimize losses and to improve profiles voltages, considering installation and maintenance. This paper propose a methodology to solve Grid Configuration Problems using Genetic Algorithms, evaluating the best localization and banks capacitors size to be allocated in a radial distribution grid. The methodology proposed and described in the paper studies a radial system of 69 bars, identifying the most economical and technical solution.

Key words: Distribution systems; Genetic algorithms; Distribution losses.

¹ *Contribuição técnica ao XXVII Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades da ABM e XXI Encontro de Produtores e Consumidores de Gases Industriais, Porto Alegre, RS, 16 a 18 de agosto de 2006.*

² *Prof. Assistente, Universidade Severino Sombra, Vassouras (RJ), Brasil. MSc. Engenharia.*

³ *Prof. Adjunto, Universidade Severino Sombra, Vassouras (RJ), Brasil. DSc. Engenharia.*

⁴ *Eng. Eletricista, Universidade Severino Sombra, Vassouras (RJ), Brasil.*

INTRODUÇÃO

Os problemas denominados de Configuração de Rede têm em comum a busca de uma configuração de rede que otimize alguns dos seguintes objetivos: investimentos, perdas técnicas, quedas de tensão, margem de carregamento e confiabilidade. Todos sujeitos às restrições técnicas e econômicas específicas de cada tipo de otimização. A rede, em geral, deve ser considerada uma variável, onde a instalação de novos equipamentos elétricos, tais como alimentadores, capacitores e dispositivos de chaveamento e proteção podem alterar a topologia da mesma.

Os problemas de configuração de rede de distribuição de energia elétrica são problemas de otimização combinatória não-linear, sujeitos à escolha de uma solução em um conjunto finito de restrições não-lineares tais como fluxo de potência, perdas e outros. Dentre os muitos enfoques possíveis, destacam-se os metaheurísticos, já que os métodos exatos não são adequados para tratar redes de tamanho real. Na categoria dos metaheurísticos destacam-se os trabalhos de Chiang, Wang e Shin,⁽¹⁾ que utiliza a técnica Simulated Annealing, de Gallego, Monticelli e Romero⁽²⁾ que aplicam Busca Tabu e Huang, Yang e Huang⁽³⁾ que propõem o enfoque imunológico, entretanto, a maior parte das recentes propostas utiliza os Algoritmos Genéticos (AG). Este artigo faz a abordagem do problema com AG. A eficiência do método permite sua utilização em redes reais com centenas de barras, obtendo soluções quase ótimas em poucos minutos de processamento.⁽⁴⁾

Percebe-se atualmente que o perfil de consumo de energia elétrica está alterado quando comparado ao passado. Há maiores concentrações de cargas de aparelhos dotadas de motores, necessitando de maiores demandas de kVAr. Até mesmo a iluminação tem sofrido alterações com o advento das lâmpadas ditas “econômicas”. Há, como é sabido, devido a problemas a qualidade de energia, a necessidade de controle da energia reativa consumida por um grupo de consumidores. Entretanto, uma das maneiras mais eficientes de diminuir a quantidade de reativos indutivos no sistema de distribuição é na inserção de “fontes” de energia reativa capacitiva, que tem como função anular a energia reativa produzida por motores e máquinas similares.

Os capacitores devem ser instalados em pontos adequados da rede de modo a reduzir essas perdas técnicas, proporcionando “geração” de energia reativa capacitiva próximos às cargas. Sendo assim, há uma diminuição na componente associada ao fluxo de corrente reativo nas linhas, proporcionando liberação na capacidade de transmissão de energia e redução da queda de tensão ao longo da linha.

Especificamente, o problema de localização de capacitores em sistemas de distribuição consiste em determinar o número e o tamanho dos bancos de capacitores, sua localização, tipo e esquema de controle adotado. Os capacitores devem ser instalados nos nós de sistemas de distribuição radiais, de modo que os benefícios econômicos superem os custos de instalação e manutenção, mantendo os níveis de tensão nos limites aceitáveis. Este artigo apresenta e discute uma ferramenta capaz de fornecer um resultado que maximiza os benefícios da compensação de perdas e minimiza os custos da instalação dos capacitores.

METODOLOGIA

1 Algoritmos Genéticos

Algoritmos Genéticos (AG) são métodos de otimização e busca inspirados nos mecanismos de evolução dos seres vivos. Eles foram introduzidos por Holland⁽⁵⁾ e popularizados por um dos seus alunos, Goldberg.⁽⁶⁾ A otimização que é a busca da melhor solução para um dado problema, consiste em tentar várias soluções e utilizar a informação obtida neste processo de forma a encontrar soluções cada vez melhores.

O primeiro passo de um AG típico é a geração de uma população inicial de cromossomos, que é formada por um conjunto aleatório de cromossomos que representam possíveis soluções do problema a ser resolvido. Durante o processo evolutivo, esta população é avaliada e cada cromossomo recebe uma nota (denominada de aptidão conforme a literatura de AGs), refletindo a qualidade da solução que ele representa. Os cromossomos mais aptos são selecionados e os menos aptos são descartados. Os membros selecionados podem sofrer modificações em suas estruturas através dos operadores de “crossover” e mutação, gerando descendentes para a próxima geração. Este processo é repetido até que uma solução satisfatória seja encontrada. Um AG processa populações de cromossomos. Um cromossomo é uma estrutura de dados, geralmente um vetor ou uma cadeia de bits (cadeia de bits é a estrutura mais tradicional, porém nem sempre é a melhor), que representa uma possível solução do problema. Um cromossomo representa o conjunto de parâmetros da função objetivo. O conjunto de todas as configurações que o cromossomo pode assumir forma o seu espaço de busca. Se o cromossomo representa n parâmetros de uma função, então o espaço de busca é um espaço com n dimensões.

2 Operadores Genéticos

Os operadores de permuta e de mutação são os principais mecanismos de busca dos AGs para explorar regiões desconhecidas do espaço de busca. A permuta, contudo, possui o interessante aspecto de preservar informações dos cromossomos. A permuta é aplicada a um par de cromossomos, retirados aleatoriamente sem reposição, do grupo de reprodutores, gerando dois cromossomos filhos.

A permuta pode ocorrer ou não, dependendo de um teste de probabilidade. Na prática, esta probabilidade, denominada de taxa de permuta, varia entre 0,7 e 1,0 (6). Não ocorrendo à permuta, os filhos serão iguais aos pais (permitindo deste modo que algumas soluções não sejam destruídas). Este teste pode ser implementado gerando números pseudo-aleatórios no intervalo (0,1). Assim, a permuta só ocorre se o número gerado for menor que a taxa de permuta.

Após a permuta, a mutação é aplicada, com dada probabilidade, a cada um dos bits dos dois filhos. A mutação inverte os bits, ou seja, muda o valor de um dado bit de 1 para 0 ou de 0 para 1.

A mutação melhora a diversidade dos cromossomos na população, por outro lado, destrói informações. Logo, deve utilizar-se uma taxa pequena de mutação por bit, no entanto suficiente para assegurar a diversidade de cromossomos. Na prática, esta taxa de mutação é 0,001. Outra prática usual é criar a taxa de mutação de forma que ocorra, na média, uma mutação por cadeia.

Após gerar-se a primeira população, repete-se o procedimento por um número arbitrário de gerações. Conhecendo-se a resposta máxima da função do objetivo,

pode-se utilizar este valor como critério de parada do AG. Considera-se que o algoritmo convergiu com 95% dos cromossomos representando o mesmo valor.

Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

O objetivo deste artigo é a otimização das linhas através de alocação ótima de banco de capacitores de forma a minimizar as perdas. Para isto necessita-se conhecer as características de cada uma das linhas de distribuição estudadas. Os sistemas de distribuição mais usados são os seguintes:

Radial: O sistema radial de distribuição pode ser aéreo, subterrâneo ou parte aérea e parte subterrânea. Normalmente os condutores subterrâneos estão menos sujeitos a defeitos que os aéreos, pois são menos expostos.

Anel: O sistema de distribuição de energia elétrica em anel é um sistema de linhas fechado. No caso de defeito em um ponto qualquer da linha de distribuição todos os consumidores continuaram recebendo a energia elétrica sem problemas.

Reticulado (Network): Neste sistema, os alimentadores de 13 kV, são radiais. Os cabos de baixa tensão é que são interligados, constituindo um reticulado (malha). Com este sistema consegue-se uma alta continuidade de serviço.

Como descrito o sistema de distribuição radial é o mais vulnerável a problemas, pois oferece baixíssima proteção contra falhas e não existe a possibilidade de reconfiguração neste sistema. Em contrapartida, é um sistema fácil de ser projetado e instalado e também de baixo custo para a implantação.

O sistema de distribuição em anel é bastante confiável e, quando bem projetado, dificilmente ocorrerá uma falha que ocasionará a impossibilidade da distribuição de energia elétrica. Tem como desvantagem ser, na maioria das vezes, um sistema fixo, não permitindo uma reconfiguração do sistema.

O sistema network é utilizado apenas na baixa tensão e o transformador de zona normalmente é instalado em caixas subterrâneas e sua principal função é evitar que o transformador de zona forneça energia proveniente da baixa tensão para as linhas de distribuição. Os defeitos que ocorrem na baixa tensão são automaticamente extingüíveis. Este sistema é pouco utilizado e é mais encontrado em cidades de grande porte.

O sistema de distribuição radial com recurso pode ser considerado o mais viável dentre os sistemas de distribuição citados, pois permite a reconfiguração do sistema em caso de falhas, permite também uma reconfiguração para economizar energia elétrica e controle de demanda. Atualmente, utilizam-se algoritmos evolutivos como o algoritmo genético para a otimização destas linhas de transmissão de forma a definir a sua melhor configuração.

Modelagem

O objetivo da aplicação de capacitores em sistemas de potência é a compensação de energias reativas produzidas por cargas indutivas ou mesmo pelas reatâncias das linhas. Quando adequadamente alocados, os capacitores permitem a obtenção de um conjunto de benefícios que incluem a redução de perdas de energia, correção dos perfis de tensão, controle do fluxo de potência, melhoria do fator de potência e aumento na capacidade dos sistemas.

Os benefícios reais obtidos com a instalação de capacitores em sistemas de distribuição dependem das características dos equipamentos e da forma como é o sistema está carregado. Depende também o número e tamanho dos capacitores, sua localização, tipo e esquema de controle. Neste artigo, o Problema de Localização de Capacitores (PLC) tratado restringe-se ao problema de encontrar a localização, o número e a dimensão dos capacitores a serem instalados.⁽⁴⁾

Testa-se neste artigo a sensibilidade da resposta do algoritmo implementado a partir da modificação de alguns parâmetros. São eles: preço do MWh, orçamento anual da empresa e prazo de amortização do investimento.

Apresentam-se neste artigo as respostas referentes à:

- Tensão final na barra: valor da tensão após a instalação do banco (de capacitores) que deve ser comparada ao valor inicial de tensão.
- Perda de energia ativa: é a perda técnica após a instalação dos bancos capacitores. Também deve ser comparada com a perda inicial.
- Lucro Líquido Anual: é o lucro final anualizado obtido após a instalação, já descontados os valores dos capacitores.
- Número de Capacitores Instalados: quantidade de capacitores que foram utilizados

Apresentam-se gráficos indicando o “fitness” do melhor indivíduo para cada teste, com a finalidade de avaliar o desempenho dos AG. Obteve-se na simulação computacional um tempo médio de processamento de um minuto, considerando-se o processamento de cinquenta iterações do algoritmo, com um computador AMD Athlon XP 1,8 GHz com 256 MB.

Função de Ativação

Têm por finalidade quantificar a qualidade dos indivíduos. Mantendo sempre a tradição dos algoritmos evolutivos que preserva os indivíduos de maior valor de fitness. Para a escolha adequada desta função deve-se considerar diversos fatores que interfiram no resultado final do sistema.

De modo a estudar este PLC, optou-se por adotar a abordagem realizada por (4), com modificações pertinentes devido às diferenças na metodologia e formulação dos cálculos.

A primeira fórmula considera os custos das perdas na rede. Para isto necessita-se primeiramente a execução do algoritmo de fluxo de carga de uma rede radial. As perdas iniciais são comparadas às perdas com a alocação dos capacitores, e o ganho obtido é identificado e convertido em lucro anualizado. Para obter-se o ganho em unidades monetárias, utiliza-se a formulação a seguir:

$$\text{Ganhos Perdas} = \text{Custo MWh} * 8,75 * \text{Redução Perdas}$$

Onde:

Ganho_perdas é o ganho monetário anual obtido com a redução das perdas na distribuição de energia do sistema;

Custo_MWh é o custo em unidades monetárias do MWh no mercado de energia;

8,75 é a constante que transforma MW em MWh anualizado;

Redução_perdas é o total de perdas em kW que serão reduzidos com a instalação dos bancos de capacitores.

A segunda fórmula traduz os custos de compra e instalação dos capacitores. Este custo total é anualizado e leva em conta um prazo de amortização do equipamento, em conjunto com uma taxa de juros anual fixa. A fórmula calcula a prestação anual para amortizar aquele valor dado um horizonte de n anos e uma taxa de juros i . Assim, calcula-se o custo anual dos capacitores segundo a seguinte equação:

$$\text{Custo cap anual} = \frac{(\text{juros} * \text{custo cap})}{\left(1 - \frac{1}{(1 + \text{juros})^{\text{anos}}}\right)}$$

Em situações reais, o investidor possui restrições orçamentárias anuais. Demonstra-se a seguir uma fórmula que controla esta restrição através da chamada Penalidade A (PenA).

$$\text{Pen A} = (\text{Max}[0, \text{custo cap anual} - \text{gasto max}])^2$$

Onde *gasto_max* é o gasto máximo permitido na compra e instalação dos capacitores. A penalidade quadrática apresentou resposta satisfatória, enquadrando as soluções dentro de limites aceitáveis do orçamento previsto.

Existe também a opção de limitar-se o número máximo de bancos de capacitores a serem instalados. Esta restrição é operacional e relaciona-se na prática com a capacidade da equipe de manutenção. Esta restrição, denominada Penalidade B (PenB) é controlada pela equação a seguir:

$$\text{Pen B} = (\text{Max}[0, \text{num cap} - \text{num cap Max}]) * \text{custo cap anual}$$

Onde, *num_cap* é o número de capacitores instalados presentes na solução e *num_cap_max* é o número máximo permitido de bancos de capacitores devido às restrições previstas pela empresa.

Por fim, determina-se o “fitness” que será a equação que avaliará quais soluções apresentam melhores resultados e, por essa razão, devam ser adotadas. A equação de “fitness” é a seguinte:

$$\text{Fitness} = \text{ganho perdas} - \text{custo cap anual} - \text{Pen A} - \text{Pen B}$$

Considera-se o “fitness” como o lucro obtido anualmente com a instalação dos capacitores, descontadas as penalidades A e B.

Estudos de Casos

Apresenta-se em Chiang, Wang e Shin,⁽¹⁾ um sistema de distribuição radial composto por uma subestação alimentadora e 69 barras. Inicialmente, o sistema apresenta um carregamento razoável, capaz de proporcionar um ambiente adequado para o estudo e análise dos resultados. Na Figura 1 ilustra-se a disposição do sistema de 69 barras.

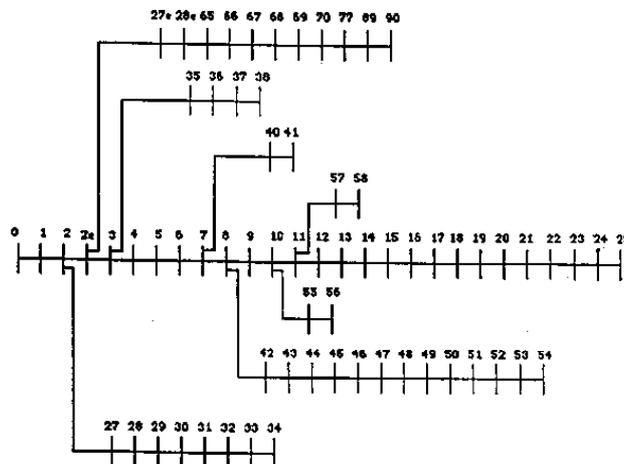


Figura 1. Sistema de Distribuição de Energia de 69 barras⁽¹⁾

Em Baran e Wu⁽⁷⁾ demonstram-se os dados técnicos de carga, impedância e tensão, conforme apresenta-se na Tabela 1.

Onde:

- Br. No. – Número do ramo;
- Sd. Nd. – Nó de saída;
- Rv. Nd. – Nó de Chegada;
- Br. Par. – Parâmetros do ramo;
- Rv. Nd. Load – Carga do nó chegada;
- Substation Voltage – Tensão da Subestação;
- Base kVa – Potência base em kVA;
- Base Voltage – Tensão base em kV;
- Total Load – Carga total.

Tabela 1. Dados técnicos do Sistema de Distribuição de 69 barras⁽⁷⁾

Br. No	Sd. Nd.	Rv. Nd.	Br. Par. \bar{r} (ohm)	Br. Par. \bar{x} (ohm)	Rv. Nd. Load P (KW)	Rv. Nd. Load Q (KVAR)	Br. No	Sd. Nd.	Rv. Nd.	Br. Par. \bar{r} (ohm)	Br. Par. \bar{x} (ohm)	Rv. Nd. Load P (KW)	Rv. Nd. Load Q (KVAR)
1	0	1	0.0005	0.0012	0.	0.	47	3	35	0.0034	0.0084	0.	0.
2	1	2	0.0005	0.0012	0.	0.	48	35	36	0.0851	0.2083	79.00	56.40
3	2	2e	0.	0.	0.	0.	49	36	37	0.2898	0.7091	384.70	274.50
4	2e	3	0.0015	0.0036	0.	0.	50	37	38	0.0822	0.2011	384.70	274.50
5	3	4	0.0251	0.0294	0.	0.							
6	4	5	0.3660	0.1864	2.60	2.20	51	7	40	0.0928	0.0473	40.50	28.30
7	5	6	0.3811	0.1941	40.40	30.00	52	40	41	0.3319	0.1114	3.60	2.70
8	6	7	0.0922	0.0470	75.00	54.00							
9	7	8	0.0493	0.0251	30.00	22.00	53	8	42	0.1740	0.0886	4.35	3.50
10	8	9	0.8190	0.2707	28.00	19.00	54	42	43	0.2030	0.1034	26.40	19.00
11	9	10	0.1872	0.0619	145.00	104.00	55	43	44	0.2842	0.1447	24.00	17.20
12	10	11	0.7114	0.2351	145.00	104.00	56	44	45	0.2813	0.1433	0.	0.
13	11	12	1.0300	0.3400	8.00	5.50	57	45	46	1.5900	0.5337	0.	0.
14	12	13	1.0440	0.3450	8.00	5.50	58	46	47	0.7837	0.2630	0.	0.
15	13	14	1.0580	0.3496	0.	0.	59	47	48	0.3042	0.1006	100.00	72.00
16	14	15	0.1966	0.0650	45.50	30.00	60	48	49	0.3861	0.1172	0.	0.
17	15	16	0.3744	0.1238	60.00	35.00	61	49	50	0.5075	0.2585	1244.00	888.00
18	16	17	0.0047	0.0016	60.00	35.00	62	50	51	0.0974	0.0496	32.00	23.00
19	17	18	0.3276	0.1083	0.	0.	63	51	52	0.1450	0.0738	0.	0.
20	18	19	0.2106	0.0696	1.00	0.60	64	52	53	0.7105	0.3619	227.00	162.00
21	19	20	0.3416	0.1129	114.00	81.00	65	53	54	1.0410	0.5302	59.00	42.00
22	20	21	0.0140	0.0046	5.30	3.50							
23	21	22	0.1591	0.0526	0.	0.	66	10	55	0.2012	0.0611	18.00	13.00
24	22	23	0.3463	0.1145	28.00	20.00	67	55	56	0.0047	0.0014	18.00	13.00
25	23	24	0.7488	0.2475	0.	0.							
26	24	25	0.3089	0.1021	14.00	10.00	68	11	57	0.7394	0.2444	28.00	20.00
27	25	26	0.1732	0.0572	14.00	10.00	69	57	58	0.0047	0.0016	28.00	20.00
28	2	27	0.0044	0.0108	26.00	18.60							
29	27	28	0.0640	0.1565	26.00	18.60							
30	28	29	0.3978	0.1315	0.	0.							
31	29	30	0.0702	0.0232	0.	0.							
32	30	31	0.3510	0.1160	0.	0.							
33	31	32	0.8390	0.2816	14.00	10.00							
34	32	33	1.7080	0.5646	19.50	14.00							
35	33	34	1.4740	0.4873	6.00	4.00							
36	2e	27e	0.0044	0.0108	26.00	18.55							
37	27e	28e	0.0640	0.1565	26.00	18.55							
38	28e	65	0.1053	0.1230	0.	0.							
39	65	66	0.0304	0.0355	24.00	17.00							
40	66	67	0.0018	0.0021	24.00	17.00							
41	67	68	0.7283	0.8509	1.20	1.00							
42	68	69	0.3100	0.3623	0.	0.							
43	69	70	0.0410	0.0478	6.00	4.30							
44	70	88	0.0092	0.0116	0.	0.							
45	88	89	0.1089	0.1373	39.22	26.30							
46	89	90	0.0009	0.0012	39.22	26.30							

Substation Voltage (kv) = 12.66
 Base KVA = 10.000
 Base Voltage (kV) = 12.660
 total load: P(KW) = 3802.19
 Q(KVAR) = 2694.60

Tabela 2. Resultado final para a variação do preço do MWh

Preço MWh (u.m.)	50	100	200	300
Perda Ativa (kW)	172	171,92	172,04	171,78
Lucro Anual (u.m.)	9.587,40	20.214,00	41.188,00	62.942,00
Nº de Capacitores	30	30	30	30

Análise da variação do preço do MWh

Avalia-se neste teste o comportamento do algoritmo com relação à variação do preço da energia elétrica. Fixaram-se os parâmetros do algoritmo da seguinte forma:

- 50 iterações;
- Preço do MWh: 50, 100, 200 e 300 u.m.(unidades monetárias);
- Número máximo de capacitores: ilimitado;
- Orçamento máximo: 30.000 u.m.;
- Custo unitário do banco de capacitor: 3.500 u.m.;
- Prazo de amortização do investimento: 5 anos;
- Taxa de juros: 12 % ao ano.

Demonstra-se na tabela 2 os resultados dos testes, que indicam que quanto maior o valor do MWh mais vantajosa se torna a instalação de capacitores na rede de distribuição. Neste caso, o custo do investimento é facilmente compensado pela economia resultante da redução de perdas. Não restringiu-se o número máximo de capacitores, e o algoritmo encontrou em todos os casos uma solução de 30 capacitores. Conclui-se que acima deste número de bancos de capacitores, o algoritmo prevê uma penalidade de manutenção que inviabiliza a instalação de mais unidades.

Na Tabela 3 indica-se em que barras devem ser alocados os bancos e seus respectivos valores em kVAr. A tabela traduz o resultado de melhor expressão, que foi o de 300 u.m, sendo que Barra indica a barra a ser instalado, o Cap. indica se existe (1) ou não (0) capacitores na barra considerada e o Comp. indica o valor da potência a ser compensada.

Tabela 3. Posição bancos de capacitores e quantidade compensada para 300 u.m.

Ramo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Cap.	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	0
Comp.	-	-	-	-	-	1,5	21	38	15	13	73	73	3,8	3,8	-	-	24,5	-
Ramo	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Cap.	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	1
Comp.	-	0,4	57	-	-	-	-	-	-	-	13	-	-	-	7	-	2,8	13
Ramo	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
Cap.	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0	1	1	1
Comp.	-	-	-	-	0,7	-	-	-	18	18	-	39	192	-	-	2	2,5	13,3
Ramo	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69			
Cap.	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	1	0	0	0			
Comp.	12	-	-	-	50	-	621	-	-	113	30	9,5	-	-	-			

Análise da Variação do Orçamento Máximo

Considerou-se restrições nos investimentos para os estudos de alocação de capacitores. Avalia-se neste item, o comportamento do algoritmo para a variação do orçamento máximo disponível da empresa. Os parâmetros do algoritmo foram fixados da seguinte maneira:

- 50 iterações;
- Preço do MWh: 100 u.m.(unidades monetárias);
- Número máximo de capacitores: ilimitado;
- Orçamento máximo: 15.000, 20.000, 30.000 e 50.000 u.m.;
- Custo unitário do banco de capacitor: 3.500 u.m.;
- Prazo de amortização do investimento: 5 anos;
- Taxa de juros: 12 % ao ano.

Apresentam-se os resultados desta análise na Tabela 4, indicando que quanto maior o orçamento anual, maior é a compensação das perdas e maiores são os lucros. Entretanto, essa regra esbarra em um limite, que no caso estudado encontra-se entre 30.000 e 50.000 unidades monetárias, definido em razão da variação das

perdas e também pela quantidade de capacitores utilizados entre os dois orçamentos, indicando que estes valores estão perto do limite que representa o *ponto ótimo*. Um orçamento menor implica em menos bancos, no entanto reduz os custos de manutenção.

Apresenta-se na Tabela 5 quais as barras em que devem ser alocados os bancos e seus respectivos valores em kVAr. A tabela traduz o resultado de melhor expressão, encontrado com 50.000 u.m.

Tabela 4. Resultado final para variação do orçamento máximo

Orçamento Máximo (u.m.)	15.000	20.000	30.000	50.000
Perda Ativa (kW)	177,54	174,07	171,92	171,76
Lucro Anual (u.m.)	15.300,00	18.329,00	20.214,00	20.354,00
Nº de Capacitores	15	20	30	38

Tabela 5. Posição bancos de capacitores e quantidade compensada – 50.000 u.m.

Ramo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Cap.	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1	0
Comp.	-	-	-	-	-	1,5	21	38	15	13	-	73	3,8	3,8	-	21	24,5	-
Ramo	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Cap.	0	1	1	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	1	1	0	1
Comp.	-	0,4	57	-	-	14	-	-	7	-	13	-	-	-	7	9,8	-	13
Ramo	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
Cap.	1	0	0	1	1	0	0	0	1	1	0	1	1	1	1	0	1	1
Comp.	13	-	-	12	0,7	-	-	-	18	18	-	39	192	192	20	-	2,5	13,3
Ramo	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69			
Cap.	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1			
Comp.	12	-	-	-	50	-	621	-	-	113	30	9,5	9,5	14	14			

Análise da variação do prazo de amortização

Considera-se nesta análise o tempo de vida útil dos equipamentos instalados para definir-se o prazo de retorno viabilizando o investimento. Os parâmetros do algoritmo foram fixados como :

- 50 iterações;
- Preço do MWh: 100 u.m.(unidades monetárias);
- Número máximo de capacitores: ilimitado;
- Orçamento máximo: 30.000 u.m.;
- Custo unitário do banco de capacitor: 3.500 u.m.;
- Prazo de amortização do investimento: 2, 5, 8 e 12 anos;
- Taxa de juros: 12 % ao ano.

Apresentam-se na Tabela 6, a comprovação de um pequeno aumento no lucro conforme o prazo de amortização aumenta. Maiores prazos de amortização possibilitam um aumento do número de capacitores instalados, porém este aumento não reflete melhoras significativas no sistema. Considerou-se na análise, vida útil dos bancos capacitivos entre 15 e 20 anos, desta forma, prazos de amortização longos não são economicamente viáveis. Encontrou-se melhores resultados para amortização em 5 anos, com lucro razoável e boa compensação no nível de tensão. Demonstra-se na Tabela 7 em que barras devem ser alocados os bancos e seus respectivos valores em kVAr. A tabela traduz o resultado de melhor expressão, que foi o de 50.000 u.m.

Tabela 6. Resultado final para variação do prazo de amortização

Prazo de Amortização (anos)	2	5	8	12
Perda Ativa (kW)	182,52	171,92	171,92	171,77
Lucro Anual (u.m.)	6.334,00	20.214,00	20.484,00	20.752,00
Nº de Capacitores	14	30	35	36

Tabela 7. Posição bancos de capacitores e quantidade compensada – 5 anos.

Ramo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Cap.	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1
Comp.	-	-	-	-	-	1,5	21	38	-	13	-	73	-	3,8	-	21	24,5	24,5
Ramo	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Cap.	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Comp.	-	0,4	57	-	-	-	-	-	7	-	-	-	-	-	-	-	-	13
Ramo	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
Cap.	1	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1
Comp.	13	-	12	-	-	-	3	-	-	18	-	39	192	192	20	2	2,5	13,3
Ramo	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69			
Cap.	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0	1			
Comp.	12	-	-	-	50	-	621	-	-	113	30	-	-	-	14			

CONCLUSÕES

Este artigo propõe e demonstra a utilização de algoritmos genéticos para a otimização de redes de distribuição de energia. Os testes foram realizados utilizando a ferramenta MATLAB, com o objetivo final de determinar o tamanho e a localização da instalação de bancos capacitores, visando a redução de perdas e a melhora nos perfis de tensão da rede. Estes testes serviram para analisar a sensibilidade do algoritmo à parâmetros reais e críticos entre eles o custo do MWh, orçamento máximo da empresa e prazo de retorno do investimento.

Os resultados finais encontrados, demonstram que a ferramenta é adequada para realização do trabalho proposto, proporcionando resultados satisfatórios em todos os testes executados. Apesar dos investimentos iniciais altos, os resultados indicam que o retorno do investimento e seu lucro compensam quando analisados a médio ou longo prazo. Além disso, há uma economia de energia elétrica no sistema de distribuição. Estes resultados indicam que o sistema terá maior confiabilidade e qualidade de energia fornecida a seus consumidores.

Com a validação desta ferramenta, pode-se prever novos estudos com base nesta metodologia uma vez que a mesma é eficaz na solução de problemas complexos de otimização. A metodologia de abordagem mostrou-se estável, adaptando-se às várias configurações impostas, conseguindo reduzir as perdas e permitir maior fluxo de energia ativa na rede. Esta ferramenta contribui para a abertura de diretrizes de estudos futuros e de implementação nos sistemas de planejamento de companhias de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- 1 CHIANG, H. D.; WANG, J. C.; SHIN, H. D., **Optimal Capacitor Placement in Distribution Systems: Part I and Part II**, In: IEEE Trans. On Power Delivery, v. 5, p.634-649, 1990.

- 2 GALLEGO, R.A.; MONTICELLI, A.J.; ROMERO, R., **Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Networks**. In: IEEE Transactions on Power Systems, v. 4, p.630-63, 2001.
- 3 HUANG, Y.C.; YANG, H.T.; HUANG, C.L., **Solving the Capacitor Placement Problem in a Radial Distribution System Using Tabu Search Approach**. In: IEEE Transactions on Power Systems. v. 4, p.1868-1873, 1996.
- 4 MENDES, A.; PISSARA, C.; FRANÇA, P.; LYRA, C.; CAVELUCCI, C., **Instalação de Capacitores para Redução de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Unicamp, São Paulo, 2003.
- 5 HOLLAND, J.H., **Adaptation in Natural and Artificial Systems**. Ann Arbor, MI : Universidade de Michigan Press, 1975.
- 6 GOLDBERG, D., **Genetic Algorithms in Search Optimization and Machine Learning**. Addison-Wesley, 1989.
- 7 BARAN, K M. E.; WU, F. F., **Optimal Sizing of Capacitor Placed on a Radial Distribution Systems**, In: IEEE Trans. On Power Delivery, v. 4, p. 735-743, 1989.

BIBLIOGRAFIA

- 1 IBA, K., **Reactive Power Optimization by Genetic Algorithm**, In: IEEE Trans. On Power Systems, v. 9, p. 685-692, 1994.