

## ANÁLISE PRELIMINAR DO POTENCIAL EÓLICO EM TRÊS LOCALIDADES DO BRASIL

<sup>1</sup>JAIRON ISAIAS LEAL, <sup>1</sup>CARLA FREITAS DE ANDRADE, <sup>1</sup>ANSELMO RAMALHO PITOMBEIRA-NETO,  
<sup>1</sup>PAULO ALEXANDRE COSTA ROCHA

<sup>1</sup>Universidade Federal do Ceará (UFC)

<jleal@alu.ufc.br> <jcarla@ufc.br> <anselmo.pitombeira@ufc.br> <paulo.rocha@ufc.br>

DOI: 10.21439/conexoes.v19.3778

**Resumo.** A energia eólica é uma das mais procuradas mundialmente entre as fontes de energia renováveis. Sendo assim, esse trabalho analisa o potencial eólico de três localidades e para determinar o potencial eólico de um determinado local, a velocidade do vento deve ser caracterizada e os parâmetros de Weibull determinados com precisão. Vários métodos para determinar os parâmetros de *Weibull* existem na literatura. Neste estudo, quatro métodos Método Empírico (EMP), Método da Energia Padrão (ENP), Método do Momento (MOM) e Método da Máxima Verossimilhança (MVS), foram utilizados para analisar dados de velocidade do vento de três localidades, sendo elas Bahia (BA), Ceará (CE) e Rio Grande do Sul (RS). Os métodos foram comparados e suas precisões foram determinadas por três testes de ajuste Raiz do erro quadrática médio (RMSE), Erro absoluto médio (MAE) e R<sup>2</sup>. Posteriormente, foram utilizadas três turbinas comerciais, sendo elas *Repower* 2,05 MW, *Nordex* 2,3 MW e *Siemens* 3,6 MW, para analisar o potencial eólico de cada uma delas em cada uma das localidades consideradas.

**Palavras-chave:** energia eólica; *weibull*; potencial eólico.

## PRELIMINARY ANALYSIS OF WIND POWER POTENTIAL IN THREE LOCATIONS IN BRAZIL

**Abstract.** Microbiology education in Brazilian high schools is often approached in a theoretical and decontextualized manner. Wind energy is one of the most sought-after renewable energy sources worldwide. Therefore, this work analyzes the wind potential of three locations and to determine the wind potential of a given location, the wind speed must be characterized, and the Weibull parameters determined accurately. Several methods for determining Weibull parameters exist in the literature. In this study, four methods Empirical Method (EMP), Standard Energy Method (ENP), Momentum Method (MOM), and Maximum Likelihood Method (MVS), were used to analyze wind speed data from three locations, Bahia (BA), Ceará (CE) and Rio Grande do Sul (RS). The methods were compared, and their accuracies were determined by three goodness-of-fit tests Root Mean Square Error (RMSE), Mean Absolute Error (MAE) and R<sup>2</sup>. Subsequently, three commercial turbines were used, namely Repower 2.05 MW, Nordex 2.3 MW, and Siemens 3.6 MW, to analyze the wind potential of each of them in each of the locations considered.

**Keywords:** wind energy; weibull; wind potential.

### 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica proveniente dos ventos tem assumido papel protagonista no processo global de transição energética. À medida em que a geração eólica (EOL) se notabiliza como protagonista em matrizes energéticas, a variabilidade aleatória de sua fonte primária exige uma criteriosa avaliação do recurso eólico. Em virtude da relação cúbica entre velocidade do vento e potência gerada, qualquer equívoco nesse processo de avaliação reverbera de maneira considerável no desempenho financeiro de empreendimentos eólicos.

Como um marco para a avaliação do potencial eólico do Brasil, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro estimou um total de 75,0 GW somente para região Nordeste (NE) [Amarante 2001]. A título de comparação, em 17 de fevereiro de 2023 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) registrou 22,8 GW de capacidade instalada de usinas eólicas (UEE), além de pouco mais de 19,3 GW para UEE nas fases de construção e construção não iniciada somente em estados nordestinos, que, aliás, concentram 89% do total de empreendimentos instalados [ANEEL 2022].

A efetividade do uso desse potencial está, no entanto, relacionada à capacidade de quantificar corretamente as incertezas na estimativa de produção no longo prazo. Como exemplo prático, pode-se citar os resultados operacionais de EOL que operam no Sistema Interligado Nacional (SIN), visto que algumas delas apresentam desempenho abaixo do que foram contratadas para entregar ao sistema, o que denota que o processo de avaliação do recurso eólico pode ter sido deficitário. Isso se reflete em perdas operacionais e financeiras não apenas para os proprietários de UEE, mas também para todo sistema de suprimento energético.

Tendo em vista que a variabilidade do regime de ventos é sazonal ao longo de um ano [Burton *et al.* 2011, Martinez e Iglesias 2024], o vento é estatisticamente caracterizado por meio de uma distribuição de probabilidades; o que justifica o fato dessa temática ser o ponto focal de diversas pesquisas na literatura, com ampla predominância da distribuição de *Weibull* [Carta, Ramírez e Velázquez 2009, Chang 2011, Rocha *et al.* 2012, Celik e Kolhe 2013, Lins *et al.* 2023]. Há necessidade, todavia, de evidenciar que as análises estatísticas tradicionais que utilizam *Weibull* não são capazes de capturar a incerteza no longo prazo, pois a abordagem estática empregada não contempla a evolução temporal do vento [Xie *et al.* 2023, Hu *et al.* 2024, Leal *et al.* 2025].

## 2 METODOLOGIA

Para a execução da modelagem empregada nesta pesquisa será feita inicialmente a coleta e o agrupamento de dados históricos de velocidade do vento provenientes do Sistema de Acompanhamento das Medições Anemométricas (AMA). A base de dados do AMA é coordenada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e foi escolhida por conter registros fornecidos por (UEE) que operam no mercado regulado de energia [Empresa de Pesquisa Energética 2014]. Tais registros são datados de janeiro de 2012 a dezembro de 2019 e compreendem medições das médias horárias mensais de velocidade do vento, de temperatura e de umidade relativa do ar, totalizando 2.304 registros para cada estado [Empresa de Pesquisa Energética 2014]. Não há presença de dados não numéricos ou dados ausentes.

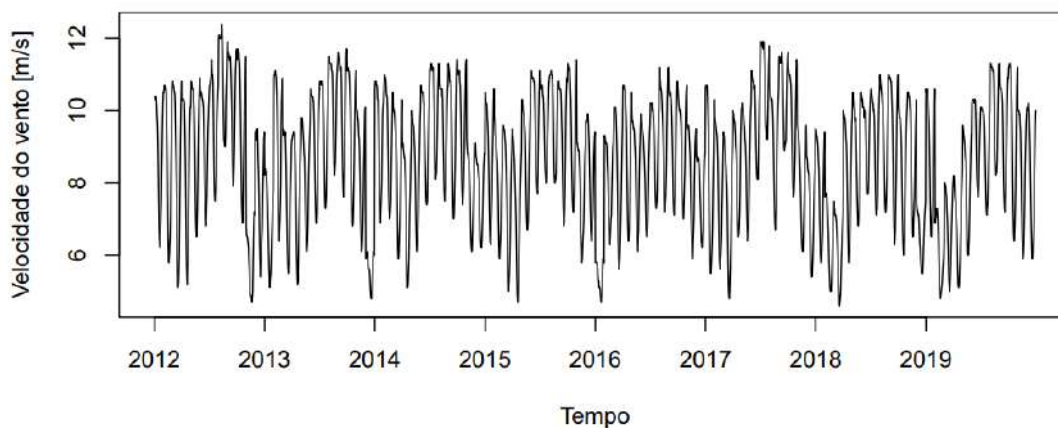
Dentre os Estados com UEE que operam no mercado regulado, optou-se por delimitar o escopo da presente pesquisa a três Estados: Bahia (BA), Ceará (CE) e Rio Grande do Sul (RS). A escolha dessas áreas de estudo é motivada pela tentativa de avaliar regiões de notório potencial eólico, mas com diferentes características climáticas. A Tabela 1 fornece informações estatísticas básicas para cada série temporal adotada neste estudo.

**Tabela 1:** Medidas estatísticas para cada série temporal.

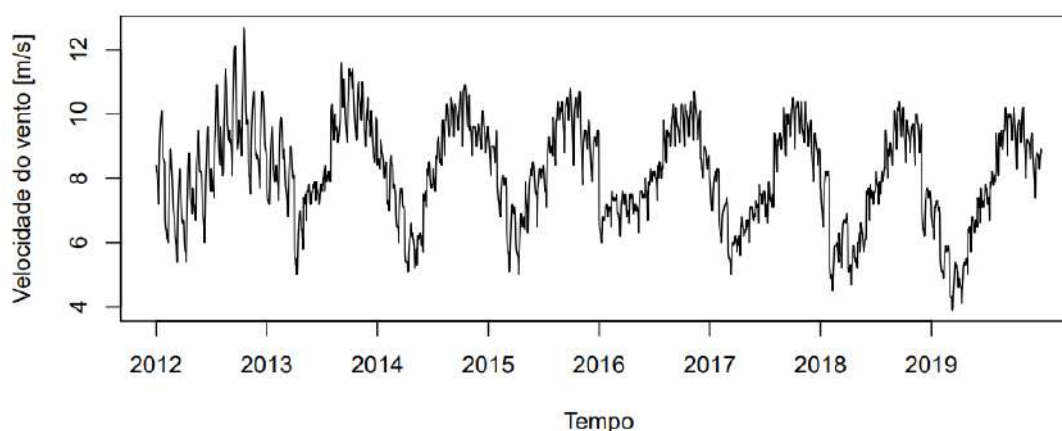
Série	Mínima (m/s)	Média (m/s)	Máxima (m/s)	Desvio padrão
BA	4,60	8,64	12,40	1,5314
CE	3,90	8,16	12,70	1,7863
RS	4,20	7,14	9,70	0,8632

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Empresa de Pesquisa Energética 2022.

As séries temporais da velocidade média horária do vento, disponíveis no AMA, nos estados da Bahia, Ceará e Rio Grande do Sul, são exibidas nas Figuras 1, 2 e 3, respectivamente. Interessante observar na Figura 3 que, em comparação com os dados dispostos nas Figuras 1 e 2, há um maior grau de não linearidade, sendo possível observar com clareza tal comportamento na metade do ano de 2012 e no final de 2015.

**Figura 1:** Velocidade horária média na Bahia no período 2012–2019.

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Empresa de Pesquisa Energética 2022.

**Figura 2:** Velocidade horária média no Ceará no período 2012–2019.

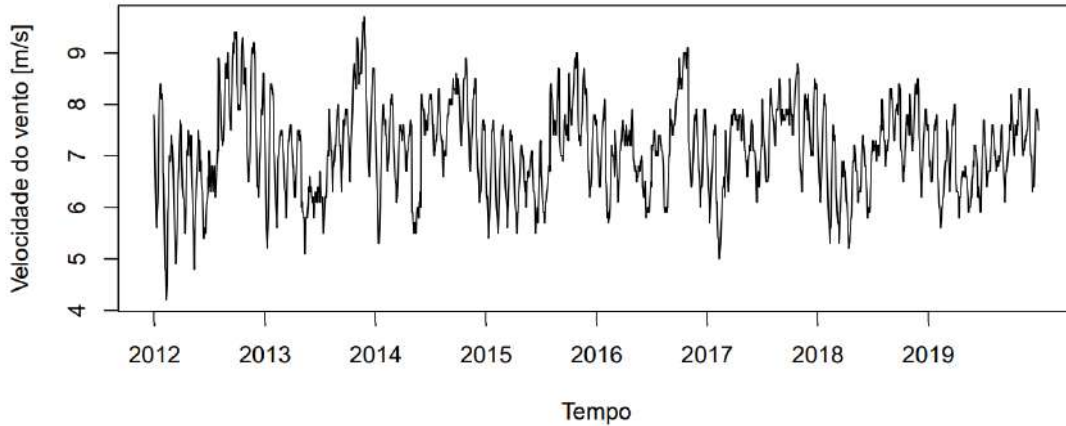
Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Empresa de Pesquisa Energética 2014.

## 2.1 Métricas de desempenho

Por fim, para seleção do melhor método de estimativa foram escolhidas as seguintes métricas para a comparação do desempenho dos modelos: Raiz do Erro Quadrático Médio (RMSE), Erro Absoluto Médio (MAE) e Análise de Variância ( $R^2$ ). Tais métricas são calculadas por meio das expressões matemáticas descritas nas Equações 1, 2 e 3:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_{obs} - y_{est})^2}, \quad (1)$$

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |y_{obs} - y_{est}|, \quad (2)$$

**Figura 3:** Velocidade horária média no Rio Grande do Sul no período 2012–2019.

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Empresa de Pesquisa Energética 2022.

$$R^2 = \frac{[\sum_{i=1}^n ((y_{obs} - Z_i)^2) - \sum_{i=1}^n ((y_{obs} - y_{est})^2)]}{\sum_{i=1}^n ((y_{obs} - Z_i)^2)}, \quad (3)$$

sendo  $N$  o número da amostra (288, no caso),  $y_{obs}$  é a velocidade do vento observada,  $y_{est}$  a velocidade do vento estimada e  $Z_i$  a frequência relativa média das observações.

## 2.2 Conversão do vento em estimativa de energia

De acordo com IEC 2005, Kojima *et al.* 2023, o cálculo genérico da Produção Anual de Eletricidade (PAE) pode ser feito a partir da Equação 4:

$$PAE = 8760 \times \sum_{i=1}^N [f(VV)P(VV)], \quad (4)$$

em que 8760 representa o número de horas do período avaliado — 1 ano, no caso —,  $f(VV)$  é a função densidade de probabilidade de Weibull e  $P(VV)$  é a função que descreve a curva de potência experimental.

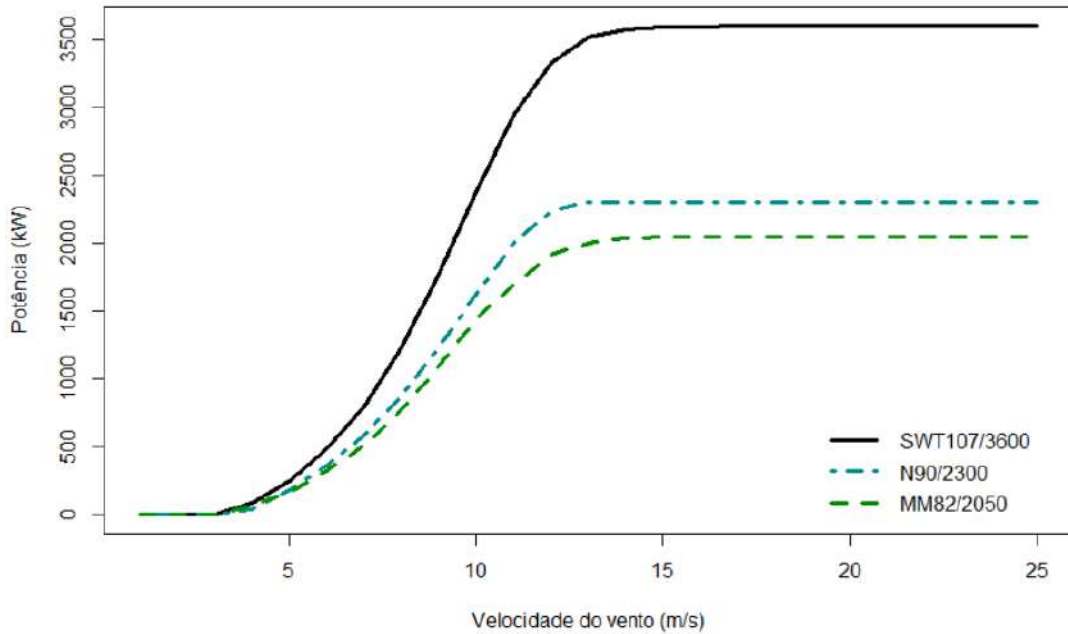
Sendo a distribuição *Weibull* uma curva matemática que se aproxima do histograma de frequência da distribuição da velocidade do vento [Miguel 2016], sua caracterização é dada pela Equação 5:

$$f(V) = \frac{k}{c} \left( \frac{VV}{c} \right)^{k-1} e^{-(VV/c)^k}, \quad (5)$$

em que  $k$  é o parâmetro de forma — que indica a variabilidade dos ventos — e  $c$  é o parâmetro de escala [Lima, Lima *et al.* 2011]. Os valores de  $k$  e  $c$  foram estimados por meio dos seguintes métodos numéricos: Método Empírico (EMP), Método da Energia Padrão (ENP), Método do Momento (MOM) e Método da Máxima Verossimilhança (MVS). O EMP estima os parâmetros  $k$  e  $c$  a partir das Equações 6 e 7 [Justus *et al.* 1978, Akdag e Güler 2015]:

$$k = \left( \frac{\sigma}{\overline{VV}} \right)^{-1.086}, \quad (6)$$

$$c = \frac{\overline{VV}}{\Gamma(1 + 1/k)}, \quad (7)$$

**Figura 4:** Curvas de potência dos aerogeradores.

sendo  $\sigma$  o desvio padrão,  $VV$  a velocidade média e  $\Gamma$  a função gama. O ENP calcula o parâmetro de forma a partir da Equação 8 e o parâmetro de escala pela Equação 7 [Akdag e Dinler 2009, Santos 2018]:

$$k = 1 + 3,69 \left( \frac{\overline{VV^3}}{\overline{VV}^3} \right), \quad (8)$$

em que  $\overline{VV^3}$  é a média de cada valor de  $VV$  elevado ao cubo e  $\overline{VV}^3$  é o cubo da média de cada valor de  $VV$ . Já o MOM estima  $k$  através da Equação 9 [Hennessey 1977, Azevedo 2015]:

$$\frac{\sigma}{c} = \sqrt{\Gamma(1 + 2/k) - \Gamma^2(1 + 1/k)}, \quad (9)$$

para um valor de  $c$  também calculado pela Equação 7. Quanto ao MVS, a estima dos parâmetros  $k$  e  $c$  é dada iterativamente pelas Equações 10 e 11 [Bury 1999, Carta, Ramírez e Velázquez 2009]:

$$k = \left[ \frac{\sum_{i=1}^n [VV_i^k \times \ln(VV_i)]}{\sum_{i=1}^n VV_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(VV_i)}{n} \right]^{-1}, \quad (10)$$

$$c = \left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n VV_i^k \right)^{\frac{1}{k}}, \quad (11)$$

sendo  $n$  o tamanho da amostra.

Por fim, são utilizados dados de três modelos de aerogeradores para avaliar a conversão da velocidade do vento prevista em previsão de energia gerada. As curvas de potência dos modelos de aerogeradores utilizados para conversão do vento em PAE são apresentadas pela Figura 4.

A seleção de tais modelos justifica-se por eles terem uma altura compatível com as medições do AMA e por serem contemplados no repositório do pacote *WindCurves* [Bokde, Feijóo e Villanueva 2018]. As principais informações dos aerogeradores selecionados estão dispostas na Tabela 2.

**Tabela 2:** Informações dos aerogeradores selecionados.

Informações	MM82/2050	N90/2300	SWT107/3600
Fabricante	<i>Repower</i>	<i>Nordex</i>	<i>Siemens</i>
Potência nominal	2.050 kW	2.300 kW	3.600 kW
Velocidade de corte inferior	3,5 m/s	4 m/s	3,5 m/s
Velocidade nominal	14,5 m/s	13 m/s	16,5 m/s
Velocidade de corte superior	25 m/s	25 m/s	25 m/s
Área de varredura do rotor	5.281 m <sup>2</sup>	6.362 m <sup>2</sup>	8.992 m <sup>2</sup>
Altura máxima/mínima do <i>hub</i>	59/100 m	60/105 m	80/96 m

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Empresa de Pesquisa Energética 2022.

### 3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

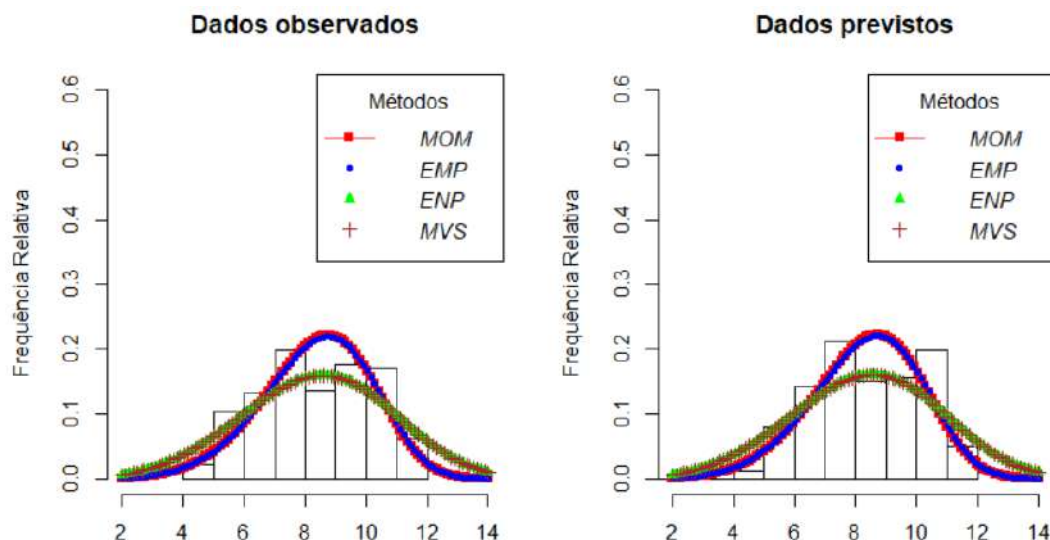
Os resultados da análise estatística para os dados da BA, do CE e do RS são mostrados nas Tabelas 3, 4 e 5. As séries temporais observadas e previstas são apresentadas em termos da distribuição de *Weibull* nas Figuras 5, 6 e 7 para as curvas calculadas pelos quatro métodos numéricos considerados na análise, a fim de definir qual método melhor se ajusta ao histograma de dados de velocidade do vento.

**Tabela 3:** Acurácia dos métodos de estimativa dos parâmetros de *Weibull* para os dados da BA.

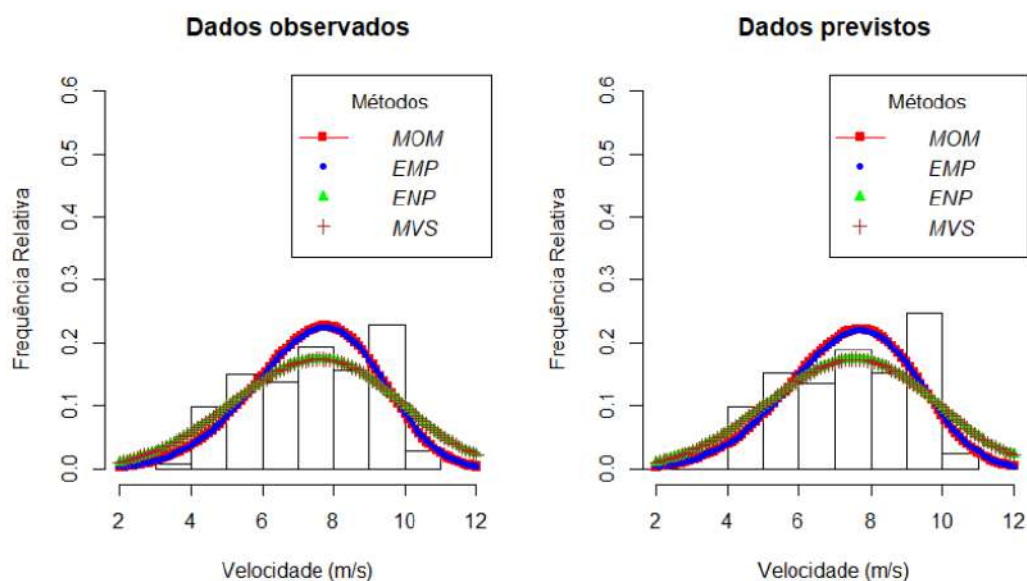
Dados	Método	Parâmetros de <i>Weibull</i>		Métricas		
		<i>k</i>	<i>c</i> (m/s)	<i>R</i> <sup>2</sup>	RMSE	MAE
Observados	MOM	5,3772	9,0920	0,6716	0,0392	0,0314
	EMP	5,3269	9,0969	0,6751	0,0384	0,0308
	ENP	<b>3,8604</b>	<b>9,2672</b>	<b>0,2097</b>	<b>0,0327</b>	<b>0,0296</b>
	MVS	<b>3,8604</b>	<b>9,2672</b>	<b>0,2097</b>	<b>0,0327</b>	<b>0,0296</b>
Previstos	MOM	5,3809	9,0592	-0,3856	0,0352	0,0249
	EMP	<b>5,3313</b>	<b>9,0640</b>	<b>-0,4007</b>	<b>0,0347</b>	<b>0,0245</b>
	ENP	3,8762	9,2320	-1,0477	0,0347	0,0248
	MVS	3,8762	9,2320	-1,0477	0,0347	0,0248

É possível notar na Figura 5 que, tanto para as observações quanto para as previsões, os valores de velocidade do vento variam entre 4 a 12 m/s. Uma das diferenças básicas consiste na maior frequência de incidência entre as velocidades previstas (0,212, o que equivale a 61 ocorrências) no intervalo de 7 e 8 m/s em relação àquelas observadas (0,198 ou 57 ocorrências) para o mesmo intervalo.

No que se refere à distribuição de *Weibull*, a Figura 5 mostra que as curvas calculadas por MVS e ENP, que coincidiram entre si, se ajustaram melhor ao histograma de velocidades para os dados observados, enquanto que o EMP performou melhor para os dados previstos. Tal resultado pode ser visualizado na Tabela 3 por meio dos testes estatísticos, isto é, RMSE, MAE e *R*<sup>2</sup>. Isso suscitou a escolha do MVS — este, por convenção — e do EMP para a estimativa da PAE para os dados observados e previstos, respectivamente, para a BA.

**Figura 5:** Distribuição de *Weibull* para os dados observados e previstos da BA.

No caso do CE, a Figura 6 mostra um intervalo de velocidades diferente para os dois conjuntos de dados. Se para aqueles previstos os valores de velocidade do vento são delimitados por 3 a 11 m/s, para os dados observados o intervalo é de 4 a 11 m/s. Contudo, esse acréscimo não foi suficiente para gerar grandes diferenças na forma da distribuição de *Weibull*.

**Figura 6:** Distribuição de *Weibull* para os dados observados e previstos do CE.

Quanto aos parâmetros, foram encontrados valores de  $k$  entre 3 e 4, o que não difere tanto dos resultados da BA e, portanto, indicam dados mais dispersos da média. Já o  $c$  para ambos os conjuntos de dados tem valor mediano próximo a 8 m/s. Embora o resultado da métrica  $R^2$  (-0,4651) indique o MOM como o melhor método de estimativa para os dados previstos, as duas outras métricas apontaram o ENP e o MVS como melhores estimadores. Além disso, a percepção visual da Figura 6 também indica esses dois últimos métodos como os melhores, dado o melhor ajuste da curva. Por isso, tanto para os dados observados quanto para os previstos, o MVS (também por

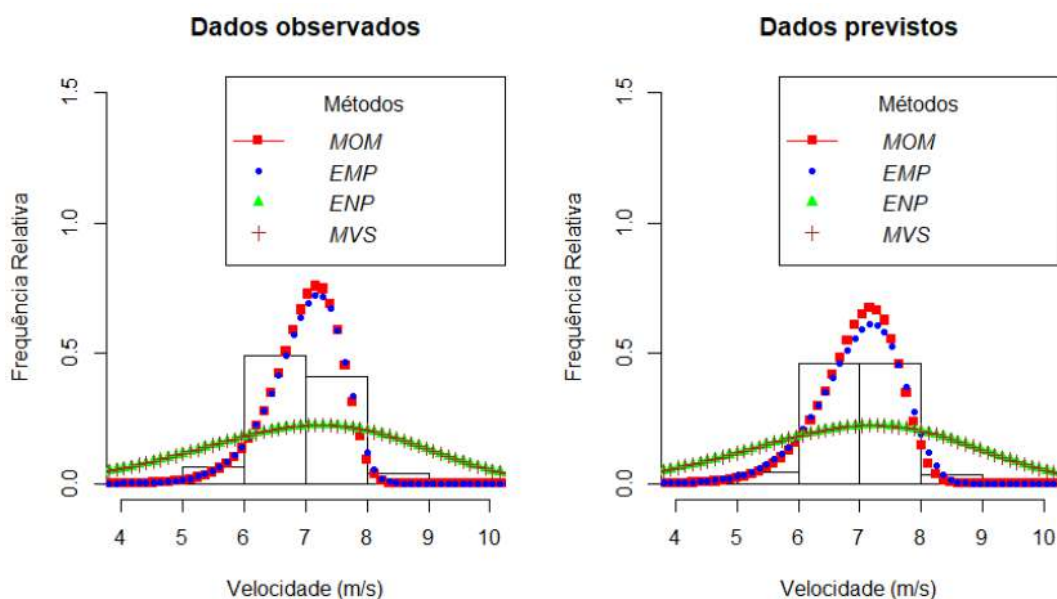
convenção) foi usado para estimativa da PAE para o CE.

**Tabela 4:** Acurácia dos métodos de estimativa dos parâmetros de *Weibull* para os dados do CE.

Dados	Método	Parâmetros de <i>Weibull</i>		Métricas		
		$k$	$c$ (m/s)	$R^2$	RMSE	MAE
Observados	MOM	4,8987	8,1342	0,5409	0,0483	0,0418
	EMP	4,8566	8,1383	0,5377	0,0478	0,0413
	ENP	<b>3,7421</b>	<b>8,2609</b>	<b>-0,0673</b>	<b>0,0458</b>	<b>0,0351</b>
	MVS	<b>3,7421</b>	<b>8,2609</b>	<b>-0,0673</b>	<b>0,0458</b>	<b>0,0351</b>
Previstos	MOM	4,7705	8,1054	<b>-0,4688</b>	0,0464	0,0346
	EMP	4,7306	8,1094	-0,4784	0,0461	0,0343
	ENP	<b>3,7173</b>	<b>8,2220</b>	<b>-0,8422</b>	<b>0,0451</b>	<b>0,0305</b>
	MVS	<b>3,7173</b>	<b>8,2220</b>	<b>-0,8422</b>	<b>0,0451</b>	<b>0,0305</b>

Na Figura 7, por sua vez, uma singularidade dos dados observados e previstos do RS é verificada. Coerentemente com os resultados da Tabela 5, o EMP e o MOM apresentam uma curva pouco dispersa, especialmente para os dados observados. É fácil notar tal comportamento ao observar que os valores de frequência relativa chegam a ultrapassar o patamar de 0,5 para os dados observados. Em termos de parâmetros de *Weibull*, isso pode ser explicado pelo valor elevado do fator de forma,  $k$ , chegando ao valor de 14,8746 para o EMP. Com isso, denota-se que, para os dados amostrais avaliados, os ventos apresentam maior constância.

**Figura 7:** Distribuição de *Weibull* para os dados observados e previstos do RS.



Pelos resultados apresentados na Tabela 5, o EMP foi o que embasou a estimativa da PAE para o RS.



**Tabela 5:** Acurácia dos métodos de estimativa dos parâmetros de *Weibull* para os dados do RS.

Dados	Método	Parâmetros de <i>Weibull</i>		Métricas		
		$k$	$c$ (m/s)	$R^2$	RMSE	MAE
Observados	MOM	14,8746	7,2279	0,7915	0,1141	0,0896
	<b>EMP</b>	<b>14,2305</b>	<b>7,2403</b>	<b>0,7880</b>	<b>0,1132</b>	<b>0,0884</b>
	ENP	4,5294	7,6457	-40,8853	0,1874	0,1722
	MVS	4,5294	7,6457	-40,8853	0,1874	0,1722
Previstos	MOM	13,2079	7,2371	<b>-0,1495</b>	0,0456	0,0267
	<b>EMP</b>	<b>12,0164</b>	<b>7,2553</b>	<b>-0,2731</b>	<b>0,0400</b>	<b>0,0252</b>
	ENP	4,4965	7,6194	-5,1930	0,1323	0,0964
	MVS	4,4965	7,6194	-5,1930	0,1323	0,0964

#### 4 CONCLUSÃO

Este artigo avaliou quatro métodos para estimativa dos parâmetros de forma,  $k$ , e de escala,  $c$ , da distribuição de Weibull para dados anemométricos medidos em usinas eólicas situadas em três estados brasileiros com grande potencial eólico — nomeadamente Bahia, Ceará e Rio Grande do Sul.

Para os dados da Bahia, os métodos MVS e ENP apresentaram melhor ajuste ao histograma de velocidades para os dados observados, enquanto o EMP desempenhou melhor para os dados previstos. No caso do Ceará, tanto para os dados observados quanto para os previstos, os métodos MVS e ENP apresentaram melhor ajuste. Para o Rio Grande do Sul, as métricas de desempenho mostraram que o EMP apresentou melhor ajuste.

Por fim, observou-se que, nas condições avaliadas, a produção anual de eletricidade pela turbina *Siemens* 3,6 MW foi estimada em 18,84 GW/ano para dados previstos da Bahia e em 12,78 e 10,76 GW/ano para dados observados de Ceará e Rio Grande do Sul, respectivamente.

## REFERÊNCIAS

- AKDAG, S. A.; DINLER, A. A new method to estimate weibull parameters for wind energy applications. *Energy Conversion and Management*, v. 50, n. 7, p. 1761–1766, 2009. ISSN 0196-8904.
- AKDAG, S. A.; GÜLER, Ö. A novel energy pattern factor method for wind speed distribution parameter estimation. *Energy Conversion and Management*, v. 106, p. 1124–1133, 2015. ISSN 0196-8904.
- AMARANTE, O. A. C. d. *Atlas do potencial eólico brasileiro*. Brasil: Cresesb - Cepel, 2001.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Indicadores*. Brasília: Brasil, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao/indicadores>.
- AZEVEDO, D. C. R. *Métodos heurísticos aplicados no ajuste de curvas de Weibull em energia eólica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015. 126 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) — Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.
- BOKDE, N.; FEIJÓO, A.; VILLANUEVA, D. Wind turbine power curves based on the weibull cumulative distribution function. *Applied Sciences*, v. 8, n. 10, 2018.
- BURTON, T. *et al.* *Wind energy handbook*. UK, United Kingdom: John Wiley & Sons, 2011.
- BURY, K. *Statistical distributions in engineering*. UK, United Kingdom: Cambridge University Press, 1999.
- CARTA, J.; RAMÍREZ, P.; VELÁZQUEZ, S. A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, n. 5, p. 933–955, 2009. ISSN 1364-0321.
- CELIK, A. N.; KOLHE, M. Generalized feed-forward based method for wind energy prediction. *Applied Energy*, v. 101, p. 582–588, 2013. ISSN 0306-2619. Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems.
- CHANG, T. P. Performance comparison of six numerical methods in estimating weibull parameters for wind energy application. *Applied Energy*, v. 88, n. 1, p. 272–282, 2011. ISSN 0306-2619.
- Empresa de Pesquisa Energética. *Nota Técnica DEA 06/14: Sistema de acompanhamento de medições anemométricas AMA — manual do usuário*. Rio de Janeiro, 2014.
- Empresa de Pesquisa Energética. *Acompanhamento das medições anemométricas*. 2022. Disponível em: <https://amadvp.epe.gov.br/>.
- HENNESSEY, J. P. Some aspects of wind power statistics. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, American Meteorological Society, Boston, MA, USA, v. 16, n. 2, p. 119–128, 1977.
- HU, J. *et al.* Bayesian averaging-enabled transfer learning method for probabilistic wind power forecasting of newly built wind farms. *Applied Energy*, Elsevier, v. 355, p. 122185, 2024.
- IEC, I. E. C. *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*. Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2005. ISBN 2831883334.
- JUSTUS, C. G. *et al.* Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, American Meteorological Society, Boston, MA, USA, v. 17, n. 3, p. 350–353, 1978.
- KOJIMA, H. *et al.* Influence of renewable energy power fluctuations on water electrolysis for green hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 48, n. 12, p. 4572–4593, 2023. ISSN 0360-3199.
- LEAL, J. I. *et al.* Probabilistic wind speed forecasting via bayesian dlms and its application in green hydrogen production. *Applied Energy*, Elsevier, v. 382, p. 125286, 2025.
- LIMA, F.; LIMA, F. J. L. d. *et al.* *Avaliação do potencial eólico no estado da Paraíba: um estudo observacional e numérico*. 2011.
- LINS, D. R. *et al.* Comparison of the performance of different wind speed distribution models applied to onshore and offshore wind speed data in the northeast brazil. *Energy*, Elsevier, v. 278, p. 127787, 2023.
- MARTINEZ, A.; IGLESIAS, G. Global wind energy resources decline under climate change. *Energy*, Elsevier, v. 288, p. 129765, 2024.
- MIGUEL, J. V. P. *A influência da duração da campanha de medição anemométrica na avaliação de recursos eólicos com base na aplicação de métodos MCP*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016. 137 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) — Instituto de Energia e Ambiente, Programa de Pós-Graduação em Energia.

ROCHA, P. A. C. *et al.* Comparison of seven numerical methods for determining weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of brazil. *Applied Energy*, v. 89, n. 1, p. 395–400, 2012. ISSN 0306-2619. Special issue on Thermal Energy Management in the Process Industries.

SANTOS, L. F. d. *Parametrização e aplicação de métodos heurísticos aplicados no ajuste de curvas de Weibull em energia eólica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018. 86 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) — Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

XIE, Y. *et al.* An overview of deterministic and probabilistic forecasting methods of wind energy. *iScience*, Elsevier, v. 26, n. 1, 2023.