



Universidade Federal do Espírito Santo  
Departamento de Engenharia Elétrica  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE

Vanio Ferreira dos Santos Júnior

**Alocação e Dimensionamento de Geradores Distribuídos e de Banco  
de Capacitores Considerando a Reconfiguração de Sistemas de  
Distribuição de Energia Elétrica usando Algoritmos de Otimização  
Multiobjetivo**

Vitória – ES

Março de 2024

**Vanio Ferreira dos Santos Júnior**

**Alocação e Dimensionamento de Geradores Distribuídos e de Banco de Capacitores Considerando a Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica usando Algoritmos de Otimização Multiobjetivo**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

**Augusto César Rueda Medina, Dr.**

Orientador

Vitória – ES

Março de 2024

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

---

S237a Santos Júnior, Vanio Ferreira dos, 1994-  
Alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores considerando a reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica usando algoritmos de otimização multiobjetivo / Vanio Ferreira dos Santos Júnior. - 2024.  
93 f. : il.

Orientador: Augusto César Rueda Medina.  
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) -  
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Otimização Multiobjetivo. 2. Geradores Distribuídos. 3. Bancos de Capacitores. 4. Reconfiguração. 5. NSGA II. 6. SPEA  
2. I. Medina, Augusto César Rueda. II. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. III. Título.

CDU: 621.3

---

**Vanio Ferreira dos Santos Júnior**

**Alocação e Dimensionamento de Geradores Distribuídos  
e de Banco de Capacitores Considerando a  
Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia  
Elétrica usando Algoritmos de Otimização Multiobjetivo**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.



---

**Augusto César Rueda Medina, Dr.**  
Orientador



---

**Walbermark Marques dos Santos, Dr.**  
Examinador



---

**Francis Arody Moreno Vásquez, Dr.**  
Examinador

Vitória – ES  
Março de 2024

## Agradecimentos

A caminhada acadêmica pelo mestrado contou com a ajuda de inúmeras pessoas em diversos momentos, a todas as quais expresso minha gratidão:

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por continuar iluminando meu caminho, proporcionando saúde física e mental, permitindo-me concluir mais uma etapa significativa em minha vida.

Aos meus pais, Vânio Ferreira dos Santos e Maria Aparecida Nascimento Martins Santana, manifesto minha gratidão pelo apoio incondicional, sacrifício e dedicação para minha educação. Às minhas irmãs, Vanessa Martins Santana Santos e Andressa Martins Santana Santos, minha sobrinha, Thayla Martins Rocha por todo suporte e à minha estimada Tia Maria Recisleide, *in memoriam*, por todo seu amor e carinho.

À Janalice da Silva Nascimento, que me acompanha, expresso meu agradecimento especial por todo amor, carinho, compreensão e companheirismo.

Ao meu professor orientador, Dr. Augusto César Rueda Medina, agradeço pelo acolhimento e confiança, pela oportunidade em trabalhar neste projeto de pesquisa e pelo conhecimento compartilhado durante as etapas deste trabalho.

Aos irmãos, Renato Ferraz e Rafael Ferraz, que conheço desde a UESC e fazem parte do grupo de pesquisa por todas as contribuições acadêmicas e conselhos. Não tenho palavras pra descrever a importância no desenvolvimento e conclusão dessa dissertação.

Em nome do professor Dr. Walbermark Marques dos Santos, saúdo os demais professores do Laboratório de Eletrônica de Potência e Acionamento Elétrico (LEPAC) pelo convívio diário e pelo valioso aprendizado. Aos amigos do LEPAC, entre eles, André Luiz, Atílio Caliari, Daniel Carleti, Macklyster Stofel, e Thiago Amorim por todos os bons momentos vividos.

Aos bons amigos que fiz na UFES, como Bruno Araújo, Rafael Chagas, Hélder Batista, Renan Carvalho, expresso meu agradecimento não apenas pelas questões acadêmicas, mas também pelo apoio ao longo do curso. A Brunella Bermudes, pessoa sensacional, agradeço pela amizade nutrida e pelas risadas compartilhadas.

Aos meus colegas Bruno Madureira e Guilherme Hughes, em nome dos demais amigos da UESC, pelo imensamente o apoio, suporte e pelas boas conversas. Muito obrigado, foi muito importante.

À Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Espírito Santo - Brasil (FAPES) agradeço pelo fomento a este estudo na linha de pesquisa Processamento de Energia e Sistemas Elétricos através do Edital Número 011/2021. Por fim, a todos que direta e indiretamente fizeram parte da minha formação.

## RESUMO

A integração das energias renováveis nas infraestruturas energéticas existentes desempenha um papel significativo na promoção do desenvolvimento sustentável. Uma das ferramentas que podem ser utilizadas para operar sistemas de distribuição de forma eficiente e obter diversos benefícios técnicos é a integração de geradores distribuídos baseados em fontes renováveis. Entretanto, tais benefícios demandam sua instalação em locais apropriados com seleção adequada de sua dimensão. Outra abordagem que pode ser empregada para assegurar uma operação eficiente do sistema é a reconfiguração da rede de distribuição. A reconfiguração é considerada uma abordagem operacional para minimizar as perdas elétricas e melhorar as características da rede. Portanto, neste trabalho, empregam-se dois métodos de otimização multiobjetivo para reconfigurar o sistema de distribuição e, simultaneamente, alocar e dimensionar bancos de capacitores e geradores distribuídos baseados em sistemas fotovoltaicos. O objetivo é o atendimento da demanda das cargas com o menor custo de operação e de perdas elétricas, respeitando as restrições operacionais do sistema. O problema de otimização multiobjetivo foi resolvido através dos métodos de otimização *Non Dominated Sorting Genetic Algorithm II* (NSGA II) e o *Strength Pareto Algoritmo Evolutivo 2* (SPEA 2) e pelo Método de Tomada de Decisão Fuzzy. Os sistemas de distribuição teste de 33 e 69 barramentos do IEEE foram usados para avaliar a metodologia proposta. Diferentes abordagens de solução foram empregadas para cada sistema de distribuição teste: reconfiguração, alocação e dimensionamento e a abordagem integrada com as duas abordagens anteriores simultaneamente. Com base nos resultados, a abordagem integrada apresentou vantagem significativa em termos de espaço de busca de soluções. Para a primeira função objetivo, as soluções adotadas em ambos os métodos, nos dois sistemas de teste, apresentaram redução expressiva das perdas elétricas, melhora no perfil de tensão e um aprimoramento no desempenho do sistema. Em relação à segunda função objetivo, custos totais, observaram-se incrementos associados às inserções de unidades de geradores distribuídos e de banco de capacitores. Por fim, os resultados demonstram que os algoritmos desenvolvidos detêm a capacidade e a robustez para resolução do problema proposto.

**Palavras-chave:** Otimização Multiobjetivo; Geradores Distribuídos; Bancos de Capacitores; Reconfiguração; NSGA II; SPEA 2.

## ABSTRACT

The incorporation of renewable energies into existing energy infrastructures plays a significant role in advancing sustainable development. One of the tools that can be employed to operate distribution networks efficiently and yield various technical advantages is the integration of distributed generators based on renewable sources. However, such benefits require their installation in appropriate locations with adequate selection of their dimensions. Another approach that can be employed to ensure efficient network operation is the reconfiguration of the distribution network. Reconfiguration is regarded as an operational approach to minimize electrical losses and enhance network characteristics. Thus, in this study, two multi-objective optimization methods are used to reconfigure the distribution network and simultaneously allocate and size capacitor banks and distributed generators based on photovoltaic systems. The aim is to meet load demand with the lowest operating costs and power losses, while respecting the operational constraints of the system. The multi-objective optimization problem is solved using optimization methods Non Dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA II) and Strength Pareto Algoritmo Evolutivo 2 (SPEA 2) and the Fuzzy Decision-Making method. The IEEE 33-bus and 69-bus test networks were used to evaluate the proposed methodology. Different solution approaches were employed to each test distribution network: reconfiguration, allocation and sizing, and the integrated approach combining both former methods simultaneously. Based on the results, the integrated approach showed a significant advantage in terms of solution search space. For the first objective function, the solutions adopted in both methods in the two test systems showed a significant reduction in power losses, an improvement in the voltage profile and an improvement in system performance. In relation to the second objective function, total costs, there were increases associated with the insertion of distributed generator units and capacitor banks. Finally, the results demonstrate that the developed algorithms possess the capability and robustness to solve the proposed problem.

**Keywords:** Multiobjective Optimization; Distributed Generators; Capacitor Banks; Reconfiguration; NSGA II; SPEA 2.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Média de geração de eletricidade para os dez primeiros e os dez últimos países na classificação de sustentabilidade. . . . .	18
Figura 2 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil. . . . .	23
Figura 3 – Sistema elétrico fictício com $n$ barras. . . . .	32
Figura 4 – Ilustração de como o OpenDSS interpreta uma rede. . . . .	33
Figura 5 – Exemplo de acionamento do OpenDSS através da interface COM no MATLAB. . . . .	34
Figura 6 – Estrutura de implementação do problema de otimização. . . . .	34
Figura 7 – Curva de capacidade de geradores distribuídos que operam na Categoria B. . . . .	40
Figura 8 – Fluxograma do NSGA-II proposto. . . . .	46
Figura 9 – Fluxograma do SPEA 2 proposto. . . . .	49
Figura 10 – Sistema de distribuição IEEE de 33 barramentos. . . . .	54
Figura 11 – Sistema de distribuição IEEE de 69 barramentos. . . . .	54
Figura 12 – Cinco execuções do NSGA-II proposto para alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores para o sistema de distribuição de 33 barramentos. . . . .	59
Figura 13 – Cinco execuções do SPEA 2 proposto para alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores para o sistema de distribuição de 33 barramentos. . . . .	60
Figura 14 – Soluções não dominadas para a reconfiguração do sistema de 33 barramentos. . . . .	61
Figura 15 – Perdas horárias e potência aparente demandada para a reconfiguração do sistema de 33 barramentos. . . . .	62
Figura 16 – Desvio de tensão para a reconfiguração do sistema de 33 barramentos. . . . .	63
Figura 17 – Soluções não dominadas para alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de bancos de capacitores no sistema de 33 barramentos. . . . .	64
Figura 18 – Perdas horárias e potência aparente demandada para a alocação do sistema de 33 barramentos. . . . .	65
Figura 19 – Desvio de tensão para a alocação do sistema de 33 barramentos. . . . .	66
Figura 20 – Soluções não dominadas para alocação e reconfiguração do sistema de 33 barramentos. . . . .	67
Figura 21 – Perdas horárias e potência aparente demandada para a alocação e reconfiguração do sistema de 33 barramentos. . . . .	68
Figura 22 – Desvio de tensão para alocação e reconfiguração do sistema de 33 barramentos. . . . .	69



Figura 23 – Soluções não dominadas para a reconfiguração do sistema de 69 barramentos. . . . .	72
Figura 24 – Perdas horárias e potência aparente demandada para a reconfiguração do sistema de 69 barramentos. . . . .	73
Figura 25 – Desvio de tensão para reconfiguração do sistema de distribuição de 69 barramentos. . . . .	74
Figura 26 – Soluções não dominadas para alocação no sistema de 69 barramentos.	75
Figura 27 – Perdas horárias e potência aparente demandada para a alocação do sistema de 69 barramentos. . . . .	76
Figura 28 – Desvio de tensão para a alocação do sistema de 69 barramentos. . . .	77
Figura 29 – Soluções não dominadas para alocação e reconfiguração do sistema de 69 barramentos. . . . .	78
Figura 30 – Perdas horárias e potência aparente demandada para a alocação e reconfiguração do sistema de 69 barramentos. . . . .	79
Figura 31 – Desvio de tensão para alocação e reconfiguração do sistema de 69 barramentos. . . . .	80

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Algoritmo 1: NSGA-II proposto. . . . .	47
Tabela 2 – Algoritmo 2: SPEA 2 proposto. . . . .	50
Tabela 3 – Comparação entre NSGA-II e SPEA 2. . . . .	51
Tabela 4 – Custo de investimento para alocação de geradores distribuídos. . . . .	55
Tabela 5 – Laços Fundamentais para o sistema de distribuição de 33 barramentos. . . . .	56
Tabela 6 – Laços Fundamentais para o sistema de distribuição de 69 barramentos. . . . .	56
Tabela 7 – Configurações e parâmetros do NSGA-II e do SPEA 2. . . . .	57
Tabela 8 – Dados referentes à configuração original dos sistemas de distribuição do IEEE. . . . .	57
Tabela 9 – Dados referentes às cinco execuções do NSGA-II proposto para a segunda abordagem de solução para o sistema de teste de 33 barramentos. . . . .	58
Tabela 10 – Dados referentes às cinco execuções do SPEA 2 proposto para a segunda abordagem de solução para o sistema de teste de 33 barramentos. . . . .	58
Tabela 11 – Resultados para reconfiguração do sistema de 33 barramentos. . . . .	62
Tabela 12 – Resultados para alocação no sistema de 33 barramentos. . . . .	65
Tabela 13 – Resultados para alocação e reconfiguração do sistema de 33 barramentos. . . . .	68
Tabela 14 – Duração das simulações por abordagem e por método de otimização para o sistema de teste de 33 barramentos. . . . .	71
Tabela 15 – Resultados para reconfiguração do sistema de 69 barramentos. . . . .	73
Tabela 16 – Resultados para alocação no sistema de 69 barramentos. . . . .	76
Tabela 17 – Resultados para alocação e reconfiguração do sistema de distribuição de 69 barramentos do IEEE. . . . .	79
Tabela 18 – Duração das simulações por abordagem e por método de otimização. . . . .	82

## Lista de abreviaturas e siglas

<b>ABEEólica</b>	Associação Brasileira de Energia Eólica
<b>ABSOLAR</b>	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
<b>ACL</b>	Ambiente de Contratação Livre
<b>ACR</b>	Ambiente de Contratação Regulada
<b>ADN</b>	Active Distribution Networks
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>BEN</b>	Balanco Energético Nacional
<b>BTM</b>	Behind-the-meter
<b>CCEAL</b>	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre
<b>CCEAR</b>	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização da Energia Elétrica
<b>CEPEL</b>	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
<b>CO<sub>2</sub></b>	Gás Carbono
<b>DER</b>	Distributed Energy Resources
<b>DES</b>	Distributed Energy Systems
<b>DLL</b>	Dynamic-link library
<b>DNR</b>	Distribution Network Reconfiguration
<b>DR</b>	Demand Response
<b>DSM</b>	Demand Side Management
<b>EPE</b>	Empresa de Pesquisa Energética
<b>EPRI</b>	Electric Power Research Institute
<b>GEE</b>	Gases de Efeito Estufa
<b>GWEC</b>	Global Wind Energy Council

<b>IEA</b>	International Energy Agency
<b>MATLAB</b>	Matrix Laboratory
<b>MOACO</b>	Multi-Objective Ant Colony Optimization
<b>MOPSO</b>	Multi-Objective Particle Swarm Optimization
<b>NSGA II</b>	Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II
<b>OpenDSS</b>	Open Distribution System Simulator
<b>PDE</b>	Plano Decenal de Expansão de Energia
<b>PROCEL</b>	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
<b>PROINFA</b>	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
<b>RED</b>	Recursos Energéticos Distribuídos
<b>SEP</b>	Sistema Elétrico de Potência
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>SPEA 2</b>	Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2
<b>VE</b>	Veículos Elétricos
<b>WEC</b>	World Energy Council

## Lista de símbolos

$\alpha_g$	Coeficiente de penalização de tensão.
$\beta_l$	Coeficiente de penalização de corrente.
$\Omega_g$	Função de penalização de tensão de fase em cada nó.
$\Omega_l$	Função de penalização de corrente de linha.
$\Omega_{f_k^n}$	Função de afiliação Fuzzy.
$\phi$	Representa a fase.
$\Phi_k$	Função de aptidão.
$C_{Inv}^{BC}$	Custos de investimento de cada banco de capacitor em US\$.
$C_{Inv}^{GD}$	Custos de investimento de cada gerador distribuído em US\$.
$C_{GD}$	Custos de energia dos geradores distribuídos em US\$/kWh.
$C_s$	Custos de energia da subestação.
$E$	Número de elementos do sistema.
$f_1$	Função Objetivo 1: Perdas anuais de potência ativa do sistema.
$f_2$	Função Objetivo 2: Investimento anual total no sistema e custos operacionais.
$f_k^{max}$	Valor mínimo da k-ésima função objetivo entre todas as soluções não dominadas.
$f_k^{min}$	Valor máximo da k-ésima função objetivo entre todas as soluções não dominadas.
$f_k^n$	Valor da solução $n$ no conjunto de soluções Pareto-ótimas da k-ésima função objetivo.
$g$	Representa os nós do sistema de distribuição.
$I_{i,j,\phi}$	Corrente no ramo específico $ij$ em determinada fase $\phi$ .
$I_{max}$	Representa o valor máximo de corrente de linha suportável nos condutores.
$k$	Número máximo de funções objetivos.

$l$	Linhas do sistema.
$LF$	Número de Laços Fundamentais.
$m$	Representa o valor máximo de cada variável.
$N$	Número de nós ou barramentos do sistema.
$n_{BC}$	Número de bancos de capacitores alocados.
$n_{BC}^{MAX}$	Número máximo de banco de capacitores alocados.
$n_{GD}$	Número de geradores distribuídos alocados.
$n_{GD}^{MAX}$	Número máximo de geradores distribuídos alocados.
$P_{i,\phi}^D$	Potência ativa demandada em cada nó do sistema.
$P_{t,\phi}^{GD}$	Potência ativa fornecida por cada gerador distribuído por hora em cada fase.
$P_{t,g}^{GD}$	Potência ativa a cada hora para cada gerador distribuído.
$P_{t,\phi}^l$	Perdas horárias das linhas em cada fase do sistema.
$P_{i,\phi}^S$	Potência ativa fornecida pela subestação.
$P_{t,\phi}^S$	Potência ativa fornecida pela subestação por hora em cada fase.
$P_{i,\phi}^{GD}$	Potência ativa fornecida pelos geradores distribuídos alocados a cada fase.
$P_{i,j,\phi}$	Potência ativa no ramo específico $ij$ do sistema.
$P_{j,i,\phi}$	Potência ativa no ramo específico $ji$ do sistema.
$P_{nom}$	Potência ativa nominal de cada gerador distribuído.
$Q_{i,\phi}^D$	Potência reativa demandada em cada nó do sistema.
$Q_{t,g}^{GD}$	Potência reativa a cada hora para cada gerador distribuído.
$Q_{i,\phi}^S$	Potência reativa fornecida pela subestação.
$Q_{i,\phi}^{BC}$	Potência reativa fornecida pelos bancos de capacitores alocados a cada fase.
$Q_{i,\phi}^{GD}$	Potência reativa fornecida pelos geradores distribuídos alocados a cada fase.

$Q_{i,j,\phi}$	Potência reativa no ramo específico $j,i$ do sistema.
$Q_{j,i,\phi}$	Potência reativa no ramo específico $ij$ do sistema em determinada fase.
$R_{i,j,\phi}$	Resistência no ramo específico $ij$ em determinada fase.
$S_{nom}$	Potência nominal aparente em cada gerador distribuído.
$t$	Representa o tempo em horas.
$V_{g,\phi}$	Tensão no nó $g$ por fase.
$V_{i,\phi}$	Tensão no nó $i$ por fase.
$V_{j,\phi}$	Tensão no nó $j$ por fase.
$V_{max}$	Tensão máxima do sistema estabelecida por sistema.
$V_{min}$	Tensão mínima do sistema estabelecida por sistema.
$w_g$	Variável que indica a presença de um banco de capacitor no sistema.
$X_{i,j,\phi}$	Reatância no ramo específico $ij$ em determinada fase.
$z_g$	Variável que indica a presença de um gerador distribuído no sistema.
$Z_{i,j,\phi}$	Impedância no ramo específico $ij$ em determinada fase.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>17</b>
1.1	JUSTIFICATIVA	23
1.2	OBJETIVOS	25
1.3	TRABALHOS DESENVOLVIDOS	25
1.4	CONTRIBUIÇÕES	26
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	27
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>28</b>
2.1	RECURSOS DE ENERGIA DISTRIBUÍDA	28
2.2	SISTEMAS DE ENERGIA DISTRIBUÍDA	29
2.3	OPENDSS	30
2.3.1	Problema de fluxo de potência	31
2.3.2	Método do OpenDSS para o calculo do fluxo de potência	32
2.4	MATLAB	33
2.4.1	Estrutura de implementação	34
2.5	ALGORITMOS EVOLUTIVOS	35
<b>3</b>	<b>FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO</b>	<b>36</b>
3.1	FORMULAÇÃO GENÉRICA DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	36
3.2	PROBLEMA DE ALOCAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS E DE BANCO DE CAPACITORES E RECONFIGURAÇÃO DO SISTEMA	37
3.2.1	Funções objetivo	37
3.2.2	Restrições	37
3.2.2.1	Restrições de Balanço de Potência	38
3.2.2.2	Restrições de Limites Operacionais do sistema	38
3.2.2.3	Restrição de alocação de geradores distribuídos e de banco de capacitores	40
3.2.2.4	Restrição de reconfiguração do sistema	41
3.2.3	Penalizações	42
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>43</b>
4.1	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	43
4.1.1	NSGA-II	44
4.1.2	SPEA 2	48
4.1.3	Comparativo entre o método NSGA-II e o método SPEA 2	50
4.1.4	Método de Tomada de Decisão Fuzzy	51
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>53</b>
5.1	SISTEMAS DE TESTE	53
5.1.1	Sistema de distribuição de 33 barramentos	53



5.1.2	Sistema de distribuição de 69 barramentos . . . . .	54
<b>5.2</b>	<b>PARÂMETROS E CONFIGURAÇÕES DO PROBLEMA PROPOSTO . . . . .</b>	<b>55</b>
5.2.1	Parâmetros para alocação e dimensionamento de geradores distribuídos . . . . .	55
5.2.2	Parâmetros para alocação e dimensionamento de banco de capacitores . . . . .	56
5.2.3	Parâmetros para reconfiguração . . . . .	56
5.2.4	Configurações e parâmetros para o NSGA-II e para o SPEA 2 . . . . .	56
<b>5.3</b>	<b>RESULTADOS . . . . .</b>	<b>57</b>
5.3.1	Dados referentes à configuração original dos sistemas de teste . . . . .	57
5.3.2	Capacidade e robustez do NSGA-II proposto e do SPEA 2 proposto . . . . .	57
5.3.3	Resultados para o sistema de distribuição de 33 barramentos . . . . .	61
5.3.3.1	Reconfiguração do sistema de distribuição . . . . .	61
5.3.3.2	Alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e banco de capacitores . . . . .	63
5.3.3.3	Alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de bancos de capacitores simultaneamente com a reconfiguração da rede . . . . .	66
5.3.4	Discussões sobre os resultados alcançados para o sistema de teste de 33 barramentos . . . . .	70
5.3.5	Resultados para o sistema de distribuição de 69 barramentos . . . . .	71
5.3.5.1	Reconfiguração do sistema de distribuição . . . . .	71
5.3.5.2	Alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de bancos de capacitores . . . . .	74
5.3.5.3	Alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores simultaneamente com a reconfiguração da rede . . . . .	77
5.3.6	Discussões sobre os resultados alcançados para o sistema de teste de 69 barramentos . . . . .	81
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES . . . . .</b>	<b>83</b>
6.1	TRABALHOS FUTUROS . . . . .	85
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>86</b>

# Capítulo 1

## Introdução

As mudanças climáticas estão impondo desafios sem precedentes aos sistemas de energia, com o agravamento dos impactos físicos sobre a infraestrutura que, muitas vezes, não foi projetada para suportar extremos climáticos mais frequentes e intensos (WEC, 2022). A ausência de políticas eficazes de mitigação e adaptação relacionadas com a gestão da produção e utilização de combustíveis fósseis na era das perturbações climáticas levará a uma aceleração substancial dos efeitos adversos das alterações climáticas e, portanto, ao aumento da frequência de eventos desastrosos (BIRINDELLI et al., 2023).

Dessa forma, a degradação do ambiente como consequência do aumento das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) representa a maior ameaça à sustentabilidade ambiental do planeta (PENG et al., 2023). Além disso, a sustentabilidade energética é importante devido à natureza ampla e crescente do uso de energia, aos numerosos impactos ambientais associados aos sistemas energéticos e à importância da energia nos padrões de vida e no desenvolvimento econômico (ROSEN, 2021).

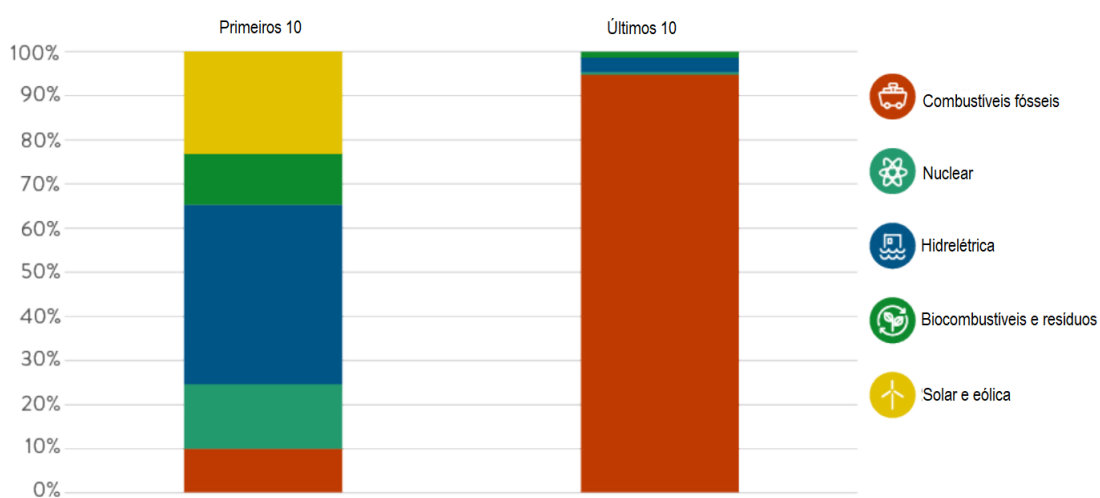
A sustentabilidade energética consiste em encontrar o equilíbrio entre uma economia em crescimento, a necessidade de proteção ambiental e as responsabilidades sociais, a fim de proporcionar uma melhor qualidade de vida às gerações atuais e futuras. Em suma, é satisfazer as necessidades do presente sem comprometer as necessidades do futuro (ZOHURI; MCDANIEL, 2021). De acordo com o Conselho Mundial de Energia (WEC, sigla inglês *World Energy Council*), a definição de sustentabilidade energética baseia-se em três dimensões principais, a segurança energética, a equidade energética e a sustentabilidade ambiental dos sistemas de energia (WEC, 2022).

A segurança energética destaca a importância de políticas energéticas sólidas para aproveitar ao máximo os recursos domésticos e, ao mesmo tempo, diversificar e descarbonizar os sistemas de energia. A equidade energética avalia a capacidade de um país de fornecer acesso universal a energia confiável, acessível e abundante para uso doméstico e comercial e a sustentabilidade ambiental mede o desempenho do sistema de energia de um país para evitar danos ambientais e mitigar as mudanças climáticas.

Em termos de sustentabilidade, é possível classificar os países de acordo com a geração de eletricidade e suas fontes. Na Figura 1 apresenta-se uma comparação entre a média de geração de eletricidade para os dez países mais bem colocados e os últimos

na classificação de sustentabilidade. Os dez primeiros países são caracterizados por altos níveis de geração de eletricidade com baixo teor de carbono, como a nuclear e as renováveis, e eficiência do sistema energético. Brasil e Uruguai são os únicos países não europeus entre os dez primeiros. Os dez últimos países da classificação, por outro lado, continuam muito dependentes de combustíveis fósseis, que respondem, em média, por cerca de 95% de sua geração de eletricidade.

Figura 1 – Média de geração de eletricidade para os dez primeiros e os dez últimos países na classificação de sustentabilidade.



Fonte: WEC (2022) (Adaptado)

Nesse contexto, o Brasil, que possui o maior mercado de energia da América Latina, com sistema elétrico com capacidade instalada total de 210,7 GW em 2023 (ONS, 2023), apresenta patamar renovável muito superior ao observado no resto do mundo devido à participação significativa de empreendimentos hidrelétricos (CLIMATESCOPE, 2020). De acordo com o relatório de 2023 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Balanço Energético Nacional (BEN), a participação de renováveis na matriz elétrica, incluindo o Sistema Interligado Nacional (SIN), Sistemas Isolados e Autoprodução não injetada na rede, atingiu 87,9% em 2022 (BEN, 2023). Este percentual foi proporcionado pelo aumento da oferta dos aproveitamentos hidrelétricos, pelo crescimento da energia eólica e solar e pelo uso da biomassa.

Dentre as fontes existentes, a energia hidrelétrica é a maior fonte de energia renovável do mundo, sendo responsável por cerca de 60% da geração renovável e 16% da produção total de eletricidade. Ela desempenha um papel fundamental em muitos sistemas de energia, com 24 países gerando mais de 50% de suas necessidades de eletricidade a partir dela em 2020 (WEC, 2022). Além disso, a flexibilidade da energia hidrelétrica é particularmente importante para a estabilidade da rede, pois a eletricidade pode ser armazenada e, em seguida, rapidamente fornecida em resposta a picos de

demanda para ajudar a evitar apagões.

Apesar de ser uma fonte flexível de energia e de no Brasil existir um potencial hidrelétrico significativo a ser explorado, com destaque para o norte do país, empreendimentos hidrelétricos requerem cuidados sobre as comunidades locais e os impactos ambientais, sendo que os projetos de grande escala, principalmente as barragens, são frequentemente marcados por controvérsias.

No entanto, embora os empreendimentos hidrelétricos representem uma fonte de energia de baixo carbono e seja uma ferramenta importante na luta contra as mudanças climáticas, a energia hidrelétrica é também particularmente vulnerável ao aumento da temperatura global (WEC, 2022). A emissão de GEE ocasiona perturbação do ciclo da água causando escassez de água e aumentando a frequência, a gravidade e a duração das secas, além de desencadear eventos de chuvas intensas mais severas que podem sobrecarregar as estruturas antigas dos reservatórios.

Com forte dependência da energia hidrelétrica para sua matriz elétrica renovável, o Brasil ficará cada vez mais exposto a secas que ameaçam o fornecimento de eletricidade. Isso foi reconhecido pelas autoridades brasileiras e pelo operador do sistema em 2021. (REN21, 2022). No Brasil, empreendimentos hidrelétricos corresponderam a 53,2% da capacidade instalada total e 63,1% da geração de energia elétrica em 2022 (BEN, 2023). Dessa forma, com objetivo de atender a demanda crescente de energia, a infraestrutura energética do Brasil deve avançar mais em seu apoio à diversificação das energias renováveis e em programas de eficiência energética.

A integração das energias renováveis nas infraestruturas energéticas existentes desempenha um papel significativo na promoção do desenvolvimento sustentável. Na perspectiva de uma transição energética para uma matriz com predominância de energia limpa, apesar de representar menos de um terço (29,4%) do investimento global total comprometido em todo o fornecimento e infraestrutura de energia e combustível, os investimentos globais em energia e combustíveis renováveis atingiram um recorde de US\$ 495,4 bilhões em 2022 (REN21, 2023a). Desse montante, US\$ 14,8 bilhões foi o investimento total feito no Brasil em energias renováveis, o que corresponde a um aumento de 18% em relação ao ano anterior.

À medida que estabelecem estratégias para lidar com as desvantagens econômicas e modernizar a infraestrutura da rede, os países do Sul Global podem contar com ferramentas de Planejamento Estratégico para ajudar no processo e aumentar as oportunidades. O Planejamento Estratégico consiste em mecanismos sistêmicos que utilizam processos metodológicos para contextualizar e definir metas, direcionando como as ações serão realizadas e como mobilizar os recursos disponíveis. Para desenvolver o planejamento estratégico, diferentes cenários são avaliados com foco na identificação de

pontos de oportunidade e barreiras para implementação de tecnologia (NASCIMENTO et al., 2023).

No Brasil, no intuito de ampliar e diversificar a matriz elétrica, a EPE possui como atribuição elaborar estudos e análises que nortearão as escolhas do Estado no desenvolvimento do setor de energia. O Ciclo de Planejamento Energético Integrado da EPE corresponde ao conjunto sistematizados e continuados de estudos e pesquisas para o planejamento da expansão energética (EPE, 2023). O conjunto de resultados decorrente desses estudos, diagnósticos e levantamentos fundamenta e qualifica a tomada de decisão na busca e avaliação de alternativas e na elaboração de projetos para atender as necessidades energéticas do país e de tornar o sistema nacional de energia mais resiliente, confiável e ambientalmente responsável.

Através desses e de outros estudos é possível estimar os potenciais energéticos, as formas de exploração bem como o custo para o desenvolvimento. Dentre os potenciais energéticos a serem explorados, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro de 2001 desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) foi o primeiro levantamento a estimar o potencial eólico no país. Neste estudo foi estimado que o país possui, considerando a altura média das torres de 50 m acima do nível do mar, um potencial de 143,5 GW e de produzir cerca de 272,2 TWh/ano (AMARANTE et al., 2001).

A melhoria da tecnologia tem contribuído para o aumento da altura das torres, da área de varredura das pás e da potência nominal dos aerogeradores e assim colaborado para a redução dos custos relativos associados aos projetos eólicos. Os estudos de potencial realizados pela EPE apontam para a existência de potencial técnico estimado de 147 GW nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul e de 215 GW nos subsistemas Norte e Nordeste. Além disso, o potencial eólico *offshore* estimado é de 700 GW em locais com profundidade até 50 m (PNE 2050, 2007).

Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), considerando todas as fontes de geração de energia elétrica, em 2022, foram instalados 7,97 GW de potência. A eólica foi a fonte que mais cresceu, representando 51,03% da nova capacidade instalada no ano. A nova capacidade eólica instalada em 2022 fez a fonte eólica atingir uma participação de 13,4% da matriz elétrica brasileira (ABEEÓLICA, 2023). Além disso, de acordo com o Conselho Global de Energia Eólica (GWEC, sigla inglês *Global Wind Energy Council*), ao superar os 20 GW de capacidade instalada em 2021, o Brasil atingiu 70% da capacidade instalada da América Latina.

A indústria eólica vem evoluindo em todo o mundo e também no Brasil, onde 761 projetos, entre 2009 e 2020, foram bem sucedidos em leilões de energia elétrica promovidos pela Câmara Brasileira de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (SANTA CATARINA, 2022). A CCEE é o órgão técnico responsável por viabilizar e gerenciar a

comercialização de energia elétrica no país nas modalidades de negociação de Ambiente de Contratação Livre (ACL) e de Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

As negociações realizadas em ACR são celebradas em acordos denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs) cujas cláusulas e condições fixas não são passíveis de alterações pelos agentes. Esses acordos entre agentes vendedores e compradores são realizados por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

No ACL, as operações de compra e venda da energia elétrica são realizadas livremente entre as partes, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. As negociações são celebradas em acordos denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEALs). No Brasil, de acordo com REN21 (2023a), o novo patamar eólico está sendo cada vez mais apoiado por contratos de compra de energia que não estão ligados a leilões administrados pelo governo demonstrando o aumento das participações no mercado de eletricidade não regulamentado, juntamente com a crescente demanda corporativa por energia limpa.

Os estudos e investimentos na área da energia fotovoltaica, por se tratar de uma fonte renovável, vem crescendo constantemente. Desde 2015, a energia fotovoltaica tem dominado a nova capacidade de geração de eletricidade já que a capacidade das usinas elétricas a carvão que estão sendo aposentadas e substituída por uma combinação de energias renováveis, predominantemente fotovoltaicas (WEISS et al., 2018). A energia solar fotovoltaica apresenta diversas vantagens, como a natureza modular, reduções contínuas de custo, melhorias de eficiência, sem partes móveis, baixa manutenção, instalação econômica, etc (PRIYADARSHI et al., 2018).

Nos últimos anos, a geração de eletricidade a partir de tecnologias fotovoltaicas convencionais, dominadas por usinas solares em telhados e usinas solares em grande escala, se estabeleceu como uma das fontes mais baratas de eletricidade, consideravelmente mais barata do que fontes alternativas de energia não renováveis (carvão, gás e nuclear) (TABERNIG et al., 2022). A energia fotovoltaica também é uma tecnologia promissora para fornecer acesso econômico à eletricidade para uma grande quantidade de população que não tem acesso à rede convencional ou que tem uma rede elétrica não confiável (PRIYADARSHI et al., 2018).

A energia fotovoltaica tem uma situação privilegiada no Brasil, pois possui uma das maiores taxas de insolação do mundo e, conseqüentemente, um grande potencial para o desenvolvimento desse tipo de geração de energia, devido à sua localização em uma região intertropical, onde a incidência dos raios solares é quase perpendicular e também por estar próximo à linha do Equador, onde não há variações significativas na duração do dia solar (SACCARDO et al., 2023).

A energia solar fotovoltaica distribuída forneceu eletricidade para cerca de 25 milhões de residências em todo o mundo em 2021 sendo responsável por quase metade do mercado global de energia solar naquele ano, sua maior participação desde 2012 (REN21, 2023b). A Agência Internacional de Energia (IEA, sigla inglês *International Energy Agency*) define a Geração Distribuída como a produção de energia que fica próxima à unidade de consumo, independente do tamanho ou da fonte geradora, seja ela, células fósseis, eólica ou fotovoltaica (IEA, 2002).

A geração distribuída envolve a produção de energia próxima do consumidor e a possibilidade de utilizar os recursos locais de forma otimizada com redução da dependência de combustíveis fósseis e com baixo impacto ambiental. Em termos de contribuição energética, a geração distribuída atende cerca de 3% do consumo cativo nacional e a quase 10% em algumas distribuidoras do Brasil (EPE, 2022). A geração distribuída, com enfoque na micro e minigeração, de acordo com Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2032 da EPE, está se tornando protagonista da expansão da oferta de eletricidade no Brasil (EPE, 2022).

No Brasil, o aumento na implantação de fontes de energia renováveis e a entrada de geradores distribuídos no setor energético brasileiro é incentivada por meio de Resoluções Normativas vigentes e programas federais de universalização da eficiência energética e acesso à energia. Dentre eles, pode-se citar, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) (NASCIMENTO et al., 2023).

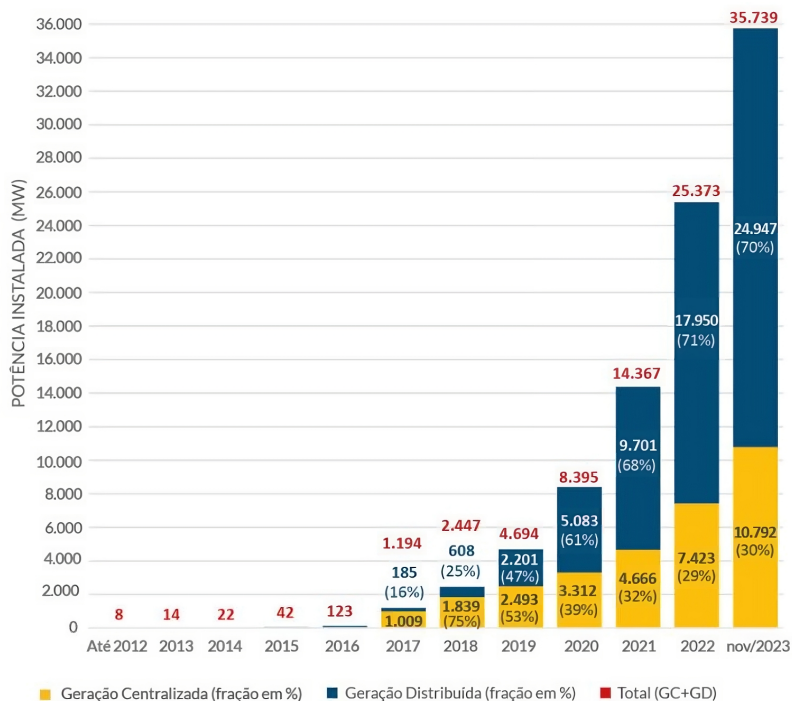
A Resolução Normativa ANEEL no 482/2012, conhecida como o Marco Regulatório da Geração Distribuída (ANEEL, 2012), foi responsável por consolidar o crescimento do uso de energia solar fotovoltaica no Brasil. Nesta resolução foi definido que "o consumidor brasileiro passa a poder gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade" (ANEEL, 2005).

No ano de 2022, o governo brasileiro aprovou o Novo Marco Regulatório da Geração Distribuída, alterando as regras de compensação financeira para geradores a partir de 2023 (BRASIL, 2022). A legislação revisada passa a introduzir gradualmente taxas de acesso à rede para proprietários de sistemas residenciais e comerciais a partir de junho de 2023 (NASCIMENTO et al., 2023).

O Infográfico da Figura 2 da ANEEL/ABSOLAR de 2023, mostra que a energia proveniente de fonte solar fotovoltaica atingiu no Brasil 25,373 GW em 2022. A geração distribuída teve um crescimento expressivo atingindo 17,95 GW da capacidade instalada no Brasil, um percentual correspondente a 71% no corrente ano. A estimativa em novembro de 2023 é de que a capacidade instalada total, que engloba a geração centralizada e

a distribuída, atingiu crescimento de 40,85% da potência instalada registrada no ano anterior. Esses dados demonstram a tendência de crescimento deste mercado no país.

Figura 2 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.



Fonte: ABSOLAR (2023)

### 1.1 JUSTIFICATIVA

O sistema de distribuição tem como principal função entregar a energia elétrica desde a rede de transmissão até às cargas finais onde, no entanto, parte da energia distribuída se perde sob a forma de calor (MAHDAVI et al., 2023). O aumento das perdas de energia pode aumentar os custos de operação e degradar a qualidade dos sistemas de distribuição. É nesse contexto que as concessionárias necessitam se preparar para os desafios e mudanças estruturais no Sistema Elétrico de Potência (SEP). Essas mudanças, segundo Dessbesell et al. (2021), se deram a partir do conceito de redes elétricas inteligentes, e, com elas, a crescente utilização de fontes de energias renováveis.

A integração de geradores distribuídos baseados em fontes renováveis é uma das ferramentas que podem ser utilizadas para operar sistemas de distribuição de forma eficiente e obter diversos benefícios técnicos (NAGUIB et al., 2017). A alocação de unidades de geração distribuída na rede de distribuição pode reduzir perdas elétricas, melhorar a estabilidade e tensão, aliviar congestionamentos, melhorar a fiabilidade e a qualidade da energia, além de reforçar a rede com uma melhor utilização dos ativos (PRIYA et al., 2023).



Em geral, dentre os benefícios técnicos da integração de geradores distribuídos, pode-se mencionar a redução de perdas, aprimoramento do perfil de tensão, redução de demanda de pico, alívio de sobrecargas em linhas de distribuição, impactos ambientais reduzidos, aumento da eficiência energética global e adiamento de investimentos para modernizar os sistemas de energia existentes (ZIDAN et al., 2015).

No entanto, alocação e dimensionamento inadequados de geradores distribuídos podem resultar em problemas comumente descritos na literatura. Dentre eles, a sobretensão, o fluxo de potência reverso, possíveis falhas no sistema de proteção, um aumento dos níveis de distorção harmônica e desequilíbrio de tensão (ZHAO et al., 2023). Estes problemas ocasionados devido à penetração de geração distribuída na rede de distribuição, por consequência, causam elevadas perdas elétricas, degradação da qualidade de energia e um sistema não confiável.

Vale ressaltar que a inserção da geração distribuída nos sistemas de distribuição apresenta desafios principalmente no que tange às regulamentações, ao planejamento, à proteção e à operação do sistema. É necessário a realização de pesquisas e investimentos no setor devido às topologias de controle, às arquiteturas e às particularidades de cada fonte de geração (RIBEIRO JÚNIOR et al., 2020).

Além da integração de geradores distribuídos, a reconfiguração da rede de distribuição pode ser utilizada para garantir uma operação eficiente do sistema. A reconfiguração de rede é considerada uma abordagem operacional para minimizar as perdas de energia e melhorar as características da rede (FATHI et al., 2023). Essa abordagem consiste em alterar o arranjo topológico do sistema de distribuição, variando o estado (aberto ou fechado) das chaves instaladas ao longo da rede, levando em consideração um conjunto de restrições operacionais (LIMA et al., 2021).

A reconfiguração otimizada garante a configuração ideal dos dispositivos de comutação sob o aspecto de diferentes critérios de otimização, normalmente relacionados à minimização da perda de energia real na rede de distribuição, ao equilíbrio da carga nas ramificações da rede e aos índices de confiabilidade do fornecimento aos consumidores (ŠOČIĆ; STEFANOV, 2019).

Por este motivo, diversos pesquisadores têm realizado estudos com a finalidade de avaliar os impactos da integração de geradores distribuídos nos sistemas de distribuição, bem como estudos de sistemas de reconfiguração da rede por meio de métodos de otimização. Isso porque, a alocação otimizada da geração distribuída e a seleção adequada da sua dimensão é essencial para obter o máximo benefício na perspectiva de planejamento a longo prazo (PRIYA et al., 2023).

Além disso, a reconfiguração dos sistemas de distribuição, a fim de reduzir as perdas e melhorar as características da rede, é um dos métodos mais rentáveis e

de baixo custo e não há necessidade de dispositivos adicionais (FATHI et al., 2023). Dessa forma, as perdas de energia podem ser mitigadas de forma eficaz por meio da reconfiguração da rede e alocação de geradores distribuídos renováveis cujos os locais, os tamanhos e os tipos, bem como a topologia da rede são determinados de forma otimizada simultaneamente (MAHDAVI et al., 2023).

Por fim, dada a necessidade da operação econômica dos recursos energéticos pelo crescimento da atividade industrial e do aumento da demanda de energia elétrica para atender as atividades humanas (CHEN; TANG, 2022) no recente cenário desregulado do mercado de energia (RAUT et al., 2019), este trabalho foi elaborado no intuito de avaliar os impactos da inserção otimizada de unidades de geração distribuída simultaneamente com a reconfiguração da topologia do sistema, considerando a variação diária de cargas.

## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral é propor uma metodologia para resolver um problema multiobjetivo de alocação e dimensionamento de bancos de capacitores e de geradores distribuídos baseados em sistemas fotovoltaicos considerando reconfiguração de rede e o atendimento da demanda das cargas com o menor custo de operação e de perdas elétricas. Ademais, destacam-se os seguintes objetivos específicos dessa dissertação:

- Encontrar um conjunto de soluções otimizadas e factíveis através da implementação de dois métodos de otimização multiobjetivo baseados em metaheurísticas.
- Definir uma solução flexível dentre o conjunto de soluções factíveis por meio do método de tomada de decisão adotado.
- Realizar uma análise sobre os impactos da inserção otimizada de geradores distribuídos e de bancos de capacitores, da reconfiguração e dos dois processos simultaneamente nos sistemas de teste adotados através dos métodos de otimização multiobjetivo.
- Realizar uma análise gráfica qualitativa entre o conjunto de soluções obtidos pelos algoritmos adotados e comparar a diversidade do conjuntos de soluções para cada abordagem.

## 1.3 TRABALHOS DESENVOLVIDOS

A pesquisa realizada resultou no aceite e apresentação dos seguintes artigos, em outubro de 2023, em seminário com classificação internacional:

- Santos Júnior, V. F.; Ferraz, R. S. F.; Rueda-Medina. Allocation and Sizing of Distributed Generators in Distribution System Using Multi-Objective Optimization. In: Seminar on Power Electronics and Control. 2023.
- Santos Júnior, V. F.; Ferraz, R. S. F.; Ferraz, R. S. F.; Rueda-Medina. Network Reconfiguration and Distributed Generators Allocation and Sizing Using Multi-objective Optimization Algorithms. In: Seminar on Power Electronics and Control. 2023.

Além dos trabalhos acima, houve colaboração no aceite e apresentação dos seguintes artigos, em outubro de 2023, em seminário com classificação internacional:

- Ferraz, R. S. F.; Ferraz, R. S. F.; Santos Júnior, V. F.; Rueda-Medina. Distributed Energy Resources, Capacitor Banks and Fast Charging Stations Allocation using a Multi-Objective Optimization Approach. In: Seminar on Power Electronics and Control. 2023.
- Ferraz, R. S. F.; Ferraz, R. S. F.; Santos Júnior, V. F.; Rueda-Medina, A; Fardin, J. F. Distributed Energy Resources and Fast Charging Stations Allocation for Enhanced System Operation and Charging Infrastructure Coverage. In: Seminar on Power Electronics and Control. 2023.

#### 1.4 CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições da pesquisa realizada são descritas a seguir:

- A formulação do problema de otimização de alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores foi realizada simultaneamente com a reconfiguração das redes adotadas.
- A utilização de dois métodos de otimização multiobjetivo e duas redes de distribuição de teste padrão IEEE com o objetivo de validar a metodologia proposta.
- A adoção de um operador de imigração nos algoritmos de otimização baseados em metaheurísticas com o objetivo de melhorar o espaço de busca de soluções.
- A implementação dos limites operacionais para suporte de potência reativa das geradores distribuídos estabelecidos no padrão IEEE 1547 como restrições.

## 1.5 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Para elucidar as questões propostas, este trabalho está estruturado da seguinte maneira:

– No Capítulo 1, Introdução, são apresentados a contextualização do tema desenvolvido, a justificativa do estudo, os objetivos geral e específico do problema proposto, além das principais contribuições e dos trabalhos desenvolvidos.

– No Capítulo 2, Fundamentação Teórica, os conceitos utilizados no desenvolvimento desta dissertação são apresentados. Dentre os conceitos abordados estão, os recursos de energia distribuída, sistemas de energia distribuída e os algoritmos evolutivos além dos *softwares* adotados e suas características para resolução do problema de operação eficiente de sistemas de distribuição radiais.

– No Capítulo 3, Formulação matemática do problema de otimização, a formulação genérica do problema de otimização bem como o modelo de otimização e dimensionamento dos geradores distribuídos e de bancos de capacitores considerando a reconfiguração do sistema são apresentados. A modelagem do problema inclui as características dos problema de otimização proposto.

– No Capítulo 4, Metodologia, é apresentada a estrutura do problema de otimização. Além disso, a justificativa para a escolha dos algoritmos multiobjetivo adotados e suas características para a resolução do problema proposto e o método de tomada de decisão adotado para escolha de uma solução flexível dentre o conjunto de soluções factíveis são detalhados.

– No Capítulo 5, Resultados e discussões, o estudo de caso incluindo os sistemas teste adotados para validação da metodologia são apresentados. Além disso, os parâmetros referente aos custos associados a alocação e dimensionamento dos geradores distribuídos e dos bancos de capacitores são explicados. A estratégia de codificação para a reconfiguração das redes de teste adotadas e os parâmetros dos algoritmos de otimização são detalhados. Por fim, os resultados computacionais são analisados minuciosamente.

– No Capítulo 6, Conclusões, as conclusões obtidas e as sugestões para trabalhos futuros no presente estudo são apresentadas.

## Capítulo 2

# Fundamentação Teórica

Nesse capítulo, será apresentada uma revisão bibliográfica dos principais conceitos relacionados ao tema proposto. Dentre os tópicos abordados estão a definição e o embasamento teórico sobre os recursos de energia distribuída e sobre os sistemas de energia distribuída e seu papel na mudança da infraestrutura de fornecimento de energia. Além desses tópicos, a escolha das ferramentas computacionais utilizadas são justificadas e o método de resolução do problema de fluxo de potência explicados. Por fim, a estrutura de implementação para resolução do problema a ser solucionado e a justificativa para adoção dos algoritmos evolutivos como técnica de otimização são apresentados.

### 2.1 RECURSOS DE ENERGIA DISTRIBUÍDA

A infraestrutura de fornecimento de energia tem tradicionalmente dependido de uma abordagem centralizada. As centrais elétricas, por exemplo, são normalmente concebidas para fornecer eletricidade a grandes bases populacionais, por vezes até a milhares de quilômetros de distância, empregando um sistema complexo de transmissão e distribuição. Os sistemas energéticos centralizados em grande escala não são apenas caros de desenvolver e manter, mas também enfrentam múltiplos constrangimentos e problemas (NADEEM et al., 2023).

Estas centrais elétricas convencionais, segundo o Acordo de Paris, terão de ser largamente substituídas por recursos energéticos renováveis até o ano 2050 (WAGNER et al., 2023). Nesse contexto, os Recursos de Energia Distribuída (DERs, sigla em inglês *Distributed Energy Resources*) são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de eletricidade localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, geralmente conectadas a unidades consumidoras (BTM, sigla em inglês *Behind-the-meter*) (EPE, 2018).

Desde o rápido desenvolvimento dos DERs nos últimos anos, surgiu um consenso global sobre as alterações climáticas e a estratégia energética, levando os países a defender uma transição para sistemas energéticos sustentáveis e de baixo carbono (ZHAO et al., 2023). No entanto, a natureza intermitente e as incertezas inerentes aos DERs apresentam desafios, necessitando modernização e de uma mudança de redes de distribuição passivas para redes de distribuição ativas (ADN, sigla em inglês *Active Distribution Networks*).

De acordo com Babayomi et al. (2023), O conceito de uma rede moderna foi motivado pela necessidade de melhorar a eficiência da produção e distribuição de eletricidade, de melhorar a fiabilidade, de capacitar os utilizadores de eletricidade com informações para controlar a sua utilização e custos de energia eléctrica, e de mitigar os impactos climáticos da indústria de energia eléctrica. Estas levaram a ações industriais, de investigação e regulamentares para a rede inteligente em evolução.

Além disso, a definição dos DERs foi frequentemente ampliada para incluir eficiência energética, Resposta à Demanda (DR, sigla em inglês *Demand Response*) e Gerenciamento ao Lado da Demanda (DSM, sigla em inglês *Demand Side Management*). Com a finalidade identificar as implicações da penetração em larga escala dessas tecnologias no sistema eléctrico, EPE (2018) considerou que os DERs contemplam a Geração Distribuída, o Armazenamento de energia, os Veículos eléctricos (VE) e infraestrutura de recarga além da Eficiência energética e do DSM.

Nesse cenário, os DERs permitem maior participação do consumidor tanto na geração e no gerenciamento do consumo de sua própria energia. Os DERs são geralmente classificados em duas categorias, os DERs despacháveis e não despacháveis. Os DERs despacháveis são os recursos cuja potência de saída pode ser ajustada pelos operadores da concessionária. Os DERs alimentados por combustíveis fósseis pertencem a essa categoria. A energia gerada pelos DERs não despacháveis não pode ser ajustada pelos operadores da concessionária. As unidades de geração distribuída solar e eólica pertencem a essa categoria (RAHMAN et al., 2015).

## 2.2 SISTEMAS DE ENERGIA DISTRIBUÍDA

Os Sistemas de Energia Distribuída (DESS, sigla inglês *Distributed Energy Systems*) são altamente apoiados pelo impulso global às energias renováveis, uma vez que a maioria dos DESS, especialmente em aplicações fora da rede, são baseados em energias renováveis (NADEEM et al., 2023). Os DESS pode ser classificado de acordo com três categorias, as quais são de acordo com a conectividade de rede, o nível de aplicação e o tipo de carga. Em termos de conectividade à rede, o DES é dividido principalmente em sistemas ligados à rede e sistemas fora da rede.

De acordo com o nível de aplicação, os DES são classificados em três diferentes escalas, a escala de construção pequena, a escala distrital e a escala urbana. Com base no tipo de carga, os DESS são categorizados em sistemas baseados em carga firme e sistemas baseados em carga intermitente. Os sistemas intermitentes são geralmente baseados em energias renováveis. DESS baseados em energias renováveis empregam tecnologias como energia solar, eólica, hidrelétrica, biomassa e energia geotérmica.

Algumas dessas tecnologias podem ser classificadas em diferentes tipos. As tec-

nologias solares, por exemplo, podem ser categorizadas em energia solar fotovoltaica, energia solar térmica e aquecimento solar de água. Da mesma forma, a biomassa pode ser usada para fornecer combustíveis sólidos, combustíveis líquidos, como biodiesel e bioetanol, e combustíveis gasosos.

Os DESs baseados em energias renováveis oferecem vários benefícios, como redução de emissões de GEE e custos mais baixos de operação e manutenção. Estes sistemas, no entanto, são normalmente intermitentes e necessitam de armazenamento de energia para oferecer soluções fiáveis.

As tecnologias DES de base não renovável também estão disponíveis de maneira ampla como, por exemplo, o motor de combustão interna, a cogeração, as turbinas a gás, as microturbinas e as células de combustível. Essas tecnologias podem usar diferentes tipos de combustíveis fósseis. (NADEEM et al., 2023)

### 2.3 OPENDSS

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) é uma ferramenta abrangente de simulação de código aberto de sistemas elétricos para sistemas de distribuição de energia elétrica. Dentre as funcionalidades, pode-se citar a análise e simulação de geração distribuída, sistemas fotovoltaicos e de geração eólica bem como análise de eficiência energética no fornecimento de energia, aplicações de redes inteligentes e análise de harmônicos (DUGAN et al., 2016). O OpenDSS foi projetado para ser indefinidamente expansível, de modo que possa ser facilmente modificado para atender a necessidades futuras.

O OpenDSS pode ser implementado com uma *Dynamic-link library* (DLL) por meio da interface COM acionada a partir de uma variedade de *softwares* existentes o que proporciona recursos analíticos externos avançados, bem como excelentes gráficos para a exibição de resultados. O OpenDSS, por meio da interface COM, permite que o usuário projete e execute diferentes modos e recursos de solução personalizados a partir de um programa externo e executar as funções do simulador, inclusive a definição dos dados do modelo o que torna o *software* bastante abrangente.

O programa é compatível com quase todas as análises de estado estacionário no domínio de frequência comumente executadas para planejamento e análise de sistemas de distribuição de serviços públicos. Nesse contexto, o OpenDSS é utilizado como ferramenta para modelar sistemas de distribuição e possui como uma de suas características principais a realização de simulações sequenciais no tempo.

Dessa forma, o OpenDSS é capaz de analisar como os sistemas se comportam durante um intervalo de tempo definido em seus diferentes modos de simulação. Dentre os modos de simulação, pode-se citar o de Fluxo de Potência Instantâneo, o de Fluxo

de Potência Diário, o de Fluxo de Potência Anual além da Análise Harmônica, Análise Dinâmica e o Estudo de Curto Circuito.

### 2.3.1 Problema de fluxo de potência

O problema de fluxo de potência, ou fluxo de carga, tem como objetivo compreender o estado operativo de uma rede elétrica em regime permanente senoidal. De forma a identificar os caminhos percorridos pelas potências ativa e reativa em todos os elementos da rede elétrica, além do fasor tensão em todos os barramentos. A resolução e a análise do fluxo de potência são de grande importância para as operações em tempo real do sistema e também para o planejamento de sua melhor operação e expansão.

A IEEE Standard 3002.2 (2018) descreve que o estudo de fluxo de potência é o estudo que prevê as tensões, correntes e potências no estado estacionário de um sistema elétrico. Nesse contexto de análise, a modelagem do sistema assume uma natureza estática, em que a rede é descrita por um conjunto de equações e inequações algébricas. Esses modelos encontram justificativa devido à análise estar associada a cenários nos quais as alterações nas grandezas ao longo do tempo ocorrem de maneira suficientemente gradual, permitindo, assim, a desconsideração dos efeitos transitórios.

Assim como na grande maioria dos softwares de Fluxo de Potência, a formulação do problema no OpenDSS se baseia na construção de uma matriz de admitância nodal que, normalmente, é utilizada na formulação de um sistema de equações a ser resolvido por diferentes métodos. Porém, o método de solução do OpenDSS se difere dos mais tradicionais, como os métodos de Newton-Raphson e Gauss-Saidel, pois ele não utiliza diretamente os dados de potências injetadas no sistema (ROCHA; RADATZ, 2018).

No OpenDSS, o sistema de equações a ser resolvido trabalha diretamente em cima da matriz de admitância nodal do sistema, isto é, com os fasores de tensões nodais e correntes injetadas. Vale ressaltar também que, no processo de soluções, o *software* utiliza valores atuais de tensão e corrente. Valores por unidade e componentes simétricas podem ser utilizados somente como dados de entrada e saída do programa. A relação entre a matriz de admitância nodal, tensões nodais e correntes injetadas é apresentada na estrutura matricial na Equação 1.

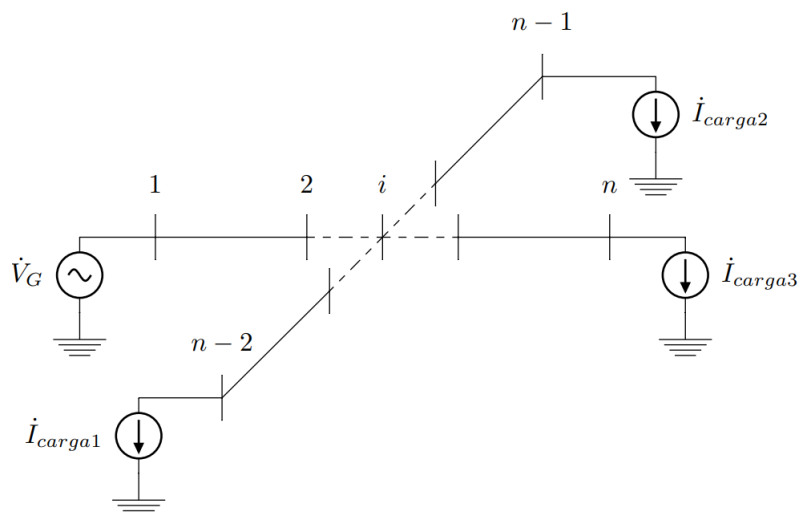
$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ Y_{i1} & \cdots & Y_{ii} & \cdots & Y_{in} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{m,2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (1)$$

No OpenDSS, cada elemento dessa matriz é associado a um nó ou a um par de



nós do sistema. Além disso, essa matriz relaciona correntes injetadas e tensões nodais de um sistema. O sistema elétrico da Figura 3 é um sistema fictício com  $n$  barras e que pode ser modelado através do OpenDSS. Uma corrente injetada é uma corrente que entra em um barramento ou nó da rede, sendo sempre externa à mesma. Já uma tensão nodal é uma tensão medida entre uma barra ou nó qualquer e um barramento ou nó de referência que, usualmente, é o nó terra.

Figura 3 – Sistema elétrico fictício com  $n$  barras.



Fonte: (ROCHA; RADATZ, 2018)

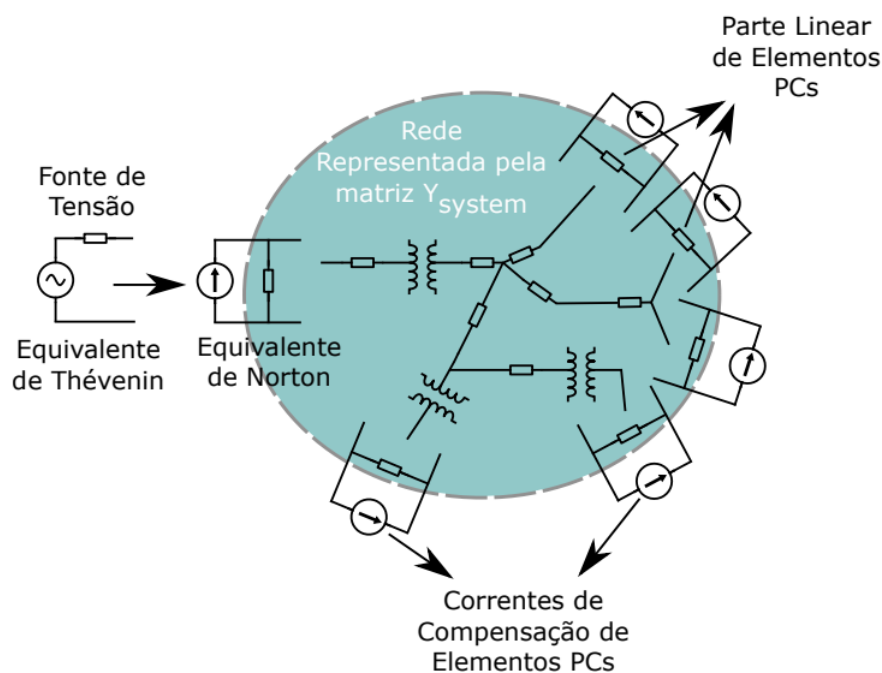
### 2.3.2 Método do OpenDSS para o cálculo do fluxo de potência

O OpenDSS possui dois algoritmos para solução do fluxo de potência, sendo um chamado de Normal e o outro chamado de Newton (apesar do nome, não é igual ao método de Newton Raphson clássico) (ROCHA; RADATZ, 2018). Para condições de operação sensíveis, nas quais o método Normal possa não convergir, recomenda-se a utilização do método de Newton, que é mais lento, porém mais robusto.

Todos os outros elementos de conversão de energia que não possuem uma característica não linear são convertidos para um Norton Equivalente, cuja impedância paralelo também é incluída na matriz de admitância nodal do sistema como pode ser observado pela Figura 4.

O método de solução do fluxo de potência Normal do OpenDSS emprega um simples método do ponto fixo iterativo na maioria das análises que pode realizar. De acordo com Dugan et al. (2016), esse método é suficientemente robusto para a maioria dos sistemas de distribuição. O processo iterativo é dividido em quatro etapas. O de chute inicial onde considera a corrente de compensação nula para todos os elementos, o de cálculos de correntes injetadas, o de solução para um novo vetor de tensões nodais e o de teste de convergência.

Figura 4 – Ilustração de como o OpenDSS interpreta uma rede.



Fonte: (ROCHA; RADATZ, 2018)

Esse método exige que o chute inicial das tensões no sistema seja próximo da solução final. Isso normalmente não é um problema para simulações temporais, dado que a solução em um dado passo de tempo costuma ser um ótimo chute inicial para o processo iterativo no passo de tempo seguinte. Em sistemas de distribuição, a convergência é tipicamente alcançada em 4 a 10 iterações para o fluxo de potência inicial e 2 a 3 iterações para as soluções subsequentes em um fluxo de potência temporal, ou seja, a dificuldade se encontra mesmo no chute inicial no primeiro passo de tempo.

## 2.4 MATLAB

Dentre os programas e plataformas existentes para controlar o OpenDSS, o MATLAB (Matrix Laboratory) desenvolvido pela MathWorks Inc é uma das ferramentas capazes de implementar algoritmos para utilizar o OpenDSS para representar o comportamento do sistema de distribuição, enquanto ajustam quaisquer que sejam as variáveis que se deseja otimizar. O MATLAB é uma linguagem comumente utilizada na computação científica e fornece a possibilidade de acessar todas as propriedades associadas a um objeto de classe no OpenDSS.

De tal maneira que, os códigos externos de linguagens de programação como a do MATLAB possibilitam a simulações interativas através de *loops* ou laços de repetição além da expansão das funcionalidades do OpenDSS. A praticidade de desenvolver um laço de repetição traz rapidez de execução comparado se o processo fosse escrito diretamente

no OpenDSS através do comando *Next*. Na Figura 5, é possível observar um exemplo de acionamento do OpenDSS através da interface COM no MATLAB.

Figura 5 – Exemplo de acionamento do OpenDSS através da interface COM no MATLAB.

```

% -----
% Initialize OpenDSS
% -----
% Instantiate the OpenDSS Object
DSSobj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
% Start up the Solver
if ~DSSobj.Start(0),
    disp('Unable to start the OpenDSS Engine')
return
end

% -----
% Create the Line Interface
% -----

% Instantiate some OpenDSS Classes by creating some interfaces
DSSText = DSSobj.Text;
DSSCircuit = DSSobj.ActiveCircuit;
DSSLines=DSSCircuit.Lines;

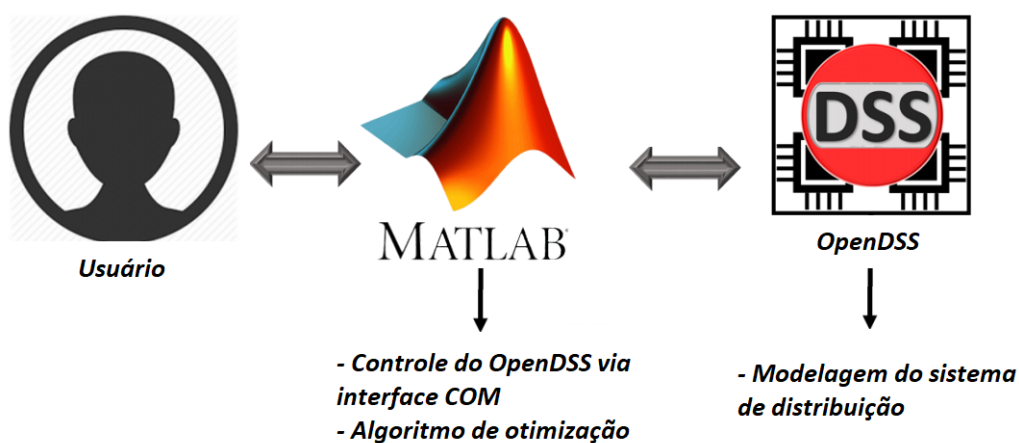
```

Fonte: EPRI

### 2.4.1 Estrutura de implementação

A Figura 6 apresenta a estrutura de implementação para a resolução do problema a ser solucionado. O usuário através do *software* MATLAB modela os algoritmos de otimização adotados para alcançar os objetivos específicos do problema de forma que consiga extrair e ajustar as variáveis de controle do problema a cada interação. O OpenDSS controlado pelo MATLAB via interface COM é utilizado para modelagem e cálculo do fluxo de potência dos sistemas de distribuição adotados no problema e a partir dele são extraídos dados e variáveis a serem utilizados nos algoritmos de otimização.

Figura 6 – Estrutura de implementação do problema de otimização.



Fonte: Elaboração própria.

## 2.5 ALGORITMOS EVOLUTIVOS

As técnicas de otimização são amplamente utilizadas em muitas disciplinas diferentes. Eles são mais bem utilizados para fornecer soluções inovadoras ou para obter percepções sobre problemas complexos (WANG; SOBEY, 2020). Dessa maneira, os problemas difíceis e complexos existentes em aplicações do mundo real aumentaram a demanda por algoritmos metaheurísticos eficazes que sejam capazes de alcançar boas soluções (e não necessariamente ótimas), realizando uma busca inteligente no espaço de soluções factíveis (LARRAÑAGA et al., 2013).

Algoritmos evolutivos tornaram-se o método de escolha para problemas de otimização que são muito complexos para serem resolvidos usando técnicas determinísticas (METAXIOTIS; LIAGKOURAS, 2012). Algoritmos evolutivos são uma das categorias mais populares de técnicas de otimização, especialmente em projetos de engenharia, pois são capazes de encontrar soluções em espaços de busca grandes e complexos. (WANG; SOBEY, 2020)

Algoritmos evolutivos são uma subclasse da computação evolutiva e pertencem ao conjunto de algoritmos gerais de busca estocástica. Trata-se de algoritmos de otimização metaheurísticos que trabalham com o conceito de população (VIKHAR, 2016). Ao aplicarem seus mecanismos inspirados na natureza, por exemplo, sobrevivência do mais apto ou cruzamento e mutação genética, em uma população de soluções candidatas, abordagens evolutivas como algoritmos genéticos têm sido capazes de realizar uma busca mais eficaz e diversificada no vasto espaço de soluções de problemas difíceis (LARRAÑAGA et al., 2013).

Algoritmos evolutivos multiobjetivo são formulados com base na operação de algoritmos evolutivos com algumas modificações; entretanto, elas são diferentes de outras técnicas de otimização multiobjetivo (ADEYEMO; STRETCH, 2018). Um problema de otimização multiobjetivo envolve pelo menos dois objetivos conflitantes e tem um conjunto de soluções ótimas de Pareto. Os algoritmos evolutivos multiobjetivo usam uma população de soluções para aproximar o conjunto ideal de Pareto em uma única execução (DUC et al., 2020).

Dessa maneira, os algoritmos evolutivos se tornam alternativas adequadas para problemas de otimização multiobjetivo, pois são inspirados nos processos biológicos que são inerentemente multiobjetivo (METAXIOTIS; LIAGKOURAS, 2012). Dentre os mecanismos de evolução biológica os quais inspiram os algoritmos evolutivos, pode-se citar a reprodução, mutação, recombinação e seleção (VIKHAR, 2016).

## Capítulo 3

# Formulação matemática do problema de otimização

Neste capítulo, será apresentada a formulação genérica de um problema de otimização, bem como o modelo matemático de otimização para alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores simultaneamente com a reconfiguração do sistema. A modelagem do problema inclui as características das funções objetivo, das restrições e das funções de penalização que envolvem o problema.

### 3.1 FORMULAÇÃO GENÉRICA DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

A otimização pode incluir uma ampla gama de problemas com o objetivo de atingir certa otimalidade. Dessa maneira, existem diferentes formas de nomear e classificar problemas de otimização e as técnicas de otimização também podem variar bastante de problema para problema. Uma abordagem única não é possível, e a complexidade do problema de otimização depende em grande parte da modelagem das funções objetivo e das restrições do problema. Ainda assim, de acordo com Yang (2010), é possível escrever a maioria dos problemas de forma genérica como pode ser observado em (2)-(4).

$$\min f_i(x), \quad i \in \{1, 2, \dots, M\} \quad (2)$$

$$\phi_j(x) = 0, \quad j \in \{1, 2, \dots, J\} \quad (3)$$

$$\psi_k(x) \leq 0, \quad j \in \{1, 2, \dots, K\} \quad (4)$$

Onde  $f_i(x)$ ,  $\phi_j(x)$  e  $\psi_k(x)$  são funções do vetor de decisão da Equação (5).

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T \quad (5)$$

As componentes  $x_i$  do vetor  $x$  correspondem as variáveis de decisão do problema e podem ser reais, contínuas, discretas ou uma mistura destas duas. As funções  $f_i(x)$  em que  $i = 1, 2, \dots, M$  são chamadas de funções objetivo e, no caso de  $M = 1$ , existe apenas um único objetivo. As equações  $\phi_i$  e as inequações  $\psi_i$  correspondem as restrições do problema e é possível formular os objetivos como um problema de maximização.

### 3.2 PROBLEMA DE ALOCAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS E DE BANCO DE CAPACITORES E RECONFIGURAÇÃO DO SISTEMA

O problema de alocação e dimensionamento otimizado de geradores distribuídos baseados em sistemas fotovoltaicos e de banco de capacitores simultaneamente com a reconfiguração do sistema de distribuição consiste na minimização das perdas elétricas do sistema e na minimização dos custos totais de investimento e de operação. A modelagem matemática apresentada nessa secção é baseada em Rueda-Medina et al. (2013).

#### 3.2.1 Funções objetivo

A primeira função objetivo deste modelo de otimização, descrita na Equação (6), representa o somatório anual das perdas de potência ativa do sistema. A segunda função objetivo  $f_2$ , descrita na Equação (7), representa o somatório anual dos custos totais de investimento e operação. As funções objetivo são calculadas com base nos dados gerados após o cálculo do fluxo de potência.

$$\min f_1 = 365 \sum_{\phi=1}^3 \sum_{t=1}^{t_m} P_{t,\phi}^l \quad (6)$$

$$\min f_2 = 365 \sum_{\phi=1}^3 \sum_{t=1}^{t_m} C_s P_{t,\phi}^S + 365 \sum_{\phi=1}^3 \sum_{t=1}^{t_m} C_{GD} P_{t,\phi}^{GD} + \sum_{g=1}^{g_m} z_g C_{Inv}^{GD} + \sum_{g=1}^{g_m} w_g C_{Inv}^{BC} \quad (7)$$

Onde  $P_{t,\phi}^l$  representa as perdas horárias das linhas em cada fase do sistema,  $C_s$  e  $C_{GD}$  representam, respectivamente, os custos de energia da subestação e dos geradores distribuídos (em US\$/kWh).  $C_{Inv}^{GD}$  e  $C_{Inv}^{BC}$  representam, respectivamente, os custos de investimento de cada gerador distribuído e de cada banco de capacitor (em US\$).  $P_{t,\phi}^S$  e  $P_{t,\phi}^{GD}$  representam a potência ativa fornecida pela subestação e por cada gerador distribuído por hora em cada fase. As variáveis  $z_g$  e  $w_g$  indicam a presença, respectivamente, de geradores distribuídos e de banco de capacitores no sistema. O índice  $t$  representa o tempo (em horas),  $g$  representa os barramentos do sistema de distribuição,  $\phi$  representa a fase e  $m$  representa o valor máximo de cada variável.

#### 3.2.2 Restrições

As restrições do problema de fluxo de potência representam o balanço de potência e os limites operacionais do sistema. As restrições de igualdade correspondem ao equilíbrio de potência que deve existir em todos os barramentos do sistema. As restrições de desigualdade na modelagem representam os limites operacionais do sistema.

### 3.2.2.1 Restrições de Balanço de Potência

O balanço de potência ativa e reativa do sistema deve respeitar as Equações (8) e (9), respectivamente. A potência ativa demandada  $P_{i,\phi}^D$  na Equação (8) em cada barramento deve ser igual as potências ativas  $P_{i,\phi}^S$  e  $P_{i,\phi}^{GD}$  fornecidas, respectivamente, pela subestação e pelos geradores distribuídos alocados a cada fase, somado às perdas ativas nos ramos  $ij$  ligados a este barramento. A potência reativa demandada  $Q_{i,\phi}^D$  na Equação (9) é análoga à potência ativa demandada na Equação (8) com a presença da potência reativa dos bancos de capacitores  $Q_{i,\phi}^{BC}$ .

$$\sum_{\phi=1}^3 P_{j,i,\phi} - \sum_{\phi=1}^3 (P_{i,j,\phi} + I_{i,j,\phi}^2 R_{i,j,\phi}) + \sum_{\phi=1}^3 P_{i,\phi}^S + \sum_{\phi=1}^3 P_{i,\phi}^{GD} = \sum_{\phi=1}^3 P_{i,\phi}^D \quad (8)$$

$$\sum_{\phi=1}^3 Q_{j,i,\phi} - \sum_{\phi=1}^3 (Q_{i,j,\phi} + I_{i,j,\phi}^2 X_{i,j,\phi}) + \sum_{\phi=1}^3 Q_{i,\phi}^S + \sum_{\phi=1}^3 Q_{i,\phi}^{GD} + \sum_{\phi=1}^3 Q_{i,\phi}^{BC} = \sum_{\phi=1}^3 Q_{i,\phi}^D \quad (9)$$

A relação entre a tensão dos barramentos e a corrente de linha de cada fase do sistema são descritas, respectivamente, nas Equações (10) e (11).

$$V_{i,\phi}^2 - 2(P_{i,j,\phi} R_{i,j,\phi} + Q_{i,j,\phi} X_{i,j,\phi}) - I_{i,j,\phi}^2 Z_{i,j,\phi}^2 = V_{j,\phi}^2 \quad (10)$$

$$\sum_{\phi=1}^3 I_{i,j,\phi}^2 = \sum_{\phi=1}^3 I_{j,i,\phi}^2 = \sum_{\phi=1}^3 \frac{(P_{i,j,\phi})^2 + (Q_{i,j,\phi})^2}{V_{j,\phi}^2} \quad (11)$$

Onde  $V_{i,\phi}$  e  $V_{j,\phi}$  representam a tensão em dois barramentos conectados.  $P_{i,j,\phi}$  e  $Q_{i,j,\phi}$ , representam, respectivamente, a potência ativa e reativa no ramo  $ij$  e na fase  $\phi$ .  $R_{i,j,\phi}$ ,  $X_{i,j,\phi}$ ,  $Z_{i,j,\phi}$  e  $I_{i,j,\phi}$  representam, respectivamente, a resistência, a reatância, a impedância e a corrente no ramo  $ij$  e na fase  $\phi$ .

### 3.2.2.2 Restrições de Limites Operacionais do sistema

O problema de otimização está sujeito aos limites apresentado nas Equações (12) e (13) que delimitam, respectivamente, a máxima corrente de linha suportável nos condutores e a máxima tensão nas fases dos barramentos do alimentador.

$$I_{i,j,\phi}^2 \leq I_{max}^2 \quad (12)$$

$$V_{min} \leq V_{i,\phi} \leq V_{max} \quad (13)$$

A corrente ao quadrado em qualquer fase  $\phi$  e qualquer ramo  $ij$  do sistema deve ser menor ou igual à corrente máxima  $I_{max}$  ao quadrado. A tensão em qualquer barramento do sistema de potência deve estar dentro dos limites de tensão mínima  $V_{min}$  e tensão máxima  $V_{max}$  estabelecidos por norma.

Os geradores distribuídos considerados neste trabalho são capazes de injetar tanto potência ativa quanto reativa na rede de distribuição. Dessa forma, deve-se considerar a capacidade de fornecimento de potência ativa e reativa dos inversores conectados aos geradores distribuídos (FERRAZ et al., 2020). A IEEE Std 1547 (2018) apresenta especificações e requerimentos técnicos para a interconexão e interoperabilidade de DER no sistema de distribuição para as Categoria A e Categoria B de operação do sistema.

Nesse sentido, de acordo com a norma IEEE Std 1547 (2018), a potência ativa mínima em estado estacionário corresponde a 5% da potência ativa nominal ( $P_{nom}$ ), a capacidade de fornecimento de potência reativa para as duas categorias corresponde a 44% da potência aparente nominal ( $S_{nom}$ ) do gerador distribuído. No que diz respeito a capacidade máxima de absorção de potência reativa, principal critério de diferença entre as categorias, a Categoria A e Categoria B, tem capacidade de absorver, respectivamente, 25% e 44% de  $S_{nom}$ .

Os geradores distribuídos da Categoria B abrangem todos os requisitos da Categoria A, para além de especificar as capacidades suplementares necessárias para integrar adequadamente unidades de geradores distribuídos nos sistemas de distribuição, onde a penetração dos geradores é maior ou onde a produção de energia do gerador distribuído está sujeita a grandes variações frequentes (IEEE, 2018a).

Portanto, para lidar com os problemas de qualidade de energia, causados pelo número de geradores dispersos integrados ao sistema de distribuição, apenas unidades de geradores distribuídos com desempenho de Categoria B da IEEE Std 1547 (2018) foram escolhidas nesse trabalho. Os geradores distribuídos adotados da Categoria B estão sujeitos aos limites operacionais descritos nas Equações (14)-(17).

$$(P_{t,g}^{GD})^2 + (Q_{t,g}^{GD})^2 = (S_{nom})^2 \quad (14)$$

$$P_{t,g}^{GD} \geq 0.05S_{nom} \quad (15)$$

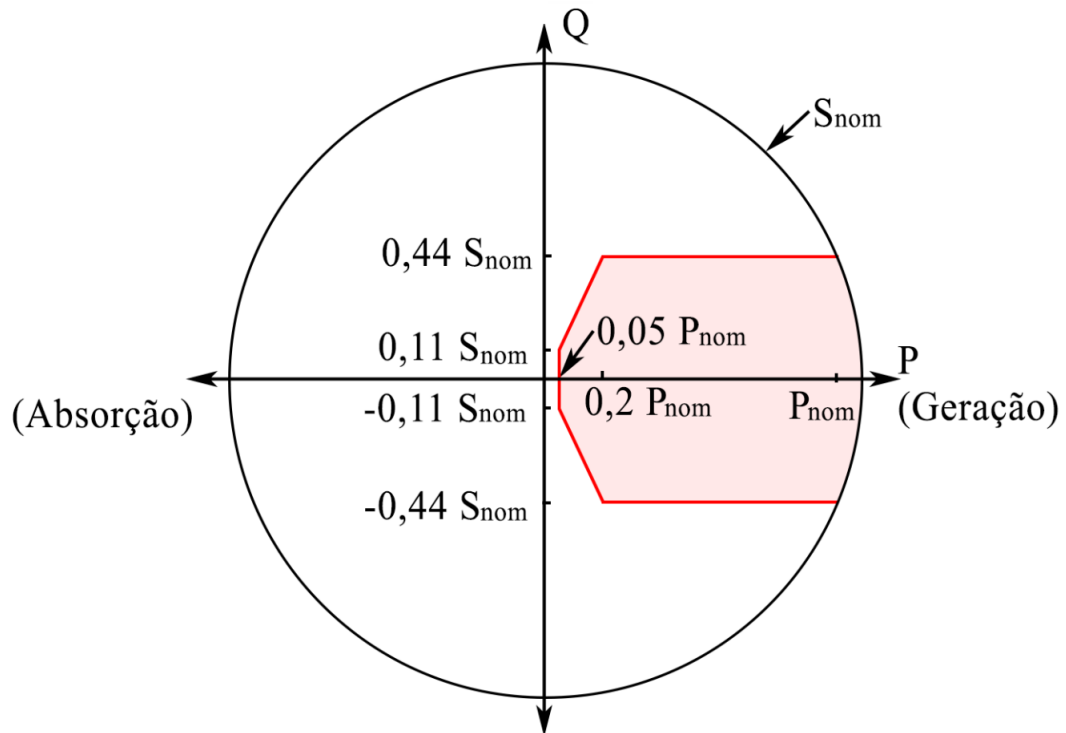
$$-0.44S_{nom} \leq Q_{t,g}^{GD} \leq 0.44S_{nom} \quad (16)$$

$$-0.22P_{t,g}^{GD} \leq Q_{t,g}^{GD} \leq 0.22P_{t,g}^{GD} \quad (17)$$



Onde  $P_{t,g}^{GD}$ ,  $Q_{t,g}^{GD}$  e  $S_{nom}$  representam a potência ativa e reativa a cada hora e a potência nominal aparente de cada gerador distribuído. As Equações (14)-(17) descrevem a curva de capacidade dos geradores distribuídos da Categoria B e a Figura 7 representa graficamente esse conjunto de equações para que seja possível aplicá-las como restrições no problema de otimização.

Figura 7 – Curva de capacidade de geradores distribuídos que operam na Categoria B.



Fonte: Ferraz (2020)(Adaptado)

### 3.2.2.3 Restrição de alocação de geradores distribuídos e de banco de capacitores

Com o objetivo de evitar que mais de um gerador e/ou banco de capacitor seja alocado no mesmo barramento uma condicionante foi introduzida como restrição do problema. A Equação (18) descreve a restrição do número de elementos alocados por barramento.

$$\sum_{g=1}^{g_m} (z_g + w_g) \leq 1 \tag{18}$$

As Equações (19) e (20) descrevem, respectivamente, o número máximo de geradores e de banco de capacitores a serem alocados no sistema.

$$n_{GD} \leq n_{GD}^{MAX} \tag{19}$$

$$n_{BC} \leq n_{BC}^{MAX} \quad (20)$$

As Equações (21) e (22) descrevem, respectivamente, os limites de capacidade de geradores distribuídos e de banco de capacitores a serem alocados no sistema.

$$P_{min}^{GD} \leq P^{GD} \leq P_{max}^{GD} \quad (21)$$

$$Q_{min}^{BC} \leq Q^{BC} \leq Q_{max}^{BC} \quad (22)$$

#### 3.2.2.4 Restrição de reconfiguração do sistema

A configuração dos sistemas de distribuição são normalmente radiais e, de acordo com Šočić e Stefanov (2019), a radialidade facilita o ajuste simplificado dos dispositivos de proteção e regulação de relés, independentemente da presença ou ausência de fontes distribuídas conectadas. Por este motivo, a reconfiguração deve ser feita de forma que a estrutura radial da rede seja mantida (CHAHÍ et al., 2023). Entretanto, o conceito de Laços Fundamentais aplicado a reconfiguração de sistemas de distribuição leva em consideração um conjunto de elementos, normalmente interruptores ou chaves, que formam um caminho fechado.

Desse modo, para o processo de reconfiguração do sistema de distribuição, é necessário considerar tanto os interruptores de ligação como interruptores de seccionamento em estado inicialmente fechado. Assim, a primeira etapa consiste em identificar o número de Laços Fundamentais do sistema através da Equação (23):

$$LF = E - N + 1 \quad (23)$$

Onde  $LF$  representa o número de Laços Fundamentais do sistema,  $E$  representa o número total de elementos e  $N$  representa o número total de nós ou barramentos do sistema. Dessa maneira,  $LF$  também representa o comprimento do cromossomo de reconfiguração para o algoritmo evolutivo a ser adotado. Cada gene em um cromossomo, denotado por um número real, será o interruptor que será aberto para manter uma configuração radial viável (SÁNCHEZ; ABRIL, 2023). O número de interruptores abertos será o número de laços fundamentais definido para o sistema de distribuição.

Por este motivo, a restrição atua sucessivamente para cada variável de controle para garantir que um determinado conjunto de interruptores seja aberto com o objetivo que o sistema seja reconfigurado e sempre apresente uma topologia radial. Dessa maneira, evita-se a criação de uma rede desconectada, o que reduz bastante o número de pesquisas e acelera o processo de geração da população (ŠOČIĆ; STEFANOV, 2019).

### 3.2.3 Penalizações

A função de aptidão apresentada na Equação (24) representa a avaliação das funções de objetivo em termos de cumprimento das restrições. No caso de uma restrição violada, é utilizada uma função de penalização nas Equações (25) e (26) para avaliar as funções objetivo das Equações (6) e (7).

$$\Phi_k = f_k + \sum_{g=1}^{g_m} \Omega_g + \sum_{l=1}^{l_m} \Omega_l, \quad k \in \{1, 2\} \quad (24)$$

$$\Omega_g = \begin{cases} \alpha_g(V_{min} - V_g), & \text{if } V_g < V_{min} \\ \alpha_g(V_g - V_{max}), & \text{if } V_g > V_{max} \end{cases} \quad (25)$$

$$\Omega_l = \beta_l(I_{i,j,\phi}^2 - I_{max}^2), \quad \text{if } I_{i,j,\phi} > I_{max} \quad (26)$$

Onde  $k$  representa o número de funções objetivos,  $g$  representa o barramento e  $ij$  representa o ramo do sistema,  $\alpha_g$  e  $\beta_l$  são coeficientes de penalização e  $l$  são linhas.

## Capítulo 4

# Metodologia

A familiaridade com ferramentas computacionais é essencial para a resolução de problemas de otimização. Em problemas de alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e/ou de banco de capacitores, bem como de reconfiguração de sistema de distribuição é necessário a resolução de múltiplos cálculos de fluxo de potência. Dessa forma, a modelagem dos sistemas de distribuição teste foram realizadas através do *software* OpenDSS da EPRI (EPRI, 1997). O *software* foi escolhido para a realização desses cálculos e será utilizado dentro da estrutura dos algoritmos multiobjetivo.

Neste capítulo, serão apresentadas a justificativa para a escolha dos algoritmos multiobjetivo e suas características para a resolução do problema proposto. Além disso, o método de tomada de decisão adotado para escolha de uma solução flexível dentre o conjunto de soluções factíveis é detalhado. A implementação dos métodos de otimização multiobjetivo foi realizada através do *software* MATLAB da MathWorks (MATHWORKS, 2012) para a resolução do problema de otimização descrito detalhadamente no Capítulo 3. Ademais, os sistemas de distribuição adotados para validação da metodologia proposta serão apresentados no Capítulo 5.

### 4.1 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Em meio aos vários tipos de algoritmos de otimização existentes, as metaheurísticas estão entre as principais abordagens de solução que têm sido utilizadas pelos pesquisadores. Os algoritmos evolutivos são metaheurísticas de otimização que englobam os algoritmos genéticos. Os algoritmos genéticos são modelos matemáticos computacionais inspirados nos mecanismos de evolução natural e recombinação genética. Estes algoritmos são baseados em populações que simulam os processos de nascimento, seleção, reprodução e adaptação dos seres (JUNQUEIRA, 2021) e possuem a finalidade de resolver problemas em diversas áreas.

Apesar da maioria dos algoritmos evolutivos possuírem dificuldades, como alto custo computacional, falta de elitismo e dificuldade na configuração de parâmetros (RAHIMI et al., 2022), o *Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II* (NSGA-II) (DEB et al., 2000), proposto com base no NSGA, busca mitigar todas as dificuldades dos algoritmos evolutivos. A complexidade computacional é bastante reduzida em relação ao NSGA ao adotar um algoritmo de classificação não dominada rápido (GU et al., 2022).

O NSGA-II tornou-se um dos algoritmos de referência no campo da otimização evolutiva multiobjetivo (CHEN et al., 2023) juntamente com Otimização Multiobjetivo por Enxame de Partículas (MOPSO, sigla inglês *Multi-Objective Particle Swarm Optimization*) e Otimização Multiobjetivo por Colônia de Formigas (MOACO, sigla inglês *Multi-Objective Ant Colony Optimization*) (RAHIMI et al., 2022).

Além destes, o *Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2* (SPEA 2) tornou-se uma escolha popular e eficiente para resolver problemas de otimização multiobjetivo em diversas áreas de pesquisa, como engenharia, economia, logística, entre outras. O algoritmo SPEA 2 é uma abordagem evolutiva multiobjetivo que inclui o conceito de elitismo, não presente no NSGA-II (LUCENA, 2013). O elitismo aborda o problema da perda de boas soluções durante o processo de otimização devido a efeitos aleatórios (ZITZLER et al., 2004).

Entre as várias vantagens do SPEA 2 em relação a outros algoritmos multiobjetivo, pode-se citar a redução da complexidade computacional, a manutenção de um arquivo externo de soluções não dominadas e a utilização da distância de aglomeração das soluções. A distância de aglomeração é uma das principais características do SPEA 2 para classificar as soluções em uma mesma frente de Pareto. A distancia de aglomeração é uma melhoria em relação ao SPEA com o objetivo de equilibrar a exploração do espaço de busca, evitando soluções redundantes e aumentando a diversidade das soluções encontradas.

#### 4.1.1 NSGA-II

As três propriedades básicas do NSGA-II são a exploração da lei do elitismo, foco nas soluções não dominadas e utiliza do mecanismo de preservação dos indivíduos mais aptos (JAMIL et al., 2019). A preservação ocorre através da recombinação da população primária e secundária e classificação de acordo com a lei de dominância.

O NSGA-II usa classificação não dominada rápida e distância de aglomeração para avaliar a função de aptidão de cada membro da população, o que é importante para garantir a convergência e robustez (ZHANG; LU, 2021). A cada geração do NSGA-II, utiliza-se a classificação de dominância para dividir a população híbrida formada por pais e descendentes em vários níveis de dominância (ZHAO et al., 2018).

Os níveis de dominância são formados por soluções que são melhores que as demais soluções factíveis do espaço de busca, mas são piores que outras soluções em um ou mais objetivos. Com isso, as soluções com maior número de soluções dominadas possuem melhor o nível de dominância. As soluções do primeiro nível de dominância são chamadas de soluções não dominadas, ou Pareto-ótimo.

As soluções não dominadas são armazenadas a cada geração em  $F_1$ , que corres-

ponde à fronteira de Pareto para aquela geração. A cada geração, algumas soluções do último nível de não dominância serão eliminadas de acordo com a distância de aglomeração. Dessa maneira, ao filtrar os indivíduos não qualificados, o algoritmo conduz toda a população a se aproximar da fronteira de Pareto (ZHANG; LU, 2021).

Neste caso, a estratégia de seleção do NSGA-II implica em seu primeiro comportamento de convergência ao ordenar as soluções de acordo com o nível de dominância e segundo de diversidade ao ordenar os níveis de dominância de acordo com a distância de aglomeração das soluções. O NSGA-II tem capacidade de convergir para soluções de alta qualidade com uma melhor dispersão de soluções na fronteira de Pareto obtida em relação aos algoritmos evolutivos anteriores (EBRAHIMI et al., 2014).

O fluxograma do NSGA-II proposto é dado na Figura 8. A população inicial, no Bloco A, que representa localização e a potência dos geradores distribuídos e dos bancos de capacitores, e o conjunto de chaves em estado aberto, é gerada aleatoriamente. Cada indivíduo apresenta a possibilidade de alocar até 4 geradores distribuídos com suas respectivas potências ativa e reativa e até 2 bancos de capacitores com sua potência reativa. Com o objetivo de evitar que mais de um elemento seja alocado no mesmo barramento, uma condicionante foi introduzida na função de geração da população.

Para cada indivíduo, é necessário calcular o fluxo de potência correspondente e armazenar os valores gerados das funções de aptidão através do OpenDSS (Bloco B1). Além disso, verifica-se o atendimento às restrições e aplicam-se penalidades em caso de descumprimento das mesmas (Bloco B2).

No Bloco C, é atribuída uma classificação a cada solução de acordo com o número de vezes que é dominada pelas outras soluções. A classificação de uma solução determina a fronteira de Pareto em que se encontra (SESHADRI, 2006). Desse modo, as soluções com grau de classificação um são as que se encontram na primeira fronteira e são a aproximação do algoritmo à fronteira ótima de Pareto.

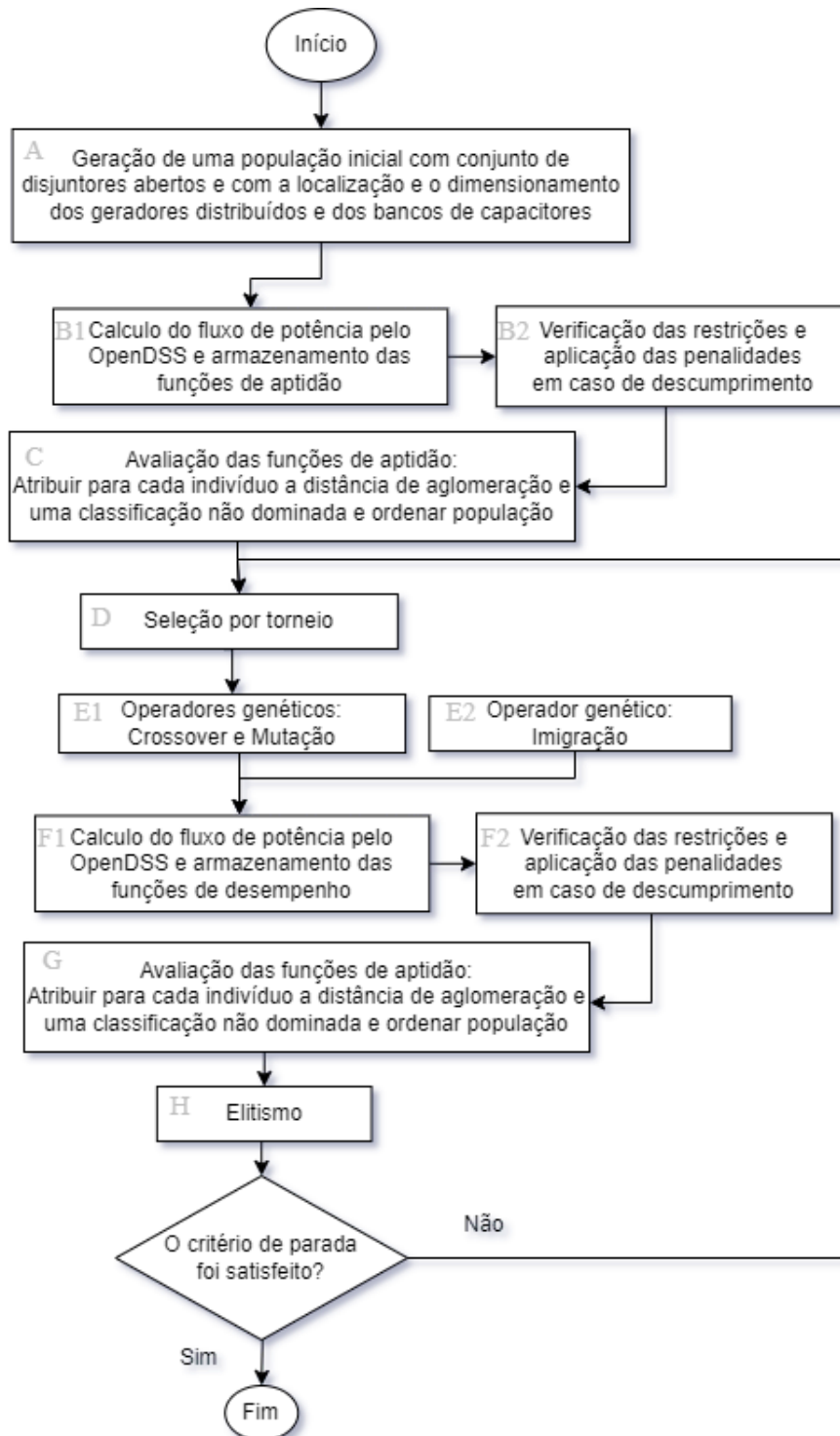
Para além do valor da função de aptidão, é calculado para cada indivíduo a distância de aglomeração. A distância de aglomeração é uma medida da proximidade de um indivíduo em relação aos seus vizinhos. Uma distância média de aglomeração mais elevada resultará em uma maior diversidade na população (BANIHASHEMI et al., 2013).

Antes de aplicar os operadores genéticos, a população inicial é ordenada de acordo com a distância de aglomeração e de acordo com o grau de classificação de dominância (Bloco C). Os operadores genéticos de seleção por torneio (Bloco D), recombinação e mutação (Bloco E1) são executados gerando descendentes que, por sua vez, são avaliados através de suas funções de aptidão (Blocos F1 e F2).

O NSGA-II proposto difere do tradicional na introdução do operador de imigração (Bloco E2) e permite uma melhor pesquisa no espaço de soluções (EBRAHIMI et al.,

2014). Os imigrantes são criados de forma aleatória e avaliados através de suas funções de aptidão (Blocos F1 e F2). A cada geração, a população de imigrantes é adicionada periodicamente à população existente.

Figura 8 – Fluxograma do NSGA-II proposto.



Fonte: Elaboração própria.

A população de cada geração, formada pela população inicial da geração e pelos operadores genéticos, é ordenada de acordo com a distância de aglomeração e de acordo com o grau de classificação não dominada (Bloco G). Posteriormente, o operador de elitismo (Bloco H) realiza um truncamento e seleciona os melhores indivíduos com a dimensão da população principal e o critério de parada é verificado.

As soluções geradas pelo algoritmo consistem na alocação e no dimensionamento otimizados dos geradores distribuídos e dos bancos de capacitores e na reconfiguração da topologia do sistema de distribuição radial, com objetivo de reduzir as perdas elétricas e de reduzir os custos totais do sistema, respeitando os limites operacionais da rede de distribuição de energia. Para conferir passos detalhados do algoritmo, o pseudo código da Tabela 1 explica o NSGA-II proposto.

Tabela 1 – Algoritmo 1: NSGA-II proposto.

---

1)	Início.
2)	Entrada dos parâmetros de configuração: Número de cromossomos: $M$ . Número de genes: $N$ . População: $pop$ . Tamanho população: $nPop$ . Número máximo de gerações: $MaxInt$ . Probabilidade de recombinação: $p_c$ . Probabilidade de mutação: $p_m$ . Probabilidade de imigração: $p_i$ .
3)	Inicializar a população inicial.
3.1)	Gerar uma população aleatória $pop$ .
4)	Calculo das funções de aptidão: $f_1$ = Perdas elétricas e $f_2$ = Custos do sistema. Verificação das restrições e aplicação de penalidades.
5)	Avaliação das funções de aptidão:
5.1)	Classificação não-dominada.
5.2)	Distância de aglomeração.
5.3)	Ordenar população.
6)	Armazenar os primeiros membros da fronteira como fronteira de Pareto ( $F_1$ ).
7)	para $i = 1$ até $MaxInt$ faça:
7.1)	Recombinação.
7.1.1)	Selecionar $P_c$ indivíduos e gerar descendentes $pop_c$ .
7.1.2)	Calculo das funções de aptidão: $f_1$ = Perdas elétricas e $f_2$ = Custos do sistema. Verificação das restrições e aplicação de penalidades
7.2)	Mutação:
7.2.1)	Selecionar $P_m$ indivíduos e gerar descendentes $pop_m$ .
7.2.2)	Calculo das funções de aptidão: $f_1$ = Perdas elétricas e $f_2$ = Custos do sistema. Verificação das restrições e aplicação de penalidades
7.3)	Imigração:
7.3.1)	Gerar uma população aleatória $pop_i$ .
7.3.2)	Calculo das funções de aptidão: $f_1$ = Perdas elétricas e $f_2$ = Custos do sistema. Verificação das restrições e aplicação de penalidades.
7.4)	Combine a $pop_c$ , a $pop_m$ e a $pop_i$ com a população principal.
7.5)	Avaliação das funções de aptidão:
7.5.1)	Classificação não-dominada.
7.5.2)	Distância de aglomeração.
7.5.3)	Ordenar população.
7.8)	Truncamento: Seleciona os $nPop$ melhores indivíduos.
7.9)	Armazenar os primeiros membros da fronteira como fronteira de Pareto ( $F_1$ ).
	Fim.

---



### 4.1.2 SPEA 2

Para avaliar a metodologia proposta, outro algoritmo multiobjetivo é utilizado: o SPEA 2. Este algoritmo surgiu como uma versão melhorada do seu antecessor SPEA. Dentre os melhoramentos, pode-se citar uma estratégia de atribuição de aptidão fina, uma técnica de estimativa da densidade, um tamanho fixo do arquivo e um método de truncagem do arquivo melhorado (ZITZLER et al., 2001).

O SPEA 2 tem como objetivo localizar e manter uma frente de soluções não dominadas, idealmente um conjunto de soluções ótimas de Pareto. Isso é feito por meio de um processo evolutivo para explorar o espaço de busca e um processo de seleção que utiliza uma combinação do grau de dominação (força) de uma solução candidata e uma estimativa da densidade da frente de Pareto como aptidão atribuída (LUCENA et al., 2013).

O SPEA 2 mantém uma população externa em cada geração, que armazena todas as soluções não dominadas obtidas até o momento. Em cada geração, a população externa é misturada com a população atual. Dessa forma, a cada uma das soluções não dominadas da população mista é atribuída uma aptidão com base no número de soluções que dominam.

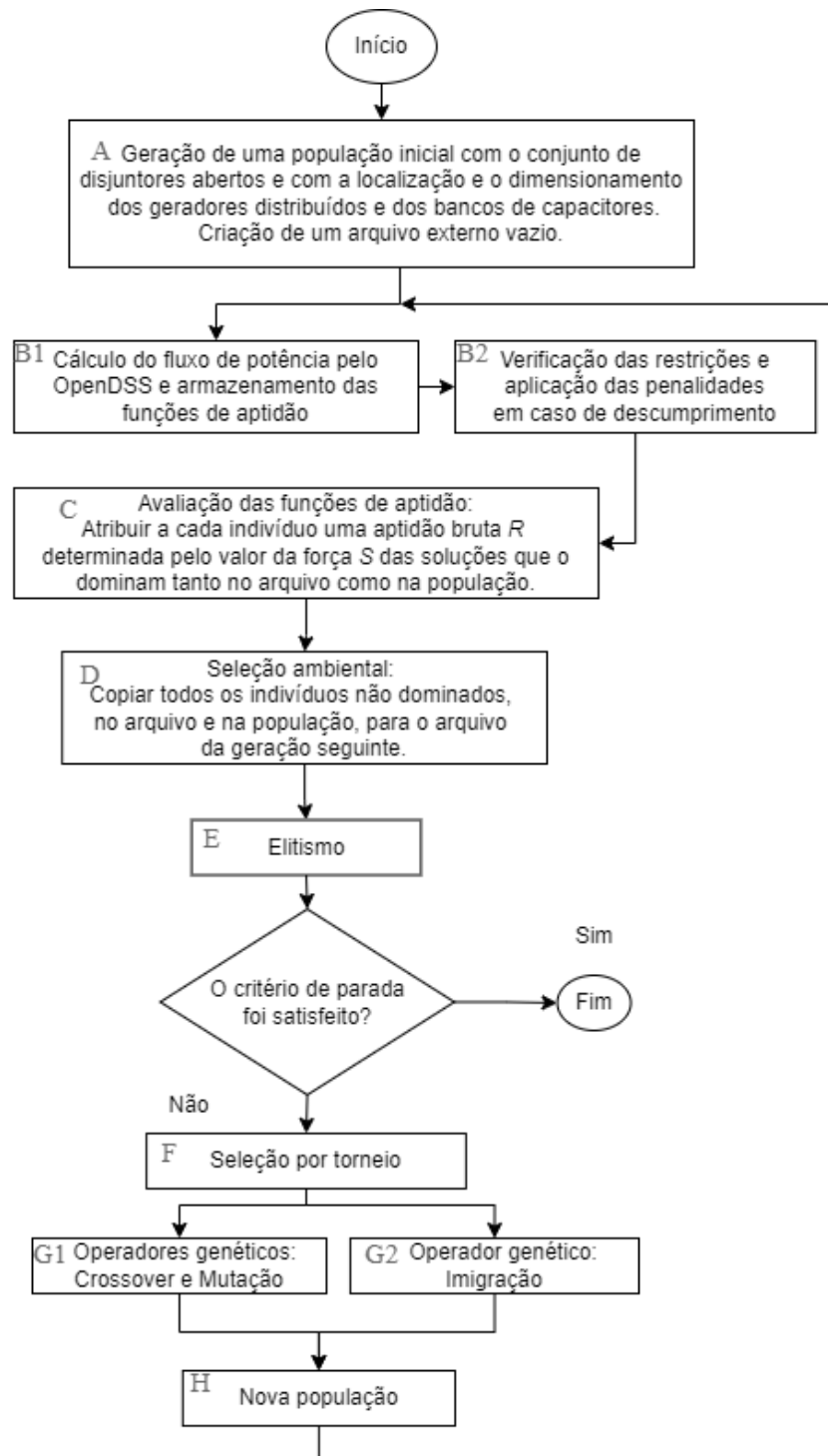
O fluxograma do SPEA 2 proposto é apresentado na Figura 9. O processo de inicialização do SPEA 2 (Bloco A) difere do NSGA-II com a criação de um arquivo externo vazio para armazenar as melhores soluções de cada geração, conferindo um caráter elitista ao algoritmo (CHOLODOWICZ; ORLOWSKI, 2017). O cálculo dos fluxos de potência (Bloco B1), a avaliação do cumprimento das restrições e a aplicação de penalidades (Bloco B2) são análogos aos processos que ocorre no NSGA-II.

Cada solução é atribuída um valor de força  $S$ , considerando o número de vezes que ela domina outras soluções. Com base nos valores de  $S$ , a aptidão bruta  $R$  de cada solução é determinada pela força das soluções que a dominam tanto no arquivo quanto na população (AWAD; KHANNA, 2015).

Todos os indivíduos não dominados são copiados do arquivo e da população para o arquivo da próxima geração (Bloco D) (ZITZLER et al., 2001). Posteriormente, o operador de elitismo (Bloco E) realiza uma truncação e seleciona os melhores indivíduos com o tamanho da população principal, enquanto o critério de parada é verificado.

Se o critério de parada não for alcançado, os operadores genéticos de seleção por torneio (Bloco F), recombinação e mutação (Bloco G1) e imigração (Bloco G2) são realizados, gerando descendentes. O operador de imigração é análogo ao processo que ocorreu no fluxograma do NSGA-II. A população de cada geração consiste no arquivo externo e na população de descendentes.

Figura 9 – Fluxograma do SPEA 2 proposto.



Fonte: Elaboração própria.

As soluções geradas pelo algoritmo consistem na alocação e no dimensionamento otimizados dos geradores distribuídos e dos bancos de capacitores e na reconfiguração da topologia do sistema de distribuição radial, com objetivo de reduzir as perdas elétricas

e de reduzir os custos totais do sistema, respeitando os limites operacionais da rede de distribuição de energia. Para conferir passos detalhados do algoritmo, o pseudo código da Tabela 2 explica o SPEA 2 proposto.

Tabela 2 – Algoritmo 2: SPEA 2 proposto.

---

1)	Início.
2)	Entrada dos parâmetros de configuração. Número de cromossomos: $M$ . Número de genes: $N$ . População: $pop$ . Tamanho população: $nPop$ . Número máximo de gerações: $MaxInt$ . Probabilidade de recombinação: $p_c$ . Probabilidade de mutação: $p_m$ . Probabilidade de imigração: $p_i$ .
3)	Inicializar a população inicial. Gerar uma população aleatória $pop$
4)	Calculo das funções de aptidão: $f_1 =$ Perdas elétricas e $f_2 =$ Custos do sistema. Verificação das restrições e aplicação de penalidades.
5)	Avaliação das funções de aptidão: 5.1) Atribuição do valor de força $S$ para cada solução. 5.2) Atribuição da aptidão bruta $R$ com base no valor de força $S$ . 5.3) Ordenar população.
6)	Armazenar os indivíduos não dominados do arquivo e da população para o arquivo da geração seguinte.
7)	Truncamento: Seleciona os $nPop$ melhores indivíduos.
8)	para $i = 1$ até $MaxInt$ faça: 8.1) recombinação. 8.1.1. Selecionar $P_c$ indivíduos e gerar descendentes $pop_c$ . 8.1.2. Calculo das funções de aptidão: $f_1 =$ Perdas elétricas e $f_2 =$ Custos do sistema. Verificação das restrições e aplicação de penalidades. 8.2) Mutação: 8.2.1. Selecionar $P_m$ indivíduos e gerar descendentes $pop_m$ . 8.2.2. Calculo das funções de aptidão: $f_1 =$ Perdas elétricas e $f_2 =$ Custos do sistema. Verificação das restrições e aplicação de penalidades. 8.3) Imigração: 8.3.1. Gerar uma população aleatória $pop_i$ . 8.3.2. Calculo das funções de aptidão: $f_1 =$ Perdas elétricas e $f_2 =$ Custos do sistema. Verificação das restrições e aplicação de penalidades 8.4) Combine a $pop_c$ , a $pop_m$ e a $pop_i$ com a população principal. 8.5) Avaliação das funções de aptidão: 8.5.1. Atribuição do valor de força $S$ para cada solução. 8.5.2. Atribuição da aptidão bruta $R$ com base no valor de força $S$ . 8.5.3. Ordenar população. 7.8) Truncamento: Seleciona os $nPop$ melhores indivíduos. 7.9) Armazenar os indivíduos não dominados do arquivo e da população para o arquivo da geração seguinte. Fim.

---

#### 4.1.3 Comparativo entre o método NSGA-II e o método SPEA 2

Na Tabela 3, uma comparação entre os dois métodos apresentados. As principais características são descritas de forma a ressaltar as principais diferenças entre os algoritmos de otimização multiobjetivo adotados. Ambos os métodos adotados são algoritmos genéticos com metodo de seleção de pais e operadores genéticos análogos.

No ponto de vista teórico, o NSGA-II baseia-se na teoria de Dominância de Pareto para classificar a população em diferentes fronteiras de dominância. O algoritmo utiliza a distância de aglomeração para avaliar a distância entre indivíduos com a finalidade de manter o equilíbrio em termos de convergência e diversidade.

O SPEA 2 emprega um conceito de Força de Aptidão baseado no grau de dominação do indivíduo e utiliza a densidade de nicho populacional da solução para mensurar a densidade de soluções de uma região do espaço de busca. A distância de aglomeração e da densidade de nicho possuem diferenças, porém ambas possuem a finalidade de preservar a diversidade, evitar uma convergência prematura e manter de um conjunto diversificado de soluções não dominadas.

Tabela 3 – Comparação entre NSGA-II e SPEA 2.

<b>Característica</b>	<b>NSGA-II</b>	<b>SPEA2</b>
Tipo de Algoritmo	Algoritmo Genético	Algoritmo Genético
Base Teórica	Dominância de Pareto	Força de Aptidão
Seleção de Pais	Torneio Binário	Torneio Binário
Operadores Genéticos	Recombinação, Mutação, e Imigração	Recombinação, Mutação, e Imigração
Avaliação de Indivíduos	Ordenação Não-Dominada e Distância de Aglomeração	Força de Aptidão e Densidade de Nicho
Estrutura de População	População híbrida	Descendentes e Arquivo Externo
Arquivo Externo	Não	Sim

Além disso, os métodos propostos diferem na população de cada geração. A cada geração do NSGA-II, a população atual é a população híbrida formada pela população inicial e pela população de descendentes oriunda dos operadores genéticos da geração anterior. A cada geração do SPEA 2, a população é formada pela população de descendentes oriunda dos operadores genéticos e da população de indivíduos não dominados no arquivo externo da geração anterior. O arquivo externo presente somente no SPEA 2 é utilizado para preservar os indivíduos mais aptos encontrados a cada interação e orientar o algoritmo na busca em soluções Pareto-ótimas.

#### 4.1.4 Método de Tomada de Decisão Fuzzy

Depois de resolver o problema de otimização multiobjetivo e determinar o conjunto de soluções Pareto-ótimas, o passo seguinte passo é selecionar uma solução flexível e realista de todo o conjunto de soluções candidatas que representem um compromisso entre as diferentes funções objetivo (KIANI-MOGHADDAM et al., 2019).

A Equação (27) corresponde à função de afiliação Fuzzy que apresenta uma descrição numérica do nível de satisfação da solução  $n$  no conjunto de soluções Pareto-ótimas. O valor dessa função de afiliação varia de 0 a 1, onde 1 representa a plena

satisfação do tomador de decisão. Como resultado, valores mais elevados desta função referem-se a níveis mais elevados de satisfação do tomador de decisão em relação ao valor da função objetivo de uma solução dentre o conjunto de soluções.

$$\Omega_{f_k^n} = \begin{cases} 0 & , \text{ se } f_k^n > f_k^{max} \\ \frac{f_k^{max}(x) - f_k^n(x)}{f_k^{max}(x) - f_k^{min}(x)} & , \text{ se } f_k^{min} \leq f_k^n \leq f_k^{max} , \quad k \in \{1, 2\}; \\ 1 & , \text{ se } f_k^{min} \leq f_k^n \end{cases} \quad (27)$$

Onde  $f_k^{min}$  e  $f_k^{max}$  são, respectivamente, os valores mínimo e máximo da k-ésima função objetivo entre todas as soluções não dominadas, respectivamente para cada solução não dominada  $k$ . O Método de Tomada de Decisão Fuzzy é altamente considerado nesta ao avaliar conjunto de soluções Pareto-ótimas devido à sua simplicidade e semelhança com o raciocínio humano.

## Capítulo 5

# Resultados e discussões

Nesse capítulo, serão apresentadas as simulações, os resultados e as discussões relacionadas com a implementação da metodologia de solução aplicada na resolução do problema proposto. Serão abordados os sistemas de distribuição de teste IEEE de 33 e 69 barramentos, os parâmetros e as configurações dos geradores distribuídos e dos bancos de capacitores, bem como a estratégia de codificação para a reconfiguração dos sistemas de teste para a avaliação da metodologia proposta. Ademais, os parâmetros e as configurações dos métodos de otimização propostos serão apresentados e os principais resultados obtidos serão discutidos.

### 5.1 SISTEMAS DE TESTE

Para verificar a eficácia da metodologia proposta e a sua aplicabilidade em sistemas de distribuição de pequena e média dimensão, são utilizadas dois sistemas de distribuição de teste padrão do IEEE. A princípio, ressalta-se a importância de apresentar os sistemas de distribuição teste escolhidos para o desenvolvimento do presente estudo, destacando e apresentando as principais características estruturais bem como tensão nominal e a carga demandada.

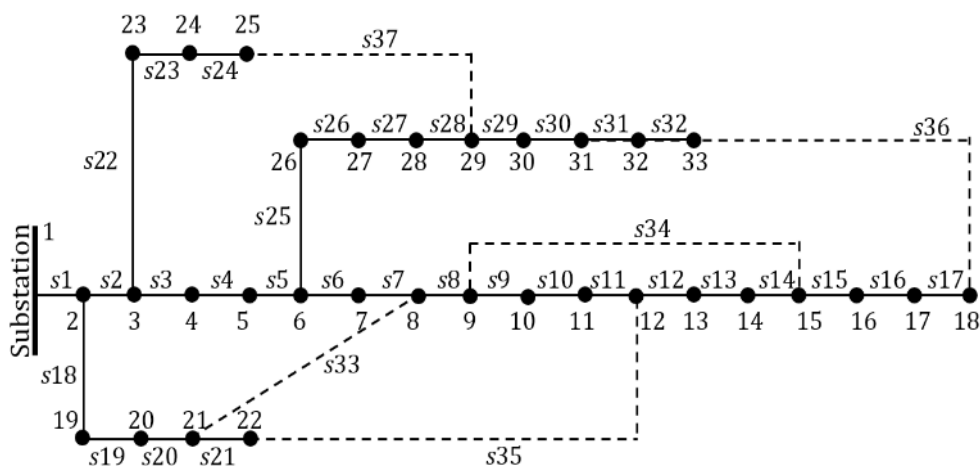
#### 5.1.1 Sistema de distribuição de 33 barramentos

O primeiro sistema de teste utilizado no estudo é o sistema de distribuição teste de 33 barramentos do IEEE (*IEEE 33-bus test network*). A versão original do sistema de distribuição teste proposto por Baran e Wu (1989) consiste em 33 barramentos, com 37 ramos, 32 comutadores de seccionamento e 5 comutadores de ligação, como mostra a Figura 10. A demanda total de carga ativa e reativa do sistema de distribuição teste de 33 barramentos é, respectivamente, de 3,72 MW e de 2,30 MVar (KUNYA et al., 2016).

As cargas são distribuídas pelos barramentos para atender à demanda de energia em diferentes áreas. Este sistema é frequentemente usado em pesquisas relacionadas à operação e planejamento de sistemas de distribuição, para testar e validar novos algoritmos de otimização e também para estudar a integração de fontes renováveis além da reconfiguração de rede. A tensão nominal adotada foi definida em 12,66 kV e este sistema é alimentado por um alimentador ligado ao primeiro barramento, e não existem,

a princípio, outras unidades de produção de energia na rede. Na topologia inicial, os interruptores de ligação (s33, s34, s35, s36 e s37) permanecem em estado aberto.

Figura 10 – Sistema de distribuição IEEE de 33 barramentos.

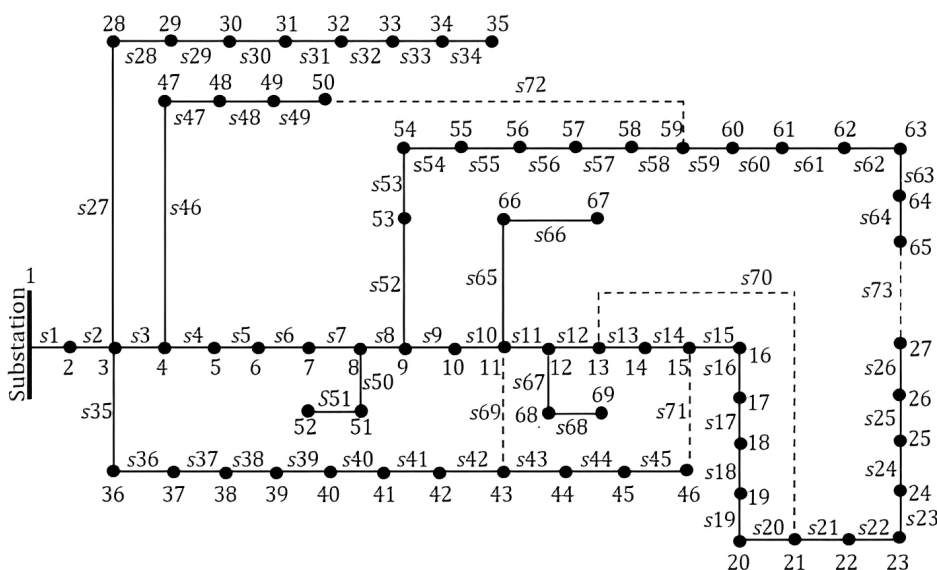


Fonte: Kunya et al. (2016)(Adaptado)

### 5.1.2 Sistema de distribuição de 69 barramentos

O segundo sistema de teste utilizado no estudo é o sistema de distribuição teste de 69 barramentos do IEEE (*IEEE 69-bus test network*). O sistema teste consiste em 69 barramentos, com 73 ramos, 68 comutadores de seccionamento e 5 comutadores de ligação, como mostra a Figura 11. A demanda total de carga ativa e reativa do sistema de distribuição teste de 69 barramentos é, respectivamente, de 3,80 MW e 2,70 MVar (KUNYA et al., 2016).

Figura 11 – Sistema de distribuição IEEE de 69 barramentos.



Fonte: Kunya et al. (2016)(Adaptado)

As cargas são distribuídas pelos barramentos para atender à demanda de energia em diferentes áreas. A tensão nominal adotada para o sistema foi definida em 12,66 kV e este sistema é alimentado por um alimentador ligado ao primeiro barramento, e não existem, a princípio, outras unidades de produção de energia na rede.

O sistema de 69 barramentos assim como ocorre com o de 33 barramentos, é frequentemente usado em pesquisas relacionadas à operação e planejamento de sistemas de distribuição. Na topologia inicial do sistema, os interruptores de ligação (s69, s70, s71, s72 e s73) permanecem em estado aberto. Além disso, em ambos os sistemas foram consideradas curvas diárias de demanda, curvas diárias de geração e de desempenho dos geradores distribuídos com o objetivo de avaliar o desempenho do sistema.

## 5.2 PARÂMETROS E CONFIGURAÇÕES DO PROBLEMA PROPOSTO

Nesta seção, os parâmetros para alocação e dimensionamento dos geradores distribuídos e dos bancos de capacitores são detalhados. Além disso, a estratégia de codificação da reconfiguração do sistema e as configurações para o NSGA-II e o SPEA 2 são apresentadas.

### 5.2.1 Parâmetros para alocação e dimensionamento de geradores distribuídos

Assume-se que os custos de energia da subestação e dos geradores distribuídos são 0,15 US\$/kWh e 0,02 US\$/kWh, respectivamente (RUEDA-MEDINA et al., 2013). A capacidade instalada dos geradores distribuídos considerados neste trabalho foram de 50 kW a 250 kW. A Tabela 4 apresenta o custo anual de investimento em (US\$) de para cada faixa de capacidade dos geradores em kW.

Tabela 4 – Custo de investimento para alocação de geradores distribuídos.

Custo de investimento (US\$)	Capacidade dos geradores distribuídos (kW)
10.000	$50 < x \leq 100$
20.000	$100 < x \leq 150$
30.000	$150 < x \leq 200$
40.000	$200 < x \leq 250$

Os valores de capacidade e de custo anual de investimento são proporcionais ao critérios adotados em Rueda-Medina et al. (2013). O número máximo de unidades de geradores distribuídos considerados foi quatro. A capacidade máxima de alocação corresponde a um percentual inferior a 27 % do total da demanda de potência ativa dos sistemas de teste. A potência aparente nominal de cada unidade corresponde à capacidade de potência escolhida para alocação.



### 5.2.2 Parâmetros para alocação e dimensionamento de banco de capacitores

O número máximo de unidades de banco de capacitores disponíveis para alocação foi considerado dois com possibilidade de ter cinco níveis diferentes de potência reativa nominal: 50, 75, 100, 125 e 150 kVAr (FERRAZ et al., 2023). O custo de investimento para cada kVAr do banco de capacitores é de US\$ 30 (TAHA et al., 2022).

### 5.2.3 Parâmetros para reconfiguração

A estratégia de codificação de Reconfiguração do Sistema de Distribuição (DNR, sigla em inglês *Distribution Network Reconfiguration*) que leva apenas em consideração a representação dos interruptores em malha, uma vez que os sistemas de distribuição funcionam com uma topologia radial (WEN; TAN, 2016).

Para tal, os interruptores de seccionamento e de ligação estão fechados e os alimentadores podem ser ligados em anel, de forma que, um conjunto de chaves é aberto para alterar a topologia do sistema. Esta regra garante a reconfiguração da topologia radial. Nas Tabelas 5 e 6, respectivamente, são descritos os cinco Laços Fundamentais presentes nos sistemas de distribuição teste adotados, onde cada laço é representado por um conjunto único de elementos que normalmente são interruptores.

Tabela 5 – Laços Fundamentais para o sistema de distribuição de 33 barramentos.

LF	Chaves
1	s2-s3-s4-s5-s6-s7-s18-s19-s20-s33
2	s12-s13-s14-s34
3	s8-s9-s10-s11-s21-s35
4	s29-s30-s31-s32-s15-s16-s17-s36
5	s22-s23-s24-s28-s27-s26-s25-s37

Tabela 6 – Laços Fundamentais para o sistema de distribuição de 69 barramentos.

LF	Chaves
1	s3-s4-s5-s6-s7-s8-s9-s10-s35-s36-s37-s38-s39-s40-s41-s42-s69
2	s15-s16-s17-s18-s19-s20-s70
3	s11-s12-s13-s14-s43-s44-s45-s71
4	s46-s47-s48-s49-s52-s53-s54-s55-s56-s57-s58-s72
5	s21-s22-s23-s24-s25-s26-s59-s60-s61-s62-s63-s64-s73

### 5.2.4 Configurações e parâmetros para o NSGA-II e para o SPEA 2

Na Tabela 7 são apresentadas as configurações e os parâmetros adotados para os métodos de otimização multiobjetivo NSGA-II e o SPEA 2. As simulações foram realizadas com um processador AMD Ryzen 5 5600G de 4 GHz e 16 GB de RAM.

Tabela 7 – Configurações e parâmetros do NSGA-II e do SPEA 2.

Parâmetros	NSGA-II	SPEA 2
Tamanho da população	50	50
Probabilidade de Recombinação	0,70	0,70
Método de Recombinação	Ponto Único	Ponto Único
Probabilidade de Mutação	0,25	0,25
Método de Mutação	Aleatório	Aleatório
Probabilidade de Imigração	0,25	0,25
Método de Imigração	Aleatório	Aleatório
Número de Gerações	500	500

### 5.3 RESULTADOS

Através da metodologia proposta e das configurações apresentadas, avaliam-se os resultados através de diferentes abordagens de solução. As abordagens a seguir foram aplicadas em cada um dos sistemas de teste.

1. Reconfiguração da sistema.
2. Alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores.
3. Alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores combinados com a reconfiguração da sistema.

#### 5.3.1 Dados referentes à configuração original dos sistemas de teste

A Tabela 8 mostra o total das perdas elétricas anuais ( $f_1$ ), os custos operacionais do sistema ( $f_2$ ) e a tensão mínima ( $V_{min}$ ) para a configuração original dos sistemas de distribuição teste de 33 barramentos e 69 barramentos do IEEE.

Tabela 8 – Dados referentes à configuração original dos sistemas de distribuição do IEEE.

Sistema	Perdas totais ( $10^6$ kW)	Custos Totais ( $10^6$ US\$)	$V_{min}$
33 barramentos	0,8887	3,6342	0,9328
69 barramentos	1,0901	3,8567	0,9196

#### 5.3.2 Capacidade e robustez do NSGA-II proposto e do SPEA 2 proposto

Para demonstrar a capacidade e robustez dos algoritmos propostos em obter resultados adequados, adotou-se uma das abordagens de solução, a de alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores, para o sistema de distribuição teste de 33 barramentos do IEEE. Esta abordagem de solução foi resolvida

pelos métodos de otimização multiobjetivo adotados em cinco execuções diferentes com os parâmetros e configurações apresentados anteriormente.

A Figura 12 apresenta os resultados de cinco execuções do NSGA-II desenvolvido para resolução da abordagem de solução com duração média de 25 minutos, 9 segundos e 10 décimos. De maneira análoga, a Figura 13 apresenta os resultados de cinco execuções do SPEA-2 desenvolvido para resolução da abordagem de solução com duração média de 21 minutos, 26 segundos e 82 décimos.

As Figuras 12 e 13 mostram, respectivamente, as populações iniciais geradas aleatoriamente e as últimas soluções definidas como a frente de Pareto para cada execução do NSGA-II proposto e do SPEA 2 proposto. As populações iniciais são compostas por soluções factíveis dentro do espaço de solução. O método SPEA 2 apresentou conjunto de soluções iniciais menores que o NSGA-II, porém ao final de cada execução conseguiu, assim como o NSGA-II, soluções distribuídas ao longo das frentes de Pareto.

Diferentes soluções iniciais levam a frentes de Pareto com comportamento de se aproximar dos eixos, o que demonstra a capacidade e a robustez dos algoritmos desenvolvidos para resolver o problema de otimização multiobjetivo. As Tabelas 9 e 10 apresentam, respectivamente, o raio de soluções de cada execução do NSGA-II proposto e do SPEA 2 proposto. As diferentes execuções apresentam soluções próximas nas extremidades.

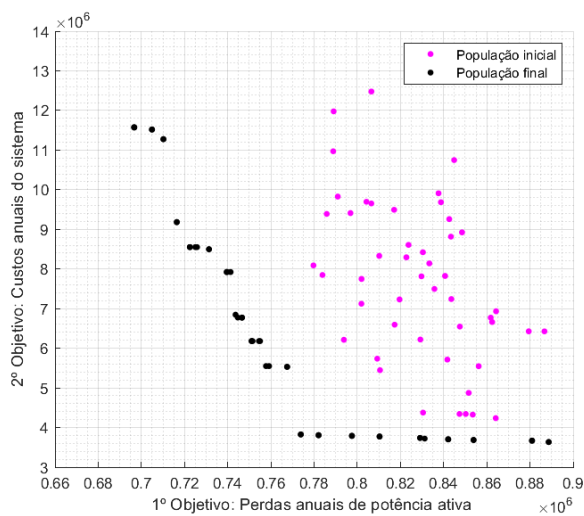
Tabela 9 – Dados referentes às cinco execuções do NSGA-II proposto para a segunda abordagem de solução para o sistema de teste de 33 barramentos.

NSGA-II	Soluções com menor $f_1$		Soluções com menor $f_2$	
	$f_1$ ( $10^6$ kW)	$f_2$ ( $10^6$ US\$)	$f_1$ ( $10^6$ kW)	$f_2$ ( $10^6$ US\$)
Execução 1	0,7028	12,5533	0,8887	3,6342
Execução 2	0,6951	12,4117	0,8887	3,6342
Execução 3	0,6928	11,9982	0,8887	3,6342
Execução 4	0,6998	11,8924	0,8887	3,6342
Execução 5	0,6757	12,4200	0,8887	3,6342

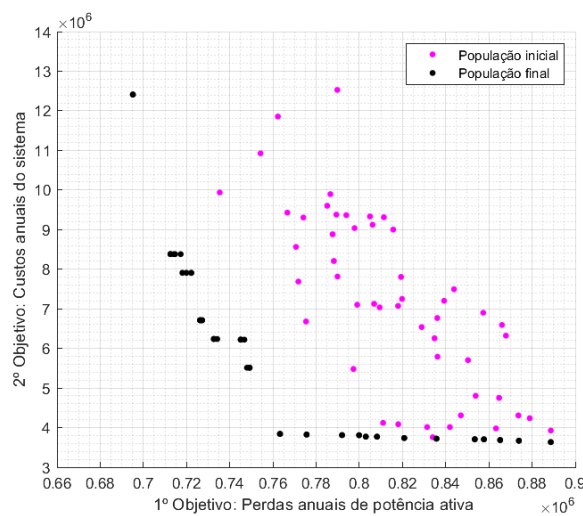
Tabela 10 – Dados referentes às cinco execuções do SPEA 2 proposto para a segunda abordagem de solução para o sistema de teste de 33 barramentos.

SPEA 2	Soluções com menor $f_1$		Soluções com menor $f_2$	
	$f_1$ ( $10^6$ kW)	$f_2$ ( $10^6$ US\$)	$f_1$ ( $10^6$ kW)	$f_2$ ( $10^6$ US\$)
Execução 1	0,7190	11,2357	0,8887	3,6342
Execução 2	0,7211	12,4710	0,8887	3,6342
Execução 3	0,7147	12,0369	0,8887	3,6342
Execução 4	0,6999	12,0836	0,8652	3,6686
Execução 5	0,7019	11,9502	0,8887	3,6342

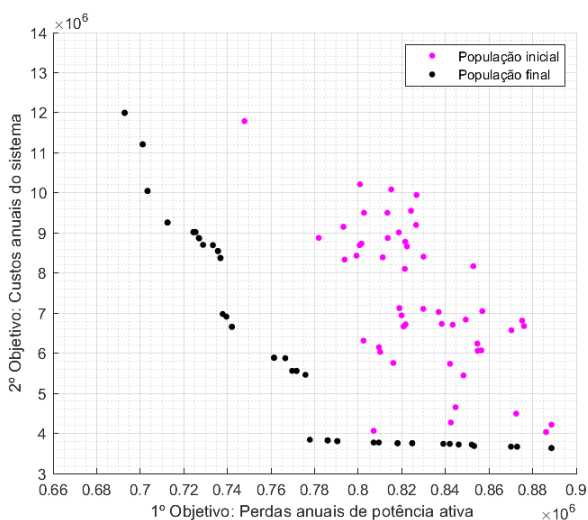
Figura 12 – Cinco execuções do NSGA-II proposto para alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores para o sistema de distribuição de 33 barramentos.



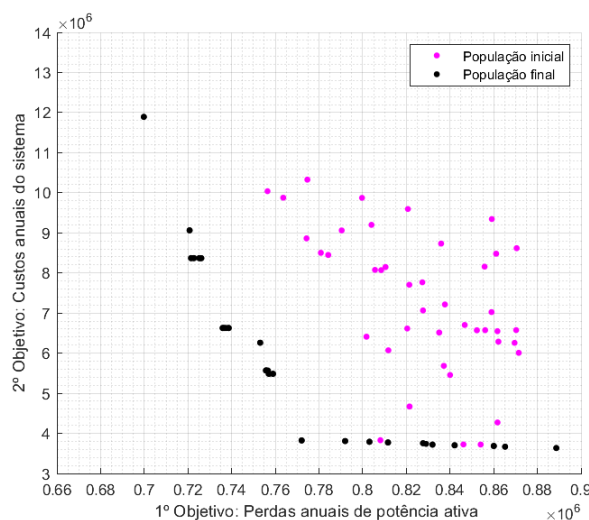
(a) Execução 1.



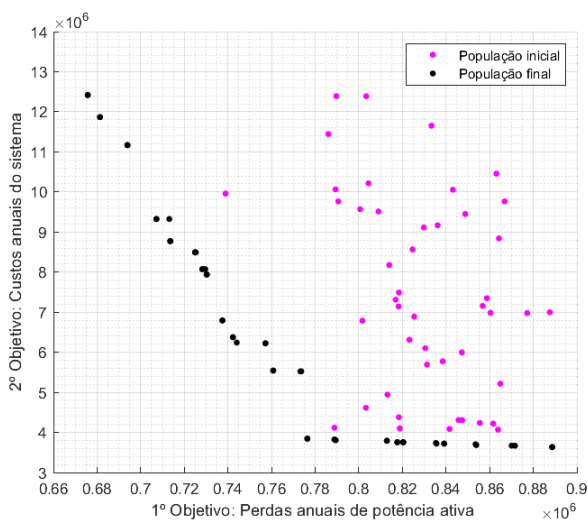
(b) Execução 2.



(c) Execução 3.



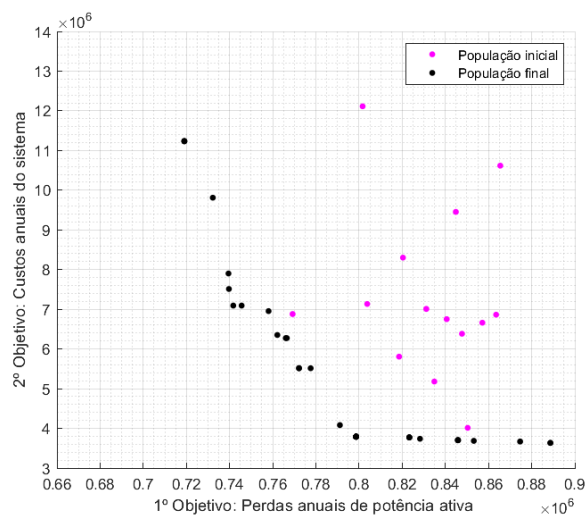
(d) Execução 4.



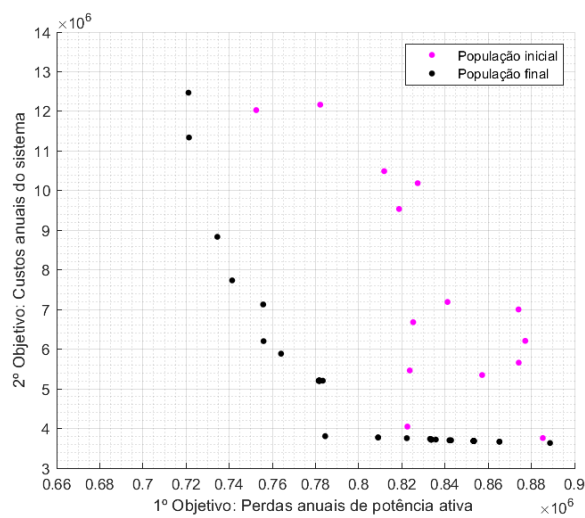
(e) Execução 5.

Fonte: Elaboração própria.

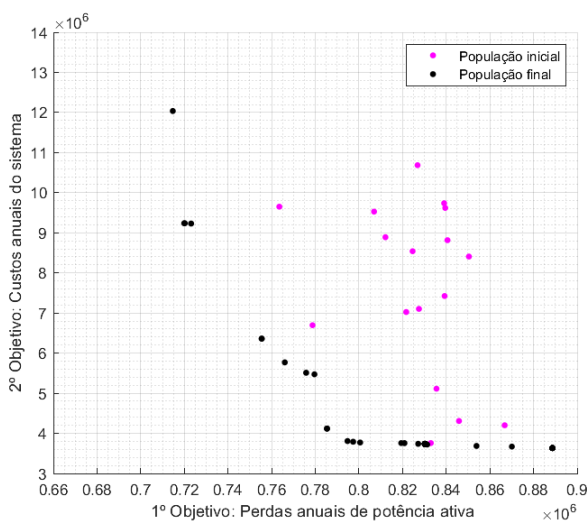
Figura 13 – Cinco execuções do SPEA 2 proposto para alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores para o sistema de distribuição de 33 barramentos.



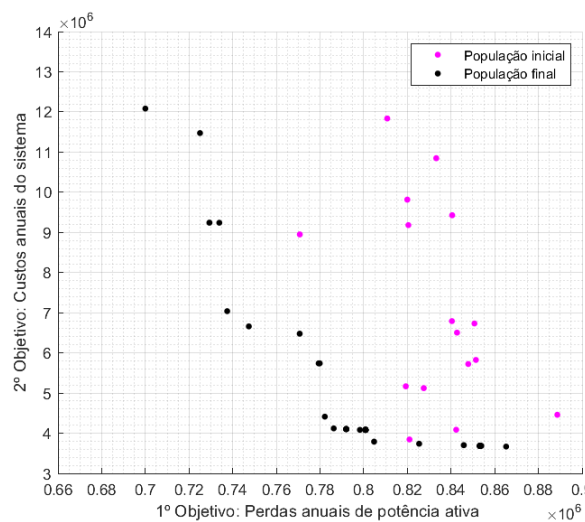
(a) Execução 1.



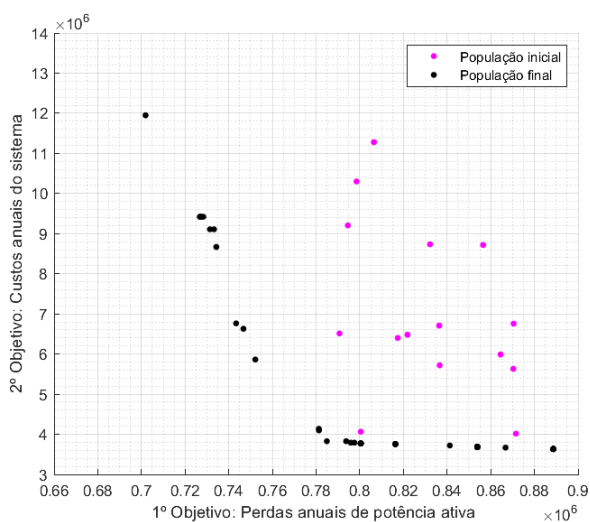
(b) Execução 2.



(c) Execução 3.



(d) Execução 4.



(e) Execução 5.

Fonte: Elaboração própria.

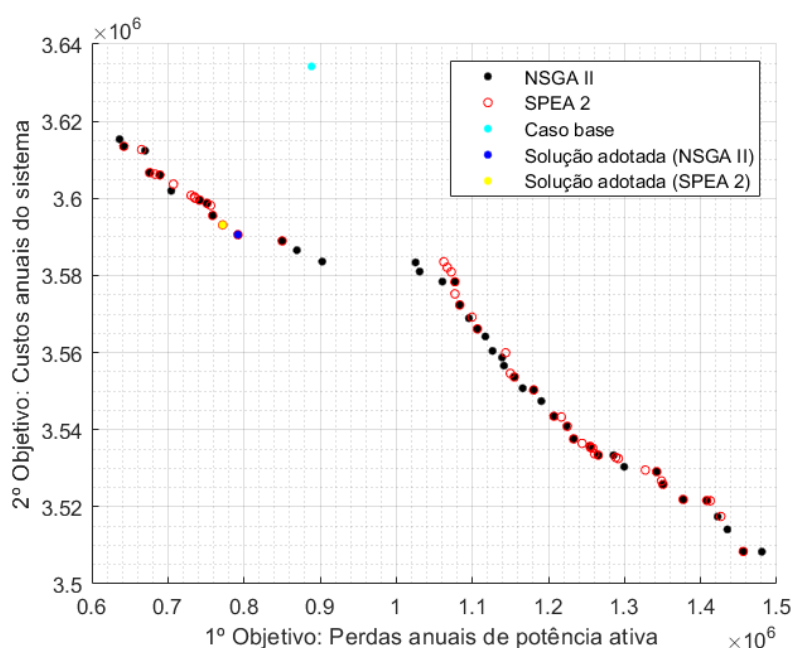
### 5.3.3 Resultados para o sistema de distribuição de 33 barramentos

Nesta subseção, os resultados para o sistema de teste de 33 barramentos são apresentados. A primeira abordagem será a reconfiguração do sistema. Essa abordagem não conta com a presença de geradores distribuídos e de banco de capacitores. A segunda abordagem trata-se da alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores na configuração original do sistema de teste. A terceira abordagem corresponde a alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores simultaneamente com a reconfiguração do sistema de teste. Por fim, as discussões acerca dos resultados obtidos são apresentadas.

#### 5.3.3.1 Reconfiguração do sistema de distribuição

A Figura 14 mostram a aproximação da fronteira de Pareto para a abordagem de reconfiguração do sistema de teste de 33 barramentos do IEEE sem a presença de geradores distribuídos e de banco de capacitores. A figura apresenta a configuração inicial do sistema, chamado de caso base, e a solução adotada por cada um dos métodos de otimização, o NSGA-II e o SPEA 2. As soluções adotadas foram selecionadas através do Método de Tomada de Decisão Fuzzy. O conjunto de soluções obtido pelo NSGA-II foi ligeiramente melhor distribuído ao longo da Fronteira de Pareto apresentando melhor diversidade em relação ao conjunto obtido pelo SPEA 2.

Figura 14 – Soluções não dominadas para a reconfiguração do sistema de 33 barramentos.



Fonte: Elaboração própria.

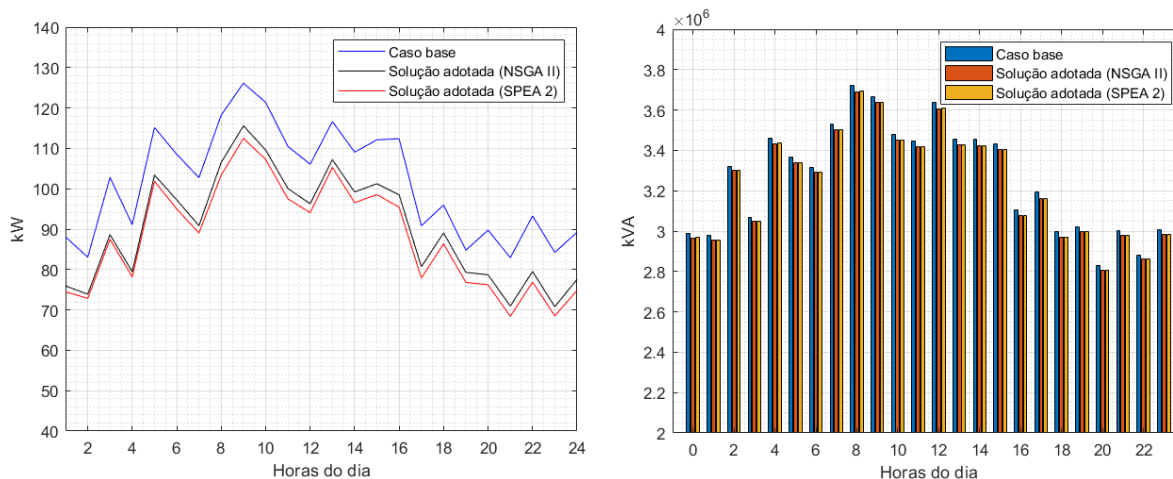
Na Tabela 11 são apresentadas as configurações para as soluções adotadas para os dois métodos de otimização para a reconfiguração do sistema de teste de 33 barramentos do IEEE. O conjunto de chaves abertas na codificação da reconfiguração da rede e os valores das funções objetivo e percentual de variação em relação a configuração original são exibidos. A solução adotada para o método NSGA-II alcançou a redução de 10,899% das perdas e de 1,199% dos custos totais. A tensão mínima registrada foi de 0,9066 pu. A solução adotada para o método SPEA 2 alcançou redução de 13,119% das perdas e de 1,149% dos custos totais. A tensão mínima registrada foi de 0,9100 pu.

Tabela 11 – Resultados para reconfiguração do sistema de 33 barramentos.

NSGA-II		SPEA 2		
Chaves abertas		Chaves abertas		
s06,s08,s12,s30,s37		s7,s8,s12,s30,s37		
$f_1$	Perdas ativas ( $10^6$ ) kW	$\Delta P(\%)$	Perdas ativas ( $10^6$ ) kW	$\Delta P(\%)$
	0,7920	-10,899	0,7720	-13,119
$f_2$	Custos totais ( $10^6$ ) US\$	$\Delta US\$(\%)$	Custos totais ( $10^6$ ) US\$	$\Delta US\$(\%)$
	3,5906	-1,199	3.5931	-1,149

A Figura 15a mostra as perdas elétricas horárias e a Figura 15b mostra a potência aparente demandada diária. As soluções adotadas pelo NSGA-II e pelo SPEA 2 registraram, respectivamente, uma redução média de 0,82% e 0,80% na potência aparente e a redução das perdas diárias variando de 6,465% a 15,958% e de 9,386% a 18,659%.

Figura 15 – Perdas horárias e potência aparente demandada para a reconfiguração do sistema de 33 barramentos.



(a) Perdas elétricas.

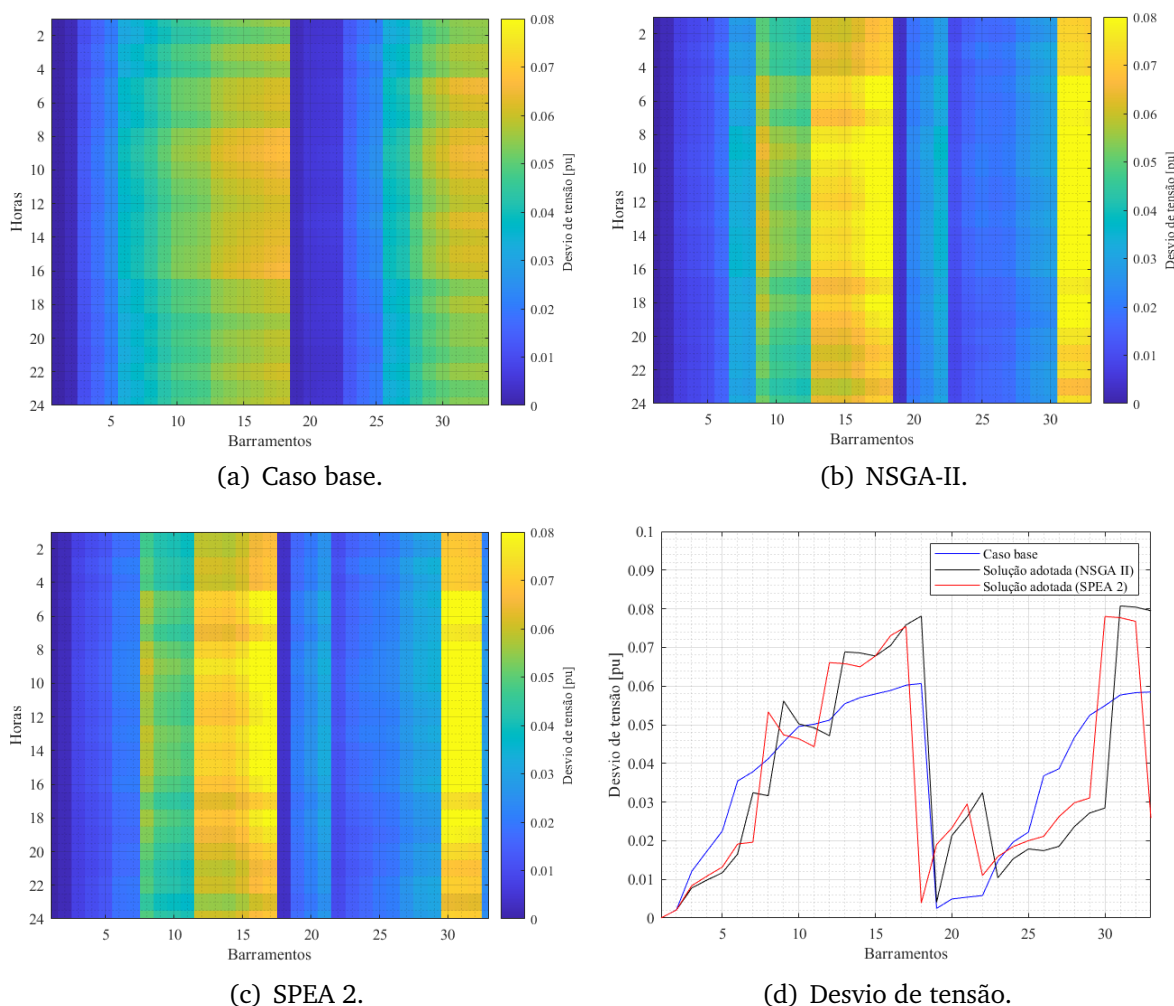
(b) Potência aparente.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 16 apresenta o desvio de tensão em cada barramento do sistema, considerando o caso base do sistema (Figura 16a) e as soluções adotadas pelo NSGA-II (Figura 16b) e pelo SPEA 2 (Figura 16c). A Figura 16d representa o comparativo entre o máximo desvio registrado em cada barramento entre o caso base e as soluções adotadas. Nota-se um aumento do desvio de tensão nos barramentos 11 ao 18 e do 29 ao 32.

Apesar das reduções das funções objetivo, a reconfiguração do sistema apresentou aumento no desvio de tensão do sistema em boa parte dos barramentos. Em alguns situações, a reconfiguração pode impactar na redistribuição das cargas ao longo da rede. Diante disso, caso ocorra uma mudança significativa em determinada região, isso pode influenciar no fluxo de potência e resultar em variações de tensão no sistema.

Figura 16 – Desvio de tensão para a reconfiguração do sistema de 33 barramentos.



Fonte: Elaboração própria.

### 5.3.3.2 Alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e banco de capacitores

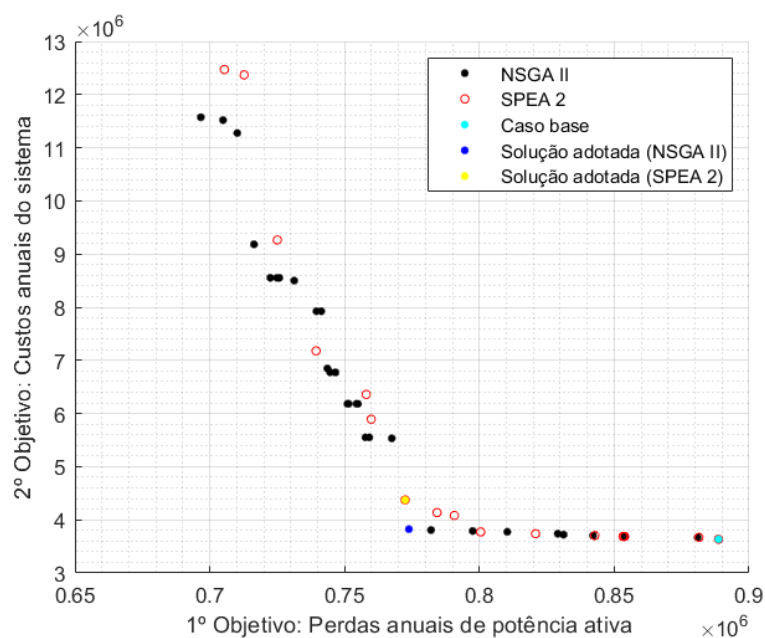
A Figura 17 mostram a aproximação da fronteira de Pareto para a alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de bancos de capacitores do sistema



de teste de 33 barramentos do IEEE com configuração original. A figura apresenta a configuração inicial do sistema, chamado de caso base, e a solução adotada por cada um dos métodos de otimização, o NSGA-II e o SPEA 2. As soluções adotadas por cada método de solução foram selecionadas através do Método de Tomada de Decisão Fuzzy.

O conjunto de soluções obtido pelo NSGA-II foi ligeiramente melhor distribuído ao longo da Fronteira de Pareto apresentando melhor diversidade em relação ao conjunto obtido pelo SPEA 2. Além disso, as soluções encontradas pelo NSGA-II dominam parte das soluções encontradas pelo SPEA 2 em muitas regiões da Fronteira de Pareto.

Figura 17 – Soluções não dominadas para alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de bancos de capacitores no sistema de 33 barramentos.



Na Tabela 12 são apresentadas as configurações para as soluções adotadas para os dois métodos de otimização para a alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de bancos de capacitores no sistema de teste de 33 barramentos do IEEE. O conjunto de chaves abertas na codificação da configuração original da rede, os valores das funções objetivo e o percentual de variação em relação a caso base são exibidos.

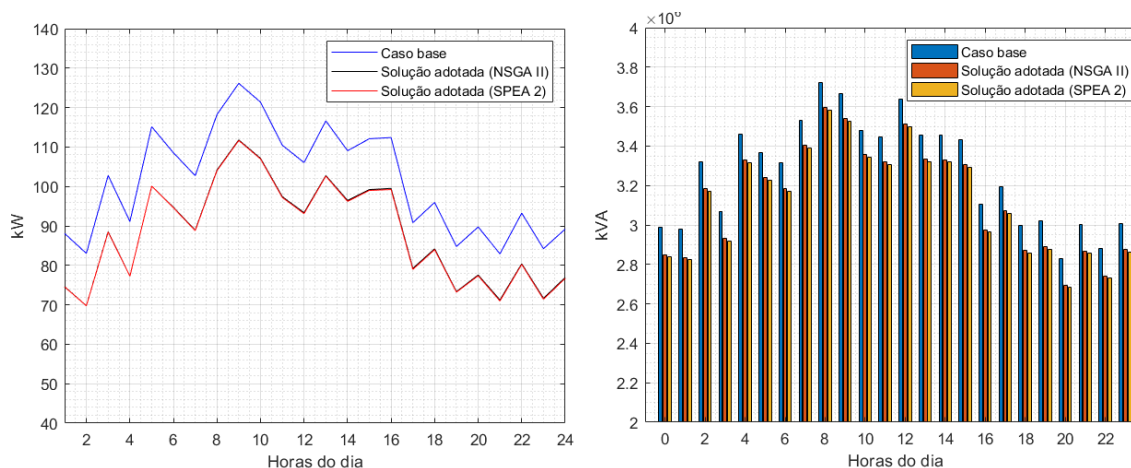
A solução adotada para o método NSGA-II alcançou a redução de 12,912% das perdas, aumento de 5,247% dos custos totais e tensão mínima registrada de 0,9348 pu. Essa configuração não apresentou geradores distribuídos alocados e alocou bancos de capacitores nos barramentos 32 e 33 de 125 kVAr e 150 kVAr, respectivamente. A solução adotada para o método SPEA 2 alcançou redução de 13,069% das perdas, aumento de 20,373% dos custos totais e tensão mínima registrada de 0,9351 pu. Essa configuração apresentou um gerador distribuído alocado no barramento 8 de 110 kW e 24 kVAr e bancos de capacitores de capacidade de 150 kVAr nos barramentos 28 e 31.

Tabela 12 – Resultados para alocação no sistema de 33 barramentos.

	NSGA-II			SPEA 2		
	Barra	kW	kVAr	Barra	kW	kVAr
GD1	-	-	-	8	110	24
GD2	-	-	-	-	-	-
GD3	-	-	-	-	-	-
GD4	-	-	-	-	-	-
BC1	32	-	125	28	-	150
BC2	33	-	150	31	-	150
	Chaves abertas			Chaves abertas		
	s33,s34,s35,s36,s37			s33,s34,s35,s36,s37		
$f_1$	Perdas ativas ( $10^6$ ) kW		$\Delta P(\%)$	Perdas ativas ( $10^6$ ) kW		$\Delta P(\%)$
	0,7738		-12,912	0,7725		-13,069
$f_2$	Custos totais ( $10^6$ ) US\$		$\Delta US\$(\%)$	Custos totais ( $10^6$ ) US\$		$\Delta US\$(\%)$
	3.8249		5,247	4.3746		20,373

As Figuras 18a mostra as perdas elétricas horárias e a Figura 18b mostra a potência aparente demandada diária. A solução adotada pelo NSGA-II e pelo SPEA 2 registraram, respectivamente, uma redução média de 4,035% e 4,413% na potência aparente demanda e a redução das perdas diárias variando de 11,429% a 15,076% e de 11,569% a 15,076%.

Figura 18 – Perdas horárias e potência aparente demandada para a alocação do sistema de 33 barramentos.



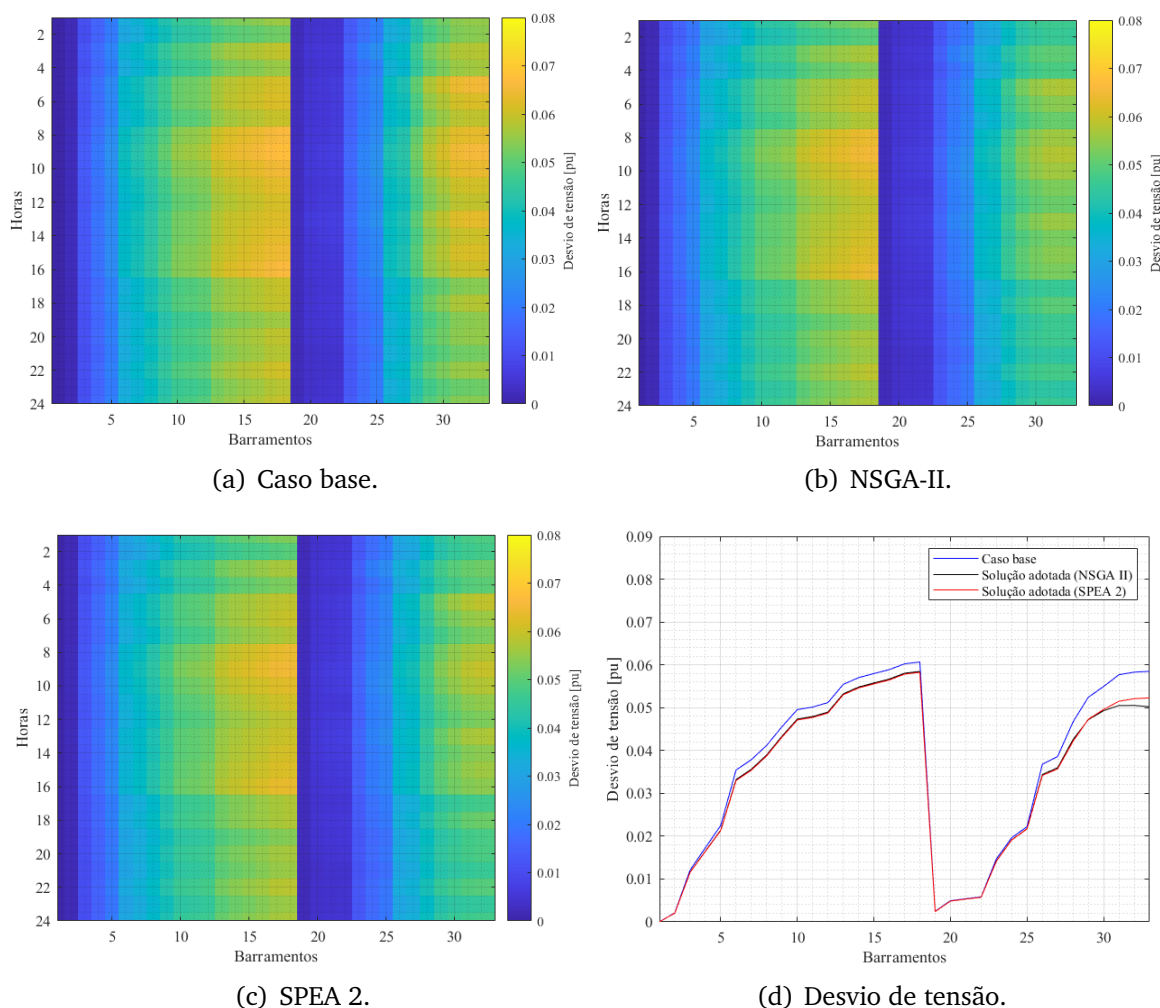
(a) Perdas elétricas.

(b) Potência aparente.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 19 apresenta o desvio de tensão em cada barramento do sistema, considerando o caso base (Figura 19a) e as soluções adotadas pelo NSGA-II (Figura 19b) e pelo SPEA 2 (Figura 19c). A Figura 19d representa o comparativo entre o máximo desvio registrado em cada barramento. É possível notar uma redução sutil do desvio nos barramentos 11 ao 18 e do 29 ao 32. Em comparação com as funções objetivo para a reconfiguração, a alocação apresentou um percentual similar na redução das perdas em contrapartida uma elevação substancial no incremento dos custos do sistema.

Figura 19 – Desvio de tensão para a alocação do sistema de 33 barramentos.



Fonte: Elaboração própria.

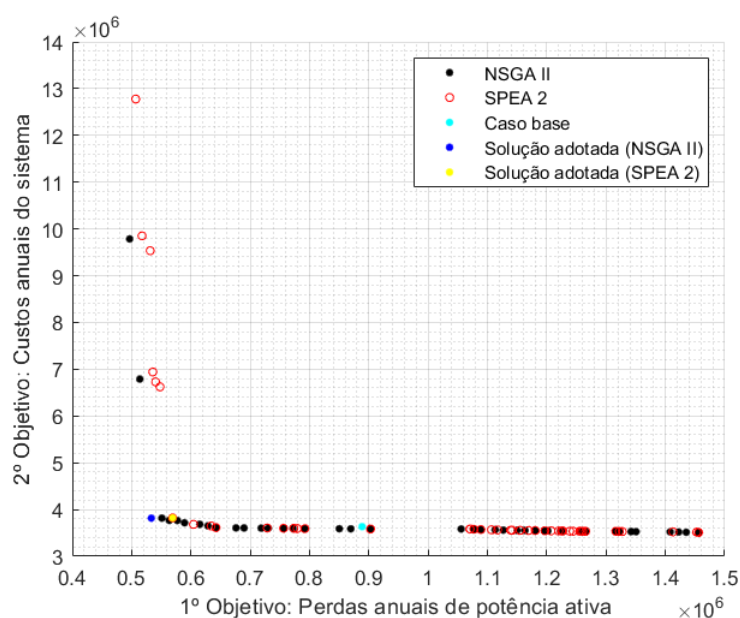
### 5.3.3.3 Alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de bancos de capacitores simultaneamente com a reconfiguração da rede

A Figura 20 mostram a aproximação da fronteira de Pareto para a abordagem integrada que inclui a alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de bancos de capacitores simultaneamente com a reconfiguração do sistema de teste de 33 barramentos do IEEE. A figura apresenta a configuração inicial do sistema, chamado de

caso base, e a solução adotada por cada um dos métodos de otimização, o NSGA-II e o SPEA 2.

As soluções adotadas por cada método de solução foram selecionadas através do Método de Tomada de Decisão Fuzzy. O conjunto de soluções obtido pelo NSGA-II foi ligeiramente melhor distribuído ao longo da Fronteira de Pareto apresentando melhor diversidade em relação ao conjunto obtido pelo SPEA 2. Além disso, o conjunto de soluções encontrado pelo NSGA-II domina as soluções encontradas pelo SPEA 2 em algumas regiões da Fronteira de Pareto.

Figura 20 – Soluções não dominadas para alocação e reconfiguração do sistema de 33 barramentos.



Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 13 são apresentadas as configurações para as soluções adotadas para os dois métodos de otimização para alocação e reconfiguração do sistema de teste de 33 barramentos do IEEE. Entre as configurações, o conjunto de chaves abertas na codificação adotada para cada método de otimização. Além disso, são apresentadas os valores das funções objetivo e percentual de variação em relação a configuração original.

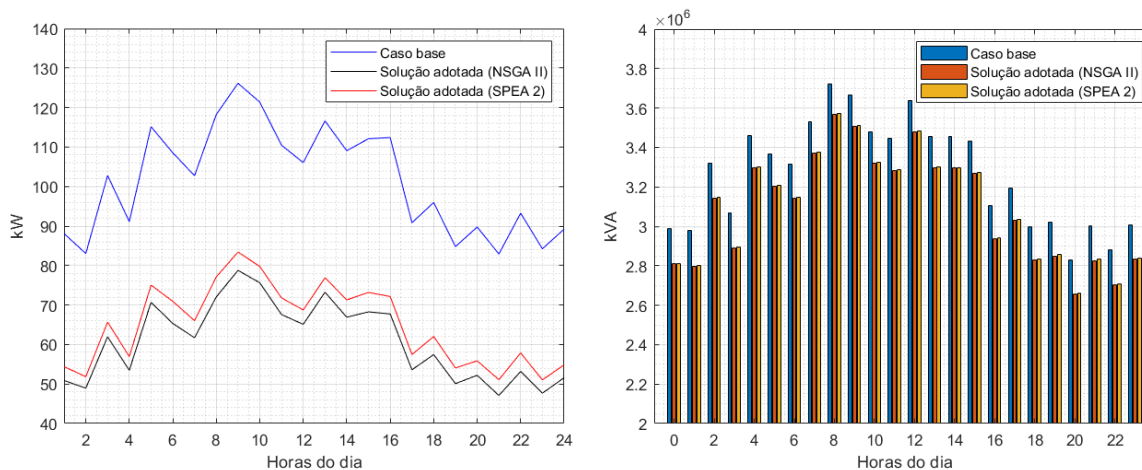
A solução adotada para o método NSGA-II alcançou a redução de 39,987% das perdas, aumento de 4,999% dos custos totais e tensão mínima registrada de 0,9550 pu. Essa configuração não apresentou geradores distribuídos alocados e alocou nos barramentos 29 e 30, bancos de capacitores de capacidade de 150 kVAr. A solução adotada para o método SPEA 2 alcançou redução de 35,946% das perdas, aumento de 5,126% dos custos totais e tensão mínima registrada de 0,9448 pu. Essa configuração não apresentou geradores distribuídos alocados e alocou nos barramentos 9 e 29, bancos de capacitores de capacidade de 150 kVAr.

Tabela 13 – Resultados para alocação e reconfiguração do sistema de 33 barramentos.

	NSGA-II			SPEA 2		
	Barra	kW	kVAr	Barra	kW	kVAr
GD1	-	-	-	-	-	-
GD2	-	-	-	-	-	-
GD3	-	-	-	-	-	-
GD4	-	-	-	-	-	-
BC1	29	-	150	9	-	150
BC2	30	-	150	29	-	150
	Chaves abertas			Chaves abertas		
	s7,s9,s14,s32,s37			s7,s9,s14,s31,s37		
$f_1$	Perdas ( $10^6$ ) kW		$\Delta P(\%)$	Perdas ( $10^6$ ) kW		$\Delta P(\%)$
	0,5333		-39,987	0,5692		-35,946
$f_2$	Custos totais ( $10^6$ ) US\$		$\Delta US\$(\%)$	Custos totais ( $10^6$ ) US\$		$\Delta US\$(\%)$
	3.8159		4,999	3.8205		5,126

As Figuras 21a mostra as perdas elétricas horárias e a Figura 21b mostra a potência aparente demandada diária. A solução adotada pelo NSGA-II e pelo SPEA 2 registraram, respectivamente, uma redução média de 5,194% e 5,057% na potência aparente demanda e a redução das perdas diárias variando de 37,198% a 43,396% e de 33,876% a 39,410%.

Figura 21 – Perdas horárias e potência aparente demandada para a alocação e reconfiguração do sistema de 33 barramentos.



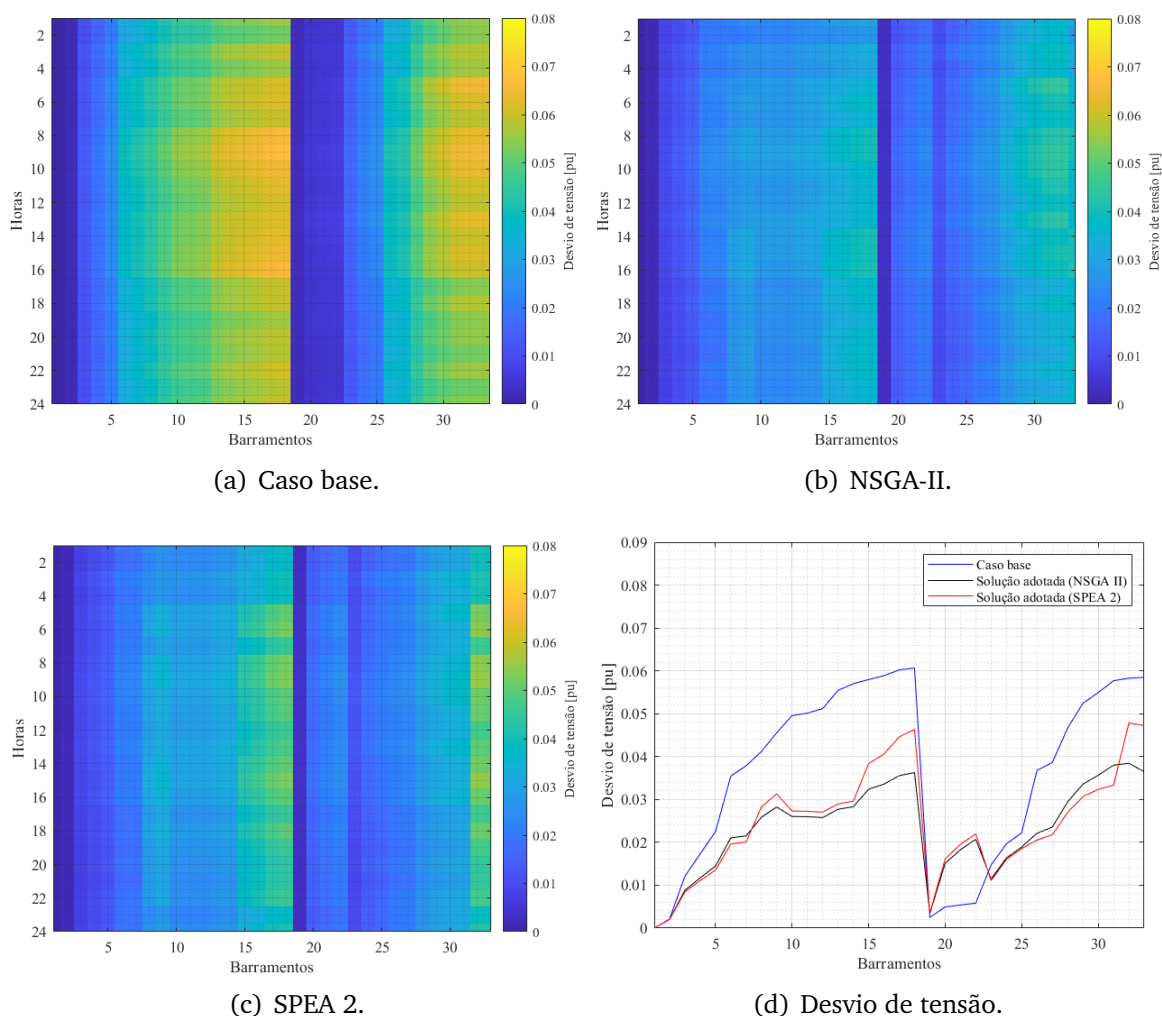
(a) Perdas elétricas.

(b) Potência aparente.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 22 apresenta o desvio de tensão em cada barramento do sistema, considerando o caso base do sistema (Figura 19a) e as soluções adotadas pelo NSGA-II (Figura 22b) e pelo SPEA 2 (Figura 22c). A Figura 22d representa o comparativo entre o máximo desvio registrado em cada barramento. É possível notar uma redução efetiva do desvio de tensão na maioria dos barramentos, e conseqüentemente uma melhora no perfil de tensão do sistema.

Figura 22 – Desvio de tensão para alocação e reconfiguração do sistema de 33 barramentos.



Fonte: Elaboração própria.

As soluções otimizadas adotadas promoveram uma melhoria significativa no desempenho do sistema, com uma redução considerável no desvio de tensão. Esses resultados indicam uma maior regulação da tensão e um maior confiabilidade da rede. Além disso, houve uma redução substancial nas perdas elétricas, em ambas as soluções adotadas para os dois métodos, demonstrando maior eficiência geral no fornecimento de energia. Apesar do pequeno aumento de 4,999% e 5,126% nos custos gerais para

as soluções adotadas do NSGA-II e SPEA 2, respectivamente, atribuído principalmente aos custos de instalação de banco de capacitores, as melhorias substanciais no desvio de tensão e nas perdas elétricas justificam o investimento.

#### **5.3.4 Discussões sobre os resultados alcançados para o sistema de teste de 33 barramentos**

Os resultados apresentados nas Tabelas 11-13 demonstraram que a abordagem de reconfiguração de rede teve uma melhora nos parâmetros das funções objetivo em relação ao sistema original em comparação com a abordagem de alocação e dimensionamento. A reconfiguração do sistema resultou em uma redução em relação a primeira função objetivo, as perdas ativas do sistema, e uma redução sutil em relação da segunda função objetivo, custos totais.

A abordagem de reconfiguração, no entanto, em ambos os métodos, apresentaram uma sutil redução da potência aparente demandada bem como um maior desvio de tensão e conseqüentemente uma menor tensão mínima registrada. A reconfiguração da rede, pode aumentar o desvio de tensão se a nova configuração não for otimizada para minimizar o desvio de tensão.

Em alguns casos, devido a alteração das características do sistema e da distribuição das cargas, a reconfiguração pode influenciar no fluxo de potência e resultar em variações de tensão no sistema. Esses resultados implicam em uma menor regulação da tensão e menor confiabilidade da rede.

A abordagem de alocação apresentou incremento na segunda função objetivo, custos totais, devido aos custos associados a alocação de geradores distribuídos e de bancos de capacitores e apresentou uma tensão mínima registrada maior que o sistema original além de uma sutil redução do desvio de tensão.

A abordagem integrada que considera a alocação e a reconfiguração simultaneamente, apesar de apresentar soluções adotadas apenas com alocação de bancos de capacitores e sem alocação de geradores distribuídos, oferece uma vantagem significativa em termos de espaço de busca em comparação com a consideração individual desses aspectos. Isso ocorre porque, ao abordar a reconfiguração do sistema e a alocação de recursos de forma integrada, é possível explorar soluções que não seriam acessíveis ao tratar esses dois problemas separadamente.

O nível de tensão do sistema de teste foi melhorado apresentando significativa redução do desvio de tensão, elevando assim a qualidade da energia fornecida aos consumidores. Além disso, as soluções adotadas pelo método de otimização multiobjetivo NSGA-II e SPEA 2 para a abordagem integrada apresentaram uma redução substancial de 39,987% e 35,946%, respectivamente nas perdas elétricas, e redução de 5,194% e 5,057%

na potência aparente demandada pela subestação, demonstrando maior eficiência geral no fornecimento de energia.

O pequeno incremento de 4,999% e 5,126%, respectivamente, nos custos gerais para as soluções adotadas pelos métodos de otimização multiobjetivo NSGA-II e SPEA 2 foram atribuídos principalmente aos custos de instalação de banco de capacitores. Ainda que os custos gerais tenham sido acrescidos, as melhorias substanciais no desvio de tensão e na redução das perdas elétricas justificam tal investimento.

Esse conjunto de melhorias possibilita, na perspectiva de planejamento a longo prazo, postergar a necessidade de expansão e de investimentos na infraestrutura da rede elétrica. Os resultados encontrados para a abordagem integrada do sistema de teste, destacam a eficácia da metodologia proposta de resolução do problema de otimização na obtenção de melhorias significativas no desempenho do sistema de distribuição teste de 33 barramentos do IEEE. Por fim, a Tabela 14 apresenta o tempo de simulação para as diferentes abordagens para cada método de otimização multiobjetivo para o sistema de distribuição teste de 33 barramentos.

Tabela 14 – Duração das simulações por abordagem e por método de otimização para o sistema de teste de 33 barramentos.

Abordagem	NSGA-II	SPEA 2
Reconfiguração	19min11s590ms	20min55s700ms
Alocação	25min9s980ms	21min26s820ms
Alocação e reconfiguração	23min48s50ms	25min19s160ms

### 5.3.5 Resultados para o sistema de distribuição de 69 barramentos

Nesta subseção, os resultados para o sistema de teste de 69 barramentos são apresentados. A primeira abordagem será a reconfiguração do sistema. Essa abordagem não conta com a presença de geradores distribuídos e de bancos de capacitores. A segunda abordagem trata-se da alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de bancos de capacitores na configuração original do sistema de teste. A terceira abordagem corresponde a alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de bancos de capacitores simultaneamente com a reconfiguração do sistema de teste. Por fim, as discussões acerca dos resultados obtidos são apresentadas.

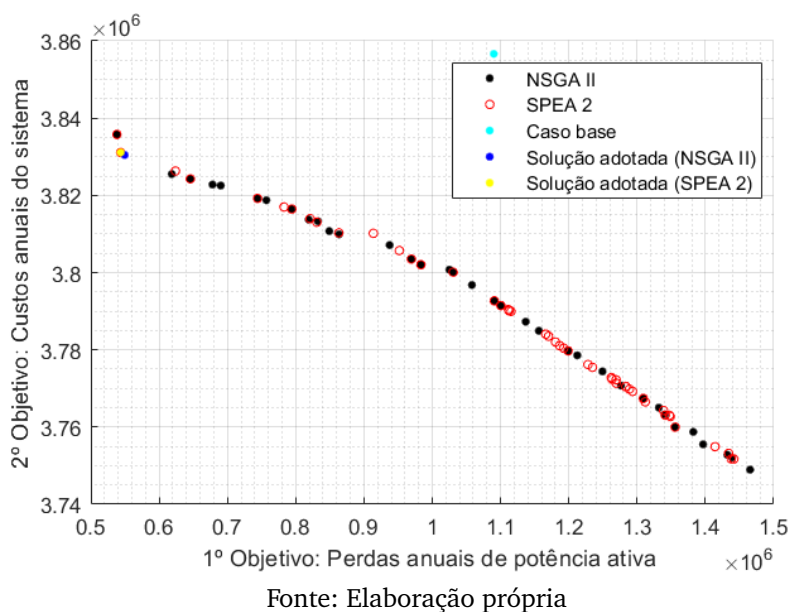
#### 5.3.5.1 Reconfiguração do sistema de distribuição

A Figura 23 mostram a aproximação da fronteira de Pareto para reconfiguração do sistema de distribuição de 69 barramentos do IEEE sem a presença de geradores distribuídos e de bancos de capacitores. A figura apresenta a configuração inicial do sistema, chamado de caso base, e a solução adotada por cada um dos métodos de



otimização, o NSGA-II e o SPEA 2. As soluções adotadas por cada método de solução foram selecionadas através do Método de Tomada de Decisão Fuzzy. O conjunto de soluções obtido pelo NSGA-II foi ligeiramente melhor distribuído ao longo da Fronteira de Pareto apresentando melhor diversidade em relação ao obtido pelo SPEA 2.

Figura 23 – Soluções não dominadas para a reconfiguração do sistema de 69 barramentos.



Na Tabela 15 são apresentadas as configurações para as soluções adotadas para os dois métodos de otimização para a reconfiguração do sistema de distribuição de 69 barramentos do IEEE. O conjunto de chaves abertas na codificação da reconfiguração do sistema de distribuição, os valores das funções objetivo e o percentual de variação em relação a configuração original são exibidos.

A solução adotada para o método NSGA-II alcançou a redução de 49,585% das perdas e redução de 0,679% dos custos totais. A tensão mínima registrada foi de 0,9438 pu. A solução adotada para o método SPEA 2 alcançou redução de 49,574% das perdas e de 0,664% dos custos totais. A tensão mínima registrada foi de 0,9437 pu. Dessa forma, observa-se o impacto que a reconfiguração na redução da primeira função objetivo. Além disso, nota-se que apenas uma das chaves do conjunto de chaves abertas difere das duas soluções adotadas.

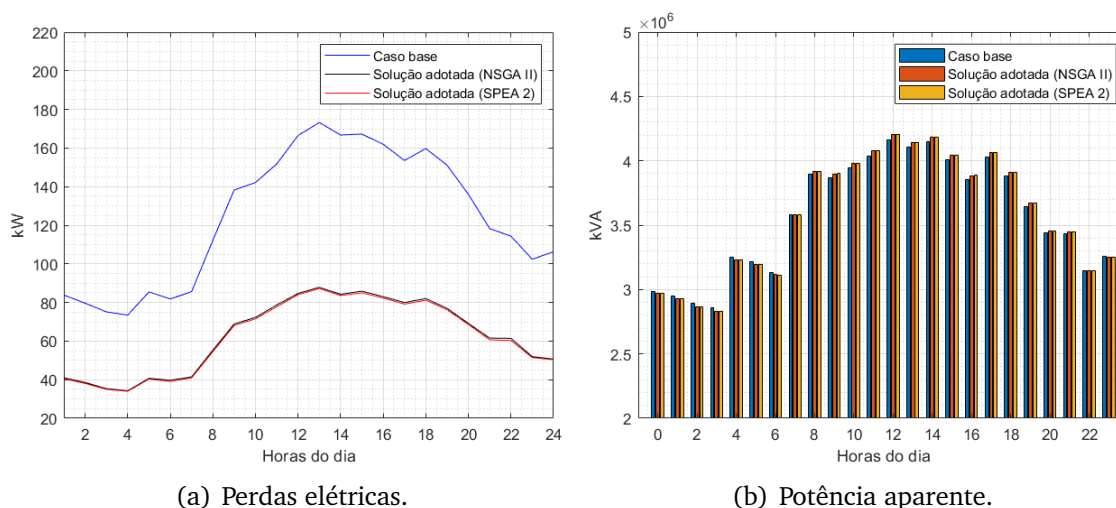
A Figura 24a mostra as perdas elétricas horárias e a Figura 24b mostra a potência aparente demandada diária. A solução adotada pelo NSGA-II registrou um incremento médio de 0,213% na potência aparente demanda e uma redução nas perdas elétricas variando de 46,275% a 53,340% ao longo do dia. A solução adotada pelo SPEA 2 também registrou um incremento médio similar de 0,213% na potência aparente demanda e uma

redução das perdas elétricas variando de 46,260% a 53,326% ao longo do dia.

Tabela 15 – Resultados para reconfiguração do sistema de 69 barramentos.

NSGA-II		SPEA 2		
Chaves abertas		Chaves abertas		
s14,s55,s62,s69,s70		s14,s58,s62,s69,s70		
$f_1$	Perdas ativas ( $10^6$ ) kW	$\Delta P(\%)$	Perdas ativas ( $10^6$ ) kW	$\Delta P(\%)$
	0,5496	-49,585	0,5497	-49,574
$f_2$	Custos totais ( $10^6$ ) US\$	$\Delta US\$(\%)$	Custos totais ( $10^6$ ) US\$	$\Delta US\$(\%)$
	3,8305	-0,679	3,8311	-0,664

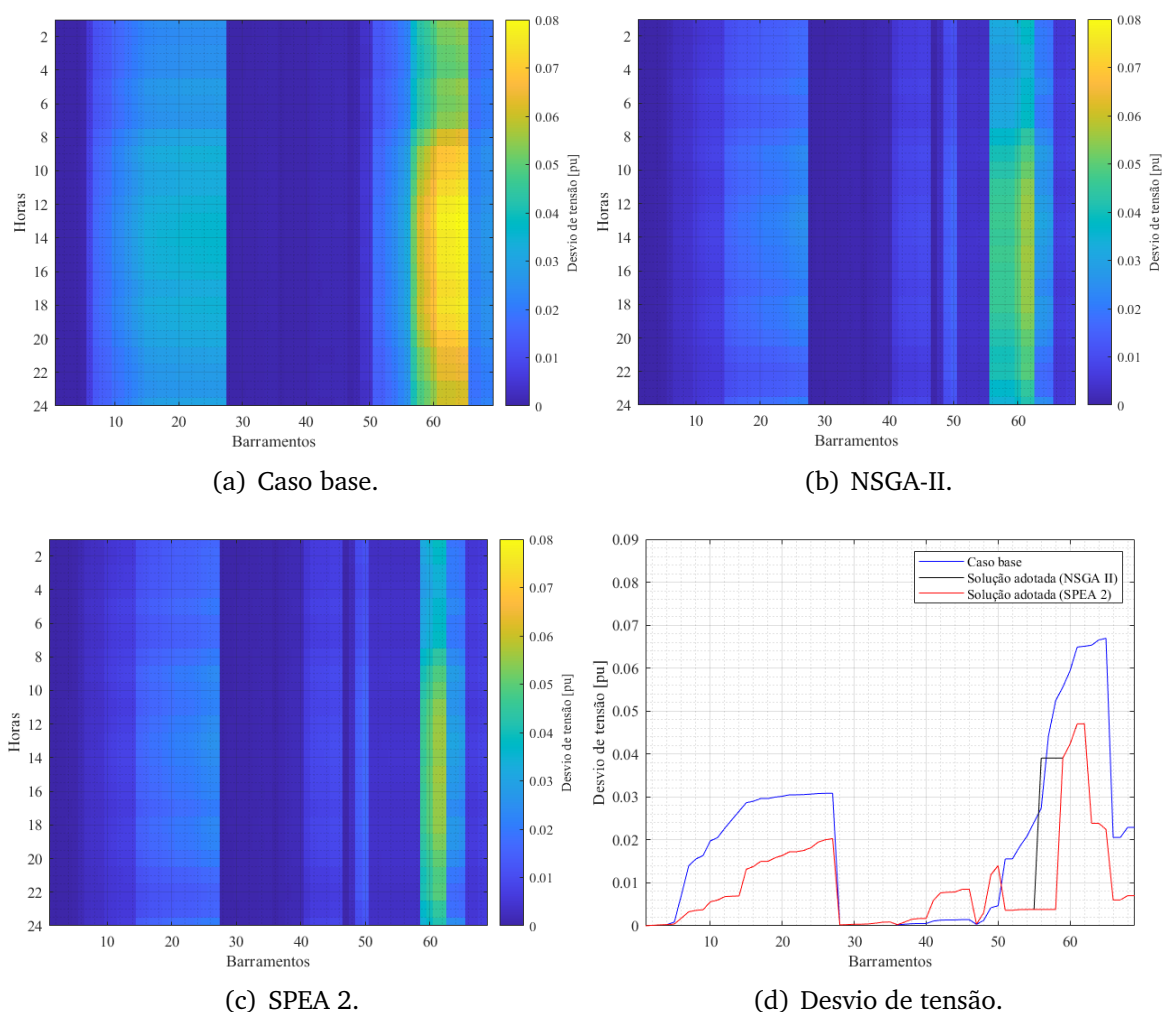
Figura 24 – Perdas horárias e potência aparente demandada para a reconfiguração do sistema de 69 barramentos.



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 25 apresenta o desvio de tensão em cada barramento do sistema, considerando o caso base do sistema (Figura 25a) e as soluções adotadas pelo NSGA-II (Figura 25b) e pelo SPEA 2 (Figura 25c). A Figura 25d representa o comparativo entre o máximo desvio registrado em cada barramento. É possível notar uma redução considerável do desvio de tensão em boa parte dos barramentos e, conseqüentemente, as soluções adotadas para cada método de solução apresentam uma maior tensão mínima registrada se comparado com o sistema em sua configuração original.

Figura 25 – Desvio de tensão para reconfiguração do sistema de distribuição de 69 barramentos.



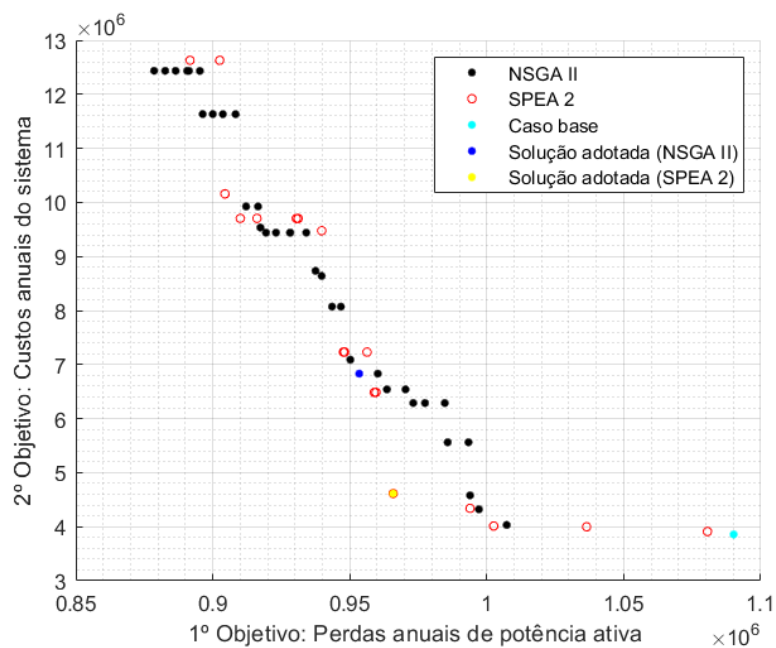
Fonte: Elaboração própria.

### 5.3.5.2 Alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de bancos de capacitores

A Figura 26 mostram a aproximação da fronteira de Pareto para a alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de bancos de capacitores do sistema de distribuição de 69 barramentos do IEEE com configuração original. A figura apresenta a configuração inicial do sistema, chamado de caso base, e a solução adotada por cada um dos métodos de otimização, o NSGA-II e o SPEA 2. As soluções adotadas por cada método de solução foram selecionadas através do Método de Tomada de Decisão Fuzzy.

O conjunto de soluções obtido pelo SPEA 2 foi ligeiramente melhor distribuído ao longo da Fronteira de Pareto apresentando melhor diversidade em relação ao conjunto obtido pelo NSGA-II. Além disso, as soluções encontradas pelo SPEA 2 dominam as soluções encontradas pelo NSGA-II em algumas regiões da Fronteira de Pareto.

Figura 26 – Soluções não dominadas para alocação no sistema de 69 barramentos.



Na Tabela 16 são apresentadas as configurações para as soluções adotadas para os dois métodos de otimização para a alocação e dimensionamento do sistema de distribuição de 69 barramentos do IEEE. O conjunto de chaves abertas na codificação da configuração original do sistema de distribuição, os valores das funções objetivo e o percentual de variação em relação a configuração original são exibidos.

A solução adotada para o método NSGA-II alcançou a redução de 12,533% das perdas, aumento de 77,126% dos custos totais e tensão mínima registrada de 0,9253 pu. Essa configuração apresentou geradores distribuídos alocados nos barramentos 62 e 63 com capacidade de 88 kW e 19 kVAr e 214 kW e -90 kVAr, respectivamente. Além dos geradores distribuídos, essa solução alocou bancos de capacitores nos barramentos 19 e 64 com capacidade de 125 kVAr.

A solução adotada para o método SPEA 2 alcançou redução de 11,398% das perdas, aumento de 19,636% dos custos totais e tensão mínima registrada de 0,9227 pu. Essa configuração apresentou geradores distribuídos alocados nos barramentos 64 e 65 com capacidade de 88 kW e 12 kVAr e 88 kW e 2 kVAr, respectivamente. Além dos geradores distribuídos, essa solução alocou bancos de capacitores nos barramentos 61 e 63 com capacidade de 125 kVAr.

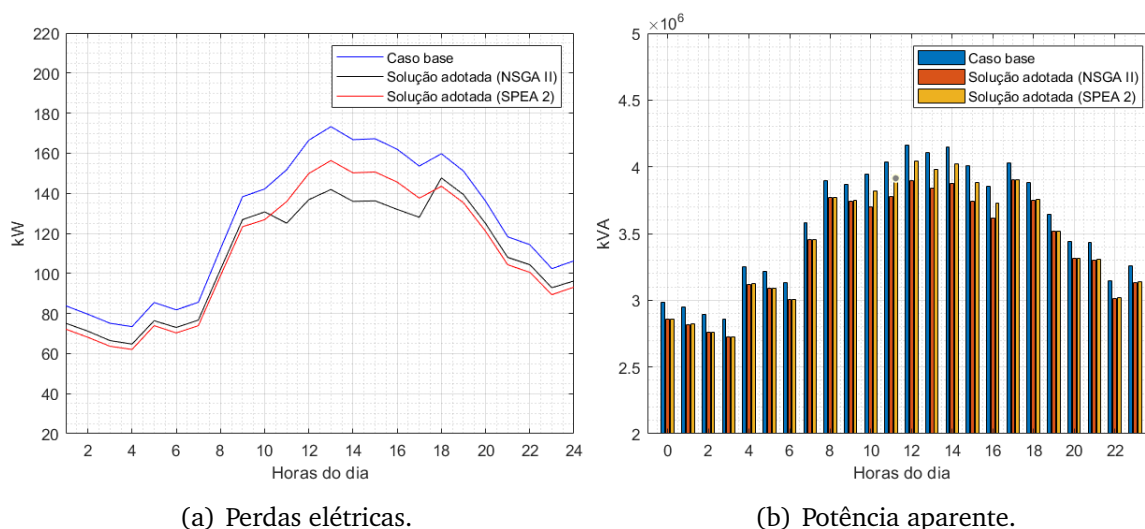
A Figura 27a mostra as perdas elétricas horárias e a Figura 27b mostra a potência aparente demandada diária. A solução adotada pelo NSGA-II registrou uma redução média de 4,035% na potência aparente demanda e uma redução nas perdas elétricas

variando de 11,429% a 15,076% ao longo do dia. A solução adotada pelo SPEA 2 registrou uma redução média de 4,413% na potência aparente demandada e uma redução das perdas elétricas variando de 11,569% a 15,076% ao longo do dia.

Tabela 16 – Resultados para alocação no sistema de 69 barramentos.

	NSGA-II			SPEA 2		
	Barra	kW	kVAr	Barra	kW	kVAr
GD1	62	88	19	64	88	12
GD2	63	214	-90	65	88	2
GD3	-	-	-	-	-	-
GD4	-	-	-	-	-	-
BC1	19	-	125	61	-	125
BC2	64	-	125	63	-	125
	Chaves abertas			Chaves abertas		
	s69,s70,s71,s72,s73			s69,s70,s71,s72,s73		
$f_1$	Perdas ativas ( $10^6$ ) kW		$\Delta P(\%)$	Perdas ativas ( $10^6$ ) kW		$\Delta P(\%)$
	0,9535		-12,533	0,9658		-11,398
$f_2$	Custos totais ( $10^6$ ) US\$		$\Delta US\$(\%)$	Custos totais ( $10^6$ ) US\$		$\Delta US\$(\%)$
	6,8310		77,126	4,6140		19,636

Figura 27 – Perdas horárias e potência aparente demandada para a alocação do sistema de 69 barramentos.

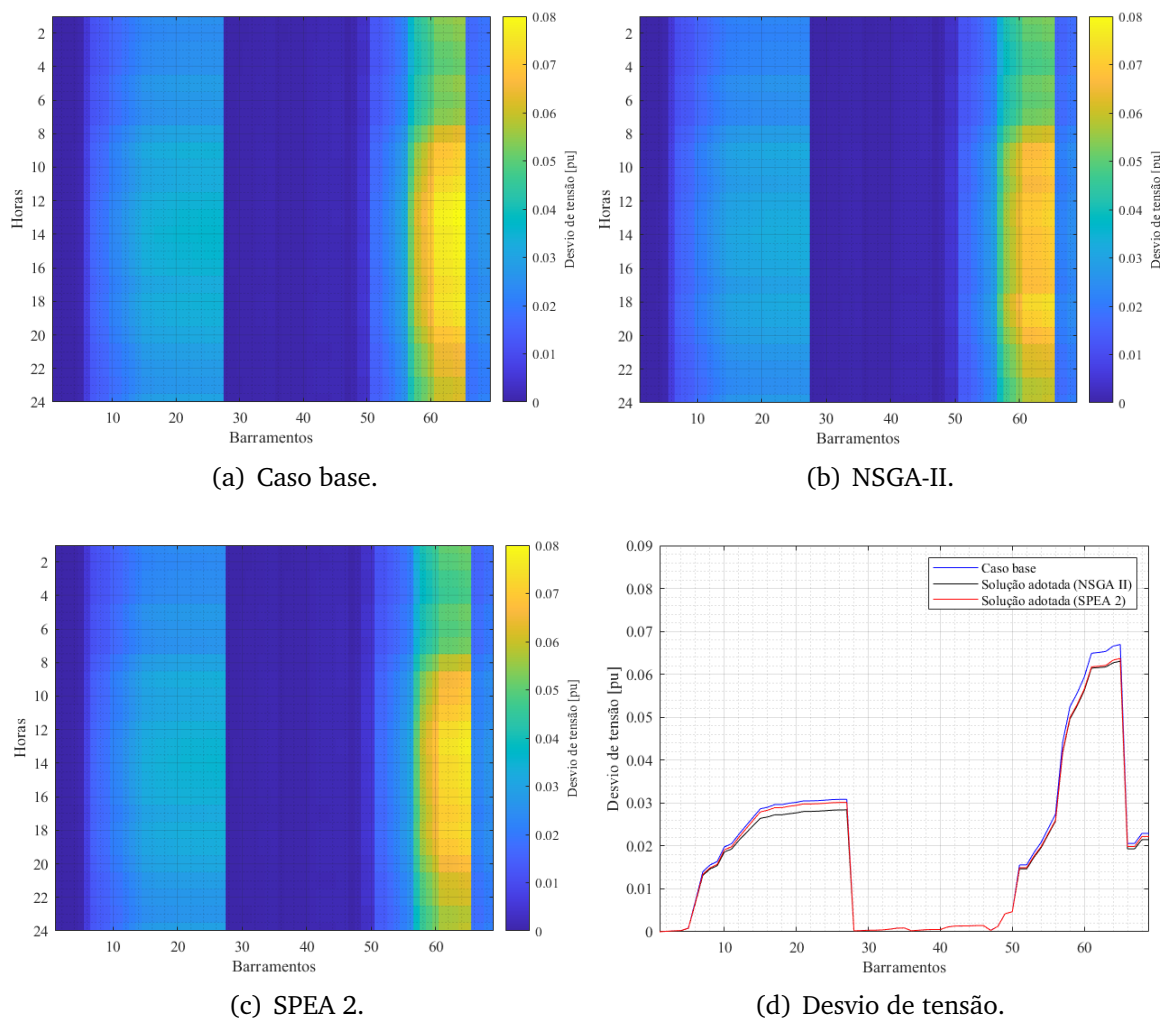


Fonte: Elaboração própria.

A Figura 28 apresenta o desvio de tensão em cada barramento, considerando o

caso base (Figura 28a) e as soluções adotadas pelo NSGA-II (Figura 28b) e pelo SPEA 2 (Figura 28c). A Figura 28d representa o comparativo entre o máximo desvio registrado em cada barramento. As soluções adotadas nos dois métodos para a abordagem de alocação não apresentaram melhorias significativas no desvio de tensão em relação a configuração do sistema original apesar de um incremento substancial dos custos do sistema.

Figura 28 – Desvio de tensão para a alocação do sistema de 69 barramentos.



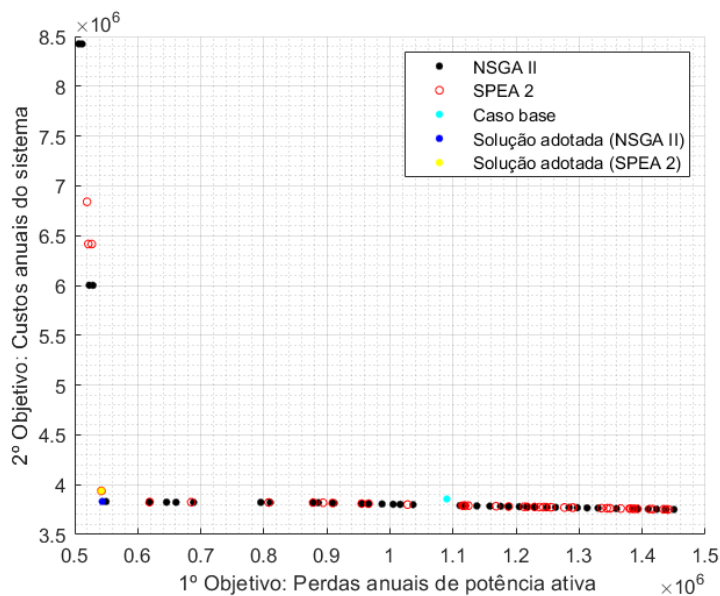
Fonte: Elaboração própria.

### 5.3.5.3 Alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de banco de capacitores simultaneamente com a reconfiguração da rede

A Figura 29 mostram a aproximação da fronteira de Pareto para a abordagem integrada de alocação e dimensionamento de geradores distribuídos e de bancos de capacitores simultaneamente com a reconfiguração do sistema de distribuição de 69 barramentos do IEEE. A figura apresenta a configuração inicial do sistema, chamado de caso base, e a solução adotada por cada um dos métodos de otimização, NSGA-II e o

SPEA 2. As soluções adotadas por cada método de solução foram selecionadas através do Método de Tomada de Decisão Fuzzy. O conjunto de soluções obtido pelo NSGA-II foi ligeiramente melhor distribuído ao longo da Fronteira de Pareto apresentando melhor diversidade em relação ao conjunto obtido pelo SPEA 2.

Figura 29 – Soluções não dominadas para alocação e reconfiguração do sistema de 69 barramentos.



Na Tabela 17 são apresentadas as configurações para as soluções adotadas para os dois métodos de otimização para a abordagem integrada do sistema de distribuição de 69 barramentos do IEEE. O conjunto de chaves abertas na codificação adotada para cada método do sistema de distribuição, os valores das funções objetivo e percentual de variação em relação a configuração original são exibidos.

A solução adotada para o método NSGA-II alcançou a redução de 50,120% das perdas e de 0,664% dos custos totais. A tensão mínima registrada foi de 0,9447 pu. Essa configuração não apresentou geradores distribuídos alocados e não alocou bancos de capacitores. A solução adotada para o método SPEA 2 alcançou redução de 50,246% das perdas e aumento de 2,092% dos custos totais. A tensão mínima registrada foi de 0,9438 pu. Essa configuração não apresentou geradores distribuídos alocados e alocou no barramentos 19 um banco de capacitor com capacidade de 150 kVAr.

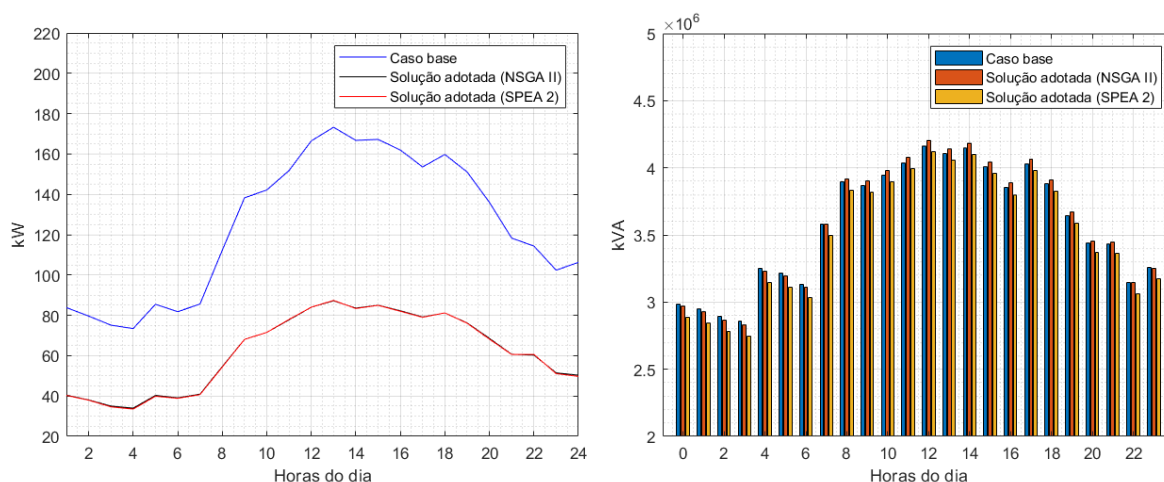
A Figura 30a mostra as perdas elétricas horárias e a Figura 30b mostra a potência aparente demandada diária. A solução adotada pelo NSGA-II registrou um incremento médio de 0,215% na potência aparente demanda e uma redução das perdas elétricas variando de 47,265% a 53,740% ao longo do dia. A solução adotada pelo SPEA 2

registrou uma redução média de 2,1565% na potência aparente demanda e uma redução das perdas elétricas variando de 46,994% a 54,379% ao longo do dia.

Tabela 17 – Resultados para alocação e reconfiguração do sistema de distribuição de 69 barramentos do IEEE.

	NSGA-II			SPEA 2		
	Barra	kW	kVAr	Barra	kW	kVAr
GD1	-	-	-	-	-	-
GD2	-	-	-	-	-	-
GD3	-	-	-	-	-	-
GD4	-	-	-	-	-	-
BC1	-	-	-	19	-	150
BC2	-	-	-	-	-	-
	Chaves abertas			Chaves abertas		
	s14,s54,s61,s69,s70			s12,s18,s55,s63,s69		
$f_1$	Perdas ativas ( $10^6$ ) kW		$\Delta P(\%)$	Perdas ativas ( $10^6$ ) kW		$\Delta P(\%)$
	0,54374		-50,120	0,54236		-50,246
$f_2$	Custos totais ( $10^6$ ) US\$		$\Delta US\$(\%)$	Custos totais ( $10^6$ ) US\$		$\Delta US\$(\%)$
	3,8311		-0,664	3,9374		2,092

Figura 30 – Perdas horárias e potência aparente demandada para a alocação e reconfiguração do sistema de 69 barramentos.



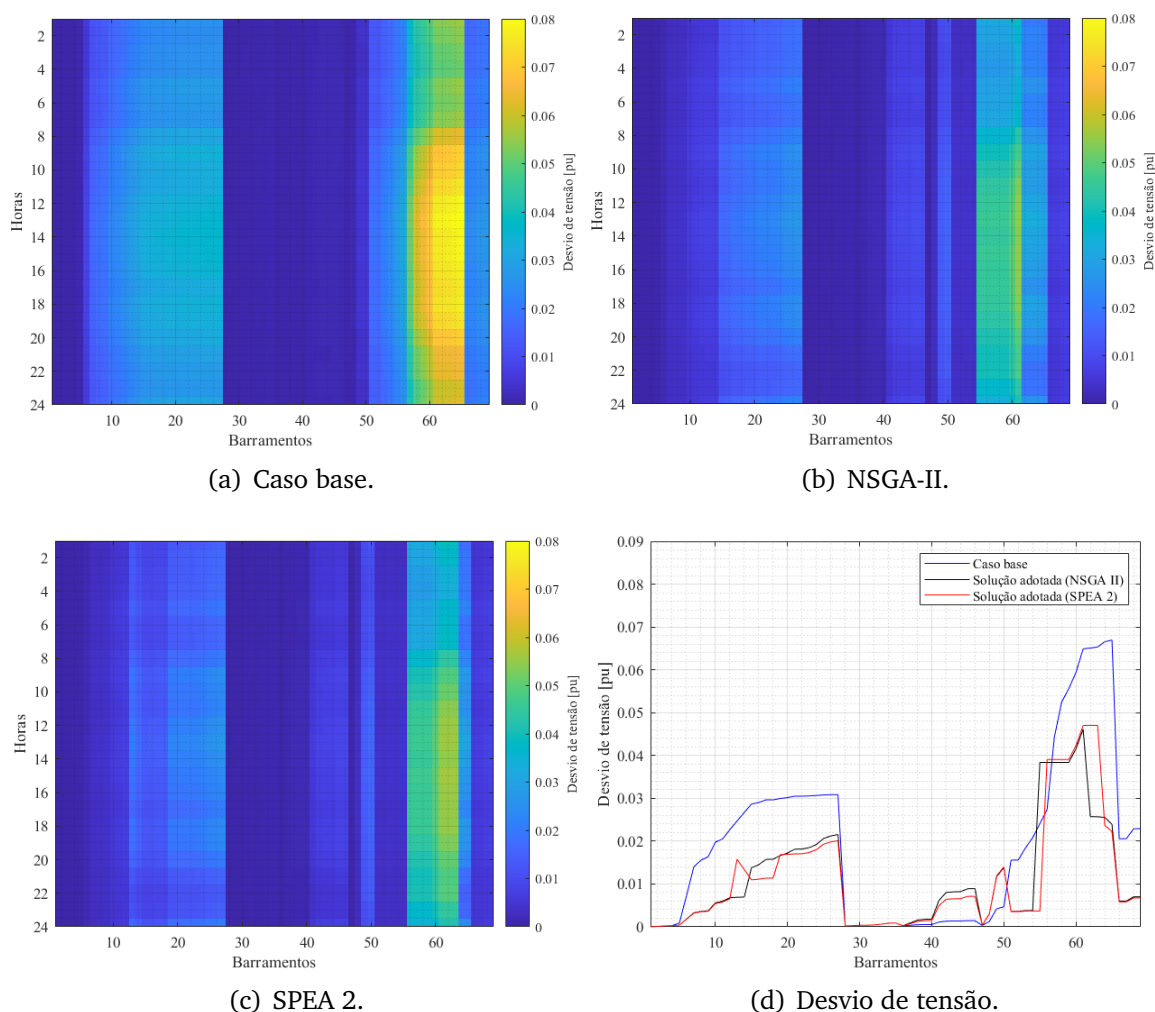
Fonte: Elaboração própria.

A Figura 31 apresenta o desvio de tensão em cada barramento do sistema,



considerando o caso base do sistema (Figura 28a) e as soluções adotadas pelo NSGA-II (Figura 31b) e pelo SPEA 2 (Figura 31c). A Figura 31d representa o comparativo entre o máximo desvio registrado em cada barramento. É possível notar uma redução considerável do desvio de tensão em boa parte dos barramentos e, conseqüentemente, as soluções adotadas para cada método de solução apresentam uma maior tensão mínima registrada se comparado com o sistema em sua configuração original.

Figura 31 – Desvio de tensão para alocação e reconfiguração do sistema de 69 barramentos.



Fonte: Elaboração própria.

As soluções otimizadas adotadas promoveram uma melhoria significativa no desempenho do sistema, com uma redução considerável no desvio de tensão. Esse resultado indica maior regulação da tensão e maior confiabilidade da rede. Além disso, houve uma redução substancial nas perdas elétricas nas soluções adotadas para os dois métodos, demonstrando maior eficiência geral no fornecimento de energia. Apesar do pequeno aumento de 2,092% nos custos gerais para a solução adotada do SPEA 2 atribuído

principalmente ao custo de instalação do banco de capacitor, as melhorias substanciais no desvio de tensão e na redução das perdas elétricas justificam o investimento.

### **5.3.6 Discussões sobre os resultados alcançados para o sistema de teste de 69 barramentos**

Os resultados apresentados nas Tabelas 15)-17 demonstraram que a abordagem de reconfiguração teve uma melhora nos parâmetros das funções objetivo em relação ao sistema original em comparação com a abordagem de alocação e dimensionamento. A reconfiguração do sistema resultou em uma redução em relação a primeira função objetivo e uma redução sutil em relação da segunda função objetivo. Algo similar ao ocorrido com o sistema de teste de 33 barramentos do IEEE.

A abordagem de reconfiguração, no entanto, em ambos os métodos, apresentaram uma sutil incremento da potência aparente demandada bem como um menor desvio de tensão e conseqüentemente uma maior tensão mínima registrada. Esses resultados implicam em uma maior regulação da tensão e maior confiabilidade da rede.

A abordagem de alocação apresentou incremento na segunda função objetivo (custos totais) devido aos custos associados a alocação de geradores distribuídos e de bancos de capacitores e apresentou uma tensão mínima registrada maior que o sistema original além de uma sutil redução do desvio de tensão. Em comparação a abordagem de reconfiguração, as melhorias em relação ao desvio de tensão e a tensão mínima registrada no sistema foram menos impactantes no desempenho do sistema de distribuição.

A abordagem integrada que considera a alocação e a reconfiguração simultaneamente, apesar de apresentar soluções adotadas, para o NSGA-II sem alocação de geradores distribuídos e de bancos de capacitores e para o SPEA 2 sem a presença de geradores distribuídos, oferece uma vantagem significativa em termos de espaço de busca em comparação com a consideração individual desses aspectos. Isso ocorre porque, ao abordar a reconfiguração do sistema e a alocação de recursos de forma integrada, é possível explorar soluções que não seriam acessíveis ao tratar esses dois problemas separadamente.

O nível de tensão da rede foi melhorado apresentando significativa redução do desvio de tensão, elevando assim a qualidade da energia fornecida aos consumidores. Além disso, as soluções adotadas pelo método NSGA-II e SPEA 2 para a abordagem integrada apresentaram uma redução substancial de 50,120% e 50,246%, respectivamente nas perdas elétricas e redução de 4,035% e 4,413% na potência aparente demandada pela subestação, demonstrando maior eficiência geral no fornecimento de energia.

A solução adotada pelo método NSGA-II apresentou um sistema reconfigurado sem a presença de geradores distribuídos e de bancos de capacitores, o que resultou

em uma redução de 0,664% nos custos totais. A solução adotada pelo método SPEA 2 apresentou um sistema com uma nova reconfiguração e um incremento de 2,092% nos custos gerais, atribuído principalmente aos custos de instalação de banco de capacitores. Ainda que os custos gerais tenham sido acrescidos, as melhorias substanciais no desvio de tensão e na redução das perdas elétricas justificam tal investimento.

Esse conjunto de melhorias possibilita, na perspectiva de planejamento a longo prazo, postergar a necessidade de expansão e de investimentos na infraestrutura elétrica. Os resultados encontrados para a abordagem integrada do sistema de teste, destacam a eficácia da metodologia proposta de resolução do problema de otimização na obtenção de melhorias significativas no desempenho do sistema de distribuição teste de 69 barramentos do IEEE.

Por fim, a Tabela 18 apresenta o tempo de simulação para as diferentes abordagens para cada método de otimização multiobjetivo para o sistema de distribuição teste de 69 barramentos. A duração das simulações do sistema de teste de 69 barramentos, sistema de distribuição de média dimensão, foi quase o dobro do tempo decorrido nas simulações do sistema de teste de 33 barramentos, de pequena dimensão. Esses números mostram que a dimensão do sistema influenciou no tempo de simulação.

Tabela 18 – Duração das simulações por abordagem e por método de otimização.

<b>Abordagem</b>	<b>NSGA-II</b>	<b>SPEA 2</b>
Reconfiguração	39min16s448ms	34min36s164ms
Alocação	45min10s859ms	46min33s868ms
Alocação e reconfiguração	47min16s457ms	48min29s179ms

## Capítulo 6

# Conclusões

Neste estudo, uma metodologia para a integração otimizada de geradores distribuídos e de banco de capacitores considerando a reconfiguração dos sistemas de distribuição teste de 33 e de 69 barramentos do IEEE foi proposta. Para isso, utilizou-se os métodos de otimização NSGA-II e o SPEA 2 para a resolução do problema de otimização de minimização considerando as funções objetivo, de perdas elétricas e de custos totais, e as restrições dos sistemas, que englobam o balanço de potência, a curva de capacidade dos geradores distribuídos e os limites operacionais dos sistemas de distribuição.

Através do Método de Tomada de Decisão Fuzzy, as soluções adotadas para cada método de otimização e para cada abordagem foram escolhidas e comparadas com a configuração original de cada sistema. A potência demandada da subestação e o desvio de tensão foram utilizados como critérios para análise das soluções candidatas. A abordagem que considerou a alocação e a reconfiguração simultaneamente ofereceu uma vantagem significativa em termos de espaço de busca em comparação com a consideração individual desses aspectos. Isso ocorreu porque, ao abordar a reconfiguração do sistema e a alocação de recursos de forma integrada, foi possível explorar soluções que não seriam acessíveis ao tratar esses dois problemas separadamente.

Com base nos resultados alcançados, a abordagem integrada resultou em uma redução para as soluções adotadas do NSGA-II e do SPEA 2, respectivamente, de 39,987% e de 35,946% nas perdas elétricas para o sistema de 33 barramentos do IEEE. Para o sistema de 69 barramentos do IEEE, a redução foi de 50,120% e de 50,246%, respectivamente. É possível observar o impacto da reconfiguração do sistema de distribuição na melhoria dessa primeira função objetivo.

As soluções adotadas pelo NSGA-II e do SPEA 2, respectivamente, para abordagem integrada alcançaram um incremento de 4,999% e 5,126% para o sistema de 33 barramentos do IEEE para a segunda função objetivo, custos totais do sistema. Para o sistema de 69 barramentos do IEEE houve redução de 0,664% e incremento de 2,092%, respectivamente, nos custos totais. Os incrementos estão associados à inserção de unidades de geradores distribuídos e de banco de capacitores nos sistemas de teste.

Por conseguinte, observou-se para abordagem integrada para os dois sistemas de distribuição, uma melhora do perfil de tensão em todo o alimentador e redução

da potência demandada pela subestação. A redução no desvio de tensão indica maior regulação da tensão e uma maior confiabilidade no sistema de distribuição. Dentre o conjunto de soluções, as soluções adotadas por ambos os métodos apresentam melhorias significativas no desempenho do sistema além de maior eficiência geral no fornecimento de energia. Por fim, os resultados demonstram que os algoritmos desenvolvidos detêm a capacidade e a robustez para resolução do problema proposto.

No presente estudo, a formulação matemática do problema de otimização apresentado no Capítulo 3 foi abordada por meio dos métodos metaheurísticos apresentados e justificados no Capítulo 4. O problema proposto não se restringe à aplicação dos algoritmos evolutivos adotados. Outros métodos, tais como o MOPSO e o MOACO, podem ser utilizados, além da consideração de outras abordagens, como a programação linear, por exemplo. A adoção de outros métodos de otimização em trabalhos futuros possibilita a comparação com o exposto no presente estudo, que se restringiu a utilizar apenas dois métodos evolutivos.

Dentre as condições de contorno, o presente estudo optou por valores discretos para o dimensionamento dos bancos de capacitores além de restringir a apenas um elemento por barramento. Tais condições não adotadas em trabalhos futuros podem influenciar os resultados de forma distinta dos obtidos no presente estudo.

A escolha dos dois sistemas de distribuição de teste para validação da metodologia adotada possibilitou a obtenção dos resultados; contudo, de maneira similar ao ocorrido com os algoritmos empregados, o presente estudo se limitou a utilizar apenas dois sistemas de teste: um de pequena e um de média dimensão. A metodologia proposta pode ser aplicada a sistemas de distribuição de teste ou reais com características distintas, abrangendo variações de estrutura, de distribuição de cargas, de magnitude e/ou de presença de novos elementos.

Ademais, o presente estudo restringiu-se à adotar geradores distribuídos baseados em sistemas fotovoltaicos e bancos de capacitores. Os DERs e os sistemas de armazenamento de energia elétrica não se limitam a estes recursos. Portanto, torna-se pertinente em estudos subsequentes, a incorporação de outros elementos, tais como veículos elétricos, infraestruturas de carregamento, células à combustível, sistemas de cogeração, banco de baterias, assim como de outros modelos de geradores distribuídos.

O problema apresentado não considerou incertezas associadas à geração e à demanda das cargas ao longo do tempo, limitando-se apenas à variação diária das cargas. A influência da sazonalidade na geração e no custo da energia ao longo do tempo não foi considerado devido as condições de contorno estabelecidas para o problema. Tais condições de contorno, juntamente com a inclusão de novos elementos nos sistemas de distribuição, constituem oportunidades para abordagens futuras.

Por último, a estratégia adotada de modelagem dos sistemas de distribuição e resolução dos problemas de fluxo de potência dentro da estrutura dos algoritmos evolutivos contou com a utilização do OpenDSS. Esta ferramenta computacional, assim como as demais existentes, apresenta características e métodos próprios de resolução, demonstrando-se eficaz para a resolução do problema em questão. No entanto, o problema de fluxo de potência e modelagem dos sistemas de distribuição não se restringe a essa ferramenta. O próprio MATLAB, empregado neste estudo, é uma ferramenta robusta, capaz de modelar tais sistemas e de resolver o fluxo de potência através de diferentes métodos definidos pelo usuário. Essas possibilidades ampliam a possibilidade de resolução e de investigação do tema proposto.

## 6.1 TRABALHOS FUTUROS

Para uma investigação mais aprofundada e como continuação deste estudo, torna-se interessante algumas sugestões de pesquisas futuras. Dentre elas, a aplicação desta metodologia proposta em sistemas radiais de distribuição, sejam eles de teste ou reais, de maior magnitude. Outro ponto a ser considerado é tratar o desvio de tensão do sistema como uma terceira função objetivo, visto que em uma das abordagens, reconfiguração do sistema de 33 barramentos, ambas as soluções adotadas apresentaram piora nesse quesito. Isso indica uma menor regulação da tensão e menor confiabilidade do sistema de distribuição, algo que não é interessante do ponto de vista operacional do sistema.

Na resolução do problema de otimização, é possível considerar e incorporar além das variações diárias, as incertezas de geração dos geradores distribuídos e das cargas demandadas. Além disso, sugere-se abordar outros modelos de geradores distribuídos como os geradores eólicos, pequenas centrais hidrelétricas e geradores baseados em biomassa ou biogás. Por fim, aprimorar os operadores genéticos para melhorar a busca no espaço de solução e reduzir o tempo de processamento do algoritmo.

## REFERÊNCIAS

- ADEYEMO, J.; STRETCH, D. Review of hybrid evolutionary algorithms for optimizing a reservoir. **South African Journal of Chemical Engineering**, v. 25, p. 22–31, 2018. ISSN 1026-9185. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1026918517300343>>.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Geração Distribuída**. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, 2005. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N 482**. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; JOHN, Z.; SÁ, A. L. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Rio de Janeiro: MME/ELETOBRÁS/CELPE/CRESESB, 2001. v. 1, 44 p. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/AtlasdoPotencialEolicoBrasileiro.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/AtlasdoPotencialEolicoBrasileiro.pdf)>.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEólica). **Boletim Anual 2022**. São Paulo, Brasil, 2023. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>>.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **INFOGRÁFICO ABSOLAR**. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>.
- AWAD, M.; KHANNA, R. Multiobjective optimization. In: \_\_\_\_\_. **Efficient Learning Machines: Theories, Concepts, and Applications for Engineers and System Designers**. 1. ed. Berkeley, CA: Apress, 2015. p. 185–208. ISBN 978-1-4302-5989-3 (Softcover). Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/978-1-4302-5990-9>>.
- BABAYOMI, O.; ZHANG, Z.; DRAGICEVIC, T.; HU, J.; RODRIGUEZ, J. Smart grid evolution: Predictive control of distributed energy resources—A review. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 147, p. 108812, 2023. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061522008080>>.
- BANIHASHEMI, F.; LESANI, H.; MAKHZANI, A. S. Locating and capacity determination of distributed generations using none-dominated sorting genetic algorithm. In: **2013 IEEE Grenoble Conference**. Grenoble, France: [s.n.], 2013. p. 1–8.
- BARAN, M.; WU, F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.
- BIRINDELLI, G.; MIAZZA, A.; PAIMANOVA, V.; PALEA, V. Just “blah blah blah”? stock market expectations and reactions to COP26. **International Review of Financial Analysis**, v. 88, p. 102699, 2023. ISSN 1057-5219. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1057521923002156>>.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) e o programa de energia renovável social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, Janeiro 2022. ISSN 1677-7042. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm)>.

CHAHI, H.; MASHAYEKHIFARD, J.; FAEZIAN, G. Smart power distribution network reconfiguration based on the graph theory and particle swarm optimization. **Journal of Applied Dynamic Systems and Control**, Islamic Azad University of Aliabad Katoul, v. 6, n. 1, p. 19–26, 2023. ISSN 2676-4342. Disponível em: <[https://jadsc.aliabad.iau.ir/article\\_701480.html](https://jadsc.aliabad.iau.ir/article_701480.html)>.

CHEN, X.; TANG, G. Solving static and dynamic multi-area economic dispatch problems using an improved competitive swarm optimization algorithm. **Energy**, Elsevier, v. 238, p. 122035, 2022.

CHEN, Z.; ZUO, W.; ZHOU, K.; LI, Q.; HUANG, Y.; E, J. Multi-objective optimization of proton exchange membrane fuel cells by RSM and NSGA-II. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 277, p. 116691, 02 2023.

CHOLODOWICZ, E.; ORLOWSKI, P. Comparison of SPEA2 and NSGA-II applied to automatic inventory control system using hypervolume indicator. **Studies in Informatics and Control**, v. 26, n. 1, p. 67–74, 2017. ISSN 1220-1766. Disponível em: <<https://doi.org/10.24846/v26i1y201708>>.

CLIMATESCOPE. **Emerging Markets Outlook 2020 - Energy transition in the world's fastest growing economies**. Global Climatescope - BloombergNEF, 2020. Disponível em: <<https://global-climatescope.org/assets/data/reports/climatescope-2020-report-en.pdf>>.

DEB, K.; AGRAWAL, S.; PRATAP, A.; MEYARIVAN, T. A fast elitist non-dominated sorting genetic algorithm for multi-objective optimization: NSGA-II. In: SCHOENAUER, M.; DEB, K.; RUDOLPH, G.; YAO, X.; LUTTON, E.; MERELO, J. J.; SCHWEFEL, H.-P. (Ed.). **Parallel Problem Solving from Nature PPSN VI**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2000. p. 849–858.

DESSBESELL, C. S.; MOREIRA, J. S.; MÜLLER, N. P.; CAMPOS, M. de. O impacto da geração distribuída no sistema elétrico de potência. **Salão do Conhecimento**, v. 7, n. 7, 2021.

DUC, D. N.; NGUYEN, L.; TRUNG, K. T. An interactive method for surrogate-assisted multi-objective evolutionary algorithms. In: **2020 12th International Conference on Knowledge and Systems Engineering (KSE)**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 195–200.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D.; BALLANTI, A. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. [S.l.]: Electric Power Research Institute, Inc., 2016. 242 p.

EBRAHIMI, A. Z.; SADEGHEIH, A.; LOTFI, M. M. A modified NSGA-II solution for a new multi-objective hub maximal covering problem under uncertain shipments. **Journal of Industrial Engineering International**, v. 10, n. 2, p. 185–197, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s40092-014-0076-4>>.



ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). **OpenDSS: Open Distribution System Simulator**. 1997.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Nacional de Energia 2050 - Anexos**. Brasília, 2007. 30 p. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/PNE%202050%20-%20Anexo.pdf>>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Distributed Energy Resources: Impacts on Energy Planning Studies**. Brasília, 2018. 30 p. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/en/press-room/news/paper-discusses-impacts-of-distributed-energy-resources-on-energy-planning>>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**. Brasília, 2022. 23 p. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE2030\\_RevisaoPosCP\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE2030_RevisaoPosCP_rv2.pdf)>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional (BEN) 2023**. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf>>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Planejamento Energético**. Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/planejamento-energetico>>.

FATHI, R.; TOUSI, B.; GALVANI, S. Allocation of renewable resources with radial distribution network reconfiguration using improved salp swarm algorithm. **Applied Soft Computing**, v. 132, p. 109828, 2023. ISSN 1568-4946. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1568494622008778>>.

FERRAZ, R. S. F. **Alocação e dimensionamento de geração distribuída e coordenação otimizada de religador-fusível baseados em algoritmos genéticos**. 77 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), Vitória, 2020.

FERRAZ, R. S. F.; FERRAZ, R. S. F.; JÚNIOR, V. F. S.; RUEDA-MEDINA, A. C. Distributed energy resources, capacitor banks and fast charging stations allocation using a multi-objective optimization approach. In: **2023 15th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC)**. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–6.

FERRAZ, R. S. F.; FERRAZ, R. S. F.; RUEDA-MEDINA, A. C.; BATISTA, O. E. Genetic optimisation-based distributed energy resource allocation and recloser-fuse coordination. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 14, n. 20, p. 4501–4508, 2020. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2020.0664>>.

GU, T.; WANG, P.; LIANG, F.; XIE, G.; GUO, L.; ZHANG, X.-P.; SHI, F. Placement and capacity selection of battery energy storage system in the distributed generation integrated distribution network based on improved NSGA-II optimization. **Journal of Energy Storage**, v. 52, p. 104716, 2022. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X22007290>>.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS (IEEE). IEEE Standard 1547-2018: "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces". **IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)**, IEEE, p. 1–138, April 6 2018.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS (IEEE). IEEE Standard 3002.2-2018: "IEEE recommended practice for conducting load-flow studies and analysis of industrial and commercial power systems". **IEEE Std 3002.2-2018**, p. 1–73, September 27 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets**. Paris, 2002. 125 p. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/distributed-generation-in-liberalised-electricity-markets>>.

JAMIL, M. A.; ALHINDI, A.; ARIF, M.; NOUR, M. K.; ABUBAKAR, N. S. A.; ALJABRI, T. F. Multiobjective evolutionary algorithms NSGA-II and NSGA-III for software product lines testing optimization. In: **2019 IEEE 6th International Conference on Engineering Technologies and Applied Sciences (ICETAS)**. Kuala Lumpur, Malaysia: [s.n.], 2019. p. 1–5.

JUNQUEIRA, P. P. **Algoritmo Evolutivo Multi-objetivo baseado em Decomposição com Arquivo Externo e Adaptação de Pesos baseada em Vizinhança Local**. 117 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, 2021. Disponível em: <<https://repositorio.ufmg.br/handle/1843/44608>>.

KIANI-MOGHADDAM, M.; SHIVAIE, M.; WEINSIER, P. D. Introduction to multi-objective optimization and decision-making analysis. In: \_\_\_\_\_. **Modern Music-Inspired Optimization Algorithms for Electric Power Systems: Modeling, Analysis and Practice**. [S.l.]: Springer International Publishing, 2019. p. 21–45. ISBN 978-3-030-12044-3.

KUNYA, A. B.; SHEHU, G. S.; ILYASU, A. Y.; MUHAMMED, S. G. Distribution network reconfiguration for loss reduction and voltage profile improvement using B-PSO. In: **3rd International Conference on Advanced Technology and Sciences (ICAT'16)**. Konya, Turkey: [s.n.], 2016. v. 3.

LARRAÑAGA, P.; KARSHENAS, H.; BIELZA, C.; SANTANA, R. A review on evolutionary algorithms in bayesian network learning and inference tasks. **Information Sciences**, v. 233, p. 109–125, 2013. ISSN 0020-0255. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0020025513000443>>.

LIMA, F. N.; SANTOS, M. M.; BENETTI, M. A.; MILKE, T.; SPERANDIO, M. Power distribution network reconfiguration considering the transmission system usage. **IEEE Latin America Transactions**, v. 19, n. 12, p. 2113–2121, May 2021. Disponível em: <<https://latam.ieeer9.org/index.php/transactions/article/view/5227>>.

LUCENA, D. V. **Algoritmos evolutivo multiobjetivo para seleção de variáveis em problemas de calibração multivariada**. 56 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Computação) — Programa de Pós-Graduação do Instituto de Informática Universidade Federal de Goiás (UFG), Goiânia, GO, 2013. Disponível em: <<http://repositorio.bc.ufg.br/tede/handle/tede/3096>>.

LUCENA, D. V.; LIMA, T. W.; SOARES, A. d. S.; DELBEM, A. C. B.; GALVÃO FILHO, A. R.; COELHO, C. J.; LAUREANO, G. T. Multi-objective evolutionary algorithm for variable selection in calibration problems: A case study for protein concentration prediction. In: **2013 IEEE Congress on Evolutionary Computation**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1053–1059.

MAHDAVI, M.; SCHMITT, K.; JURADO, F. Optimal allocation of renewable energy sources in reconfigurable distribution systems including variable electricity consumption. In: **2023 IEEE IAS Global Conference on Renewable Energy and Hydrogen Technologies (GlobConHT)**. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–7.

METAXIOTIS, K.; LIAGKOURAS, K. Multiobjective evolutionary algorithms for portfolio management: A comprehensive literature review. **Expert Systems with Applications**, v. 39, n. 14, p. 11685–11698, 2012. ISSN 0957-4174. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957417412006501>>.

NADEEM, T. B.; SIDDIQUI, M.; KHALID, M.; ASIF, M. Distributed energy systems: A review of classification, technologies, applications, and policies. **Energy Strategy Reviews**, v. 48, p. 101096, 2023. ISSN 2211-467X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X23000469>>.

NAGUIB, M. G.; OMRAN, W. A.; TALAAT, H. E. Optimal reconfiguration and dg allocation in active distribution networks using a probabilistic approach. In: **2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.

NASCIMENTO, V. T.; GIMENES, P. A.; Morales Udaeta, M. E.; Veiga Gimenes, A. L.; RIBOLDI, V. B.; JI, T. Transition mapping for modern energy service provision under uncertainty: A case study from Brazil. **Utilities Policy**, v. 84, p. 101617, 2023. ISSN 0957-1787. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178723001297>>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O sistema em números**. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>.

PENG, L.; LI, Y.; RAZA, S. A.; SHAHZADI, I. Natural resources and environmental sustainability: Cop26 targets from resources-based perspective. **Resources Policy**, v. 83, p. 103623, 2023. ISSN 0301-4207. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301420723003343>>.

PRIYA, P. P. R.; BASKAR, S.; SELVI, S. T.; BABULAL, C. K. Optimal allocation of distributed generation using evolutionary multi-objective optimization. **Journal of Electrical Engineering & Technology**, v. 18, p. 869–886, 2023.

PRIYADARSHI, S.; BHADURI, S.; SHIRADKAR, N. Iot based, inexpensive system for large scale, wireless, remote temperature monitoring of photovoltaic modules. In: **2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 0749–0752.

RAHIMI, I.; GANDOMI, A. H.; DEB, K.; CHEN, F.; NIKOO, M. R. Scheduling by NSGA-II: Review and bibliometric analysis. **Processes**, v. 10, n. 1, 2022. ISSN 2227-9717. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2227-9717/10/1/98>>.

- RAHMAN, H. A.; MAJID, M. S.; JORDEHI, A. R.; GAN, C. K.; HASSAN, M. Y.; FADHL, S. O. Operation and control strategies of integrated distributed energy resources: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 51, p. 1412–1420, 2015. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115007029>>.
- RAUT, U.; MISHRA, S.; MISHRA, D. P. An adaptive NSGA II for optimal insertion of distributed generators in radial distribution systems. In: **2019 International Conference on Information Technology (ICIT)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 65–69.
- REN21. **Ambition on renewables in the G20**. [S.l.], 2022.
- REN21. **Renewables 2023 Global Status Report Collection, Global Overview**. [S.l.], 2023.
- REN21. **Renewables 2023 Global Status Report collection, Renewables in Energy Demand**. Paris: REN21 Secretariat, 2023. ISBN 978-3-948393-07-6.
- RIBEIRO JÚNIOR, L. C.; VIEIRA, F. L.; BONATTO, B. D.; SOUZA, A. C. Z. de; RIBEIRO, P. F. Chapter 5 - Modeling and simulation of active electrical distribution systems using the opendss. In: Abdel Aleem, S. H.; ABDELAZIZ, A. Y.; ZOBAA, A. F.; BANSAL, R. (Ed.). **Decision Making Applications in Modern Power Systems**. Academic Press, 2020. p. 121–152. ISBN 978-0-12-816445-7. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128164457000050>>.
- ROCHA, C.; RADATZ, P. **Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS**. [S.l.], 2018. 1–24 p.
- ROSEN, M. A. Chapter 2 - Renewable energy and energy sustainability. In: ASSAD, M. E. H.; ROSEN, M. A. (Ed.). **Design and Performance Optimization of Renewable Energy Systems**. Academic Press, 2021. p. 17–31. ISBN 978-0-12-821602-6. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978012821602600002X>>.
- RUEDA-MEDINA, A. C.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; PADILHA-FELTRIN, A.; ROMERO, R. A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 97, p. 133–143, 2013.
- SACCARDO, R. R.; DOMINGUES, A. M.; BATTISTELLE, R. A. G.; BEZERRA, B. S.; SIQUEIRA, R. M.; NETO, J. B. S. dos S. Investment in photovoltaic energy: An attempt to frame brazil within the 2030 passage target of the paris agreement. **Cleaner Energy Systems**, v. 5, p. 100070, 2023. ISSN 2772-7831. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772783123000201>>.
- SANTA CATARINA, A. Wind power generation in brazil: An overview about investment and scale analysis in 758 projects using the levelized cost of energy. **Energy Policy**, v. 164, p. 112830, 2022. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522000556>>.
- SESHADRI, A. A fast elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. **MATLAB Central**, v. 182, p. 182–197, 2006.

- ŠOČIĆ, D.; STEFANOV, P. Reconfiguration of distribution system with distributed generation using an adaptive loop approach. **Journal of Electrical Engineering**, v. 70, n. 5, p. 345–357, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.2478/jee-2019-0066>>.
- SÁNCHEZ, G. C.; ABRIL, I. P. Non-dominated sorting genetic algorithm-ii arrangements for optimal electrical distribution networks reconfiguration. **Universidad y Sociedad**, v. 15, n. 3, p. 232–241, maio 2023.
- TABERNIG, S. W.; SOERİYADI, A. H.; RÖMER, U.; PUSCH, A.; LAMERS, D.; JUHL, M. K.; PAYNE, D. N. R.; NIELSEN, M. P.; POLMAN, A.; EKINS-DAUKES, N. J. Avoiding shading losses in concentrator photovoltaics using a soft-imprinted cloaking geometry. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 12, n. 5, p. 1116–1127, 2022.
- TAHA, H. A.; ALHAM, M. H.; YOUSSEF, H. K. M. Multi-objective optimization for optimal allocation and coordination of wind and solar dgs, besss and capacitors in presence of demand response. **IEEE Access**, v. 10, p. 16225–16241, 2022. ISSN 2169-3536.
- THE MATHWORKS, INC. **MATLAB and Statistics Toolbox Release**. Natick, Massachusetts, United States, 2012.
- VIKHAR, P. A. Evolutionary algorithms: A critical review and its future prospects. In: **2016 International Conference on Global Trends in Signal Processing, Information Computing and Communication (ICGTSPICC)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 261–265.
- WAGNER, L. P.; REINPOLD, L. M.; KILTHAU, M.; FAY, A. A systematic review of modeling approaches for flexible energy resources. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 184, p. 113541, 2023. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123003982>>.
- WANG, Z.; SOBEY, A. A comparative review between genetic algorithm use in composite optimisation and the state-of-the-art in evolutionary computation. **Composite Structures**, v. 233, p. 111739, 2020. ISSN 0263-8223. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263822319328636>>.
- WEISS, I.; MACHADO, M.; CHALLET, S.; ROMÁN, E. Pvsites: Supporting large-scale market uptake of building-integrated photovoltaic technologies. In: **2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 0650–0653.
- WEN, J.; TAN, Y. Distribution network reconfiguration approach of avoiding infeasible solutions. In: **Proceedings of the 2016 International Conference on Engineering Science and Management**. Atlantis Press, 2016. p. 26–29. ISBN 978-94-6252-218-3. ISSN 2352-5401. Disponível em: <<https://doi.org/10.2991/esm-16.2016.7>>.
- WORLD ENERGY COUNCIL. **World Energy Trilemma Index 2022**. Londres, Reino Unido, 2022. Em parceria com OLIVER WYMAN.
- YANG, X.-S. **Engineering Optimization: An Introduction with Metaheuristic Applications**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2010. 376 p. ISBN 978-1-118-30577-5.
- ZHANG, Z.; LU, B. Improving NSGA-II by a local search strategy with gaussian mutation. In: **2021 40th Chinese Control Conference (CCC)**. Shanghai, China: [s.n.], 2021. p. 1628–1633.

ZHAO, F.; HUAN, L.; ZHANG, Y.; MA, W.; ZHANG, C. A novel multi-objective optimization algorithm based on differential evolution and NSGA-II. In: **2018 IEEE 22nd International Conference on Computer Supported Cooperative Work in Design (CSCWD)**. Nanjing, China: [s.n.], 2018. p. 570–575.

ZHAO, J.; DU, S.; DONG, Y.; SU, J.; XIA, Y. A bidirectional loss allocation method for active distributed network based on virtual contribution theory. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 153, p. 109349, 2023. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061523004064>>.

ZIDAN, A.; AL-ABRI, R. S.; EL-SAADANY, E. F. Load model effect on distributed generation allocation and feeders' reconfiguration in unbalanced distribution systems. In: **2015 IEEE 8th GCC Conference & Exhibition**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5.

ZITZLER, E.; LAUMANNNS, M.; BLEULER, S. A tutorial on evolutionary multiobjective optimization. **Metaheuristics for multiobjective optimisation**, Springer, p. 3–37, 2004.

ZITZLER, E.; LAUMANNNS, M.; THIELE, L. SPEA2: Improving the strength pareto evolutionary algorithm. **TIK report**, ETH Zurich, v. 103, 2001.

ZOHURI, B.; MCDANIEL, P. Chapter 9 - Energy insight: an energy essential guide. In: ZOHURI, B.; MCDANIEL, P. (Ed.). **Introduction to Energy Essentials**. Academic Press, 2021. p. 321–370. ISBN 978-0-323-90152-9. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780323901529000098>>.