

Análise comparativa de bases referenciais de recursos energéticos na tomada de decisão de projetos eólicos

Antônio Felipe de Freitas Oliveira

Humberto Dionísio de Andrade

Ednardo Pereira da Rocha

Departamento de Ciências Ambientais e Tecnológicas

Universidade Federal Rural do Semi-Árido

Mossoró, Brasil

felipe.freitas.oliveira@outlook.com

humbertodionisio@ufersa.edu.br

ednardo.pereira@ufersa.edu.br

Hyrarn Dionísio de Andrade

Luiz Guilherme Meira de Souza

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Natal, Brasil

hyramdionisio@yahoo.com.br

lguilherme@dem.ufrn.br

Resumo—A energia é considerada um insumo indispensável à vida moderna, sempre associada ao desenvolvimento econômico e bem-estar social. Por causa disso, é imprescindível desenvolver novos meios de obtê-la continuamente e de forma sustentável. A energia eólica se apresenta como alternativa a esse cenário, no entanto estudos rigorosos devem ser realizados para atenuar as incertezas inerentes às suas características. Apesar do vasto potencial disponível no Brasil, os órgãos regulamentadores do setor estipulam critérios minuciosos para o desenvolvimento de projetos eólicos em virtude da natureza do sistema elétrico nacional, visando proporcionar garantia ao suprimento de energia. Mediante a isto o presente trabalho faz uma análise das possíveis consequências que diversas bases de dados de vento podem acarretar em um estudo de análise de recursos eólicos e nas tomadas de decisão.

Palavras-chave—Energia eólica, recursos energéticos, desenvolvimento de projetos, análise de potencial, geração de energia.

I. INTRODUÇÃO

A fonte eólica passa hoje por uma fase de consolidação de investimentos tanto na parte de geração como de fabricação. Essa fonte de energia renovável começou no Brasil vagarosamente no final dos anos 90 e tendo instalado apenas 27,1 MW [1] em quatro estados com geradores de médio porte. Com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) um formidável conhecimento foi obtido e posteriormente favoreceu o crescimento da energia eólica em solo nacional, mas a maturação aconteceu através do sucesso nos leilões federais de energia que tornaram a fonte competitiva, atraindo diversos investidores nacionais e internacionais num processo de desenvolvimento contínuo, gerando oportunidades e empregos.

Com a soma da participação em todos os leilões federais de energia e das transações realizadas no ambiente de

contratação livre, os parques eólicos já somam mais de 7 GW em operação [1] e alcançarão em 2019 uma capacidade instalada maior que 19 GW [2], o que representará cerca de 10 % da matriz de geração. Tal nível de penetração na matriz energética preocupa diversos agentes no que diz respeito à seguridade no fornecimento de energia e na estabilidade do sistema. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão governamental ligado ao estudo e planejamento energético, estipula critérios técnicos rígidos a serem levados em consideração para a realização de medições anemométricas e também para o cálculo da geração de energia para as usinas que utilizem como fonte primária o vento. Além da EPE, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão responsável pela coordenação e controle da operação do sistema elétrico, determina requisitos mínimos para a conexão dessas usinas, objetivando confiança na operação do sistema.

Atualmente, para fins de habilitação técnica em leilões, a EPE admite medições anemométricas aferidas por período não inferior a vinte e quatro meses [3], mas a partir de 2017 esse período será de 36 meses [4]. Entretanto, os contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, sejam eles por disponibilidade ou por quantidade, tem prazo de vigência de vinte anos [5], ou seja, são necessárias técnicas estatísticas e base de dados de longo prazo para extrapolar os dados medidos e estimar a geração durante o tempo acordado. É no decorrer desse processo que incertezas são assentadas, inferindo às empresas geradoras surpresas na energia anual efetivamente gerada.

II. INCERTEZAS NA PREVISÃO DE ENERGIA

Durante o desenvolvimento de projetos eólicos existem diversas incertezas, sendo boa parte destas atreladas à avaliação do recurso energético, correlações de longo prazo e estimativa da geração de energia para aerogeradores em diferentes alturas. Para conduzir os projetistas e desenvolvedoras, existem recomendações de boas práticas que devem ser acompanhadas para o sucesso das avaliações [6].

Um dos métodos mais utilizados para a correlação de dados de longo prazo é conhecido como Medir, Correlacionar e Predizer (MCP). Com característica marcante sendo a variabilidade [7], o vento é um recurso que necessita de precisão em seu estudo. Por meio de dados de curto prazo, é possível obter estimativas do comportamento do vento ou da geração de energia através da correlação de dados.

Geralmente a base de dados para a realização dessas estimativas são dados de estações meteorológicas, dados de reanálise como NCEP-NCAR Reanalysis Project (NNRP), Climate Forecast System Reanalysis (CFSR) e Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications (MERRA) ou até mesmo de torres anemométricas existentes.

Muitas vezes os dados de referência são de locais situados a muitos quilômetros de distância, aumentando a incerteza. Além disso, podem haver séries temporais incompletas (baixa taxa de recuperação ou período de medição insuficiente) e também baixa correlação, o que ocasionaria na aplicação do método uma incerteza maior do que apenas usando os dados medidos. Muito embora exista a possibilidade de aplicação desse método com origens distintas para os dados, as boas práticas recomendam sempre a medição local adequada para estudos relacionados à geração eólica [6]. Para se tornar benéfica, a aplicação da técnica de MCP deve se basear em dados com período compartilhado com os dados medidos localmente, assumindo que o microclima de uma região delimitada sofre poucas variações interanuais [8].

A incerteza global de um parque eólico é calculada através da raiz quadrada do somatório ao quadrado das incertezas independentes [9]:

$$INCERTEZA_{GLOBAL} = \sqrt{\sum (INCERTEZAS_{INDEPENDENTES})^2} \quad (1)$$

Com relação ao recurso eólico, estas incertezas podem ter origem no modelo adotado (extrapolação vertical, efeito esteira, etc.) e nas medições anemométricas (precisão das medições, representatividade, variabilidade climática, etc.). Entender a variação climatológica dentro da área de um projeto é fundamental para a estimativa da geração que o mesmo terá. A Fig. 1 apresenta a variação anual do recurso eólico para o Brasil e para Uruguai [10] no ano de 2014.

Dados da geração de energia de diversos projetos eólicos tem sido confrontados tendo em vista a baixa geração verificada nos anos de 2013 e 2014 [17]. É importante frisar que caso um projeto eólico entregue uma quantidade de energia menor do que a margem estipulada contratualmente, este estará exposto a penalidades financeiras impostas pelos agentes reguladores [5]. Em alguns casos, os agentes comercializadores de energia estarão submetidos à compra de energia no mercado de curto prazo para recompor insuficiência de lastro de energia e potência para cobrir 100 % de seu consumo e contratos de venda de energia,

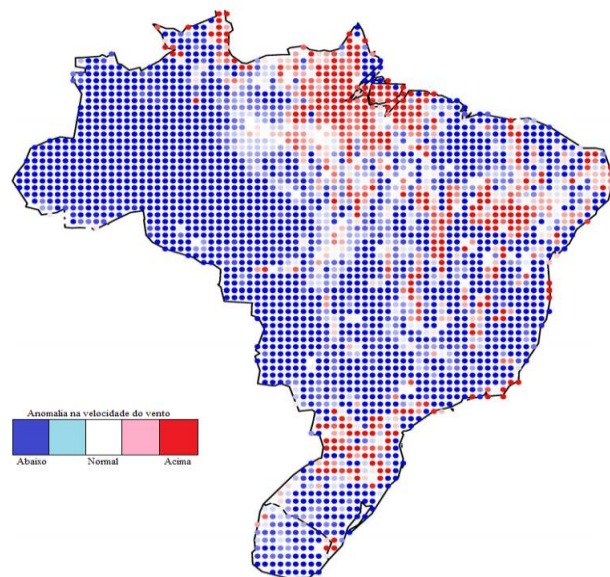


Figura 1. Anomalia na velocidade do vento no ano de 2014

III. METODOLOGIA

Para o presente trabalho foram utilizados dados de uma estação anemométrica montada de acordo com as anotações técnicas da EPE [11] e localizada em uma cidade litorânea do estado do Rio Grande do Norte.

A estação é constituída por quatro anemômetros (um sobressalente), três medidores de direção (um sobressalente), um medidor de umidade do ar, um medidor de pressão barométrica e um termômetro posicionados em alturas distintas entre 60 e 122 metros, com frequência de aquisição de 1 Hz e intervalo de integração de 10 minutos.

Os dados utilizados foram dados medidos pela torre anemométrica, que compreendem um período de aproximadamente 4 anos, dados das plataformas virtuais Potencial Eólico [12], Windnavigator [13] e dados do MERRA [14] a 4 km de distância da torre anemométrica. Para aplicação da técnica MCP e cálculo da geração de energia estimada para nove diferentes modelos de aerogeradores, foi utilizado o software Windographer 4.0.9 Professional Edition, da AWS Truepower.

Por intermédio do software foi possível extrapolar os dados de vento para cada uma das alturas de cubo disponíveis para os aerogeradores estudados, bem como execução da técnica de MCP para obtenção de dados no período desejado. O algoritmo aplicado foi o *Matrix Time Series* (MTS) [15], que foi desenvolvido através do modelo de matrizes clássicas para produzir séries temporais realistas e com menores incertezas se comparado aos modelos lineares. A Fig. 2 e a Fig. 3 apresentam os menores erros obtidos com aplicação desse método.

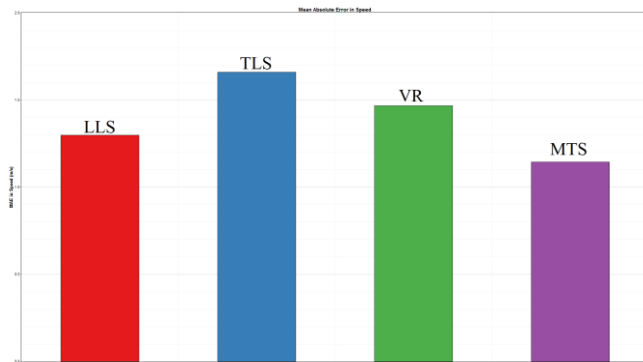


Figura 2. Erro absoluto médio para a velocidade do vento

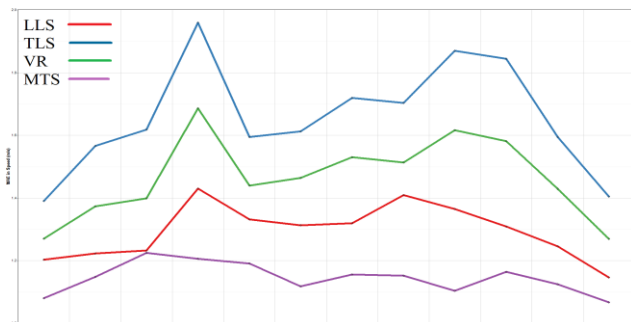


Figura 3. Erro absoluto médio para as velocidades mensais do vento

IV. RESULTADOS

Os resultados apresentados nesta seção referem-se à análise das densidades de potência (W/m^2), velocidade média do vento (m/s), energia anual gerada (MWh), fator de capacidade (%) e respectivas comparações entre os aerogeradores submetidos durante a pesquisa.

Em projetos eólicos podem haver perdas diversas e estas podem ser: efeito esteira, disponibilidade, falhas elétricas, desempenho do aerogerador, fatores ambientais, etc. [16]. Para as perdas consideradas para a realização dos cálculos, especulou-se 14,5 % após a geração de energia total, tomando como referência as boas práticas de avaliação de recursos eólicos [6].

Os dados de vento obtidos a partir da plataforma Potencial Eólico, do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), inferiram em maiores desvios em relação à plataforma Windnavigator. Possíveis motivos para tamanha variação são as limitações do modelo utilizado para obtenção dos dados do CRESESB e erros de base relacionados a entradas topográficas e meteorológicas utilizadas, enquanto o modelo da AWS Truepower possui seleção de múltiplas alturas e base de dados mais consistente. A Fig. 4 exibe essa situação, onde a velocidade do vento e a densidade de potência a partir do CRESESB apresentaram-se menores.

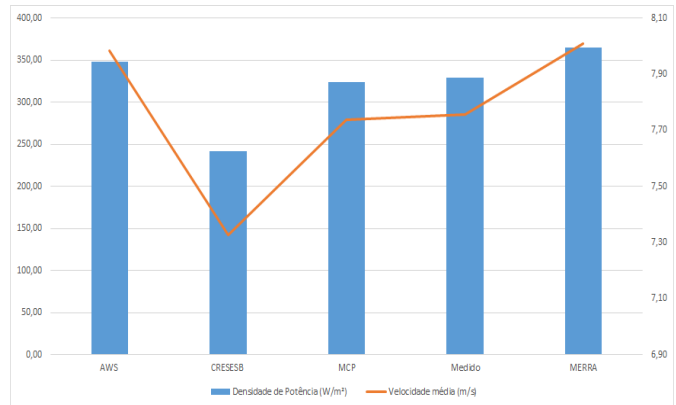


Figura 4. Comparação entre densidade de potência e velocidade do vento

A Fig. 5 mostra a discrepância nos resultados obtidos para a energia anual gerada e o fator de capacidade, grandezas altamente relacionadas, para as diferentes bases de dados.

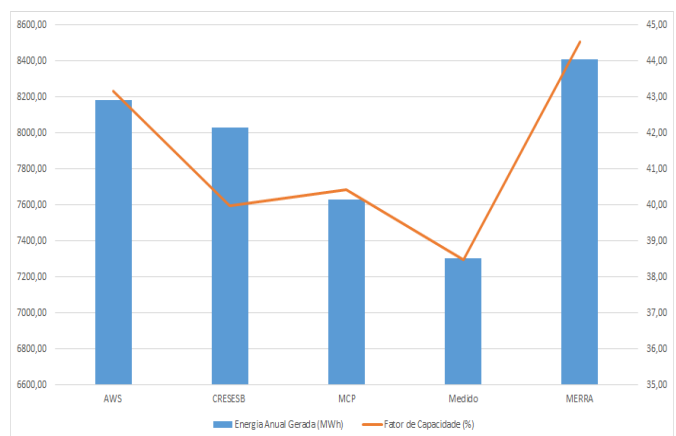


Figura 5. Comparação entre energia anual gerada e fator de capacidade

Como é possível perceber na Figura 5, os valores estimados para o fator de capacidade através dos dados de longo prazo e da técnica MCP obtiveram resultados maiores do que o resultado a partir dos valores medidos, estes últimos mais fidedignos da representação do recurso eólico local. A preocupação com a superestimação dos recursos eólicos tem causado desaprovação por parte de agentes do setor elétrico. Fato é que muitas usinas inclusive estão gerando abaixo do que foi negociado [17].

A Fig. 6 expõe a defasagem na geração diária contrapondo-se dados baseados em MCP, medidos e pelo MERRA para um mesmo modelo de aerogerador, no caso um Alstom ECO122 de 2,7 MW e altura do cubo de 89 metros. Já a Fig. 7 elucida a heterogeneidade do perfil diurno do vento para a mesma base de dados.

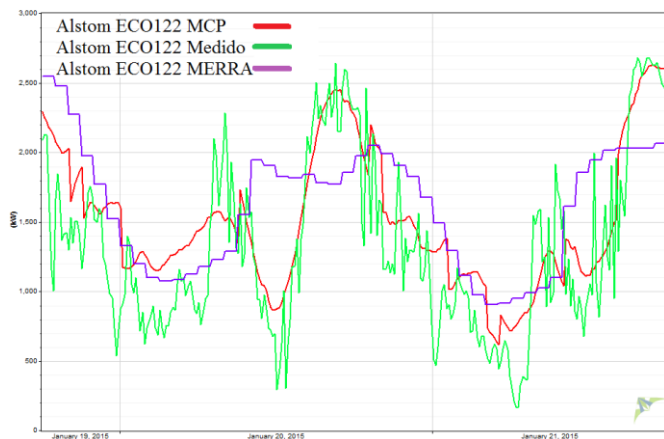


Figura 6. Comparação para geração diária entre dados de MCP, medidos e MERRA

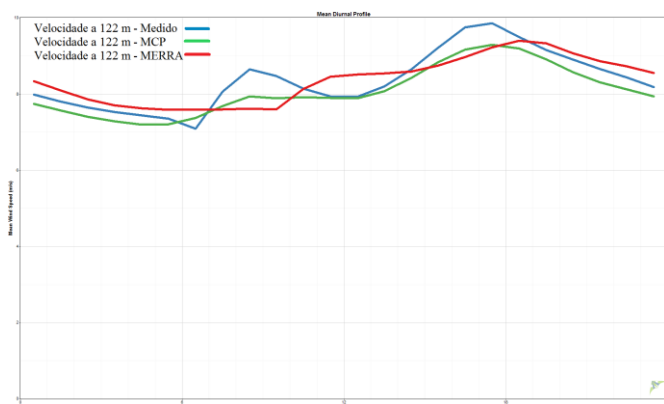


Figura 7. Comparação entre perfis diurnos do vento para dados de MCP, medidos e MERRA

Os valores dependem de diversos fatores que incluem elementos topográficos, dados históricos, boas práticas durante a campanha de medição, etc. [18]. No entanto é factível a discrepância entre os valores para diversas origens de dados e a TABELA I esboça isso entre a densidade do ar (kg/m^3), os parâmetros A e k de Weibull e a rugosidade (m) para o local do projeto.

TABELA I

Comparativo entre densidade do ar, parâmetros de Weibull e rugosidade

Base de dados	Densidade do ar (kg/m^3)	Weibull		Rugosidade
		A	k	
MCP	1,221	8,78	4,99	0,077
Medido	1,154	9,15	4,40	1,710
MERRA	1,221	8,42	5,65	0,061

Para os aerogeradores cujas curvas de potência estão exibidas na Fig. 8, foram calculadas as respectivas gerações de

energia. O resultado é projetado na Fig. 9 e na Fig. 10 é expressa a geração horária para dois modelos de aerogeradores de potências e alturas distintas, evidenciando que nem sempre o aerogerador de maior potência e maior altura deterá a maior geração, mas sim aquele que mais se adequa ao comportamento do vento do local.

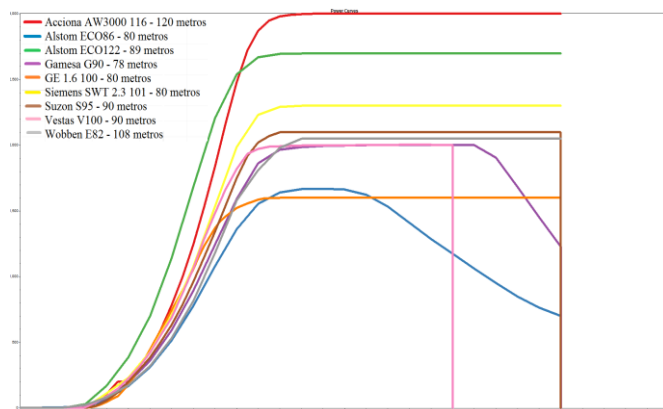


Figura 8. Curvas de potência dos aerogeradores adotados

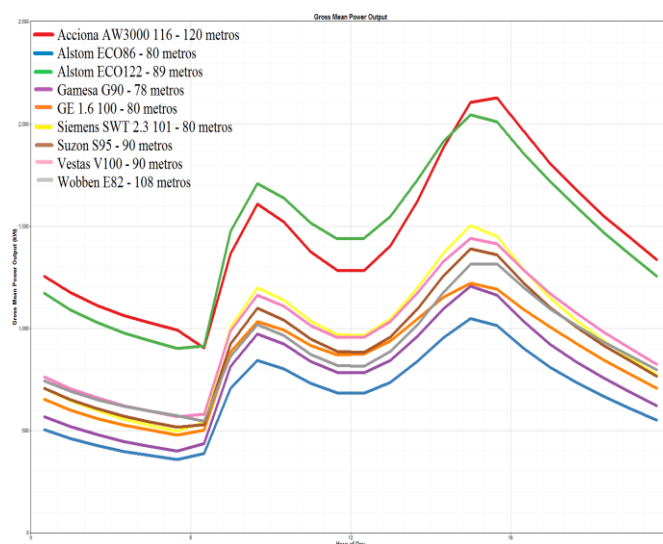


Figura 9. Geração diária para os aerogeradores adotados

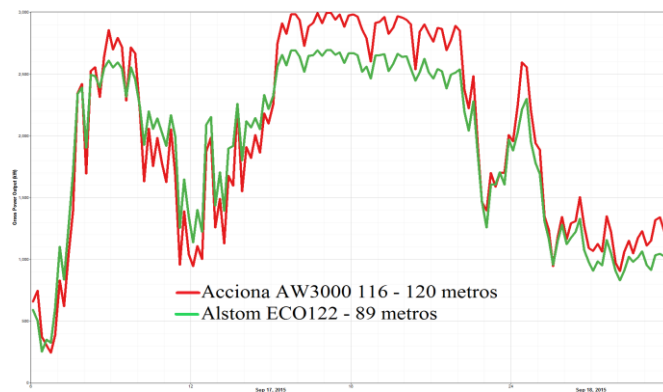


Figura 10. Geração horária entre dois aerogeradores distintos

Finalmente é apresentada na Fig. 11 a diferença para a geração de energia entre as diferentes bases de dados e o valor medido, com o método MCP mostrando-se promissor e com valores aceitáveis dentre os valores comparados.

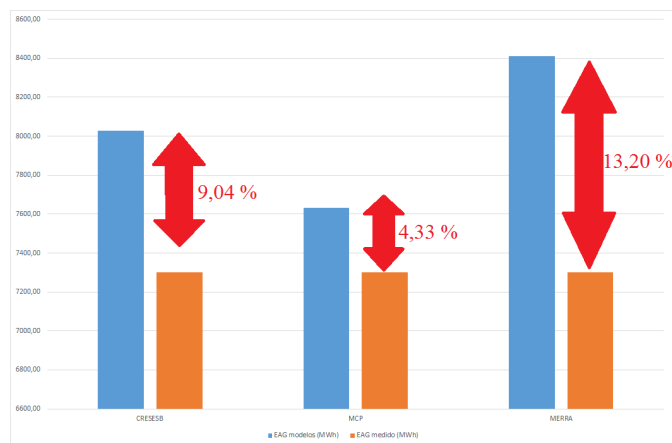


Figura 11. Diferença da geração de energia entre os dados do CRESESB, do MCP e do MERRA em relação aos medidos

V. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou algumas influências que a utilização de dados de diversas origens causam em estudos relacionados à análise de potencial eólico. Os dados de reanálise obtidos a partir do MERRA apresentaram boa aderência aos cálculos e se apresentaram mais confiáveis que outras bases de dados [19]. É importante salientar que apesar disso os resultados sublinham a relevância dos dados medidos e que por meio destes é possível perceber a sensibilidade que pequenas alterações podem acarretar no resultado final. No começo do desenvolvimento dos parques eólicos no Brasil, a EPE exigia que o cálculo da produção anual de energia certificada referente ao valor que é excedido levasse em consideração uma probabilidade de 50 %, sendo exigida hoje uma probabilidade de 90 % [20]. Isso comprova a preocupação governamental com a geração de energia dos parques eólicos. Os custos com uma boa campanha de medição e análise de potencial eólico são muito distantes dos custos com a construção, operação e manutenção dos parques [21], logo é de suma relevância que concedam esforços em pesquisas para aprimorar tais métodos e assim atenuar as incertezas pertinentes dessa fonte de energia inesgotável.

REFERÊNCIAS

- [1] Banco de Informações de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. [Online]. Disponível: www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm
- [2] Leilões. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, São Paulo, SP. [Online]. Disponível: www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes
- [3] Empresa de Pesquisa Energética, “Instruções para solicitação de cadastramento e habilitação técnica com vistas à participação nos leilões de energia elétrica,” Brasília, DF, Mar. 2015.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica ACATI, “Procedimentos para alteração de características técnicas de empreendimentos que comercializaram energia no Ambiente de Contratação Regulado,” Brasília, DF, Mar. 2015.

- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Contrato de comercialização de energia no Ambiente Regulado – CCEAR por disponibilidade,” Brasília, DF, Jun. 2014.
- [6] IEA *Recommended Practices For Wind Turbine Testing And Evaluation*. 11. *Wind Speed Measurement And Use Of Cup Anemometry*, IEA Std. 11, 1999.
- [7] W. Tong, *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*. Nova York: WIT Press, 2010, p. 12.
- [8] H. L. S. Reis, “Estudo sobre a aplicação do método MCP em dados de longo período para a estimativa do recurso eólico e solar,” Monografia de graduação, Curso de Engenharia de Energia, Universidade de Brasília, Brasília, 2013.
- [9] IEC *Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*, IEC Std. 61400-12-1, 2005.
- [10] Vortex, “Wind Anomalies 2014 Brazil and Uruguay,” Barcelona, Espanha, Ago. 2015.
- [11] Empresa de Pesquisa Energética, “Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos,” Brasília, DF, NOTA TÉCNICA DEA 08/14, Mai. 2014.
- [12] Potencial Eólico. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito, Rio de Janeiro, RJ. [Online]. Disponível: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas_eolico
- [13] Windnavigator. AWS Truepower, Albany, NY. [Online]. Disponível: <https://dashboards.awstruepower.com/wsa>
- [14] Modern-Era Retrospective Analysis For Research And Applications. National Aeronautics and Space Administration, Washington, DC. [Online]. Disponível: <http://gmao.gsfc.nasa.gov/research/merra/>
- [15] T. Lambert, “The Matrix Time Series method for MCP,” Windpower Conference, Atlanta, Estados Unidos, 2012.
- [16] C. Croonenbroeck e G. Stadtmann, “Minimizing asymmetric loss in medium-term wind power forecasting,” *Renewable Energy*, vol. 81, pp. 197-208, Set. 2015.
- [17] Boletim Mensal de Geração Eólica. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasília, DF. [Online]. Disponível: http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/index.aspx
- [18] E. Vanvyve, L. D. Monache, A. J. Monaghan ae J. O. Pinto, “Wind resource estimates with an analog ensemble approach,” *Renewable Energy*, vol. 74, pp. 761-733, Fev. 2015.
- [19] L. B. Damas, “Aplicação da metodologia MCP para análise da geração em dois parques eólicos em operação no Brasil,” Dissertação de mestrado, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.
- [20] Empresa de Pesquisa Energética, “Cálculo da Garantia Física de Empreendimentos Eólicos considerando o P90,” Brasília, DF, NOTA TÉCNICA 072/13, Jul. 2013.
- [21] National Renewable Energy Laboratory, *Wind Resource Assessment Handbook*, Golden: AWS Cientific, 1997, p. 74.