



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS**

ANA TERESA CALDAS ARARIPE

**CAMPANHA DE MEDIÇÃO EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL: DESAFIOS
TECNOLÓGICOS, NORMATIVOS E METROLÓGICOS**

**FORTALEZA
2025**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

A685c Araripe, Ana Teresa Caldas.

CAMPANHA DE MEDAÇÃO EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL: DESAFIOS TECNOLÓGICOS,
NORMATIVOS E METROLÓGICOS / Ana Teresa Caldas Araripe. – 2025.
94 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia,
Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2025.

Orientação: Prof. Dr. Luiz Soares Junior.

Coorientação: Profa. Ana Tamires Azevedo do Nascimento.

1. Campanhas de Medição Anemométrica. 2. Energia Eólica Offshore. 3. Metrologia. 4. Calibração de
Sensores. I. Título.

CDD 621.042

ANA TERESA CALDAS ARARIPE

**CAMPANHA DE MEDIÇÃO EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL: DESAFIOS
TECNOLÓGICOS, NORMATIVOS E METROLÓGICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Graduação em Engenharia de
Energias Renováveis do Centro de Tecnologia
da Universidade Federal do Ceará, como
requisito parcial à obtenção do grau de bacharel
em Engenharia de Energias Renováveis.

Aprovada em: 30 de Julho de 2025

BANCA EXAMINADORA

Prof.Dr. Luiz Soares Junior (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Ana Tamires Azevedo do
Nascimento (Coorientadora)
Universidade Estadual do Ceará (UECE)

Profa. Dra. Amanda Pereira Monteiro
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Profa. Dra. Ana Fabiola Leite Almeida
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Dedico este trabalho às minhas mães Ana Maria e Silvia, por me apoiarem e acreditarem em mim. Ao meu irmão Carlos Eduardo, por me dar força e ótimos conselhos. Aos meus avós Arnaldo (*in memoriam*) e Conceição, que formaram a pessoa que eu sou hoje.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao Prof. Dr. Luiz Soares Junior por me orientar e acompanhar neste Trabalho de Conclusão de Curso. Agradeço à Ana Tamires Azevedo do Nascimento pela coorientação e por todos os conselhos para melhorar o trabalho.

Aos meus pais Ana Maria e Carlos Eduardo, aos meus avós Arnaldo (*in memoriam*), Conceição, João Ernesto e Nancy, aos meus irmãos Carlos Eduardo, Ana Letícia e Carlos Fernando, agradeço imensamente pelo incentivo aos estudos e às minhas escolhas dentro da formação acadêmica. Aos meus tios Bernardo, Conceição, Dora, Erice e Silvia, pelo amor incondicional e pela paciência durante todos esses anos. Aos meus queridos primos Camila, Raisa, Arnaldo, Rebeca, Renan e Luisa pelo companheirismo em toda a minha vida.

Agradeço a Gislany Queiroz, Laura Dória, Carol Magalhães, Sânia Dantas, Felipe Braga, Éverton Gadelha, Breno Brito, Pedro Macieira, Gabriela Kogan, Hariel Abreu e Janiely Cruz, pela amizade e apoio durante a graduação.

À minha namorada Gabriela Ponciano por me acompanhar e me incentivar durante a elaboração deste trabalho.

A todos da Megajoule do Brasil pelos ensinamentos compartilhados durante o período de estágio.

E ao Doutorando em Engenharia Elétrica, Ednardo Moreira Rodrigues, e seu bolsista, Alan Batista de Oliveira, aluno de graduação em Engenharia Elétrica, pela adequação do *template* utilizado neste trabalho para que o mesmo ficasse de acordo com as normas da biblioteca da Universidade Federal do Ceará (UFC).

“Porque o vento ele é diferente em horas do dia.”
(Dilma Rousseff)

RESUMO

A caracterização do recurso eólico *offshore* no Brasil requer o atendimento a exigências técnicas e metrológicas específicas, especialmente no que se refere à confiabilidade dos sensores e à rastreabilidade dos dados obtidos em campanhas de medição. A pesquisa foi estruturada em três etapas: uma revisão sistemática da literatura técnico-científica sobre tecnologias de medição e desafios operacionais em ambiente marítimo, comparação de normas nacionais e internacionais e o mapeamento de laboratórios nacionais com capacidade para calibrar anemômetros de copo em conformidade com os requisitos mínimos solicitados na legislação brasileira. Embora o consenso entre autores aponte para a necessidade de múltiplas metodologias para caracterização do recurso eólico *offshore*, os resultados da revisão de literatura evidenciam a busca por alternativas de medição indiretas, como o uso de satélites e modelagem atmosférica, tais alternativas, contudo, não se mostraram eficazes em campanhas de medição. Ademais, embora tecnologias como Detecção e Varredura por Luz (*Light Detection And Ranging*) (LIDAR) e boias instrumentadas apresentem vantagens operacionais, a torre meteorológica anemométrica ainda é o método mais consolidado e utilizado internacionalmente, servindo como referência normativa e base para validação de novas abordagens. Em relação ao aspecto normativo, atestou-se que tanto a regulamentação nacional quanto a internacional não abordam aspectos intrínsecos ao ambiente *offshore*, evidenciando uma necessidade de revisar e adequar a documentação para que se torne específica ao cenário marítimo. Por fim, verificou-se que o Brasil possui infraestrutura técnica mínima para execução de calibrações confiáveis, porém com 72,41% da rede metrológica concentrada na região Sudeste, além de permanecer sujeito à obrigatoriedade de utilizar laboratórios internacionais vinculados à Rede Internacional de Institutos de Medição de Energia Eólica (*International Network of Wind Energy Measurement Institutes*) (MEASNET). Essa exigência impõe limitações econômicas e logísticas ao contexto nacional, evidenciando a necessidade de revisão normativa que reconheça as capacidades locais e promova maior autonomia técnica no setor eólico *offshore*.

Palavras-chave: Campanhas de Medição Anemométrica. Energia Eólica *Offshore*. Metrologia. Calibração de Sensores.

ABSTRACT

The characterization of offshore wind resources in Brazil requires compliance with specific technical and metrological requirements, especially with regard to the reliability of sensors and the traceability of data obtained in measurement campaigns. The research was structured in three stages: a systematic review of the technical and scientific literature on measurement technologies and operational challenges in the maritime environment, a comparison of national and international standards, and the mapping of national laboratories with the capacity to calibrate cup anemometers in accordance with the minimum requirements set forth in Brazilian legislation. Although authors agree on the need for multiple methodologies to characterize offshore wind resources, the results of the literature review show a search for indirect measurement alternatives, such as the use of satellites and atmospheric modeling. However, these alternatives have not proven effective in measurement campaigns. Furthermore, although technologies such as LIDAR and instrumented buoys offer operational advantages, the meteorological anemometer tower is still the most established and internationally used method, serving as a normative reference and basis for validating new approaches. With regard to the normative aspect, it was found that both national and international regulations do not address aspects intrinsic to the offshore environment, highlighting a need to review and adapt the documentation to make it specific to the maritime scenario. Finally, it was found that Brazil has minimal technical infrastructure for performing reliable calibrations, with 72.41% of the metrological network concentrated in the Southeast region, in addition to remaining subject to the obligation to use international laboratories linked to MEASNET. This requirement imposes economic and logistical limitations on the national context, highlighting the need for regulatory review that recognizes local capabilities and promotes greater technical autonomy in the offshore wind sector.

Keywords: Anemometric Measurement Campaigns. Offshore Wind Energy. Metrology. Sensor Calibration.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Geração de energia elétrica mundial.	15
Figura 2 – Evolução do aero gerador.	20
Figura 3 – Ventos de circulação global.	21
Figura 4 – Brisas.	23
Figura 5 – Parques eólicos no Brasil.	24
Figura 6 – Parques eólicos <i>offshore</i>	25
Figura 7 – Etapas de implementação de um projeto eólico no Brasil.	28
Figura 8 – Torre de medição anemométrica.	31
Figura 9 – Boia marinha.	32
Figura 10 – Anemômetro de copos.	34
Figura 11 – <i>Propeller</i>	35
Figura 12 – Anemômetro de placa.	35
Figura 13 – Anemômetro Sônico.	36
Figura 14 – SODAR.	37
Figura 15 – LIDAR.	38
Figura 16 – Anemômetro de fio quente.	39
Figura 17 – Tubo de Pitot.	39
Figura 18 – Etapas da Revisão de Literatura	57
Figura 19 – Etapas do Mapeamento de Laboratórios	60
Figura 20 – Artigos por ano de publicação.	64
Figura 21 – Nuvem de palavras-chave.	65
Figura 22 – Local de publicação.	66
Figura 23 – Artigos por classificação.	66
Figura 24 – Mapa dos laboratórios para calibração de anemômetros no Brasil.	80
Figura 25 – Laboratórios de calibração por estado.	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classes de anemômetros conforme a IEC 61400-12-1	51
Tabela 2 – Membros da MEASNET com serviço de calibração de anemômetro de copos	53
Tabela 3 – Componentes PICO da revisão sistemática	56
Tabela 4 – Filtros de Busca Aplicados no Portal da RBC	58
Tabela 5 – Requisitos para o Túnel de Vento segundo a Seção F.2 e MEASNET	60
Tabela 6 – Quantidade de artigos por base de dados.	61
Tabela 7 – Artigos selecionados para a revisão de literatura.	61
Tabela 8 – Desafios identificados nas diferentes abordagens de medição <i>offshore</i>	68
Tabela 9 – Comparação das regulamentações nacional e internacional para campanhas de medição anemométrica.	77
Tabela 10 – Características dos túneis de vento de instituições de ensino superior brasileiras.	78
Tabela 11 – Características dos túneis de vento pertencentes à Rede Brasileira de Calibração.	79
Tabela 12 – Instituições com túnel de vento para confecção do mapa.	80
Tabela 13 – Distribuição regional dos laboratórios por tipo de grandeza.	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AMA	Acompanhamento de Medição Anemométricas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GPS	Sistema de Posicionamento Global (<i>Global Positioning System</i>)
GWEC	Conselho Global de Energia Eólica (<i>Global Wind Energy Council</i>)
IA	Inteligência Artificial
IEA	Agência Internacional de Energia (<i>International Energy Agency</i>)
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional (<i>International Electrotechnical Commission</i>)
IES	Instituição de Ensino Superior
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IRENA	Agência Internacional de Energias Renováveis (<i>International Renewable Energy Agency</i>)
LIDAR	Detecção e Varredura por Luz (<i>Light Detection And Ranging</i>)
MEASNET	Rede Internacional de Institutos de Medição de Energia Eólica (<i>International Network of Wind Energy Measurement Institutes</i>)
PICO	Paciente, intervenção, comparação e resultado (<i>Patient, Intervention, Comparison and Outcome</i>)
PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RBC	Rede Brasileira de Calibração
SAR	Radar de Abertura Sintética (<i>Synthetic Aperture Radar</i>)
SODAR	Detecção e Varredura por Som (<i>Sound Detection And Ranging</i>)
TMA	Torre de Medição Anemométrica
WRF	Pesquisa e Previsão Meteorológica (<i>Weather Research and Forecasting</i>)
ZCIT	Zona de Convergência Intertropical

LISTA DE SÍMBOLOS

GW	GigaWatt
hPa	Hectopascal
Hz	Hertz
m	Metros
m/s	Metros por segundo
%	Porcentagem
°	Graus
°C	Graus Celsius

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Justificativa	17
1.2	Objetivos	18
1.2.1	<i>Objetivo Geral</i>	18
1.2.2	<i>Objetivos Específicos</i>	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	Energia Eólica	19
2.1.1	<i>Vento</i>	20
2.1.1.1	<i>Circulação Global</i>	20
2.1.1.2	<i>Circulação Local</i>	22
2.1.2	<i>Panorama da Energia Eólica no Brasil</i>	23
2.1.3	<i>Offshore</i>	25
2.2	Projeto de Parque Eólico no Brasil	28
2.2.1	<i>Campanha de Medição Anemométrica</i>	28
2.2.1.1	<i>Torre de Medição Anemométrica</i>	30
2.2.1.2	<i>Boias Marinhas</i>	32
2.2.1.3	<i>Sensores e Tecnologias de Medição</i>	33
2.3	Regulamentação para Campanhas de Medição Anemométricas	41
2.3.1	<i>Nacional</i>	41
2.3.2	<i>Internacional</i>	45
2.3.2.1	<i>IEA - International Energy Agency: 11. Wind speed measurement and use of cup anemometry.</i>	45
2.3.2.2	<i>MEASNET: Cup Anemometer Calibration Procedure.</i>	46
2.3.2.3	<i>IEC – International Electrotechnical Comission: Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines.</i>	46
2.3.3	<i>Calibração de Anemômetros de Copos</i>	52
2.3.4	<i>Boas Práticas para Campanhas de Medição</i>	54
3	METODOLOGIA	55
3.1	Revisão Sistemática da Literatura	55
3.1.1	<i>Delimitação do Tema de Busca</i>	55

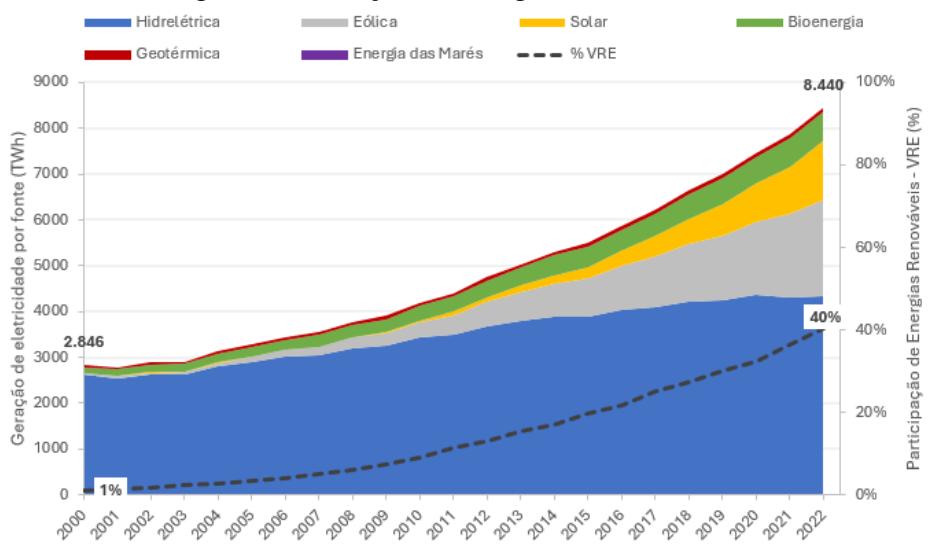
3.1.2	<i>Busca nas Bases de Dados</i>	56
3.1.3	<i>Triagem dos Resultados</i>	56
3.1.4	<i>Leitura dos Artigos Selecionados</i>	57
3.2	Mapeamento dos Laboratórios de Calibração no Brasil	58
3.2.1	<i>Procedimento de Coleta dos Dados</i>	58
3.2.1.1	<i>Rede Brasileira de Calibração</i>	58
3.2.1.2	<i>Instituições de Ensino Superior</i>	59
3.2.2	<i>Parâmetros Coletados e Critérios de Análise</i>	59
3.2.3	<i>Mapeamento</i>	60
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	61
4.1	Revisão Sistemática da Literatura	61
4.1.1	<i>Revisão de metodologia para implementar uma campanha de medição offshore</i>	67
4.1.2	<i>Implementação de campanha de medição offshore</i>	69
4.1.3	<i>Comparação entre dados de velocidade offshore de diferentes tecnologias em uma área comum</i>	70
4.1.4	<i>Comparação entre medições offshore e onshore em locais próximos</i>	74
4.1.5	<i>Regulamentação Nacional e Internacional</i>	77
4.2	Mapeamento de Laboratórios de Calibração no Brasil	78
5	CONCLUSÃO	83
	REFERÊNCIAS	85

1 INTRODUÇÃO

Diante do avanço tecnológico e do desenvolvimento socioeconômico, observa-se que a humanidade se tornou progressivamente dependente da energia elétrica, com a demanda global por eletricidade registrando crescimento anual. O consumo é impulsionado principalmente pelo aumento populacional, processos de urbanização e industrialização acelerados, e a expansão do consumo energético em setores estratégicos, como o industrial, Inteligência Artificial (IA), centros de dados e o de transportes, este último marcado pela transição dos automóveis convencionais a combustíveis fósseis para veículos elétricos e sistemas logísticos eletrificados. Paralelamente, o agravamento da crise climática tem estimulado a investigação de matrizes energéticas alternativas. Tais fontes buscam conciliar segurança energética e sustentabilidade, priorizando tecnologias de baixa emissão de carbono capazes de minimizar impactos associados ao aquecimento global (International Energy Agency, 2023).

Dentre as fontes de energias renováveis, a eólica destaca-se por apresentar uma tecnologia já consolidada no mercado, sendo amplamente utilizada para a produção de energia elétrica desde a década de 1990 (Custódio, 2013). De acordo com dados da Agência Internacional de Energias Renováveis (*International Renewable Energy Agency*) (IRENA), a fonte eólica demonstra grande protagonismo no cenário internacional. Conforme evidenciado na Figura 1, observa-se um crescimento das fontes renováveis na geração de eletricidade mundial no período de 2000 a 2022, com destaque para a energia eólica (IRENA, 2025).

Figura 1 – Geração de energia elétrica mundial.



Fonte: Adaptado de (IRENA, 2025).

A matriz elétrica brasileira é hoje uma das mais renováveis mundialmente, com destaque para o crescimento da energia eólica. No Infográfico publicado pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) consta que, ao final do ano de 2024, essa fonte representou 13,4% do total da oferta interna de energia elétrica (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, 2025). No mesmo período, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) informou que a capacidade instalada atingiu um total de 33,24 GW de potência, distribuídos em 1.103 parques eólicos *onshore* (CCEE, 2025). Porém, esse cenário contrasta com o subaproveitamento do potencial *offshore* nacional. O estudo "Roadmap Eólica Offshore Brasil" projetou um potencial de 697 GW, dos quais 356 GW estão localizados na região Nordeste, em áreas oceânicas com ventos superiores a 7 m/s a 100 m de altura em águas de até 50 m de profundidade (EPE, 2020). Apesar de ainda existirem áreas disponíveis para o desenvolvimento de projetos *onshore*, a busca por alternativas *offshore* se justifica pela maior estabilidade e intensidade dos ventos no ambiente marinho, pela menor competição por uso do solo, pelo menor impacto social e pelas possibilidades de implantação em grande escala próximas aos centros de carga do litoral (Krishnamoorthy *et al.*, 2020; Sempreviva *et al.*, 2008). Entretanto, a exploração desse potencial enfrenta desafios técnicos e regulatórios intrínsecos às condições marinhas, entre eles: a medição do recurso *in loco*, os custos decorrentes da construção das fundações, a integração à rede elétrica, o transporte e a instalação da usina eólica *offshore* e a operação e manutenção do parque (Ranthodsang *et al.*, 2020).

Dentre as etapas de implantação de parques eólicos, a campanha de medição anemométrica consiste em um conjunto de observações realizadas em um período para caracterizar o recurso eólico, entendido como o conjunto de condições atmosféricas específicas num local, que determinam o potencial de produção de energia, medindo a velocidade e a direção do vento na altura do eixo da turbina a ser instalada no parque, além de outras grandezas como temperatura, umidade e pressão (Sempreviva *et al.*, 2008; Kirincich, 2020). O objetivo do procedimento é coletar dados que atendam a um conjunto de critérios, para garantir que esses sejam de quantidade e qualidade suficientes para determinar com precisão as características de desempenho de potência da turbina eólica (International Electrotechnical Commission, 2017). Por ser uma variável aleatória, o vento exige modelagens probabilísticas para estimativa confiável de velocidade média e direção predominante, e tal abordagem estatística demanda medições *in loco* rigorosas, capazes de demonstrar a variabilidade do recurso eólico com precisão, para dimensionar a potência instalável, projetar a conversão de energia elétrica e minimizar incertezas

associadas a esse processo (Custódio, 2013).

Contudo, enquanto as medições *onshore* ocorrem em ambientes terrestres, com fácil acesso e menor agressividade, as campanhas *offshore* enfrentam condições marítimas desafiadoras, como salinidade, umidade elevada, variações de pressão, movimentação das plataformas e complexidade logística, exigindo adaptações metodológicas e tecnológicas. No Brasil, a ausência de regulamentação específica para medições anemométricas em ambiente marinho representa um obstáculo relevante. A estrutura normativa vigente regulamentada por Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é voltada ao contexto terrestre e não contempla adequadamente as particularidades do ambiente *offshore*, comprometendo a padronização, a rastreabilidade metrológica e a comparabilidade dos dados. Essa lacuna regulatória dificulta a viabilização técnica e financeira dos projetos, impactando diretamente o acesso a financiamentos e a aprovação dos empreendimentos (Barbosa, 2018).

1.1 Justificativa

A energia eólica *offshore* emerge como um pilar na transição energética global, e o Brasil possui um grande potencial, particularmente no litoral do Nordeste, onde o Ceará se destaca como região pioneira para futuros parques eólicos marítimos. Segundo o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), até o final de 2024, 104 projetos para a instalação de parques eólicos *offshore* entraram em processo de licitação no Brasil, desse total, 25% se encontram no estado do Ceará, que ocupa a segunda posição no ranking nacional e a primeira na região Nordeste em número de projetos (IBAMA, 2025). Portanto, será necessária a realização de campanhas de medição anemométrica para a avaliação do recurso, etapa fundamental para caracterizar com precisão o recurso eólico. A coleta contínua de dados calibrados de velocidade e direção do vento, ao longo de séries temporais representativas, fornece a base técnica essencial para estimar de forma confiável o potencial energético. Esses dados sustentam análises de viabilidade, projeções de desempenho e modelagens técnico-financeiras, mitigando incertezas cruciais para a consolidação de projetos eólicos, tanto *onshore* quanto *offshore*. No entanto, o país enfrenta desafios metrológicos e tecnológicos significativos que podem comprometer a acurácia dos dados e, consequentemente, impactar negativamente na viabilidade dos empreendimentos.

Um dos principais obstáculos é a concentração geográfica dos laboratórios de cali-

bração no Sudeste, que gera custos logísticos elevados e atrasos para projetos localizados no Nordeste, região com maior quantidade de licitações ambientais para parques *offshore*. Além disso, as condições ambientais marinhas, como salinidade, umidade e ventos turbulentos, aceleraram a degradação dos sensores anemométricos, exigindo recalibrações frequentes e tecnologias mais robustas. A falta de regulamentação e da infraestrutura metrológica especializada em medições *offshore* no Brasil agrava esses problemas, criando uma dependência de equipamentos e procedimentos desenvolvidos para condições *onshore* de outros países, que nem sempre são adequados à realidade local.

Diante do exposto, essa pesquisa se justifica pela necessidade de se discutir os potenciais entraves do ponto de vista de oferta de serviços metrológicos e de regulamentação específica para medições anemométricas *offshore* no Brasil. Essas questões podem representar um obstáculo relevante na viabilidade técnica e financeira de projetos eólicos marítimos.

1.2 Objetivos

1.2.1 *Objetivo Geral*

Analizar os aspectos tecnológicos, metrológicos e normativos envolvidos na medição do recurso eólico *offshore* no Brasil, avaliando a confiabilidade dos sensores utilizados, a infraestrutura nacional de calibração e a adequação da legislação vigente ao contexto marítimo.

1.2.2 *Objetivos Específicos*

1. Pesquisar sobre as tecnologias de sensores empregadas na campanha de medição anemométrica, exigências metrológicas e adequação às condições específicas do ambiente marítimo.
2. Mapear a oferta de serviços de calibração de anemômetros de copo na Rede Brasileira de Calibração e em instituições de ensino superior, identificando por tipo de serviço e localização geográfica no Brasil.
3. Avaliar documentos nacionais e internacionais com foco nos aspectos tecnológicos, metrológicos e normativos envolvidos na medição do recurso eólico *offshore*.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A metrologia é uma ferramenta técnica para a implantação de parques eólicos, demandando entendimento de três pontos principais: o comportamento do vento, os tipos de sensores utilizados para medição e a legislação que normatiza as campanhas de medição anemométricas, em âmbito nacional e internacional.

A confiabilidade da campanha de medição é importante para etapas futuras de qualquer projeto eólico, impactando desde o dimensionamento das turbinas até a análise de viabilidade econômica. Em ambientes marinhos, contudo, a harmonização entre esses elementos torna-se particularmente complexa, exigindo a adaptação de métodos e normas às singularidades do local, onde fatores como salinidade elevada, difícil acesso e regimes de vento específicos impõem desafios que vão além dos padrões convencionais desenvolvidos para contextos *onshore*.

2.1 Energia Eólica

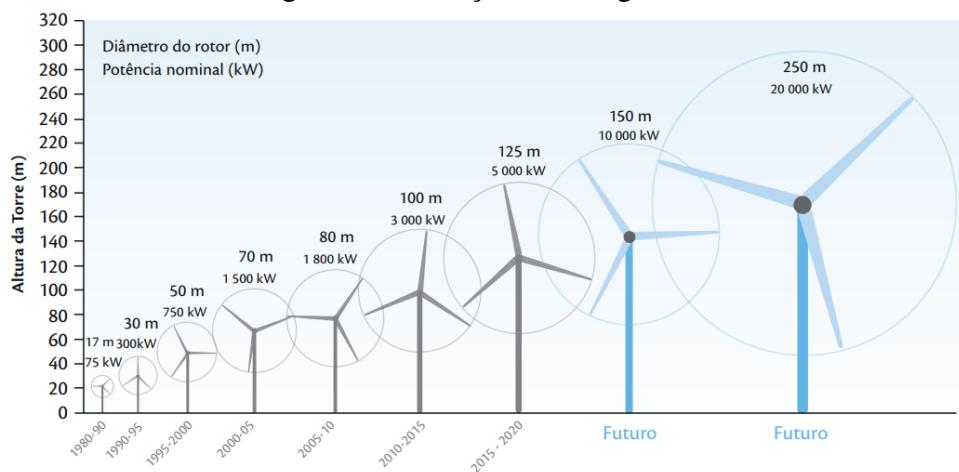
Ao longo da história, a energia eólica não foi sempre aplicada para a geração de eletricidade, seu uso mais predominante e conhecido atualmente. Existem indícios não confirmados do uso de moinhos de vento no setor agrícola há cerca de 3000 anos no Antigo Egito. É por volta de 200 a.C. que documentos históricos indicam que na Antiga Pérsia surgiu a primeira torre de vento com eixo de rotação vertical, utilizada para bombear água e moer grãos (Fadigas, 2011). Posteriormente, na Europa do século XII os moinhos de eixo horizontal, conhecidos como moinho holandês, começaram a ser utilizados principalmente no meio agrícola e na drenagem de água, e ao final do século XIX a estimativa é de que houvesse em torno de 200 mil moinhos de vento instalados no continente (Hau, 2005).

Com a chegada da Revolução Industrial e das máquinas a vapor ao final do século XIX, a utilização de moinhos de vento como força motriz caiu em desuso. Entretanto, com uma rede de cata-ventos de múltiplas pás já instalada no interior dos Estados Unidos, iniciou-se uma adaptação de torres que antes bombeavam água para geração de energia, visando à eletrificação do território rural. Assim, o primeiro cata-vento destinado à produção de energia elétrica foi erguido na cidade de Cleveland por Charles Brush, com 144 pás e 17 metros de diâmetro, fornecendo 12 kW em corrente contínua (CRESESB, 2008a). Após a Segunda Guerra Mundial, as turbinas eólicas tinham papel de coadjuvante, devido à competitividade econômica do petróleo e de usinas hidrelétricas, com a maioria dos aerogeradores empregados para fins de pesquisa.

Enquanto isso, países pobres em recursos fósseis como a Dinamarca investiram na fonte eólica para a geração de energia elétrica em meados do século XX, tornando-se pioneira no setor.

A Figura 2 ilustra a evolução dos aerogeradores em tamanho e potência a partir da década de 1980, período em que a tecnologia ganhou visibilidade e incentivos governamentais, impulsionada principalmente pelas crises do petróleo de 1973 e 1979 (O'Riain, 2022). Na imagem, também é apresentada uma projeção para o futuro das turbinas, introduzindo modelos de maior tamanho e potência, destinados principalmente ao uso em parques *offshore* (Cavalcanti *et al.*, 2015).

Figura 2 – Evolução do aerogerador.



Fonte: (Cavalcanti *et al.*, 2015).

2.1.1 Vento

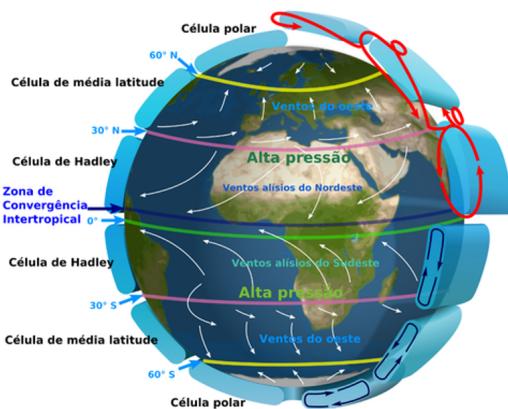
O vento é o movimento do ar causado principalmente pelo aquecimento desigual da superfície terrestre e pela rotação da Terra, que geram variações de pressão atmosférica, fazendo com que o ar se desloque em diferentes direções e com distintas intensidades. De acordo com sua escala e abrangência, os ventos podem ser classificados em dois grupos principais: os de circulação global e os de circulação local (Custódio, 2013).

2.1.1.1 Circulação Global

Os ventos de circulação global resultam de variações de pressão, temperatura e densidade do ar, provocadas pelo aquecimento desigual da Terra devido à radiação solar, que incide de forma distinta conforme a localização geográfica, o dia e a estação (Fadigas, 2011). Na região equatorial, onde há maior intensidade dos raios solares, a temperatura é mais elevada

quando comparada com as regiões polares. Esse mecanismo faz com que o ar quente presente nas camadas mais baixas da atmosfera na região tropical se eleve, criando uma área de baixa pressão. Para preencher o espaço deixado, massas de ar mais frio, oriundas dos polos, deslocam-se em direção ao Equador, sendo um dos fenômenos que dão origem aos ventos como pode ser visto na Figura 3 (CRESESB, 2008b).

Figura 3 – Ventos de circulação global.



Fonte: (Moura, 2019).

Segundo Ynoue *et al.* (2017) o fenômeno de aquecimento desigual do planeta dá origem aos chamados ventos planetários ou constantes, pois o mecanismo que dá origem ao movimento do ar acontece de maneira contínua. Com isso, os ventos de circulação global podem ser classificados de 4 maneiras:

1. Alísios: ventos constantes na região intertropical dentro da camada limite da atmosfera, soprando predominantemente de leste para oeste, originados pela diferença de aquecimento entre o Equador e os polos. Pela rotação da Terra, o efeito de Coriolis desvia sua trajetória: do nordeste para o sudoeste no hemisfério norte e do sudeste para o noroeste no hemisfério sul. Esses ventos convergem na Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), gerando intensa nebulosidade e precipitação. No Nordeste brasileiro, especialmente no litoral, os alísios do sudeste transportam umidade do oceano, influenciando o regime de chuvas e favorecendo o alto potencial eólico.
 2. Ventos Contra-Alísios: possuem direção oposta aos ventos alísios, soprando de oeste para leste, em latitudes subtropicais e altitudes elevadas. Por não sofrerem atrito com a superfície, deslocam-se de forma mais uniforme e paralela às isóbaras, contribuindo para o transporte de massas de ar e o equilíbrio da atmosfera tropical.

3. Ventos do Oeste: movem-se das áreas subtropicais de alta pressão para as regiões subpolares de baixa pressão. Devido à rotação da Terra, a força de Coriolis desvia o movimento do ar para a direita no hemisfério Norte e para a esquerda no hemisfério Sul, resultando em uma trajetória predominante de oeste para leste, e no Brasil, a sua influência é perceptível no padrão de ventos na região Sul.
4. Ventos Polares: são ventos frios que sopram das regiões polares para latitudes mais baixas. Esse escoamento é acompanhado por movimentos descendentes do ar em níveis altos, que inibem a formação de nuvens e promovem céu claro e estabilidade atmosférica. No hemisfério Sul, os ventos giram no sentido anti-horário, e no hemisfério Norte, no sentido horário, influenciando principalmente o clima da zona temperada.

2.1.1.2 *Circulação Local*

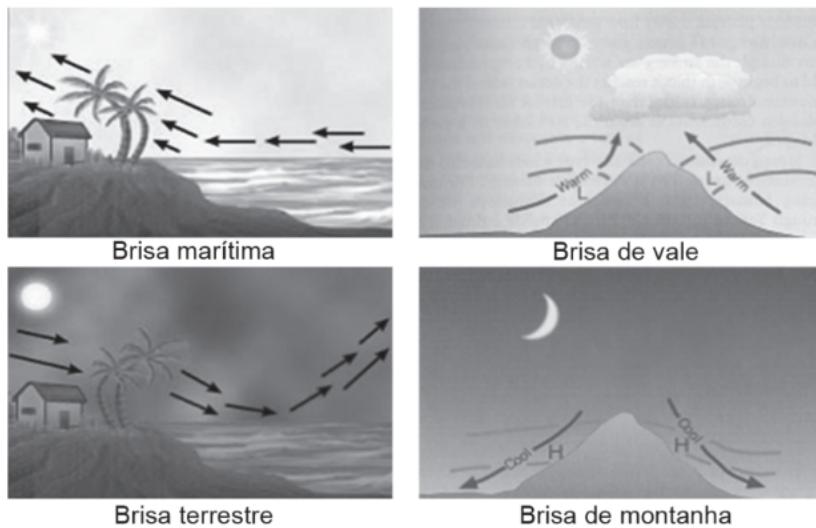
Por outro lado, o comportamento dos ventos também pode ser influenciado por fenômenos locais e pela inclinação do planeta, formando os ventos continentais, como é o caso das monções e das brisas. As monções são caracterizadas como movimentações de ar que mudam de direção a cada 6 meses, mudando de acordo com as estações do ano (CRESESB, 2008b). Já as brisas podem ser classificadas em marítimas ou terrestres.

As brisas marítimas e terrestres são geradas nas áreas costeiras como resultado da diferença das capacidades de absorção de calor da terra e do mar. Durante o dia, em virtude da maior capacidade da terra em refletir os raios solares, a temperatura do ar aumenta e, como consequência, forma-se uma corrente de ar que sopra do mar para a terra (brisa marítima). À noite, a temperatura da terra cai mais rapidamente do que a temperatura da água e, assim, ocorre a brisa terrestre que sopra da terra para o mar. Os ventos das montanhas e vales são formados durante o dia. O ar frio da montanha se aquece e quando esse ar quente se eleva, dá lugar ao ar frio que flui dos vales. No período noturno, o fluxo se inverte, com o ar frio da montanha penetrando nos vales, e o ar quente dos vales subindo em direção à montanha.

(Fadigas, 2011).

A Figura 4 ilustra a formação das brisas marítimas e terrestres, causadas pela diferença na absorção de calor entre terra e mar, bem como dos ventos de montanha e vale, que resultam das variações de temperatura entre as altitudes ao longo do dia e da noite.

Figura 4 – Brisas.



Fonte: (Fadigas, 2011).

As brisas marítimas possuem efeito significativo no perfil do vento em ambientes *offshore*, especialmente em áreas próximas à costa. Os chamados ciclos diurnos ocorrem em regiões oceânicas e são significativamente influenciados pela diferença térmica entre o ar e a superfície do mar, bem como pela distância em relação à linha costeira. Próximo à costa, observa-se um padrão típico de aquecimento diurno da superfície terrestre mais rápido que o do oceano, o que induz à formação de brisas marítimas durante o dia e brisas terrestres à noite. Esse fenômeno resulta em máximos diurnos da velocidade do vento e da turbulência atmosférica, caracterizando um regime atmosférico mais instável durante o dia (Barthelmie *et al.*, 1996). Tal variação reforça a importância de medições locais com alta qualidade e resolução temporal.

2.1.2 Panorama da Energia Eólica no Brasil

O primeiro aerogerador do Brasil entrou em operação no ano de 1992, na ilha de Fernando de Noronha, e durante cerca de dez anos o setor não apresentou grandes impactos no setor elétrico do país, devido a fatores como o alto custo de instalação e a falta de incentivos políticos por parte do governo. A partir do início do século XXI, algumas políticas públicas entraram em vigor visando estimular o crescimento de outras fontes de energias renováveis na matriz elétrica, é o caso do Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) de 2001 e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) do ano seguinte, que resultou no primeiro leilão de energia voltado para a comercialização de energia eólica no ano de 2009, que resultou na contratação de 1,8 GW (ABEEólica, 2022).

A partir do acontecimento do leilão de 2009, a energia eólica apresentou crescimento, sendo hoje uma fonte importante na matriz elétrica brasileira que, segundo a (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, 2025) representa 13,4% da potência instalada, com um total de 33,24 GW, distribuídos em 1.103 parques. A Figura 5 ilustra a localização de cada parque eólico instalado até o mês de dezembro de 2024 no Brasil.

Figura 5 – Parques eólicos no Brasil.



Fonte: Adaptado de CCEE, 2025 e ANEEL, 2025.

Ao analisar o mapa, verifica-se a importância da região Nordeste para a geração de energia eólica, tendo 91% dos parques em operação instalados em seus 9 estados, seguida da região Sul com 9% dos empreendimentos e da região Sudeste, onde há apenas um parque no estado do Rio de Janeiro (CCEE, 2025). Entretanto, apesar do avanço expressivo da energia eólica em terra firme, o vasto potencial *offshore* estimado em 697 GW no Brasil permanece inexplorado comercialmente. Segundo Barbosa (2018), um dos principais fatores limitantes para a inserção e o desenvolvimento da energia eólica no ambiente marítimo é a inexistência de uma regulamentação específica que estabeleça, entre outras questões, as diretrizes para fins de avaliação e medição do recurso *in loco*, além de critérios técnicos e legais para a instalação e operação dos parques. Essa lacuna regulatória, somada aos desafios técnicos do ambiente marinho, evidencia a necessidade de estudos aprofundados voltados à viabilidade desses projetos, especialmente no que diz respeito à caracterização do recurso eólico, à escolha de sensores apropriados e à padronização de campanhas de medição anemométrica em áreas marítimas (EPE, 2020).

2.1.3 Offshore

O primeiro parque eólico *offshore* foi instalado no ano de 1991 em Vindeby, Dinamarca (Hatfield *et al.*, 2022). Desde então, o desenvolvimento dos empreendimentos concentrou-se principalmente em países do norte da Europa, nas águas do Mar do Norte e do Mar Báltico, e no continente asiático, com destaque para a China, ilustrado pela Figura 6. Atualmente, existem 352 parques em operação, totalizando 82,11 GW de capacidade instalada, e em termos de participação por país, a China lidera com 39,20% do total, seguida pelo Reino Unido, que detém 14,20% (Global Energy Monitor, 2025). Apesar da trajetória de mais de 20 anos de evolução, os dados demonstram que a tecnologia ainda é emergente, visto que as instalações *offshore* apresentam apenas 2,10% do total de projetos eólicos que estão em operação, evidenciando que há um amplo caminho a ser percorrido para que essa modalidade atinja maior participação na matriz energética global.

Figura 6 – Parques eólicos *offshore*.



Fonte: Adaptado de Global Energy Monitor, 2025.

Aspectos do ambiente oceânico como a temperatura da superfície do mar, os fluxos de calor marinhos e as características de salinidade desempenham papel fundamental na determinação da estabilidade atmosférica próxima à superfície marítima. Essas variáveis influenciam diretamente o perfil vertical do vento por meio das trocas de calor entre o oceano e a atmosfera, afetando o gradiente vertical de velocidade do vento (Pimenta *et al.*, 2019). O meio marítimo é afetado por processos físicos como o *coastal upwelling*, um processo oceanográfico desencadeado pela interação entre ventos predominantes e circulação costeira, que impulsiona

água profundas para a zona superficial. Seus efeitos térmicos modulam a estabilidade atmosférica local, alterando padrões de vento e turbulência em escalas relevantes para operações *offshore*, afetando a operação das turbinas (Global Wind Energy Council, 2024). Paralelamente, a circulação da brisa marítima introduz uma característica ao vento local, criando regiões de convergência e divergência do vento em até 1000 m de altura, influenciando os padrões locais do recurso na região de operação dos aerogeradores (Seroka *et al.*, 2015). A sinergia entre esses mecanismos redefine o ambiente eólico operacional, impondo variabilidade espaço-temporal e indicando a importância de campanhas de medição *in situ*, que segundo o Conselho Global de Energia Eólica (*Global Wind Energy Council*) (GWEC), devem ser realizadas com a utilização de Torre de Medição Anemométrica (TMA) equipada com sensores anemométricos ou ainda as tecnologias de sensoriamento remoto LIDAR e Detecção e Varredura por Som (*Sound Detection And Ranging*) (SODAR).

Apesar de ser uma alternativa promissora para a transição energética mundial, a implantação de parques eólicos *offshore* demanda atenção aos seus impactos ambientais, que englobam alterações significativas nos ecossistemas marinhos e prejuízos às atividades econômicas. Segundo Lima (2021), as principais consequências ambientais da presença de turbinas abrangem: perturbações à biodiversidade marinha, modificações nos parâmetros físico-ambientais e efeitos socioambientais, especialmente sobre atividades pesqueiras.

Primeiramente, a operação dos parques apresenta impactos multifacetados sobre a fauna: o risco de colisão e desvio de rotas migratórias para aves e morcegos soma-se ao deslocamento de mamíferos marinhos devido ao ruído subaquático durante a construção e operação das turbinas. Adicionalmente, observam-se efeitos negativos sobre peixes e tartarugas marinhas, incluindo danos físicos por atividades de instalação de fundações e alterações nos padrões de habitat, além de favorecer o desenvolvimento de corais e, por consequência, favorece o crescimento de uma população artificial. Ainda conforme Lima (2021), os impactos físicos iniciam-se na fase de instalação, com o espalhamento de sedimentos que eleva substancialmente a turbidez da água, comprometendo temporariamente a qualidade hídrica e processos ecológicos associados. Simultaneamente, a alteração da paisagem marítima gera transformações visuais irreversíveis, afetando a experiência estética de áreas costeiras e potencialmente impactando atividades turísticas. Por fim, além dos impactos ecológicos, nota-se interferência significativa nas atividades humanas, sobretudo pela restrição espacial à pesca artesanal e industrial, navegação e outros usos tradicionais do mar.

O desenvolvimento de uma usina eólica *offshore* depende da batimetria do local, ou seja, do estudo da profundidade e da topografia da massa de água (Gadad; Deka, 2016). Em áreas de águas rasas ou com profundidade moderada, é tecnicamente viável a instalação de uma TMA fixa ao leito marinho para a realização de medições anemométricas. No entanto, à medida que a profundidade aumenta, a construção e manutenção de estruturas fixas se tornam economicamente inviáveis e tecnicamente mais complexas. Nesses casos, uma alternativa eficiente é o uso de mastros flutuantes ancorados ou de tecnologias remotas como o LIDAR. A escolha adequada da tecnologia de medição está diretamente relacionada à batimetria local e influencia o custo e a viabilidade do projeto eólico *offshore*.

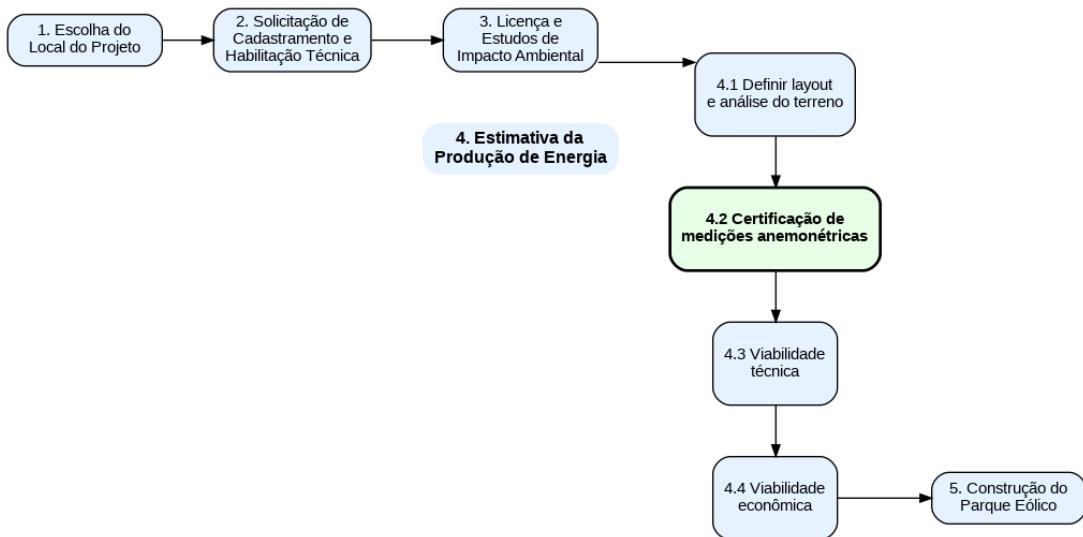
Um grande desafio para a implementação de energia eólica *offshore* é a ausência de medições confiáveis do recurso (Pichugina *et al.*, 2012). Além disso, segundo Risien e Chelton (2006), mesmo com acesso aos dados medidos, sua disponibilidade geralmente varia com o tempo e o espaço e não pode ser considerada representativa dos regimes de vento locais. Ademais, os efeitos complexos marítimos, como a variação da pressão atmosférica e a influência do vapor d'água na densidade do ar, podem impactar a precisão das medições e das estimativas baseadas em fórmulas tradicionais, que muitas vezes assumem parâmetros constantes inadequados para ambientes marinhos (Ping *et al.*, 2013).

A medição do recurso eólico no contexto *offshore* pode ser realizada por métodos diretos ou indiretos. Os métodos diretos tratam de medições *in loco* feitas por estações meteorológicas *offshore*, como as TMA ou as boias marinhas, e são equipadas com sensores que registram a velocidade e direção do vento localmente com alta resolução temporal. Entretanto, esses métodos possuem alto custo e complexidade de instalação, no caso dos mastros, e baixa representatividade em alturas mais elevadas, ao utilizar boias. Por outro lado, métodos indiretos, como os dados de satélites, calculam a velocidade do vento a partir de sensores remotos. Esses métodos apresentam ampla cobertura espacial e são úteis para grandes áreas, porém possuem menor resolução temporal e dependem de validação por dados diretos (Pimenta *et al.*, 2008; Foley *et al.*, 2012). O uso de instrumentos de sensoriamento remoto surge como uma solução eficaz para os desafios intrínsecos aos métodos convencionais. Entre esses, o LIDAR destaca-se por sua capacidade de fornecer medições da componente vertical de velocidade, superando as limitações e os custos associados à instalação de mastros no mar (Pichugina *et al.*, 2012).

2.2 Projeto de Parque Eólico no Brasil

No Brasil, o processo de construção de parques eólicos segue um procedimento sistematizado, conforme as diretrizes estabelecidas pela EPE, que estão detalhadas no documento "Empreendimentos Eólicos: Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica" (EPE, 2021). Esse fluxo operacional, representado abaixo na Figura 7, abrange desde a escolha do local do parque até a homologação final, passando por análises de impacto ambiental, definição do *layout* do parque e estudos de viabilidade técnica.

Figura 7 – Etapas de implementação de um projeto eólico no Brasil.



Fonte: Adaptado de EPE, 2021 e Custódio, 2013.

Dentre essas etapas, a campanha de medição anemométrica destaca-se como objeto de investigação central deste trabalho, dada sua importância na quantificação do potencial eólico e na validação da viabilidade do projeto.

2.2.1 Campanha de Medição Anemométrica

A caracterização do recurso eólico por meio de campanhas de medição anemométricas é uma importante etapa para o planejamento energético, uma vez que a confiabilidade dos dados coletados impacta diretamente na precisão das previsões de geração e na viabilidade econômica dos empreendimentos. De acordo com a Nota Técnica EPE/DEE/057/2016-R4 – Diretrizes para Campanhas de Medição de Vento em Projetos Eólicos (EPE, 2023), o período mínimo para aquisição de dados anemométricos para validar uma campanha de medição é de

36 meses, visando capturar a variabilidade interanual e intersazonal do regime de ventos. A normativa ressalta que interrupções superiores a 30 dias consecutivos comprometem a representatividade estatística das séries temporais e, com isso, inviabilizam a certificação do recurso no local.

A adequação a esses parâmetros metrológicos torna-se particularmente relevante no contexto brasileiro, onde a heterogeneidade climática regional demanda estratégias de medição adaptativas, capazes de refletir padrões eólicos específicos de cada região do país. Além disso, a região *offshore*, apesar de ter um regime de ventos mais homogêneos em comparação ao cenário *onshore*, devido a fatores como a falta de influência orográfica, também necessita de uma boa campanha de medição a fim de conhecer o recurso. Entretanto, é importante focar em monitoramento e manutenção para prevenir eventuais problemas, considerando o difícil acesso ao local e a necessidade de mão de obra especializada. De acordo com Kirincich (2020), as estações fixas ainda são a maneira mais viável de fazer observações de longo prazo da velocidade e da direção do vento no plano do rotor de uma turbina eólica, seja por meio de uma TMA equipada com anemômetros convencionais ou através de sensoriamento remoto.

As campanhas de medição anemométrica no contexto *offshore* podem ser categorizadas em regionais ou específicas, que se diferenciam principalmente em parâmetros como duração, área e tecnologias utilizadas:

- (i) Avaliação dos recursos eólicos regionais: Essa etapa é necessária para avaliar se o recurso em uma região é de magnitude suficiente para ser digno de uma avaliação mais detalhada e dispendiosa. A climatologia regional do vento pode ser determinada usando medições existentes e abordagens de modelagem para produzir mapas de recursos eólicos *offshore* que podem ser usados pelos desenvolvedores para identificar vários locais potenciais em áreas prospectivas.
- (ii) Análises específicas do local da magnitude do recurso em áreas candidatas: Nessa etapa, é realizada uma análise mais detalhada de áreas específicas que apresentam alto potencial. O objetivo é determinar a magnitude do recurso disponível e fornecer uma avaliação inicial dos possíveis locais e do tamanho do parque eólico mais econômico. Para iniciar esse processo, a maioria dos desenvolvedores de parques eólicos realizará uma avaliação no local por um período mínimo de um ano completo. Aqui, enfatizamos que o período de medição de um ano não é suficiente para realizar uma avaliação precisa dos recursos eólicos; no entanto, essa análise de curto prazo será relacionada a um clima de vento a partir de medições de longo prazo em locais próximos ou de resultados de modelos para identificar se a velocidade do vento medida é representativa nos prazos em que se espera que o parque eólico esteja produzindo eletricidade (20 a 30 anos).

(Sempreviva *et al.*, 2008)

Ainda de acordo com Sempreviva *et al.* (2008), a avaliação regional do recurso é realizada principalmente com medições de oportunidade, como medições realizadas em navios,

faróis e boias marítimas, e em sensoriamento remoto e modelagem, como é o caso dos satélites, atlas eólicos e modelos meteorológicos. Essa etapa não representa com acurácia o perfil dos ventos em um local, por ter séries temporais longas e com alto período de integração dos dados e da tecnologia utilizada, fazendo-se necessária uma investigação detalhada. Por outro lado, na avaliação específica, a abordagem é voltada para a realização de medições diretas, principalmente com o uso de mastros equipados com anemômetros de copos e direcionais, devido à sua alta confiabilidade e capacidade de avaliar o recurso detalhadamente em múltiplos níveis. Entretanto, instalação, manutenção e a constante necessidade de calibração dos anemômetros encarecem a campanha, o que explica o aumento na busca por alternativas como o uso das tecnologias de sensoriamento LIDAR e SODAR.

2.2.1.1 *Torre de Medição Anemométrica*

A TMA é a figura central da campanha de medição, e a sua configuração segue as diretrizes estabelecidas pela EPE, na Nota Técnica EPE/DEE/057/2016-R4 de 2023 (EPE, 2023), que por sua vez baseia-se na norma internacional da Comissão Eletrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Comission*) (IEC): "Sistemas de geração de energia eólica - Parte 12-1: Medições de desempenho de potência de turbinas eólicas produtoras de eletricidade" (International Electrotechnical Commission, 2017). Segundo o documento nacional (EPE, 2016), a estação de medição deve conter, pelo menos, os seguintes sensores:

- 3 anemômetros (1 na altura do eixo da turbina e 2 em alturas inferiores);
- 2 medidores de direção do vento (*wind vanes*);
- 1 termômetro - com precisão igual ou melhor que $\pm 0,5$ °C entre -15 °C e 60 °C;
- 1 higrômetro - com precisão igual ou melhor que $\pm 2\%$ entre 5% e 95%;
- 1 barômetro - com precisão igual ou melhor que ± 5 hPa entre 800 hPa e 1060 hPa.

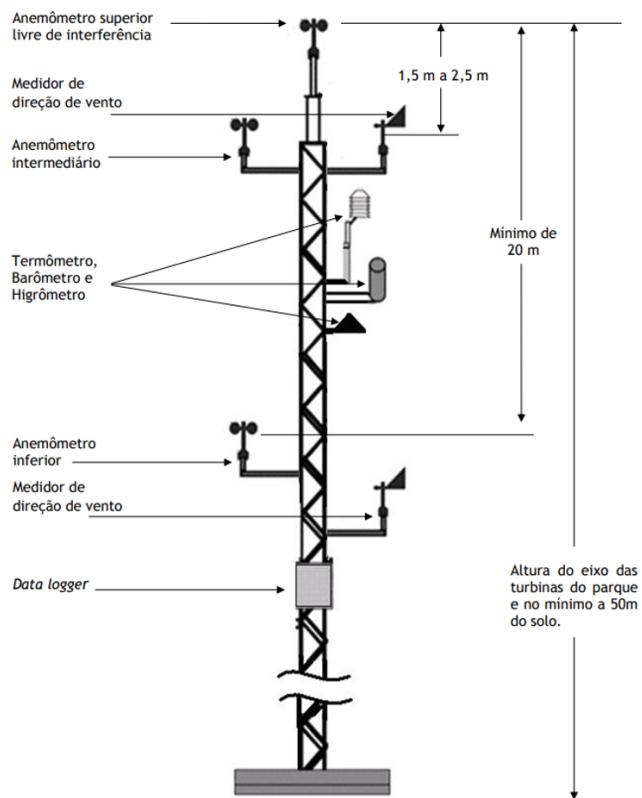
Além dos medidores, cada TMA deve conter também 1 *Data Logger* para registrar as medições, que deve possuir os seguintes recursos:

- Canais para registro das leituras de pelo menos 3 anemômetros com resolução mínima de 0,01 m/s;
- Canais para registro das leituras de pelo menos 2 medidores de direção do vento, com resolução mínima de 1°;
- Canal para registro da média das medições de pressão barométrica, com resolução mínima de 1 hPa;

- Canal para registro da média das medições de umidade relativa do ar, com resolução mínima de 1%;
- Canal para registro da média das medições de temperatura ambiente, com resolução mínima de 0,1°C;
- Frequência de aquisição de 1 Hz para todas as variáveis;
- Intervalo de integração e registro de 10 minutos para todas as variáveis;
- Sistema de Posicionamento Global (*Global Positioning System*) (GPS) integrado, para garantir o sincronismo das medições;
- Abastecimento de energia elétrica independente e seguro;
- Memória suficiente para garantir o armazenamento de pelo menos 60 dias de medições;

A Figura 8 demonstra a sugestão da EPE para a configuração de uma estação de medição, levando em conta a disposição dos sensores na torre e as distâncias mínimas entre eles.

Figura 8 – Torre de medição anemométrica.

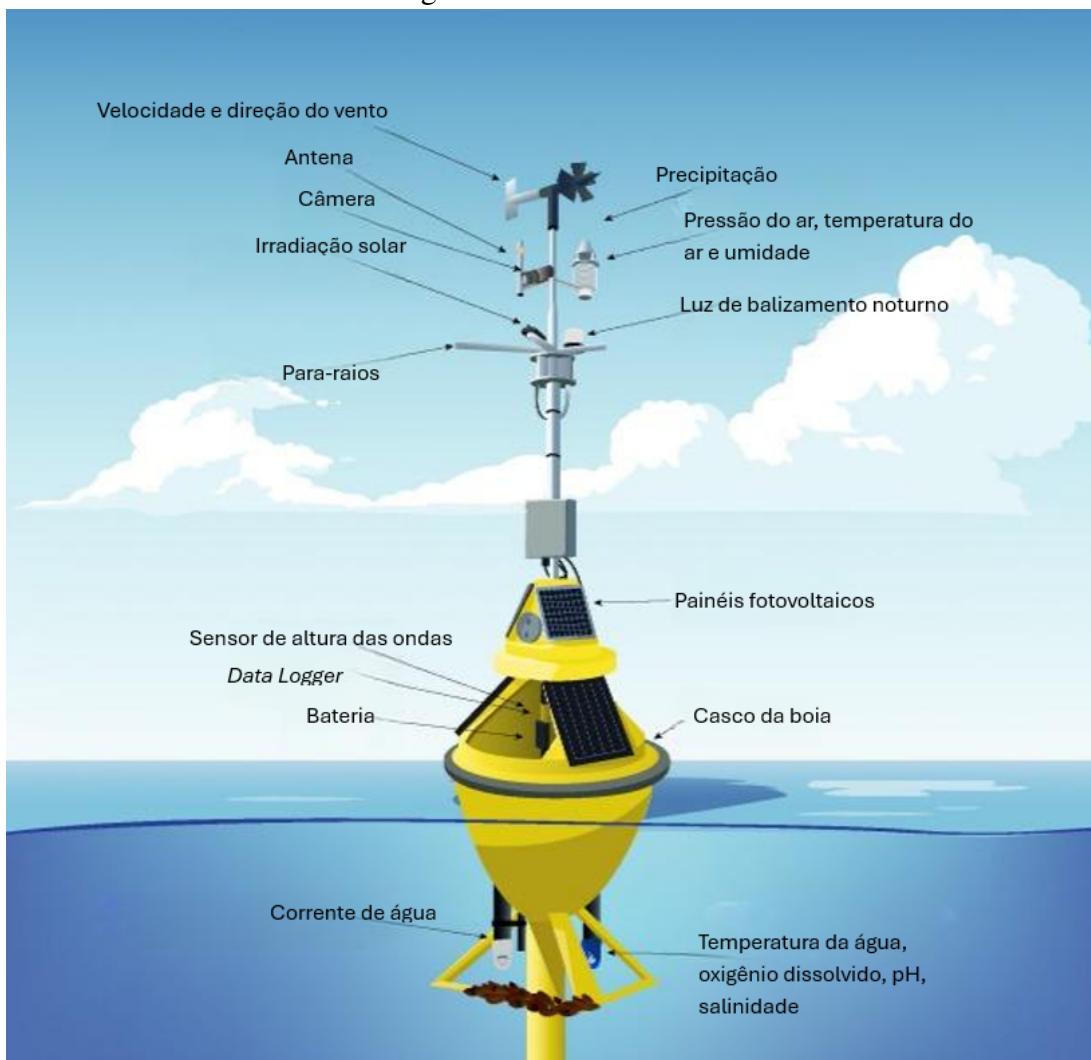


Fonte: (EPE, 2016).

2.2.1.2 Boias Marinhas

As boias marinhas têm a mesma função das TMA, e utilizam o mesmo esquema de sensores para medir velocidade, direção, entre outros parâmetros. É uma configuração utilizada apenas em ambientes *offshore*, e possui sensores alternativos, capazes de medir parâmetros físicos, como corrente de água, temperatura da água, salinidade e altura das ondas, e químicos, como o pH da água, como visto na Figura 9 (Great Lakes Observing System, 2021).

Figura 9 – Boia marinha.



Fonte: Adaptado de Great Lakes Observing System, 2021.

As medições adicionais são essenciais porque as características citadas influenciam diretamente a formação, intensidade e direção dos ventos na região, uma vez que a interação oceano-atmosfera depende de fatores como gradientes térmicos, rugosidade superficial modulada pelas ondas, processos de convecção ligados à salinidade/temperatura, e até a liberação de gases

que alteram as propriedades do ar, sendo fundamentais para aprimorar estudos climáticos e segurança operacional de parques *offshore*.

O movimento oscilatório da boia flutuante, causado pelas ondas do mar, impacta negativamente as medições realizadas em boias flutuantes, pois as inclinações em *roll* (rotação em torno do eixo longitudinal *x*) e *pitch* (rotação em torno do eixo lateral *y*) introduzem variações angulares que afetam a precisão da medição do vento. A influência do movimento da plataforma representa um desafio significativo para a aquisição de dados confiáveis, pois a inclinação altera a direção e a angulação da medição e distorce os valores de velocidade captados. Essa movimentação deve ser corrigida para garantir a precisão das avaliações do recurso eólico *offshore* (Salcedo-Bosch *et al.*, 2020).

2.2.1.3 Sensores e Tecnologias de Medição

O anemômetro, cujo nome tem origem no termo grego *anemós* (vento), é um instrumento utilizado para medir a velocidade do vento e possui uma longa trajetória histórica, com mais de 500 anos de evolução. O primeiro registro conhecido de um anemômetro data do século XV, quando, no ano de 1450, o arquiteto italiano Leon Alberti projetou um modelo baseado em placas (University of Technology Sydney, n.d.). Séculos depois, em 1846, o astrônomo irlandês Thomas R. Robinson desenvolveu o anemômetro de copos, com quatro conchas dispostas em forma de cruz. Esse modelo foi posteriormente aprimorado por John Patterson, em 1926, que introduziu a configuração com três copos, a qual se mostrou mais eficiente e é amplamente utilizada até hoje (Kristensen; Hansen, 2005).

A partir do final do século XX, avanços tecnológicos impulsionaram o desenvolvimento de sensores modernos. Dentre esses dispositivos, destacam-se o anemômetro sônico, proposto por Andrews Pflitsch (WindLogger, 2012), que utiliza pulsos de ondas ultrassônicas para mensurar a velocidade e direção do vento. Já os sensores LIDAR e SODAR operam com base no efeito Doppler, empregando pulsos de luz ou som para analisar a circulação atmosférica (Lang; McKeogh, 2011).

- Anemômetros Mecânicos: Os anemômetros mecânicos têm como princípio de funcionamento o movimento do sensor causado pelo vento.
 1. Anemômetro de Copos:

O anemômetro de copos, em sua configuração padrão, possui três conchas hemisféricas ou cônicas montadas simetricamente em um rotor horizontal acoplado a um eixo

vertical, como mostrado na Figura 10. O registro do sensor é um dado de frequência, que é convertido em dado de velocidade, através de uma função afim, e uma de suas principais características é a capacidade de medir o vento independentemente da direção horizontal. Operando em um sistema de coordenadas tridimensionais (x, y, z) , o instrumento calcula a velocidade horizontal do vento como a resultante escalar das componentes u e v , dada por $\sqrt{u^2 + v^2}$, desconsiderando a componente vertical (International Energy Agency, 1999). Este sensor é o mais usado em campanhas de medições anemométricas, por ser de fácil instalação, robusto, e atender às especificações das normas técnicas nacionais e internacionais. Entretanto, o sensor precisa de calibração constante para garantir a acurácia e a confiança nos dados medidos.

Figura 10 – Anemômetro de copos.



Fonte: Ammonit Measurement.

2. *Propeller*:

A primeira versão conhecida do *propeller* data do ano de 1880, e seu princípio de funcionamento consiste em seu *design* helicoidal, como visto abaixo na Figura 11, cuja rotação é linearmente proporcional à velocidade do vento. Diferentemente dos anemômetros de copos, esse modelo requer um medidor de direção para alinhar-se a direção predominante do vento, garantindo medições da componente horizontal, formando o *propeller-vane*. Para medições vetoriais completas, adiciona-se um segundo grau de liberdade formando o *propeller-bivane*, ou emprega-se um arranjo ortogonal de três hélices, que captura as componentes de velocidade u, v, w do vento. Contudo, este tipo de sensor exige correções empíricas após a medição, especialmente em fluxos turbulentos ou com componentes verticais significativas, podendo chegar a

até 25% de erro nos resultados (International Energy Agency, 1999).

Figura 11 – *Propeller*.

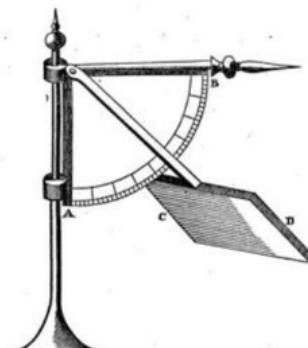


Fonte: Kintech Engineering.

3. Anemômetro de Placa:

O anemômetro de placa é construído com uma chapa suspensa por um eixo superior, cuja extremidade inferior se move sobre uma escala graduada, com curvatura causada pela intensidade do vento, resultando em uma medida direta da velocidade. No entanto, em condições de vento turbulento, a placa entra em um movimento oscilatório intenso, tornando a leitura da escala imprecisa. Embora simples, de baixo custo e capaz de fornecer leituras instantâneas sem conversão eletrônica, o sensor apresenta baixa precisão em ventos turbulentos, além de faixa limitada e escala não linear, o que inviabiliza seu uso em campanhas anemométricas. (May, 1943). A Figura 12, mostra um desenho de anemômetro de placa.

Figura 12 – Anemômetro de placa.



Fonte: Collins.

- Anemômetros Acústicos e Ópticos: A velocidade do vento é determinada através da emissão de pulsos de ondas mecânicas (som) ou ondas eletromagnéticas (luz).

1. Anemômetro sônico:

Desenvolvido para pesquisas sobre os efeitos da turbulência na camada limite atmosférica, o anemômetro sônico tem maior precisão em fluxos variáveis. Seu princípio baseia-se na medição ultrassônica, emitindo pulsos acústicos de alta frequência (maiores que 100 kHz), e medindo o tempo que levam para percorrer uma distância fixa entre transdutores. Por não ter partes móveis, esse tipo de sensor elimina parâmetros como atrito e inércia mecânica, e além disso, possui alta resolução temporal, conseguindo identificar mudanças na velocidade de até 0,5 cm/s. Por outro lado, o anemômetro sônico possui custo elevado em comparação a anemômetros mecânicos, e tem sensibilidade a precipitação. Embora excelente para análise de estruturas turbulentas, sua aplicação é limitada em medições de velocidade média para avaliação de recurso eólico ou desempenho de turbinas, onde anemômetros de copos ainda são preferidos (International Energy Agency, 1999). A Figura 13 a seguir ilustra um anemômetro sônico.

Figura 13 – Anemômetro Sônico.



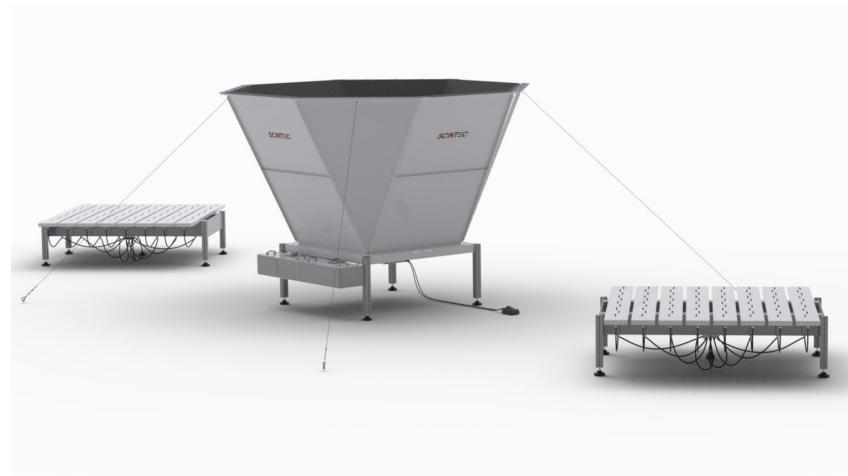
Fonte: Intercâmbio Eletro Mecânico.

2. SODAR:

O SODAR é um sistema de sensoriamento remoto que diferentemente do anemômetro sônico, utiliza pulsos sonoros audíveis, na faixa entre 4 e 6 kHz, para medir perfis verticais de velocidade em até 150 m de altura. Devido ao efeito Doppler, a frequência do sinal é deslocada, permitindo calcular a velocidade do vento ao longo

do caminho de propagação do som. O SODAR destaca-se por sua capacidade de gerar perfis verticais contínuos, sendo uma alternativa interessante a uma TMA, devido a fatores como sua portabilidade e a não existência de uma estrutura metálica evita interferências na intensidade da velocidade do vento por sombreamento, facilitando principalmente campanhas de curto prazo em locais remotos ou de difícil acesso. No entanto, apresenta incerteza de 2% a 4% nas medições exige calibração cruzada com torres meteorológicas de referência para garantir confiabilidade, um processo que pode adicionar custos e tempo ao projeto. (International Energy Agency, 1999). Logo abaixo, a Figura 14 demonstra um modelo de SODAR.

Figura 14 – SODAR.



Fonte: Scintec.

3. LIDAR:

O LIDAR, possui uma técnica de sensoriamento remoto que emite um feixe de *laser* para medir perfis verticais de velocidade do vento. A medição baseia-se no desvio da luz refletida por partículas no ar, causado pelo efeito Doppler. Entre as vantagens do uso dessa tecnologia, está principalmente a capacidade de medir velocidades e perfis de vento em altitudes elevadas, sem a necessidade da instalação de TMA, o que é especialmente relevante em ambientes *offshore*, onde as condições de instalação e ambientais são mais desafiadoras. Entretanto, o uso do LIDAR apresenta atenuação na medição da turbulência devido ao seu volume efetivo de amostragem, limitações em condições de baixa visibilidade na presença de nuvens ou névoa, e problemas operacionais, como falhas provocadas pela entrada de água salgada nos componentes, no caso de medições marinhas. Ainda assim, seu uso em campanhas *offshore* se

justifica pela elevada complexidade e custo da instalação de mastros meteorológicos no mar, além da necessidade da obtenção de perfis de vento em altitudes próximas à altura do rotor dos aerogeradores, uma demanda que os métodos convencionais não conseguem atender com a mesma eficiência no cenário *offshore* (Peña *et al.*, 2008).

Figura 15 – LIDAR.



Fonte: Movelaser.

- Outros:

1. Anemômetro de Fio Quente:

Em sua essência, o anemômetro de fio quente consiste em um filamento condutor (como tungstênio ou platina) esticado entre duas estruturas metálicas. Seu funcionamento baseia-se na transferência de calor por convecção entre o filamento, que é aquecido por uma corrente elétrica, e o movimento do fluido, que resfria o fio quente. O sensor pode operar em duas configurações: corrente constante, menos usado por riscos de superaquecimento ou resfriamento extremo e temperatura constante, mais comum, em que a corrente se ajusta para manter o fio aquecido. A principal vantagem do anemômetro de fio quente reside em sua capacidade de miniaturização, com filamentos de diâmetros na ordem de micrômetros, minimizando interferências no recurso medido. Contudo, o dispositivo possui limitações, como a fragilidade do fio o tornando suscetível a danos em ambientes agressivos ou com partículas abrasivas, e a necessidade de calibração frequente, o que pode ser um obstáculo para medições de longo prazo (Advanced Thermal Solutions, 2007).

Figura 16 – Anemômetro de fio quente.

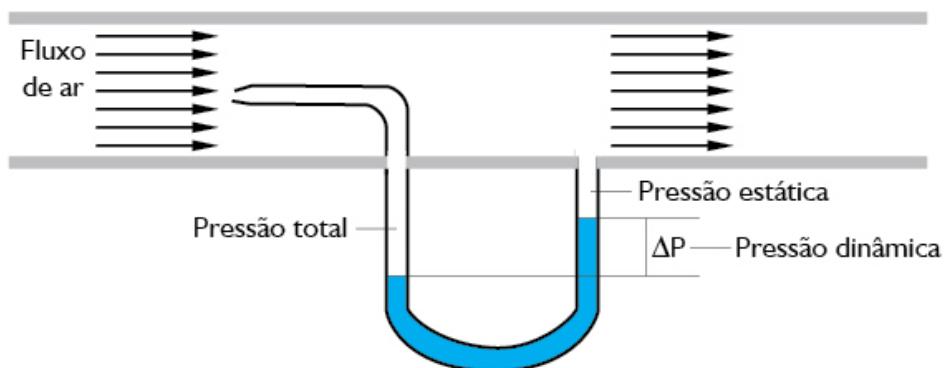


Fonte: Testo.

2. Anemômetro de Tubo de Pressão:

O anemômetro de tubo de pressão ou tubo de Pitot, mede a velocidade de fluidos com base na equação de Bernoulli, segundo a qual o aumento da velocidade causa redução de pressão. O tubo de Pitot é muito usado na aviação e na calibração de anemômetros de copos em túneis de vento, e é composto por uma estrutura com dois tubos concêntricos, projetada para medir a pressão total e a estática em um escoamento. O interno capta a pressão total (estática + dinâmica) ao estar alinhado ao vento, enquanto o externo, com furos laterais perpendiculares ao fluxo, mede a pressão estática. (Dwyer Instruments, 2019).

Figura 17 – Tubo de Pitot.



Fonte: Instituto Metrópole Digital (UFRN).

3. Previsões Sintéticas da Velocidade do Vento:

A velocidade do vento pode ser estimada por meio de modelos atmosféricos, matemáticos ou séries virtuais de reanálise. Os modelos atmosféricos baseiam-se na resolução das equações de dinâmica de fluidos e termodinâmica, influenciadas por

parametrizações da camada limite planetária e da radiação. Um dos mais utilizados é o modelo Pesquisa e Previsão Meteorológica (*Weather Research and Forecasting*) (WRF), amplamente empregado em estudos *offshore*. O WRF simula numericamente as equações atmosféricas em malhas aninhadas de alta resolução, integrando processos físicos e dados globais para prever o vento em regiões específicas. Destaca-se pela flexibilidade, alta resolução e variedade de parametrizações, oferecendo boas simulações quando bem configurado. Porém, exige alto custo computacional, calibração cuidadosa e apresenta limitações na representação física(Giannakopoulou; Nhili, 2014).

Em seguida, modelos matemáticos atuam como pós-processamento estatístico ou estocástico das saídas atmosféricas, ajustando vieses e variabilidade por meio de técnicas como regressão ou calibração espaço-temporal. Finalmente, as séries virtuais consistem em sequências temporais sintetizadas, com base em reanálises ou simulações atmosféricas corrigidas, usadas para estimar o comportamento histórico do vento em locais sem medições, servindo como base para avaliações de longo prazo do recurso eólico (Zhang *et al.*, 2020).

A medição *in loco* sempre é preferida para avaliação do recurso, visto que modelos sintéticos, embora valiosos para uma visão de macroescala, não representam com acurácia padrões de vento em escalas locais.

4. Satélites:

Devido ao alto custo e desafios associados a instalação de TMA, a medição eólica *offshore* por satélites tem surgido como alternativa econômica em frente às tradicionais torres anemométricas. Ao capturar dados da rugosidade da superfície do mar, satélites de sensoriamento remoto permitem estimar velocidade e direção dos ventos, viabilizando mapeamentos eólicos regionais e análises de potencial energético em larga escala. Embora não substituam medições locais em estágios finais de projeto, esses dados oferecem uma base confiável para identificar zonas promissoras de geração eólica em ambientes marinhos (Nadi *et al.*, 2019).

Ainda segundo Nadi *et al.* (2019), atualmente existem duas tecnologias principais de medição anemométrica via satélite. Primeiramente, o Radar de Abertura Sintética (*Synthetic Aperture Radar*) (SAR) é uma tecnologia que envia pulsos de micro-ondas que interagem com a superfície do oceano e retornam com informações sobre ampli-

tude, polarização e fase. Com isso, é possível construir imagens bidimensionais da superfície marinha e, a partir dessas, estimar a velocidade do vento com resolução espacial de cerca de 1 km². O SAR tem como vantagem operar independentemente das condições de luz ou nuvens, o que garante maior continuidade nas medições. Outra tecnologia explorada é o scatterômetro, um tipo de radar de abertura real também baseado em micro-ondas. Utilizado em satélites, esse sensor mede a velocidade e direção dos ventos ao capturar múltiplas reflexões da superfície oceânica a partir de diferentes ângulos. Comparado ao SAR, o scatterômetro possui menor resolução espacial, porém maior frequência de amostragem, podendo registrar até 40 observações por mês em uma mesma área.

Apesar de suas vantagens, medições por satélites têm limitações críticas. A baixa frequência temporal das observações inviabiliza análises contínuas comparáveis a TMA ou LIDAR. Em áreas costeiras ou com topografia complexa, a resolução espacial pode ser insuficiente para capturar variações em microescala. Além disso, sensores como o SAR ainda dependem de modelos atmosféricos para estimar a direção do vento, e a escassez de dados históricos em certas regiões pode elevar as incertezas nas estimativas. Assim, o uso de satélites é mais adequado como etapa inicial para triagem de áreas, sendo indispensável sua validação com medições locais em fases avançadas de projetos eólicos *offshore* (Nadi *et al.*, 2019).

Segundo o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), a oferta de serviços de calibração no Brasil para instrumentos utilizados na medição do vento é restrita a poucos tipos de sensores, abrangendo majoritariamente anemômetros de copos, *propeller*, tubo de Pitot, sensores ultrassônicos e térmicos. Essa oferta, além de limitada em diversidade, concentra-se geograficamente na região Sudeste, o que pode representar um entrave logístico e técnico para projetos localizados em outras regiões do país (INMETRO, 2021).

2.3 Regulamentação para Campanhas de Medição Anemométricas

2.3.1 Nacional

As campanhas de medição anemométrica, especialmente aquelas voltadas à avaliação do potencial eólico para geração de energia, devem seguir uma série de regulamentações técnicas e legais que asseguram a confiabilidade dos dados obtidos, a rastreabilidade metrológica dos

instrumentos utilizados e a conformidade com os requisitos exigidos por órgãos como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a EPE e normas da ABNT.

Segundo a EPE (2016), é obrigatório que, independentemente da dimensão ou capacidade, cada parque eólico vencedor de leilão, ou seja, participante do mercado regulado de energia, instale em sua área uma estação para medição e registro contínuo de dados de vento e clima. Esses registros permanecem ativos durante toda a vigência do contrato com o Ministério de Minas e Energia, constituindo um banco histórico essencial para análises futuras e mitigação de distorções causadas por sazonalidade. A estação, no que diz respeito à calibração de sensores, deve obedecer rigorosamente às normas listadas abaixo, garantindo uniformidade e comparabilidade metodológica entre os diferentes parques. Embora não seja obrigatório para parques no mercado livre de energia, a adoção dessa mesma prática é recomendável, conferindo maior credibilidade técnica e transparência aos projetos perante investidores e consumidores.

1. IEA - International Energy Agency: 11. Wind speed measurement and use of cup anemometry; 1. Edition; Glasgow; 1999.
2. MEASNET: Cup Anemometer Calibration Procedure; Version 1; Sep 1997.
3. IEC – International Electrotechnical Commission: Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines (IEC 61400-12-1:2005); 2005.
4. ABNT - NBR IEC 61400-12-1:2012 - Anexo F.

Ainda em relação à certificação de parques, a ANEEL (2023) exige no Anexo II da Resolução Normativa Nº 13, intitulada “Documentos necessários à obtenção de outorga de autorização”, um sumário de certificação das medições anemométricas e da estimativa da produção anual de energia, apoiado em, no mínimo, três anos de série histórica de dados de velocidade e direção do vento, incluindo a localização precisa das torres de medição.

Sumário de Certificação de medições anemométricas e de estimativa da produção anual de energia elétrica associada ao empreendimento, emitida por certificador independente, com base em série de dados, de pelo menos 3 (três) anos, referentes às leituras de velocidade e direção do vento no local do empreendimento, incluindo localização das torres de medição.

(ANEEL, 2023)

A respeito da instrumentação utilizada para medição da velocidade do vento na campanha de medição anemométrica, a EPE (2016) informa que os anemômetros empregados devem satisfazer às classes de precisão A (1,9) e B (5,0) da norma IEC 61400-12-1, com

velocidade de partida máxima de 0,8 m/s. Anualmente, calcula-se o índice de perda de dados por equipamento, cujo limite máximo é de 15%. Adicionalmente, interrupções contínuas de medição não podem superar 30 dias seguidos por ano. Excepcionalmente, paralisações de até 90 dias para substituição de torre em casos de acidente, vandalismo, corrosão, falha estrutural ou alteração de projeto são excluídas desse cálculo, mediante comunicação formal à EPE em até 15 dias após o início da interrupção.

Segundo a ABNT no documento NBR IEC 61400-1:2023 - Requisitos de Projeto, os parâmetros do vento do local devem ser obtidos e extrapolados ou calculados por meio de métodos apropriados, que englobem campanhas de medição *in loco*, registros de longo prazo de estações meteorológicas próximas, modelos de simulação numérica ou observância de regulamentações e padrões locais. Esses diferentes métodos devem ser utilizados de forma complementar, de modo a suprir lacunas de cobertura espacial ou temporal. É imperativo que quaisquer modelos de simulação sejam validados contra dados representativos das medições reais, garantindo que as projeções de perfis verticais de vento, distribuições estatísticas de velocidade e padrões de turbulência reflitam fielmente as condições observadas no local estudado (ABNT, 2023).

Os parâmetros do vento do local devem ser medidos e extrapolados ou calculados usando métodos apropriados (por exemplo, campanhas de medição feitas no local, registros de longo prazo de estações meteorológicas locais, modelos de simulação ou regulamentações e padrões locais). Os modelos de simulação devem ser validados contra dados representativos.

(ABNT, 2023)

Ainda de acordo com a mesma norma, a avaliação da adequação do local à instalação de turbinas eólicas exige o equilíbrio entre a quantidade e a qualidade das medições. A ampliação do número de pontos de medição e das alturas de coleta promove maior cobertura topográfica, mas tende a elevar custos e complexidade logística. Por sua vez, o emprego de instrumentos de alta precisão e de amostragem em alta frequência assegura a confiabilidade dos dados coletados. Para aprimorar ainda mais essa avaliação, recomenda-se complementar os anemômetros convencionais com sensores de temperatura, umidade e pressão.

O requisito é o uso de medições para avaliação da adequação do local da turbina eólica e avaliações de recursos eólicos diferem em muitos aspectos, portanto, um equilíbrio precisa ser encontrado entre a quantidade e a qualidade das medições. Além disso, para fins de uma campanha de medição para avaliação de adequação de local da turbina eólica, convém que critérios adicionais sejam levados em consideração.

(ABNT, 2023)

Por fim, a versão adaptada da normativa internacional publicada pela IEC dita uma série de convenções para a realização de uma campanha de medição anemométrica que seja confiável e reflita o perfil do recurso no local estudado (ABNT, 2023).

- Convém que o sistema de medição seja instalado em pontos amplamente representativos da maioria das áreas do local.
- O número exato e a localização dos sistemas de medição recomendados são muito específicos do local e dependem de elementos como extensão e cobertura do solo do parque eólico proposto, bem como da complexidade esperada do regime de escoamento e a avaliação no local do modelo de simulação escolhido para sua análise.
- Convém que as alturas de medição da condição do vento, bem como o número de sensores, sejam acordadas para serem representativas. Recomenda-se que se usem medições em locais ao menos com altura da extremidade da área de varredura do rotor da turbina proposta.
- Convém que seja instalado sensores de temperatura, umidade e pressão.
- Convém que sejam usadas medições na integração de 10 min, frequência de amostragem de pelo menos 1 Hz (com registro de média, desvio padrão e velocidade máxima do vento, média e direção do vento à temperatura média).
- Em terrenos complexos, convém que sejam medidos todos os componentes do vento, por exemplo, com um anemômetro ultrasônico 3D.

Durante uma campanha de medição anemométrica, é necessário registrar, além da velocidade e direção do vento, outras grandezas atmosféricas como temperatura, pressão e umidade relativa, pois esses parâmetros influenciam o cálculo da densidade do ar e, consequentemente, a estimativa do potencial energético do local. No entanto, tanto a norma ABNT (2012), ABNT (2023) quanto os requisitos técnicos estabelecidos pela EPE (2023), EPE (2016) não exigem a calibração obrigatória desses sensores. As normativas recomendam apenas que sejam utilizados sensores com faixa de operação adequada e precisão conhecida, compatíveis com a finalidade da medição. Dessa forma, embora o uso desses sensores seja essencial, sua calibração formal não é um requisito normativo, sendo uma prática opcional, mas recomendável para elevar a confiabilidade dos dados obtidos.

2.3.2 *Internacional*

2.3.2.1 *IEA - International Energy Agency: 11. Wind speed measurement and use of cup anemometry.*

O documento da Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency*) (IEA), "Wind speed measurement and use of cup anemometry", destaca a relevância da anemometria de copo como a tecnologia padrão para medição do recurso eólico, justificando seu uso pela robustez mecânica, simplicidade eletrônica e resposta estável à componente média da velocidade do vento. A calibração dos sensores é abordada no texto, evidenciando que cada dispositivo necessita ser calibrado separadamente em um túnel de vento, com rastreabilidade metrológica assegurada por padrões nacionais. Essa calibração deve abranger a faixa de 4 a 16 m/s, com medições em intervalos de 1 m/s, e para cada ponto, deve-se garantir estabilidade do fluxo e coleta de dados por pelo menos 30 segundos. Além da calibração inicial, é recomendado que os sensores sejam recalibrados após o uso em campo, especialmente em campanhas prolongadas. Laboratórios de calibração devem ser acreditados e operar sob sistemas de gestão da qualidade, garantindo condições ideais de escoamento, controle de temperatura e umidade, e baixa turbulência no túnel (International Energy Agency, 1999).

Além dos anemômetros de copo o documento da International Energy Agency (1999) também discute brevemente alternativas tecnológicas. Entre elas, destacam-se os anemômetros sônicos e os anemômetros de fio quente, que oferecem vantagens específicas, mas também apresentam limitações significativas no contexto de medições de desempenho de turbinas. Os anemômetros sônicos possuem resposta rápida e capacidade de medir componentes tridimensionais do vento, sendo úteis para estudos de turbulência. No entanto, sua vulnerabilidade a variações de temperatura, acúmulo de gelo e necessidade de correções térmicas os torna menos adequados para campanhas de longa duração em campo aberto, especialmente quando se busca a medição precisa da velocidade média. Já os anemômetros de fio quente, comumente utilizados em laboratórios, oferecem alta resolução temporal, mas são extremamente sensíveis à direção do vento e à contaminação do fio sensor, além de requererem eletrônica delicada e manutenção constante. Assim, embora essas tecnologias possam ser valiosas em contextos de pesquisa ou em medições complementares, o anemômetro de copo permanece como a escolha preferencial para medições operacionais em energia eólica, pela robustez, simplicidade e reproduzibilidade que oferece em ambientes reais.

2.3.2.2 MEASNET: Cup Anemometer Calibration Procedure.

O Procedimento de Calibração de Anemômetros da MEASNET representa um padrão internacionalmente reconhecido e aceito. Desenvolvido no âmbito do Programa de Avaliação de Qualidade da MEASNET, ele visa promover uma interpretação comum e a melhoria contínua da qualidade das medições anemométricas.

O procedimento detalhado por MEASNET (2009) fundamenta-se no documento normativo IEC 61400-12-1, International Electrotechnical Commission (2017), especificamente no seu Anexo F: Cup anemometer calibration procedure, que estabelece o método de referência para calibração de anemômetros de concha utilizados na avaliação de desempenho de turbinas eólicas. Além das disposições da norma IEC citada, o MEASNET impõe exigências complementares:

1. Participação obrigatória e bem-sucedida em Rodadas de Calibração organizadas pela rede, cumprindo critérios de aceitação definidos;
2. Para tubos de Pitot compatíveis com ISO 3966, recomenda-se intervalo de calibração de 10 anos para esse instrumento, dada sua estabilidade mecânica;
3. A interferência da instalação do anemômetro na medição de referência deve ser inferior a 0,2% a 10 m/s, verificada com métodos como duplo tubo de Pitot, laser ou fio quente;
4. A intensidade de turbulência no túnel de vento deve ser inferior a 2% para períodos de média até 1 minuto, desconsiderando componentes acima de 10 Hz;
5. O método é aplicável a outros tipos de anemômetros, mas seus efeitos específicos como sensibilidade direcional e temperatura devem ser considerados e reportados;
6. O cálculo da incerteza deve seguir a norma IEC, aceitando-se métodos alternativos apenas se exigidos por organismos de acreditação ou se resultarem em valores de incerteza iguais ou superiores aos obtidos pelo método padrão.

2.3.2.3 IEC – International Electrotechnical Comission: Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines.

A norma IEC 61400-12-1, elaborada pela IEC, estabelece os requisitos e procedimentos técnicos para a medição do desempenho energético de turbinas eólicas conectadas à rede elétrica. Trata-se de uma referência internacional amplamente adotada por fabricantes, operadores, instituições de pesquisa e certificadoras, pois padroniza a forma como dados de vento e potência devem ser obtidos, tratados e analisados para garantir comparabilidade e rastre-

abilidade metrológica. O documento descreve em detalhe os critérios de calibração, aquisição de dados, análise de incertezas e validação estatística, assegurando que os resultados obtidos em campanhas de campo possam ser usados com confiança para fins comerciais, regulatórios ou de otimização de projeto (International Electrotechnical Commission, 2017). A duração da medição deve ser suficiente para cobrir a faixa de velocidades de vento relevantes e garantir significância estatística. Eventos extraordinários, manutenções, falhas ou alterações operacionais devem ser cuidadosamente registrados e excluídos das análises, assegurando a validade dos dados utilizados para a construção da curva de potência.

1. Velocidade do Vento – Cláusula 7.2

A cláusula 7.2 estabelece os requisitos técnicos para a medição da velocidade do vento, considerada a variável mais crítica na avaliação do desempenho de turbinas eólicas. A norma define que a medição da velocidade do vento deve ser feita na altura do rotor da turbina e, sempre que possível, essa deve ser a velocidade padrão utilizada na análise. Quando essa condição é atendida, obtém-se maior representatividade do escoamento que atinge o rotor, especialmente para fins de determinação da curva de potência. Além da medição direta na altura do cubo, a norma reconhece que a velocidade equivalente de rotor, obtida com o uso de anemômetros laterais montados em níveis inferiores, pode fornecer uma representação ainda mais precisa do fluxo incidente sobre toda a área varrida pelas pás do aerogerador.

A norma apresenta três abordagens principais para obtenção da velocidade do vento na altura do rotor, de acordo com a cláusula 7.2.7:

- a) uso de mastro meteorológico com anemômetro montado diretamente na altura do rotor;
- b) uso de dispositivos de sensoriamento remoto, calibrados por comparação com anemômetro montado no topo de mastro;
- c) instalação de sensor lateral em mastro mais alto que a turbina.

As configurações físicas dos sensores devem ser cuidadosamente escolhidas de acordo com as condições do local, as características do terreno e os objetivos da campanha de medição. Entre as opções aceitas estão anemômetros montados no topo ou lateralmente em mastros meteorológicos, assim como dispositivos de sensoriamento remoto. No caso dos dispositivos remotos, como LIDAR ou SODAR, a norma exige obrigatoriamente a realização de uma comparação com um anemômetro instalado em uma TMA, a fim de

validar a representatividade e a confiabilidade das leituras. Todas essas configurações devem ser descritas com precisão no plano de medição e validadas quanto à sua adequação ao escoamento local. A IEC também reconhece a necessidade de medir o *wind shear* ou gradiente vertical de velocidade do vento, o que pode ser feito com múltiplos anemômetros montados lateralmente, como citado na cláusula 7.2.4, ou com um único sensor remoto devidamente configurado na cláusula 7.2.5.

Por fim, a norma também descreve que a velocidade equivalente de rotor pode ser calculada a partir do *wind shear*, sendo possível medi-la com anemômetros distribuídos em diferentes alturas ou com o uso de tecnologias de sensoriamento remoto. De acordo com o descrito na cláusula 7.2.6, a escolha entre essas alternativas dependerá da estrutura do mastro, da turbulência local e da disponibilidade de equipamentos adequados.

2. Procedimento de Medição – Cláusula 8

O objetivo principal da cláusula é definir as características para boas campanhas de medição, tornando-as consistentes e rastreáveis, permitindo a construção precisa da curva de potência. A norma determina que os dados meteorológicos sejam coletados ao longo de um período suficientemente extenso para cobrir a gama de velocidades de vento de interesse. Os dados devem ser adquiridos em intervalos curtos, com mínimo de 1 Hz, utilizando sistemas sincronizados e calibrados. Todos os eventos operacionais relevantes, como paradas por manutenção, falhas, modos de operação especiais ou mudanças de configuração, devem ser documentados, e os dados correspondentes excluídos da análise. A IEC exige que o conjunto de dados seja estatisticamente robusto, cobrindo todas as faixas da curva de potência com número suficiente de observações para cada bin de velocidade do vento. A cláusula também recomenda medidas adicionais para assegurar a integridade dos dados, como o uso de sensores redundantes, verificações de consistência interna dos dados e validação cruzada com sistemas independentes, quando aplicável.

3. Base teórica para determinar a incerteza de medição usando o método de bins - Anexo E

O Anexo E trata de forma detalhada as fontes de incerteza associadas a cada tipo de sensor envolvido na medição: anemômetros, sensores de direção, sensores ambientais, entre outros. Ainda que a avaliação da incerteza ocorra após a instalação, ela é profundamente influenciada pela etapa de calibração e pela qualidade da montagem dos equipamentos. Assim, a boa execução das etapas iniciais contribui diretamente para a redução das incertezas finais, o que reforça a importância de seguir estritamente os procedimentos técnicos

indicados.

Além dos anemômetros, sensores de temperatura, pressão e umidade são essenciais para o cálculo da densidade do ar, que, por sua vez, afeta diretamente a estimativa da energia disponível no vento. Os sensores de temperatura devem ser calibrados em condições laboratoriais controladas, utilizando-se pontos de referência confiáveis ao longo da faixa operacional típica do local, e a leitura do sensor deve corresponder com precisão à temperatura real do ar. Um erro sistemático na medição de temperatura pode gerar distorções no cálculo da densidade do ar, comprometendo a avaliação do recurso eólico e a normalização dos dados de potência.

A pressão atmosférica também deve ser medida com sensores devidamente calibrados, com precisão adequada à faixa de altitudes e climas do local da turbina. A leitura precisa da pressão é fundamental para calcular corretamente a densidade do ar. A IEC recomenda que, após a instalação, os dados de pressão sejam corrigidos para a altura do rotor da turbina, de modo a refletir com mais precisão as condições no plano do rotor. Pequenas variações na pressão podem resultar em erros relevantes nos dados energéticos.

A medição da umidade relativa do ar é realizada com sensores previamente calibrados com soluções de sal padrão ou em câmaras de referência. O Anexo E destaca que o sensor deve ser protegido contra condensação, sujeira e radiação direta, pois esses fatores podem comprometer sua leitura. Embora a umidade tenha efeito secundário no cálculo da densidade do ar quando comparado à temperatura e pressão, sua medição precisa é importante para reduzir incertezas agregadas, especialmente em regiões tropicais ou de grande variação climática.

4. Procedimento de calibração de túnel de vento para anemômetros - Anexo F

A calibração dos anemômetros, tanto do tipo de copo quanto sônicos, é uma etapa obrigatória antes do início da campanha de medição. A norma define que essa calibração deve ocorrer em túnel de vento de baixa turbulência, com velocidades variando de 4 a 16 m/s, em etapas regulares de no máximo 1 m/s. Os sensores devem ser previamente utilizados por pelo menos 5 minutos a 10 m/s, garantindo que estejam em regime permanente. Os dados de rotação devem ser registrados com alta resolução temporal. Ademais, também é recomendada uma pós-calibração após o uso em campo, especialmente em campanhas longas, para verificar se houve alteração no desempenho do sensor.

O Anexo F da norma estabelece também um procedimento rigoroso e padronizado para

calibração de sensores de direção do vento. O objetivo é garantir que a resposta angular do sensor seja fiel ao valor real ao longo de toda a faixa de operação. Para isso, o sensor deve ser girado em passos angulares pequenos, ou então continuamente, a uma velocidade constante, completando dois ciclos completos, em sentido horário e anti-horário. É necessário haver sobreposição angular de ao menos 10°, assegurando cobertura total do intervalo de medição. Essa calibração deve ser conduzida em ambiente de túnel de vento, com fluxo estável e temperatura controlada, de modo a simular condições reais de campo e minimizar fontes de erro sistemático.

Todos os sensores utilizados devem ser acompanhados de certificados de calibração atualizados, emitidos por laboratórios reconhecidos e com rastreabilidade a padrões internacionais. Os certificados devem incluir detalhes do procedimento utilizado, a faixa de velocidades ou ângulos testados, a curva de resposta obtida e a incerteza associada. Essa documentação é indispensável tanto para a validação dos dados quanto para auditorias técnicas ou certificações externas. A ausência de rastreabilidade compromete a confiabilidade dos resultados e invalida a aplicação dos dados para fins normativos.

5. Classificação de Anemômetros de Copos e Sônicos - Anexo I

A classificação de anemômetros utilizados em medições de desempenho de turbinas eólicas é descrita no Anexo I. Essa classificação visa quantificar os desvios sistemáticos que podem ocorrer quando os sensores, mesmo devidamente calibrados em túnel de vento conforme descrito em Anexo F, são submetidos às condições variáveis do campo, como turbulência, variações térmicas e ângulos de escoamento não uniformes. Tais influências podem causar desvios significativos entre a resposta calibrada e a resposta real do sensor. A norma estabelece que os parâmetros de influência conhecidos devem ser considerados no processo de classificação. Para anemômetros de copo, destacam-se a turbulência, a temperatura do ar, a densidade do ar e o ângulo médio de incidência vertical. Para os sônicos, além desses, a direção do vento também é um fator importante. Outros parâmetros ambientais que causem desvios sistemáticos também devem ser analisados.

A classificação é organizada em cinco classes principais de acordo com o tipo de terreno do local, conforme ilustrado na tabela 1. Em relação ao ambiente marinho, nenhuma menção é realizada sobre a classe de anemômetro que deve ser adotada. A ausência de diretrizes explícitas quanto à classe de anemômetro recomendada para medições *offshore* representa uma lacuna normativa significativa.

Tabela 1 – Classes de anemômetros conforme a IEC 61400-12-1

Classe	Requisitos de terreno	Temperatura (°C)	Aplicação recomendada
Classe A	Terreno que atende aos critérios do Anexo B	0 a 40	Terrenos simples e bem caracterizados, com condições climáticas temperadas.
Classe B	Terreno que não atende aos critérios do Anexo B	0 a 40	Terrenos complexos ou onde não foi realizada avaliação topográfica conforme o Anexo B.
Classe C	Igual à Classe A	-20 a 40	Terrenos simples em regiões de clima frio ou sujeito a temperaturas abaixo de 0 °C.
Classe D	Igual à Classe B	-20 a 40	Terrenos complexos sob condições de clima frio.
Classe S	Definida pelo usuário, com base em condições específicas	Definida pelo usuário	Aplicações especiais: clima extremo, relevo não convencional ou faixas personalizadas de parâmetros ambientais.

Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission, 2017.

6. Avaliação de Desempenho de Anemômetros de Copo e Sônicos – Anexo J

O Anexo J descreve os métodos para avaliar o desempenho real de anemômetros de copo e sônicos, complementando a classificação do Anexo I. A avaliação deve considerar ensaios em túnel de vento rastreável, testes laboratoriais e, sempre que possível, verificações em campo. O objetivo é quantificar os efeitos de parâmetros ambientais sobre a resposta do sensor, especialmente sob condições diferentes de calibração.

Devem ser analisadas as influências da inclinação vertical do vento, da mudança de direção horizontal e da temperatura. Para anemômetros de copo, também se avaliam os efeitos dinâmicos relacionados ao torque do rotor. A resposta a inclinação vertical é determinada em túnel de vento com mecanismos que permitam inclinar o sensor sem movimento translacional, garantindo fluxo controlado e simétrico.

A medição pode ser feita com varredura lenta ou em posições fixas, sendo necessário manter a velocidade do vento constante dentro de $\pm 0,5\%$. As seções J.3 e J.4 detalham os métodos para classificação de anemômetros de copo e sônicos, respectivamente. A seção J.5 trata da comparação em campo entre sensores, permitindo verificar seu comportamento em condições reais de operação. Todos os métodos utilizados devem ser capazes de incorporar os parâmetros definidos no Anexo I.

2.3.3 *Calibração de Anemômetros de Copos*

A calibração de anemômetros de copos é etapa fundamental para assegurar a confiabilidade das medições de velocidade do vento, sobretudo em campanhas voltadas à estimativa do potencial eólico. Para tanto, o método recomendado envolve o emprego de túneis de vento, que geram um escoamento controlado e conhecido, permitindo avaliar com precisão o desempenho dos sensores.

No Brasil, a etapa de calibração de anemômetros de copo é regulamentada pela NBR IEC 61400-12-1:2012 ABNT (2012), que corresponde à versão nacional da norma internacional publicada originalmente em 2005. Em seu Anexo F, a norma estabelece os critérios básicos para a realização da calibração individual de anemômetros de velocidade do vento, com ênfase na determinação da curva de resposta do sensor em túnel de vento. Os requisitos incluem a necessidade de escoamento estável, unidirecional e controlado, com repetição das medições em diferentes velocidades para avaliação da linearidade, da repetibilidade e da incerteza expandida associada. O procedimento busca garantir que o sensor esteja apto a fornecer medições confiáveis, embora a norma não especifique limites quantitativos rígidos para características como turbulência do túnel ou detalhamento do modelo de incerteza.

Entretanto, de acordo com a EPE (2016), para que a campanha de medição seja certificada, há uma série de exigências adicionais quanto aos sensores utilizados. No ato de instalação e cadastro da estação anemométrica no sistema Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA), todos os instrumentos devem estar previamente calibrados por instituições acreditadas pela MEASNET e não podem ter sido utilizados após esse processo. Em especial, o sensor instalado no topo da torre exige recalibração obrigatória a cada 36 meses, também em laboratórios MEASNET. Os demais anemômetros da estação devem passar por novo ciclo de calibração, no mínimo, a cada 36 meses em laboratórios acreditados segundo a norma ISO/IEC 17025 ou pela própria MEASNET, seguindo os procedimentos descritos no Anexo F da norma IEC 61400-12-1:2017. No que diz respeito ao intervalo de recalibração, a estação deve operar com todos os instrumentos ativos: quaisquer unidades removidas, seja para manutenção ou calibração, precisam ser imediatamente substituídas por sensores já calibrados e não utilizados após esse processo. Quando a recalibração ocorre em laboratórios não credenciados pela MEASNET, as unidades só podem retornar à mesma estação de origem (EPE, 2016). Dessa forma, embora a norma brasileira NBR IEC 61400-12-1:2012 continue sendo a principal referência técnica nacional, os critérios exigidos pela EPE, ao se basearem na prática da MEASNET e no Anexo

F da IEC 61400-12-1:2017, acabam por superar os requisitos mínimos normativos vigentes no Brasil, promovendo maior confiabilidade e alinhamento com os padrões internacionais do setor eólico.

Ainda que tendo em vista a qualidade dos procedimentos realizados por instituições acreditadas à MEASNET, a obrigatoriedade de calibração dos sensores exclusivamente por essa rede impõe uma série de limitações ao contexto brasileiro. A concentração geográfica dos laboratórios, majoritariamente situados na Europa (MEASNET, 2025), implica em custos elevados com logística internacional, prazos longos de envio e retorno dos equipamentos, além de entraves alfandegários que podem comprometer o cronograma das campanhas de medição. Embora existam laboratórios nacionais com competência técnica reconhecida e acreditação segundo a norma ISO/IEC 17025 (INMETRO, 2021), estes não são plenamente aceitos para todas as etapas do processo de calibração, cuja exigência recai exclusivamente sobre instituições MEASNET. Segundo a MEASNET, 2025, de seus 29 membros, apenas 8 oferecem serviço de calibração de anemômetros de copos, como demonstrado na tabela 2: sete deles estão localizados na Europa e um na Oceania.

Tabela 2 – Membros da MEASNET com serviço de calibração de anemômetro de copos

Membro	País
Center for Renewable Energy Sources (CRES)	Grécia
Deutsche WindGuard	Alemanha
Svend Ole Hansen	Dinamarca
IDR-UPM	Espanha
International Wind Engineering G.P.	Grécia
ProfEC Ventus GmbH	Alemanha
Ammonit Wind Tunnel	Alemanha
Acoem	Austrália

Fonte: Adaptado de MEASNET, 2025.

Tal cenário evidencia uma dependência estrutural de serviços externos, que restringe a autonomia do setor eólico nacional, aumenta os custos operacionais e limita o desenvolvimento de infraestrutura metrológica local. Portanto, embora a exigência por qualidade metrológica seja legítima, a centralização da acreditação em uma única rede internacional gera barreiras práticas e econômicas que merecem ser debatidas, visando a independência técnica do Brasil.

2.3.4 Boas Práticas para Campanhas de Medição

A confiabilidade dos dados anemométricos de uma campanha é essencial. Essa análise é fundamental para uma validação robusta, capaz de evitar que eventuais erros se propaguem pelos resultados. Visto que esses dados são base para pesquisas, estimativas e decisões críticas em projetos eólicos, sua precisão não pode ser negligenciada. Portanto, é essencial adotar rigor tanto na fase de coleta quanto na análise dos dados.

Segundo Salmonson e Santana (2016), um sistema de medição confiável precisa dominar o comportamento local do vento, garantir que sensores e *dataloggers* estejam eletronicamente íntegros e processando corretamente as grandezas medidas. Os instrumentos empregados precisam ser robustos, com baixos índices de erro e alta disponibilidade, segundo recomendações técnicas específicas para sistemas de medições anemométricas, ditadas pela EPE (2023). A qualidade dos sensores é um fator chave para assegurar medições precisas e estabilidade no sistema. Medições atípicas geralmente indicam problemas na instalação, avarias nos equipamentos ou falhas no cabeamento, o que demanda revisão imediata. Outro ponto crítico é a correta parametrização das grandezas, como a orientação precisa da direção do norte geográfico e os parâmetros de calibração dos anemômetros, que, se desajustados, geram erros sistemáticos. Os dados precisam abranger pelo menos três anos consecutivos, sem uma interrupção maior que 30 dias seguidos nos dados, e com uma cobertura anual superior a 85%, para captar variações interanuais e intersazonais, e identificar ciclos meteorológicos de longo prazo, como El Niño e La Niña (EPE, 2023).

Por fim, destaca-se que a padronização dos serviços de calibração e a manutenção regular são essenciais para conduzir uma boa campanha (Salmonson; Santana, 2016). A contratação de empresas especializadas que assegurem prazos, estabilidade nas operações e manutenção adequada contribui para uma campanha de medição consistente. A utilização de sistemas de supervisão e comunicação estáveis, além da atuação de analistas capacitados para monitoramento e validação contínua dos dados, complementa as boas práticas, minimizando custos emergenciais e riscos regulatórios. A adoção dessas boas práticas permite não somente a obtenção de dados de qualidade, mas também o atendimento às exigências normativas, como a disponibilidade dos dados e o envio adequado das informações à EPE, reduzindo riscos de penalidades financeiras.

3 METODOLOGIA

3.1 Revisão Sistemática da Literatura

A revisão sistemática da literatura é uma metodologia de pesquisa que se destaca por sua estrutura e reproduzibilidade, permitindo a organização e análise de um amplo conjunto de documentos científicos. Para garantir sua transparência e confiabilidade, são explicitadas as bases de dados utilizadas, as estratégias de busca, os critérios de inclusão e exclusão dos estudos selecionados e os métodos de análise aplicados. Além disso, são reconhecidas as limitações tanto dos artigos analisados quanto da própria revisão (Galvão; Ricarte, 2019).

Para este trabalho, foi realizada uma revisão sistemática da literatura do tipo sistemática narrativa, pela heterogeneidade metodológica dos estudos quantitativos analisados (Siddaway *et al.*, 2019), e incorporando o tipo convergência qualitativa para transformar evidências técnicas em temas práticos (Galvão *et al.*, 2017), seguindo as etapas abaixo:

1. Delimitação do Tema de Busca;
2. Busca nas Bases de Dados;
3. Triagem dos resultados;
4. Leitura dos artigos selecionados;
5. Análise dos resultados.

3.1.1 Delimitação do Tema de Busca

A pesquisa foi delineada com o objetivo central de identificar desafios e tecnologias utilizadas na medição eólica *offshore*. Segundo Galvão e Ricarte (2019), as revisões sistemáticas exigem a delimitação precisa de objetivos e questões de pesquisa, as quais devem incluir: a população, problema ou condição estudada, a tecnologia, método ou estratégia investigada, eventuais comparações e os desfechos ou resultados, estrutura conhecida como Paciente, intervenção, comparação e resultado (*Patient, Intervention, Comparison and Outcome*) (PICO). O método PICO foi empregado para estruturar a questão norteadora, adotado pela sua eficácia em delimitar revisões sistemáticas. Assim, a questão central que direcionou a revisão foi:

"Na avaliação de recursos eólicos *offshore* (P), qual tecnologia de medição (I) oferece o melhor equilíbrio (C) entre precisão dos dados, superação de desafios metrológicos/tecnológicos e adaptação a limitações técnicas (O) em diferentes cenários?"

Onde:

Tabela 3 – Componentes PICO da revisão sistemática

Elemento	Descrição
População (P)	Avaliação de recursos eólicos <i>offshore</i>
Intervenção (I)	Tecnologias de medição
Comparação (C)	Melhor equilíbrio entre fatores
Outcome (O)	Precisão, superação de desafios, adaptação a cenários

Fonte: Elaborado pelo autor

3.1.2 *Busca nas Bases de Dados*

Com a finalidade de garantir a abrangência de resultados, as buscas foram realizadas nas bases Scopus, Web of Science e IEEE Xplore através do Portal de Periódicos da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), utilizando a seguinte string:

("offshore wind energy") AND ("wind measurement"OR "wind resource assessment")

Para assegurar a relevância e qualidade dos estudos recuperados, em todas as plataformas, restringiu-se a busca a documentos publicados em inglês. Além disso, priorizaram-se artigos de periódicos e artigos de congressos. Nas bases Scopus e Web of Science, foi necessária a aplicação de filtros temáticos para direcionar a procura a áreas alinhadas ao tema central, enquanto no IEEE Xplore manteve-se o escopo original da base. A seleção dos artigos resultou em 132 trabalhos.

3.1.3 *Triagem dos Resultados*

Após a seleção dos artigos e o *download* das referências em formato .bib, o gerenciador de referências Mendeley foi utilizado para eliminar duplicatas. O procedimento envolveu a importação dos arquivos de referência para a plataforma, seguida da aplicação da ferramenta de detecção automática de duplicatas do *software*, que identifica registros repetidos. Para garantir que todos os registros repetidos fossem removidos, realizou-se uma verificação manual complementar, comparando os mesmos dados da identificação automática.

Em sequência, os 90 documentos restantes foram processados por meio da ferramenta de IA ChatPDF, com o objetivo de otimizar a triagem final. Os arquivos em formato PDF foram resumidos através da opção da IA "*summarize*", em seguida, o modelo foi instruído a responder às seguintes perguntas:

- Este artigo aborda como ponto principal de estudo de medição anemométrica em ambientes *offshore*?
- Este artigo menciona desafios tecnológicos ou metrológicos relacionados a medições de vento?

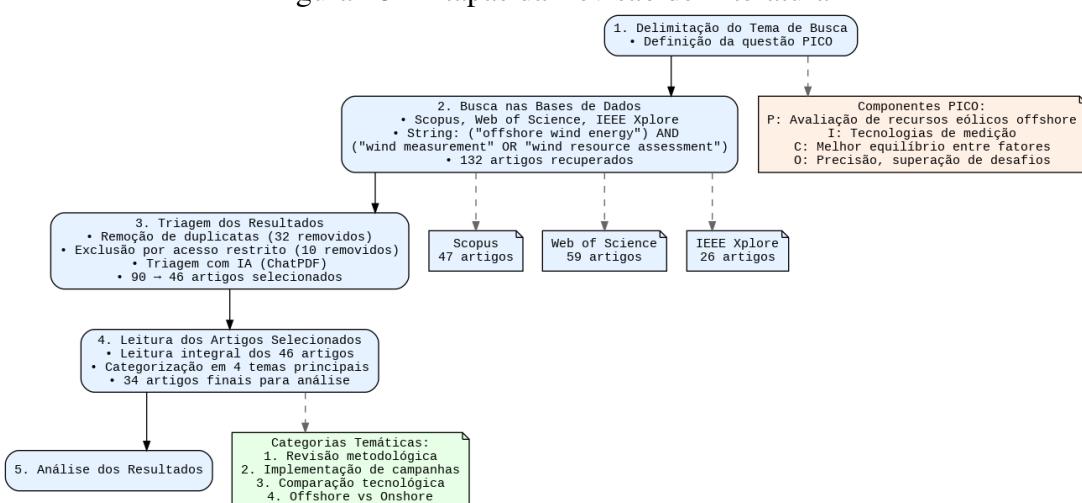
3.1.4 Leitura dos Artigos Selecionados

Com a leitura dos resumos e das respostas fornecidas pelo modelo de IA, 46 artigos foram selecionados para permanecer na revisão. A leitura integral dos documentos foi realizada na plataforma Mendeley, devido à presença de ferramentas que simplificam a organização e gerenciamento dos arquivos e à possibilidade de compilar anotações. Com a leitura finalizada, dos 46 artigos escolhidos previamente com o auxílio da ferramenta ChatPDF, 34 foram selecionados e alocados em 4 categorias, de acordo com sua principal temática:

1. Revisão de metodologia para implementar uma campanha de medição *offshore*;
2. Implementação de campanha de medição *offshore*;
3. Comparação entre dados de velocidade *offshore* de diferentes tecnologias em uma área comum;
4. Comparação entre medições *offshore* e *onshore* em locais próximos.

O fluxograma abaixo ilustra as etapas da revisão sistemática da literatura.

Figura 18 – Etapas da Revisão de Literatura



Fonte: Elaborado pelo autor

Além da revisão sistemática de artigos encontrados nas bases de dados citadas, também foi realizada uma comparação entre as normas brasileiras e internacionais descritas no

Capítulo de fundamentação teórica.

3.2 Mapeamento dos Laboratórios de Calibração no Brasil

Em seguida, com o objetivo de identificar e avaliar a capacidade da infraestrutura metrológica nacional para calibração de anemômetros de copos, foi desenhado um mapa com a localização das instituições que possuem os requisitos regulatórios para realizar o procedimento.

A pesquisa configura-se como exploratória-descritiva, conforme fundamentado por (Gil, 2017). A natureza exploratória manifesta-se na identificação de laboratórios não registrados em bases oficiais, mediante rastreamento sistemático em instituições de ensino superior. Paralelamente, o viés descritivo concretiza-se na catalogação detalhada de atributos físicos e operacionais: geolocalização, especificações técnicas de túneis de vento e conformidade com requisitos normativos, permitindo assim a caracterização integral do cenário nacional de calibração de anemômetros de copos. A avaliação comparativa com os parâmetros das normativas "NBR IEC 61400-12-1: Aerogeradores – Parte 12-1: Medição do desempenho de potência de aerogeradores"(ABNT, 2012) e "Estudos para a expansão da geração: empreendimentos eólicos – Instruções para medições meteorológicas em parques eólicos"(EPE, 2023), fornecem a base técnica para a representação dos resultados.

3.2.1 Procedimento de Coleta dos Dados

Primeiramente, foi realizada uma busca aos laboratórios nacionais que possuem a infraestrutura necessária para calibrar anemômetros de copos.

3.2.1.1 Rede Brasileira de Calibração

Uma consulta ao banco de dados público da Rede Brasileira de Calibração (RBC) foi conduzida utilizando os seguintes filtros:

Tabela 4 – Filtros de Busca Aplicados no Portal da RBC

Categoria de Filtro	Tipo
Grupo de Serviço	Vazão e Velocidade de Fluidos
Subgrupo	Instrumentos de Medição de Velocidade de Fluidos
Serviço	Anemômetro de Copos
Estado	Todos

Fonte: Elaborada pelo autor

Os parâmetros necessários para comparação foram coletados diretamente da página *online* do domínio da RBC, de acordo com os resultados da busca (INMETRO, 2021).

3.2.1.2 *Instituições de Ensino Superior*

Posteriormente, foi realizada uma busca no motor de pesquisa do Google pelos laboratórios localizados em Instituição de Ensino Superior (IES) públicas que possuem um túnel de vento para a finalidade de calibração dos sensores, com a seguinte entrada:

"Universidade (Nome)" + "túnel de vento"

Com o objetivo de assegurar a qualidade e rastreabilidade metrológica do processo de calibração, os parâmetros técnicos analisados foram coletados por meio de documentos públicos disponibilizados em sites institucionais, catálogos de serviços e trabalhos acadêmicos hospedados nos repositórios digitais das próprias universidades. Essa abordagem buscou respeitar a transparência da informação e possibilitar uma análise baseada em dados oficialmente publicados pelas próprias instituições.

3.2.2 *Parâmetros Coletados e Critérios de Análise*

A avaliação dos laboratórios brasileiros aptos à calibração de anemômetros de copo foi conduzida com base na comparação entre os dados obtidos dessas instituições e os requisitos técnicos estabelecidos pela norma IEC "61400-12-1:2017", utilizados pela MEASNET, especificamente do item 2 do anexo F "Requirements to the wind tunnel", que trata das condições mínimas exigidas para túneis de vento utilizados em ensaios de calibração (International Electrotechnical Commission, 2017; MEASNET, 2009).

Com base nos materiais encontrados, foram extraídos os principais elementos relacionados às condições do ambiente de medição, incluindo dimensões da seção de teste, níveis de velocidade de ensaio, uniformidade e estabilidade do escoamento, limites de turbulência e métodos para determinação do fator de calibração. Esses critérios foram utilizados como referência para verificar a conformidade das práticas adotadas pelos laboratórios em relação à norma internacional.

A tabela 5 apresenta um resumo desses requisitos normativos, com foco nos principais parâmetros que foram comparados às evidências técnicas fornecidas pelos laboratórios.

Tabela 5 – Requisitos para o Túnel de Vento segundo a Seção F.2 e MEASNET

Categoría	Descrição	Requisito Técnico
Dimensões da seção	Tamanho mínimo da seção do túnel.	Altura $\geq 1,0$ m, Largura $\geq 1,0$ m.
Uniformidade	O fluxo na seção de medição deve ser uniforme.	Diferença de velocidade $< 0,2\%$.
Velocidade	Níveis de velocidade para calibração	4, 8, 12 e 16 m/s.
Turbulência axial	Limite da intensidade de turbulência.	$< 2\%$.
Fator de calibração	Correlação entre ponto de referência e anemômetro.	Pitot de 4 a 16 m/s.

Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission, 2017.

3.2.3 Mapeamento

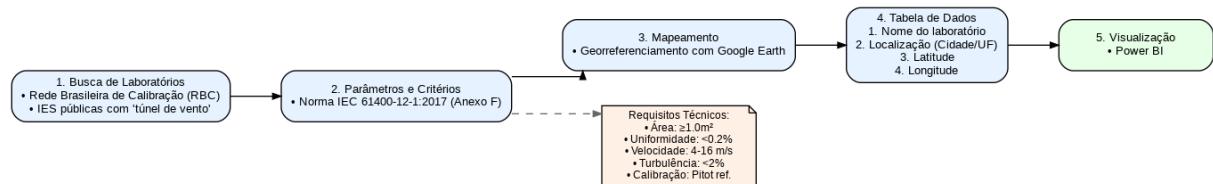
Primeiramente, realiza-se a padronização dos endereços físicos obtidos nas etapas anteriores. Em seguida, executa-se o processo de geocodificação através da plataforma Google Earth. Inserem-se os endereços na interface digital, identifica-se a localização precisa do marcador e capturam-se as coordenadas decimais (latitude/longitude) via função nativa de copiar. Com a coleta de dados finalizada, deve ser criada uma tabela com as seguintes colunas:

1. Nome do laboratório
2. Localização (Cidade/UF)
3. Latitude (graus decimais)
4. Longitude (graus decimais)
5. Tipo de Instituição (IES ou RBC)

Em seguida, na fase de visualização, importam-se os dados para o ambiente Power BI Desktop. Configura-se a camada cartográfica arrastando os campos Latitude e Longitude para os eixos correspondentes.

O fluxograma abaixo ilustra resumidamente as etapas para o mapeamento dos laboratórios.

Figura 19 – Etapas do Mapeamento de Laboratórios



Fonte: Elaborado pelo autor

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Revisão Sistemática da Literatura

A Tabela 6 apresenta os resultados da busca: a base Web of Science retornou o maior número de artigos, seguida de Scopus e, por fim, IEEE Xplore, totalizando 132 trabalhos.

Tabela 6 – Quantidade de artigos por base de dados.

Base de Dados	Quantidade de Artigos
Scopus	47
Web of Science	59
IEEE Xplore	26

Fonte: Elaborado pelo autor.

A etapa de remoção das duplicatas resultou na remoção de 32 registros redundantes. Além disso, 10 artigos foram excluídos devido à indisponibilidade de acesso aberto ou texto completo indisponível nas plataformas consultadas e na plataforma de periódicos da CAPES. Essa exclusão justifica-se pela inviabilidade de analisar estudos sem acesso integral ao conteúdo, o que comprometeria os resultados da revisão. Finalizada a remoção de duplicatas e a exclusão de artigos com acesso restrito, a base final para análise foi composta por 90 artigos, representando 67,16% do total inicial de 132 registros.

Após realizada triagem dos artigos selecionados de acordo com a metodologia descrita no Capítulo 3, a revisão sistemática de literatura foi realizada com 34 artigos, representando apenas 25,76% do total de trabalhos selecionados previamente na busca em bases de dados. A Tabela 7 apresenta um panorama abrangente dos 34 artigos que compõem a revisão sistemática sobre medição do recurso eólico *offshore*, organizados por autor, título, país de desenvolvimento e categoria temática.

Tabela 7 – Artigos selecionados para a revisão de literatura.

Autor	Título	País	Categoria
(Sempreviva <i>et al.</i> , 2008)	Review of Methodologies for Offshore Wind Resource Assessment in European Seas	Dinamarca	1
(Kindler <i>et al.</i> , 2009)	Testing and calibration of various lidar remote sensing devices for a 2 year offshore wind measurement campaign	Dinamarca e Reino Unido	1

Autor	Título	País	Categoría
(Foley <i>et al.</i> , 2012)	Offshore wind resource estimation using wave buoy data	Irlanda	1
(Pichugina <i>et al.</i> , 2012)	Doppler Lidar-Based Wind-Profile Measurement System for Offshore Wind-Energy and Other Marine Boundary Layer Applications	Estados Unidos	1
(Archer <i>et al.</i> , 2014)	Meteorology for coastal/offshore wind energy in the United States: Recommendations and research needs for the next 10 years	Estados Unidos	1
(Guanche <i>et al.</i> , 2016)	Numerical error estimation of conventional anemometry mounted on offshore floating met-masts	Espanha	1
(Nishi <i>et al.</i> , 2004)	Survey report of offshore wind conditions in prospect of offshore wind energy conversion systems in Japan	Japão	2
(Gorton <i>et al.</i> , 2019)	Contributing to Long-term Wind Resource Characterization through Buoy-based Observations of Meteorological and Oceanographic Conditions	Estados Unidos	2
(Kirincich, 2020)	A Metocean Reference Station for Offshore Wind Energy Research in the US	Estados Unidos	2
(Espedal <i>et al.</i> , 2001)	WEMSAR-wind energy mapping using synthetic aperture radar	Noruega, Dinamarca e Itália	3
(Pimenta <i>et al.</i> , 2008)	Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil	Brasil	3
(Jiang <i>et al.</i> , 2013)	Evaluating the spatio-temporal variation of China's offshore wind resources based on remotely sensed wind field data	China	3
(Carvalho <i>et al.</i> , 2014)	Comparison of reanalyzed, analyzed, satellite-retrieved and NWP modelled winds with buoy data along the Iberian Peninsula coast	Portugal e Espanha	3
(Giannakopoulou; Nhili, 2014)	WRF Model Methodology for Offshore Wind Energy Applications	Grécia	3
(Gadad; Deka, 2015)	Comparison of Oceansat-2 scatterometer- to buoy-recorded winds and spatial distribution over the Arabian Sea during the monsoon period	Índia	3

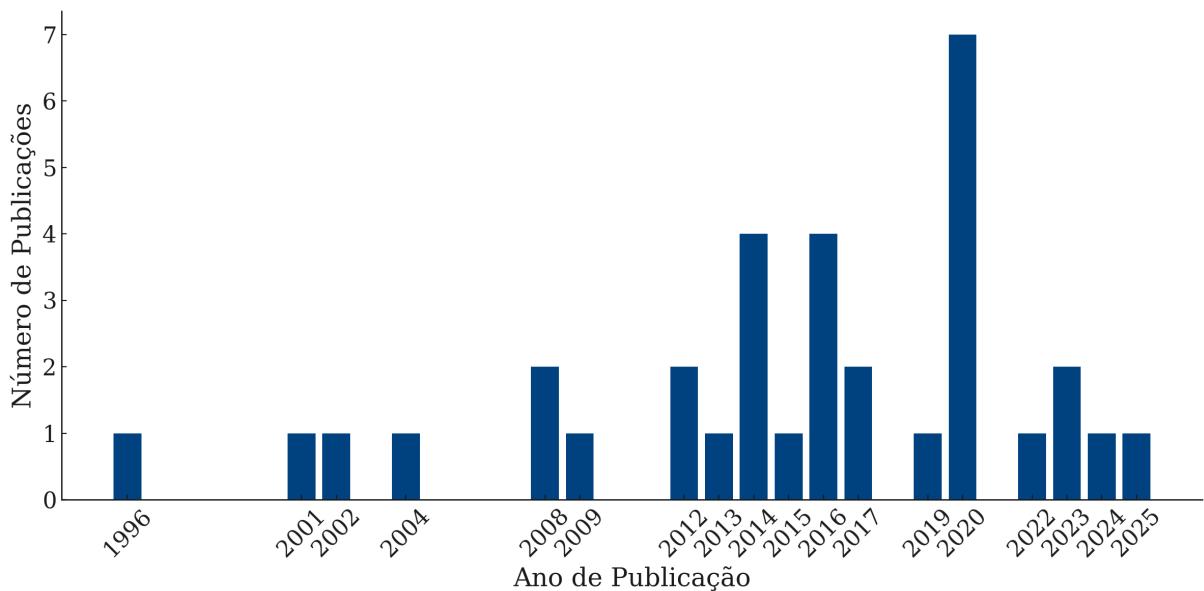
Autor	Título	País	Categoría
(St Pe <i>et al.</i> , 2016)	Improving Maryland's Offshore Wind Energy Resource Estimate Using Doppler Wind Lidar Technology to Assess Micrometeorology Controls	Estados Unidos	3
(Gadad; Deka, 2016)	Offshore wind power resource assessment using Oceansat-2 scatterometer data at a regional scale	Índia	3
(Hasager <i>et al.</i> , 2016)	Quarter-Century Offshore Winds from SSM/I and WRF in the North Sea and South China Sea	China	3
(Pichugina <i>et al.</i> , 2017)	Assessment of NWP Forecast Models in Simulating Offshore Winds through the Lower Boundary Layer by Measurements from a Ship-Based Scanning Doppler Lidar	Estados Unidos	3
(Soukissian <i>et al.</i> , 2017)	Satellite-Based Offshore Wind Resource Assessment in the Mediterranean Sea	Grécia	3
(Nassif <i>et al.</i> , 2020)	Coastal wind measurements and power assessment using a lidar on a pier	Brasil	3
(Hallgren <i>et al.</i> , 2020)	Looking for an Offshore Low-Level Jet Champion among Recent Reanalyses: A Tight Race over the Baltic Sea	Suécia	3
(Xuemin <i>et al.</i> , 2020)	Research on short-term offshore wind power prediction based on sodar wind measurement	China	3
(Salcedo-Bosch <i>et al.</i> , 2020)	Motional Behavior Estimation Using Simple Spectral Estimation: Application to The Off-Shore Wind Lidar	Espanha	3
(Hatfield <i>et al.</i> , 2022)	Comparing Offshore Ferry Lidar Measurements in the Southern Baltic Sea with ASCAT, FINO2 and WRF	Alemanha e Dinamarca	3
(Badger <i>et al.</i> , 2023)	Wind Retrieval from Constellations of Small SAR Satellites: Potential for Offshore Wind Resource Assessment	Alemanha e Dinamarca	3
(Yuan <i>et al.</i> , 2023)	Machine Learning Based Linear Fitting of Wind Direction and Speed	China	3
(Rouholahnejad <i>et al.</i> , 2024)	Collocating wind data: A case study on the verification of the CERRA dataset	Alemanha	3
(Liu <i>et al.</i> , 2025)	Linking large-scale weather patterns to observed and modeled turbine hub-height winds offshore of the US West Coast	Estados Unidos	3

Autor	Título	País	Categoría
(Barthelmie <i>et al.</i> , 1996)	Meteorological aspects of offshore wind energy: Observations from the Vindeby wind farm	Dinamarca	4
(Manwell <i>et al.</i> , 2002)	An offshore wind resource assessment study for New England	Estados Unidos	4
(Waewsak <i>et al.</i> , 2014)	Offshore wind resource assessment of the Gulf of Thailand	Tailândia	4
(Krishnamoorthy <i>et al.</i> , 2020)	An Assessment of Onshore and Offshore Wind Energy Potential in India Using Moth Flame Optimization	Índia	4
(Li <i>et al.</i> , 2020)	Comparative study of onshore and offshore wind characteristics and wind energy potentials: A case study for southeast coastal region of China	China	4

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 20 apresenta a distribuição dos artigos selecionados ao longo do tempo, evidenciando a evolução do interesse científico no tema da medição do recurso eólico *offshore*. Nota-se um crescimento significativo a partir de 2014, com pico em 2020. Esse aumento pode ser associado à consolidação de tecnologias como o LIDAR e ao avanço de projetos eólicos *offshore* em escala comercial. A baixa frequência de publicações antes de 2010 sugere que, até então, o tema era restrito a estudos exploratórios.

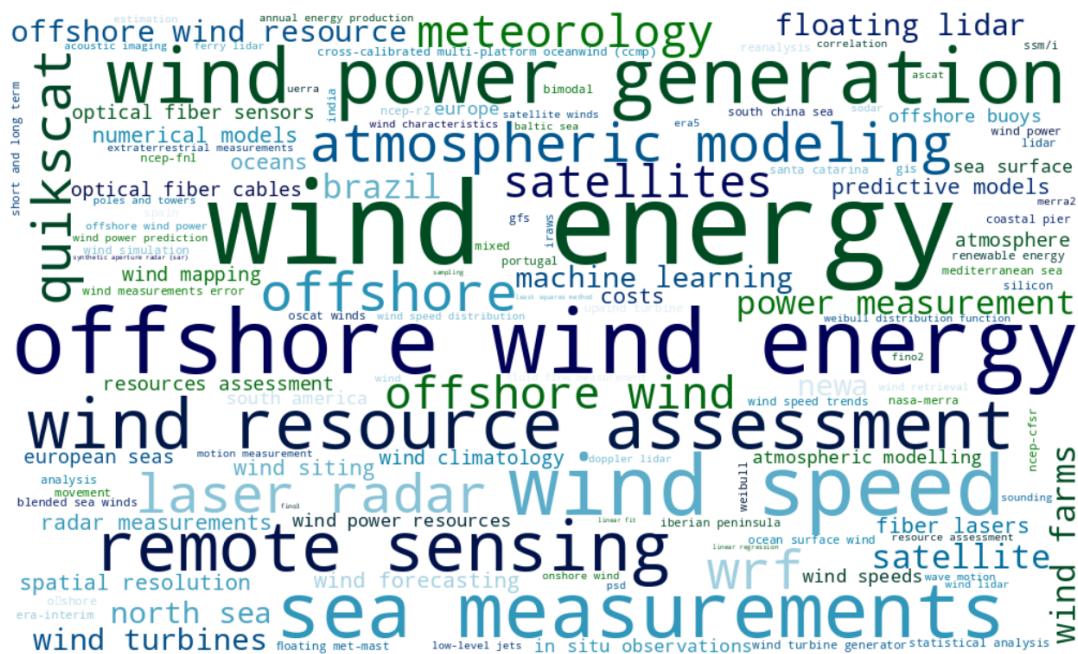
Figura 20 – Artigos por ano de publicação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 21 sintetiza as palavras-chave mais frequentes nos artigos analisados, destacando termos como *wind energy*, *offshore wind energy*, *wind power generation*, *wind resource assessment* e *wind speed*. A predominância desses termos reforça o foco dos estudos na avaliação do recurso eólico e em sua aplicação para fins energéticos. A presença de palavras como *LIDAR*, *satellites*, *remote sensing* e *modeling* evidencia a diversidade de tecnologias empregadas na medição indireta do vento, bem como o caráter multidisciplinar das pesquisas. Essa visualização é útil para identificar as tendências metodológicas e os principais focos de pesquisa, além de auxiliar na identificação de lacunas ainda não exploradas pela literatura.

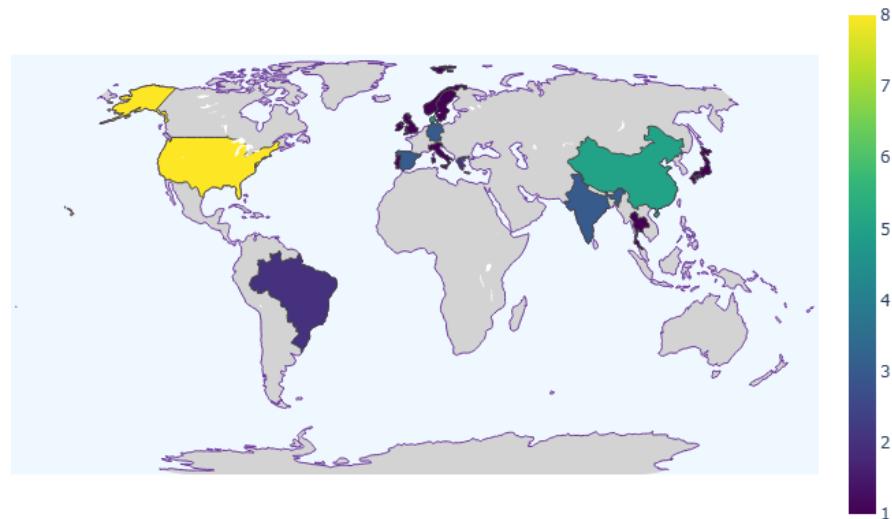
Figura 21 – Nuvem de palavras-chave.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em termos de distribuição geográfica, a maior concentração de estudos está nos Estados Unidos (8 artigos), seguido pela China (5), Dinamarca (4) e Índia (3). Esses países refletem regiões com forte desenvolvimento da energia eólica *offshore* e investimentos em infraestrutura de pesquisa. Nota-se ainda a presença significativa da Europa Ocidental, com estudos na Espanha, Alemanha, Noruega, Portugal, Reino Unido, Grécia e Suécia, o que reforça o protagonismo da região na pesquisa e desenvolvimento de tecnologias *offshore*. O Brasil aparece com dois estudos, ambos na Categoria 3, o que evidencia o estágio inicial das iniciativas nacionais no tema, ainda focadas em análises comparativas e medições costeiras.

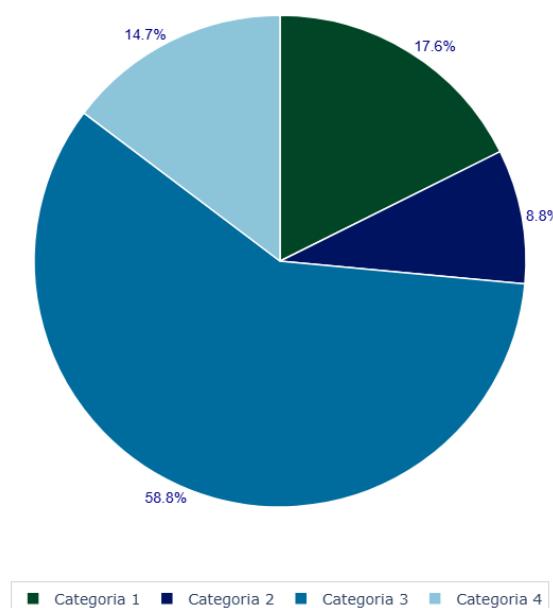
Figura 22 – Local de publicação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, a Figura 23, resume a distribuição de artigos por categoria. Observa-se um predomínio da Categoria 3, com 20 artigos que comparam tecnologias ou abordagens distintas para obtenção de dados *offshore*, sobretudo métodos indiretos e híbridos, que permitem maior cobertura espacial e redução de custos em relação às medições tradicionais *in loco*. As categorias 1 e 2, voltadas respectivamente à revisão de metodologia para implementar uma campanha de medição *offshore* e a implementação de campanha de medição, mostram 9 artigos somados. Já a Categoria 4, que compara dados *onshore* e *offshore*, aparece com 5 estudos.

Figura 23 – Artigos por classificação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.1 Revisão de metodologia para implementar uma campanha de medição offshore

Os estudos incluídos nesta categoria discutem as principais metodologias utilizadas na avaliação do recurso eólico *offshore*, considerando desde a estruturação inicial das campanhas de medição até os desafios operacionais enfrentados em ambientes marítimos. As contribuições analisadas apresentam diferentes estratégias para contornar as limitações inerentes ao ambiente *offshore*, e reforçam a importância da integração entre medições *in loco*, modelagem atmosférica e técnicas de sensoriamento remoto.

A evolução das metodologias de medição *offshore* inicia-se em 2008, quando Sempreviva *et al.* (2008) identificaram a escassez de dados em altura e duração adequadas, sugerindo a correlação de medições *in loco* com TMA, pela alta confiabilidade, a séries de reanálises e sensoriamento remoto para suprir lacunas temporais. Destacam ainda desafios na extração de dados abaixo da altura do rotor, sobretudo em zonas costeiras com efeitos locais e séries remotas curtas. Em 2009, Kindler *et al.* (2009) propuseram um protocolo de validação de LIDAR comparado a mastros a 20 m da costa, com alta correlação ($R^2 \approx 0,995$), mas alertaram para interferências em baixa visibilidade devido a chuvas e névoas, necessidade de filtros e manutenção constante para garantir a qualidade dos dados.

Em 2012, Pichugina *et al.* (2012) apresentam um sistema de medição vertical de perfis de vento *offshore* baseado em LIDAR Doppler embarcado. Um dos avanços foi o desenvolvimento de um sistema de compensação de movimento, essencial para corrigir os dados afetados por oscilações, o que permite medições precisas mesmo em plataformas instáveis. Os dados coletados mostraram variações espaciais e temporais, incluindo a detecção de rajadas de baixo nível, que influenciam significativamente a produção energética. Na mesma linha, Foley *et al.* (2012) usaram boias meteorológicas na costa da Irlanda para mostrar que, embora ventos *offshore* sejam mais constantes, a baixa altura de observação impõe grandes incertezas na extração para a altura de operação de aerogeradores.

Archer *et al.* (2014) reúnem recomendações sobre meteorologia aplicada à energia eólica *offshore*, enfatizando a necessidade de medições contínuas e multiescalares, diminuindo incertezas na previsão da produção energética. Os autores defendem o uso combinado de modelagem atmosférica avançada, instrumentação remota e medição *in loco*, além da ampliação da infraestrutura costeira, como TMA *onshore* próximas. Os desafios ambientais, como maresia, bioincrustação, corrosão e tempestades, são apontados como fatores que afetam o desempenho dos equipamentos em campanhas *offshore*, exigindo manutenção intensiva. O relatório também

destaca a importância da integração entre academia, indústria e governo para o avanço das metodologias de medição e redução de incertezas.

Finalmente, Guanche et al. (2016) quantificam numericamente o efeito de movimentos em mastros flutuantes: com modelagem hidrodinâmica calibrada, mostraram que erros médios se mantêm abaixo de 0,5% para ventos até 25 m/s, desde que o *pitch* seja caracterizado com precisão e validado contra séries virtuais ou mastros fixos. O movimento de inclinação é o principal responsável pelos desvios, respondendo por até 80% do erro total. A metodologia proposta mostrou-se robusta e aplicável a outras estruturas, desde que os movimentos da plataforma sejam bem caracterizados e validados. A comparação com séries virtuais e a presença de mastros fixos para calibração cruzada são recomendadas como boas práticas.

Os estudos analisados evidenciam que campanhas de medição *offshore* enfrentam uma série de desafios técnicos, operacionais e ambientais. Entre os principais, destacam-se as dificuldades em manter medições contínuas em múltiplas alturas, os efeitos de movimento em estruturas flutuantes e os impactos de fatores ambientais como maresia, corrosão e tempestades. Adicionalmente, limitações na extração de dados *in loco* e a escassez de TMA fixas dificultam a validação direta das medições, exigindo o uso combinado de modelagem, sensoriamento remoto e estratégias específicas de compensação de movimento. A Tabela 8 resume os principais desafios técnicos identificados pelos autores para cada tecnologia. A escolha do método deve considerar não apenas o tipo de plataforma disponível, mas também os fenômenos atmosféricos predominantes, os objetivos da campanha e o orçamento disponível.

Tabela 8 – Desafios identificados nas diferentes abordagens de medição *offshore*.

Tecnologia/Abordagem	Desafios Identificados
TMA fixa	Curta duração das campanhas <i>in loco</i> ; dificuldades logísticas de instalação <i>offshore</i> ; necessidade de calibração periódica; homogeneidade dos dados comprometida por trocas de instrumentação; alto custo de instalação.
TMA flutuante	Inclinação da estrutura como principal fonte de erro; variação da altura de medição; velocidade relativa entre sensor e vento; necessidade de simulações hidrodinâmicas para correção; validação dependente de mastros fixos próximos.
Plataformas móveis	Oscilações da embarcação afetam a acurácia das medições; necessidade de compensação de movimento; ausência de estruturas fixas dificulta a validação; dificuldade de capturar padrões simultaneamente em diferentes locais devido à mobilidade limitada; necessidade de manutenção constante dos sensores.

Tecnologia/Abordagem	Desafios Identificados
Boias meteorológicas	Altura de medição inferior à do cubo do rotor; necessidade de extração para alturas típicas de aerogeradores; representatividade limitada a curto alcance vertical; suposições sobre rugosidade e estabilidade da superfície marítima podem introduzir erros; sensibilidade às condições ambientais; aplicabilidade limitada a campanhas de curta duração.
SODAR	Atenuação do sinal em velocidades altas ou sob chuva; redução no alcance vertical; necessidade de calibração com mastros de referência; interferência de ruído acústico em ambientes instáveis.
LIDAR (fixo ou móvel)	Necessidade de calibração cruzada com mastros; sensibilidade a vibrações e movimentações da plataforma; ruídos causados por oscilações em plataformas móveis; necessidade de sensores adicionais (acelerômetro, GPS, sistema inercial); não linearidade em certas faixas de velocidade do vento; baixa visibilidade em períodos chuvosos e nebulosos; exigência de protocolos de validação rigorosos; necessidade de manutenção, calibração e atualização contínua dos sistemas.
Satélites	Baixa resolução temporal; limitações na precisão em regiões costeiras complexas; necessidade de aquisição de dados para mapeamento em grade; dificuldade de captar fenômenos locais e transientes.
Modelagem Numérica	Diferença entre as médias do modelo e medições <i>in loco</i> ; maior incerteza em regiões costeiras e mares interiores; necessidade de validação contínua com dados experimentais escassos; erro associado à baixa densidade de dados observacionais.
Desafios ambientais gerais	Maresia, tempestades, corrosão e bioincrustação comprometem o desempenho dos equipamentos; necessidade de materiais resistentes e cronogramas de manutenção intensiva.

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.2 *Implementação de campanha de medição offshore*

A implementação de campanhas de medição *offshore* representa uma das etapas mais desafiadoras da caracterização do recurso eólico marítimo. Diferentemente das medições realizadas em ambiente *onshore* o uso de TMA terrestres, a coleta de dados no mar demanda soluções específicas para lidar com limitações estruturais, ambientais e operacionais. Os estudos desta categoria abordam diferentes abordagens adotadas para possibilitar campanhas seguras e confiáveis em ambientes oceânicos.

No estudo de (Nishi *et al.*, 2004), foi adotado o uso de um radar a laser capaz de medir o perfil vertical do vento *offshore* até 205 metros acima da superfície do mar. A escolha

por essa tecnologia se deu em razão da dificuldade técnica e dos custos elevados associados à instalação de TMA com anemômetros de copo em mar. Os dados obtidos foram comparados com os de um anemômetro de copos e uma biruta instalados próximos à costa, demonstrando alta correlação (0,9968 para a velocidade do vento e 0,995 para a direção), validando a acurácia da metodologia proposta. Embora o curto período de medição, o sistema mostrou-se eficaz para capturar a variação do vento em ambiente *offshore*.

Já o trabalho de (Gorton *et al.*, 2019) descreve o uso de duas boias equipadas com LIDAR e sensores meteorológicos e oceanográficos, implantadas na costa leste dos Estados Unidos para campanhas de longa duração. Essas boias foram posicionadas a distâncias consideráveis da costa, entre 5 e 42 km de distância, oferecendo dados contínuos em alta frequência sobre parâmetros como velocidade e direção do vento, temperatura da água, salinidade, altura das ondas e correntes marinhas. Além disso, foi integrado um sistema para monitoramento de aves e morcegos, mostrando a preocupação ambiental envolvida. A operação das boias enfrentou desafios como a bioincrustação de sensores, falhas nos sistemas de compensação de movimento e baixa potência do laser, que impactaram a qualidade dos dados. O acesso aos dados depende também da troca física de cartões de memória, demandando manutenções *offshore* periódicas e planejamento logístico.

Por fim, o estudo de (Kirincich, 2020) apresenta a torre ASIT como uma estação de referência metoceanográfica fixa voltada à pesquisa em energia eólica *offshore*. Localizada a cerca de 3 km da costa, essa estrutura fornece dados contínuos de vento na altura das pás das turbinas, além de variáveis como pressão, umidade, salinidade e velocidade das correntes. A torre também atua como base para validação e testes de sensores, incluindo sistemas LIDAR flutuantes. Apesar de sua relevância, o estudo destaca limitações como a necessidade de financiamento sustentável para manutenção da estação, desafios regulatórios para operação no mar e a restrição da representatividade espacial por se tratar de um ponto fixo. Para suprir essa lacuna, prevê-se o uso de torres adicionais e integração com outras plataformas de observação.

4.1.3 Comparação entre dados de velocidade offshore de diferentes tecnologias em uma área comum

Uma das abordagens emergentes na caracterização do recurso eólico *offshore* é a comparação entre diferentes tecnologias de medição. Esses estudos buscam avaliar a confiabilidade, acurácia e aplicabilidade de cada método em contextos específicos, destacando vantagens

operacionais, limitações técnicas e possíveis erros sistemáticos.

Diversos estudos incluídos nesta revisão investigaram a viabilidade do uso de dados de satélite para estimar o recurso eólico *offshore*, todos empregando comparações com medições *in loco* para avaliar a acurácia das observações. Em comum, os trabalhos apontam que os dados satelitais são úteis para mapeamentos preliminares e análises espaciais de larga escala, mas enfrentam limitações quanto à confiabilidade de suas estimativas pontuais de velocidade do vento.

No projeto WEMSAR, Espedal *et al.* (2001) utilizaram imagens de radar SAR calibradas com dados de mastros e modelos atmosféricos na Europa. Embora os dados tenham apresentado boa resolução espacial, o erro médio da comparação com um método direto foi da ordem de 2 m/s, indicando que o SAR pode auxiliar em análises exploratórias, mas não é adequado como fonte única para medições. Já Pimenta *et al.* (2008) avaliou o litoral sudeste brasileiro com dados do satélite QuikSCAT, comparando-os a duas estações meteorológicas e identificando superestimação média de 0,5 m/s e desvio relativo de até 9,7%, reforçando a necessidade de combinar dados orbitais com medições *in loco*. Semelhantemente, Jiang *et al.* (2013) analisou o litoral da China com o mesmo satélite, obtendo correlação $R^2 = 0,71$ e erro de 1,3 m/s frente a quatro mastros, concluindo que, embora o QuikSCAT represente bem a variação espacial em larga escala, seu uso direto no dimensionamento de parques eólicos é arriscado.

Por outro lado, o estudo mais recente de Badger *et al.* (2023) introduziu o uso de constelações de pequenos satélites SAR, comparando os dados das missões StriX- β e do Sentinel-1 com as medições de vento da TMA *offshore* FINO3. Ambos os satélites mostraram correlação elevada com os dados observacionais, sendo 0,92 e 0,91, respectivamente, mas revelaram uma tendência sistemática à subestimação, com viés de até -1,02 m/s. Apesar desse viés, o estudo demonstrou que um aumento na frequência temporal pode melhorar a acurácia das estimativas em até 4%.

Além dos estudos já discutidos, outras investigações também analisaram o uso de dados satelitais combinados com medições *in loco* para estimar o recurso eólico *offshore*, mas com metodologias distintas e diferentes fontes de validação. Em comum, os trabalhos de Gadad e Deka (2015), Gadad e Deka (2016) e Soukissian *et al.* (2017) partiram do pressuposto de que os dados de satélite precisam ser comparados a medições de referência e adaptados a alturas operacionais por meio de extração vertical.

Nos estudos conduzidos na Índia, Gadad e Deka (2015), Gadad e Deka (2016) utiliza-

ram dados do satélite Oceansat-2 processados em janelas de 60 minutos e comparados a medições *in loco*. Em Gadad e Deka (2015), a validação com duas boias anemométricas (AD02 e CB02), após extração para a altura dos dados orbitais, mostrou correlações variando de 0,78 (AD02) a 0,32 (CB02), com erros entre 1,46 e 2,26 m/s, evidenciando forte influência da localização e da qualidade dos dados de referência. Em Gadad e Deka (2016), a validação com sensores embarcados resultou em correlação de 0,6 e RMSE de 1,9 m/s, com a mobilidade oferecendo flexibilidade, mas também introduzindo ruídos associados ao movimento da embarcação e à variação da altura efetiva. Já Soukissian *et al.* (2017) avaliou estimativas de velocidade do vento no Mar Mediterrâneo com dados combinados de múltiplos satélites, comparando-os a boias oceanográficas. Após extração vertical, observou-se tendência à superestimação das médias e subestimação dos picos, com correlações entre 0,7 e 0,8.

Além dos satélites, modelos numéricos e reanálises oferecem alternativas relevantes para medição indireta do vento *offshore*, com ampla cobertura espacial e temporal. Carvalho *et al.* (2014) compararam dados do WRF, satélites QuikSCAT/CCMP e reanálises ERA-Interim/NCEP com boias na costa atlântica da Península Ibérica, destacando o WRF como o mais preciso em áreas costeiras, embora limitado pelo alto custo computacional, já os satélites apresentaram erros elevados em regiões com microclimas. De forma semelhante, Hasager *et al.* (2016) compararam o modelo WRF e o satélite SSM/I com a TMA FINO1, obtendo correlação de 0,91 para o WRF e 0,72 para o SSM/I, que foi extrapolado de 10 m para 100 m. Apesar do bom desempenho pontual, o WRF foi considerado inadequado para análises de tendência climática devido ao viés sistemático observado ao longo do tempo.

Giannakopoulou e Nhili (2014) avaliaram o WRF no Mar do Norte, testando várias resoluções e esquemas contra a plataforma FINO1: o resultado obteve correlação $\approx 0,93$, mas erros de 1,28 – 2,70 m/s e subestimou velocidades acima de 40 m, mostrando limitações na simulação de perfis verticais complexos. Já Hatfield *et al.* (2022) compararam o satélite ASCAT, o modelo WRF e a TMA FINO2: o ASCAT, mesmo com baixa resolução, apresentou RMSE de 1,29 m/s na superfície em condições neutras; o WRF exibiu os maiores erros (até 2,61 m/s) e desvios $> 40^\circ$ na direção do vento a 100 m; a FINO2 manteve alta precisão, mas sua representatividade é restrita à localização fixa.

Além da comparação direta com medições *in loco*, alguns estudos utilizaram o sensoriamento remoto por LIDAR como base para validar métodos indiretos, como modelos numéricos e satélites. Essa abordagem se destaca por permitir medições verticais detalhadas

da velocidade e direção do vento, fornecendo um padrão confiável para avaliação de diferentes fontes de estimativa do recurso *offshore*.

Em Maryland, St Pe *et al.* (2016) demonstrou que o LIDAR Doppler foi capaz de capturar velocidades médias significativamente superiores às obtidas por extração de boias, 8,14 m/s vs 4,72 m/s, além de apontar erros relevantes nos modelos NWP, entre 1,63 e 3,15 m/s, sobretudo na incapacidade de representar corretamente fenômenos como rajadas de baixos níveis. De forma semelhante, Pichugina *et al.* (2017) utilizou perfis verticais de LIDAR embarcado para avaliar a performance de modelos como NAM e RAP-HRRR no Golfo do Maine. Embora os modelos tenham reproduzido as tendências gerais, apresentaram falhas sistemáticas abaixo de 200 m, altura crítica para projetos eólicos, o que reforça a importância do LIDAR como ferramenta de validação em camadas inferiores da atmosfera.

Hallgren *et al.* (2020) observaram subestimação sistemática da velocidade ao comparar reanálises atmosféricas (MERRA2, ERA5, UERRA e NEWA) com dados de LIDAR no Mar Báltico, destacando a UERRA por melhor captar a intensidade dos eventos, apesar das limitações gerais na representação dos perfis verticais e em baixas altitudes. Para melhorar o alinhamento entre medições e modelagens, Rouholahnejad *et al.* (2024) propuseram janelas móveis temporais para ajustar escalas entre LIDAR e modelos (WRF, CERRA, ERA5), aumentando a correlação, com WRF apresentando melhores resultados com janela de 20 minutos, mas todos subestimando variações rápidas de vento, o que afeta o desempenho eólico. Complementarmente, Liu *et al.* (2025) avaliou o modelo HRRR frente a LIDAR flutuante na costa oeste dos EUA, encontrando bom ajuste em Humboldt, mas superestimação em Morro Bay, evidenciando que o desempenho dos modelos NWP varia conforme condições atmosféricas e reforçando a necessidade de calibração local com medições de referência.

Diversos estudos compararam tecnologias diretas de medição do vento *offshore* entre si, com o objetivo de avaliar a confiabilidade, as limitações operacionais e a aplicabilidade de sensores como LIDAR, sodar e anemômetros em diferentes configurações e ambientes.

O trabalho de Nassif *et al.* (2020) comparara um LIDAR instalado em píer com um anemômetro sônico na mesma estrutura, obtendo alta correlação de 0,989 e uma leve subestimação, considerada aceitável para monitoramento costeiro. O LIDAR também apresentou vantagens operacionais, como geração de perfis verticais e viabilidade econômica em estruturas fixas. Complementarmente, Xuemin *et al.* (2020) analisaram o uso de sodar como alternativa à TMA, com boa concordância frente a métodos tradicionais e desempenho satisfatório em modelos

de previsão baseados em IA. Contudo, destacaram-se limitações operacionais em ambientes marítimos, como falhas de comunicação e necessidade de calibração frequente, especialmente em campanhas longas.

Já a aplicação de LIDAR em boias flutuantes foi explorada por Salcedo-Bosch *et al.* (2020), apontando vantagens logísticas e econômicas frente a mastros fixos, mas destacando que os movimentos de *roll* e *pitch* comprometem a precisão, exigindo correções dinâmicas. A correlação com sensores fixos foi de 0,62, reforçando a necessidade de calibração com base nos padrões de oscilação. De forma complementar, Yuan *et al.* (2023) compararam um LIDAR flutuante com outro fixo offshore, aplicando correções de movimento. Os resultados mostraram coeficientes de determinação acima de 0,99 para velocidade e direção do vento e desvios inferiores a 2°, evidenciando excelente concordância. A alta integridade dos dados, aliada ao uso de algoritmos de aprendizado de máquina, demonstrou que, com a devida correção, o LIDAR flutuante é uma alternativa confiável para locais remotos de difícil acesso.

No entanto, nem todas as comparações mostraram resultados igualmente satisfatórios. O estudo de Hatfield *et al.* (2022) avaliou a acurácia de um LIDAR móvel embarcado comparado ao mastro FINO2, referência em medições *offshore*. Embora altas correlações, entre 0,87 e 0,89 para velocidade e entre 0,86 e 0,97 para direção, o RMSE da velocidade (1,70 m/s) foi significativo, especialmente em condições com rajadas de baixos níveis. A distância de até 30 km, o deslocamento do navio e as dificuldades na extração vertical contribuíram para esse erro elevado, o que pode levar a erros na estimativa de energia gerada. Assim, embora o LIDAR embarcado seja promissor como ferramenta complementar de mapeamento regional, o estudo reforça a necessidade de calibração contínua com mastros fixos para reduzir incertezas.

4.1.4 Comparação entre medições *offshore* e *onshore* em locais próximos

A comparação entre medições *offshore* e *onshore* realizadas em locais geograficamente próximos permite quantificar com mais precisão os ganhos e as diferenças associadas à migração de projetos eólicos para ambientes marinhos. Essa categoria reúne estudos que investigam, por meio de medições empíricas, modelagem numérica e análise estatística, como as características do vento variam entre os dois ambientes, fornecendo subsídios importantes para o planejamento, o dimensionamento e a operação de parques eólicos *offshore*.

O estudo de (Barthelmie *et al.*, 1996), conduzido no parque eólico de Vindeby, Dinamarca, foi um dos primeiros a realizar medições comparativas detalhadas entre ambientes

onshore e *offshore* utilizando três TMA de 45 metros, sendo dois localizados no mar e um em terra firme, todos equipados com anemômetros de copo, sônicos e sensores de temperatura. Os resultados indicaram que as velocidades médias do vento *offshore* eram consistentemente superiores às registradas em terra, com diferenças médias de 10% e valores pontuais chegando a até 19%, mesmo com os mastros separados por apenas 3 km. A turbulência mais baixa observada no mar também teve implicações diretas no comportamento de esteira das turbinas, influenciando o desempenho e a fadiga estrutural.

Nos Estados Unidos, (Manwell *et al.*, 2002) investigaram a viabilidade eólica *offshore* na região da Nova Inglaterra, com foco na comparação entre dados medidos em Thompson Island (*onshore*) e em Bishop and Clerk's Light (*offshore*). Utilizando o método *Measure-Correlate-Predict*, os autores correlacionaram séries temporais de curto prazo do local *offshore* com dados históricos do local terrestre. A análise estatística indicou uma boa correlação entre os locais, com erro médio inferior a 0,01 m/s na estimativa da velocidade média. No entanto, o método apresentou limitações na reprodução precisa das distribuições de frequência das velocidades do vento, indicando que medições diretas continuam sendo insubstituíveis, especialmente para capturar variações sazonais e extremas. As medições *offshore* mostraram maior velocidade média e menor rugosidade, resultando em um perfil de vento mais estável e contínuo.

Já o estudo de (Krishnamoorthy *et al.*, 2020) concentrou-se na comparação dos recursos eólicos *onshore*, *nearshore* e *offshore* na Índia, com o diferencial de utilizar TMA, nos casos *onshore* e *nearshore*, e LIDAR Doppler no caso *offshore*. A análise foi baseada cinco anos de dados e utilizou dez distribuições estatísticas para ajustar os dados de velocidade, com destaque para a distribuição Weibull–Weibull. A aplicação do algoritmo *Moth Flame Optimization* aprimorou a estimativa dos parâmetros, superando métodos clássicos como máxima verossimilhança. Os resultados indicaram que o recurso *offshore* possui a maior velocidade média (7,51 m/s), em comparação com *nearshore* (6,99 m/s), e *onshore* (6,38 m/s) além de ter a maior densidade de potência eólica e os menores níveis de turbulência, caracterizando-se como o local de maior viabilidade para geração eólica entre os analisados. A consistência dos dados *offshore* foi afetada por falhas técnicas do LIDAR, com perda de aproximadamente 24% dos dados, destacando a maior complexidade operacional do ambiente marinho.

A pesquisa de Waewsak *et al.* (2014) também se alinha a esse debate ao validar um atlas eólico *offshore* gerado por modelagem numérica com dados medidos em 15 mastros meteorológicos instalados em terra ao longo do litoral do Golfo da Tailândia. Os mastros

cobriram alturas de 40 a 120 metros e permitiram avaliar o desempenho do modelo nas mesmas altitudes, e a comparação revelou erros relativos médios de até 20% na velocidade média do vento. O estudo recomenda, assim como os demais, a utilização de sensores *offshore*, como mastros ou LIDAR, para garantir representatividade e confiabilidade das estimativas de vento.

Por fim, o trabalho de (Li *et al.*, 2020) analisou medições *onshore* e *offshore* obtidas por mastros instrumentados na região sudeste da China. Os dados mostraram que a velocidade média do vento *offshore* foi significativamente superior à *onshore*, com valores variando de 6,48 a 9 m/s no mar, enquanto em terra os valores oscilaram de 2,79 a 7,96 m/s, dependendo da altura de medição, entre 10 e 80 m. A distribuição de Weibull foi eficaz para modelar ambos os conjuntos de dados, mas os perfis verticais se comportaram de forma distinta: o exponente da lei de potência foi mais elevado em terra, indicando que o ganho de velocidade com a altura é mais pronunciado em regiões terrestres. Além disso, a variação mensal da velocidade foi mais acentuada em terra, com períodos de calmaria e ventos intensos bem definidos, enquanto no mar predominou uma maior constância ao longo do ano. A análise indicou que, considerando a produtividade energética e os custos, a altura ideal para turbinas seria de 70 m em terra e 40 m no mar.

Embora os resultados mostrem clara vantagem do ambiente *offshore* em termos de intensidade e estabilidade do vento, também revelam os desafios operacionais e técnicos associados às medições em mar. No caso de Barthelmie *et al.* (1996), observou-se que os valores de calibração dos sensores podem se deslocar com o tempo, especialmente sob condições de temperatura variáveis. Além disso, a complexidade e o custo do cabeamento entre mastros e sistemas de aquisição localizados em terra foram ressaltados como obstáculos logísticos. Outro problema identificado foi a distorção das medições de velocidade do vento devido ao sombreamento causado pela própria estrutura do mastro.

No estudo de Krishnamoorthy *et al.* (2020), o LIDAR *offshore* teve perdas significativas de dados em comparação com os mastros terrestres, com taxas de recuperação próximas a 100%, principalmente devido à instabilidade da plataforma e aos efeitos do ambiente marítimo. Já nas medições *onshore* e *nearshore*, os dados apresentaram alta confiabilidade e estabilidade, com menos interferências técnicas.

4.1.5 Regulamentação Nacional e Internacional

Apesar das semelhanças, é visto que há particularidades das normativas nacionais e internacionais. A Tabela 9 apresenta uma comparação entre os requisitos brasileiros (EPE, ANEEL e ABNT) e as diretrizes internacionais (IEA, MEASNET e IEC 61400-12-1) para campanhas de medição anemométrica, indicando o grau de equivalência entre elas. Em especial, observa-se que o Brasil adota prazos e limites mais prescritivos, enquanto as normas internacionais oferecem maior detalhamento técnico.

Tabela 9 – Comparação das regulamentações nacional e internacional para campanhas de medição anemométrica.

Tópico	Nacional	Internacional	Equivalência
Obrigatoriedade	Obrigatória para certificação do parque.	Exigida para avaliação de desempenho de turbinas.	sim
Período mínimo de campanha	≥ 3 anos de dados.	Período “suficiente” parcial para cobrir faixas de vento.	
Tipos de sensores	Anemômetros de copo classe A e B.	Anemômetros de copo como padrão; sônicos e fio-quente permitidos com ressalvas.	parcial
Velocidade de partida	$\leq 0,8$ m/s.	Determinada pela curva de calibração e sem valor fixo.	parcial
Limite de perda de dados	$\leq 15\%$ anuais; interrupção contínua ≤ 30 dias (90 dias excepcionais).	Recomendações de qualidade, sem percentuais fixos.	parcial
Calibração de anemômetros	Obrigatório: rastreável em túnel de vento segundo MEASNET.	Procedimentos MEAS- NET.	sim
Periodicidade de recalibração	≥ 36 meses para anemômetros de topo.	Após campanhas prolongadas; rodadas ME- ASNET.	sim
Aquisição de dados	Amostragem ≥ 1 Hz; agregação em 10 min.	Amostragem ≥ 1 Hz; requisitos idênticos.	sim
Sensores ambientais	Temperatura, pressão e umidade.	Temperatura, pressão e umidade.	sim
Calibração de Sensores ambientais	Não obrigatória.	Obrigatória.	não
Verificação em campo	Não especificada.	Calibração em campo.	não
Sensoriamento remoto	Não previsto.	Permitido com calibração cruzada.	não

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tanto a regulamentação nacional quanto as normas internacionais tratam prioritariamente de medições *onshore* e não apresentam com clareza as características do cenário *offshore*. Aspectos críticos como efeitos de vibração, corrosão salina sobre sensores, fundações de torres flutuantes, tecnologias utilizadas e requisitos de segurança em alto-mar ficam apenas tangencialmente mencionados, sem diretrizes técnicas ou critérios de ajuste de campanha de medição. Essa lacuna torna necessária a elaboração de recomendações adicionais ou a adaptação das normas existentes para garantir a confiabilidade e a robustez dos dados em ambientes *offshore*. Assim, apesar do amplo alinhamento entre os corpos normativos, permanece um vácuo em relação à aplicação desses requisitos em parques eólicos marinhos, o que pode comprometer a validade dos estudos de recurso eólico nesse contexto.

4.2 Mapeamento de Laboratórios de Calibração no Brasil

A análise realizada *online* em 68 IES indicou que apenas 13 delas apresentam indícios de possuírem túneis de vento adequados para calibração de anemômetros de copos, conforme os requisitos estabelecidos pela EPE através da metodologia de calibração da MEASNET. Esses túneis apresentam variações significativas em termos de dimensões, faixa de velocidade máxima, níveis de turbulência e métodos de calibração empregados.

A Tabela 10 detalha as características principais dos túneis de vento identificados nas IES brasileiras.

Tabela 10 – Características dos túneis de vento de instituições de ensino superior brasileiras.

IES	Área (m ²)	Velocidade	Turbulência	Calibração	Fluxo
UECE	1,0 x 1,0	até 40 m/s	< 2%	pitot	uniforme
UFU	0,6 x 0,6	até 28 m/s	0,5 - 0,8%	pitot	uniforme
UFRGS	0,3 x 0,3	até 19 m/s	não informada	pitot	uniforme
UFRN	0,25 x 0,25	até 20 m/s	-	-	-
UNIFEI	1,06 x 1,94	até 58 m/s	ajustável	não informado	uniforme
UFSM	0,46 x 0,46	até 55 m/s	-	-	uniforme
UFSB	0,3 x 0,3	4,5 a 50 m/s	< 0,2%	-	uniforme
UFSC	1,2 x 1,0	até 100 m/s	0,08%	pitot	uniforme
UFES	-	até 50 m/s	-	pitot	-
FURG	0,5 x 0,5	até 20 m/s	-	-	-
USP	0,9 x 0,9	até 25 m/s	< 0,07%	-	uniforme
UnB	1,2 x 1,2	até 20 m/s	< 1%	pitot	uniforme
UFGD	1,06 x 1,94	até 58 m/s	ajustável	não informado	uniforme

Fonte: Elaborada pelo autor.

Dentre os túneis de vento analisados, destacaram-se os das universidades UECE, UFSC, UnB, UNIFEI e UFGD por apresentarem especificações mais adequadas à calibração de sensores anemométricos. O túnel da UECE possui seção de 1,0 x 1,0 m, velocidade de até 40 m/s, turbulência inferior a 2% e fluxo uniforme, com calibração por tubo de Pitot (UECE, 2020; UECE, 2025; UECE, 2024). O da UFSC alcança até 100 m/s, com seção de 1,2 x 1,0 m, turbulência de 0,08%, fluxo uniforme e também uso de Pitot (UFSC, 2024). Na UnB, o túnel possui 1,2 x 1,2 m, velocidade de até 20 m/s, turbulência inferior a 1%, fluxo uniforme e calibração por Pitot (UnB, n.d.). Já os túneis da UNIFEI e da UFGD utilizam o mesmo modelo, com seção de 1,06 x 1,94 m, velocidade de até 58 m/s e fluxo ajustável e uniforme, embora sem informação publicada sobre o método de calibração (Aeroalcool, n.d.b; Aeroalcool, n.d.a; Fidelis, 2022). Em termos de distribuição geográfica, as instituições selecionadas estão espalhadas pelas regiões do país: a UECE representa o Nordeste, a UFSC o Sul, UnB e UFGD o Centro-Oeste e a UNIFEI o Sudeste.

As demais instituições não foram selecionadas devido a limitações como dimensões da seção de testes ou ausência de dados técnicos, critérios exigidos pela Seção F.2 e pela MEASNET (Tabela 5). As IES UFU, UFRGS, UFRN, UFSM, UFSB, FURG e USP não possuem túneis com a sessão de testes mínima indicada na normativa (Cordeiro *et al.*, 2019; Santos, 2019; Núñez, 2021; UFSB, n.d.; Azoni, 2025; FURG, 2024; USP, 2016), e não foi encontrada tal informação para o túnel da UFES (n.d.).

Já os túneis de vento pertencentes à RBC, apresentados na Tabela 11, são laboratórios confiáveis para calibração de anemômetros, pois seguem padrões rigorosos estabelecidos pelo Inmetro. Estes laboratórios são acreditados de acordo com a norma ABNT NBR ISO/IEC 17025:2017, o que assegura a qualidade, rastreabilidade e conformidade metrológica dos procedimentos adotados (INMETRO, 2021).

Tabela 11 – Características dos túneis de vento pertencentes à Rede Brasileira de Calibração.

Laboratório	Área (m²)	Velocidade	Turbulência	Calibração	Fluxo
Laboratório de Vazão	3,0 x 2,0	até 45 m/s	< 0,5%	pitot	uniforme
LISI-ER	1,0 x 1,0	até 28 m/s	-	pitot	uniforme
UNIMETRO	-	até 20 m/s	-	pitot	uniforme
Escala Produtos	-	até 30 m/s	-	pitot	uniforme

Fonte: Elaborada pelo autor.

Apesar de nem todas as instituições informarem todos os parâmetros técnicos neces-

sários, na seleção foram considerados prioritariamente o tamanho da seção do túnel de vento e a velocidade máxima atingida, uma vez que outros parâmetros, como turbulência e método de calibração, podem ser ajustados e melhorados para atender integralmente aos requisitos técnicos. A Tabela 12 apresenta a escolha final das 9 instituições para a confecção do mapa.

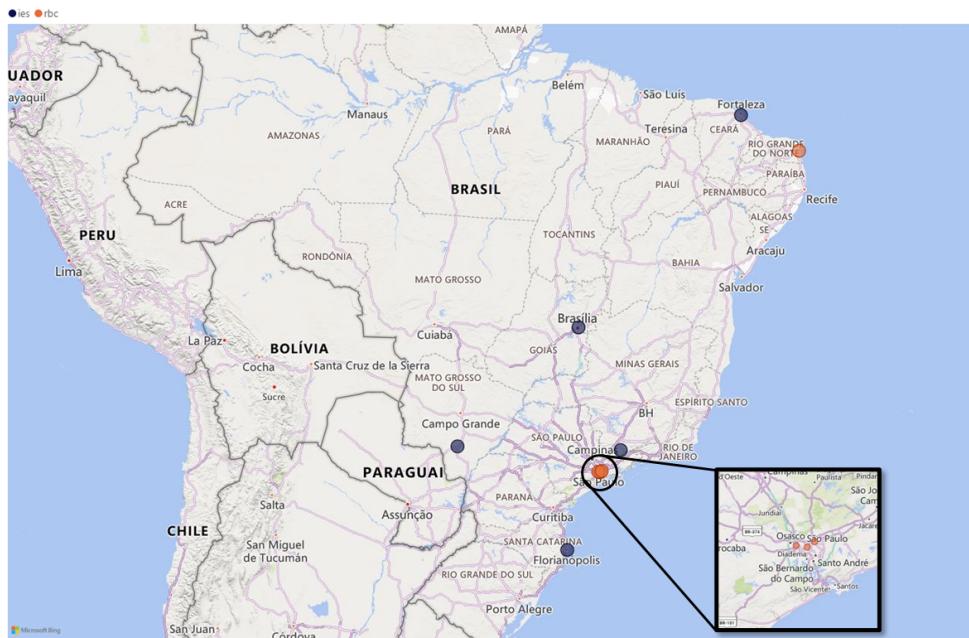
Tabela 12 – Instituições com túnel de vento para confecção do mapa.

Local	Latitude	Longitude	Tipo
UECE	-3,7867204	-38,550821	IES
UNIFEI	-22,412608	-45,449774	IES
UFSC	-27,599402	-48,519447	IES
UnB	-15,7657661	-47,872228	IES
UFGD	-22,212624	-54,815109	IES
Laboratório de Vazão	-23,556599	-46,734775	RBC
LISI-ER Senai	-5,8246646	-35,225747	RBC
UNIMETRO	-23,571798	-46,619793	RBC
Escala Produtos	-23,520009	-46,542172	RBC

Fonte: Elaborada pelo autor.

A partir dos dados informados acima, foi elaborado um mapa georreferenciado contendo os principais laboratórios com túneis de vento no país, ilustrado na Figura 24.

Figura 24 – Mapa dos laboratórios para calibração de anemômetros no Brasil.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O mapa inclui cinco IES localizadas em diferentes regiões brasileiras, bem como quatro laboratórios da RBC, distribuídos principalmente nas regiões Sudeste e Nordeste do Brasil. Essa distribuição geográfica evidencia uma concentração maior desses laboratórios nas

regiões Sul e Sudeste, indicando potencial para ampliar a infraestrutura de calibração nas demais regiões.

A Tabela 13 apresenta a distribuição percentual dos laboratórios da RBC por região do país, considerando três grandezas envolvidas em campanhas de medição anemométrica: umidade relativa, temperatura do ar e pressão atmosférica. Esses parâmetros, embora não estejam diretamente relacionados à medição da velocidade ou direção do vento, são fundamentais para a caracterização completa do recurso eólico. No que se refere à distribuição geográfica dos serviços de calibração para essas três grandezas ambientais, observa-se uma forte concentração na região Sudeste, que abriga 68,75% dos laboratórios para umidade relativa, 71,03% para temperatura e 75,00% para pressão. A região Sul aparece em seguida, com percentuais variando entre 8,33% e 21,88%. As demais regiões, Centro-Oeste, Nordeste e Norte, possuem participação reduzida, com destaque para a região Nordeste, que é protagonista no cenário brasileiro de energia eólica, porém possui participação reduzida no que diz respeito à metrologia (Damasceno, 2024).

Tabela 13 – Distribuição regional dos laboratórios por tipo de grandeza.

Grandeza	Centro-Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul	Total
Umidade Relativa	3,13%	4,17%	2,08%	68,75%	21,87%	100,00%
Temperatura	0,93%	7,48%	1,87%	71,03%	18,69%	100,00%
Pressão	8,33%	8,33%	–	75,00%	8,33%	100,00%

Fonte: Adaptado de Damasceno, 2024.

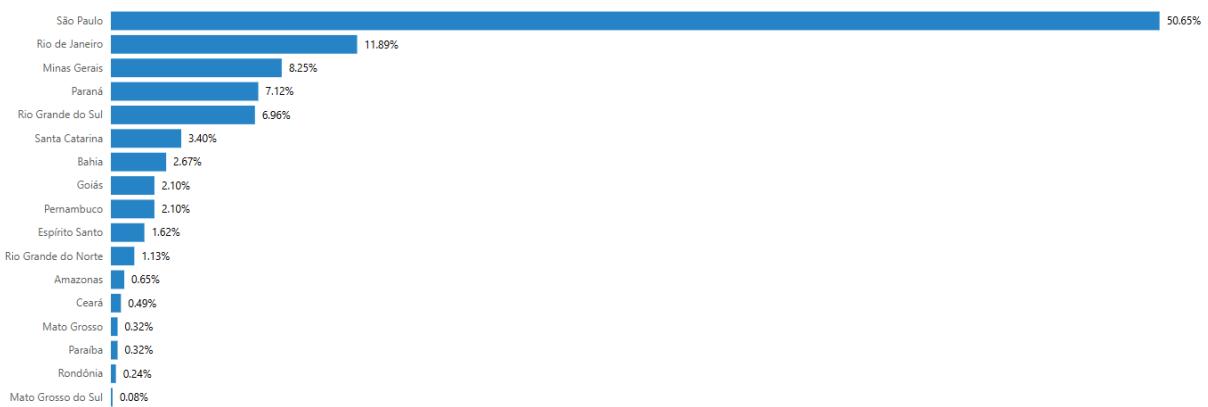
A dependência de laboratórios localizados no Sudeste e Sul pode acarretar custos adicionais com transporte, maior tempo de logística e dificuldades operacionais, especialmente em projetos de medição eólica *offshore* ou em regiões ainda em desenvolvimento tecnológico. Por outro lado, os dados também evidenciam uma oportunidade para expansão e interiorização da infraestrutura metrológica nacional, contribuindo para a consolidação de uma cadeia técnica robusta e descentralizada para o setor de energia renovável no Brasil.

Esses resultados fornecem um panorama essencial da capacidade metrológica brasileira na área de calibração de anemômetros, fundamentando futuras ações para o fortalecimento da rede de laboratórios especializados no país, com garantia de qualidade e confiabilidade.

A distribuição dos laboratórios de calibração e ensaio acreditadas pela RBC é bastante desigual: segundo Damasceno (2024) cerca de 72,41% estão no Sudeste, 17,48% no Sul e apenas 6,72% no Nordeste, 2,51% no Centro-Oeste e 0,89% no Norte. Estados como Ceará, Bahia e Rio Grande do Norte, três grandes participantes no cenário eólico nacional, têm juntos menos de

5% das instituições acreditadas do país, enquanto o estado de São Paulo possui sozinho por mais da metade dos laboratórios, como pode ser visto na Figura 25.

Figura 25 – Laboratórios de calibração por estado.



Fonte: Damasceno, 2024.

A cultura metrológica ainda é pouco desenvolvida. Nos cursos de engenharia, a metrologia é tratada superficialmente e com pouca conexão com qualidade e inovação. Nas empresas, especialmente pequenas, a calibração é vista apenas como exigência legal, não como estratégia de confiabilidade.

A oferta de serviços é concentrada nas áreas elétricas, dimensionais e de pressão, mas há carência em áreas como vibração, acústica e gases. Regiões com indústrias emergentes enfrentam demanda reprimida e operam, muitas vezes, sem rastreabilidade (Damasceno, 2024).

Para mudar esse cenário, recomenda-se: (1) planejamento estratégico nacional e estadual, com mapeamento de demandas; (2) fortalecimento das redes metrológicas; (3) revisão dos currículos acadêmicos para integrar metrologia aplicada; (4) políticas de fomento específicas; (5) uso de tecnologias digitais para calibração remota; e (6) maior divulgação de dados sobre a infraestrutura existente. Essas ações podem tornar a metrologia mais acessível, integrada e alinhada às necessidades do país.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo geral analisar os aspectos tecnológicos, metrológicos e normativos envolvidos na medição do recurso eólico *offshore* no Brasil, com foco na confiabilidade dos sensores utilizados, na infraestrutura nacional de calibração e na adequação da legislação vigente às especificidades do ambiente marítimo.

A revisão sistemática permitiu identificar que a medição do recurso eólico *offshore* enfrenta desafios singulares. Observou-se que, embora o anemômetro de copos ainda seja amplamente utilizado devido à sua robustez e aderência às normas, tecnologias como LIDAR e SODAR vêm ganhando espaço por oferecerem maior flexibilidade operacional e capacidade de medição em alturas elevadas, o que é especialmente relevante em ambientes marítimos. No entanto, essas tecnologias ainda carecem de padronização metrológica mais rígida, principalmente no Brasil.

As quatro categorias analisadas mostram que a medição do recurso eólico *offshore* exige abordagens integradas, combinando dados *in loco*, sensoriamento remoto e modelagem, adaptadas à realidade oceânica. Em relação à escolha metodológica, considerações como o tipo de plataforma, fenômenos locais, objetivos da campanha e orçamento devem ser tomadas. Estudos de implementação destacam desafios como robustez dos equipamentos, validação dos dados e fornecimento de energia. Comparações entre métodos revelam que medições indiretas são úteis em fases iniciais, mas insuficientes isoladamente; LIDARs (fixos, costeiros ou flutuantes) ganham destaque, desde que bem calibrados e corrigidos. Por fim, embora medições *onshore* sirvam como base preliminar, apenas campanhas *offshore* garantem dados representativos para decisões técnicas e econômicas seguras.

Apesar do crescente interesse por metodologias alternativas, como LIDARs, boias instrumentadas e dados indiretos, a TMA ainda é considerada o método mais confiável e amplamente utilizado em campanhas internacionais. Sua robustez estrutural, facilidade de rastreabilidade metrológica e conformidade com normas técnicas asseguram sua preferência, especialmente em exigências regulatórias. O método permanece como referência para validação e calibração cruzada de tecnologias emergentes, sendo a principal fonte de dados em certificações e estudos de viabilidade técnica.

Paralelamente, o mapeamento da infraestrutura metrológica nacional identificou quatro laboratórios da RBC com capacidade para calibrar anemômetros de copo, todos acreditados segundo a ABNT NBR ISO/IEC 17025:2017 e alinhados com os requisitos da IEC 61400-12-1 e da MEASNET. Além disso, foram analisados túneis de vento pertencentes a instituições de

ensino superior, alguns dos quais, com investimentos em melhorias estruturais e metrológicas, podem atender às exigências internacionais. No entanto, a exigência de calibração exclusivamente por laboratórios MEASNET impõe entraves ao Brasil, como altos custos logísticos e prazos alongados, o que evidencia a necessidade de revisão normativa que valorize a infraestrutura nacional.

A análise também mostrou a inexistência de regulamentações específicas para medições anemométricas *offshore* no Brasil, com a legislação atual focada no contexto *onshore* e desconsiderando os desafios marítimos e as disparidades regionais. Diante disso, o avanço da energia eólica *offshore* no país depende da criação de normas técnicas adaptadas à realidade brasileira e do fortalecimento da capacidade nacional de calibração de sensores. A formulação de políticas públicas voltadas à certificação metrológica e à descentralização dos serviços de calibração é estratégica para assegurar a confiabilidade dos dados e viabilizar a expansão do setor no litoral brasileiro.

Como desdobramento do estudo, recomenda-se a reanálise da regulamentação nacional para incorporar condições específicas às medições eólicas *offshore*, adaptadas à realidade geográfica e operacional brasileira. Para reduzir a dependência de serviços internacionais, é essencial reconhecer a capacidade dos laboratórios nacionais acreditados na norma ISO/IEC 17025. Isso exigirá o aprofundamento do mapeamento institucional por meio de contato direto com as instituições. Paralelamente, propõe-se a realização de estudos experimentais com sensores em ambientes marítimos locais, incluindo avaliação técnica e econômica comparativa entre calibrações internacionais e nacionais. Adicionalmente, futuras pesquisas devem investigar os efeitos corrosivos da salinidade e umidade na durabilidade dos sensores e seus impactos operacionais em campanhas anemométricas, visando superar desafios persistentes na medição de recursos eólicos *offshore*.

REFERÊNCIAS

- ABEEólica. **O Setor**. 2022. <<https://abeeolica.org.br/energia-eolica/o-setor/>>. Publicado em: 4 mar. 2022. Acesso em: 15 maio 2025.
- ABNT. **NBR IEC 61400-12-1: Aerogeradores – Parte 12-1: Medições do desempenho de potência de aerogeradores**. Rio de Janeiro, 2012. 104 p.
- ABNT. **NBR IEC 61400-1: Sistemas de geração de energia eólica – Parte 1: Requisitos de projeto**. 1. ed. Rio de Janeiro, 2023. 172 p. Publicada em 22 set. 2023.
- Advanced Thermal Solutions. **Understanding Hot-Wire Anemometry**. 2007. <https://www.mouser.com/catalog/additional/ATS_Qpedia_Dec07_Understanding%20hot%20wire%20anemometry9.pdf>. Qpedia Thermal eMagazine, December 2007. Acesso em: 6 maio 2025.
- Aeroalcool. **Túneis de vento**. n.d. Disponível em: <<http://aeroalcool.com.br/index.php/tuneis-de-vento/25-gallery/tuneis-de-vento/29-aa-tvsh1>>.
- Aeroalcool. **Túnel de vento subsônico H1C**. n.d. Disponível em: <<http://aeroalcool.com.br/index.php/news/7-h1c-tunel-de-vento-subsonico>>.
- Ammonit Measurement. **Anemometer Thies First Class Advanced II**. Acesso em: 6 maio 2025. Disponível em: <<https://www.ammonit.com/en/products/wind-sensors/anemometers/product-details/anemometer-thies-first-class-advanced-ii>>.
- ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.071, de 29 de agosto de 2023**. 2023. Diário Oficial da União. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/atos-normativos/resolucao-normativa/2023/1071-23>>.
- ANEEL. **SIGEL – Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico**. 2025. <<https://sigel.aneel.gov.br/portal/apps/mapviewer/index.html?webmap=45374c61bd3e40e3a484878003fae937>>. Acesso em: 15 maio 2025.
- Archer, C. L.; Colle, B. A.; Monache, L. D.; Dvorak, M. J.; Lundquist, J.; Bailey, B. H.; Beaucage, P.; Churchfield, M. J.; Fitch, A. C.; Kosovic, B.; Lee, S.; Moriarty, P. J.; Simao, H.; Stevens, R. J. A. M.; Veron, D.; Zack, J. Meteorology for coastal/offshore wind energy in the united states: Recommendations and research needs for the next 10 years. **Bulletin of the American Meteorological Society**, v. 95, p. 515 – 519, 2014. Cited by: 53; All Open Access, Bronze Open Access, Green Open Access. Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-84885660049&doi=10.1175%2fBAMS-D-13-00108.1&partnerID=40&md5=7c6fc2ad6edf6ace832ce678afc98e8b>>.
- Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil – Infográfico ABSOLAR, nº 78**. 2025. Infográfico digital. Atualizado em 11 de abril de 2025. Acesso em: 15 maio 2025.
- Azoni, G. P. **Estudo experimental em túnel de vento subsônico do arrasto e sustentação do demonstrador da combustão supersônica X-43**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Aeroespacial) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2025.
- Badger, M.; Fujita, A.; Orzel, K.; Hatfield, D.; Kelly, M. Wind retrieval from constellations of small sar satellites: Potential for offshore wind resource assessment. **ENERGIES**, v. 16, 4 2023.

Barbosa, R. **Inserção da energia eólica offshore no Brasil: análise de princípios e experiências regulatórias**. Tese (Tese (Doutorado em Ciências)) — Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018. 281 f. Programa de Pós-Graduação em Energia.

Barthelmie, R. J.; Courtney, M. S.; Højstrup, J.; Larsen, S. E. Meteorological aspects of offshore wind energy: Observations from the vindeby wind farm. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 62, p. 191 – 211, 1996. Cited by: 84. Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-0030235820&doi=10.1016%2fS0167-6105%2896%2900077-3&partnerID=40&md5=1105fcf112254196138938a839034249>>.

Carvalho, D.; Rocha, A.; Gómez-Gesteira, M.; Santos, C. S. Comparison of reanalyzed, analyzed, satellite-retrieved and nwp modelled winds with buoy data along the iberian peninsula coast. **Remote Sensing of Environment**, v. 152, p. 480 – 492, 2014. Cited by: 86. Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-84905484487&doi=10.1016%2fj.rse.2014.07.017&partnerID=40&md5=a5edc41df0f36da1d8ad1576be0cce8c>>.

Caívaldi, C. Z. B.; Adami, V. S.; Oliveira, A. B. d. S. *et al. Programa demonstrativo para inovação em cadeia produtiva selecionada – Energia Eólica*. Brasília: CGEE, 2015. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/294718664>>.

CCEE. **Geração**. 2025. <<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-geracao>>. Acesso em: 15 maio 2025.

Collins, G. **ATMS 101 Wind 2020**. 2020. Acesso em: 6 maio 2025. Disponível em: <<https://slideplayer.com/slide/17852123>>.

Cordeiro, M. E.; Almeida, O. d.; Paiva, L. Aerodinâmica experimental de diferentes geometrias de bordo de fuga em um aerofólio convencional. In: **XXVI Congresso Nacional de Estudantes de Engenharia Mecânica – CREEM 2019**. Ilhéus, BA, Brasil: [s.n.], 2019. p. 19–23 de agosto.

CRESESB. **Tutorial de Energia Eólica - Histórico da Energia Eólica e suas utilizações**. 2008. Última modificação: 11.06.2008. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutorial_eolica>.

CRESESB. **Tutorial de Energia Eólica - O Recurso Eólico**. 2008. Última modificação: 11.06.2008. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=211>.

Custódio, R. d. S. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2013.

Damasceno, F. M. **Rastreabilidade metrológica no Brasil: desafios e implicações**. 2024. Documento institucional ou acadêmico. Sem informações adicionais de publicação.

Dwyer Instruments. **An Introduction to Pitot Tubes and Probes**. 2019. <<https://www.dwyeromega.com/en-us/resources/pitot-tube>>. Acesso em: 6 maio 2025.

EPE. **Estudos para a Licitação da Expansão da Geração: Empreendimentos Eólicos – Leilões de Energia: Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos**. Rio de Janeiro, 2016.

EPE. **Roadmap Eólica Offshore Brasil**. Rio de Janeiro, 2020. 140 p.

EPE. Expansão da geração: empreendimentos eólicos – Instruções para solicitação de cadastramento e habilitação técnica com vistas à participação nos leilões de energia elétrica. Rio de Janeiro, 2021. 41 p.

EPE. Estudos para a expansão da geração: empreendimentos eólicos – Instruções para medições meteorológicas em parques eólicos. Rio de Janeiro, 2023.

Espedal, H. A.; Johannessen, O. M.; Furevik, B.; Sandven, S.; Hasager, C. B.; Christensen, L. C.; Gaudiosi, G. Wemsar-wind energy mapping using synthetic aperture radar. In: **IGARSS 2001. Scanning the Present and Resolving the Future. Proceedings. IEEE 2001 International Geoscience and Remote Sensing Symposium (Cat. No.01CH37217).** [S.l.: s.n.], 2001. v. 3, p. 1137–1139 vol.3.

Fadigas, E. A. F. A. **Energia Eólica.** Barueri: Manole, 2011. 40 p. E-book. ISBN 9788520446539. Disponível em: <<https://app.minhabiblioteca.com.br/reader/books/9788520446539/>>.

Fidelis, P. Avaliação do nível de pressão sonora emitido pelo túnel de vento aa-tvsh1 em um ambiente parcialmente fechado. 2022.

Foley, A. M.; Kerlin, C.; Leahy, P. G. Offshore wind resource estimation using wave buoy data. In: **2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering.** [S.l.: s.n.], 2012. p. 1114–1119.

FURG. Infraestrutura - Programa de Pós-graduação em Geografia. 2024. Disponível em: <<https://ppgeo.furg.br/infraestrutura>>.

Gadad, S.; Deka, P. C. Comparison of oceansat-2 scatterometer- to buoy-recorded winds and spatial distribution over the arabian sea during the monsoon period. **INTERNATIONAL JOURNAL OF REMOTE SENSING**, v. 36, p. 4632–4651, 2015. ISSN 0143-1161.

Gadad, S.; Deka, P. C. Offshore wind power resource assessment using oceansat-2 scatterometer data at a regional scale. **APPLIED ENERGY**, v. 176, p. 157–170, 8 2016. ISSN 0306-2619.

Galvão, M. C. B.; Pluye, P.; Ricarte, I. L. M. Métodos de pesquisa mistos e revisões de literatura mistas: conceitos, construção e critérios de avaliação. **InCID: Revista de Ciência da Informação e Documentação**, v. 8, n. 2, p. 4–24, 2017. Disponível em: <<https://www.revistas.usp.br/incid/article/view/121879>>.

Galvão, M. C. B.; Ricarte, I. L. M. Revisão sistemática da literatura: conceituação, produção e publicação. **Logeion: Filosofia da Informação**, v. 6, n. 1, p. 57–73, set. 2019. Publicado entre set. 2019 e fev. 2020. Licença: CC BY 4.0. Disponível em: <<https://doi.org/10.21728/logeion.2019v6n1.p57-73>>.

Giannakopoulou, E.-M.; Nhili, R. Wrf model methodology for offshore wind energy applications. **ADVANCES IN METEOROLOGY**, v. 2014, 2014. ISSN 1687-9309.

Gil, A. C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa.** 6. ed. São Paulo: GEN, 2017. ISBN 978-85-97-01292-7.

Global Energy Monitor. **Global Wind Power Tracker: February 2025 Release.** 440 N Barranca Ave #2878, Covina, CA 91723, 2025. Disponível em: <<https://globalenergymonitor.org/projects/global-wind-power-tracker/>>.

Global Wind Energy Council. **Global Offshore Wind Report 2024**. Rue de Commerce 31, 1000 Brussels, Belgium, 2024. Autores principais: Rebecca Williams, Feng Zhao. Publicado em: 17 jun. 2024. Disponível em: <<https://gwec.net>>.

Gorton, A. M.; Newsom, R. K.; Shaw, W. J.; Draher, J. Contributing to long-term wind resource characterization through buoy-based observations of meteorological and oceanographic conditions. In: **OCEANS 2019 MTS/IEEE SEATTLE**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.

Great Lakes Observing System. **Buoys**. 2021. <<https://glos.org/observing/buoys/>>. Acesso em: 15 maio 2025.

Guanche, R.; del Jesus, F.; Losada, I. J.; Vidal, C. Numerical error estimation of conventional anemometry mounted on offshore floating met-masts. **WIND ENERGY**, v. 19, p. 2287–2300, 12 2016. ISSN 1095-4244.

Hallgren, C.; Arnqvist, J.; Ivanell, S.; Kornich, H.; Vakkari, V.; Sahlee, E. Looking for an offshore low-level jet champion among recent reanalyses: A tight race over the baltic sea. **ENERGIES**, v. 13, 7 2020.

Hasager, C. B.; Astrup, P.; Zhu, R.; Chang, R.; Badger, M.; Hahmann, A. N. Quarter-century offshore winds from ssm/i and wrf in the north sea and south china sea. **REMOTE SENSING**, v. 8, 9 2016. ISSN 2072-4292.

Hatfield, D.; Hasager, C. B.; Karagali, I. Comparing offshore ferry lidar measurements in the southern baltic sea with ascat, fino2 and wrf. **REMOTE SENSING**, v. 14, 3 2022.

Hau, E. **Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics**. 2. ed. Germany: Springer, 2005.

IBAMA. **Mapas de projetos em licenciamento - Complexos Eólicos Offshore**. 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>>.

INMETRO. **Rede Brasileira de Calibração – RBC: consulta aos escopos de acreditação de laboratórios de calibração segundo ABNT NBR ISO/IEC 17025:2017**. 2021. Site institucional. Publicado em 11 ago. 2020; Atualizado em 1 fev. 2021 :contentReference[oaicite:1]index=1. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/laboratorios/rbc/consulta.asp>>.

Instituto Metrópole Digital (UFRN). **Medição de vazão através do Tubo de Pitot**. <<https://materialpublic.imd.ufrn.br/curso/disciplina/1/52/3/8>>. Acesso em: 6 maio 2025.

Intercâmbio Eletro Mecânico. **Anemômetro Ultra-Sônico Thies 2D**. 2024. <<https://www.iem.com.br/product-page/anemômetro-ultra-sônico-thies-2d>>. Acesso em: 6 maio 2025.

International Electrotechnical Commission. **IEC 61400-12-1: Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. 2. ed. [S.l.], 2017.

International Energy Agency. **Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation. 11. Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry**. 1st, 2nd print. ed. Paris, 1999. 50 p. Second print 2003.

International Energy Agency. **World Energy Outlook 2023**. Paris, 2023. Licence: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A). Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>>.

IRENA. **2.5 Global renewable electricity generation by technology; 2000–21**. 2025. Disponível em: <<https://www.irena.org/Data/Downloads/Tools>>.

Jiang, D.; Zhuang, D.; Huang, Y.; Wang, J.; Fu, J. Evaluating the spatio-temporal variation of china's offshore wind resources based on remotely sensed wind field data. **RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS**, v. 24, p. 142–148, 8 2013. ISSN 1364-0321.

Kindler, D.; Courtney, M.; Oldroyd, A. Testing and calibration of various lidar remote sensing devices for a 2 year offshore wind measurement campaign. In: **European Wind Energy Conference and Exhibition 2009, EWEC 2009**. [s.n.], 2009. v. 2, p. 930 – 953. Cited by: 12. Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-84870022501&partnerID=40&md5=ac75e1c786da79ab8a69981d6d75819b>>.

Kintech Engineering. **Gill Propeller 27106T**. <<https://www.kintech-engineering.com/pt-br/catalogue/outros-sensores-dispositivos/gill-propeller-27106t>>. Acesso em: 6 maio 2025.

Kirincich, A. A metocean reference station for offshore wind energy research in the us. In: **NAWEA WINDTECH 2019**. [S.l.: s.n.], 2020. v. 1452. ISSN 1742-6588. North-American-Wind-Energy-Academy (NAWEA) International Conference on Future Technologies in Wind Energy (WindTech), Amherst, MA, OCT 14-16, 2019.

Krishnamoorthy, R.; Udhayakumar, K.; Raju, K.; Elavarasan, R. M.; Mihet-Popa, L. An assessment of onshore and offshore wind energy potential in india using moth flame optimization. **ENERGIES**, v. 13, 6 2020.

Kristensen, L.; Hansen, O. F. **Fragments of the Cup Anemometer History**. [S.l.], 2005. Disponível em: <https://www.windsensor.com/application/files/9115/1721/7060/Fragments_of_The_Cup_Anemometer_History_20050214.pdf>.

Lang, S.; McKeogh, E. Lidar and sodar measurements of wind speed and direction in upland terrain for wind energy purposes. **Remote Sensing**, MDPI, v. 3, n. 9, p. 1871–1901, 2011. Publicado em 25 de agosto de 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/rs3091871>>.

Li, Y.; Huang, X.; Tee, K. F.; Li, Q.; Wu, X.-P. Comparative study of onshore and offshore wind characteristics and wind energy potentials: A case study for southeast coastal region of china. **SUSTAINABLE ENERGY TECHNOLOGIES AND ASSESSMENTS**, v. 39, 6 2020. ISSN 2213-1388.

Lima, L. O. **Impactos ambientais de empreendimentos eólicos offshore: proposta de programas para o gerenciamento**. Dissertação (Dissertação (Mestrado em Engenharia da Produção)) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2021. Orientador: Prof. Dr. Mario Orestes Aguirre González.

Liu, Y.; Juliano, T.; Krishnamurthy, R.; Gaudet, B.; Lee, J. Linking large-scale weather patterns to observed and modeled turbine hub-height winds offshore of the us west coast. **Wind Energy Science**, v. 10, p. 483 – 495, 2025. Cited by: 0; All Open Access, Gold Open Access, Green Open Access. Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85218984041&doi=10.5194%2fwes-10-483-2025&partnerID=40&md5=ce16cb0a0b714c4b5bbbcf18f5d83ab1>>.

- Manwell, J. F.; Rogers, A. L.; McGowan, J. G.; Bailey, B. H. An offshore wind resource assessment study for new england. **Renewable Energy**, v. 27, p. 175 – 187, 2002. Cited by: 38. Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-0036771703&doi=10.1016%2fS0960-1481%2801%2900183-5&partnerID=40&md5=9383555c58dabe673c7489a0f090d04d>>.
- May, K. R. A design for a swinging plate anemometer. **Journal of Scientific Instruments**, v. 20, n. 12, p. 196, dec 1943. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1088/0950-7671/20/12/405>>.
- MEASNET. **Anemometer Calibration Procedure**. Version 2. [S.l.], 2009. Technical procedure document.
- MEASNET. **List of Members and Services**. 2025. <<https://www.measnet.com/services/>>. Acesso em: 19 jun. 2025.
- Moura, D. **A circulação geral da atmosfera terrestre**. 2019. <<https://www.tempo.com/noticias/ciencia/circulacao-geral-da-atmosfera-terrestre.html>>. Publicado em: 18 mai. 2019. Acesso em: 15 maio 2025.
- Movelaser. **Onshore Remote Doppler Wind LiDAR**. 2024. <<https://www.movelaser.eu/pt/sensoriamento-remoto-lidars-vento-para-monitoramento-do-vento/onshore-remoto-sensor-doppler-wind-lidar/>>. Acesso em: 19 jun. 2025.
- Nadi, N. R.; Bingöl, F.; Badger, M. Offshore wind energy estimation in the bay of bengal with satellite wind measurement. In: **2019 1st International Conference on Advances in Science, Engineering and Robotics Technology (ICASERT)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–8.
- Nassif, F. B.; Pimenta, F. M.; D'aquino, C. de A.; Assireu, A. T.; Garbossa, L. H. P.; Passos, J. C. Coastal wind measurements and power assessment using a lidar on a pier. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 35, p. 255 – 268, 2020. Cited by: 8; All Open Access, Gold Open Access. Disponível em: <<https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85090258612&doi=10.1590%2f0102-7786351007&partnerID=40&md5=8e8c80edc20221a7c0a444b5b6ae1cf3>>.
- Nishi, K.; Shiraishi, S.; Hamano, M.; Umeki, Y.; Kume, H. Survey report of offshore wind conditions in prospect of offshore wind energy conversion systems in japan. In: **Oceans '04 MTS/IEEE Techno-Ocean '04 (IEEE Cat. No.04CH37600)**. [S.l.: s.n.], 2004. v. 4, p. 1830–1834 Vol.4.
- Núñez, G. J. Z. Construção e calibração do túnel de vento do laboratório de estudos aerodinâmicos – lea. **Revista Design Tecnologia**, v. 11, n. 22, p. 70–82, 2021. Disponível em: <<https://www.pgdesign.ufrgs.br/revista-design-tecnologia>>.
- O'Riain, M. The 1980s: A renewable revolution undermined. **Passive House Plus**, n. 40, 2022. Publicado em 27 de maio de 2022. Disponível em: <<https://passivehouseplus.co.uk/blogs/the-1980s-a-renewable-revolution-undermined>>.
- Peña, A.; Hasager, C. B.; Gryning, S.; Courtney, M.; Antoniou, I.; Mikkelsen, T. Offshore wind profiling using light detection and ranging measurements. **Miscellaneous**, v. 12, n. 2, p. 20, 2008.
- Pichugina, Y. L.; Banta, R. M.; Brewer, W. A.; Sandberg, S. P.; Hardesty, R. M. Doppler lidar-based wind-profile measurement system for offshore wind-energy and other marine

boundary layer applications. **JOURNAL OF APPLIED METEOROLOGY AND CLIMATOLOGY**, v. 51, p. 327–349, 2 2012. ISSN 1558-8424.

Pichugina, Y. L.; Banta, R. M.; Olson, J. B.; Carley, J. R.; Marquis, M. C.; Brewer, W. A.; Wilczak, J. M.; Djalalova, I.; Bianco, L.; James, E. P.; Benjamin, S. G.; Cline, J. Assessment of nwp forecast models in simulating offshore winds through the lower boundary layer by measurements from a ship-based scanning doppler lidar. **MONTHLY WEATHER REVIEW**, v. 145, p. 4277–4301, 10 2017. ISSN 0027-0644.

Pimenta, F.; Kempton, W.; Garvine, R. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of southeastern brazil. **Renewable Energy**, v. 33, p. 2375–2387, 11 2008. ISSN 09601481.

Pimenta, F.; Silva, A.; Assireu, A.; Almeida, V.; Saavedra, O. Brazil offshore wind resources and atmospheric surface layer stability. **Energies**, v. 12, n. 21, p. 4195, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en12214195>>.

Ping, Y.; Shu, Z.; Nan, C.; Zhirong, X. Offshore wind resouce assessment based on wrf model. **IEEE**, p. 1–7, 2013.

Ranthodsang, M.; Waewsak, J.; Kongruang, C.; Gagnon, Y. Offshore wind power assessment on the western coast of thailand. **ENERGY REPORTS**, v. 6, p. 1135–1146, 11 2020. ISSN 2352-4847.

Risien, C. M.; Chelton, D. B. A satellite-derived climatology of global ocean winds. **Elsevier ScienceDirect Journals**, v. 105, n. 3, p. 15, 2006.

Rouholahnejad, F.; Meyer, P. J.; Gottschall, J. Collocating wind data: A case study on the verification of the cerra dataset. In: **EERA DEEPWIND CONFERENCE 2024**. [S.l.: s.n.], 2024. v. 2875. ISSN 1742-6588. 21st European Energy Research Alliance Meeting, SINTEF Group, Trondheim, NORWAY, JAN 17-19, 2024.

Salcedo-Bosch, A.; Rocadenbosch, F.; Gutierrez-Antunano, M. A.; Tiana-Alsina, J. Motional behavior estimation using simple spectral estimation: Application to the off-shore wind lidar. In: **IGARSS 2020 - 2020 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 5682–5685.

Salmonson, L. H. F.; Santana, L. d. C. T. Boas práticas de medição anemométrica. In: **Anais da Brazil Wind Power 2016 Conference**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2016. Apresentado na Brazil Wind Power 2016 Conference.

Santos, D. S. Análise experimental do escoamento ao redor de um modelo simplificado de trem de pouso de nariz. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Aeronáutica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, MG. 2019.

Scintec. **RASS Extension RAE2**. 2025. <<https://www.scintec.com/products/rass-extension-rae2/>>. Acesso em: 6 maio 2025.

Sempreviva, A. M.; Barthelmie, R. J.; Pryor, S. C. Review of methodologies for offshore wind resource assessment in european seas. **SURVEYS IN GEOPHYSICS**, v. 29, p. 471–497, 12 2008. ISSN 0169-3298.

Seroka, G.; Miles, T.; Dunk, R.; Kohut, J.; Glenn, S.; Fredj, E. Sea breeze, coastal upwelling modeling to support offshore wind energy planning and operations. **IEEE**, New Brunswick, NJ, USA and Jerusalem, Israel, 2015.

Siddaway, A. P.; Wood, A. M.; Hedges, L. V. How to do a systematic review: a best practice guide for conducting and reporting narrative reviews, meta-analyses, and meta-syntheses. **Annual Review of Psychology**, v. 70, n. 1, p. 747–770, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1146/annurev-psych-010418-102803>>.

Soukissian, T.; Karathanasi, F.; Axaopoulos, P. Satellite-based offshore wind resource assessment in the mediterranean sea. **IEEE Journal of Oceanic Engineering**, v. 42, p. 73–86, 2017.

St Pe, A.; Wesloh, D.; Antoszewski, G.; Daham, F.; Goudarzi, N.; Rabenhorst, S.; Delgado, R. Improving maryland's offshore wind energy resource estimate using doppler wind lidar technology to assess microtmeteorology controls. In: GROSS, B.; MOSHARY, F.; AREND, M. (Ed.). **27TH INTERNATIONAL LASER RADAR CONFERENCE (ILRC 27)**. [S.l.: s.n.], 2016. v. 119. ISSN 2100-014X. 27th International Laser Radar Conference (ILRC), Natl Ocean Atmospher Adm, Cooperat Remote Sensing Sci Technol Ctr, New York City, NY, JUL 05-10, 2015.

Testo. **testo 425 – Anemômetro de fio quente digital com conexão de aplicativo**. <<https://www.testo.com/pt-BR/testo-425/p/0563-0425>>. Acesso em: 6 maio 2025.

UECE. **Criado na UECE, maior túnel de vento de circuito fechado do N-NE começa a cumprir o seu papel**. 2020. Disponível em: <<https://www.uece.br/noticias/criado-na-uece-maior-tunel-de-vento-de-circuito-fechado-do-n-ne-comeca-a-cumprir-o-seu-papel/>>.

UECE. **Mapeamento de Laboratórios 2024**. 2024. PDF institucional. Disponível em: <<https://www.uece.br/wp-content/uploads/2024/08/Mapeamento-de-Laborat%C3%B3rios-2024-Digital-completo.pdf>>.

UECE. **Túnel de vento da UECE impulsiona pesquisas e atende empresas e governo no Ceará**. 2025. Disponível em: <<https://www.uece.br/noticias/tunel-de-vento-da-uece-impulsiona-pesquisas-e-atende-empresas-e-governo-no-ceara/>>.

UFES. **Túnel de Vento – NEMOG**. n.d. Disponível em: <<https://nemog.ufes.br/pt-br/tunel-de-vento>>.

UFSB. **Túnel de vento - Laboratórios Compartilhados da Bahia**. n.d. Disponível em: <<http://labcompartilhados.secti.ba.gov.br/?products=tunel-de-vento>>.

UFSC. **Túnel de Vento Aerodinâmico - PNPE**. 2024. Disponível em: <<https://pnipe.mcti.gov.br/equipment/15828>>.

UnB. **Infraestrutura do PCMEC**. n.d. Disponível em: <<https://www.pcmech.unb.br/index.php/pt/quem-somos/infraestrutura>>.

University of Technology Sydney. **Anemometer – After Da Vinci Models**. n.d. Acesso em: 4 maio 2025. Disponível em: <<https://www.uts.edu.au/about/uts-vision/initiatives/after-da-vinci/models/anemometer>>.

USP. No maior túnel da América Latina, pesquisadores estudam ação do vento em veículos e construções. 2016. Disponível em: <<https://jornal.usp.br/tecnologia/no-maior-tunel-da-america-latina-pesquisadores-estudam-acao-do-vento-em-veiculos-e-construcoes/>>.

Waewsak, J.; Landry, M.; Gagnon, Y. Offshore wind resource assessment of the gulf of thailand. In: **2014 International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE).** [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–7.

WindLogger. **History of the Anemometer.** 2012. Acesso em: 4 maio 2025. Disponível em: <<https://www.windlogger.com/blogs/news/history-of-the-anemometer>>.

Xuemin, L.; Qifeng, L.; Yang, G.; Yuxuan, S.; Yujie, D.; Yujia, L. Research on short-term offshore wind power prediction based on sodar wind measurement. In: **2020 Chinese Automation Congress (CAC).** [S.l.: s.n.], 2020. p. 1341–1344.

Ynoue, R. Y.; Reboita, M. S.; Ambrizzi, T.; da Silva, G. A. M. **Meteorologia: noções básicas.** São Paulo: Oficina de Textos, 2017. ISBN 9788579753626.

Yuan, Y.; Yu, M.; Wang, W.; Xing, B. Machine learning based linear fitting of wind direction and speed. In: **2023 6th International Conference on Electronics Technology (ICET).** [S.l.: s.n.], 2023. p. 1134–1139.

Zhang, T.; Zhao, C.; Gong, C.; Pu, Z. Simulation of wind speed based on different driving datasets and parameterization schemes near dunhuang wind farms in northwest of china. **Atmosphere**, v. 11, n. 6, 2020. ISSN 2073-4433. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2073-4433/11/6/647>>.