

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

THIAGO ALVES MOREIRA

**ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
UTILIZANDO ALGORITMO EVOLUTIVO DIFERENCIAL COM RESTRIÇÃO POR
RESSONÂNCIA HARMÔNICA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CORNÉLIO PROCÓPIO
2017

THIAGO ALVES MOREIRA

**ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
UTILIZANDO ALGORITMO EVOLUTIVO DIFERENCIAL COM RESTRIÇÃO POR
RESSONÂNCIA HARMÔNICA**

Trabalho de Conclusão de Curso, do curso de Engenharia Elétrica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Murilo da Silva

CORNÉLIO PROCÓPIO
2017



Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Cornélio Procópio
Departamento Acadêmico de Elétrica
Curso de Engenharia Elétrica



FOLHA DE APROVAÇÃO

Thiago Alves Moreira

Alocação de Banco de capacitores em Sistemas de distribuição utilizando algoritmo evolutivo diferencial com restrição por ressonância harmônica

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 10:20hs do dia 13/06/2017 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Avaliadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Avaliadora considerou o trabalho aprovado.

Prof(a). Dr(a). Murilo da Silva - Presidente (Orientador)

Prof(a). Dr(a). André Luís Shiguemoto - (Membro)

Prof(a). Me(a). João Cesar de Paula Salve - (Membro)

A Deus

Aos meus pais

AGRADECIMENTOS

Com alegria no meu coração e desejo de particularmente me expressar, quero agradecer a todos que de alguma forma me ajudaram a estar agora em festa pela conclusão da minha graduação.

Ao primeiro lugar reservo a Deus que é o Autor e Consumador da minha vida.

Em seguida quero deixar o meu mais profundo sentimento de gratidão ao meu pai que por muitas vezes deixou o que era importante para ele, e reservou para mim.

Agradeço a minha família em geral que com amor me acompanharam em todos os momentos.

Em terceiro lugar, quero agradecer ao meu orientador Murilo, que com austeridade me encaminhou. Agradeço aos professores desta instituição, que com o compartilhar do conhecimento, me deram a oportunidade de hoje eu estar aqui em total conclusão de meu ofício.

Agradeço aos meus amigos, pelo auxílio nos momentos difíceis e também por compartilhar de uma fase tão importante na minha vida.

Sem mais delongas e a espera de um futuro promissor que Deus nos tenha em Suas mãos, pois sei que tudo posso, porque Ele me fortalece.

“ Tudo o que fizerem, façam de todo o coração, como para o Senhor, e não para os homens, sabendo que receberão do Senhor a recompensa da herança. É a Cristo, o Senhor, que vocês estão servindo. ”

(Colossenses 3:23-24)

RESUMO

MOREIRA, Thiago A. **ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO ALGORITMO EVOLUTIVO DIFERENCIAL COM RESTRIÇÃO POR RESSONÂNCIA HARMÔNICA.** 2017. 65 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2017.

Este trabalho apresenta uma metodologia de alocação de banco de capacitores em redes de distribuição radial com aplicação de algoritmo diferencial evolutivo binário. A alocação de banco de capacitores tem por objetivo reduzir as perdas elétricas provenientes de potência reativa presentes na rede, visando a otimização de operação do sistema, redução do custo e manutenção da qualidade da energia. A alocação de bancos de capacitores apresenta-se como um problema de otimização não linear, multiobjetivo sujeito a diversas restrições operativas e padrões de qualidade. Neste trabalho foram utilizados oito tipos de banco de capacitores, dentre eles, quatro tipos fixo e quatro tipos automático, onde o algoritmo é capaz de selecionar possíveis combinações de instalação de banco de capacitores, de modo a minimizar perdas elétricas, e conseqüentemente melhorar níveis de tensão e fator de potência no alimentador, sem que haja transgressão dos padrões impostos pelos órgãos regulamentadores, e minimizar o custo de instalação dos bancos de capacitores. A metodologia é testada em um sistema real de uma concessionária brasileira de distribuição de energia elétrica, levando-se em conta dois níveis de demanda, de modo a simular o carregamento da rede para melhor identificar a possibilidade de instalação de banco de capacitores automáticos e fixos. Os resultados obtidos demonstram que o algoritmo proposto foi capaz de minimizar objetivos conflitantes como redução de perdas e custo, respeitando as restrições operacionais bem como, garantindo soluções que não causem ressonância harmônica, muito importante nos dias atuais dado o crescimento das cargas não lineares, apontando a aplicabilidade da proposta deste trabalho.

Palavras-chave: Algoritmos genéticos. Algoritmo diferencial evolutivo. Alocação de banco de capacitores. Rede de distribuição. Ressonância paralela.

ABSTRACT

MOREIRA, Thiago A. **ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO ALGORITMO EVOLUTIVO DIFERENCIAL COM RESTRIÇÃO POR RESSONÂNCIA HARMÔNICA.** 2017. 65 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2017.

This work presents a methodology for the allocation of capacitor banks in radial distribution networks with differential binary evolution algorithm. The allocation of capacitor bank aims to reduce the electric losses from reactive power present in the network, aiming at the optimization of system operation, cost reduction and maintenance of energy quality. The allocation of capacitor banks presents as a non-linear, multiobjective optimization problem subject to several operational restrictions and quality standards. In this work eight types of capacitor bank were used, among them, four fixed types and four automatic types, where the algorithm is able to select possible combinations of capacitor bank installation, in order to minimize electrical losses, and consequently improve Voltage and power factor in the feeder, without any transgression of the standards imposed by the regulators, and to minimize the cost of installing the capacitor banks. The methodology is tested in a real system of a Brazilian utility of electricity distribution, taking into account two levels of demand, in order to simulate the load of the network to better identify the possibility of installing automatic and fixed capacitor bank . The results obtained demonstrate that the proposed algorithm was able to minimize conflicting objectives such as loss reduction and cost, respecting the operational constraints as well as, guaranteeing solutions that do not cause harmonic resonance, very important in the present day given the growth of nonlinear loads, pointing The applicability of the proposal of this work.

Keywords: Genetic algorithms. Differential evolution algorithm. Capacitors bank allocation. Distribution network. Parallel resonance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Representação de um sistema radial.....	17
Figura 2 - Sistema radial de exemplo.....	18
Figura 3 - Triângulo de Potência.	22
Figura 4 - Série de Fourier de uma forma de onda distorcida.	23
Figura 5 - Algoritmo genético tradicional	26
Figura 6 - Fluxograma evolução diferencial	27
Figura 7 - Algoritmo EDB	29
Figura 8 - Sistema teste	31
Figura 9 - Sistema real - CPFL.....	32
Figura 10 - Alimentador utilizado.....	32
Figura 11 - Sistema teste 10 barras	33

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Potência das cargas.....	19
Tabela 2 - Impedância dos trechos	19
Tabela 3 - Corrente e tensão das cargas na primeira iteração.	19
Tabela 4 - Somatório de corrente nos trechos.	20
Tabela 5 - Tensão nas barras para primeira iteração.....	20
Tabela 6 - Comparação das tensões	21
Tabela 7 - Tensão nas barras para última iteração	21
Tabela 8 - Dados do sistema de 10 barras	34
Tabela 9 - Resultado comparativo - Sistema de 10 barras	34
Tabela 10 - Resultado comparativo - Sistema real	35
Tabela 11 - Custo, tipo e representação dos capacitores	36
Tabela 12 - kVAr requerida sistema 70 barras	45
Tabela 13 - Banco de capacitores instalado	47
Tabela 14 - Resultado comparativo - Sistema de 70 barras	47
Tabela 15 - Resultado de dez testes consecutivos	48
Tabela 16 - kVAr requerida sistema 70 barras - Dmin reduzida.....	49
Tabela 17 - Banco de capacitores instalado – Dmin reduzida	50
Tabela 18 - Resultado comparativo - Sistema de 70 barras – Dmin reduzida	50
Tabela 19 - Resultado de dez testes consecutivos – Dmin reduzida	51
Tabela 20 - Resultado do sistema em operação.....	52
Tabela 21 - kVAr requerida sistema real	52
Tabela 22 - Resultado do sistema em operação e EDB.....	53
Tabela 23 - Resultado de dez testes consecutivos para o sistema real.....	54

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Identificação do problema	13
1.2	Justificativas.....	14
1.3	Objetivos	15
1.3.1	Objetivo geral	15
1.3.2	Objetivos específicos.....	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1	Fluxo de carga	16
2.2	Fator de potência.....	21
2.3	Distorção harmônica.....	23
2.3.1	Ressonância paralela	24
2.4	Algoritmo genético	25
2.4.1	Operadores genéticos	26
2.4.2	Evolução diferencial	27
2.4.3	Mutação.....	28
2.4.4	Crossover	28
2.4.5	Seleção.....	28
2.4.6	Evolução diferencial binária (EDB).....	28
2.4.7	Otimização multiobjetivo.....	30
2.5	Sistema de potência analisado	31
3	MÉTODO DE PESQUISA	33
3.1	Implementação do fluxo de carga.....	33
3.2	Modelagem do problema	35
3.2.1	Representação dos bancos de capacitores.....	35
3.2.2	Mutação e crossover	36
3.2.3	Seleção.....	37
3.2.4	Restrições operativas	37
3.2.5	Função Objetivo	38
3.2.6	Parâmetros do algoritmo EDB.....	40
3.2.6.1	População inicial.....	41
3.2.6.2	Conversão dos vetores binários	43

3.2.6.3	Níveis de carregamento e fluxo de carga	43
3.2.6.4	Mutação crossover e convergência	44
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	45
4.1	Sistema de 70 barras.....	45
4.2	Sistema real	51
5	CONCLUSÃO	55
	PROPOSTA DE CONTINUIDADE DE PESQUISA.....	56
	REFERÊNCIAS.....	57
	Apêndice A – Dados do Sistema 70 barras	62

1 INTRODUÇÃO

Ao longo dos anos, percebe-se o aumento da demanda de energia devido em grande parte ao desenvolvimento tecnológico e econômico de um país. O aumento da demanda acarreta o crescimento do sistema elétrico de potência (SEP) e complexidade de operação. Diante destes fatos há uma busca contínua por técnicas de gerenciamento que possibilitem uma operação ótima e confiável do sistema, respeitando padrões de qualidade de fornecimento.

As etapas de transmissão, distribuição e comercialização da energia envolve perdas no sistema, que cresce em conjunto com o crescimento do SEP, elas são classificadas como perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas estão relacionadas ao transporte da energia na rede (efeito joule), perdas nos núcleos dos transformadores e perdas dielétricas. As perdas não técnicas são caracterizadas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, ou seja, todas as demais perdas no sistema, como, furtos de energia, erros de medição e no faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição (COELHO, 2010).

O custo das perdas é dividido entre os órgãos de geração, transmissão e distribuição. Portanto, uma operação técnica e econômica do sistema de distribuição requer a diminuição das perdas durante o transporte da energia para redução dos custos e aumento da capacidade de fornecimento de energia.

Nos sistemas de distribuição a instalação adequada de bancos de capacitores (BCs) para compensação reativa possibilita a redução do fluxo de carga associado ao transporte de energia reativa pelo sistema, diminuindo o carregamento e as perdas no sistema, conseqüentemente também há a melhora do fator de potência e do nível de tensão da rede.

Uma compensação reativa adequada depende do ponto de instalação, do tipo (fixo ou automático), da capacidade e do número de BCs a serem instalados para a maximização dos benefícios em diferentes níveis de carregamento respeitando as restrições operativas impostas (ELISA; COSTA; BRAZ, 2015). Tendo em vista a crescente utilização de cargas não lineares e a injeção de componentes harmônicas no sistema elétrico existe também a necessidade de avaliar se a instalação do BC pode acarretar ressonância em uma ou várias frequências harmônicas. A ressonância causada pela instalação de bancos de capacitores pode aumentar as

correntes e tensões harmônicas e causar danos ao sistema ou nos BCs (ABDELSALAM; EAJAL; EL-HAWARY, 2010) -(MANSOUM et al, 2004), assim como, deteriorar a qualidade da energia.

Dado o exposto, a alocação de bancos de capacitores apresenta-se como um problema de otimização não linear, multiobjetivo sujeito a diversas restrições operativas e padrões de qualidade. Na literatura, diversas metodologias têm sido propostas para solução do problema de alocação de BCs (NG; SALAMA; CHIKHANI, 2000), dentre estas podemos destacar a utilização de: programação não linear (GRAINGER; LEE, 1981), programação inteira mista (BRAN; WU, 1989), *simulated annealing* (CHIANG et al, 1990)-8(CHIANG et al, 1990), busca tabu (HUANG; HUANG; YANG, 1996), redes neurais artificiais (SANTOSO; TAN, 1989), lógica *fuzzy* (SU; TSI, 1996)-(MANSOUM et al, 2004), otimização por colônia de formigas, enxame de partículas e *cuckoo search* (EAJAL; EL-HAWARY, 2010), (CHANG, 2008)-(ARCANJO et al, 2012) e algoritmos genéticos (MANSOUM et al, 2004)-(SUNDHARARAJAN; PAHWA, 1994)-(FONSECA et al, 2010), bem como, técnicas híbridas (GALLEGO; MONTICELLI; ROMERO, 2004).

Este trabalho propõe a aplicação do algoritmo diferencial evolutivo ao problema de alocação de banco de capacitores visando a minimização das perdas e custos operacionais observando dentro das restrições a possibilidade de ocorrência de ressonância no sistema e degradação da qualidade da energia.

1.1 Identificação do problema

O problema de alocação de BC consiste em determinar a localização, o tipo (fixo ou automático), o valor nominal e a quantidade de BCs que devem ser instalados na rede de distribuição, com o objetivo de reduzir o carregamento do sistema devido a diminuição do fluxo de carga. Reduzindo o carregamento do sistema haverá conseqüentemente redução das perdas, melhora do nível de tensão e correção do fator de potência. Contudo, a instalação de BC requer também o atendimento a restrições operativas tais como: nível de tensão (mínimo e máximo), fator de potência, distorção harmônica e possibilidade de ressonância. Além da redução das perdas, em um ambiente regulado como o das concessionárias de energia, a busca pela minimização dos custos de operação, manutenção e gerenciamento são altamente almejados.

De maneira geral podemos descrever o problema de alocação de bancos de capacitores como:

$$\begin{aligned} & \min. (FO) \\ & s.a. \begin{cases} I = \text{restrições de igualdade} \\ D = \text{restrições de desigualdade} \end{cases} \end{aligned} \quad (1)$$

FO é a função objetivo ou multiobjetivo, I são restrições de igualdade relativas as equações de fluxo de carga e D as restrições de desigualdade relativas as restrições operativas e de qualidade da energia do sistema.

Neste trabalho o objetivo será reduzir a perdas no sistema e o custo de instalação dos BCs. As restrições operativas serão: nível de tensão nas barras, fator de potência na saída da subestação e ressonância harmônica em determinadas frequências.

Conforme apresentado, a alocação de bancos de capacitores constitui um problema de otimização multiobjetivo, não linear, sujeito a diversas restrições. Para resolver este problema é proposto neste trabalho a utilização do algoritmo de evolução diferencial.

1.2 Justificativas

A alocação ou utilização de BCs em sistemas elétricos de potência, seja na distribuição ou transmissão de energia, é uma prática muito comum e importante para a compensação de reativos no sistema.

A compensação de reativos permite a diminuição do fluxo de potência reativa, diminuindo assim o carregamento das redes, bem como, a sobrecarga da geração. A diminuição do carregamento das redes corrobora para a melhoria do nível de tensão e postergação de investimentos nas redes devido à sobrecarga do sistema.

A utilização de BCs também corrobora para o controle do fator de potência, de maneira a garantir que os limites impostos aos setores de transmissão, distribuição e aos consumidores industriais sejam atendidos visto a regulação do setor elétrico.

Destaca-se também que em um ambiente globalizado, competitivo e regulado, como os das concessionárias de distribuição de energia elétrica, é de

suma importância a minimização dos custos de operação, manutenção e gerenciamento do sistema.

Dado o exposto, justifica-se a pesquisa por técnicas que auxiliem os engenheiros e técnicos no tocante a busca de soluções ao problema de alocação de BCs em sistemas de distribuição que aliem minimização de custos e maximização dos resultados.

1.3 Objetivos

Neste tópico serão apresentados os objetivos geral e específicos deste trabalho.

1.3.1 Objetivo geral

Estudar a aplicação do Algoritmo diferencial evolutivo ao problema de alocação de BCs em redes de distribuição e implementar uma ferramenta computacional utilizando *Matlab®* capaz de identificar possíveis pontos na rede para a alocação ótima de BCs.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Realizar revisão bibliográfica sobre alocação de BCs em sistemas de distribuição, algoritmos diferenciais evolutivos, otimização multiobjetivo (OMO), fluxo de carga (FC) em sistemas de distribuição, ressonância harmônica;
- Implementar fluxo de carga utilizando *Matlab®*;
- Implementar o algoritmo de alocação de BC's utilizando evolução diferencial binária;
- Aplicar o algoritmo em um sistema real;
- Analisar e discutir os resultados obtidos;
- Redigir o trabalho de conclusão de curso.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste tópico serão apresentados os conceitos teóricos a serem utilizados para a realização do trabalho. Além da apresentação do sistema a ser estudado.

2.1 Fluxo de carga

Entende-se por fluxo de carga (FC) os cálculos que simulam o funcionamento da rede em uma certa condição de carga em regime permanente de forma a estimar o seu estado de operação. O FC permite o cálculo de grandezas elétricas como tensão nas barras, corrente e potência que flui pelos trechos e as perdas em diferentes condições de carregamento. Estas grandezas elétricas permitem verificar se o SEP operará dentro das restrições estabelecidas para o sistema.

De acordo com Mansour (2009) o método *backward/forward sweep (BFS)* de soma de corrente desenvolvido por (Shirmohammadi et al, 1998), é uns dos métodos mais apropriados para o cálculo do fluxo de potência em rede de distribuição, pois o método apresenta um entendimento conceitual simples, apresentando resultados eficientes quando aplicado em sistemas radiais.

Para melhor compreensão, considere a Figura 1, neste método são utilizados dois passos: Inicialmente calcula-se as correntes nas barras de carga desconsiderando as perdas pela equação (2), dessa forma todas as barras têm a mesma magnitude de tensão.

$$\dot{I}_i^{(k)} = \left(\frac{S_i}{\dot{V}_i^{(k-1)}} \right)^* - \dot{Y}_i^{sh} \dot{V}_i^{(k-1)}, i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2)$$

Onde:

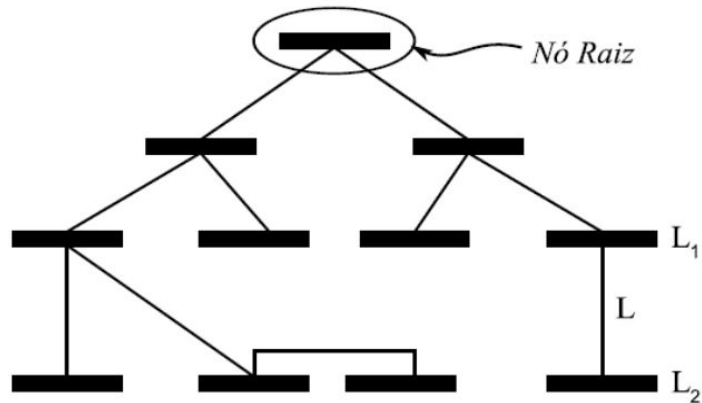
$\dot{I}_i^{(k)}$ – Corrente demandada pela barra i , na iteração k ;

S_i – Potência complexa especificada na barra i ;

$\dot{V}_i^{(k-1)}$ – Tensão na barra i , calculada durante $(k - 1)$ -ésima iteração;

\dot{Y}_i^{sh} – Soma de todos os elementos *shunt* da barra i .

Figura 1 - Representação de um sistema radial



Fonte: Mansour (2009, p. 84)

A tensão do alimentador é comumente utilizada para inicialização dos cálculos, e então faz-se o somatório das correntes $j_L^{(k)}$ que circula em cada trecho L que conecta a uma barra L_2 e a sua antecessora L_1 partindo-se das barras extremas do SEP em direção da barra do alimentador utilizando a equação (3) (*backward sweep*).

$$j_L^{(k)} = \sum (\text{correntes que saem do nó } L_2) \quad (3)$$

Onde:

$$L = l, l - 1, \dots, 1;$$

l – Número de trechos que o sistema possui.

Posteriormente partindo-se da barra do alimentador em direção as barras extremas, calcula-se as tensões em cada barra considerando as quedas de tensão com as correntes obtidas (*forward sweep*).

$$\dot{V}_{L_2}^{(k)} = \dot{V}_{L_1}^{(k)} - \dot{Z}_L j_L^{(k)}, L = 1, 2, 3, \dots, p \quad (4)$$

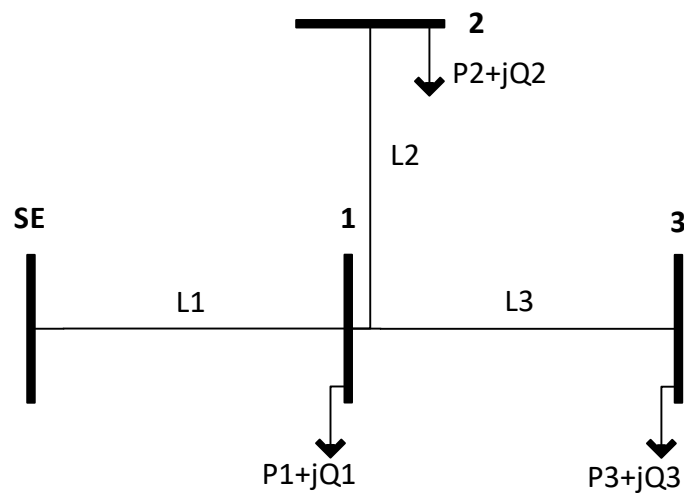
Onde:

\dot{Z}_L – Impedância série da linha L

Então com os valores de tensão atualizados, o processo se repete até que de uma iteração para outra não haja uma diferença significativa.

Na Figura 2 é apresentado um sistema para exemplificar o funcionamento da *BFS* de soma de correntes, a tensão de base no alimentador utilizado para esse exemplo é de 13,8 kV.

Figura 2 - Sistema radial de exemplo



Fonte: Autoria Própria.

Onde:

SE – Subestação;

P_i+jQ_i – Carga instalada na barra i , $i = 1,2,3$;

L_k – Trecho entre as barras, $k = 1,2,3$.

Para realização dos cálculos utilizou-se os dados da Tabela 1 e Tabela 2

Tabela 1 - Potência das cargas

Carga	Potência (KVA)
1	250+j100
2	125+j25
3	125+j25

Fonte: Autoria própria.

Tabela 2 - Impedância dos trechos

Trecho	Impedância
L1	1,6376+j2,7600
L2	3,6846+j6,2101
L3	0,8188+j1,3799

Fonte: Autoria própria.

Para primeira etapa do método a impedância dos trechos L_k são desconsiderados, e conforme a equação (2) é possível calcular a corrente solicitada das cargas conforme mostrado na Tabela 3, em seguida faz-se o somatório de corrente pela equação (3) partindo da parte extrema do sistema em sentido ao alimentador e os dados são apresentados na Tabela 4 (*backward sweep*).

Tabela 3 - Corrente e tensão das cargas na primeira iteração.

Carga	Tensão na Barra (kV)	Corrente (A)
1	13,8	18,1159-j7,2464
2	13,8	9,0580-j1,8116
3	13,8	9,0580-j1,8116

Fonte: Autoria própria.

Tabela 4 - Somatório de corrente nos trechos.

Trecho	Corrente no trecho	Corrente total (A)
1	$I_1+I_2+I_3$	36,2319-j10,8696
2	I_2	9,0580-j1.8116
3	I_3	9,0580-j1.8116

Fonte: Aatoria própria.

Onde:

I_i – Corrente demandada da carga instalada na barra i , $i = 1,2,3$;

Agora com os valores de corrente obtidos na primeira etapa, a impedância dos trechos é considerada para se obter os valores de queda de tensão apresentado na Tabela 5 conforme calculado com a equação (4) (*forward sweep*).

Tabela 5 - Tensão nas barras para primeira iteração

Barra	Tensão na Barra (kV)
1	13,7110-j0,0082
2	13,6660-j0,0132
3	13,7010-j0,0093

Fonte: Aatoria própria.

Os valores de tensão encontrados para as barras são então comparados com a tensão utilizada no cálculo inicial (Tabela 6). Usualmente a tolerância da diferença é fixada em 0,0001 (KAGAN et al, 2005), na próxima iteração, a tensão encontrada na iteração corrente será utilizada para recalculer os valores de corrente pela equação (2) e (3), e novamente atualiza-se os valores de tensão nas barras pela equação (4), esse processo se repete até que alcance a convergência, ou um determinado número de iterações, nesse exemplo o algoritmo convergiu na quinta iteração, o resultado é mostrado na Tabela 7.

Tabela 6 - Comparação das tensões

Tensão inicial (KV)	Tensão Primeira iteração (KV)	Diferença
13,8	13,7110	0,0890
13,8	13,6670	0,1330
13,8	13,7010	0,0990

Fonte: Autoria própria.

Tabela 7 - Tensão nas barras para última iteração

Barra	Tensão na Barra(KV)
1	13,7100
2	13,6650
3	13,7000

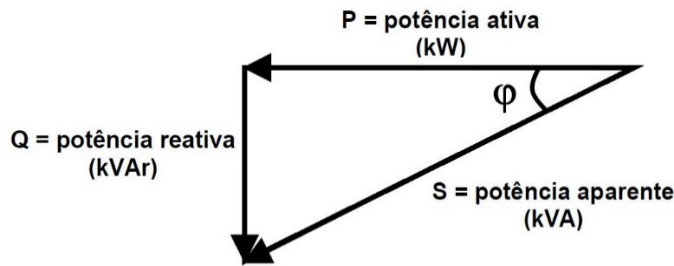
Fonte: Autoria própria.

2.2 Fator de potência

O fator de potência (fp) é uma unidade adimensional que relaciona a potência ativa e potência aparente, indicando a eficiência do uso de energia que varia entre zero e um, capacitivo ou indutivo. Potência ativa é a energia que gera trabalho como luz, movimento, calor e etc., já a potência reativa, circula nos campos elétricos e magnéticos de sistemas de corrente alternada sem produzir trabalho. Quanto maior o fp, melhor o aproveitamento da energia, e conseqüentemente, para baixos valores de fp o aproveitamento é reduzido (SILVA, 2009). A potência aparente é uma soma fasorial da potência ativa e reativa e representa a potência total gerada que é transmitida à carga (5), o fp é o cosseno do ângulo entre a potência aparente e potência ativa e pode ser calculado conforme mostra a equação (6).

$$\bar{S} = P + jQ \quad (5)$$

Figura 3 - Triângulo de Potência.



Fonte: CODI, 2004.

Onde:

φ – Ângulo de defasagem entre tensão e corrente.

$$fp = \frac{P}{S} = \cos(\varphi) = \cos(\tan^{-1} \frac{Q}{P}) \quad (6)$$

A maior parte das unidades consumidoras consomem energia reativa indutiva como motores, transformadores, fornos de indução dentre outros, que precisam de campo eletromagnético para sua operação, as causas mais comuns de baixo fp conforme (CODI, 2004) são:

- Motores e transformadores operando em “vazio” ou com pequenas cargas;
- Motores e transformadores superdimensionados;
- Grande quantidade de motores de pequena potência;
- Máquinas de solda;
- Lâmpadas de descarga: fluorescentes, vapor de mercúrio, vapor de sódio – sem reatores de alto fator de potência;
- Excesso de energia reativa capacitiva.

Baixo fp pode acarretar algumas consequências indesejadas no sistema, com o excesso de potência reativa, a corrente que circula na rede também aumenta, ocasionando perdas elétricas que são proporcionais com o quadrado da corrente ($I^2 \cdot R$), o aumento de corrente também pode provocar queda de tensão acentuada, podendo levar a interrupção no fornecimento de energia e a sobrecarga em certos

elementos da rede, ao sobrecarregar uma instalação a sua plena utilização fica inviabilizada causando a subutilização da capacidade instalada.

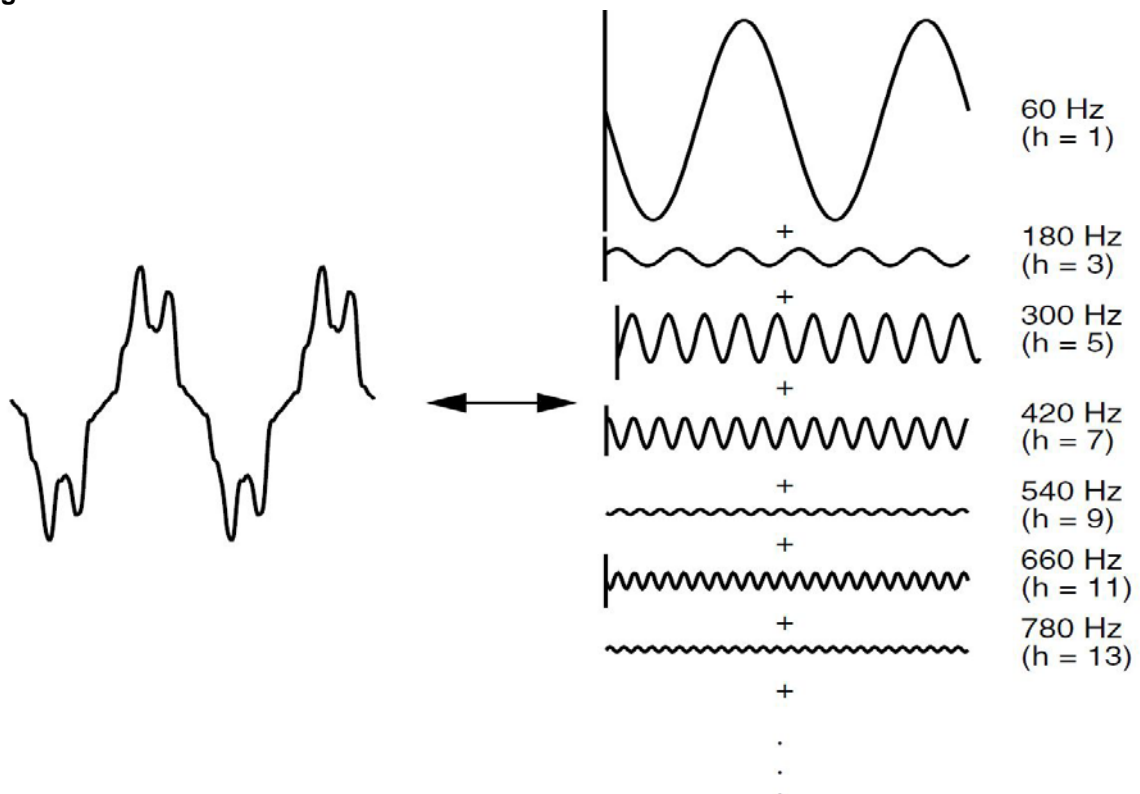
Acréscimo na conta de energia, limitação da capacidade dos transformadores de alimentação, quedas e flutuações de tensão, necessidade do aumento do diâmetro dos condutores e aumento da capacidade dos equipamentos de manobra e proteção, são algumas das principais consequências do baixo fp (WEG, 2016).

Portanto o gerenciamento adequado de energia reativa é um dos fatores essenciais para o bom funcionamento do sistema elétrico, mantendo os níveis de tensão, perdas elétricas e carregamento de condutores e equipamentos instalados na rede (VIANNA, 2009).

2.3 Distorção harmônica

Distorção harmônica é um termo utilizado para definir um sinal não puramente senoidal composto por componentes múltiplos inteiros da frequência fundamental (Figura 4), causada por cargas não-lineares onde a corrente não é proporcional a tensão aplicada (DUGAN et al, 2012).

Figura 4 - Série de Fourier de uma forma de onda distorcida.



Fonte: DUGAN et al, 2012.

A crescente quantidade de acionamentos estáticos, fontes chaveadas e outros dispositivos eletrônicos nas plantas industriais contribuem para o aumento da distorção harmônica, deformando sinais de tensões e correntes.

Dentre as principais cargas responsáveis por gerar componentes harmônicas, (VIANNA, 2009) cita-se:

- Fornos a arco;
- Fornos de Indução;
- Máquinas de Solda e Pontadeiras;
- Saturação de Transformadores;
- Conversores de Potência, etc.

Altos níveis de distorção harmônica em instalações podem causar problemas na rede elétrica como nos equipamentos instalados, fadiga acelerada de fios e cabos causada pelo aumento de tensão na rede, diminuição de vida útil de diversos equipamentos proveniente do aumento da corrente eficaz devido a ressonância série, além do aparecimento de ressonância paralela entre capacitores para correção de fp e o restante do sistema, podendo causar sérios danos ao sistema em consequência das sobretensões e sobrecorrentes (WEG, 2016).

2.3.1 Ressonância paralela

Ressonância paralela ocorre quando a reatância capacitiva do BC (x_c) e a reatância equivalente do sistema que é predominantemente indutiva (x_l) se equivale em módulo para determinada frequência, de modo que satisfaça a equação (7).

$$x_c = x_l \quad (7)$$

Condições de ressonância devido a instalação de BC podem amplificar as correntes e tensões harmônicas acarretando falhas ou danos aos BCs, perda da vida útil, assim como, elevação da distorção harmônica total no sistema de distribuição.

Conforme (Dugan, 2012), a ordem harmônica de ressonância pode ser estimada de acordo com a equação (8):

$$h_r = \sqrt{\frac{x_c}{x_l}} \quad (8)$$

Onde:

h_r – Ordem harmônica de ressonância paralela.

x_c – Reatância do BC em ohms;

x_l – Reatância equivalente do sistema no ponto do BC em ohms.

A ressonância pode ocorrer para qualquer frequência, porém, em sistemas distribuição de energia há maior preocupação com as harmônicas de 3^a, 5^a, 7^a, 11^a e 13^a ordem por serem mais presentes no sistema elétrico devido as características das cargas não lineares comumente utilizadas pelos consumidores.

2.4 Algoritmo genético

Introduzido por John Holland (1975), o algoritmo genético (AG) é um método de otimização e busca, baseado na ‘Teoria de evolução’ proposto por Charles Darwin e conceitos de genética e reprodução celular (FRENZEL, 1993). Atualmente essa metaheurística é a mais utilizada por ser adaptável e simplificar a representação do problema a ser resolvido (FRENZEL, 1993).

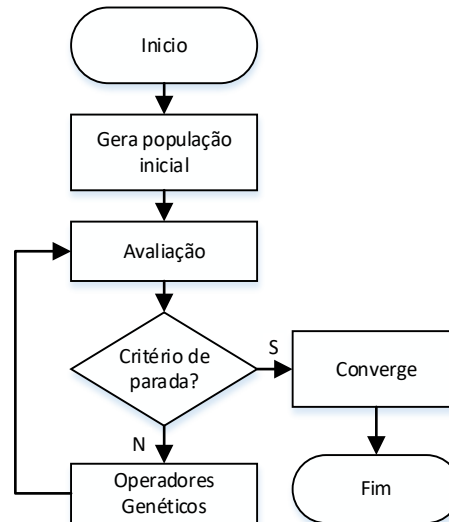
A população inicial do AG é comumente formada aleatoriamente com um conjunto de cromossomos que representa um indivíduo com possíveis soluções para o problema (FRENZEL, 1993), o indivíduo é um vetor ou cadeia numérica que contém os parâmetros da função objetivo (FO), que deve ser maximizada ou minimizada.

O fluxograma de um AG tradicional é mostrado na Figura 5, inicialmente é gerado uma população e os indivíduos são avaliados, em seguida são aplicadas operações genéticas para geração de uma nova população: Seleção, Cruzamento e Mutação.

O algoritmo busca a melhor resposta para um problema simulando uma evolução genética, à medida que o número de interações cresce a tendência é que a resposta seja melhorada (VON ZUBEN, 2000), assim, pode ser pré-determinado um número de interações para que o processo seja interrompido, outro método, é

avaliar se de uma interação para outra não haja melhora significativa, neste caso o AG convergiu, caso o valor ótimo seja conhecido a parada pode ser feita assim que o processamento chegar nesse valor (VON ZUBEN, 2000).

Figura 5 - Algoritmo genético tradicional



Fonte: Adaptado de (DIREITO, 2010).

2.4.1 Operadores genéticos

A seleção do AG é o processo de selecionar quais indivíduos da geração corrente serão utilizados para se reproduzir e gerar a população seguinte, isso pode ser feito de forma aleatória "seleção uniforme", ou pela prevalência dos mais aptos como na "seleção por *ranking*", alguns métodos utilizam os dois critérios para seleção, como "seleção por roda da roleta" e "seleção por torneio", nesses casos, para que a seleção seja feita, cada indivíduo da população é classificado com uma nota que representa a qualidade de sua solução, denominada de aptidão, desta forma os indivíduos mais aptos sobrevivem, e os menos aptos tem menor probabilidade de se reproduzirem (FRENZEL, 1993).

Após selecionados os indivíduos são colocados em uma população intermediária onde são reproduzidos no processo de cruzamento, e após receber uma perturbação denominada de mutação, compõem a nova população.

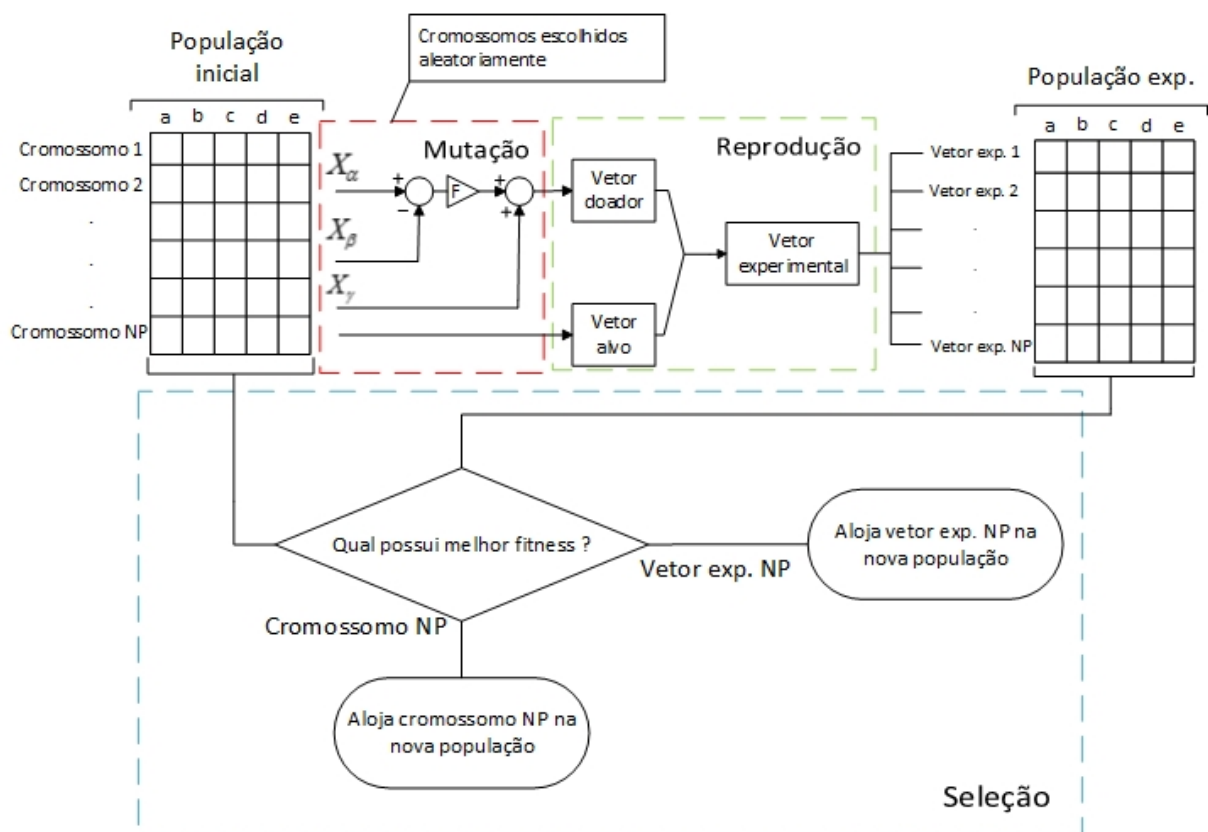
Esse processo se repete até que se alcance a melhor resposta, ou convergência, um operador de elitismo também pode ser aplicado, garantindo que

os melhores cromossomos da geração corrente sejam copiados para as gerações seguintes (FERREIRA, 2007).

2.4.2 Evolução diferencial

Proposto por (STORM; PRICE, 1997) a evolução diferencial (ED) é um método de otimização em espaço contínuo. O DE utiliza um processo que funciona em uma grande variedade de problemas de otimização. Apesar de funcionar de forma similar ao AG, o ED utiliza a diferença entre indivíduos distintos e um fator de escala para geração de novos indivíduos, posteriormente utilizando um critério ganancioso (*greedy*) para decidir qual dos indivíduos permanecerá na próxima geração, ou seja, a cada geração a população é atualizada com o cromossomo que obtiver melhor aptidão. O método é composto de três passos: mutação, crossover e seleção, que é repetido até que o ED convirja, conforme mostra a Figura 6.

Figura 6 - Fluxograma evolução diferencial



Fonte: BOSCO, 2016.

2.4.3 Mutação

A muta o   a etapa responsável por manter a diversidade da popula o, com a cria o de novos indivíduos chamados doadores, esses novos indivíduos são criados pela adi o ponderada entre duas solu es a uma terceira soluço (OLIVEIRA; SARAMAGO, 2005).

$$h_t(t + 1) = x_{r_1} + F(x_{r_2} - r_{r_3}) \quad (9)$$

Onde

h_t – Vetor doador;

$x_{r_1}, x_{r_2}, x_{r_3}$ – Vetores escolhidos aleatoriamente da popula o e são diferentes entre si,

F – Fator de escala que varia entre 0 e 2.

2.4.4 Crossover

Para aumentar a diversidade da popula o o ED aplica um crossover entre o indivíduo alvo e o doador, para cada gene   gerado um número aleatório e se este for menor que a constante de reprodu o (CR), o indivíduo teste recebe o gene do indivíduo doador, caso contrário o gene   recebido do indivíduo alvo.

2.4.5 Sele o

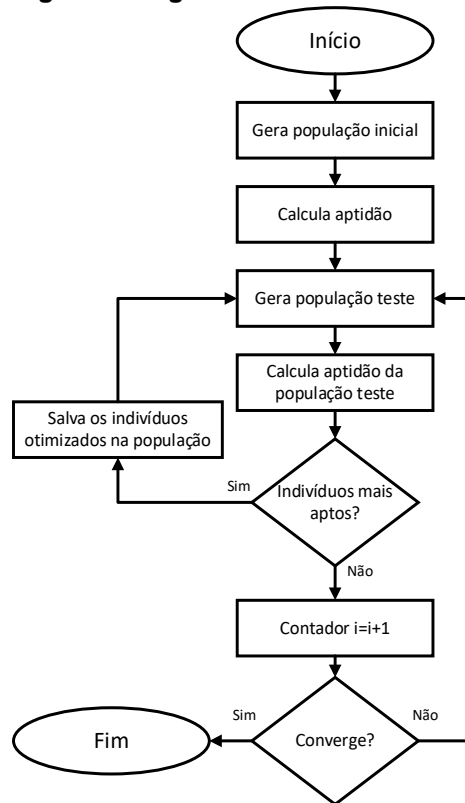
A sele o determina se o indivíduo teste ou alvo deve permanecer na gera o seguinte, isso   feito verificando-se qual destes obteve a melhor resposta, isso pode ser quantificado pelas suas respectivas aptidões (fitness).

2.4.6 Evolu o diferencial binária (EDB)

O ED foi originalmente baseado em vetores reais, desta forma   pouco utilizado para otimiza o em problemas discretos, já que as opera es no ED não são aplicáveis diretamente a números discretos. Em (DENG; YANG; DENG, 2010)   proposto uma muta o para números binários sem a utiliza o do fator de escala F ,

permitindo o uso de números binários no ED. Neste trabalho é proposto a utilização do EDB devido as características do problema abordado. O algoritmo proposto pode ser observado no fluxograma da Figura 7.

Figura 7 - Algoritmo EDB



Fonte: Autoria própria

Conforme apresentado anteriormente o ED cria um novo indivíduo teste, e após decidir qual obteve um melhor desempenho ele é selecionado para fazer parte da população, no EDB o processo de mutação é feito utilizando dois valores aleatórios, se $rand1 < rand2$ o vetor doador é formado pela equação (10), e o processo de crossover e seleção é mantido como no ED original.

$$h_{ij}(t + 1) = 1 - x_{rij}(t) \quad (10)$$

Onde:

$rand2$ – Número aleatório entre zero e um para cada geração

$rand1$ – Número aleatório entre zero e um para cada gene de cada indivíduo da população corrente.

2.4.7 Otimização multiobjetivo

Os problemas de otimização multiobjetivo consistem em maximizar/minimizar ao mesmo tempo vários objetivos, sujeito a um conjunto de restrições, de maneira que a solução seja factível ao problema, nesses casos não existe apenas uma solução ótima para todos os objetivos (SANCHES, 2013).

Um exemplo simples desse problema de otimização, seria a escolha da compra de um computador, onde se gostaria que tivesse o máximo de desempenho possível, com o menor preço, à medida que se aumenta o preço do computador, o seu desempenho também é elevado, nota-se que um objetivo é conflitante com o outro, de modo que se abaixar o preço do computador o desempenho também diminui, então na compra deve ser avaliado vários modelos, e caso um objetivo não seja mais importante que o outro fica difícil afirmar que certa redução de preço compense na perda de desempenho (MANSOUR, 2009).

De maneira geral um problema de otimização multiobjetivo pode ser descrito como (TICONA, DÉLBEM, 2008):

$$\begin{array}{lll}
 \text{Minimiza/Maximizar} & f_m(x) & m = 1,2, \dots, N_{obj}; \\
 \text{sujeito a:} & g_j(x) \leq 0 & j = 1,2, \dots, NR_{des}; \\
 & h_k(x) = 0 & k = 1,2, \dots, NR_{igu}; \\
 & x_i^{inf} \leq x_i \leq x_j^{sup} & i = 1,2, \dots, N_{var};
 \end{array} \tag{11}$$

Onde:

N_{obj} – Número de objetivos;

NR_{des} – Número de restrições de desigualdades;

NR_{igu} – Número de restrições de igualdade;

N_{var} – Número de variáveis;

x – Vetor de N_{var} ;

x_i^{inf} e x_i^{sup} – Limite inferior e superior para a variável x_i ;

g_j – Restrições de desigualdade;

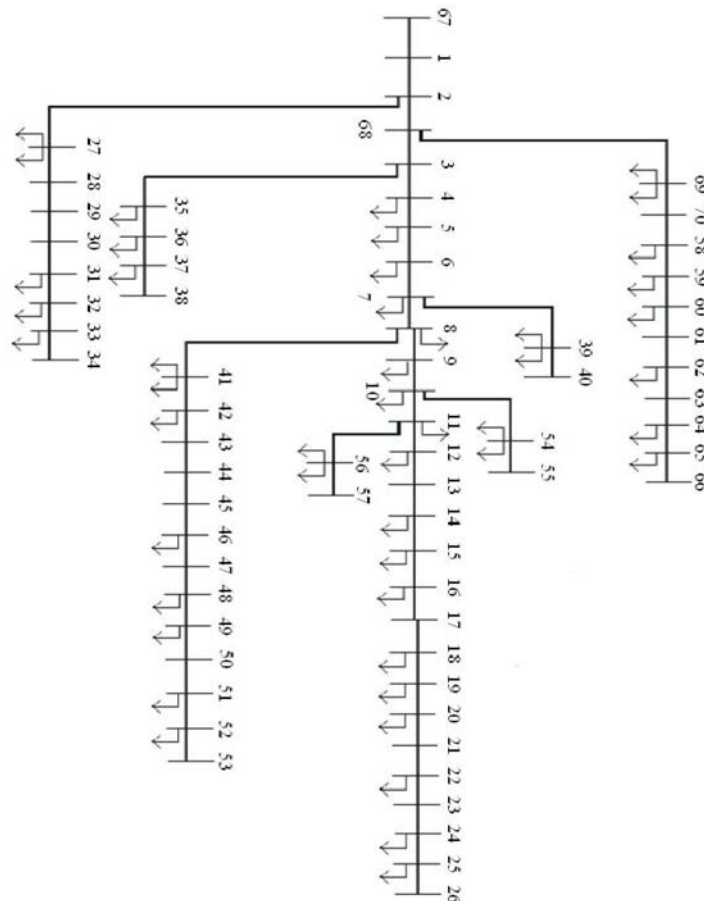
h_k – Restrições de igualdade.

2.5 Sistema de potência analisado

Dois sistemas foram escolhidos para testar o algoritmo de otimização, o primeiro é um sistema teste de 70 barras (**BARAN; WU, 1989**) apresentado na Figura 8, nele poderemos verificar se o algoritmo EDB desenvolvido encontra soluções factíveis de acordo com o estado de operação do sistema. O segundo sistema teste representa parte de um sistema real da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) exibido na Figura 9, o mesmo possui quatro alimentadores representados nas cores vermelho, verde, azul e rosa, e os pontos em amarelo indicam onde os BCs estão instalado. Neste trabalho será utilizado o alimentador de cor rosa apresentado na Figura 10.

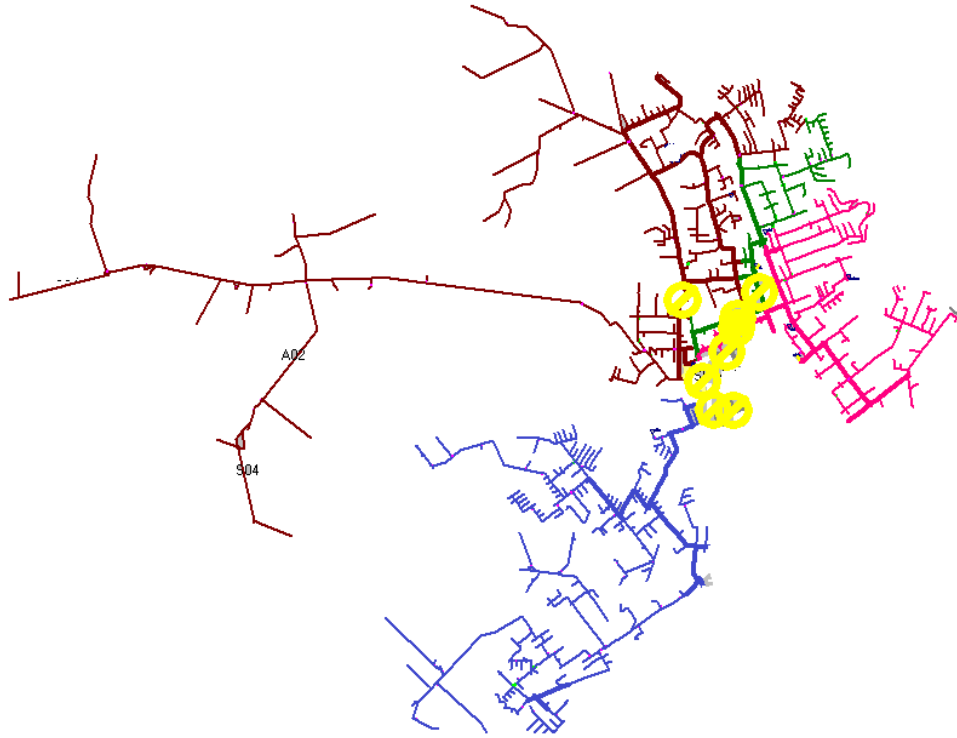
O sistema real utilizado possui 479 barras e um BC alocado conforme regulamentos internos da concessionária e experiência do profissional responsável pela área de regulação do sistema. Este sistema permitirá comparar os resultados obtidos pelo algoritmo proposto com o encontrado em operação na prática.

Figura 8 - Sistema teste



Fonte: **BARAN; WU, 1989**

Figura 9 - Sistema real - CPFL



Fonte: Companhia Paulista de Força e Luz, 2017.

Figura 10 - Alimentador utilizado



Fonte: Companhia Paulista de Força e Luz, 2017.

Onde:

Rosa – Alimentador Utilizado neste trabalho;

Amarelo – Banco de capacitores instalado nos alimentadores

3 MÉTODO DE PESQUISA

Neste capítulo são apresentados os métodos e ferramentas que foram utilizados para o desenvolvimento do trabalho.

3.1 Implementação do fluxo de carga

O primeiro passo para o desenvolvimento do trabalho se deu com a implementação do algoritmo de FC conforme proposto na seção 2.1, pois o mesmo se faz necessário para a avaliação dos indivíduos do algoritmo de otimização. Os resultados do FC fornecem os valores para o cálculo da FO, como as perdas do sistema, o custo de instalação e as restrições operativas do sistema.

O modelo de carga de potência constante foi adotado para a modelagem das cargas, resistivas, indutivas e capacitivas, por ser a forma mais usual (CARVALHO, 2006), e também por ser o modelo utilizado pela concessionária em questão.

Após a implementação do FC, realizaram-se três testes para validar o seu funcionamento.

O primeiro teste no sistema de dez barras mostrado na Figura 11, pois o mesmo possui um número pequeno de barras, o que facilita a certificação das respostas obtidas

O segundo teste foi realizado no sistema teste de 70 barras, os dados das cargas e as tensões nas barras do sistema se encontram no Apêndice A.

O terceiro teste no alimentador do sistema real escolhido para aplicação da metodologia proposta.



Figura 11 - Sistema teste 10 barras
Fonte: CARVALHO, 2006.

O sistema de dez barras é composto por nove barras de carga e subestação, os dados de carga das barras e a impedância das linhas são exibidos na Tabela 8. Na Tabela 9 são apresentados os valores de tensão calculados com FC implementado usando o software *Matlab*®, os valores calculados por CARVALHO

(2006) também utilizando o software *Matlab*® e o valores modelado por CARVALHO (2006) utilizando o software DlgSILENT Power Factory 13.0.

Tabela 8 - Dados do sistema de 10 barras

Barra	Apontador	P[kW]	Q[kVAr]	R[Ω]	X[Ω]
1	0	0	0	0	0
2	1	1840	460	0,1233	0,4127
3	2	980	340	0,014	0,6051
4	3	1790	446	0,7463	1,205
5	4	1598	1840	0,6984	0,6084
6	5	1610	600	1,9831	1,7276
7	6	780	110	0,9053	0,7886
8	7	1150	60	2,0552	1,164
9	8	980	130	4,7953	2,716
10	9	1640	200	5,3434	3,0264

Fonte: Adaptado de Carvalho, 2006

Tabela 9 - Resultado comparativo - Sistema de 10 barras

Barra	FC implementado		FC CARVALHO		FC PowerFactory	
	Tensão (KV)	Angulo	Tensão (KV)	Angulo	Tensão (KV)	Angulo
1	23	0	23	0	23	0
2	22,837	-0,52	22,837	-0,52	22,837	-0,52
3	22,710	-1,27	22,710	-1,27	22,710	-1,27
4	22,158	-2,33	22,158	-2,33	22,158	-2,33
5	21,804	-2,65	21,804	-2,65	21,804	-2,65
6	21,095	-3,72	21,095	-3,72	21,095	-3,72
7	20,865	-4,14	20,865	-4,14	20,865	-4,14
8	20,446	-4,62	20,446	-4,62	20,446	-4,62
9	19,750	-5,40	19,750	-5,40	19,750	-5,40
10	19,263	-5,99	19,263	-5,99	19,263	-5,99

Fonte: Adaptado de Carvalho, 2006

No sistema real, por se tratar de um sistema com muitas barras, utilizou-se apenas os dados do módulo da corrente e fator de potência na saída da SE, bem como, o valor do módulo de tensão da barra com maior queda de tensão. Uma vez que o sistema real possui BCs instalados, a comparação foi feita tanto com o

sistema sem os BCs instalados como com o sistema original com o BC instalado. No sistema real os resultados do FC foram comparados com os resultados fornecidos pela concessionária.

O sistema real escolhido possui um BC fixo de 600kVAr instalado na barra número 26. Na Tabela 10 são apresentados os resultados do FC implementado versus o FC da concessionária, com e sem a presença do BC de 600 kVAr.

Tabela 10 - Resultado comparativo - Sistema real

Sem Banco de Capacitores	Concessionária	FC implementado
Corrente (A)	252	252
fp (%)	90,04	90,04
Queda de Tensão (%)	2,22	2,23
Com Banco de Capacitores		
Corrente (A)	242	242
fp (%)	93,87	93,87
Queda de Tensão (%)	2,15	2,15

Fonte: Autoria própria

Observa-se nas Tabelas que para todos os testes realizados os resultados comparados são praticamente iguais, validando assim a modelagem do sistema e o fluxo de carga implementado.

3.2 Modelagem do problema

3.2.1 Representação dos bancos de capacitores

Na Tabela 11 são apresentados os tipos de BCs que foram utilizados neste trabalho, sua capacidade em kVAr (valores comerciais), a representação binária e o custo de instalação (banco, estrutura e controle).

Tabela 11 - Custo, tipo e representação dos capacitores

Tipo	Banco (kVAr)	Representação	Custo (R\$)
Fixo	300	0001	8500
Fixo	600	0011	9500
Fixo	900	0101	10000
Fixo	1200	0111	10800
Automático	300	1001	11000
Automático	600	1011	15000
Automático	900	1101	20000
Automático	1200	1111	25000

Fonte: Autoria própria.

Cada barra do sistema será representada por quatro números binários, o primeiro número define se o BC será fixo ou automático (0 para BC fixo, e 1 para BC automático), e as combinações subsequente definem a potência do BC. Desta forma cada cromossomo possuirá quatro vezes o número de barras do sistema.

3.2.2 Mutações e crossover

Na subseção 2.4.6 deste trabalho foi apresentado uma mutação binária sem a utilização do fator F , possibilitando a utilização do ED no espaço binário, onde é feita a mutação pela equação (10) para cada gene do cromossomo. Neste trabalho uma alteração no método proposto por (DENG; YANG; DENG, 2010) foi realizada para adequação ao problema proposto.

No algoritmo proposto ao invés de utilizar-se a mutação para cada bit do cromossomo, o que causaria uma variação muito grande no cromossomo e conseqüentemente do espaço de busca, optou-se em realizar a mutação para cada barra do sistema, ou seja, ao invés de analisar cada bit do cromossomo e efetuar a mutação caso os critérios sejam atendidos, o algoritmo analisa cada barra do cromossomo e faz uma mutação em apenas um dos quatro bits da barra analisada.

Da mesma forma que a mutação foi alterada para analisar barra por barra, o crossover emprega o mesmo conceito, sendo feita uma análise barra por barra, gerando um valor aleatório, caso este seja menor que a CR, o vetor alvo recebe os quatro bits do vetor doador.

3.2.3 Seleção

Conforme descrito na subseção 2.4.5 a seleção é responsável por definir qual indivíduo permanecerá na população da geração seguinte. A seleção é feita comparando os valores da FO que é calculada para cada indivíduo da população corrente com os valores da FO calculada para população dos indivíduos experimentais gerados no processo de mutação e crossover.

Se o valor da FO do indivíduo experimental apresentar menor valor, esse é escolhido a fazer parte da população, e caso a FO seja maior, o indivíduo é descartado.

3.2.4 Restrições operativas

O PRODIST, módulo oito (PRODIST, 2016) é a norma brasileira que regula as concessionárias de distribuição de energia e estabelece os limites relativos a operação do sistema. Dentre as restrições operativas reguladas destaca-se: o nível de tensão, fator de potência e a distorção harmônica, por serem estas as restrições abordadas neste trabalho.

O nível de tensão para consumidores atendidos entre 1 kV a 69 kV o PRODIST estabelece os seguintes limites:

$$0,93V_n \leq V_b \leq 1.05V_n \quad (12)$$

Onde:

V_n – Tensão nominal do sistema;

V_b – Tensão nominal na barra.

Quanto ao fator de potência, unidades consumidoras com tensão inferior a 230 kV devem se manter em um intervalo entre 0,92 e 1, indutivo ou capacitivo (PRODIST, 2016). Neste trabalho a referência adotada para medir o fp é a barra da subestação, bem como, os seguintes limites definidos em (13) foram utilizados:

$$0,92 \leq fp_i \leq 0,99 \text{ (indutivo)} \quad (13)$$

Onde:

fp_1 – Fator de potência da subestação;

É importante destacar que capacitores são extremamente sensíveis a presença de harmônicos, visto que a impedância do capacitor diminui com o aumento da frequência sendo naturalmente um caminho de baixa impedância para as correntes harmônicas. Dependendo do ponto de instalação e da capacidade do BC pode ocorrer ressonância paralela.

Conforme dito anteriormente a ressonância pode ocorrer para qualquer frequência, porém, as harmônicas de 3^a, 5^a e 7^a ordem são mais preocupantes por serem as mais presentes no sistema elétrico. Portanto, neste trabalho serão utilizados os seguintes critérios para restrição de ressonância:

$$\begin{aligned} h_r &\neq 3 \\ h_r &< 5 \\ h_r &> 7 \end{aligned} \quad (14)$$

O cálculo da estimativa da ordem harmônica de ressonância é feito para cada BC instalado antes que o FC seja calculado, caso a ordem harmônica não atenda os critérios impostos em (14), o BC é removido antes que seja calculado o FC, dessa forma as respostas de cada indivíduo da população já estarão automaticamente livres de possíveis efeito de ressonância, devido a instalação inadequada de BCs no sistema.

3.2.5 Função Objetivo

O problema multiobjetivo abordado neste trabalho será modelado como uma única função objetivo, de forma a tratar o problema de otimização como mono-objetivo, conforme mostra a equação (15).

$$\text{Minimizar} = \text{Custo} + \text{Perdas elétricas} + \text{Restrições} \quad (15)$$

O Custo é obtido pelo somatório de custo de instalação de BCs em todas as barras instaladas, e as perdas elétricas são calculadas conforme a equação (16) para cada nível de demanda:

$$P_d = \sum_{l=1}^{nl} I_l^2 \cdot R_l \quad (16)$$

Onde:

P_d – Perdas máxima do sistema na demanda d;

I_l – Módulo de corrente no trecho l;

R_l – Resistência elétrica no trecho l;

nl – Número de trechos do sistema.

As restrições de operação serão utilizadas na FO de modo a diminuir sua aptidão caso as restrições não sejam atendidas (17):

$$\sum_{r=1}^{nr} R_r \cdot w_r \quad (17)$$

Onde:

R_r – Restrições operativas (fator de potência e nível de tensão);

w_r – Peso associado caso as restrições não sejam atendidas;

nr – Numero de restrições.

Para as restrições previamente definidas na subseção anterior w_r recebe o valor de transgressão conforme (18)

$$\begin{array}{ll} f_{p_{min}} \begin{cases} \text{Se } f_{1d} < 0,92 \\ \text{Senão} \end{cases} & \begin{array}{l} w_{1d} = 1000 \\ w_{1d} = 0 \end{array} \\ f_{p_{max}} \begin{cases} \text{Se } f_{1d} > 0,99 \\ \text{Senão} \end{cases} & \begin{array}{l} w_{2d} = 1000 \\ w_{2d} = 0 \end{array} \\ V_{min} \begin{cases} \text{Se } V_{mind} < 0,93 \\ \text{Senão} \end{cases} & \begin{array}{l} w_{3d} = 1000 \\ w_{3d} = 0 \end{array} \\ V_{max} \begin{cases} \text{Se } V_{maxd} > 1,05 \\ \text{Senão} \end{cases} & \begin{array}{l} w_{4d} = 1000 \\ w_{4d} = 0 \end{array} \end{array} \quad (18)$$

Onde:

d – Níveis de demanda;

f_{1d} – Fator de potência na demanda d ;

V_{mind} – Menor tensão na demanda d ;

V_{maxd} – Maior tensão na demanda d .

De forma geral a FO é obtida pela equação (19):

$$FO = \sum_{b=1}^{nb} \frac{C_b x_b}{10} + \sum_{d=1}^{nd} \frac{P_d \cdot Pe_d}{100} + \sum_{d=1}^{nd} \sum_{r=1}^{nr} R_{rd} W_{rd} \quad (19)$$

Onde:

C_b – É o custo de instalação do banco na barra b .

x_b – Indicação de alocação de banco: 1 se um BC for alocado e 0 se não for alocado BC na barra b .

Pe_b – Intervalo de tempo para cada nível de demanda d ;

nb – Numero de barras;

nd – Numero de níveis de demanda;

Para utilização das FOs em uma única equação é necessário realizar uma normalização de cada FO, já que cada FO pode ter diferentes magnitudes. Nos sistemas utilizados neste trabalho foi necessário dividir o custo total de instalação por dez, e as perdas elétricas por cem, para normalização dos valores. Quando aplicado a outros sistemas recomenda-se a verificação desta normalização.

Para que a análise se aproxime de um cenário mais próximo do real, utilizou-se dois patamares de carga (leve e pesado), de modo a simular dois níveis de carregamento do sistema, para que caso haja um fluxo capacitivo na rede, seja possível justificar a alocação de BCs automáticos e seu desligamento que quando da não necessidade de houver a compensação reativa em determinado nível de carregamento da rede.

3.2.6 Parâmetros do algoritmo EDB

No fluxograma da Figura 7 é possível observar de maneira esquemática o funcionamento do algoritmo proposto. Nesta seção o EDB proposto é abordado com mais detalhes.

3.2.6.1 População inicial

A população inicial é gerada aleatoriamente em valores binários, contudo a alocação de BCs, mesmo para um sistema muito grande, tende a ser pequena na prática. Neste caso para limitar o número de BCs instalados, o espaço de busca e facilitar a convergência do algoritmo, primeiro é calculado o FC em condição inicial, onde não há nenhum BC alocado. Por meio do resultado inicial do FC sem correção de reativos obtém-se a potência complexa, ativa e reativa fornecida pela SE, conforme equação (20).

$$\bar{S}_{se} = \bar{V}_{se} \cdot \bar{I}_{se}^* = P_{se} + jQ_{se} \quad (20)$$

Onde:

S_{se} – É a potência complexa na subestação.

V_{se} – É a tensão na subestação

I_{se}^* – É o conjugado corrente na subestação;

P_{se} – Potência ativa na subestação;

jQ_{se} – Potência reativa na subestação.

A partir do valor da potência reativa fornecida pela SE, determina-se a potência máxima reativa ou a potência do banco de capacitores para correção do fator de potência inicial, conforme equação (21):

$$Q_{max} = Q_{se} - P_{se} \cdot \tan(\cos^{-1} fp_{max}) \quad (21)$$

Onde:

fp_{max} – É o fp máximo previamente definido como 0,99 indutivo.

Conhecendo-se o valor máximo de potência reativa para correção do sistema e o valor do menor BC utilizado pela concessionária, obtém-se pela equação (22) a

estimativa do número máximo de BC que podem ser alocados para correção do fator de potência, que dividido pelo número de barras do sistema resulta em um número que pode ser usado como uma probabilidade de alocação inicial de BCs, equação (23)

$$NB_{max} = \text{round}\left(\frac{Q_{se}}{BC_{min}}\right) \quad (22)$$

$$prob = \frac{NB_{max}}{b} \quad (23)$$

Onde:

prob – É a probabilidade de alocação inicial de BCs;

b – É o número de barras do sistema.

Justifica-se a utilização desta probabilidade posto que os testes realizados no processo de implementação da metodologia sem a utilização da probabilidade de alocação resultavam em um tempo de busca de cerca de cinco dias para encontrar soluções factíveis.

Outro aspecto observado com a evolução da busca sem a utilização da probabilidade, é que conforme a busca reduzia o número de BCs instalados, mais difícil era para gerar novos indivíduos com um número inferior de BCs alocados em cada cromossomo. Caso a busca fosse feita dessa maneira, um ajuste nos parâmetros do algoritmo deveria ser feito em conjunto com a evolução da busca, ou seja, a medida que a busca alcançasse um valor onde a otimização se tornasse mais demorada, os parâmetros responsáveis por fazer a busca pela vizinhança do espaço de busca deveriam ser alterados de modo que o salto feito pelo vetor teste seja menor.

O teste foi realizado no sistema real de 479 barras. A alocação inicial foi feita em torno de 250 BCs, vale destacar que esse mesmo sistema não necessitaria de mais de 4 BCs considerando que fosse alocado 4 BCs de 300 kVAr, já que esse mesmo sistema possui um BC de 600kVAr, não é necessário realizar nenhum cálculo para observar que a busca feita desta maneira é desnecessária. Quando o algoritmo estava alocando entre 10 e 30 BCs, o algoritmo ficou aparentemente estagnado, levando um tempo muito grande para encontrar soluções melhores, com um ajuste na CR e na Taxa de mutação (TM) (a taxa mutação no EDB proposto é

aleatória conforme foi explicado na seção 2.4.6), o EDB proposto foi capaz de encontrar soluções factíveis, ao final da busca, foram instalados 3 BCs de 300kVAr.

Com o espaço de busca delimitado, o tamanho da população não necessita ser muito grande, o que possibilita uma redução no esforço computacional e no tempo de busca, desta forma observou-se que o número de 200 cromossomos é suficiente para encontrar uma quantidade satisfatória de soluções factíveis.

3.2.6.2 Conversão dos vetores binários

Nesta etapa os cromossomos que são previamente gerados em forma de um vetor de números binários são convertidos em valores de potência capacitiva conforme definido na Tabela 11, em seguida é salvo o custo de instalação total desses BCs, para cada cromossomo.

Antes que esses BCs sejam inseridos nas barras para cálculo do FC, o critério de ressonância harmônica remove de forma elitista os BCs que possam eventualmente ocasionar ressonância harmônica.

3.2.6.3 Níveis de carregamento e fluxo de carga

Como previamente dito, serão considerados dois níveis de carregamento do sistema para tornar a análise o mais próximo do real. Para a análise do sistema real, os níveis de demanda de carga leve e pesada foram definidos conforme dados de curvas de carregamento fornecidos pela concessionária de distribuição. Os níveis de demanda utilizados foram:

- D_{max} – 100%
- D_{min} – 67,5%

O Pe_b que é o intervalo de tempo para cada nível de demanda d , será ajustado conforme segue, de acordo também com a curva de demanda do sistema fornecido pela concessionária

- $Pe_{D_{max}}$ – 0,75

- $Pe_{Dmim} = 0,25$

Nas análises realizadas com o sistema de 70 barras foram considerados os mesmos níveis de demanda e intervalo de demanda do sistema real, visto a falta destes dados nas referências utilizadas.

3.2.6.4 Mutação crossover e convergência

Com base nas observações realizadas nos testes realizados com o EDB desenvolvido para resolver o problema proposto foi configurado com uma taxa de crossover (CR) igual a 0,3.

A taxa de mutação (TM), diferente do algoritmo original que usa um valor aleatório, ou seja, a cada geração esse valor pode assumir qualquer valor entre 0 e 1, para o algoritmo proposto foi utilizado um valor fixo igual a 0,05.

A convergência do algoritmo foi implementada para atender a duas condições que é feita da seguinte forma:

1. Um contador é iniciado toda vez que de uma geração para a outra o EDB não consiga encontrar nenhuma melhora, o critério de convergência é atendido quando esse contador alcança o número 10.
2. E um número mínimo de 30 gerações.

Caso os dois critérios sejam atendidos e nenhuma solução factível for encontrada, o processo se repete até que seja encontrada uma solução.

Ao fim do processo de busca a melhor solução é escolhida com base na FO.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados a análise e resultados obtidos na aplicação do algoritmo EDB no sistema teste de 70 barras e no sistema real apresentados na seção 2.5 deste trabalho.

Inicialmente o cálculo do FC sem BCs será apresentado, desta forma pode-se estimar a faixa de Potência Reativa requerida pelos sistemas para correção do fp, considerando os dois níveis de carregamento.

Posteriormente os valores obtidos com cálculo serão utilizados para comparar com os valores encontrados pela metodologia proposta, para constatar se o EDB atinge de forma automática os valores estimados atendendo as restrições operativas.

Para verificar se as respostas convergem para uma mesma região, um teste subsequente será realizado rodando o algoritmo dez vezes consecutivas para calcular os valores médios e desvio padrão.

4.1 Sistema de 70 barras

Ajustando o carregamento e o fp conforme definido previamente obtemos os dados apresentados na Tabela 12 que mostram qual é a Potência Reativa necessária para ajustar o fp:

Tabela 12 - kVAr requerida sistema 70 barras

Carregamento	Fator de potencia	kVAr requerido
67,5%	0,92 – Mínimo	728,14
67,5%	0,99 – Máximo	1480,38
100%	0,92 – Mínimo	1080,60
100%	0,99 – Máximo	2215,43

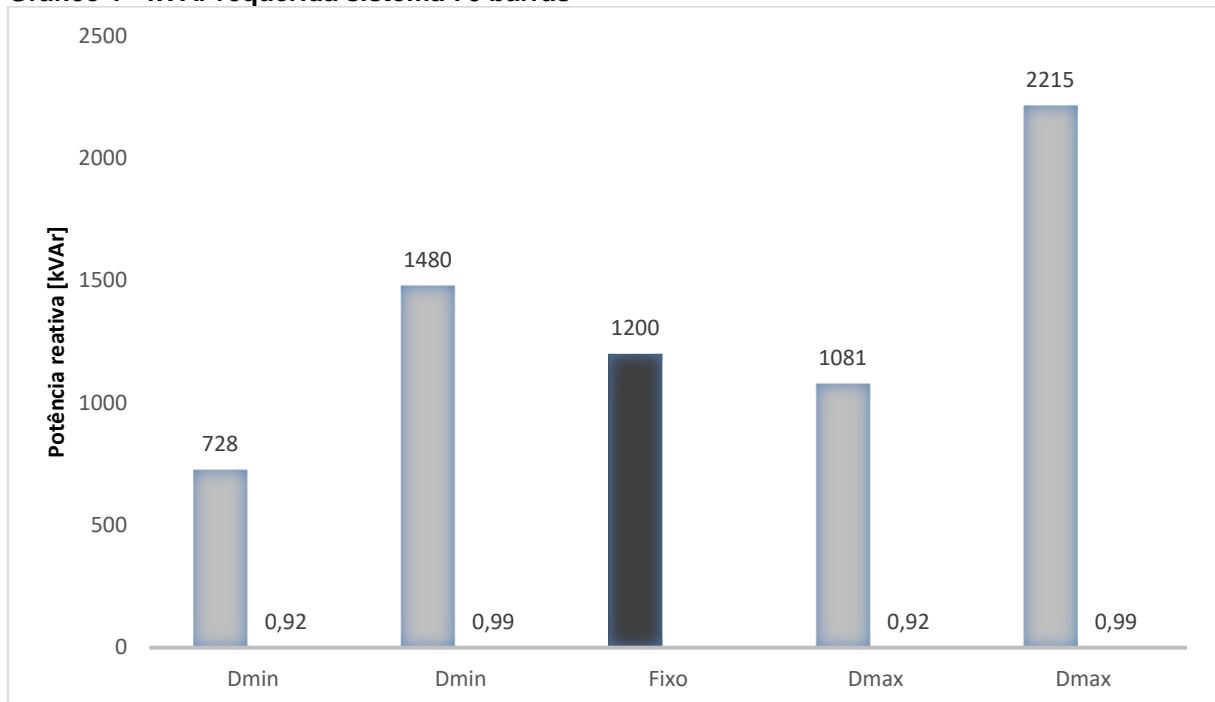
Fonte: Autoria própria

Considerando os resultados da Tabela 12 para os dois níveis de carregamento e o intervalo de fp , há uma quantidade grande de combinações possíveis que atendam esses valores considerando a potência dos BCs disponíveis:

- 900kVAr até 1200Kvar – Fixo
- 1200kVAr até 2100Kva – Automático

Porém pode-se determinar de forma empírica que há um pequeno intervalo entre a demanda máxima e mínima onde a alocação pode ser feita apenas com BCs fixo, ou seja, o custo de instalação é menor, cerca de 1200kVAr é suficiente para atender o intervalo dos dois níveis de carregamento, como poder ser observado no Gráfico 1, onde para um fp de 0,99 representa a alocação máxima de BCs, e 0,92 a alocação mínima, e a barra mais escura representa a alocação de potência reativa requerida.

Gráfico 1 - kVAr requerida sistema 70 barras



Fonte: Aatoria própria.

O resultado do EDB é apresentado nas Tabelas 13 e 14. Na Tabela 13 é ilustrado em quais barras foram instalados BCs, o tipo, e a Potência Reativa total instalada.

A Tabela 14 apresenta dos dados do sistema antes da instalação de BCs, comparado a alocação escolhido pela FO no EDB,

Em concordância com o que foi definido previamente de forma empírica a metodologia foi capaz de alocar a quantidade necessária de potência reativa em forma de BCs fixo, o que torna a solução mais barata se confrontado com uma alocação de BCs automáticos.

Tabela 13 - Banco de capacitores instalado

Banco de Capacitores (kVAr)		
Barra 23	300	Fixo
Barra 57	900	Fixo
Total	1200	-

Fonte: Autoria própria

Tabela 14 - Resultado comparativo - Sistema de 70 barras

	Sem BC	Com BC - EDB
Dmax	-	-
fp (%)	82,08	93,00
Queda (%)	3,57	2,89
Perdas (kW)	200,65	169,78
Dmim		
fp (%)	81,91	97,08
Queda (%)	0,63	-0,02
Perdas (kW)	86,89	72,44
Custo	0,00	18500

Fonte: Autoria própria

Nota-se pelos dados apresentados, que o sistema antes da alocação de BCs, era ineficiente, pois o mesmo transgredia restrições de fator de potência nos dois níveis de carregamento, desta forma o EDB conseguiu factibilizar a operação do sistema, alocando capacitores de forma adequada, bem como, reduzir as perdas

A Tabela 15 ilustra os dados de dez testes consecutivos do EDB, onde são salvos os resultados a partir da FO, e posteriormente comparados os seus valores, destacando as respostas com menor custo e menor perdas, média das melhores repostas e desvio padrão. Em todos os casos a alocação total de BCs foi de 1200kVAr, com 2 BCs alocados na rede. Todas as restrições de operação foram atendidas.

Tabela 15 - Resultado de dez testes consecutivos

	Menor Custo	Menores Perdas	Media	Desvio padrão
Dmax	-	-	-	-
fp (%)	92,99	92,99	92,99	0,005
Queda (%)	3,08	2,07	2,46	0,41
Perdas (kW)	177,86	137,17	152,11	16,76
Dmim				
fp (%)	97,08	97,09	97,08	0,00
Queda (%)	0,16	-0,77	-0,42	0,38
Perdas (kW)	76,97	58,66	64,76	7,40
Custo (R\$)	18500	18500	18500	0,00
Total (kVAr)	1200	1200	1200	0
Nº de BCs	2	2	2	0

Fonte: Autoria própria

No primeiro teste realizado a alocação de BCs para os dois níveis de carregamento eram satisfeitas com um conjunto de BCs fixo instalado nas barras do sistema, no intuito de forçar a instalação de BCs automáticos o nível de carregamento da demanda mínima “Dmin” foi reduzido conforme segue:

- ✓ Dmax – 100%
- ✓ Dmin – 40%

Com o carregamento mínimo reduzido, os valores de kVAr necessário para corrigir o fp em demanda mínima também é reduzido conforme ilustra a Tabela 16. Pode-se observar pelo Gráfico 2 que diferente do caso anterior apenas BCs fixos

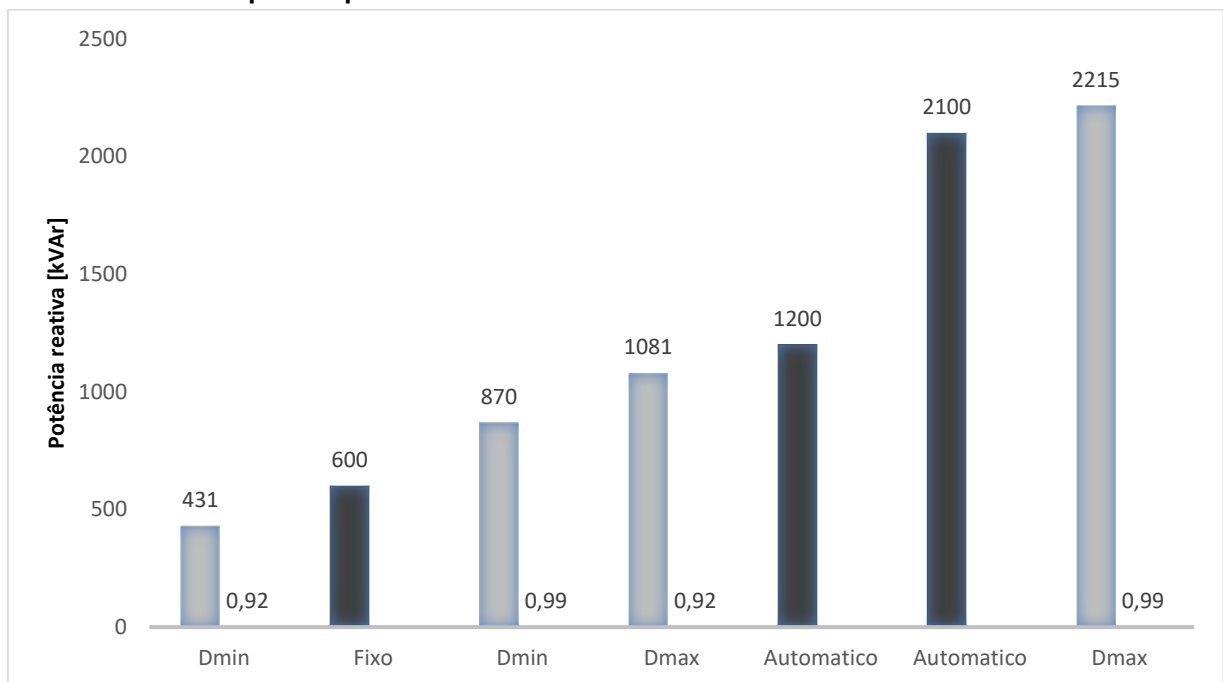
não serão suficientes para atender aos dois níveis de carregamento, sendo necessário 600kVAr fixo, e o restante até alcançar ao menos 2100kVAr devem ser automáticos.

Tabela 16 - kVAr requerida sistema 70 barras - Dmin reduzida

Carregamento	Fator de potencia	kVAr requerido
100%	0,92 – Mínimo	430,69
100%	0,99 – Máximo	870,39
40%	0,92 – Mínimo	1080,60
40%	0,99 – Máximo	2215,43

Fonte: Autoria própria

Gráfico 2: KVar requerido pelo sistema 70 barras – Dmin reduzida



Fonte: Autoria própria.

Os resultados apresentados nas Tabelas 17 e 18 demonstram que com os novos intervalos de alocações possíveis, o EDB novamente se mostrou robusto em encontrar soluções factíveis que atendam às necessidades da demanda de energia em diferentes níveis de carregamento.

Tabela 17 - Banco de capacitores instalado – Dmin reduzida

Banco de Capacitores (kVAR)		
Barra – 7	300	Fixo
Barra – 37	300	Fixo
Barra - 58	600	Automático
Total	1200	

Fonte: Aatoria própria

Tabela 18 - Resultado comparativo - Sistema de 70 barras – Dmin reduzida

	Sem BC	Com BC
Dmax	-	-
fp (%)	82,08	92,99
Queda (%)	3,57	2,91
Perdas (w)	200,65	168,40
Dmim	-	-
fp (%)	81,91	95,33
Queda (%)	0,63	-1,78
Perdas (w)	86,89	28,49
Custo	-	32000

Fonte: Aatoria própria

A Tabela 19 apresenta os dados de dez teste consecutivos do EDB, para a resposta que teve o menor custo, menores perdas, e também a média e desvio padrão das respostas obtidas.

Os resultados mostram que o algoritmo proposto está alocando sempre valores muito próximos de BCs instalados com um desvio baixo na variação na quantidade de BCs alocados, e sempre com a mesma quantidade de Potência Reativa.

Tabela 19 - Resultado de dez testes consecutivos – Dmin reduzida

	Menor Custo	Menores Perdas	Media	Desvio padrão
Dmax	-	-	-	-
fp (%)	92,98	92,99	92,99	0
Queda (%)	2,83	2,43	2,72	0,24
Perdas (kW)	164,09	144,71	159,41	11,54
Dmim	-	-	-	-
fp (%)	95,34	95,34	95,34	0,00
Queda (%)	-2,39	-1,92	-2,14	0,27
Perdas (kW)	21,93	28,01	24,01	3,11
Custo (R\$)	24500	32000	31200	2359
Total Fixo (kVAr)	600	600	600	0
Total Automático (kVAr)	600	600	600	0
Total instalado	1200	1200	1200	0
Nº de BCs	2	3	2,90	0,32

Fonte: Autoria própria

4.2 Sistema real

Na seção anterior foram realizados dois testes onde o EDB aplicado ao problema de alocação de BCs, se mostrou eficiente em encontrar soluções factíveis, a seguir será utilizado um sistema de distribuição real onde o mesmo já possui um BC fixo de 600kVAr alocado na barra 26.

Os dados do FC do sistema sem BC e com o BC do sistema em operação são exibidos na Tabela 20.

Tabela 20 - Resultado do sistema em operação

	Sem BC	Com BC
Dmax	-	-
fp (%)	90,04	93,86
Queda (%)	2,23	2,15
Perdas (kW)	21,58	20,69
Dmim	-	-
Fp (%)	90,18	95,59
Queda (%)	1,50	1,41
Perdas (kW)	9,71	9,17
Potência instalada	-	600

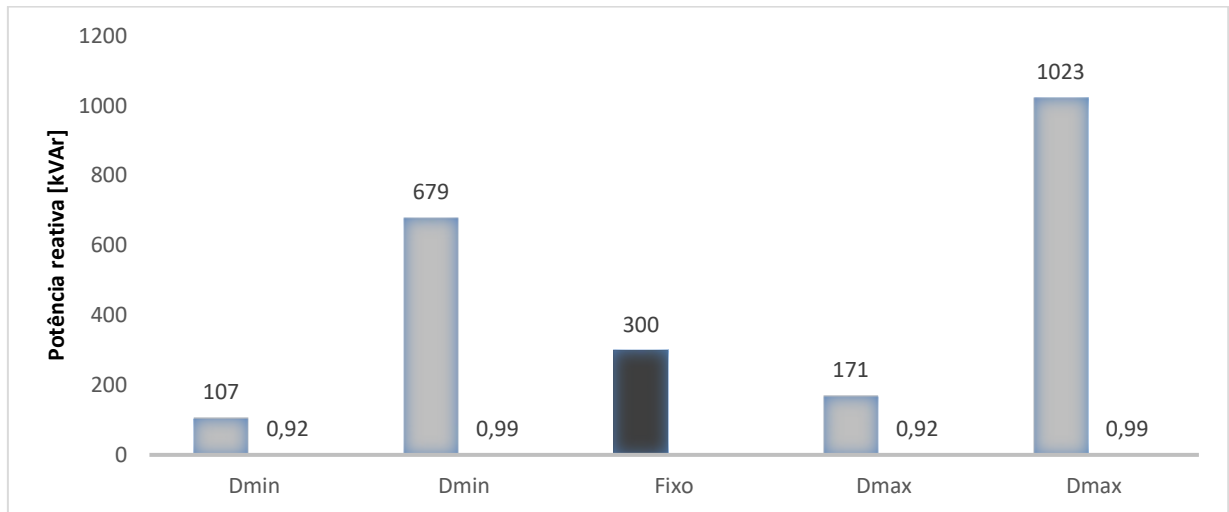
Fonte: Aatoria própria

Note pelas informações dispostas na Tabela 21 e Gráfico 3, um BC de 300kVAr é suficiente para atender o intervalo dos dois níveis de carregamento, bem como o BC de 600kVAr já instalado também atende o intervalo, porém com um custo maior de instalação.

Tabela 21 - kVAr requerida sistema real

Carregamento	Fator de potencia	kVAr requerida
100%	0,92	171,92
100%	0,99	1023,31
67,5%	0,92	107,34
67,5%	0,99	679,65

Fonte: Aatoria própria

Gráfico 3: kVAr requerida sistema real.

Fonte: Autoria própria.

A Tabela 22 exhibe a comparação do sistema real com o BC de 600kVAr instalado em oposição ao escolhido pelo EDB de 300kVAr, observa-se que mesmo alocando metade da potência reativa, o que representa uma redução no custo de instalação, além de ocasionar uma redução nas perdas e reduzir a queda de tensão, isso ocorre porque no sistema com o BC de 600kVAr em operação se encontra em uma barra muito próxima da subestação, então o fluxo reativo compensado continua circulando por boa parte do sistema, o EDB alocou um BC de 300kVAr na barra 427 do sistema, apresentando uma compensação mais eficiente.

Tabela 22 - Resultado do sistema em operação e EDB

	Com BC - Original	Com BC - EDB
Dmax	-	-
fp (%)	93,87	92,04
Queda (%)	2,15	2,00
Perdas (kW)	20,70	20,53
Dmim	-	-
Fp (%)	95,59	93,08
Queda (%)	1,41	1,26
Perdas (kW)	9,17	9,09
Preço (R\$)	9500	8500
Potência instalada	600	300

Fonte: Autoria própria

Neste sistema não foi testada uma redução de carga para 40% em demanda mínima pois a alocação de 300kVAr também é suficiente para atender os dois níveis de carregamento, e caso seja feita uma redução inferior a esse patamar, a alocação de 300kVAr que é o valor mínimo de BC, o sistema passa a se tornar capacitivo, tornando o espaço de busca ineficaz, pois a restrição impõe um máximo em 0,99 indutivo.

O último teste realizado é apresentado na Tabela 23 onde é mostrado o resultado para os dez testes consecutivos, para todos os testes realizados a alocação foi de 1 BC de 300 kVAr, sempre circulando barras próximas uma da outra.

Tabela 23 - Resultado de dez testes consecutivos para o sistema real

	Menor Custo	Menores Perdas	Media	Desvio padrão
Dmax	-	-	-	-
fp (%)	92,04	92,04	92,04	0,001
Queda (%)	2,00	2,00	2,00	0,01
Perdas (kW)	20,55	20,53	20,53	0,009
Dmim	-	-	-	-
fp (%)	93,08	93,08	93,08	0,0005
Queda (%)	1,27	1,26	1,27	0,01
Perdas (kW)	9,12	9,09	9,09	0,01
Custo (R\$)	8500	8500	8500,00	0
Total (kVAr)	300	300	300,00	0
Nº de BCs	1	1	1	0

Fonte: Autoria própria

A configuração do computador utilizado neste trabalho era um Intel(R) Core(TM) i7-4790k CPU @ 4.00GHz, e 12, GB de memória RAM.

O tempo computacional médio para o sistema teste de 70 barras foi de 1 minuto, e para o sistema real, cerca de 3 minutos.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma metodologia de alocação de banco de capacitores utilizando o algoritmo de evolução diferencial aplicado em números binários para compensação de cargas reativas visando reduções de perdas ativas e custo de instalação de BCs observando as restrições operativas impostas para operação do sistema de distribuição tais como: níveis de tensão, fator de potência do alimentador e possibilidade de ressonância paralela causada pelo BC.

Os resultados obtidos demonstram que o algoritmo proposto foi capaz de minimizar objetivos conflitantes perdas e custo respeitando as restrições operacionais, factibilizando a operação do sistema dentro dos padrões impostos pelo órgão regulamentador garantindo soluções que não causem ressonância harmônica, muito importante nos dias atuais dado o crescimento das cargas não lineares.

O algoritmo proposto é capaz de apresentar várias soluções factíveis, das quais o engenheiro ou responsável pela correção e regulação do sistema pode optar por uma solução que privilegie o custo, ou a redução das perdas ou mesmo, opte pela solução com base na melhor FO, otimizando custo e perdas.

PROPOSTA DE CONTINUIDADE DE PESQUISA.

São propostas de continuidade deste trabalho:

- Utilizar restrição de corrente que circulam pelos trechos do sistema.
- Otimizar o método de desligamento dos Banco de capacitores automáticos em função do fluxo de carga.
- Implementar o fluxo de carga harmônico para melhorar a análise da ressonância utilizando uma restrição por índice de distorção de tensão nas barras.

REFERÊNCIAS

ABDELSALAM, A. E; EL-HAWARY, M. E. Optimal Capacitor Placement and Sizing in Unbalanced Distribution Systems With Harmonics Consideration Using Particle Swarm Optimization, IEEE Transactions on Power Delivery, 25(3), pp.1734 – 1741, 2010.

ARCANJO, Diego N; PEREIRA, J. Luiz R; OLIVEIRA J; PERES, Wesley; OLIVEIRA, L. W; SILVA, I. C. **Cuckoo Search Optimization technique applied to capacitor placement on distribution system problem**, 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON), 2012.

BARAN, M. E; WU, F. F. **Optimal sizing of Capacitors Placed on a Radial Distribution System**. IEEE Transaction of Power Delivery , vol. 4, No. 1, January 1989, pp.

BOSCO, M. C. **Estimação de parâmetros e controle de velocidade de um motor CC de ímã permanente usando evolução diferencial**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016. Trabalho de Conclusão de Curso, Cornélio Procópio, 2016.

C.-T. Su and C.-C. Tsi, “A new fuzzy-reasoning approach to optimum capacitor allocation for primary distribution systems,” in Proc. IEEE Int. Conf. Ind. Technol., 1996, pp. 237–241.

CARVALHO, M. R. **Estudo comparativo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial**. Universidade de São Paulo, 2006. Dissertação de Mestrado, São Carlos, 2006.

CHANG, C. F. (2008). Reconfiguration and capacitor placement for loss reduction of distribution systems by ant colony search algorithm, Power Systems, IEEE Transactions on 23(4): 1747–1755.

CHIANG, H. D; WANG, J. C; COCKINGS, O; SHIN, H. D. **“Optimal capacitor placement in distribution systems—Part I: A new formulation and the overall problem,”** IEEE Trans. Power Delivery, vol. 5, no. 2, pp. 634–642, Apr. 1990.

CHIANG, H. D; WANG, J. C; COCKINGS, O; SHIN, H. D. “**Optimal capacitor placement in distribution systems—Part II: solution algorithms and numerical results,**” IEEE Trans. Power Delivery, vol. 5, no. 2, pp. 643–649, Apr. 1990.

CODI - COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de Orientação aos Consumidores: Energia Reativa Excedente.** 13 p. 2004.

COELHO, J. S. **Tratamento regulatório de perdas não técnicas.** IIIª Conferência da Associação de Reguladores de Energia dos Países de Reguladores de Energia dos Países de Língua Oficial Portuguesa – RELOP. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em:

<http://www.relop.org/eventos/Documents/RELOP_Nov_2010/10%20%20ANEEL2%20Perdas%20n%C3%A3ot%C3%A9cnicas%20%20Apresenta%C3%A7%C3%A3o.pdf>_Acesso em: 20 de outubro de 2016

DENG, C; B.ZHAO, Y. Y; DENG, A. **Novel Binary Differential Evolution without Scale Factor F.** Third International Workshop on Advanced Computational Intelligence. August 25-27, 2010 - Suzhou, Jiangsu, China. IEEE.

DIREITO, L. C. M. **Alocação ótima de banco de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica.** Universidade Federal Fluminense, 2010. Dissertação de Mestrado – Pós-Graduação em Computação, Rio de Janeiro, 2010.

DUGAN, R; MCGRANAGHAN, M; SANTOSO, S; BEATY, H. **Electrical Power Systems Quality,** Third Edition, McGraw-Hill Education.

EAJAL, A; EL-HAWARY, M. Optimal capacitor placement and sizing in unbalanced distribution systems with harmonics consideration using particle swarm optimization, IEEE Transactions on Power Delivery 25(3): 1734–1741, 2010.

ELISA M. P. Costa; HELON D. M. Braz. “**Alocação ótima de bancos de capacitores em redes de distribuição primária usando algoritmos genéticos,**” XII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI) Natal - RN, 25 a 28 de outubro de 2015

FERREIRA, A. B. Avaliação de operadores de algoritmos Genéticos em Otimização Multidimensional. Universidade Estadual Paulista – 2007 – mestrado

FONSECA, W. A; BARROS, F. G. N; NUNES, M. V. A; BEZERRA, U. H; OLIVEIRA, R. C. L. Genetic algorithms and treatment of multiple objectives in the allocation of capacitor banks in an electric power distribution system, 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON), 2010.

FRENZEL, J. F. **Genetic algorithms: A new breed of optimization.** IEEE Potentials. October 1993, pp. 21-24.

GALLEGO, R. A; MONTICELLI, A; ROMERO R. (2004). Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Networks. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 4.

GRAINGER, J; LEE, S. H. **“Optimal size and location of shunt capacitors for reduction of losses in distribution feeders,”** IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-100, pp. 1105–1118, Mar. 1981.

HUANG, Y. C; YANG, H. T; HUANG, C. L. **“Solving the capacitor placement problem in a radial distribution system using tabu search approach,”** IEEE Trans. Power Syst., vol. 11, no. 4, pp. 1868–1873, Nov. 1996.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, C. C. B; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica.** São Paulo: Edgard Blucher, 2005.

MANSOUR, M. R. **Algoritmo para obtenção de planos de restabelecimento para sistemas de distribuição de grande porte.** 2009. 169 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.

MASOUM, M. A. S; JAFARIAN, A; LADJEVARDI, M; FUCHS, E. F; GRADY, W. M. **Fuzzy Approach for Optimal Placement and Sizing of Capacitor Banks in the**

Presence of Harmonics, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 19, NO. 2, APRIL 2004.

MASOUM. M. A. S; LADJEVARDI, M; JAFARIAN, A; FUCHS, E. F. **Optimal placement, replacement and sizing of capacitor Banks in distorted distribution networks by genetic algorithms**. IEEE Transactions on Power Delivery, 19(4): 1794 – 1801, October 2004.

OLIVEIRA, G. T. S; SARAMAGO, S. F. P. **Estratégias de evolução diferencial aplicadas a problemas de otimização restritos**. 15º POSMEC – Simpósio do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Uberlândia, 2005.

PRODIST, **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. Módulo 8, Revisão 7, Resolução Normativa nº 664/2015 da ANEEL. 2016.

SALAMA, H; CHIKHANI, A. (2000). **Classification of capacitor allocation techniques**, IEEE Transactions on Power Delivery 15(1): 387–392.

SANCHES, Danilo. S. **Algoritmos Evolutivos Multi-Objetivo Para Reconfiguração de Redes em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2013. 152 p. Tese – Escola de engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

SANTOSO, N. I; TAN, O. T. **“Neural-net based real-time control of capacitors installed on distribution systems,”** IEEE Trans. Power Delivery, vol. 5, pp. 266–272, Jan. 1989.

SHIRMOHAMMADI, H. W; HONG, A; LUO, G. X. A. **“Acompensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks,”** IEEE Trans. Power Syst., vol. 3, no. 2, pp. 753–762, May 1988.

SILVA, M. C, I. Correção do fator de potência de cargas industriais com dinâmica rápida. Universidade Federal de Minas Gerais – 2009 – Mestrado.

STORM, R; PRICE, K. "Differential Evolution-A Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces," *Journal Global Optimization*, 11, pp.241-354,1997.

SUNDHARARAJAN, S; PAHWA, A. "**Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm,**" *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, pp. 1499–1507, Aug. 1994.

TICONA, W. G. C.; DELBÉM A. C. B. **Algoritmos evolutivos para otimização multi-objetivo.** Apostila de aula, São Carlos 2008.

VIANNA, M. P. Gerenciamento de potência reativa em sistemas de distribuição utilizando controlador *fuzzy* de fator de potência. Porto Alegre 2009, PUC-RS, dissertação.

VON ZUBEN, F. J., Algoritmos Genéticos (AG's). Campinas 2000, UNICAMP, Notas de aula.

WEG, **Manual para correção do fator de potência.** Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-correcao-do-fator-de-potencia-958-manual-portugues-br.pdf>> Acesso em: 13 de outubro de 2016

APÊNDICE A – Dados do Sistema 70 barras

Tabela 1 - Dados do sistema de 70 barras

Barra	Apontador	P[kW]	Q[kVAr]	R[Ω]	(continua)
					X[Ω]
1	0	0	0	0	0
2	1	0	0	0.0005	0.0012
3	2	0	0	0.0005	0.0012
4	3	0	0	0.0001	0.0001
5	4	0	0	0.0015	0.0036
6	5	0	0	0.0251	0.0294
7	6	2600	2200	0.3660	0.1864
8	7	40400	30000	0.3811	0.1941
9	8	75000	54000	0.0922	0.0470
10	9	30000	22000	0.0493	0.0251
11	10	28000	19000	0.8190	0.2707
12	11	145000	104000	0.1872	0.0619
13	12	145000	104000	0.7114	0.2351
14	13	8000	5500	1.03	0.3400
15	14	8000	5500	1.044	0.3450
16	15	0	0	1.058	0.3496
17	16	45500	30000	0.1966	0.0650
18	17	60000	35000	0.3744	0.1238
19	18	60000	35000	0.0047	0.0016
20	19	0	0	0.3276	0.1083
21	20	1000	600	0.2106	0.0696
22	21	114000	81000	0.3416	0.1129
23	22	5300	3500	0.0140	0.0046
24	23	0	0	0.1591	0.0526
25	24	28000	20000	0.3463	0.1145
26	25	0	0	0.7488	0.2475
27	26	14000	10000	0.3089	0.1021
28	27	14000	10000	0.1732	0.0572
29	3	26000	18600	0.0044	0.0108
30	29	26000	18600	0.0640	0.1565
31	30	0	0	0.3978	0.1315
32	31	0	0	0.0702	0.0232
33	32	0	0	0.3510	0.1160
34	33	14000	10000	0.8390	0.2816
35	34	19500	14000	1.708	0.5646
36	35	6000	4000	1.474	0.4873
37	4	26000	18550	0.0044	0.0108
38	37	26000	18550	0.0640	0.1565
39	38	0	0	0.1053	0.1230
40	39	24000	17000	0.0304	0.0305
41	40	24000	17000	0.0018	0.0021

Tabela 1 - Dados do sistema de 70 barras

Barra	Apontador	P[kW]	Q[kVAr]	R[Ω]	(conclusão)	
					X[Ω]	
42	41	1200	1000	0.7283	0.8509	
43	42	0	0	0.3100	0.3623	
44	43	6000	4300	0.0410	0.0478	
45	44	0	0	0.0092	0.0116	
46	45	39220	26300	0.1089	0.1373	
47	46	39220	26300	0.0009	0.0012	
48	5	0	0	0.0034	0.0084	
49	48	79000	56400	0.0851	0.2083	
50	49	384700	274500	0.2898	0.7091	
51	50	384700	274500	0.0822	0.2011	
52	9	40500	28300	0.0928	0.0473	
53	52	3600	2700	0.3319	0.1114	
54	10	4350	3500	0.1740	0.0886	
55	54	26400	19000	0.2030	0.1034	
56	55	24000	17200	0.2842	0.1447	
57	56	0	0	0.2813	0.1433	
58	57	0	0	1.59	0.5337	
59	58	0	0	0.7837	0.2630	
60	59	100000	72000	0.3042	0.1006	
61	60	0	0	0.3861	0.1172	
62	61	1244000	888000	0.5075	0.2585	
63	62	32000	23000	0.0974	0.0496	
64	63	0	0	0.1450	0.0738	
65	64	227000	162000	0.7105	0.3619	
66	65	59000	42000	1.041	0.5302	
67	12	18000	13000	0.2012	0.0611	
68	67	18000	13000	0.0047	0.0014	
69	13	28000	20000	0.7394	0.2444	
70	69	28000	20000	0.0047	0.0016	

Tabela 2 - Resultado comparativo - Sistema de 70 barras

Barra	FC implementado		FC CARVALHO		FC PowerFactory	
	Tensão (KV)	Angulo	Tensão (KV)	Angulo	Tensão (KV)	Angulo
1	12,66	0	12,66	0	12,66	0
2	12,6596	0	12,6596	0	12,6596	0
3	12,6592	0	12,6592	0	12,6592	0
4	12,6591	0	12,6591	0	12,6591	0
5	12,6579	-0,01	12,6579	-0,01	12,6579	-0,01
6	12,6475	-0,02	12,6475	-0,02	12,6475	-0,02

Tabela 2 - Resultado comparativo - Sistema de 70 barras

(continua)						
	FC implementado		FC CARVALHO		FC PowerFactory	
Barra	Tensão (KV)	Angulo	Tensão (KV)	Angulo	Tensão (KV)	Angulo
7	12,5344	0,05	12,5344	0,05	12,5344	0,05
8	12,4168	0,12	12,4168	0,12	12,4168	0,12
9	12,3887	0,14	12,3887	0,14	12,3887	0,14
10	12,3744	0,15	12,3744	0,15	12,3744	0,15
11	12,3111	0,23	12,3111	0,23	12,3111	0,23
12	12,2971	0,25	12,2971	0,25	12,2971	0,25
13	12,2571	0,3	12,2571	0,3	12,2571	0,3
14	12,22	0,35	12,22	0,35	12,22	0,35
15	12,1833	0,4	12,1833	0,4	12,1833	0,4
16	12,147	0,44	12,147	0,44	12,147	0,44
17	12,1402	0,45	12,1402	0,45	12,1402	0,45
18	12,1291	0,46	12,1291	0,46	12,1291	0,46
19	12,129	0,47	12,129	0,47	12,129	0,47
20	12,1231	0,47	12,1231	0,47	12,1231	0,47
21	12,1193	0,48	12,1193	0,48	12,1193	0,48
22	12,1132	0,49	12,1132	0,49	12,1132	0,49
23	12,1131	0,49	12,1131	0,49	12,1131	0,49
24	12,1122	0,49	12,1122	0,49	12,1122	0,49
25	12,1102	0,49	12,1102	0,49	12,1102	0,49
26	12,1081	0,5	12,1081	0,5	12,1081	0,5
27	12,1072	0,5	12,1072	0,5	12,1072	0,5
28	12,107	0,5	12,107	0,5	12,107	0,5
29	12,6591	0	12,6591	0	12,6591	0
30	12,6582	-0,01	12,6582	-0,01	12,6582	-0,01
31	12,6566	0	12,6566	0	12,6566	0
32	12,6564	0	12,6564	0	12,6564	0
33	12,655	0	12,655	0	12,655	0
34	12,6518	0	12,6518	0	12,6518	0
35	12,6475	0,01	12,6475	0,01	12,6475	0,01
36	12,6467	0,01	12,6467	0,01	12,6467	0,01
37	12,6589	0	12,6589	0	12,6589	0
38	12,6567	-0,01	12,6567	-0,01	12,6567	-0,01
39	12,6547	-0,01	12,6547	-0,01	12,6547	-0,01
40	12,6542	-0,01	12,6542	-0,01	12,6542	-0,01
41	12,6542	-0,01	12,6541	-0,01	12,6542	-0,01
42	12,6453	-0,02	12,6453	-0,02	12,6453	-0,02
43	12,6416	-0,03	12,6416	-0,03	12,6416	-0,03
44	12,6411	-0,03	12,6411	-0,03	12,6411	-0,03
45	12,641	-0,03	12,641	-0,03	12,641	-0,03

Tabela 2 - Resultado comparativo - Sistema de 70 barras

(conclusão)						
FC implementado			FC CARVALHO		FC PowerFactory	
Barra	Tensão (KV)	Angulo	Tensão (KV)	Barra	Tensão (KV)	Angulo
46	12,6398	-0,03	12,6398	-0,03	12,6398	-0,03
47	12,6398	-0,03	12,6398	-0,03	12,6398	-0,03
48	12,6573	-0,01	12,6573	-0,01	12,6573	-0,01
49	12,6415	-0,05	12,6415	-0,05	12,6415	-0,05
50	12,5928	-0,19	12,5929	-0,19	12,5929	-0,19
51	12,5859	-0,21	12,5965	-0,23	12,5965	-0,23
52	12,3883	0,14	12,3883	0,14	12,3883	0,14
53	12,3881	0,14	12,3881	0,14	12,3881	0,14
54	12,3391	0,17	12,3391	0,17	12,3391	0,17
55	12,298	0,19	12,298	0,19	12,298	0,19
56	12,2414	0,23	12,2414	0,23	12,2414	0,23
57	12,1861	0,27	12,1861	0,27	12,1861	0,27
58	11,9016	0,66	11,9016	0,66	11,9016	0,66
59	11,7615	0,86	11,7615	0,86	11,7615	0,86
60	11,7074	0,95	11,7074	0,95	11,7074	0,95
61	11,6438	1,05	11,6438	1,05	11,6438	1,05
62	11,5501	1,12	11,5501	1,12	11,5501	1,12
63	11,5465	1,12	11,5465	1,12	11,5465	1,12
64	11,5416	1,13	11,5416	1,13	11,5416	1,13
65	11,5175	1,14	11,5175	1,14	11,5175	1,14
66	11,5102	1,15	11,5102	1,15	11,5102	1,15
67	12,2964	0,25	12,2964	0,25	12,2964	0,25
68	12,2964	0,25	12,2964	0,25	12,2964	0,25
69	12,2529	0,31	12,2529	0,31	12,2529	0,31
70	12,2529	0,31	12,2529	0,31	12,2529	0,31