

## AVALIAÇÃO COMPARATIVA DE SIMULAÇÕES NUMÉRICAS DE VENTO UTILIZANDO O MODELO DE MESOESCALA BRAMS

**Lucia Iracema Chipponelli Pinto** - lucia.chipponelli@inpe.br

**Enio Bueno Pereira** - enio.pereira@inpe.br

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, Centro de Ciência do Sistema Terrestre, São Jose dos Campos/SP - Brasil

**Fernando Ramos Martins** - fernando.martins@unifesp.br

Universidade Federal de São Paulo, Campus Baixada Santista, Departamento de Ciências do Mar, Santos/SP - Brasil

**Roberto Fernando da Fonseca Lyra** - roberto.ufal@gmail.com

Universidade Federal de Alagoas, Departamento de Meteorologia, Maceió/AL - Brasil

**Resumo.** A definição de um local para um futuro parque eólico é um processo longo em que são necessárias séries de dados meteorológicos observados localmente a fim de avaliar com maior precisão a densidade de potência eólica na área de interesse. No entanto, a escassez de dados meteorológicos de superfície ou de ar superior no Brasil e os custos para a implantação e operação de um sistema de aquisição de dados por um período suficientemente longo tem sido considerado uma barreira para o crescimento do setor. Como alternativa para suprir esta carência de dados, a modelagem atmosférica vem sendo empregada. Porém esta metodologia está limitada em função dos recursos computacionais que restringem a resolução temporal e espacial dos dados gerados. No entanto, as estimativas de variáveis meteorológicas representativas para uma determinada área (pontos de grade) podem apresentar desvios elevados em relação aos valores observados uma vez que os processos físicos podem ser mal simulados em razão da adequação das parametrizações adotadas para execução do modelo. O modelo atmosférico BRAMS (Brazilian Regional Atmospheric Modeling System) incorpora adequações na modelagem física com o intuito de representar da forma mais acurada os processos físicos da região tropical em que o Brasil está localizado. Este trabalho mostra os resultados de um estudo comparativo entre a velocidade do vento observada em torres anemométricas situadas nas regiões costeira e agreste do estado de Alagoas (Nordeste do Brasil) com as simulações obtidas a partir do modelo BRAMS executado com duas resoluções horizontais diferentes (8x8 km e 2x2 km) para os meses de maio (período de chuvas) e novembro (estação seca) de 2008 e adotando diferentes parametrizações de camada limite, convecção, microfísica de nuvens e radiação.

**Palavras-chave:** Estimativa do vento, Energia eólica, Modelo BRAMS

### 1. INTRODUÇÃO

O consumo de gás natural, petróleo e carvão para gerar energia continuará a aumentar em todo o mundo e, conseqüentemente, as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) provenientes deste tipo de geração de energia (Pereira et al., 2012). Visto isso as fontes renováveis de energia vêm sendo apresentadas como a principal alternativa para atender as demandas da sociedade com relação à qualidade e segurança do atendimento do consumo de eletricidade. E também são vistas como forma de mitigação para a questão das mudanças climáticas, pois apresentam redução nos danos ambientais decorrentes da geração de energia.

O Brasil é um país privilegiado sob o aspecto energético, pois seu relevo, hidrografia e clima tropical permitem o aproveitamento das diversas fontes renováveis de energia, como a hidráulica, a biomassa, a solar e a eólica (Pereira e Lima, 2008). A Fig. 1 mostra a participação das diversas fontes de energia para a matriz energética brasileira, sendo que a hidroeletricidade possui a maior participação na matriz elétrica brasileira.

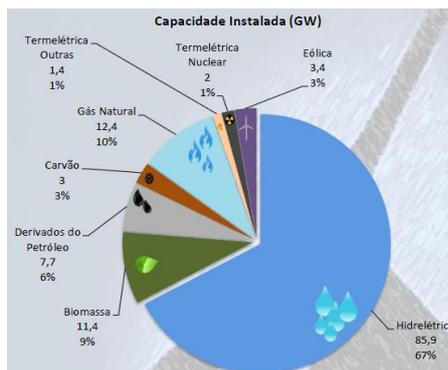


Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira em dezembro 2013, por fonte de combustível. (Fonte: ANEEL/ABEEólica, 2014)

Estrategicamente é fundamental diversificar a matriz energética uma vez que, como as demais fontes renováveis de energia, a geração hidrelétrica possui grande vulnerabilidade às condições climáticas (Barros et al., 2011; Fearnside, 2008; Silva et al., 2005). Ainda considerando o aspecto de segurança energética, não é recomendado que um país apresente elevada concentração da matriz energética em uma única fonte de energia. Neste contexto, a energia eólica vem se tornando uma alternativa economicamente competitiva em diversas regiões do Brasil, com destaque para o Sul e Nordeste, (Pereira e Lima, 2008; Silva et al., 2005). Amarante et al. (2001) estimou que o território brasileiro possui aproximadamente potência de 143,4 GW com ventos médios igual ou acima de  $7 \text{ m.s}^{-1}$  ao nível de 50 m de altura.

O governo incentivou a geração de eletricidade a partir da energia dos ventos através do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) implementado em 2002 (Costa e Lyra, 2012; Martins e Pereira, 2011; Dutra e Szklo, 2008). A exploração comercial da energia eólica no território nacional fechou o ano de 2013 com 2.181 MW instalados, com um crescimento de 18% da capacidade instalada, em comparação a dezembro de 2012 (CCEE, 2014). Esses números não foram maiores devido ao atraso na expansão de linhas de transmissão. Ainda existem outros obstáculos para expansão do aproveitamento eólico: políticas de incentivo; pesquisa e desenvolvimento; licenciamento ambiental; investimento público e privado.

Desde 2013 as usinas termelétricas (sejam a gás, carvão e óleo) vêm sendo utilizadas como planos emergenciais para abastecimento de energia elétrica em função à queda do nível dos reservatórios das hidrelétricas em diferentes regiões do Brasil. Um exemplo recente é a estiagem da região Sudeste do Brasil no primeiro trimestre de 2014 que vai prolongar o uso desta fonte nos próximos meses de 2014 (INFOCLIMA, 2014). O custo gerado pela necessidade de usar as usinas térmicas é alto e o impacto para a economia nacional e o consumidor é forte. Isso, sem mencionar o impacto sobre as emissões de GEE. Para este tipo de situação não continue se repetindo, um planejamento da oferta de energia eólica precisa ser feito com bases confiáveis na previsão de geração das usinas eólicas a curto e médio prazo.

O aproveitamento do recurso eólico necessita de um conhecimento apurado, tanto da disponibilidade desse recurso energético, quanto de sua variabilidade temporal, que está fortemente relacionado com as condições de tempo e clima em escalas regional e local. A confiabilidade da estimativa e da variabilidade do vento em um determinado local ou região de interesse é essencial, tanto para o desenvolvimento e avaliação da viabilidade econômica de uma planta eólica, quanto para o planejamento e gerenciamento do sistema de distribuição de eletricidade a que a planta eólica está conectada. Dessa forma, a ciência da Meteorologia pode contribuir de maneira relevante com o setor elétrico nacional em razão do conhecimento em modelagem atmosférica, da climatologia e dos sistemas meteorológicos que influenciam a circulação atmosférica na região de interesse (Pinto et al., 2014; Martins et al., 2008).

Os modelos atmosféricos de mesoescala também vêm sendo utilizados para a previsão em curto e médio prazo do vento, imprescindíveis para o planejamento da operação dos parques eólicos e do sistema de distribuição de energia (Ramos et al., 2013; Carvalho et al., 2012; Lima et al., 2012; Siqueira et al., 2012; Monteiro et al., 2009; De Maria et al., 2008; Lyra, 2008). A confiabilidade das estimativas geradas pelos modelos numéricos pode apresentar diferenças significativas em função tanto das parametrizações numéricas como da resolução espacial horizontal e vertical da grade utilizados para a simulação dos processos físicos na atmosfera.

Mesmo com o uso de modelos numéricos, a disponibilidade de uma base de dados observados confiável é essencial para planejamento e definição do projeto de uma planta eólica em uma área para a qual uma pré-avaliação do potencial foi realizada com o uso dos resultados dos modelos numéricos (Costa e Lyra, 2012). A base de dados observados contribui, tanto para o aprimoramento das parametrizações dos processos físicos, quanto para a determinação dos desvios e confiabilidade que o modelo apresenta para a área de estudo (Probst e Cárdenas, 2010). A aquisição da base de dados observados deve ser realizada de acordo com uma padronização estabelecida nacional ou internacionalmente (EPE, 2011; MEASNET, 2009). Entretanto, a execução de uma campanha de aquisição de dados de campo apresenta um custo de instalação, operação e manutenção muito elevado (Lira et al., 2011; Grubb e Meyer, 1993).

Sendo assim, o presente trabalho tem como objetivo compreender a importância da configuração do modelo BRAMS (*Brazilian Regional Atmospheric Modeling System*) no que tange à definição de parametrizações numéricas para simulação dos processos físicos atmosféricos para a estimativa de vento. Neste estudo os resultados das diferentes

simulações foram comparados com dados de intensidade de vento observados em duas torres anemométricas para os meses de maio e novembro de 2008 localizadas no estado de Alagoas. O estudo é importante para compreender a aplicabilidade do modelo e para contribuir na definição de uma metodologia aplicada à previsão e estimativa dos ventos, que atenda e dê suporte às ações de planejamento e gerenciamento do sistema elétrico no país. A otimização de modelos numéricos para as regiões de interesse na exploração comercial da energia eólica deve crescer em importância, pois a participação desta fonte renovável na matriz elétrica brasileira deve crescer nos próximos anos (EPE, 2010).

## 2. MATERIAL E MÉTODOS

Dados de velocidade e direção de vento coletados em duas torres anemométricas localizadas em Roteiro (09°56'29''S; 35°58'32''W; 40 m) e Girau do Ponciano (09°45'58''S; 36°47'06''W; 410 m) foram utilizadas no estudo. As duas torres foram instaladas e operadas em parceria pela ELETROBRAS e Universidade Federal de Alagoas (UFAL) para a realização do mapeamento eólico do estado. As torres estavam equipadas com anemômetros tipo concha classe I, modelo A100L2, e sensor de direção do vento W200P (*Vector Instruments*). Foram armazenados os valores médios de períodos de 10 min das observações com resolução temporal de 1 min. A Fig. 2 mostra a localização espacial no território alagoano e a Tab. 1 apresenta as características físicas das torres anemométricas utilizadas neste estudo. A descrição detalhada da com especificação técnica e configuração das torres anemométricas, bem como das características físicas locais estão apresentadas no Atlas Eólico do Estado de Alagoas (ELETROBRAS, 2008).



Figura 2- Localização das torres anemométricas no estado de Alagoas. (Fonte: adaptado ELETROBRAS, 2008)

Dados observados a 50 m acima do solo durante os meses de maio e novembro de 2008 foram utilizados no estudo. A escolha destes dois meses teve como finalidade a avaliação do desempenho do modelo nos períodos sazonais característicos da região em estudo: a estação chuvosa (abril a julho) e estação seca (setembro a dezembro), conforme Góis et al. (2005). A identificação de ocorrência de valores anômalos ocasionados por falhas instrumentais foi realizada com o uso do programa de controle de qualidade utilizado na rede SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais). Os critérios adotados para a qualificação dos dados estão descritos em <http://sonda.ccst.inpe.br/infos/validacao.html>.

Tabela 1. Descrição das 2 torres utilizadas neste estudo.

	<b>Roteiro</b>	<b>Girau do Ponciano</b>
Latitude	09°56'29" S	09°45'58" S
Longitude	35°58'32" W	36°47'06" W
Altitude	40m	410m
Altura da Torre	50m	50m
Altura da instalação dos instrumentos	50m	50m

As simulações numéricas com o modelo de mesoescala BRAMS, versão 4.2, foram realizadas para os meses de maio e novembro de 2008. A Fig. 3 apresenta a localização espacial do domínio utilizado para a configuração das grades utilizadas nas simulações. O dimensionamento das grades tem influência direta no tempo de processamento. Pinto et al., 2014 mostraram que a adoção de resolução horizontal superiores à 2 km não reflete em redução importante dos desvios observados nas estimativas da velocidade do vento produzidas pelo BRAMS. Assim, optou-se por executar o modelo com duas grades aninhadas com resoluções horizontais de 8 km x 8 km e 2 km x 2 km. Esta configuração permite a interação em duplo sentido entre as grades aninhadas, possibilitando a troca de dados relativos aos processos físicos que ocorrem em cada grade (Souza, 2012).

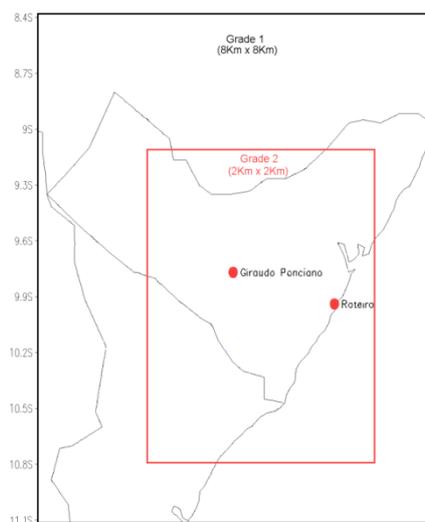


Figura 3- Representação das grades horizontais usadas no modelo.

As simulações foram inicializadas com a base de dados de análises para 00 e 12 UTC do modelo regional Eta, que é executado operacionalmente com resolução horizontal de 20 km no Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC). A escolha por esta base de dados em detrimento do uso da base de dados globais GFS (*Global Forecast System*) teve como intuito utilizar uma base de dados regionalizada e mantida operacionalmente pelo CPTEC. O modelo foi configurado para fornecer estimativas horárias de velocidade de vento a fim de permitir a comparação mais detalhada do ciclo diário do vento estimado e observado nas torres anemométricas.

Testes de sensibilidade foram realizados utilizando quatro diferentes configurações de parametrizações numéricas, disponíveis no código do modelo BRAMS (Walko et al., 2007) com o intuito de avaliar a influência das parametrizações na confiabilidade das estimativas de velocidade do vento. As combinações de parametrizações adotadas estão descritas na Tab. 2.

Tabela 2. Configurações das parametrizações utilizadas em cada simulação.

Simulações	Parametrização Convecção	Parametrização Turbulência	Parametrização Radiação	Parametrização Microfísica	Parâmetro NPATCH
Simul_1	<b>GRELL</b>	<b>Mellor-Yamada</b>	<b>CARMA</b>	<b>Nível 3</b>	<b>2</b>
Simul_2	GRELL	Mellor-Yamada	<b>CHEN</b>	Nível 3	2
Simul_3	GRELL	Mellor-Yamada	CARMA	<b>Nível 2</b>	2
Simul_4	GRELL	Mellor-Yamada	CARMA	Nível 3	<b>4</b>

Para avaliara confiabilidade das estimativas do modelo utilizou-se os índices estatísticos Erro Médio (EM) e a Raiz do Erro Médio Quadrático (REQM). Os índices foram calculados conforme descrito nas Eq. 1 e 2 apresentadas abaixo, onde  $P_i$  e  $O_i$  representam, respectivamente, os valores estimados e observados da velocidade do vento. O EM é também conhecido como BIAS ou Viés e indica a ocorrência de superestimativa (valores positivos de EM) ou subestimativa (valores negativos de EM) sistemática da velocidade do vento observada nas torres anemométricas. O cálculo do REQM tem como objetivo avaliar a dispersão dos desvios apresentados pelas estimativas em relação aos valores observados.

$$EM = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^n (P_i - O_i) \quad (1)$$

$$REQM = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=0}^n (P_i - O_i)^2} \quad (2)$$

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção serão mostrados alguns resultados das simulações do modelo BRAMS para as diferentes configurações de parametrizações para os meses de maio e novembro de 2008. Todos os gráficos apresentados neste tópico foram elaborados utilizando as estimativas de vento obtidas para a resolução espacial de 8 km x 8 km uma vez que os resultados similares foram obtidos na resolução mais fina. As análises estatísticas estão apresentadas para ambas às grades.

### 3.1 Simulações numéricas para Maio2008

A Fig. 4 apresenta as quatro simulações para a velocidade do vento com resolução espacial de 8 km. Os dados coletados em Girau do Ponciano (GRP) indicam um ciclo diário bastante característico com ventos mais intensos no período vespertino, Fig. 4(a). Os resultados obtidos nas simulações “simul\_1”, “simul\_2” e “simul\_4” são muito similares, mas apesar de conseguirem simular o ciclo diário do vento, não conseguiram simular a intensidade da velocidade do vento. Em todas as três configurações observou-se desvios de até 1,5 m.s<sup>-1</sup>. Por outro lado, a simulação “simul\_3”, na qual a parametrização da microfísica de nuvens é diferenciada, não conseguiu representar o ciclo diário e forneceu estimativas com uma forte subestimação da velocidade do vento em GRP.

Os dados de velocidade do vento observados em Roteiro (ROT) não apresentam um ciclo diário característico, mas demonstram ventos aproximadamente constantes ao longo do dia, Fig. 4(b). Nas simulações realizadas para a localidade de ROT, região litorânea, o padrão de brisa esteve presente em três configurações (“simul\_1”, “simul\_2” e “simul\_4”) que novamente apresentaram resultados bem similares tanto no que se refere ao ciclo médio diário como nos índices estatísticos (Tab. 3). Novamente a simulação “simul\_3” apresentou um padrão diferenciado das demais e, neste caso, um padrão similar ao ciclo diário de vento observado em ROT. No entanto, os valores de velocidade do vento obtidos na “simul\_3” indicam uma subestimação dos valores observados. Os índices estatísticos EM e REQM obtidos para cada localidade estão listados na Tab. 3.

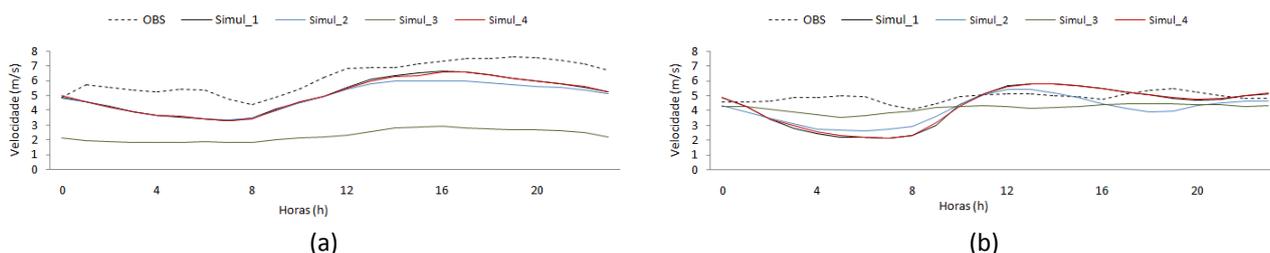


Figura 4 – Ciclo médio diário da velocidade do vento para maio de 2008: (a) Girau do Ponciano; (b) Roteiro.

Tabela 3. Valores dos índices estatísticos para o mês de maio de 2008.

		8 Km (Grade 1)		2 Km (Grade 2)	
		REQM	EM	REQM	EM
Girau do Ponciano	simul_1	<b>2,18</b>	<b>-1,19</b>	<b>2,10</b>	<b>-0,99</b>
	simul_2	2,43	-1,40	2,39	-1,23
	simul_3	<b>4,87</b>	<b>-3,98</b>	<b>4,37</b>	<b>-3,40</b>
	simul_4	2,18	-1,21	2,10	-1,00
Roteiro	simul_1	2,51	-0,63	2,63	-0,55
	simul_2	2,56	-0,84	2,62	-0,75
	simul_3	<b>2,19</b>	-0,73	<b>2,12</b>	<b>-0,48</b>
	simul_4	2,51	<b>-0,60</b>	2,65	-0,55

Avaliar o desempenho do modelo através da evolução temporal é importante para identificar problemas que muitas vezes são mascarados no cálculo do ciclo médio diário ou nos índices estatísticos. A Fig. 5 apresenta a comparação da evolução temporal da velocidade do vento estimada e observada nas torres ROT e GRP, para o mês de maio de 2008 (estação chuvosa) para cada uma das simulações do BRAMS. Observa-se que a configuração “simul\_3” subestimou a velocidade do vento para a localidade do interior (GRP) praticamente para todo o período Fig. 5(a). As demais configurações também apresentam subestimação, porém em proporções menores e ambas com resultados muito próximos entre si. Também aconteceram discrepâncias consideráveis em alguns períodos do mês, como, por exemplo, entre os dias 9 e 11, devido à passagem de um Sistema Ondulatório de Leste (Climanálise, 2008) não adequadamente simulado pelo BRAMS.

Para a localidade de ROT, Fig. 5(b), as velocidades de vento fornecidas pelo modelo subestimam a intensidade do vento para as rodadas das “simul\_1”, “simul\_2” e “simul\_4”. Diferentemente da localidade de GRP em Roteiro a configuração da Simul\_3 apresentou intensidade do vento com menos oscilações ao longo do mês. Apesar de os índices estatísticos indicarem que a configuração “simul\_3” ter produzido estimativas de vento com os menores desvios,

verifica-se na Fig. 5(b) que esta configuração pode apresentar desvios maiores que as demais configurações, como entre os dias 13 e 15 em razão de fenômenos meteorológicos específicos.

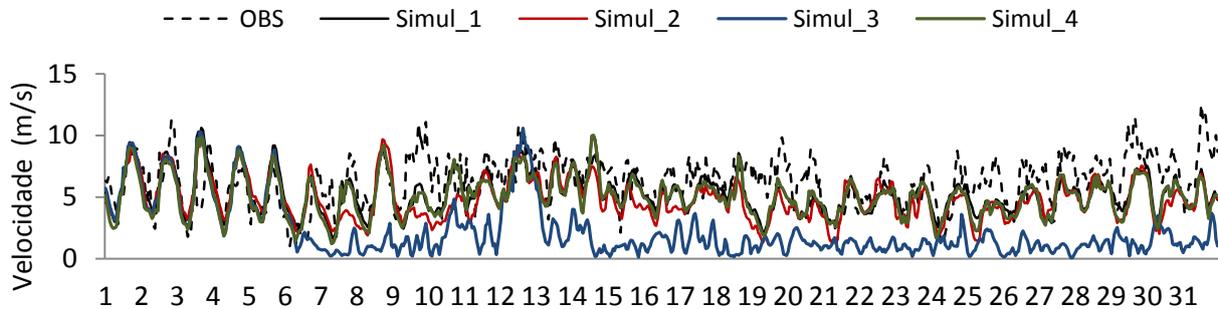
### 3.2 Simulações numéricas para Novembro 2008

Os dados observados na torre em GRP indicaram velocidades de vento superiores durante o mês seco. Assim como para o período chuvoso, as simulações numéricas realizadas para novembro também apresentaram estimativas de velocidade de vento subestimadas. As simulações “simul\_1”, “simul\_2” e “simul\_4” apresentaram resultados muito similares com pequenas diferenças entre si conforme pode ser constatado visualmente na Fig. 6(a) ou pela análise dos valores de EM e REQM listados na Tab. 4. A “simul\_3” demonstrou novamente um mau desempenho. Porém este resultado fica fortemente evidenciado nos índices estatísticos, pois no ciclo médio diário aparece uma subestimação um pouco maior em relação às outras configurações de parametrização.

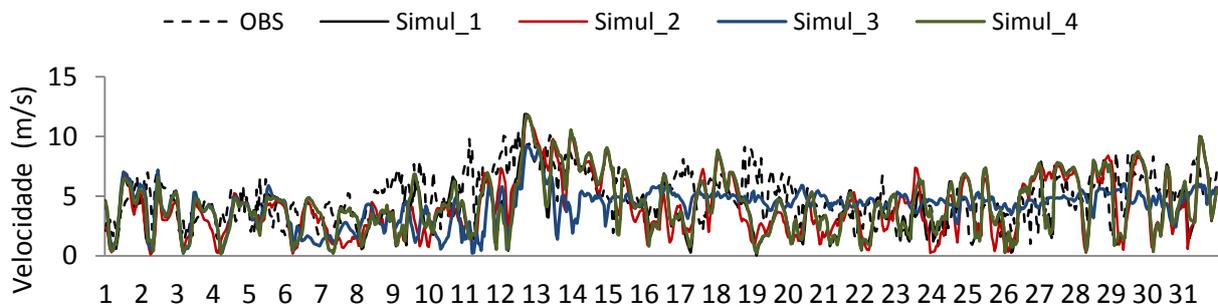
Na Fig. 6(b) estão representados os ciclos médios diários para ROT (litoral) no mês de novembro, onde não é identificada a configuração de brisa tão marcante como foi detectado no mês de maio, Fig. 4(a). Esta diferença esta associada ao fato do mês de novembro ser um mês seco na região de estudo, assim um melhor acompanhamento dos resultados do modelo com o perfil dos dados observados é notado, isto pode estar associado à física da parametrização da convecção do modelo. Para os índices estatísticos a diferença é muito pequena entre cada simulação conforme listado na Tab. 4. O pior desempenho do modelo BRAMS para estimar a velocidade do vento na região em estudo ocorreu com a configuração adotada para as “simul\_3”.

A Fig. 7 mostra a evolução temporal para o mês de novembro. Verifica-se que, tanto os valores observados, quanto os estimados da velocidade do vento são maiores que os valores referentes ao mês de maio, fato esperado para esta época do ano (estação seca) na região (Costa e Lyra, 2012). Observa-se ainda que, o BRAMS subestimou a velocidade do vento em ambas as localidades e não conseguiu simular os eventos com maiores velocidade do vento. Assim como ocorreu no período chuvoso, o modelo BRAMS simulou uma frequência elevada de ventos muito fracos (velocidades inferiores a  $3 \text{ m.s}^{-1}$ ) para a localidade costeira, ROT– Fig. 7(b) ao longo do período de estudo.

Observa-se em ambas as localidades na que a configuração “simul\_3” apresenta forte subestimação entre os dias 05 a 15, Fig. 7. Comparando os resultados das simulações realizadas com maior resolução (2 km) observa-se que a melhoria dos resultados é muito pequena e em alguns casos não é nem notada, isso é observado para ambas às localidades e meses.



Dias  
(a)



Dias  
(b)

Figura 5 – Evolução temporal da velocidade do vento (em  $m.s^{-1}$ ) para o mês de maio/2008: (a) Girau do Ponciano; (b) Roteiro.

Tabela 4. Valores dos índices estatísticos para o mês de novembro de 2008.

		8 Km (Grade 1)		2 Km (Grade 2)	
		REQM	EM	REQM	EM
Girau do Ponciano	simul_1	2,56	-1,70	2,09	-1,01
	simul_2	2,45	-1,59	2,04	-0,95
	simul_3	<b>5,03</b>	<b>-3,79</b>	<b>3,90</b>	<b>-2,58</b>
	simul_4	2,58	-1,72	2,11	-1,03
Roteiro	simul_1	2,32	-1,55	2,34	-1,54
	simul_2	2,33	-1,59	2,29	-1,53
	simul_3	<b>3,72</b>	<b>-2,77</b>	<b>3,73</b>	<b>-2,77</b>
	simul_4	2,35	-1,57	2,36	-1,55

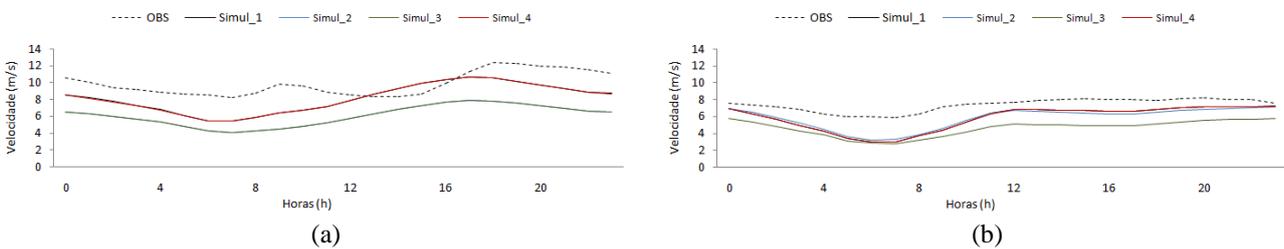


Figura 6 – Ciclo médio diário da velocidade do vento para novembro de 2008: (a) Girau do Ponciano; (b) Roteiro.

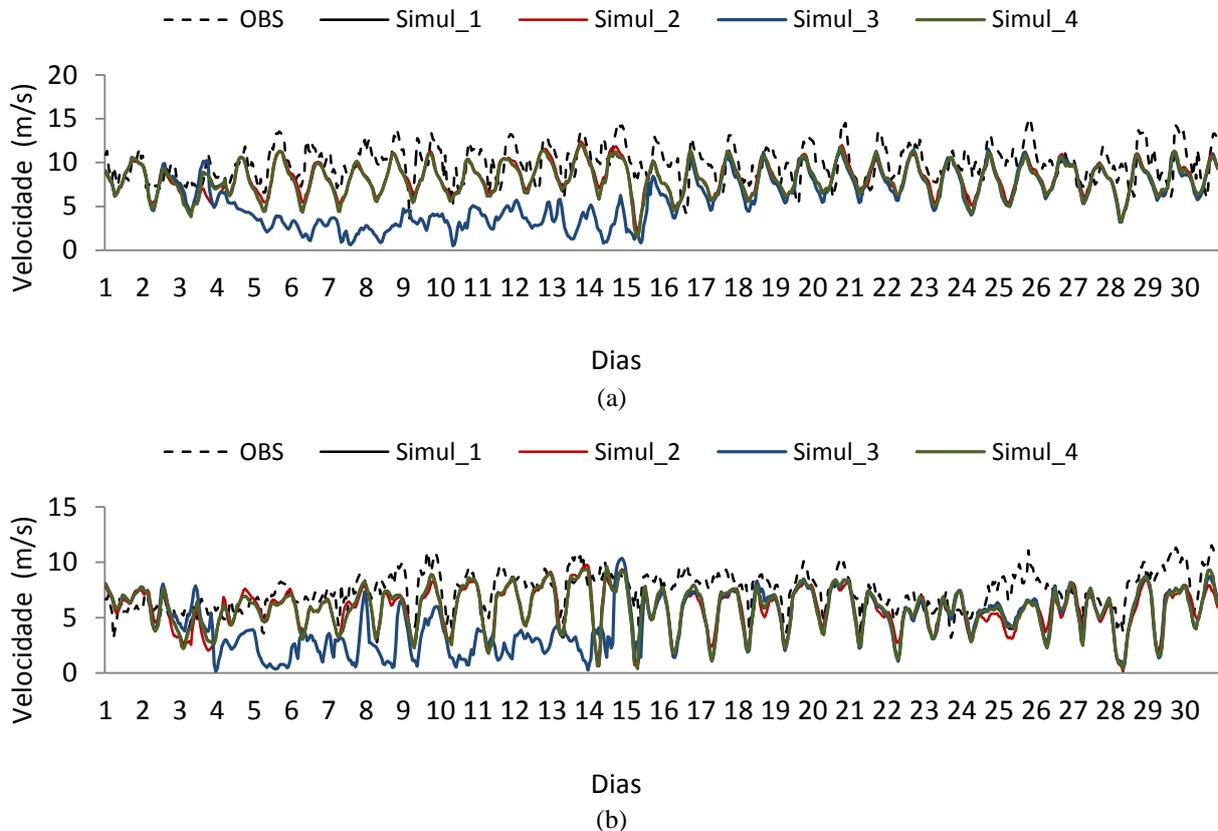


Figura 7 – Evolução temporal da velocidade do vento (em  $m.s^{-1}$ ) para o mês de novembro/2008: (a) Girau do Ponciano; (b) Roteiro.

#### 4. CONCLUSÕES

Nos estudos realizados até o momento verificou-se que, independente das parametrizações adotadas, há uma forte tendência para a subestimação dos ventos pelo modelo BRAMS. O modelo não conseguiu apresentar um bom desempenho para a região do litoral (ROT) tanto no período seco quanto chuvoso. A hipótese considerada é que as parametrizações adotadas para a execução do BRAMS não foram adequadas para representar o fenômeno de brisa. Esse problema de modelagem deve ser estudado e analisado com mais atenção, já que a região costeira do Nordeste Brasileiro mostra-se como a de maior interesse para instalação de parques geradores de energia eólica no Brasil.

Os resultados indicam que o refinamento da resolução horizontal no modelo apresenta um limite de otimização que deve ser considerado, pois o tempo computacional é muito elevado para altas resoluções espaciais. Em algumas simulações realizadas ao longo do estudo as estimativas de vento apresentaram os valores dos desvios estatísticos maiores para a grade de 2 km. Nos casos em que os desvios foram menores na resolução de 2 km, essa melhoria foi pequena não chegando nem a 10%. Novas simulações com modelo BRAMS ainda devem ser realizadas com o intuito de verificar o comportamento de outras parametrizações oferecidas pelo código, como convecção e turbulência.

## REFERÊNCIAS

- Amarante, O. A. C.; Brower, M.; Zack, J.; De Sá, A. L. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Brasília, p. 45, 2001.
- ANELL/ABEEólica – Agência Nacional de Energia Elétrica/Associação Brasileira de Energia Eólica. Boletim mensal de dados do setor eólico. Nº 01/2014.
- Barros, N.; Cole, J. J.; Tranvik, L. J.; Prairie, Y. T.; Bastviken, D.; Huszar, V. L. M.; Del Giorgio, P.; Roland, F. Carbon emission from hydroelectric reservoirs linked to reservoir age and latitude. *Nature Geoscience*, v. 4, p. 593-597, 2011. doi: 10.1038/ngeo1211
- Carvalho, D.; Rocha, A.; Gómez-Gesteira, M.; Santos, C. A sensitivity study of the WRF model in wind simulation for an area of high wind energy. *Environmental Modelling & Software*, v. 33, p. 23-34, 2012.
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Boletim das usinas eólicas. Nº 002 – Março/2014.
- Climanálise. Boletim de Monitoramento e Análise Climática. Vol. 23 – Nº05 – Maio/2008. Disponível em <<http://climanalise.cptec.inpe.br/~rclimanl/boletim/>>.
- Costa, G. B.; Lyra, R. Análise dos padrões de vento no estado de Alagoas. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v.27, n 1, p. 31-38, 2012.
- De Maria, P. H. S.; Costa, A. A.; Sombra, S. S. Modelagem numérica em alta resolução para previsão de geração de energia eólica no Ceará. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 23, p. 477-489, 2008.
- Dutra, R. M.; Szklo, A. S. Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation. *Renewable Energy*, v. 33, p. 65 - 76, 2008.
- ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileira S.A. Atlas eólico do estado de Alagoas. V.1, p. 67, 2008.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética – AMA. MME/EPE, Brasília/DF, 2011.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. 2019. MME/ /DF, 2010.
- Fearnside, P. Hidrelétricas como “fábricas de metano”: O papel dos reservatórios em áreas de floresta tropical na emissão de gases de efeito estufa. *Oecologia Brasiliensis*, v. 12 (1), p. 100 - 115, 2008.
- Gois, G. de; Souza, J. L. de; Silva, P. R. T. da; Oliveira Júnior, J. F. de. Caracterização da desertificação no estado de Alagoas utilizando variáveis climáticas. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 20, n. 3, p. 301 – 314, 2005.
- Grubb, M. J.; Meyer, N. I. Wind Energy: Resources, Systems and Regional Strategies. In: Johansson, T.B.; Kelly, H.; Reddy, A.; Williams, R. *Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity*. Washington, D. C. Island Press, 1993.
- INFOCLIMA. Boletim de informações climáticas do CPTEC/INPE, n. 2, 2014. Disponível: [http://infoclima1.cptec.inpe.br/~rinfo/pdf\\_infoclima/201402.pdf](http://infoclima1.cptec.inpe.br/~rinfo/pdf_infoclima/201402.pdf)
- Lima, F. J. L.; Cavalcanti, E. P.; de Souza, E. P.; Silva, E. M. Evaluation of the wind power in the State of Paraíba using the mesoscale atmospheric model Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modelling System. *Renewable Energy*, p. 16, 2012. doi:10.5402/2012/847356
- Lira, M. A. T.; Silva, E. M. da; Alves, J. M. B. Estimativa dos recursos eólicos no litoral cearense usando a Teoria da Regressão Linear. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v.26, n3, p.349-366, 2011.
- Lyra, A. A. Testes de sensibilidade e avaliação das previsões de vento do modelo ETA para região Nordeste. Dissertação (Mestrado em Meteorologia), INPE, São José dos Campos/SP, p. 106, 2008.
- Martins, F. R.; Pereira, E. B. Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil. *Energy Policy*, Elsevier, v. 39, p. 4378-4390, 2011.
- Martins, F. R.; Guarnieri, R. A.; Pereira, E. B. O aproveitamento da energia eólica. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v.1, p. 1-13, 2008.
- MEASNET – Measuring Network of Wind Energy Institutes. MEASNET Procedure: Evaluation of site-specific wind conditions. v. 1, 2009.

- Monteiro, C.; Bessa, R.; Miranda, V.; Botterud, A.; Wang, J.; Conzelmann, G. Wind Power forecasting: State-of-the-art 2009. Argonne: Argonne National Laboratory, 2009.
- Pereira, E. B., Lima, J. H. G. Solar wind energy resource assessment in Brazil – SWERA. São José dos Campos/SP, MCT/INPE, p. 100, 2008. ISBN: 978-85-17-00038-6
- Pereira, M. G.; Camacho, C. F.; Freitas, M. A. V.; Da Silva, N. F. The renewable energy market in Brazil: Current status and potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, p. 3786 - 3802, 2012.
- Pinto, L. I. C., Martins, F. R., Pereira, E. B., Fisch, G. F., Lyra, R. Confiabilidade nas estimativas do regime do vento fornecidas pelo BRAMS no Estado de Alagoas: influência do aninhamento e da resolução horizontal de grades. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v.29, n. 2, p. 242-258, 2014.
- Probst, O.; Cardenas, D. State of the Art and Trends in Wind Resource Assessment. *Energies*, v 3, p. 1087-1141, 2010.
- Ramos, D. N. S.; Lyra, R. F. Da F.; Silva Junior, R. S. Previsão do vento utilizando o modelo atmosférico WRF para o Estado de Alagoas. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 28, n. 2, p.163-172, 2013.
- Silva, N. F.; Rosa, L. P.; Araujo, M. R. The utilization of Wind energy in the Brazilian electric sector expansion. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.9, p. 289-309, 2005.
- Siqueira, J. M. S.; Cerqueira, S. A. A. G.; Leal Junior, J. B. V.; Pellegrini, C. C. O uso de alta resolução numérica horizontal e vertical na avaliação do potencial eólico do norte de Minas Gerais. XVII Congresso Brasileiro de Meteorologia, Gramado/RS, 2012.
- Souza, D. O. de. Influência da ilha de calor urbana das cidades de Manaus e Belém sobre o microclima local. Tese (Doutorado em Meteorologia) Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos/SP. p. 232, 2012.
- Walko, R. L.; Tremback, C.; Panetta, J.; Freitas, S.; Fazenda, A. L. ; Freitas, E.D.; Enari, E. H. BRAMS version 4.0 - Model input namelist parameters. 2007. (Desenvolvimento de material didático ou instrucional - Guia de uso).

## **BENCHMARKING OF NUMERICAL SIMULATIONS USING WIND MESOSCALE MODEL BRAMS**

**Abstract.** *The wind farm project design requires long temporal data series of weather variables in order to assess the energy power density. However, the scarcity of public meteorological database and the high costs for implementation and operation of a data acquisition system for a properly long period has been considered a barrier to increase the wind energy deployment in Brazil. Atmospheric modeling is an alternative to overcome this obstacle and can provide scientific and reliable data to meet the energy sector demand. Nevertheless, there are some limitations related to computational modeling aspects like horizontal spatial resolution. In addition to that, the numerical modeling requires to select parameterization schemes to simulate physical process occurring in local atmosphere conditions. The atmospheric model BRAMS (Brazilian Regional Atmospheric Modeling System) incorporates adaptations in the physical modeling in order to improve accuracy in the tropical region where Brazil is located. Nevertheless, the model setup needs some attention in selecting the parameterization options for radiative and dynamical processes in atmosphere. This work shows the results of a comparative study between data provided by BRAMS and observed wind speed acquired in two anemometric towers located in two different climate regions of the state of Alagoas: coastal and “agreste” areas. Two different horizontal resolutions (8x8 km and 2x2 km) were used. Simulations for May (rainy season) and November (dry season) in 2008 were performed adopting different arrangements of the boundary layer, convection, cloud microphysics and radiation parameterizations in order to evaluate what is the best model setup for numerical simulation to the both regions.*

**Keywords:** *Wind forecasts, Wind energy, BRAMS model*