

Redução de Perdas de Sistemas de Distribuição através do Dimensionamento Ótimo de Bancos de Capacitores via Entropia Cruzada

Fabício B. R. de Oliveira Eduardo N. Asada

Resumo — Os Sistemas de Distribuição são responsáveis pelo fornecimento da energia elétrica aos consumidores residenciais, industriais e comerciais com padrões de qualidade regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As grandezas comumente monitoradas são o perfil de tensão na rede elétrica e as perdas técnicas do sistema. Este último critério de desempenho é extremamente relevante, pois representa uma medida de eficiência do sistema e a consequente diminuição na capacidade de receita da empresa. Para a melhoria desse desempenho, técnicas como reconfiguração de alimentadores, recondutoramento, alocação de capacitores são aplicadas. Em especial, na alocação de capacitores objetiva-se identificar a quantidade, a localização e o tipo dos bancos de capacitores (BCs) que serão alocados no sistema com o intuito de melhorar o perfil de tensão e minimizar as perdas, levando em consideração custos de implantação e operação. Para tal, métodos computacionais são utilizados para definir a melhor configuração dos BCs. A modelagem desse problema tem sido realizado por meio de otimização matemática e uma das funções objetivo utilizada é a minimização das perdas técnicas do sistema de distribuição. Nesse contexto, este trabalho tem o objetivo de propor uma abordagem de solução utilizando a metaheurística Entropia Cruzada implementada na linguagem Python para redução das perdas de um sistema elétrico modelado no OpenDSS. As soluções obtidas se mostraram promissoras, em especial, devido à natureza probabilística que se assemelha ao método probabilístico de Monte-Carlo.

Palavras-Chave — Entropia Cruzada, Redução de Perdas, OpenDSS, Python.

I. INTRODUÇÃO

A crescente alta nos custos de distribuição devido ao aumento das perdas nos Sistemas de Distribuição motiva os engenheiros a melhorar seus conhecimentos a respeito dos Sistemas de Energia Elétrica e aplicá-los na operação desses. Há três formas básicas de redução das perdas no sistema: recondutoramento, reconfiguração da rede e adição de bancos de capacitores ou gestão das cargas. Na segunda abordagem, chaves são implantadas para mudar a configura-

ção atual para uma onde o fluxo de potência é melhor distribuída de acordo com fator de carga, desta forma, há queda nas perdas do sistema [1].

É sabido que as perdas no sistema de distribuição podem ser reduzidas diariamente, semanalmente e/ou sazonalmente através da reconfiguração do sistema tirando vantagens da diversidade de cargas. Cargas residenciais, industriais e comerciais diferem entre si e este comportamento pode ser observado em suas curvas de cargas. Quando possível, as cargas podem ser transferidas de um alimentador para outro com a finalidade de obter vantagem na redução de perdas do sistema pelas suas naturais diversidades, assim utilizando o sistema em sua total capacidade de operação. A reconfiguração manual é uma alternativa na redução das perdas, no entanto custos na capacitação de equipe especializada, combustível para transporte e tempo de manobra podem dificultar na obtenção do real benefício da reconfiguração [1].

Ainda, é possível melhorar o perfil de tensão e reduzir as perdas dos Sistemas de Distribuição através do ajuste adequado dos dispositivos de controle. Ajuste no tap dos transformadores e de capacitores de subestação tem este propósito. A escolha adequada do tamanho e localização do banco de capacitores aumenta ainda mais este benefício. Capacitores são instalados nos sistemas de distribuição para compensação de reativos para se atingir a redução de perdas, correção do fator de potência e para manter o perfil de tensão desejado. O problema da alocação de capacitores apresenta três diretrizes: localização, tipo (fixos ou chaveados) e tamanho em kVAr. Muitas das técnicas de alocação consideram cargas lineares. Em [2], é retratado a não-linearidade da carga através dos harmônicos provocados pelos capacitores que realizam influências significativas na rede de distribuição e podem causar ressonâncias paralelas. Porém, sua localização ótima no sistema evita níveis excessivos de distorções harmônicas.

A compensação de potência reativa (controle Volt-Var)

tem sido estudada há muitos anos. Considerando esta como a função objetivo do problema, a minimização das perdas no sistema ou maximização da qualidade da energia pode ser aplicada, como mostrado em [3]. Neste âmbito, técnicas analíticas para otimizar a função objetivo representada pelas perdas, como formulado em [4] através da reconfiguração da topologia do sistema, são utilizadas. Em contraste com estas técnicas, as metaheurísticas vem se popularizando como alternativa eficiente de solução de problemas de otimização, possuindo o propósito de diminuir o exaustivo espaço de busca da solução para um conjunto factível de busca que possua a solução ótima do problema. O objetivo dessas técnicas é determinar a ótima localização, tamanho e número de capacitores alocados nos nós para se atingir a máxima economia na implantação com a mínima perda [5]. A alocação combinada de GDs e BCs ao longo da rede pode ser aplicada para este fim, conforme realizado em [6]. Ainda, as condições de cargas devem ser levadas em consideração no tratamento do problema, com mostrado em [7][8][9].

Neste contexto, o presente trabalho tem por objetivo propor uma abordagem de solução utilizando técnica metaheurística para minimizar as perdas técnicas dos sistemas de distribuição pelo dimensionamento ótimo dos bancos de capacitores. Duas plataformas *opensource* OpenDSS e Python foram utilizadas e são explicadas na próxima seção. A técnica Entropia Cruzada foi utilizada para como algoritmo de otimização.

II. SOFTWARES DE ANÁLISE

O OpenDSS é uma ferramenta de simulação de sistemas elétricos aplicável ao segmento de distribuição. Seu desenvolvimento data de 1997 quando era denominado apenas *Distribution System Simulator – DSS*. O DSS foi adquirido pela *Electric Power Research Institute – EPRI*, que em 2008 lançou o OpenDSS sob uma licença de código aberto [10]. O OpenDSS possui código aberto e é uma plataforma *opensource*. Além disto, apresenta uma série de vantagens e aplicações que potencializam sua escolha para este estudo.

Com vista a permitir que os usuários possam desenvolver e executar novas soluções adaptadas a partir de programas externos, o OpenDSS disponibiliza a interface *Component Object Model (COM)*. A partir dessa interface o programa pode ser acionado de forma totalmente independente de qualquer banco de dados ou arquivo de texto fixo que defina um circuito [10]. Por exemplo, o programa pode ser iniciado a partir de uma ferramenta MS Office, ou se qualquer outro programa de análise que pode suportar a interface COM. Os usuários geralmente acionam o OpenDSS por meio dos programas MATLAB, Python, C, R, dentre outros. Isto possibilita a utilização de recursos analíticos externos, bem como outras formas gráficas para exibição dos resultados [10]. Para este trabalho, escolheu-se o Python (x,y) 2.7 como programa externo ao OpenDSS para efetuar os comandos e instruções. O Python é um software que possui praticidade, flexibilidade quanto a escolha do ambiente de desenvolvimento e sua plataforma também é *opensource*.

III. ENTROPIA CRUZADA

Para este trabalho de pesquisa, a metaheurística entropia cruzada foi escolhida por ser um algoritmo probabilístico baseado na densidade de probabilidade das variáveis do sistema, possuir aderência com a abordagem de solução do problema e flexibilidade para se ajustar a dimensão do sistema elétrico estudado.

Desenvolvido por Rubinstein em 1997, a entropia cruzada (EC) se demonstra eficiente para solução de problemas combinatórios complexos [11]. Pode ser dividido em duas fases:

- Geração aleatória dos dados da amostra de acordo com específico mecanismo;
- Atualização dos parâmetros do mecanismo para geração da melhor amostra na próxima iteração.

O método de entropia cruzada é uma abordagem para solução de problemas combinatórios, ou otimização de sistemas e simulação de ocorrências de eventos raros. Isto é, é aplicado em:

- Avaliação de riscos em projetos de expansão de linhas de transmissão, proporcionando identificação de cenários não favoráveis para o investimento [12].
- Planejamento ótimo da expansão da geração, levando em consideração o custo de investimento, demanda, viabilidade e segurança do projeto [13].
- Planejamento do “mix” no portfólio de fontes de energias renováveis com base no cenário econômico, político e ambiental [14].

A EC é uma adaptação do algoritmo de estimação de probabilidade de ocorrência de eventos raros em uma rede estocástica complexa. A melhor maneira de estimar essa probabilidade é encontrar a probabilidade da amostra de interesse, que é uma técnica de redução de variância, em que o sistema é simulado sob um conjunto diferente de parâmetros - ou, mais geralmente, uma probabilidade diferente de distribuição - de modo a fazer a ocorrência do evento raro mais provável [15].

O método apresenta cinco etapas descritas na Fig. 1. Primeiramente, define-se a média (μ_0) e desvio padrão (σ_0) da amostra inicial. Com estes parâmetros, cada indivíduo X_N será gerado. Então, calcula-se a função objetivo $f(X_N)$ de todos os indivíduos da amostra. Posteriormente, as f.o. são arranjadas em ordem crescente. Na última etapa, elitização, uma nova amostra é gerada com os x% maiores. Nesta etapa, os parâmetros média e desvio padrão são atualizados para amostra de elite corrente. Pode-se sintetizar os passos a passos da Entropia Cruzada através da descrição do algoritmo genérico retratado na Fig. 2.

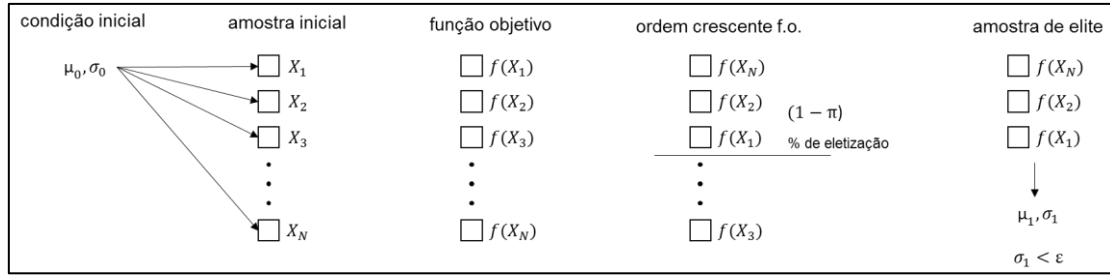


Fig. 1. Etapas Entropia Cruzada.

Algoritmo Genérico para Entropia Cruzada

1. Defina $t = 1$.
2. Defina v_0 .
3. Gerar a amostra inicial $X_1, \dots, X_N$ com a densidade de probabilidade $f(\cdot; v_{t-1})$.
4. Obter função objetivo para cada $X_1, \dots, X_N$.
5. Determinar a amostra elite segundo $(1 - \pi)$, sendo $\pi \in [0, 1; 0.3]$.
6. Determinar a densidade de probabilidade corrente através da amostra de elite.
7. Repetir passos 3 a 6 até se atingir o critério de parada escolhido.

Fig. 2. Algoritmo Genérico para Entropia Cruzada [15].

IV. METODOLOGIA

Neste trabalho, deseja-se minimizar as perdas do sistema através do dimensionamento ótimo de 12 bancos de capacitores que possuem inicialmente valores de 1200 kVar e estão alocados nas barras do sistema elétrico. Para tal, duas plataformas foram utilizadas:

- No OpenDSS foi implementado o Sistema Elétrico explicado com mais detalhe na seção V. Esta ferramenta possui a estrutura COM Serve que permite sua comunicação externa com softwares, como MATLAB, Python, C++ e VB.
- O software Python foi selecionado por ser uma plataforma de código aberto para implementação da metaheurística Entropia Cruzada.

A Fig. 3 mostra o diagrama da estrutura proposta. O sistema elétrico foi modelado no OpenDSS, levando-se em consideração a quantidade de barras, localização dos bancos de capacitores e cargas, presença de geradores distribuídos, e topologia da linha. Através da estrutura COM Serve, o software Python comunica-se com o OpenDSS para informar qual a configuração adequada para os bancos de capacitores.

Após isso, pelo OpenDSS calcula-se a perda total do sistema que a envia ao Python para que o algoritmo de Entropia Cruzada verifique se o valor de perdas está de acordo com o critério de parada. Em caso afirmativo, o algoritmo é finalizado, e no caso contrário, um novo ajuste é calculado e repassado novamente ao OpenDSS.

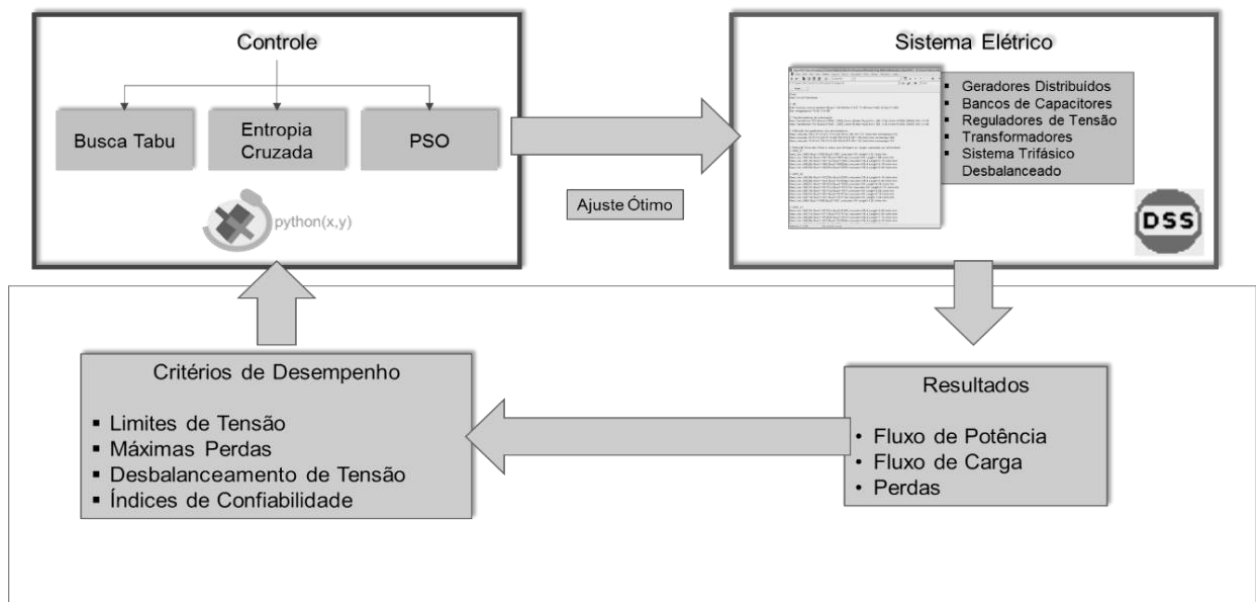


Fig. 3. Diagrama de Solução.

V. SISTEMA ELÉTRICO

O Sistema Elétrico [16] é composto por 35 barras mais o barramento infinito que representa a subestação de 88 kV, quatro transformadores, dois grupos de Geração Distribuída e doze bancos de capacitores. As cargas são trifásicas e

balanceadas, estão distribuídas ao longo das barras do sistema e apresentam valores específicos para cada período analisado, maior e menor demanda, noite e madrugada, respectivamente. Na Fig. 4, são representados, em diagrama unifilar, os elementos do sistema.

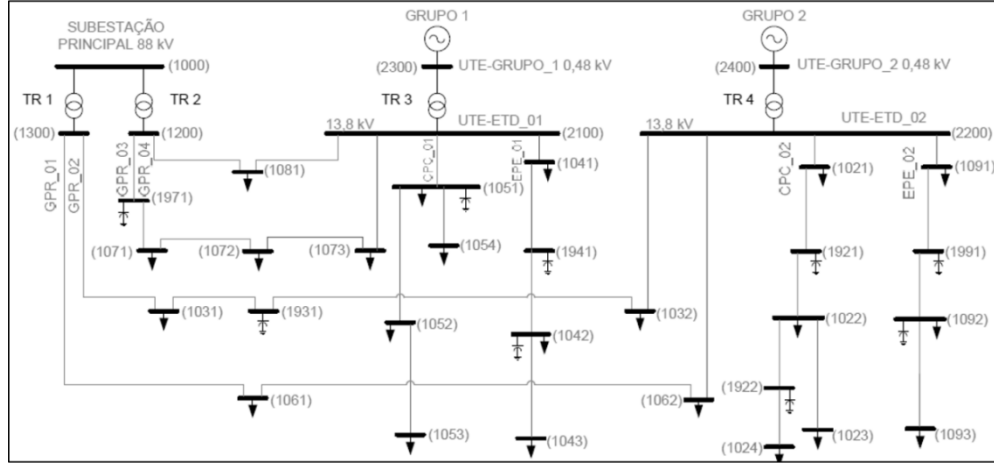


Fig. 4. Sistema Elétrico [15].

VI. SIMULAÇÕES

O Sistema Elétrico foi implementado em código Python e OpenDSS, como descrito. Os elementos subestação, cabos, barramentos, bancos de capacitores e geradores distribuídos foram declarados em código OpenDSS. O método de otimização Entropia Cruzada foi implementado em código Python. Uma vez definido os elementos fixos do Sistema Elétrico no OpenDSS, os parâmetros variáveis podem ser facilmente controlados no ambiente Python. Desta forma, há a automação das simulações desejadas com o artifício proposto pela interface Python-OpenDSS.

Após a implementação do Sistema, este foi simulado nos quatro casos de estudo abaixo:

1. Bancos de Capacitores fixos e período de maior demanda (Caso 1);
2. Bancos de Capacitores ajustáveis e período de maior demanda (Caso 2);
3. Bancos de Capacitores fixos e período de menor demanda (Caso 3);
4. Bancos de Capacitores ajustáveis e período de menor demanda (Caso 4);

Em cada simulação, foi obtido o fluxo de carga, perdas totais e configuração proposta dos BCs.

VII. RESULTADOS E DISCUSSÕES

1. Bancos de Capacitores ajustáveis e período de maior demanda

Neste caso é introduzido o módulo de otimização implementado em Python e representado pela Entropia Cruzada. Realizou-se duas simulações, variando os parâmetros N (tamanho da amostra) e Nel (tamanho da amostra elite). A condição inicial dos Bancos de Capacitores, μ , é 1200 kVar, o desvio padrão, σ , é 600 kVar e erro igual a 50 kVar.

Para $N=20$ e $Nel=4$, o algoritmo convergiu em 9 iterações e as perdas totais do sistema foram 687,544 kW, como se pode observar no comportamento da Entropia Cruzada na Fig. 5.

Para $N=40$ e $Nel=12$, o algoritmo convergiu em 13 iterações e as perdas totais do sistema foram 681,369 kW, como se pode observar no comportamento da Entropia Cruzada na Fig. 6.

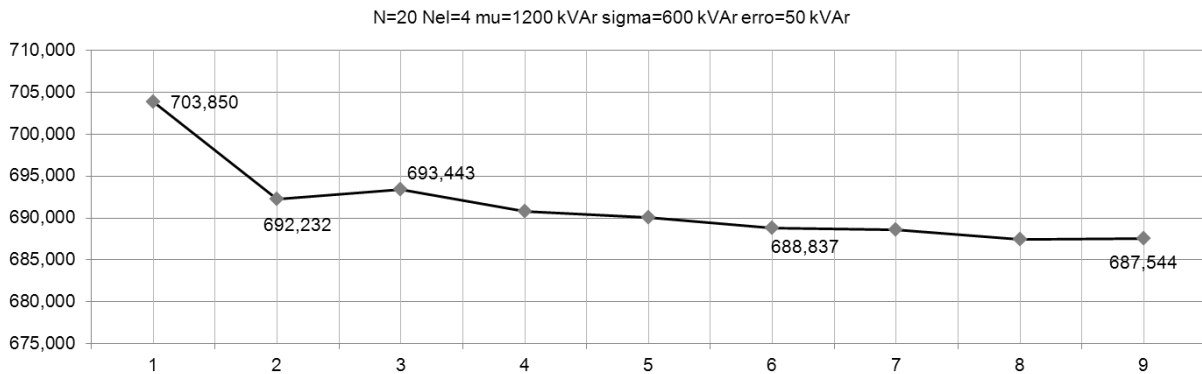


Fig. 5. $N=20$, $Nel=4$, $\mu=1200$ KVar, $\sigma=600$ kVar, erro=50 kVar, iterações=9 e Perdas Totais=687,544 kW.

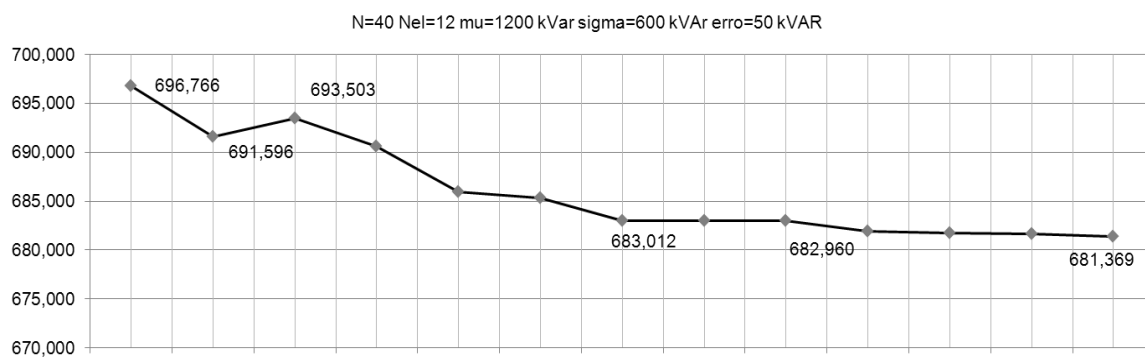


Fig. 6. N=40, Nel=12, μ =1200 KVar, σ =600 kVAr, erro=50 kVAr, iterações=13 e Perdas Totais=681,369 kW.

2. Bancos de Capacitores ajustáveis e período de menor demanda

Como no caso anterior, é introduzido o módulo de otimização implementado em Python e representado pela Entropia Cruzada. Realizou-se duas simulações, variando os parâmetros N (tamanho da amostra) e Nel (tamanho da amostra elite). A condição inicial dos Bancos de Capacitores, μ , é 1200 kVAr, o desvio padrão, σ , é 600 kVAr e erro igual a 50 kVAr.

Para N=20 e Nel=4, o algoritmo convergiu em 11 iterações e as perdas totais do sistema foram 747,800kW, como se pode observar no comportamento da Entropia Cruzada na Fig. 7.

Para N=40 e Nel=12, o algoritmo convergiu em 15 iterações e as perdas totais do sistema foram 741,023kW, como se pode observar no comportamento da Entropia Cruzada na Fig. 8.

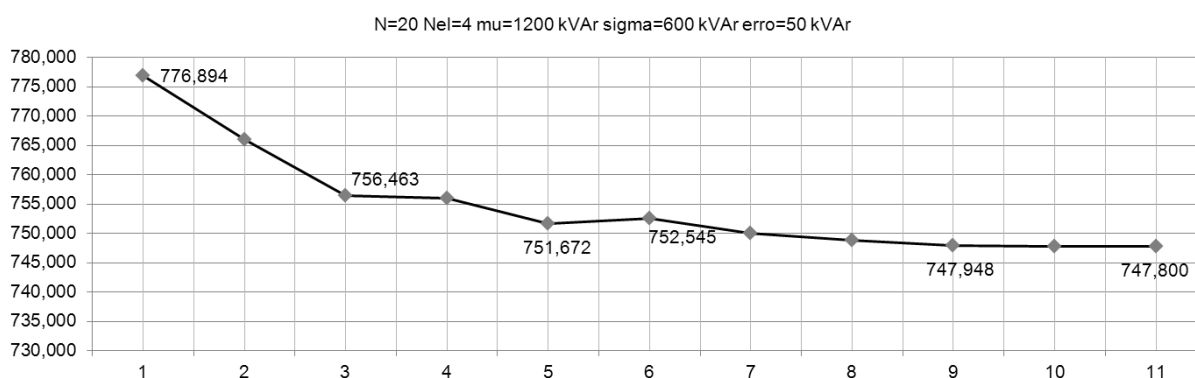


Fig. 7. N=20, Nel=4, μ =1200 KVar, σ =600 kVAr, erro=50 kVAr, iterações=11 e Perdas Totais=747,800 kW.

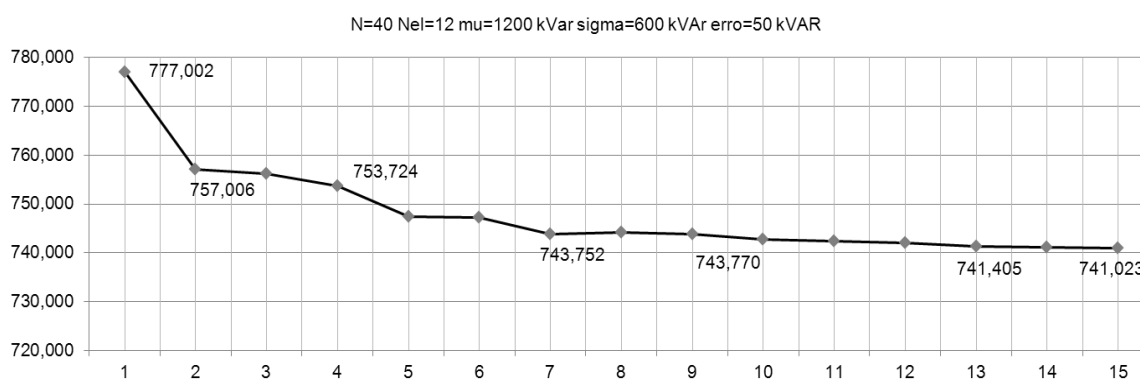


Fig. 8. N=40, Nel=12, μ =1200 KVar, σ =600 kVAr, erro=50 kVAr, iterações=13 e Perdas Totais=741,023 kW.

3. Consolidado de Resultados

Os casos de estudo se dividiram em dois grupos. Caso 1 e 2 consideram o carregamento na maior demanda, enquanto que os Casos 3 e 4 analisam o período de menor demanda da carga. Por sua vez, estes grupos são subdivididos em simulações com bancos de capacitores fixos (Casos 1 e 3) e ca-

pacitores chaveados (Casos 2 e 4). Nos Casos 2 e 4, o algoritmo de Entropia Cruzada está presente, ou seja, ocorre minimização da função objetivo perdas do sistema elétrico. A Fig. 9 resume as simulações que foram realizadas.

		Período	
		Maior Demanda	Menor Demanda
Tipo de Capacitor	Chaveado	Caso 2 2 simulações N=20: Perdas 687,54 kW N=40: Perdas 681,37 kW	Caso 4 2 simulações N=20: Perdas 747,80 kW N=40: Perdas 741,02 kW
	Fixo	Caso 1 Perdas 1470,50 kW	Caso 3 Perdas 2681,20 kW

Fig. 9. Consolidado de Resultados.

Como pode ser observado acima, quando é acoplado ao OpenDSS o método de otimização Entropia Cruzada, há diminuição significativa nas perdas totais do sistema, ou seja, há aproximadamente 72% de queda no seu valor (comparação entre Caso 3 e Caso 4 para N igual a 40). Além disto, nos Casos onde os capacitores são chaveados, as tensões da rede elétrica permanecem dentro do limite de operação adequada. Observa-se, também, que há uma relação entre tamanho da amostra N com o valor de perdas obtido, o que deve ser melhor analisado considerando o tamanho da amostra de elite em cada simulação.

Para este sistema de 35 barras, o algoritmo teve mínimo de 9 iterações (Fig. 5) e máximo de 15 iterações (Fig. 8). O tempo computacional em todas simulações foi de aproximadamente 1 minuto o que é justificado pelo critério de parada de 50 kVAr. Isto é, os bancos de capacitores podem apresentar valores múltiplos de 100 kVAr, dentro da faixa de variação 0 à 1200 kVAr, assim o desvio padrão da amostra de convergência deve possuir sigma menor ou igual a 50 kVAr para que o algoritmo finalize. Com critério de parada de 50 kVAr, os “saltos” do algoritmo são maiores e chegam rapidamente ao ótimo local do problema, o que levaria um tempo maior caso os bancos de capacitores possuíssem faixa de variação contínua e o critério de parada fosse 0.001, por exemplo.

VIII. CONCLUSÃO

O resultados obtidos mostram a importância da presença do algoritmo de otimização entropia cruzada no projeto do dimensionamento dos bancos de capacitores, justificado pela redução significativa das perdas do sistema através da troca dos bancos de capacitores fixos por ajustáveis. No melhor caso, a perda total do sistema elétrico de 34 barras foi reduzida para mais de 70%, quando este se encontra no período de menor demanda. Adicionalmente, com o módulo de otimização presente no diagrama de solução, houve preservação da qualidade de energia elétrica, observada pelo perfil de tensão na rede.

A funcionalidade permitida pelo OpenDSS, através da interface COM Server, proporciona ao trabalho praticidade e flexibilidade no controle das variáveis de análise. Além disto, por ser uma ferramenta *opensource* com notoriedade nas fontes de apoio a programação, o *software* Python corrobora para sua escolha em futuros trabalhos de pesquisa.

A metaheurística Entropia Cruzada se mostrou aderente ao problema de minimização da função objetivo perdas e adaptável às variáveis de controle e tamanho do sistema. Estas características somadas ao OpenDSS, tornam a abordagem de solução uma importante ferramenta para análise de sistemas de distribuição de energia elétrica.

Para trabalhos futuros, deverá ser feito um estudo aprofundado sobre a dependência das perdas do sistema com o tamanho da amostra e da amostra de elite, além de se poder dimensionar a quantidade, localização e potência dos geradores distribuídos.

REFERÊNCIAS

- [1] BROOKS, C. L., LEE, R. E. “A Method and Its Application to Evaluate Automated Distribution Control”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, 1988.
- [2] ABDEL AZIZ, M. M., KHALIL, T. M., YOUSSEF, H. K. M. “Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Feeders in Presence of Nonlinear Loads using Binary Particle Swarm Optimization”. 19th International Conference on Electricity Distribution, pp 180, Vienna, 21-24 May, 2007.
- [3] ZENG, Y., ZHANG, C. “Voltage and Reactive Power Control Method for Distribution Grid”. Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), IEEE PES Asia-Pacific, 2013.
- [4] CIVANLAR, S., GRAINGER, J. J., YIN, H., LEE, S. S. H. “Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, April 1988, pp. 1217.
- [5] CHIS, M., JAYARAM, S., SALAMA, M. M. A. “Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies”. IEE Proc-Gener.Transm.Distrib., Vol. 144, No. 3, May 1997.
- [6] GOPIYA NAIK, S., KHATOD, D. K., SHARMA, M. P. “Optimal allocation of combined DG and capacitor for real power loss minimization in distribution networks”. Electrical Power and Energy Systems 53 (2013) 967–973.
- [7] ABDEL-SALAM, T. S., CHIKHANI, A. Y., HACKAM, R. “A New Technique for Loss Reduction Using Compensating Capacitors Applied to Distribution Systems With Varying Load Condition”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, April 1994.
- [8] BARAN, M. E., WU F. F. “Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, January 1989, pp. 725.
- [9] MATIN, J. A., GIL, A. J. “A new heuristic approach for distribution systems loss reduction”. Electric Power Systems Research 78 (2008) 1953–1958.
- [10] “Aprimoramento da Metodologia de Cálculo de Perdas na Distribuição – PRODIST – Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição”. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, revisado em 11/07/2014.
- [11] PAULA, C. P. “Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistemática de um Plano de Inserção Incentivada”. Tese (doutorado em energia – Programa Interunidades de Pós-Graduação EP, FEA, IEE, IF) – Universidade de São Paulo, 2004.
- [12] KIM, J., LEE, J., JOO, S. “Assessment of Conditional Value at Risk (CVaR) in Transmission Investment Using Cross Entropy Method”. IEEE T&D Asia 2009.
- [13] KOTHARI, R., KROESE, D. P. “Optimal Generation Expansion Planning via The Cross-Entropy Method. Proceedings of the 2009 Winter Simulation Conference.
- [14] JALOCON, C. L., NERVES, A. C. “Renewable Energy Portfolio Planning Using the Cross-Entropy Method”. IEEE Transaction 2013.
- [15] BOER, P., KROESE D. P., MANNOR, S., RUBINSTEIN, R. Y. “A Tutorial on the Cross-Entropy Method”. Annals of Operations Research 134, pg. 19-67, 2005, Springer Science + Business Media, Inc. Manufactured in The Netherlands.
- [16] SILVA, S. B. “Análise de operação de sistemas de distribuição utilizando o OpenDSS”. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo – USP.