

XXIII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS

ANALISE DA VELOCIDADE DO VENTO E DO POTENCIAL DE ENERGIA EÓLICA NA ILHA DE MARAJÓ

*Ayrton Renan Oliveira Ferreira¹; José Antonio Guarienti¹; Aleska Kaufmann Almeida¹;
Armando Menegati Neto¹; Paulo Victor Freitas Lopes¹; Cleylse Andreia Souza Lima¹;
Henrique Augusto Dantas Heck¹; Leidiane da Silva Marques¹; João Paulo Ottonelli¹;
Cássia Monteiro da Silva Burigato Costa¹ & Isabel Kaufmann de Almeida^{1*}*

RESUMO – O estado do Pará, localizado na região amazônica, apresenta expressivo potencial hidroelétrico, contudo a construção de usinas hidrelétricas implica em impactos no ciclo hidrológico e mudanças no meio ambiente. Dessa forma, fazem-se necessários estudos relacionando fontes alternativas de energia que possam abastecer regiões em totalidade ou mediante sistema de cooperação. No presente estudo foram analisadas as características da velocidade do vento e verificado o potencial energético, utilizando série de dados de 10 anos de velocidade do vento medidos a uma altura de 10 m para a cidade de Soure localizada na Ilha de Marajó, Pará. Foi verificado que a velocidade média anual do vento em Soure/PA é de 2,269 m/s e a densidade de potência média anual é de 7,1556 W/m². Foi examinado o desempenho de modelos comerciais de turbinas eólicas selecionadas (com potências de 24 kW, 5 kW, 10 kW e 50kW) projetadas para geração de eletricidade. Além disso, a produção anual de energia e o fator de capacidade para as turbinas foram determinados. Dessa forma, foram analisados os parâmetros de projeto mínimos necessários para geração de eletricidade na localidade através de turbina eólica.

ABSTRACT – The Brazilian state of Pará, located in the Amazon region, has significant hydroelectric potential, but the construction of hydroelectric plants implies impacts on the hydrological cycle and changes in the environment. Thus, studies are needed relating alternative sources of energy that can supply regions in full or through cooperation system. In the present study, wind velocity characteristics and energy potential were analyzed using a 10-year wind speed data series measured at a height of 10 m for the city of Soure located in Marajó Island, Pará. That the average annual wind speed in Soure / PA is 2,269 m/s and the average annual power density is 7.1556 W/m². The performance of selected wind turbine commercial models (with power of 24 kW, 5 kW, 10 kW and 50 kW) designed for electricity generation was examined. In addition, the annual energy production and capacity factor for the turbines were determined. In this way, the minimum design parameters required to generate electricity in the locality through a wind turbine were analyzed.

Palavras-Chave – Distribuição de Weibull; Energia renovável; Turbina eólica.

INTRODUÇÃO

Buscando atender à crescente demanda de produção de energia da população, verifica-se uma motivação global em pesquisas de aplicações ambientais e de produção de energia renovável. A conscientização ambiental sobre os processos de produção de vários ramos do desenvolvimento

1) Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia. Cidade Universitária, CEP 79070-900. Campo Grande, MS.

* Autor Correspondente: isabel.almeida@ufms.br

social, entre eles a produção de energia elétrica, levam à questão de se produzir energia com o menor impacto ambiental possível (Kern e Fill, 2014).

O sistema brasileiro de energia é dividido em sistema interligado e sistema isolado. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído por empresas de geração e distribuição de energia elétrica das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Já o Sistema Isolado constitui-se de pequenas centrais térmicas de energia e por unidades isoladas geradoras majoritariamente localizadas na Região Norte. Um dos casos de região atendida por Sistemas Isolados, através de usinas termoelétricas à base de óleo diesel, são os municípios da Ilha de Marajó. Atualmente há um projeto em execução de ligação da Ilha de Marajó ao SIN, fazendo com que gradativamente, as fontes de geração térmica sejam substituída por fontes de geração hídrica.

A redução dos impactos ambientais gerados pelos recursos energéticos convencionais e, mais importante, a obtenção de energia de forma sustentável tendem a ocasionar o menor impacto possível ao ecossistema global. Dentre as diversas fontes de energia renovável, a energia eólica vem se destacando de maneira promissora devido a sua fonte abundante, limpa e inesgotável. Regiões com bons indicativos de vento podem utilizar a energia eólica como fonte primária ou híbrida, barateando os custos de geração.

Tem crescido a cada ano o acesso à energia eólica em países desenvolvidos e em desenvolvimento devido as suas várias vantagens, e por ser uma fonte renovável de energia. De acordo com a ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica, o Brasil ficou na 5ª colocação no ranking mundial de potencial de capacidade eólica em 2018, apresentando crescimento de 9,6% em relação ao ano anterior. Entre as diversas fontes de energia renovável, a energia eólica é atualmente vista como uma das fontes mais significativas, e de maior crescimento, sendo comumente usada e comercialmente atraente para gerar energia elétrica por ter uma tecnologia madura e econômica de sistema de conversão de energia. A energia eólica constitui uma fonte renovável, que pode ser utilizada de forma integrada a uma usina hidrelétrica (Williams e Quyen, 2016; El-Heri *et al.*, 2016) para produção de energia hidroeólica. Neste estudo a distribuição de Weibull é utilizada como ferramenta de análise de dados da frequência de velocidade do vento. Segundo Oyedepo *et al.* (2012), essa função de dois parâmetros é comumente utilizada para tal tipo de análise. É demonstrável que a família de curvas geradas fornece bons resultados aos dados de velocidade do vento (Justus *et al.*, 1976). Assim, a função Weibull fornece representação conveniente dos dados de velocidade do vento para fins de cálculo de energia eólica.

De acordo com Farias (2006), do ponto de vista sócio-ecológico, e com os impactos de hidrelétricas sobre ecossistemas, as usinas de hidroeletricidade não representam a melhor estratégia de fontes energéticas para o desenvolvimento da Amazônia. Silva e Rocha (2002) verificaram que Soure é uma das cidades com maiores valores de velocidade do vento da Ilha de Marajó. Dessa forma,

o presente estudo teve como objetivo analisar as características da velocidade do vento e verificar o potencial energético e a propensão da região para a instalação de um sistema híbrido de energia. Utilizando série de dados de 10 anos de velocidade do vento medidos a uma altura de 10 m para a cidade de Soure localizada na Ilha de Marajó, Pará, onde o consumo médio por unidade residencial no ano de 2017 foi de 142,6kWh/mês seguindo dados disponibilizados pelo Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018 (EPE- Empresa de Pesquisa Energética). A área estudada foi escolhida devido ao fato de não haver parque eólico na região. A região de estudo também é justificada por se tratar de região litorânea, onde a incidência e a média anual de ventos é maior, e ainda, por estar localizada numa região próxima ao nordeste brasileiro onde estão instalados os maiores parques eólicos do país.

METODOLOGIA

O estudo foi realizado tendo como base os dados obtidos pela estação meteorológica automática de Soure/PA, (Latitude 00°48'S, Longitude 48°30'W) através dos dados disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), cuja estação meteorológica obtém dados de velocidade do vento a uma altura de 10 metros. A análise extrema da velocidade do vento (Simiu et al., 1998) não é considerada no presente estudo.

Parâmetros de distribuição de frequência e velocidade do vento na localidade

A determinação dos parâmetros da distribuição de Weibull (Eq. 1) é um método amplamente utilizado (Justus et al., 1978; Mathew et al., 2002), aceito e recomendado para expressar o comportamento da distribuição de frequência de velocidade do vento.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1)$$

Sendo $f(v)$ a probabilidade da velocidade (v) do vento mensurada; c o parâmetro escala de velocidade e k o parâmetro adimensional. A distribuição de Weibull possui uma propriedade característica que a torna mais útil para aplicações eólicas. Esse método apresenta melhores resultados e tem expressões relativamente simples quando comparado com outros métodos (Justus et al., 1978). Uma vez estimado os parâmetros para uma altura, é possível realizar o ajuste para diferentes alturas. Foi adotado o método do desvio padrão (Justus et al., 1978; Ouammi et al., 2010) para obtenção dos valores dos parâmetros. De acordo com o método do desvio padrão, sendo obtidas V_m (velocidade média do vento) e σ (desvio padrão), os parâmetros k (adimensional) e c (escala de velocidade) podem ser estimados (Eq. 2, 3, e 4).

$$k = \left(\frac{\sigma}{V_m}\right)^{-1,086} \quad 1 \leq k \leq 10 \quad (2)$$

$$c = \frac{V_m}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (3)$$

Sendo $\Gamma(x)$ a função gama, definida como

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt. \quad (4)$$

A função de distribuição acumulativa relacionada à velocidade (v) é a probabilidade de a velocidade do vento ser igual ou inferior a v , ou em uma certa faixa de velocidade do vento. A distribuição cumulativa $F(v)$ é a integral da função de densidade de probabilidade (Akpinar, 2005), sendo expressa como

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (5)$$

As outras duas velocidades de vento significativas para a estimativa da energia eólica são a (V_f) velocidade de vento mais provável e (V_e) velocidade máxima do vento que transporta a energia:

$$V_f = c \left(\frac{k-1}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (6)$$

$$V_e = c \left(\frac{k+2}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (7)$$

A V_f está relacionada ao pico da função de densidade de probabilidade, enquanto a V_e pode ser utilizada para o projeto da turbina eólica ou para estimar a velocidade nominal do vento. A bibliografia demonstra que um sistema de turbinas eólicas opera de maneira mais eficiente na sua velocidade nominal de vento. Mathew et al., 2002 afirmam que, para que seja transportada a maior quantidade de energia, é necessária que a velocidade nominal do vento e a velocidade do vento sejam a mais próxima possível.

Extrapolação da velocidade do vento a diferentes alturas

Na maioria das vezes, os dados coletados são medidos a uma altura diferente da altura da torre da turbina eólica. A velocidade do vento na altura da torre é a que será utilizada para estimar a produção de energia. Conforme Akpinar (2005), as velocidades de vento devem ser ajustadas para a altura do modelo de torre utilizada (Eq. 8).

$$\frac{V}{V_o} = \left(\frac{h}{h_o}\right)^\alpha \quad (8)$$

De acordo com Ucar (2009), sendo V a velocidade do vento na altura h da turbina, V_o a velocidade do vento obtida na altura h_o da estação de medição o coeficiente de rugosidade superficial α , que na maioria dos casos assume o valor de 0,143 (ou 1/7), pode também ser determinado através da Eq. 9:

$$\alpha = \frac{[0,37 - 0,0881 \ln(V_o)]}{[1 - 0,088 \ln(\frac{h_o}{10})]} \quad (9)$$

Em conformidade com Justus et al. (1978), os valores dos parâmetros da função densidade de probabilidade Weibull podem ser utilizados para a extrapolção da velocidade do vento em diferentes alturas e o fator de escala (c) e a forma (k) da distribuição de Weibull são alterados em função das diferentes alturas (Eq. 10 e 11)

$$c(h) = c_o \left(\frac{h}{h_o}\right)^n \quad (10)$$

$$k(h) = k_o \frac{[1-0,088 \ln(\frac{h_o}{10})]}{[1-0,088 \ln(\frac{h}{10})]} \quad (11)$$

Sendo c_o e k_o os parâmetros de Weibull originais à altura de medição h_o e h a altura extrapolada, obtém-se o expoente n (Eq. 12).

$$n = \frac{[0,37 - 0,088 \ln(c_o)]}{[1 - 0,088 \ln(\frac{h}{10})]} \quad (12)$$

Densidade média de potência eólica e densidade de energia

Segundo Ilinca et al. (2003), o valor da densidade média de potência pode ser estimado utilizando Eq. 13.

$$P_d = \frac{P(V)}{A} = \frac{1}{2} \rho V_m^3 \quad (13)$$

Sendo $P(V)$ a energia eólica, P_d a densidade média de potência do vento (W/m^2), ρ a densidade do ar no local (assumindo um valor teórico nesse estudo como sendo $1,225 kg/m^3$) e A área de varredura das pás do rotor (m^2). E a densidade média de energia ao longo do tempo (E_d) é o produto da densidade de potência e pelo tempo (t) (Eq. 14).

$$E_d = \frac{P(V)}{A} t = \frac{1}{2} \rho V_m^3 t \quad (14)$$

Fator capacidade do sistema

De acordo com Silva (2015), a razão entre a potência média (E) e a potência elétrica nominal (P_{nom}) é denominado fator de capacidade do sistema (FC) sendo definido como a função de energia gerada no sistema operando em sua potência nominal por um período de tempo (Eq. 15). O mesmo autor afirma que valores de FC acima de 30% são considerados ideais para a produção de energia eólica. Dessa maneira, para seleção do modelo de aerogerador a ser implementado, deve-se optar por aquele que apresenta fator capacidade suficiente para a área estudada, ou seja $FC > 30\%$.

$$FC = \frac{E}{P_{nom} \cdot t} \quad (15)$$

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados das alterações mensais das características da velocidade do vento (V_m) para o período de 10 anos, assim como a densidade média de potência e a densidade de energia para a altura (10m) da estação de coleta de dados estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Velocidades características e densidades de medias de potência e energia na altura de 10m.

	V_m (m/s)	K	C (m/s)	Vf (m/s)	Ve (m/s)	Pd (W/m ²)	Ed (Kwh/m ²)
Jan	2,183393	1,903098	2,460668	1,663214	3,588963	6,3753193	4,74323755
Fev	1,747767	1,336143	1,902425	0,67726	3,773329	3,2700665	2,197484672
Mar	1,754164	1,438914	1,932548	0,846771	3,540763	3,3061041	2,459741418
Abr	1,547858	1,362937	1,690802	0,640428	3,280086	2,2714319	1,635431002
Mai	1,554993	1,375103	1,70116	0,661394	3,268324	2,3029844	1,713420392
Jun	1,881322	1,592411	2,097417	1,127225	3,49598	4,0784544	2,936487187
Jul	1,985255	1,561159	2,208978	1,14698	3,746283	4,792422	3,565561987

	Vm (m/s)	K	C (m/s)	Vf (m/s)	Ve (m/s)	Pd (W/m ²)	Ed (Kwh/m ²)
Ago	2,687434	2,380937	3,032004	2,411948	3,917008	11,88829	8,844888131
Set	3,113603	2,93588	3,49001	3,02847	4,165604	18,488255	13,31154375
Out	3,046632	2,844226	3,419373	2,936263	4,123397	17,320718	12,88661422
Nov	3,029264	2,614571	3,409952	2,835831	4,23756	17,026188	12,25885513
Dez	2,629167	2,541498	2,961977	2,432995	3,722021	11,131673	8,281964816
Anual	2,269065	1,756243	2,548262	1,577206	3,928634	7,1556154	62,68319094

Os aerogeradores selecionados para o estudo de simulação são modelos de pequeno porte TE24 e TE05 (CANOAS Eólica, Franca, SP, Brasil) e os modelos XZERES 10 e XZERES 50 (Energia Pura, São Paulo, SP, Brasil) por serem aerogeradores fabricados no Brasil de 24 kW, 5 kW, 10kW e 50kW respectivamente, e por cumprirem as normas ABNT NBR IEC 61400-12-1:2012 (Tabela 2).

Tabela 2: Modelos de aerogeradores.

	Aerogerador TE24	Aerogerador TE05	Aerogerador XZERES 10	Aerogerador XZERES 50
Potência nominal	24 kw	5 kw	10kW	50kW
Altura nominal	18 m	15 m	30m	30m
Diâmetro do rotor	13,2 m	6 m	7,2 m	16,5 m
Velocidade média do vento	9 m/s	5 m/s	11 m/s	11 m/s

Os valores de velocidade do vento obtidos para altura de 10 m (Tabela 1) foram extrapolados para as diferentes alturas de turbina, conforme os modelos utilizados neste trabalho (Tabela 3- Modelo TE24; Tabela 4 - Modelo TE05; Tabela 5- Modelo XZERES 10; Tabela 6- Modelo XZERES 50).

Tabela 3: Parâmetros estimados para o modelo TE24.

	Vm (m/s)	K	C (m/s)	Vf (m/s)	Ve (m/s)	Pd (W/m ²)	Ed kWh/m ²	Ed (kWh)	FC (%)
Jan	2,6064	2,00691	2,94663	2,08964	4,15862	10,845	8,06868	1104,18	6,18%
Fev	2,11053	1,40902	2,31034	0,96037	4,32513	5,75813	3,86946	529,528	3,28%
Mar	2,11786	1,5174	2,34491	1,15394	4,08083	5,81829	4,32881	592,388	3,32%
Abr	1,88091	1,43728	2,06659	0,90302	3,7907	4,07578	2,93456	401,588	2,32%
Mai	1,88913	1,45011	2,07856	0,92766	3,77877	4,12945	3,07231	420,439	2,35%
Jun	2,26317	1,67927	2,53362	1,47797	4,04195	7,1	5,112	699,565	4,05%
Jul	2,38157	1,64631	2,66085	1,50788	4,31306	8,27358	6,15555	842,373	4,72%
Ago	3,17381	2,51081	3,58968	2,9322	4,53309	19,5816	14,5687	1993,7	11,17%
Set	3,64922	3,09602	4,10034	3,61495	4,81643	29,765	21,4308	2932,76	16,97%
Out	3,57474	2,99937	4,02184	3,51317	4,76872	27,9796	20,8168	2848,73	15,95%
Nov	3,55542	2,75719	4,01136	3,40669	4,88885	27,5282	19,8203	2712,37	15,70%
Dez	3,10852	2,68013	3,51125	2,94977	4,32308	18,3979	13,688	1873,17	10,49%
Anual	2,70328	1,85204	3,0457	2,00273	4,52285	12,0999	105,995	14505,2	6,90%

Para a altura nominal de turbina igual a 18 m, o fator de capacidade do sistema variou de 2,32% a 16,97% nos 10 anos analisados, sendo o valor anual 6,90%.

Tabela 4: Parâmetros estimados para o modelo TE05.

	Vm (m/s)	K	C (m/s)	Vf (m/s)	Ve (m/s)	Pd (W/m ²)	Ed kWh/m ²	Ed (kWh)	FC (%)
Jan	2,46709	1,97352	2,78066	1,94375	3,96419	9,19733	6,84281	193,476	5,20%
Fev	1,99061	1,38558	2,17039	0,86221	4,13585	4,83128	3,24662	91,7959	2,73%
Mar	1,99763	1,49216	2,20347	1,0478	3,89572	4,88261	3,63266	102,711	2,76%
Abr	1,77058	1,41337	1,93739	0,81181	3,61535	3,39979	2,44785	69,2112	1,92%
Mai	1,77845	1,42598	1,94882	0,83522	3,6035	3,44532	2,56332	72,476	1,95%
Jun	2,1371	1,65133	2,38422	1,3573	3,85511	5,9783	4,30438	121,703	3,38%
Jul	2,25084	1,61892	2,50623	1,38381	4,11921	6,98453	5,19649	146,927	3,95%
Ago	3,0142	2,46904	3,39993	2,75512	4,32352	16,7735	12,4795	352,849	9,49%
Set	3,4739	3,04451	3,89319	3,41591	4,59555	25,6777	18,488	522,735	14,52%
Out	3,40181	2,94947	3,81728	3,3173	4,54964	24,1123	17,9395	507,228	13,64%
Nov	3,38311	2,71131	3,80715	3,21285	4,66772	23,7167	17,0761	482,814	13,41%
Dez	2,95116	2,63554	3,32428	2,77381	4,11856	15,7428	11,7127	331,168	8,90%
Anual	2,56038	1,82123	2,87592	1,85716	4,32009	10,2806	90,0578	2546,33	5,81%

Para a altura nominal de turbina igual a 15 m, o fator de capacidade do sistema variou de 1,92% a 14,52% nos 10 anos analisados, sendo o valor anual 5,81%.

Tabela 5: Parâmetros estimados para o modelo XZERES 10.

	Vm (m/s)	K	C (m/s)	Vf (m/s)	Ve (m/s)	Pd (W/m ²)	Ed kWh/m ²	Ed (kWh)	FC (%)
Jan	3,04005	2,10678	3,50452	2,58187	4,81088	17,2087	12,8032	521,284	7,01%
Fev	2,48643	1,47914	2,78512	1,2998	4,96565	9,41527	6,32706	257,607	3,83%
Mar	2,49465	1,59291	2,82446	1,51877	4,70654	9,50895	7,07466	288,045	3,87%
Abr	2,22804	1,50881	2,50674	1,21962	4,38566	6,77448	4,87762	198,593	2,76%
Mai	2,23732	1,52227	2,52045	1,24819	4,37332	6,85943	5,10341	207,786	2,79%
Jun	2,65744	1,76284	3,03868	1,8894	4,67184	11,4947	8,27617	336,964	4,68%
Jul	2,78971	1,72824	3,18261	1,93023	4,96575	13,2979	9,89363	402,82	5,41%
Ago	3,66746	2,63576	4,22281	3,52367	5,23161	30,2135	22,4789	915,228	12,30%
Set	4,189	3,25009	4,78806	4,27586	5,54933	45,0233	32,4168	1319,85	18,33%
Out	4,10752	3,14863	4,70142	4,1641	5,49616	42,4469	31,5805	1285,8	17,28%
Nov	4,08637	2,8944	4,68986	4,05096	5,62317	41,7944	30,092	1225,2	17,02%
Dez	3,59555	2,8135	4,13561	3,53792	5,0053	28,4711	21,1825	862,445	11,59%
Anual	3,1476	1,9442	3,61572	2,49377	5,20249	19,1005	167,32	6812,44	7,78%

Para a altura nominal de turbina igual a 30 m, o fator de capacidade do sistema variou de 2,76% a 18,33% nos 10 anos analisados, sendo o valor anual 7,78%.

Tabela 6: Parâmetros estimados para o modelo XZERES 50.

	Vm (m/s)	K	C (m/s)	Vf (m/s)	Ve (m/s)	Pd (W/m ²)	Ed kWh/m ²	Ed (kWh)	FC (%)
Jan	3,04005	2,10678	3,50452	2,58187	4,81088	17,2087	12,8032	2737,65	7,36%
Fev	2,48643	1,47914	2,78512	1,2998	4,96565	9,41527	6,32706	1352,88	4,03%
Mar	2,49465	1,59291	2,82446	1,51877	4,70654	9,50895	7,07466	1512,74	4,07%
Abr	2,22804	1,50881	2,50674	1,21962	4,38566	6,77448	4,87763	1042,96	2,90%
Mai	2,23732	1,52227	2,52045	1,24819	4,37332	6,85943	5,10342	1091,24	2,93%

Jun	2,65744	1,76284	3,03868	1,8894	4,67184	11,4947	8,27617	1769,65	4,92%
Jul	2,78971	1,72824	3,18261	1,93023	4,96575	13,2979	9,89363	2115,5	5,69%
Ago	3,66746	2,63576	4,22281	3,52367	5,23161	30,2135	22,4789	4806,54	12,92%
Set	4,189	3,25009	4,78806	4,27586	5,54933	45,0233	32,4168	6931,51	19,25%
Out	4,10752	3,14863	4,70142	4,1641	5,49616	42,4469	31,5805	6752,7	18,15%
Nov	4,08637	2,8944	4,68986	4,05096	5,62317	41,7944	30,092	6434,4	17,87%
Dez	3,59555	2,8135	4,13561	3,53792	5,0053	28,4711	21,1825	4529,33	12,18%
Anual	3,1476	1,9442	3,61572	2,49377	5,20249	19,1005	167,32	35777,2	8,17%

Para a altura nominal de turbina igual a 30 m, o fator de capacidade do sistema variou de 2,90% a 19,25% nos 10 anos analisados, sendo o valor anual 8,17%.

Assim, na Tabela 7 estão apresentados os valores do fator de capacidade do sistema relativos aos diferentes modelos de aerogeradores selecionados neste estudo.

Tabela 7: Fatores capacidades para os dados anuais.

	FC anual
TE24	6,90%
TE05	5,81%
XZERES 10	7,78%
XZERES 50	8,17%

Os valores de FC obtidos foram abaixo do padrão determinado para a produção de energia eólica, sendo considerado ideal valores acima de 30%. Sendo assim, não seria recomendado a implementação de um parque eólico na área de estudo devido ao seu baixo fator de capacidade de produção de energia. Se fossem analisados modelos diferentes de aerogeradores seria necessário realizar um novo estudo para determinar a sua possível performance em Soure, na Ilha de Marajó.

Há no mercado outros modelos de aerogeradores, mais eficientes e para outras alturas de turbinas. Assim, com os mesmos dados adotados neste estudo, pode-se estimar a produção de energia para as diversas alturas nominais relativas a esses modelos, sendo necessária a análise dos custo de implementação dos mesmos. Ressalta-se que o custo de turbinas maiores é mais elevado e sendo necessária uma área maior.

CONCLUSÃO

O estado do Pará, localizado na região amazônica, apresenta expressivo potencial hidroelétrico, contudo a construção de usinas hidrelétricas implica em impactos no ciclo hidrológico e mudanças no meio ambiente. Dessa forma, fazem-se necessários estudos relacionando fontes alternativas de energia que possam abastecer regiões em totalidade ou mediante sistema de cooperação. O presente estudo teve como objetivo analisar as características da velocidade do vento e o potencial eólico no município de Soure, na Ilha de Marajó. Neste trabalho foi apresentada a análise feita dos dados mensurados no período de 2008 a 2018 o potencial de energia produzida média na localidade na altura dos modelos de aerogeradores fornecidos pelas empresas brasileiras e calculados os seus valores de fator de capacidade. Demonstrou-se que a velocidade média anual do vento em

Soure/PA foi de 2,269 m/s e a densidade de potência média anual foi de 7,1556 W/m². Foi examinado o desempenho de modelos comerciais de turbinas eólicas, com potências de 24 kW, 5 kW, 10 kW e 50kW projetadas para geração de eletricidade. Os valores de FC obtidos foram abaixo do determinado padrão para a produção de energia eólica. Entende-se que uma análise mais detalhada da área em questão é fator importante para implementação de um parque de produção de energia necessária para atingir o considerado padrão para geração de energia eólica.

AGRADECIMENTOS – Ao Grupo de Pesquisa ModelHy, à Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – FUFMS, à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica. “*Brasil fica em 5º colocado no Ranking Mundial de capacidade eólica nova onshore instalada em 2018*”.
<http://abeeolica.org.br/noticias/brasil-fica-em-5o-colocado-no-ranking-mundial-de-capacidade-eolica-nova-onshore-instalada-em-2018/>> Acesso em: 03 de março de 2019

ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica. *Eólica: energia para um futuro inovador*.
<http://abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>> Acesso em: 19 de março de 2019

AKPINAR, E. Kavak; AKPINAR, S. *An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics*. Energy conversion and management, v. 46, n. 11-12, p. 1848-1867, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR IEC 61400-12-1:2012: Aerogeradores: Parte 12-1: Medições do desempenho de potência de aerogeradores*.

DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE–Empresa. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018: Ano base 2017*. Empresa de Pesquisa Energéticas: Rio de Janeiro, Brazil, 2018.

EL-HERI, Y.S.; BORBA, B.S.; BEZERRA, B.; CARVALHO, M.R.M.; DALL’ORTO, C.E.R.C. (2016). Análise do Impacto Energético da Variabilidade da Produção de Energia Eólica no Sistema Elétrico Brasileiro. In *Anais do Brazil Windpower 2016 Conference and Exhibition*, Rio de Janeiro, Set. 2016.

FARIA, A. Hidroelétricas amazônicas: fontes energéticas apropriadas para o desenvolvimento regional. **Paper do NAEA**, v. 190, p. 41p, 2006.

ILINCA, Adrian et al. *Wind potential assessment of Quebec Province*. Renewable energy, v. 28, n. 12, p. 1881-1897, 2003.

Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Disponível em:
<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>> Acesso em: 03 de março de 2019

- JUSTUS, C. G. et al. *Methods for estimating wind speed frequency distributions*. Journal of applied meteorology, v. 17, n. 3, p. 350-353, 1978.
- JUSTUS, C. G.; HARGRAVES, W. R.; YALCIN, Ali. *Nationwide assessment of potential output from wind-powered generators*. Journal of applied meteorology, v. 15, n. 7, p. 673-678, 1976.
- KERN, R., FILL, H. D. O. A. (2014). Método de Regionalização para Avaliar a Energia Garantida Incremental de PCHs a Fio de Água Integradas na Região Sul do Brasil. Rev. Bras. Recur. Hídricos, 19 (2), 53-65.
- MATHEW, Sathyajith et al. *Analysis of wind regimes for energy estimation*. Renewable energy, v. 25, n. 3, p. 381-399, 2002.
- Modelos de Turbina Eólica da Canoas Eólica. <http://canoaseolica.com.br/produtos.html/>> Acesso em: 03 de março de 2019
- Modelos de Turbina Eólica da Energia Pura. <https://www.energiapura.com/nossas-solucoes/>> Acesso em: 03 de maio de 2019
- OUAMMI, Ahmed et al. *Monthly and seasonal assessment of wind energy characteristics at four monitored locations in Liguria region (Italy)*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 14, n. 7, p. 1959-1968, 2010.
- OYEDEPO, Sunday O.; ADARAMOLA, Muyiwa S.; PAUL, Samuel S. *Analysis of wind speed data and wind energy potential in three selected locations in south-east Nigeria*. International Journal of Energy and Environmental Engineering, v. 3, n. 1, p. 7, 2012.
- SILVA, I.M.O.; ROCHA, B.R.P. Mapeamento Eólico para a Região da Ilha do Marajó. In: Congresso Brasileiro de Meteorologia (CBMET 2002), 12., 2002, Foz do Iguaçu. Anais... Foz do Iguaçu, 2002
- SILVA, Neilton F. *Energias Renováveis na expansão do setor elétrico brasileiro: o caso da energia eólica*. Rio de Janeiro: Synergia (2015).
- SIMIU, E.; HECKERT, N. A.; WHALEN, Tim, *Mean intervals of recurrence of the final wind loads*, Annals of the 17th International Conference on Coastal Mechanics and Architectural Engineering, Lisbon, Portugal, 1998.
- UCAR, Aynur; BALO, Figen. *Evaluation of wind energy potential and electricity generation at six locations in Turkey*. Applied Energy, v. 86, n. 10, p. 1864-1872, 2009.
- WILLIAMS, O.; QUYEN, N.V. (2016). *The integration of wind power and hydropower in an electricity market with a large hydroelectric generator*. Imperial College London Business School, 30 p.