

PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO ESTOCÁSTICO COM VARIÁVEIS DISCRETAS INVESTIGADO ATRAVÉS DE UMA ABORDAGEM DETERMINÍSTICA

MARINA SCHIMIDT – marina.schimidt@unesp.br
UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA - UNESP - BAURU-FEB

ANTONIO ROBERTO BALBO – antonio.balbo@unesp.br
UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA - UNESP - BAURU-FC

RAFAEL RAMOS DE SOUZA – rr.souza@live.com
UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA - UNESP - BAURU-FEB

ÁREA: *3. PESQUISA OPERACIONAL*
SUBÁREA: *3.1 - MODELAGEM, SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO*

RESUMO: ESTE ESTUDO PROPÕE UMA MODIFICAÇÃO NO MODELO MATEMÁTICO DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO ESTOCÁSTICO (FPOE), INCORPORANDO VARIÁVEIS DISCRETAS LIGADAS AOS *TAPS* DOS TRANSFORMADORES E ÀS SUSCEPTÂNCIAS *SHUNT* DE CAPACITORES E REATORES, RESULTANDO NO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO ESTOCÁSTICO E DISCRETO (FPOED). ESTE PROBLEMA, ASSOCIADO A SISTEMAS TERMO-EÓLICOS TEM O OBJETIVO DE MINIMIZAR OS CUSTOS TERMOELÉTRICOS E EÓLICOS DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO, ONDE O DESPACHO DE POTÊNCIA ATIVA TORNA-SE INCERTO, DETERMINANDO O SEU CUSTO PELA SUBESTIMAÇÃO E SUPERESTIMAÇÃO DA GERAÇÃO COM BASE NA FUNÇÃO DE DENSIDADE DE PROBABILIDADE DE *WEIBULL*. A METODOLOGIA PROPOSTA UTILIZA O MÉTODO PRIMAL-DUAL DE PONTOS INTERIORES/EXTERIORES BARREIRA LOGARÍTMICA MODIFICADA DISCRETO COM CORREÇÃO DE INÉRCIA (BLMDI). PARA TRATAR VARIÁVEIS DISCRETAS, É EMPREGADA UMA ESTRATÉGIA QUE TRANSFORMA O PROBLEMA DISCRETO EM UMA SEQUÊNCIA DE PROBLEMAS CONTÍNUOS, UTILIZANDO UMA FUNÇÃO PENALIDADE SENOIDAL. A ESTRATÉGIA DE CORREÇÃO DE INÉRCIA ABORDA A NÃO CONVEXIDADE E A PRESENÇA DE MÚLTIPLOS PONTOS DE MÍNIMOS E MÁXIMOS. NO ASPECTO DO CUSTO TERMOELÉTRICO, SÃO CONSIDERADOS PONTOS DE CARREGAMENTO DE VÁLVULA, VARIÁVEIS AUXILIARES E RESTRIÇÕES DE DESIGUALDADE, TRATANDO DE FORMA EQUIVALENTE A FUNÇÃO VALOR ABSOLUTO SENOIDAL. A METODOLOGIA É IMPLEMENTADA EM MATLAB E VALIDADA NOS SISTEMAS IEEE 14 E 30 BARRAS.

PALAVRAS-CHAVES: *MODELAGEM MATEMÁTICA; OTIMIZAÇÃO; FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO ESTOCÁSTICO E DISCRETO; ENERGIA EÓLICA.*

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, a utilização da energia elétrica é indispensável para a execução das atividades cotidianas relacionadas à vida humana. A busca por fontes de energia limpa e renovável tem ganhado destaque, despertando o interesse de líderes, empresas e pesquisadores na área de sistemas de geração de energia. Essa busca visa mitigar os impactos ambientais e aprimorar os benefícios econômicos associados à produção de energia.

Entre as fontes renováveis, a energia eólica ocupa um lugar de destaque. Além de se apresentar como uma fonte com impacto reduzido durante sua implantação, a energia eólica não emite CO_2 durante sua operação. Isso a torna uma opção que substitui outras formas de geração de energia elétrica, especialmente as térmicas, destacando-se como uma vantagem significativa. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica, 2022), em 2022, foram evitadas emissões totais de 26,88 milhões de toneladas de CO_2, equivalente à emissão anual de cerca de 22 milhões de automóveis de passeio.

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é expresso de forma matemática como um problema de otimização não linear, restrito e não convexo. Este problema envolve variáveis contínuas e discretas, visando otimizar uma função objetivo relacionada à geração, transmissão ou distribuição da energia nos sistemas elétricos de potência. Ele respeita as restrições físicas e operacionais do sistema, buscando otimizar as variáveis de controle.

À medida que a inserção de fontes renováveis nos sistemas elétricos é explorada, surgem desafios, como no caso dos problemas de FPO que consideram a geração eólica. Isso transforma o problema em uma instância de programação incerta devido à estocasticidade dessa fonte de geração. Nesse contexto, o problema se converte em um Fluxo de Potência Ótimo Estocástico, considerando variáveis de controle discretas, como os *taps* dos transformadores e as susceptâncias *shunt* do banco de capacitores/reatores. Essa formulação é então denominada como problema de Fluxo de Potência Ótimo Estocástico e Discreto (FPOED).

Na geração que envolve parques eólicos, a velocidade do vento se torna uma variável aleatória. Dessa forma, a energia eólica é integrada ao modelo por meio de uma função de distribuição de probabilidade de *Weibull* (FDPW), conforme utilizada em Hetzer et al. (2008). Essa abordagem é contemplada no modelo adotado neste estudo.

Neste trabalho é proposta uma modificação no modelo matemático desenvolvido em Souza (2020) e Souza et al. (2022) para o problema de FPOED associado a sistemas termo-eólicos, que tem como objetivo minimizar o custo de geração de energia, considerando as fontes termoelétrica e eólica. Para a resolução do modelo proposto será utilizado um método primal-

dual de pontos interiores/exteriores que utiliza a função barreira logarítmica modificada com correção de inércia e o procedimento previsor corretor na determinação das direções de busca, bem como uma estratégia para o tratamento de variáveis discretas baseado em Soler et al. (2013). O método foi implementado em Matlab e nos testes numéricos realizados, apenas os *taps* dos transformadores foram tratados como variáveis discretas no problema, já as susceptâncias *shunt* de capacitores e reatores foram tratadas com valores pré-fixados. Os resultados apresentados mostram o bom desempenho do método BLMDI quando aplicado a problemas teste do modelo de FPOED, considerando-se os casos de 14 e 30 barras. Os desempenhos dessa aplicação podem ser vistos em Schimidt (2022).

2. CUSTOS DA GERAÇÃO EÓLICA

Apesar de a energia eólica ser proveniente de uma fonte renovável, a geração dessa energia a partir do vento não é isenta de custos. Para avaliar esses custos, é necessário contemplar duas situações possíveis: quando a potência está abaixo da média (subestimação) ou quando está acima da média (superestimação).

De acordo com Hetzer et al. (2008), os custos associados à geração eólica incluem o custo linear relacionado à manutenção dos parques eólico (C^L), o custo de penalidade quando a potência eólica programada fica aquém da potência disponível na região ou no período (C^P), e o custo de reserva (C^R) que ocorre quando a potência eólica programada supera a média disponível. Assim, o custo de geração eólica é expresso em (1), sendo Ω_E o conjunto dos geradores eólicos e ω_j^R e ω_j^P os fatores de ponderação propostos nos trabalhos de Souza (2020) e Souza et al. (2022):

$$C^E(p^G) = \sum_{j\in\Omega_E} C_j^E\left(p_j^G\right) = \sum_{j\in\Omega_E} C_j^L\left(p_j^G\right) + \omega_j^R C_j^R\left(p_j^G\right) + \omega_j^P C_j^P\left(p_j^G\right), \forall j \in \Omega_E \quad (1)$$

O custo linear está indicado em (2)

$$C_j^L\left(p_j^G\right) = d_j p_j^G \quad (2)$$

em que d_j é o coeficiente linear de custo dos geradores eólicos.

O custo de reserva encontra-se na equação (3):

$$C_j^R\left(p_j^G\right) = K_j^R(p_j^g) \int_0^{p_j^G} f^W(w)dw - \int_0^{p_j^G} w f^W(w)dw \quad (3)$$

em que K_j^R é o coeficiente de reserva e f^W é a função descrita em (4).

Função de densidade de probabilidade para a geração eólica:

$$f^W\left(p_j^G\right) = \frac{k\left(v^R - v^I\right)}{cP^n}\left(\frac{p_j^g\left(v^R - v^I\right) + P^n v^I}{cP^n}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{p_j^g\left(v^R - v^I\right) + P^n v^I}{cP^n}\right)^k}, 0 < p_j^G < P^n \qquad (4)$$

Através da Função de Densidade Probabilidade de *Weibull* (4) é possível, a partir da velocidade média de ocorrência da velocidade do vento em determinadas regiões ou período, estimar a probabilidade de potência gerada pelos geradores eólicos, as quais são importantes para a minimização da função objetivo (1). No Custo de Reserva, determina-se a diferença entre a probabilidade de ocorrência da potência eólica e a média de ocorrência dessa potência, no intervalo de zero até a potência eólica programada. Se essa diferença é muito grande o custo de Reserva aumenta pois está sendo estimada uma potência acima da média esperada e com isso precisaremos de mais garantias caso isso não ocorra. O custo de penalidade está descrito na equação (5):

$$C_j^R\left(p_j^G\right) = K_j^P\left(\int_{p_j^G}^{P_j^n} w f^W(w)dw - p_j^G \int_{p_j^G}^{P_j^n} f^W(w)dw\right) \qquad (5)$$

em que K_j^P é o coeficiente de penalidade e P_j^n é a potência nominal do gerador eólico.

No Custo de Penalidade, calculamos a diferença entre a média ou valor esperado de ocorrência da potência eólica, pela probabilidade dessa potência, no intervalo da potência programada até a potência nominal P^n. Se essa diferença é muito grande o Custo de Penalidade aumenta pois está despachando uma potência abaixo da média e com isso deixa de gerar energia renovável.

3. MODELO DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO ESTOCÁTICO E DISCRETO (FPOED)

Com base nos trabalhos de Souza (2020) e Souza et al. (2022), incorpora-se um modelo modificado para abordar o problema de Fluxo de Potência Ótimo Estocástico e Discreto (FPOED). O objetivo é minimizar os custos associados à geração de potência ativa proveniente de geradores termoelétricos e eólicos.

A nomenclatura completa contendo a definição de índices, parâmetros, conjuntos, variáveis e funções pode ser encontrada em Schimidt (2022).

A seguir é apresentado o modelo de FPOED:

$$Minimizar \sum_{i\in\Omega_T} C^T(p^G) + \sum_{j\in\Omega_E} C^E(p^G) \quad (6)$$

$$Sujeito\ a: \sum_{m\in\Omega_k} P_{km}(V,\theta,t) - p_k^G + P_k^C = 0,\ \ \forall k \in \Omega_T \cup \Omega_E \quad (7)$$

$$\sum_{m\in\Omega_k} P_{km}(V,\theta,t) - P_k^G + P_k^C = 0,\ \ \forall k \in \Omega_C \quad (8)$$

$$\sum_{m\in\Omega_k} Q_{km}(V,\theta,t) - Q_k^G + Q_k^C - Q_k^{sh}(V,b_k^{sh}) = 0,\ \ \forall k \in \Omega_C \quad (9)$$

$$Q_k^{G\min} \le q_k^G\left(V,\theta,t,b_k^{sh}\right) \le Q_k^{G\max}, \forall k \in \Omega_T \cup \Omega_E \quad (10)$$

$$P_k^{G\min} \le p_k^G \le P_k^{G\max}, \forall k \in \Omega_T \cup \Omega_E \quad (11)$$

$$V_k^{min} \le V_k \le V_K^{\max}, \forall k \in \Omega_B \quad (12)$$

$$t_{km} \in \Omega_{T\,km}, \forall k \in \Omega_{tap} \quad (13)$$

$$b_k^{sh} \in \Omega_{D\,k}^{\ sh}, \forall k \in \Omega_{B^{sh}} \quad (14)$$

Função Objetivo

Na função objetivo (6), o primeiro termo é a função de custo dos geradores termo-elétricos, expressa por (15):

$$C^T(p^G) = \sum_{i\in\Omega_T} C_i^T\left(p_i^G\right) = \sum_{i\in\Omega_T} a_i\left(p_i^G\right)^2 + b_i p_i^G + c_i + e_i \left| sen\left(f_i\left(P_i^{G\min} - p_i^G\right)\right)\right|,\ \forall_i \in \Omega_T \quad (15)$$

A função custo de geração termoelétrica considera os pontos de carregamento de válvula o que torna a função não convexa e não diferenciável nestes pontos.

O segundo termo da função (6) é o custo associado a geração eólica, conforme equação (1).

Restrições

A restrição (7) corresponde ao balanço de potência ativa das barras de geração do sistema. Em (8) há o balanço de potência ativa das barras de carga. As expressões que definem o balanço de potência ativa (P_{km}) e de potência reativa das barras de carga ($Q_{km)}$ podem ser vistos em Schimidt (2022). A equação (9) representa o balanço de potência reativa das barras de carga do problema. Para as restrições de desigualdade canalizadas do problema, existe em (10) e (11) os limites de geração de potência reativa e ativa, respectivamente. A restrição (12)

representa os limites mínimo e máximo de operação das magnitudes de tensão nas barras. Em (13) e (14) os *taps* dos transformadores e bancos de capacitores e reatores *shunt* do sistema devem pertencer aos respectivos conjuntos discretos.

4. METODOLOGIA DE RESOLUÇÃO PARA O FPOED

Considerando as estratégias aplicadas às funções objetivo de custos associados à geração termolétrica e eólica e ao tratamento das variáveis discretas foi proposto um método determinístico conhecido como método primal-dual de pontos interiores/exteriores barreira logarítmica modificada discreto com correção de inércia (BLMDI). Para a aplicação eficaz deste método, foram estabelecidas estratégias abrangendo os seguintes aspectos:

- Tratamento da função valor absoluto senoidal relacionado à função custo de geração termoelétrica, como proposto em Bertsekas (1997), em que o módulo na função objetivo é substituído por uma variável auxiliar a ser minimizada e essa variável limita inferiormente e superiormente a função senoidal desconsiderando-se o seu módulo, através de uma restrição de desigualdade canalizada;
- Determinação das derivadas de primeira e segunda ordem das integrais que definem os custos de reserva e penalidade considerados para a potência eólica, através do Teorema Fundamental do Cálculo, como proposto em Souza (2020) e Souza et al. (2022), explorando-se esses cálculos à determinação de direções de descida do método primal-dual de pontos interiores/exteriores barreira logarítmica modificada;
- Tratamento das variáveis discretas utilizando uma função penalidade senoidal, conforme Soler et al. (2013);
- Estratégia de correção de inércia para garantir não somente a determinação da variável discreta, mas também a minimização da função objetivo, uma vez que sem ela o método poderia determinar pontos de máximo discretos ou de selas, conforme trabalho de Gonçalves et al. (2019).

4.1 Tratamento das variáveis discretas

A formulação do problema de FPO ao considerar exclusivamente variáveis contínuas, conforme o modelo clássico, não reflete fielmente a complexidade dos sistemas elétricos de potência. Alguns fatores precisam ser levados em conta, como os ajustes discretos nos

transformadores *taps* e as susceptâncias *shunt* associadas aos bancos de capacitores e reatores do sistema.

No trabalho de Soler et al. (2013) as variáveis discretas do problema de FPO reativo (*taps* dos transformadores e banco de capacitores e reatores *shunt*) foram tratadas de uma forma contínua explorando-se uma função objetivo modificada com a adição de uma função de penalidade. O principal benefício desta abordagem é trabalhar com uma função objetivo diferenciável e contínua. Essa metodologia de solução consiste, portanto, em resolver um de problema de programação não linear (PPNL) modificado, cuja solução é equivalente à solução do problema de programação não linear com variáveis discretas e contínuas (PPNLDC). Esse problema é obtido incorporando à função objetivo do problema original uma função que penaliza a função objetivo quando as variáveis discretas assumem valores não discretos.

4.2 Correção de Inércia

De acordo com Silva (2014) quando o problema de otimização é não convexo, as direções de busca nem sempre são produtivas na busca de mínimos locais. Isto ocorre porque a resolução do sistema apenas visa a busca por pontos que satisfaçam as condições de KKT. Isto significa que não apenas pontos de mínimo local, mas também pontos de máximo e outros pontos estacionários podem ser determinados. A estratégia de correção de inércia visa garantir a convergência do método para mínimos locais do problema.

Em alguns tipos de situações em que a matriz A, definida em (16) não possui a inércia desejada, uma modificação pode ser feita na mesma, visando favorecer a obtenção de direções de descida ao resolver o sistema. Espera-se que a matriz Hessiana possua $nx + ny + p$ autovalores positivos, relacionados às variáveis primais e ao problema de minimização, e $m + p$ autovalores negativos, relacionados às variáveis duais e ao problema de maximização, conforme Nocedal et al. (2009).

$$A = \begin{pmatrix} K & 0 & \nabla g(z^k)^t & \nabla h(z^k)^t \\ 0 & \Lambda^k & 0 & Z_k \\ \nabla g(z^k) & 0 & 0 & 0 \\ \nabla h(z^k) & I_p & 0 & 0 \end{pmatrix} \tag{16}$$

Com base nos trabalhos de Silva (2014), Nocedal (2019) e Delgado (2021) a modificação realizada visa corrigir a inércia da matriz A pois para a matriz K não há nenhuma

garantia que ela seja uma matriz definida positiva. A ideia é substituir esta matriz por $K + \beta I_{n_x+n_y}$, em que $\beta > 0$ é escolhido suficientemente grande para assegurar que a inércia de A é igual $I(A) = (n_x + n_y + p;\ m + p;\ 0)$. O valor necessário para o parâmetro β não é conhecido a priori, de modo que valores sucessivamente maiores devem ser testados, até que a inércia desejada seja obtida. Além disso, a matriz A pode se tornar singular devido à deficiência de posto da matriz $\nabla g(z^k)^t$. Este problema pode ser evitado através da utilização de um parâmetro $\zeta > 0$ além do termo βI_n apresentado anteriormente. Desta forma, tem-se a matriz modificada:

$$\tilde{A} = \begin{pmatrix} K + \beta I_n & 0 & \nabla g(z^k)^t & \nabla h(z^k)^t \\ 0 & \Lambda^k & 0 & Z_k \\ \nabla g(z^k) & 0 & -\zeta I_m & 0 \\ \nabla h(z^k) & I_p & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (17)$$

O sinal $-$ (negativo) para a perturbação ζI_m tem por objetivo evitar que um número excessivo de autovalores positivos sejam produzidos, o que prejudicaria a obtenção da inércia desejada.

A atualização do parâmetro β, conforme Silva (2014) é dada por:

$$\beta^{k+1} = \delta_1 \beta^k \quad (18)$$

em que $\delta_1 > 1$ é o fator de aumento.

Uma vez que a inércia desejada é obtida, o valor de β é reduzido através de um parâmetro $\delta_2 < \delta_1$ para a iteração seguinte.

A fim de determinar a inércia da matriz $\tilde{A}$, uma proposta feita no trabalho de Pinheiro (2012) mostrou-se complexa computacionalmente o que inviabilizou a sua aplicação. Então, utilizando um comando interno do Matlab, denominado de eig o qual realiza o cálculo dos autovalores positivos, negativos e nulos de uma determinada matriz, portanto, através deste comando é possível determinar a inércia da matriz $\tilde{A}$.

Um algoritmo fundamentado em Silva (2014) e que baseou-se em Nocedal (2009) é apresentado na Figura 1.

FIGURA 1 – Algoritmo de Correção de Inércia

Algoritmo : Correção de Inércia

Inicialização: faça $\beta \leftarrow \beta_0$ e escolha $\delta_1 > 1$ e $\delta_2 > 1$;
Faça $\beta \leftarrow \beta/\delta_2$ e $\zeta \leftarrow 0$.
while $I\,(\tilde{A}) \neq (n_x + n_y + p; m + p; 0)$, *faça* $\beta \leftarrow \delta_1 \beta$ **do**
  if $\tilde{A}$ *possui autovalores nulos* **then**
    $\zeta \leftarrow 10^{-6}$;
  end
  if $\beta = 0$ **then**
    $\beta \leftarrow 10^{-4}$;
  end
  Realize a operação interna do Matlab *eig* e volte para o início do processo iterativo.
end

Fonte: Silva (2014) e Nocedal (2009)

A Figura 2 apresenta o algoritmo do Método Barreira Logarítmica Modificada Discreto com Correção de Inércia (BLMDI).

FIGURA 2 – Algoritmo do Método BLMDI

Algoritmo : Método Barreira Logarítmica Modificada

Inicialização: $E_1 > 0$, $\varepsilon > 0$, $\mu^0 > 0$, $\tau \in (0,1)$, $\beta^0 \in (0,1)$, $\alpha \in (0,1)$, $\delta^0 > 0$, z^0 e $k = 0$;
Considere: $\left\|\left(\mathrm{m}^k, \mathrm{s}^k, \mathrm{t}^k, \mathrm{u}^k\right)\right\|_\infty \geq \varepsilon$ para a inicialização do processo iterativo.
while $|y_i^* - y_i^{*'}| > E_1$ **do**
  while $\left\|\left(m^k, s^k, t^k, u^k\right)\right\|_\infty \geq \varepsilon$ **do**
    Faça $k = k + 1$;
    Calcule: $q(z^k)$, $\nabla q(z^k)$, $g(z^k)$, $\nabla g(z^k)$, $h(z^k)$, $\nabla h(z^k)$, para $k = 1$ considere $z^k = z^0$.
    Para $k = 1$, considere s^k, λ^k e η^k.
    Monte as matrizes $\overline{Z}_k^{-1}$ e Λ^k;
    Construa a matriz $\tilde{\mathrm{A}}$ e realize o procedimento de correção de inércia;
    Calcule os resíduos do procedimento previsor;
    Calcule o vetor $\tilde{\mathrm{p}}^k$;
    Determine θ_k;
    Calcule as direções do procedimento previsor;
    Calcule o resíduo s^k do procedimento corretor e o vetor p^k;
    Calcule as direções do procedimento corretor;
    Calcule os passos primal α_P^k e dual α_D^k;
    Calcule o novo ponto;
    Atualize o parâmetro de barreira μ e os estimadores dos multiplicadores de Lagrange δ;
    Calcule: $\left\|\left(\mathrm{m}^k, \mathrm{s}^k, \mathrm{t}^k, \mathrm{u}^k\right)\right\|_\infty$
  end
  Atualize o parâmetro da função senoidal por $v^{(K+1)} = cv^{(K)}$.
end
Retorne a solução ótima: $z^* = z^k$, $s^* = s^k$, $\eta^* = \eta^k$ e $\lambda^* = \lambda^k$

Fonte: Adaptado de Schimidt (2022)

O método BLMDI apresentado na Seção 4 associado ao tratamento das variáveis discretas e a não diferenciabilidade das funções envolvidas é aplicado à resolução do problema FPOED apresentado na seção 3. Na próxima seção são apresentados os resultados numéricos associados aos sistemas 14 e 30 barras.

5. TESTES E RESULTADOS

O método BLMDI foi implementado em Matlab e executado em um computador com processador Core i5, com 4GB de memória RAM e sistema operacional Windows 10. Para os testes foram utilizados os sistemas elétricos IEEE 14 e 30 barras, sendo que os dados de barra e linha foram obtidos na página www.pserc.cornell.edu/matpower/index.html (acessados em março de 2022) e os dados dos geradores para os sistemas 14 e 30 barras obtidos do trabalho de Pinheiro et al. (2019). Nos testes numéricos realizados, apenas os *taps* dos transformadores foram tratados como variáveis discretas no problema, e as susceptâncias *shunt* de capacitores e reatores foram tratadas como valores pré-fixados.

As Tabelas 1 e 2 mostram a demanda do sistema atendida; os custos térmicos (dados pelos custos quadráticos e pelo custo carregamento de ponto de válvula (PV)), os custos com energia eólica (dados pelos custos lineares e pelos custos de reserva e penalidade), os custos totais, envolvendo custos térmicos e eólicos; os valores dos *taps* e dos bancos de capacitores *shunts*, o número de iterações e os tempos computacionais.

A função penalidade, quando integrada ao algoritmo BLMDI, não apenas evita o arredondamento das variáveis, mas também possibilita a obtenção de soluções discretas de boa qualidade, superando as obtidas por meio do arredondamento de variáveis contínuas. Embora a inclusão de variáveis discretas aumente a complexidade computacional na resolução dos problemas de FPOED e FPOD, demandando mais tempo de processamento, as soluções resultantes são mais representativas dos sistemas estudados, que possuem variáveis discretas. O método proposto demonstrou bom desempenho ao convergir em todos os sistemas testados, exigindo apenas ajustes mínimos nos parâmetros.

TABELA 1: Sistema IEEE 14 barras

Dados do sistema	FPOD	FPOED
Demanda (MW)	292.50	292.46
Custo Quadrático($/h)	962.21	894.11
Custo PV ($/h)	174.92	158.45
Custo Térmico ($/h)	1137.13	1052.57
Custo Eólico ($/h)	-	48.92
Custo Total ($/h)	1137.13	1101.49
tap_{4-7} (pu)	0.9399	0.9999
tap_{4-9} (pu)	0.9400	1.0399
tap_{5-6} (pu)	0.9199	0.9599
b_9^{sh} (pu)	0.19	0.19
Iterações	43	88
Tempo(s)	3.61	6.06

Fonte: Schimidt (2022)

TABELA 2: Sistema IEEE 30 barras

Dados do sistema	FPOD	FPOED
Demanda (MW)	293.93	293.74
Custo Quadrático($/h)	804.35	730.36
Custo PV ($/h)	38.97	35.22
Custo Térmico ($/h)	843.31	765.58
Custo Eólico ($/h)	-	35.67
Custo Total ($/h)	843.31	801.25
tap_{6-9} (pu)	0.9799	0.9799
tap_{6-10} (pu)	0.9599	0.9600
tap_{4-12} (pu)	0.9401	0.9400
tap_{28-27} (pu)	0.9600	0.9601
b_{10}^{sh} (pu)	0.19	0.19
b_{24}^{sh} (pu)	0.043	0.043
Iterações	18	18
Tempo(s)	4.05	3.78

Fonte: Schimidt (2022)

Para analisar as características do método de penalidade senoidal empregado na manipulação de variáveis discretas nas estratégias FPOD e FPOED, foi calculado o *gap* de integralidade, cujos valores são apresentados na Tabela 3. Observa-se que os valores para o *gap* de integralidade são mantidos em valores muito baixos e isso significa que para todos os métodos o valor da função objetivo do problema discreto está próximo do valor associado à solução do problema relaxado (contínuo). Esta é uma característica importante da função de penalidade senoidal, que permite obter uma solução discreta para os problemas FPOD e FPOED de boa qualidade.

TABELA 3: *Gap* em % calculado para os problemas FPOD e FPOED

Sistema	FPOD	FPOED
IEEE 14 barras	0.1469	0.0463
IEEE 30 barras	0.0533	0.0511

Fonte: Schimidt (2022)

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi proposta uma modificação no modelo de FPOED para a programação do despacho de potência ativa e reativa de um sistema termo-eólico com o objetivo de minimizar os custos da geração do sistema considerando variáveis contínuas e discretas.

O trabalho desenvolvido mostra o potencial do método BLMDI proposto na resolução do problema de FPOED em que, nas soluções obtidas os *taps* dos transformadores assumem valores discretos, os quais influenciam no valor da função objetivo do problema, verificando que as soluções discretas obtidas resultam em valores das funções objetivo melhores do que as

soluções obtidas por arredondamento destas. Além dessa consideração, os resultados evidenciaram que a troca de geradores termoelétricos por geradores eólicos resulta em uma redução nos custos totais do sistema. Ao empregar a FDPW, mesmo diante da incerteza relacionada à velocidade do vento, é viável estabelecer uma programação para a potência eólica de maneira consistente com a probabilidade mais alta de ocorrência no período e na região selecionada.

Trabalhos futuros envolvem tratar as susceptâncias *shunt* como variáveis discretas no modelo FPOED e realizar testes para sistemas maiores de 57, 118 e 300 barras relativos a esse modelo.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim anual de geração eólica**. 2022. Disponível em: https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/. Acesso em: 02 mar. 2024.

BERTSEKAS, D. P. Nonlinear programming. **Journal of the Operational Research Society**, v. 48, p. 334-334, 1997.

DELGADO, J. A. **Método primal-dual de pontos interiores-penalidade e o problema de fluxo de potência ótimo reativo com variáveis de controle discretas.** 2021. 115f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Bauru, 2021.

GONÇALVES, E. et al. Deterministic approach for solving multi-objective non-smooth environmental and economic dispatch problem. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 104, p. 880-897, 2019.

HETZER, J.; YU, D. C.; BHATTARAI, K. An economic dispatch model incorporating wind power. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 23, p. 603-611, 2008.
PINHEIRO, R. B.; 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.

NOCEDAL, J.; WACHTER, A.; WALTZ, R. A. Adaptive barrier update strategies for nonlinear interior methods. **SIAM Journal on Optimization**, 19(4):1674–1693, 2009.

PINHEIRO, R. B. N. **Um método previsor-corretor primal-dual de pontos interiores barreira logarítmica modificada, com estratégias de global e de ajuste cúbico, para problemas de programação não-linear e não-convexa**. 2012. 158f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Bauru, 2012.

SCHIMIDT, M. **Problema de fluxo de potência ótimo estocástico com variáveis discretas investigado através de uma abordagem determinística**. 2022. 84f. Dissertação (Mestrado em Matemática Aplicada e Computacional) - Faculdade de Ciências e Tecnologia, UNESP, Presidente Prudente, 2022.

SILVA, D. N. **Método primal-dual previsor-corretor de pontos interiores e exteriores com estratégias de correção de inércia e suavização hiperbólica aplicado ao problema de despacho econômico com ponto de carregamento de válvula e representação da transmissão**. 2014. 261f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Bauru, 2014.

SOLER, E. M.; ASADA, E. N.; COSTA, G. R. M. Penalty-based nonlinear solver for optimal reactive power dispatch with discrete controls. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 28, p. 174–182, 2013.

SOUZA, R. R. **Programação do despacho termo-eólico por fluxo de potência ótimo ativo/reativo solucionado por métodos de pontos interiores/exteriores**. 2020. 99f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, UNESP, Bauru, 2020.

SOUZA, R. R. et al. A gradient-based approach for solving the stochastic optimal power flow problem with wind power generation. **Electric Power Systems Research**, v. 210, p. 108090, 2022.