

MAPEAMENTO DO POTENCIAL EÓLICO DE MICRO E MINIGERAÇÃO COMO ALTERNATIVA SUSTENTÁVEL PARA O PEQUENO MUNICÍPIO DO SUL DO BRASIL

**Ricardo Guicho¹, Maria Cristina Rodrigues Halmeman²
José Hilário Delconte Ferreira³, Radames Juliano Halmeman⁴
Natália Pianca Stier⁵, Luciane Maria Vieira⁶, Edivando Vitor do Couto⁷**

RESUMO

Este artigo objetivou mapear o potencial eólico de micro e minigeração para Campo Mourão - PR, como fonte alternativa de geração no sul do Brasil. Dados mensais de uma série histórica de 36 anos (1980 - 2015) do INMET foram analisados e vinculados com o uso do solo. Para tanto utilizou-se o aplicativo SASPlanet, com imagem Bing, para a coleta da área urbana. O software QGis 2.14 foi utilizado para a fotointerpretação, que definiu a altura dos obstáculos e sua respectiva classe do fator de rugosidade. Esses dados foram vinculados na fórmula em um algoritmo Spring 5.4.2, a fim de estimar as velocidades em 10, 20, 30 e 40 metros de altura além seus respectivos potenciais de geração. A normal climatológica apresentou velocidade média total de 2,49 m.s⁻¹, velocidade média mínima de 2,05 m.s⁻¹, velocidade média máxima de 2,92 m.s⁻¹ e direção predominante provinda de Leste. A fotointerpretação identificou 37,61% da área com obstáculos de até 2 metros de altura, 59,77% entre 2 e 10 metros e 2,63% com mais de 10 metros. As velocidades resultantes do algoritmo identificaram os maiores desvios-padrões nas maiores velocidades. Os mapas apontaram que independentemente da média, o maior potencial de geração ocorre à 40 metros.

Palavras-chave: Potencial eólico. Urbana. Mapeamento. Velocidade do vento.

¹ Doctoral student of the Postgraduate course in Energy Engineering in Agriculture (UNIOESTE). <http://orcid.org/0000-0002-5984-0800> E-mail: ricardoguicho@gmail.com

² Engenharia de Produção Agroindustrial pela Faculdade Estadual de Ciências e Letras de Campo Mourão-Pr, mestrado em Engenharia Agrícola pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná e Doutorado pela Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Faculdade de Ciências Agrônômicas - Botucatu-SP. <http://orcid.org/0000-0001-6964-7572> E-mail: cristhalmeman@gmail.com

³ Federal University of Technology – Paraná, Campo Mourão. <http://orcid.org/0000-0002-7116-2600>
E-mail: jhferreira@gmail.com

⁴ Federal University of Technology – Paraná, Campo Mourão. <http://orcid.org/0000-0002-4109-3923>
E-mail: rjhalmeman@gmail.com

⁵ Master's student in Environmental Engineering - Federal University of Technology Parana. <http://orcid.org/0000-0003-0877-162X> E-mail: natystier@gmail.com

⁶ Department of Biodiversity and Nature Conservation (DABIC). Federal University of Technology – Paraná. <http://orcid.org/0000-0002-7801-3130> E-mail: lucianeuftpr@gmail.com

1 INTRODUÇÃO

No decorrer dos anos o uso intensivo dos combustíveis fósseis, juntamente com os altos preços do petróleo bruto e os problemas ambientais, fez com que surgissem em todo o mundo uma maior atenção quanto à obtenção de novas fontes de recursos energéticos (Hosseinalizadeh et al. 2017).

Neste cenário, para que a dependência dos combustíveis fósseis fosse reduzida, fez-se necessário diversificar o portfólio de oferta de energia para fontes de energia mais limpas e sustentáveis, especialmente energias renováveis (Timilsina, Van Kooten e Narbel, 2013).

Como resposta à crise do petróleo, mudanças climáticas e às questões ambientais ocorreu, na década de 1970, o incentivo de tecnologias para a implantação da energia eólica (Laudari, Sapkota e Banskota, 2018). De acordo com Song et al. (2016) entre todas as fontes de energia renováveis, a energia eólica é a única com as tecnologias de utilização mais desenvolvidas. Além do seu crescimento em geração elétrica no Brasil, passar de 12.210 GWh em 2014, para 48.475 GWh em 2018, representando 8,1% de toda geração de energia elétrica no país, segundo o a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019).

Atualmente, o mundo encontra-se em um momento de transição entre o modelo econômico atual e um modelo sustentável, alicerçado às energias renováveis (Cruz 2015). Neste cenário a matriz elétrica brasileira é baseada principalmente na geração hidráulica e, de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN, 2019) foi responsável por 64,7% de toda geração em 2018. Porém, Almeida e Benassi (2015) alertam que a escassez hídrica que regularmente atinge a região Nordeste do Brasil, passou a afetar também a região Sudeste nos últimos anos (2014-2015), pois desde 2013 esta região tem os níveis dos seus reservatórios reduzidos.

A crise hídrica interfere não apenas na esfera regional como também na esfera nacional, porém a micro e minigeração distribuída serve como uma alternativa e reserva descentralizada para auxiliar na ramificação da geração de energia elétrica e suprir as necessidades como: excesso de demanda de ponta, cobertura de apagões e melhoria das condições qualitativas do fornecimento em regiões com déficit de atendimento (Vergílio 2012).

Para minimizar a burocratização do processo de conexão das pequenas centrais geradoras na rede de distribuição, a Agência Nacional de Energia Elétrica Brasileira – Criada para regular o setor elétrico brasileiro, juntamente com o Ministério de Minas e Energia – publicou a Resolução Normativa nº 482/2012, modificada pela Resolução Normativa nº 687/2015. Conforme disposto em Lei, a microgeração (sistema com capacidade instalada de até 75 kW) e a minigeração distribuída (sistema com capacidade instalada variando de 75 kW a 5 MW) consiste na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis (hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada) conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL 2015).

Dentre as fontes renováveis citadas pela normativa, uma das que vem se destacando como fonte alternativa de energia para a produção de eletricidade é o aproveitamento de tecnologias para a energia eólica. No estado do Paraná, localizado na região Sul do Brasil, o estudo do potencial eólico se iniciou em 1994 com a iniciativa da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), com intuito de identificar áreas com melhores condições de exploração dos ventos a grandes alturas (50, 75 e 100 metros). Divergindo as expectativas, os mapas gerados sinalizam que as áreas mais propícias não são as regiões litorâneas, e sim aquelas com maior altitude como o município de Palmas, localizado na região Centro-Sul Paranaense, que contém a primeira usina eólica do sul do país (Camargo 2005).

Os estudos apresentados no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro foram importantes para o conhecimento na implantação de grandes parques eólicos. Porém, Cruz (2015) explica que as alturas de interesse para micro e minigeração ficam entre 10 e 40 metros, não podendo aplicar o Atlas a esta classe de geração de energia elétrica. No trabalho de Giannini, Dutra e Guedes (2013), os autores enfatizam que o potencial brasileiro para desfrute eólico em pequenos aerogeradores ainda não é totalmente conhecido, fator que se dá pela ausência de um Atlas Eólico específico.

Torna-se indispensável o surgimento de estudos e pesquisas que contribuam para o avanço e aprimoramento de fontes de energia além da hídrica (Mendonça, 2019), assim, esse trabalho tem como objetivo realizar um mapeamento do potencial eólico de micro e minigeração de energia na área urbana de um pequeno município do Sul brasileiro, a partir de dados meteorológicos e da morfologia urbana. Espera-se que a metodologia e os resultados obtidos nas análises contribuam para a

disseminação das vantagens e auxiliem na implantação de pequenas centrais geradoras eólicas.

2 MATERIAL E MÉTODOS

2.1 Área de Estudo

Este trabalho foi desenvolvido no município de Campo Mourão – PR (Fig. 1) que se localiza no Sul do Brasil próximo a 460 km de Curitiba, Capital do Estado do Paraná, e a 90 km de Maringá, cidade mediana de relevância econômica para o Estado, está situado entre a latitude $24^{\circ}02'44''$ S, longitude $52^{\circ}22'59''$ W e altitude de 585 metros.

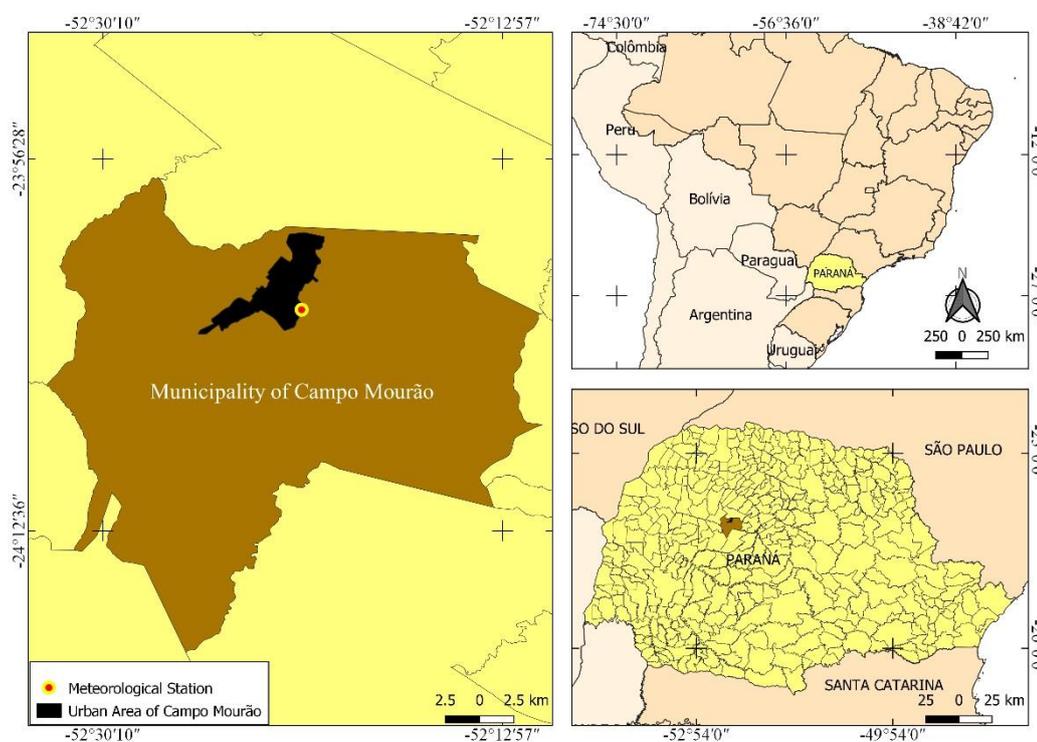


Figura 1 - Localização da área urbana no município de Campo Mourão – PR.

Campo Mourão está inserido em um tipo climático definido como Cfa – Clima mesotérmico subtropical (Alvares et al. 2013), caracterizado por verões quentes, nos quais o trimestre mais quente (dezembro, janeiro e fevereiro) possui média de $26-28^{\circ}\text{C}$, com concentração de chuvas no verão e seca no período de inverno e pouca frequência de geadas, possuindo o trimestre mais frio (junho, julho e agosto) temperaturas médias de $15-17^{\circ}\text{C}$. A média anual de temperatura para o município fica definida como $20-21^{\circ}\text{C}$ (Caviglione et al. 2000).

O município é essencialmente agrícola, sendo grande produtor de grãos. Segundo o Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social (IPARDES, 2016) os principais produtos cultivados são a soja com 53.500 ha, seguido do trigo com 14.000 ha e por fim o milho com 11.600 ha de plantação mecanizada com relevo predominantemente suave/ondulado (Umeki 2012).

2.2 Mapeamento do Potencial Eólico

O conhecimento do comportamento do vento é essencial para projetos de geração eólica, para tanto, muitos estudos utilizam observações das séries históricas de velocidade de vento adquiridos através de estações meteorológicas. São trabalhos que utilizam análises espaciais e temporais com o intuito de modelagem de previsão de velocidade de vento (Kavasseri e Seetharaman, 2009), assim como utilização da série histórica para planejamento orçamentário de custos com energia em instalações educacionais (Jeong, Koo e Hong, 2014).

Para este estudo foi realizado uma análise de dados da série histórica de 36 anos (1980-2015), utilizando o Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP) com informações da estação meteorológica 83783 localizado na cidade de Campo Mourão, especificamente na latitude $-24^{\circ} 05'$ e longitude $-52^{\circ} 36'$ (Figura 1), gerenciado pelo Instituto Nacional de Meteorologia – INMET. Foram realizadas as estatísticas descritivas utilizando planilha eletrônica das médias mensais e desvios padrão, com a finalidade de caracterizar o comportamento do vento e descrever sua variação média dentro de cada período. Além disso, as médias mensais foram utilizadas para definição das velocidades médias em diferentes alturas, pertinentes a micro e minigeração, a partir da altura conhecida.

Para a determinação da melhor altura de implantação dos aerogeradores, foi necessário o conhecimento das velocidades médias de vento. Como a micro e minigeração se enquadra numa faixa entre 10 e 40 metros de altura, as velocidades foram analisadas em quatro diferentes alturas para a definição da melhor escolha, sendo elas de 10, 20, 30 e 40 metros.

É importante frisar que os dados de vento disponibilizados são normalmente coletados em estações meteorológicas localizadas em espaços abertos, longe da rugosidade da cidade. Por este motivo, é essencial a correção dos valores para áreas urbanas ou aplicar fatores de rugosidade com valores maiores.

De acordo com o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (2011), por meio da Nota Técnica nº 001/2011/SEGER/LAIME/CSC/INMET, que rege sobre a Rede de Estações Meteorológicas Automáticas do INMET, a medição da velocidade do vento nas estações acontece numa altura de 10 metros do solo. Devido a região analisada ser de uso urbano e conseqüentemente apresentar construções de diversas alturas, a velocidade do vento é distinta da registrada pela estação meteorológica. Assim, a velocidade registrada deve ser corrigida conforme a altura de influência do obstáculo do aerogerador, neste caso, as construções.

Para tal, utilizou-se a metodologia defendida por Liddament (1996), que aplica a fórmula para estimar a velocidade do vento na altura das aberturas de edificações. Esta fórmula é empregada em projetos arquitetônicos com o intuito de estimar o aproveitamento da ventilação natural em construções. Esta metodologia foi escolhida devido ao comportamento esperado dos resultados, visto que leva em consideração a altura e a interferência causada pelo contato do vento com os obstáculos.

De acordo com Liddament (1996), a equação que corrige a velocidade do vento nas aberturas é a seguinte:

$$V_m = k * z^a$$

(1)

Onde:

V: velocidade média do vento (m/s) na altura desejada;

V_m: velocidade média do vento (m/s) na estação meteorológica a 10 metros de altura;

k, a: coeficientes de acordo com a rugosidade do terreno (Tabela 1);

z: altura desejada.

Localização da Edificação	k	a
Campo Aberto Plano	0,68	0,17
Campo com Algumas Barreiras	0,52	0,20
Ambiente Urbano	0,35	0,25
Centro da Cidade	0,21	0,33

Tabela 1- Coeficientes para determinação da velocidade do vento para diferentes alturas e terrenos.

Fonte: adaptado de Liddament (1996)

Para o conhecimento da velocidade média dos ventos em uma nova altura, é necessário conhecer a altura das edificações inseridas na área urbana. Foram utilizadas imagens do *Bing Maps* da área urbana do município de Campo Mourão, estado do Paraná, obtidas utilizando o software SAS.Planet (2014). As imagens foram inseridas na plataforma de georreferenciamento Qgis (QGIS Development Team, 2016), e passaram por um processo de fotointerpretação visual, com a finalidade de identificar as edificações mais altas de acordo com a sombra projetada pela incidência do Sol no momento da captação da imagem.

Para a identificação dos edifícios utilizou-se o *software Google Earth* no modo *Street View*, onde foi possível identificar o prédio e estimar a quantidade de pavimentos de cada edifício, posteriormente todos os edifícios foram visitados *in loco* para a confirmação da quantidade de pavimentos.

De acordo com as velocidades dos ventos estimados pela fórmula e o fator de rugosidade do terreno definido, pôde-se realizar a escolha dos aerogeradores que melhor se encaixam com as situações meteorológicas e urbanísticas caracterizadas na área. A escolha do aerogerador deve levar em consideração os dados analisados até o momento, ou seja, pela configuração geral do sistema eólico, aliado com o tipo de aplicação e potência esperada.

Para definir a potência média do vento local em Watts (W), Golding (1976) levou em consideração a densidade do ar (ρ), a área de varredura do rotor (A) e o deslocamento de uma massa de ar (m) a uma velocidade (v_1). Utilizou-se da seguinte equação:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad (2)$$

Onde:

P_v : Potência média do vento em Watts (W);

ρ : Densidade do ar seco = 1,225 Kg/m³;

A: Área de varredura do rotor (m²);

v_1 : Velocidade média do vento (m/s).

Por fim, com os dados obtidos de velocidade média, mínima e máxima, bem como as alturas pré-definidas, foi realizada a programação com base na fórmula da potência estabelecida (Eq. 2). Para isso foi utilizado o Programa Legal (Linguagem Espacial para Geoprocessamento Algébrico) do *Spring 5.3*. Esse processo foi responsável pela ligação da classificação do fator de rugosidade do terreno com a velocidade e potência (calculadas pelas equações 1 e 2). Como resultado da execução do algoritmo criado, foram gerados mapas temáticos de velocidade média (mensal) e potência média (mensal) da cidade de Campo Mourão compartimentando-a em classes diferenciadas tanto pela altura das construções quanto de acordo com as diferentes faixas de geração.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Normal Climatológica

Os cálculos estatísticos para a identificação da normal climatológica, de acordo com a série histórica de 36 anos definida entre 1980 a 2015, resultaram na velocidade média total dos ventos, assim como seu desvio padrão médio, os limites superiores (velocidade máxima média) e inferiores (velocidade mínima média) e a predominância da direção dos ventos (Tabela 2) na cidade.

Parâmetros Climatológicos	Valores
Velocidade média total da série histórica	2,49 m.s ⁻¹
Desvio Padrão médio	0,43
Velocidade média mínima	2,05 m.s ⁻¹
Velocidade média máxima	2,92 m.s ⁻¹
Predominância da direção dos ventos	90º

Tabela 1 - Normal climatológica da série histórica de 1980 à 2015 para a cidade de Campo Mourão - PR.

De acordo com Paranhos et al. (2019), conhecer a direção do vento é essencial, visto que sua predominância vai determinar a localização das turbinas, para o melhor aproveitamento eólico. Para tanto, a figura (2) apresenta um diagrama da rosa dos ventos resultantes dos dados obtidos da estação meteorológica do município.

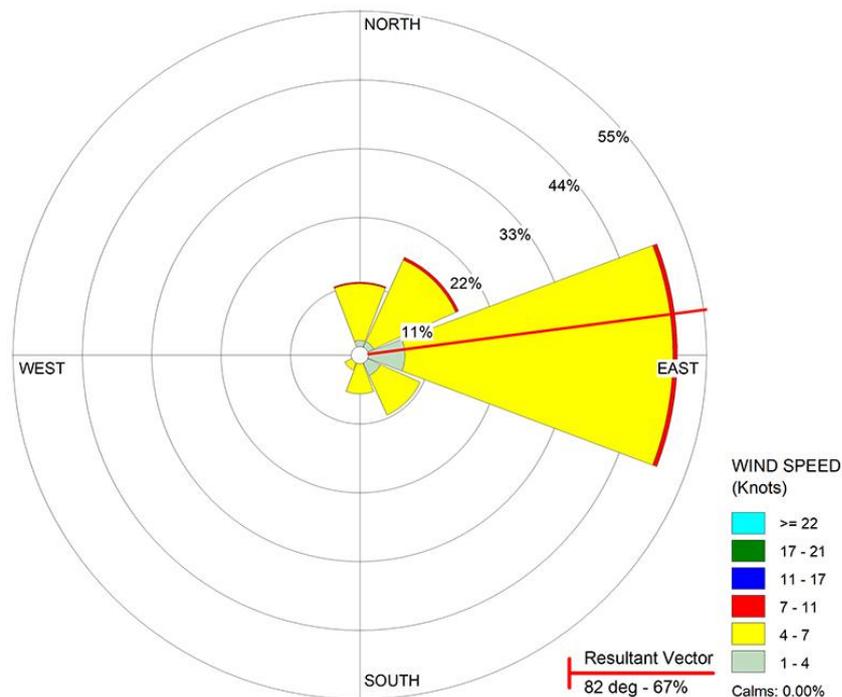


Figura 2 - Rosa dos ventos média da série histórica (1980-2015) coletada da estação meteorológica 83783 (INMET) do município de Campo Mourão-PR.

Como a direção dos ventos, obtidos da estação meteorológica, está indicada pelos graus, a normal climatológica apresentou o resultado estatístico de aproximadamente 50% das médias mensais indicando a proveniência de 90°. É importante ressaltar que os graus são contados a partir do norte geográfico, em sentido horário, portanto 90° do Norte é a direção de Leste.

Este resultado significa que a informação obtida nas análises estatísticas realizadas com os dados da série histórica é coerente com o resultado exposto no livro das Normais Climatológicas do Brasil (1961-1990) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2009).

A distribuição da frequência apresentou resultados em classes de velocidade, onde 81% dos valores mensais estão entre 2,1 e 3,6 m/s, seguido por 17,6% das velocidades médias entre 0,5 e 2,1 m/s e com apenas 1,4% das velocidades médias mensais com 3,6 a 5,7 m/s. A constância dos ventos é fator importante para geração de energia, desta forma as velocidades mais indicadas, neste caso, são as da segunda classe com variação entre 2,1 e 3,6 m/s.

3.2 Velocidade do Vento

Levando em consideração as análises estatísticas realizadas para identificar a normal climatológica da cidade de Campo Mourão – PR, obtiveram-se dados mensais de velocidades médias, os valores de desvio padrão e os valores de máximos e mínimos conforme mostra a Tabela 3.

Meses	Velocidades Médias (m/s)	Desvio Padrão	Velocidades Máximas (m/s)	Velocidades Mínimas (m/s)
Janeiro	2,33	0.42	2.74	1.91
Fevereiro	2,28	0.39	2.67	1.88
Março	2,45	0.47	2.92	1.98
Abril	2,48	0.41	2.89	2.07
Mai	2,30	0.42	2.72	1.88
Junho	2,25	0.34	2.59	1.90
Julho	2,43	0.40	2.84	2.03
Agosto	2,55	0.44	2.99	2.11
Setembro	2,83	0.44	2.27	2.39
Outubro	2,75	0.57	3.36	2.21
Novembro	2,71	0.50	3.21	2.21
Dezembro	2,46	0.40	2.86	2.06

Tabela 2 - Estatística descritiva mensal da série histórica (1980 – 2015) da cidade de Campo Mourão - PR.

De acordo com a tabela 3, é possível identificar o mês de setembro como o maior valor registrado para velocidade média, com 2,83 m/s. Resultado obtido também por Nascimento et al. (2018), em um estudo no sul do Brasil que identificou velocidade média de 2,92 m/s também em setembro. Já para o menor valor da análise em Campo Mourão, o mês de junho registrou 2,25 m/s.

Já os valores extremos da velocidade máxima são: 3,36 m.s⁻¹ como o maior valor, referente ao mês de Outubro e 2,59 m.s⁻¹ como menor valor, correspondente ao mês de Junho. E por fim, os valores de velocidade mínima são: 2,39 m.s⁻¹ como o maior valor, referente ao mês de Setembro e 1,88 m.s⁻¹ como o menor valor, correspondente aos meses de Maio e Fevereiro.

Todos os dados possuem a mesma característica, onde os maiores valores de velocidade (máxima, média e mínima) possuem desvio padrão maiores que os de menor valor. O resultado do desvio padrão identifica a variabilidade da velocidade, e portanto, desta forma é possível identificar que o mês de outubro, apesar de registrar a maior velocidade média, obteve o maior desvio padrão (0,57) e portanto maior inconstância dos ventos. Já o mês de junho apresentou o menor registro de desvio padrão (0,34), mês identificado como o de menor velocidade média.

Contudo, no que diz respeito a essa variabilidade sazonal tem-se que de acordo com a Figura 3, o verão tem a menor intensidade média (2,35 m/s), porém logo em seguida estão outono (2,40 m/s) e inverno (2,41 m/s), já a primavera possui média de 2,77 m/s.

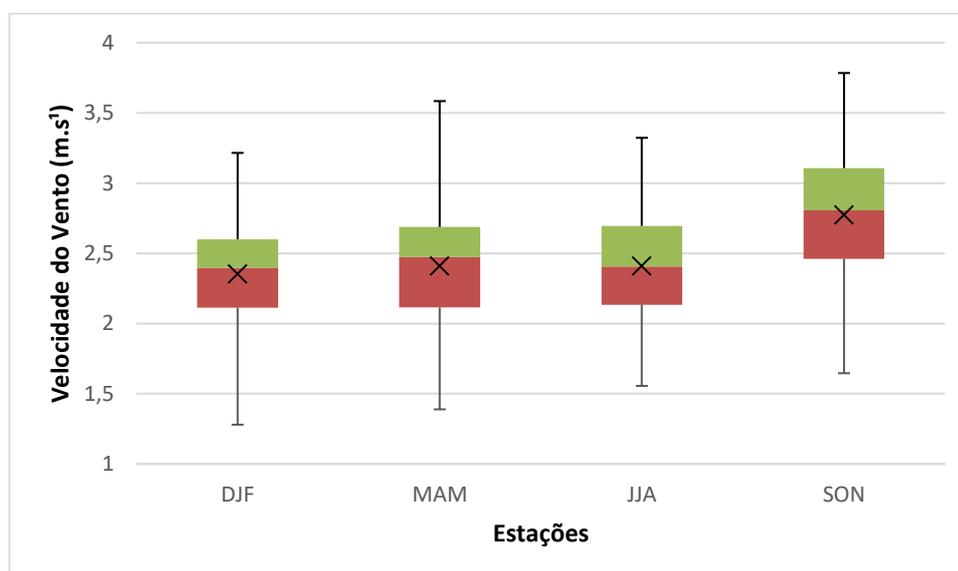


Figura 3 - Variabilidade média sazonal da velocidade do vento para o município de Campo Mourão, no período de janeiro de 1980 a dezembro de 2015, referente às estações do ano.

Os dados demonstram que não existe uma sazonalidade bem definida ao longo do período estudado, já que as médias e amplitudes resultaram em valores próximos principalmente para o verão, outono e inverno. As menores amplitudes podem ser relacionadas eventualmente aos fatores atuantes na atmosfera, como baixa intensidade dos raios solares, alta cobertura de nuvens, flutuações irregulares da umidade relativa do ar e oscilações da pressão atmosférica (Francisco et al., 2016).

Com relação a variância de velocidade, avaliada pelo desvio padrão, destacou-se a estação do inverno com a menor variância, seguido pelo verão e primavera, sendo a maior inconstância registrada no outono.

Como observado na tabela 3, na análise mensal, o mês de junho obteve o menor desvio padrão, além de estar presente no trimestre referente à estação do inverno. Na análise sazonal, o inverno também registrou o menor desvio padrão, seguindo esta linha de pensamento, o maior registro deveria ser o da primavera, onde está alocado o mês de setembro, porém foi observado no outono. Este fato, pode ser explicado considerando que as velocidades referentes aos meses março, abril e maio divergiram mais quando comparado aos meses de setembro, outubro e novembro, onde provavelmente houve um alinhamento entre suas velocidades.

Com os dados de velocidades máxima, média e mínima (Tabela 2) obtidos na normal climatológica, juntamente com a fórmula de correção de velocidade dos ventos (Eq. 1), pôde-se estimar as velocidades nas alturas determinadas por este estudo. É importante ressaltar que a extrapolação dos valores para as diferentes alturas, levou em consideração a rugosidade do terreno em torno da estação meteorológica. Desta forma, a classificação do local é “campo aberto e plano”, onde os valores das variáveis “k” e “a” são 0,68 e 0,17 respectivamente. Os resultados estão apresentados na Tabela 4.



Alturas	Velocidades		Velocidades Mínimas
	Máximas	Velocidades Médias	
10	2,94	2,50	2,06
20	3,30	2,82	2,32
30	3,54	3,02	2,49
40	3,72	3,17	2,61

Tabela 3 - Velocidades do vento extrapoladas em diferentes alturas, considerando o fator de rugosidade da classe “campo aberto e plano” da estação meteorológica da cidade de Campo Mourão - PR.

Para as velocidades (máximas, médias e mínimas), constatou-se que o melhor rendimento, com relação à altura, se encontra na faixa de 40 metros, isso pode ser explicado, segundo Sato (2015) pela menor interferência da rugosidade do terreno no cisalhamento do vento com o plano sob o qual percorre.

3.3 Altura dos Obstáculos

O mapeamento dos obstáculos encontrados (qualquer bloqueio do vento que possa interferir na velocidade e/ou direção do vento, como por exemplo, edificações, florestas e cultivos), classificados pelas alturas dos edifícios pode ser observado na Figura 4.

A área urbana foi classificada em três classes principais, no mapa a cor amarela representa obstáculos com até 2 (dois) metros de altura. São incluídas nesta classe, portanto, áreas de gramado, sem vegetação, terreno cultivado, águas, ruas e mineração, totalizando 37,61% de toda a área coberta.

Em laranja encontra-se a classe referente aos obstáculos maiores de 2 (dois) e menores que 10 (dez) metros, incluídas, portanto, as áreas urbanas sem edifícios altos, florestas, terreno com muitas árvores e poucas estruturas e áreas com poucas árvores. Esta classe representa 59,77% da área urbana do município, identificada como a maior parcela de cobertura da área.

Já a área identificada pela cor vermelha, é pertencente aos obstáculos maiores que 10 (dez) metros de altura. Está inclusa nesta classe, somente a área urbana com edifícios altos. Sua porcentagem corresponde a apenas 2,63%, considerado como a menor parcela de cobertura da área.

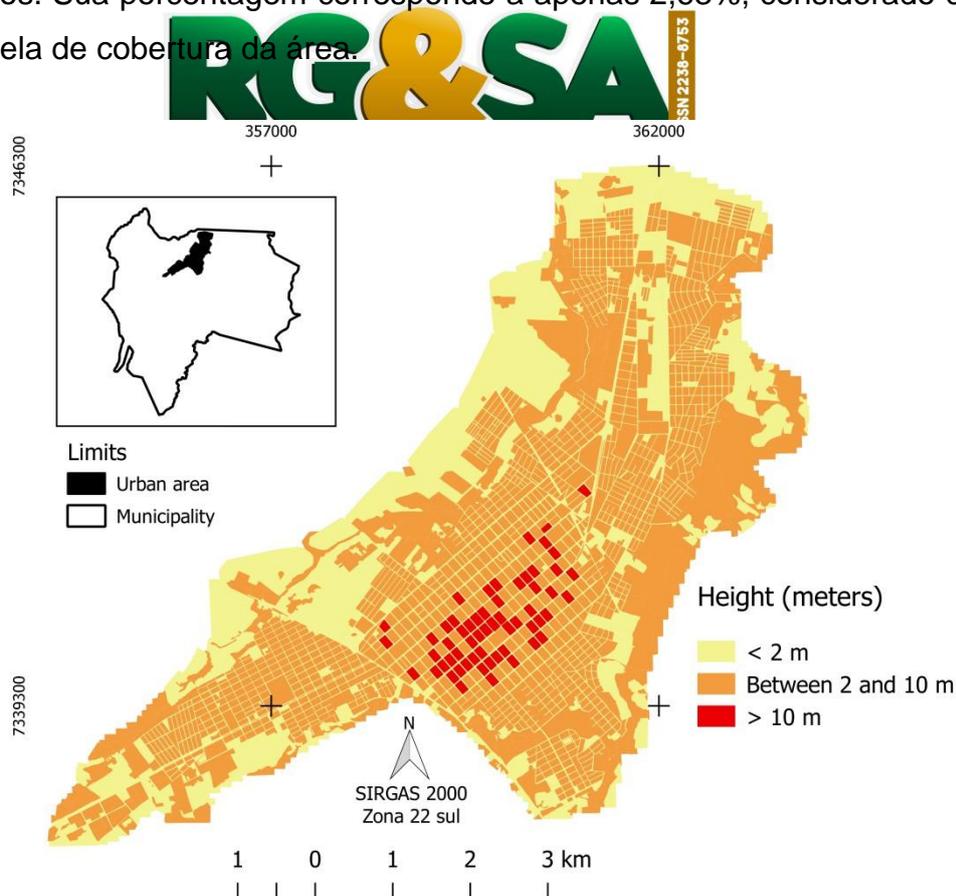


Figura 4 – Uso e ocupação com altura dos obstáculos classificados por fotointerpretação visual a partir de imagem de satélite da cidade de Campo Mourão - PR.

Pode-se constatar que os maiores obstáculos estão localizados no centro da cidade representados pelas edificações (Figura 2), assim como Morigi e Bovo (2016) ressaltaram quando explicaram, em seu estudo, que a verticalização na cidade de Campo Mourão, está concentrada na região central, justificou essa condensação em função da infraestrutura, do comércio e dos serviços ali instalados.

A cidade de Campo Mourão foi aumentando desde a construção no ano de 1970, do primeiro edifício alto contendo 8 pavimentos, deste modo alcançando um crescimento econômico considerável, o que resultou em um incremento significativo do número de edifícios, sobretudo a partir dos anos 2000, ou seja, a verticalização do município é muito recente. Este fator explica sua pequena parcela de obstáculos acima de 10 metros, representado pelos edifícios altos Morigi (2015).

3.4 Potência Eólica

Para o cálculo da potência eólica, foi necessário utilizar aerogeradores como parâmetros, pois a área do rotor é uma das variáveis da fórmula que expressa o valor em Watts (W). Para tanto escolheu-se analisar dois modelos de aerogeradores, sendo o *Air 40* representando a microgeração e o *Skystream Land* referente a minigeração (Tabela 5).



Especificações Técnicas	Air 40	Skystream Land
Área do Rotor	1,17 (m)	3,72 (m)
Vento para Início de Geração	3,13 (m/s)	3,5 (m/s)
Potência Nominal	0,16 (kW)	2,4 (kW)
Produção de Energia	40 kWh/mês a 5,8 (m/s)	400 kWh/mês a 5,4 (m/s)
Peso	5,9 (kg)	77 (kg)

Tabela 5 - Especificações técnicas dos aerogeradores utilizados para o cálculo da potência eólica de Campo Mourão - PR.

Nota-se que a velocidade do vento para o início de geração de energia do aerogerador *Skystream Land* é de 3,5 (m/s), ou seja, de acordo com a Tabela 4 este aerogerador só produziria energia a no mínimo 30 metros de altura e utilizando como base a velocidade média máxima, onde a média a essa altura é registrada a 3,68 (m/s). Essa limitação pode ser justificada, de acordo com Sousa, Junior e Sousa (2018) devido ao fato da variação na velocidade média para cada período e que a velocidade do vento é diretamente proporcional a potência gerada pela turbina.

Conforme exposto anteriormente, a faixa de geração da velocidade máxima média, na análise mensal, é a que possui o maior valor de desvio padrão, o que

significa que existe maior variação nas velocidades do vento, hora sendo maior e hora sendo menor, podendo, portanto, impossibilitar a geração de energia, com qualquer inconsistência do vento. Resultados semelhantes foram observadas no estudo de Pearre e Swan (2018) os quais enfatizaram que os eventos de velocidade do vento podem mudar à medida que encontram diferentes tipos de terrenos e percorrem diferentes distâncias.

A área do rotor define, também, a velocidade necessária para o iniciar a geração, quanto maior a área, maior a velocidade necessária. Por este motivo, o estudo do potencial eólico de Campo Mourão – PR foi realizado com base em apenas 1 (um) aerogerador Air 40 (microgeração). Assim como a velocidade do vento, quanto maior for a altura, maior será também a potência eólica. Portanto, a maior potência foi identificada a 40 metros de altura (Tabela 6) para todas as velocidades (máxima, média e mínima).

Alturas	Potências Máximas (Watts)	Potências Médias (Watts)	Potências Mínimas (Watts)
10	16,73	10,29	5,76
20	23,67	14,77	8,22
30	29,11	18,14	10,17
40	33,90	20,98	11,71

Tabela 6 - Potências estimadas pelo aerogerador Air 40, com rotor de 1,17 metros de diâmetro.

Com as diferentes médias de velocidade (máxima, média e mínima), juntamente com o fator de rugosidade das quadras e o tipo de aerogerador selecionado, foi possível confeccionar os mapas de potencial eólico, contendo a estimativa da potência considerando fatores como as velocidades do vento e a altura do aerogerador.

Foram gerados 12 mapas no total, sendo distribuídos em 3 (três) grupos de mapas, diferenciados pelas velocidades do vento (mínima, média e máxima), cada grupo com as alturas pré-definidas (10, 20, 30 e 40 metros). O primeiro grupo é referente à velocidade mínima média, conforme a figura 5.

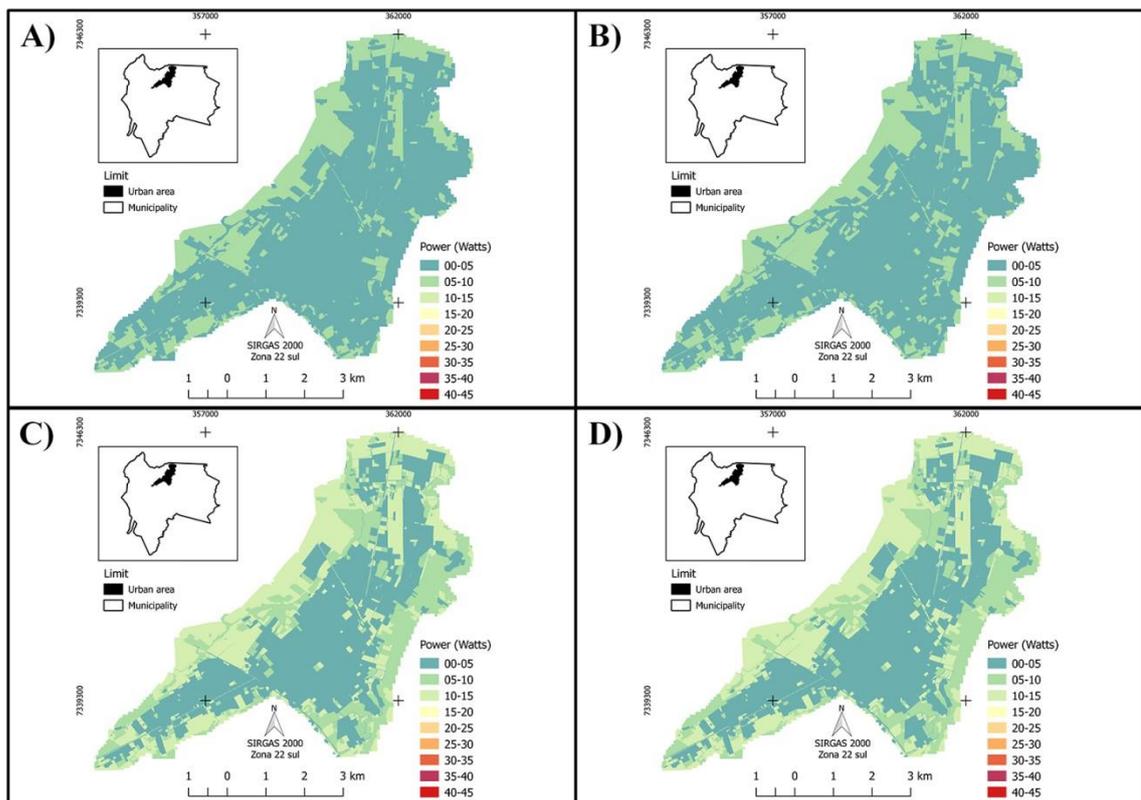


Figura 5 – Potencial estimado com a média dos valores mínimos de velocidade à 10, 20, 30 e 40 metros de altura.



O primeiro grupo (Figura 3) apresenta um mapeamento de potencial estimado com a média dos valores mínimos de velocidade, o resultado demonstra que praticamente toda área está em azul o que representa a geração de energia entre 00 e 05 Watts. Há poucas manchas verdes referentes a faixa de 05 a 10 watts, principalmente para as alturas de 10 e 20 metros. Já a 30 e até mesmo 40 metros de altura o potencial máximo alcançado foi de 10 a 15 Watts por aerogerador, sendo que nessas últimas duas faixas de altura, não houveram diferenças de potência.

O resultado a partir da velocidade média dos ventos (Figura 6), demonstra o mapeamento onde nas alturas de 10 e 20 metros possuem a mesma característica dos mapas apresentados com a média dos valores mínimos de velocidade (figura 3), considerados os mais baixos índices de potência. Porém, nas alturas de 30 e 40 metros, pode-se observar a presença de cores amarelas representadas pela faixa de 15-20 Watts, laranja-claro onde a faixa é de 20-25 Watts e laranja contido entre 25-30 Watts, este dado evidencia uma potência maior quando comparado com a figura 5.

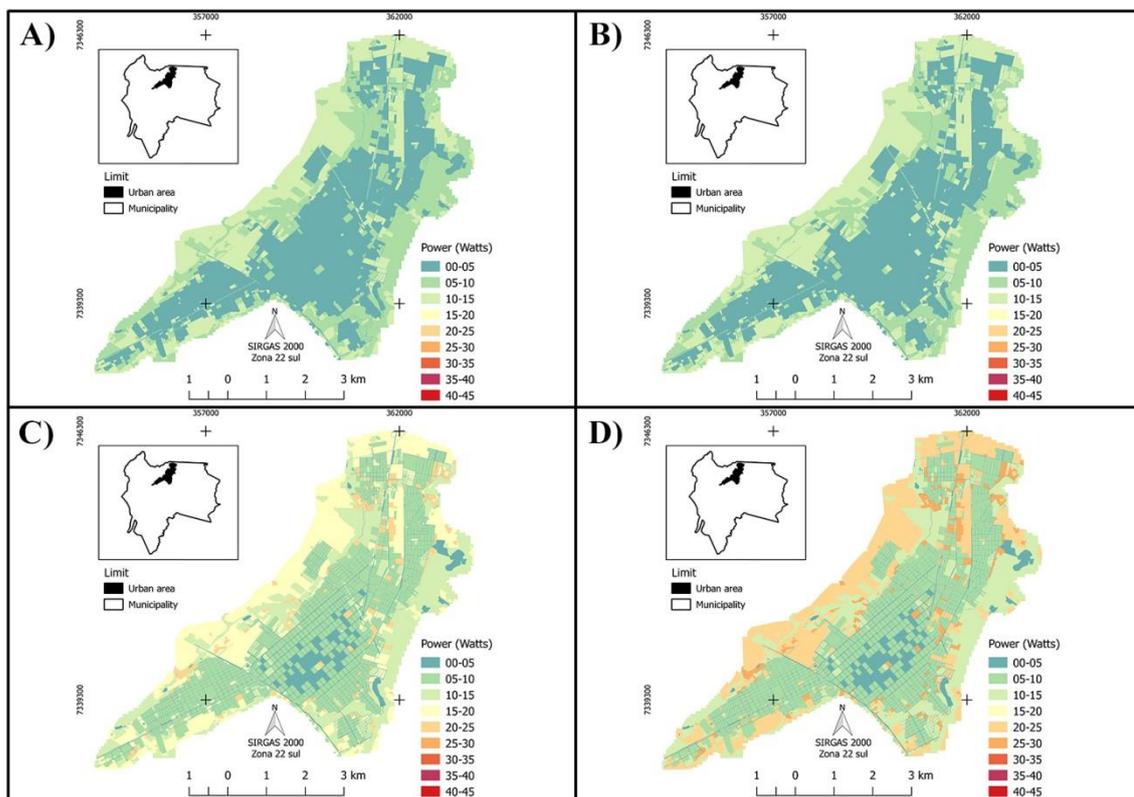


Figura 6 – Potencial eólico estimado com velocidade média a 10, 20, 30 e 40 metros de altura.

Os resultados referentes à velocidade média das máximas, classificadas pelas alturas de 10, 20, 30 e 40 metros, conforme a figura 7, apresenta baixa potência à 10 metros de altura, com uma grande área em azul. Porém a 20 metros pode-se identificar áreas com até 25 Watts nas margens da área de estudo. A 30 metros de altura, é possível identificar uma nova faixa de potência representada pela cor laranja-escuro de 30-35 Watts. Já em 40 metros pode-se observar que além do aumento de cor laranja no mapa como um todo, existe a ausência de área azul, menor faixa de geração, na região central onde possui o maior número de obstáculos para o vento, o que caracteriza que a essa altura com essa velocidade a quantidade de Watts gerado é maior que em qualquer outra altura ou velocidade do vento.

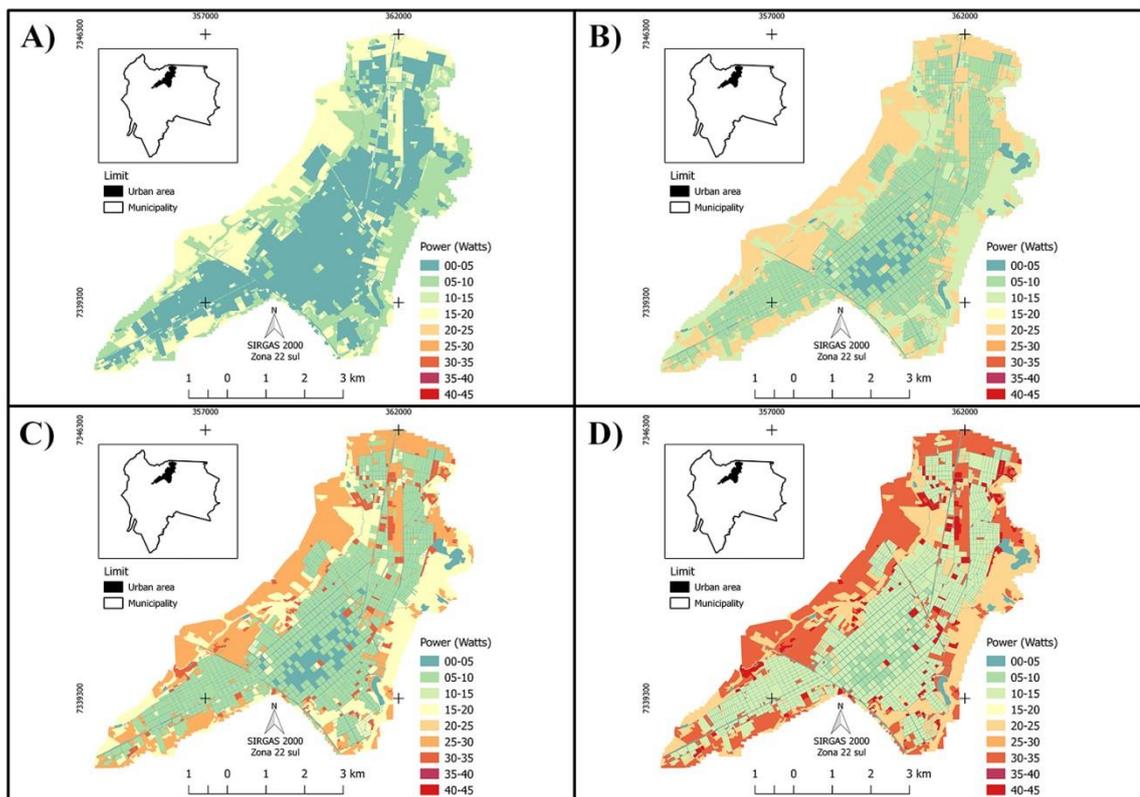


Figura 7 – Potencial eólico estimado com velocidade máxima a 10, 20, 30 e 40 metros de altura.



Nota-se que tanto para mínimas (figura 5) quanto para as médias (figura 6) há um baixo potencial eólico para a área urbana do município em questão. Todavia para as máximas nas alturas de 30 e 40 metros pode-se observar um maior potencial, entretanto as máximas são menos recorrentes.

Em geral, a influência dos obstáculos e rugosidade diminui em função da altura acima do solo e dos obstáculos. Isso significa que existe uma relação proporcional, quanto mais alta as turbinas estiverem instaladas, maiores serão as velocidades do vento registradas e como a potência depende diretamente da variável velocidade do vento, conseqüentemente aumenta a potência gerada (Freitas et al., 2018; Soundarapandian et al., 2020).

Essa relação de altura com velocidade do vento e por conseqüência geração de energia, foi evidenciado no trabalho de Parizotto et al. (2006) que chegou a registrar em Cascavel-PR, cidade próxima de Campo Mourão, a velocidade de 2,84 m/s em setembro. Entre os meses analisados, foi também o destaque com o maior registro, com estimativa de 15,14 W, valores semelhantes ao encontrado na área de estudo do presente trabalho. Porém é importante ressaltar que os dados dos trabalhos foram coletados em diferentes alturas. A similaridade dos valores se justifica, apesar da

diferença, devido às condições de altitude, onde quanto mais alto maior a velocidade, já que Cascavel possui 781m e Campo Mourão 616m, e o fator de rugosidade dos terrenos serem diferentes.

Em relação à potência, Campo Mourão apresentou com as médias das velocidades mínimas uma produção de 00 a 15 Watts, considerando as alturas de 10, 20, 30 e 40 metros. Já a estimativa com a velocidade média, foi obtida uma geração de 00 a 30 Watts e com a velocidade máxima média estimou-se uma geração contida na faixa de 00 a 45 Watts, considerando as mesmas alturas analisadas. Já o trabalho de Santos et al. (2006), os autores apresentaram em seus resultados uma variação de 00-21 Watts, e concluíram que a primavera e o inverno são as estações em que possibilita a viabilidade de geração de energia, conciliando com as informações encontradas na análise sazonal, onde a primavera obteve as maiores velocidades e o inverno com as velocidades mais constantes.

O trabalho de Sato (2015), também realizado no estado do Paraná, a coleta de dados da velocidade do vento foi semelhante ao do presente trabalho. À altura de 10 metros foi identificado registros médios de 4,03 m/s com estimativa de potência de 35,56 Watts, e estimou 5,32 m/s à 40 metros de altura com geração de 84 Watts, resultados com o dobro do valor para Campo Mourão. Porém Sato não considerou o fator de rugosidade do terreno, que entre outras variáveis, é um dado importante para a estimativa e aproveitamento da geração eólica. Já no trabalho de Santos et al. (2006) foi considerado o fator de rugosidade os valores não ultrapassaram os 3 m.s^{-1} , havendo, portanto, maior similaridade com os resultados para Campo Mourão apresentados neste trabalho.

Assim como na proposta de trabalho de Parizotto et al. (2006), Sato (2015) e Santos et al. (2006), este estudo tem como limitação, não ter avaliado o aquecimento do terreno de acordo com o uso e cobertura do solo, visto que sua influência interfira na velocidade do vento na camada limite da atmosfera (Lopes, 2003). Contudo aconselha-se que estudos futuros considerem a variável para resultados mais precisos.



4 CONCLUSÃO

De acordo com os dados analisados na normal climatológica, foi possível identificar uma velocidade média total de $2,49 \text{ m.s}^{-1}$ e com a direção predominante provinda do Leste (90°).

Os valores analisados para as médias, as médias das máximas e das mínimas, apresentam para os três grupos de dados, que os maiores desvios-padrões são encontrados nas maiores velocidades mensais. Ou seja, as maiores velocidade possuem uma inconsistência na continuidade do vento, obtendo desta forma maior variação durante um período, interferindo negativamente na geração e no tempo de vida do aerogerador. Na análise sazonal, a estação da primavera se destacou com a maior velocidade do vento, porém os ventos mais constantes foram identificados no inverno.

De acordo com a fotointerpretação, a área de estudo apresentou 37,61% de obstáculos com até 2 metros de altura, 59,77% de obstáculos maiores que 2 e menores que 10 metros e 2,63% com maiores de 10 metros de altura interferindo na velocidade do vento.

Com os mapas gerados foi possível identificar que independentemente de valores máximos, médios ou mínimos, a altura que possui maior potencial de geração é a 40 metros.



Conclui-se que potência eólica urbana no município de Campo Mourão não possui uma atratividade econômica, essa informação deve ser comprovada com estudos futuros pontuais na área urbana, isso porque as análises realizadas foram embasadas nas médias encontradas referente à Estação Meteorológica do município que fica localizado entre vales, onde o fator orográfico influencia na velocidade real dos ventos.

Quando há obstáculos, a velocidade do vento sofre influência que interferem nos dados e como o aferimento ocorre na Estação Meteorológica, é possível que o potencial eólico urbano seja maior que o analisado neste trabalho.

REFERÊNCIAS

Hosseinalizadeh, R. & Rafiei, E.S. & Alavijeh, A. S. & Ghaderi, S. F. 2017. Economic Analysis of Small Turbines in Residential Energy Sector in Iran. *Sustainable Energy Technologies and Assessments.*, 20: 58-71. doi.org/10.1016/j.seta.2017.02.018.

Timilsina, G. R. & Van Kooten, G. C. & Narbel, P. A. 2013. Global wind power development: Economics and policies. *Energy Policy*. 2013, 61: 642-652. doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.062.

Laudari, R. & Sapkota, B. & Banskota, K. 2018. Validation of Wind Resource in 14 localities of Nepal. *Renewable Energy*. 2018, 119:777-786. doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.068.

Song, M. & Chen, K. & Zhang, X. Wang, J. 2016. Optimization of Wind Turbine Micro-Siting for Reducing the Sensitivity of Power Generation to Wind Direction. *Renewable Energy*. 2016, 85: 57-65. doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.033.

Empresa De Pesquisa Energética. 2019. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019**: ano base 2018. Rio de Janeiro, 2019, 254 p.

Cruz, D. T. 2015. Micro e minigeração eólica e solar no Brasil: Propostas para desenvolvimento do setor. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo.

Empresa De Pesquisa Energética. 2017. **Balanco Energético Nacional 2017**: ano base 2016. Rio de Janeiro, 2017, 296 p.

Almeida, D. L. & Benassi, R. F. 2015. Crise hídrica e de energia elétrica entre 2014-2015 na região Sudeste. *Revista Hipótese*, Itapetininga, v.1 n.2, p.65-76, 2015.

Vergílio, Karen Evelline Perusso. 2012. Geração distribuída e pequenas centrais hidrelétricas: alternativas para a geração de energia elétrica no Brasil. 2012. 42 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistema de Energia e Automação). Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo.

Agência Nacional De Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 687, de 24 de Novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Brasília, 2015.

Camargo, Arilde Sutil Gabriel de. 2005. Análise da operação das usinas eólicas de Camelinho e Palmas e avaliação do potencial eólico de localidades do Paraná. 2005. 224 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia) – Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná.

Mendonça, Isabela M. & Lopes, Israel F. & Santos, João L. De C. & Fracetti, Tomaz A. P. 2019. Perspectivas de geração de energia eólica no Brasil. *Brazilian Journal of Development*, v.5, n.10, p.18598-18611, out.2019. doi 10.34117/bjdv5n10-110

Giannini, Marcio. & Dutra, Ricardo M. & Guedes, Vanessa G. 2013. Estudo prospectivo do mercado de energia eólica de pequeno porte no Brasil. *Brazil Windpower: conference & exhibition 2013*. Rio de Janeiro.

Alvares, C.A., Stape, J.L., Sentelhas, P.C., Gonçalves, J.L.M., Sparovek, G. Koppen's climate classification map for Brazil. *Meteorologische Zeitschrift*, v.22, n.6, p.711-728, 2013. doi 10.1127/0941-2948/2013/0507.

Caviglione, J. H. & Kiihl, L. R. B. & Caramori, P. H. & Oliveira, D. 2000. Cartas Climáticas do Paraná. Londrina: IAPAR, 2000, Acesso em 10 de maio de 2016. <http://www.iapar.br/modules/conteudo/conteudo.php?conteudo=677>.

Instituto Paranaense De Desenvolvimento Econômico E Social. Caderno Estatístico de Campo Mourão. Maio, 2016. Acesso em 10 de maio de 2016. <http://www.ipardes.gov.br/cadernos/MontaCadPdf1.php?Municipio=87300>.

Umeki, K. L. 2012. Estudo do transporte de sedimentos na bacia hidrográfica Rio do Campo, Campo Mourão – PR. 2012. Monografia (Graduação em Engenharia Ambiental). Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Kavasseri, R. G. & Seetharaman, K. 2009. Day-ahead wind speed forecasting using Farmuira models. *Renewable Energy* v. 34, p. 1388-1393.

Jeong, K. & Koo, C. & Hong, T. 2014. An estimation model for determining the annual energy cost budget in educational facilities using SARIMA (seasonal autoregressive integrated moving average) and ANN (Artificial Neural Network). *Energy*, v. 71, p. 71-79.

Ministério Da Agricultura, Pecuária E Abastecimento. Nota Técnica N° 001/2011/SEGER/LAIME/INMET – Rede de Estações Meteorológicas Automáticas do INMET. 2011.

Liddament, Martin W. 1996. *A Guide to Energy Efficient Ventilation*, AIVC, UK.

QGIS.org (2015). QGIS-Geographic Information System, Open Source Geospatial Foundation Project. <http://qgis.org>

SAS.Planet (2014). SAS.Planet Development Team. General Public License. <http://sasgis.org/>

Golding, E. W. 1976. *The Generation of Electricity by Wind Power*. London: E. & F.N. SPON. 332p. ISBN: 0-470-14986-8.

Paranhos, Beatriz R. & Rangel, Rafael H. O. & Sá, Reginaldo V. & Cataldi, Marcio. 2019. Wind power use capacity in rural áreas of complex topography via WRF model: a case study in a mountainous region in Rio de Janeiro state, Brazil. *Anuário do Instituto de Geociências*, v. 42, p. 52-63.

Instituto Nacional De Meteorologia. 2009. Normais Climatológicas do Brasil (1961-1990). Organizadores: Andrea Malheiros Ramos, Luiz André Rodrigues dos Santos, Lauro Tadeu Guimarães Fortes. Brasília, DF: INMET.

Lopes, Iug & Cerqueira Júnior, Euvaldo P. De. & Melo, Juliana M. M. & Leal, Brauliro G. 2017. Wind power generation potential in the San Francisco Submiddle. *Journal of Environmental Analysis and Progress*, V.02, N.04, p.330-340.

Nascimento, A. & Maldaner, S. & Maran, V. & Degrazia, G. A. & Roberti, D. R. & Moreira, V. S. & Diaz, M. B. & Stefanello, M. B. & Rizza, U. 2018. Evaluation of Wind Potential in a Region of Southern Brazil. *Ciência e Natureza*, v.40, p. 100-106.

MAPPING THE WIND POTENTIAL FOR MICRO AND MINI POWER GENERATION AS A SUSTAINABLE ALTERNATIVE FOR A SMALL MUNICIPALITY IN SOUTHERN BRAZIL

ABSTRACT

This study aimed to map the wind potential for micro and mini power generation for Campo Mourão, State of Paraná, as an alternative power generation in southern Brazil. Monthly data from a historical series of 36 years (1980 - 2015) of INMET were analyzed and linked to land use. For this purpose, the SASPlanet application, with Bing image, was used to collect the urban area. The software QGis 2.14 was used for photointerpretation, which defined the height of the obstacles and their respective class of roughness factor. These data were linked in the formula in a Spring 5.4.2 algorithm, in order to estimate the speeds in 10, 20, 30 and 40 meters in height besides their respective generation potentials. The climatological normal had a mean total speed of 2.49 m.s^{-1} , a mean minimum speed of 2.05 m.s^{-1} , a mean maximum speed of 2.92 m.s^{-1} and a predominant direction from the East. The photointerpretation identified 37.61% area with obstacles up to 2 meters high, 59.77% between 2 and 10 meters and 2.63% with more than 10 meters. The resulting speeds of the algorithm identified the largest standard deviations at the highest speeds. The maps pointed out that regardless of the average, the highest potential for power generation occurs at 40 meters.

Keywords: wind potential, urban, mapping, wind speed.



1 INTRODUCTION

Over the years, the intensive use of fossil fuels, together with high crude oil prices and environmental problems, has led to increased attention worldwide to obtain new sources of energy resources (Hosseinalizadeh et al. 2017).

In this scenario, to reduce dependence on fossil fuels, it became necessary to diversify the portfolio of energy supply to cleaner and more sustainable sources of energy, especially renewable energies (Timilsina, Van Kooten and Narbel, 2013).

As a response to the oil crisis, climate change and environmental issues, in the 1970s, there was an incentive for technologies to implement wind energy (Laudari, Sapkota and Banskota, 2018). According to Song et al. (2016), among all renewable energy sources, wind energy is the only one with the most developed technologies of use. Currently, the world is in a moment of transition between the current economic model and a sustainable model, based on renewable energies (Cruz 2015). In this

scenario, the Brazilian electricity matrix is based mainly on hydroelectric generation and, according to the National Energy Balance (BEN, 2017), it accounted for 68.1% of all generation in 2016. However, Almeida and Benassi (2015) warn that water shortage that regularly affects the Northeast region of Brazil, has also affected the Southeast region in recent years (2014-2015), because since 2013 this region has reduced levels of its reservoirs.

The water crisis interferes not only at the regional level but also at the national level, but the micro and mini power generation distributed serves as an alternative and decentralized reserve to assist in the branching of electric power generation and to meet the needs such as: excess of peak demand, coverage of blackouts and improvement of the quality conditions of supply in regions with service deficits (Vergílio 2012).

In order to minimize the bureaucratization of the connection process of small power plants in the distribution network, the Brazilian National Electric Energy Agency - created to regulate the Brazilian electricity sector, together with the Ministry of Mines and Energy - published Normative Resolution 482/2012, as amended by Normative Resolution 687/2015. According to Law, microgeneration (system with installed capacity of up to 75 kW) and distributed minigeneration (system with installed capacity ranging from 75 kW to 5 MW) consists of the production of electricity from small power plants that use renewable sources (hydraulic, solar, wind, biomass or qualified cogeneration) connected to the distribution network through facilities of consumer units (ANEEL 2015).

Among the renewable sources mentioned by the normative, one of the highlights that has been highlighted as an alternative source of energy for the production of electricity is the use of technologies for wind energy. In the State of Paraná, in southern Brazil, the study of wind power began in 1994 with the initiative of Companhia Paranaense de Energia (COPEL), in order to identify areas with better conditions for the use of wind at great heights (50, 75 and 100 meters). Different from expectations, the maps generated indicate that the most favorable areas are not the coastal areas, but those with higher altitude such as the municipality of Palmas, located in South-Central region of the state, which contains the first wind farm in the south of the country (Camargo 2005).

The studies presented in the Atlas of Brazilian Wind Potential were important for the knowledge in the implementation of large wind farms. However, Cruz (2015)

explains that the heights of interest for micro and mini power generation are between 10 and 40 meters, and the Atlas cannot be applied to this class of electricity generation. In the work of Giannini, Dutra and Guedes (2013), the authors emphasize that the Brazilian potential for wind power in small wind turbines is not yet fully known, a factor that is due to the absence of a specific Aeolian Atlas.

Thus, this study aimed at mapping the wind potential for micro and mini power generation in the urban area of a small Brazilian municipality. It is expected that the methodology and the results obtained in the analyses contribute to the dissemination of the advantages and help in the implementation of small wind farms.

2 MATERIAL AND METHODS

2.1 Study area

This study was developed in the municipality of Campo Mourão, State of Paraná (Fig. 1), located in the South of Brazil, 460 km from Curitiba, Capital of the State of Paraná, and 90 km from Maringá, a median city of economic importance for the State, situated at latitude $24^{\circ}02'44''$ S, longitude $52^{\circ}22'59''$ W and altitude of 585 meters.

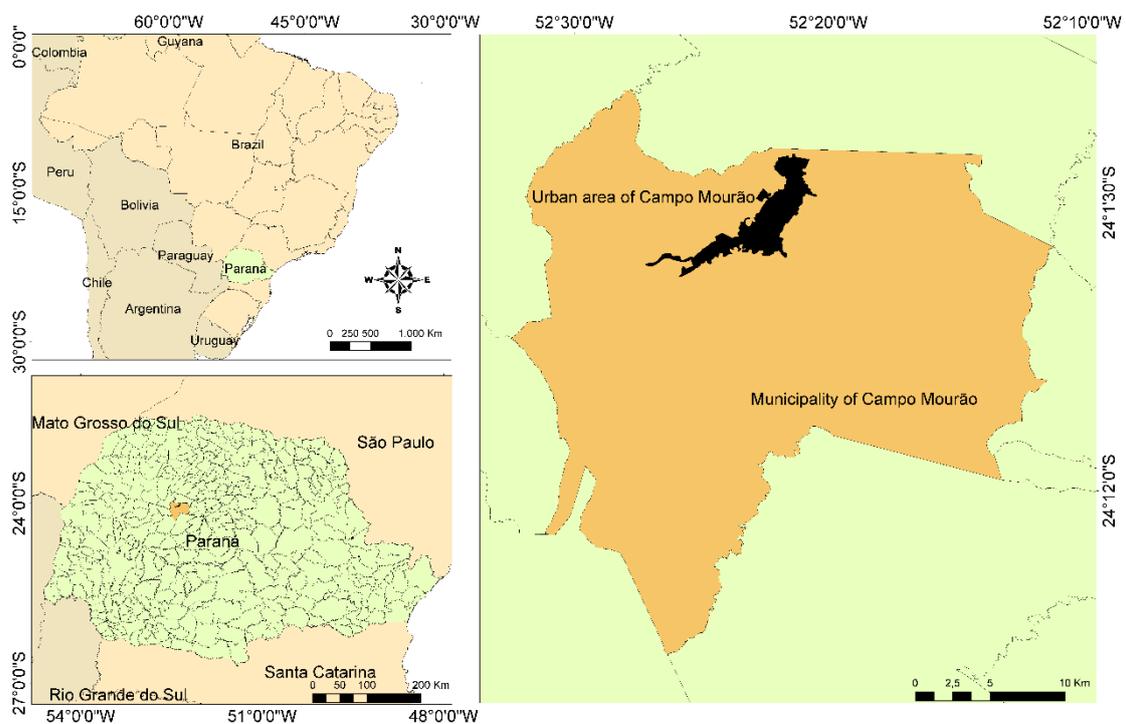


Figure 1 – Location of the urban area in the municipality of Campo Mourão, State of Paraná.

Campo Mourão is inserted in a climatic type defined as Cfa - mesothermal

subtropical climate (Alvares et al. 2013), characterized by hot summers, in which the warmest quarter (December, January and February) has an average of 26-28°C, with concentration of rainfall in the summer and drought in the winter period and infrequent frosts, and the coldest quarter (June, July and August) presents average temperatures of 15-17°C. The annual mean temperature for the municipality is defined as 20-21°C (Cavaglione et al., 2000).

The municipality is mainly agricultural, being great producer of grains. According to the Paraná Institute of Economic and Social Development (IPARDES, 2016), the main cultivated products are soybeans with 53,500 ha, followed by wheat with 14,000 ha and finally corn with 11,600 ha of mechanized planting in predominantly soft/wavy relief (Umeki 2012).

2.2 Wind Potential Mapping

Knowledge of wind behavior is essential for wind power projects, and many studies use observations from the historical wind speed series acquired through meteorological stations. These studies use spatial and temporal analyses for wind speed prediction modeling (Kavasseri and Seetharaman 2009) or for budgetary organization (Jeong, Koo and Hong, 2014).

In this study, we performed a data analysis of the historical series of 36 years (1980-2015) using the Meteorological Database for Teaching and Research (BDMEP), managed by the National Institute of Meteorology (INMET). Descriptive statistics were performed as monthly and annual mean, in addition to their respective standard deviations, in order to characterize wind behavior. These data served as a basis for the subsequent phase, which defined the average speed at different heights, pertinent to micro and mini power generation, from the known height.

In order to determine the best height for the wind turbines, it was necessary to know the average wind speeds. As the micro and mini power generation falls within a range between 10 and 40 meters in height, speeds were analyzed in four different heights to define the best choice, being 10, 20, 30 and 40 meters.

It is important to emphasize that the available wind data are usually collected in meteorological stations located in open spaces, far from the roughness of the city. For this reason, it is essential to correct values for urban areas or to apply roughness factors with higher values.

According to the Ministry of Agriculture, Livestock and Food Supply (2011), Technical Note 001/2011/SEGER/LAIME/CSC/INMET, which rules INMET's Automatic Weather Station Network, the wind speed in the stations is measured at a height of 10 meters from the ground. This value must be corrected according to the height of influence of the obstacle of the wind turbine, in this case, the constructions.

For this, the methodology defended by Liddament (1996) was used, which applies the formula to estimate the speed of the wind at the height of the openings of buildings. This formula is used in architectural projects with the purpose of estimating the use of natural ventilation in buildings. This methodology was chosen due to the expected behavior of the results, since it takes into account the height and the interference caused by the contact of the wind with the obstacles.

According to Liddament (1996), the equation that corrects the wind speed in the openings is as follows:

$$\frac{V}{V_m} = k * z^a$$

(1)



where:

V: average wind speed (m/s) at desired height;

V_m: average wind speed (m/s) at the meteorological station at 10 meters high;

k, a: coefficients according to terrain roughness (Table 1);

z: desired height

Table 1- Coefficients to determine wind speed for different heights and terrain.

Building Location	k	a
Flat Open Field	0.68	0.17
Field with Some Barriers	0.52	0.20
Urban Environment	0.35	0.25
Downtown	0.21	0.33

Source: adapted from Liddament (1996)

To know the average speed of the winds in a new height, it is necessary to know the height of the buildings inserted in the urban area. For this, we used Bing Maps images from the urban area of the city of Campo Mourão, State of Paraná; the images were obtained using the SAS PLANET software and inserted in a database in Qgis and by means of photointerpretation, we identified the higher buildings according to the shadow projected by the incidence of the Sun at the moment of image capture.

For the identification of the buildings, the Google Earth software was used in Street View mode, where it was possible to identify the building and estimate the number of floors of each building, later all the buildings were visited in loco to confirm the number of floors.

According to the speeds of the winds estimated by the formula and the roughness factor of the defined terrain, the choice of the wind turbines that best fit the meteorological and urbanistic situations characterized in the area could be made. The choice of wind turbine should take into account the data analyzed so far, i.e. by the overall configuration of the wind system, allied with the type of application and expected power.

To determine the average local wind power in Watts (W), Golding (1976) took into account the air density (ρ), the rotor swept area (A) and the displacement of a mass of air (m) at a speed (v_1). The following equation was used:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad (2)$$

Where:

P_v : Average wind power in Watts (W);

ρ : Dry air density = 1.225 Kg/m³;

A: Rotor swept area (m²);

v_1 : Average wind speed (m/s).

With the end of the correlations between the obtained data, programming lines were elaborated in the Legal Program (Spatial Language for Algebraic Geoprocessing) of Spring 5.3, which was essential in the connection of the classification made with the roughness factor of the terrain and the equations 1 and 2. As a result of the created algorithm, thematic maps compartmentalized the city of Campo Mourão into classes differentiated according to the height of the buildings and according to the different generation ranges.

3 RESULTS AND DISCUSSION

Climatological Normal

Statistical calculations for the identification of the climatological normal, according to the historical series of 36 years defined between 1980 and 2015, resulted in the average total speed of the winds, as well as their standard deviation, upper limits

(mean maximum velocity) and lower limits (mean minimum speed) and the predominance of the direction of the winds (Table 2) in the city.

Table 2 – Climatological normal of the historical series from 1980 to 2015 for the city of Campo Mourão, State of Paraná.

Climatological parameters	Values
Total average speed of the historical series	2.49 m.s ⁻¹
Average Standard deviation	0.43
Mean Minimum speed	2.05 m.s ⁻¹
Mean Maximum speed	2.92 m.s ⁻¹
Wind Direction Predominance	90º

According to the Climatological Normals of Brazil (1961-1990) of the National Institute of Meteorology (INMET, 2009) the predominant direction of the wind in the municipality of Campo Mourão, State of Paraná, is from East (E). As the direction of the winds, obtained from the meteorological station, is indicated by the degrees, the climatological normal presented the statistical result of 90º for the climatological parameter “predominance of the direction of the winds”. It is important to emphasize that the degrees are counted from the geographic north, clockwise, so at 90º from the north means that the result obtained in the statistical analyses performed with the historical series data are consistent with the result set out in the book.

In a study of the wind potential in the submiddle São Francisco, Lopes et al. (2017) identified mean total speed, from the historical series of 4 years (2013-2016), for the daytime of 4.25 m.s⁻¹, and for the nighttime of 3.85 m.s⁻¹. However, the authors concluded that regardless of whether it is day or night, the predominance of the winds in the study area comes from the Southeast. Both the speed and the direction of the winds differ mainly due to the study area being located in different regions of Brazil with distinct reliefs and climates, being Campo Mourão in the South of the country and the submiddle São Francisco in the northeast of Brazil

Wind Speed

Levando em consideração as análises estatísticas realizadas para identificar a normal climatológica da cidade de Campo Mourão – PR, obtiveram-se dados mensais de velocidades médias, os valores de desvio padrão e os valores de máximos e mínimos conforme mostra a Table 3.

Table 3 – Monthly descriptive statistics of the historical series (1980 - 2015) of the city of Campo Mourão, State of Paraná.

Months	Mean speed (m/s)	Standard deviation	Maximum speed (m/s)	Minimum speed (m/s)
--------	------------------	--------------------	---------------------	---------------------

January	2.33	0.42	2.74	1.91
February	2.28	0.39	2.67	1.88
March	2.45	0.47	2.92	1.98
April	2.48	0.41	2.89	2.07
May	2.30	0.42	2.72	1.88
June	2.25	0.34	2.59	1.90
July	2.43	0.40	2.84	2.03
August	2.55	0.44	2.99	2.11
September	2.83	0.44	3.27	2.39
October	2.79	0.57	3.36	2.21
November	2.71	0.50	3.21	2.21
December	2.46	0.40	2.86	2.06

According to Table 3, it can be observed that at the mean speed, the two extreme values found are: 2.83 m.s⁻¹ as the highest value, for September and 2.25 m.s⁻¹ as the lowest value, corresponding to the month of June.

In a study of evaluation of the wind potential in a region of southern Brazil, Nascimento et al. (2018) observed that the extreme values of mean speed recorded were, for the highest value, 2.92 m.s⁻¹ in September and for the lowest value, 1.91 m.s⁻¹ in March. It is noteworthy that the study was carried out with a historical series of 5 years at a height of 50 meters. Similar values were reported by Amoo (2012) in a study conducted in two sites in Southwest Nigeria, for a historical series of 20 years and a height of 10 meters, presenting extreme mean speeds ranging from 2.0 m.s⁻¹ for the lowest value to 5.0 m.s⁻¹ for the highest value.

In turn, the extreme values of maximum speed are 3.36 m.s⁻¹ as the highest value, referring to October and 2.59 m.s⁻¹ as the lowest value, corresponding to June. Finally, the minimum speed values are: 2.39 m.s⁻¹ as the highest value, for the month of September and 1.88 m.s⁻¹ as the lowest value, corresponding to the months of May and February.

All data have the same characteristic, where the highest speed values (maximum, mean and minimum) have a standard deviation greater than the lowest values. The extreme values of standard deviation were 0.57 as the highest value and 0.34 for the lowest value. The greatest inconstancy was identified as referring to the speed of 3.36 m.s⁻¹ for October in the column of the maximum speed.

With the data of maximum, mean and minimum velocities obtained in the climatological normal, along with the formula of correction of speed of the winds, it was possible to estimate the speeds in the heights determined by this study, as listed in Table 4.

Table 4 – Speeds estimated according to the different heights and roughness factors of the city of Campo Mourão, State of Paraná.

Height	Maximum speed	Mean speed	Minimum speed
10	2.94	2.50	2.06
20	3.31	2.82	2.32
30	3.68	3.13	2.58
40	3.96	3.38	2.78

For the speed (maximum, mean and minimum), it was found that the best performance in relation to height is achieved in the range of 40 meters, this can be explained, according to Sato (2015), due to the lower interference of the terrain roughness in the wind shear with the plane under which it travels.

Height of obstacles

The mapping of obstacles encountered (any wind block that may interfere with wind speed and/or wind direction, such as buildings, forests and crops), classified by building heights can be seen in Figure 2.

The urban area was classified into three major classes, on the map the yellow color represents obstacles up to two (2) meters high. Therefore, lawn areas, without vegetation, cultivated land, water, streets and mining are included in this class, totaling 37.61% of the total area covered.

In orange is the class for obstacles greater than 2 (two) and less than 10 (ten) meters, including therefore urban areas without tall buildings, forests, terrain with many trees and few structures and areas with few trees. This class represents 59.77% of the urban area of the municipality, identified as the largest portion of the area coverage.

The area identified by the red color belongs to obstacles greater than 10 (ten) meters in height. This class includes only the urban area with tall buildings. Its percentage corresponds to only 2.63%, considered as the smallest portion of coverage in the area.



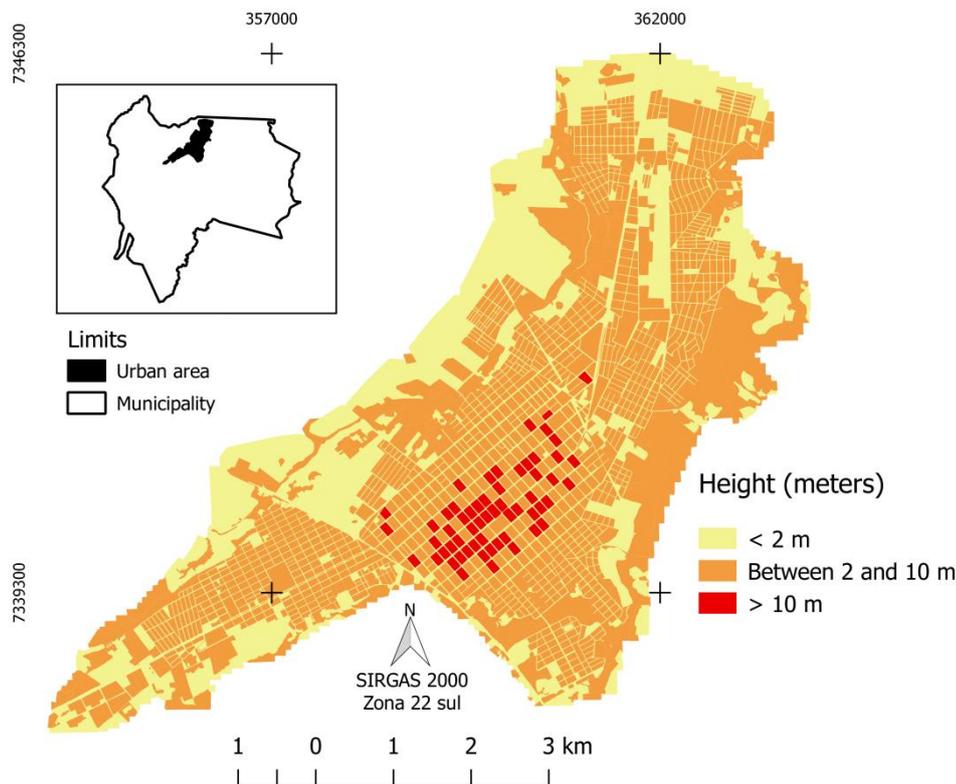


Figure 2 – Height of the obstacles identified by satellite image of the city of Campo Mourão, State of Paraná.

The major obstacles are located in the center of the city represented by the buildings (Figure 2), as Morigi and Bovo (2016) emphasized when explaining in their study that the verticalization in the city of Campo Mourão is concentrated in the central region, which justified this condensation due to the infrastructure, commerce and services installed there.

The city of Campo Mourão has been increasing since the construction in 1970 of the first high building containing 8 floors, thus achieving a considerable economic growth, which resulted in a significant increase in the number of buildings, especially from the 2000s, that is, the verticalization of the municipality is very recent. This factor explains its small portion of obstacles above 10 meters, represented by the high buildings (Morigi, 2015).

Wind power

In order to calculate wind power, it was necessary to use wind turbines as parameters, since the rotor area is one of the variables of the formula that expresses the value in Watts (W). In order to do so, we chose to analyze two wind turbine models, with Air 40 representing microgeneration and Skystream Land for mini generation (Table 5).

Table 5 – Technical specifications of the wind turbines used for the calculation of wind power of Campo Mourão, State of Paraná.

Technical specifications	Air 40	Skystream Land
Rotor Area	1.17 (m)	3.72 (m)
Wind to Start Generation	3.13 (m/s)	3.5 (m/s)
Nominal Power	0.16 (kW)	2.4 (kW)
Production of energy	40 kWh/month at 5.8 (m/s)	400 kWh/month at 5.4 (m/s)
Weight	5.9 (kg)	77 (kg)

The wind speed to start power generation of the Skystream Land wind turbine is 3.5 (m/s), i.e. according to Table 4, this wind turbine would only produce energy at least 30 meters height and using as base the mean maximum speed, where the mean at that height is recorded at 3.68 (m/s). This limitation can be justified, according to Sousa, Junior and Sousa (2018) due to the variation in the mean speed for each period and that the wind speed is directly proportional to the power generated by the turbine.

As shown above, the generation range of the mean maximum velocity is the one with the highest standard deviation, which means that there is greater variation in wind speeds, sometimes being larger and sometimes smaller, and it can therefore be impossible to generate with any inconsistency of the wind. Similar results were observed by Pearre and Swan (2018), who emphasized that wind speed events may change as they encounter different types of terrain and travel different distances.

The rotor area also defines the speed required to start the generation, the larger the area, the greater the speed required. For this reason, the study of the wind potential of Campo Mourão was carried out based on only one (1) Air 40 wind turbine (microgeneration). Like wind speed, the higher the height, the greater the wind power. Therefore, the highest power was identified at 40 meters in height (Table 6) for all speeds (maximum, mean and minimum).

Table 6 – Power estimates by Air 40 wind turbine, with rotor of 1.17 meters in diameter.

Height	Maximum power (Watts)	Mean power (Watts)	Minimum power (Watts)
10	16.68	10.34	5.77
20	23.85	14.79	8.25
30	32.72	20.29	11.32
40	40.95	25.39	14.17

With the different speed mean values (maximum, mean and minimum), together with the roughness factor of the blocks and the type of wind turbine selected, it was possible to construct the wind potential maps, containing the power estimation considering factors such as wind speeds and the height of the wind turbine.

A total of 12 maps were generated, distributed in 3 (three) groups of maps, differentiated by wind speed (minimum, mean and maximum), each group with pre-defined heights (10, 20, 30 and 40 meters). The first group refers to the mean minimum speed, according to Figure 3.

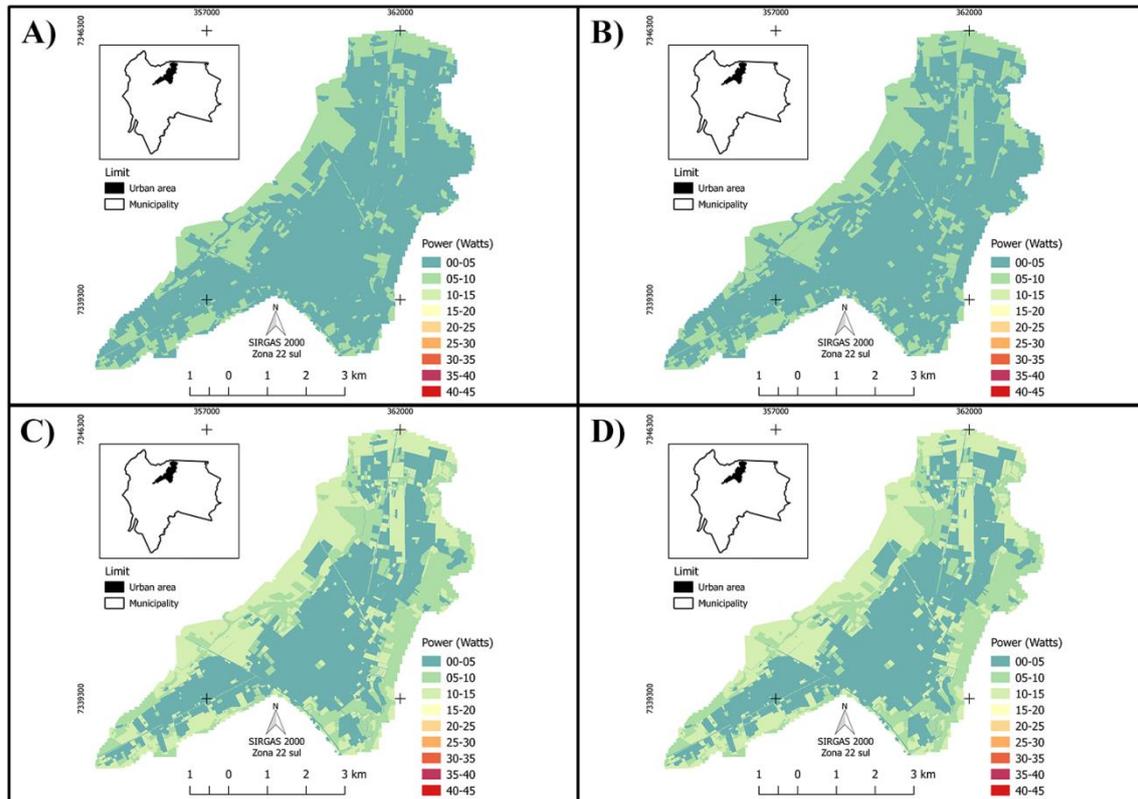


Figure 3 – Power estimate with the mean of minimum speed values at 10, 20, 30 and 40 meters high.

The first group (Figure 3) presents an estimated potential mapping with the mean minimum speed values, the result shows that practically the whole area is in blue which represents the generation of energy between 00 and 05 Watts. There are few green spots in the range of 5- 10 Watts, especially for heights of 10 and 20 meters. At 30 and even 40 meters in height, the maximum power reached was 10 -15 Watts per wind turbine, being that in those last two bands of height, there were no differences in power.

The result of the mean wind speed (Figure 4) shows the mapping where the 10- and 20-meters heights have the same characteristics of the maps presented with the mean of the minimum speed values (Figure 3), considered the lowest indices of power. However, in the heights of 30 and 40 meters, one can observe the presence of yellow colors represented by the range of 15-20 Watts, light orange where the range is 20-25

Watts and orange between 25-30 Watts, this indicates greater power when compared to Figure 3.

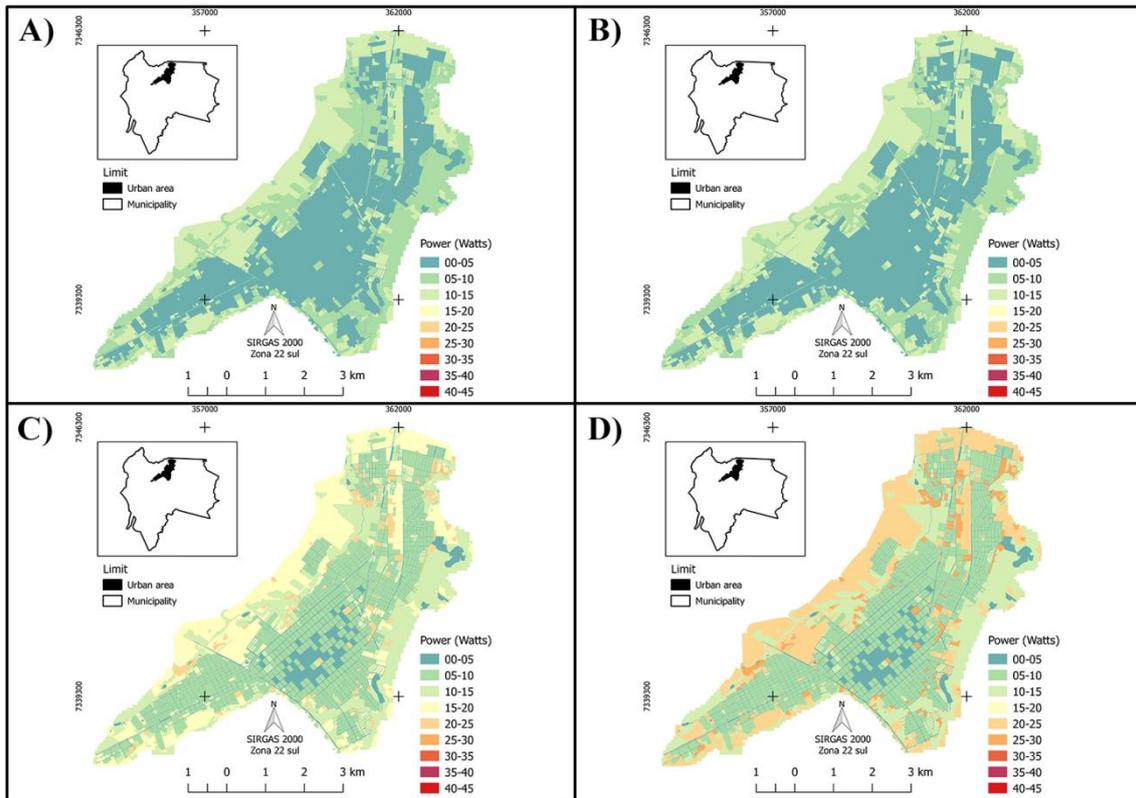


Figure 4 – Wind power estimate with the mean speed values at 10, 20, 30 and 40 meters high.

The results referring to the mean maximum speed, classified by the heights of 10, 20, 30 and 40 meters, according to Figure 5, present low power at 10 meters in height, with a large area in blue. However, at 20 meters, it is possible to identify areas with up to 25 Watts on the edges of the study area. At 30 meters high, it is possible to observe a new power range represented by the dark orange color of 30-35 Watts. In turn, at 40 meters, it can be observed that besides the increase of orange color in the map as a whole, there is the absence of blue area, smaller generation range, in the central region where it has the largest number of obstacles to wind, which characterizes that at this point at this speed the amount of Watts generated is greater than at any other height or wind speed.

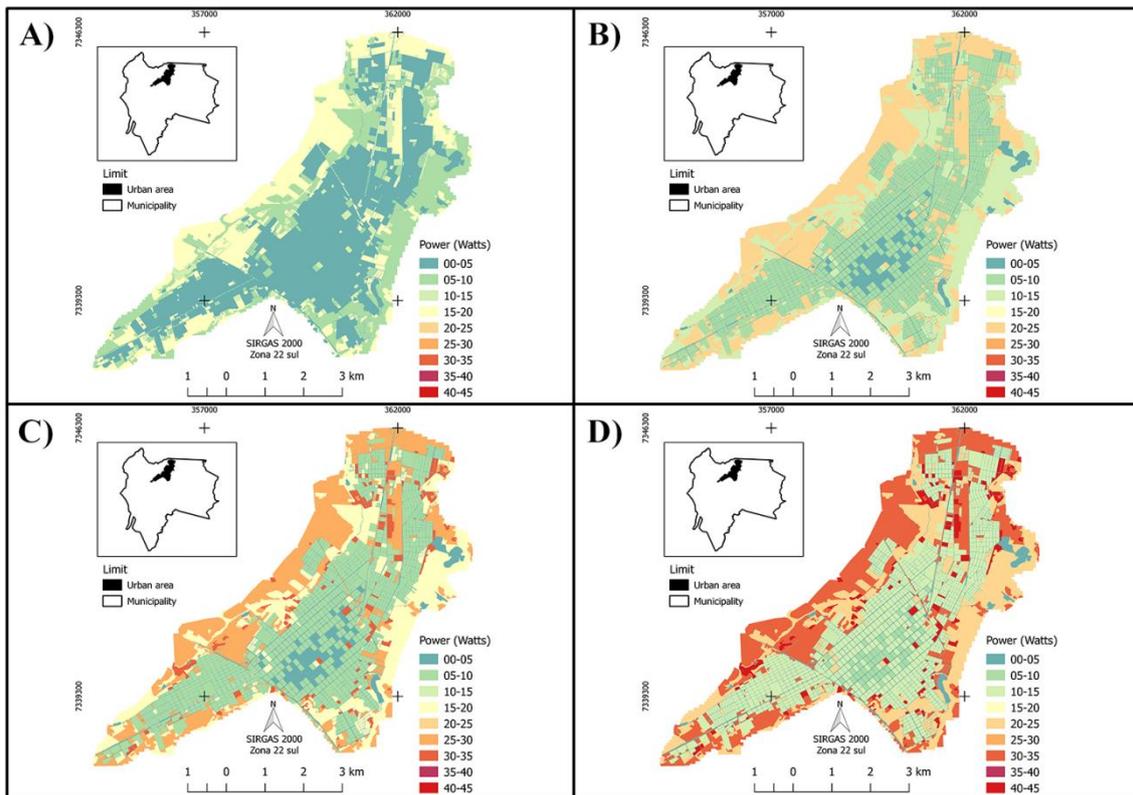


Figure 5 – Wind power estimate with the maximum speed values at 10, 20, 30 and 40 meters high.

For both minimum (Figure 3) and mean (Figure 4), there is a low wind potential for the urban area of the municipality in question. However, for the maximum for the heights of 30 and 40 meters, it can be observed a greater potential, however the maximums are less recurrent.

According to Sato (2015) in a study conducted in Cascavel (medium city of approximately 270 thousand inhabitants to the west of Campo Mourão), the mean speed for height of 10 meters was 4.03 m.s^{-1} , from 4.84 m.s^{-1} at 25 meters and 5.32 m.s^{-1} at 40 meters, but the study disregarded the roughness factor of the urban area. In the work of Santos et al. (2006) also in the city of Cascavel and considering the roughness factor, the values did not exceed 3 m.s^{-1} , therefore, there is a greater similarity with the results for Campo Mourão presented in the present study.

Our results presented for Campo Mourão are also similar to the results of Ramos and Seidler (2011), who identified a mean wind speed at the Meteorological Station of the State of Rio Grande do Sul, located at the Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões URI Campus de Santo Ângelo, with approximately 2.5 m.s^{-1} , based on a historical series of 6 (six) years from 1989 to 1994, concluding that it is possible to generate energy with small wind turbines at this speed, assisting small enterprises with the costs of energy consumption.

According to Teixeira (2013) who developed a study on the wind potential in Lisbon, Portugal, it was possible to observe that the speed of the winds was registered in a range between 11.26 and 13.45 m.s⁻¹ (2009-2013), and concluded that for an Omniflow OM 3.8 turbine at an average speed of 12 m.s⁻¹, the turbine power would be 1.08 kW.

In Campo Mourão, the analysis of the wind potential with the mean minimum speeds showed a production of 00 - 15 Watts, considering the heights of 10, 20, 30 and 40 meters. The estimate with mean speed obtained a generation of 00 - 30 Watts and with the mean maximum speed, a generation in the range of 00 - 45 Watts, considering the same heights analyzed. On the other hand, in Santos et al. (2006), the authors presented a variation of 00-21 (W), and concluded that spring and winter are the seasons which allow the viability of energy generation.

The study of Brackmann et al. (2009) also identified the higher wind speeds of the central region of the State of Rio Grande do Sul during the winter and spring seasons, considering the importance of further analysis of wind energy complementarity with other energy sources in the subsequent seasons. This information is in agreement with the result of Lopes et al. (2017), which identified the presence of an annual cycle, where the highest speeds found in North Dakota occur in the second half of the years analyzed.



4 CONCLUSION

Based on the data analyzed in the climatological normal, it was possible to identify a mean total speed of 2.49 m.s⁻¹ with the predominant direction coming from the East (90°). The values analyzed for the means, the means of the maximum and the minimum, indicate that for the three groups of data the highest standard deviations are found at the highest speeds. In other words, the higher speeds have an inconsistency in the wind continuity, obtaining in this way greater variation during a period, interfering negatively with the generation and the life time of the wind turbine.

According to the photointerpretation, the study area presented 37.61% obstacles with up to 2 meters in height, 59.77% obstacles greater than 2 and less than 10 meters and 2.63% with obstacles greater than 10 meters in height interfering with wind speed.

The generated maps allowed to identify that regardless of maximum, mean or minimum values, the height with the highest generation potential is 40 meters.

It is concluded that urban wind power in the municipality of Campo Mourão does not present economic attractiveness, this information must be proven with future punctual studies in the urban area, because the analyses were based on the mean values found referring to the meteorological station of the municipality that is located between valleys, where the orographic factor influences the actual speed of the winds.

When there are obstacles, the wind speed suffers from influences that interfere with the data and as the calibration occurs in the Meteorological Station, it is possible that the urban wind potential is greater than the analyzed herein.

REFERENCES

Hosseinalizadeh, R.; Rafiei, E.S.; Alavijeh, A. S.; Ghaderi, S. F. 2017. Economic Analysis of Small Turbines in Residential Energy Sector in Iran. *Sustainable Energy Technologies and Assessments.*, 20: 58-71. doi.org/10.1016/j.seta.2017.02.018.

TIMILSINA, G. R.; VAN KOOTEN, G. C.; NARBEL, P. A. 2013. Global wind power development: Economics and policies. *Energy Policy.* 2013, 61: 642-652. doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.062.

LAUDARI, R.; SAPKOTA, B.; BANSKOTA, K. 2018. Validation of Wind Resource in 14 localities of Nepal. *Renewable Energy.* 2018, 119:777-786. doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.068.

SONG, M.; CHEN, K.; ZHANG, X. WANG, J. 2016. Optimization of Wind Turbine Micro-Siting for Reducing the Sensitivity of Power Generation to Wind Direction. *Renewable Energy.* 2016, 85: 57-65. doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.033.

CRUZ, D. T. 2015. Micro e minigeração eólica e solar no Brasil: Propostas para desenvolvimento do setor. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2017. **Balanco Energético Nacional 2017**: ano base 2016. Rio de Janeiro, 2017, 296 p.

ALMEIDA, D. L.; BENASSI, R. F. 2015. Crise hídrica e de energia elétrica entre 2014-2015 na região Sudeste. *Revista Hipótese*, Itapetininga, v.1, n.2, p.65-76, 2015.

VERGÍLIO, Karen Evelline Perusso. 2012. Geração distribuída e pequenas centrais hidrelétricas: alternativas para a geração de energia elétrica no Brasil. 2012. 42 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistema de Energia e Automação). Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 687, de 24 de Novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST. Brasília, 2015.

CAMARGO, Arilde Sutil Gabriel de. 2005. Análise da operação das usinas eólicas de Camelinho e Palmas e avaliação do potencial eólico de localidades do Paraná. 2005. 224 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia) – Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná.

GIANNINI, Marcio. DUTRA, Ricardo M. GUEDES, Vanessa G. 2013. Estudo prospectivo do mercado de energia eólica de pequeno porte no Brasil. Brazil Windpower: conference & exhibition 2013. Rio de Janeiro.

ALVARES, C.A., STAPE, J.L., SENTELHAS, P.C., GONÇALVES, J.L.M., SPAROVEK, G. Koppen's climate classification map for Brazil. *Meteorologische Zeitschrift*, v.22, n.6, p.711-728, 2013. doi 10.1127/0941-2948/2013/0507.

CAVIGLIONE, J. H.; KIHLE, L. R. B.; CARAMORI, P. H.; OLIVEIRA, D. 2000. Cartas Climáticas do Paraná. Londrina. IAPAR, 2000. Acesso em 10 de maio de 2016. <http://www.iapar.br/modules/conteudo/conteudo.php?conteudo=677>.



INSTITUTO PARANAENSE DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. Caderno Estatístico de Campo Mourão. Maio, 2016. Acesso em 10 de maio de 2016. <http://www.ipardes.gov.br/cadernos/MontaCadPdf1.php?Municipio=87300>.

UMEKI, K. L. 2012. Estudo do transporte de sedimentos na bacia hidrográfica Rio do Campo, Campo Mourão – PR. 2012. Monografia (Graduação em Engenharia Ambiental). Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

KAVASSERI, R. G.; SEETHARAMAN, K. 2009. Day-ahead wind speed forecasting using Farmuira models. *Renewable Energy* v. 34, p. 1388-1393.

JEONG, K.; KOO, C.; HONG, T. 2014. Na estimation model for determining the annual energy cost budget in educational facilities using SARIMA (seasonal autoregressive integrated moving average) and ANN (Artificial Neural Network). *Energy*, v. 71, p. 71-79.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO. Nota Técnica Nº 001/2011/SEGER/LAIME/INMET – Rede de Estações Meteorológicas Automáticas do INMET. 2011.

LIDDAMENT, Martin W. 1996. *A Guide to Energy Efficient Ventilation*, AIVC, UK.

GOLDING, E. W. 1976. *The Generation of Electricity by Wind Power*. London: E. & F.N. SPON. 332p. ISBN: 0-470-14986-8.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. 2009. Normais Climatológicas do Brasil (1961-1990). Organizadores: Andrea Malheiros Ramos, Luiz André Rodrigues dos Santos, Lauro Tadeu Guimarães Fortes. Brasília, DF: INMET.

LOPES, Iug; CERQUEIRA JÚNIOR, Euvaldo P. de.; MELO, Juliana M. M.; LEAL, Brauliro G. 2017. Wind power generation potential in the San Francisco Submiddle. *Journal of Environmental Analysis and Progress*, V.02, N.04, p.330-340.

NASCIMENTO, A.; MALDANER, S.; MARAN, V.; DEGRAZIA, G. A.; ROBERTI, D. R.; MOREIRA, V. S.; DIAZ, M. B.; STEFANELLO, M. B.; RIZZA, U. 2018. Evaluation of Wind Potential in a Region of Southern Brazil. *Ciência e Natureza*, v.40, p. 100-106.

AMOO O.M. 2012. Evaluation of the wind energy potential of two south west sites in Nigeria. *Front Energy*,6(3):237–246. doi 10.1007/s11708-012-0201-2.

SATO, Mireille. 2015. Avaliação do potencial eólico em microescala de Cascavel e região. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

MORIGI, Josimari de B; BOVO, Marcos C. 2016. A verticalização urbana em cidades de porte médio: o caso da cidade de Campo Mourão – Paraná, Brasil. *Revista de Geografia (Recife)*, v.33, p. 48-67.

MORIGI, Josimari de Brito. 2015. Análise do Processo de Verticalização no Espaço urbano de Campo Mourão – Paraná – Brasil. XIV Simposio Nacional de Geografia Urbana.

SOUSA, R. P.; JUNIOR, E. A. SOUSA, M. P. 2018. Análise da Eficiência energética de turbinas eólicas para aplicação residencial no semiárido potiguar. *ECOP*, v.2, p.18-26.

PEARRE, Nathaniel s.; SWAN, Lukas G. 2018. Statistical approach for improved wind speed forecasting for wind power production. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v.27, p. 180-1991. doi.org/10.1016/j.seta.2018.04.010.

SANTOS, A. A.; RAMOS, D. S.; SANTOS, N. T. F.; OLIVEIRA, P. P. 2006. Projeto de Geração de Energia Eólica. Monografia (Graduação do Curso de Engenharia Industrial Mecânica) – Universidade Santa Cecília.

RAMOS, Filipe G.; SEIDLER, Nelson. 2011. Estudo da energia eólica para aproveitamento em pequenos empreendimentos. *Vivências: Revista Eletrônica de Extensão da URI*. ISSN 1809-1636. Vol. 7, N.13: p.108-127. Outubro.

TEIXEIRA, Ana M. P. 2013. Caracterização do potencial eólico urbano: O caso de Lisboa. Dissertação (Mestre em Engenharia Civil) – Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.

BRACKMANN, Rodrigo; CECONI, Márcio; MARTINS, Fernando R.; SCHUCH, Nelson J. 2009. Avaliação do Potencial Eólico da Região Central do Rio Grande do Sul. VIII Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica. Uberlândia, Minas Gerais.

