



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Desenvolvimento de uma Ferramenta Computacional para a Alocação de Banco de Capacitores em Sistemas de Distribuição Considerando as Incertezas das Cargas

Benvindo R. Pereira Junior	José Roberto S. Mantovani
UNESP - Ilha Solteira	UNESP – Ilha Solteira
brpjunior@gmail.com	mant@dee.feis.unesp.br

PALAVRAS-CHAVE

Algoritmo evolutivo multi-objetivo
Bancos de capacitores
Correção do fator de potência
Fluxo de potência probabilístico

RESUMO

Neste trabalho é apresentada uma nova metodologia para a alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica. Nesta metodologia consideram-se as incertezas das cargas durante os dias úteis, sábados e domingos, visando representar o comportamento de variação das cargas o mais próximo da realidade. Com esta representação das cargas permite-se o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para estudos e análises de alocação de fontes reativas fixas e variáveis em redes de distribuição atendendo-se a critérios de natureza técnica e econômica. A metodologia proposta difere das técnicas tradicionais encontradas na literatura, e usadas pelas empresas distribuidoras para alocar bancos capacitivos, que consideram as cargas de natureza determinística e estratificadas em níveis bem definidos. Para resolver o problema de alocação dos bancos de capacitores a técnica de solução propõe-se um algoritmo evolutivo (AE) com análise multiobjetivo, que utiliza como ferramenta auxiliar um programa de cálculo de fluxo de potência probabilístico. Para avaliar a metodologia proposta são apresentados resultados de testes efetuados em um alimentador real de distribuição de energia elétrica. Os resultados dos testes apresentados comprovam a qualidade das soluções fornecidas através da metodologia proposta tanto sob os aspectos técnicos como econômicos.

1. INTRODUÇÃO

Com a expansão dos sistemas de distribuição, as cargas estão cada vez mais se distanciando das subestações, sendo assim as linhas de distribuição se encontram cada vez mais longas, proporcionando perdas através do efeito Joule, que muitas vezes provocam afundamentos de tensões principalmente nos horários de picos de carga. Estes afundamentos de tensão estão relacionados com a qualidade do fornecimento de energia e podem causar operações indevidas e desgastes físicos para equipamentos dos consumidores alimentados em algumas barras do sistema e causar multas para a empresa distribuidora que em determinados períodos está com seu sistema operando fora dos limites de tensão especificados pelos órgãos responsáveis pela fiscalização da qualidade de energia (ANEEL resol 505).

Sendo assim torna-se necessário a instalação de dispositivos que assegurem que todo o sistema opere dentro dos limites preestabelecidos, em qualquer horário do dia e sob qualquer perfil de cargas. Dentre as alternativas de planejamento de curto prazo para redes de distribuição está a instalação de capacitores *shunt* fixos e variáveis, mas para que o mesmo tenha uma atuação efetiva do controle dos níveis de tensão é necessário que durante a fase de especificação dos mesmos seja utilizada uma representação das cargas que estão ligadas ao sistema que esteja o mais próximo possível da realidade em todos os dias da semana e períodos de operação diários.

Os capacitores *shunt* adequadamente automatizados e instalados em um sistema de distribuição melhoram o fator de potência do sistema; reduzem a carga aparente na fonte supridora e circuitos, liberando capacidade para a ligação de cargas adicionais; melhoram o perfil de tensão do sistema; reduzem a componente atrasada da corrente do circuito e como consequência reduzem as perdas ativas e reativas e reduzem os custos de operação do sistema. A principal dificuldade encontrada pelos setores de planejamento das empresas distribuidoras de energia elétrica é quanto às características dos equipamentos, capacidade dos capacitores fixos e chaveados, e quanto ao ponto de instalação destes dispositivos. Na prática os bancos de capacitores são localizados em pontos estratégicos do sistema, determinados com base em estudos do crescimento da carga no sistema considerando um horizonte de planejamento de cinco a dez anos, importância da carga, necessidades de atender aos limites de tensão de fornecimento impostos pela ANEEL e no cálculo do perfil de tensão do alimentador. Os resultados obtidos utilizando-se desta metodologia, normalmente levam a resultados satisfatórios sob ótica dos interesses das concessionárias, mas não permitem estabelecer uma análise técnico-econômica adequada referente aos investimentos e a redução de perdas no alimentador. Por este motivo muito se tem estudado a respeito deste problema, técnicas têm sido desenvolvidas para uma melhor eficiência na solução deste problema. Dentre as técnicas mais utilizadas estão as técnicas heurísticas juntamente com os algoritmos de otimização clássica (BARAN & WU, 1989) e mais recentemente as metaheurísticas Busca Tabu (HUANG *et. al.* 1996) e Algoritmo Genético (SUNDHARAJAN & PAHWA, 1994).

Neste informe técnico a alocação de banco de capacitores é abordada como um modelo e técnica de solução multi-objetivo (MILOSEVIĆ & BEGOVIĆ, 2004), e a ferramenta computacional desenvolvida fornece um conjunto de propostas viáveis técnica e economicamente de alocação de bancos capacitivos no alimentador sob estudo e planejamento, deixando a cargo do planejador do sistema tomar a decisão de qual é a melhor solução para o caso em estudo. Neste modelo são consideradas as condições de operação reais dos sistemas que incluem requisitos de qualidade, confiabilidade e economia. Para obter melhores resultados é efetuado um estudo das cargas conectadas aos transformadores de modo a conhecer o comportamento das cargas solicitadas pelo transformador, ao invés de discretizá-las em três níveis de carga; leve, nominal e pesada, como propostas de solução do problema encontradas na literatura (BARAN & WU, 1989). Para representar a natureza de variação das cargas, estima-se a curva de carga de cada transformador (FRANCICQUINI, 2006), e esta curva é dividida em vários períodos onde são feitos estudos estatísticos dessa carga encontrando assim a natureza probabilística das cargas ligadas à rede, e que reflete o comportamento das cargas o mais próximo da realidade. Juntamente com este modelo probabilístico de representação de cargas utiliza-se uma metodologia de cálculo de fluxo de potência probabilístico. Os resultados dos testes efetuados com um sistema da literatura e um alimentador de distribuição real mostram a qualidade técnica e econômica das soluções obtidas com a implementação computacional da metodologia desenvolvida.

2. O PROBLEMA DA ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

O problema de alocação ótima de banco de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica consiste em:

- i.* - Definir os locais onde devem ser instalados.

ii. - Determinar os tipos (fixos, chaveados) e potência de bancos a serem instalados

iii. - Definir o esquema de controle dos bancos chaveados para operar em diferentes níveis de cargas.

O problema de alocação de bancos de capacitores é um modelo de programação não linear inteiro misto (PNLIM) e de difícil solução principalmente para sistemas de grande e médio porte. O grau de dificuldade para resolver este problema aumenta com inclusão das condições reais de operação dos sistemas que incluem requisitos de qualidade, confiabilidade e economia. Grande parte das pesquisas envolvendo a alocação ótima de capacitores estão concentradas na busca de soluções eficientes para este (PNLIM). Dentre as técnicas utilizadas para a solução deste problema estão a, otimização clássica (Branch-and-Bound, Decomposição de benders), e mais recentemente as metaheurísticas (Simulated Annealing, Busca Tabu, Algoritmos Genéticos). As técnicas de otimização combinatorial têm se mostrado promissoras na solução deste problema, uma vez que são técnicas simples de se programar e possibilitam utilizar modelos matemáticos mais complexos e próximos da realidade, tornando-os mais realistas para o problema, permitindo simular sistemas reais, devido às facilidades computacionais existentes.

Na maioria das técnicas de solução de problemas restritos, incorporam-se as restrições violadas à função objetivo por meio de técnicas de penalização. Todavia, esta abordagem, na solução do modelo da alocação de bancos de capacitores através de metaheurísticas como abordado neste trabalho, compromete a qualidade das soluções encontradas, devido aos conflitos, sob o aspecto físico entre melhorar o perfil de tensão da rede de distribuição e reduzir custos de investimentos e perdas com a alocação de bancos capacitivos fixos e chaveados, uma vez que o aumento do fluxo de reativos na rede provoca um aumento das perdas. Uma alternativa para contornar este problema é tratar as restrições das magnitudes das tensões como outra função objetivo do problema.

Assim, neste trabalho são utilizados dois objetivos, o primeiro objetivo consiste na minimização dos custos relacionados com as perdas de energia, custos de investimento com a instalação dos bancos de capacitores em um período de tempo especificado (horizonte de planejamento, por exemplo, 1 a 10 anos), e o segundo objetivo esta relacionado com as condições de operação do sistema adequadas, isto é, a máxima queda de tensão do sistema para os determinadas condições de operação. As técnicas multiobjetivo são capazes de proporcionar um conjunto de soluções que podem ser utilizadas pelo planejador atender os requisitos estabelecidos para o sistema em estudo, pois este conjunto, possui apenas soluções de ótima qualidade, e todas são igualmente importantes.

3. REPRESENTAÇÃO DAS CARGAS

Nas metodologias utilizadas na literatura, as cargas dos transformadores do sistema em estudo são discretizadas em três níveis de carga diários bem definidos, de forma determinística, para fazer o estudo da alocação dos bancos de capacitores, e cada carga possui o mesmo fator de potência para os três tipos de carga. Assim ao se tratar as cargas desta maneira um fator muito importante para o estudo e planejamento do sistema de distribuição de energia é omitido, o comportamento incerto das cargas, ou seja, sua natureza estocástica. As cargas têm um comportamento dinâmico a cada hora do dia pois não existe apenas um tipo de consumidor conectado a rede e sim vários tipos, como consumidores residenciais, comerciais, industriais, iluminação pública entre outros que possuem hábitos completamente distintos, devido às características e de como a energia é faturada para estas cargas. Desta maneira os transformadores nem sempre apresentam o mesmo perfil de carregamento e ainda um único transformador pode apresentar fator de potência distinto para cada período em estudo. Assim, para representar este comportamento incerto das cargas na alocação dos bancos de capacitores, utiliza-se um método para estimar as curvas de cargas dos transformadores que não possuem medição de demanda (consumidores alimentados em baixa tensão), para dias úteis, sábados e domingos (FRANCISQUINI., 2006). Esta representação visa tornar o modelo de cargas o mais próximo do

comportamento real do sistema. Na figura 1 são apresentadas as curvas de carga de um transformador de 45 KVA estimadas pelo método utilizado.

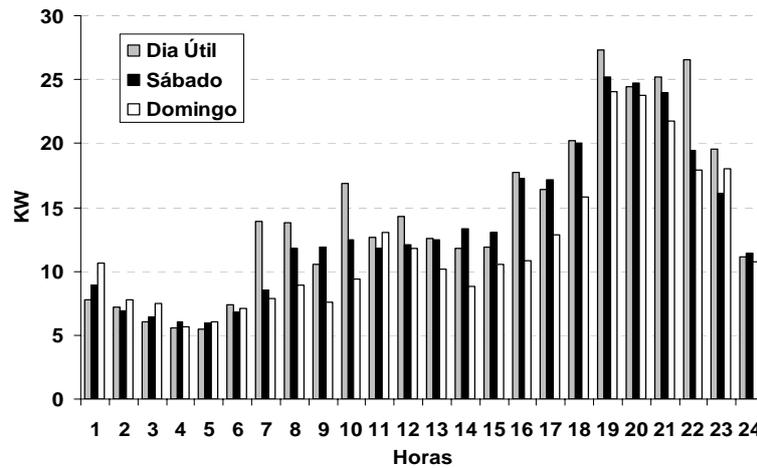


Figura 1 – Curvas de carga de um transformador de 45 KVA

Estimada as curvas de cargas dos transformadores, estas são divididas em seis períodos de consumo diários, onde para cada período são feitos tratamentos estatísticos nos dados das curvas pertencentes a cada um destes períodos, encontrando-se a média e o desvio padrão, que são utilizados para incorporar ao problema de alocação de capacitores as incertezas das cargas. Na figura 2 são ilustradas as curvas de cargas médias para os seis períodos de consumo, referentes ao transformador de 45 KVA apresentado anteriormente. O carregamento do transformador então é estratificado com base nas curvas médias e nos desvios padrões dos seis períodos de consumo diários, utilizando-se uma curva normal de probabilidade e a seguinte formulação matemática:

$$P_{TR}^i(\sigma, K) = P_M^i \pm K \cdot \sigma_p^i \quad i=1, \dots, 6 \quad (1)$$

Em que:

$P_{TR}^i(\sigma, K)$: Função de natureza estocástica que fornece a potência do transformador no período diário i ;

P_M^i : potência média da carga do transformador no período diário i ;

K : Fator de natureza aleatória ($K \in [0,1]$), que representa a distribuição normal de probabilidade das cargas;

σ_p^i : Desvio padrão da potência no período de consumo i .

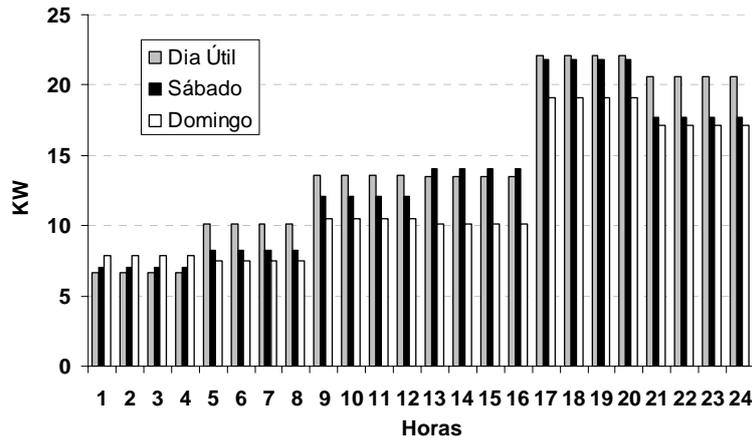


Figura 2 – Curvas de Cargas médias para os períodos de consumo

Para os limites do intervalo do fator K, e utilizando a formulação descrita acima, apresenta-se na figura 3 as faixas de variação de potência que o transformador pode assumir para cada período de consumo.

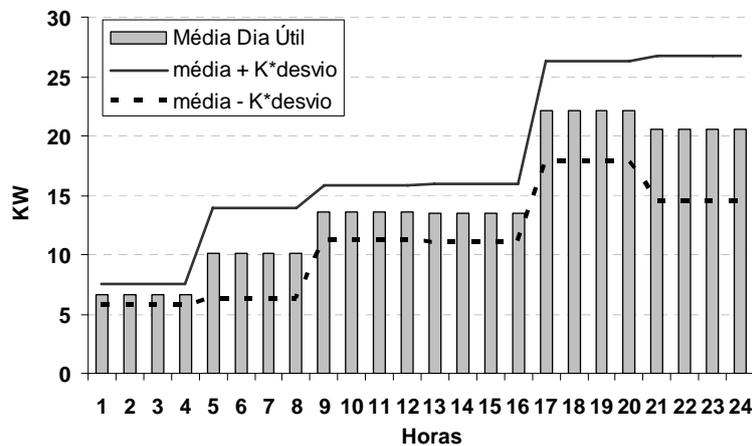


Figura 3 – Faixa de variação da potência do transformador de 45 kVA em dias úteis.

Uma vez que as curvas de cargas fornecem apenas a potência ativa dos transformadores, um outro fator muito importante a ser determinado é o fator de potência das cargas. Da mesma forma que o carregamento do transformador possui um caráter estocástico, o fator de potencia também possui, devido á variedade dos dispositivos que os consumidores utilizam da forma que os convém. Desta maneira o fator de potência dos transformadores são obtidos segundo a equação:

$$FP_{TR}^i(\sigma, K) = FP_M^i \pm K \cdot \sigma_p^i \quad i = 1, \dots, 6 \quad (2)$$

Em que:

$FP_{TR}^i(\sigma, K)$: Função de natureza estocástica que fornece o fator de potência do transformador no período diário i ;

FP_M^i : fator de potência médio da carga do transformador no período diário i ;

K : Fator de natureza aleatória ($K \in [0,1]$), que representa a distribuição normal de probabilidade das cargas;

σ_p^i : Desvio padrão do fator de potência no período de consumo i .

Obtido o fator de potência para os seis períodos diários para cada transformador, e com base na potência ativa encontrada pela formulação descrita na eq.1, encontra-se a potência reativa dos transformadores para cada período de estudo. Desta maneira, pode-se representar da forma mais próxima a realidade o comportamento das cargas e encontrar resultados para a alocação de bancos de capacitores que estão de acordo com o comportamento real do sistema.

4. METODOLOGIA

A metodologia utilizada nesta ferramenta computacional é um algoritmo evolutivo multi-objetivo, que tem como ferramentas principais um programa para estimação de curvas de cargas e um programa para cálculo de fluxo de potência que considera as incertezas das cargas.

Para a avaliação dos resultados são considerados, custos de instalação dos capacitores fixos e chaveados e operação do sistema e os desvios de tensões nas barras, conforme estudo de PEREIRA JUNIOR *et. al.*, 2006. A Figura 4 apresenta-se o diagrama de blocos da metodologia implementada.

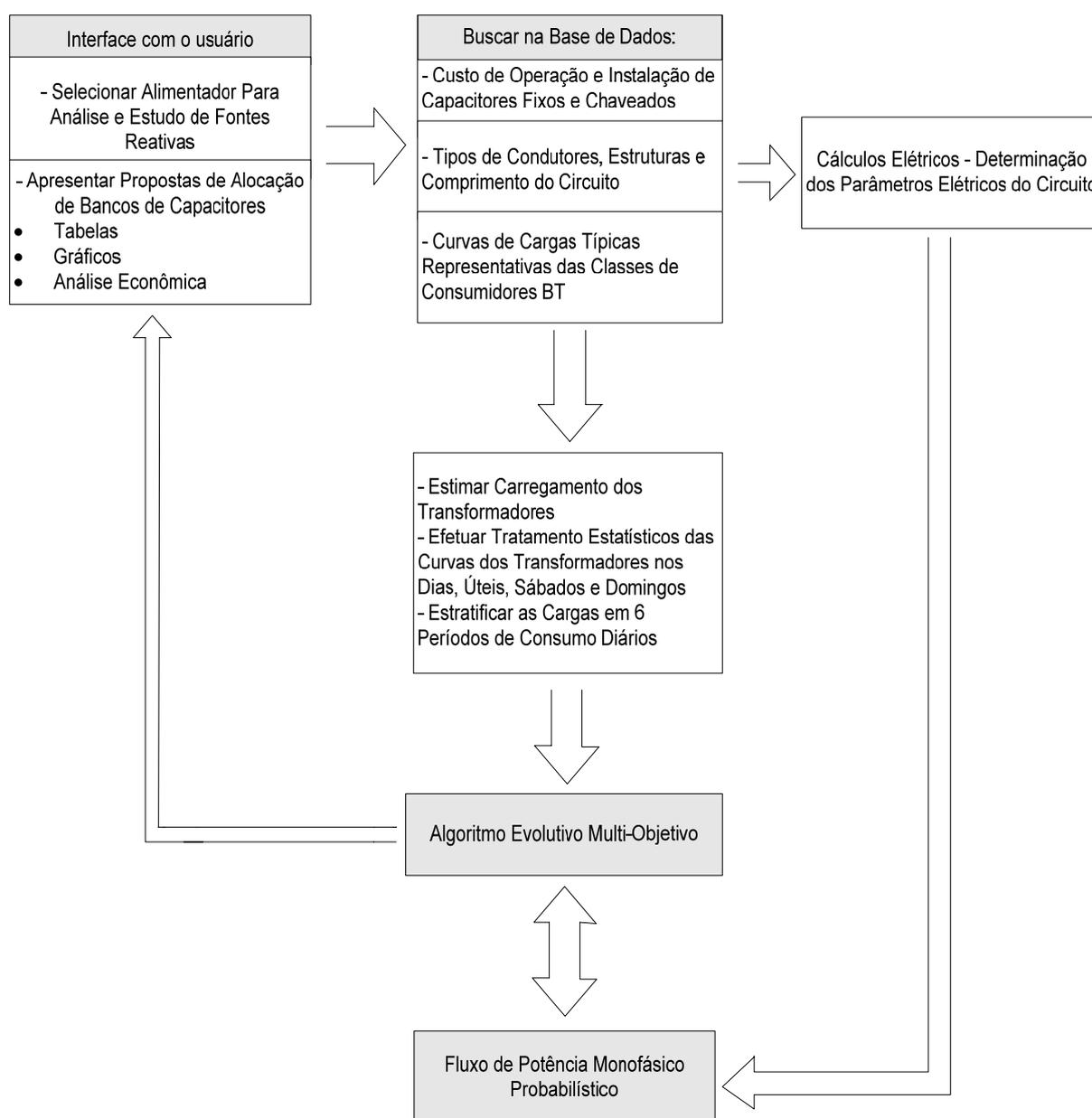


Figura 4 – Diagrama de blocos da metodologia implementada

RESULTADOS

A ferramenta computacional desenvolvida, o algoritmo evolutivo multi-objetivo, para alocação otimizada de bancos de capacitores considerando as incertezas das cargas foi testado com um alimentador real de 1080 barras.

Os parâmetros de controle do algoritmo evolutivo utilizados na simulações estão descritos na Tab. 1. As características operacionais dos bancos de capacitores fixos estão detalhadas na Tab.2 e dos bancos variáveis na Tab.3. Considera-se para fins de cálculo de fluxo de potência que o barramento de MT da subestação de onde saem os alimentadores primários é do tipo tensão controlada através de um regulador de tensão. Neste barramento a magnitude da tensão pode variar entre 0,95 e 1,05 pu. Na Tab. 4 são apresentados os valores máximos e mínimos de tensão do alimentador para dias úteis sábados e domingos, nos períodos de estudo antes da alocação de bancos de capacitores.

Tabela 1. Parâmetros de controle do AE-MO

Parâmetros	Valor
Taxa de recombinação variável (valores inicial e final)	0,9 - 0,5
Taxa de mutação variável (valores inicial e final)	0,05 – 0,15
Tamanho da população – número de indivíduos	100
Numero de gerações	100

Tabela 2. Potência nominal e custos – bancos fixos em US\$

Bancos Fixos		
Banco (tipo)	Potência (KVar)	Custo banco (US\$)
1	600	3000,00
2	900	4500,00
3	1200	6000,00

Tabela 3. Características operacionais e custos – bancos variáveis em US\$

Bancos Variáveis					
Banco (tipo)	Potência (KVar)	Tap1 (KVar)	Tap2 (KVar)	Tap3 (KVar)	Custo banco (US\$)
1	300	100	200	300	2250,00
2	900	300	600	900	6750,00
3	1500	900	1200	1500	11250,00

Tabela 4. Tensões máximas e mínimas do sistema sem bancos de capacitores.

Período	Dias Úteis		Sábado		Domingo	
	V _{MAX}	V _{MIM}	V _{MAX}	V _{MIM}	V _{MAX}	V _{MIM}
1	1,05	0,99235	1,05	0,99137	1,05	0,97764
2	1,05	0,98485	1,05	0,99233	1,05	0,99135
3	1,05	0,96802	1,05	0,96828	1,05	0,95806
4	1,05	0,96431	1,05	0,96378	1,05	0,95834
5	1,05	0,89767	1,05	0,89344	1,05	0,90015
6	1,05	0,91384	1,05	0,92486	1,05	0,91320

O conjunto de barras candidatas à alocação de bancos de capacitores foi determinado com base em estudos das magnitudes das tensões ao longo do alimentador e da localização das barras no alimentador. De um total de 1080 barras foram selecionadas 50 barras a serem candidatas à alocação e estas são apresentadas na Tab. 5. Considerando o sistema operando sem a alocação de bancos de capacitores durante um horizonte de planejamento de um ano, as perdas somam um valor de 2333,85 MWh. Para fins de comparação o mesmo sistema sem a alocação de bancos de capacitores, entretanto considerando as cargas discretizadas de forma determinística como na literatura (BARAN & WU,

1989) e considerando os fatores de carregamento descritos na Tab. 6 as perdas totalizaram um valor de 3981,13 MWh.

Tabela 5. Barras Candidatas a Alocação de Bancos de Capacitores

Barras	Tensões	Barras	Tensões	Barras	Tensões
313	0,956195	551	0,919223	808	0,907727
347	0,940569	559	0,92033	816	0,901466
386	0,939779	588	0,937585	820	0,900619
390	0,94625	606	0,937578	859	0,89993
391	0,946245	650	0,908074	880	0,906263
402	0,940903	655	0,915134	893	0,899837
414	0,938367	677	0,908986	903	0,906629
430	0,935724	697	0,90879	912	0,899725
440	0,930542	729	0,906373	920	0,906226
448	0,9400	733	0,90789	923	0,906588
460	0,938492	758	0,906111	932	0,899624
461	0,938251	759	0,90739	952	0,906056
470	0,93064	769	0,901319	984	0,906035
472	0,932793	772	0,907741	1003	0,906035
488	0,930637	789	0,907726	1033	0,893551
518	0,922829	802	0,900841	1042	0,893454
532	0,930485	807	0,907733		

Os valores atribuídos para os carregamentos apresentados na Tab. 6 foram selecionados com base na análise do comportamento das cargas dos transformadores do sistema em estudo, que normalmente apresentam um desvio padrão em torno de 50% do valor médio da carga.

Tabela 6. Condições de carregamento discretizado do sistema

Operação do sistema		
Carregamento	Fator de Carga	Tempo (h)
<i>Carga Leve</i>	0,45	1000
<i>Carga Nominal</i>	1,00	6760
<i>Carga Pesada</i>	1,45	1000

A metodologia proposta e implementada através do AE-MO estocástico fornece um conjunto de soluções de boa qualidade, o que propicia ao planejador (*decision maker*) certo poder de escolha para a solução a ser tomada, que deve levar em conta requisitos técnicos, econômicos e operacionais do planejamento de curto prazo do sistema em estudo. Na figura 5 é apresentado o conjunto de soluções encontradas pelo algoritmo, onde estão representados os valores das funções objetivo, queda de tensão e custo de investimentos e operação. Assim pode-se, por exemplo, que requerem melhor perfil de tensão, ou soluções com custos menos elevados. Para fins de análise escolheu-se uma proposta de solução que possui menor desvio padrão de tensão, com tensões mínimas em torno de 0,95 pu, indicada pela seta no gráfico da fig. 5. Esta proposta solução está apresentada nas tabelas 7 e 8.

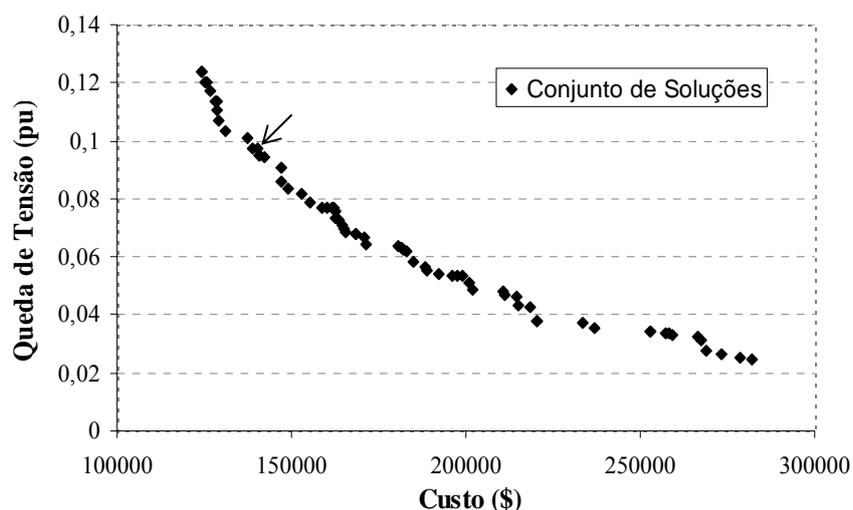


Figura 5 – Soluções encontradas pelo algoritmo

Tabela 7. Resultados dos bancos fixos

Resultados Bancos Fixos - Potencias (KVar)	
Barras	Bancos
386	600.0
733	600.0
551	900.0

Tabela 8. Resultados e Controle dos bancos chaveados

Resultados Bancos Chaveados - Potencias (KVar)							
Barras	Potências	Períodos					
		C 1	C 2	C 3	C 4	C 5	C 6
391	300.0	300.0	0.0	100.0	0.0	300.0	200.0
859	900.0	0.0	0.0	0.0	0.0	900.0	600.0

Esta solução apresentada o custo de operação e investimento foi de US\$ 142449,6 e os valores máximos e mínimos das tensões após a alocação dos bancos são apresentados na Tab. 9. As perdas para esta proposta de solução totalizaram 2049,16 MWh.

Tabela 9. Tensões máximas e mínimas do sistema com bancos de capacitores.

Período	Dias Úteis		Sábado		Domingo	
	V _{MAX}	V _{MIM}	V _{MAX}	V _{MIM}	V _{MAX}	V _{MIM}
1	1,05	1,00694	1,05	1,02116	1,05	1,02172
2	1,05	1,01717	1,05	1,01826	1,05	1,0109
3	1,05	0,98334	1,05	0,99831	1,05	0,9982
4	1,05	0,98497	1,05	0,99444	1,05	0,99469
5	1,05	0,96068	1,05	0,95287	1,05	0,95077
6	1,05	0,96431	1,05	0,97692	1,05	0,96577

Para uma análise mais detalhada das perdas, apresentam-se nas Figura 6 a, b e c, o perfil das perdas do sistema antes e depois da alocação de bancos de capacitores para dias úteis, sábados e domingos. Observa-se que para os carregamentos menores as perdas aumentam devido ao aumento do fluxo de reativos na rede devido às fontes capacitivas, isto mostra a natureza multi-objetivo, entre as funções objetivo consideradas neste modelo. Porém mesmo com este aumento das perdas para os carregamentos menores há uma redução de 12,19% em relação ao sistema operando sem a alocação de bancos de capacitores.

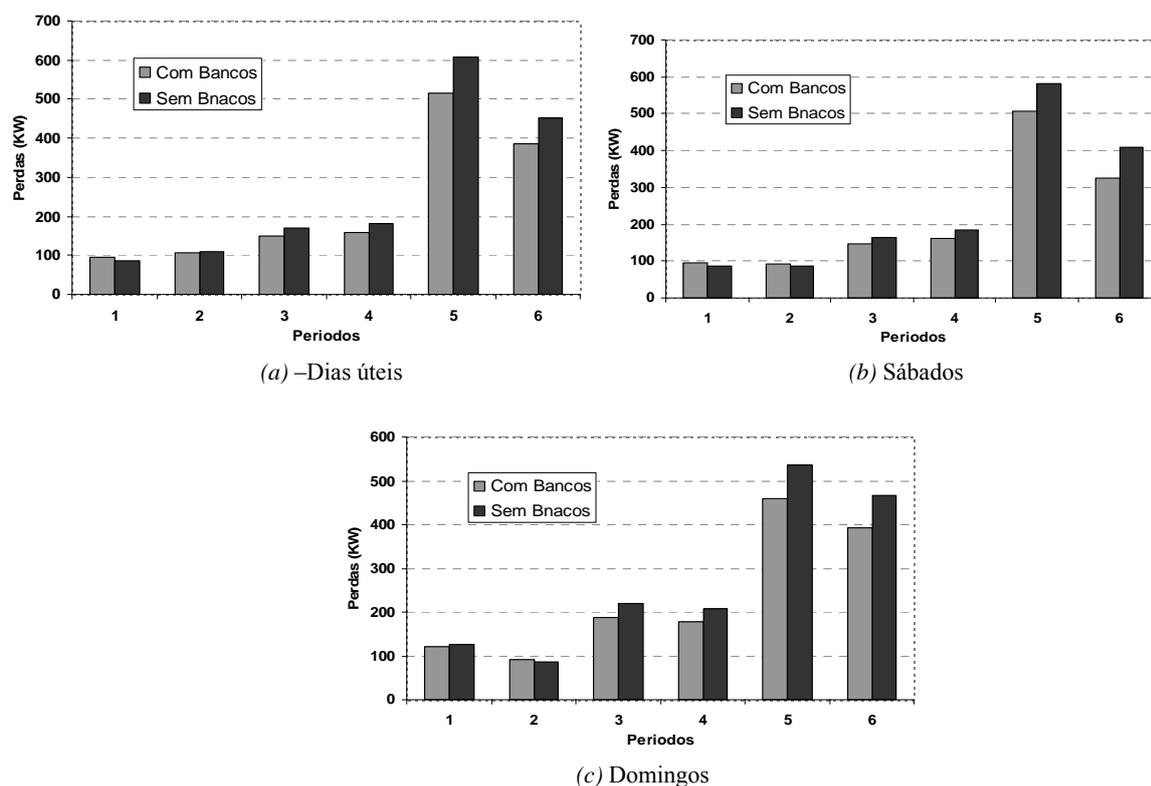


Figura 6 –Perfil de perdas do sistema

Para fins de comparação se o mesmo sistema é simulado, considerando as cargas discretizadas com os valores para os carregamentos apresentados na Tab. 6 usando a metodologia proposta em (PEREIRA JUNIOR *et. al.*, 2006), um dos resultados encontrados que mantém as tensões mínimas em torno de $0.95 pu$ é apresentado nas tabelas 10 e 11. Para esta solução os o custo de investimento e operação foram de US\$ 241107,01, sendo este valor 69,25% maior que o encontrado pela metodologia proposta neste trabalho e as perdas totalizaram um valor de 3318,45 MWh.

Tabela 10. Resultados dos bancos fixos

Resultados Bancos Fixos - Potencias (KVar)	
Barras	Bancos
470	600.0
677	600.0
402	900.0

Tabela 7. Resultados e Controle dos bancos chaveados

Resultados Bancos Chaveados- Potencias (KVar)			
Barra	Carga leve	Carga nominal	Carga pesada
414	0.0	0.0	1500.0
440	0.0	0.0	1500.0
532	0.0	0.0	900.0
759	0.0	0.0	200.0

O resultado apresentado nas Tabs. 10 e 11, testado no programa de calculo de fluxo de potência probabilístico considerando-se a metodologia proposta neste trabalho, de trabalhar com as curavas de cargas dos transformadores, para considerar as incertezas das cargas, ou seja, sua natureza estocástica,

obteve-se os seguintes resultados: custo de investimento e operação de US\$ 176581,8 e as perdas totalizaram 2168,03 MWh. Para fins de estudo considerou-se como carga pesada o carregamento do período 5. As tensões máximas e mínimas estão apresentados na tabela 12.

Tabela 12 - Tensões máximas e mínimas do sistema utilizando os resultados obtidos com cargas discretizadas.

Período	Dias Úteis		Sábado		Domingo	
	V _{MAX}	V _{MIM}	V _{MAX}	V _{MIM}	V _{MAX}	V _{MIM}
1	1,05	1,02077	1,05	1,00704	1,05	1,01982
2	1,05	1,01214	1,05	1,01890	1,05	1,02066
3	1,05	0,99877	1,05	0,98288	1,05	0,99887
4	1,05	0,99564	1,05	0,98665	1,05	0,99473
5	1,05	0,99637	1,05	1,00284	1,05	0,99360
6	1,05	0,94690	1,05	0,9405	1,05	0,95740

Verifica-se na Tab. 12 que os capacitores alocados no alimentador discretizando as cargas em três níveis e considerando-as de forma determinística, elevam as magnitudes de tensão quando estes capacitores estão operando muito acima do limite escolhido de 0.95 pu, provocando um aumento das perdas e consequentemente o aumento do custo de instalação e operação do sistema. Ainda que as perdas e os custos tenham diminuído quando se estudou os resultados obtidos pelo algoritmo que considera as cargas discretizadas utilizando a metodologia proposta neste trabalho, as perdas e os custos são respectivamente 5,8% e 23,96% maiores, que o obtido utilizando a metodologia proposta.

CONCLUSÕES

Neste trabalho é proposta uma metodologia para estudos de planejamento de alocação de bancos de capacitores fixos e chaveados em alimentadores reais de distribuição, em que se consideram as incertezas das cargas através de um programa de cálculo de potência probabilístico e a natureza multi-objetivo do problema.

Os resultados obtidos através de modelos matemáticos que consideram as cargas de natureza determinística e discretizadas em três níveis diários apresentam custos mais elevados. Isto ocorre porque são obtidas propostas de investimentos com a instalação de bancos de capacitores de maior potência no sistema ocasionando a um aumento de perdas devido ao fluxo de reativo no sistema. Considerando todo o período de operação da rede de distribuição este modelo, de acordo com os resultados obtidos, pode levar a o sistema a operar em determinados cenários com as magnitudes das tensões muito maiores que o perfil mínimo considerado satisfatório. Um outro aspecto muito importante que deve ser considerado quando se utiliza a representação determinística da carga no modelo e que pode-se observar está relacionada com aos fatores de carregamentos utilizados para representar níveis de cargas leve e pesada. Estes fatores quando estimados sem conhecimento da variação da curva de carga real podem levar a resultados tanto superestimados como subestimados, assim esses fatores podem estar omitindo o comportamento real de variação das cargas e levando o modelo a fornecer resultados irreais.

Com a utilização de curvas de cargas reais para diferentes cenários de operação e considerando a natureza probabilística das cargas obtêm-se resultados que permitem menores custos de investimentos e obter a propostas de planejamento que se fornecem condições de operação que atendem as necessidades reais dos usuários e operadores do sistema. O software desenvolvido pode ser implementado em qualquer computador pessoal ou notebook, com configuração de hardware básica. Os tempos de simulações de alimentadores reais não ultrapassam o limite de 15 minutos de processamento para fornecer soluções de alta qualidade técnica e econômica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) (2001).Resolução Normativa No. 505 de 21/11/2001.

BARAN, M E WU, F.F. (1989.) Optimal Sizing of Capacitors Placed on a Radial Distribution System, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 1, pp. 735-743.

HUANG, Y.C., TANG, H.T., HUANG, C.L. (1996) Solving the Capacitor Placement Problem in a Radial Distribution System Using Tabu Search Approach, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 4, pp1868-1873.

SUNDHARAJAN, S., PAHWA, A. (1994) Optimal Seletion of Capacitors for Radial Systems Using a Genetic Algorithm, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1499-1505.

MILOSEVIĆ B., BEGOVIĆ M. (2004.) Capacitor placement for conservative voltage reduction on distribution feeders, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 3.

FRANCISQUINI A. A (2006) Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transdormadores de Distribuição, *Dissertação de Mestrado*, UNESP – Ilha Solteira.

PEREIRA JÚNIOR, B.R.; COSSI, A.M., MANTOVANI, J.R.S. (2006) Alocação de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmo Evolutivo Multi-objetivo, *XVI Congresso Brasileiro de Automática*,– BA, pp. 1303-1308.