



UNIVERSIDADE DO VALE DO TAQUARI
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO PRELIMINAR DE POTENCIAL EÓLICO PARA
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Michael Daniel Thies

Lajeado, novembro de 2022



Michael Daniel Thies

AVALIAÇÃO PRELIMINAR DE POTENCIAL EÓLICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Monografia apresentada na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II, do curso de Engenharia Elétrica, da Universidade do Vale do Taquari - Univates, como parte da exigência para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientadores: Prof. Ma. Aline Thais Käfer
Prof. Dr. Juliano Schirmbeck.

Lajeado, novembro de 2022

Michael Daniel Thies

AVALIAÇÃO PRELIMINAR DE POTENCIAL EÓLICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Banca examinadora abaixo aprova a Monografia apresentada no componente curricular Trabalho de Conclusão de Curso II, do Curso de Engenharia Elétrica, da Universidade do Vale do Taquari - Univates, como parte da exigência para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Prof. Ma. Aline Thaís Käfer - Orientadora
Universidade do Vale do Taquari

Prof. Dra. Sônia Elisa Marchi Gonzatti
Universidade do Vale do Taquari

Prof. Dr. Taiser Tadeu Teixeira Barros
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Lajeado, 08 de dezembro de 2022

“Cada sonho que você deixa para trás, é um pedaço do seu futuro que deixa de existir”. - Steve Jobs

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter permitido que eu tivesse saúde e determinação necessárias para não desanimar e me ajudar a passar por todos os obstáculos encontrados ao longo deste curso.

À minha noiva Josiane, que me incentivou nos momentos difíceis e compreendeu minha ausência enquanto eu me dedicava à realização deste trabalho.

Aos meus pais Verlei e Silvani, e minha irmã Carla, que mesmo a distância, me incentivaram e demonstraram todo apoio ao longo deste período de estudos.

À Cooperativa Certel, pelo fornecimento de dados e materiais que foram fundamentais para o desenvolvimento da pesquisa que possibilitou a realização deste trabalho, bem como todos os colegas de empresa que me ajudaram compartilhando experiências profissionais que enriqueceram este trabalho.

A todos os professores da Univates, pelo conhecimento compartilhado e, em especial, aos meus professores orientadores Aline e Juliano, pelas valiosas dicas e sugestões utilizados na elaboração deste trabalho.

E a todos que contribuíram, direta ou indiretamente no desenvolvimento deste trabalho de pesquisa, enriquecendo o meu processo de aprendizado como um todo.

RESUMO

A crescente demanda por energia elétrica se faz presente em todos os lugares do mundo, e, nesta mesma via, cresce o apelo por fontes de energia limpas e renováveis. Neste sentido, a energia eólica é responsável por uma ainda modesta participação na matriz energética brasileira. Esta monografia baseou-se nesta premissa e apresenta alguns dos principais pontos que devem ser considerados ao avaliar o potencial eólico de um local, bem como apresenta algumas tecnologias de medição e perfis preliminares de direção e velocidade dos ventos através dos dados parciais de uma campanha de medições anemométricas. Um estudo de caso utilizando dados de medições reais para avaliar o potencial eólico do Morro Harmonia II, no município de Teutônia/RS, foi posto à prova como um dos fatores determinantes para a decisão de se investir em um parque eólico na região, passando pela coleta e análise dos dados, tratamento, cálculos de estimativas e probabilidades, bem como a estimativa de geração de energia ao longo de dez meses de campanha. Por fim, os resultados expostos confirmam, ainda que em caráter preliminar, a viabilidade técnica do potencial eólico do local do estudo.

Palavras-chave: Anemometria. Aerogerador. Geração de energia. Medição anemométrica. Parque eólico. Potencial eólico.

ABSTRACT

The growing demand for electric energy is present in all parts of the world and, in this same way, the appeal for clean and renewable energy sources grows up. In this way, wind energy is responsible for a still modest participation in the Brazilian energy matrix. This monograph was based on this premise and presents some of the main points that must be considered when evaluating the wind potential of a place, as well as presents some measurement technologies and preliminary profiles of wind direction and speed by partial data from an anemometric measurements campaign. A case study using data from real measurements to evaluate the wind potential of Harmonia Hill II, in the county of Teutônia/RS, was put to the test as one of the determining factors for the decision to invest in a wind farm in the region, including the data collection and analysis, treatment, calculation of estimates and probabilities, as well as the estimate of energy generation over the ten months of the campaign. Finally, the exposed results confirm, albeit on a preliminary basis, the technical viability of the wind potential of the study site.

Keywords: Anemometry. Wind turbine. Power generation. Anemometric measurement. Wind farm. Wind potential.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Moinho eólico de 1887.	17
Figura 2 - Aerogerador de eixo vertical Daerrius.	18
Figura 3 - Aerogerador de eixo vertical Savonius.	18
Figura 4 - Aerogerador de eixo horizontal off-shore.	19
Figura 5 - Movimentação atmosférica.	22
Figura 6 - Vento local do mar para o continente e vice-versa.	22
Figura 7 - Variações da velocidade do vento de curta duração.	24
Figura 8 - Anemômetros de concha, ultrassônico e de hélice.	27
Figura 9 - Sensor wind vane.	28
Figura 10 - Barômetro analógico e digital.	28
Figura 11 - Termo higrômetro.	29
Figura 12 - Esquema de montagem e foto de uma torre anemométrica.	30
Figura 13 - Curva de potência típica de aerogerador.	33
Figura 14 - Exemplo de distribuição de Weibull.	36
Figura 15 - Localização do Morro Harmonia II.	38
Figura 16 - Ponto de instalação da torre anemométrica.	39
Figura 17 - Sistema elétrico da Certel com possível conexão.	40
Figura 18 - Potencial eólico anual do RS a 100 m de altura.	41
Figura 19 - Potencial eólico anual da região do estudo a 100 m de altura.	42
Figura 20 - Torre anemométrica instalada no ponto de medição.	44
Figura 21 - Perfil de velocidades diárias de agosto de 2022, em m/s.	47
Figura 22 - Médias mensais de velocidade dos ventos medidos, em m/s.	47
Figura 23 - Aerogerador WEG AGW-147.	50
Figura 24 - Direções predominantes dos ventos.	52
Figura 25 - Concentração energética dos ventos.	53
Figura 26 - Distribuição de Weibull para os dados de vento coletados.	54
Figura 27 - Vistas do anemômetro superior.	63
Figura 28 - Vistas do anemômetro backup.	63
Figura 29 - Vistas do anemômetro intermediário.	64
Figura 30 - Vistas do anemômetro inferior.	64

Figura 31 - Vistas da wind vane superior.	65
Figura 32 - Vistas da wind vane inferior.	65
Figura 33 - Vistas do termo higrômetro.	66
Figura 34 - Vistas do termo barômetro.	66
Figura 35 - Vista do data logger.	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados médios dos ventos obtidos no período	48
Tabela 2 - Densidade média do ar para o período considerado.	49
Tabela 3 - Potência eólica média disponível em cada nível de medição.	51
Tabela 4 - Potência eólica média disponível por área de rotor.	51
Tabela 5 - Potência eólica disponível recalculada com coeficientes reais	56

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
atm	Atmosfera padrão
DRO	Despacho do Requerimento de Outorga
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Hg	Mercúrio
hPa	Hectopascal (100 pascal)
ISO	International Organization for Standardization
kW	Quilowatt (1.000 watts)
LTE	<i>Long Term Evolution</i>
m	Metro
mA	Miliampere (1/1000 ampères)
mm	Milímetro
MW	Megawatt (1.000.000 de watts)
MWh	Megawatt-hora (1.000.000 de watts-hora)
s	Segundo
V	Volt
W	Watt
Wh	Watt-hora

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
1.1 Tema	13
1.2 Delimitação do tema	13
1.3 Problema de pesquisa	13
1.5 Objetivos	13
1.5.1 Objetivo geral	14
1.5.2 Objetivos específicos	14
1.6 Justificativa	14
1.7 Estrutura	15
2 REVISÃO TEÓRICA	16
2.1 História	16
2.1.1 Evolução dos tipos de turbinas	17
2.2 Caracterização dos ventos	20
2.2.1 Modelos de circulação dos ventos	21
2.2.2 Velocidade do vento	23
2.3 Anemometria	25
2.4 Estudo de medição	25
2.4.1 Sistemas de medição	26
2.5 Modelagem e conversão de energia	30
2.5.1 Densidade do ar	31
2.5.2 Potência mecânica do vento	32
2.5.3 Limitações das turbinas	33
2.5.4 Distribuição de Weibull	34
3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	37
3.1 Área de estudo	37
3.2 Estimativa de potencial	40
3.3 Equipamentos de medição	43
3.3.1 Torre	43

3.3.2 Sensores	44
4 CÁLCULO DO POTENCIAL EÓLICO	46
4.1 Aquisição parcial e análise preliminar de dados	46
4.2 Dados preliminares	48
4.3 Pré-condições	48
4.3.1 Densidade do ar	49
4.3.2 Turbina	49
4.4 Potencial	50
4.5 Direção do vento	52
4.6 Distribuição de Weibull	53
4.7 Produção de energia	54
5 CONCLUSÃO	57
6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	59
REFERÊNCIAS	60
ANEXOS	63

1 INTRODUÇÃO

O Brasil é um país em constante crescimento e, da mesma forma, o crescimento da população e o desenvolvimento tecnológico exigem uma demanda de energia cada vez maior. Por este motivo, segundo Dias (2005), em seu caminho para se tornar uma nação desenvolvida, é necessário que ocorra a incorporação de tecnologias voltadas à geração de energia limpa e renovável, ou seja, aumentar a participação das fontes de geração solar, eólica e de biomassa na matriz elétrica.

Neste sentido, conforme a Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2021) o Brasil ainda depende 62% da geração hidrelétrica, o que é positivo do ponto de vista sustentável se comparado ao restante do mundo, onde a média fica na casa dos 16%. No entanto, conforme Paranhos, Silva e Cataldi (2017), diante do apelo pelo crescimento da participação de energias renováveis no cenário mundial, devemos promover o debate sobre o aproveitamento de diversas formas de energia alternativas. De acordo com Rocha et al. (2015), o crescimento do mercado exige que tenhamos energia de qualidade no mesmo ritmo da expansão populacional e econômica. Assim, existe um consenso em estabelecer diretrizes regulatórias que facilitem investimentos e promovam mais oportunidades na geração de energias alternativas, que poderão auxiliar na diminuição da demanda das linhas de transmissão e gerar mais confiabilidade no sistema.

Segundo Fadigas (2011), o Brasil ainda é considerado um país novo na área de geração eólica, o que abre espaço para estudos e investimentos no setor e, neste sentido, justificam-se estudos de medição de aproveitamento do potencial eólico tanto a nível nacional, como regional.

1.1 Tema

Análise de dados de medições anemométricas para propor o aproveitamento do potencial eólico do morro Harmonia II em Teutônia/RS através de dados parciais de campanha de medição local.

1.2 Delimitação do tema

O trabalho está delimitado na análise do potencial de geração de energia eólica através da obtenção de dados de medição reais e cálculos de estimativa com métodos tradicionais utilizados para prever com precisão tal potencial. O local escolhido para o estudo foi influenciado pela escolha da Cooperativa Certel em realizar tais medições, uma vez que há a intenção da mesma, em caso de bons resultados, instalar um parque eólico devido à proximidade com sua rede de distribuição.

1.3 Problema de pesquisa

O potencial eólico do morro Harmonia II é suficiente para justificar investimentos na implantação de um parque gerador?

1.5 Objetivos

Os objetivos do trabalho exercem papéis mediadores entre o tema central e a hipótese a ser confirmada ou não durante a execução do estudo. A seguir são apresentados os objetivos gerais e específicos deste trabalho.

1.5.1 Objetivo geral

Analisar dados obtidos em uma campanha de medições anemométricas de forma a subsidiar a possibilidade da implantação de um sistema de geração de energia eólica no município de Teutônia/RS.

1.5.2 Objetivos específicos

- Especificar os componentes do sistema de medição anemométrica;
- Estimar o potencial de geração através de cálculos utilizando as medidas de velocidade de vento e condições atmosféricas;
- Verificar as ocorrências dos ventos através da distribuição de Weibull;
- Comparar dados com o atlas eólico do RS;
- Estimar a geração de energia para um aerogerador no local do estudo.

1.6 Justificativa

A matriz energética brasileira está, em sua maior parte, apoiada na geração hidrelétrica. Conforme Paranhos, Silva e Cataldi (2017), apesar de já se utilizar energias renováveis como solar e eólica de forma cada vez mais significativa, a energia hidráulica ainda detém cerca de 64% de toda geração elétrica do país, enquanto que a geração eólica representa apenas cerca de 3,5%, evidenciando assim a forte dependência do setor elétrico brasileiro destes recursos hídricos.

Utilizar meus conhecimentos adquiridos durante a graduação, especialmente nas disciplinas de geração e transmissão de energia, aliados à oportunidade de coordenar um projeto real de estudo nessa área dentro da Cooperativa Certel e aproveitar um local potencialmente viável para geração de energia eólica completa um conjunto de motivações que vem ao encontro às necessidades de aumentar a participação de energias renováveis e justifica os esforços deste e de vários outros estudos na área de atuação da engenharia elétrica.

1.7 Estrutura

O trabalho a seguir está organizado de forma a ser apresentado em cinco capítulos, sendo eles:

O primeiro capítulo, já inteirado até aqui, apresenta uma breve introdução, bem como o tema principal, hipóteses, objetivos e justificativas para o estudo.

O segundo capítulo trará a fundamentação teórica necessária para o bom entendimento dos conceitos envolvidos, bem como relatos e curiosidades históricas.

O terceiro capítulo abordará a metodologia utilizada na pesquisa para que os resultados desejados possam ser atingidos.

O quarto capítulo fornecerá um detalhamento sobre o cálculo do potencial eólico, tomando os dados coletados das medições de vento como insumo para calcular e estimar, ainda que preliminarmente, o potencial eólico do local estudado com toda sua complexidade em termos de potência, ocorrência e estimativa de geração de energia, comparando com a documentação de referência.

O quinto capítulo tratará de relatar as conclusões da pesquisa visando reforçar os resultados baseados na metodologia aplicada.

Por último, o sexto capítulo elenca alguns pontos importantes a serem considerados como forma de melhoria em oportunidades futuras.

2 REVISÃO TEÓRICA

2.1 História

A história da energia eólica tem seus primórdios por volta de 1887, na Escócia, com a construção do primeiro aerogerador capaz de abastecer um sistema de baterias que atendia a iluminação de uma residência. No entanto, segundo Vian et al (2021), os sistemas com algum tipo de sincronização com a rede elétrica datam de meados de 1931 em Balaklava, na antiga União Soviética com máquinas que já possuíam 30 metros de diâmetro e potência da ordem de 100 kW. Nos anos seguintes, as máquinas e sistemas evoluíram muito, sendo possível observar, em 1941, em Vermont, nos Estados Unidos da América, a inauguração de uma turbina eólica com 1,25 MW. Este fato histórico marcou o início de operação da primeira turbina com mais de um megawatt de potência.

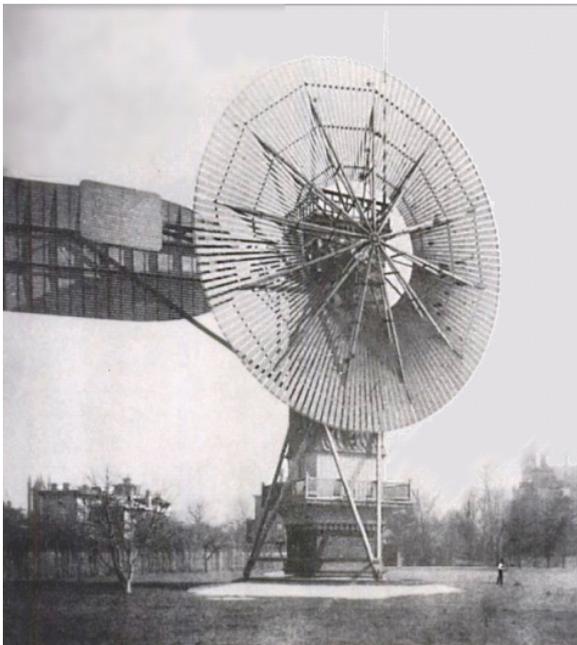
Durante as próximas quatro décadas, não houve nenhuma tentativa de implementar algo neste porte. Por volta dos anos 70 e 80 fez-se observar, principalmente por iniciativas dos EUA, Dinamarca e Alemanha, grandes desenvolvimentos na área, responsáveis por tornar os EUA e, principalmente a Europa, os maiores mercados de geração eólica no final dos anos 90 (VIAN ET AL, 2021).

No Brasil, iniciamos a inserção do país no cenário eólico internacional por volta de 1992 ao instalar, no arquipélago de Fernando de Noronha, o primeiro aerogerador, começando assim, com uma modesta turbina de 225 kW, a marcar presença no segmento (EPE, 2015).

2.1.1 Evolução dos tipos de turbinas

O aproveitamento da energia eólica nem sempre foi com as turbinas da maneira que conhecemos atualmente. Segundo Resende (2011), os primeiros sistemas, apesar de terem grandes mecanismos, utilizavam-nos apenas como conversores de energia mecânica para substituir a força humana ou animal na realização de forjas ou atividades agrícolas como moagem de cereais e bombeamento de água para irrigação. Um sistema de aproveitamento de energia eólico datado de 1887 pode ser visto na Figura 1.

Figura 1 - Moinho eólico de 1887.



Fonte: Resende (2011)

No entanto, a evolução natural das tecnologias fez com que as turbinas evoluíssem e, neste processo, diversos modelos se fizeram aparecer. Tais modelos, como as turbinas de eixo vertical, que em geral, conforme Tsuchida (2012), são mais baratos que as de eixo horizontal, pois não precisam de mecanismos que acompanhem a variação da direção do vento, ou seja, o eixo permanece fixo, embora acarrete em um desempenho menor. Dentre os rotores de eixo vertical mais conhecidos, podemos citar o Darrieus e o Savonius.

O rotor Darrieus é um tipo de sistema formado por duas ou três pás e funciona pela sustentação criada pelo vento e pode ter, segundo Tsuchida (2012), eficiência teórica máxima de 40%. Um rotor Darrieus pode ser visto na Figura 2.

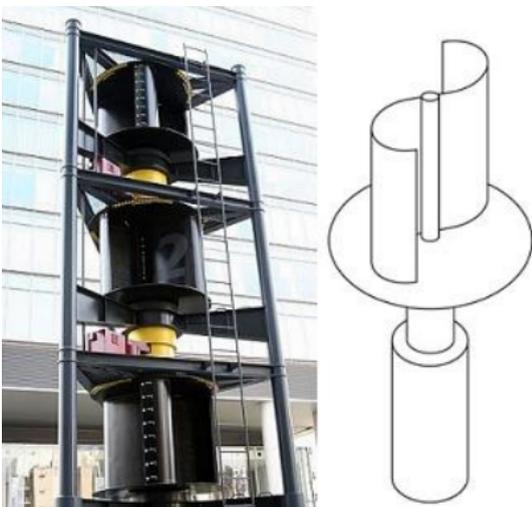
Figura 2 - Aerogerador de eixo vertical Daerrius.



Fonte: Tsuchida (2012).

Já o rotor Savonius, ainda conforme Tsuchida (2012), é um tipo de sistema mais simples, sendo movido apenas pela força criada pelo arrasto do ar, sendo assim, sua eficiência máxima teórica se dá na casa dos 20%. Um exemplo de aerogerador Savonius pode ser observado na Figura 3.

Figura 3 - Aerogerador de eixo vertical Savonius.



Fonte: Tsuchida (2012).

Remontando aos moinhos do passado, ainda conforme Tsuchida (2012), os atuais aerogeradores são predominantemente de eixo horizontal e estão presentes em praticamente todos os grandes parques geradores, alcançando maiores eficiências se comparados aos geradores de eixo vertical. As pás destes aerogeradores - por serem movimentadas pela força de sustentação devido à diferença de pressão no dorso e extradorso - muito se assemelham às asas de um avião, onde a força depende muito da densidade do ar, área da pá, geometria do corpo e ângulo de ataque.

Sendo chamados de *on-shore*, quando instalados em solo e *off-shore* quando instalados no mar, um exemplo de aerogerador de eixo horizontal off-shore pode ser observado na Figura 4.

Figura 4 - Aerogerador de eixo horizontal *off-shore*.



Fonte: Tsuchida (2012).

Entre os anos 80 e 90, entre os ditos aerogeradores modernos, o padrão eram sistemas de operação com velocidade fixa, que mantinham, independente da velocidade do vento, a velocidade do rotor fixa através de uma relação de engrenagens. Isto faz com que sejam robustos, confiáveis e de baixo custo, no entanto, sem muito controle da qualidade da energia elétrica gerada (RIBEIRO, 2020).

Nas máquinas atuais, temos os sistemas de velocidade variável, ou seja, o gerador gira na mesma velocidade das pás do rotor e a conexão elétrica é dada através de um conversor eletrônico de potência. Esses sistemas têm como principal vantagem a melhor eficiência energética, melhor qualidade da energia e menos perturbações mecânicas no conjunto, se comparados aos de velocidade fixa (RIBEIRO, 2020).

O tipo de turbina a ser utilizada em um parque eólico, bem como a geometria do posicionamento das turbinas é um dos parâmetros mais importantes que afetam o desempenho do empreendimento (PINTO, 2019).

2.2 Caracterização dos ventos

Antes dos anos 80, qualquer informação a respeito das grandezas dos ventos eram obtidas exclusivamente para fins meteorológicos. Porém, essas informações não eram suficientes e nem adequadas para uma correta avaliação do potencial energético visando a produção de energia elétrica através de aerogeradores. Segundo Dutra (2008), os equipamentos disponíveis não forneciam, por exemplo, informações acerca das condições dos ventos com relação ao terreno e nem o gradiente de velocidade baseado na altura.

Conforme Fadigas (2011), somente a partir dos anos 90 é que campanhas de medição de vento dedicadas a obter avaliações mais apuradas das condições do vento em diferentes relevos, rugosidades de solo e considerando a velocidade começaram a ser realizadas em vários países. Com isso, hoje já dispomos, no

cenário nacional, de uma base de dados e mapas eólicos com informações precisas desde 2001, provenientes das medições das torres anemométricas de campanhas e das próprias centrais eólicas.

De uma forma geral, Fadigas (2011) considera vento toda massa de ar que se movimenta surgindo da consequência do aquecimento desigual da superfície terrestre, ou seja, a terra é uma grande máquina térmica que converte parte do calor solar em energia cinética do vento.

A energia eólica tem, portanto, a vantagem de ser inesgotável, pouco prejudicial ao meio ambiente - se comparada com fontes de geração por combustíveis fósseis - e gratuita, mas possui o inconveniente de ser dispersa e aleatória (NUNES, 2008).

2.2.1 Modelos de circulação dos ventos

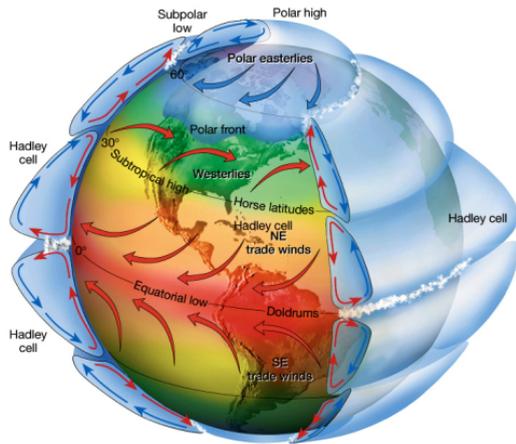
Os ventos terrestres podem ser classificados basicamente como ventos de circulação global e local. Segundo Fadigas (2011), os ventos de circulação global resultam das variações de temperatura, pressão e densidade do ar provenientes do aquecimento desigual da Terra através da radiação solar, que varia em função da localização geográfica, período do dia e distribuição anual.

A rotação terrestre também afeta a circulação dos ventos. A inércia do ar frio, que se move pela superfície em direção ao Equador, tende a girá-lo para o oeste, enquanto o ar quente, movendo-se na atmosfera superior em direção aos pólos, tem a tendência de ser desviado para o leste. Isso causa uma grande circulação anti-horária em torno de áreas de baixa pressão no hemisfério norte e circulação horária no hemisfério sul (FADIGAS, 2011).

Conforme Nunes (2008), um exemplo desses ventos de circulação global são os ventos alísios, que, ao passo que a rotação da Terra provoca desvios na massa de ar para direita no hemisfério norte e para a esquerda no hemisfério sul, ao se aquecerem na linha do equador, as massas de ar mais quentes sobem e são

substituídos pelo ar mais frio próximo dos trópicos, que também recebem as massas oriundas dos pólos, em um modelo de 3 células, conforme pode ser observado na Figura 5.

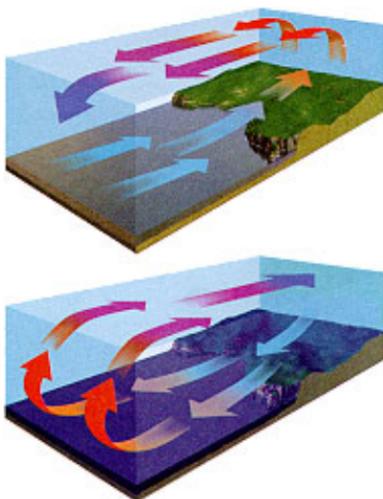
Figura 5 - Movimentação atmosférica.



Fonte: Nunes (2008).

Já no sistema de circulação de ventos locais, Fadigas (2011) exemplifica que ocorrem nas configurações dos ventos “dos vales para as montanhas” e vice-versa e “do mar para o continente” e vice-versa. Suas características são determinadas em função tanto de situações meteorológicas, quanto de situações geográficas regionais, como relevos, cotas, etc. Um exemplo desse tipo de movimentação pode ser observado na Figura 6.

Figura 6 - Vento local do mar para o continente e vice-versa.



Fonte: Nunes (2008).

2.2.2 Velocidade do vento

O vento é classificado através de dois parâmetros essenciais, que são, conforme Pinto (2019), a velocidade - medida em metros por segundo (m/s) - e a direção. Através do valor da direção do vento - medida em graus com relação ao norte geográfico - ao longo do tempo, obteremos dados para a construção da rosa dos ventos.

Conforme Nunes (2008), a velocidade média dos ventos varia entre 3 e 7 m/s, conforme variações meteorológicas. É elevada (mais de 6 m/s) em costas ou em alguns vales mais estreitos e mais branda (de 3 a 4 m/s) em outras regiões, podendo extrapolar esses valores em montanhas, dependendo da altitude e da topografia.

Para o aproveitamento da energia eólica com vistas à geração de energia elétrica, torna-se necessário distinguir os tipos de variações temporais da velocidade dos ventos. Essas variações podem ser interanuais, sazonais, diárias e de curta duração, conforme explica Fadigas (2011):

Variações interanuais - são variações bem lentas na velocidade dos ventos, quase sempre causadas por fenômenos de mesoescala, e ocorrem em escalas de tempo maiores que um ano. Para que haja certeza de confiabilidade dos dados de velocidade média anual, recomenda-se que se realizem medições por cinco anos ou mais. Caso haja medições em períodos maiores, a velocidade média anual torna-se muito mais confiável, o que torna o contrato de uma geradora, por exemplo, mais robusto.

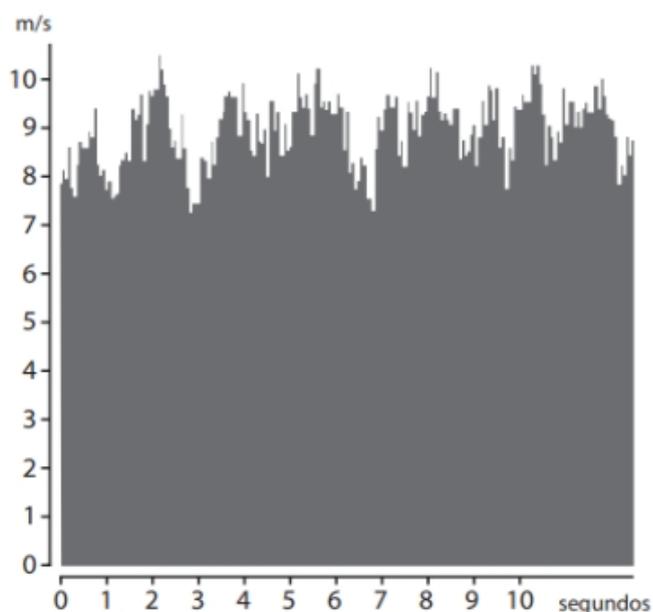
Variações sazonais - são variações causadas pelo aquecimento desigual da terra durante as estações do ano e causam alterações significativas na velocidade do vento. Estando também associadas a fortes efeitos de mesoescala, essas variações sazonais são muito importantes nos estudos eólicos, pois tem efeito significativo na capacidade dos aerogeradores em complementar a demanda do

sistema elétrico onde existam, concomitantemente, geração de energia eólica e hidrelétrica.

Variações diárias - são variações causadas pelo aquecimento desigual da superfície terrestre ao longo do dia em função da quantidade de radiação solar incidente, causando alterações na velocidade dos ventos em regiões de diferentes latitudes e altitudes. Podem ser observadas no litoral, por meio das brisas marítimas e terrestres, ou no interior, por causa das brisas de montanhas e vales. Analisar essas variações diárias também é importante para definição de estratégias de operação de aerogeradores.

Variações de curta duração - são associadas a pequenas flutuações ou turbulências, assim como rajadas. Conhecer essas variações tão curtas é muito importante para o projeto construtivo da turbina eólica, pois flutuações muito turbulentas podem induzir forças cíclicas nos componentes da turbina, que podem causar problemas de estresse e fadiga, além de fornecer informações para a operação, controle e qualidade da potência entregue pela turbina. A Figura 7 demonstra variações típicas de curta duração da ordem de apenas 10 segundos.

Figura 7 - Variações da velocidade do vento de curta duração.



Fonte: Fadigas (2011).

2.3 Anemometria

Anemometria deriva de *ánemos* (vento) e *metrein* (medir) e, de forma genérica, está relacionada à medição dos ventos, mesmo sem determinar parâmetros e processos específicos, nem metodologias aplicadas. Segundo Megaclima (2022), podemos caracterizar a anemometria como a representação da dinâmica de fluxos de ar, principalmente suas componentes de velocidade e de direção. Ainda, conforme Pinto (2019), diversas áreas se beneficiam dos dados obtidos através da anemometria, tais como:

- **Indústria aeronáutica:** devido ao alto valor agregado de equipamentos, o segmento utiliza sensores relacionados à velocidade do vento, com aplicações diretas nos sistemas de controle de aeronaves, monitoramento e controle de aeroportos para garantir segurança de decolagens e pousos.

- **Indústria aerodinâmica:** diversas aplicações de interesse de outras áreas. Em túneis de vento, é possível desenvolver estudos e projetos, analisando estruturas prediais no setor da construção civil, desenvolvendo perfis aerodinâmicos para a indústria automobilística, aeronáutica e da própria indústria eólica, entre outros.

- **Setor meteorológico:** com larga utilização de dados anemométricos para caracterizar a climatologia nos mais diversos estudos, este setor presta serviços como previsão do clima e tempo, elabora modelos globais de circulação dos ventos e disponibiliza dados para as mais diversas aplicações, como por exemplo, subsidiar o desenvolvimento de projetos de geração de energia elétrica baseados na fonte eólica.

2.4 Estudo de medição

A exploração do potencial eólico de qualquer região deve sempre ser precedida pela correta medição deste recurso. Sendo assim, todo processo de medição deve seguir as melhores práticas, atendendo sempre as técnicas presentes

no Guia de Boas Práticas para Instalações Anemométricas (EPE, 2015), de forma a garantir a qualidade e confiabilidade dos resultados.

Diversas são as formas e metodologias para se realizar a medição do vento. No entanto, assim como preza o manual supracitado, é necessário atender à legislação vigente - sito à época deste estudo, as Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) N° 876, de 2020 e N° 954, de 2021 - de forma a qualificar tecnicamente o estudo e receber o Despacho de Registro do Requerimento de Outorga (DRO), e a posterior Outorga de Autorização para Exploração de Central Geradora Eólica, ambos emitidos pela ANEEL.

A Resolução Normativa ANEEL N° 876 determina que, para qualificar tecnicamente o estudo à receber a Outorga de Autorização, é necessário apresentar o relatório simplificado contendo registros de dados de, no mínimo, três anos referentes às leituras de direção e velocidade do vento, histogramas, frequência de ocorrências e curva de duração, incluindo a localização geográfica da(s) torre(s) de medição, de forma a subsidiar a determinação do fator de capacidade do futuro empreendimento eólico (ANEEL, 2020).

2.4.1 Sistemas de medição

Para que a medição de todas as grandezas das características do vento sejam corretamente registradas, é necessário utilizar instrumentação específica para esta finalidade. Araujo (2021) afirma que uma das partes mais importantes de uma campanha de medições anemométricas é coletar dados de velocidade e direção do vento, bem como a temperatura do ar, pois com a velocidade do vento é possível calcular o coeficiente de cisalhamento do ar que, conseqüentemente possibilitará determinar a altura das torres das turbinas que serão instaladas no parque.

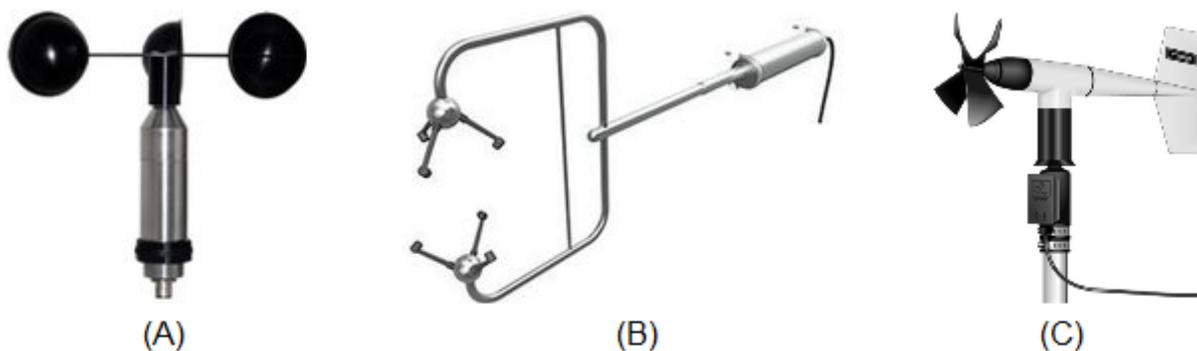
Segundo EPE (2015), a instrumentação mínima necessária para a coleta dos dados é composta por anemômetros, *wind vanes*, barômetro, termo higrômetro e *data logger*, no entanto, campanhas de medição mais robustas podem exigir, a depender das circunstâncias, pluviômetros e sistema de envio de dados em tempo

real. Estes equipamentos devem ser fixados por intermédio de uma torre de altura suficientemente alta para que a coleta dos dados seja feita no nível preciso.

Um para raios também é recomendado para mitigar os efeitos de possíveis descargas atmosféricas e uma luz de balizamento noturno, juntamente com um pequeno sistema fotovoltaico para alimentação dos aparelhos.

- **Anemômetro**: equipamento utilizado para aquisição da componente horizontal da velocidade do vento e é ideal para avaliação de recursos eólicos, calibração do local e desempenho de energia. Existem diversos modelos de anemômetros, mas os principais são os de concha ou de hélice, que utilizam o princípio da movimentação gradual de um eixo, e também os ultrassônicos, que funcionam através do deslocamento de ondas sonoras, ambos convertendo um sinal elétrico analógico de 0 a 10 V ou 4 a 20 mA em informação de velocidade para o *data logger* (SIGMA SENSORS, 2022). Estes três tipos de anemômetro podem ser vistos na Figura 8.

Figura 8 - Anemômetros de concha (A), ultrassônico (B) e de hélice (C).



Fonte: Sigma Sensors (2022).

- **Wind vane**: também comumente chamado de “biruta”, o wind vane é montado de forma que o vento se alinhe com o leme e o faça girar. A extremidade estreita do *wind vane* aponta para o vento e indica a direção de onde ele está vindo (DAVIS INSTRUMENTS, 2022), como indica a Figura 9.

Figura 9 - Sensor wind vane.



Fonte: Kintech Engineering (2021).

- **Barômetro:** utilizado para medir a pressão atmosférica, é um instrumento muito útil na aviação e meteorologia, pois determina a pressão exercida pelo ar no ambiente. Este aparelho pode ser usado em estações de meteorologia, em campos, em navios ou em laboratórios. Existem vários tipos de barômetros como barômetros analógicos, barômetros digitais e barômetros com data logger (SIGMA SENSORS, 2022). A Figura 10 apresenta dois tipos de barômetros.

Figura 10 - Barômetro analógico (A) e digital (B).



Fonte: Sigma Sensors (2022).

- **Termo higrômetro:** sensor utilizado para a medição de temperatura e umidade relativa do ar em que se encontra instalado. Podem variar em precisão, ambiente e tipo de aplicação e também podem possuir memória integrada, display e conectividade para acompanhamento das medições (SIGMA SENSORS, 2022).

Figura 11 - Termo higrômetro.

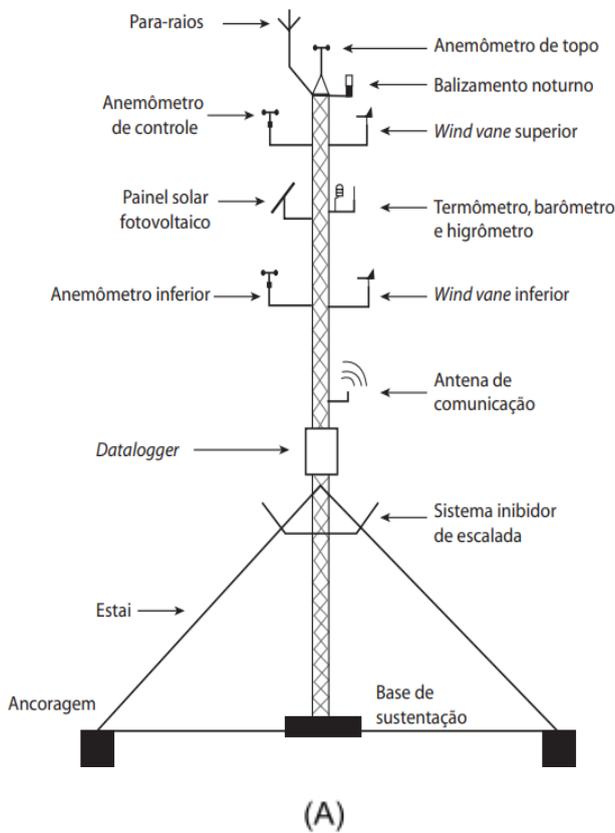


Fonte: Sigma Sensors (2022).

- **Data logger:** trazido do inglês, o termo data logger significa, em português, coletor de dados ou registrador de dados, ou seja, estes dispositivos são capazes de armazenar em sua memória as leituras das medições de direção e velocidade dos ventos, pressão e temperatura do ar, além de ter a possibilidade de conexão via wifi, bluetooth ou LTE (4G) para fazer a transmissão desses dados em tempo real.

- **Torre de medição:** as torres deverão ser metálicas e podem ser autoportantes (sem compensação mecânica) ou estaiadas (com estais para compensação mecânica). Conforme EPE (2015), as torres são montadas em módulos de 3 ou 6 metros, sendo recomendado a utilização de módulos de 6 metros para minimizar a possibilidade de torção e têm, normalmente, alturas entre 80 e 150 metros. As torres irão suportar todos os sensores e equipamentos necessários para as medições. A Figura 12-A mostra o esquema de montagem de uma torre, bem como a Figura 12-B traz a foto de uma torre real instalada.

Figura 12 - Esquema de montagem (A) e foto de uma torre anemométrica (B).



Fonte: EPE (2015).

2.5 Modelagem e conversão de energia

Antes de pensarmos no dimensionamento de um gerador ou parque eólico, é necessário conhecer o regime dos ventos da região. Os equipamentos da campanha de medição já mencionados no item 2.4.1 coletam os dados em período de amostragem integrando e registrando-os em um banco de dados, assim, conforme Fadigas (2011), podemos verificar a variabilidade da velocidade do vento nos diferentes períodos e, sendo assim, o regime do vento pode ser caracterizado por fatores geográficos, indicações da direção em que sopram, altura da medição, características do terreno, pressão e temperatura da atmosfera, etc. Esses dados são então utilizados tanto para estimar a produtividade energética de uma turbina,

quanto para escolher o melhor local para a instalação, considerando aspectos produtivos como fator de capacidade, custos, impactos ambientais, entre outros.

Vian et al (2021) afirma que a conversão da energia cinética do vento em energia elétrica se inicia quando as partículas do ar em movimento se chocam com a superfície aerodinâmica e estas aplicam um torque sobre as pás da turbina, girando-as em torno da nacele. O movimento em torno da nacele é aplicado diretamente no eixo do rotor aerodinâmico que é então transferido ao gerador elétrico por meio de um eixo de transmissão e, em alguns casos (a depender da tecnologia empregada), também de uma caixa de engrenagens.

2.5.1 Densidade do ar

Embora a densidade padrão do ar atmosférico seja, conforme ISO (1975), de 1,225 kg/m³ à pressão de 760 mmHg (1 atm) e à 15 °C, podem ocorrer variações deste valor ao longo do dia e dos meses. Assim, de posse dos dados de pressão e temperatura reais, é possível definir a densidade do ar para que os valores de potência eólica estimados fiquem mais próximos da realidade. A densidade do ar seco pode ser obtida através da equação (1):

$$\rho_{ar} = \frac{P_{abs} \cdot m_{ar}}{R_{esp} \cdot T} \quad (1)$$

Onde:

ρ = densidade do ar em kg/m³;

P_{abs} = pressão absoluta do ar em atm;

m_{ar} = massa molar do gás oxigênio (32 g/mol);

R_{esp} = constante específica dos gases secos (0,082 atm.L.mol⁻¹.K⁻¹);

T = temperatura do ar em K.

2.5.2 Potência mecânica do vento

A energia eólica nada mais é do que a energia cinética do deslocamento do ar. Considerando-se que o ar é um fluido como qualquer outro, Dutra (2008) afirma que a energia cinética E de uma massa de ar m em movimento a uma velocidade V , pode ser obtida através da equação (2):

$$E = \frac{1}{2} m V^2 \quad (2)$$

Logo, a potência do vento que passa perpendicularmente por uma seção circular será dada pela equação (3):

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

Onde:

P_d = potência média do vento disponível em watts;

ρ = densidade do ar seco equivalente a 1,225 kg/m³;

A = área de varredura do rotor em m²;

V = velocidade média do vento em m/s.

A quantidade de energia contida no vento irá variar com o cubo da velocidade média do mesmo. No entanto, conforme Vargas (2015), não é possível converter toda essa potência através de uma turbina eólica. Sendo assim, o máximo da energia cinética do vento que pode ser convertido em energia mecânica por um aerogerador é determinado pela “Lei de Betz”, ou seja, a fração de potência obtida depende do coeficiente de potência " C_p ", que traduz o rendimento aerodinâmico e indicando a parcela de potência eólica disponível convertida em potência mecânica. Logo, a potência extraída do vento é dada pela equação (4):

$$P_a = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot C_p(V) \quad (4)$$

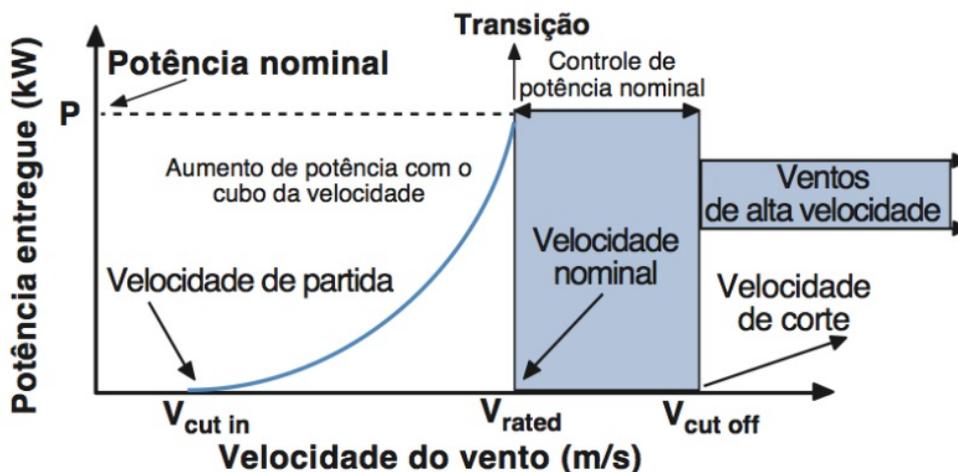
Onde P_a é a potência eólica aproveitável e o coeficiente $C_p(V)$ o desempenho da turbina, tendo como máximo valor teórico 16/27 ou 59%, valor esse que é conhecido como “Limite de Betz”. Também devemos atentar que, devido às

características do projeto, as turbinas eólicas possuem limites de operação como velocidade mínima de partida e velocidade de corte.

2.5.3 Limitações das turbinas

Conforme mencionado no item 2.5.2 a potência teórica máxima, ainda que limitada pelo coeficiente de Betz, pode não ser totalmente aproveitada em forma de energia elétrica. Conforme Pinto (2019), as turbinas possuem a velocidade de partida (*cut-in windspeed*), onde antes de atingi-la, não será gerada energia, possuem também uma zona de aumento de velocidade, onde a máquina entregará uma potência maior a medida que o vento aumenta e atinja a velocidade nominal (*rated windspeed*), onde a máquina atingirá sua máxima eficiência, conforme pode ser visto na Figura 13. Neste sentido, temos ainda a velocidade de corte (*cut-off windspeed*), ou máxima velocidade do vento permitida, que é limitada pelo design da engenharia e por restrições de segurança, evitando danos estruturais à máquina.

Figura 13 - Curva de potência típica de aerogerador.



Fonte: Pinto (2019).

Logo, ventos com velocidades acima ou abaixo dos limites de *cut-in* e *cut-off*, não serão aproveitados para geração de energia, bem como os ventos na região de transição, que terão eficiência de conversão reduzida (PINTO, 2019).

2.5.4 Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull é uma expressão semi-empírica publicada em 1939 pelo físico sueco Ernest Hjalmar Wallodi Weibull (1887 - 1979), onde buscava obter um modelo de planejamento estatístico sobre fadiga de materiais que fosse facilmente apresentado sob forma gráfica simples (OSAWA, 2017).

Nos dias atuais, a distribuição de Weibull tem sido amplamente utilizada para análise da velocidade do vento e avaliação de potencial eólico. As variações extremas nas características das velocidades dos ventos requerem uma variação espacial, temporal e direcional, tornando bastante difícil a caracterização de uma área quanto ao seu potencial eólico (SOUZA, OLIVEIRA, OZONUR, 2019).

Ainda, segundo Osawa (2017), a distribuição de Weibull para uma determinada velocidade de vento “ v ”, pode ser expressa pela função densidade de probabilidade reproduzida na equação (5):

$$f(v) = (k/c) \cdot (v/c)^{k-1} \cdot e^{-(v/c)^k} \quad (5)$$

Onde:

$f(v)$: função densidade de probabilidade;

c : fator de escala da distribuição de Weibull;

k : fator de forma da distribuição de Weibull;

v : velocidade do vento em m/s.

Sendo a função de probabilidade acumulada equivalente $F(v)$ a parte integral da função de densidade de probabilidade, podemos defini-la pela equação (6):

$$F(v) = \int_0^v f(v)dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (6)$$

Sendo esta uma equação com apenas dois parâmetros a serem determinados, ao se conhecer “ c ” e “ k ” a uma dada altura, é possível extrapolar diretamente a distribuição para outras alturas e fornecer boas representações da assimetria da distribuição do vento (OSAWA, 2017).

Para definir os parâmetros “c” e “k”, da equação (6) é necessário utilizar dados reais de medição e aplicar o método de cálculo mais apropriado. Segundo Osawa (2017), o método mais utilizado para a obtenção dos fatores de forma e de escala para energia eólica é o “método dos momentos”, pois baseia-se na iteração numérica da velocidade média do vento e de seu desvio padrão. Logo, podemos defini-los através das equações (7) e (8):

$$k = [(0,9874/(\sigma/v_m))]^{1,0983} \quad (7)$$

$$c = v_m/\Gamma[1 + (1/k)] \quad (8)$$

Onde:

k = fator de forma;

c = fator de escala;

σ = desvio padrão;

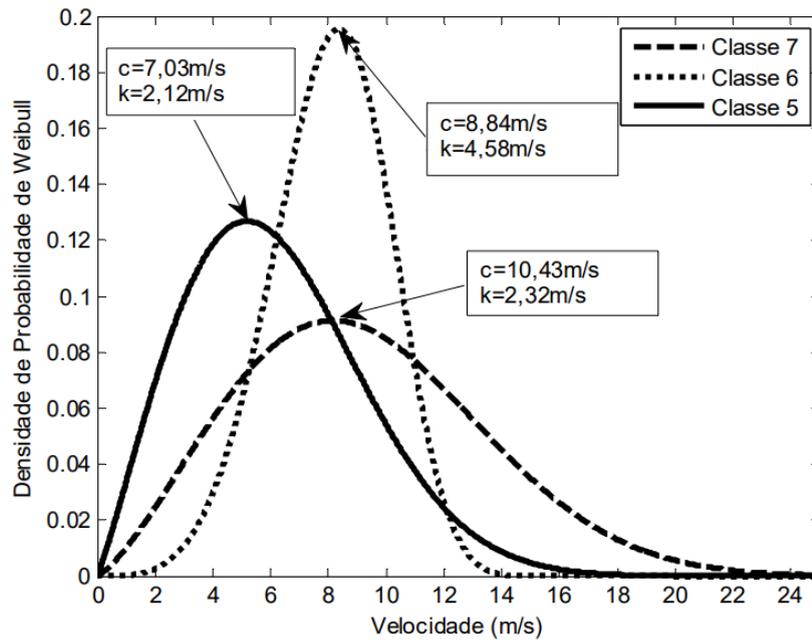
v_m = velocidade média do vento;

Γ = função gamma;

Definidos os parâmetros, é possível reproduzir graficamente a distribuição das probabilidades de Weibull para diferentes classes de vento. Conforme Fiorin, Oliveira e Santos (2014), diferentes classes de vento e seus respectivos parâmetros irão representar curvas com diferentes comportamentos, assim como demonstrado no exemplo da Figura 14, onde os ventos de classe 6 apresentam velocidades bastante concentradas nas proximidades da velocidade média, indicando menor variância em relação às outras classes de vento. A baixa variação de velocidade é indicada pelo parâmetro “k” e causa o estreitamento da curva de distribuição no eixo da velocidade do vento, já o parâmetro “c” está intimamente ligado ao desvio padrão da amostra analisada.

Um ponto importante a salientar é que diferentes classes de vento precisarão de diferentes turbinas para serem aproveitados, ou seja, não existe uma classe ou comportamento perfeito. Os ventos classificados como classe 5 e 7 apresentam índices de variabilidade semelhantes e velocidades médias distintas.

Figura 14 - Exemplo de distribuição de Weibull.



Fonte: Fiorin, Oliveira e Santos (2014).

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Apresentam-se neste capítulo os métodos utilizados no desenvolvimento do trabalho, tendo como embasamento os conhecimentos teóricos.

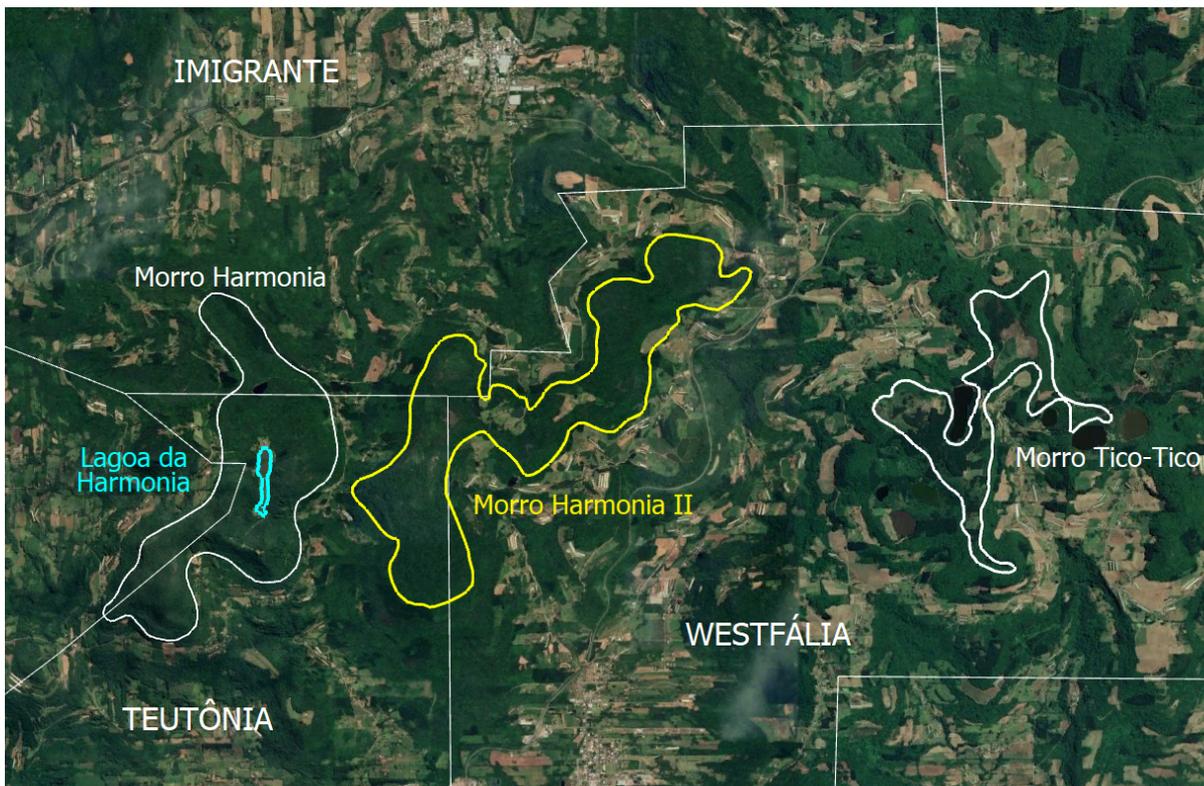
3.1 Área de estudo

Um dos objetivos deste estudo, conforme já mencionado, é correlacionar o potencial eólico de uma localidade com uma hipótese de viabilidade técnica de geração de energia elétrica através dos ventos, sendo assim, antes de começar qualquer estudo, é necessário definir seu local, ainda que de forma preliminar. O local a ser estudado é o Morro Harmonia II.

Localizado na região central do estado do Rio Grande do Sul, o Morro Harmonia II está situado entre a Lagoa da Harmonia e o Morro Tico-Tico, em uma área limítrofe entre três municípios, todos dentro do Vale do Taquari, sendo Imigrante, Teutônia e Westfália os municípios componentes desta tríplice fronteira. A Figura 15 demonstra a localização do morro.

Neste local foram realizadas as medições anemométricas por iniciativa da Cooperativa Certel. Através de equipamentos específicos descritos no item 2.4.1 e, como analista integrante do setor de engenharia da empresa, tive a oportunidade de ter acesso aos dados obtidos em primeira mão, necessários para calcular o potencial energético do vento da região.

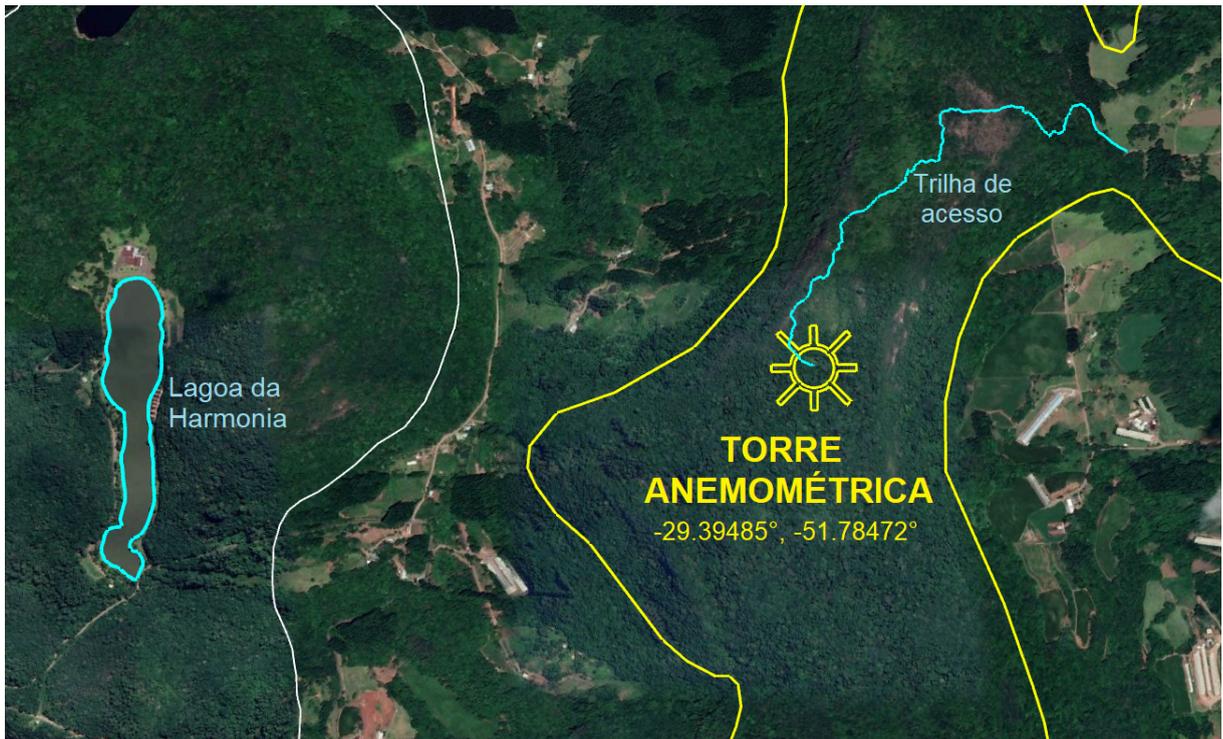
Figura 15 - Localização do Morro Harmonia II.



Fonte: acervo do autor (2022).

Sobre o Morro Harmonia II, a localização mais adequada para a instalação dos sensores foi definida como sendo a face mais ao sul, acreditando-se que ali haveria menos interferência de turbulências, uma vez que o vento vindo do sul enfrenta menores variações do relevo e, conseqüentemente, fator de rugosidade menor. A torre anemométrica, portanto, foi instalada nas coordenadas geográficas -29.39485° , -51.78472° , com uma trilha de acesso construída iniciando na face leste do morro, conforme pode ser visto na Figura 16.

Figura 16 - Ponto de instalação da torre anemométrica.



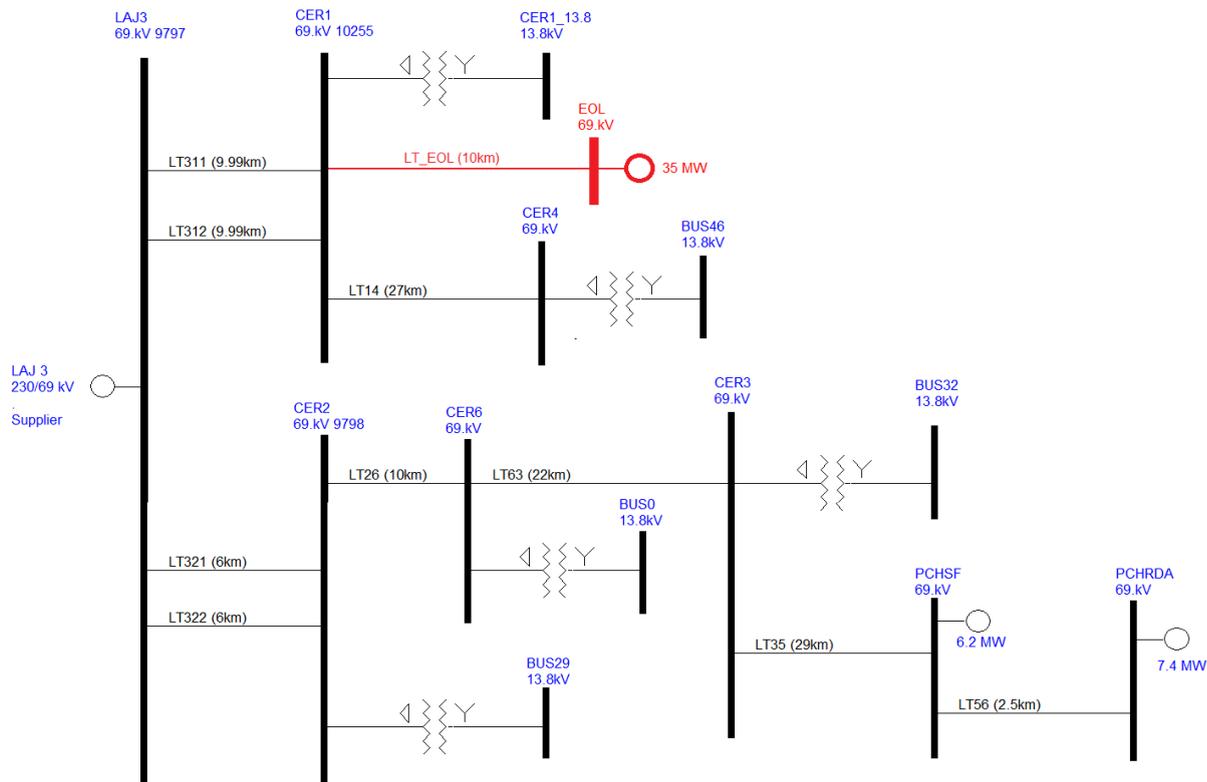
Fonte: acervo do autor (2022).

Há uma motivação especial por parte da cooperativa Certel Energia, que detém a permissão de distribuição de energia elétrica da região, para que os estudos sejam feitos nesse local.

Em um possível parque eólico a ser construído, a cooperativa planeja utilizar a energia gerada injetando-a diretamente em seu sistema elétrico de distribuição, uma vez que a geração de energia próxima do local de consumo, sem grandes linhas de transmissão, é especialmente vantajosa no sentido de diminuir perdas elétricas por efeito joule, pois a impedância e, conseqüentemente, a componente resistiva dos condutores, será menor.

Na Figura 17, podemos observar que o local do parque, bem como um possível ponto de conexão na subestação CER1, corrobora com os argumentos supracitados, uma vez que a provável linha de transmissão (LT_EOL) terá seu comprimento na casa dos 10 km e injetará a energia em uma barra praticamente no centro de carga do sistema elétrico da Certel.

Figura 17 - Sistema elétrico da Certel com possível conexão.



Fonte: acervo do autor (2022).

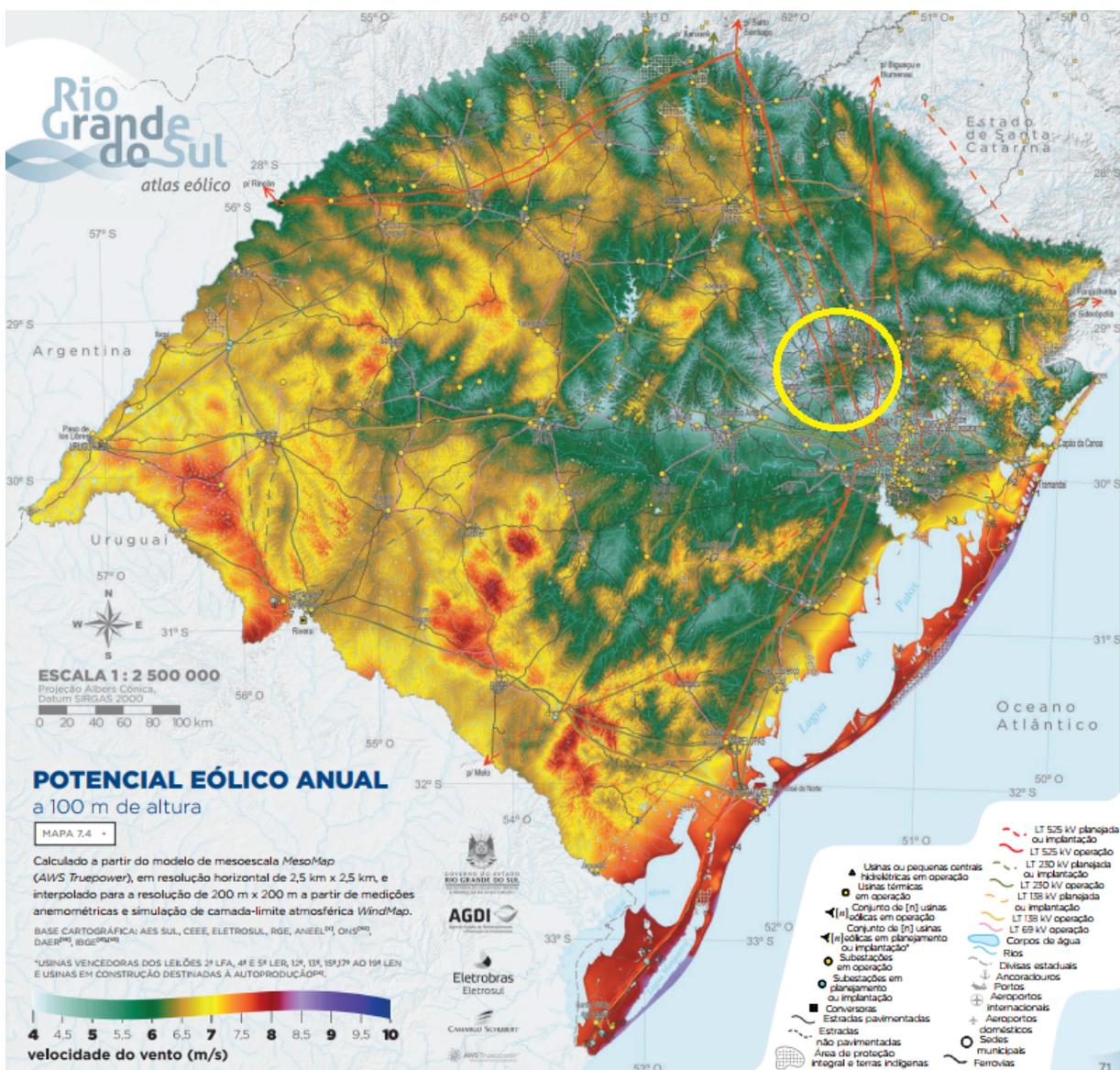
É importante ressaltar que, tanto o desempenho da linha de transmissão (fluxo de potência, perdas, queda de tensão, etc), quanto a subestação do ponto de conexão deverão receber estudos específicos para determinar se estas opções são tecnicamente viáveis. Estes estudos deverão ser retomados ao fim da etapa de *micrositing* do parque, ou seja, momento em que são definidos o *layout*, altura, tamanho e potência de máquinas, etc.

3.2 Estimativa de potencial

Antes da implantação dos sensores da campanha de medições, podemos estimar preliminarmente as médias esperadas para a região. O atlas eólico do Rio Grande do Sul (2014) é uma ferramenta em que podemos encontrar estimativas das velocidades e direções dos ventos esperados em determinadas regiões.

A região do nosso estudo, marcada por um círculo amarelo, conforme Figura 18, indica que podemos não encontrar velocidades médias anuais maiores que 6 m/s a 100 m do nível do solo. No entanto, se analisarmos o mapa com o nível de detalhamento mais próximo, podemos perceber que, conforme demonstra a Figura 19, na posição em que o morro se encontra, é possível que tenhamos médias de velocidades anuais de até 6,5 m/s.

Figura 18 - Potencial eólico anual do RS a 100 m de altura.

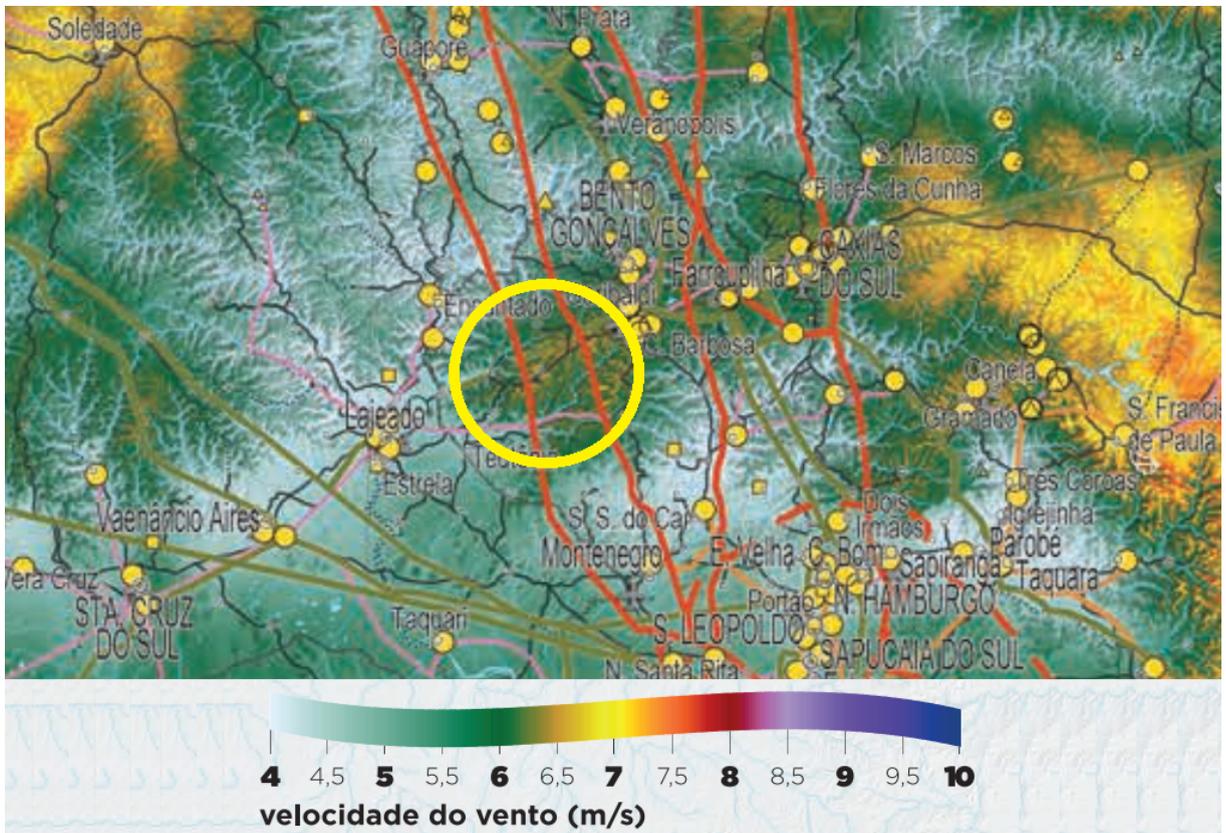


Fonte: Governo do estado do RS (2014).

Apesar de ser ligeiramente abaixo da altura dos aerogeradores *on-shore* atuais, que ficam na casa dos 120 metros, os valores apresentados no atlas eólico

limitam-se a 100 metros de altura e são, portanto, a referência pública oficial mais recente.

Figura 19 - Potencial eólico anual da região do estudo a 100 m de altura.



Fonte: adaptado de Governo do estado do RS (2014).

Apesar das estimativas de velocidades médias históricas estarem abaixo daquela em que normalmente aerogeradores são instalados, temos que levar em consideração que o atlas eólico mais recente data de 2014, ou seja, não há referências macrorregionais melhores para consultas prévias e, em quase 10 anos de evolução tecnológica, podemos ter dados mais apurados e possivelmente melhores em uma nova campanha de medições local.

3.3 Equipamentos de medição

3.3.1 Torre

Para que a medição ocorra dentro dos padrões exigidos pela ANEEL e EPE, os sensores devem estar instalados o mais próximo do local de ocorrência dos ventos que poderão ser aproveitados para a geração de energia, sendo assim, uma torre metálica estaiada de 120 metros de altura foi instalada de forma a garantir que os sensores coletem dados em alturas e direções compatíveis com diversas turbinas disponíveis no mercado.

A torre anemométrica, destinada à instalação dos equipamentos e sensores para realizar a campanha de medição, teve sua instalação concluída no mês de outubro de 2021, a qual pode ser vista na Figura 20, e conta com as seguintes características:

Fabricante: INSTALSUL

Material: ferro treliçado pintado

Geometria: triangular

Compensação de esforço mecânico: estais em triângulo

Altura: 120 metros

Quantidade de suportes para sensores: 8

Figura 20 - Torre anemométrica instalada no ponto de medição.



Fonte: acervo do autor (2022).

3.3.2 Sensores

Para assegurar a qualidade das medições e manter o padrão exigidos pela ANEEL e EPE, os sensores que foram instalados, assim como descritos no item 2.4.1 foram os seguintes:

- Quatro anemômetros de concha, instalados nas alturas de 122, 120, 100 e 80 metros;
- Dois *wind vanes*, instalados nas alturas de 120 e 100 metros;
- Um termo higrômetro instalado na altura de 110 metros;
- Um barômetro instalado na altura de 110 metros;
- Um *data logger* instalado na altura de 15 metros;

- Sistema de alimentação por energia fotovoltaica instalado na altura de 15 metros;
- Luz de navegação aérea instalada na altura de 122 metros.

Os demais dados técnicos dos sensores, bem como suas respectivas imagens podem ser vistas no Anexo A.

4 CÁLCULO DO POTENCIAL EÓLICO

A avaliação do potencial eólico como ferramenta para subsidiar e classificar um possível parque eólico em um competitivo gerador de energia elétrica deve, conforme mencionado no item 2.4, considerar um período de medições de pelo menos três anos de duração, de forma a verificar a consistência das grandezas medidas. Neste estudo, dispomos de apenas 10 meses de informações, o que não pode ser utilizado como subsídio oficial, mas pode fornecer estimativas muito próximas das esperadas.

4.1 Aquisição parcial e análise preliminar de dados

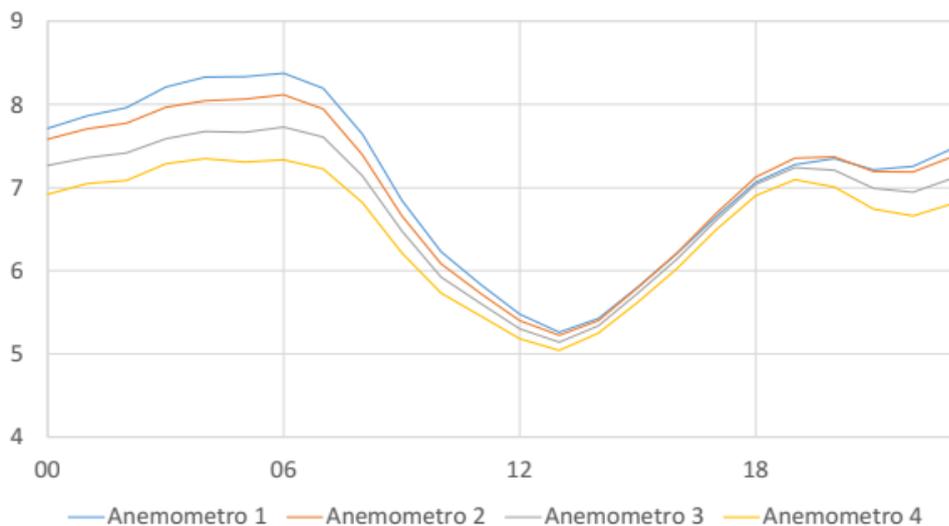
Após dez meses de coleta de dados, já temos uma base para análise preliminar dos dados. Com os sensores coletando dados desde novembro de 2021, obtive até o presente momento, grandezas completas até o mês de agosto de 2022, que servirão para estimar preliminarmente o potencial eólico da região.

Os dados são coletados diariamente e processados mensalmente, para que as médias fiquem registradas sazonalmente, conforme as Figuras 30 e 31.

Podemos perceber que o anemômetro 1, instalado a 122 m de altura, registra velocidades maiores do que o anemômetro 2 (120 m) e, conseqüentemente, maiores que os anemômetros 3 (100 m) e 4 (80 m). Tal ocorrido se deve principalmente pelo fato de o ar encontrar um fator de rugosidade de solo menor à medida que elevamos

o nível de medição, ou seja, as camadas de ar ficam cada vez menos turbulentas devido à menores interferências na superfície do solo.

Figura 21 - Perfil de velocidades diárias de agosto de 2022, em m/s.

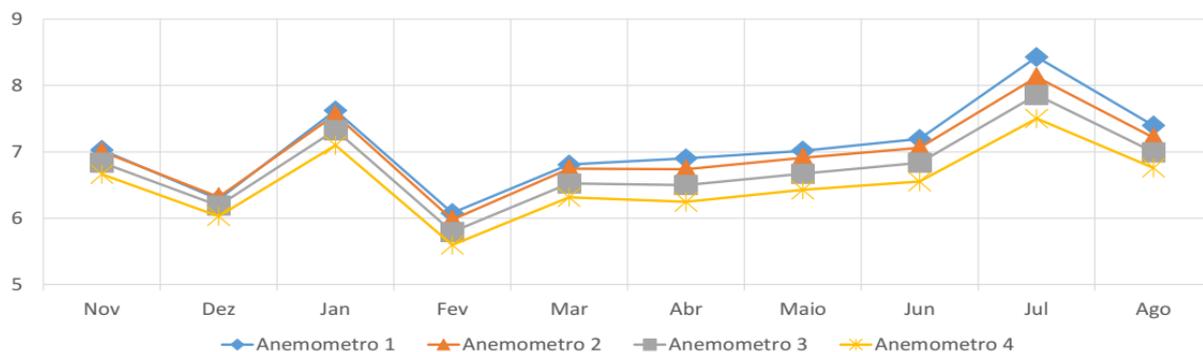


Fonte: acervo do autor (2022).

Onde a escala vertical representa as velocidades médias diárias do vento em m/s e a escala horizontal, as horas do dia em que ocorreram.

Podemos verificar também que predominam velocidades maiores durante a noite, que decrescem durante o dia e voltam novamente a aumentar à noite. Tal fato se deve, principalmente, pelo fato de as temperaturas noturnas serem mais baixas, o que naturalmente leva o ar deslocado a possuir uma densidade ligeiramente maior, ocasionando ventos mais fortes.

Figura 22 - Médias mensais de velocidade dos ventos medidos, em m/s.



Fonte: acervo do autor (2022).

Assim como as variações diárias, é possível verificar um comportamento semelhante ao longo do período de 10 meses, onde temos, em sua maioria, velocidades médias diretamente proporcionais à altura e inversamente proporcionais às temperaturas mais baixas registradas nos meses de inverno.

Assim, no decorrer desse período, é possível verificar que os dados de velocidades médias obtidas vêm ao encontro do que era esperado, analisando puramente o atlas eólico apresentado no item 3.2.

4.2 Dados preliminares

Ao término do mês de agosto de 2022, foi possível extrair os dados referente às medições de velocidade e direção dos ventos, bem como pressão e temperatura do ar ao longo do período, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Dados médios dos ventos obtidos no período

Mês	Anemômetr o 122 m	Anemômetr o 120 m	Anemômetr o 100 m	Anemômetr o 80 m (m/s)	Temperatura (°C)	Umidade (%)	Pressão (hPa)
Novembro 2021	7,03	7,01	6,84	6,66	18,41	75,84	929,57
Dezembro 2021	6,28	6,32	6,19	6,03	19,85	77,44	929,54
Janeiro 2022	7,62	7,56	7,33	7,10	23,37	68,98	929,38
Fevereiro 2022	6,08	5,98	5,79	5,59	21,89	72,57	929,77
Março 2022	6,81	6,75	6,53	6,31	19,06	84,78	930,36
Abril 2022	6,90	6,74	6,50	6,25	16,84	85,34	931,32
Mai 2022	7,02	6,91	6,67	6,43	12,68	89,19	931,78
Junho 2022	7,20	7,06	6,84	6,55	11,23	84,85	931,98
Julho 2022	8,43	8,13	7,86	7,50	16,08	76,90	931,22
Agosto 2022	7,43	7,23	7,02	6,76	14,41	79,11	932,53

Fonte: acervo do autor (2022).

4.3 Pré-condições

Assim como explicado no item 2.5.2, a potência do vento que passa perpendicularmente por uma seção circular será dada pela equação (3). Logo, antes de determinar a potência disponível, é preciso calcular a densidade do ar, bem como escolher um modelo de aerogerador, apenas para nortear a proposta.

4.3.1 Densidade do ar

Conforme abordado no item 2.5.1, a atmosfera nem sempre se comporta de forma uniforme, logo, não é recomendado utilizar o valor de densidade padrão do ar, mas sim medir sua temperatura e densidade, e calcular a densidade média durante o período apurado através da equação (1).

Desta forma, a densidade média do ar medido é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 - Densidade média do ar para o período considerado.

Mês	Temperatura (°C)	Pressão (hPa)	Pressão (atm)	Densidade (kg/m ³)	Dif. densidade padrão
Novembro 2021	18,41	929,57	0,91742	1,227932	0,239%
Dezembro 2021	19,85	929,54	0,91738	1,221849	-0,257%
Janeiro 2022	23,37	929,38	0,91723	1,207125	-1,459%
Fevereiro 2022	21,89	929,77	0,91761	1,213698	-0,923%
Março 2022	19,06	930,36	0,9182	1,226237	0,101%
Abril 2022	16,84	931,32	0,91914	1,236896	0,971%
Mai 2022	12,68	931,78	0,9196	1,25554	2,493%
Junho 2022	11,23	931,98	0,91979	1,262193	3,036%
Julho 2022	16,08	931,22	0,91904	1,240033	1,227%
Agosto 2022	14,41	932,53	0,92034	1,248981	1,958%

Fonte: acervo do autor (2022).

Podemos perceber que nos meses em que as temperaturas médias são mais altas e as pressões mais baixas, temos um decréscimo na densidade do ar, que é causado pela menor quantidade de moléculas de água presentes no vento e pode, naturalmente, impactar na potência eólica disponível. É possível ainda verificar essa diferença percentual entre a densidade medida e a densidade padrão na última coluna da Tabela 2, na qual, em sua maioria, os meses apresentaram valores superiores aos da atmosfera padrão.

4.3.2 Turbina

Com o intuito de nortear o estudo, é importante definir um modelo de turbina para que os dados apresentados façam sentido. Note que não estamos aqui

especificando um equipamento para um parque eólico, mas sim apenas delimitando a área do vento que será captada pelas pás. Utilizado em diversos parques do Brasil, o aerogerador escolhido como exemplo foi o modelo AGW 147, do fabricante brasileiro WEG, igual ao demonstrado na Figura 32. Este modelo de turbina conta com um diâmetro de rotor de 147 metros, o que nos delimita uma área $A = \pi * (147/2)^2 = 16.972 m^2$ para utilizar como referência no estudo.

Desta forma, a equação (3) passa a fazer sentido, uma vez que, para determinada região de estudo, precisamos desta limitação da área, ainda que, por motivos específicos do projeto do aerogerador, cada máquina terá características exclusivas de ângulo de ataque de pás, empuxo, comportamento quanto à turbulência, etc, não sendo possível fazer uma análise mais aprofundada sem entrar nestas particularidades.

Figura 23 - Aerogerador WEG AGW-147.



Fonte: WEG (2022).

4.4 Potencial

As velocidades e densidades médias para cada mês, conforme mostradas no item 4.1 podem agora ser utilizadas para determinar a potência média, utilizando-se a equação (3) do item 2.5.2, levando em consideração o coeficiente de potência

(coeficiente teórico de Betz) e a área varrida pelo rotor da turbina selecionada. Os dados são expostos na Tabela 3.

Tabela 3 - Potência eólica média disponível em cada nível de medição.

Mês	Pot. disponível (kW) anemometro 122m	Pot. disponível (kW) anemometro 120m	Pot. disponível (kW) anemometro 100m	Pot. disponível (kW) anemometro 80m
Novembro 2021	2.144,29	2.125,91	1.974,01	1.826,62
Dezembro 2021	1.524,02	1.550,37	1.456,72	1.346,55
Janeiro 2022	2.690,48	2.624,30	2.388,34	2.171,81
Fevereiro 2022	1.369,60	1.303,62	1.186,75	1.068,57
Março 2022	1.945,10	1.893,94	1.713,19	1.552,52
Abril 2022	2.043,99	1.902,18	1.709,14	1.515,36
Mai 2022	2.181,86	2.085,54	1.873,40	1.676,31
Junho 2022	2.366,03	2.236,89	2.027,26	1.785,17
Julho 2022	3.735,21	3.347,22	3.025,36	2.634,96
Agosto 2022	2.573,42	2.375,48	2.171,54	1.944,21

Fonte: acervo do autor (2022).

Ao compararmos os valores da Tabela 3 com as velocidades registradas na Tabela 1, podemos perceber a importância das medições corretas, pois, assim como demonstra a equação (3), ao dobrarmos a velocidade do vento, aumentamos o potencial em 8 vezes, logo, devemos utilizar sensores de qualidade e sempre calibrados, pois serão as medições que servirão de instrumento para avaliar se o empreendimento será viável ou não.

Podemos então associar a quantidade de potência disponível por área varrida de tal forma como exposto na Tabela 4.

Tabela 4 - Potência eólica média disponível por área de rotor.

Mês	Pot. disponível (W/m ²) anemômetro 122m	Pot. disponível (W/m ²) anemômetro 120m	Pot. disponível (W/m ²) anemômetro 100m	Pot. disponível (W/m ²) anemômetro 80m
Novembro 2021	126,35	125,26	116,31	107,63
Dezembro 2021	89,80	91,35	85,83	79,34
Janeiro 2022	158,53	154,63	140,72	127,97
Fevereiro 2022	80,70	76,81	69,93	62,96
Março 2022	114,61	111,59	100,94	91,48
Abril 2022	120,44	112,08	100,71	89,29
Mai 2022	128,56	122,88	110,38	98,77
Junho 2022	139,41	131,80	119,45	105,19
Julho 2022	220,09	197,22	178,26	155,26
Agosto 2022	151,63	139,97	127,95	114,56

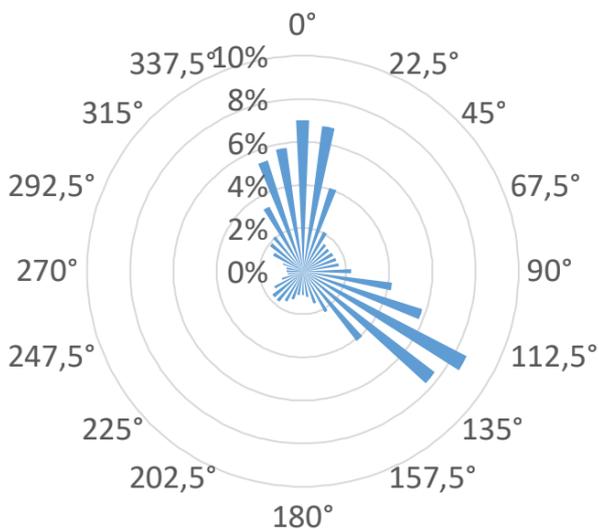
Fonte: acervo do autor (2022).

Lembrando ainda que, por utilizar o coeficiente de potência teórico de Betz, quando da simulação com máquinas reais, os valores de potência disponíveis serão menores, tanto na ponta do eixo, quanto na saída do gerador, em virtude das particularidades do projeto de cada aerogerador.

4.5 Direção do vento

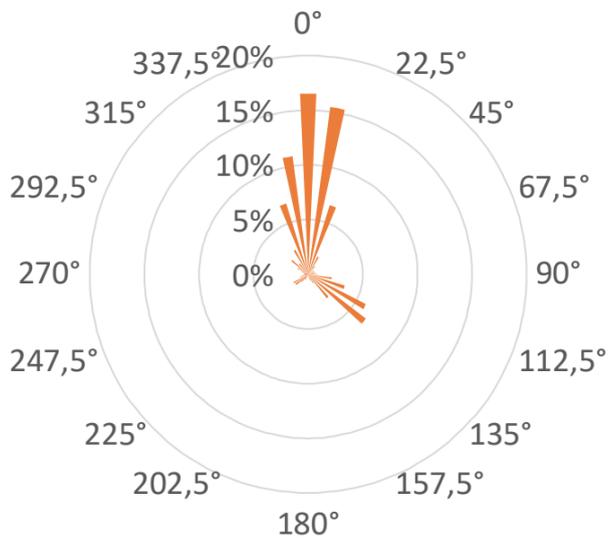
A direção predominante do vento é outro fator muito importante, pois indica o sentido em que teremos a maior ocorrência dos mesmos e, irá influenciar na concentração energética, no *layout* das máquinas, no cálculo da esteira de turbulência e poluição sonora de um futuro parque eólico. Com o auxílio de uma empresa de consultoria especializada em parques eólicos, conseguimos obter, para os dados coletados, através do software “windPRO”, as direções predominantes apresentadas na Figura 33, bem como a concentração energética, demonstrada na Figura 34.

Figura 24 - Direções predominantes dos ventos.



Fonte: acervo do autor (2022).

Figura 25 - Concentração energética dos ventos.



Fonte: acervo do autor (2022).

Assim, podemos notar que, no período do estudo, apesar de as direções predominantes do vento originarem-se de do setor norte (de 337° a 22°), com 32% das ocorrências e do setor sudeste (de 100° a 140°), com 28% das ocorrências, ambos com relação ao norte geográfico. A maior concentração energética, portanto, se dá principalmente no setor norte, concentrando aproximadamente 56% de toda energia provável, ou seja, os ventos sopram com maior intensidade neste setor, ainda que não tenham a constância do setor sudeste.

Os dados de direções predominantes e concentração energética dos ventos serão de suma importância para definir o layout do futuro parque eólico, caso este se concretize, de forma que se tenha a menor formação de turbulência entre máquinas e também de forma a otimizar a movimentação das naceles - a “casa” dos geradores - em busca de alinhamento com o vento.

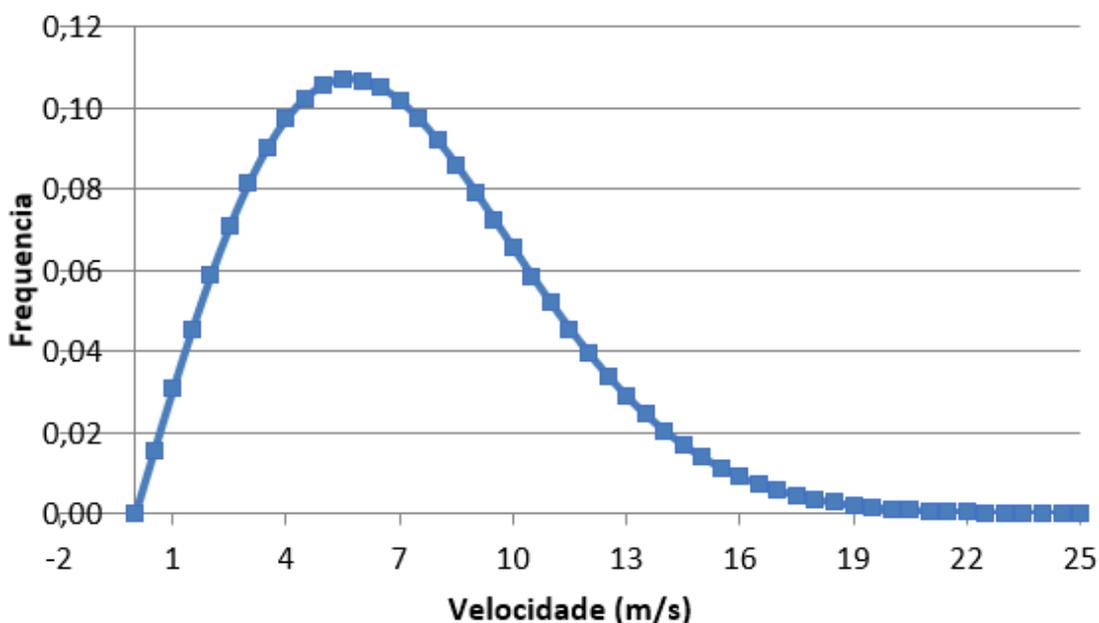
4.6 Distribuição de Weibull

Conforme mencionado no item 2.5.4, a distribuição de Weibull tem sido amplamente utilizada para análise da velocidade do vento e avaliação de potencial

eólico. É necessário então, definir os parâmetros da equação (6) utilizando as equações (7) e (8) com base nos dados já obtidos.

Sendo assim, com os dados da Tabela 1 e o auxílio do software “Microsoft Excel”, foi possível calcular a distribuição de Weibull para os dados obtidos até o momento e organizar na forma de gráfico, assim como demonstrado na Figura 35.

Figura 26 - Distribuição de Weibull para os dados de vento coletados.



Fonte: acervo do autor (2022).

Podemos então verificar que, pela distribuição de Weibull demonstrada, as maiores probabilidades de ocorrência dos ventos se concentram nas velocidades de 4 a 7 m/s, o que direcionará os estudos de dimensionamento de máquinas de forma a conciliar os dados da distribuição com a curva de potência das máquinas selecionadas para o projeto.

4.7 Produção de energia

Estimar a produção de energia de uma usina, ou de uma única máquina apenas, que utilize fontes de energia renovável, é complexo, uma vez que, além da

possibilidade das condições climáticas não se comportarem da mesma forma como o período de medições, existem as particularidades de cada gerador, bem como o arranjo do parque. No entanto, ao consultar catálogos dos fabricantes de aerogeradores Enercon e WEG, podemos verificar que os coeficientes de potência reais médios ficam na casa dos 0,455, ou seja, abaixo do coeficiente teórico de Betz de 0,59.

Sendo assim, para uma estimativa mais próxima da realidade, temos que considerar ainda perdas elétricas, de transformação e perdas térmicas, acrescentando também um coeficiente da ordem de 0,88 - extraído do banco de dados do software "windPRO" - que é considerado, segundo a empresa de consultoria citada no item 4.4, coerente para aerogeradores deste porte, o que nos leva a uma estimativa de produção de energia próxima do que pode ser encontrado na realidade, sendo possível calcular pela equação (9):

$$E_m = P_d \cdot C_p \cdot C'_p \cdot H_m \quad (9)$$

E_m = energia mensal estimada em MWh;

P_d = potência disponível em MW;

C_p = coeficiente de potência da máquina primária (aerogerador);

C'_p = coeficiente de perdas elétricas e térmicas;

H_m = número de horas totais do mês considerado.

Logo, os dados da Tabela 3 foram recalculados utilizando os coeficientes de potência e de perdas reais e foi possível então calcular a energia estimada para o ponto mais alto da medição (122 m), resultando no exposto na Tabela 5.

Tabela 5 - Potência eólica disponível recalculada com coeficientes reais e estimativa de produção de energia de um aerogerador de 147 m de rotor.

Mês	Pot. disponível (kW) anemômetro 122m	Horas do mês (h)	Energia mensal estimada MWh
Novembro 2021	1.448,84	720	1.043,16
Dezembro 2021	1.029,74	744	766,13
Janeiro 2022	1.817,89	744	1.352,51
Fevereiro 2022	925,40	672	621,87
Março 2022	1.314,26	744	977,81
Abril 2022	1.381,07	720	994,37
Mai 2022	1.474,23	744	1.096,83
Junho 2022	1.598,67	720	1.151,04
Julho 2022	2.523,79	744	1.877,70
Agosto 2022	1.738,80	744	1.293,67
TOTAL:		7.296	11.175,09

Fonte: acervo do autor (2022).

É possível então concluir que, para um aerogerador genérico com um rotor de 147 metros de diâmetro, instalado no local do estudo, podemos esperar uma geração de energia elétrica de aproximadamente 11.175 MWh em um período de 10 meses. No entanto, na possível concretização de um parque eólico, vários outros fatores deverão ser analisados, como a disposição das máquinas, tipo de gerador, influência da esteira de turbulência, manutenção e disponibilidade, fatores climáticos, assim como o regime de funcionamento das máquinas.

5 CONCLUSÃO

Ao fim do período de medições considerado neste estudo, ou seja, devido ao curto espaço de apenas dez meses (e não os três exigidos pela ANEEL e EPE), já foi possível obter valores palpáveis para as estimativas do potencial eólico.

Através do uso dos dados coletados em cálculos e simulações, foi possível obter valores teóricos de potencial disponível, bem como a estimativa de produção de energia simplificada, assim como a curva de distribuição de probabilidades de Weibull para o ponto estudado. Desta forma, é possível afirmar, ainda em caráter preliminar, que os ventos medidos na região superam os esperados no atlas eólico.

Será necessário, após o estudo de *micrositing*, conciliar também um estudo de viabilidade financeira, pois em algumas obras, os valores com infraestrutura de acesso, complexidade das fundações das torres e logística de transporte, chegam a custar até 30% do valor total e, em muitos casos, inviabilizando o empreendimento.

Estes resultados, tanto técnicos, quanto econômicos, uma vez validados e confrontados com os resultados oficiais da campanha de medições de 3 anos, irão contribuir, ao fim de 2024, para definir se será técnica e economicamente viável projetar um parque eólico no local. De momento, dadas as condições de reduzido tempo de medições e sem análise financeira, é possível afirmar que o potencial eólico do Morro Harmonia II é tecnicamente viável para geração de energia elétrica através do potencial dos ventos daquela região.

Assim, é possível afirmar que os objetivos da pesquisa em avaliar o potencial eólico, passando pelas etapas de especificação, distribuição de probabilidades e estimativa de produção de energia foram alcançados.

Diversas foram as áreas de estudo que colaboraram com os subsídios desta pesquisa, no entanto, certamente os mais importantes foram as disciplinas de sistema de geração, distribuição e transmissão de energia, que colaboraram trazendo conceitos, os quais pude colocar em prática e que fazem a diferença na vida profissional de um Engenheiro Eletricista, que deve se inserir de forma íntegra em todas as etapas destes processos construtivos.

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Assim como citado nos itens 4.5 e 4.7, em uma futura oportunidade, pode ser interessante aprofundar mais os detalhes técnicos de algumas máquinas, para utilizá-las como modelos fiéis e ter resultados mais próximos dos reais. Esta análise poderá orientar linhas de projeto mais eficientes de forma a obter respostas de determinadas pás para diferentes regimes de vento, produção total de energia anual melhor se considerar o ótimo alinhamento, buscando reduzir perdas com turbulências e gasto de energia para alinhar as naceles.

Outro ponto a ser considerado é a possibilidade de fazer uma análise financeira detalhada, levando em consideração custos com fundações, melhorias nos acessos para máquinas pesadas, bem como a logística de transporte, que são fatores que escapam do escopo puramente técnico do ponto de vista de potencial eólico. Entre outras palavras, o custo por MW instalado pode ser maior ou menor, a depender de tais análises, sendo um fator determinante na decisão de construir ou não um parque gerador da ordem de milhões de reais

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 876**, de 10 de março de 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 954**, de 30 de novembro de 2021.

ANEMÔMETRO. **Sigma Sensors**. São Paulo, 2022. Disponível em: <<https://sigmasensors.com.br/anemometro>>. Acesso: 13 de abril de 2022.

ARAUJO, Diego V. **Etapas para elaboração de projeto de parque eólico a partir de medições anemométricas**. Monografia de graduação em engenharia elétrica. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021.

BARÔMETRO para medição da pressão atmosférica. **Sigma Sensors**. São Paulo, 2022. Disponível em: <<https://sigmasensors.com.br/barometros>>. Acesso: 13 de abril de 2022.

BRASIL termina 2021 com maior acréscimo em potência instalada desde 2016. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 08 de fev. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/brasil-termina-2021-com-maior-acrescimo-em-potencia-instalada-desde-2016>>. Acesso: 12 de abril de 2022.

DIAS, Marcos V. X. **Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras**. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005.

DUTRA, Ricardo M. **Energia eólica - princípios e tecnologias**. 1. ed. Rio de Janeiro: Centro de referência para as energias solar e eólica Sérgio de Brito. 2008. E-book.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Instalação de Estações Anemométricas: Boas Práticas**. 1. ed. Rio de Janeiro: Quartexto, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2021**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>>. Acesso: 23 de março de 2022.

ENERCON GMBH. **Enercon E-138 EP3 2.000 kW wind turbine**: catálogo do fabricante. Disponível em: <<https://www.enercon.de/en/products/ep-3/e-138-ep3/>> Acesso: 22 de agosto de 2022.

FADIGAS, Eliane A. **Energia Eólica**. 1. ed. Barueri: Manole, 2011.

FIORIN, Marcos; OLIVEIRA, Ricardo V.; SANTOS, Felipe C. Estratégias de Controle coordenado de tensão para sistemas de distribuição com geração eólica. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, Foz do Iguaçu, 2014

Ciência e Natura, Santa Maria, v. 39, n. 1, p. 193-201, 2017.

GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. **Atlas eólico 2014**. Porto Alegre, 2014. E-book.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION. **ISO 2533: Standard Atmosphere**. **Genebra**, p.7, 1975.

PARA que serve um anemômetro? **MEGACLIMA**. Lisboa, 2022. Disponível em: <<https://www.megaclima.pt/blog/para-que-serve-anemometro>>. Acesso: 13 de setembro de 2022.

NUNES, Eden R. **Metodologia de projeto de turbinas eólicas de pequeno porte**. Dissertação de mestrado em engenharia mecânica. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

OSAWA, Maurilio T. **Aplicação de parâmetros da distribuição de weibull na análise do potencial energético de um microgerador eólico em cidades do estado do Paraná**. Monografia de graduação em engenharia eletrônica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Ponta Grossa, 2017.

PARANHOS, Beatriz R.; SILVA, Flávio C.; CATALDI, Marcio. A energia eólica como alternativa energética para agricultura familiar em regiões serranas. **Ciência e Natura**, Santa Maria, v. 39, n. 1, p. 193-201, 2017.

PINTO, Milton. **Energia eólica - Princípios e operação**. São Paulo: Érica, 2019.

RESENDE, Fernanda O. **Evolução tecnológica dos sistemas de conversão de energia eólica para ligação à rede**. Artigo do repositório da Universidade Lusófona, Lisboa, 2011.

RIBEIRO, Renata K. F. **Avaliação dos requisitos LVRT de parques eólicos**. Dissertação de mestrado em engenharia elétrica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2020.

ROCHA, Sibelis A.; ORTEGA, Jeferson M.; KOLTERMANN, Paulo I., ORTEGA, Luciane M. Análise da viabilidade de sistemas de geração de energia elétrica a partir de subprodutos do setor sucroalcooleiro. **Revista Eletrônica Gestão & Saúde**, Brasília, v. 6, n. 2, p. 1087-1107, 2015.

SOUZA, Amaury; OLIVEIRA, Soetânia S.; OZONUR, Deniz. Análise da estimativa dos parâmetros da distribuição de Weibull para velocidade do vento em Campo Grande-MS. **Journal of Environmental Analysis and Progress**, Recife, v. 4, n. 3, p. 168-179, 2019.

THIES Compact (TMR). **Kintech Engineering**. Zaragoza, 2022. Disponível em: <<https://www.kintech-engineering.com/pt-br/catalogue/wind-vanes-pt/thies-compact-tmr>>. Acesso: 13 de abril de 2022.

TSUCHIDA, Alexandre L. **Aspectos metodológicos acerca da modelagem de turbinas eólicas**. Monografia de graduação em engenharia elétrica. Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

VARGAS, Soraida A. **Previsão da distribuição da densidade de probabilidade da Geração de Energia Eólica usando técnicas não paramétricas**. Tese de doutorado em engenharia elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

VIAN, Ângelo; TAHAN, Carlos M.; AGUILAR, Guido J.; GOUVEA, Marcos R.; GEMIGNANI, Matheus M. **Energia Eólica Fundamentos Tecnologia e Aplicações**. 1. ed. São Paulo: Blucher, 2021.

WEG S.A. **Aerogeradores AGW147/4.2**. Jaraguá do Sul, 2022. Disponível em: <https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Aerogeradores/Aerogeradores---AGW147-4-2/Aerogeradores---AGW147-4-2/p/MKT_WEN_WIND_AGW147>. Acesso: 12 de outubro de 2022.

WHAT is a wind vane? **Davis Instruments**. Hayward, 2022. Disponível em: <<https://www.davisinstruments.com/pages/what-is-a-wind-vane>>. Acesso: 13 de abril de 2022.

ANEXOS

ANEXO A - Dados técnicos dos sensores anemométricos

ANEMÔMETRO SUPERIOR			
Fabricante		Thies	
Modelo		First Class Advanced II	
Número de série	04219333	Canal	C1
Altura	122 m	Offset	0.242511
Ângulo da haste (NV)	N/A	Slope	0.045891

Figura 27 - Vistas do anemômetro superior.



Fonte: autor (2021).

ANEMÔMETRO BACKUP			
Fabricante		Thies	
Modelo		First Class Advanced II	
Número de série	04219332	Canal	C2
Altura	120 m	Offset	0.230360
Ângulo da haste (NV)	181°	Slope	0.045979

Figura 28 - Vistas do anemômetro backup.



Fonte: autor (2021).

ANEXO A - Dados técnicos dos sensores anemométricos (continuação)

ANEMÔMETRO INTERMEDIÁRIO			
Fabricante		Thies	
Modelo		First Class Advanced II	
Número de série	04219331	Canal	C3
Altura	100 m	Offset	0.239508
Ângulo da haste (NV)	180°	Slope	0.045894

Figura 29 - Vistas do anemômetro intermediário.



Fonte: autor (2021).

ANEMÔMETRO INFERIOR			
Fabricante		Thies	
Modelo		First Class Advanced II	
Número de série	04219330	Canal	C4
Altura	80 m	Offset	0.240293
Ângulo da haste (NV)	177°	Slope	0.045849

Figura 30 - Vistas do anemômetro inferior.



Fonte: autor (2021).

ANEXO A - Dados técnicos dos sensores anemométricos (continuação)

WIND VANE SUPERIOR			
Fabricante		Thies	
Modelo		Compact TMR	
Número de série	03211451	Canal	D1
Altura	120 m	Offset	0
Ângulo da haste (NV)	356°	Slope	0.3515625

Figura 31 - Vistas da wind vane superior.



Fonte: autor (2021).

WIND VANE INFERIOR			
Fabricante		Thies	
Modelo		Compact TMR	
Número de série	03211450	Canal	D2
Altura	100 m	Offset	0
Ângulo da haste (NV)	360°	Slope	0.3515625

Figura 32 - Vistas da wind vane inferior.



Fonte: autor (2021).

ANEXO A - Dados técnicos dos sensores anemométricos (continuação)

TERMO HIGRÔMETRO			
Fabricante		Ammonit	
Modelo		#KPC1.S/6-ME	
Número de série	239914/1221	Offset Termômetro	-30
Altura	110 m	Slope Termômetro	100
Ângulo da haste (NV)	N/A	Offset Higrômetro	0
Canal	A1 e A2	Slope Higrômetro	100

Figura 33 - Vistas do termo higrômetro.



Fonte: autor (2021).

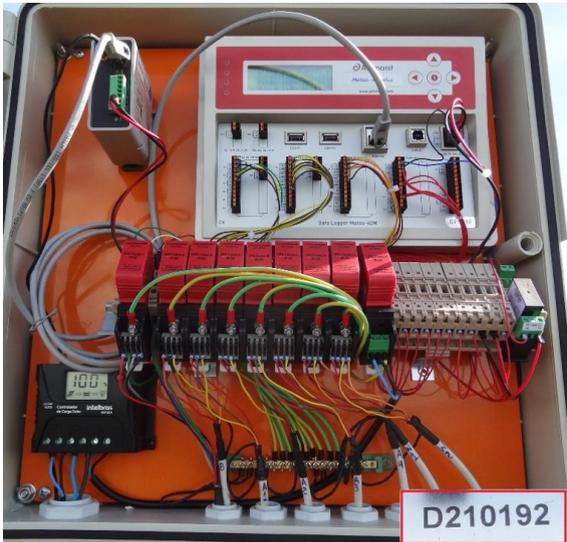
BARÔMETRO			
Fabricante		Ammonit	
Modelo		AB60	
Número de série	B21 0165	Canal	A3
Altura	110 m	Offset	800
Ângulo da haste (NV)	N/A	Slope	60

Figura 34 - Vistas do termo barômetro.



Fonte: autor (2021).

ANEXO A - Dados técnicos dos sensores anemométricos (continuação)

DATA LOGGER		
Fabricante	Ammonit	<p>Figura 35 - Vista do <i>data logger</i>.</p>  <p>Fonte: acervo do autor (2021).</p>
Modelo	Meteo 40M	
Versão firmware	2.0.13	
Altura	15 m	
Alimentação	12V 45Ah - Bateria estacionária, com módulo solar de 40 Wp policristalino	
Taxa amostragem	1 Hz	
Intervalo	10 minutos	
Número de série	D210192	

ANEXO B - Termo de anuência para utilização de dados de medição

18 de novembro de 2022

A Cooperativa Certel
Sr. Vice-presidente Daniel Luis Sechi

Teutônia/RS

Assunto: solicitação de anuência.

Prezado,

Para o desenvolvimento do meu Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) de Engenharia Elétrica, na instituição de ensino UNIVATES - Universidade do Vale do Taquari, solicito anuência para a utilização de dados técnicos da campanha de medições anemométricas, realizadas pela Cooperativa Certel no Morro Harmonia II, localizado em Teutônia/RS.

Os dados a serem utilizados se limitam à velocidade e direção dos ventos, pressão e temperatura atmosférica de todos os sensores instalados no local de medição, bem como o dia e a hora em que ocorreram.

Também nesta monografia, a Cooperativa Certel é citada como interessada na construção de um parque eólico na região das medições, caso este seja técnica e economicamente viável.

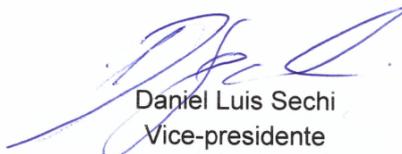
Tema da monografia:

Avaliação preliminar de potencial eólico para geração de energia elétrica.

Atenciosamente,

Michael Daniel Thies
Acadêmico do Curso de Engenharia Elétrica.

Nos termos acima descritos, concedo a referida autorização.


Daniel Luis Sechi
Vice-presidente



UNIVATES

R. Avelino Tallini, 171 | Bairro Universitário | Lajeado | RS | Brasil

CEP 95900.000 | Cx. Postal 155 | Fone: (51) 3714.7000

www.univates.br | 0800 7 07 08 09