



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Alocação de Reguladores de Tensão em Sistemas de Distribuição Usando Algoritmos Genéticos e Fluxo de Potência Ótimo

Itamar Szuvovivski	Thelma S. Piazza Fernandes	Alexandre Rasi Aoki
LACTEC	UFPR	LACTEC
itamar@lactec.org.br	thelma@eletrica.ufpr.br	aoki@lactec.org.br

Palavras-chave: Algoritmos Genéticos, Alocação Ótima, Fluxo de Potência Ótimo, Regulador de Tensão, Sistemas de Distribuição

Resumo

O alto nível de potência reativa demandada nos sistemas de distribuição e o crescimento das cargas resultam em variações de tensão nas barras e comprometimento da qualidade da energia elétrica fornecida. Para se assegurar essa qualidade, utilizam-se alguns dispositivos, tais como Reguladores de Tensão (RTs), que permitam realizar um controle efetivo da tensão. Para escolhê-los adequadamente, esse trabalho apresenta uma metodologia para alocação ótima dos mesmos em Redes de Distribuição, através da utilização dos Algoritmos Genéticos (AG) juntamente com o Fluxo de Potência Ótimo (FPO). A estratégia proposta é a adoção dos AG para a alocação ótima de RT, estabelecendo o ajuste ótimo da tensão de saída dos mesmos e do FPO para a solução do fluxo de carga e ajuste dos *taps* dos RT que asseguram os níveis de tensão ótimo nas saídas dos RT que são especificados pelos AG para os diversos patamares de carga. A formulação matemática para a metodologia é baseada em critérios de minimização dos custos de perda de potência ativa, das penalizações por violação de tensão e queda de tensão e dos custos dos equipamentos alocados. Os resultados para o algoritmo proposto são apresentados para sistema de distribuição radial de 70 barras de BARAN e WU (1989).

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento deste trabalho foi motivado pelo fato das concessionárias de energia elétrica operarem em um ambiente com perdas e com necessidades de controle de tensão. A partir da década de noventa, com o mercado aberto, com o fim das grandes empresas estatais de geração e transmissão de energia elétrica e com a regulamentação do setor elétrico imposto pela ANEEL passou a ser vantajoso às concessionárias, operarem o sistema de forma otimizada, diminuindo as perdas de energia e obedecendo a padrões exigidos pelas resoluções cabíveis.

Para se assegurar essa conformidade dos níveis de tensão nos diversos pontos da rede de distribuição, é essencial a utilização de dispositivos que permitam realizar um controle efetivo da tensão, da potência reativa do sistema e do fator de potência. Os equipamentos utilizados para realizar este controle são os Reguladores de Tensão (RTs), os transformadores com mudança de *tap*, sem e sob carga, localizados nas subestações, os capacitores paralelos e os capacitores série, na forma de banco de capacitores.

Para que essa tarefa de regulação de tensão seja realizada de maneira eficaz, ela é dividida em dois subproblemas: (i) Planejamento, no qual se busca determinar o melhor local de instalação, o dimensionamento e o ajuste dos equipamentos, levando em consideração os mais diversos critérios de desempenho; e (ii) Operação, o qual trata da coordenação da atuação destes dispositivos após a sua alocação.

Devido à complexidade da rede e dos alimentadores de distribuição, a escolha adequada dos tipos de dispositivos e de suas localizações e ajustes não é tarefa trivial, pois o problema é de análise combinatorial, variáveis inteiro-mista e restrições não-lineares. Dessa forma, torna-se importante desenvolver ferramentas computacionais que dêem suporte à tomada de decisão do planejador para que ele possa fazer a aplicação ótima dos recursos destinados à melhoria do sistema de distribuição.

Tendo em vista essas necessidades, esse trabalho está focado no subproblema de planejamento, mais especificamente, na determinação dos melhores locais para a instalação dos RTs ao longo dos alimentadores, bem como seus dimensionamentos e ajustes.

Os benefícios fornecidos pelos RTs dependem da forma com que os mesmos são inseridos dentro do sistema, em outras palavras, na localização, capacidade e ajustes. Estas decisões são tarefas complexas quando se lida com valores e dimensões reais de um sistema de distribuição de energia elétrica, fazendo com que, atualmente, as decisões sejam tomadas com base na experiência, através da tentativa e erro, e no conhecimento de especialistas, o que pode não gerar o melhor resultado esperado.

A fim de contornar o empirismo com que muitas concessionárias alocam seus dispositivos de regulação de tensão, o trabalho pretende apresentar uma metodologia, baseada em Algoritmos Genéticos (AG) e Fluxo de Potência Ótimo (FPO), que aloque RTs de forma a minimizar, entre outras coisas, os custos, as perdas elétricas e os desvios de tensão de redes de distribuição.

A partir da década de 90, um problema similar em termos de complexidade, tal como a alocação de bancos de capacitores, passou a ser estudado através da utilização de diversas técnicas de Inteligência Artificial. Já quanto à alocação de reguladores, ainda é insípido o estudo da mesma, existindo poucos trabalhos, a seguir mencionados.

Por exemplo, em SAFIGIANNI (2000), a alocação ótima dos RTs para sistemas radiais de distribuição é baseada em uma função objetivo que avalia os custos de investimento e manutenção destes equipamentos e ainda, os custos das perdas da rede sob análise. Além da instalação ótima do RT, o algoritmo fez ainda a seleção adequada do equipamento e o correto ajuste do *tap*.

Em ALVES (2005), foi realizado o desenvolvimento e a implementação computacional de uma metodologia, baseada em AG, que determina o local e a capacidade ótima dos equipamentos de controle de tensão. Ou seja, além dos RTs, também os BC's são alocados com o objetivo de minimizar o custo de instalação e das perdas, respeitando os limites de tensão e levando em conta a variação da carga.

No início de 2007, em MENDOZA (2007), uma função multi-objetivo, focada nas perdas e nas quedas de tensão, foi levada em conta para alocação ótima dos RTs em um sistema de distribuição radial. Porém, neste trabalho, foi utilizado um micro AG para encontrar a solução, o qual melhorou a eficiência do processo de otimização quando comparado com outro algoritmo evolucionário, pois ele

aplicou o conceito de Pareto para um pequeno conjunto de possibilidades, ou seja, no máximo cinco indivíduos usados na população.

Resumidamente, muitos trabalhos descritos na literatura utilizam a técnica de AG para solução do problema de alocação de equipamentos para o controle de tensão, pois a mesma pode tratar de problemas de otimização com vários critérios de otimização e que possuem um grande número de mínimos locais, onde a solução ótima global é difícil de ser encontrada.

Como os AG operam sobre uma população de candidatos em paralelo, podem fazer a busca em diferentes áreas do espaço de soluções ao contrário dos métodos de otimização tradicionais, onde a iniciação do algoritmo é feita com um único candidato, que iterativamente é manipulado utilizando, geralmente, métodos determinísticos para resolução de um problema (SUNDHARARAJAN e PAHWA, 1994).

Assim sendo, devido às boas características do AG, para esse trabalho foi escolhida essa técnica para solução do problema de alocação de RTs em redes de distribuição.

Um diferencial desse trabalho refere-se à utilização de FPO como avaliador da função objetivo principal do problema que é a minimização de custos, perdas e desvios de tensão. Essa ferramenta foi utilizada devido à necessidade de ter que se ajustar os *taps* dos RTs para cada posição alocada dos reguladores e também para cada patamar de carga.

O trabalho está organizado como segue. Primeiramente, são apresentadas algumas considerações a respeito dos AG, e em seguida, sobre os RTs. Na seqüência, são escritas algumas considerações sobre o fluxo de carga utilizado como avaliador do problema de otimização e é apresentada a função objetivo do mesmo. Por fim, são apresentados resultados e tiradas algumas conclusões.

2. ALGORITMOS GENÉTICOS

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

Os AG baseiam-se inicialmente na geração de uma população formada por um conjunto aleatório de indivíduos que podem ser vistos como possíveis soluções do problema. Durante o processo evolutivo, esta população é avaliada: para cada indivíduo é dado um índice (*fitness*), refletindo sua habilidade de adaptação a determinado ambiente. Uma porcentagem dos mais adaptados é mantida, enquanto os outros são descartados. Os membros mantidos pela seleção podem sofrer modificações em suas características, através de mutações e recombinação, gerando descendentes para a próxima geração.

Os operadores genéticos são utilizados para assegurar que a nova geração seja renovada, mas que de alguma forma mantenha as características da geração anterior fazendo com que a população se diversifique. O princípio básico dos operadores genéticos é transformar a população por meio de sucessivas gerações, estendendo a busca até chegar a um resultado satisfatório.

Para este trabalho, o *fitness* é avaliado pelo valor da função objetivo (FO), a ser descrita no item 5, que para ser obtido necessita do cálculo de um FPO, a ser descrito no item 4. Já os operadores genéticos utilizados nas simulações foram: seleção via roleta onde cada indivíduo que compõe a população recebe uma probabilidade diretamente proporcional a seu valor de *fitness*, em relação à somatória do *fitness* de todos os elementos da população, mutação com taxa de 10%, cruzamento disperso e elitismo de dois indivíduos. A criação da população inicial foi aleatória. O critério de parada foi o de número máximo de gerações igual a 5.000. O tamanho da população foi de 10 indivíduos.

3. REGULADOR DE TENSÃO

O Regulador de Tensão (RT) é um equipamento destinado a manter um determinado nível de tensão na rede de distribuição urbana ou rural quando esta fica submetida a uma variação de tensão fora dos limites especificados.

Um RT é fundamentalmente um autotransformador, ou seja, é semelhante a um transformador convencional de dois enrolamentos conectados eletricamente em um determinado ponto, com alguns *taps* e um circuito de controle responsável pela comutação desses *taps* sempre que a tensão na saída do regulador violar os limites predeterminados. Existem basicamente três tipos de RTs: *Autobooster*, *Line-Drop Compensation* (LDC) e 32 Degraus (ALVES, 2005).

Existem dois tipos de RT 32 Degraus: Tipo A e Tipo B. O Tipo B permite obter uma tensão constante e predeterminada em um ponto do sistema, podendo elevar ou reduzir o valor da tensão nos seus terminais de entrada. A regulação de tensão deste regulador, com comutação do lado da fonte, é de $\pm 10\%$, sendo que cada variação do *tap* corresponde a 0,625%, para os 32 degraus. Já o Tipo A no qual a comutação é pelo lado da carga e a regulação é de +9,1% e -11%. Os RTs de 32 degraus também são dotados de outras faixas de regulação, tais como: $\pm 5\%$, 6,25%, 7,5% e 8,75%.

Normalmente os RTs utilizados pelas concessionárias são monofásicos. Existem diversas associações de dois ou três RTs monofásicos a fim de suprir os sistemas trifásicos, tais como: dois RTs monofásicos em Delta Aberto em uma linha de distribuição trifásica não aterrada; três RTs monofásicos em uma linha de distribuição trifásica em Delta Fechado; ou três RTs monofásicos em Estrela em uma linha de distribuição trifásica com neutro aterrado.

Decidiu-se pela alocação do RT de 32 Degraus Tipo B que permite a regulação de tensão de $\pm 10\%$ para a fase em que está conectado e $\pm 5\%$ para a fase adjacente, quando ligado em Delta Aberto, com cada *tap* correspondendo a 0,625%, para os 32 degraus, de variação de tensão. O mesmo foi selecionado por ser o mais utilizado pelas concessionárias (FELÍCIO, 2006).

4. FLUXOS DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A técnica de AG para se alocar RTs requer uma avaliação de cada solução gerada. Para que se faça essa avaliação é necessária a obtenção do novo estado da rede com a instalação dos equipamentos selecionados a fim de se verificar as perdas e a melhora no perfil de tensão, ou seja, é necessária a resolução de um fluxo de carga.

Vários métodos eficientes para solução do problema de fluxo de potência em redes de distribuição radiais estão disponíveis na literatura especializada. Esses métodos estão divididos em duas grandes categorias: o Método da Soma das Correntes (SDC) ou das Potências (SDP), conhecidos como “Varredura Frente e Trás”; e os métodos baseados na “Impedância Nodal Implícita” (SRINIVAS,

2000).

No entanto, como existe a necessidade de se ajustar os *taps* dos reguladores quando de sua alocação e operação nas redes de distribuição, a fim de manter o nível de tensão de saída estabelecido pelo processo de otimização, foi modelado um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) simplificado, resolvido pelo Método dos Pontos Interiores, conforme já utilizado em CARVALHO (2006).

O problema de FPO determina o estado de uma rede elétrica que otimiza uma determinada função objetivo, satisfazendo um conjunto de restrições físicas e operacionais. Num FPO convencional, consideram-se limites máximos e mínimos nas magnitudes de tensão em todas as barras, o que gasta um bom tempo computacional. E, como esse FPO deve ser resolvido inúmeras vezes, devem-se garantir rapidez e convergência no processo. Portanto, não foram consideradas as restrições de limites máximos e mínimos.

Em vez disso, utilizou-se uma função objetivo que procura fazer com as magnitudes de tensão em todas as barras fiquem o mais próximo possível da tensão nominal (1 pu), ou seja, utilizou-se uma função objetivo que minimiza o Desvio de Tensões Especificadas, no caso, especificadas como 1 pu. Quanto às restrições de igualdades, foram consideradas as equações de balanço de potência ativa e reativa, imposição das magnitudes de tensão na barra de saída da subestação, segunda regulamentação da ANEEL e imposição nas barras de saída dos reguladores alocados, especificados a partir de decodificação dos indivíduos.

5. FUNÇÃO OBJETIVO

Nesse trabalho, a alocação de RTs em redes de distribuição de energia deve ser obtida de modo a satisfazer os limites de tensão (Resolução nº 505/2001 da ANEEL), quedas de tensão pré-estabelecidas, menor custo de instalação dos reguladores e menor custo de perdas de potência ativa decorrentes da melhoria do perfil de tensão. Desta forma, a Função Objetivo (FO) que contempla todos esses critérios enumerados acima é a seguinte:

$$FO = \min[f_1 + f_2 + f_3 + f_4] \quad (1)$$

onde: f_1 corresponde ao custo das perdas; f_2 corresponde ao custo pela violação dos limites de tensão; f_3 corresponde ao custo pela queda de tensão; f_4 corresponde ao custo dos RTs.

Esses critérios de otimização são considerados simulando-se diferentes curvas de carga (pesada, média e leve) e dias da semana (dias úteis, sábados e domingos e feriados). Uma breve descrição de cada critério é feita a seguir.

5.1 Redução das Perdas

As perdas obtidas após a instalação dos reguladores, $Perdas_{ij}$, são calculadas para cada condição de carga i e dia da semana j . Levando-se em consideração o número de horas que cada condição de carga utiliza do dia e o número de dias de cada dia da semana durante um ano, obtém o valor da energia total consumida pelas perdas durante todo um ano. Esse valor de energia é multiplicado pela tarifa da energia vigente (R\$ 197,58), obtendo-se assim o custo relativo às perdas de energia elétrica no alimentador no período de um ano:

$$f_1 = 197,58 \cdot \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 Perdas_{ij} \cdot H_{ij} \cdot D_j \quad (2)$$

onde: i é a condição de carga pesada média, e leve; j é o número de dias úteis, sábados ou domingos e feriados; H_{ij} é número de horas correspondente à condição de carga i no dia j ; D_j é número de dias por ano em cada período estudado.

5.2 Limites de Tensão

A Resolução n° 505/2001 da ANEEL, determina que o sistema elétrico deve atender aos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente preestabelecidos, sendo que estes são fiscalizados e sujeitos a multas. A consideração desses limites nas magnitudes de tensão, no problema de otimização em questão, é feito incorporando-os na FO e penalizando-os com um custo fixo (*Custo_Violação*), estimado de modo a ponderar adequadamente o peso de f_2 em relação aos outros custos.

Desta forma, após simular o fluxo de potência e conhecer as magnitudes de tensões em todas as barras para cada uma das nove condições de carga consideradas, busca-se as barras cujas magnitudes estão fora dos limites da Tensão Adequada estabelecidos pela Resolução n° 505/2001, obtendo-se as violações desses limites da forma apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 – Regras para Obtenção das Violações de Tensão nas Barras

Se	Então
$0,93 \leq V_{\text{barra}} \leq 1,05$	$\text{Violação}_{\text{barra}} = 0$
$V_{\text{barra}} < 0,93$	$\text{Violação}_{\text{barra}} = 0,93 - V_{\text{barra}}$
$V_{\text{barra}} > 1,05$	$\text{Violação}_{\text{barra}} = V_{\text{barra}} - 1,05$

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

$$f_2 = \text{Custo_Violação_Tensão} = \text{Custo_Violação} \cdot \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 \text{Violação}_{ij} \cdot H_{ij} \cdot D_j \quad (3)$$

onde: Violação_{ij} é a violação de tensão de todas as barras para a carga i no dia j .

5.3 Queda de Tensão

Conforme recomendações utilizadas pela COPEL (1996), há um custo adicional quando existem quedas de tensão entre as barras da rede de distribuição e a barra inicial do alimentador maiores que 4%. Assim, quando essas diferenças de tensão entre as diversas barras e a barra inicial do alimentador excederem 4% em relação à barra inicial deve-se aplicar um custo adicional na FO relativo a esses desvios, para cada patamar de carga e dias da semana. Ou seja, buscam-se as barras que apresentam uma queda de tensão maior que 4% e aplica-se para essas barras a equação a seguir:

$$f_3 = \text{Custo Queda de Tensão} = 1,144 \cdot VD \cdot \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 \left(H_{ij} \cdot D_j \cdot \sum_{\text{bar}=1}^{Nd} \left((QT_{ij}^{\text{bar}} - 4)^{1,45} \cdot CP_{ij}^{\text{bar}} \right) \right) \quad (4)$$

onde: VD é o valor do dólar; Nd é o número de barras onde o desvio foi maior que 4%; bar é barra onde o desvio foi maior que 4%; QT_{ij}^{bar} é a tensão na barra bar referente ao patamar de carga i e dia da semana j ; CP_{ij}^{bar} é a carga pesada na barra bar que corresponde a condição de patamar de carga i no dia j .

5.4 Custo dos Reguladores

O dimensionamento do RT não é feito diretamente pelos AG, ou seja, via seu processo de codificação e sim, de forma indireta, através da decodificação do local de sua instalação.

Uma vez conhecido o local de instalação e a tensão nominal do sistema, basta obter a corrente de linha de distribuição em que o RT será inserido para poder dimensioná-lo corretamente e dessa forma poder avaliar o custo do equipamento.

As correntes pelas linhas de distribuição para cada uma das nove condições de carga consideradas são calculadas pelo algoritmo de FPO para cada patamar de carga, sendo que o maior valor é o selecionado como especificador do RT considerando ainda uma sobrecarga de 15%.

A Tabela 2 apresenta as correntes nominais e os preços dos RTs usados neste trabalho, além da possibilidade de não instalar nenhum regulador na rede.

Tabela 2 – Correntes Nominais e Preços dos RTs de 13,8 kV Usados

Corrente Nominal [A]	Preço Unitário [R\$]	Corrente Nominal [A]	Preço Unitário [R\$]
50	37.600,00	250	58.100,00
100	38.000,00	300	64.700,00
150	44.800,00	350	70.300,00
200	51.600,00	400	75.800,00

Ressalta-se que os custos são para RT monofásicos e que como o método de ligação dos RTs com o sistema de distribuição é o Delta Aberto, os custos dos RTs na f_4 devem ser multiplicados por dois, conforme mostra a equação a seguir:

$$f_4 = \text{Custo}_{RT} = 2 \cdot \sum_{lrt \in \Psi} \text{Custo}_{lrt} \quad (5)$$

onde: lrt é a linha com RT instalado; Ψ é o conjunto de linhas com RT instalado; Custo_{lrt} é o custo do RT instalado na linha lrt .

6. RESULTADOS

Foram feitas quatro simulações com o sistema de 70 barras (BARAN e WU, 1989), apresentado na Figura 1, focadas na alocação de RTs com variação das opções de linhas candidatas a receber RT e ajuste da tensão de saída do RT nas combinações de: (a) todas as linhas e ajuste ótimo da tensão, (b) todas as linhas e tensão nominal, (c) linhas do tronco principal e ajuste ótimo da tensão e (d) linhas do tronco principal e tensão nominal.

Ressalta-se que a impedância dos RTs, usada como sendo de 1%, foi inserida nos dados das linhas durante as simulações de forma a se obter resultados mais precisos.

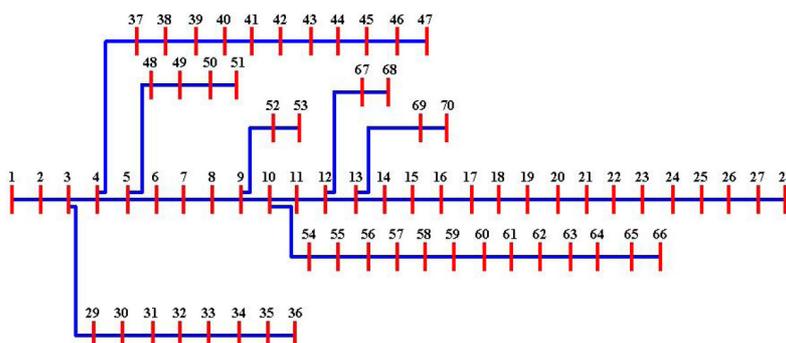


Figura 1 – Sistema de Distribuição de 70 Barras Usado na Simulação (BARAN e WU, 1989)

As soluções obtidas estão apresentadas na Tabela 3, que indica o local de instalação dos RTs, seu ajuste de tensão, corrente e potência nominal e também o custo com equipamentos por ponto de instalação.

Tabela 3 – Soluções Obtidas com a Alocação de RTs para as Quatro Simulações

Simulação	Linha com RT	Barra pós RT	Tensão Ajustada [pu]	Corrente Nominal [A]	Potência (13,8 kV) [kVA]	Custo [R\$]
(a)	36	37	1,0469	50	69	75.200,00
	61	62	1,0469	100	138	76.000,00
(b)	47	48	1,0000	100	138	76.000,00
	61	62	1,0000	100	138	76.000,00
(c)	8	9	1,0469	200	276	103.200,00
(d)	9	10	1,0000	200	276	103.200,00

Pela análise das soluções, nota-se que sempre que se opta pelo ajuste ótimo da tensão de saída do RT, independentemente do número de RTs alocados, o ajuste da tensão tende para o maior valor possível de ajuste, que no caso é de 1,0469 pu, pois este nível contribui para a eliminação dos problemas de violação dos limites de tensão e também para a minimização das perdas e quedas de tensão.

Percebe-se também que, quando se opta apenas pelas linhas do tronco principal como linhas candidatas a receber RT, tem-se, para o caso do sistema de 70 barras simulado, uma tendência de se alocar apenas um RT relativamente potente e no início do tronco, próximo às barras 9 e 10, visando elevar a tensão no maior número de barras possíveis.

Por outro lado, quando se opta por todas as linhas do sistema como linhas candidatas a receber um RT, tem-se uma tendência de se alocar dois RTs de relativamente menor potência nos ramos onde, eventualmente, têm-se os maiores problemas de violação dos limites de tensão e de queda de tensão.

Para as quatro combinações de alocação de RTs simuladas apenas a solução (d) não eliminou os problemas de violação do limite inferior de tensão para Dia Útil com Carga Pesada para as barras 63 a 66, conforme mostra a Figura 2.

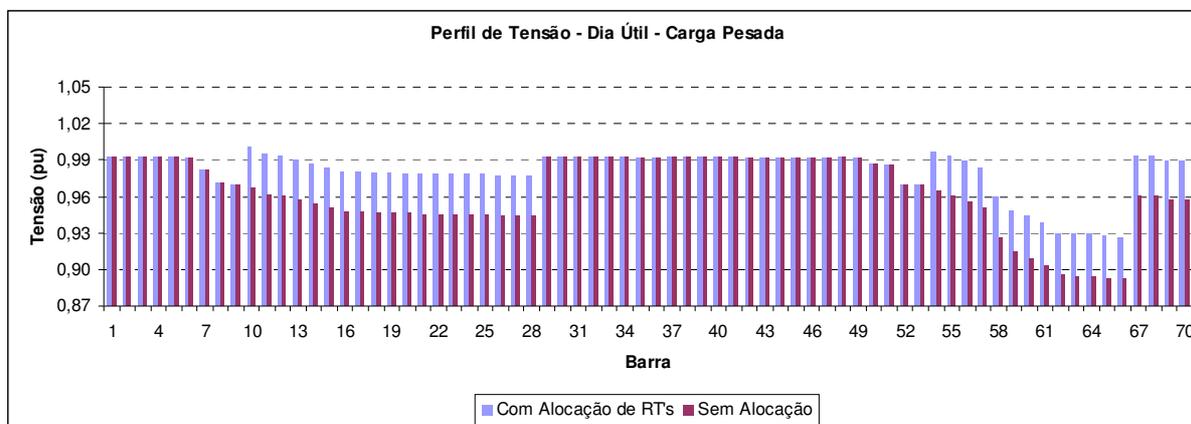


Figura 2 – Perfil de Tensão com Violação do Limite Inferior de Tensão para as Barras 63 a 66

Ressalta-se, entretanto, que para os demais tipos de dias e patamares de carga as violações dos limites de tensão foram eliminadas, conforme ilustra a Figura 3 relativa à solução (c) para Dia Útil com Carga Pesada e que sintetiza os demais tipos de dias e patamares de carga com o mesmo problema.

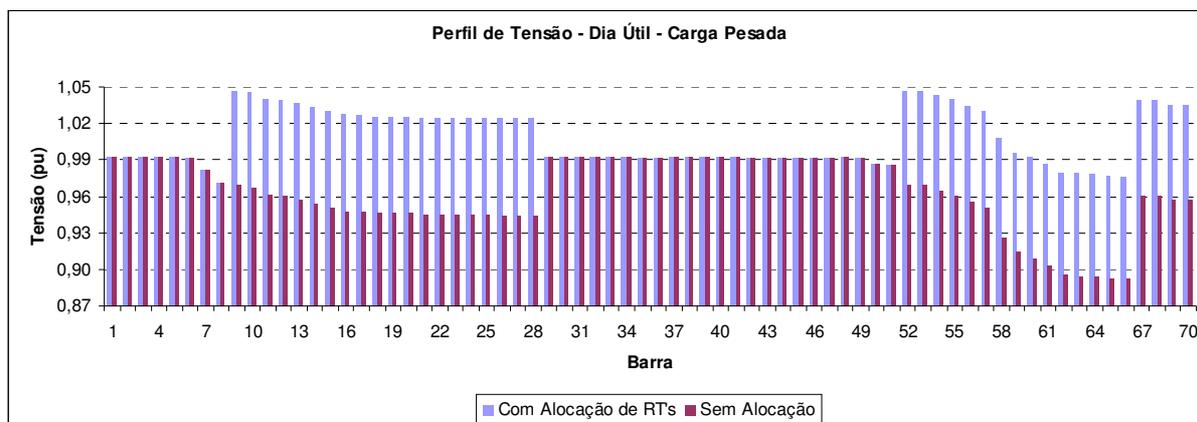


Figura 3 – Perfil de Tensão sem Problemas de Violação de Tensão

Quanto aos problemas de queda de tensão superiores a 4%, as soluções (a) e (b), que alocam RTs em linhas fora do tronco principal, eliminaram os problemas, conforme mostra a Figura 4 relativa à solução (a) para Dia Útil com Carga Pesada e sintetiza os demais tipos de dias e patamares de carga com o mesmo problema.

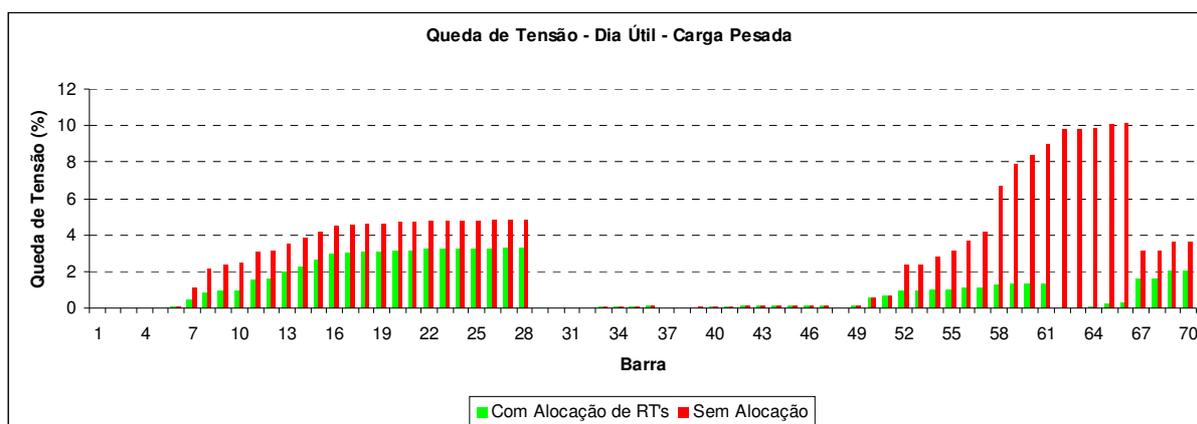


Figura 4 – Perfil de Queda de Tensão sem Problemas

Já para as soluções (c) e (d), que alocam RTs apenas nas linhas do tronco principal, os problemas persistiram para Dias Úteis com Carga Pesada e Média e para Sábados e Domingos e Feriados com Carga Pesada conforme ilustra a Figura 5 relativa à solução (d) para Dia Útil com Carga Pesada, com problemas nas barras 59 a 66, e que sintetiza os demais tipos de dias e patamares de carga.

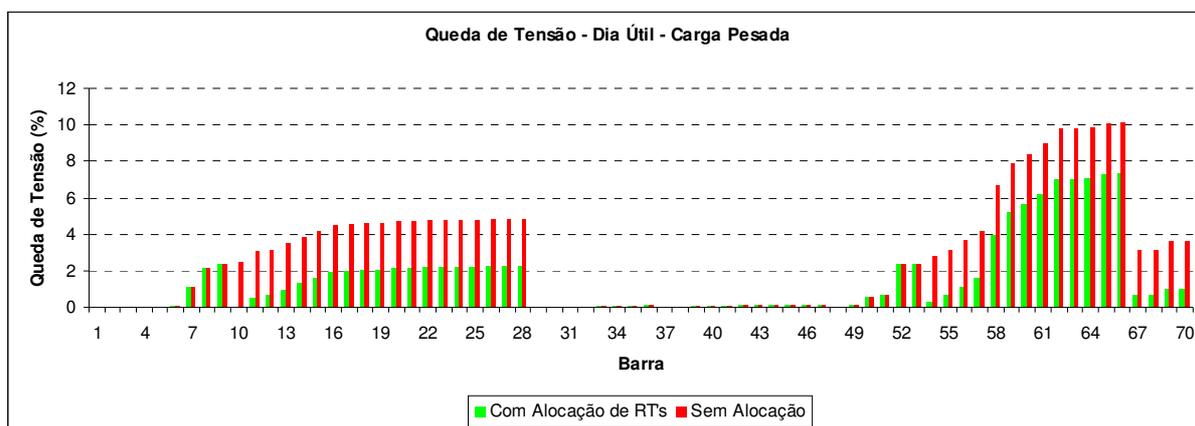


Figura 5 – Problema de Queda de Tensão Superior a 4% para a Barra 59 a 66

A Tabela 4 apresenta os custos, em R\$, das funções que compõem a FO assim como o valor da FO ponderada sem e com a alocação de RTs para as quatro simulações efetuadas.

Tabela 4 – Custos e Valor da Função Objetivo para a Alocação de RTs

Custo [10^6]	Sem RTs	(a)	(b)	(c)	(d)
Perdas [R\$]	2360,0	415,0	417,0	2110,0	2240,0
ΔV [R\$]	137000,0	0,0	0,0	37600,0	43100,0
Violações [R\$]	1220,0	0,0	0,0	0,0	15,7
RTs [R\$]	-	0,151	0,152	0,103	0,103
Total [R\$]	141000,0	415,0	417,0	39700,0	45400,0
Valor da FO	496000,0	193000,0	194000,0	352000,0	372000,0

Deste modo, verifica-se uma redução nos custos com as perdas de potência ativa por ano em torno de 82,40% nas soluções para as simulações (a) e (b), ou seja, nas simulações com opção de se alocar RTs em qualquer barra do sistema independentemente do ajuste da tensão de saída do RT. Por outro lado, para as soluções das simulações (c) e (d), ou seja, com opção de se alocar RTs apenas nas barras do tronco principal, tem-se uma redução nas perdas por ano, respectivamente, de cerca de 10,59% e 5,08%.

Verifica-se também que para as soluções das simulações (c) e (d), ou seja, com opção de se alocar RTs apenas nas barras do tronco principal, os custos por ano com as quedas de tensão superiores a 4% tiveram uma redução de aproximadamente 72,55% para ajuste ótimo de tensão de saída e 68,54% para a tensão nominal.

Em contra partida, nas soluções das simulações (a) e (b), ou seja, nas simulações com opção de se alocar RTs em qualquer barra do sistema, independentemente do ajuste da tensão de saída do RT, os custos com quedas de tensão foram totalmente eliminados.

Nota-se ainda que apenas na solução da simulação (d) tem-se custo com violação dos limites de tensão, embora este custo tenha sido reduzido em 98,71%, já para as demais soluções este custo foi zerado.

Para a redução destes custos torna-se necessário um investimento na compra dos RTs, então, analisando-se as soluções, percebe-se que os custos dos RTs dependem basicamente da sua potência nominal e que esta, por sua vez, depende apenas da corrente da linha em que o RT será instalado, considerando que a instalação será no mesmo nível de tensão.

Assim, as soluções para as combinações com possibilidade de alocação em todas as linhas do sistema, (a) e (b), apresentam uma necessidade de investimento pouco superior a R\$150.000,00, pois alocam dois RTs de menor potência em pontos específicos da rede. Já, as soluções para as combinações com possibilidade de alocação apenas nas barras do tronco principal, (c) e (d), mostram uma necessidade de investimento pouco superior a R\$100.000,00, pois alocam apenas um RT de maior potência próximo ao início do tronco principal.

Quanto ao custo total, nota-se uma redução quando comparado com o custo total das perdas técnicas sem alocação de RTs em torno de 99,70% para as soluções com possibilidade de alocação em todas as linhas do sistema, (a) e (b). Já para as soluções com possibilidade de alocação apenas nas barras do tronco principal, (c) e (d), tem-se, respectivamente, uma redução de 71,84% quando ajustada a tensão ótima e 67,80% para a tensão nominal.

Finalmente, avaliando-se cada solução através do valor da FO, tem-se uma minimização em torno de 61,00% para as soluções com possibilidade de alocação em todas as linhas do sistema, (a) e (b), no entanto, para as soluções com possibilidade de alocação apenas nas linhas do tronco principal, (c) e (d), tem-se, respectivamente, uma redução de 29,03% quando ajustada a tensão ótima e 25,00% para a tensão nominal.

Desta forma, nota-se que a melhor solução do ponto de vista do valor da FO e também quanto ao custo total é a solução com alocação de RTs para a simulação (a), pois apesar de um custo de investimento maior para a compra de dois RTs, a longo prazo se justifica devido ao ganho obtido pela receita evitada principalmente com as quedas de tensão.

7. CONCLUSÕES

A utilização dos AG ao problema de alocação ótima de RTs em redes de distribuição se mostrou eficaz pois os estudos realizados com o sistema de 70 barras apresentaram resultados satisfatórios, onde verificou-se melhoria significativa de todos os custos envolvidos na FO para todas as soluções com alocação dos reguladores.

Devido ao fato dos AG operarem sobre uma população de candidatos em paralelo e também às suas próprias características, todo o campo de busca é atingido, ao contrário das técnicas de otimização tradicionais onde um indivíduo é iterativamente manipulado até que uma condição satisfatória seja atingida.

Os métodos de seleção e os operadores genéticos garantem a criação de descendentes mais aptos e a variabilidade genética dos indivíduos criados, além de evitar o problema de mínimos locais e que os melhores indivíduos sejam perdidos.

A metodologia aqui formulada foi a de se obter um ponto ótimo que satisfaz a múltiplos critérios simultaneamente tais como: minimização das perdas ativas, dos custos dos RTs, penalização pela violação dos limites de tensão e penalização pelas quedas de tensão acima de 4% a partir da saída do alimentador ou das barras de referência após os RTs. E, ainda, com possibilidades de se escolher todas

as linhas para alocação ou apenas as do tronco principal, de se acionar o ajuste ótimo da tensão de saída dos reguladores ou não e de se inserir a impedância dos RTs nos dados do problema ou não.

Conforme os resultados obtidos para o sistema de 70 barras, conclui-se que a melhor solução técnica é aquela onde todas as linhas foram candidatas à alocação e se optou pelo ajuste ótimo da tensão de saída dos reguladores. Apesar da solução obtida nessa situação apresentar um custo de investimento maior, a longo prazo ela se justifica devido ao ganho obtido pela receita evitada principalmente com as quedas de tensão.

Vale lembrar também que o problema abordado neste trabalho é um problema de otimização multi-objetivo, portanto, não existe somente uma solução ótima para o problema e sim um conjunto de possíveis soluções eficientes (Pareto-ótimo), influenciadas pelos pesos considerados para cada um dos critérios de otimização, cabendo ao operador a escolha dos mesmos de modo a enfatizar os critérios de seu interesse, pois essa escolha afeta o posicionamento, número, tamanho e ajuste dos RTs alocados.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, M. L.; 2005. *Módulo de Alocação Otimizada de Reguladores de Tensão e Bancos de Capacitores em Alimentadores de Distribuição*. Porto Alegre. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

BARAN, M. E. E.; WU, F. F.; 1989. Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 1, p. 725-734.

CARVALHO, R. J.; 2006. *Fluxo de Potência Ótimo: Algoritmos de Pontos Interiores, Abordagem Multi-Objetivo e Aplicação de Transformações Ortogonais*. Florianópolis. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA; 1996. *Custo dos Desvios de Tensão – Adaptação da Fórmula para a Utilização com Patamares de Carga*. Curitiba.

FELÍCIO, J. R.; 2006. *Modelagem de Reguladores de Tensão Monofásicos com 32 Graus para Estudo em Regime Permanente e Transitório*. Uberlândia. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Uberlândia.

MENDOZA, J. E.; MORALES, D. A.; LÓPEZ, R. A.; LÓPEZ, E. A.; VANNIER, J. C.; COELLO, C. A. 2007. Multiobjective Location of Automatic Voltage Regulators in a Radial Distribution Network Using a Micro Genetic Algorithm. *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 22, No.1.

SAFIGIANNI, A. s.; SALIS, G. J.; 2000. Optimum Voltage Regulator Placement in a Radial Power Distribution Network. *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol.15, No. 2.

SRINIVAS, M. S.; 2000. Distribution Load Flows: A Brief Review. *Proceedings of the 2000 IEEE PES Summer Meeting*, Singapore.

SUNDHARARAJAN, S.; PAHWA, A.; 1994. Optimal Selection of Capacitors for Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, p. 1499-1507.