

PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO MULTIOBJETIVO CONSIDERANDO PERDAS E INCERTEZAS

GUILHERME COSTA SILVA*, ADRIANO C. LISBOA†, DOUGLAS A. G. VIEIRA‡, RODNEY R. SALDANHA*

*Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais - Av. Antônio Carlos, 6627 31270-901, Belo Horizonte, MG, Brazil

†Gaia Solutions on Demand - Rua Professor José Vieira Mendonça, 770, 31270-901, Belo Horizonte, MG, Brasil

‡ENACOM Handcrafted Technologies - Alameda das Latânicas, 215, 31270-800, Belo Horizonte, MG, Brasil

Emails: guicosta@ufmg.br, adriano.lisboa@gaiasd.com, douglas.vieira@enacom.com.br, rodney@cpdee.ufmg.br

Abstract— Transmission expansion planning is a problem in the area of electrical power systems for which there are many approaches. In this work, the multiobjective approach is studied considering network losses, to solve the problem, three meta-heuristic methods are employed in two recurrent case studies in the literature and three planning scenarios are studied, one of these considering demand uncertainties. The obtained results are promising and point specificities of each method in studied cases.

Keywords— Transmission Expansion Planning, Multi-objective Optimization, Meta-heuristic methods, Evolutionary Algorithms.

Resumo— O planejamento de expansão da transmissão é um problema da área de sistemas elétricos de potência bastante estudado que possui muitas abordagens. Neste trabalho, a abordagem multiobjetivo é estudada considerando perdas de rede e, para resolver o problema, três métodos meta heurísticos são empregados em dois estudos de casos recorrentes na literatura e três cenários de planejamento são propostos, sendo um destes cenários considerando incertezas de demanda. Os resultados obtidos são promissores e apontam especificidades de cada método nos casos estudados.

Palavras-chave— Planejamento de Expansão da Transmissão, Otimização Multiobjetivo, Métodos Meta Heurísticos, Algoritmos Evolucionários.

1 Introdução

De acordo com [1], o Planejamento de Expansão da Transmissão (em inglês *Transmission Expansion Planning* - TEP), trata da introdução de novas linhas ou subestações que deverão ser instaladas na rede elétrica para proporcionar um nível adequado de fornecimento de energia aos consumidores.

O problema TEP pode ser realizado em curto ou longo prazo, sendo uma parte do planejamento de sistemas de energia elétrica juntamente como o planejamento de expansão da geração (GEP). Para resolver este problema, várias abordagens, principalmente as baseadas em meta heurísticas, têm sido utilizadas, a princípio, considerando um problema estático. Embora bastante estudado, o problema ainda oferece desafios relevantes conforme [2], em termos de regulações, integração de mercado, penetração de energias renováveis e outros desafios práticos.

O presente trabalho busca resolver a formulação multiobjetivo do TEP, avaliando o custo do investimento e as perdas na transmissão através de meta heurísticas. Para isto, alguns estudos de caso vistos em [5, 12] são apresentados considerando o caso estático, dinâmico e um caso com

incertezas relativas à demanda.

2 O problema do planejamento da expansão da transmissão

Este problema tem como objetivo a identificação do melhor plano de expansão, determinando as linhas de transmissão ou subestações a serem construídas e sua disponibilidade, considerando ou não um planejamento de longo prazo e minimizando todos os custos implícitos a fim de proporcionar um nível adequado de fornecimento de energia aos consumidores.

A função de avaliação TEP é formulada em [3] considerando a função de custo em (1) para o problema estático, que representa o custo de capital das linhas de transmissão recém instaladas.

$$\min IC = \sum_{i,j \in \Omega} c_{i,j} n_{i,j} \quad (1)$$

Nesta formulação:

IC custo de investimento de transmissão;
 $c_{i,j}$ custo da linha candidata a ser adicionada entre as barras i e j ;
 $n_{i,j}$ número de linhas adicionadas entre as barras i e j .

Para a formulação de vários estágios, que considera o número de estágios (períodos) no planejamento, a função de custo é representada em (2).

$$\min IC = \sum_{t=1}^T \left[\delta_{inv}^t \sum_{i,j \in \Omega} c_{i,j}^t n_{i,j}^t \right] \quad (2)$$

onde:

$$\delta_{inv}^t = (1 - I)^{t-t_0} \quad (3)$$

IC custo de investimento de transmissão;
 $c_{i,j}^t$ custo da linha candidata a ser adicionada entre as barras i e j no período t ;
 $n_{i,j}^t$ número de linhas adicionadas entre as barras i e j no período t ;
 I taxa anual;
 t_0 período em referência ao ano base;
 δ_{inv}^t fator de desconto utilizado para encontrar o valor atual de um investimento no período t .

Há duas formulações consideradas: o problema TEP de corrente alternada (CA), estudado em [4] e o TEP de corrente contínua (CC), estudado nos demais trabalhos, como em [3].

O presente trabalho está focado no modelo CC e as restrições consistem nas equações de (4) a (8), enumeradas a seguir.

Lei das correntes de Kirchhoff:

$$S_f + g = d \quad (4)$$

Lei das tensões de Kirchhoff:

$$f_{i,j} - (\gamma_{i,j}^0 + x_{i,j}) + (\theta_i - \theta_j) = 0 \forall (i,j) \in \Omega \quad (5)$$

Capacidade das linhas e/ou transformadores:

$$|f_{i,j}| - x_{i,j} \bar{\phi}_{i,j} \leq \gamma_{i,j}^0 \bar{\phi}_{i,j} \quad (6)$$

Limites das barras de geração:

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (7)$$

Limites no número de circuitos adicionados:

$$x_{i,j} = n_{i,j} \gamma_{i,j}^0; 0 \leq n_{i,j} \leq \bar{n}_{i,j} \forall (i,j) \in \Omega \quad (8)$$

Estes valores, na formulação dinâmica são válidos para todo estágio t .

3 TEP Multiobjetivo

O planejamento de expansão da transmissão possui muitas formulações multiobjetivo que, além de considerar o investimento em novas linhas de transmissão atendem a diferentes necessidades.

No trabalho em [7], o problema foca também na expansão dos transformadores de mudança de fase, além dos aspectos de investimentos em confiabilidade e no mercado, tendo quatro objetivos

definidos. Em [8], a formulação estudada considera as emissões de combustíveis, nos quais são avaliados os impactos ambientais.

Alguns trabalhos tratam vários objetivos, em [10], o risco de violação de confiabilidade é considerado, além dos custos de operação dos geradores serem calculados juntamente com os de investimentos.

Muitos trabalhos, como em [11], estão focados no planejamento da transmissão considerando os custos de operação dos geradores, e os custos de resposta de demanda, além do investimento nas linhas.

Neste trabalho, dois objetivos principais serão considerados, sendo o primeiro objetivo relacionado com os custos de instalação das novas linhas conforme mostrado a seguir.

$$\min F_1 = IC \quad (9)$$

Já o segundo objetivo está relacionado com perdas na rede de transmissão. Este cálculo é realizado conforme o fluxo de potência ótimo, juntamente com as restrições do problema em questão.

$$\min F_2 = S_l \quad (10)$$

Onde S_l segue o cálculo em (11) através da resistência e corrente das linhas.

$$S_l = r_l I_l^2 \quad (11)$$

Nesta abordagem, pretende-se obter a solução de menor custo e que provê perdas mínimas na transmissão, ambos os objetivos podem ser antagônicos, porém, outros fatores serão analisados também, como as incertezas do planejamento.

4 Planejamento considerando incertezas

Existem modelos de TEP que consideram incertezas de demanda como em [9], onde a formulação estudada considera cortes de carga e uma faixa de valores mínimos e máximos que busca otimizar estas incertezas no modelo.

Estudos como [10], questões de confiabilidade e métricas de aversão ao risco são consideradas no modelo de planejamento, tratando incertezas relativas à potência eólica e à demanda, determinando disponibilidade dos componentes e resposta de demanda baseada em incentivo.

Além dos estudos que envolvem usinas eólicas, outros estudos envolvem o planejamento da transmissão com incertezas hidrológicas em [14], em cenários nos quais são utilizados sistemas hidrotermais de forma a lidar com incertezas que afetam estes sistemas, principalmente fenômenos climáticos.

Dentre os estudos analisados, serão considerados alguns aspectos que envolvem o problema do TEP considerando incertezas do planejamento de sistemas de potência. São enumerados alguns

aspectos em [2], como o tratamento das incertezas por otimizações robusta ou estocástica ou por métodos análise de decisão fuzzy, além de enfatizar o foco em previsões determinísticas, desconsiderando qualquer tipo de incerteza.

Neste trabalho, o tratamento de incertezas é aplicado no planejamento de múltiplos estágios. Considera-se que a rede precisa ser expandida para os próximos anos, sendo o crescimento anual da carga dado em g_d , conforme estes dados estudados em [10], o crescimento da carga no TEP é modelada a seguir:

$$P_D^y = P_D^0(1 + g_d)y + \Delta P_D \quad (12)$$

Onde P_D^0 indica a carga no ano de base, P_D^y indica a carga no ano y , e ΔP_D indica uma previsão da carga a longo prazo. A incerteza neste aspecto, pode ser modelada conforme distribuição gaussiana, porém, neste caso, uma função intervalar será utilizada, como na abordagem de [13], porém, sua variação é determinada no conjunto de restrições, desenvolvidas a partir das alterações nas seguintes equações.

$$S_f + g - d > \Delta d_{min} \quad (13)$$

$$S_f + g - d < \Delta d_{max} \quad (14)$$

A ideia deste conceito é tratar a incerteza de maneira diferente de [13] onde se considera a demanda no conjunto de variáveis. Uma vez feito este cálculo, a equação em (4) é calculada novamente. Nesse trabalho, a incerteza no crescimento da carga é considerada a longo prazo. Cortes de carga não serão considerados.

5 Metodologias

5.1 Métodos de resolução

Neste trabalho, a aplicação de métodos meta heurísticos ao problema do TEP será analisada. Estes métodos são destacados pela fácil implementação uma vez que, segundo [1], as conversões do modelo do sistema elétrico a conjuntos de regras, como em métodos de programação linear, são desnecessárias, e os estudos de dinâmica e da análise de estabilidade podem ser realizados sem qualquer reorganização do modelo. Nestes métodos, porém, o algoritmo tende a ficar preso a soluções de ótimos locais em certos casos.

O uso de algoritmos genéticos como em [5, 6] e do algoritmo de evolução diferencial em [3, 15] exemplificam a validade dos métodos meta heurísticos no TEP e em suas variantes mercadológicas e com fluxo de corrente alternada, respectivamente.

Algoritmos multiobjetivos meta heurísticos têm sido bastante utilizados para resolver problemas baseados no TEP. Em [7], o algoritmo genético clássico foi utilizado com avaliação nebulosa de objetivos, na qual usa-se funções fuzzy e

um modelo de decisão para selecionar a melhor solução. Em [8], um algoritmo heurístico construtivo é desenvolvido usando algoritmo genético e *hill climbing* para achar o conjunto pareto de soluções de forma a selecionar entre o custo de investimento e nível de emissão de poluentes.

Três métodos são escolhidos neste trabalho, dois deles baseados nos algoritmos genéticos, sendo eles a segunda e terceira versão do NSGA, e o método da evolução diferencial multiobjetivo. A razão desta escolha se deve ao fato destes métodos serem amplamente utilizados no problema TEP em diversos casos.

5.2 Testes propostos

Neste trabalho, os métodos meta heurísticos empregados são aplicados aos modelos CC do TEP, com o objetivo de otimizar os custos de investimento na transmissão e a estimativa de perdas na rede em três possíveis cenários, determinado pelo número de estágios e pelo tratamento de incertezas.

Além das abordagens previamente utilizadas, como o NSGA-II e o DE, um algoritmo relativamente recente, o NSGA-III [16], é utilizado nos testes. Como o NSGA-III ainda não foi aplicado a problemas de planejamento de expansão, o desempenho do método nestes problemas ainda é desconhecido.

Todos os testes são feitos usando MATLAB R2016b, rodando em Ubuntu 16.04 LTS. A modelagem dos problemas e o cálculo do fluxo de potência é realizada com base no software MATPOWER [18] e alguns métodos foram baseados nas implementações encontradas em [19].

6 Estudos de Caso

Para avaliar a metodologia proposta, dois sistemas de testes são simulados, o Sistema IEEE de 24 barras, conforme a Figura 1, e o Sistema do norte e nordeste brasileiro de 87 barras, conforme a Figura 2, ambos apresentados em [17]. No primeiro sistema o número máximo de linhas permitido é $\bar{n} = 4$ e no segundo sistema, este número é de $\bar{n} = 10$.

Sistema IEEE 24-barras - Configuração inicial: 38 linhas.

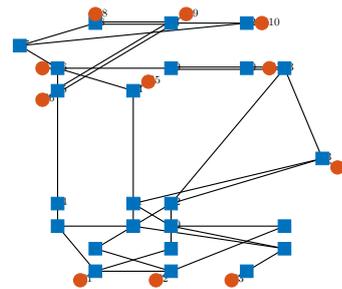


Figura 1: Ilustração do sistema IEEE de 24 barras.

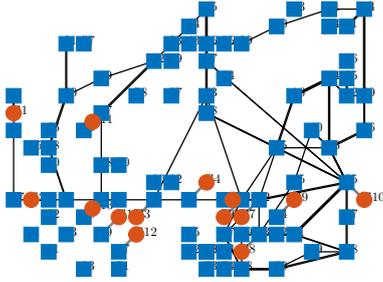


Figura 2: Ilustração do sistema do norte e nordeste brasileiro de 87 barras.

Nestes casos, serão consideradas apenas as informações quantitativas sobre a geração. O problema consiste em planejar a expansão nestes casos, considerando três cenários: estático, três estágios, e três estágios com incertezas de 10% na demanda.

O problema é resolvido através de três abordagens multiobjetivo, sendo eles o NSGA-II e o NSGA-III, e a formulação multiobjetivo do Evolução Diferencial (DE) para fins comparativos.

6.1 Parâmetros dos algoritmos

Nessas simulações, foi definido um conjunto de parâmetros que podem proporcionar um bom desempenho sem exigir maiores custos computacionais. Os parâmetros base são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Parâmetros dos algoritmos evolucionários.

ID	Descrição	Valor	Algoritmo
It	Número de Iterações	100	Todos
Cr	Taxa de Cruzamento	0.8	NSGA (2 e 3)
Mr	Taxa de Mutação	0.35	NSGA
Pop	Tamanho da População Base	50	NSGA e DE
Mem	Tamanho da Pop. de Memória	30	DE
β_{max}	Taxa de mutação	0.8	DE
P_{Cr}	Probabilidade de recombinação	0.2	DE

As medidas de desempenho, a melhor curva Pareto obtida a partir dos algoritmos adotados e as melhores soluções oferecidas são discutidas a seguir.

De forma a garantir resultados satisfatórios, cada algoritmo foi rodado 10 vezes, tendo as suas soluções salvas e uma nova execução usando estas as mesmas soluções na população de memória inicial com menos iterações foi realizada para fins de avaliação. Cada algoritmo será avaliado pelo número de soluções na curva Pareto e pelas soluções ótimas de cada objetivo, além do número de linhas da solução de menor perda.

6.2 Resultados para o cenário 1

Neste cenário, a implantação das linhas segue o cenário estático, no qual os sistemas serão expandidos considerando apenas o número de linhas a serem incluídas.

No caso do sistema do IEEE de 24 barras, os resultados estão disponíveis na Tabela 2. Os resultados obtidos foram favoráveis para o algoritmo de evolução diferencial, que não só obteve uma curva Pareto mais concentrada, como também encontrou soluções que satisfazem aos objetivos.

Tabela 2: Desempenho dos algoritmos aplicado ao IEEE 24 barras no cenário 1.

Algoritmo	No. de Soluções	Linhas Instaladas	F_1 (10^6 \$)	F_2 (MW)
NSGA-II	1	64	1841	38,34
NSGA-III	2	68	2006	38,18
DE	4	63	1697	36,67

A Figura 3 mostra a curva Pareto obtida e a Figura 4 mostra o sistema completo com todas as linhas.

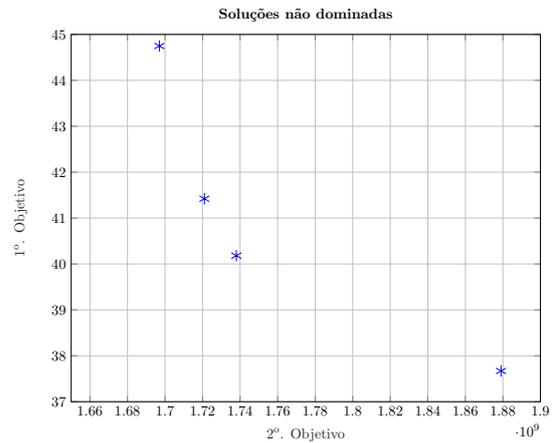


Figura 3: Curva Pareto obtida pelo DE.

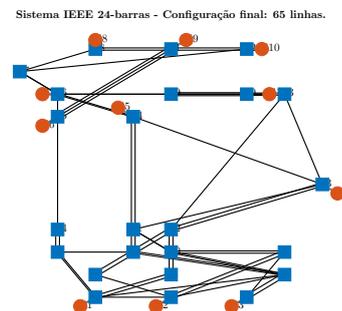


Figura 4: Cenário IEEE de 24 barras com as novas linhas.

No caso do sistema do norte e nordeste brasileiro, os resultados estão disponíveis na Tabela 3. Os resultados apontam uma diversidade nas soluções obtidas pelos métodos baseados nos algoritmos genéticos, porém, o algoritmo de evolução

diferencial obteve soluções aprimoradas em relação aos objetivos.

Tabela 3: Desempenho dos algoritmos aplicado ao sistema brasileiro no cenário 1.

Algoritmo	No. de Soluções	Linhas Instaladas	F_1 (10^6 \$)	F_2 (MW)
NSGA-II	10	681	23,405	1252,5
NSGA-III	12	674	23,935	1250,8
DE	3	656	21,967	1191,8

A Figura 5 mostra a curva pareto mais concentrada dos testes e a Figura 6 mostra o número de linhas instaladas em cada combinação possível na melhor solução encontrada nos testes.

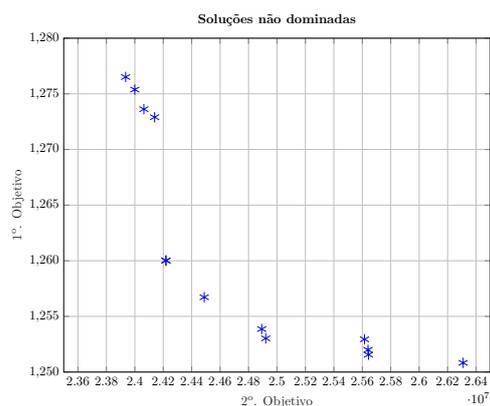


Figura 5: Curvas pareto obtida pelo NSGA-III.

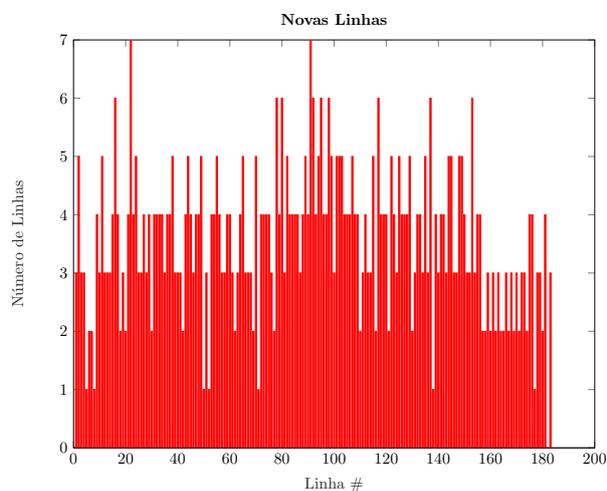


Figura 6: Solução obtida pelo DE, e seu número de linhas adicionadas no caso do sistema brasileiro.

6.3 Resultados para o cenário 2

Neste cenário, são considerados três estágios para a instalação das linhas, com demanda crescente de 5%. Para aumentar o número de soluções factíveis, as variáveis foram codificadas conforme o número do estágio em que a linha seria instalada, ou 0, se a mesma não for incluída no planejamento,

conforme a Figura 7. Apesar do alto custo computacional requerido, este método de codificação produz resultados melhores.

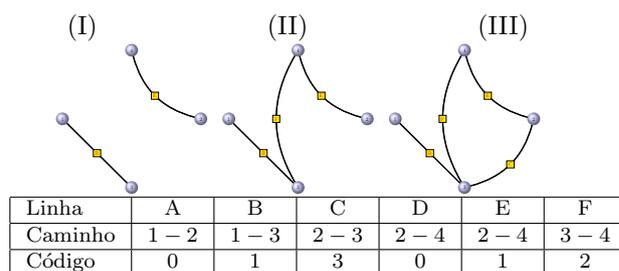


Figura 7: Exemplo hipotético da codificação utilizada pelos algoritmos no TEP de múltiplos estágios.

No caso do sistema do IEEE de 24 barras, os resultados estão disponíveis na Tabela 4. Os resultados obtidos desta vez foram favoráveis para os algoritmos genéticos: o NSGA-II obteve as melhores soluções e o NSGA-III obteve uma curva pareto mais diversificada.

Tabela 4: Desempenho dos algoritmos aplicado ao IEEE 24 barras no cenário 2.

Algoritmo	No. de Soluções	Linhas Instaladas	F_1 (10^6 \$)	F_2 (MW)
NSGA-II	4	38	1010	68,37
NSGA-III	8	47	1090	68,77
DE	6	58	1284	74,83

A Figura 8 mostra a curva pareto mais concentrada e a Figura 9 mostra o sistema completo com todas as linhas na melhor solução obtida nos testes.

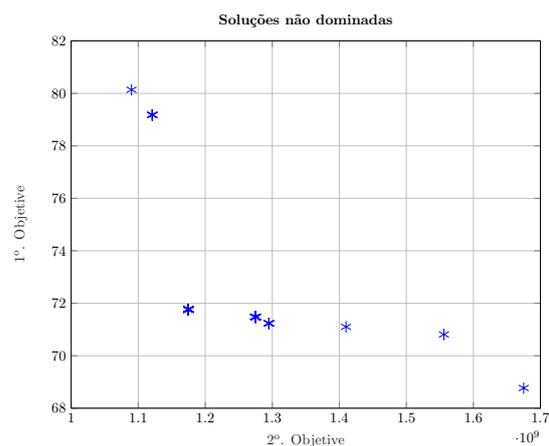


Figura 8: Curva Pareto obtida pelo NSGA-III.

Vale ressaltar que o número de linhas instaladas neste cenário foi menor do que no cenário de um único estágio.

No caso do sistema do norte e nordeste brasileiro, os resultados estão disponíveis na Tabela 3. Os resultados apontam uma situação inversa em

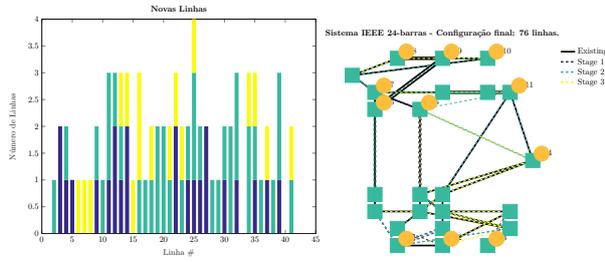


Figura 9: Solução obtida pelo NSGA-II, seu número de linhas adicionadas no caso do sistema IEEE e sua ilustração.

relação ao sistema de 24 barras: o número de linhas aumentou em relação ao cenário 1. Mais uma vez, o NSGA-II obteve os melhores resultados destes testes.

Tabela 5: Desempenho dos algoritmos aplicado ao sistema brasileiro no cenário 2.

Algoritmo	No. de Soluções	Linhas Instaladas	F_1 (10^6 \$)	F_2 (MW)
NSGA-II	18	1248	3888	2755,4
NSGA-III	18	1278	3916	2788,3
DE	7	1252	4815	2865,1

A Figura 10 mostra a curva pareto obtida e a Figura 11 mostra o sistema completo com todas as linhas.

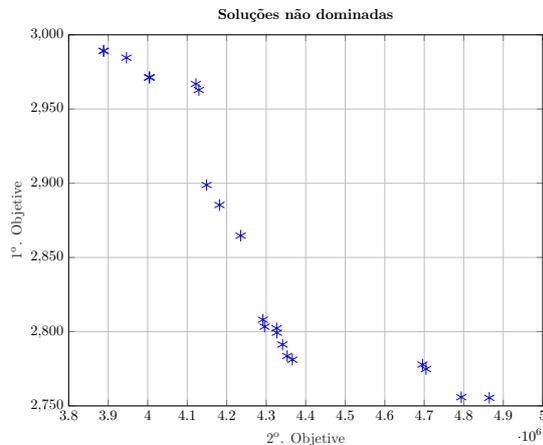


Figura 10: Curvas pareto obtida pelo NSGA-II.

A codificação por estágios propicia um espaço de busca em função do número de estágios, o que implica na exploração maior das soluções com um número de linhas maior, como neste estudo de caso, em que o número de linhas a ser instalado é relativamente grande.

6.4 Resultados para o cenário 3

Neste cenário, os testes são realizados nas mesmas condições do cenário 2, considerando incertezas de 10% na demanda de carga do sistema. A codificação utilizada no cenário 2 também é considerada.

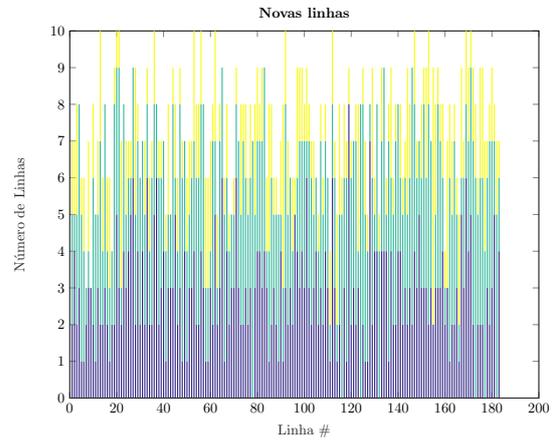


Figura 11: Solução obtida pelo NSGA-II, e seu número de linhas adicionadas no caso do sistema brasileiro.

Estes testes considerando incertezas em planejamento de múltiplos estágios são úteis para verificar as condições de planejamento em casos onde a variação da demanda é de difícil previsão.

No caso do sistema do IEEE de 24 barras, os resultados estão disponíveis na Tabela 6. Os resultados obtidos mostraram que as duas versões do NSGA ficaram tecnicamente empatadas em termos de soluções ótimas, com uma vantagem do NSGA-III pelo número de soluções na fronteira pareto.

Tabela 6: Desempenho dos algoritmos aplicado ao IEEE 24 barras no cenário 3.

Algoritmo	No. de Soluções	Linhas Instaladas	F_1 (10^6 \$)	F_2 (MW)
NSGA-II	8	72	961	67,24
NSGA-III	10	45	973	66,64
DE	7	68	1215	74,73

A Figura 12 mostra a curva pareto mais concentrada e a Figura 13 mostra o sistema completo com todas as linhas na melhor solução obtida nos testes. Neste caso, ambos foram obtidos pelo NSGA-III.

No caso do sistema do norte e nordeste brasileiro, os resultados estão disponíveis na Tabela 7. Igualmente ao sistema de 24 barras, houve empate entre NSGA-II e NSGA-III, o primeiro obteve uma solução de menor custo e o segundo obteve mais soluções na fronteira pareto.

Tabela 7: Desempenho dos algoritmos aplicado ao sistema brasileiro no cenário 3.

Algoritmo	No. de Soluções	Linhas Instaladas	F_1 (10^6 \$)	F_2 (MW)
NSGA-II	6	1254	3888	2774,4
NSGA-III	21	1261	3941	2758,3
DE	8	1206	4745	2867,1

A Figura 14 mostra a curva pareto mais concentrada e a Figura 15 mostra o sistema completo

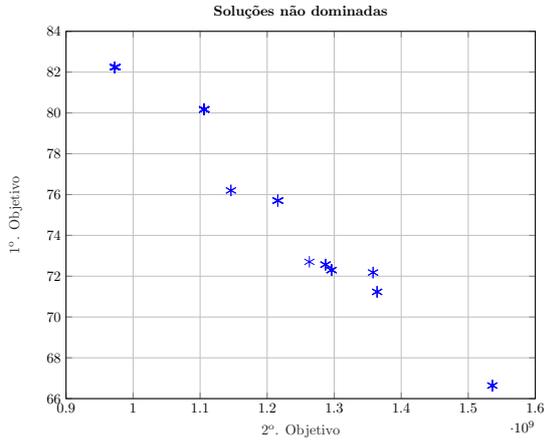


Figura 12: Curva Pareto obtida.

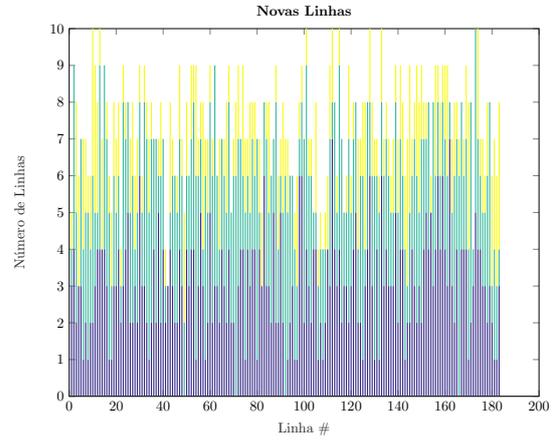


Figura 15: Solução obtida com seu número de linhas adicionadas no caso do sistema brasileiro.

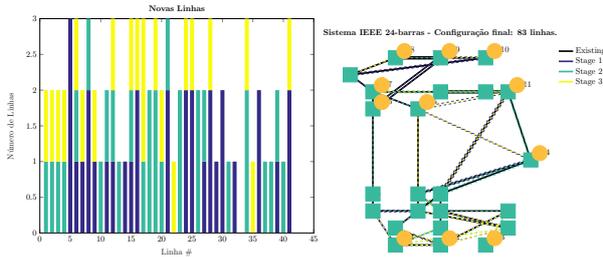


Figura 13: Solução obtida com seu número de linhas adicionadas no caso do sistema IEEE e sua ilustração.

com todas as linhas na melhor solução obtida com o NSGA-III.

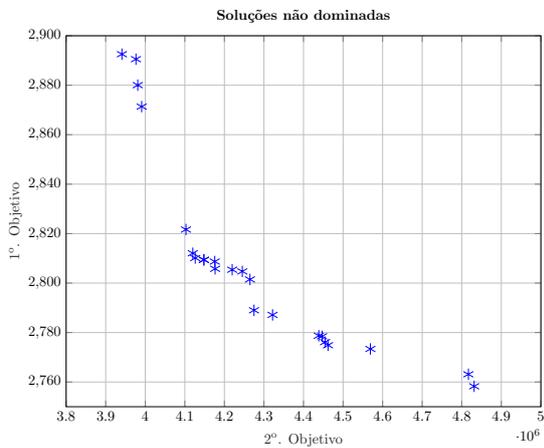


Figura 14: Curva Pareto obtida.

6.5 Discussão

Diversos fatores podem ter influência no desempenho dos métodos, como a codificação usada nos problemas de múltiplos estágios, nos quais os métodos NSGA-II e NSGA-III tiveram resultados satisfatórios em relação ao DE, cujo desempenho foi satisfatório no cenário 1 aplicado ao IEEE 24-barras.

Outro ponto interessante é o desempenho do NSGA-II no cenário 3, em que a solução de menor custo supera a do NSGA-III, que por sua vez, obteve o melhor desempenho neste cenário, com mais soluções encontradas em cenário que consideram incertezas.

7 Conclusões

Este trabalho apresentou o planejamento de expansão da transmissão buscando resolver diversos estudos de casos através das meta heurísticas, otimizando investimentos e perdas da rede e considerando diversos testes com base em cenários e incertezas.

Os algoritmos genéticos, sobretudo o NSGA-II, apresentaram resultados satisfatórios nos diferentes cenários estudados, sobretudo o tratamento de incertezas na demanda, para a expansão da transmissão. Este estudo, porém, requer um aprofundamento, sobretudo na avaliação das perdas, que podem requerer alguns cálculos adicionais, e na relação entre os objetivos avaliados.

Dentre outros estudos a serem realizados, podem ser listados: comparações com o problema mono-objetivo e a avaliação do problema com o tratamento de restrições baseadas no fluxo de potência de CA e outras formulações do problema considerando questões como a confiabilidade por exemplo. Além disso, propõe-se realizar testes em um estudo de caso baseado no Sistema Interligado Brasileiro. Outra possibilidade é estudar o problema quando combinado com o planejamento da geração, verificando tipos de abordagens e influências mútuas entre os problemas no custo total do planejamento e conforme trabalhos recorrentes na literatura.

Agradecimentos

O presente trabalho contou com os apoios das agências CAPES, FAPEMIG e CNPq.

Referências

- [1] R. Hemmati, R. A. Hooshmand, A. Khodabakhshian, *Comprehensive review of generation and transmission expansion planning*, in *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol.7, no.9, pp.955–964, Sept. 2013
- [2] S. Lumbreras, A. Ramos, *The new challenges to transmission expansion planning. Survey of recent practice and literature review*, *Electric Power Systems Research*, vol. 134, pp 19–29, 2016.
- [3] T. Sum-Im, G.A. Taylor, M.R. Irving, Y.H. Song, *Differential evolution algorithm for static and multistage transmission expansion planning*, in *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol.3, no.4, pp.365–384, April 2009.
- [4] M. J. Rider, A. V. Garcia and R. Romero, "Power system transmission network expansion planning using AC model, in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 1, no. 5, pp. 731–742, September 2007.
- [5] L. A. Gallego, L. P. Garcés, M. Rahmani and R. A. Romero, *High-performance hybrid genetic algorithm to solve transmission network expansion planning*, in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 5, pp. 1111–1118, 3 30 2017.
- [6] L. A. Gallego, M. J. Rider, M. Lavorato, A. Paldilha-Feltrin, *An Enhanced Genetic Algorithm to Solve the Static and Multistage Transmission Network Expansion Planning*, in *Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 2012, Article ID 781041, 12 pages, 2012.
- [7] M. Shivaie, M. S. Sepasian, M. K. Sheikh-El-Eslami, *Multi-objective transmission expansion planning based on reliability and market considering phase shifter transformers by fuzzy-genetic algorithm*, *Int. Trans. Electr. Energ. Syst.*, 23: 1468–1489, 2013.
- [8] P. V. Gomes, J. T. Saraiva, *Hybrid Genetic Algorithm for multi-objective Transmission Expansion Planning*, 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, 2016, pp. 1-6.
- [9] C. Rathore and R. Roy, *Load uncertainty based transmission network expansion planning*, 2013 3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, Istanbul, 2013, pp. 1-6.
- [10] J. Qiu, J. Zhao, D. Wang, *Flexible Multi-Objective Transmission Expansion Planning with Adjustable Risk Aversion*, *Energies* 2017, vol. 10, no. 1036.
- [11] J. Qiu, J. Zhao and Z. Y. Dong, *Probabilistic transmission expansion planning for increasing wind power penetration*, in *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 6, pp. 837–845, 5 10 2017.
- [12] R. Romero, A. Monticelli, A. Garcia and S. Haffner, *Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning*, in *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 149, no. 1, pp. 27–36, Jan 2002.
- [13] I. D. J. Silva, M. J. Rider, R. Romero, C. A. Murari, *Transmission network expansion planning considering uncertainty in demand*, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005, 2005, pp. 1424–1429 Vol. 2.
- [14] P. V. Gomes and J. T. Saraiva, *Multiyear transmission expansion planning under hydrological uncertainty*, 2017 IEEE Manchester PowerTech, Manchester, 2017, pp. 1-6.
- [15] G. A. Orfanos, P. S. Georgilakis, G. N. Korres and N. D. Hatziaargyriou, *Transmission expansion planning by enhanced differential evolution*, 2011 16th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, Hersonissos, 2011, pp. 1-6.
- [16] K. Deb, H. Jain, *An evolutionary many-objective optimization algorithm using reference-point-based non-dominated sorting approach, Part I: solving problems with box constraints*, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, Volume 18, Issue 4, Pages 577–601, 2014.
- [17] M. J. Rider, *Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão Usando os Modelos CC – CA e Técnicas de Programação Não – Linear*, Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Fevereiro de 2006.
- [18] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, R. J. Thomas, *MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education*, *Power Systems*, IEEE Transactions on, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, Feb. 2011.
- [19] S. M. K. Heris, Yarpiz - Academic Source Codes and Tutorials, acessado em 1 Jul. 2018, <http://www.yarpiz.org>