

Otimização multiobjetivo para alocação de geradores distribuídos e banco de capacitores fixos

Andrei C. Ribeiro
Universidade Federal do Piauí
Estudante de Pós-graduação em EE
Teresina, Piauí
Email: andrei@ufpi.edu.br

Fábio R. Barbosa
Universidade Federal do Piauí
Professor do Departamento de EE
Teresina, Piauí
Email: fabiorocha@ufpi.edu.br

Francisco V. E. Lemos
Universidade Federal do Piauí
Estudante de Pós-graduação em EE
Teresina, Piauí
Email: victorlemos@ufpi.edu.br

Resumo—Algumas medidas adotadas para melhorar a performance de sistemas de distribuição são a inserção de geração distribuída (GD) e bancos de capacitores (BC). Este trabalho apresenta um modelo de otimização multiobjetivo para o dimensionamento e posicionamento simultâneo ou não desses recursos. O NSGA-II foi utilizado como ferramenta de busca para minimizar as perdas de potência ativa, melhorar o perfil de tensão, aumentar a capacidade de transferência disponível e reduzir o tamanho do empreendimento. As simulações foram realizadas no MATPOWER no sistema de 33 barras. A escolha de pontos extremos da fronteira de Pareto e a composição *max-min* foram as ferramentas utilizadas para *trade-off* e decisão final. O ganho de performance do sistema pós-alocação sugere que a inserção simultânea de GD e BC deve ser priorizada.

Keywords—Alocação de Geração Distribuída; Inserção de banco de capacitores; NSGA-II; Pontos extremos; Composição *max-min*.

I. INTRODUÇÃO

As concessionárias buscam operar seus sistemas de distribuição de forma otimizada. Tendo em vista que estes sistemas apresentam perdas técnicas e que a redução destas perdas possui impacto tarifário tanto para a concessionária quanto para os consumidores, vários estudos relativos à minimização de perdas de potência vêm sendo realizados [1]–[5].

Algumas medidas para reduzir as perdas de energia em sistemas de distribuição são a utilização de geração distribuída (GD) e bancos de capacitores (BC). Antes, porém, é necessário determinar os locais, tamanhos dos geradores e quantidade de capacitores a serem instalados.

A. Inserção de banco de capacitores

Ao realizar uma busca simples com os termos "*capacitor placement*" no Scopus, base de dados de periódicos acadêmicos, veja a Figura 1, observa-se o uso consolidado de BC para redução das perdas. As primeiras publicações sobre o tema foram lançadas no final da década de 1950 [6]. Mesmo assim, o tema ainda desperta a atenção dos pesquisadores.

Em um circuito puramente senoidal, o fator de potência (FP) é igual ao cosseno do ângulo entre a potência ativa e a potência aparente. Baixos valores de fator de potência são decorrentes de grandes quantidades de potência reativa. Essa condição resulta em aumento da corrente total que circula nas redes de distribuição. As perdas ocorrem em forma de calor e são proporcionais ao quadrado da corrente total. O aumento

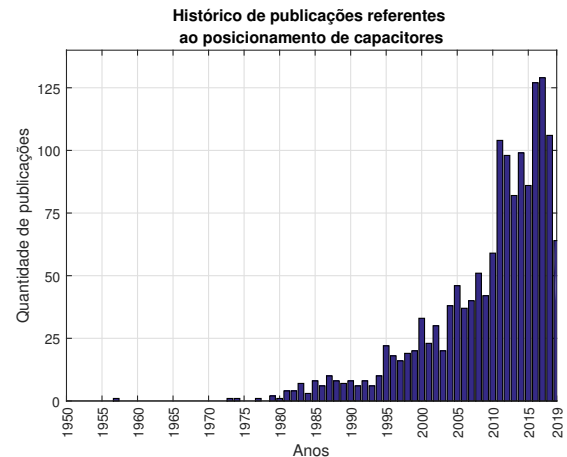


Figura 1: Histórico de publicações relacionadas à alocação de capacitores.

da corrente devido ao excesso de energia reativa também leva a quedas de tensão acentuadas. Por fim, a energia reativa ao sobrecarregar uma instalação elétrica também inviabiliza sua plena utilização, condicionando a instalação de novas cargas a investimentos que seriam evitados se o FP apresentasse valores mais altos. O espaço ocupado pela energia reativa poderia ser utilizado para o atendimento de novas cargas.

A correção de FP é realizada utilizando BC fixos e automáticos. O método analítico mais popular é a regra dos 2/3 [6]. De acordo com esta regra, para obter a redução máxima, um capacitor com tamanho equivalente a 2/3 da carga reativa indutiva deve ser instalado a uma distância da subestação igual a 2/3 do comprimento total do alimentador. Em [7], entretanto, é mostrado que a aplicação da regra dos 2/3 pode resultar em aumento de perdas.

Pode-se garantir a redução das perdas, a melhora do perfil de tensão e o aumento da capacidade de transmissão de energia apenas quando os BC são posicionados e dimensionados de forma adequada [8].

B. Alocação de GD

De forma mais recente, diversos trabalhos têm sido realizados para aproveitar ao máximo a inserção de geradores

distribuídos.

Ao pesquisar no Scopus os termos "*distributed generation placement*", veja a Figura 2, observa-se um número crescente de pesquisas nas duas últimas décadas.

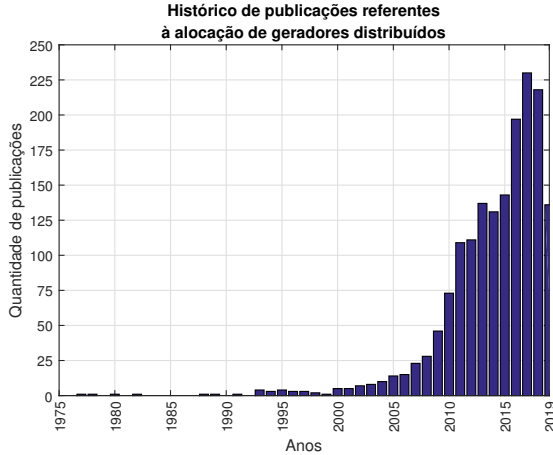


Figura 2: Histórico de publicações relacionadas à alocação de geradores distribuídos.

O aumento da viabilidade técnica associada à redução de custos, maior dificuldade para construção de linhas de transmissão, demanda de energia e preocupação ambiental crescentes são os fatores responsáveis pelo crescimento das publicações.

Para a concessionária a GD pode proporcionar redução do nível de carregamento em condições de sobrecarga e diminuir as perdas de potência. Esse benefício também permite postergar investimentos na construção de subestações [9]–[12].

Adicionar geradores distribuídos em um barramento é uma solução efetiva para afundamentos de tensão [9]. Com a adição de GD em uma barra, o nível de tensão nessa e nas barras vizinhas é aumentado. Logo, a inserção adequada permite melhorar o perfil de tensão do sistema [12].

A inserção de GD aumenta a capacidade de transferência do sistema em questão. Com mais fontes de fornecimento de energia, reduz-se o impacto de falhas e interrupções [12], há também a possibilidade de ilhamento intencional onde cargas prioritárias podem continuar a ser atendidas [11]. Embora, a regulamentação brasileira ainda não defina esse tipo de operação, não permitindo ao acessante energizar um circuito desenergizado pela distribuidora.

C. Posicionamento simultâneo de GD e capacitores shunt

A inserção de GD provoca a modificação do fluxo de potência em redes radiais de distribuição. Com a utilização da GD, passa a existir mais de um ponto de geração interligado à rede de distribuição.

Nessa situação, o fluxo de potência não é mais unidirecional e a subestação da distribuidora pode até receber potência ao invés de fornecer. Isso causa impactos na rede, principalmente do ponto de vista da proteção do sistema, no que diz respeito ao ajuste de parâmetros e a devida coordenação [11]–[13].

Além disso, a maior parte da carga das unidades consumidoras consome potência reativa indutiva. As cargas indutivas necessitam de campo eletromagnético para seu funcionamento, por isso a necessidade de potência ativa e reativa.

As unidades de GD de pequeno porte utilizam geradores assíncronos que não são capazes de fornecer energia reativa. Até mesmo as unidades com interface de eletrônica de potência só conseguem fornecer uma certa quantidade de energia reativa [12].

O posicionamento simultâneo é considerado para aproveitar ao máximo os benefícios da inserção de geradores distribuídos e banco de capacitores e reduzir eventuais impactos negativos. A alocação ótima de GD e BC é um problema de otimização não-linear de difícil tratamento [14]–[16]. Dois fatores adicionam mais complexidade ao problema, a existência de várias soluções factíveis e o elevado tempo computacional que torna abordagens exaustivas impraticáveis.

Listando referências recentes [1], [17]–[19], verifica-se uma preferência por técnicas de inteligência computacional em relação a métodos tradicionais. A hibridização de técnicas inteligentes e a combinação com métodos clássicos também são escolhas relevantes [14]–[16].

Diante da revisão bibliográfica realizada, optou-se no presente trabalho por construir um modelo de otimização multi-objetivo e utilizar o NSGA-II para a inserção simultânea ou não de geradores e capacitores no sistema de distribuição de 33 barras. Duas técnicas foram utilizadas para escolha final, a escolha de pontos extremos entre dois objetivos conflitantes e a Lógica Fuzzy a partir da composição *max-min*.

II. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Os objetivos que compõe o modelo multiobjetivo para alocação de geradores distribuídos e banco de capacitores *shunt* são descritos nas subseções a seguir. Por fim, as restrições adotadas que devem ser completamente satisfeitas são apresentadas.

A. Minimizar as perdas de potência ativa

Em sistemas de distribuição radiais, as perdas dependem principalmente de dois fatores que são a impedância das linhas e a tensão entre as barras. A impedância mencionada é considerada constante, visto que variações são comumente desprezadas. Dessa forma, ajustes na tensão são a única alternativa para melhorar o desempenho de um sistema de distribuição e reduzir as perdas elétricas.

Para que os ajustes citados sejam alcançados ações como a alocação ótima de geradores distribuídos e o posicionamento estratégico de capacitores são consideradas. As perdas f_1 são representadas pela Equação 1:

$$\min f_1(\bar{X}) = \sum_{i=1}^{N_r} \left| \frac{v_f}{\tau e^{j\theta_{shift}}} - v_t \right|^2 \quad (1)$$

por inspeção, as perdas em um ramo dependem de fatores como a resistência r_s e a reatância x_s da linha, parâmetros de transformação como a relação de tap τ e o ângulo de deslocamento de fase θ_{shift} , além da tensão v_f e v_t nas barras f e t

localizadas nas extremidades de uma linha. Nesse trabalho as perdas são calculadas com auxílio do *software* MATPOWER [20], a partir da função *get_losses()* que contabiliza as perdas nos N_r ramos existentes.

B. Melhorar o perfil de tensão

Como mencionado anteriormente, a redução das perdas está fortemente correlacionada com a melhora do perfil de tensão.

O objetivo de melhorar o perfil de tensão é modelado considerando a redução do desvio total de tensão de uma barra V_j e um valor de referência V_j^{ref} definido em 1,0 p.u., conforme a Equação 2:

$$\min f_2(\bar{X}) = \sum_{j=1}^{N_b} \left(\frac{V_j^{ref} - V_j}{V_j^{ref}} \right)^2 \quad (2)$$

Ao reduzir o desvio total entre as barras f_2 , o sistema apresentará um perfil de tensão mais homogêneo.

C. Aumentar a capacidade de transferência disponível

A capacidade de transferência disponível em uma rede é uma característica importante. A descentralização e o posicionamento de capacitores possibilitam o atendimento de mais consumidores mantendo a qualidade de energia, sem aumentar a geração na subestação.

Esse objetivo é definido pela Equação 3:

$$\max f_3(\bar{X}) = \sum_{i=1}^n (S_{base} - S_{i-j}) \quad (3)$$

$$S_{i-j} = \sqrt{P_{i-j}^2 + Q_{i-j}^2} \quad (4)$$

onde, S_{i-j} é o valor do fluxo de potência aparente da i -ésima barra até a j -ésima barra.

$$S_{base} = \sqrt{S_{1-2}} \quad (5)$$

S_{base} é a capacidade de transferência total, do inglês *Total Transfer Capability* (TTC), que é igual a S_{1-2} quando não existem alocações. P_{i-j} e Q_{i-j} são os valores de fluxo de potência ativa e reativa da i -ésima barra até a j -ésima barra, respectivamente.

D. Reduzir o tamanho total do empreendimento

Os três objetivos anteriores possuem natureza técnica. É importante confrontá-los com um quarto objetivo de natureza distinta. Ao otimizar não só funções de natureza técnica, mas também uma função de natureza econômica, os benefícios da GD e BC são aproveitados tanto para a concessionária como para eventuais investidores.

O tamanho total do empreendimento, Equação 6, foi escolhido com esse propósito, pois impacta diretamente no custo econômico e no impacto ambiental causado.

$$\min f_4(\bar{X}) = \sqrt{Tam_{GD}^2 + Tam_{cap}^2} \quad (6)$$

$$Tam_{GD} = \sum_{l=1}^{N_{GD}} P_{GD} \quad (7)$$

$$Tam_{cap} = \sum_{l=1}^{N_{cap}} Q_{cap} \quad (8)$$

onde P_{GD} e Q_{cap} representam a injeção de potência ativa e reativa, respectivamente. Tam_{GD} e Tam_{cap} contabilizam todos os geradores distribuídos e bancos de capacitores em cenários pós-alocação.

E. Premissas e considerações

Nesse trabalho, todas as barras, exceto a barra 1, são candidatas à alocação de GD e ao posicionamento de capacitores. Um barramento não pode receber mais de uma alocação do mesmo tipo.

Geradores distribuídos são modelados como cargas negativas com fator de potência unitário, a injeção de potência reativa dos capacitores, por sua vez, é modelada como cargas negativas reativas.

Todas as soluções devem atender as restrições de igualdade e desigualdade listadas a seguir.

1) *Balanço de potência*: A geração total $P_G + jQ_G$, isto é, geração centralizada e geração ativa e reativa a ser incluída, deve ser igual a soma das perdas $P_L + jQ_L$ com a demanda das cargas $P_D + jQ_D$. Essa restrição de igualdade é conhecida como balanço de potência ativa e reativa.

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_b} P_G = P_L + \sum P_D \\ \sum_{i=1}^{N_b} Q_G = Q_L + \sum Q_D \end{cases} \quad (9)$$

2) *Restrição de magnitude de tensão nas barras*: Segundo o Módulo 8 do PRODIST [21], em sistemas com tensão de referência entre 1 kV e 69 kV, o limite inferior de tensão permitido V_{min} é igual a 93% da tensão nominal V_{ref} , enquanto o limite superior permitido V_{max} é igual a 105%.

$$\underbrace{0,93V_{ref}}_{V_{min}} \leq V_n \leq \underbrace{1,05V_{ref}}_{V_{max}} \quad (10)$$

3) *Restrição de injeção de potência ativa*: O nível de penetração da geração distribuída P_{GD} é limitado até 100% da demanda de potência ativa.

$$\sum_{l=1}^{N_{GD}} P_{GD} \leq P_D \quad (11)$$

4) *Restrição de injeção de potência reativa*: Assim como a injeção de potência ativa devido a geração distribuída, a injeção de potência reativa no sistema devido aos capacitores *shunt* não pode exceder a potência reativa demandada pelo sistema Q_c^L .

$$\sum_{l=1}^{N_{cap}} Q_{cap} \leq Q_c^L \quad (12)$$

Os bancos de capacitores fixos Q_{cap} disponíveis na indústria são representados pela Equação 13:

$$Q_{cap} = KQ_0 \quad (13)$$

onde K é um número inteiro que representa a quantidade de capacitores e Q_0 é a capacitância de cada unidade do banco.

Nesse estudo, utilizou-se $Q_0 = 50$ kVAR. Dessa forma, o dimensionamento dos capacitores sempre será representado por múltiplos desse valor.

III. METODOLOGIA

De forma geral, um problema de otimização consiste na obtenção de um conjunto de variáveis que satisfaça algumas restrições e otimize uma ou mais funções. Geralmente em problemas de otimização multiobjetivo, os objetivos tratados são conflitantes e não existe uma solução que seja ótima com respeito a todos os objetivos.

Por exemplo, para um problema de otimização com dois objetivos conflitantes, a solução com a melhor avaliação em um objetivo tende a ter o pior desempenho populacional para o outro objetivo.

Uma solução x_1 domina uma solução x_2 , ambas pertencentes ao espaço de critério, se as duas condições a seguir são satisfeitas:

- A solução x_1 não pode ser pior que x_2 em todos os objetivos, isto é, $f_k(x_1) \leq f_k(x_2)$, $k = 1, \dots, p$;
- A solução x_1 deve ser melhor que x_2 em pelo menos um objetivo $\bar{k} \in (1, \dots, p)$, isto é, $f_{\bar{k}}(x_1) < f_{\bar{k}}(x_2)$.

Neste trabalho, uma metodologia baseada no uso de AG multiobjetivo é proposta para o problema de alocação ótima de GD e BC. Em seguida, dois métodos de seleção são empregados em conjunto para reduzir as opções não-dominadas da fronteira de Pareto. Dessa forma, espera-se flexibilizar o processo de decisão de engenheiros e gestores do setor elétrico.

A. Método de busca: NSGA-II

Os algoritmos genéticos (AG) são técnicas heurísticas de otimização global, onde populações são criadas e submetidas aos operadores de seleção, recombinação (*crossover*) e mutação.

Esses operadores utilizam e modificam características genéticas de indivíduos selecionados com a melhor avaliação, gerando um processo de evolução natural destes, que eventualmente deverá gerar um indivíduo que caracterizará uma boa solução (talvez até a melhor possível) para o problema.

O *Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm-II* (NSGA-II) é um algoritmo genético de otimização multiobjetivo. Ele foi criado para suprir as carências e críticas da versão anterior: alta complexidade computacional para ordenação, ausência de elitismo e a necessidade de parâmetros adequados para garantir diversidade [22].

Ele apresenta a mesma estrutura do AG clássico, diferenciando-se apenas no processo com o qual os indivíduos são selecionados. O processo de seleção do NSGA-II é apresentado no fluxograma da Figura 3.

Esse algoritmo constrói uma população R_i com os pais P_i e filhos Q_i . Em seguida, cria fronteiras F_1 , F_2 , F_3 e assim sucessivamente com os indivíduos, de acordo com o nível de não-dominância.

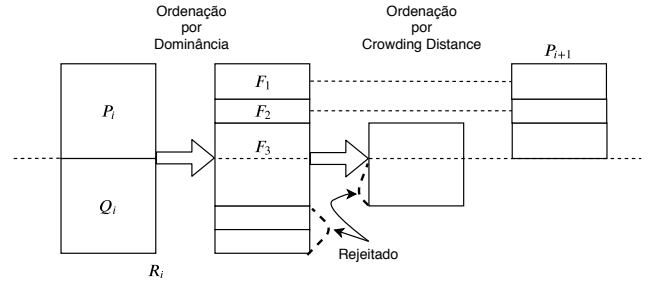


Figura 3: P_i é a população de pais e Q_i a de filhos na geração i . F_1 engloba as melhores soluções da população combinada (pais e filhos). F_2 são as melhores soluções excluindo F_1 e assim sucessivamente.

Os parâmetros utilizados pelo algoritmo de otimização estão listados na Tabela I. Estes parâmetros foram escolhidos após diversas simulações levando em consideração a convergência populacional média apresentada em cada objetivo durante a execução.

Tabela I: Parâmetros especificados para o NSGA-II

Parâmetro	Especificação
Número de gerações	100
Tamanho da população	100
Criação da população inicial	Distribuição uniforme
Método de seleção	Torneio binário
Método de cruzamento	Crossover aritmético
Método de mutação	Mutação gaussiana

B. Método de escolha: pontos extremos

Após a última geração do método de busca, uma população formada por possíveis alocações não-dominadas é obtida. Para o compromisso de escolha final, os pontos extremos são escolhidos. Esses pontos apresentam o melhor valor alcançado em cada objetivo.

Para facilitar a visualização, os pontos extremos são destacados em fronteiras de Pareto com pares de objetivos conflitantes como exemplificado na Figura 4a e 4b.

C. Método de escolha: composição max-min

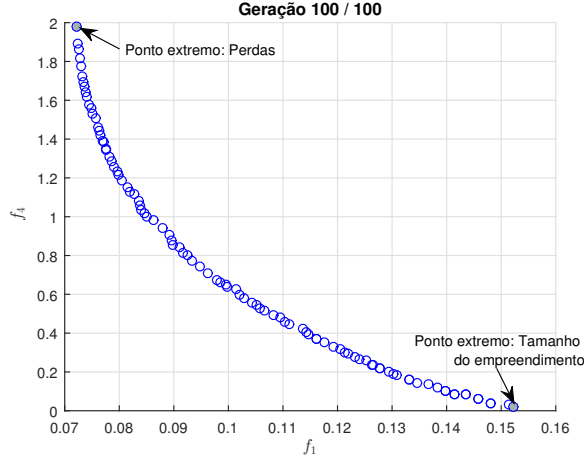
Como o modelo proposto é formado por objetivos conflitantes vide Figura 4, soluções extremas irão sempre priorizar um objetivo, enquanto rejeitam outro.

Dessa forma, é interessante que o processo de seleção também apresente um mecanismo que pondere todos os objetivos do modelo. A abordagem baseada em lógica Fuzzy proposta em [23] foi adaptada para atender a esse compromisso.

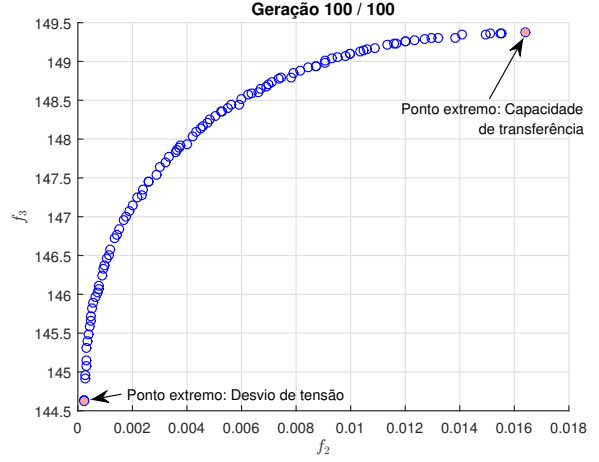
Cada indivíduo da última geração será classificado em relação aos objetivos do modelo de acordo com coeficientes definidos pelas Equações 14-17:

$$\alpha_i = \frac{f_1^{(i)}}{f_1^0} \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_{pop} \quad (14)$$

$$\beta_i = \frac{f_2^{(i)}}{f_2^0} \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_{pop} \quad (15)$$



(a) Perdas vs tamanho do empreendimento



(b) Desvio de tensão vs capacidade disponível

Figura 4: Fronteiras de Pareto bidimensionais e exemplos de pontos extremos.

$$\gamma_i = \frac{f_3^{(i)}}{f_3^0} \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_{pop} \quad (16)$$

$$\lambda_i = \frac{f_4^{(i)}}{f_4^0} \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_{pop} \quad (17)$$

onde α_i , β_i , γ_i e λ_i são, respectivamente, os coeficientes normalizados de perdas de potência ativa, desvio de tensão, capacidade de transferência disponível e tamanho do empreendimento.

Esses coeficientes são simplesmente a razão dos objetivos depois das alocações $f_1^{(i)}$, $f_2^{(i)}$, $f_3^{(i)}$ e $f_4^{(i)}$ com os valores iniciais f_1^0 , f_2^0 , f_3^0 e f_4^0 . Visto que antes da alocação f_4^0 é nulo, esse valor foi substituído pelo limite das restrições de injeção definidas pela Equação 11 e 12, ou seja, o maior tamanho permitido para o empreendimento.

Por exemplo, quanto mais próximo α_i estiver de 1, menor será a redução de perdas alcançada com a alocação. Por outro lado, quanto mais próximo α_i estiver de 0, maior será a redução de perdas alcançada.

Considerações análogas podem ser feitas para os outros coeficientes. Entretanto, vale lembrar que deseja-se maximizar f_3 , logo o coeficiente associado a esse objetivo γ_i deve apresentar sempre valor maior que 1.

As funções de pertinência μ_α , μ_β e μ_λ para as perdas técnicas, desvio de tensão e tamanho do empreendimento, respectivamente, são definidas a partir das Equações 18, 19 e 21. A função de pertinência para a capacidade de transferência disponível μ_γ , por sua vez, é definida a partir da Equação 20.

$$\mu_\alpha = \begin{cases} 1, & \text{para } \alpha_i \leq \alpha_{\min} \\ \frac{\alpha_{\max} - \alpha_i}{\alpha_{\max} - \alpha_{\min}}, & \text{para } \alpha_{\min} < \alpha_i < \alpha_{\max} \\ 0, & \text{para } \alpha_i \geq \alpha_{\max} \end{cases} \quad (18)$$

$$\mu_\beta = \begin{cases} 1, & \text{para } \beta_i \leq \beta_{\min} \\ \frac{\beta_{\max} - \beta_i}{\beta_{\max} - \beta_{\min}}, & \text{para } \beta_{\min} < \beta_i < \beta_{\max} \\ 0, & \text{para } \beta_i \geq \beta_{\max} \end{cases} \quad (19)$$

$$\mu_\gamma = \begin{cases} 0, & \text{para } \gamma_i \leq \gamma_{\min} \\ \frac{\gamma_{\max} - \gamma_i}{\gamma_{\max} - \gamma_{\min}}, & \text{para } \gamma_{\min} < \gamma_i < \gamma_{\max} \\ 1, & \text{para } \gamma_i \geq \gamma_{\max} \end{cases} \quad (20)$$

$$\mu_\lambda = \begin{cases} 1, & \text{para } \lambda_i \leq \lambda_{\min} \\ \frac{\lambda_{\max} - \lambda_i}{\lambda_{\max} - \lambda_{\min}}, & \text{para } \lambda_{\min} < \lambda_i < \lambda_{\max} \\ 0, & \text{para } \lambda_i \geq \lambda_{\max} \end{cases} \quad (21)$$

onde $\alpha_{\min} = 0,5$ e $\alpha_{\max} = 1$ para as perdas, $\beta_{\min} = 0,1$ e $\beta_{\max} = 1$ para o desvio de tensão, $\gamma_{\min} = 1$ e $\gamma_{\max} = 1,1$ para a capacidade disponível, $\lambda_{\min} = 0,1$ e $\lambda_{\max} = 1$ para o tamanho do empreendimento são os parâmetros para a alocação de GD.

Para a alocação simultânea de GD e BC, $\alpha_{\min} = 0,05$ e $\alpha_{\max} = 1$ para as perdas, $\beta_{\min} = 0,02$ e $\beta_{\max} = 1$ para o desvio de tensão, $\gamma_{\min} = 1$ e $\gamma_{\max} = 1,15$ para a capacidade disponível, $\lambda_{\min} = 0,6$ e $\lambda_{\max} = 1$. A escolha desses limites foi realizada por tentativa e erro, considerando a qualidade das soluções e a preferência entre os objetivos.

Para minimização, as funções de pertinência são retratadas como mostrado na Figura 5. Para maximização, as funções de pertinência são consideradas como mostrado na Figura 6.

Na composição *max-min*, a menor avaliação por indivíduo é considerada. Em seguida, a maior avaliação global é selecionada. Dessa forma, uma solução intermediária que pondera todos os objetivos pode ser escolhida.

$$\bar{\mu}_{i,n} = \min(\mu_{\alpha_i}, \mu_{\beta_i}, \mu_{\gamma_i}, \mu_{\lambda_i}) \quad (22)$$

$$\Delta = \max(\bar{\mu}_{i,n}) \quad (23)$$

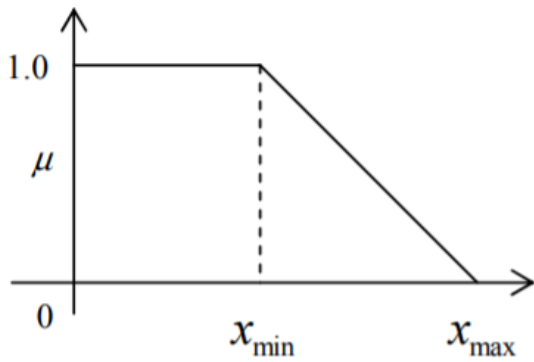


Figura 5: Função de pertinência para perdas, desvio de tensão e tamanho do empreendimento.

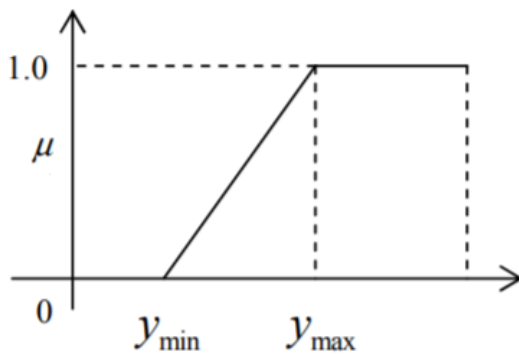


Figura 6: Função de pertinência para capacidade de transferência disponível.

IV. RESULTADOS E ANÁLISE

A formulação do problema e metodologia proposta para solução são aplicadas ao sistema de 33 barras e 32 ramos [24]. Esse sistema apresenta uma tensão nominal de 12,66 kV e está representado na Figura 7. Além disso, ele apresenta uma carga instalada igual a 3,72 MW e 2,30 MVar, com 202,7 kW de perdas iniciais e 136,76 MVA de capacidade de transferência disponível.

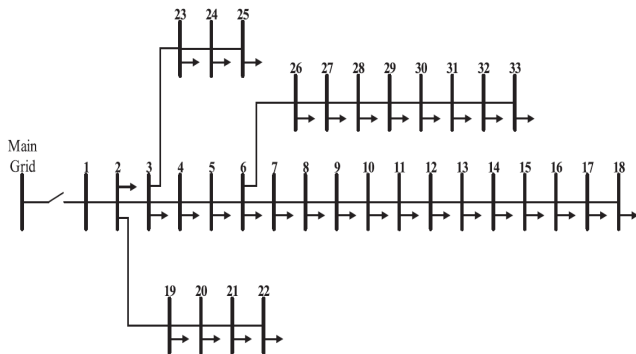


Figura 7: Sistema de 33 barras.

As simulações foram realizadas no MATLAB(R) (versão R2015a - 8.5.0.197613) e o MATPOWER (versão 7.0b1) foi utilizado para cálculo do fluxo de potência em um processador Intel(R)Core(TM) i7-5500U CPU @ 2.40 GHz.

As soluções obtidas aplicando o método de escolha de pontos extremos e composição *max-min* estão apresentadas na Tabela II e Tabela III, respectivamente. As perdas f_1 estão em MW, os valores de f_3 em MVA e os valores de f_4 em MW, MVar ou MVA, dependendo do tipo de empreendimento, isto é, alocação de GD, alocação de BC ou alocação simultânea.

Como destacado na Tabela II, o método de pontos extremos possibilita escolher o melhor valor encontrado para determinado objetivo. Por outro lado, como mostra a Tabela III, a composição *max-min* permite ponderar todos os objetivos e escolher uma solução intermediária.

As perdas de potência foram reduzidas em até 64,7% ao considerar apenas a GD. Reduções de até 93% foram alcançadas com a alocação simultânea. A capacidade de transferência disponível foi aumentada em até 9,2% ao considerar apenas a GD. Incrementos de até 17,4% foram observados com a alocação simultânea.

Para observar a redução do desvio de tensão entre as barras, ou seja, a melhora do perfil de tensão, os três perfis de tensão em cenários sem alocação, com GD e com GD e BC simultaneamente são mostrados na Figura 8. Os limites regulatórios considerados, 0,93 p.u. (11,77 kV) e 1,05 p.u. (13,29 kV), são ilustrados por linhas horizontais.

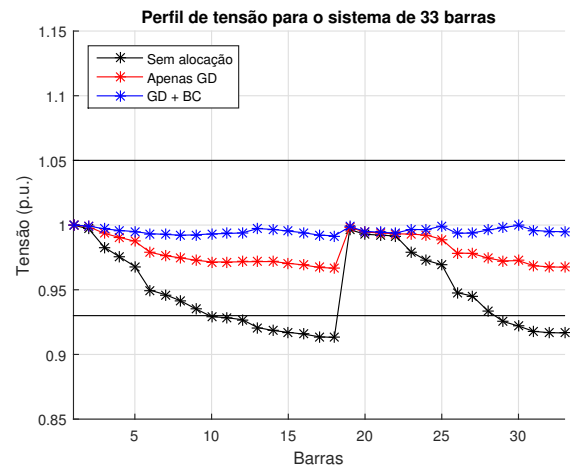


Figura 8: Perfil de tensão para o sistema de 33 barras considerando alocações via composição *max-min*.

No sistema estudado, a barra 18 apresenta a maior distância em relação à subestação e conseqüentemente o menor valor de tensão. Sem nenhuma alocação, a tensão nessa barra é igual a 0,9131 p.u. (11,56 kV). Nos cenários pós-alocação, observa-se um perfil mais homogêneo. Ao considerar exclusivamente a alocação de GD, o valor de tensão passa a ser 0,9667 p.u. (12,24 kV). Com a alocação de GD e BC de forma simultânea, a tensão passa a ser 0,9917 p.u. (12,55 kV).

Na Tabela IV, os objetivos do modelo são calculados considerando soluções de outros trabalhos. Os resultados alcançados

Tabela II: Cenários pré-alocação e pós-alocação via seleção por pontos extremos.

Cenário	Barra (Tamanho)			f_1	f_2	f_3	f_4
Pré-alocação	-			0.2027	0.1171	136.76	4.3736
Apenas GD	24 (0.6111 MW)	14 (0.6547 MW)	30 (0.8735 MW)	0.0715	0.0132	149.26	2.1393
	25 (0.7325 MW)	13 (1.1654 MW)	30 (1.6062 MW)	0.1084	0.0003	144.40	3.5042
	24 (0.6045 MW)	14 (0.5109 MW)	30 (0.8952 MW)	0.0723	0.0173	149.37	2.0106
	-	18 (0.0443 MW)	-	0.1450	0.0781	142.04	0.0443
Alocação simultânea ou não	13 (0.8486 MW)	24 (0.6854 MW)	30 (0.7836 MW)	0.0144	0.00037	160.60	2.4518
	13 (0.150 MVar)	8 (0.300 MVar)	30 (0.350 MVar)				
	13 (0.8880 MW)	25 (0.6854 MW)	30 (0.8619 MW)	0.0179	0.00022	159.94	2.5633
	30 (0.300 MVar)	9 (0.200 MVar)	8 (0.300 MVar)				
	13 (0.8236)	24 (0.6854 MW)	31 (0.7836 MW)	0.0155	0.0005	160.21	2.4629
	30 (0.400 MVar)	14 (0.350 MVar)	8 (0.150 MVar)				
	-	-	-	0.0924	0.0484	147.78	0.1500
	32 (0.05 MVar)	14 (0.05 MVar)	30 (0.05 MVar)				

Tabela III: Cenários pré-alocação e pós-alocação via seleção por composição *max-min*.

Cenário	Barra (Tamanho)			f_1	f_2	f_3	f_4
Pré-alocação	-			0.2027	0.1171	136.76	4.3736
Apenas GD	24 (0.6045 MW)	14 (0.5109 MW)	30 (0.8952 MW)	0.0723	0.0173	149.37	2.0106
Alocação simultânea ou não	13 (0.6515 MW)	25 (0.6854 MW)	30 (0.8817 MW)	0.0160	0.0009	160.06	2.3119
	30 (0.350 MVar)	14 (0.250 MVar)	8 (0.050 MVar)				

são comparados a solução obtida via composição *max-min*.

Na primeira metade dessa tabela estão listados trabalhos que apresentam soluções para alocação de GD e BC de forma simultânea. Na outra metade, trabalhos que consideram apenas esses recursos de forma isolada são citados. Uma simples inspeção nos objetivos mostra que o método proposto convergiu para soluções superiores tanto para a alocação simultânea como para a alocação de apenas um dos recursos.

Tabela IV: Qualidade das soluções propostas em trabalhos de alocação de geração distribuída e banco de capacitores.

Referência	f_1	f_2	f_3	f_4
Este trabalho	16.0 kW	0.0009	160.06 MVA	2.3119
[2]	71.5 kW	0.0061	148.95 MVA	2.9028
[17]	44.4 kW	0.0088	154.82 MVA	4.4551
[25]	66.1 kW	0.0059	149.77 MVA	1.7177
[26]	93.7 kW	0.0393	146.23 MVA	1.2806
Este trabalho	72.3 kW	0.0173	149.37 MVA	2.0106
[4]	87.7 kW	0.012	145.58 MVA	2.4300
[27]	76.9 kW	0.0064	148.38 MVA	2.9540
[28]	99.0 kW	0.0137	144.04 MVA	1.7256
[29]	90.4 kW	0.0267	147.06 MVA	1.1160

É importante destacar que a superioridade citada considera apenas o valor dos objetivos, visto que trabalhos diferentes apresentam suas próprias singularidades. Por exemplo, em [17] e [25] a alocação simultânea é realizada obrigatoriamente na mesma barra. Já em [29] e [26] as alocações devem possuir o mesmo tamanho.

V. CONCLUSÃO

Pode-se afirmar que com as respectivas inserções, a melhora dos objetivos foi alcançada e as restrições propostas foram respeitadas. Considerando os objetivos técnicos, a metodologia adotada apresentou desempenho superior a outros trabalhos. Pelos resultados apresentados nesse artigo e em outros trabalhos, cenários que consideram a alocação simultânea de GD e BC apresentam performance superior e devem ser priorizados.

Na prática, as alocações de GD são definidas pelos consumidores, de modo que trabalhos dessa natureza podem colaborar com eventuais incentivos para os clientes que instalem GD em locais ótimos no sistema de distribuição e assim facilitar o posicionamento estratégico de BC pelas concessionárias. É importante ressaltar que nenhuma metodologia garante o ponto ótimo, ponto este que só é garantido através da enumeração completa de todas as alternativas de alocação.

Entre as contribuições apresentadas, destaca-se a construção do modelo multiobjetivo que é capaz de suprir o interesse de públicos diferentes como companhias de energia e investidores. A combinação de dois métodos de seleção agregou versatilidade ao processo de escolha. Embora, haja certo criticismo para a definição dos coeficientes de pertinência por tentativa e erro.

Para trabalhos futuros pretende-se tornar o modelo mais realista para investidores a partir da discriminação do custo de instalação e do impacto social e ambiental da inserção de GD e BC, que foram tratados de forma bastante simplória considerando apenas o tamanho do empreendimento. Além disso, pretende-se adicionar mais robustez ao modelo adicionando variações no carregamento como novas versões para carga pesada e pico de carga e aplicar outros algoritmos de busca como SPEA2 e NSGA-III. Por fim, pretende-se submeter o modelo proposto a um sistema de distribuição real.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001. Os autores também agradecem ao Programa P&D - Aplicação de um Transformador de Estado Sólido em Rede de Distribuição em Escala Reduzida Conectado a um Sistema de Minigeração Fotovoltaica financiado pela Cepisa S/A e executado com apoio da Fundação Cultural e de Fomento à Pesquisa, Ensino, Extensão e Inovação - FADEX.

REFERÊNCIAS

- [1] S. K. Sudabattula, K. Muniswamy, and V. Suresh, "Simultaneous allocation of distributed generators and shunt capacitors in distribution system," *ECTI Transactions on Electrical Engineering, Electronics, and Communications*, vol. 17, no. 1, pp. 35–50, 2019.
- [2] M. Aman, G. Jasmon, K. Solangi, A. Bakar, and H. Mokhlis, "Optimum simultaneous dg and capacitor placement on the basis of minimization of power losses," *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, vol. 5, no. 5, p. 516, 2013.
- [3] A. Sadighmanesh, K. Zare, and M. Sabahi, "Distributed generation unit and capacitor placement for multi-objective optimization," *International Journal of Electrical & Computer Engineering (2088-8708)*, vol. 2, no. 5, 2012.
- [4] D. Q. Hung and N. Mithulananthan, "Multiple distributed generator placement in primary distribution networks for loss reduction," *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1700–1708, 2011.
- [5] H. Ng, M. Salama, and A. Chikhani, "Capacitor allocation by approximate reasoning: fuzzy capacitor placement," *IEEE transactions on power delivery*, vol. 15, no. 1, pp. 393–398, 2000.
- [6] R. Cook, "Analysis of capacitor application as affected by load cycle," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, vol. 78, no. 3, pp. 950–956, 1959.
- [7] S. Sundhararajan and A. Pahwa, "Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm," *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 3, pp. 1499–1507, 1994.
- [8] H. Ng, M. Salama, and A. Chikhani, "Classification of capacitor allocation techniques," *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 15, no. 1, pp. 387–392, 2000.
- [9] A. A. Bayod-Rújula, "Future development of the electricity systems with distributed generation," *Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 377–383, 2009.
- [10] R. C. Dugan, M. F. Mc Granaghan, S. Santoso, and H. W. Beaty, "Electric power systems quality," 2004.
- [11] L. d. M. Guedes, "Localização e dimensionamento de unidades de geração distribuída em redes de distribuição radiais," Master's thesis, Universidade de Brasília, Mestrado em Engenharia Elétrica, 2006.
- [12] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. Dhaeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues," *Energy policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005.
- [13] R. A. Shayani, "Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição," Ph.D. dissertation, Universidade de Brasília, Doutorado em Engenharia Elétrica, 2010.
- [14] M. P. HA, P. D. Huy, and V. K. Ramachandaramurthy, "A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 293–312, 2017.
- [15] M. Aman, G. Jasmon, A. Bakar, H. Mokhlis, and M. Karimi, "Optimum shunt capacitor placement in distribution system: a review and comparative study," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 429–439, 2014.
- [16] M. Akorede, H. Hizam, I. Aris, and M. Ab Kadir, "A review of strategies for optimal placement of distributed generation in power distribution systems," *Research Journal of Applied Sciences*, vol. 5, no. 2, pp. 137–145, 2010.
- [17] S. Das, D. Das, and A. Patra, "Operation of distribution network with optimal placement and sizing of dispatchable dgs and shunt capacitors," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 113, p. 109219, 2019.
- [18] M. Montazeri and A. Askarzadeh, "Capacitor placement in radial distribution networks based on identification of high potential busses," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 29, no. 3, p. e2754, 2019.
- [19] P. S. Acharya, "Intelligent algorithmic multi-objective optimization for renewable energy system generation and integration problems: A review," *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 9, no. 1, pp. 271–280, 2019.
- [20] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, "Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, 2010.
- [21] ANEEL, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8*, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2018.
- [22] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal, and T. Meyarivan, "A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: Nsga-ii," *IEEE transactions on evolutionary computation*, vol. 6, no. 2, pp. 182–197, 2002.
- [23] E. B. Cano, "Utilizing fuzzy optimization for distributed generation allocation," in *TENCON 2007-2007 IEEE Region 10 Conference*. IEEE, 2007, pp. 1–4.
- [24] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *IEEE Transactions on Power delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, 1989.
- [25] S. G. Naik, D. Khatod, and M. Sharma, "Optimal allocation of combined dg and capacitor for real power loss minimization in distribution networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 53, pp. 967–973, 2013.
- [26] N. A. Khan, S. P. Ghoshal, and S. Ghosh, "Optimal allocation of distributed generation and shunt capacitors for the reduction of total voltage deviation and total line loss in radial distribution systems using binary collective animal behavior optimization algorithm," *Electric Power Components and Systems*, vol. 43, no. 2, pp. 119–133, 2015.
- [27] D. Prakash and C. Lakshminarayana, "Multiple dg placements in distribution system for power loss reduction using pso algorithm," *Procedia Technology*, vol. 25, pp. 785–792, 2016.
- [28] R. S. Rao, K. Ravindra, K. Satish, and S. Narasimham, "Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation," *IEEE transactions on power systems*, vol. 28, no. 1, pp. 317–325, 2012.
- [29] U. Raut and S. Mishra, "An improved elitist-jaya algorithm for simultaneous network reconfiguration and dg allocation in power distribution systems," *Renewable Energy Focus*, vol. 30, pp. 92–106, 2019.