

REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO PARA A CIDADE DE CRAIBAS-AL UTILIZANDO O MODELO METEOROLÓGICO WRF EM ALTA RESOLUÇÃO¹

BRUNO RAFAEL GUIMARÃES JATOBÁ², ROSIBERTO SALUSTIANO DA SILVA
JUNIOR³, ROBERTO FERNANDO DA FONSECA LYRA⁴, RODRIGO LINS DA ROCHA
JUNIOR⁵, LUCIA YOLA COSTA FERNANDO⁶

¹Aceito para Publicação no 2º Trimestre de 2017.

²Graduando em meteorologia, bolsista PIBIC/FAPEAL, Instituto de Ciências Atmosféricas (ICAT) na Universidade Federal de Alagoas (UFAL), bruno.jatoba@icat.ufal.br

³Prof. Dr. Adjunto do Instituto de Ciências Atmosféricas (ICAT) na Universidade Federal de Alagoas (UFAL), rosiberto.jr@icat.ufal.br

⁴Prof. Dr. Associado IV do Instituto de Ciências Atmosféricas (ICAT) na Universidade Federal de Alagoas (UFAL), rffl@ccen.ufal.br

⁵Alunos de graduação em meteorologia, Instituto de Ciências Atmosféricas (ICAT) na Universidade Federal de Alagoas (UFAL), rrodrigo.junior@hotmail.com, yolafernando7@gmail.com.

Resumo

A energia eólica vem sendo destaque atualmente, nos últimos anos, pelo melhoramento da tecnologia aliado a redução de custos dos equipamentos impulsionando a elaboração de projetos para identificar áreas com maior potencial de produção de energia elétrica a partir da velocidade do vento. Os maiores investimentos na instalação de aerogeradores estão em

países desenvolvidos e o Brasil vem sendo um referencial no ramo de energia eólica. O cálculo do potencial eólico leva em consideração o cubo da velocidade dos ventos e fatores característicos do terreno. O uso de modelos numéricos é de grande utilidade gerando resultados confiáveis considerando os fatores topográficos e conhecimento da climatologia. A área de estudo selecionada foi o município de Craíbas, localizada no estado de Alagoas. Foi utilizada a modelagem em alta resolução para melhor detalhamento na avaliação dos ventos sendo feita a atualização da topografia e uso do solo. Foram utilizadas as variáveis: direção e velocidade do vento, temperatura, umidade relativa e métodos estatísticos: média, desvio padrão e correlação de Pearson. O dado de velocidade do vento e potencial eólico no caso em que se considera somente a atualização do uso do solo foram os melhores considerando o menor desvio padrão comparado aos demais e a correlação foi mais alta comparando os dados observados com o de 5 km. A simulação da geração de energia por um aerogerador fictício resultou na quantidade de casas abastecidas pela soma do potencial dos ventos atendeu o número de 543 a 952.

Palavras-Chaves: Energia Eolica, Modelagem, Correlação

EVALUATION OF THE WIND POWER FOR CRAIBAS-AL CITY USING THE METEOROLOGICAL MODEL IN HIGH RESOLUTION

Abstract

The wind energy has been recently stands out, in last years, for best technologies with coast reduction of the equipment's promote the elaboration of the projects for areas identifications with better power of electric energy starting of the wind speed. The bigger investments in the installation of wind turbines are is developed countries and the Brazil has been one reference in the wind energy area. The power wind calculation it is take consideration wind speed cube and soil features. The use of numerical models is very useful in the generation reliable results considering the topography factors and climatology knowledge. The study area chosen was the Craibas City, situated in the Alagoas State. Was used the modelling in high resolution for better detailing in the wind evaluation being made the land use and topography actualization. Were using the variables: speed and direction wind, temperature, relative humidity and

statistical methods: Mean, Standard Deviation and Pearson Correlation; The data of wind speed and wind power, in the case considering only the land use actualization, were the best due the standard deviation less compared to the others and correlation was higher comparing the observed data with the 5 km case. The simulation of energy generation with one not real wind turbine resulted in the houses number attended for wind power sum meets the quantity in the between 543 and 952.

Keywords: Wind energy, Modelling, Correlation

Introdução

A produção de energia elétrica através da força cinética do vento vem crescendo anualmente como a fonte renovável mais promissora nos últimos anos impulsionada pelo melhoramento da tecnologia das torres eólicas (Caldas, 2010) e por possuir maior retorno econômico (Oliveira, 2013).

Segundo Tercio (2002), em várias nações, o crescimento de despesas com energia elétrica nos últimos anos requer o planejamento de sustentar o consumo da população e o investimento em opções alternativas complementares as de origem tradicional vem tornando-se uma realidade mais cotidiana em que a diminuição dos custos dos mecanismos dos aerogeradores vem tornando a energia eólica mais competitiva onde uma melhor eficácia na geração de energia é resultante do melhor aproveitamento da força do vento na obtenção de eletricidade.

O cenário na produção de energia eólica mundial está concentrado em países desenvolvidos tendo como maior produtor a China que em junho de 2016 atingiu 158.000 MW de 456.486 MW produzido mundialmente e o Brasil vem se destacando nos últimos anos como referência no mercado de energia eólica sendo que em 2016 atingiu o patamar de 9.810 MW e atualmente é que mais cresceu com 106% nos últimos 2 anos (WWEA, 2017). A região brasileira mais promissora é o Nordeste Brasileiro (NEB) com potencial previsto de 75 GW obtido sobretudo na costa litorânea sendo o maior comparado as demais (Silva Junior, 2016). Para a instalação de parques eólicos seja compensatório é necessário que o valor do potencial dos ventos, a uma altura de 50m, seja maior ou igual a 500 W.m^{-2} e velocidade de 7 a 8 m.s^{-1} (Brito-Costa e Lyra, 2012).

Em 2008, foi elaborado o Atlas Eólico para o Estado de Alagoas que serve como guia para futuros investimentos no setor elétrico e conhecer as áreas mais viáveis para a instalação de aerogeradores com base nas informações geradas por torres com anemômetros distribuídas em regiões diferentes do estado e por meio da modelagem em microescala. No geral, o estado de Alagoas possui um potencial de 336 MW a 75 m de altitude com uma velocidade maior o igual a 7 m.s^{-1} (ELETROBRÁS, 2008).

No período de outubro de 2010 a dezembro de 2014 foi desenvolvido o projeto PREVISÃO DO VENTO EM PARQUES EOLICOS NO NORDESTE BRASILEIRO (PVPN), pelo Laboratório de Micrometeorologia do Instituto de Ciências Atmosféricas (ICAT/UFAL) onde se obteve um avanço na previsão do vento em curto prazo através de modelos de microescala (WAsP) e mesoescala (WRF). Foi desenvolvido um modelo estatístico refinado utilizando métodos de regressões lineares múltiplas e redes neurais artificiais sendo validados com os dados obtidos nas estações de estudo (Lyra, 2014). Dentre principais conclusões do projeto destacam-se: a simulação da velocidade do vento teve mais eficiência no interior de Alagoas no período do verão e os melhores produtos da simulação foram no verão entre os meses de dezembro a fevereiro. O conjunto dos dados são classificados em três tipos: anemométrico clássico (velocidade e direção do vento nos níveis 100, 70 e 50 m; temperatura e umidade do ar a 100 e 10 m), micrometeorológico 1 (perfil aerodinâmico com 8 níveis) e micrometeorológico 2 (turbulência e balanço de energia).

Dentre os diversos projetos desenvolvidos no Brasil para estimar o potencial eólico em Alagoas, no Laboratório de Modelagem Atmosférica (LABMODEL) do Instituto de Ciências Atmosféricas (ICAT/UFAL), é atualmente executado o projeto IMPLEMENTAÇÃO DE NOVOS METODOS PARA ESTIMATIVA DO POTENCIAL EOLICO PARA O ESTADO DE ALAGOAS que visa na identificação de áreas mais promissoras para investimentos em energia eólica sendo utilizado ferramentas de estudo o modelo WRF e o *software* WAsP, específico para estudos eólicos. A estrutura de trabalho consiste seguir a metodologia elaborada no ano de 2008, para mapeamento eólico, em seis regiões de Alagoas (Água Branca, Feliz Deserto, Girau do Ponciano, Maragogi, Palmeiras dos Índios e Roteiro) realizando as simulações que após validadas são realizadas para as demais regiões do estado em qualquer período (Jatobá, 2017).

O vento é originado pelo gradiente de pressão entre duas regiões devido à diferença de aquecimento gerando centros de alta e baixa, que desloca do primeiro para o segundo

(Brito-Costa e Lyra, 2012). Fatores como a posição da ZCIT e dos ventos alísios na região do NEB interferem na intensidade e direção dos ventos em escala global, no entanto, localmente são influenciados pela orografia e rugosidade do terreno (Oliveira, 2013). A intensidade dos ventos alísios na região do nordeste brasileiro é predominante durante todo o ano (Ferreira e Mello, 2005) onde são influenciados pela presença do continente e por características climáticas e topográficas ocorrendo a interação com os efeitos de mesoescala no litoral nos níveis baixos da atmosfera permitindo a maior intensidade dos alísios e constância sobre a interface do oceano e há um aumento na turbulência ao adentrar no continente devido a “topografia, a rugosidade e obstáculos naturais” (Silva, 2003).

A estimativa do potencial eólico, em determinada região de estudo, é obtida com dados de velocidade do vento além de considerar as características do terreno (topografia, obstáculos e rugosidade) (Oliveira, 2016), onde uma pequena variação da velocidade consequentemente causa um grande aumento na potência disponível.

A modelagem atmosférica em mesoescala é uma excelente ferramenta computacional para avaliação dos ventos de curto a longo prazo pois possibilita elaborar estudos prévios antes da instalação de torres eólicas diagnosticando áreas promissoras com grande potencial eólico com base em informações climatológicas de tal forma que considerando os fatores de rugosidade da superfície e turbulência dos ventos resultam em uma maior confiabilidade dos produtos gerados pelo modelo (Oliveira, 2013). O aumento da resolução, ou seja, diminuir o espaçamento da grade em um modelo possibilita uma melhor qualidade nos dados gerados em simulações (Silva Junior et.al, 2016) pois descrevem com maior acurácia o que ocorre localmente não levando em conta os sistemas meteorológicos em escala sinótica e essencial para verificar processos físicos em microescala.

O objetivo do presente estudo é verificar o ganho nos resultados com o aumento da resolução no modelo tendo em vista que trabalhos realizados anteriormente utilizaram modelagem em baixa resolução até 1 km (Oliveira, 2016; Silva Junior et.al, 2016; Ramos, 2012; Ramos et.al, 2013; Ramos et.al, 2011; Germano e Silva Junior, 2016; Lyra, 2016; Silva Junior et.al, 2010) e constatar como um método útil na identificação de regiões com condições meteorológicas contribuindo na avaliação do potencial eólico, de forma inicial, para futuros projetos que visem instalar na área de estudo.

Materiais e métodos

a) Área de estudo:

Localizado na região do agreste do estado de Alagoas, o município de Craíbas é compreendido geograficamente na latitude $09^{\circ}37'04''$ e longitude $36^{\circ}46'04''$ cobrindo uma área de $279,546 \text{ km}^2$ e com uma população de 24.288 habitantes (IBGE, 2015). Contido no clima tropical semiárido e inserido em uma região de depressão com o relevo suave-ondulado intersectado por vales e a vegetação de caatinga (MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA, 2005). A escolha da presente área de estudo é motivada pela investigação da viabilidade em instalar aerogeradores em determinados pontos no estado de Alagoas através da disponibilidade de dados do projeto PVPN. Foi considerado uma área de 25 m^2 homogênea horizontalmente na tentativa de diminuir o efeito da topografia nas simulações.

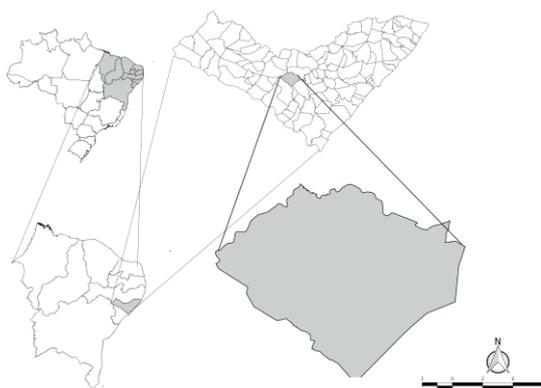


Figura 01: Localização da área de estudo, feita no software QGIS. Fonte: Autor, 2017.

b) Dados observados

Foram utilizadas, para velocidade e direção dos ventos, as informações coletadas nos anemômetros instalados em uma torre na região de estudo onde são distribuídos nos níveis de 50m, 70m e 100m (Oliveira, 2016) que são medidos a cada 10 segundos e arquivados na forma de médias a cada 10 min através de um sistema de arquivamento de dados (datalogger) alimentado por um sistema de eletricidade fotovoltaica e calibrados de acordo com as diretrizes de órgãos internacionais (Ramos et.al, 2013). O sistema de aquisição de dados de velocidade e direção do vento (Figura 02) consistiu respectivamente na utilização de um anemômetro do tipo concha classe I do modelo A100L2 e um sensor do modelo W200P

fabricados pela *Vector Instruments*, do Reino Unido, que passam por um sistema de qualidade de dados adotado no projeto SONDA (Lyra, 2014).



Figura 02: Torre anemométrica instalada no município de Craíbas/AL. Fonte: Autor, 2016

c) Modelagem em alta resolução

O WRF (*Weather Research Forecast*) é um modelo de tempo e clima de mesoescala que contém uma gama de parâmetros físicos capazes de descrever a totalidade dos processos atmosféricos (Liu et.al, 2011) classificado como não-hidroestático por conservação de massa que considera a variação temporal em um ponto específico (Ramos et.al, 2013), resolvendo as equações do estado da atmosfera de forma completa adicionando os efeitos das acelerações na vertical (Tomé, 2004). Para o presente estudo foi implementado a opção em alta resolução pela necessidade de detalhamento no potencial eólico e assim melhorar a representatividade local na estimativa do padrão do vento, sendo as parametrizações fundamentais do modelo a microfísica, superfície do solo, camada limite atmosférica, cumulus, camada limite superficial e radiação atmosférica (Ramos, 2012) e é usado para resolver a energia contida em movimentos turbulentos responsáveis pela maioria dos transportes na atmosfera, contudo para a região da Camada Limite Atmosférica é notado uma limitação quanto as condições físicas idealizadas e é utilizado em simulações meteorológicas preventivas para a sua representação em terrenos complexos (Moeng et al, 2007).

d) Atualização da Topografia e Uso do Solo

Foi utilizado, na configuração do modelo, o índice de vegetação por diferença normalizada (NDVI) para representar a vegetação da região em estudo. Amplamente utilizado na área de sensoriamento remoto, consiste em valores que diferencia o tipo de vegetação onde os maiores valores são associados à cobertura de vegetação mais densa (Gurgel, 2003). Obtido através de satélites com a finalidade de identificar os tipos de cobertura de terreno em todo o globo com dados de alta resolução em sensores acoplados (Defries e Townshend, 2007). Os dados foram obtidos através dos bancos de dados atualizados da coleção uso do solo do satélite MODIS da NASA inserido no Programa Internacional Geosfera-Biosfera (IBGP) que permitiu a utilização da resolução abaixo dos 250 m. Para a atualização da topografia foram utilizados os dados do Projeto Brasil Relevo que tem como fonte as informações de modelos de elevação digital (90 m de resolução espacial) com base na missão de mapeamento de relevo terrestre SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) realizado em conjunto pelos órgãos norte-americanos NASA (*National Aeronautics and Space Agency*) e NGA (*National Geospatial-Intelligence Agency*).

As atualizações da topografia e uso do solo (Figura 03) foram utilizadas com o objetivo de melhorar a descrição superficial do modelo onde se considera as informações próximas da realidade da área de estudo que pode representar ganho nos dados extraídos do modelo

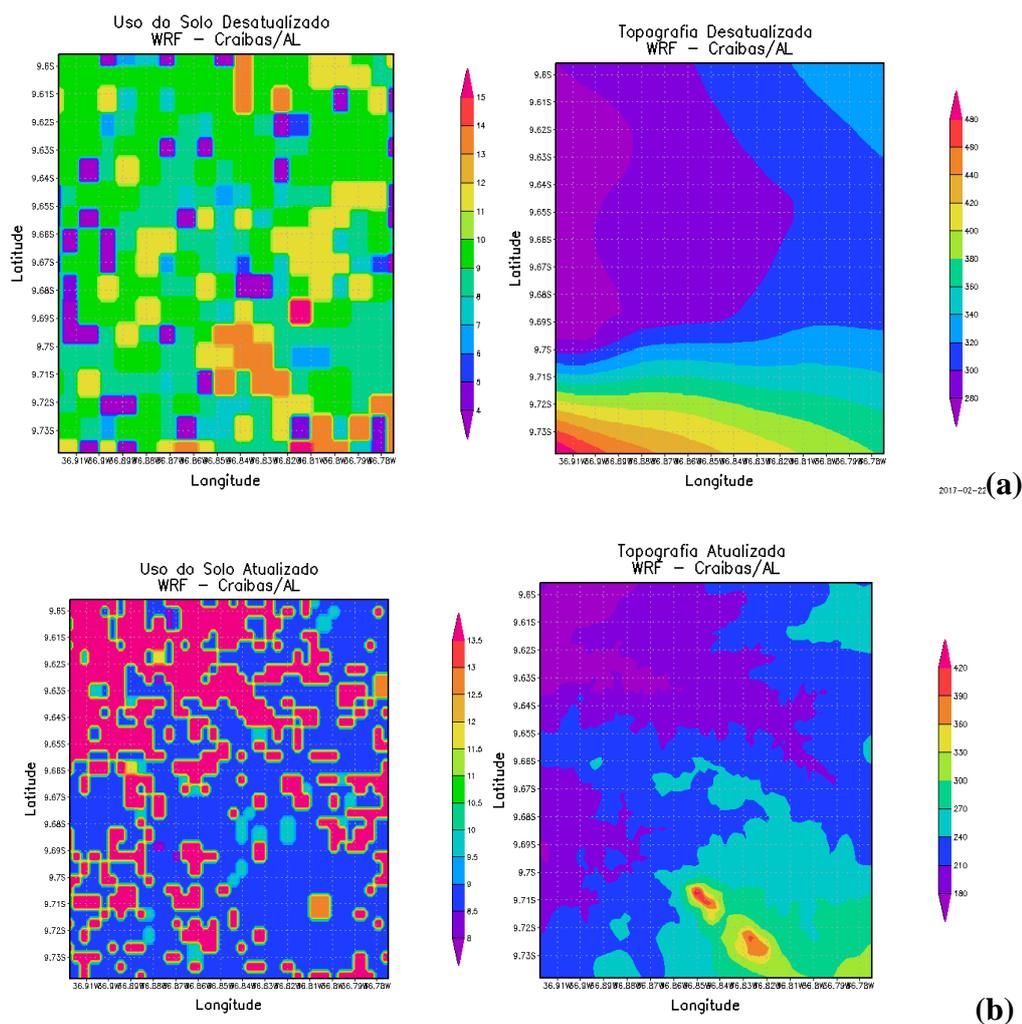


Figura 03: Informações sobre a topografia e uso do solo nos testes: Uso do Solo e Topografia desatualizados (a) e atualizados (b). Fonte: Autor, 2017.

e) Simulações e Extração dos Resultados

Os dados meteorológicos de entrada do modelo foram os de reanálises do NCEP/FNL grib2 com resolução de 1° de latitude e longitude. O modelo foi configurado com três domínios, todos centrados na cidade de Craíbas/AL, com 81 pontos e “X” e 81 pontos em “Y” e 31 níveis verticais, e resolução entre pontos de 5km, 1km e 200m, respectivamente.

Na geração dos resultados simulados, primeiramente foi realizado o pré-processamento onde o modelo é alimentado com os dados de reanálises NCEP/FNL grib2 com resolução de 200m x 200m, o domínio utilizado, resolução horizontal dos eixos x e y e número de pontos de grades zonais e meridionais. A seguinte etapa, denominada de processamento, foi realizado o mesmo procedimento adicionando as informações do período a

ser analisado e intervalo de rodada (*time step*) sendo realizada a rodada do modelo a cada 1 segundo para a geração do arquivo de saída (*wrfout*). A terceira e última etapa foi feito o pós-processamento que extrai o conteúdo da saída do modelo para que seja visualizado por ferramentas gráficas onde é definido o intervalo da simulação e as variáveis para ser utilizadas, fixando a latitude e longitude da área de estudo. Foi realizado, na fase do pós-processamento, para obtenção da velocidade do vento na altura desejada utilizando, como referência, a atualização da topografia (Figura 04). Foram utilizados os domínios de 5 km (baixa resolução) e de 200m (alta resolução) no objetivo de verificar o ganho de informação com o melhoramento da resolução.

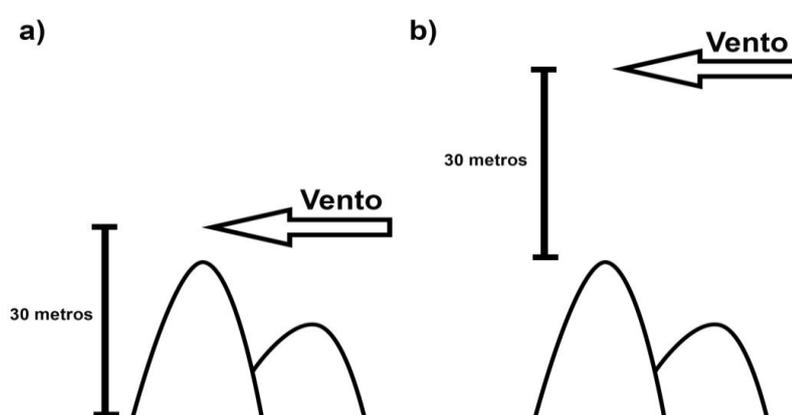


Figura 04: Método de extração do vento: com topografia desatualizada (a) e com topografia atualizada (b). Fonte: Rocha Junior, 2015.

Para extração dos resultados, foi desenvolvido um script na plataforma GrADS, software de visualização voltado para meteorologia, onde obteve-se os resultados das simulações em ponto de grade de forma para calcular as variáveis: velocidade do vento e direção do vento para nível vertical de 100 m ($z=19$), tendo como base a diferença entre o valores contidos nos arquivos .ctl (em quilômetros) da saída do modelo e altura da topografia (*hgt*), e temperatura do ar e umidade relativa ao nível em superfície ($z=0$).

No presente estudo, foram realizados cinco testes: a) Padrão: topografia e uso do solo não atualizados e resolução de 200m, b) Topo: topografia atualizada e uso do solo desatualizado e resolução de 200m, c) IGBP: topografia desatualizada e uso do solo atualizado e resolução de 200m, d) Topo + IGBP: topografia e uso do solo atualizados e resolução de 200m, e) Wrf_5 km: com topografia e uso do solo atualizados e resolução de 5 km.

Foi realizada uma análise estatística dos dados extraídos na torre da área de estudo com os fornecidos pelo modelo utilizando a média (Equação 1), o desvio padrão (Equação 2) e a Correlação de Pearson (Equação 3) com o objetivo de dar mais confiabilidade aos resultados obtidos pela modelagem utilizando o *Software* Excel.

$$M = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad (1)$$

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{(n-1)}} \quad (2)$$

$$r = \frac{\sum (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{(\sum (x_i - \bar{x})^2)(\sum (y_i - \bar{y})^2)}} \quad (3)$$

Onde:

x_i, y_i, x e y : variáveis do estudo

n : quantidade de dados

M : Média das variáveis

S : Desvio Padrão

r : Coeficiente de Correlação de Person

Para obtenção do potencial eólico (Equação 4), foi feito o cálculo da área de captação (Equação 05) simulando uma torre eólica instalada na região de estudo considerando o modelo Vesta 100-02.6 MW (maiores detalhes em: https://www.vestas.com/en/products/turbines/v110%202_0_mw#!technical-specifications), com 110 m de diâmetro do rotor a uma altura de 100 m, devido a estudos comprovarem ótimos resultados com seu uso (Oliveira, 2016) e pelo investimento da fabricante em território nacional (obtido em <http://www.portal-energia.com/vestas-investe-no-brasil-com-nova-fabrica-de-aerogeradores-no-ceara/>). O cálculo é em função da massa específica do ar, da área de captação do rotor do aerogerador e da velocidade ao cubo (Fadigas, Phillippe Jr., 2012).

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4)$$

$$A = \pi R^2 \quad (5)$$

Onde:

P: Potencial Eólico (W)

A: Área do Rotor (m²)

ρ : Densidade do ar (1,225 kg/m³)

v: Velocidade do Vento (m/s)

R: Raio do rotor (m)

Resultados e discussão

Topografia e Uso do Solo

Analisando o modelo em diferentes casos foi observado, com auxílio da ferramenta *Google Earth*, que a atualização da topografia apresentou valor mais próximo do real em comparação com o padrão do modelo (Tabela 01). Na análise do uso do solo no modelo (Tabela 02) foi observado que enquanto o padrão do modelo apresentou índice de 8 (vegetação de savana com arvores), enquanto que na atualização do uso do solo foi observado o índice correspondeu a 9 (savana). A atualização do solo resultou em diminuição do albedo, mais úmida no solo, e também nos valores menores de emissividade superficial por conta da taxa de emissão de radiação, entretanto, de acordo com a tabela de emissividade por materiais (Souza, 2010), os dois casos de uso do solo, estão dentro do intervalo correspondente a emissividade do material vegetação. De acordo com a tabela do modelo que descreve as variáveis para o uso do solo (LANDUSER.TBL), os valores de rugosidade para o caso da atualização foi superior ao padrão do modelo, onde possivelmente deva impactar de forma negativa para a intensidade do vento, ou seja, existirá a tendência de simulação de ventos ligeiramente menos intenso.

A atualização da topografia e da vegetação mostra condições ideais para comparação dos dados observados com os simulados, resultando em valores mais próximos do que em comparação com o uso dos dados originais do modelo e tornando as simulações mais próximas da realidade, que possivelmente possibilitará simulações da atmosfera mais precisas.

Tabela 01: Informações da Topografia. Fonte: Autor, 2016

HGT	PADRÃO	TOPOGRAFIA ATUALIZADA	GOOGLE EARTH (REAL)
Altura (m)	292,43 m	236 m	241 m

Tabela 02: Informações do uso do solo. Fonte: Autor, 2016

	LU_INDEX	ALBEDO	SLMO (%)	SFEM (%)	SFZo (cm)
Default	8	22	93	93	5
IBGP	9	20	92	92	15

SLMO: Disponibilidade da umidade do solo

SFEM: Emissividade da superfície

SFZO: Rugosidade da superfície

Resultados

a) Direção do Vento

Foi constatado nos dados de direção do vento (Figura 05) que os dados simulados e observados mantiveram um padrão de desenvolvimento temporal dos dados semelhante. Os obtidos na estação da área de estudo variaram entre 24,26° a 65,69° (ponto azul) enquanto nos simulados oscilaram entre 17,32° a 179,90° (PADRÃO) (ponto laranja), 53,18° a 126,34° (TOPO) (ponto verde), 72,07° a 155,57° (IBGP) (ponto roxo), 60,11° a 140,04° (TOPO +

IGBP) (ponto azul) e $62,47^\circ$ a $115,11^\circ$ (Wrf_5km) (ponto vermelho) e na distribuição da direção dos ventos (Figura 06) em oito classes que os dados reais tiveram predomínio a nordeste enquanto nos 4 casos simulados apontaram para direção leste e foi observado que as simulações do modelo superestimaram os dados da estação. O contraste da direção do vento pode ser atribuído ao comportamento turbulento que tem grande influência em microescala (Fadigas, Philippe Jr, 2012).

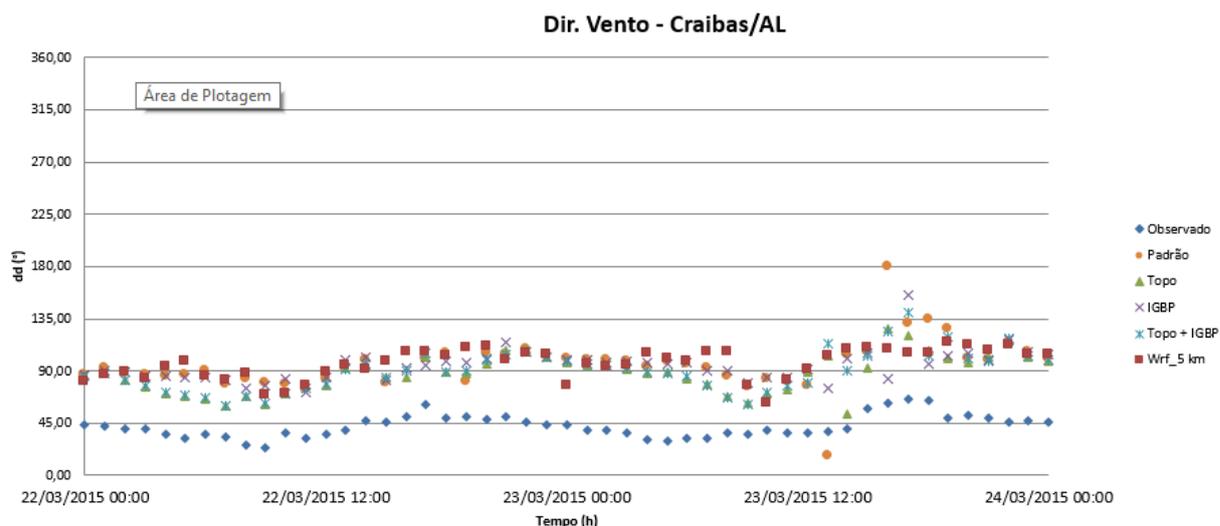


Figura 05: Comparação da direção do vento entre os dados observados e simulados.

Fonte: Autor, 2017.

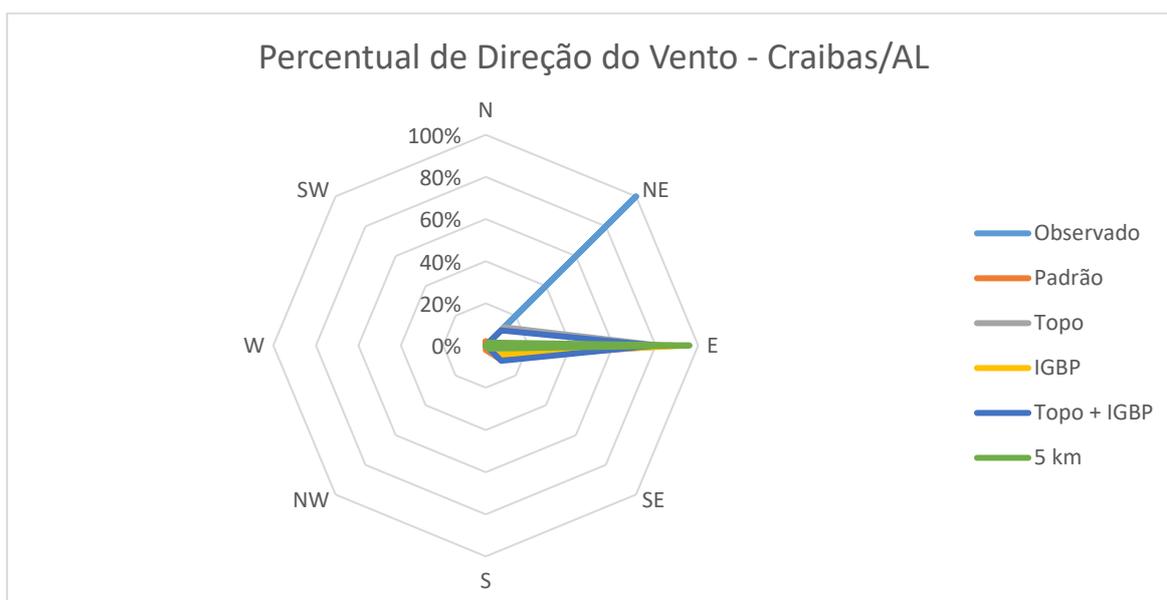


Figura 06: Distribuição da direção do vento. Fonte: Autor, 2017

b) Velocidade do Vento

Os dados de velocidade do vento (Figura 07) simulados mantiveram o mesmo padrão de desenvolvimento temporal comparado ao extraído pela estação na região de estudo. Observou-se que nos cinco testes realizados os obtidos pelo modelo superestimaram os valores mínimos registrados pelos anemômetros. Os dados observados oscilaram entre 1,4-11,84 m/s (linha azul escuro) enquanto os extraídos no modelo variaram entre 2,08-9,4 m/s (Padrão) (linha roxa), 2,36-9,92 m/s (Topo) (linha verde), 2,29-8,87 m/s (IGBP) (linha azul claro), 2,99-10,25 m/s (Topo + IGBP) (linha laranja) e 2,48-12,21 m/s (Wrf_5km) (linha vermelha). A atualização da topografia teve influência no aumento dos máximos da velocidade do vento em relação ao padrão do modelo tendo em vista que é fortemente influenciada pela topografia e rugosidade do terreno, características importantes para a escolha de regiões adequadas na distribuição e instalação dos aerogeradores devido que em uma região pode ter diferença de topografia e rugosidade (Fadigas, Philippe Jr., 2012). Consta-se que na simulação Wrf_5km, os valores se aproximaram do valor observado, o que pode ser atribuído a maior influência dos ventos alísios do que a dos regimes de ventos locais.

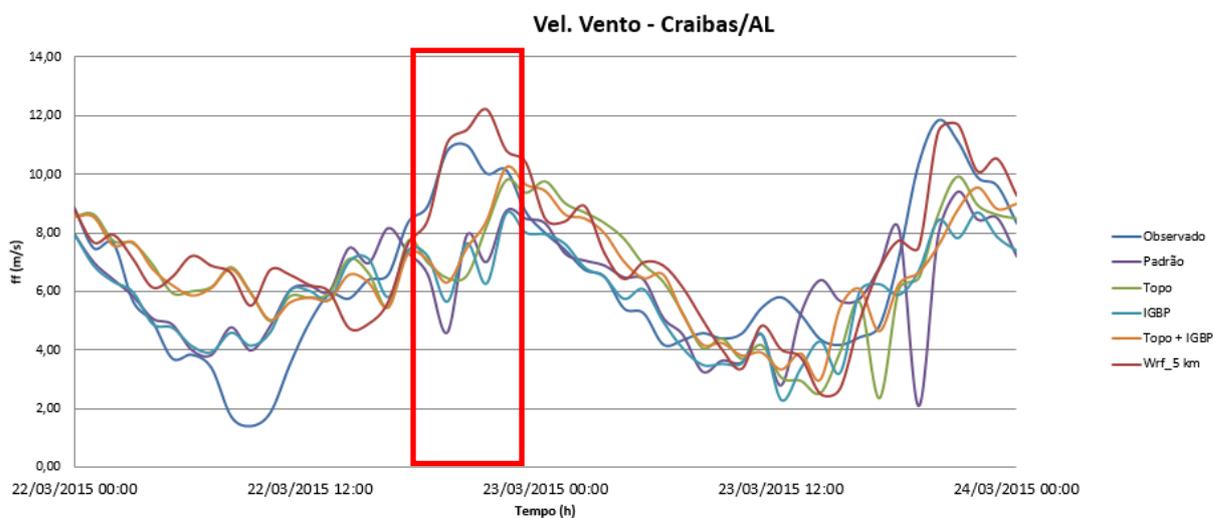


Figura 07: Comparação da velocidade do vento entre os dados observados e simulados. Fonte: Autor, 2017.

c) Potencial Eólico

Os resultados do potencial eólico (Figura 08) mostraram que mantiveram o acompanhamento dos dados simulados com os reais. Os observados variaram entre 0,02 e 9,67 MW (linha azul escuro) e nos estimados: 0,05-4,83 MW (PADRÃO) (linha verde), 0,08-5,68 MW (TOPO) (linha roxa), 0,07-3,80 MW (IBGP) (linha azul escura), 0,16-6,26 MW

(TOPO + IGBP) (linha laranja), 0,09-10,60 MW (Wrf_5km) (linha vermelha). Comparando os casos simulados pelo modelo com os observados, os mínimos são superestimados e os máximos são subestimados exceto o Wrf_5km. O valor do potencial eólico aumenta consideravelmente perante uma pequena variação devido ao cubo da velocidade dos ventos.

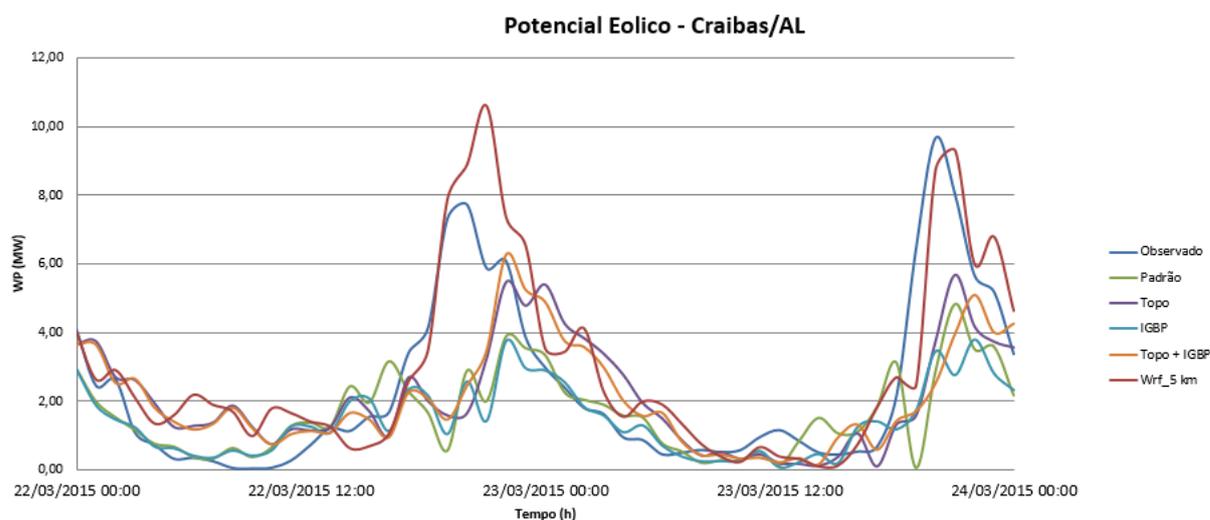


Figura 08: Comparação do potencial eólico entre os dados observados e simulados.

Fonte: Autor, 2017.

d) Temperatura do ar

Para os dados de temperatura do ar (Figura 09), próximo à superfície, os resultados obtidos pelo modelo mantiveram a tendência de acompanhamento dos dados observados. Os extraídos na estação variaram entre 22,48-32,92 °C, e com o modelo: 20,84-32,20 °C (PADRÃO) (linha azul escura), 21,27-32,81°C (TOPO) (linha verde), 20,97-32,27 °C (IGBP) (linha azul escuro), 21,64-32,53 °C (TOPO + IGBP) (linha laranja), 20,02-34,39°C (Wrf_5km) (linha vermelha). Os valores mínimos gerados na simulação subestimaram o do observado enquanto os máximos também foram menores do que o observado exceto o de 5 km que superestimou. Observa-se que o comportamento temporal dos dados no gráfico representou a variação diária da temperatura que aumenta durante o dia e diminui a noite.

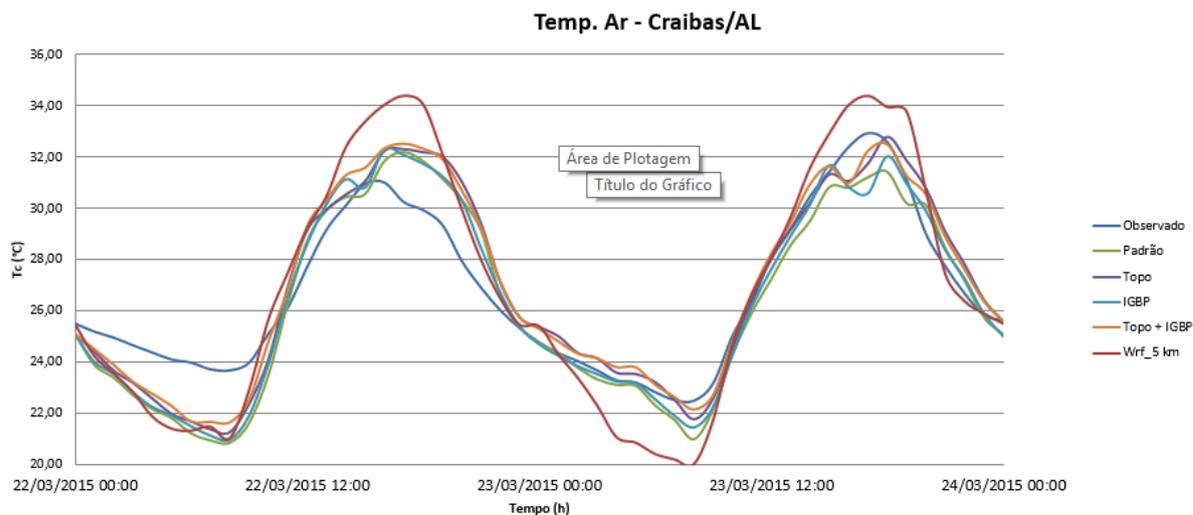


Figura 09: Comparação da temperatura do ar entre os dados observados e simulados.
Fonte: Autor, 2017.

e) Umidade Relativa

Analisando a variável umidade relativa (Figura 10) foi constatado que teve o comportamento temporal diferente das demais variáveis onde, ao longo do dia, aumentavam os valores que pode ser atribuído ao aumento da temperatura faz com o que a umidade relativa diminua, contudo, apesar desse contraste, os dados observados acompanharam a variação dos extraídos pelo modelo. Os observados oscilaram entre 39,29-89,68 % (linha azul escuro) e os simulados: 34,66- 98,33 % (PADRÃO) (linha verde), 36,13-96,33 % (TOPO) (linha roxa) e 36,21-97,41% (IGBP) (linha azul claro), 35,45-94,73 % (TOPO + IGBP) (linha laranja) 34-96,39% (Wrf_5km) (linha vermelha). Nota-se que os valores mínimos apresentados pelo modelo subestimaram o do observado enquanto os máximos superestimaram.

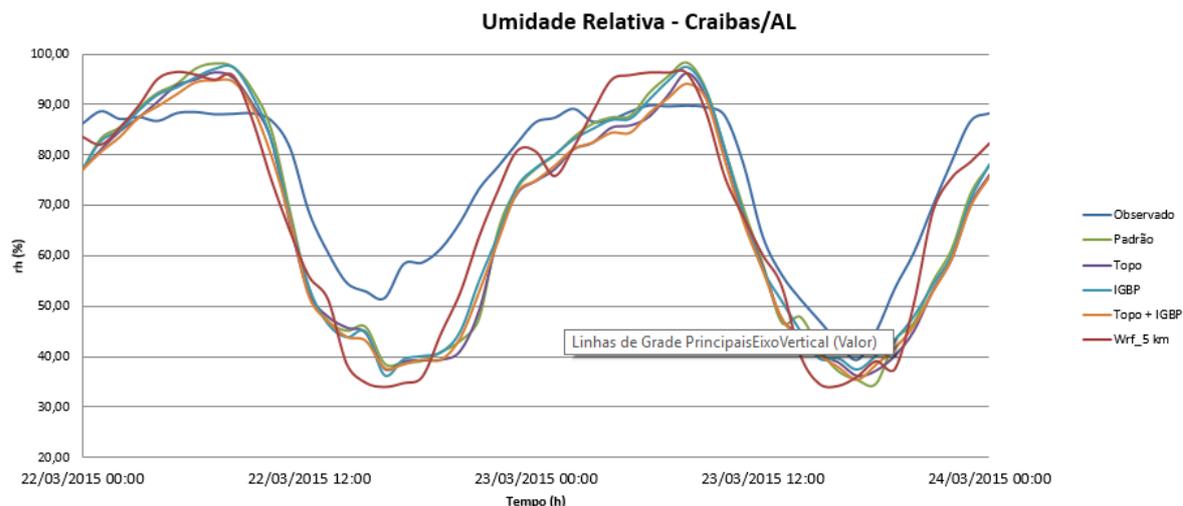


Figura 10: Comparação da umidade relativa entre os dados observados e simulados.

Fonte: Autor, 2017.

Análise estatística

Na análise das médias dos dados simulados (Tabela 03) das variáveis direção e velocidade do vento foi constatado um aumento quando se considera a atualização da topografia enquanto nas variáveis temperatura do ar, umidade relativa e potencial eólico as maiores médias foram quando se considera a atualização do uso do solo.

Para o desvio padrão (Tabela 04) foi observado que para as variáveis velocidade do vento, temperatura e potencial eólico os menores valores foram os obtidos pelo modelo quando se considera a atualização do solo enquanto para a umidade relativa foram os simulados no caso onde se considera somente a atualização do solo (TOPO).

Analisando a correlação dos cinco testes com os dados reais (Tabela 05) foi notado que para a direção do vento o maior índice foi na comparação OBS x Topo + IGBP e nas demais variáveis foram no OBS x Wrf_5 km. A maior parte das correlações foi classificada como forte a fortíssima (conforme Cavalcante, 2003) caracterizando como confiáveis a utilização do modelo quando comparado aos dados colhidos em estação.

Para o estudo da viabilidade de instalação de aerogeradores pode ser apontado os dados de velocidade do vento simulados com a atualização do uso do solo (IGBP) como os melhores dados que apesar de não ter a melhor correlação comparando com o Wrf_5km porem teve o menor desvio padrão que é fundamental para se afirmar a melhor condição para a viabilidade do potencial eólico sobre determinada área de estudo.

Tabela 03: Media (M) das variáveis analisadas. Fonte: Autor, 2017.

	Observado	Padrão	Topo	IGBP	Topo + IGBP	Wrf_5 km
Dir. Vento (°)	42,31	95,50	87,37	94,41	89,89	96,12
Vel. Vento (m/s)	6,44	6,14	6,60	5,90	6,65	7,19
Temp.Ar (°C)	26,70	26,28	26,83	26,42	26,94	26,82
Um. Rel. (%)	74,29	67,95	66,52	67,81	66,19	68,87
Pot.Eolico (MWh)	2,35	1,66	2,10	1,46	2,08	2,91

Tabela 04: Desvio Padrão (S) das variáveis de estudo. Fonte: Autor, 2017

	Observado	Padrão	Topo	IGBP	Topo + IGBP	Wrf_5 km
Dir. Vento (°)	9,61	21,48	16,48	13,60	17,31	12,86
Vel. Vento (m/s)	2,64	1,75	1,98	1,63	1,79	2,44
Temp.Ar (°C)	3,03	3,69	3,71	3,69	3,69	4,70
Um. Rel. (%)	16,03	21,75	20,96	21,10	20,56	22,35
Pot.Eolico (MWh)	2,49	1,17	1,54	1,03	1,50	2,73

Tabela 05: Correlação de Pearson (R) dos quatro testes realizados. Fonte: Autor, 2017

	Obs x Padrão	Obs x Topo	Obs x IGBP	Obs x Topo + IGBP	Obs x Wrf_5 km
Dir. Vento (°)	0,64	0,72	0,58	0,76	0,53
Vel. Vento (m/s)	0,58	0,60	0,75	0,63	0,77
Temp.Ar (°C)	0,94	0,94	0,95	0,95	0,98
Um. Rel. (%)	0,93	0,93	0,93	0,94	0,95
Pot.Eolico (MWh)	0,60	0,60	0,74	0,58	0,89

Conclusões

Ao final do presente trabalho foi constatada a eficiência do modelo em estimar os valores das variáveis utilizadas mantendo o mesmo comportamento nos cinco testes quando comparado com os dados colhidos em estação.

Foi notado que as correlações obtidas em todas as variáveis deram mais confiança aos dados obtidos no modelo constatando que estiveram próximos a curva dos dados reais. Foi observado que as correlações apontadas na comparação do observado com a atualização da topografia e uso do solo na resolução de 5 km, indicando que a diminuição da resolução espacial do modelo não é muito determinante para obtenção de melhores resultados, reduzindo assim o tempo da rodada do WRF comparado com a utilização em baixa resolução.

A grande importância das informações obtidas pelo cálculo do potencial eólico medido e simulado é que foi possível estimar a quantidade de casas atendidas com a instalação de um aerogerador em uma situação hipotética. Considerando o consumo médio de casos em 150 KWh/mês, com a soma dos dados de potencial eólico calculado (Tabela 06), foi obtido o número entre 543 a 952 casas (Tabela 07).

O estímulo a estudos cada vez mais frequentes na área de energia eólica é fundamental para planejamento na diversificação da matriz energética nacional bem como internacional na finalidade de atender regiões onde a tradicional forma de produção de energia não consegue ser difundida.

Tabela 06: Soma do Potencial Eólico. Fonte: Autor, 2017

	Observado	Padrão	Topo	IGBP	Topo + IGBP	Wrf_5 km
Pot. Eólico	114,95 MWh	81,42 MWh	102,90 MWh	71,49 MWh	101,79 MWh	142,79 MWh

Tabela 07: Projeção da quantidade de casas atendidas com o consumo mensal de 150KWh/casa através de um aerogerador fictício do modelo Vesta. Fonte: Autor, 2017.

	Observado	Padrão	Topo	IGBP	Topo + IGBP	Wrf_5 km
Nº de casas	766	543	686	477	679	952

Agradecimentos

A FAPEAL pela concessão da bolsa de Iniciação Científica (PIBIC) para o desenvolvimento de pesquisas no Laboratório de Modelagem Atmosférica (LABMODEL), situado no Instituto de Ciências Atmosféricas (ICAT/UFAL), e ao Laboratório de Micrometeorologia/UFAL pela utilização dos dados do projeto PVPN da estação de Craíbas/AL nesse presente estudo.

Referencias

Brito-Costa, G.; Lyra, R.F.F. Análise dos padrões de vento no estado de Alagoas, Revista Brasileira de Meteorologia, v.27, n.1, 31-38, 2012.

Caldas, D.M. . Estudo do potencial eólico e estimativa de geração de energia de um projeto eólico na cidade do Rio de Janeiro utilizando o WindPro e o WAsP. TCC de Graduação, UFRJ, 2010.

Cavalcante, J. C. Mortalidade em menores de um ano: utilização de novos indicadores para avaliação. Dissertação de mestrado em Saúde da criança, Centro de Ciências da Saúde. Departamento de Tocoginecologia. Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2003.

Defries, R.S.;Townshend, R.G. NDVI-derived land cover classifications at a global scale. International Journal of Remote Sensing, v.15, n.17, 2007.

Eletrobrás. Estado de Alagoas Atlas Eólico (2008). Disponível em: <<http://dados.al.gov.br/dataset/80ef2cde-c94b-42d4-8775-8caa549bec9c/resource/8cc98bbe-90f1-44d1-b40b-4591b58f87e1/download/atllaseolico.pdf>>. Acesso em: 18/12/2016.

Fadigas, E.A.F.A.; Phillippi Jr., A. Energia Eólica, Serie Sustentabilidade, 1ª Edição, Editora Manole, 2012.

Ferreira, A.G.; Mello, N.G.S. 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, v.1, n.1, 2005.

Germano, A.S.; Silva Junior, R.S. Estimativa do potencial eólico do estado de Alagoas utilizando o modelo atmosférico WRF. Revista eletrônica de energia, v.6, n.1, 18-26, 2016.

Gurgel, H.C. Variabilidade espacial e temporal do NDVI sobre o Brasil e suas conexões com o clima. Dissertação de mestrado, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), 2003.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (2015). Disponível em:

<ftp://ftp.ibge.gov.br/Estimativas_de_Populacao/Estimativas_2015/estimativa_dou_2015_20150915.pdf>. Acesso em: 18/12/2016.

Jatobá, B.R.G. Avaliação preliminar do modelo WRF/LES no estudo de energia eólica para o estado de Alagoas. Relatório Parcial PIBIC 2016/2017, 2017.

Land Cover Type 1 (2001): IGBP global vegetation classification scheme. Obtido em: <http://webmap.ornl.gov/wcsdown/wcsdown.jsp?dg_id=10004_1>. Acesso em: 12/12/2016.

Liu, Y.; Warner, T.; Liu, Y.; Vincent, C.; Wu, W.; Mahoney, B.; Swerdlin, S.; Parks, K.; Boehnert, J. Simultaneous nested modeling from the synoptic scale to the LES scales for wind energy applications. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 2011

Lyra, R.F.F. Projeto Previsão do Vento em Parques Eólicos no Nordeste Brasileiro (PVPN) - Relatório, 2014.

Lyra, R.F.F.; Silva Junior, R.S.; Moura, M.A.L.; Lisboa Amorim, M.C.A. Prognóstico da velocidade do vento utilizando o modelo WRF na região central de Alagoas, v.38, Ed.Especial, 447-451, 2016.

Ministério de Minas e Energia. Diagnostico do Município de Craibas (2005). Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/media/Hidrologia/mapas_publicacoes/Atlas_Digital_RHS/alagoas/relatorios/CRAI026.pdf> Acesso em: 18/12/2016.

Moeng, C.H.; Dudhia, J.; Klemp, J.; Sullivan, P. Examining Two-Way Grid Nesting for Large Eddy Simulation of the PBL Using the WRF Model. American Meteorological Society, 2007.

Oliveira, S.S. Analise do potencial eólico do estado da Paraíba utilizando modelos de mesoescala. Tese de Doutorado, UFCG, 2013.

Oliveira, T.P.; Junior, R.S.S.; Lyra, R.F.F.; Holanda, S.C. Estudo da produção de energia eólica a partir de medições anemométricas da estação de Craibas/AL e simulações com o modelo WASP. Revista Ciência e Natura, v.38 Ed. Especial IX Workshop Brasileiro de Micrometeorologia, p.477-483, 2016.

Ramos, D.N.S.; Lyra, R.F.F.; Silva Junior, R.S.; Silva, A.R. Validação da velocidade do vento com o uso da velocidade de fricção u^* simulada. Revista Ciência e Natura, Ed. Suplementar, 247-250, 2011.

Ramos, D.N.S. Mapeamento eólico do estado de Alagoas utilizando ferramentas computacionais e dados observados, Dissertação de Mestrado, UFAL, 2012.

Ramos, D.N.S.; Lyra, R.F.F.; Silva Junior, R.S.S. Previsão do vento utilizando o modelo WRF para o estado de Alagoas. Revista Brasileira de Meteorologia, v.28, n.2, 163-172, 2013.

Rocha Junior, R.L. Implementação de novos métodos para estimativa do Potencial Eólico para o estado de Alagoas, utilizando o WRF. Apresentação PIBIC, XXV Encontro de Iniciação Científica 2014/2015, 2015.

Silva, G.R. Características de vento da região nordeste – Analise, Modelagem e aplicação para Projetos de Centrais Eólicas. Dissertação de mestrado, UFPE, 2003.

Silva Junior, R.S.; Lyra, R.F.F.; Marchi, A.C.; Silva, A.R.; Ramos, D.N.S.; Rabelo, F.D. Mapeamento do potencial eólico do estado de Alagoas, utilizando o modelo WRF. Anais do 1º Seminário Nacional sobre Engenharia do Vento, Minas Gerais, 2010.

Silva Junior, R.S.; Lyra, R.F.F.; Ramos, D.N.S.; Moura, M.A.L.; Gomes, H.B.; Holanda, S.C. Prognostico do vento para o estado de Alagoas utilizando o modelo WRF em alta resolução:

avaliação da melhoria da topografia, uso do solo e velocidade de fricção. Revista Ciencia e Natura, v.28, Ed.Especial, 137-144, 2016.

Souza, G.T. Utilização de imagens em infravermelho para análise térmica de componentes construtivos. Relatório PIBIC/CNPq, UFSC, 2010.

Terciate, R. Eficiência energética de um sistema eólico isolado, 4º Encontro de Energia no Meio Rural, 2002, Campinas-SP. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022002000100056&lng=en&nrm=abn>. Acesso em: 18/12/2016.

Tomé, R.F.D. Previsão do tempo com modelos de mesoescala: Casos de estudo com o modelo MM5 nos Açores. Dissertação de mestrado, Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, 2004.

WWEA – World Wind Energy Association (2017). Disponível em: <<http://www.wwindea.org/wwea-half-year-report-worldwind-wind-capacity-reached-456-gw/>>. Acesso em: 27/03/2017.