

Alocação de Capacitores e Filtros Passivos em Rede de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando o Algoritmo Genético Chu-Beasley

Lucas Oliveira Lima*

Marcelo Semensato**

Instituto Federal de Goiás, Jataí CEP: 75.804-714 Brasil

*(e-mail: o.lucas@academico.ifg.edu.br) **(e-mail: marcelo.semensato@ifg.edu.br)

Abstract: The proposal of this paper is the allocation of capacitor banks and passive filters in a 34 bus power distribution network to compensate the reactive power of the power network and filter the harmonic components. For the simulation was used the OpenDSS software integrated with Matlab. The objective is to minimize the sum of the costs of the power losses, of the capacitors and of the inductors, attending the operational restrictions of the power network. Three photovoltaic generators are allocated in the power network. The generators have frequency inverters that inject harmonics into the power network. Passive filters are allocated in the network to filter the harmful harmonics, ensure safe operation of the power network and to reduce power losses. Another restriction that harmonics can infringe in the network is the limit of total harmonic distortion recommended in IEEE STD 519-2014. The meta-heuristic used to find the best solution to the problem is the Chu-Beasley genetic algorithm. The studies of this research will help electrical energy concessionaires to reduce power losses, increase the voltage in the bus and avoid harmonic resonance in the network.

Resumo: A proposta deste artigo é a alocação de banco de capacitores e filtros passivos em rede de distribuição de energia elétrica de 34 barras para compensar a potência reativa da rede elétrica e filtrar as componentes harmônicas. Para a simulação foi utilizado o software OpenDSS integrado ao Matlab. O objetivo é minimizar a soma dos custos das perdas elétricas, dos capacitores e dos indutores, atendendo as restrições operacionais da rede de energia elétrica. São alocados três geradores fotovoltaicos na rede elétrica. Os geradores possuem inversores de frequência que injetam harmônicas na rede elétrica. Os filtros passivos são alocados na rede para filtrar as harmônicas nocivas, garantir uma operação segura da rede elétrica e reduzir as perdas elétricas. Outra restrição que as harmônicas podem infringir na rede é o limite de distorção harmônica total recomendada na IEEE STD 519-2014. A meta-heurística utilizada para buscar a melhor solução para o problema é o algoritmo genético Chu-Beasley. Os estudos desta pesquisa ajudarão as concessionárias de energia elétrica na redução das perdas elétricas, elevação da tensão nas barras e evitar ressonância harmônica na rede.

Keywords: Allocation of capacitors and passive filters; Chu-Beasley genetic algorithm; Harmonic components; Reactive compensation; Electrical distribution network.

Palavras-chaves: Alocação de capacitores e filtros passivos; Algoritmo genético Chu-Beasley; Componentes harmônicas; Compensação dos reativos; Rede de distribuição de energia elétrica.

1. INTRODUÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica apresentam cargas indutivas que causam a redução do fator de potência do sistema, como consequência, há perdas de energia elétrica nos condutores e quedas de tensões nas barras da rede elétrica. Dependendo da quantidade de cargas reativas no sistema, as tensões podem encontrar-se fora do intervalo permitido pela ANEEL (ANEEL, 2017). A alocação de bancos de capacitores na rede de distribuição permite compensar a potência reativa indutiva, reduzindo as perdas elétricas e elevando as tensões na rede de energia. O fator de potência da subestação de energia deve estar acima de 0.92 de acordo com a ANEEL (ANEEL, 2017).

A rede de energia usada nas simulações se encontra na Fig 6. (Apêndice A) conforme Prado (Prado, 2013). A rede elétrica é trifásica, simétrica e equilibrada de 34 barras. Três Geradores Distribuídos (GD) são alocados nessa rede. Os GD descentralizam a geração radial que dependente da subestação de energia elétrica, além de aumentar a confiabilidade da rede e reduzir as perdas elétricas.

Os três geradores fotovoltaicos injetam correntes harmônicas no sistema de energia. As harmônicas mais significativas injetadas pelos inversores de frequência são a terceira, quinta e sétima harmônicas (Balda, 2003). Essas componentes harmônicas podem causar distorções harmônicas acima da recomendada pela norma (IEEE STD 519-2014, 2014). Essa norma recomenda um limite máximo de distorção harmônica

total da tensão (DHT_V) de 5% no ponto de acoplamento comum. A alocação de filtros passivos é necessária para filtrar as harmônicas na rede. Na frequência fundamental o filtro é visto como carga capacitiva, sendo útil na compensação do fator de potência.

O objetivo da pesquisa é minimizar a soma dos custos das perdas de energia elétrica nos condutores, os custos dos bancos de capacitores e dos indutores na rede de distribuição utilizando o software OpenDSS (Dugan, 2013) integrado ao Matlab e implementando o algoritmo genético Chu-Beasley (AGCB) (Semensato, 2018) para a otimização do problema. A simulação deve atender as restrições operacionais da rede de distribuição como: nível de tensão nas barras, fator de potência na subestação de energia e distorção harmônica total. Artigos na literatura sobre alocação de filtros passivos e bancos de capacitores não utilizam o AGCB na otimização (Silva, 2017; Ghiasi, 2008 e Pamplona, 2003).

Na seção 2 é desenvolvida a formulação matemática do problema, na seção 3 é apresentado o algoritmo genético Chu-Beasley para a otimização do problema, na seção 4 são apresentados os resultados obtidos, e a seção 5 é a conclusão sobre a pesquisa.

2. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Os dados da rede elétrica de 34 barras (Prado, 2013) são armazenados no banco de dados que é utilizado para a simulação. São armazenados os valores das resistências e reatâncias das linhas, e os valores das potências ativas e reativas das cargas elétricas. O programa do fluxo de potência da rede elétrica é desenvolvido no ambiente OpenDSS e o algoritmo de otimização AGCB é desenvolvido no MatLab. Nos estudos de fluxo de potência, as cargas são modeladas como impedância e geradores distribuídos são tratados como fontes de injeção de corrente. Os elementos passivos são incluídos como admitâncias na matriz de admitâncias da rede elétrica que é resolvida diretamente. A busca do AGCB é pela melhor alocação dos bancos de capacitores e filtros passivos na rede, ou seja, aquela que minimize a função objetivo. A factibilidade é dada com base nas restrições operacionais da rede.

2.1 Função Objetivo

A função objetivo do problema em (1) é a soma dos custos das perdas de energia nos condutores da rede de energia elétrica, dos custos dos bancos de capacitores e dos indutores. Os custos são avaliados durante o período de dez anos, que é o tempo de vida útil estimado de bancos de capacitores, seguindo a tensão máxima de 1.05 p.u (Teixeira, 2016). O preço da energia elétrica e a demanda de energia da rede elétrica nesse período são consideradas constantes. As perdas nos condutores são consideradas para a componente fundamental e para as componentes harmônicas.

$$fo = Pat * C + Q * BC + E * I \quad (1)$$

Pat = Soma das perdas de energia elétrica nas linhas ocasionadas pelas correntes elétricas da componente

fundamental (Pf) e das componentes harmônicas ($Phar$) no período de dez anos (MWh).

C = Custo de energia elétrica: R\$ 270/MWh (CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2020).

BC = Soma das potências dos bancos de capacitores (kVAr) alocados na rede elétrica.

Q = Custo da potência do banco de capacitor: R\$ 21,165/kVAr.

I = Soma dos indutores (mH) na rede elétrica.

E = Custo dos indutores: R\$ 49,800/mH.

Na Tabela 1 é mostrado os bancos de capacitores, em kVAr, que são utilizados na simulação, tanto como compensador reativo quanto para filtros passivos. Os indutores dos filtros passivos são calculados por fase segundo (Melo, 2020). Os filtros podem ser sintonizados para duas frequências harmônicas (quinta e sétima).

Tabela 1. Valores das potências dos bancos de capacitores trifásicos, em kVAr.

75	150	300	450	600
----	-----	-----	-----	-----

2.2 Restrição do nível de tensão elétrica

A restrição de tensão (Vf) em cada barra, calculada para frequência fundamental, é indicada em (2), em p.u.

$$0.95 \leq Vf \leq 1.05 \quad (2)$$

2.3 Restrição da distorção harmônica total

A restrição da distorção harmônica total da tensão (DHT_V) nas barras da rede é indicada em (3) (ANEEL, 2017).

$$DHT_V \leq 5\% \quad (3)$$

2.4 Restrição do fator de potência da subestação

A restrição do fator de potência (fp) na subestação, calculada para a frequência fundamental, é indicada em (4).

$$fp \geq 0.92 \quad (4)$$

3. ALGORITMO GENÉTICO CHU-BEASLEY

O algoritmo genético de Chu-Beasley foi utilizado para a otimização, pois o mesmo apresenta características tais como identificar o valor da função objetivo que quantifica a factibilidade e a infactibilidade dos indivíduos da população. Neste artigo, o AGCB busca as melhores soluções para minimizar a função objetivo em (1) e atender as restrições operacionais em (2), (3), e (4). O algoritmo foi implementado no software MatLab em comunicação com o OpenDSS.

Os indivíduos da população são codificados em um vetor de 21 colunas, correspondente a sete barras alocadas, que contém o número da barra de alocação (a), o valor da potência do banco de capacitor (b) e a harmônica a ser filtrada (c) para cada uma das sete barras alocadas. Na Tabela 2 é apresentado um indivíduo como exemplo. O índice "1" na coluna da harmônica filtrada (c) significa que o capacitor é alocado sem indutor, ou seja, não é sintonizado.

Tabela 2. Exemplo de um indivíduo.

a	b	c	a	b	c	...	b	c
10	600	5	15	75	7	...	450	1

É utilizado a estratégia de substituir na população apenas um elemento em cada iteração e de evitar adicionar na população topologias já armazenadas, isto é, a população não deve ser homogênea. A solução é obtida após um número pré-estabelecido de iterações. Segue abaixo os passos da implementação do AGCB e na Fig. 7 (Apêndice B) é mostrado o fluxograma do AGCB.

- 1- Geração da população inicial aleatoriamente.
- 2- Calculado o custo em reais e a factibilidade dos indivíduos.
- 3- Dois indivíduos diferentes entre si são selecionados aleatoriamente, aquele que apresentar melhor aptidão é escolhido.
- 4- Outros dois indivíduos diferentes tanto entre si quanto aos do passo 3 são selecionados aleatoriamente, aquele que apresentar melhor aptidão é escolhido.
- 5- É feita a recombinação em um ponto dos indivíduos escolhidos nos passos 3 e 4, aquele que apresentar melhor aptidão é escolhido para a mutação de ponto único.
- 6- O indivíduo mutado é comparado com o indivíduo da população original que apresentar a pior aptidão. Caso o indivíduo mutado tenha melhor aptidão, é realizada a substituição na população, caso contrário, será descartado.
- 7- Os passos 3, 4, 5 e 6 são repetidos até um número pré-estabelecido de iterações. Ao atingir esse número é escolhido o melhor indivíduo da população como sendo a solução.

4. RESULTADOS

A simulação foi realizada em um computador com Intel Core i5 processor, 12 GB RAM, Windows 10: 64 bits. O tempo de simulação média é de 8 minutos.

Nesse sistema a potência de base utilizada foi de 1 MVA e a tensão de base é igual a 11kV. A tensão na subestação é simétrica e vale 1 p.u.

São utilizadas aproximadamente 20% do total de barras, ou seja, os bancos de capacitores e filtros passivos são alocados em no máximo sete barras. A população do AGCB é de 50 indivíduos e o número de iterações é 250, valores esses obtidos por meio de testes durante as simulações.

Os três geradores distribuídos são alocados nas barras 12, 25 e 30 da rede elétrica de média tensão (Prado, 2013). Os valores das correntes de cada gerador fotovoltaico para a fundamental e harmônicas são descritos na Tabela 3. Sendo os três geradores fotovoltaicos iguais entre si. Descartou-se a terceira harmônica na simulação dentre as três mais significativas, pois na rede equilibrada em questão não é considerado o retorno à terra.

Tabela 3. Valores por fase da corrente fundamental e das correntes harmônicas, em Ampères, para cada GD.

	CASO				
	1	2	3	4	5
60 Hz	20	20	20	0	60
300 Hz	12	12	12	0	42
420 Hz	8	8	8	0	24

São simulados cinco casos, sendo que apenas no caso 4 os três geradores fotovoltaicos não estão alocados na rede.

- Caso 1: A rede elétrica com a demanda original.
- Caso 2: As cargas elétricas são acrescidas de 10 %.
- Caso 3: As cargas elétricas são acrescidas de 20 %.
- Caso 4: As cargas com demanda original, porém, sem os geradores fotovoltaicos alocados na rede.
- Caso 5: As cargas com demanda original, porém com aumento da corrente fundamental e das harmônicas dos três geradores fotovoltaicos.

A localização das barras, os valores dos bancos de capacitores e dos indutores obtidos como solução pelo AGCB nos cinco casos simulados encontra-se na Tabela 9 (Apêndice C).

É mostrado o comparativo antes e depois da alocação dos filtros passivos e bancos de capacitores (Tabela 4, Tabela 5, Tabela 6, Tabela 7 e Tabela 8), quantificando os custos (fo) em reais, as perdas de potência ativa (Pat) no período de dez anos, o DHT_V referente a barra com o maior índice e o fp na subestação.

4.1 Resultados do caso 1

No caso 1, após a alocação dos bancos de capacitores e filtros passivos é possível obter uma resposta melhor em relação aos níveis de tensão, aos custos e que atende às restrições operacionais. Além da redução das perdas ativas na frequência fundamental de 42.86 % depois da alocação, verifica-se a redução das perdas nas componentes harmônicas de 79.49 %, diminuindo o DHT_V na rede, o que evidencia a atuação dos filtros passivos sintonizados, conforme Tabela 4.

Tabela 4. Resultados antes e depois da alocação de bancos de capacitores e filtros passivos, para o caso 1.

	Antes	Depois
Custos (R\$)	2.457.232,20	1.422.932,28
Redução (%)	-	42.09
Pat (MWh)	9100.860	5030.197
Redução (%)	-	44.73
Pf (MWh)	8636.589	4934.968
Redução (%)	-	42.86
$Phar$ (MWh)	464.271	95.229
Redução (%)	-	79.49
DHT_V (%)	1.706	0.244
fp	0.779	0.988

Os níveis de tensão são mostrados na Fig. 1, em que se compara a solução antes e depois da alocação.

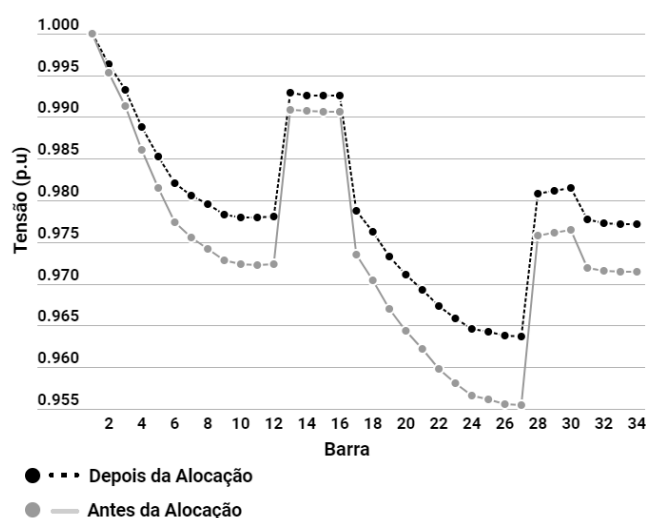


Fig. 1: Comparação da tensão antes da alocação e depois da alocação, para o caso 1.

4.2 Resultados do Caso 2

No caso 2, após a alocação dos bancos de capacitores e filtros passivos é possível obter uma resposta melhor em relação aos níveis de tensão, aos custos e que atende às restrições operacionais. Os custos e as quedas de tensões nas linhas antes da alocação são maiores ao comparar com o caso 1 devido ao aumento das cargas. Após a alocação, os custos tiveram uma redução igual a 40.15 %. A atuação dos filtros passivos sintonizados é comprovada pela redução das perdas de potência ativa pelas frequências harmônicas de 80.24 %, diminuindo o DHT_V na rede, de acordo com a Tabela 5.

Tabela 5. Resultados antes e depois da alocação de bancos de capacitores e filtros passivos, para o caso 2.

	Antes	Depois
Custos (R\$)	3.088.396,89	1.848.556,50
Redução (%)	-	40.15
Pat (MWh)	11438.507	6536.111
Redução (%)	-	42.86
Pf (MWh)	10974.236	6444.355
Redução (%)	-	41.28
$Phar$ (MWh)	464.271	91.756
Redução (%)	-	80.24
DHT_V (%)	1.716	0.265
fp	0.789	0.998

Os níveis de tensão são mostrados na Fig. 2, em que se compara a solução antes e depois da alocação. Para essa condição de carga existem limites de tensão violados, que foram corrigidos após a alocação dos bancos de capacitores e filtros passivos na rede.

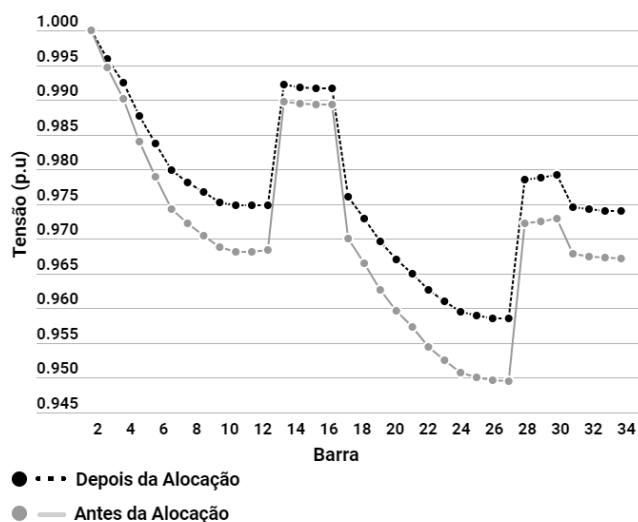


Fig. 2: Comparação da tensão antes da alocação e depois da alocação, para o caso 2.

4.3 Resultados do Caso 3

No caso 3, após a alocação dos bancos de capacitores e filtros passivos é possível obter uma resposta melhor em relação aos níveis de tensão, aos custos e que atende às restrições operacionais. Em comparação com os casos 1 e 2, os custos e as quedas de tensões nas linhas antes da alocação são maiores devido ao aumento das cargas. Os filtros passivos sintonizados atuam de forma a reduzir o DHT_V na rede (menor que 0.26 %) além de reduzir as perdas ativas na frequência fundamental (39.70 %) como é mostrado na Tabela 6. Este caso obteve a maior redução das perdas harmônicas (81.93 %) em relação aos casos anteriores. O fator de potência na subestação aumentou para um valor permitido por norma, igualmente aos casos anteriores, depois da alocação.

Tabela 6. Resultados antes e depois da alocação de bancos de capacitores e filtros passivos, para o caso 3.

	Antes	Depois
Custos (R\$)	3.771.332,73	2.310.135,94
Redução (%)	-	38.74
Pat (MWh)	13967.899	8227.140
Redução (%)	-	41.10
Pf (MWh)	13503.628	8143.247
Redução (%)	-	39.70
$Phar$ (MWh)	464.271	83.893
Redução (%)	-	81.93
DHT_V (%)	1.727	0.253
fp	0.796	0.991

Os níveis de tensão são mostrados na Fig. 3, em que se compara a solução antes e depois da alocação. Com o aumento das cargas é possível encontrar limites de tensões violados que foram corrigidos após a alocação dos bancos de capacitores e filtros passivos na rede.

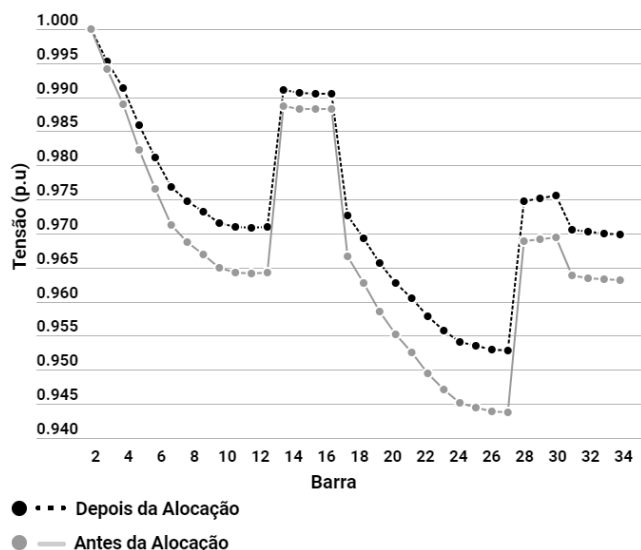


Fig. 3: Comparação da tensão antes da alocação e depois da alocação, para o caso 3.

4.4 Resultados do Caso 4

No caso 4 após a alocação dos bancos de capacitores é possível obter uma resposta melhor em relação aos níveis de tensão, aos custos e que atende às restrições operacionais. A redução dos custos atingiu 25.85 %, de acordo com a Tabela 7. As perdas elétricas na frequência fundamental antes da alocação foram maiores que o caso 1, devido a retirada dos geradores da rede. O fator de potência na subestação antes da alocação é maior em relação aos casos anteriores devido ao maior fluxo de potência ativa na subestação.

Tabela 7. Resultados antes e depois da alocação de bancos de capacitores e filtros passivos, para o caso 4.

	Antes	Depois
Custos (R\$)	3.649.252,23	2.705.952,33
Redução (%)	-	25.85
Pf (MWh)	13515.749	9786.879
Redução (%)	-	27.59
fp	0.855	0.991

Os níveis de tensão são mostrados na Fig. 4, em que se compara a solução antes e depois da alocação. Nesse caso havia níveis de tensão que ultrapassavam os limites permitidos, e, com a alocação dos bancos de capacitores, os mesmos foram corrigidos.

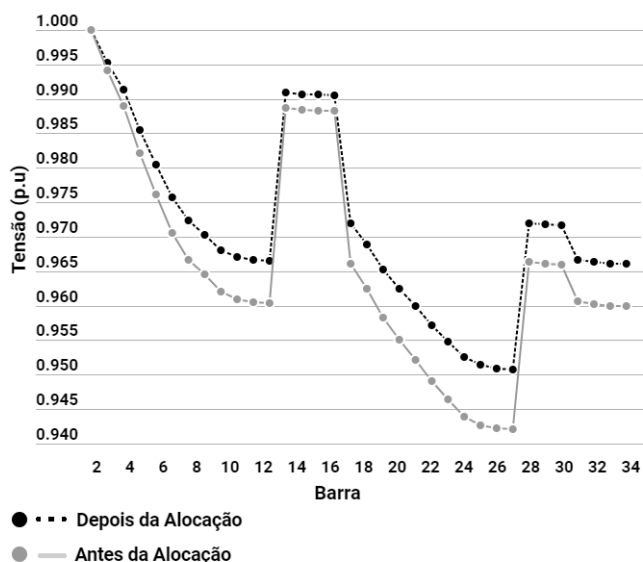


Fig. 4: Comparação da tensão antes da alocação e depois da alocação, para o caso 4.

4.5 Resultados do Caso 5

No caso 5 após a alocação dos bancos de capacitores e filtros passivos é possível obter uma resposta melhor em relação aos níveis de tensão, aos custos e que atende às restrições operacionais. Esse caso foi sugerido para superar o limite da restrição do DHT_V , por isso aumentou-se o valor das correntes das frequências harmônicas e a potência na fundamental dos três geradores fotovoltaicos, de acordo com a Tabela 3. A redução das perdas harmônicas neste caso foi de 96.68 %, sendo a maior redução dentre os casos, devido a atuação dos filtros sintonizados que reduz consideravelmente as harmônicas na rede. A redução das perdas da componente fundamental foi de 69.02 % devido aos reativos excedentes dos filtros passivos na frequência fundamental. O fator de potência na subestação, antes da alocação, é o menor valor em relação aos casos anteriores, pois o fluxo de potência ativa é menor na subestação pela presença de geradores distribuídos de potência maior ao longo da rede, sendo que o fluxo de potência reativa permanece unilateral. Neste caso houve a maior redução de custos, de 79.73 %, comparada com os casos anteriores, conforme Tabela 8.

Tabela 8. Resultados antes e depois da alocação de bancos de capacitores e filtros passivos, para o caso 5.

	Antes	Depois
Custos (R\$)	2.635.805,34	534.191,67
Redução (%)	-	79.73
Pat (MWh)	9762.242	1678.721
Redução (%)	-	82.80
Pf (MWh)	4898.168	1517.321
Redução (%)	-	69.02
$Phar$ (MWh)	4864.074	161.400
Redução (%)	-	96.68
DHT_V (%)	5.279	0.442
fp	0.407	0.944

Os níveis de tensão são mostrados na Fig. 5, em que se compara a solução antes e depois da alocação.

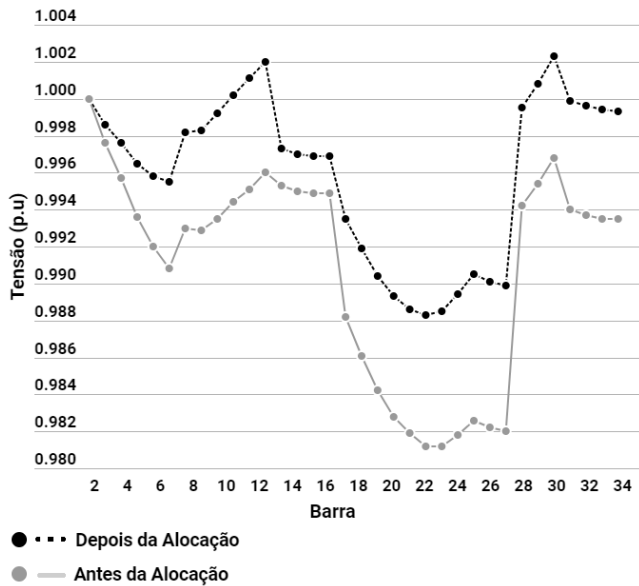


Fig. 5: Comparação da tensão antes da alocação e depois da alocação, para o caso 5.

5. CONCLUSÕES

Os resultados comprovam que houve uma redução significativa dos custos bem como uma diminuição das perdas elétricas tanto pela componente fundamental quanto pelas componentes harmônicas, e por consequência um acréscimo de tensão nas barras do sistema, para cada um dos cinco casos apresentados. Nota-se uma redução expressiva do DHT_V na rede elétrica, principalmente no caso 5, pela atuação dos filtros passivos sintonizados. A compensação da potência reativa na subestação evita que excedentes reativos vão para a rede de transmissão de energia elétrica. A resposta do AGCB é rápida, com 250 iterações. Os resultados podem contribuir para a compreensão da técnica de algoritmos genéticos especializados aplicados à alocação de filtros passivos em redes de distribuição, a mesma técnica pode ser usada para sistemas maiores e mais complexos.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Instituto Federal de Goiás, campus Jataí, por disponibilizar a estrutura necessária ao desenvolvimento desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2017). Agência Nacional de Energia Elétrica. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)*. Módulo 8, 88 p.
- Balda, J. C. A., and Oliva, A. R. (2003). *PV dispersed generator: A power quality analysis within the IEEE 519*. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 18, n. 2, p. 525–530.
- CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. (2019). Acesso em outubro de 2019. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/inicio?_afzLoop=12401559701787&_adf.ctrlstate=7vjblyxt_1
- Dugan, R. C., and Montenegro, D. (2019). Reference Guide: *The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. Electric Power Research Institute, 214 p.
- Ghiasi, M., Rashtchi, V., and Hoseini S. H. (2008). *Optimum location and sizing of passive filters in distribution networks using genetic algorithm*. International Conference on Emerging Technologies. pp 1-5. Rawalpindi, Pakistan, 18-19 October, 2008.
- IEEE STD 519-2014 (2014). *IEEE recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems*. New York: IEEE, 2014. 17 p.
- Melo, I. D., Pereira, J. L. R., Variz A. M., and Ribeiro P. F. (2020). *Allocation and sizing of single tuned passive filters in three-phase distribution systems for power quality improvement*. p. 12. Electric Power Systems Research Volume 180, March 2020.
- Pamplona, F. M. P., e Souza, B. A. (2003). *Algoritmos genéticos aplicados ao projeto de filtros harmônicos passivos em sistemas elétricos de distribuição*. V Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica. pp 1-6.
- Prado, I. F. (2013). *Alocação de geração distribuída utilizando o algoritmo genético de chu-beasley e índices de sensibilidade*. Dissertação (Mestrado em Energia Elétrica) – Universidade Federal do ABC, Santo André. 126 p.
- Semensato, M. (2018). “*Alocação de capacitores em redes de distribuição desequilibradas para minimizar perdas de energia e desequilíbrio*.” Tese de Doutorado. Universidade Estadual Paulista, UNESP, São Paulo. 136 p.
- Silva, M. P. C., Leborgne, R. C., and Barroso, V. (2017). *Análise de Alocação de Filtros para Mitigação de Distorção Harmônica em Sistemas Elétricos de Distribuição*. The 12th Latin-american congress on electricity generation and transmission. pp 1-7.
- Teixeira, M. D., Peniche, R. A., Paulillo, G., Aoki, A. R., Pereira, O. O., e Biazon, R. B. (2016). *Análise da Vida Útil de Bancos de Capacitores Submetidos a Tensões Não Senoidais*. Instituto CTGI: Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação. pp.1-6.

APÊNDICE A

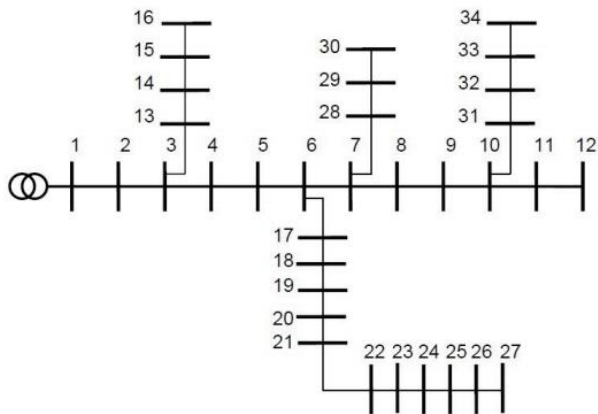


Fig. 6: Rede de distribuição de 34 barras (Prado, 2013).

APÊNDICE B

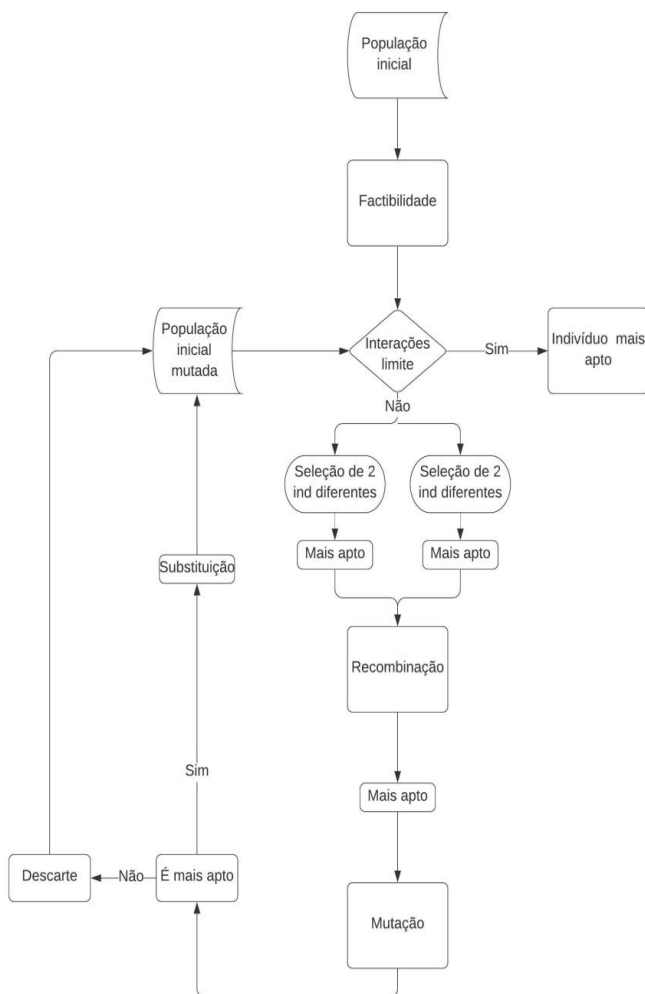


Fig. 7: Fluxograma do AGCB.

APÊNDICE C

Tabela 9. Localização das barras, valores dos bancos de capacitores e indutores, para cada caso simulado.

	Barra da rede elétrica - Banco de capacitor (kVAr) - Indutor (mH).
Caso 1	31-450-14.556; 08-450-28.530; 18-450-14.556; 25-600-21.397; 22-450-14.556
Caso 2	28-600-10.917; 06-450-28.530; 05-450-28.530; 23-600-10.917; 32-450-28.530; 26-450-28.530
Caso 3	05-600-21.397; 21-450-14.556; 24-300-21.834; 22-150-43.668; 08-600-10.917; 31-450-28.530; 26-450-28.530
Caso 4	25-300-0.000; 22-450-0.000; 28-450-0.000; 23-450-0.000; 18-600-0.000; 4-300-0.000; 11-450-0.000
Caso 5	25-450-14.556; 12-450-28.530; 10-150-43.668; 25-300-42.795; 17-300-21.834; 30-450-28.530; 19-300-21.834