

ENERGIAS RENOVÁVEIS

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE NA REGIÃO COSTEIRA DOS MUNICÍPIOS DE CABO FRIO E ARRAIAL DO CABO, ESTADO DO RIO DE JANEIRO

AMANDA JORGE VINHOZA DE CARVALHO SILVA – amandavinhoza@id.uff.br
Universidade Federal Fluminense

MARCIO CATALDI - mcataldi@id.uff.br
UFF - Universidade Federal Fluminense

IAN CUNHA D'AMATO VIANA DRAGAUD - iandragaud@lamma.ufrj.br
PEC/COPPE/UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro

Resumo: Este trabalho tem como finalidade realizar uma avaliação do potencial de geração de energia elétrica eólica offshore em um ponto na costa do estado do Rio de Janeiro, mais especificamente na costa dos municípios de Cabo Frio e Arraial do Cabo. Para tal, foi estudado o recurso de vento local, utilizando dados in-situ de uma das boias do Programa Nacional de Boias (PNBOIA) da Marinha do Brasil. Os dados são horários e contemplam o período entre as 19h do dia 15/07/2013 e as 23h do dia 06/10/2015. Os mesmos foram extrapolados até a altura do rotor da turbina eólica selecionada, através da Lei de Parede. Foram utilizadas a distribuição de frequências Weibull e a Curva de Potência da turbina para calcular a geração de energia mensal. Assim, foi possível analisar o atendimento à demanda elétrica dos municípios vizinhos. Constatou-se que o recurso de vento offshore local é bom, sendo maior durante o período de primavera/inverno e durante as horas de pico diárias, entre 17h e 21h. Assim, seria necessário um parque eólico de 124,7 MW, com 38 turbinas MHI Vestas 112-3.3, por exemplo, para fornecer, anualmente, eletricidade aos dois municípios. Portanto, o uso da energia eólica offshore como fonte de geração de energia elétrica na região se mostra bastante promissor.

Palavras-chave: Offshore, Energia eólica, Avaliação de potencial.

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

Em um cenário cada vez mais preocupante e concretizado no que diz respeito às mudanças climáticas, se torna ainda mais necessária a busca por alternativas. Segundo o IPCC (2014), a descarbonização do setor de geração elétrica se mostra como uma das mais custo-eficientes estratégias de redução de emissões de gases do efeito estufa (GEE). Porém, esta só pode ser alcançada com o aumento do uso das tecnologias de baixo-carbono, como as energias renováveis, dos atuais 30% de contribuição para 90% até 2100 (IPCC, 2014).

Entre as energias renováveis mais desenvolvidas está a eólica. Os avanços em tecnologia vêm permitindo a redução dos custos, tornando-a cada vez mais competitiva. Além disso, é uma fonte confiável e de rápida instalação. A energia eólica pode ser dividida em

onshore, para turbinas instaladas em terra, ou offshore, para as instaladas na água, seja em lagos ou no oceano.

A tecnologia das turbinas onshore e offshore é a mesma, porém há uma grande diferença nas fundações. São necessárias fundações especiais, que encarecem com a profundidade de instalação. Inclusive, o custo elevado é a principal desvantagem da eólica offshore. Porém, avanços tecnológicos tendem a reduzi-los a longo prazo (DVORAK *et al.*, 2009). Dentre as vantagens estão um melhor recurso de vento, e, conseqüentemente, uma maior produção de energia, mais espaço para projetos de grande escala, e a mitigação de impactos sonoros e visuais (SHU *et al.*, 2015; DVORAK *et al.*, 2009).

Conforme os dados do GWEC (2015), apenas no ano de 2014, mais de 51 GW de capacidade eólica foram instalados no mundo, atingindo a capacidade instalada acumulada de 369,60 GW. No Brasil, até 2015, havia uma capacidade instalada de 8,72 GW, representando 6,2% de participação em sua matriz elétrica, de acordo com ABEEólica (2016). Já a capacidade instalada mundial de energia eólica offshore atingiu apenas 8,80 GW até 2014 (GWEC, 2015). No Brasil, além de não haver perspectiva de projetos, são raros os estudos na área. Contudo, são bons os prognósticos de crescimento para os próximos anos.

Diante disso, o objetivo deste trabalho é analisar o potencial eólico offshore da região costeira dos municípios de Cabo Frio e Arraial do Cabo, estado do Rio de Janeiro. Para tal, o primeiro passo é investigar o recurso de vento offshore da área, através da aquisição de dados *in-situ*, análise de seus parâmetros e variações, e classificação. Posteriormente, fazer a escolha de uma turbina eólica offshore e calcular a produção de energia e o fator de capacidade da mesma a fim de determinar o atendimento à demanda de energia elétrica local.

2. METODOLOGIA

A metodologia utilizada foi determinada após revisão literária e se baseia em prévios estudos de potencial eólico offshore para diversos lugares do mundo.

2.1. Área de estudo

Foi escolhida a região das cidades de Cabo Frio e Arraial do Cabo para a avaliação do potencial eólico offshore pela facilidade de obtenção dos dados requeridos e também por estarem próximas à latitude de 23° S, acima da qual se espera um bom recurso de vento offshore (PIMENTA *et al.*, 2008).

2.2. Aquisição de dados

Devido às restrições quanto à oferta de dados offshore *in-situ* no Rio de Janeiro, não foi possível a obtenção dos mesmos ao longo de toda a costa do estado. Os dados de vento adquiridos são de uma das boias do Programa Nacional de Boias (PNBOIA) da Marinha do Brasil.

A boia utilizada, modelo da Fugro, estava fundeada na costa de Arraial do Cabo, na latitude 23° 00' S e longitude 42° 12' W, sendo a única do estado disponível neste programa (MARINHA DO BRASIL, 2016). O ponto de medição ficava cerca de 6,2 km afastado da costa e em torno dos 50 metros de profundidade.

Os dados continham a velocidade, direção e rajada do vento, de hora em hora, entre as 19h do dia 15/07/2013 e as 23h do dia 06/10/2015 (dia da aquisição). Eles foram coletados por sensores dispostos em um mastro na boia, a uma altura de 3,5m em relação ao

nível da água, porém, a boia foi retirada de operação em Novembro de 2015 (Informação verbal)¹. Para os cálculos de médias mensais e horárias, foram utilizados todos os dados disponíveis.

2.3. Cálculo das velocidades médias

Como o vento pode sofrer variações sazonais e diurnas, foram calculadas as velocidades médias mensais e as médias horárias de cada mês, com seus respectivos desvios-padrão.

2.4. Perfil de Velocidades

Dado que a velocidade do vento é influenciada pela altura, ou seja, pelo seu afastamento da superfície de contato, se faz necessária a extrapolação da mesma desde a altura de referência até a altura desejada. Neste caso, desde a altura de coleta dos dados de vento da boia, de 3,5m, até a altura desejada, que é a do rotor da turbina, considerada 90,0m.

O perfil de velocidades foi feito para cada velocidade média mensal e horária. A extrapolação para a altura h foi realizada através da Lei de Parede, ou Logarítmica, dada por (1), onde h_{ref} é a altura de referência, v_{ref} é a velocidade nesta altura de referência e z_0 é o comprimento de rugosidade.

$$v(h) = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \quad (1)$$

Neste estudo foi escolhido o primeiro método, a Lei de Parede, ou Logarítmica, com $z_0 = 0,0002$, representando mar calmo (DVORAK *et al.*, 2009).

Contudo, é preciso enfatizar que a Equação (1) é, na verdade, uma simplificação da Lei de Parede, considerando uma atmosfera neutra, ou seja, sem variações de temperatura.

2.5. Classificação do vento e escolha da turbina

Feito o perfil de velocidades de vento, foi determinada a velocidade média anual de 2014 (único ano de dados completo) à 90,0m de altura. Com isso, é possível alocar este recurso de vento em uma das classes padrão propostas pela International Electrotechnical Commission (IEC) (Tabela 1), as quais são utilizadas na especificação das turbinas.

A turbina foi selecionada de acordo com suas especificações de classe IEC, potência nominal, altura do rotor, velocidades de vento de cut-in e cut-out, diâmetro do rotor e área varrida pelo rotor.

Tabela 1 – Parâmetros de vento para as Classes IEC

Parâmetros	Classe I	Classe II	Classe III	Classe IV
Velocidade de vento de referência (m/s)	50	42.5	37.5	30
Velocidade de vento média anual (m/s)	10	8.5	7.5	6
Velocidade de rajada TR 50 anos (m/s)	70	59.5	52.5	42
Velocidade de rajada TR 1 ano (m/s)	52.5	44.6	39.4	31.5

(Fonte: BURTON *et al.*, 2001)

¹ Informação fornecida por Paulo R. S. Barros, Gerente de Projetos da Fugro Brasil e responsável pela boia, por correspondência eletrônica, em janeiro de 2016.

2.6. Produção de Energia e fator de capacidade

A produção de energia anual, em MWh, é dada pela potência gerada multiplicada pelas horas de geração. Porém, esta potência não é constante, pois depende das velocidades de vento, as quais variam durante o processo. A relação entre a potência entregue e a velocidade de vento é dada pela Curva de Potência da turbina, especificada pelo fabricante.

Além disso, é preciso saber a probabilidade de ocorrência de uma determinada velocidade (que gera determinada potência) durante o tempo de operação. Ela é calculada por uma Distribuição de Frequências. A distribuição vastamente utilizada em estudos de potencial eólico é a Distribuição de Frequências de Weibull, ou sua variante, a de Rayleigh. (KO *et al.*, 2015; SHU *et al.*, 2015). A função de Weibull é dada por (2):

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

Onde k é o fator de forma dado por (3), sendo σ o desvio padrão e \bar{v} a velocidade média. E c é o fator de escala dado por (4), sendo τ a função gama:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (3)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\tau} \left[1 + \left(\frac{1}{k}\right) \right] \quad (4)$$

Neste estudo, a distribuição Weibull foi calculada usando a função *WEIBULL* do Microsoft Excel para cada mês do ano.

Assim, a Produção de Energia Mensal (E) será dada pela equação (5), onde $P(v)$ é a potência para cada velocidade, dada pela Curva de Potência, $F(v)$ é a distribuição Weibull e t é o tempo de operação, ou seja, o número de horas de cada mês (KO *et al.*, 2015):

$$E = \sum P(v) \times F(v) \times t \quad (5)$$

O Fator de Capacidade (F_c), dado por (6), representa a eficiência de geração da turbina nas condições locais de operação e é a relação entre a Produção de Energia Anual (E) real e a Produção de Energia Nominal (En), que corresponde à energia gerada pela turbina se esta trabalhasse na potência nominal durante todo o tempo de operação.

$$F_c = \frac{E}{En} \quad (6)$$

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1. Velocidades médias à 90,0 m de altura

De acordo com a Figura 1, a velocidade de vento média mensal máxima foi de 8,07 m/s no mês de Setembro, e a mínima de 5,45 m/s no mês de Abril. É possível notar

ventos mais fortes nos meses de inverno/primavera, entre julho e outubro. Dado que estes são, em geral, os meses de menor precipitação, este fato atesta a complementaridade da energia eólica à energia hidrelétrica, responsável por 61,3% da matriz elétrica brasileira (ABEEÓLICA, 2016). O uso das duas fontes garantiria maior segurança energética ao país, mantendo sua matriz renovável.

Os ventos também se mostraram mais fortes nos meses de janeiro e fevereiro, o que não é usual. Isto se deu por causa do deslocamento do Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul, atuante na região, do mar para o continente, como é comum no inverno, e não no verão (SOARES, 2015).

Na Figura 2, observa-se que as velocidades médias horárias são maiores durante as 15h e 21h para todos os meses, e no início da manhã para alguns. Isto implica em uma maior disponibilidade de energia no horário de ponta, ou de pico de consumo, entre 17h e 21h, beneficiando o sistema nacional e possibilitando a redução da vigente tarifação horossazonal, mais cara, à alguns tipos de consumidores (EPE, 2015).

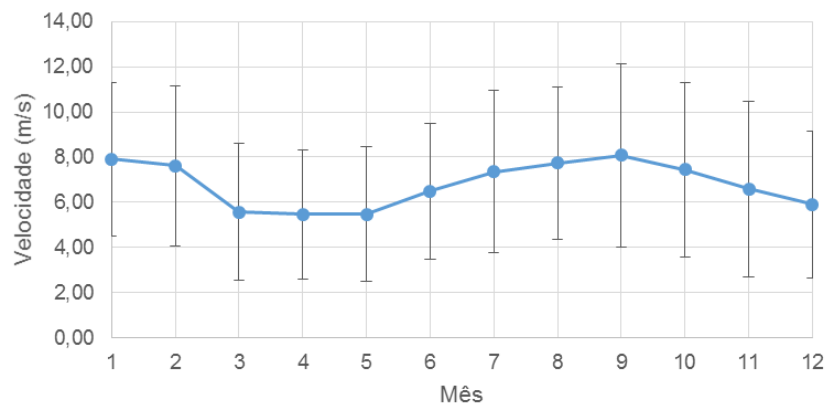


Figura 1 – Velocidades Médias Mensais e Desvios-Padrão, a 90,0 metros

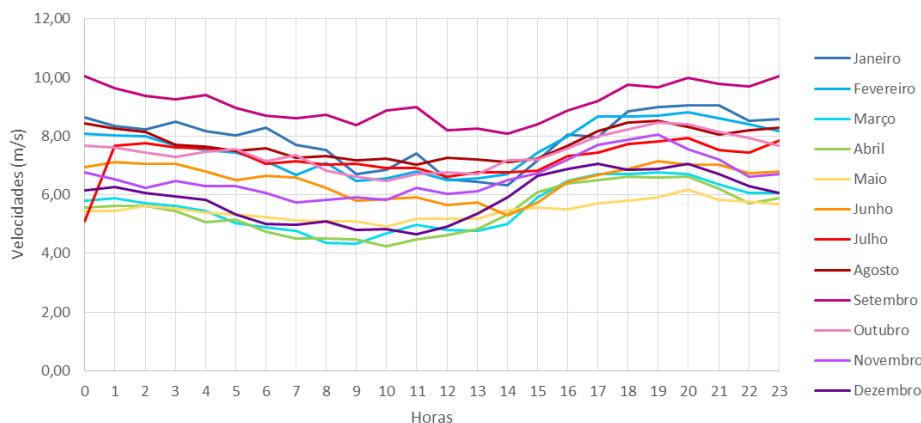


Figura 2 – Velocidades Médias Horárias para cada mês, a 90,0 metros

3.2. Turbina selecionada

Como a velocidade média anual de 2014 foi de 6,88 m/s, este vento estaria dentro da classe IEC III para média anual de 7,5 m/s. Contudo, as turbinas encontradas

especificamente para offshore que mais se aproximam deste valor são classe II, para média anual de 8,5 m/s.

Assim, foi escolhida a turbina V112-3.3 da MHI Vestas, com potência nominal de 3,3 MW e diâmetro do rotor de 112,0 m. A altura do rotor é específica pois pode se adequar às condições locais. Porém, para fins de cálculo, foi utilizada a altura de 90,0m, dado que sua versão antiga, da Vestas, especificava altura de 84,0 ou 94,0 m.

A curva de potência dada pelo fabricante (Figura 3) mostra o início da geração na velocidade de cut-in de 3,0 m/s, o alcance da potência máxima nominal e a sua estabilização até a curva atingir a velocidade de cut-out de 25 m/s e a operação ser interrompida.

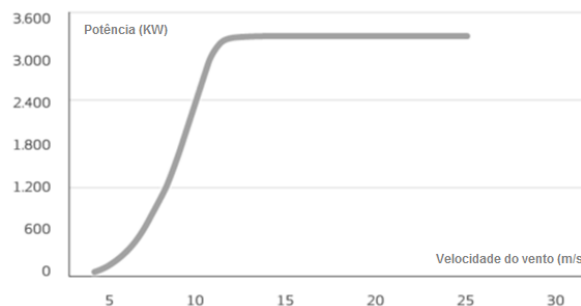


Figura 3 – Curva de Potência MHI Vestas V112-3.3
 (Adaptado de: MHI Vestas Offshore Wind)

3.3. Produção de energia e Fator de capacidade

Na Tabela 2 são apresentados os resultados obtidos para cada mês. Podem ser observadas as grandes diferenças na energia gerada ao longo do ano e, conseqüentemente, no fator de capacidade alcançado.

O mês de Setembro é o mais produtivo, e o de Abril, o menos. A produção anual de energia seria de 9819,16 MWh para uma turbina. O Fator de Capacidade médio anual foi de 34,0%, sendo que a média global até 2015 estava em torno dos 40,0% (HAMILTON *et al.*, 2013)².

Tabela 2 – Resultados obtidos para os parâmetros de Weibull, k e c, Produção de Energia e Fator de Capacidade, para cada mês

Mês	Velocidade Média	Desvio-padrão	k	c	Energia	Fator de Capacidade
-	m/s	-	-	-	MWh	%
Janeiro	7,91	3,39	2,51	8,91	1.133,88	46,18
Fevereiro	7,61	3,53	2,30	8,59	948,10	42,75
Março	5,57	3,02	1,94	6,28	516,96	21,06
Abril	5,45	2,84	2,03	6,15	458,01	19,28
Mai	5,46	2,99	1,92	6,16	494,82	20,15
Junho	6,49	2,99	2,32	7,32	694,25	29,22
Julho	7,34	3,59	2,17	8,29	977,25	39,80
Agosto	7,74	3,38	2,46	8,72	1.083,71	44,14
Setembro	8,07	4,04	2,12	9,11	1.126,16	47,40
Outubro	7,43	3,85	2,04	8,39	1.002,46	40,83
Novembro	6,59	3,90	1,77	7,40	773,17	32,54
Dezembro	5,90	3,25	1,91	6,66	610,39	24,86
Total	-	-	-	-	9.819,16	-

² Esta comparação tem muitas limitações relacionadas ao próprio cálculo de um Fator de capacidade médio global. Porém, possibilita a comparação da ordem de grandeza dos valores.

3.4. Atendimento à demanda

Considerando a área de estudo, os municípios de Cabo Frio e Arraial do Cabo, o consumo total em 2012, para todos os setores, é relatado na Tabela 3.

Tabela 3 – Consumo de energia no ano de 2012 para os municípios de Arraial do Cabo e Cabo Frio

Município	Consumo 2012
-	MWh
Arraial do Cabo	46.384,25
Cabo Frio	324.573,64
Total	370.957,89

(Fonte: FUNDAÇÃO CEPERJ, 2013)

Assim, com a produção de energia anual de 9.819,16 MWh por turbina, seriam necessárias 38 turbinas V112-3.3, ou um parque eólico offshore de 124,7 MW de potência instalada, para suprir a demanda anual de ambas as cidades.

4. CONCLUSÕES

O recurso de vento se mostrou bom no ponto estudado, viabilizando a geração de energia elétrica offshore, a qual seria benéfica ao sistema e capaz de atender à demanda anual das cidades de Cabo Frio e Arraial do Cabo, por exemplo.

Devido às limitações impostas ao presente estudo, foi utilizado apenas um ponto de medição de vento e com observações de somente dois anos de dados, proporcionando uma análise do potencial eólico offshore extremamente limitada, e que pode não condizer com aplicações reais. Assim, para o futuro, percebeu-se a necessidade de ampliação do alcance desta avaliação, para possível identificação de áreas com melhor potencial.

A partir dos resultados preliminares apresentados neste estudo, percebe-se que a utilização de parques eólicos offshore se apresenta como uma fonte alternativa bastante promissora para a geração de energia elétrica no país. Uma legislação adequada, incentivo fiscais e mais pesquisas sobre o potencial offshore do país certamente possibilitarão grandes avanços na área e a comprovação de todos os seus benefícios.

5. REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA/ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim de Dados Jan. 2016**. São Paulo, 2016.

BURTON, Tony; SHARPE, David; JENKINS, Nick; BOSSANYI, Ervin. **Wind Energy Handbook**. Inglaterra: Wiley, 2001. 619 p.

DVORAK, Michael J.; ARCHER, Cristina L.; JACOBSON, Mark Z. California offshore wind energy potential. **Renewable Energy**: v.35, p.1244–1254, 2009.

EPE/EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 01/15 - Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta.** Rio de Janeiro: EPE, 2015.

FUNDAÇÃO CEPERJ - **Anuário Estatístico Do Estado Do Rio De Janeiro – 2013:** Consumo de energia elétrica, por classes de consumidores, segundo as Regiões de Governo e municípios. Estado do Rio de Janeiro: Fundação CEPERJ, 2013.

GWEC/GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report: Annual Market Update 2014.** Belgium, 2015.

HAMILTON, Bruce; BATTENBERG, Lindsay; BIELECKI, Mark; BLOCH, Charlie; DECKER, Terese; FRANTZIS, Lisa; PAIDIPATI, Jay; WICKLESS, Andy; ZHAO, Feng. **Offshore Wind Market and Economic Analysis: Annual Market Assessment.** EUA: Navigant Consulting, 2013. 143 p.

IPCC/INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.** Cambridge, United Kingdom and New York, NY: Cambridge University Press, 2014. 1454 p. cap.7, p. 511-597.

KO, Dong Hui; JEONG, Shin Taek; KIM, Yoon Chil. Assessment of wind energy for small-scale wind power in Chuuk State, Micronesia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews:** v.52, p.613–622, 2015.

MARINHA DO BRASIL - DIRETORIA DE HIDROGRAFIA E NAVEGAÇÃO. **Dados Observacionais - Programa Nacional de Boias (PNBOIA).** Disponível em <<https://www.mar.mil.br/dhn/chm/meteo/prev/dados/dados.htm>>. Acesso em: 15 janeiro 2016.

MHI VESTAS OFFSHORE WIND. **Products and Services.** Disponível em: <<http://www.mhivestasoffshore.com/innovations/>>. Acesso em: 03 janeiro 2016.

PIMENTA, Felipe; KEMPTON, Willett; GARVINE, Richard. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. **Renewable Energy:** v.33, p.2375–2387, 2008.

SHU, Z. R.; LI, Q. S.; CHAN, P. W. Investigation of offshore wind energy potential in Hong Kong based on Weibull distribution function. **Applied Energy:** v.156, p.362-373, 2015.

SOARES, Diego Gomes. **Avaliação das anomalias de precipitação no Sudeste brasileiro no verão de 2013/2014.** Niterói, 2015. 44 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e do Meio Ambiente) – Escola de Engenharia, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2015.