

## Método de pontos interiores/exteriores aplicado em um problema de fluxo de potência ótimo estocástico para sistemas termo-eólico

Rafael Ramos de Souza<sup>1</sup>

FEB/UNESP, Bauru, SP

Antonio Roberto Balbo<sup>2</sup>

DMAT/UNESP, Bauru, SP

Leonardo Nepomuceno<sup>3</sup>

FEB/UNESP, Bauru, SP

O trabalho proposto apresenta um modelo de Fluxo de Potência Ótimo Estocástico (FPOE), associado a um sistema termo-eólico de potência, analisando o custo de geração e a geração de potência ativa em cada gerador desse, considerando diferentes condições de vento para uma determinada região do país. Para a caracterização da probabilidade de ocorrência do vento é utilizada a função de densidade de probabilidade de Weibull (FDPW).

O modelo FPOE possui restrições para os balanços de potência ativa e reativa e para a injeção de potência reativa no sistema. O modelo de FPOE objetiva a minimização dos custos de geração de potência ativa do sistema termo-eólico, em que as variáveis desse sistema são: potência ativa gerada, as magnitudes e ângulos de tensão das barras e os taps dos transformadores.

A função objetivo do modelo é representada pelas funções de custo de geração termelétrica e eólica. A função de custo termelétrico é representada com a inclusão dos pontos de carregamento de válvula, os quais transformam-na em não convexa e não diferenciável, cuja geração ocorre através da queima de combustíveis fósseis, carvão, entre outros.

A função custo de geração eólica, depende da velocidade e ocorrência do vento em determinada região. Através do vento é possível gerar energia limpa e sustentável, porém esta tem característica estocástica. Assim, no modelo a potência gerada pelos parques eólicos é uma variável aleatória, o que transforma-o em estocástico.

A FDPW, utilizada inicialmente em um modelo de Despacho Econômico de um sistema termo-eólico [1], vem sendo utilizada por demais autores em modelos de FPO, como em [2]. Essa é uma das funções que melhor caracteriza a curva de probabilidade de ocorrência do vento, sendo representada através de dois parâmetros, o de forma  $k$ , relacionado com a ocorrência e o de escala  $c$ , relacionado à velocidade dos ventos. O custo de geração eólica é dividido em três: Custo Linear, Custo de Penalidade e Custo de Reserva.

O Custo Linear constitui o custo direto em relação a geração eólica, também associado à manutenção dos parques eólicos. O Custo de Penalidade representa a subestimação da geração eólica em relação a média de geração eólica na região, deste modo, ao calcular uma geração para o parque eólico muito abaixo da média o custo de penalidade tende a ser maior. Em compensação, o Custo de Reserva representa a superestimação da geração e é uma garantia por parte do operador do sistema caso a potência programada para o parque eólico não seja atendida ou esteja muito

---

<sup>1</sup>rr.souza@live.com

<sup>2</sup>antonio.balbo@unesp.br

<sup>3</sup>leonardo.nepomuceno@unesp.br

acima da média. Esses últimos dois custos são calculados a partir da integral da FDPW dentro de intervalos determinados para cada custo.

Para a resolução do FPOE utilizou-se um método determinístico, baseado em [3], um método de pontos interiores/exterores barreira logarítmica modificada com procedimento predictor-corrector e estratégia de direções de busca combinadas (PIEBLM).

Para a aplicação desse método duas estratégias foram consideradas: a primeira, baseado em [4], para a resolução da função módulo presente na função objetivo; a segunda, relativa às integrais que caracterizam os custos eólicos, em que o Teorema Fundamental do Cálculo foi utilizado para a determinação das derivadas de primeira e segunda ordem dos custos de penalidade e reserva. Essas estratégias possibilitaram o uso de métodos baseados em gradientes, como o PIEBLM.

O método PIEBLM foi implementado em linguagem de programação Matlab e aplicado aos sistemas IEEE 30, 39, 57 e 118 barras em [5]. Nestes sistemas geradores termelétricos foram substituídos por geradores eólicos com a mesma capacidade nominal, transformando-se assim em sistemas termo-eólicos.

Através do site [6], foi possível consultar os valores de  $k$  e  $c$  para as quatro estações do ano em uma determinada região do Brasil, possibilitando quatro cenários diferentes para o sistema IEEE 118 barras, em que, para cada cenário os valores dos custos termelétricos e eólicos variaram de acordo com a geração programada para cada gerador.

Novos testes vem sendo realizados para outras regiões, com a substituição de outros geradores termelétricos ao sistema, além da inclusão de mais de um parque eólico por sistema.

## Referências

- [1] Hetzer, J., Yu, D. C., Bhattarai, K. An economic dispatch model incorporating wind power. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 23, n. 2, p. 603-611, Apr. 2008.
- [2] Galvani, S., Marjani, S. R. Optimal power flow considering predictability of power systems, *Electric Power Systems Research*, 171:66-73, 2019. ISSN 0378-7796.
- [3] Souza, R. R., Balbo, A. R., Nepomuceno, L., Baptista, E. C., Soler, E. M., Pinheiro, R. B. N. A primal-dual interior/exterior point method, with combined directions and quadratic test in reactive optimal power flow problems. *IEEE Latin America Transactions*, v. 15, n. 8, p. 1413-1421, Aug. 2017.
- [4] Pinheiro, R. B. N. M., Balbo, A. R., Nepomuceno, L. Solving network-constrained nonsmooth economic dispatch problems through a gradient-based approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 113, p. 264 - 280, 2019.
- [5] Souza, R. R. *Programação do despacho termo-eólico por fluxo de potência ótimo ativo/reactivo solucionado por métodos de pontos interiores/exterores*. Tese(Doutorado) - Faculdade de Engenharia - Universidade Estadual Paulista, Bauru, SP, 2020.
- [6] CRESESB. Potencial Eólico - Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. 2015. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas\\_eolico](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas_eolico)>. Acesso em: 23 mar. 2020.