



Análise Estatística do Vento em Dois Parques Eólicos no Rio Grande do Norte Statistical Analysis of Wind in Two Wind Farms in Rio Grande do Norte

William Duarte Jacondino¹; Leonardo Calvetti¹; Ana Lucia da Silva Nascimento¹;
Cesar Augustus Assis Beneti²; Sheila Radman da Paz² & Omar Medeiros Jadalla³

¹Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, Programa de Pós-Graduação em Meteorologia,
Centro de Pesquisas e Previsões Meteorológicas, Av. Ildefonso Simões Lopes, 2751, 96060-290, Pelotas, RS, Brasil

²Sistema Meteorológico do Paraná, Av. Francisco H. dos Santos, 210, 81531-980, Curitiba, PR, Brasil

³Centro de Pesquisas e Previsões Meteorológicas - UFPEL, Pelotas,
Av. Ildefonso Simões Lopes, 2751, 96060-290, Pelotas, RS, Brasil

E-mails: williamjacondino@hotmail.com; lcalvetti@gmail.com;

analuciasne@gmail.com; cesar.beneti@simepar.br; sheila.paz@simepar.br; omarjadalla@gmail.com

Recebido em: 30/01/2019 Aprovado em: 10/04/2019

DOI: http://dx.doi.org/10.11137/2019_2_230_244

Resumo

O estado do Rio Grande do Norte é líder em geração eólica no país com mais de 150 parques eólicos em operação e 4 GW de potência instalada. Embora a indústria de energia eólica continue a crescer, ainda há muito poucos trabalhos que analisam o comportamento do vento em alturas acima de 80 m, que é tipicamente a altura em que se encontra o rotor de uma turbina eólica. Neste trabalho é realizada uma análise do comportamento do vento a 95 m em dois parques eólicos na cidade de Parazinho-RN em escala mensal, sazonal e horária, com o objetivo de identificar quais os períodos do ano de 2017 foram mais favoráveis para produção de energia eólica na região. Os dados da velocidade e direção do vento utilizados neste estudo foram coletados por um anemômetro de copo de alta precisão Thies First Class e um indicador de direção do vento Thies Compact, correspondendo a média horária das medições realizadas a cada segundo e integralizadas em intervalos de 10 minutos no período de 01 de janeiro a 31 de dezembro de 2017. Em função dos resultados apresentados neste trabalho, se constatou que a primavera é a estação do ano de 2017 que apresenta as maiores velocidades médias mensais do vento, com pico máximo no mês de setembro, enquanto que as menores velocidades variam durante o trimestre Março-Abril-Maio. O período diurno entre as 10:00 h e 17:00 h local é o que apresenta com maior frequência velocidades $\geq 10 \text{ m.s}^{-1}$. A direção do vento varia de leste a sul, com predominâncias das direções leste e sudeste, em cerca de 80% do tempo. Durante os trimestres que correspondem ao verão e outono, as distribuições de Weibull estão mais concentradas em torno de 6,5 e 7 m.s^{-1} , indicando que nesse período do ano há maior probabilidade de ocorrência de velocidades médias menores, implicando em menor produtividade para energia eólica. O contrário é observado no inverno e primavera, com exceção do mês de junho, em que as distribuições estão mais concentradas em torno de velocidades $\geq 8 \text{ m.s}^{-1}$ e apresentam maior probabilidade de ocorrência de velocidades médias maiores, se mostrando o melhor período do ano de 2017 para geração de energia eólica.

Palavras-chave: Energia eólica; Distribuição de Weibull; Nordeste do Brasil

Abstract:

The state of Rio Grande do Norte is a leader in wind power generation in the country with more than 150 wind farms in operation and 4 GW of installed capacity. Although the wind energy industry continues to grow, there are still very few papers that analyze wind behavior at heights above 80 m, which is typically the height of a wind turbine rotor. In this paper, a 95 m wind behavior analysis was carried out in two wind farms in the city of Parazinho-RN on monthly, seasonal and hourly scale, with the goal of identifying which periods of 2017 were more favorable for wind power production in the region. The wind speed and direction data used in this study were collected by a Thies First Class high precision cup anemometer and a Thies Compact wind direction indicator, corresponding to the hourly average of the measurements performed every second and integrated in intervals of 10 minutes in the period from January 1 to December 31, 2017. According with the results presented in this paper, it was verified that spring is the season of 2017 that presents the highest average monthly wind speeds, with maximum peak in the month of September, while lower speeds vary during the March-April-May quarter. The diurnal period between 10:00 am and 5:00 pm local time is the one with the most frequently wind speed $\geq 10 \text{ m.s}^{-1}$. Wind direction varies from east to south, with predominance of east and southeast directions, in about 80% of the time. During the quarters that correspond to summer and fall, Weibull distributions are more concentrated around 6.5 and 7 m.s^{-1} , indicating that in this period of the year there is a greater probability of occurrence of lower average speeds, implying in lower productivity for wind energy. The opposite is observed in winter and spring, with the exception of June, where the distributions are more concentrated around speeds $\geq 8 \text{ m.s}^{-1}$ and there is a higher probability of higher average speeds to occur, showing that this was the best period of the year 2017 for wind power generation.

Keywords: Wind Power; Weibull distribution; Northeast of Brazil

1 Introdução

A energia eólica é uma energia limpa, sustentável e apresenta-se como uma alternativa viável para suprir a demanda por energia. A necessidade de pesquisas que possam fornecer informações sobre o comportamento do vento em uma determinada região é de suma importância para avaliar a viabilidade econômica de implementação ou não de um projeto de geração de energia eólica. Blanco (2009) afirma que os projetos eólicos requerem um alto capital inicial. A autora aponta que os principais fatores que governam os custos da geração eólica são: Custo de aquisição (incluem as turbinas, fundação do terreno, construção de acessos e a conexão à rede elétrica, chegando a responder por 80% do custo de um projeto ao longo de sua vida útil), custos de geração de energia (incluem os custos de operação e manutenção, representando em torno de 20% de todo investimento), energia produzida (depende do regime do vento no local, o tipo da turbina e das características do terreno) e o custo de oportunidade e o tempo de vida útil do empreendimento (depende do mercado interno de cada país e da rentabilidade de investimentos alternativos), sendo necessário ainda que o empreendedor tenha boa parte do montante a ser investido (aproximadamente 80%) antes de dar início às obras. No Brasil, alguns dos maiores entraves para o pleno desenvolvimento desse setor se deve ao desembolso inicial conforme exposto acima (Blanco, 2009) e a escassez de dados anemométricos confiáveis e atualizados (Pereira et al., 2012).

Para estudar o comportamento do vento em alturas típicas de uma turbina eólica (> 50 m) diante da ausência de medições anemométricas, diferentes metodologias têm sido empregadas como alternativa para dar suporte à decisão sobre a realização de um empreendimento eólico, dentre elas o uso de métodos estatísticos (Chang, 2011; Ko et al., 2015; Wang et al., 2018) e de modelos numéricos (Lazic et al., 2010; Mathew & Mariappan, 2014; Oliveira & Souza, 2017). A maioria dos projetos eólicos se desenvolvem com base em modelos numéricos dos atlas eólicos, sendo que o primeiro atlas eólico do Brasil foi publicado em 2001 para 50 m de altura, e, posteriormente, devido ao rápido desenvolvimento da energia eólica no país, foram elaborados atlas eóli-

cos estaduais para cada região do Brasil, que podem ser consultados na página do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB, 2019). Após obtido os dados referente ao atlas eólico de interesse, esses dados são validados por medidas coletadas durante o período de apenas um ano (Martins & Pereira, 2011; Ramos et al., 2018), embora somente a partir do ano de 2017 começou-se a exigir um período mínimo de três anos de medições contínuas in situ do vento para que um empreendimento eólico esteja habilitado a participar de leilões de energia, sendo que antes do ano de 2009 as medições anemométricas sequer eram obrigatórias segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018). O mapeamento do potencial eólico no Brasil a 50 m de altura para diferentes condições de terreno realizado através de modelagem numérica pode ser visto em Feitosa et al. (2003). Segundo os autores, no Nordeste Brasileiro (NEB), em especial as regiões de campo aberto e zonas costeiras, são os melhores locais para aproveitamento eólico no Brasil, uma vez que esses locais possuem ventos médios anuais entre 6 e 8 m.s⁻¹, o que explica porque o maior número de parques eólicos estão instalados nessa região do país de acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica, 2019). Embora os modelos numéricos nos últimos anos tenham se mostrado uma ótima ferramenta de custo relativamente baixo para estimar e prever recursos eólicos, deve-se ressaltar que os modelos não substituem as medições de vento no local e, ao invés disso, servem para indicar quais locais merecem uma avaliação mais detalhada para realização de campanhas de medição de custo elevado e para prover previsões de geração eólica em diferentes escalas de tempo.

Atualmente o Brasil conta com mais de 580 parques eólicos (com aproximadamente 14,8 GW de capacidade instalada) espalhados por todo o país, sendo que mais de 80% deles estão no NEB. Entre os estados do NEB, o que agrega maior produção (cerca de 4GW de potência instalada) é o Rio Grande do Norte, com 150 parques distribuídos pelo estado (ABEEólica, 2019). Ao todo, esse recurso energético vem apresentando um crescimento consistente nos últimos anos, passando de 1 GW em 2011 para 14,8 GW de potência em 2019 (ABEEólica, 2019). Para comparação, podemos, por exemplo, citar que a

capacidade eólica acumulada em 2019 no Brasil já é superior a capacidade instalada da binacional Itaipu, que é a maior usina hidrelétrica do país e a segunda maior do mundo (com 14 GW de potência) (Itaipu, 2016). Um dos motivos que levam o NEB a ser o maior produtor de energia eólica do país é sua disposição geográfica, favorecida pelo escoamento persistente de grande escala dos ventos alísios em baixos níveis, que apresenta baixa variabilidade direcional e intensidade apropriada para energia eólica.

O clima na costa norte-nordeste do Brasil é classificado como semiárido, enquanto na costa leste é do tipo tropical úmido (Leão & Dominguez, 2000; Alvares et al., 2014). A faixa costeira do NEB de 4° a 6°S de latitude apresenta pelo menos quatro a cinco meses secos durante o ano (Nimer, 1989). A estação chuvosa na faixa costeira leste do NEB, do Estado do Rio Grande do Norte ao estado da Bahia na latitude de Salvador, abrange o período de abril a julho, que representa 60% da precipitação anual (Rao et al., 1993). Na estação seca, setembro a dezembro, ocorre 10% da precipitação anual. Outro aspecto importante é que o período de maior intensidade do vento coincide com o período seco da região, ou seja, do ponto de vista energético, no NEB existe uma forte relação de complementaridade sazonal dos recursos eólicos para com os hídricos (Pinto et al., 2017). A Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS) modula a intensidade e a direção dos ventos alísios ao longo do litoral e, dessa forma, representa um dos fatores que influenciam a variabilidade da chuva, e do vento no leste do NEB (Rao et al., 1993).

Compreender as características do regime de vento é importante para otimizar a geração de energia eólica e evitar danos às turbinas. Para que se tenha um aproveitamento eólico viável, é necessário que o seu potencial seja maior ou igual a 500 W.m⁻², a uma altura de 50 m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m.s⁻¹ (Silva, 2007). Geralmente, a geração elétrica se inicia com velocidades do vento da ordem de 3,0 m.s⁻¹ (Costa & Lyra, 2012). Para o NEB, os primeiros trabalhos que analisaram dados de vento acima do nível padrão de 10 m foram o de Costa & Lyra (2012) e Ramos et al. (2018), ambos para o estado de Alagoas. No primeiro estudo, os autores analisaram as características do vento

em regiões distintas do estado na altura de 30 m. No segundo estudo, os autores analisaram o comportamento sazonal e o ciclo diurno do vento no nível de 50 m utilizando a distribuição de Weibull (Takle et al., 1978). Ramos et al. (2018) verificaram para o período de outubro de 2007 a outubro de 2010 (3 anos de dados) que a região apresenta uma velocidade média do vento superior a 7 m.s⁻¹, chegando até 8,5 m.s⁻¹ na estação seca da região, enquanto que para o ciclo diurno, os máximos de vento ocorrem entre as 18 e 23h (horário local - HL), com ventos superiores a 10 m.s⁻¹ durante a noite.

Muitos estudos que tem como objetivo analisar as características do vento na altura de turbinas eólicas utilizam dados de torres menores e extrapolam esses dados para níveis mais altos (Fox, 2011). O problema é que métodos de extrapolação produzem incertezas quando aplicados para prever o comportamento do vento a níveis acima de 80 m. Os erros também aumentam com a altura, já que a dinâmica atmosférica é influenciada direta ou indiretamente por diferentes fenômenos meteorológicos, tais como as Ondas de Leste ou cisalhamento do vento, por exemplo (Schwartz & Elliott, 2005). Portanto, o ideal para analisar o regime do vento na altura do rotor de uma turbina eólica seria a partir de dados de uma torre anemométrica na altura do rotor da turbina ou muito próximo, para eliminar alguns desses erros (Schwartz & Elliott, 2005).

Este trabalho tem como objetivo identificar quais períodos do ano de 2017 foram mais favoráveis para produção de energia eólica, analisando e comparando o comportamento da velocidade do vento em escala mensal, sazonal e horária em dois parques eólicos localizados na cidade de Parazinho no Rio Grande do Norte. Para isso, a distribuição Weibull, diagramas de caixa e percentis são utilizados nas análises, com o objetivo de auxiliar em projetos futuros de parques eólicos no NEB.

O presente artigo está estruturado da seguinte forma: além desta introdução, a Seção 2 descreve os dados utilizados e os métodos empregados nas análises; a Seção 3 apresenta os resultados das análises em escala mensal, sazonal e horária da velocidade do vento na região, e, por fim, a Seção 4 apresenta as principais conclusões deste estudo.

2 Metodologia e Dados

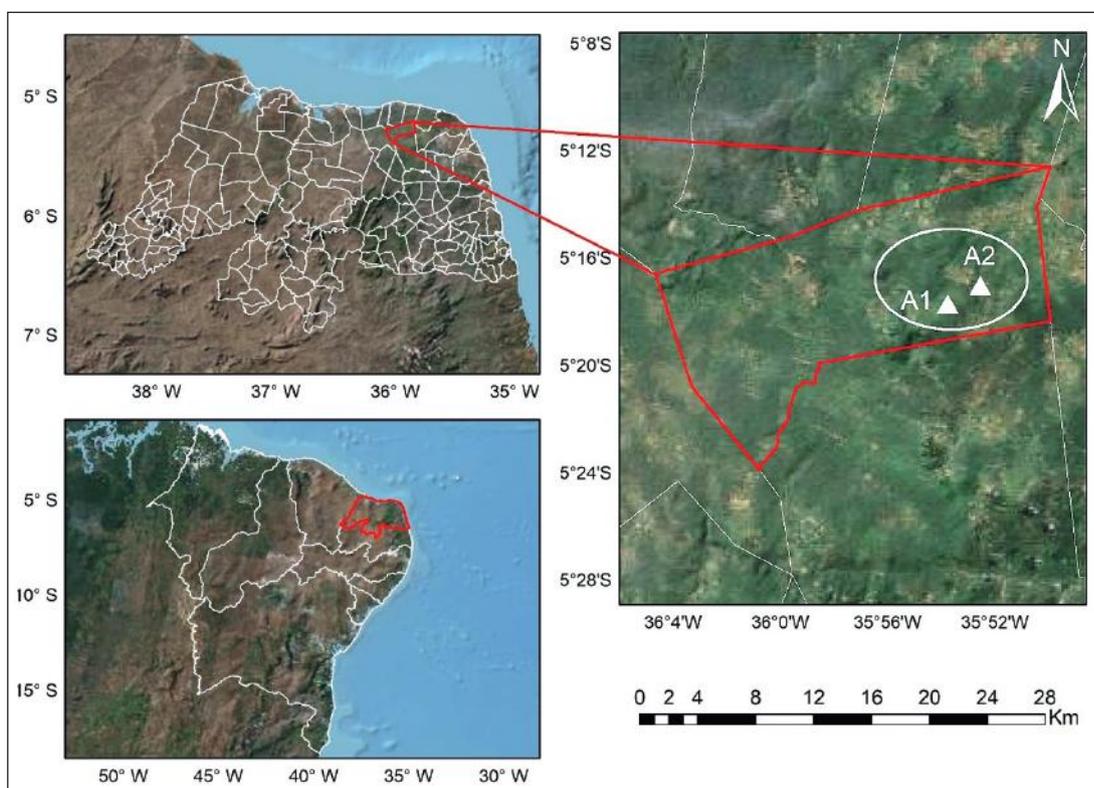
2.1 Dados

Neste estudo foram utilizados dados de velocidade e direção do vento de duas torres anemométricas localizadas em dois parques eólicos na cidade de Parazinho no Rio Grande do Norte. Os parques eólicos não podem ter os seus nomes revelados por questão de confidencialidade de dados, dessa forma as torres anemométricas serão referenciadas como A1 e A2 (Figura 1). Os dados medidos da velocidade e direção do vento foram coletados a partir de um anemômetro de copo Thies First Class de alta precisão (1% do valor medido ou $0,2 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, o que for maior), e um indicador de direção do vento Thies Compact (wind vane) (Thies Clima, 2019), respectivamente, instalados em cada torre na altura de 95 metros. Os dados da direção e velocidade do vento correspondem à média horária das medições que são realizadas a cada segundo e integralizadas em intervalos de 10 minutos, compreendendo o período de 01 de janeiro a 31 de dezembro de 2017. Embora seja necessário um período mais longo de medições (pelo menos 30 anos de dados) para caracterizar a climatologia do vento em um local segundo a World

Meteorological Organization (WMO, 2018), o presente estudo se restringiu a analisar apenas o ano de 2017 devido a esse ser o único período que a empresa responsável pelos parques eólicos pôde disponibilizar os dados anemométricos. Ressalta-se que para uma análise preliminar do comportamento do vento e estimativa do potencial eólico de uma região, um ano consecutivo de medições da velocidade do vento é suficiente para representar as variações de longo prazo no perfil do vento, dentro de um nível de precisão de 10% (Guzzi & Justus, 1988; Parsa & Mapdi, 1995; Sathyajith, 2006; Mostafaiepour et al., 2013). A série temporal foi dividida nas quatro estações do ano: Verão (DJF), outono (MAM), inverno (JJA) e primavera (SON).

Os dados foram submetidos a um processo de validação com o objetivo de eliminar dados espúrios para evitar conclusões errôneas. Os dados incorretos podem ser causados pelo mau funcionamento dos sensores e equipamentos, ou devido a algum problema de calibração dos anemômetros, entre outros. A Tabela 1 descreve os filtros de validação aos quais os dados foram submetidos em busca de dados suspeitos (Bailey et al., 1997).

Figura 1
Localização das duas torres anemométricas de 95 m, A1 e A2 (triângulos em branco) utilizadas para estudo em Parazinho-RN.



Parâmetro	Critério de Validação
Velocidade Horizontal do Vento	
Média	$0 \leq \text{Média} \leq 25 \text{ m.s}^{-1}$
Desvio Padrão	$0 \leq \text{Desvio Pad.} \leq 3 \text{ m.s}^{-1}$
Direção do vento	
Média	$0 \leq \text{Média} \leq 360^\circ$
Desvio Padrão	$3 \leq \text{Desvio Pad.} \leq 75^\circ$

Tabela 1 Critérios de validação dos dados. Média significa a média horária (ou seja, obtida com os 6 valores - 1 a cada 10 minutos) sendo excluídos os dados que estão abaixo de 0 e acima de 25 m.s⁻¹. O Desvio padrão também é calculado para cada intervalo de 1 hora (sendo excluídos os valores que apresentam DP fora do intervalo $0 \leq \text{DP} \leq 3 \text{ m.s}^{-1}$). O mesmo procedimento é adotado para a direção do vento.

Após o processo de avaliação dos dados, obteve-se uma disponibilidade de dados equivalente a 99,99% em A1 e A2 com base nos 8760 registros (um para cada hora do ano). Os dados excluídos da série correspondem ao mês de abril (dia 21, das 19:00 até as 24:00, total de 5 horas faltantes) em A1 (5 valores excluídos do total de 8760), e o mês de abril (do dia 20 a partir das 16:00 até o final do dia 21, total de 33 horas faltantes), junho (dia 29, das 11:00 até as 24:00, total de 14 horas faltantes) e julho (dia 7, das 10:00 até as 15:00, total de 6 horas faltantes) em A2 (53 valores excluídos do total de 8760). Os valores excluídos das séries de dados representam valores negativos de velocidade do vento e horários que apresentaram falha na coleta de dados (ausência de registros), sendo, portanto, excluídos das séries temporais. Ressalta-se que nenhum valor das séries temporais ultrapassou o limiar de velocidade do vento $\geq 25 \text{ m.s}^{-1}$.

2.2 Métodos

Existem diferentes métodos para determinar a distribuição da velocidade do vento. A distribuição de Weibull com 2 parâmetros é uma das mais utilizadas na literatura para retratar estatisticamente os dados de vento (Takle et al., 1978; Justus et al., 1978). O método utilizado para este estudo foi semelhante ao de Takle et al. (1978), que foi um dos primeiros trabalhos a analisar o comportamento do vento e sua associação com a distribuição probabilística de Weibull nos primeiros 100 metros da atmosfera para o

estado de Iowa nos Estados Unidos. Nesse estudo a distribuição de Weibull é utilizada para representar a frequência de ocorrência de cada velocidade do vento.

Utilizando uma notação similar à de Takle et al. (1978) e Justus et al. (1978), a distribuição de Weibull para a velocidade do vento (V), pode ser expressa pela função densidade de probabilidade (curva de frequência da velocidade do vento), de acordo com a Equação 1, abaixo.

$$f(V) = \left(\frac{c}{a}\right) \left(\frac{V}{a}\right)^{c-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{a}\right)^c\right] \quad (1)$$

onde a é o parâmetro de escala da distribuição de Weibull com unidade de metros por segundo (m.s⁻¹), e c é o fator de forma (adimensional). A correspondente função distribuição acumulada é dada pela Equação 2.

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{a}\right)^c\right] \quad (2)$$

Na Equação 2, v é a velocidade do vento, c é o parâmetro de forma e a é o parâmetro de escala (em m.s⁻¹). $F(v)$ representa a fração de tempo (ou probabilidade) em que a velocidade do vento é igual ou menor que v .

Vários métodos podem ser usados para estimar os parâmetros de Weibull, a e c , dependendo dos dados de vento disponíveis e do rigor requerido na análise (Justus et al., 1978; Lysen, 1982; Troen & Petersen, 1989; Araújo, 1989). Neste estudo, os parâmetros de ajuste a e c para a distribuição de Weibull foram estimados pelo método da máxima verossimilhança (Harter & Moore, 1965 a, b; Cohen, 1965). As séries de dados em A1 e A2 foram submetidas a uma análise de frequência a partir de histogramas, separando a velocidade do vento em N classes (bins ou intervalos) para representar a frequência de ocorrência de cada velocidade do vento. Os intervalos (bins) são representados graficamente em histogramas mostrando o número de ocorrências em um intervalo de classe de 0,2 m.s⁻¹ para cada mês (Figura 2). Além disso, a diferença no comportamento da velocidade do vento entre o dia e a noite é discutido durante a análise observacional.

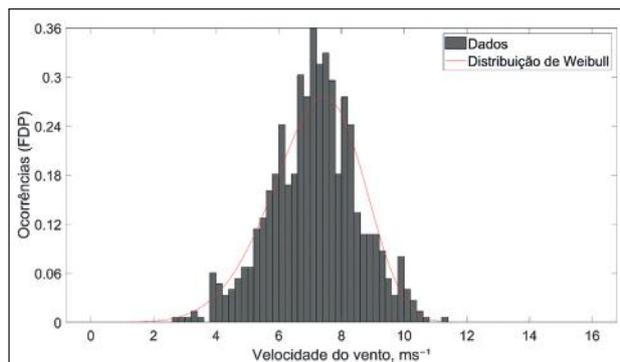


Figura 2 Exemplo de histograma e distribuição de Weibull utilizada para este estudo. O histograma mostra a velocidade do vento (m.s^{-1}) para dezembro de 2017 na torre A1 com a distribuição de Weibull ajustada aos dados.

2.3 Método de Máxima Verossimilhança

O método da máxima verossimilhança é um dos vários métodos disponíveis para estimar os parâmetros de forma e de escala da distribuição de Weibull. Seguro & Lambert (2000) e Costa Rocha et al. (2012) mostram que os parâmetros da distribuição de Weibull estimados por este método podem ser representados pelas Equações 3 e 4.

$$a = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (v_i)^c \right)^{\frac{1}{c}} \quad (3)$$

$$c = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^c \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^c} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right]^{-1} \quad (4)$$

Nas Equações 3 e 4, v_i é a velocidade do vento no passo de tempo i e n é o número total das velocidades não-nulas observadas.

Os parâmetros estimados pelo método da máxima verossimilhança foram utilizados para calcular a função densidade de probabilidade (FDP) de Weibull para representar graficamente a variação sazonal das distribuições da velocidade do vento em A1 e A2.

2.4 Ventos Extremos

Neste estudo foi identificado a ocorrência de ventos extremos com base na aplicação do método dos percentis (Wilks, 2006). Os percentis foram utilizados para identificar os extremos que correspon-

dem as maiores e menores velocidades de vento observadas na série de dados dos dois parques eólicos. Os extremos que correspondem as maiores velocidades (extremos superiores) são considerados aqueles em que a velocidade do vento é maior ou igual aos percentis de 95% e 99%, e os extremos que correspondem as menores velocidades (extremos inferiores) são aqueles em que a velocidade do vento é menor ou igual aos percentis de 5% e 1%. Inicialmente os percentis de 5% e 95% foram comparados entre si, e posteriormente comparados com os percentis de 1% e 99% para verificar como a velocidade do vento difere entre os dois parques eólicos. Além disso, as velocidades máximas (Vel max) e mínimas (Vel mín) registradas no intervalo de uma hora para cada mês (maior e menor valor ocorrido no mês) também foram identificadas.

3 Resultados e Discussão

3.1 Análise Mensal, Sazonal e Horária do Vento

A Tabela 2 apresenta as velocidades médias, máximas e mínimas calculadas por mês para os dois parques eólicos. A média anual também é calculada a partir das médias mensais. A velocidade média anual do vento é ligeiramente maior em A1, assim como as médias anuais das velocidades máxima e mínima, em comparação com A2. Com relação as estações do ano, as menores velocidades médias em A1 e A2 são observadas no verão (A1) e outono (A2), com uma média máxima na primavera de $8,9 \text{ m.s}^{-1}$ (A1) e $8,7 \text{ m.s}^{-1}$ (A2), respectivamente (Tabela 2). Comportamento semelhante foi observado na região de Alagoas por Costa & Lyra (2012), porém com dados em menores alturas (30 m). Para Ferreira & Mello (2005) esse comportamento sazonal na intensidade do vento no NEB está associado com o posicionamento da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), que durante os meses de fevereiro e março tende a oscilar entre 2 e 5°S , fazendo com que o gradiente de pressão diminua e, consequentemente, a intensidade do vento. Por outro lado, o posicionamento da ZCIT ao norte do equador entre os meses de agosto e setembro provoca um maior gradiente de pressão, devido ao fortalecimento da ASAS nessa época do ano, que intensifica o escoamento de grande escala (alísios) e contribui para

a intensificação dos ventos no NEB. Um dos mecanismos que modulam a variabilidade sazonal da ZCIT e conseqüentemente o gradiente de pressão que impacta diretamente na intensidade dos ventos é o fenômeno oceânico-atmosférico conhecido como Dipolo do Atlântico (Gradiente Inter-Hemisférico ou Gradiente Meridional) (Okumura et al., 2001). No ano de 2017 a anomalia de temperatura da superfície do mar (ATSM) no Atlântico norte (ATN) permaneceu positiva e a ATSM no Atlântico sul (ATS) esteve negativa, o que caracterizou a configuração de um dipolo positivo (aquecimento no ATN e resfriamento no ATS) de acordo com o monitoramento realizado pela Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos (Funceme, 2019). Nessas circunstâncias, a ZCIT tende a migrar para o norte, e, possivelmente, influenciou o gradiente térmico e pressão à superfície de modo a intensificar os ventos em baixos níveis sobre o NEB durante esse ano. A velocidade mínima média do vento é maior em A1 para as quatro estações do ano. Dentre os picos máximos observados, os meses de julho em A1 e junho em A2 foram os que se destacaram, superando os 15 e 16 m.s⁻¹, respectivamente. Para ambas as torres, as menores velocidades mínimas ocorreram no mês de abril, com valores de 1,6 m.s⁻¹ registrados em A1 e 0,9 m.s⁻¹ em A2. Os valores da velocidade do vento, em média,

são menores em A2, enquanto que os dois extremos, máximo e mínimo, são maiores em A1. Os baixos valores de desvio padrão indicam que não há grande variabilidade em torno da média mensal e anual do período estudado, sendo os maiores valores observados em junho e julho, com desvios de 2,6 m.s⁻¹ nos dois meses em A1 e de 1,8 m.s⁻¹ (junho) e 2,2 m.s⁻¹ (julho) em A2, respectivamente.

As Figuras 3 e 4 apresentam o ciclo diurno para cada mês e considerando todo o ano de 2017 da velocidade do vento para as torres A1 e A2, respectivamente. O ciclo diurno em A1 (Figura 3) mostra um padrão complexo: há um máximo no meio da manhã às 10 HL, e outro no fim da tarde (17 HL), com um mínimo observado no início da manhã (7 HL). As maiores velocidades no ciclo diurno do vento ocorrem em setembro e outubro, com picos máximos de 11,3 m.s⁻¹ no meio da manhã (10 HL), seguido por um máximo secundário de 10,5 m.s⁻¹ no fim da tarde (17 HL), enquanto que as menores velocidades variam entre o mês de abril em A1 e março em A2, com um mínimo de 3,8 m.s⁻¹ no começo da manhã (7 HL) em A1, observado no mês de abril. Esse padrão também é constatado em A2, onde é possível observar que as maiores velocidades ocorrem a partir de julho, e se estendem até meados de outubro, com dois máximos no mês de setembro: um de 11,4 m.s⁻¹ no meio da

Mês 2017 / Vel (m.s ⁻¹)	Média A1	Média A2	Desvio Padrão A1	Desvio Padrão A2	Vel máx A1	Vel máx A2	Vel mín A1	Vel mín A2
Janeiro	7,5	7,4	1,4	1,5	11,4	11,7	4,2	4,2
Fevereiro	6,9	7,0	1,5	1,5	10,8	10,5	2,5	1,8
Março	6,3	5,8	1,8	1,3	11,1	9,3	2,2	1,8
Abril	6,3	6,3	2,2	1,5	11,5	10,2	1,6	0,9
Mai	6,4	6,1	1,9	1,5	11,6	12,3	2,4	1,6
Junho	6,9	7,1	2,6	1,8	15,2	16,4	2,0	1,8
Julho	7,8	8,7	2,6	2,2	15,8	15,2	2,3	2,4
Agosto	9,2	9,0	1,5	1,4	15,0	13,9	5,6	5,6
Setembro	10,0	9,8	1,7	1,6	15,4	15,5	5,2	4,9
Outubro	8,9	8,6	1,6	1,7	13,3	13,3	5,1	4,6
Novembro	7,7	7,7	1,5	1,5	12,1	11,5	3,9	3,9
Dezembro	7,1	7,2	1,4	1,5	11,4	10,9	2,7	2,4
Média Anual	7,6	7,6	1,8	1,6	12,9	12,6	3,3	3,0
Verão	6,2	7,2	1,4	1,5	11,2	11,0	3,1	2,8
Outono	6,3	6,1	1,9	1,4	11,4	10,6	2,1	1,5
Inverno	8,0	8,3	2,2	1,8	15,3	15,2	3,3	3,3
Primavera	8,9	8,7	1,6	1,6	13,6	13,5	4,7	4,5

Tabela 2 Velocidade média, máxima (Vel máx) e mínima (Vel mín) do vento (m.s⁻¹) em A1 e A2 separadas por mês e estação do ano, para o ano de 2017 em 95 m. Vel máx e Vel mín correspondem aos registros de máxima e mínima velocidade média registrada de cada mês. Os ventos mais intensos para cada mês estão destacados nas células sombreadas para cada torre.

manhã (10 HL) e outro de 10 m.s^{-1} no fim da tarde (17 HL). Por outro lado, a magnitude, mês e horário do mínimo em A2 difere de A1, sendo observado no mês de março, porém com velocidades ligeiramente maiores que em A1, de $4,9 \text{ m.s}^{-1}$ no período da madrugada (5 HL). Essas variações em curtos períodos de tempo no ciclo diurno, que apresentam as maiores (menores) velocidades no meio (início) da manhã podem estar associadas com a interação entre o escoamento de grande escala (alísios), circulações locais causadas por variações na temperatura (forçante térmica) e efeitos locais (processos turbulentos) da camada limite planetária (CLP), conforme exposto por Alcântara & Souza (2008). Em geral, as menores velocidades da média horária ($< 6 \text{ m.s}^{-1}$) ocorrem com maior frequência próximo ao fim da madrugada (5 HL) e início da manhã (7 HL) entre os meses de março e abril, enquanto que as maiores ($> 10 \text{ m.s}^{-1}$)

ocorrem entre o meio da manhã (10 HL) e fim da tarde (17 HL), com os picos máximos em sua maioria ocorrendo no mês de setembro.

3.2 Análise Sazonal da Distribuição de Weibull e Parâmetros

As distribuições sazonais de Weibull foram calculadas e representadas graficamente com base nos parâmetros de forma (c) e escala (a) (Tabela 3 e Figuras 5, 6, 7 e 8). De acordo com a Tabela 3, os parâmetros de escala apresentam os menores valores em março (em A1 e A2), seguido pelo segundo menor valor em abril (A1) e maio (A2), atingindo o pico máximo na primavera (setembro), diminuindo à medida que se aproxima o verão, com pico mínimo no outono (março). O parâmetro de escala médio anual é ligeiramente maior em A1, indicando uma

Figura 3 Ciclo diurno (hora local) da velocidade média do vento (m.s^{-1}) a 95 m de altura a cada mês para o ano de 2017 na torre anemométrica A1.

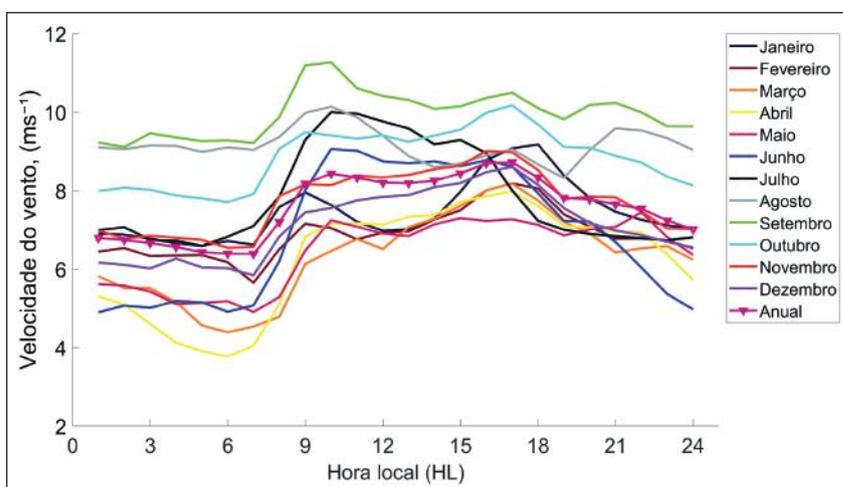
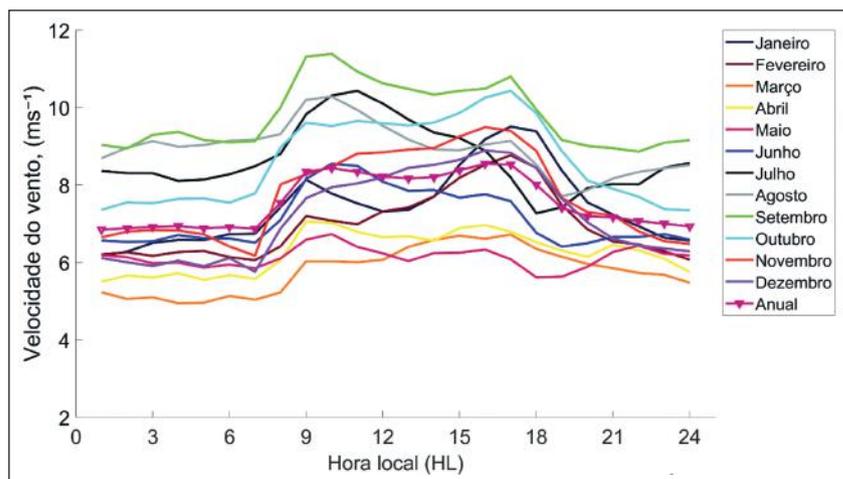


Figura 4 Ciclo diurno (hora local) da velocidade média do vento (m.s^{-1}) a 95 m de altura a cada mês para o ano de 2017 na torre anemométrica A2.



maior frequência de ocorrência de ventos intensos nesse local. A análise desse parâmetro indica que as maiores velocidades ocorrem no final do inverno (agosto) e início da primavera (setembro) em A1, sendo que as menores velocidades se dão no início do outono (março) se estendendo até o final da estação (maio). O menor valor do parâmetro de forma em A1 ocorre em junho (2,9), e o maior em agosto (6,5), com pico mínimo e máximo em A2 igualmente observado nesses meses, de 3,9 e 6,6, respectivamente. Observa-se ainda que, enquanto o parâmetro de escala varia entre 7,0 e 10,7 em A1 e entre 6,3 e 10,5 em A2, o parâmetro de forma varia entre 2,9 e 6,5 e entre 3,9 e 6,6, respectivamente. É possível notar que, em A1 os parâmetros *a* e *c* possuem uma variação homogênea, enquanto que em A2 o parâmetro *c* tem uma variação espacial (diferença entre o valor maior e o valor menor do parâmetro) muito menor que o parâmetro *a*.

A função densidade de probabilidade (FDP) da distribuição de Weibull é representada graficamente para as quatro estações do ano (Figura 5). As distribuições apresentam curvas (formas) semelhantes para a estação do verão em ambas as torres, mas variam ligeiramente em dezembro (Figura 5). A distribuição em A2 no mês de dezembro apresenta um pico mais baixo e ligeiramente deslocado para a direita em relação com A1. Essas diferenças também foram observadas nos parâmetros de forma (*c*) e de escala (*a*) (Tabela 3). Com exceção do mês de janeiro, os parâmetros de forma e escala apresentam uma tendência negativa a partir do início dessa estação nas duas torres. Essas tendências indicam que a intensidade do vento diminui ao longo da estação (verão), e que as menores velocidades são mais comuns à medida em que se aproxima o fim da mesma. Embora as distribuições não apresentem grande variabilidade entre elas, nota-se que os picos mais altos da distribuição em A1 situam-se ligeiramente à esquerda, indicando que nesse local há uma maior probabilidade de ocorrência de velocidades menores nessa estação do ano.

Durante o outono, ambas as torres apresentaram distribuições mensais similares (Figura 6). A distribuição de março em A1 e A2 atingiu um pico maior do que as demais (abril e maio), sendo o se-

gundo maior pico em abril, seguido por maio em A2, enquanto que em A1 o segundo e terceiro maior pico ocorrem em maio e abril, respectivamente. De acordo com esse resultado, a velocidade média do vento sempre se mantém acima de 6 m.s^{-1} ao longo dos três meses dessa estação. A distribuição de março em A2 é a que apresenta maior frequência de velocidades inferiores a 6 m.s^{-1} .

Para o inverno (Figura 7), percebe-se que os picos das distribuições estão deslocados para a direita de junho para agosto, com amplitudes ligeiramente maiores em A2 em comparação com A1. Essas diferenças e similaridades entre as distribuições também podem ser constatadas ao se analisar os parâmetros de forma e escala (Tabela 3). A velocidade média do vento durante essa estação do ano é superior a 7 m.s^{-1} , com exceção do mês de junho em A1 que apresenta velocidades médias inferiores a esse valor. Nota-se que há um aumento da velocidade média do vento a partir do início dessa estação nas duas torres, com picos máximos de velocidade ($> 9 \text{ m.s}^{-1}$) no mês de agosto (final de inverno), período no qual os ventos alísios se intensificam, o que possivelmente explicaria esse aumento da velocidade média observada nas distribuições.

O padrão de velocidades médias altas observado no final do inverno (agosto) se mantém entre os meses de setembro e outubro (primavera), e tende a diminuir à medida que se aproxima o fim da estação (novembro) (Figura 8). Tanto em A1 como em A2 a velocidade média do vento alcançou seu valor máximo e maior frequência em setembro, com velocidades médias acima de 10 m.s^{-1} . Considerando as quatro estações do ano, tem-se que, no outono há uma maior frequência de ventos inferiores a 7 m.s^{-1} , ao passo que o oposto é observado na primavera, que apresenta as maiores intensidades de vento ($> 8 \text{ m.s}^{-1}$). Essa dinâmica se deve principalmente por se tratarem de estações de transição, que correspondem também ao período em que os gradientes de pressão são mais intensos, principalmente entre o inverno e a primavera, o que explicaria as maiores velocidades observadas nessa estação (setembro).

É importante salientar que as análises realizadas tem como base apenas o período de 1 ano de dados, que no caso deste estudo foi tomada sobre

o ano de 2017 devido a ser o único período de dados cedidos pelos parques eólicos. O ano de 2017 no NEB foi um ano marcado com predominância de neutralidade com relação a temperatura da superfície do mar (TSM) do oceano Pacífico equatorial, com exceção para o trimestre setembro-outubro-novembro que apresentou condições anômalas de TSM favoráveis para a atuação do fenômeno La Niña de fraca intensidade de acordo com a National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA, 2019). A ocorrência desse fenômeno oceânico-atmosférico, embora que de fraca intensidade, está intimamente associada com a intensificação dos ventos alísios, o que possivelmente explicaria as maiores velocidades do vento observadas no mês de setembro.

Mês	a, A1	a, A2	c, A1	c, A2
Janeiro	8,0	8,1	5,7	5,3
Fevereiro	7,5	7,6	5,3	5,3
Março	7,0	6,3	4,1	5,1
Abril	7,0	6,8	3,2	4,8
Maió	7,1	6,7	3,9	4,2
Junho	7,7	7,8	2,9	3,9
Julho	8,8	9,5	3,4	4,3
Agosto	9,8	9,6	6,5	6,6
Setembro	10,7	10,5	6,4	6,5
Outubro	9,5	9,3	6,1	5,6
Novembro	8,3	8,4	5,7	5,7
Dezembro	7,7	7,8	5,7	5,4
Média Anual	8,3	8,2	4,9	5,2

Tabela 3 Média mensal e anual dos parâmetros de forma (c) e de escala (a, em $m.s^{-1}$) da distribuição de Weibull para A1 e A2 a 95 m de altura.

Figura 5 Distribuição de Weibull da velocidade do vento ($m.s^{-1}$) em A1 e A2 para o trimestre DJF (verão).

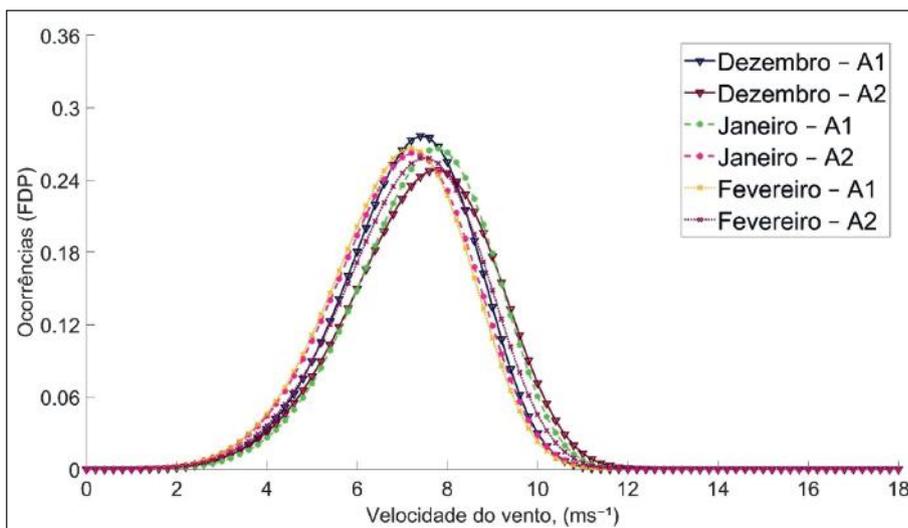
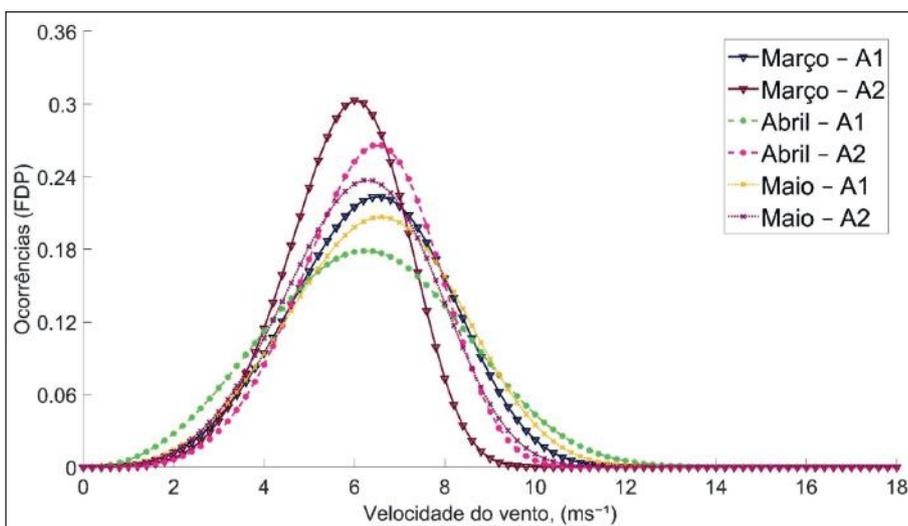


Figura 6 Distribuição de Weibull da velocidade do vento ($m.s^{-1}$) em A1 e A2 para o trimestre (MAM) outono.



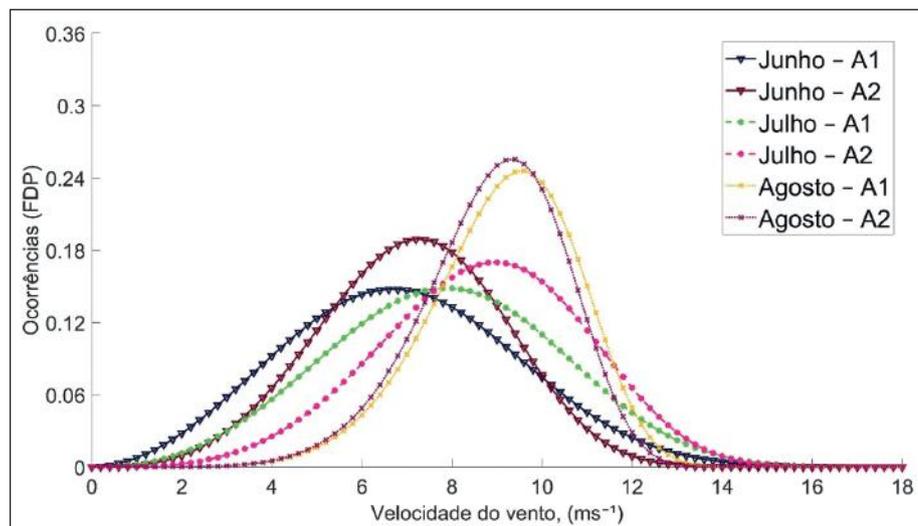


Figura 7 Distribuição de Weibull da velocidade do vento ($m.s^{-1}$) em A1 e A2 para o trimestre (JJA) inverno.

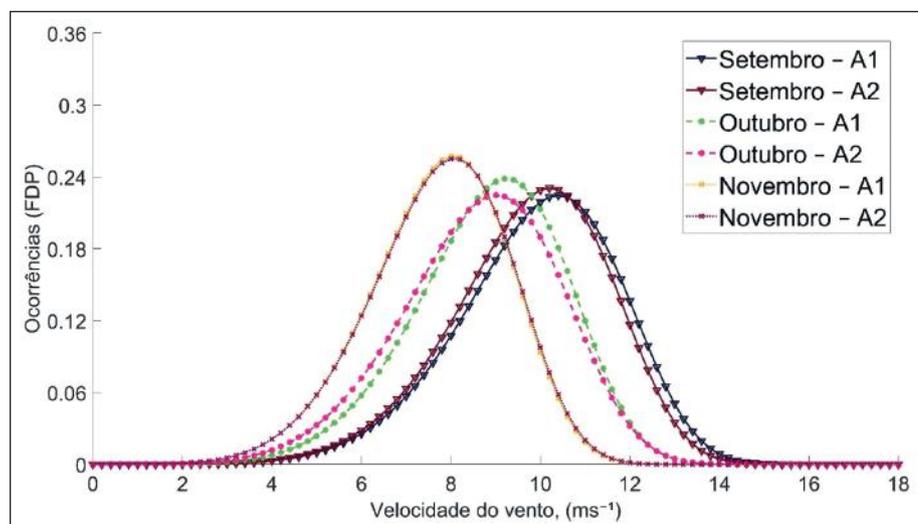
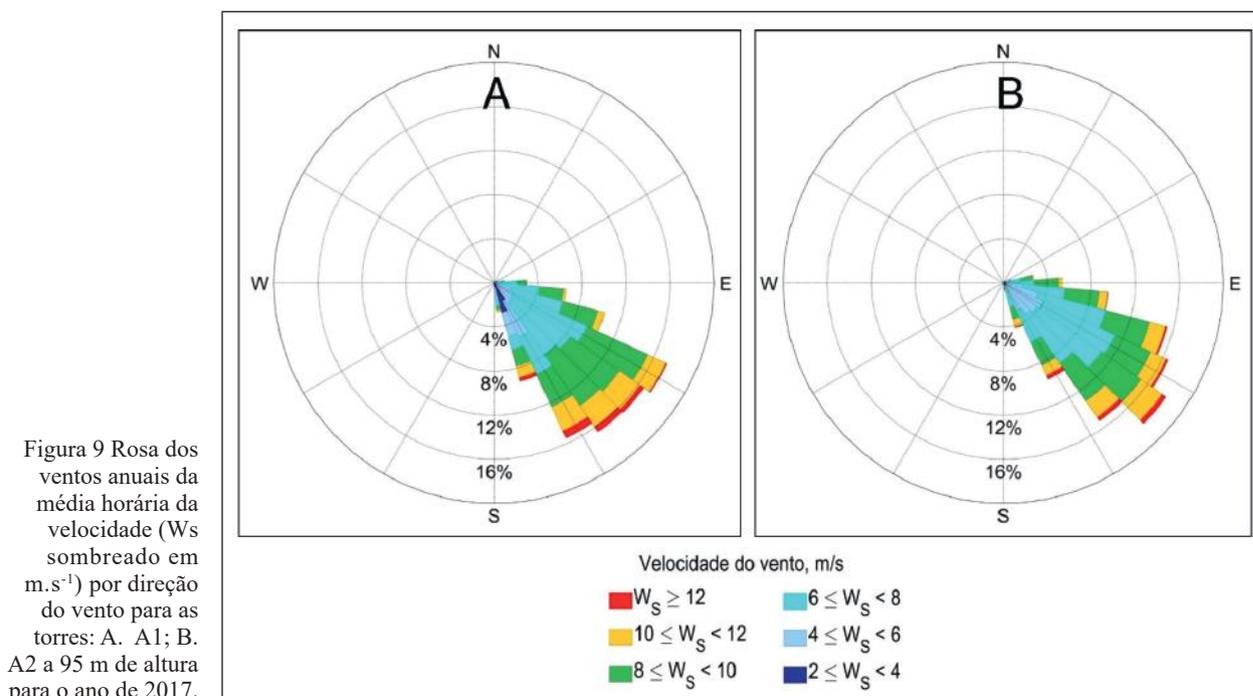


Figura 8 Distribuição de Weibull da velocidade do vento ($m.s^{-1}$) em A1 e A2 para o trimestre (SON) primavera.

3.3 Comportamento Anual da Direção do Vento

A Figura 9 apresenta a direção e a velocidade do vento (rosa dos ventos) para toda a série de dados em A1 (Figura 9A) e A2 (Figura 9B). Analisando-se essa figura, percebe-se que durante o ano de 2017, o vento de sudeste (SE) predominou na maior parte do ano, tanto em A1 como em A2, com frequências de 34,02% (A1) e 34,90% (A2). A segunda maior frequência corresponde a ventos de sul-sudeste (SSE) em A1 (29,79%), e ventos de leste-sudeste (ESE) em A2 (29,44%), seguido pela terceira maior frequência em A1 com ventos de ESE (21,97%), e de SSE (19,36%) em A2. Entretanto, nota-se também ocorrência de outras direções com frequências me-

nores, com destaque para a direção leste (E), com frequência variando de 6,31% (A1) a 10,95% (A2), respectivamente. Considerando as três direções predominantes ESE, SE e SSE, o percentual fica próximo de 85,77% (A1) e 83,70% (A2). Observa-se que a variabilidade anual da direção do vento é baixa nas duas torres, tendo predominâncias de vento de SE a maior parte do ano, o que seria ideal para aproveitamento eólico. A pouca variabilidade da direção do vento também é importante para reduzir o desgaste dos rotores das turbinas eólicas. Tais ventos de sudeste no hemisfério sul são conhecidos como ventos alísios e estão relacionados ao posicionamento migratório do centro da ASAS, o que explica a maior frequência de ventos que estão distribuídos nos quadrantes sul e leste.



3.4 Análise de Extremos

Para identificar extremos, tabelas e diagramas de caixa (boxplot) destacando os percentis (quantis) de 1% (p1%), 5% (p5%), 95% (p95%) e 99% (p99%) da série horária da velocidade do vento em cada torre e mês foram avaliados (Tabela 4, Figuras 10 e 11). Os percentis (quantis) inferiores de 1% e 5% foram calculados para identificar os extremos que correspondem as menores velocidades observadas em cada mês, enquanto que os percentis (quantis) superiores de 95% e 99% foram calculados para identificar os extremos que correspondem as maiores velocidades. As médias anuais dos quatro percentis também foram calculados para ambas as torres. Nota-se que as médias anuais dos percentis inferiores (1 e 5%) são maiores em A2, enquanto que as médias dos percentis superiores (95 e 99%) são maiores em A1. Julho é o mês do ano que apresenta a maior diferença na velocidade do vento entre as duas torres para os percentis inferiores de 1 e 5%, sendo a magnitude dessa diferença maior a medida em que se aumentam os percentis. Entretanto, para os percentis superiores de 95 e 99%, é no mês de agosto que se observam as maiores diferenças na velocidade do vento entre as duas torres. O inverno é a estação do ano com os maiores percentis (95 e 99%) considerando o valor médio do trimestre JJA (junho, julho e agosto) comparado às demais estações, com o percentil de 99%

correspondendo a limiares que variam de 12,7 a 13,7 $m.s^{-1}$ e de 12,5 a 14,1 $m.s^{-1}$, em A1 e A2, respectivamente (Tabela 4, Figuras 10 e 11). Do trimestre JJA, os percentis superiores em A1 alcançaram valores maiores que A2 nos meses de junho e agosto, porém inferiores a A2 no mês de julho. Ressalta-se que, embora em A2 os maiores valores referentes aos percentis de 95% (12,4 $m.s^{-1}$) e 99% (14,1 $m.s^{-1}$) tenham sido observados em julho (inverno), em A1 foi na primavera (setembro) que os percentis de 95% (12,9 $m.s^{-1}$) e 99% (13,9 $m.s^{-1}$) alcançaram os seus valores máximos (considerando todos os meses do ano). Com exceção dos meses de janeiro e outubro, todos os percentis referentes aos extremos inferiores (p1% e p5%) apresentam valores maiores em A2, ou seja, em A2 tanto a frequência quanto a intensidade das menores velocidades são maiores do que as observadas em A1, com os maiores percentis (p1% e p5%) ocorrendo no mês de setembro.

A análise dos extremos indica que mesmo os menores valores dos percentis (p1% e p5%), estão acima de um limiar mínimo de velocidade do vento para manter funcionando um aerogerador (Costa & Lyra, 2012), com exceção do quadrimestre MAMJ (março, abril, maio e junho) em A1 e o mês de abril em A2, que apresentaram limiares de velocidade inferiores a 3 $m.s^{-1}$.

Análise Estatística do Vento em Dois Parques Eólicos no Rio Grande do Norte

William Duarte Jacodino; Leonardo Calvetti; Ana Lucia da Silva Nascimento; Cesar Augustus Assis Beneti; Sheila Radman da Paz & Omar Medeiros Jadalla

Mês/2017	1% A1	1% A2	5% A1	5% A2	95% A1	95% A2	99% A1	99% A2
Janeiro	4,6	4,6	5,2	5,2	9,9	9,9	11,0	11,2
Fevereiro	3,5	3,9	4,3	4,5	9,3	9,4	10,0	10,1
Março	2,5	3,0	3,1	3,8	9,1	7,9	10,1	8,7
Abril	2,2	2,4	3,0	3,8	9,7	8,6	10,6	9,5
Mai	2,7	3,1	3,3	4,1	9,4	8,9	10,9	11,0
Junho	2,6	3,2	3,2	4,3	10,9	10,4	13,7	12,9
Julho	3,2	3,8	3,9	5,2	12,1	12,4	13,6	14,1
Agosto	6,0	6,0	6,8	6,9	11,7	11,5	12,7	12,5
Setembro	6,4	6,5	7,1	7,2	12,9	12,4	13,9	13,5
Outubro	5,7	5,4	6,2	6,0	11,5	11,4	12,4	12,2
Novembro	4,7	4,8	5,4	5,5	10,2	10,4	11,1	11,0
Dezembro	3,8	4,1	4,7	4,9	9,5	9,6	10,2	10,4
Média Anual	4,0	4,2	4,7	5,1	10,5	10,2	11,7	11,4

Tabela 4 Percentis mensais da velocidade do vento ($m.s^{-1}$) para as torres A1 e A2. Os quatro percentis são de 1%, 5%, 95% e 99%. O percentil médio anual também é computado na linha inferior da tabela. O valor mais alto entre as duas torres está destacado nas células sombreadas.

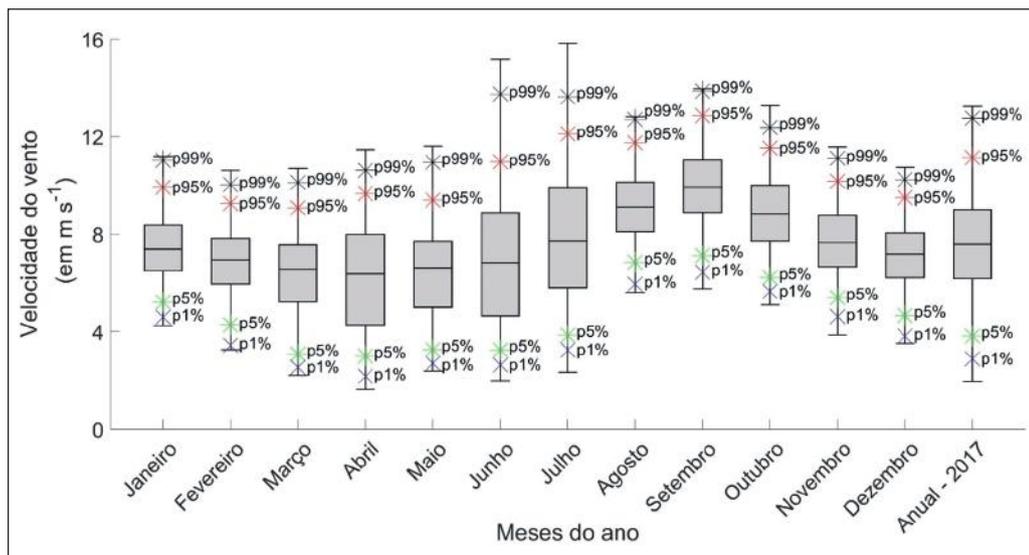


Figura 10 Distribuição da velocidade média mensal horária do vento para o ano de 2017 (Boxplot cinza em $m.s^{-1}$), para a torre A1. A linha cheia dentro da caixa representa o percentil 50% (mediana), o inferior da caixa representa o percentil 25%, o superior da caixa 75%, e os marcadores (x) em azul, verde, vermelho e preto representam os percentis de 1%, 5%, 95% e 99% da série, respectivamente.

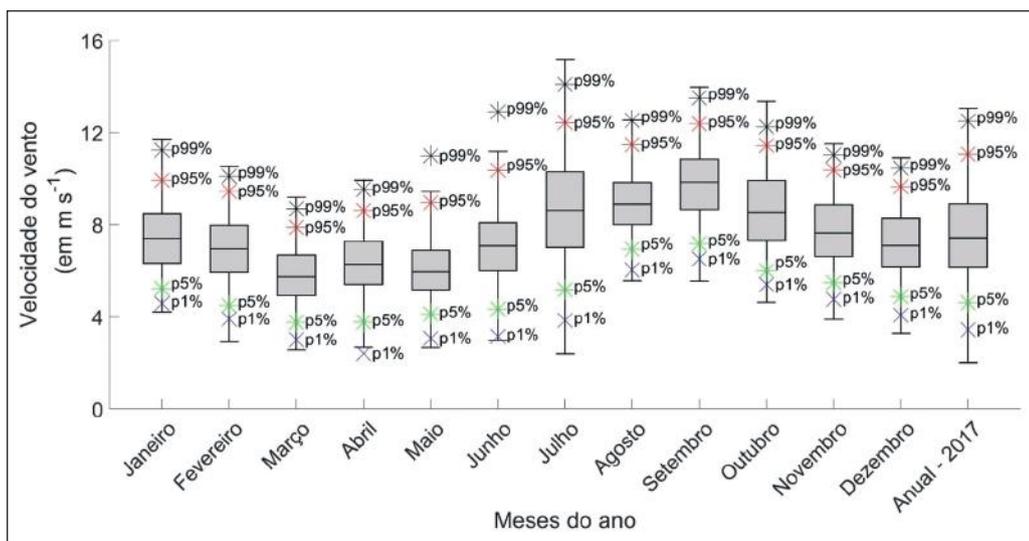


Figura 11 Distribuição da velocidade média mensal horária do vento para o ano de 2017 (Boxplot cinza em $m.s^{-1}$), para a torre A2. A linha cheia dentro da caixa representa o percentil 50% (mediana), o inferior da caixa representa o percentil 25%, o superior da caixa 75%, e os marcadores (x) em azul, verde, vermelho e preto representam os percentis de 1%, 5%, 95% e 99% da série, respectivamente.

4 Conclusões

Neste trabalho os ventos a 95 m de altura medidos por duas torres anemométricas em dois parques eólicos na cidade de Parazinho-RN são analisados a partir de medidas estatísticas e distribuições de probabilidade ao longo do ano de 2017. Os resultados mostram que a velocidade média anual do vento em A1 e A2 a 95 m de altura é superior a $7,5 \text{ m.s}^{-1}$, chegando a valores $\geq 8,7 \text{ m.s}^{-1}$ durante a primavera. Os valores médios mensais da velocidade do vento são maiores em setembro ($\geq 9,7 \text{ m.s}^{-1}$), enquanto que os menores valores variam entre $6,3$ e $6,4 \text{ m.s}^{-1}$ em A1 e entre $5,8$ e $6,3 \text{ m.s}^{-1}$ em A2, durante o outono. A média sazonal das velocidades máximas e mínimas apresentam os maiores valores no inverno e primavera, respectivamente, e os menores valores no outono. Para o ciclo diurno, a maioria dos valores mais intensos observados em A1 e A2 encontram-se nos horários diurnos entre 10:00 e 17:00 HL, sendo que os picos máximos em sua maioria ocorrem no mês de setembro. A direção do vento na região de estudo varia de leste a sul, com predominâncias das direções leste e sudeste, em cerca de 80% do tempo, o que já fora observado em outros estudos para regiões próximas no NEB. A pouca variabilidade da direção do vento torna a cidade de Parazinho um local favorável para a instalação de aerogeradores, uma vez que os rotores das turbinas eólicas podem desgastar mais rapidamente em locais que apresentem muita variação da direção do vento.

Os resultados obtidos a partir da distribuição de Weibull mostraram uma ligeira variabilidade sazonal entre os trimestres Fev-Mar-Abr e Ago-Set-Out para o ano de 2017. Durante os trimestres que correspondem ao verão e outono, as distribuições estão mais concentradas em torno de $6,5$ e 7 m.s^{-1} , enquanto que para o inverno e a primavera, com exceção do mês de junho, as distribuições estão mais concentradas em torno de velocidades $\geq 8 \text{ m.s}^{-1}$. Os parâmetros de forma e escala em A1 e A2 tem os seus valores máximos nos meses de agosto e setembro, e mínimos variando durante o trimestre MAM. Em geral, observa-se uma tendência decrescente do parâmetro de forma de janeiro a junho e, em sequência, uma tendência crescente a partir de julho. As distribuições indicam que há menor (maior) probabilidade de velocidades menores (maiores) do vento ocorrerem entre os meses de março e maio (julho e setembro), o que implica em uma produção de

energia eólica baixa (alta) nesses meses, respectivamente. A configuração de um episódio de La Niña de fraca intensidade que se iniciou no trimestre set-out-nov simultaneamente com o Dipolo positivo no Atlântico pode ter influenciado na intensificação dos ventos sobre o NEB no ano de 2017.

Os ventos extremos que correspondem aos percentis superior e inferior da série em A1 coincidem com os mesmos meses em que a velocidade média do vento tem os seus valores máximos e mínimos, exceto em A2, onde os percentis superiores (p95% e p99%) são maiores no mês de julho. Os valores elevados e constantes da velocidade do vento ao longo do período estudado neste trabalho indicam que a região de Parazinho apresenta grande viabilidade para geração de energia eólica.

Apesar dos resultados favoráveis para energia eólica encontrados no presente trabalho, salienta-se que nenhuma das séries de dados utilizadas abrange o período mínimo recomendado pela Organização Meteorológica Mundial para a caracterização climatológica do vento na região, que é de pelo menos 30 anos de dados (WMO, 2018). O período de apenas um ano de dados (2017) é insuficiente para inferir sobre o comportamento médio do vento na região, uma vez que fenômenos de escala sinótica (El Niño / La Niña, Dipolo de ATSM do Atlântico, Ondas de Leste, por exemplo) podem influenciar os dados com ocorrência de ventos de direções e intensidades singulares, ou seja, fora do padrão médio esperado, sendo necessário um período mais longo de dados para avaliar a influência da variabilidade desses fenômenos para caracterizar os padrões de circulação do vento na região. Apesar disso, em concordância aos objetivos do presente estudo, para uma avaliação preliminar do comportamento do vento, os resultados apresentados neste estudo podem servir como ferramenta de apoio a tomada de decisão para o planejamento de empreendimentos eólicos. Assim, sugere-se a utilização de uma série mais longa de dados para caracterizar melhor os padrões de circulação do vento na região em trabalhos futuros.

5 Agradecimentos

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pela bolsa de mestrado concedida ao primeiro autor.

6 Referências

- ABEEólica. 2019. Associação Brasileira de Energia Eólica. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br>>. Acesso em: 15 fev. 2019 e 14 mar. 2019.
- Alcântara, C.R. & Souza, E.P. 2008. Uma teoria termodinâmica para brisas: testes utilizando simulações numéricas. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 23(1): 1-11.
- Alvares, C.A.; Stape, J.L.; Sentelhas, P.C.; Gonçalves, J.L.M. & Sparovek, G. 2014. Köppen's climate classification map for Brazil. *Meteorologische Zeitschrift*, 22(6): 711-728.
- Araújo, M.R.O.P. 1989. Estudo Comparativo de Sistemas Eólicos Utilizando Modelos Probabilísticos de Velocidade de Vento. Programa de Engenharia Mecânica (COPPE/UFRJ), Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 92 p.
- Bailey, B.H.; McDonald, S.L.; Bernadett, D.W.; Markus, M.J. & Elsholz, K.V. 1997. Wind resource assessment handbook – Fundamentals for conducting a successful monitoring program. Nova Iorque - USA, National Renewable Energy Laboratory. 88 p.
- Blanco, M.I. 2009. The economics of wind energy. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 13(6-7): 1372-1382.
- Chang, T.P. 2011. Estimation of wind energy potential using different probability density functions. *Applied Energy*, 88(5): 1848-1856.
- Cohen, A.C. 1965. Maximum likelihood estimation in the Weibull distribution based on complete and on censored samples. *Technometrics*, 7(4): 579-588.
- Costa Rocha, P.A.; Sousa, R.C.; Andrade, C.F & Silva, M.E.V. 2012. Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil. *Applied Energy*, 89: 395-400.
- Costa, G.B. & Lyra, R.F.F. 2012. Análise dos padrões de vento no Estado de Alagoas. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 27(1): 31-38.
- CRESESB. 2019. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 20 mar. 2019 e 28 abr. 2019.
- EPE. 2018. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 20 mar. 2019 e 10 abr. 2019.
- Feitosa, E.A.N.; Pereira, A.L.; Veleda, D.; Silva, G. & Caheté, C. 2003. Panorama do potencial eólico no Brasil. Brasília: Dupligráfica. 68 p.
- Ferreira, A.G. & Mello, N.G.S. 2005. Principais sistemas atmosféricos atuantes sobre a região nordeste do Brasil e a influência dos Oceanos Pacífico e Atlântico no clima da região. *Revista Brasileira de Climatologia*, 1: 9-23.
- Fox, N.I. 2011. A tall tower study of Missouri winds. *Renewable Energy*, 36: 330-337.
- Funceme. 2019. Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos. Disponível em: <<http://www.funceme.br>>. Acesso em: 20 abr. 2019 e 29 abr. 2019.
- Guzzi, R. & Justus, C.G. 1998. Physical climatology of solar wind energy. Singapore: World Scientific. 1086 p.
- Harter, H.L. & Moore, A.H. 1965a. Point and interval estimators based on order statistics, for the scale parameter of a Weibull population with known shape parameter. *Technometrics*, 7(3): 405-422.
- Harter, H.L. & Moore, A.H. 1965b. Maximum likelihood estimation of the parameters of Gamma and Weibull populations from complete and from censored samples. *Technometrics*, 7(4): 639-643.
- Pinto, L. I. C.; Martins, F.R. & Pereira, E.B. 2017. O mercado brasileiro da energia eólica, impactos sociais e ambientais. *Revista Ambiente & Água*, 12(6): 1082-1100.
- Itaipu. 2016. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>>. Acesso em: 22 jan. 2019.
- Justus, C.G.; Hargraves, W.R.; Mikhail, A. & Graber, D. 1978. Methods of Estimating Wind Speed Frequency Distributions. *Journal of Applied Meteorology*, 17: 350-353.
- Ko, D.H.; Jeong, S.T. & Kim, Y.C. 2015. Assessment of wind energy for small-scale wind power in Chuuk State, Micronesia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52: 613-622.
- Lazic, G.; Pejanovic, M. & Zivkovic, M. 2010. Wind forecasts for wind power generation using the Eta model. *Renewable Energy*, 35(6): 1236-1243.
- Leão, Z.M.N. & Dominguez, J.M.L. 2000. Tropical Coast of Brazil. *Marine Pollution Bulletin*, 41(1): 112-122.
- Lysen, E.H. 1982. Introduction to wind energy: basic and advanced introduction to wind energy with emphasis on water pumping windmills. Amersfoort-Netherlands, Steering Committee Wind Energy Developing Countries, 314 p.
- Martins, F.R. & Pereira, E.B. 2011. Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil. *Energy Policy*, 39(7): 4378-4390.
- Mathew, S.A. & Mariappan, V.E.N. 2014. Wind Resource Land Mapping using ArcGIS, WASP and Multi Criteria Decision Analysis (MCDA). *Energy Procedia*, 52: 666-675.
- Mostafaeipour, A.; Sedaghat, A.; Ghalishooyan, M.; Dinpashoh, Y.; Mirhosseini, W.; Sefid, M. & Pour-Rezaei, M. 2013. Evaluation of wind energy potential as a power generation source for electricity production in Binalood, Iran. *Renewable Energy*, 52: 222-229.
- Nimer, E. 1989. *Climatologia do Brasil*. Rio de Janeiro, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. 421 p.
- NOAA. 2019. National Oceanic and Atmospheric Administration. Disponível em: <<https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/>>. Acesso em: 20 abr. 2019 e 29 abr. 2019.
- Okumura, Y.; Xie, S.; Numaguti, A. & Tanimoto, Y. 2001. Tropical Atlantic air-sea interaction and its influence on the NAO. *Geophysical Research Letters*, 28(8): 1507-1510.
- Oliveira, S.S. & Souza, E.P. 2017. Análise de Modelos de Mesoescala para Caracterização do Potencial Eólico do Estado da Paraíba. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 32(2): 277-291.
- Parsa, M.J.S. & Mapdi, M. 1995. Wind power statistics and evaluation of wind power density. *Renewable Energy*, 6(5-6): 623-628.
- Pereira, M.G.; Camacho, C.F.; Freitas, M.A.V. & Silva, N.F. 2012. The renewable energy market in Brazil: Current status and potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6): 3786-3802.
- Ramos, D.N.; Lyra, R.F.; Silva, J.; Rosiberto, S.; Geórgenes, H.C. & Lopes, G.E.V. 2018. Wind Power in Girau do Ponciano, Alagoas, Brazil Using Anemometric Data and Microscale Modeling. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 33(2): 279-288.
- Rao, V.B.; Lima, M.C. & Franchito, S.H. 1993. Seasonal and Interannual Variations of Rainfall over Eastern Northeast Brazil. *Journal of Climate*, 6(9): 1754-1763.
- Sathyajith, M. 2006. Wind energy fundamentals, resource analysis and economics. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag. 236 p.
- Schwartz, M.N. & Elliott, D.L. 2005. Towards a Wind Energy Climatology at Advanced Turbine Hub-Heights. In: Conference on Applied Climatology, 15, USA, p. 1-8.
- Seguro, J.V. & Lambert, T.W. 2000. Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics*, 85: 75-84.
- Silva, J.K.A. 2007. Caracterização do vento e estimativa do potencial eólico da região de tabuleiros costeiros. PPGMET UFAL, Maceió, Dissertação de Mestrado, 83 p.
- Takle, E.S.; Brown, J.M. & Davis, W. 1978. Characteristics of wind and wind energy in Iowa. *Iowa State Journal of Research*, 52: 313-339.
- Thies Clima. 2019. Catalog Wind. Disponível em: <<https://www.thies-clima.com>>. Acesso em: 14 mar. 2019.
- Troen, I. & Petersen, E.L. 1989. *European Wind Atlas*. Denmark, Riso National Laboratory, 656 p.
- Wang, Z.; Shen, C. & Liu, F. 2018. A conditional model of wind power forecast errors and its application in scenario generation. *Applied Energy*, 212: 771-785.
- Wilks, D.S. 2006. *Statistical methods in the atmospheric sciences*. Amsterdam, Academic Press. 627 p.
- WMO. 2018. World Meteorological Organization. Disponível em: <<http://www.wmo.int>>. Acesso em: 20 abr. 2019 e 28 abr. 2019.