

TEXTO PARA DISCUSSÃO

2982

**AVALIAÇÃO DA PRODUÇÃO
ENERGÉTICA DE UM PROJETO
EÓLICO *OFFSHORE* NO
LITORAL FLUMINENSE**

**JOSÉ FRANCISCO MOREIRA PESSANHA
LUIS ALBERTO MEDRANO
MÁRIO JORGE MENDONÇA
ALBERT CORDEIRO GEBER DE MELO
MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA
VICTOR ANDRADE DE ALMEIDA**

ipea

Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

**AVALIAÇÃO DA PRODUÇÃO
ENERGÉTICA DE UM PROJETO
EÓLICO OFFSHORE NO
LITORAL FLUMINENSE**

JOSÉ FRANCISCO MOREIRA PESSANHA¹

LUIS ALBERTO MEDRANO²

MÁRIO JORGE MENDONÇA³

ALBERT CORDEIRO GEBER DE MELO⁴

MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA⁵

VICTOR ANDRADE DE ALMEIDA⁶

1 . Professor adjunto do Instituto de Matemática e Estatística da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (Uerj) e Pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). *E-mails:* pessanha@ime.uerj.br; francisc@cepel.br.

2 . Professor adjunto da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ). *E-mail:* lmedrano@ufrj.br.

3 . 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.

4 . Professor adjunto do Instituto de Matemática e Estatística da Uerj. *E-mail:* albert.melo@ime.uerj.br.

5 . Professora adjunta do Instituto de Matemática e Estatística da Uerj. *E-mail:* melvira@ime.uerj.br.

6 . Pesquisador do Cepel. *E-mail:* andrade@cepel.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

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

CARLOS HENRIQUE LEITE CORSEUIL

Diretor de Estudos Internacionais

FÁBIO VÉRAS SOARES

Chefe de Gabinete

ALEXANDRE DOS SANTOS CUNHA

**Coordenador-Geral de Imprensa
e Comunicação Social (substituto)**

JOÃO CLAUDIO GARCIA RODRIGUES LIMA

Ouvidoria: <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

URL: <http://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** 2024

Avaliação da produção energética de um projeto eólico offshore no litoral fluminense / José Francisco Moreira Pessanha ... [et al.]. – Brasília, DF: IPEA, 2024.

26 p.: il., gráfs., mapa. – (Texto para Discussão ; n. 2982).

Inclui Bibliografia.

ISSN 1415-4765

1. Energia Eólica Offshore. 2. Abordagem Bayesiana. 3. MCMC. 4. Fator de Capacidade. I. Pessanha, José Francisco Moreira. II. Medrano, Luis Alberto. III. Mendonça, Mário Jorge. IV. Melo, Albert Cordeiro Geber de. V. Maceira, Maria Elvira Piñeiro. VI. Almeida, Victor Andrade de. VII. 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; MEDRANO, Luis Alberto; MENDONÇA, Mário Jorge; MELO, Albert Cordeiro Geber de; MACEIRA, Maria Elvira Piñeiro; ALMEIDA, Victor Andrade de. **Avaliação da produção energética de um projeto eólico offshore no litoral fluminense.** Brasília, DF: Ipea, mar. 2024. 26 p.: il. (Texto para Discussão, n. 2982). DOI: <http://dx.doi.org/10.38116/td2982-port>

JEL: Q42; Q47; Q54.

DOI: <http://dx.doi.org/10.38116/td2982-port>

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

Acesse: <http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes>

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 ENERGIA EÓLICA.....	8
3 INFERÊNCIA BAYESIANA.....	11
4 MODELAGEM DO FATOR DE CAPACIDADE.....	14
5 ESTUDO DE CASO.....	14
6 ABORDAGENS ALTERNATIVAS PARA A ESTIMAÇÃO DO FATOR DE CAPACIDADE	21
7 CONCLUSÕES.....	23

SINOPSE

Neste trabalho, apresenta-se uma abordagem bayesiana para inferência do fator de capacidade (FC) de um parque eólico *offshore*. A aplicação da metodologia proposta é ilustrada por meio de um estudo de caso de um projeto eólico *offshore*, localizado no litoral norte do estado do Rio de Janeiro.

Palavras-chave: energia eólica *offshore*; abordagem bayesiana; MCMC; fator de capacidade.

ABSTRACT

This work presents a Bayesian approach for inferring the capacity factor of an offshore wind farm. The application of the proposed methodology is illustrated through a case study of a wind power offshore project located on the northern coast of the Rio de Janeiro State.

Keywords: offshore wind power; Bayesian approach; MCMC; capacity factor.

1 INTRODUÇÃO

O aproveitamento da energia eólica para a geração de energia elétrica é um dos principais recursos disponíveis para a redução da dependência de combustíveis fósseis que contribuem para as emissões de gases de efeito estufa e o aquecimento global, requisito fundamental para que seja possível atender aos compromissos globais com a neutralidade de carbono até 2050 (Teixeira *et al.*, 2021). A transição energética rumo à neutralidade de carbono e à busca pela segurança energética tem contribuído para a rápida expansão das energias renováveis, sobretudo da energia eólica. Segundo a edição mais recente do *Global Wind Report* (GWEC, 2023), em termos globais, as usinas eólicas instaladas em 2022 adicionaram cerca de 78 GW, o que aumentou a capacidade instalada em usinas eólicas para 906 GW, crescimento anual da ordem de 9%.

Ainda segundo o *Global Wind Report* (GWEC, 2023), espera-se que, em meados de 2023, a capacidade instalada alcance a marca 1 TW e seja de 2 TW em 2030. A maior parte do crescimento da capacidade eólica virá da adição de novas usinas eólicas *onshore*, mas as oportunidades proporcionadas pelas eólicas *offshore* apontam para importante contribuição destas últimas na ampliação da capacidade instalada. Em 2022, as novas usinas eólicas *onshore* contribuíram com aproximadamente 89% do incremento da capacidade instalada (68,8 GW), enquanto as novas usinas eólicas *offshore* completaram os 11% restantes (8,8 GW) e elevaram a capacidade instalada em usinas *offshore* para 64,3 GW. Apesar da menor contribuição das usinas eólicas *offshore*, a expectativa é que, no período 2023-2027, a capacidade eólica *offshore* seja incrementada em 130 GW, cerca de 19% dos 680 GW a serem adicionados nesse período.

No Brasil, segundo dados da Associação Brasileira de Energia Eólica (Abeeólica),¹ cerca 4 GW foram adicionados em 2022, que totalizam uma capacidade instalada da ordem de 26 GW em eólicas – *i.e.*, 12,5% da capacidade total da matriz elétrica brasileira, mas que ainda representam uma pequena parcela do potencial eólico brasileiro *onshore*, estimado em 522 GW, e uma ínfima parcela do vastíssimo potencial *offshore* da ordem de 1,3 TW (Bezerra, 2021) distribuído ao longo de quase 8 mil quilômetros de litoral.

A abundância de recursos eólicos para muito além das necessidades do atendimento da demanda nacional por energia elétrica torna sustentável o uso da eletrólise para produção de hidrogênio sem o uso de combustíveis fósseis, também conhecido por hidrogênio “verde” (Castro *et al.*, 2023). O hidrogênio é considerado uma alternativa promissora aos combustíveis fósseis, pois sua queima produz apenas vapor de água. Ademais, o hidrogênio verde tem um efeito multiplicador na descarbonização da

1. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/>.

economia, pois o hidrogênio é um dos principais insumos na indústria; por exemplo, na produção de fertilizantes.

Além de energia, a eletrólise requer água, e a possibilidade de usar água do mar cria uma sinergia entre as eólicas *offshore* e a produção de hidrogênio. Apesar da eletrólise com água do mar ainda apresentar alguns desafios tecnológicos a serem vencidos (Beswick *et al.*, 2021), as eólicas *offshore* atraíram vários investidores, conforme ilustrado pelos 74 complexos eólicos *offshore* com processos de licenciamento ambiental abertos no Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e que, juntos, somam uma capacidade instalada de 182 GW (Ibama, 2023).

Os custos de investimento e operação de parques eólicos *offshore* são mais elevados que seus congêneres *onshore* (EPE, 2020). Adicionalmente, a avaliação do potencial eólico dos projetos eólicos *offshore* é mais complexa (Ma *et al.*, 2022). Contudo, os projetos eólicos estão próximos aos centros de carga – a zona costeira do Brasil concentra quase um quarto da população (IBGE, 2015), 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 estender-se 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).

Com vistas a contribuir com o tema, este trabalho apresenta uma metodologia para avaliar o fator de capacidade (FC) de um projeto eólico *offshore*, a partir de estimativas fornecidas pelo *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro – Apeb* (Cepel, 2017), medições de velocidade do vento e parâmetros técnicos da turbina eólica.

O fator de capacidade é um dos principais parâmetros de desempenho de uma fonte geradora, pois, a partir deste, obtém-se a estimativa da produção energética (MWh) de um parque eólico para dado período e dada capacidade instalada (MW). Na metodologia proposta, optou-se pelo emprego de abordagem bayesiana (Paulino, Turkman e Murteira, 2003), pois esta permite combinar o conhecimento prévio sobre os ventos na região de um parque eólico com dados ou medições locais da velocidade do vento, com o objetivo de obter estimativas do FC, sem a necessidade de longas séries de medições de velocidade de vento (Khan e Ahmed, 2022). Por exemplo, Wilkie e Galasso (2022) aplicaram uma abordagem bayesiana na avaliação do fator de capacidade de parques eólicos *offshore* no Reino Unido. A aplicação da metodologia proposta é ilustrada por meio do estudo de caso de um parque eólico situado no litoral norte do estado do Rio de Janeiro (Ibama, 2023).

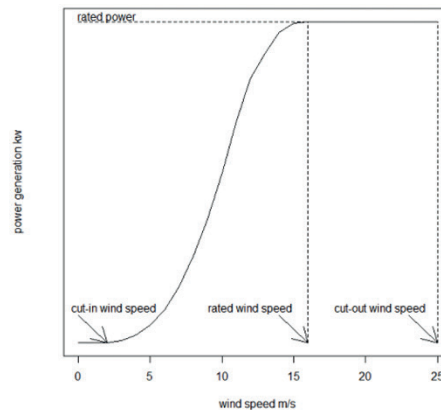
Tendo-se em vista que o fabricante das turbinas inclui nas especificações o valor do fator de carga, então qual seria a justificativa para calcular esse indicador? Existem pelo menos dois motivos para que isso seja feito. Primeiro, o fabricante dá o valor em condições controladas. Assim, é preciso escolher o modelo de turbina que melhor case com as condições locais de vento; nessa avaliação, entra o cálculo do fator de capacidade. Em segundo lugar, estimar o FC além do valor fornecido pelo fabricante é prática comum para garantir que as projeções de produção de energia sejam mais realistas e confiáveis, considerando-se as condições locais e os fatores que podem influenciar o desempenho da turbina eólica. Por fim, tem-se observado que o fator de capacidade calculado a partir da distribuição de Weibull tem correspondido bastante àqueles realmente obtidos nas centrais eólicas.

Este texto para discussão está organizado em sete seções, sendo a primeira esta breve introdução. A seguir, na seção 2, apresentam-se algumas noções básicas sobre a energia eólica, com destaque para a curva de potência, a distribuição de Weibull e o cálculo do fator de capacidade de um projeto eólico. Na sequência, na seção 3, revelam-se os princípios básicos da inferência bayesiana. Na seção 4, descreve-se a metodologia proposta para a avaliação do FC de um parque eólico. Na seção 5, ilustra-se a aplicação da metodologia proposta na quantificação do fator de capacidade de um parque eólico *offshore*. Na seção 6, mostram-se estimativas obtidas com base em diferentes metodologias para o FC. Por fim, apresentam-se as principais conclusões do trabalho.

2 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 $P(v)$ na figura 1, caracterizada por três níveis de velocidade: velocidade de partida (v_{cut-in}); velocidade nominal (v_{rated}); e velocidade de corte ($v_{cut-out}$) (Custódio, 2009). Exemplos de curvas de potência podem ser obtidos nos catálogos de turbinas disponibilizados pelos fabricantes. Conforme ilustrado na figura 1, a geração de energia inicia-se com velocidades de partida 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 – e.g., 25 m/s.

FIGURA 1
Curva de potência de uma turbina eólica



Elaboração dos autores.

Obs.: Ilustração cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

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

em que v_{cut-in} é a velocidade de partida (m/s); v_{rated} é a velocidade nominal (m/s); $v_{cut-out}$ é a velocidade de corte (m/s); C_p é o coeficiente de *performance* (adimensional); η_m é a eficiência do gerador (adimensional); η_g é a eficiência da caixa de marcha (adimensional); ρ é a densidade do ar (kg/m³); e A é a área varrida pelo rotor (m²)

A potência máxima (nominal) corresponde à potência alcançada na velocidade nominal:

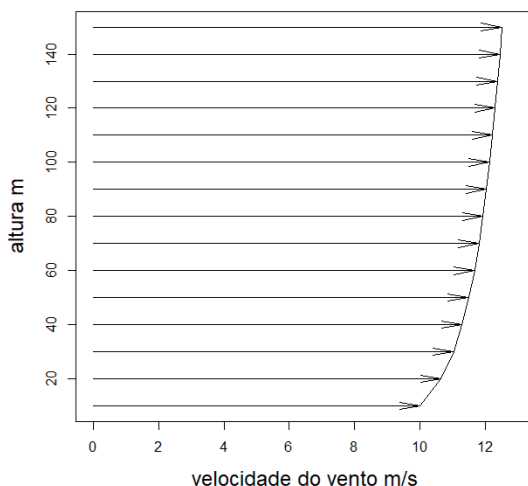
$$P_{m\acute{a}x} = \frac{1}{2} C_p \eta_m \eta_g \rho A v_{rated}^3. \quad (2)$$

A velocidade do vento v cresce com o logaritmo da altura h , conforme representado pelo perfil logarítmico na figura 2 (Custódio, 2009).

Na equação (1), considera-se a velocidade na altura (*hub height*) do cubo do rotor da turbina eólica, o elemento responsável por fixar as pás à caixa de engrenagens e ao eixo principal da turbina (figura 3). Em geral, os anemômetros são instalados entre 10 m e 50 m acima do solo, e, por meio da equação (3), faz-se o ajuste das medições de velocidade do vento v_1 na altura h_1 para a altura h_2 do *hub height* da turbina eólica, cuja magnitude pode superar 100 m de altura. Para aproveitamentos *offshore*, o expoente de potência em (3) é fixado em 0,06 (Custódio, 2009).

FIGURA 2

Perfil logarítmico da velocidade do vento em função da altura



Elaboração dos autores.

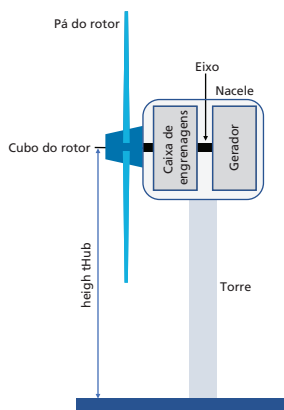
Obs.: Ilustração cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha, \quad (3)$$

em que h_1 é a altura acima do solo no ponto 1 (m); h_2 é a altura acima do solo no ponto 2 (m); v_1 é a velocidade do vento no ponto 1 (m/s); v_2 é a velocidade do vento no ponto 2 (m/s); e α é o expoente de potência (adimensional).

FIGURA 3

Elementos principais de uma turbina eólica



Elaboração dos autores.

TEXTO para DISCUSSÃO

Em função do seu comportamento intermitente, a velocidade do vento v pode ser descrita por uma variável aleatória com distribuição de Weibull (Amarante *et al.*, 2001), cuja função densidade de probabilidade (4) depende dos parâmetros de escala (*scale*) s e forma (*shape*) k . O valor esperado da potência gerada é dado em (5).

$$f(v) = \frac{k}{s} \left(\frac{v}{s}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{s}\right)^k\right] \quad (4)$$

$$\bar{P} = \int_0^{\infty} P(v) f(v) dv. \quad (5)$$

Substituindo-se a equação (1) na equação (5), tem-se que:

$$\bar{P} = \int_{v_{cut-in}}^{v_{rated}} \frac{1}{2} C_p \eta_m \eta_g \rho A v^3 f(v) dv + \int_{v_{rated}}^{v_{cut-out}} \frac{1}{2} C_p \eta_m \eta_g \rho A v_{rated}^3 f(v) dv. \quad (6)$$

A razão da equação (6) pela equação (2) resulta na seguinte estimativa para o FC (Jangamshetti e Rau, 1999):

$$FC = \frac{\bar{P}}{P_{máx}} = \frac{1}{v_{rated}^3} \int_{v_{cut-in}}^{v_{rated}} v^3 f(v) dv + \int_{v_{rated}}^{v_{cut-out}} f(v) dv. \quad (7)$$

Note-se que o FC depende dos parâmetros de escala e forma da densidade de Weibull $f(v)$, estimados a partir de dados da velocidade do vento (Pessanha, Oliveira e Souza, 2015; Melo *et al.*, 2022).

Conforme indicado em (8), a partir do FC, é possível estimar a energia produzida, ao longo de um intervalo de T horas, por um aproveitamento eólico composto por N turbinas de potência unitária P :

$$Produção = N \times P \times T \times FC. \quad (8)$$

3 INFERÊNCIA BAYESIANA

Na abordagem bayesiana, os parâmetros desconhecidos q são modelados por meio de distribuições de probabilidades (Paulino, Turkman e Murteira, 2003), uma forma engenhosa de capturar as incertezas subjacentes. Inicialmente, tais distribuições, denominadas *prioris* $p(\theta)$, capturam a informação disponível acerca dos parâmetros, mas, por meio do teorema de Bayes, podem ser atualizadas mediante a obtenção de amostra aleatória com n observações $X = \{x_1, \dots, x_n\}$ e alcançar uma distribuição a *posteriori* $p(q|X)$:

$$p(\theta|X) = \frac{p(X|\theta)p(\theta)}{p(X)}, \quad (9)$$

em que $p(X) = \int p(X|\theta)p(\theta)d\theta$.

Dado que $p(X)$ é apenas uma constante de normalização; então, a probabilidade a *posteriori* é proporcional ao produto da verossimilhança $p(X|q)$ pela *priori* $p(q)$:

$$p(\theta|X) \propto p(X|\theta)p(\theta). \quad (10)$$

A distribuição de um novo valor (x^{novo}), denominada por distribuição preditiva, é definida conforme a seguir:

$$p(x^{novo}|X) = \int p(x^{novo}|X, \theta)p(\theta|X)d\theta. \quad (11)$$

Aslam *et al.* (2014) apresentam opções para a modelagem das *prioris* dos parâmetros de escala e forma da distribuição de Weibull; entre estas, o modelo gama-gama, no qual as *prioris* dos parâmetros de escala s e forma k são modeladas por distribuições gama independentes (Saraiva e Suzuki, 2017), cujas funções densidades de probabilidades são apresentadas a seguir:

$$s \sim \text{gama}(\alpha_1, \beta_1) \rightarrow p(s) = \frac{\beta_1^{\alpha_1}}{\Gamma(\alpha_1)} s^{\alpha_1-1} e^{-\beta_1 s} \quad (12)$$

$$k \sim \text{gama}(\alpha_2, \beta_2) \rightarrow p(k) = \frac{\beta_2^{\alpha_2}}{\Gamma(\alpha_2)} k^{\alpha_2-1} e^{-\beta_2 k}. \quad (13)$$

Vale destacar que o núcleo da distribuição de Rayleigh (Weibull com $k=2$) é uma distribuição gama; nesse caso, *a priori* e *a posteriori* são distribuições gama (Turkman e Paulino, 2015). No caso em tela, os hiperparâmetros a e b das *prioris* em (12) e (13) são determinados a partir de informações acerca dos parâmetros de escala s e forma k da distribuição de Weibull, que modela a distribuição de probabilidade do vento na localidade de interesse. Tais informações são disponibilizadas no Apeb (Cepel, 2017).²

Em uma distribuição gama, a média é a/b e a variância é a/b^2 , mas, para fins de determinação dos hiperparâmetros de uma *priori*, pode-se admitir que b é inversamente proporcional a a – i.e., $b=1/a$. Assim, a partir das estimativas \hat{s} e \hat{k} , fornecidas pelo Apeb (Cepel, 2017), os hiperparâmetros a e b podem ser determinados pelo método dos momentos, conforme ilustrado na tabela 1.

TABELA 1
Cálculo dos hiperparâmetros das *prioris*

Priori	Hiperparâmetros das <i>prioris</i>	
	a	b
gama(a_1, b_1) em (12)	$\alpha_1 = \sqrt{\hat{s}}$ (14)	$\beta_1 = 1/\sqrt{\hat{s}}$ (15)
gama(a_2, b_2) em (13)	$\alpha_2 = \sqrt{\hat{k}}$ (16)	$\beta_2 = 1/\sqrt{\hat{k}}$ (17)

Elaboração dos autores.

2. Disponível em: <http://novoatlas.cepel.br/>.

TEXTO para DISCUSSÃO

Para um conjunto $\{x_1, \dots, x_n\}$, com n registros amostrados de uma distribuição de Weibull(s, k), a verossimilhança é dada por:

$$p(x|s, k) = \frac{k^n}{s^{nk}} \prod_{i=1}^n (x_i)^{k-1} \exp \left[-\sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i}{s} \right)^k \right]. \quad (18)$$

A *posteriori*, é proporcional ao produto da verossimilhança em (18) pelas *prioris* em (12) e (13):

$$p(s, k|x) \propto \frac{k^{n+\alpha_2-1}}{s^{nk-\alpha_1+1}} \prod_{i=1}^n (x_i)^{k-1} \exp \left[-\sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i}{s} \right)^k - \beta_1 s - \beta_2 k \right]. \quad (19)$$

A distribuição conjunta *a posteriori* de (k, s) em (19) não pode ser analiticamente tratada quando o objetivo é a obtenção das distribuições marginais de k e s . No entanto, isso é possível de ser obtido mediante a aplicação do amostrador de Gibbs, por meio das funções densidade condicional (20) e (21) (Turkman e Paulino, 2015):

$$p(s|x, k) \propto \frac{1}{s^{nk-\alpha_1+1}} \exp \left[-\sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i}{s} \right)^k - \beta_1 s \right] \quad (20)$$

$$p(k|s, x) \propto \frac{k^{n+\alpha_2-1}}{s^{nk}} \exp \left[k \sum_{i=1}^n \ln(x_i) - \sum_{i=1}^n \left(\frac{x_i}{s} \right)^k - \beta_2 k \right]. \quad (21)$$

Ressalte-se que neste trabalho utilizou-se o programa *Rstan* (Carpenter *et al.*, 2017), o qual emprega o Monte Carlo hamiltoniano (Martin, Kumar e Lao, 2022), no lugar do amostrador de Gibbs, sendo ambos métodos de *Markov chain Monte Carlo* – MCMC (Turkman e Paulino, 2015). A distribuição preditiva *a posteriori* é dada pela integral dupla a seguir:

$$p(x^{novo}|x) = \iint p(x^{novo}|s, k) p(s, k|x) ds dk. \quad (22)$$

De modo a testar a robustez dos resultados, foram investigados outros conjuntos de *prioris* para os parâmetros de forma e escala. Isso foi feito, mantendo-se a distribuição gama para o parâmetro de forma, mas variando a distribuição do parâmetro de escala. Foram avaliados os seguintes pares de distribuições: gama/exponencial e gama/lognormal. Os hiperparâmetros das distribuições exponencial e lognormal são obtidos da seguinte forma. Supondo-se que $y \sim \exp(\gamma)$, tem-se que $E(y) = 1/\gamma$. Para encontrar $\gamma\gamma$, basta igualar a média da distribuição exponencial ($1/\gamma$), à média da distribuição gama, dada por a/b . No caso da distribuição lognormal, tem-se que $\ln(y) \sim N(\mu, \sigma^2)$; assim, σ^2 é igual a variância da gama dada por a/b^2 . Contudo, cabe mencionar que os resultados não sofreram alteração significativa devido ao emprego desse conjunto de *prioris* alternativas.³

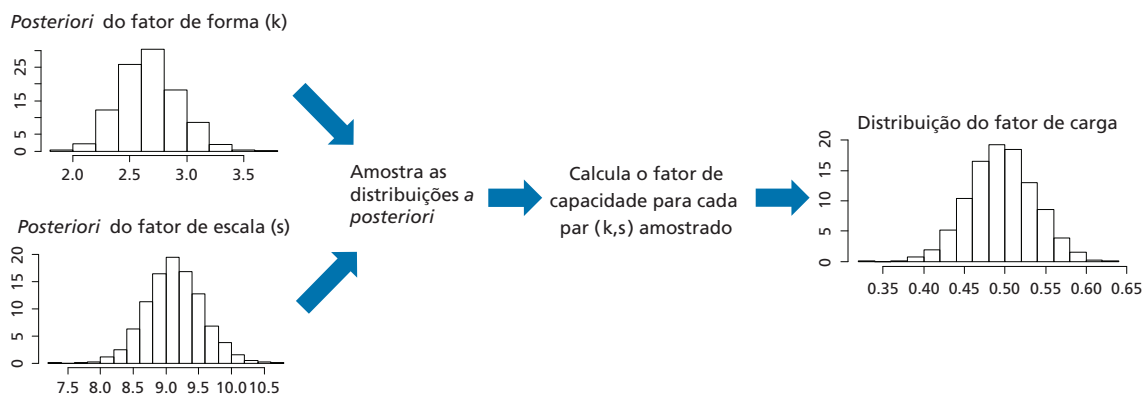
3. Por economia, não apresentaremos os resultados.

4 MODELAGEM DO FATOR DE CAPACIDADE

A partir das distribuições *a posteriori* em (19), (20) e (21), pode-se amostrar pares de valores (fator de forma k , fator de escala s) e na sequência introduzi-los na equação (7), com a finalidade de que sejam calculados os respectivos fatores de capacidade. Ao final do processo, obtém-se uma estimativa da distribuição de probabilidade do FC, conforme a figura 4. A partir da distribuição do fator de capacidade, pode-se obter o FC médio ou mediano a ser considerado no projeto e o respectivo intervalo de credibilidade.

FIGURA 4

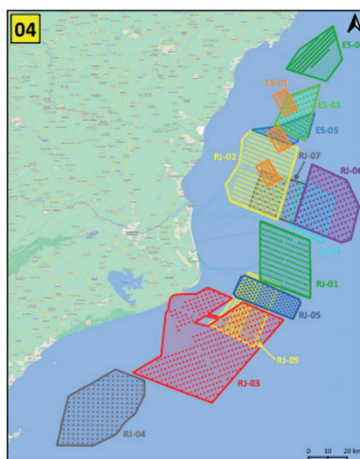
Simulação para estimação da distribuição de probabilidade do FC



Elaboração dos autores.

5 ESTUDO DE CASO

Para ilustrar a aplicação da metodologia proposta, considere o projeto de aproveitamento eólico *offshore* RJ-04 localizado a cerca de 41 km de distância da cidade de Armação dos Búzios-RJ (figura 5), mais precisamente nas coordenadas 22°38'22"S e 41°28'59"W. O empreendimento deverá contar com 188 turbinas de 15 MW (Vestas V236-15.0 MW), o que totaliza uma capacidade instalada de 2820 MW (Ibama, 2023). Nesse estudo de caso, a turbina eólica corresponde ao modelo de referência com capacidade de 15 MW da Agência Internacional de Energia (IEA), com rotor de 240 m, *hub height* a 150 m acima do nível do mar e velocidades $v_{cut-in}=3$ m/s, $v_{rated}=10,59$ m/s e $v_{cut-out}=25$ m/s (Gaertner *et al.*, 2020). Estimativas anuais dos fatores de escala e forma a 100 m de altura (*onshore*) e na vizinhança do aproveitamento eólico podem ser obtidas no Apeb (Cepel, 2017) (tabela 2).

FIGURA 5**Projetos eólicos offshore no litoral do estado do Rio de Janeiro**

Fonte: Ibama (2023).

Obs.: Ilustração cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

TABELA 2**Estimativas fornecidas pelo Apeb para 100 m de altura**

Coordenada	Armação dos Búzios 22°44'17"S, 41°52'20"W
Fator de forma	2,4
Fator de escala (m/s)	8,5

Fonte: Cepel (2017).

A aplicação da metodologia proposta é precedida pelo ajuste das estimativas dos fatores de escala e forma para a altura do *hub height*; nesse caso, 150 m. Os valores ajustados apresentados na tabela 3 são obtidos por meio das equações (23) e (24), em que h_1 é a altura de referência das estimativas (neste caso, 100 m) e h_2 a altura do *hub height* (Custódio, 2009):

$$k_{h_2} = k_{h_1} \left[\frac{1 - 0,088 \times \ln(h_1/10)}{1 - 0,088 \times \ln(h_2/10)} \right] \quad (23)$$

$$c_{h_2} = c_{h_1} \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^n \text{ em que } n = \frac{0,37 - 0,088 \times \ln(c_{h_1})}{1 - 0,088 \times \ln(h_1/10)} \quad (24)$$

TABELA 3**Estimativas dos parâmetros de escala e forma ajustados para 150 m de altura**

Parâmetros	Estimativas
Fator de forma	$\hat{k} = 2,5124$
Fator de escala (m/s)	$\hat{s} = 9,3227$

Elaboração dos autores.

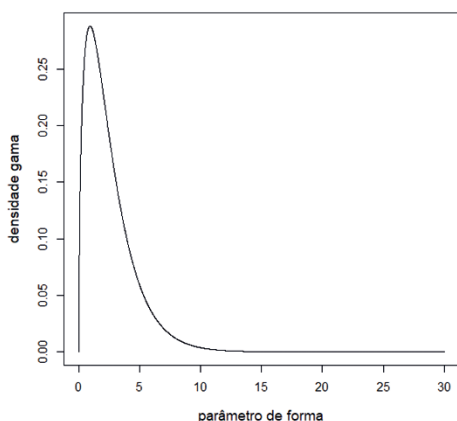
Inserindo-se as estimativas da tabela 3 nas fórmulas apresentadas na tabela 1, obtêm-se os hiperparâmetros das *prioris* ilustradas na figura 6.

Na ausência de medições de velocidade do vento para a localização do projeto eólico RJ-04, optou-se por considerar os dados horários provenientes da boia Cabo Frio 2, mantida pelo Programa Nacional de Boias (PNBOIA) e localizada nas coordenadas 23°37'47,28"S e 42°12'10,08"W,⁴ distante 132 km do aproveitamento eólico RJ-04. A boia Cabo Frio 2 conta com dois anemômetros localizados a 4,7 m e 3,7 m acima da superfície do mar. As medições de velocidade foram ajustadas para 150 m de altura por meio da equação (3), considerando-se $h_1=4,7$ m e expoente de potência igual a 0,06 (Custódio, 2009). A boia foi lançada em 20 de junho de 2016 e foi recolhida em novembro de 2018. Para o estudo de caso, foram considerados os 8.751 registros horários do período 1º ago. 2016-31 jul. 2017, cujos histograma e estatísticas, corrigidas para 150 m, são apresentados na figura 7.

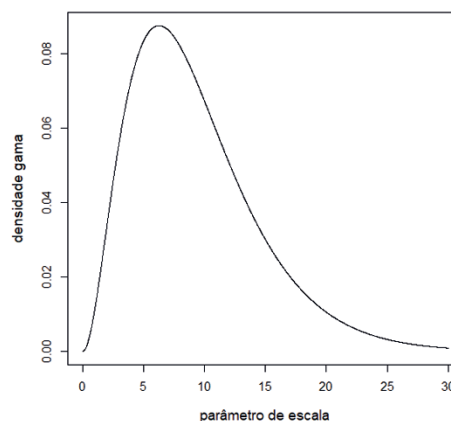
4. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-pnboiaboias-15>.

FIGURA 6**Prioris dos parâmetros de forma e escala**

6A – *Priori* do parâmetro de forma k
Gama ($\alpha=1,5851$; $\beta=0,6309$)

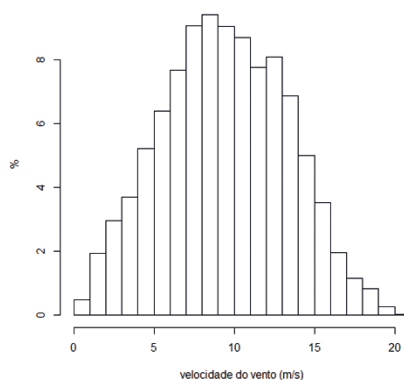


6B – *Priori* do parâmetro de escala s
Gama ($\alpha=3,0533$ e $\beta=0,3275$)



Elaboração dos autores.

Obs.: Ilustração cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

FIGURA 7**Medidas de velocidade do vento oriundas da boia Cabo Frio 2 corrigidas para 150 m**

Elaboração dos autores.

Obs.: Ilustração cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

Estatísticas da velocidade do vento:

- média = 9,40 m/s;
- mediana = 9,48 m/s;
- primeiro quartil = 6,52 m/s;
- terceiro quartil = 12,31 m/s; e
- desvio padrão = 3,90 m/s.

A implementação computacional da metodologia proposta foi realizada em ambiente R⁵ e facilitada pelo pacote *Rstan* (Carpenter *et al.*, 2017), que disponibiliza uma variedade de recursos para aplicação da inferência bayesiana. Assim, a partir das *prioris* apresentadas na figura 6 e das medidas de velocidade do vento na figura 7, aplicou-se o Monte Carlo Hamiltoniano, com o objetivo de obter as distribuições posteriores dos parâmetros de escala e forma da velocidade do vento. Para as quatro cadeias (*chains*) de Markov, foram processadas 5 mil iterações do algoritmo MCMC, conforme indicado na figura 8. Por sua vez, na figura 9, são mostradas as posteriores resultantes, a partir das quais foram obtidos os seguintes intervalos com 95% de credibilidade para os fatores de escala e forma:

$$2,56 \leq \text{fator de forma (k)} \leq 2,64$$

$$10,47 \leq \text{fator de escala (s)} \leq 10,65$$

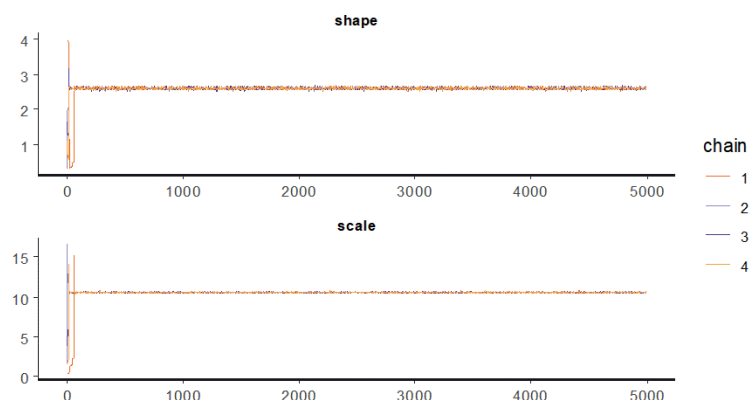
A distribuição preditiva *a posteriori* da velocidade do vento é apresentada na figura 10A, cuja média é 9,38 m/s, valor superior à estimativa de 8,8 m/s informada pelo Global Wind Maps.⁶ Amostrando-se as posteriores dos fatores de escala e forma e substituindo-se na equação (7), obtém-se a distribuição do fator de capacidade na figura 10B, cuja mediana é da ordem de 0,6066, valor compatível com o FC de 60% estimado para a turbina eólica adotada no projeto RJ-04.⁷

5. Disponível em: <https://www.R-project.org/>.

6. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/en>.

7. Disponível em: <https://us.vestas.com/en-us/products/offshore/V236-15MW>.

FIGURA 8
Convergência da simulação MCMC

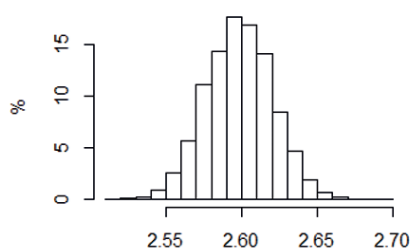


Elaboração dos autores.

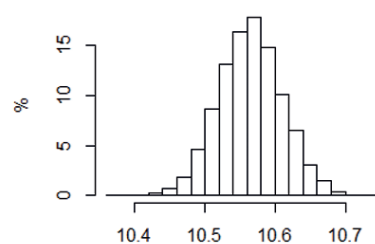
Obs.: Ilustração cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

FIGURA 9
Posterioris dos parâmetros de forma e escala

9A – *Posteriori* do parâmetro de forma k



9B – *Posteriori* do parâmetro de escala s



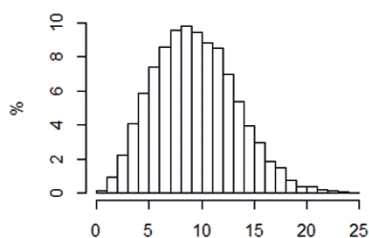
Elaboração dos autores.

Obs.: Ilustração cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

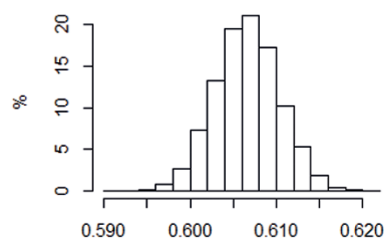
A aplicação da abordagem apresentada anteriormente aos dados de cada mês resultou na tabela 4, na qual se apresentam os respectivos valores médios e desvios-padrão da velocidade do vento, acompanhados dos valores médios e intervalos de credibilidade dos parâmetros de forma e escala. As estimativas mensais do FC e da produção energética do aproveitamento eólico são apresentadas na tabela 5. Em termos anuais, a expectativa é que a geração de energia do aproveitamento eólico seja da ordem de 14.970 GWh, com 95% de credibilidade (IC95%) entre 14.790 GWh e 15.153 GWh.

FIGURA 10**Distribuições da velocidade do vento e do FC**

10A – Distribuição da velocidade do vento



10B – Distribuição do FC



Elaboração dos autores.

Obs.: Ilustração cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

TABELA 4**Estimativas dos parâmetros de escala e forma ajustados para 150 m de altura**

Período	Horas do mês	Velocidade (m/s)		Forma			Escala (m/s)		
		Média	Desvio-padrão	Média	2,5%	97,5%	Média	2,5%	97,5%
Janeiro	744	10,27	4,21	2,64	2,49	2,80	11,45	11,13	11,78
Fevereiro	672	9,54	3,46	3,08	2,89	3,28	10,60	10,33	10,87
Março	744	8,26	3,46	2,55	2,40	2,70	9,23	8,97	9,50
Abril	716	8,51	3,73	2,43	2,29	2,57	9,52	9,23	9,81
Mai	742	9,54	4,21	2,40	2,27	2,54	10,66	10,33	11,00
Junho	718	8,68	3,50	2,68	2,53	2,83	9,71	9,43	9,99
Julho	744	9,83	3,04	3,69	3,47	3,91	10,85	10,63	11,08
Agosto	744	10,23	4,13	2,69	2,53	2,85	11,42	11,10	11,74
Setembro	720	8,96	3,67	2,57	2,43	2,72	10,02	9,72	10,32
Outubro	744	10,13	3,79	2,90	2,73	3,06	11,27	10,98	11,57
Novembro	720	9,83	4,61	2,25	2,12	2,38	10,99	10,62	11,36
Dezembro	743	9,01	4,04	2,34	2,20	2,48	10,04	9,72	10,37
Anual	8.751	9,40	3,90	2,60	2,55	2,64	10,57	10,48	10,66

Elaboração dos autores.

TABELA 5**Estimativas do FC e da produção energética do aproveitamento RJ-04**

Período	Horas do mês	Quantis do FC			Quantis da produção energética (GWh)		
		2,5%	50%	97,5%	2,5%	50%	97,5%
Janeiro	744	0,6398	0,6656	0,6905	7,14	7,43	7,71
Fevereiro	672	0,6108	0,6367	0,6622	6,16	6,42	6,67
Março	744	0,4773	0,5016	0,5263	5,33	5,60	5,87
Abril	720	0,4951	0,5207	0,5463	5,35	5,62	5,90
Maió	744	0,5739	0,5999	0,6260	6,41	6,70	6,99
Junho	720	0,5208	0,5463	0,5715	5,63	5,90	6,17
Julho	744	0,6645	0,6879	0,7105	7,42	7,68	7,93
Agosto	744	0,6412	0,6671	0,6921	7,16	7,44	7,72
Setembro	720	0,5399	0,5399	0,5924	5,83	5,83	6,40
Outubro	744	0,6473	0,6722	0,6965	7,22	7,50	7,77
Novembro	720	0,5800	0,6074	0,6336	6,26	6,56	6,84
Dezembro	744	0,5283	0,5546	0,5808	5,90	6,19	6,48
Anual	8.751	0,5993	0,6066	0,6140	78,67	79,63	80,60
Geração anual do parque eólico com 188 turbinas de 15 MW					14.790	14.970	15.153

Elaboração dos autores.

6 ABORDAGENS ALTERNATIVAS PARA A ESTIMAÇÃO DO FATOR DE CAPACIDADE

Nesta seção, busca-se comparar os resultados para o fator de capacidade, obtido por meio da abordagem bayesiana empregada com o uso de dados de velocidade do vento oriundos do PNBOIA, com os resultados obtidos por metodologias alternativas para o cálculo do FC. A primeira abordagem emprega a mesma metodologia descrita neste trabalho, mas com a utilização de dados de reanálises do MERRA 2 disponibilizadas pelo Renewables.ninja⁸ (Staffell e Pfenninger, 2016) para o exato local e do projeto eólico RJ-04 para o período 31 dez. 2018-31 dez. 2019. Os dados de reanálise incorporam

8. Disponível em: <https://www.renewables.ninja/>.

observações históricas em um modelo numérico de previsão do tempo para reconstruir o clima, gerando um conjunto completo de dados em espaço-tempo. Cabe informar que foi necessário fazer uma correção⁹ na série de reanálises da velocidade do vento para o hub height da turbina; nesse caso, 150 m.

A segunda abordagem usa a aproximação proposta por Masters (2004), que assume a distribuição de Rayleigh para a velocidade do vento. Tal hipótese é razoável para o continente europeu, mas não encontra respaldo empírico no caso brasileiro. A terceira alternativa faz uso da aproximação proposta por Jangamshetti e Rau (1999) para valores específicos dos fatores de forma e escala. Para efeito de comparação, no quadro 1, são exibidas as estimativas do FC obtidas por meio de abordagens alternativas

QUADRO 1
Estimativas alternativas do FC

Abordagem	Premissas	Estimativa
A mesma abordagem bayesiana descrita neste trabalho, mas com dados de reanálise da velocidade do vento.	Verossimilhança calculada com base nas reanálises oriundas do MERRA 2.	Mediana = 57,01% IC95% ¹⁰ (56,30% e 57,72%)
Aproximação, proposta por Masters (2004), assume distribuição de Rayleigh para a velocidade do vento	Dados da boia Cabo Frio 2: V=9,4 m/s, P=15000 kW e D=240 m	55,74%
$FC = 0,087V - \frac{P}{D^2}$, em que V é a velocidade média, P, a potência nominal da turbina e D, o diâmetro do rotor.	Reanálises oriundas do MERRA 2: V = 8,75 m/s, P=15000 kW e D=240 m	50,10%
Proposta de Jangamshetti e Rau (1999)	$v \sim \text{Weibull}(\hat{k} = 2,59)$ $\hat{s} = 10,59$. Parâmetros estimados a partir dos dados da boia Cabo Frio 2.	60,75%
$FC = \frac{1}{10,59^3} \int_3^{10,59} v^3 f(v) dv + \int_{10,59}^{25} f(v) dv$, em que f(v) é a densidade de probabilidade da velocidade do vento.	$v \sim \text{Weibull}(\hat{k} = 3,16)$ $\hat{s} = 9,78$. Parâmetros estimados a partir das reanálises oriundas do MERRA 2.	57,20%

Elaboração dos autores.

9. Ver equação 3; na seção 2, na correção da reanálise, considerou-se h1=50 m e a=0,1295.

10. IC95% significa intervalo de credibilidade de 95%.

Os resultados no quadro 1 revelam que as estimativas baseadas nas medições de velocidade da boia Cabo Frio 2 são superiores às estimativas derivadas das reanálises oriundas do MERRA-2. As estimativas do fator de capacidade, com base nas reanálises, atingiram aproximadamente 57%, enquanto aquelas derivadas das medições da boia Cabo Frio 2 alcançaram um fator de capacidade de 60%. Ademais, as estimativas mais baixas do fator de capacidade (49,7% e 55,4%) foram obtidas por uma aproximação que assume a distribuição Rayleigh para a velocidade do vento; premissa válida para o continente europeu. Por essa razão, tais estimativas devem ser vistas com ressalva no contexto brasileiro.

Todas as estimativas do fator de capacidade estão em linha com as projeções da Agência Internacional de Energia Renovável (Irena), que indicam uma faixa entre 36% e 58% para os fatores de capacidade de energia eólica *offshore* em 2030 e entre 43% e 60% em 2050 (Irena, 2019).

7 CONCLUSÕES

A abordagem bayesiana diferencia-se do paradigma clássico pela possibilidade de trazer para o processo de inferência algum conhecimento prévio, expresso nas distribuições *a priori*, e combiná-lo com dados por meio do teorema de Bayes. Essa proposta é perfeitamente aplicável na avaliação do FC ou da produção energética de um projeto eólico, dado que, a partir das estatísticas disponibilizadas nos atlas eólicos, é possível formular distribuições *a priori* que representem o conhecimento prévio sobre o regime de ventos a ser explorado, enquanto os dados correspondem às medições de velocidade do vento. Ademais, a existência de distribuições *a priori*, desde que bem formuladas, permite fazer boas inferências até mesmo com amostras pequenas, como no estudo de caso realizado que contou com apenas um ano de registros anemométricos horários.

As distribuições *a posteriori* resultantes fornecem resultados de fácil interpretação e úteis para a avaliação de riscos de um projeto eólico; por exemplo, os intervalos de credibilidade para o FC e a produção energética.

No estudo de caso apresentado, foram consideradas medições da velocidade do vento *offshore* em um ponto distante 132 km do projeto eólico avaliado e contendo apenas um ano de registros horários. Apesar dessas limitações, os resultados obtidos foram satisfatórios, e as estimativas obtidas para o fator de capacidade são compatíveis com o valor de referência de 60% informado pelo próprio fabricante da turbina eólica considerada no projeto eólico avaliado.

Para continuidade de trabalhos futuros, alguns temas podem ser abordados, tais como a investigação de novos aproveitamentos eólicos *offshore* e a consideração de outros parâmetros da configuração do parque eólico. Outro aspecto que demanda análise mais detalhada é a hipótese adotada neste estudo, segundo a qual a produção total do parque eólico é igual ao número de turbinas multiplicado pela produção de apenas uma turbina. Essa é uma simplificação. Uma estimativa mais precisa deveria levar em conta o efeito de esteira, por exemplo. Isso varia de acordo com a configuração do parque – ou seja, como as turbinas estão distribuídas.

REFERÊNCIAS

- AMARANTE, O. A. C. *et al.* **Brazilian Wind Energy Potential Atlas**. Brasília: Cepel, 2001.
- 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).
- ASLAM, M. *et al.* Bayesian estimation for parameters of the Weibull distribution. **Science International**, Lahore, v. 26.n. 5, p. 1915-1920, 2014.
- BESWICK, R. R.; OLIVEIRA, A. M.; YAN, Y. Does the green hydrogen economy have a water problem? **ACS Energy Letters**, v. 6, n. 9, p. 3167-3169, 2021.
- BEZERRA, F. D. Energia eólica no Nordeste. **Caderno Setorial Etene**, ano 6, n. 200, p. 1-13, dez. 2021. Disponível em: https://www.bnb.gov.br/s482-dspace/bitstream/123456789/1045/1/2021_CDS_200.pdf.
- CARPENTER, B. *et al.* Stan: a probabilistic programming language. **Journal of Statistical Software**, v. 76, n. 1, p. 1-32, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.18637/jss.v076.i01>.
- CASTRO, N. *et al.* (Org.). **A economia do hidrogênio**. 1. ed. Rio de Janeiro: EnergyAssets do Brasil; Gesel/UFRJ; PUC-Rio; Aneel, 2023. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/04/livro_economia_do_h2.pdf.
- CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: simulação 2013**. Rio de Janeiro: Cepel, 2017.
- CUSTÓDIO, R.S. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2009.
- EPE – EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS. **Roadmap eólica offshore Brasil**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. (Nº NT-EPE-PR-001/2020-r2). Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf.

GAERTNER, E. *et al.* **Definition of the IEA 15-megawatt offshore reference wind**. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2020. (NREL/TP-5000-75698).

GWEC – GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report 2023**. Bruxelas: GWEC, mar. 2023. Disponível em: https://gwec.net/wp-content/uploads/2023/04/GWEC-2023_interactive.pdf.

IBAMA – INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Complexos eólicos offshore**: projetos com processos de licenciamento ambiental abertos no Ibama. Brasília: Ibama, mar. 2023.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Indicadores de desenvolvimento sustentável**: Brasil – 2015. Rio de Janeiro: IBGE, 2015.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Future of wind**: deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. Abu Dhabi: Irena, 2019. (A Global Energy Transformation Paper).

JANGAMSHETTI, S. H. J.; RAU, V. G. Site matching of wind turbine generators: a case study. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 4, n. 4, p. 1537-1543, 1999.

KHAN, M. G. M.; AHMED, M. R. Bayesian method for estimating Weibull parameters for wind resource assessment in the Equatorial region: a comparison between two-parameter and three-parameter Weibull distributions. **Wind Energy Science**, v. 8, n. 8, p. 1277-1298, 2023.

MA, X. *et al.* Assessment method of offshore wind resource based on a multi-dimensional indexes system. *Journal of Power and Energy Systems*, p. 1-14, October, 2022.

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

MARTIN, O. A.; KUMAR, R.; LAO, J. **Bayesian modeling and computation in python**. Boca Raton: CRC Press, 2022.

MELO, A. C. G. *et al.* Distribuições Weibull tri-paramétricas para a geração de cenários de velocidades mensais de ventos correlacionadas com vazões aos reservatórios. *In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL*, 54, Juiz de Fora, Minas Gerais. **Anais...**, Juiz de Fora: Sobrapo, 2022.

PAULINO, C. D.; TURKMAN, M. A. A.; MURTEIRA, B. **Estatística bayesiana**. Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 2003.

PESSANHA, J. F. M.; OLIVEIRA, F. L. C.; SOUZA, R. C. Teaching statistical methods in engineering courses through wind power data. **Revista de Ensino de Engenharia**, v. 34, n. 1, p. 85-92, 2015.

SARAIVA, E. F.; SUZUKI, A. K. Bayesian computational methods for estimation of two parameters Weibull distribution in presence of right-censored data. **Chelean Journal of Statistics**, v. 8, n. 2, p. 25-43, set. 2017.

STAFFELL, I.; PFENNINGER, S. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. **Energy**, v. 114, n. 1, p. 1224-1239, nov. 2016.

TEIXEIRA, C. A. N. *et al.* Neutralidade de carbono: reflexões sobre estratégias e oportunidades para o Brasil. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 28, n. 56, p. 267-314, 2021.

TURKMAN, M. A. A.; PAULINO, C. D. **Estatística bayesiana computacional**: uma introdução. Lisboa: Sociedade Portuguesa de Estatística, 2015.

WILKIE, D.; GALASSO, C. A. Bayesian model for wind farm capacity factors. **Energy Conversion and Management**, v. 252, p. 1-12, jan. 2022.

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

EDITORIAL

Coordenação

Aeromilson Trajano de Mesquita

Assistentes da Coordenação

Rafael Augusto Ferreira Cardoso

Samuel Elias de Souza

Supervisão

Ana Clara Escórcio Xavier

Everson da Silva Moura

Revisão

Alice Souza Lopes

Amanda Ramos Marques Honorio

Barbara de Castro

Brena Rolim Peixoto da Silva

Cayo César Freire Feliciano

Cláudio Passos de Oliveira

Clícia Silveira Rodrigues

Olavo Mesquita de Carvalho

Regina Marta de Aguiar

Reginaldo da Silva Domingos

Jennyfer Alves de Carvalho (estagiária)

Katarinne Fabrizzi Maciel do Couto (estagiária)

Editores

Anderson Silva Reis

Augusto Lopes dos Santos Borges

Cristiano Ferreira de Araújo

Daniel Alves Tavares

Danielle de Oliveira Ayres

Leonardo Hideki Higa

Natália de Oliveira Ayres

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.

Ipea – Brasília

Setor de Edifícios Públicos Sul 702/902, Bloco C

Centro Empresarial Brasília 50, Torre B

CEP: 70390-025, Asa Sul, Brasília-DF

Missão do Ipea
Aprimorar as políticas públicas essenciais ao desenvolvimento brasileiro por meio da produção e disseminação de conhecimentos e da assessoria ao Estado nas suas decisões estratégicas.