



North and Northeast Brazil Offshore Wind Power

Arthur Gerard Quadros de Souza¹, Felipe Mendonça Pimenta¹, Allan Rodrigues Silva¹, Ewerton Cleudson de Sousa Melo¹, Mário Pereira da Silva¹, Marco Ianniruberto², Hugo Miguel Pedro Nunes²

1) Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)

2) Universidade de Brasília (UNB)

Copyright 2013, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 26-29, 2013.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

Brazil has reached 114 GW of installed capacity in 2012 and the generation remains mainly supported on hydro (66%) and thermoelectric power (27%). Wind power is currently 1.9 GW, what represents less than 2% of generation. The perspective, however, is an increase of 4.5% year⁻¹ of energy demand (EPE, 2012).

Offshore wind power has the potential to follow this growth, but the distribution of its resources is known with little detail. In this work we use satellite data to estimate the magnitude and timing of offshore resources. The focus is on the North and Northeast Brazil, where the distributions of wind power density ($W m^{-2}$) and turbine generation (MW) are investigated. Promising regions of $800 W m^{-2}$ in the north coast of RN and $900 W m^{-2}$ off Ceará, Piauí and east the coast of Maranhão are observed. The average turbine power for these areas is near 4 MW, which is proportional to a capacity factor of $CF=0.65$.

There is strong seasonal complementarity for the North and Northeast, what suggests that their interconnection might provide the stabilization for wind power generation.

Introdução

Energias renováveis vêm sendo discutidas nas áreas de ciências, economia, estudos sociais e de meio ambiente. O tema tem sido impulsionado pela busca de fontes de produção de energia, sob baixas taxas de emissão de CO_2 . No Brasil, a meta tem sido complementar e estabilizar a matriz nacional, que é predominantemente suportada na energia hídrica (66%) e termoeletrica (27%). Tal fato tem sido em parte estimulado por preços competitivos das renováveis com os combustíveis fósseis. Por outro lado, a energia eólica *onshore* cresceu significativamente nos últimos anos estimulada por políticas nacionais de incentivo e pelos Atlas Eólicos desenvolvidos para diversos estados. Aqui procuramos divulgar os vastos recursos disponíveis em alto mar. Dados de vento foram obtidos do produto Blended Sea Winds, desenvolvido pela NOAA (National Oceanic and

Atmospheric Administration) (Zhang *et al.*, 2006). Tais dados foram processados em MATLAB[®] para estudar o comportamento dos ventos na escala sazonal para o Norte e Nordeste. Para estimar valores práticos de produção, utilizamos o modelo de turbina REpower 6M.

Métodos

O vento pode ser caracterizado por um vetor em três dimensões: $\vec{U} = u\vec{i} + v\vec{j} + w\vec{k}$, onde u e v são as componentes horizontais e w a componente vertical. Neste estudo, a intensidade do vento é calculada por: $U = \sqrt{u^2 + v^2}$, que fornece a magnitude das componentes horizontais.

Devido a rugosidade da superfície do mar, os ventos apresentam um perfil na camada limite atmosférica. Em condições estáveis, a velocidade dos ventos pode ser estimada em função de sua altura por uma curva logarítmica.

Perfil Logarítmico (Log Law)

O modelo logarítmico é utilizado para extrapolar a velocidade do vento de uma altura de referência z_{ref} para uma altura z , nesse caso, a altura do rotor da turbina eólica ($z = 100$ m). Isto é calculado pela expressão:

$$U(z) = U(z_{ref}) \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_{ref}/z_0)}$$

$U(z_{ref})$ = velocidade do vento observado na altura z_{ref} ,
 z = altura desejada para se fazer a extrapolação,
 z_{ref} = altura de referência,
 z_0 = rugosidade da superfície.

Foi utilizado um valor de $z_0 = 0.2$ mm, compatível com a superfície do mar (Manwell *et al.*, 2009).

Dados Satelitários

Tipicamente, dados de velocidade dos ventos podem ser obtidos através de medições diretas, seja por meio de anemômetros instalados em bóias oceânicas ou torres meteorológicas. Outra possibilidade é o uso de informações derivadas de plataformas remotas como os satélites ou sensores aerotransportados. Os dados usados nesse trabalho são provenientes do produto Blended Sea Winds, de responsabilidade da NOAA (Zhang *et al.*, 2006). Tais dados consistem em um campo

de ventos, com resolução espacial de 0,25 graus (aproximadamente 27,5 km), à uma altura de referência de 10 m. O intervalo de cobertura dos dados vai de 1987 até 2011, com 4 medições por dia (um total aproximado de 33944 medições por ponto de grid).

Tais dados foram utilizados por Nunes (2012) e Nunes *et al.*, (2012) na avaliação dos recursos eólicos da costa do Nordeste do Brasil. Nestes estudos os dados obtidos pelo produto Blended Sea Winds foram comparados com os dados obtidos por 5 bóias do programa PIRATA. Nunes (2012) demonstrou uma comparação bastante favorável através da correlação $U_c = 0.9624 \times U$, onde U representa os dados satelitários e U_c os dados calibrados.

No presente trabalho utilizamos este procedimento para ajustar os dados e então descrever a distribuição sazonal dos recursos ao longo da costa. O produto satelitário utilizado possui maior resolução espacial e cobertura temporal que aquele utilizado por Pimenta *et al.*, (2008) e Ortiz e Kampel (2011).

Densidade de Potência e Produção de Turbina

A densidade de potência P_d é um parâmetro fundamental na avaliação dos recursos eólicos, na medida em que fornece uma estimativa teórica dos recursos independente da especificação das turbinas. Ela é expressa em Watts por metro quadrado ($W m^{-2}$) e representa o fluxo de energia cinética por uma seção de área vertical:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho U^3, \text{ onde}$$

U = velocidade do vento [$m s^{-1}$].

ρ = densidade do ar [$kg m^{-3}$].

Já a produção de turbina P_t , é determinada pela curva de velocidade potência fornecida pelo fabricante (Figura 1a). Nela, a produção é iniciada quando a turbina atinge a velocidade de partida (*cut-in speed*), até chegar na chamada velocidade nominal (*rated wind speed*), que é o intervalo onde a turbina opera em máxima potência. Se a turbina ultrapassar a velocidade de *cut-out*, ela desliga o rotor para evitar a sobrecarga dos equipamentos. No nosso caso, estamos trabalhando com a turbina REpower 6M, que possui 3 pás, um rotor de diâmetro de 126 m e potência nominal de 6.15 MW. A altura do rotor é de 100 m e esta turbina pode ser instalada até 50 m de profundidade sob uma estrutura em jaqueta (Figura 1b).

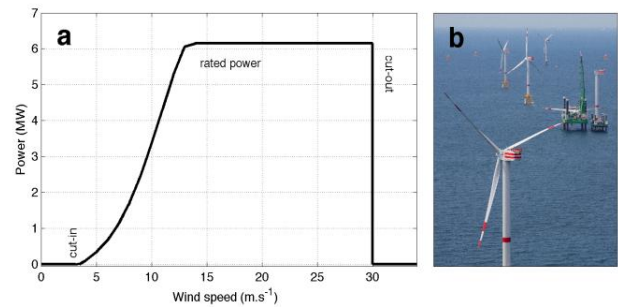


Figura 1. (a) Curva de velocidade potência para turbina REpower 6M. (b) Turbina instalada sobre estrutura em jaqueta no parque eólico de Thornton Bank II (Cortesia REpower Copyright: C-Power N.V., fotógrafo Tom D'Haenens).

Processamento dos dados

Os dados do BSW (Blended Sea Winds) foram obtidos no formato NETCDF e processados na linguagem MATLAB®. Como primeira etapa as séries de velocidade do vento foram amostradas para a região de estudo. Numa segunda etapa os dados foram calibrados e extrapolados para o cálculo da densidade de potência e do valor de produção de turbina. Em sequência, foram estimadas as médias sazonais, correlações e criados os mapas de distribuição. As etapas de processamento encontram-se resumidas no fluxograma da Figura 2.

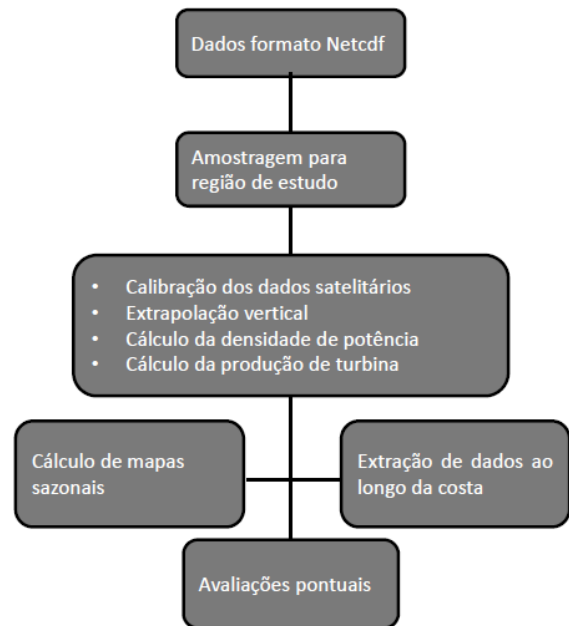


Figura 2. Fluxograma do processamento dos dados.

Resultados

Mapas Sazonais

Depois de processados os dados, mapas sazonais de velocidade dos ventos, densidade de potência e produção de turbina, para altura de 100 m foram gerados. As estações do ano com ventos mais intensos são o inverno e a primavera. No verão e no outono a velocidade média dos ventos, embora menor, foram superiores a velocidade de partida das turbinas. As áreas que apresentaram o maior potencial foram aquelas próximas à costa do Ceará, Piauí, Maranhão e a costa norte do Rio Grande do Norte. Nestas áreas a velocidade diária dos ventos chega a 10 m s^{-1} na primavera e 12 m s^{-1} no inverno (Figura 3).

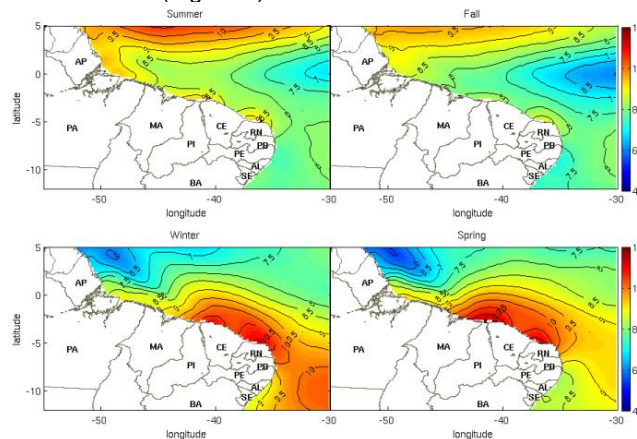


Figura 3. Velocidades dos ventos (m s^{-1}) na altura de 100 m.

Os mapas de densidade de potência (Figura 4) também revelam as áreas promissoras, que chegam a atingir valores próximos a 800 W m^{-2} nas épocas favoráveis: inverno e primavera para a costa do Rio Grande do Norte até o Piauí e verão e outono para costa do Amapá.

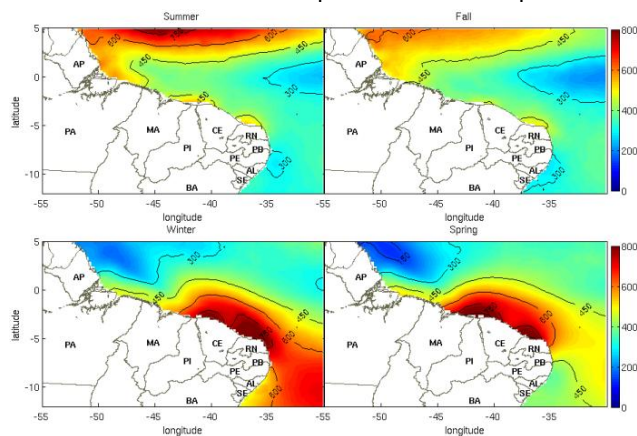


Figura 4. Densidade de potência (W m^{-2}).

Os mapas de produção de turbina mostram a produção em mega watts (MW). Podemos ver que para as áreas mais promissoras o valor de produção chega perto de 4 MW, o que corresponde a um fator de capacidade de 0.65.

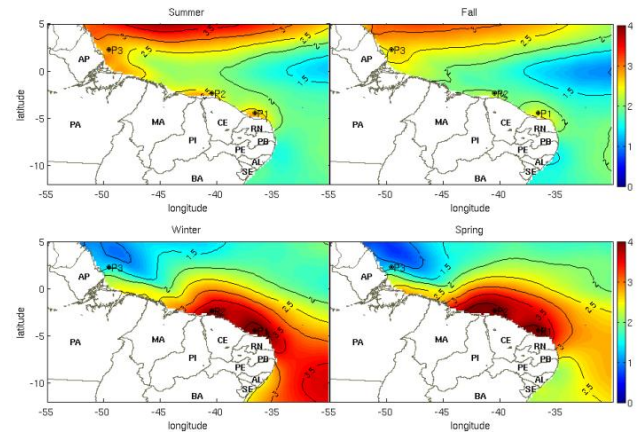


Figura 5. Produção de turbina (MW). A localização dos pontos P1, P2 e P3 da Figura 7 encontra-se indicada.

Variabilidade ao longo da costa

A variação sazonal da produção de turbina ao longo da costa Norte e Nordeste encontra-se indicada na Figura 6. Nesta figura os pontos satelitários mais próximos à costa foram selecionados para análise. Neste gráfico fica clara a complementaridade sazonal entre as diferentes regiões.

Na medida em que a região da costa do Amapá (AP) eleva (*reduz*) a produção de turbina, a região da costa do Rio Grande do Norte (RN) até o Piauí (PI) diminui (*umenta*). Isto é, na primavera enquanto o RN chega a 4.5 MW a produção chega a 1 MW. Já no outono a situação se reverte e o AP chega a 3 MW, enquanto o RN reduz para 2.5 MW médios.

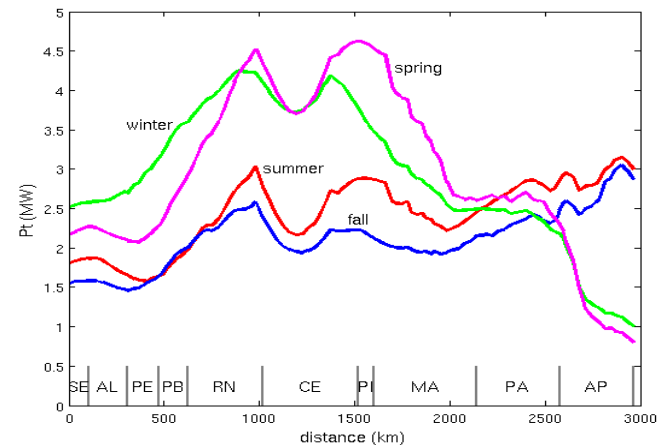


Figura 6. Variabilidade interanual para as estações do ano ao longo costa do Nordeste, de 1987 até 2011 (MW). A divisa dos estados encontra-se indicada por uma barra vertical.

Produção Mensal

Três pontos foram ainda selecionados para explorar a variação mensal dos ventos. O ponto P1 sendo próximo ao litoral norte do Rio Grande do Norte, o P2 ao largo do Ceará e o P3 próximo ao Amapá (Figura 5). Para estes pontos, foram calculados os histogramas de distribuição de velocidade e os diagramas de caixa para produção de turbina (Figura 7). No ponto P1 e P2 a maior

porcentagem de ocorrência de ventos está entre 10 e 12 m s⁻¹. A mediana para produção de turbina chega a 5 MW em Agosto e Setembro para estas localidades. No ponto P3, a maior porcentagem de ocorrência está entre 7 e 9 m s⁻¹ e a maior mediana para produção de energia ocorre em Fevereiro (3.5 MW).

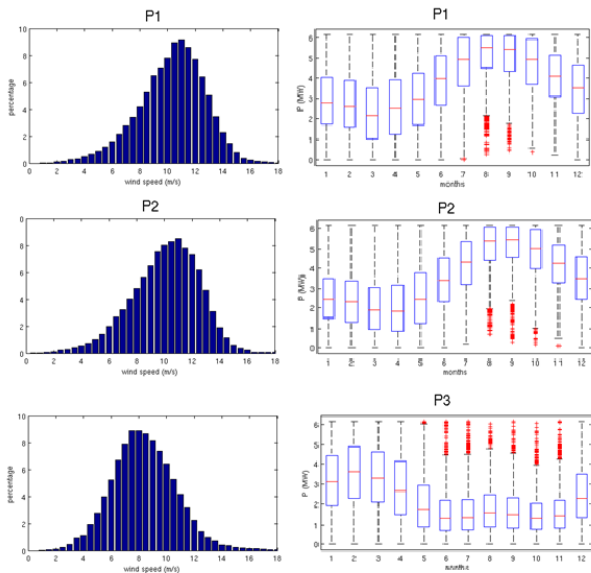


Figura 7. Representa a porcentagem de velocidade dos ventos (m s⁻¹) para os pontos escolhidos (P1, P2 e P3) e a produção mensal de turbina (MW). A localização dos pontos encontra-se indicada na Figura 5.

A análise comparativa entre os diagramas de caixa demonstra que existe uma forte complementaridade mensal para os pontos P1, P2 em relação a P3.

Matriz Correlação

A correlação de Pearson foi calculada para os três pontos, P1, P2 e P3 de maneira a identificar a complementaridade regional de geração elétrica da região estudada (Tabela 1).

Entre os pontos P1 e P2, o valor chega próximo de 1, demonstrando uma forte correlação dos regimes de vento destas regiões. Entre os pontos P1 e P3 o valor é negativo, indicando uma correlação inversa. Para P2 e P3 o valor chega a ser ainda menor, indicando a possibilidade de complementaridade regional para a geração de eletricidade.

	P1	P2	P3
P1	1,00		
P2	0,91 (0.93)	1,00	
P3	-0,62 (-0.65)	-0,58 (-0.63)	1,00

Figura 7. Matriz de correlação das séries temporais de velocidade de vento (1987 a 2011). A posição dos pontos P1, P2 e P3 encontra-se indicada na Figura 5. Os valores de correlação calculados a partir da produção de turbina estão indicados em parênteses.

Conclusões

Este trabalho pôde demonstrar a distribuição e variação sazonal do potencial eólico offshore na região Norte e Nordeste do Brasil. Dada a sua grande extensão territorial (5°N a 10°S) a região de estudo experimenta significativas mudanças do regime dos Alísios ocasionadas pela migração da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) (Melo *et al.*, 2009).

Alta densidade de potência e produção de turbina é observada na costa do Rio Grande do Norte, Ceará e Maranhão nos períodos de Primavera e Inverno. Ao mesmo tempo, tais regiões apresentam uma redução no período de Verão e Outono, quando a região Norte experimenta o pico de sua produção.

A análise da produção de turbina sugere que existe forte complementaridade regional. Assim, o planejamento futuro da instalação e interconexão de turbinas nestas diferentes localidades poderá auxiliar na estabilização da geração eólica.

Agradecimentos

Este artigo recebeu suporte da FAPERN (Edital PPP 05/2011). AGQS foi bolsista REUNI de iniciação científica (PIB 7529/2011, UFRN).

ARS (PPGCC/UFRN) e HMPN (IG/UNB) foram contemplados com bolsas REUNI de Pós-Graduação da CAPES. ECSM recebeu suporte CAPAES/PNPD (3060 – 2011).

Referências

ANEEL (2008). Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3a Edição. Agência Nacional de Energia Elétrica. ISBN: 978-85-87491-10-7.

EPE (2009) Nota Técnica PRE 01/2009-r0: Proposta para a expansão da geração eólica. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, RJ.

Manwell, J. F., MCGowan, J. G. & Rogers, A. (2009) Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, Second Edition. 698p. Washington: John Wiley and Sons.

Melo A. B. C., Cavalcanti I. F. A. e Souza P. P. (2009). Zona de Convergência Intertropical do Atlântico. In: Tempo e Clima no Brasil. Oficina de Textos, pp. 463., ISBN 978-85-86238-92-5.

Nunes, H. M. P. (2012) - Avaliação do potencial eólico ao largo na costa do nordeste do Brasil, Dissertação de Mestrado, UNB, Brasília.

Zhang, H. M., J.J. Bates, and R.W. Reynolds (2006) "Assessment of composite global sampling: Sea surface wind speed". Geophysical Research Letters, 33, L17714, doi:10.1029/2006GL027086.

EPE (2012) – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Brasileiro 2012: Ano-Base 2011*. Rio de Janeiro: EPE.

Pimenta F., Kempton, W., & Garvine, R. (2008). Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. *Renewable Energy*, doi:10.1016/j.renene.2008.01.012.

Ortiz, G. P.; Kampel, M. (2011) Potencial de Energia Eólica Offshore na Margem do Brasil. In: V Simpósio Brasileiro de Oceanografia, Santos, SP.