TEXTO PARA DISCUSSÃO

3118

UM MODELO DEA PARA AVALIAÇÃO DOS PROJETOS EÓLICOS *OFFSHORE* EM LICENCIAMENTO NO IBAMA

JOSÉ FRANCISCO MOREIRA PESSANHA
MÁRIO JORGE MENDONÇA
ALBERT CORDEIRO GEBER DE MELO
AMARO OLIMPIO PEREIRA JUNIOR
LUIS ALBERTO MEDRANO
FRANCISCO JOSÉ DOS SANTOS ALVES
SIDNEI COSTA JUNIOR

ipea 60

TEXTO PARA DISCUSSÃO

3118
Rio de Janeiro, maio de 2025

UM MODELO DEA PARA AVALIAÇÃO DOS PROJETOS EÓLICOS *OFFSHORE* EM LICENCIAMENTO NO IBAMA

JOSÉ FRANCISCO MOREIRA PESSANHA[1]
MÁRIO JORGE MENDONÇA[2]
ALBERT CORDEIRO GEBER DE MELO[3]
AMARO OLIMPIO PEREIRA JUNIOR[4]
LUIS ALBERTO MEDRANO[5]
FRANCISCO JOSÉ DOS SANTOS ALVES[6]
SIDNEI COSTA JUNIOR[7]

1. Professor adjunto do Instituto de Matemática e Estatística da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ). *E-mail*: jose.pessanha@uerj.br.
2. Técnico de planejamento e pesquisa na Diretoria de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Dirur/Ipea). *E-mail*: mario.mendonca@ipea.gov.br.
3. Professor adjunto do Instituto de Matemática e Estatística da UERJ. *E-mail*: albert.melo@ime.uerj.br.
4. Professor adjunto do Programa de Planejamento Energético da Coordenação dos Programas de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Coppe/UFRJ). *E-mail*: amaro@ppe.ufrj.br.
5. Professor adjunto do Instituto de Matemática da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ). *E-mail*: lmedrano@ufrrj.br.
6. Professor associado da Faculdade de Administração e Finanças da UERJ. *E-mail*: francisco.jose.alves@uerj.br.
7. Mestrando em controladoria e gestão pública da UERJ. *E-mail*: sjcosta@planejamento.rj.gov.br.

Governo Federal

Ministério do Planejamento e Orçamento
Ministra Simone Nassar Tebet

ipea **Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada**

Fundação pública vinculada ao Ministério do Planejamento e Orçamento, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiros – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidenta
LUCIANA MENDES SANTOS SERVO

Diretor de Desenvolvimento Institucional
FERNANDO GAIGER SILVEIRA

Diretora de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia
LUSENI MARIA CORDEIRO DE AQUINO

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas
CLÁUDIO ROBERTO AMITRANO

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais
ARISTIDES MONTEIRO NETO

Diretora de Estudos e Políticas Setoriais, de Inovação, Regulação e Infraestrutura
FERNANDA DE NEGRI

Diretora de Estudos e Políticas Sociais (substituta)
JOANA SIMÕES DE MELO COSTA

Diretora de Estudos Internacionais
KEITI DA ROCHA GOMES

Chefe de Gabinete
ALEXANDRE DOS SANTOS CUNHA

Coordenadora-Geral de Imprensa e Comunicação Social
GISELE AMARAL

Ouvidoria: https://www.ipea.gov.br/ouvidoria
URL: https://www.ipea.gov.br

Texto para Discussão

Publicação seriada que divulga resultados de estudos e pesquisas em desenvolvimento pelo Ipea com o objetivo de fomentar o debate e oferecer subsídios à formulação e avaliação de políticas públicas.

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **ipea** 2025

Um Modelo DEA para avaliação dos projetos eólicos offshore em licenciamento no IBAMA / José Francisco Moreira Pessanha ... [et al.]. – Rio de Janeiro: Ipea, 2025.
24 p.: il., gráfs., mapa – (Texto para Discussão ; n. 3118).

Inclui Bibliografia.
ISSN 1415-4765

1. Energia Eólica. 2. Geração Eólica Offshore. 3. Análise Envoltória de Dados. I. Pessanha, José Francisco Moreira. II. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.

CDD 333.792

Ficha catalográfica elaborada por Elizabeth Ferreira da Silva CRB-7/6844.

Como citar:
PESSANHA, José Francisco Moreira *et al*. **Um modelo DEA para avaliação dos projetos eólicos** *offshore* **em licenciamento no IBAMA**. Rio de Janeiro: Ipea, maio 2025. 24 p.: il. (Texto para Discussão, n. 3118). DOI: https:// dx.doi.org/10.38116/td3118-port

JEL: Q40; Q42; Q47.

As publicações do Ipea estão disponíveis para *download* gratuito nos formatos PDF (todas) e EPUB (livros e periódicos).

Acesse: https://repositorio.ipea.gov.br/.

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério do Planejamento e Orçamento.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

SUMÁRIO

SINOPSE

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO 6

2 PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA 8

3 PROJETOS EÓLICOS E EFICIÊNCIA 10

4 MODELO SBM-DEA 11

5 ESPECIFICAÇÃO DO MODELO SBM-DEA 14

6 RESULTADOS 17

7 CONCLUSÕES 22

REFERÊNCIAS 23

SINOPSE

A quantidade e variedade de projetos de geração eólica *offshore* no litoral brasileiro aponta para a utilidade de uma fronteira de eficiência, através da qual seja possível identificar os projetos que fazem o melhor uso dos recursos. Neste trabalho propõe-se um modelo *slack-based measure-data envelopment analisys* (SBM-DEA) para avaliação dos projetos eólicos offshore com pedidos de licenciamento no Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama).

Palavras-chave: energia eólica; geração eólica *offshore*; análise envoltória de dados.

ABSTRACT

The number and variety of offshore wind generation projects on the Brazilian coast points to the usefulness of an efficiency frontier, through which it is possible to identify projects that make the best use of resources. This work proposes a SBM-DEA model for evaluating offshore wind projects with licensing requests from the Brazilian Institute of the Environment and Renewable Natural Resources (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – Ibama).

Keywords: wind power; offshore wind energy; data envelopment analysis.

1 INTRODUÇÃO

Dados disponibilizados pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama)[1] mostram que há 97 projetos eólicos *offshore* com processos de licenciamento ambiental abertos e que juntos representam uma capacidade instalada total de 234 GW; embora represente uma pequena parcela do potencial eólico *offshore* brasileiro estimado em 1,3 TW (Bezerra, 2021), um montante equivalente a toda capacidade instalada atualmente no país.

Apesar de os custos de investimento e operação de parques eólicos *offshore* serem mais elevados que os seus congêneres *onshore*, as eólicas *offshore* estão próximas aos centros de carga (EPE, 2020). A zona costeira do Brasil concentra quase um quarto da população e as atividades nessa faixa são responsáveis por aproximadamente 20% do produto interno bruto (PIB) (Andrade *et al*., 2022). Ademais, as usinas eólicas *offshore* podem se estender por áreas maiores e explorar ventos mais regulares e com maiores velocidades, livres de obstáculos e com turbinas mais potentes, dado que a poluição visual e sonora é mitigada ou eliminada se as turbinas são instaladas longe da costa (EPE, 2020).

Conforme ilustrado na figura 1, os projetos de parques eólicos *offshore* estão distribuídos ao longo do litoral brasileiro, com parques localizados nos litorais dos estados do Ceará (25 projetos), Espírito Santo (6 projetos), Maranhão (3 projetos), Piauí (6 projetos), Rio de Janeiro (15 projetos), Rio Grande do Norte (14 projetos), Rio Grande do Sul (27 projetos) e Santa Catarina (1 projeto).

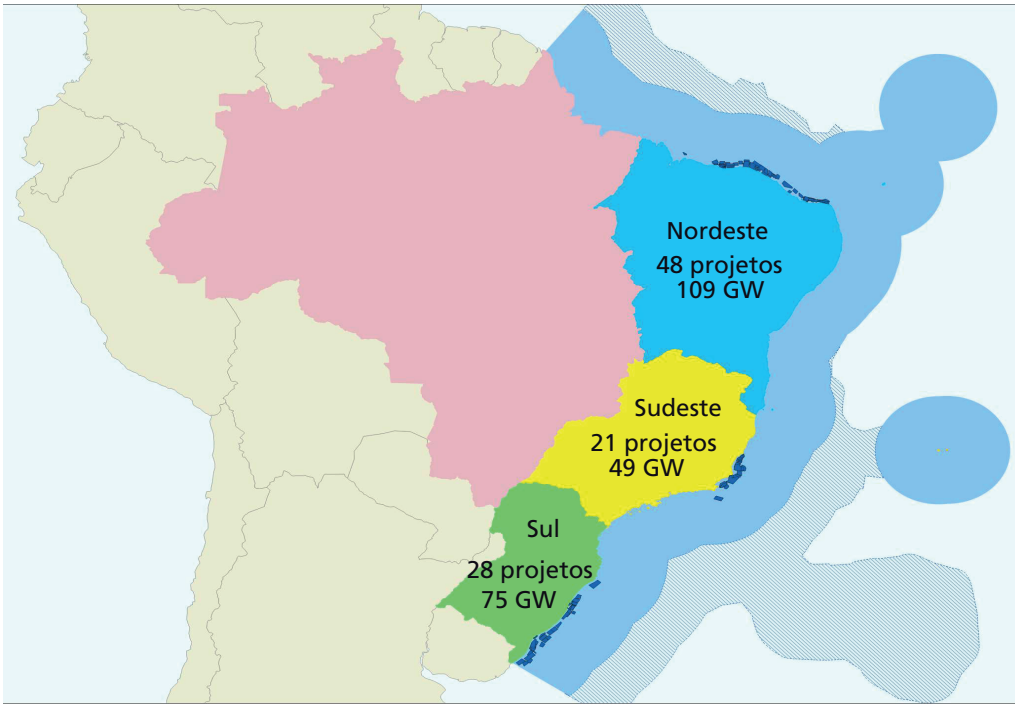
Para cada projeto são disponibilizados o número de aerogeradores, o modelo do aerogerador, a potência unitária e a localização.[2] A variedade de projetos, com turbinas de diferentes fabricantes e distintos arranjos físicos, aponta para a existência de um conjunto de possibilidades de produção, limitado por uma fronteira de eficiência , isto é, o lugar geométrico formado pelos projetos capazes de oferecer a maior geração de energia (*output*) para uma determinada configuração de *inputs*, neste caso o porte do projeto (área e número de turbinas) e a disponibilidade de recursos (potência disponível para a turbina e velocidade do vento). Por meio da fronteira de eficiência é possível identificar os projetos mais eficientes, uma informação útil na avaliação e seleção dos melhores projetos. Por exemplo, a análise envoltória de dados (*data envelopment analisys* – DEA) pode ser

1. Disponíveis em: https://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/2022-08-11_Usinas_Eolicas_Offshore_Ibama.pdf.

2. Mais informações disponíveis em: https://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/2022-08-11_Usinas_Eolicas_Offshore_Ibama.pdf.

utilizada na avaliação da eficiência de parques eólicos *onshore* em operação (Iglesias, Castellanos e Seijas, 2010), na avaliação de projetos eólicos (Tsolas, 2020) e na seleção dos melhores locais disponíveis para construção de parques eólicos *offshore* (Wang, Dang e Nguyen, 2021).

FIGURA 1
Distribuição dos projetos eólicos *offshore* no litoral brasileiro



Fonte: Ibama, 2023.

A abordagem DEA é não paramétrica e prescinde da necessidade de estabelecer uma relação matemática entre as variáveis *inputs* e *outputs*, requerendo apenas a definição dessas variáveis; trata-se de uma abordagem determinística formulada como um problema de programação linear e as ineficiências correspondem aos desvios dos projetos em relação à fronteira. Tsolas (2020) avaliou projetos eólicos na Grécia por meio de um modelo DEA de dois estágios.

Visando contribuir com o tema, este trabalho tem como objetivo avaliar a eficiência dos projetos eólicos *offshore* no litoral brasileiro por meio dessas duas abordagens, identificando os projetos mais eficientes no que tange à produção energética e no uso dos recursos disponíveis. Vale ressaltar que os resultados apresentados são oriundos de uma análise *ex ante*, dado que são analisados projetos de parques eólicos. Portanto, os resultados obtidos podem contribuir para a identificação dos projetos mais eficientes e,

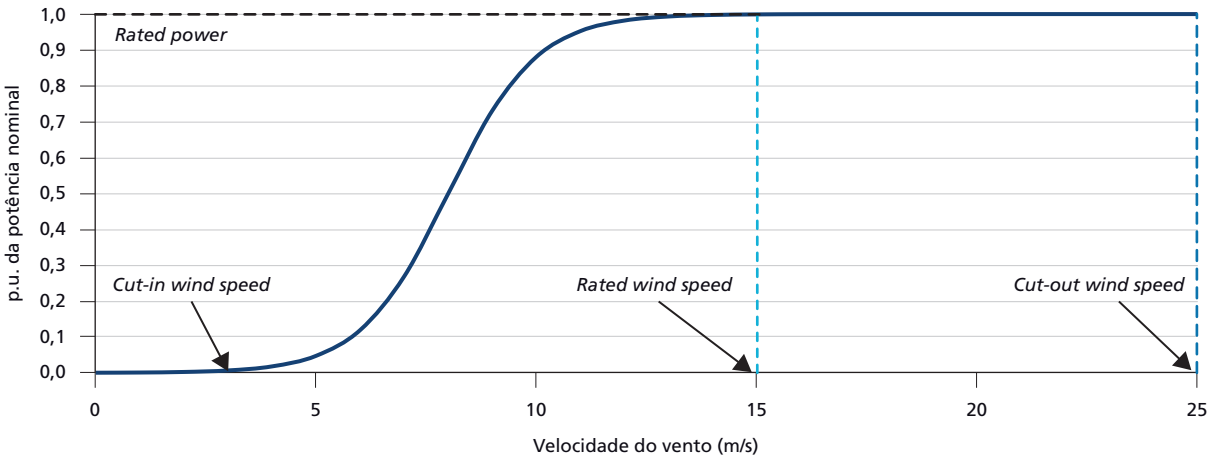
em consequência, fornecer um *ranking* para o seu desenvolvimento, assim como na identificação de melhorias nos projetos menos eficientes.

Além desta breve introdução, este estudo está estruturado da seguinte forma. A seguir, na seção 2 apresentam-se algumas noções básicas sobre a energia eólica, com destaque para a curva de potência, o cálculo da produção de energia e do fator de capacidade de um projeto eólico. Na sequência, a seção 3 sumariza os estágios relacionados à produção eólica destacando a importância da avaliação da eficiência na análise *ex ante* do projeto. Os fundamentos básicos acerca da metodologia DEA são descritos na seção 4, enquanto a especificação do modelo é descrita na seção 5. Os resultados são mostrados e analisados na seção 6. Por fim, na seção 7, as principais conclusões do trabalho são apresentadas.

2 PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

A relação entre a velocidade do vento v (m/s) e a potência elétrica gerada P (Watts) é determinada pela curva de potência $P(\underline{v})$ na figura 2, caracterizada pelas velocidades de partida ($v_{cut\text{-}in}$), nominal (v_{rated}) e de corte ($v_{cut\text{-}out}$) (Custódio, 2009). Conforme ilustrado na figura 2, a geração de energia inicia-se com velocidades acima de 2 m/s ou 3 m/s. A potência gerada cresce com o cubo da velocidade do vento até alcançar a velocidade nominal, cujo valor varia entre 10 m/s e 17m/s, dependendo do modelo da turbina. Para velocidades acima da nominal a potência gerada fica próxima da potência nominal, mas a turbina é desligada, a fim de evitar riscos de danos quando a velocidade de corte é superada, por exemplo 25 m/s.

FIGURA 2
Curva de potência de uma turbina eólica



Elaboração dos autores.

$$P(v) = \begin{cases} 0, v \leq v_{cut-in} \\ \frac{1}{2} C_p \eta_m \eta_g \rho A v^3, v_{cut-in} \leq v \leq v_{rated} \\ \frac{1}{2} C_p \eta_m \eta_g \rho A v_{rated}^3, v_{rated} \leq v \leq v_{cut-out} \\ 0, v > v_{cut-out} \end{cases} \quad (1)$$

Em que:

$v_{cut\text{-}in}$ = velocidade de partida (m/s)

v_{rated} = velocidade nominal (m/s)

$v_{cut\text{-}out}$ = velocidade de corte (m/s)

C_p = coeficiente de performance (adimensional)

η_m = eficiência do gerador (adimensional)

η_g = eficiência da caixa de marcha (adimensional)

ρ = densidade do ar (kg/m^3)

A = área varrida pelo rotor (m^2).

A razão da potência média gerada durante um intervalo de tempo T e a potência máxima é o fator de capacidade, um dos principais parâmetros de desempenho de uma fonte geradora, pois a partir dele obtém-se a estimativa da produção energética (MWh) no período T de um parque eólico composto por N turbinas de potência unitária P, conforme indicado em (2).

$$Produção = N \times P \times T \times FC \quad (2)$$

O número de turbinas (N) e a potência unitária (P) dos projetos eólicos *offshore* são informados pelo Ibama, juntamente com o modelo da turbina eólica, a partir do qual podem ser obtidos dados do diâmetro do rotor. Ademais, com base na localização de cada parque é possível consultar o *Atlas Global de Energia Eólica*[3] para obter uma estimativa da velocidade média do vento no *hub-height* da turbina, assumido em 150 m para todas os projetos eólicos. Dessa maneira, o fator de capacidade pode ser estimado por meio da equação (3) (Masters, 2004; Madinabeitia *et al*., 2021):

$$FC = 0{,}087\bar{V} - \frac{P}{D^2} \quad (3)$$

Em que V é a velocidade média do vento no *hub height* da turbina, P é a potência unitária nominal da turbina e D é o diâmetro do rotor.

3. Disponível em: https://globalwindatlas.info/en.

A aproximação do FC em (3) assume que a densidade de probabilidade da velocidade do vento segue o modelo de distribuição de Rayleigh. Tal premissa é razoável para o continente europeu, mas não encontra respaldo empírico no caso brasileiro. A partir de resultados para um parque eólico *offshore* no litoral fluminense (Pessanha *et al*., 2023), pode-se inferir que a equação (3) subestima o fator de capacidade dos projetos eólicos no litoral brasileiro. Contudo, a subestimação não é um problema para a análise comparativa em tela, dado que todos os projetos eólicos tiveram os fatores de capacidade estimados pela equação (3). Dessa maneira, com base em (2) e (3) é possível estimar a produção anual (T=8760 horas) de cada parque eólico *offshore* com pedido de licenciamento no Ibama.

3 PROJETOS EÓLICOS E EFICIÊNCIA

Como nossa aplicação empírica se concentra no setor de energia eólica, vamos fornecer agora uma breve explicação acerca dos estágios do processo de produção de energia eólica. A unidade padrão de geração de eletricidade com energia eólica (*decision-making unit* – DMU) é formada por um grupo de turbinas eólicas conectadas a uma rede de distribuição ou transmissão, no que é chamado de parque eólico. Dessa forma, é possível otimizar o uso do potencial produtivo, explorando economias de escala tanto no controle do automatismo quanto no fator trabalho. É importante enfatizar que os resultados produtivos dependem de uma sequência complexa de decisões. Portanto, podemos falar de um conceito de processo de produção que inclui a avaliação das possibilidades produtivas de um local, levando em conta a velocidade do vento, as condições climáticas gerais, a topografia do local e da área circundante, a capacidade da rede e os riscos financeiros. A seguir, vem a concepção do projeto. Uma fase da engenharia durante a qual são tomadas decisões sobre o tipo de máquina (turbina), a capacidade instalada e outras características técnicas. Esse estágio também inclui a seleção do *layout* da turbina no local do parque eólico (*micro-siting*).

A fase operacional, quando os parques eólicos começam a produzir, é a fase que o desempenho do parque pode ser avaliado. Esse desempenho está intimamente ligado às duas fases anteriores. De qualquer forma, esta fase é importante para os resultados produtivos ao longo da vida útil, pois o objetivo é manter os mais altos fatores de disponibilidade dos parques eólicos, otimizando os tempos de inatividade de acordo com os protocolos de operação planejados. Nesse contexto, e de acordo com Krokoszinski (2003), podemos distinguir dois níveis gerais de decisões que se diferenciam pelo estágio em que são tomadas: um nível *ex ante*, incluindo a primeira e a segunda fases,

que está intimamente ligado ao investimento do parque e é de responsabilidade dos desenvolvedores e engenheiros; e, uma vez que o parque tenha entrado em operação, um nível *ex post*, ligado à terceira fase e cujos resultados dependem do operador.

Acessar as possibilidades produtivas em termos de produção máxima com base nos insumos, ou insumos mínimos para um nível de produção, é o objetivo deste estudo. Dessa forma, se uma unidade produtiva opera na fronteira, ela é definida como eficiente. Em contrapartida, se operar abaixo dessa fronteira, ela será classificada como ineficiente. O grau de ineficiência dependerá da distância em relação à fronteira eficiente.

4 MODELO SBM-DEA

A DEA contém uma variedade de opções de modelos (Cooper, Seiford e Tone, 2000; Ferreira e Gomes, 2020). Neste trabalho optou-se pelo modelo *slack-based measure* (SBM) não orientado (Tone, 2001), pois tal modelo usa as variáveis de folga na construção do índice de eficiência, além de ser invariante à unidade de medida.

Dado um conjunto de *n* DMU congêneres, cada uma consumindo quantidades $\{x_{i1}, x_{i2},..., x_{im}\}$ de m tipos de insumos (*inputs*) e produzindo quantidades $\{y_{i1}, y_{i2},..., y_{ip}\}$ de p tipos de produtos (*outputs*), o modelo SBM usa as sobras de insumos (s^-) e as faltas de produtos (s^+) no cálculo do índice de eficiência ($0 \leq \theta \leq 1$) da DMU avaliada $j0$, conforme ilustrado no modelo de programação matemática em (4):

$$\underset{\lambda, s^-, s^+}{Min} \quad \theta = \frac{1 - \frac{1}{m}\sum_{j=1}^{m} \frac{s_j^-}{x_{j0}}}{1 + \frac{1}{p}\sum_{j=1}^{p} \frac{s_j^+}{y_{j0}}}$$

$$s.a. \quad \sum_{k=1}^{n} x_{jk}\lambda_k + s_j^- = x_{j0} \; \forall j = 1, m \qquad (4)$$

$$\sum_{k=1}^{n} y_{jk}\lambda_k - s_j^+ = y_{j0} \; \forall j = 1, p$$

$$\lambda_k \geq 0 \; \forall k = 1, n$$

$$s_j^- \geq 0 \; \forall j = 1, m$$

$$s_j^+ \geq 0 \; \forall j = 1, p$$

A partir da função objetivo em (4), pode-se concluir que a DMU avaliada $j0$ é eficiente se, e somente se, as variáveis de folga s^- (sobra de recursos) e s^+ (falta de produtos) forem nulas. Multiplicando as restrições, o numerador e o denominador da função objetivo em (4) por t $(t>0)$, fazendo o denominador resultante igual a 1 e renomeando os produtos $t\lambda_k$, ts^- e ts^+, respectivamente, para w_k, z^- e z^+, obtém-se o problema de programação linear em (5).

Denotando a solução ótima (5) por θ^*, t^*, w_k^*, z^{-*} e z^{+*}, os valores correspondentes dos multiplicadores e variáveis de folga são, respectivamente, $\lambda_k^* = w_k^*/t^*$, $s^{-*} = z^{-*}/t^*$ e $s^{+*} = z^{+*}/t^*$. A DMU $j0$ é eficiente se, e somente se, $\theta^*=1$, neste caso as variáveis de folga são nulas ($s_j^{-*} = 0 \ \forall \ j=1,m$ e $s_j^{+*} = 0 \ \forall \ j=1,p$). Caso contrário, a DMU é ineficiente e deve reduzir o consumo dos insumos para $x_{j0} - s_j^{-*} \ \forall \ j=1,m$ e aumentar a produção para $y_{j0} + s_j^{+*} \ \forall \ j=1,p$, a fim de alcançar a fronteira de eficiência. Ademais, o conjunto de referência (*peer set*) ou *benchmarking* de uma DMU ineficiente é formado pelas demais DMU analisadas com $\lambda_k^* > 0 \ \forall \ k=1,n$.

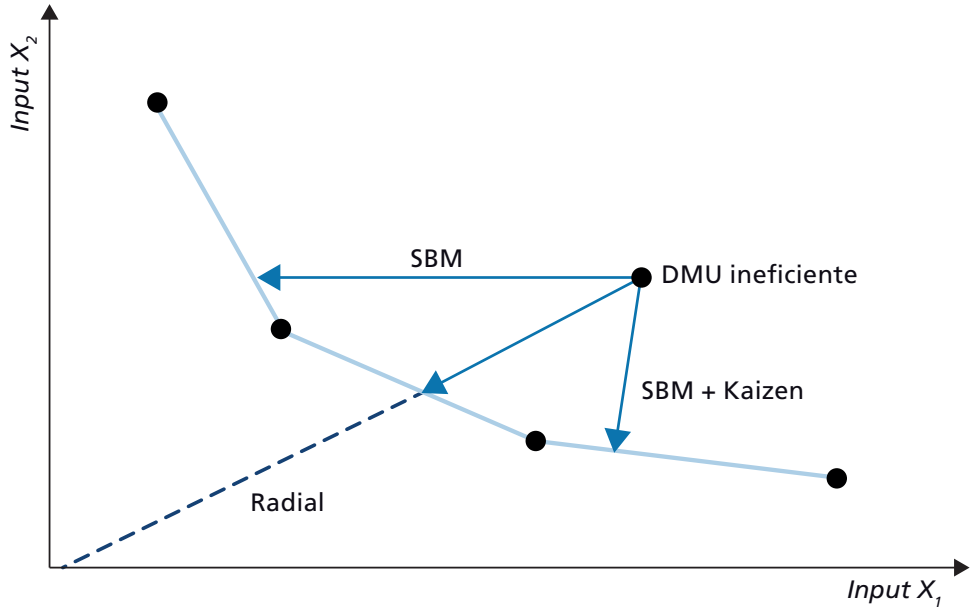
$$
\begin{aligned}
&\underset{w, z^-, z^+}{Min} && \theta = t - \frac{1}{m}\sum_{j=1}^{m}\frac{z_j^-}{x_{j0}} \\
&s.a. && \\
& && t + \frac{1}{p}\sum_{j=1}^{p}\frac{z_j^+}{y_{j0}} = 1 \\
& && \sum_{k=1}^{n} x_{jk}w_k + z_j^- = t x_{j0} \ \forall j = 1,m \\
& && \sum_{k=1}^{n} y_{jk}w_k - z_j^+ = t y_{j0} \ \forall j = 1,p \\
& && w_k \geq 0 \ \forall k = 1,n \\
& && z_j^- \geq 0 \ \forall j = 1,m \\
& && z_j^+ \geq 0 \ \forall j = 1,p
\end{aligned}
\qquad (5)
$$

Nos modelos DEA clássicos orientados, rendimentos constantes de escala (*constant returns to scale* – CRS) e rendimentos variáveis de escala (*variable return to scale* – VRS), as melhorias que uma DMU ineficiente pode fazer para alcançar a fronteira de eficiência consistem na redução equiproporcional das quantidades de todos os insumos (*input oriented*) ou na expansão equiproporcional das quantidades de todos os produtos (*output oriented*). Assim, geometricamente, a versão melhorada

de uma DMU ineficiente é dada por sua projeção radial na fronteira de eficiência, conforme indicado na figura 3. Mas, diferentemente dos modelos DEA clássicos, no modelo SBM não orientado a versão melhorada de uma DMU ineficiente é determinada por sua projeção não radial na fronteira de eficiência, isto é, as reduções (expansões) das quantidades de insumos (produtos) não são equiproporcionais.

Conforme indicado na figura 3, o modelo SBM pode projetar uma DMU ineficiente em um ponto na fronteira que seja demasiadamente distante, o que implica um menor índice de eficiência. Para mitigar o problema, o algoritmo Kaizen (Tone, 2016) projeta uma DMU ineficiente em um ponto da fronteira de eficiência que seja próximo, de tal forma que a versão melhorada da DMU (*benchmark*) seja alcançada com menores modificações nas quantidades de insumos e produtos.

FIGURA 3
Projeções na fronteira de eficiência



Elaboração dos autores.

No modelo SBM em (5) os insumos e produtos são controláveis, mas o modelo pode acomodar insumos ou produtos não controláveis pelas DMU (Copper, Seiford e Tone, 2000). Por exemplo, no caso de um insumo não controlável ($x_k^{NC} \forall\ k=1,n$), a seguinte restrição deve ser incluída no modelo:

$$\sum_{k=1}^{n} x_k^{NC} \lambda_k = x_0^{NC} \qquad (6)$$

Ademais, o modelo SBM em (5) assume rendimentos constantes de escala (CRS), a consideração de rendimentos variáveis de escala (VRS) pode ser implementada por meio da inclusão da restrição a seguir:

$$\sum_{k=1}^{n} w_k = t \tag{7}$$

5 ESPECIFICAÇÃO DO MODELO SBM-DEA

A especificação de um modelo DEA passa pela definição das DMUs, das variáveis insumos e produtos, da orientação do modelo e do regime de retornos de escala. No caso em tela, as DMU são os projetos de parques eólicos *offshore* com processos de licenciamento no Ibama.

Dado que um parque eólico converte a energia contida nos ventos em energia elétrica, os insumos relacionam-se com a velocidade do vento (Tsolas, 2020) e com a densidade de energia eólica disponível no local do parque (Adibfar, 2019; Tsolas, 2020). Os insumos também estão relacionados com a capacidade instalada responsável pela conversão de energia (Iglesias, Castellanos e Seijas, 2010; Adibfar, 2019) ou pelos ativos que formam essa capacidade, como o número de turbinas (Adibfar, 2019; Akbari, Jones e Treloar, 2020; Tsolas, 2020) e a área ocupada pelo parque (Akbari, Jones e Treloar, 2020). Os insumos também podem incluir o custo operacional (Tsolas, 2020) e a distância até a costa (Akbari, Jones e Treloar, 2020), distâncias maiores implicam maiores custos e perdas no sistema de transmissão. Já o principal *output* é a produção energética do parque eólico (Iglesias, Castellanos e Seijas, 2010; Adibfar, 2019; Akbari, Jones e Treloar, 2020; Tsolas, 2020; Cavalcante, 2021), mas também pode incluir a conectividade aos grandes centros.

Com base nas variáveis mencionadas anteriormente, iniciou-se uma pesquisa por fontes de dados públicos disponíveis com o objetivo de compilar uma planilha contendo os valores de insumos e produtos dos projetos eólicos *offshore* no litoral brasileiro. Na lista dos projetos de parques eólicos *offshore* com pedidos de licenciamento no Ibama[4] constam a localização, o número de turbinas, a potência unitária (MW), o modelo da turbina e a capacidade instalada de cada um dos projetos (MW). A partir do modelo da turbina sabe-se o respectivo diâmetro (m) do rotor e, consequentemente, a área (m^2) da seção transversal varrida pelo rotor. A velocidade média (m/s) e a densidade de

4. Mais informações disponíveis em: https://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/2022-08-11_Usinas_Eolicas_Offshore_Ibama.pdf.

potência do vento (W/m^2), a 150 m acima do nível do mar, foram obtidas na página do *Global Wind Atlas*.[5] O produto da densidade de potência do vento (W/m^2) pela área da seção transversal varrida pelo rotor da turbina eólica (m^2) fornece uma medida da potência disponível para uma turbina no local do parque eólico.

Já as áreas (km^2) ocupadas pelos parques eólicos foram obtidas no Painel de Dados de Eólica *Offshore*, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE),[6] juntamente com as extensões (km) das linhas de transmissão que conectam os parques ao continente. A geração anual de energia elétrica de cada projeto eólico *offshore* foi estimada a partir da equação (2) que depende do fator de capacidade, cuja estimativa é função da velocidade média do vento a 150 m de altura, da potência unitária da turbina e do diâmetro do rotor.

A lista de projeto eólicos *offshore* passa por atualizações e o levantamento realizado conseguiu obter dados de 66 dos 97 projetos eólicos *offshore*. A seguir, na tabela 1, apresentam-se algumas estatísticas descritivas dos dados obtidos. Com base nas considerações anteriores, a variável *output* é a geração anual, líquida das perdas nas linhas de transmissão (LT) que conectam os parques eólicos ao continente. As perdas na transmissão são proporcionais à extensão da LT (km) e foram estimadas pela equação (6), na qual 236 MWh/km é um valor típico das perdas anuais no sistema de transmissão *high voltage direct current* (HVDC) de parques eólicos *offshore* (Taieb e Shaaban, 2019).

$$Perdas = 236 \left[\frac{MWh}{km}\right] \times extenão\ da\ LT \tag{8}$$

Portanto, a geração anual líquida é dada pelo resultado da equação (2) menos o resultado da equação (8). Dado que a geração anual foi estimada a partir do número de turbinas, conforme indicado na equação (2), o número de turbinas foi descartado como variável *input*, sendo substituído por sua *proxy*, a área ocupada pelo parque eólico. O outro *input* considerado é a potência disponível para uma turbina, um input desejável (Tone, 2021), mas não controlável (Cooper, Seiford e Tone, 2000). Em função das perdas elétricas e mecânicas na conversão de energia, a potência efetivamente gerada é uma parte da potência disponível. Na tabela 2, as correlações positivas entre a variável *output* e as variáveis *inputs* indicam que a premissa de isotonicidade é atendida.

5. Disponível em: https://globalwindatlas.info/en.
6. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/epe-interativa.

TABELA 1

Estatísticas dos projetos eólicos *offshore* agregadas por estado

Estado	Número de projetos	Total de turbinas	Capacidade instalada total (MW)	Área total (km^2)	Geração total (MWh)	FC (%)	Potência disponível para uma turbina (MW)	Distância média (km)
Rio de Janeiro	9	1.871	27.498	8.968	117.457	48,8	30,99	44,8
Espírito Santo	4	466	6.400	1.412	26.865	47,9	30,40	55,5
Maranhão	1	220	2.640	568	12.012	51,9	21,59	14,0
Piauí	4	481	6.924	1.827	31.580	52,1	25,39	21,5
Ceará	18	3.364	48.410	13.223	200.113	47,2	20,94	26,6
Rio Grande do Norte	8	1.090	15.854	4.555	79.221	57,0	30,37	19,4
Santa Catarina	1	380	5.700	1.730	26.692	53,5	40,20	39,0
Rio Grande do Sul	21	3.746	56.719	15.961	265.263	53,4	35,91	32,1
Brasil	66	11.618	170.145	48.244	759.202	50,9	29,36	31,4

Elaboração dos autores.

TABELA 2

Correlações entre as variáveis *inputs* e *outputs*

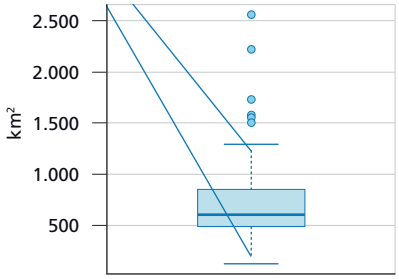
Matriz de correlações	*Inputs*		*Output*
	Área do parque (km^2)	Potência disponível para uma turbina (MW)	Geração anual líquida de perdas na transmissão (GWh)
Área do parque	1	0,15	0,83
Potência disponível para uma turbina	0,15	1	0,14
Geração anual líquida das perdas na transmissão	0,83	0,14	1

Elaboração dos autores.

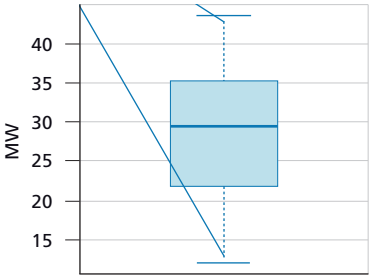
Nos *boxplots* ilustrados na figura 4, os *outliers* nas variáveis área e geração anual indicam a heterogeneidade nos tamanhos dos parques eólicos. Assim, optou-se pelo modelo SBM com rendimentos variáveis de escala.

FIGURA 4
Boxplots* dos *inputs* e do *output

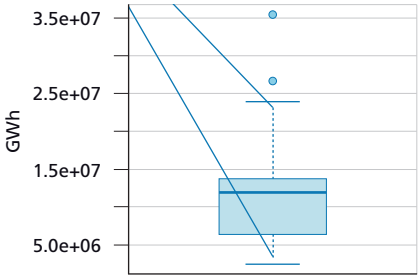
4A – Área



4B – Potência disponível



4C – Geração anual líquida



Elaboração dos autores.

No que tange à orientação do modelo optou-se por um modelo não orientado, pois a especificação inclui três variáveis controláveis: a área do parque como *input* e a capacidade instalada no *output*, isto é, o produto do número de turbinas pela potência unitária da turbina. Em resumo, propõe-se a especificação descrita no quadro 1 para o modelo DEA.

QUADRO 1
Especificação do modelo SBM

Inputs	Controlável	Área do parque eólico
	Não controlável	Potência disponível para uma turbina
Outputs	Controlável	Geração anual líquida das (ou de) perdas na transmissão
Orientação	Modelo não orientado	
Retornos de escala	Retornos variáveis de escala (VRS)	
Número de DMU	Sessenta e seis projetos de parques eólicos *offshore*	

Elaboração dos autores.

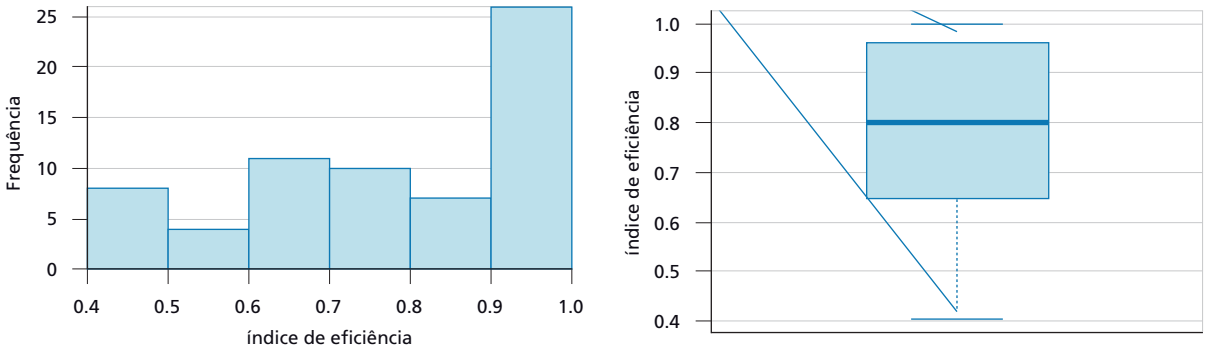
6 RESULTADOS

A implementação computacional do modelo SBM foi realizada em ambiente R[7] e contou com as funções *make_deadata* e *model_sbmeff*, ambas do pacote *deaR* (Serrano, Bolos e Suarez, 2023). O modelo proposto identificou 11 projetos eficientes entre os

7. Disponível em: https://www.R-project.org/.

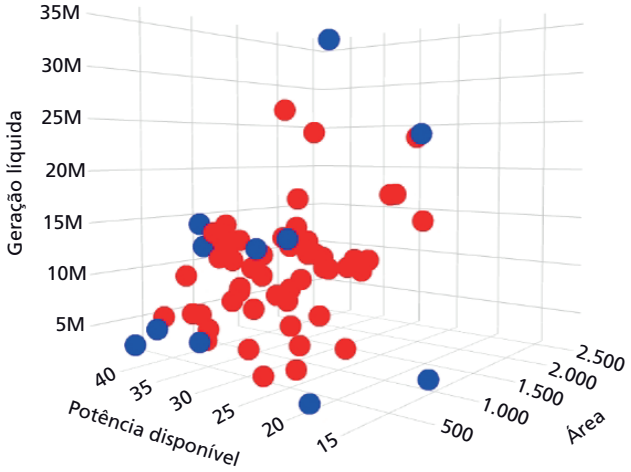
66 avaliados. A distribuição dos índices de eficiência é ilustrada na figura 5, enquanto na figura 6 apresenta-se o diagrama de dispersão dos projetos, os pontos em azul identificam os projetos eficientes. Os 66 projetos foram ordenados em ordem decrescente do índice de eficiência e organizados nas faixas de eficiência no quadro 2, com destaque para os 11 projetos localizados na fronteira de eficiência, cujas características são apresentadas na tabela 3. Ainda no quadro 2 são listados os 15 projetos que podem se tornar eficientes, mediante uma pequena redução na área ocupada pelo parque ou um pequeno aumento da capacidade instalada por meio do incremento do número de turbinas, conforme indicado na tabela 4.

FIGURA 5
Distribuição dos índices de eficiência



Elaboração dos autores.

FIGURA 6
Diagrama de dispersão dos projetos



Elaboração dos autores.
Obs.: Em azul, os projetos na fronteira de eficiência.

QUADRO 2
Classificação dos projetos eólicos *offshore* segundo o índice de eficiência

Faixa de eficiência	Projetos
Eficiência = 1 11 projetos	Quesnella (ES); Caucaia Bi-energia (CE); Dragão do Mar (CE); Alpha (CE); Ventos Potiguar (RN); Galinhos (RN); Ventos do Sul (RS); Tramandaí (RS); Bravo Vento (RS); Amazonita (RS); Farol de Mostardas (RS).
0,9 ≤ eficiência < 1 15 projetos	Farol 0,99 (SC); Ventos dos Bandeirantes 0,99 (CE); Sopros do Ceará 0,99 (CE); Pecém 0,98 (CE); Piauí 0,97 (PI); Ventos do Delta 0,96 (MA); Sopros do Rio Grande do Sul 0,96 (RS); Cattleya 0,95 (RN); Tatajuba 0,94 (CE); Querência 0,93 (RS); Votu Winds 0,93 (ES); Taim 0,92 (RS); Araras 0,91 (CE); Barra do Chuí 0,91 (RS); Asa Branca III 0,9 (CE).
0,7 ≤ eficiência < 0,9 17 projetos	Seis projetos no Rio Grande do Sul com eficiências entre 0,75 e 0,89; 4 projetos no Ceará com eficiências entre 0,83 e 0,87; 3 projetos no Rio de Janeiro com eficiências entre 0,74 e 0,83; 2 projetos no Rio Grande do Norte com eficiências entre 0,78 e 0,79; 2 projetos no Espírito Santo com eficiências da ordem de 0,72.
0,5 ≤ eficiência < 0,7 15 projetos	Quatro projetos no Ceará com eficiências entre 0,62 e 0,69; 5 projetos no Rio de Janeiro com eficiências entre 0,51 e 0,69; 3 projetos no Rio Grande do Sul com eficiências entre 0,52 e 0,68; 2 projetos no Piauí com eficiência entre 0,62 e 0,65; 1 projeto no Rio Grande do Norte com eficiência 0,64.
Eficiência < 0,5 8 projetos	Dois projetos no Rio Grande do Norte com eficiências entre 0,4 e 0,49; 1 projeto no Ceará com eficiência 48; 3 projetos no Rio Grande do Sul com eficiência entre 0,42 e 0,45; 1 projeto no Rio de Janeiro com eficiência 0,45; 1 projeto no Piauí com eficiência 0,4.

Elaboração dos autores.

TABELA 3
Projetos eficientes

Projeto	Potência unitária da turbina (MW)	Número de turbinas	Capacidade instalada (MW)	Área do projeto (km^2)
Quesnella (ES)*	20,0	62	1.240	395
Caucaia (CE)	12,0	48	576	172
Dragão do Mar (CE)	9,5	128	1.216	543
Alpha (CE)	15,0	400	6.000	1.555
Ventos Potiguar (RN)*	12,0	207	2.484	360
Galinhos (RN)*	14,0	215	3.010	488
Ventos do Sul (RS)	13,5	482	6.507	2.221
Tramandaí (RS)	13,5	52	702	125
Bravo Vento (RS)	15,0	77	1.155	180
Amazonita (RS)	20,0	150	3.000	1.041
Farol de Mostardas (RS)	15,0	200	3.000	601

Elaboração dos autores.
Obs.: * A área do projeto tem sobreposição com áreas de outros projetos.

TABELA 4
Projetos que podem alcançar a eficiência mediante pequenas modificações

Aumento da capacidade instalada por meio do incremento do número de turbinas					
Projeto	Número de turbinas do projeto	Turbinas adicionais	Potência unitária (MW)	Capacidade adicional (MW)	Área (km^2)
Farol (SC)	380	1	15	15	1.730
Ventos dos Bandeirantes (CE)	229	1	12	12	632
Sopros do Ceará (CE)	200	3	15	45	540
Pecém (CE)*	215	4	14	56	682
Piauí (PI)*	180	5	14	60	431
Sopros do RG Sul (RG)*	200	8	15	120	506
Ventos do Delta (MA)	220	9	12	106	568
Tatajuba (CE)	200	13	15	195	601
Querência (RS)	200	15	15	225	601
Votu Winds (ES)*	144	12	10	120	280
Taim (RS)	200	19	15	285	603
Araras (CE)	200	19	15	285	601
Barra do Chuí (RS)	200	20	15	300	598
Asa Branca III (CE)*	288	32	15	480	1.209
Redução da área ocupada pelo parque					
Projeto	Área ocupada (km^2)	Redução da área ocupada (km^2)		Capacidade instalada (MW)	Número de turbinas
Cattleya (RN)*	471	22		1.180	59

Elaboração dos autores.
Obs.: * A área do projeto tem sobreposição com áreas de outros projetos.

Vale destacar que entre os 66 projetos avaliados há sobreposição de áreas em 21 projetos. O índice de eficiência pode ser útil na resolução de conflitos entre tais projetos. Por exemplo, no caso da pequena sobreposição das áreas ocupadas pelos projetos Quesnella (ES) e Votu Winds (ES), cujas eficiências são 1 e 0,93 respectivamente, conforme indicado no quadro 2. Um caso com grande sobreposição de áreas ocorre entre os projetos Ventos Potiguar (RN) e Cattleya (RN), cujas eficiências são 1 e 0,95 respectivamente. Embora o modelo SBM-DEA não tenha a informação da sobreposição entre os projetos, o modelo indicou que a área ocupada pelo projeto Cattleya deveria ser reduzida em 22 km^2 para torná-lo eficiente, conforme indicado na tabela 4.

No que tange aos 40 projetos com índices de eficiência menores que 0,9, as suas versões melhoradas demandam maiores modificações nos respectivos projetos

originais. As melhorias podem ser orientadas ao produto com a ampliação da geração de energia (32 projetos), ou orientadas ao insumo com redução da área ocupada pelo parque eólico (6 projetos) ou ainda orientada nas duas direções simultaneamente (2 projetos).

Por exemplo, o modelo SBM atribuiu um índice de eficiência de 0,54 para um projeto com pouco mais de 180 turbinas e para torná-lo eficiente a produção de energia poderia ser ampliada com a agregação de mais 159 turbinas, isto é, o número total de turbinas quase dobraria. Alternativamente, a produção de energia elétrica poderia ser ampliada com a substituição dos modelos de turbinas especificados no projeto por modelos com maiores potência unitária e fator de capacidade. Vale destacar que entre os 40 projetos com eficiência menor que 0,9, 27 consideram turbinas de 15 MW, 9 consideram turbinas com potência unitária entre 12 MW e 14 MW e apenas 4 projetos consideram turbinas de 20 MW, as maiores.

Em outro projeto, o modelo SBM-DEA atribuiu um índice de eficiência de 0,67 e sua projeção na fronteira de eficiência (*benchmark*) corresponde a um projeto com uma área ocupada 33% menor. Vale destacar que a área ocupada pelo projeto deve respeitar restrições ambientais e operacionais para mitigar o efeito esteira, mas tais restrições não foram incluídas no modelo SBM-DEA. As sobreposições das áreas dos projetos também não foram informadas ao modelo, mas o modelo indicou que há projetos com áreas que podem estar superdimensionadas, e recomendou a redução da área ocupada em 4 dos 21 projetos com áreas sobrepostas.

Há ainda dois projetos cujas versões eficientes são alcançadas pela redução da área do parque eólico, concomitantemente, com a ampliação da capacidade instalada, portanto, ações em direções opostas e que dificilmente podem ser conciliadas. Um dos projetos está localizado no litoral fluminense, tem um índice de eficiência de 0,59 e deveria reduzir a área do parque em 27% (pouco menos de 700 km^2), concomitantemente, com a ampliação da capacidade instalada em 24% (pouco mais de 1.000 MW). Já o outro projeto nesta condição localiza-se na região Nordeste, tem um índice de eficiência de 0,63 e para alcançar a eficiência deveria reduzir ligeiramente a área ocupada pelo parque (-1,5%), mas ampliar a capacidade instalada em 56% (pouco mais de 2.000 MW). Apesar de as modificações parecerem inviáveis, as versões melhoradas dos dois projetos supracitados são compatíveis com os parques dos projetos Alpha (CE) e Ventos do Sul (RS) na fronteira de eficiência (tabela 3).

7 CONCLUSÕES

A grande quantidade de projetos de parques eólicos *offshore* com pedidos de licenciamento no Ibama mostra que as eólicas *offshore* são a nova fronteira para a expansão da geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. Contudo, diante da expressiva e crescente participação das eólicas *onshore* e da mini e microgeração fotovoltaica distribuída e da intermitência dessas fontes, é importante que a exploração dos recursos eólicos *offshore* seja planejada em conformidade com o crescimento da demanda, a fim de evitar choques indesejáveis decorrentes de uma excessiva sobreoferta de energia. Neste sentido, é fundamental o estabelecimento de critérios para priorização dos projetos eólicos *offshore* a serem construídos.

O modelo SBM-DEA proposto neste trabalho atende este objetivo ao ordenar os projetos segundo a eficiência no uso dos recursos disponíveis para geração de energia elétrica. A ordenação dos projetos segundo a eficiência também pode ser útil na resolução de conflitos resultantes da sobreposição geográfica observada em 21 projetos com pedidos de licenciamento no Ibama.

Entre os 66 projetos analisados o modelo identificou 11 projetos na fronteira de eficiência e mais 15 projetos que com pequenas modificações (adição de mais turbinas eólicas e pequena redução da área ocupada) podem se tornar eficientes. Os demais 40 projetos foram avaliados com índices de eficiência inferiores a 0,9 e merecem ser revisitados com o intuito de avaliar a possibilidade de ampliação da capacidade instalada. O modelo também apontou que 7 projetos ocupam áreas superdimensionadas e que poderiam ser reduzidas.

Apesar dos resultados promissores do modelo SBM-DEA, deve-se atentar que a seleção de projetos eólicos *offshore* é um problema de decisão multicritério, no qual o índice de eficiência calculado pelo modelo SBM-DEA deve ser analisado juntamente com os custos de construção e operação, custos de conexão com o sistema de transmissão, distância aos centros de carga, bem como considerações acerca da forma de financiamento dos empreendimentos e aspectos tarifários e tributários.

REFERÊNCIAS

ADIBFAR, B. **Productive efficiency of Turkish wind farms**: a two-stage Data Envelopment Analysis. 2019. Dissertação (Mestrado) – İhsan Doğramacı Bilkent University, Turquia, 2019.

AKBARI, N.; JONES, D.; TRELOAR, R. A cross-European efficiency assessment of offshore wind farms: a DEA approach. **Renewable Energy**, v. 151, p. 1186-1195, 2020.

ANDRADE, I. O. *et al*. **PIB do mar brasileiro, motivações sociais, econômicas e ambientais para sua mensuração e seu monitoramento**. Brasília: Ipea, 2022. (Texto para Discussão, n. 2740).

BEZERRA, F. D. Energia eólica no Nordeste. **Caderno Setorial ETENE**, ano 6, n. 200, 2021.

CASTRO, N. *et al*. **A economia do hidrogênio**: transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil. 1. ed. Rio de Janeiro: E-papers, 2023.

CAVALCANTE, I. R. M. **Assessment of wind farms in northeast Brazil by Data Envelopment Analysis (DEA)**. 2021. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Coimbra, Portugal, 2021.

COOPER, W.W.; SEIFORD, L. M.; TONE, K. **Data Envelopment Analysis**: a comprehensive text with models, applications, references and DEA-Solver software. New York: Kluwer Academic Publishers, 2000.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

EPE – EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. **Roadmap Eólica Offshore Brasil**. [s.l.]: EPE, 2020.

FERREIRA, C. M. C.; GOMES, A. P. **Introdução à análise envoltória de dados**: teoria, modelos e aplicações. 2. ed. Viçosa: Editora Universidade Federal de Viçosa, 2020.

IGLESIAS, G.; CASTELLANOS, P.; SEIJAS, A. Measurement of productive efficiency with frontier methods: a case study for wind farms. **Energy Economics**, v. 32, p. 1199-1208, 2010.

KROKOSZINSKI, H. J. Efficiency and effectiveness of wind farms: keys to cost optimized operation and maintenance. **Renewable Energy**, v. 28, n. 14, p. 2165-2178, 2003.

MADINABEITIA, S. C. *et al*. Long-term changes in offshore wind power density and wind turbine capacity factor in the Iberian Peninsula (1900-2010). **Energy**, v. 226, 2021.

MASTERS, G. **Renewable and efficient electric power systems**. New York: John Wiley and Sons, 2004.

PESSANHA, J. F. M. *et al*. Avaliação da produção energética de um projeto eólico offshore no litoral fluminense. *In*: ANAIS DO LV SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 55., 2023, São José dos Campos, São Paulo. **Anais**... São José dos Campos: Galoá, 2023.

PESSANHA, J. F. M. *et al*. A Bayesian approach to estimate the capacity factor of offshore wind farms on the Brazilian coast. **Electric Power System Research**, v. 234, p. 110772, 2024.

SERRANO, V. C.; BOLOS, V.; SUAREZ, R. B. (2023). **Conventional and fuzzy data envelopment analysis**. [s.l.]: deaR, 2023. Disponível em: https://CRAN.R-project.org/package=deaR. Acesso em: 25 maio 2024.

TAIEB A.; SHAABAN, M. **Cost analysis of electricity transmission from offshore wind farm by HVDC and hydrogen pipeline systems**. 2019. *In*: IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), Bangkok, Thailand, 2019.

TONE, K. A slacks-based measure of efficiency in data envelopment analysis. **European Journal of Operational Research**, v. 10, n. 3, p. 498-509, 2001.

_____. Data envelopment analysis as a Kaizen tool: SBM variations revisited. **Bulletin of Mathematical Sciences and Applications**, v. 16, p. 49-61, 2016.

_____. Dealing with desirable inputs in Data Envelpment Analysis: a slacks-based measure approach. **American Journal of Operations Management and Information Systems**, v. 6, n. 4, p. 67-74, 2021.

TSOLAS, I. E. Benchmarking wind farm projects by means of series two-stage DEA. **Clean Technologies**, v. 2, p. 365-376, 2020.

WANG, C. N.; DANG, T.T.; NGUYEN, N. A. T. Location optimization of wind plants using DEA and fuzzy multi-criteria decision making: a case study in Vietnam. **IEEE Access**, v. 9, p. 116265-116285, 2021.

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

EDITORIAL

Coordenação
Aeromilson Trajano de Mesquita

Assistentes da Coordenação
Rafael Augusto Ferreira Cardoso
Samuel Elias de Souza

Supervisão
Aline Cristine Torres da Silva Martins

Revisão
Bruna Oliveira Ranquine da Rocha
Carlos Eduardo Gonçalves de Melo
Crislayne Andrade de Araújo
Elaine Oliveira Couto
Luciana Bastos Dias
Rebeca Raimundo Cardoso dos Santos
Vivian Barros Volotão Santos
Luíza Cardoso Mendes Velasco (estagiária)

Editoração
Aline Cristine Torres da Silva Martins
Camila Guimarães Simas
Leonardo Simão Lago Alvite
Mayara Barros da Mota

Capa
Aline Cristine Torres da Silva Martins

Projeto Gráfico
Aline Cristine Torres da Silva Martins

The manuscripts in languages other than Portuguese published herein have not been proofread.

Logotipo/slogan de governo removido em observancia ao disposto no art. 40 da Lei n 9.504/1997

Missão do Ipea

Qualificar a tomada de decisão do Estado e o debate público.

ISSN 1415-4765

ipea Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO E ORÇAMENTO