

ANEMOMETRIA



SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	III
LISTA DE TABELAS	VII
LISTA DE EQUAÇÕES	1
1. INTRODUÇÃO	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	2
2.1. ENERGIA EÓLICA NO MUNDO.....	2
2.2. ENERGIA EÓLICA NO BRASIL.....	4
2.3. ANEMOMETRIA PARA DETERMINAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO	5
2.3.1. BOAS PRÁTICAS DE INSTALAÇÃO DE TORRES DE MEDIÇÃO	7
2.3.1.1. AVALIAÇÃO PRELIMINAR DE UM SITE	9
2.3.1.2. A TORRE DE MEDIÇÃO	12
2.3.1.3. OS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO.....	16
2.3.1.3.1. ANEMÔMETROS	17
2.3.1.3.2. BIRUTAS.....	20
2.3.1.3.3. SENSORES DE TEMPERATURA E UMIDADE.....	22
2.3.1.3.4. BARÔMETROS.....	22
2.3.1.4. EFEITOS CAUSADOS POR ERROS DE INSTALAÇÃO.....	23
2.3.1.5. CRITÉRIOS PAR ANÁLISE DE DADOS	28
3. ESTUDO DE CASO	31
3.1. TORRE ANEMOMÉTRICA EDUCACIONAL	31
3.2. VALIDAÇÃO DE DADOS DA TORRE ANEMOMÉTRICA	37
3.2.1 IDENTIFICAÇÃO DE PROBLEMAS.....	37
3.2.2 APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE VALIDAÇÃO DE DADOS	41
3.2.2.1 CRITÉRIOS PARA TESTES DE RANGE	41
3.2.2.2 CRITÉRIOS PARA TESTES DE TENDÊNCIA	42
3.2.3 AVALIAÇÃO DOS DADOS APÓS APLICAÇÃO DE CRITÉRIOS	42
4. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE TORRES ANEMOMÉTRICAS.....	46
4.1 INSPEÇÃO LOCAL	47
4.2 PROCEDIMENTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO.....	47
4.2.1 PROCEDIMENTOS DE ESCRITÓRIO	49
4.2.2 PROCEDIMENTOS DE SITE.....	50
4.2.3 PROCEDIMENTOS DE PARTIDA.....	51
4.3 DOCUMENTAÇÃO	51

4.4 VERIFICAÇÕES	52
4.4.1 ESTOQUE DE PEÇAS SOBRESSALENTE.....	54
4.5 MODELO DE CHECKLIST DE VISITA (TORRE DE MEDIÇÃO/SISTEMA DE TRANSMISSÃO GSM).....	55
5.CALIBRAÇÃO DE ANEMÔMETROS.....	59
5.1 PROCEDIMENTOS PARA CALIBRAÇÃO.....	62
5.2 ESPECIFICAÇÃO DO TÚNEL DE VENTO	64
5.2.1 PROCEDIMENTO PARA RECALIBRAÇÃO DE ANEMÔMETROS EM CAMPANHA	64
REFERÊNCIAS	67

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. CAPACIDADE EÓLICA ACUMULADA INSTALADA NO MUNDO ENTRE 1996 E 2009.	2
FIGURA 2. TAXA DE CRESCIMENTO DE MERCADO MUNDIAL	2
FIGURA 3. POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO.....	4
FIGURA 4. CRESCIMENTO DA GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL	5
FIGURA 5. ESTAÇÃO METEOROLÓGICA.	6
FIGURA 6. TORRE ANEMOMÉTRICA PARA DETERMINAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO.....	6
FIGURA 7. ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO.	7
FIGURA 8. IMAGEM AÉREA DE UM SITE EM ESTUDO.	10
FIGURA 9. TERRENO COMPLEXO (A) E TERRENO SIMPLES (B).....	11
FIGURA 10. TORRE ANEMOMÉTRICA COM SEUS DIVERSOS SENSORES. TORRE (A), SENSORES PRINCIPAIS (B), SENSORES INTERMEDIÁRIOS (C E D), FACE (E), SISTEMA DE TRANSMISSÃO (F) E CAIXA (G).....	13
FIGURA 11. ANÁLISE BIDIMENSIONAL DE NAVIER-STOKES DE FLUXO ENTORNO DE TORRE TUBULAR E TRELIÇADA.....	15
FIGURA 12. ANÁLISE DAS DISTORÇÕES DO FLUXO DE VENTO E DETERMINAÇÃO DAS DISTÂNCIAS DOS SUPORTES DOS SENSORES DA TORRE.....	16
FIGURA 13. ANEMÔMETRO THIES FIRST CLASS ADVANCED.	17
FIGURA 14. ANEMÔMETRO THIES COMPACT.....	17
FIGURA 15. ANEMÔMETRO THIES CLASSIC.....	18
FIGURA 16. ANEMÔMETRO FIRST CLASS L100.....	18
FIGURA 17. ANEMÔMETRO RISO P2546.	18
FIGURA 18. ANEMÔMETRO VASAILA WAA 252.	19
FIGURA 19. ANEMÔMETRO YOUNG DE HÉLICE 27106T.	19

FIGURA 20. DETERMINAÇÃO DA CLASSE DE ANEMÔMETROS	20
FIGURA 21. MEDIDOR DE DIREÇÃO THIES FIRST CLASS.....	21
FIGURA 22. MEDIDOR DE DIREÇÃO THIES COMPACT.....	21
FIGURA 23. MEDIDOR DE DIREÇÃO THIES CLASSIC.....	21
FIGURA 24. SENSOR DE TEMPERATURA E PRESSÃO BAROMÉTRICA CALLTEC.	22
FIGURA 25. ESCUDO DE PROTEÇÃO CONTRA RADIAÇÃO E CHUVA.....	22
FIGURA 26. BARÔMETRO AMMONIT AB 60.....	23
FIGURA 27. BARÔMETRO AMMONIT AB 100.....	23
FIGURA 28. BARÔMETRO VASAILA PTB 110.	23
FIGURA 29. INDICAÇÃO ERRADA DE SUPORTE PARA INSTALAÇÃO DE ANEMÔMETRO.....	24
FIGURA 30. EFEITO NOS DADOS POR INTERFERÊNCIA DE SUPORTE	24
FIGURA 31. INDICAÇÃO CORRETA DE SUPORTE PARA INSTALAÇÃO DE ANEMÔMETRO.....	24
FIGURA 32. EFEITO NOS DADOS POR SEM INTERFERÊNCIA DE SUPORTE	24
FIGURA 33. ESQUEMA DE TORRE TRELIÇADA COM SUPORTES INSTALADOS DIAMETRALMENTE OPOSTOS	25
FIGURA 34. EFEITO DE SOMBRA CAUSADO POR INSTALAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DIAMETRALMENTE OPOSTOS.	25
FIGURA 35. DADO DE VENTO COM VALOR FORA DA FAIXA DE MEDIÇÃO ESPERADA.....	26
FIGURA 36. DADO DE VENTO COM ALTERAÇÃO DE OFFSET.....	26
FIGURA 37. DADO DE VENTO COM VALORES ZERADOS.....	26
FIGURA 38. DADO DE VENTO COM VALORES CONGELADOS	26
FIGURA 39. MEDIDOR DE DIREÇÃO COM DADO ALTERADO POR PÁSSARO.	28
FIGURA 40. TORRE ANEMOMÉTRICA EDUCACIONAL DO CTGAS-ER.	32
FIGURA 41. SUPORTES DOS SENSORES DA TORRE ANEMOMÉTRICA DO CTGAS-ER.....	33

FIGURA 42. DISPOSIÇÃO DOS SENSORES NO NÍVEL 01 (18 M).....	34
FIGURA 43. DISPOSIÇÃO DOS SENSORES NO NÍVEL 02 (13 M).....	34
FIGURA 44. IMAGEM AÉREA DA TORRE DE MEDIÇÃO DO CTGAS-ER.....	35
FIGURA 45. IMAGENS PANORÂMICAS DO ENTORNO DA TORRE.	36
FIGURA 46. SÉRIE TEMPORAL DE VELOCIDADE DO VENTO DA TORRE ANEMOMÉTRICA DO CTGAS-ER.	38
FIGURA 47. SÉRIE TEMPORAL DE DIREÇÃO DO VENTO DA TORRE ANEMOMÉTRICA DO CTGAS-ER.	38
FIGURA 48. SÉRIE TEMPORAL DE TEMPERATURA (A) E UMIDADE (B) DA TORRE ANEMOMÉTRICA DO CTGAS-ER.	40
FIGURA 49. SÉRIE TEMPORAL DA PRESSÃO BAROMÉTRICA DA TORRE ANEMOMÉTRICA DO CTGAS-ER.	40
FIGURA 50. GRÁFICO DA SÉRIE TEMPORAL DA VELOCIDADE DO VENTO ANTES (A) E DEPOIS (B) DA APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE VALIDAÇÃO COM A IDENTIFICAÇÃO DOS DADOS	42
FIGURA 51. GRÁFICO DA SÉRIE TEMPORAL DA DIREÇÃO DO VENTO ANTES (A) E DEPOIS (B) DA APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE VALIDAÇÃO COM A IDENTIFICAÇÃO DOS DADOS	43
FIGURA 52. GRÁFICO DA SÉRIE TEMPORAL DA PRESSÃO BAROMÉTRICA ANTES (A) E DEPOIS (B) DA APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE VALIDAÇÃO COM A IDENTIFICAÇÃO DOS DADOS	43
FIGURA 53. GRÁFICO DA SÉRIE TEMPORAL DA TEMPERATURA ANTES (A) E DEPOIS (B) DA APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE VALIDAÇÃO COM A IDENTIFICAÇÃO DOS DADOS	43
FIGURA 54. GRÁFICO DA SÉRIE TEMPORAL DA UMIDADE ANTES (A) E DEPOIS (B) DA APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE VALIDAÇÃO COM A IDENTIFICAÇÃO DOS DADOS	43
FIGURA 55. TORRE DE MEDIÇÃO ANEMOMÉTRICA	48
FIGURA 56. CAIXA COM EQUIPAMENTOS DE TRANSMISSÃO E COLETA DE DADOS.....	48
FIGURA 57. CAIXA E PAINEL SOLAR.....	49

FIGURA 58. EQUIPAMENTO DE AQUISIÇÃO DE DADOS - DATALOGGER.	50
FIGURA 59. ANEMÔMETRO DE COPOS FIRST CLASS.	52
FIGURA 60. WIND VANE - BIRUTA.	53
FIGURA 61. THERMOHIGRÔMETRO.	53
FIGURA 62. TORRE DE MEDIÇÃO ANEMOMÉTRICA.	54
FIGURA 63. GRÁFICO DE PARETO COM ANÁLISE DE FALHAS EM TORRES DE MEDIÇÃO.	55
FIGURA 64. TÚNEL DE VENTO.	59
FIGURA 65. INCERTEZA DO SENSOR NA MEDIÇÃO.	60
FIGURA 66. INCERTEZA DE MEDIDAS EM EMPREENDIMENTOS EÓLICOS.	61
FIGURA 67. (A) ESCALONAMENTO DA VELOCIDADE E (B) RELAÇÃO ENTRE UMIDADE E TEMPERATURA.	62
FIGURA 68. ÁREA DE ENSAIO DO TÚNEL DE VENTO.	63
FIGURA 69. RESULTADO DE ENSAIO DE CALIBRAÇÃO DE ANEMÔMETRO.	63

LISTA DE TABELAS

TABELA 1. UTILIZAÇÃO INTERNACIONAL DA ENERGIA EÓLICA	3
TABELA 2. ESTIMATIVA DE C_T PARA DIVERSOS TIPOS DE TORRE EM TRELIÇA.....	15
TABELA 3. CLASSIFICAÇÃO DE ANEMÔMETROS.....	20
TABELA 4. CRITÉRIO DE VALIDAÇÃO PARA TESTES DE RANGE.....	30
TABELA 5. CRITÉRIO DE VALIDAÇÃO PARA TESTES DE TENDÊNCIA.....	30
TABELA 6. SAÍDA DO SOFTWARE COM SUMÁRIO DA ANÁLISE.	44
TABELA 7. SAÍDA PRINCIPAL COM ANÁLISE DOS DADOS BRUTOS.....	44
TABELA 8. SAÍDA PRINCIPAL COM ANÁLISE DOS DADOS TRATADOS	45
TABELA 9. SAÍDA COM INFORMAÇÃO DOS DADOS IDENTIFICADOS	45
TABELA 10. SAÍDA COM INFORMAÇÕES QUANTO A FALTA DE DADOS E PARÂMETROS “C” E “K” DE WEIBULL.....	46
TABELA 11. INSTITUIÇÕES COM TÚNEL DE VENTO COM CONFIGURAÇÃO MEASNET.....	64

LISTA DE EQUAÇÕES

EQUAÇÃO 1. DÉFICIT DE VELOCIDADE DO VENTO.....	15
EQUAÇÃO 2. DISTÂNCIA DO CENTRO DA TORRE ATÉ O PONTO DE OBSERVAÇÃO	15

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, em função do aumento relacionado ao uso de combustíveis fósseis e os problemas pelo uso dessa fonte ao longo do século XX, as energias de fontes renováveis apresentaram-se como alternativa a geração de energia elétrica. Também foi considerada como fator para o desenvolvimento dessa nova indústria a diminuição dos valores dos equipamentos, além do incentivo a implantação desse novo mercado no território nacional.

No Brasil, onde a base energética é basicamente hídrica, observa-se um esgotamento dessa fonte, sendo cada vez mais difícil encontrar locais para realização de projetos dessa natureza, seja de pequeno porte como em PCHs (Pequenas Centrais Hidroelétricas), ou em projetos de grande porte, o que tem encontrado resistência por parte de grupos ambientalistas e parte da população. No entanto, observa-se que há potencial hidroelétrico a ser explorado. Foi medido que no território nacional, o potencial estimado de 260 GW e com 79 GW instalado, e sendo assim, essa fonte ainda será à base da matriz energética. (SILVA, 2006)

Apesar do potencial que ainda possa ser explorado na fonte hídrica, há uma necessidade crescente pela diversificação da matriz energética nacional, além de fontes que venham ao encontro da necessidade de se adequar as políticas energéticas do país a uma linha mais “verde”. Dentro dessa visão, a energia eólica apresenta potencial a geração de energia por fonte renovável em substituição as fontes fósseis e com o contínuo avanço tecnológico, as turbinas eólicas tiveram grande evolução e hoje apresentam preços acessíveis ao mercado.

A medição de vento é necessária em diversas áreas como, por exemplo, na meteorologia, na previsão do tempo, na agricultura, indústria e pesquisas científicas. Idealmente, a caracterização do recurso eólico num local deve ser feita com base em medições realizadas em vários pontos da área de interesse e ao longo de um número significativo de anos. Na prática, a falta de tempo e de recursos financeiros leva que as decisões sejam muitas vezes baseadas num único registro medido ao longo de apenas um ano, sendo a medição do vento feita com instrumentação específica como anemômetros, sensores de direção, transdutores de pressão e termohigrometros.

Para a medição de vento como método para determinação do potencial eólico de uma região específica, torres anemométricas instrumentadas e projetadas para esse fim são usadas em larga escala no mundo inteiro, sendo seus dados, após o período da campanha de medição, analisados e avaliados em softwares específicos para esse fim.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. ENERGIA EÓLICA NO MUNDO

A capacidade acumulada de geração por meio de fonte eólica apresentou crescimento considerável desde o final do século passado, sendo considerado um bom caminho alternativo ao uso de fontes não-renováveis, como consequência na degradação ao meio ambiente, sendo a fonte que apresenta, na atualidade, uma das maiores taxas de crescimento.

O crescimento da energia eólica apresenta uma perspectiva promissora no mundo todo, mesmo considerando problemas relacionados à economia ou procura por novos mercados, indicando um crescimento sustentável. A potência eólica instalada em vários países pode ser observada na tabela 01 (DUTRA, 2009).

A evolução da capacidade acumulada de geração eólica é mostrada na Figura 01, indicando um crescimento gradativo desde meados de 1996, além da taxa de crescimento de utilização anual Figura 02. (OLIVEIRA, 2011).

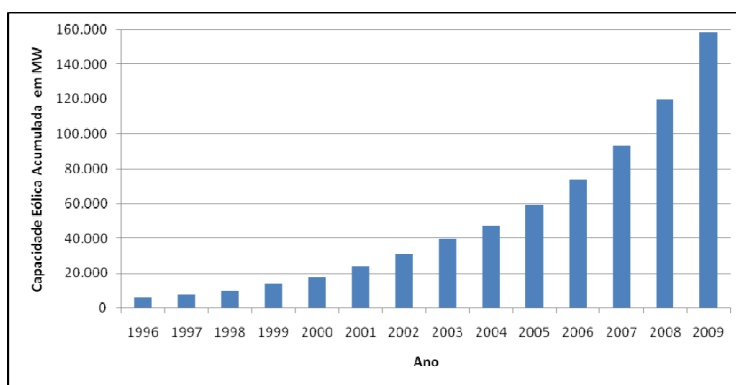


FIGURA 1. Capacidade Eólica acumulada instalada no mundo entre 1996 e 2009.

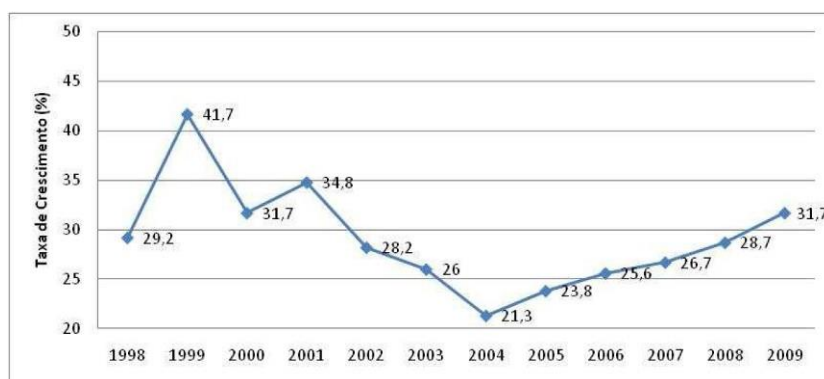


FIGURA 2. Taxa de crescimento de mercado mundial.

TABELA 1. Utilização Internacional da Energia Eólica.

	Potência acumulada ao final de cada ano (MW)											
PAÍS	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997
Estados Unidos	25170,0	16818,8	11603,0	9149,0	6752,0	6352,0	4685,0	4258,0	2564,0	2534,0	1820,0	1673,0
Alemanha	23902,8	22247,4	20622,0	18427,5	16628,0	14609,0	12400,0	8754,0	6095,0	4443,0	2875,0	2081,0
Espanha	16740,3	15145,1	11630,0	10027,9	8263,0	6202,0	4830,0	3337,0	2535,0	1542,0	834,0	512,0
China	12210,0	5912,0	2599,0	1266,0	764,0	566,0	468,0	404,0	352,0	262,0	500,0	166,0
Índia	9587,0	7850,0	6270,0	4430,0	2983,0	2120,0	1702,0	1500,0	1260,0	1035,0	992,0	940,0
Itália	3736,0	2726,1	2123,4	1718,3	1265,0	891,0	785,0	697,0	427,0	183,0	178,0	103,0
França	3404,0	2455,0	1567,0	757,2	390,0	240,0	131,0	116,0	63,0	25,0	21,0	10,0
Reino Unido	3287,9	2389,0	1962,9	1353,0	897,0	704,0	552,0	483,0	409,0	347,0	333,0	319,0
Dinamarca	3160,0	3125,0	3136,0	3128,0	3118,0	3115,0	2880,0	2534,0	2415,0	1771,0	1383,0	1148,0
Portugal	2862,0	2130,0	1716,0	1022,0	523,0	299,0	194,0	153,0	111,0	61,0	51,0	38,0
Canadá	2369,0	1846,0	1460,0	683,0	444,0	326,0	221,0	198,0	137,0	125,0	82,0	25,0
Holanda	2225,0	1747,0	1559,0	1224,0	1078,0	912,0	686,0	497,0	442,0	411,0	361,0	319,0
Japão	1880,0	1528,0	1309,0	1040,0	940,0	644,0	415,0	316,0	142,0	68,0	30,0	18,0
Austrália	1494,0	817,3	817,3	579,0	380,0	198,0	104,0	71,0	30,0	9,0	9,0	11,0
Irlanda	1244,7	805,0	746,0	495,2	353,0	225,0	137,0	125,0	119,0	73,0	73,0	53,0
Suécia	1066,9	831,0	571,2	509,1	442,0	399,0	328,0	290,0	241,0	215,0	174,0	122,0
Áustria	994,9	981,5	964,5	819,0	607,0	415,0	139,0	95,0	77,0	42,0	30,0	20,0
Grécia	989,7	873,3	757,6	573,3	466,0	398,0	276,0	299,0	274,0	158,0	55,0	29,0
Polónia	472,0	276,0	153,0	73,0	58,0	58,0	27,0	51,0	5,0	5,0	5,0	2,0
Noruega	428,0	333,0	325,0	268,0	160,0	112,0	97,0	17,0	13,0	9,0	9,0	4,0
Egito	390,0	310,0	230,0	145,0	145,0	69,0	69,0	69,0	69,0	36,0	6,0	5,0
Bélgica	383,6	286,9	194,3	167,4	97,0	68,0	44,0	31,0	13,0	6,0	6,0	4,0
Taiwan	358,2	279,9	187,7	103,7	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Brasil	338,5	247,1	236,9	28,6	28,6	28,6	24,0	24,0	22,0	17,0	17,0	3,0
Turquia	333,4	206,8	64,6	20,1	20,0	20,0	19,0	19,0	19,0	9,0	9,0	-
Nova Zelândia	325,3	321,8	171,0	168,2	170,0	38,0	35,0	35,0	35,0	24,0	24,0	4,0
Coreia do Sul	278,0	192,1	176,3	119,1	8,0	8,0	nd	nd	nd	nd	nd	2,0
Bulgária	157,5	56,9	36,0	14,0	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
República Tcheca	150,0	116,0	56,5	29,5	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Finlândia	140,0	110,0	86,0	82,0	82,0	47,0	41,0	39,0	39,0	18,0	18,0	12,0
Hungria	127,0	65,0	60,9	17,5	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Marrocos	125,2	125,2	64,0	64,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	14,0	nd	nd
Ucrânia	90,0	89,0	85,6	77,3	57,0	51,0	nd	nd	nd	nd	nd	5,0
México	85,0	85,0	84,0	2,2	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Irã	82,0	66,5	47,4	31,6	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Estónia	78,3	58,6	33,0	33,0	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Costa Rica	74,0	74,0	74,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	51,0	51,0	27,0	20,0
Lituânia	54,4	52,3	55,0	7,0	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Luxemburgo	35,3	35,3	35,3	35,3	35,0	16,0	16,0	15,0	15,0	9,0	9,0	2,0
Letônia	30,0	27,4	27,4	27,4	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Argentina	29,8	29,8	27,8	26,8	26,0	26,0	27,0	27,0	16,0	14,0	14,0	9,0
Outros Países	298,2	254,7	225,2	210,9	239,0	141,0	569,0	337,0	394,0	405,0	197,0	22,0
Total	121188,0	93927,0	74151,0	59024,0	47555,0	39434,0	32037,0	24927,0	18449,0	13932,0	10153,0	7692,0

Observa-se dessa forma o destaque dado a essa fonte, com o incremento do capital disponibilizado a nível mundial, além de oferecer uma fonte disponível a países em estágios de desenvolvimento diferenciados permitindo uma maior ramificação dessa fonte em detrimento de outras com questões geopolíticas mais profundas como a nuclear.

2.2. ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

O Brasil teve seu primeiro aerogerador instalado em 1992, na ilha de Fernando de Noronha, com uma máquina com capacidade de 75 kW, com intenção de diminuir a demanda por combustível no sistema de geração, tendo outra turbina instalada em 2000 com capacidade de 225 kW. Em 1994 a Companhia Elétrica de Minas Gerais – CEMIG instalou uma usina eólica experimental com potência de 1000 kW, sendo esta já conectada ao sistema elétrico nacional. Em 1999, a companhia elétrica do Paraná – COPEL juntamente com a Wobben-ENERCON, instalou a usina eólica de Palmas, com uma potência instalada de 2,5 MW. Em 1996, a Companhia Elétrica do Ceará – COELCE iniciou o programa da usina de Mucuri, em Fortaleza, com 1,2 MW de potencia instalada, com posterior entrada das usinas de Prainha (10 MW) e Taíba (5 MW), além de outros projetos implementados até meados de 2002, quando o governo brasileiro, por meio do ministério de Minas e Energia – MME, criou o Programa de incentivo às fontes de alternativas de energia elétrica – PROINFA, com objetivo de aumentar a participação da energia elétrica gerada a partir de fontes alternativas de energia (PAVINATTO, 2005).

Por meio do atlas eólico brasileiro, elaborado por uma iniciativa do Governo Federal, Ministério de Minas e Energia, Eletrobrás e CRESESB, foram observados que com medições a 50 m de altura o Brasil apresentava potencial de geração de aproximadamente 140 GW. O mapa do potencial eólico do Brasil pode ser observado na Figura 03.

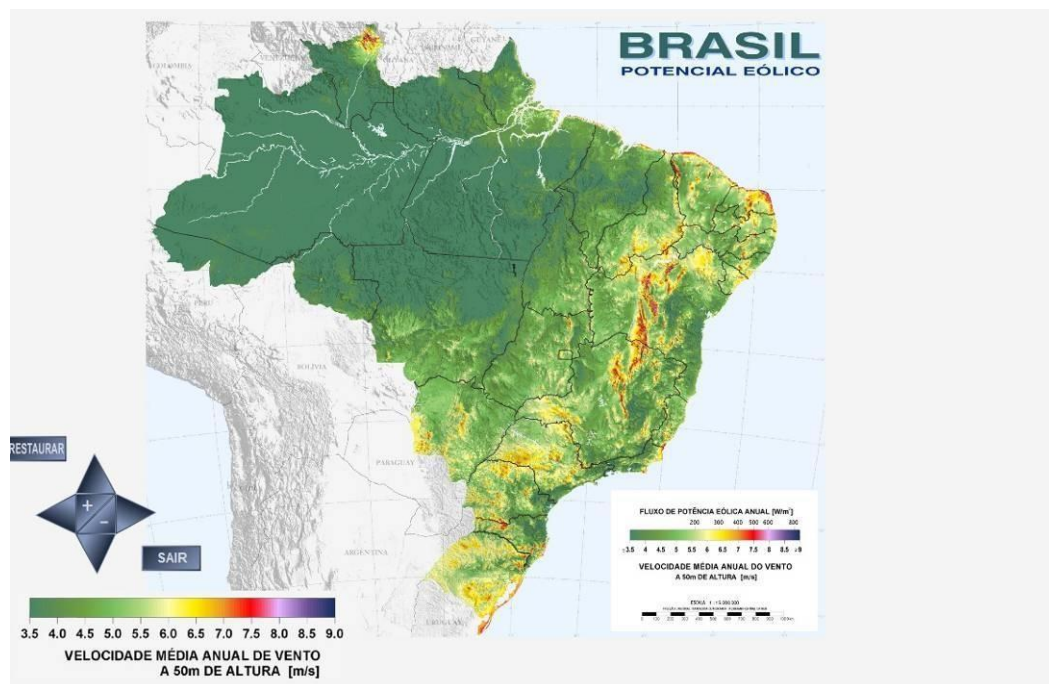


FIGURA 3. Potencial eólico brasileiro.

O Brasil ainda apresenta uma participação pequena de geração comparada a países com maior tradição na implantação de parques eólicos. No entanto, ao longo da última década, o país teve um crescimento expressivo na geração de energia eólica, principalmente depois de 2006 como pode ser visto na Figura 04.

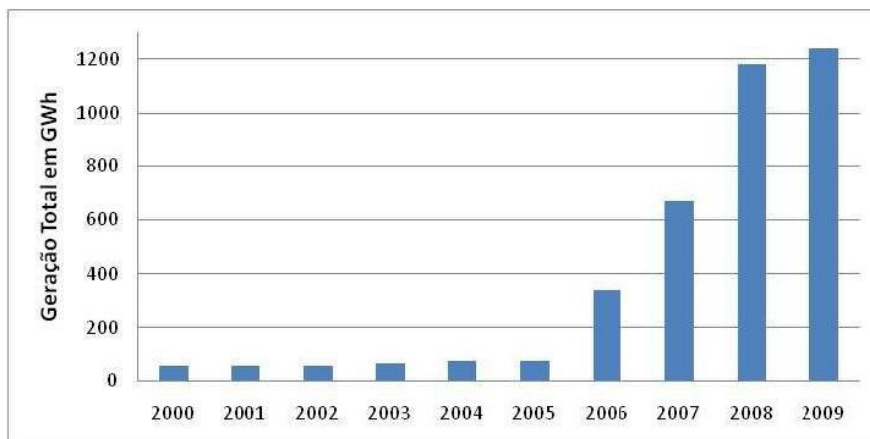


FIGURA 4. Crescimento da geração eólica no Brasil.

2.3. ANEMOMETRIA PARA DETERMINAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO

Anemometria refere-se aos processos relacionados à medição e análise posterior de dados em local pré-determinado para elaboração de um *micrositting*. O termo advém de *Ánemos*(vento) acrescido da expressão *Metrein*(medir), e de maneira geral representa o estudo dos métodos da medição da velocidade e direção do vento.

Apesar da anemometria para determinação de potencial ser uma aplicação bastante específica para esse estudo, a anemometria apresenta aplicações diversas em diversos setores da indústria como, por exemplo:

- **Indústria Aeronáutica** – Nos mais diversos tipos de sensores relacionados à medição da velocidade do vento em uma aeronave ou na aplicação desse sistema em aeroportos para controle de pousos e decolagens de vôos comerciais, militares e domésticos;
- **Indústria Aerodinâmica** – Com grande aplicação nos túneis de vento que servem de estudo para a indústria civil, na análise de estruturas prediais e a própria indústria aeronáutica no estudo de perfis aerodinâmicos;
- **Meteorologia** – Amplamente utilizada na caracterização climatológica como, por exemplo, na alimentação de modelos de previsão.

Na aplicação relacionada à energia eólica, a importância advém da necessidade da caracterização do vento para elaboração de projetos eólicos ou para a elaboração dos atlas de potencial eólicos amplamente difundidos.

As figuras 05, 06 e 07 apresentam aplicações para a anemometria no campo da meteorologia, potencial eólico e elaboração de atlas de potencial respectivamente.



FIGURA 5. Estação meteorológica.



FIGURA 6. Torre Anemométrica para determinação de potencial eólico.

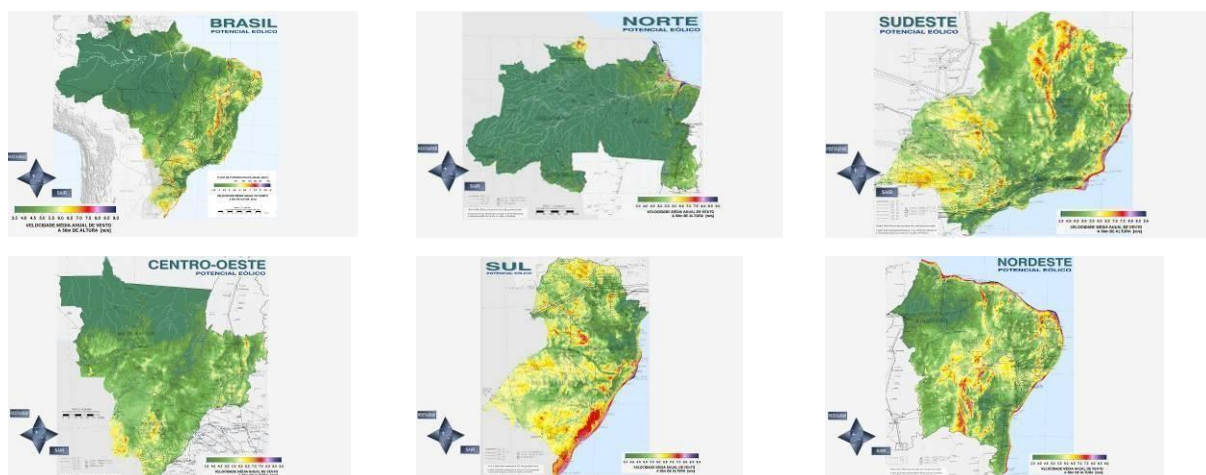


FIGURA 7. Atlas do potencial eólico brasileiro.

Para uma caracterização confiável na anemometria para energia eólica, as seguintes variáveis relacionadas ao vento devem ser estudadas:

- Velocidade do vento;
- Direção do vento.

Também há a necessidade da medição de variáveis complementares que auxiliaram no estudo, sendo eles:

- Umidade relativa do ar;
- Pressão barométrica;
- Temperatura do ar.

Todos esses dados poderão ser utilizados na caracterização do recurso eólico dentro de uma área como, por exemplo, na alimentação de modelos de extrapolação de vento em microescala.

2.3.1. BOAS PRÁTICAS DE INSTALAÇÃO DE TORRES DE MEDIÇÃO

A medição do vento por meio de torres de medição de potencial eólico (torres anemométricas) apresenta-se como a principal forma de medição, sendo a mais confiável para esse fim. Novas tecnologias como a medição a laser e som, tem se apresentado como alternativas para medição a estão entrando no mercado brasileiro ainda de forma incipiente.

Para correta análise de regimes de vento locais, são recomendadas estimativas de potencial eólico baseadas em medições de alta qualidade e especificidade por meio de torres de medição com campanhas de pelo menos 01 ano de duração, sendo a torre de medição o equipamento utilizado para a realização dessa campanha, e nela estão dispostos todos os sensores e equipamentos para esse fim, sendo a correta disposição desses instrumentos na torre um fator crítico na caracterização do vento.

O projeto da Torre de Medição tem que atender as seguintes condições pré-estabelecidas: (I) altura das máquinas que serão implantadas e (II) rosa dos ventos com levantamento prévio das características do vento (podendo ser o resultado obtido a partir de atlas eólico). Atualmente, os projetos de torres instaladas no Brasil, apresentam altura média de 100m em função do tamanho dos aerogeradores que estão sendo implantados nos atuais parques eólicos em construção. A rosa dos ventos apresenta-se como pré-requisito fundamental em função do correto posicionamento dos sensores na torre, a fim de se evitar interferência da torre na medição, além de possibilitar o seu melhor alinhamento.

Na instalação da torre deve-se atentar área de cobertura da mesma, ou seja, o raio de representatividade dessa torre por meio dos dados de vento medido. Nesse ponto, são determinados dois tipos de terrenos a serem catalogados: terreno simples e terreno complexo. Para terrenos simples, considera-se um raio de representatividade de até 10 km enquanto para terrenos complexos, um raio de no máximo 2 km. Outras características também devem ser observadas como: relevo, árvores, cidades ou outros obstáculos que possa interferir na medição do vento local. Infere-se dessa forma, que para terrenos complexos se faz necessário um maior número de torres para perfeita caracterização da área. (MEASNET, 2009)

Determinado o local de instalação da torre, se faz necessário levar em consideração diversos parâmetros de instalação como: Instalação do anemômetro de topo em tubo vertical (de preferência igual em que foi calibrado); desvio angular inferior a 2°; tubo do suporte do anemômetro com diâmetro menor que o diâmetro do corpo do anemômetro; altura mínima do anemômetro de topo de 0,75 m; instrumentos instalados posicionados pelo menos a 1,5 m dos anemômetros; para-raio com cone de proteção de 60°; posicionamento do medidor de direção a pelo menos 1,5 m abaixo do anemômetro principal; sensores de pressão e temperatura instalados a 1,5 m do anemômetro principal, sendo o medidor de temperatura protegido de irradiação; entre outros. (IEC, 2005)

Para registro dos dados de vento, médias de 10 minutos com taxas de amostragem de 1 Hz da velocidade e direção devem ser coletadas no período de um ano a fim de se caracterizar toda a sazonalidade do vento dentro desse período, sendo considerada uma medição completa, séries temporais com as seguintes características: período de coleta de dados de pelo menos 01 ano; disponibilidade de dados maior que 90%; disponibilidade de dados preenchidos por técnicas como MCP maior que 95%. (MEASNET, 1997).

Ponto de destaque para essa análise refere-se à calibração dos anemômetros em uso. É recomendado que os anemômetros sejam calibrados da cada 06 meses, devendo ser feita em túnel de vento e em instituições que possibilite rastreabilidade internacional MEASNET, devendo fazer parte do processo de calibração: calibração prévia do túnel de vento; cálculo

das velocidades de vento a partir das medições e densidade do ar, devendo o último estar baseado na temperatura medida, pressão barométrica e umidade relativa; correção das velocidades do vento; calibração com intervalos de 1,4 m/s a 16 m/s; amostragem do comportamento de estado estacionário em cada velocidade do vento acima de um período de 30 segundos entre outras recomendações. (IEA, 1999).

Após procedimento, devem-se utilizar técnicas de regressão linear a fim de se obter parâmetros como *slope* e *offset* (coeficientes angular e linear), além dos parâmetros de dispersão como desvio e coeficiente de correlação. O procedimento só será considerado satisfatório quando o coeficiente de correlação seja maior que 0,99995. (Ale ET AL, 2008).

2.3.1.1. AVALIAÇÃO PRELIMINAR DE UM SITE

Um dos primeiros pontos a serem discutidos na elaboração de um futuro projeto eólicos refere-se ao local de implantação do parque eólico. Esse levantamento requer grande experiência por parte da equipe de levantamento de áreas como, por exemplo, a visita a cartórios, proprietários, questões legais entre outras. No que se referem a uma visão mais técnica do local, vários pontos devem ser abordados como, por exemplo:

- **Dados de vento locais** – Refere-se a um primeiro estudo, de baixa resolução, de possíveis dados que possam oferecer informações sobre o local. Essas informações podem ser obtidas desde o estudo de atlas eólico, informações de moradores locais, quanto às características de vento da região, sazonalidade, período de maior e menor vento, período de chuvas, ocorrências de ventos extremos ou outras informações relevantes, acesso a dados de estações meteorológicas próximas a localidade ou aeroportos. Esses dois últimos pontos podem oferecer dados nem sempre com uma boa qualidade, mas importantes num estudo preliminar;
- **Informações Climatológicas** – Obtenção de dados de estações próximas relacionadas à umidade relativa do ar, temperatura do ar e pressão barométrica;
- **Levantamento da Área** – Essa atividade é necessária para a obtenção de imagens, fotos aéreas, mapas, obstáculos presentes no local, rugosidade, entre outros. Esse levantamento pode inclusive ser feito antes da visita a campo. Atualmente há vários bancos de dados disponibilizados na internet com informações desde áreas de proteção, imagens de satélite, rios, lagos, florestas e reservas entre outros.
- **Condição do terreno para instalação da estação de medição** – Análise do solo da área a fim de se determinar o tipo de suporte utilizado para instalação da torre

de medição. Essa análise rápida poderá determinar se as bases serão, por exemplo, concretadas ou não.

- **Fotos panorâmicas locais** – Essas imagens darão recurso necessário à caracterização da área ao redor da torre de medição, podendo inclusive identificar possíveis interferências na futura medição;
- **Georreferenciamento** – Uso de ferramenta GIS na caracterização do local como objeto complementar a análise da área. Identificação dos pontos, áreas e obstáculos determinando suas coordenadas com respectivo referenciamento de datum, sistema de coordenadas e zona.

A figura 08 apresenta um bom exemplo do número de informações que podem ser extraídas de uma área num levantamento preliminar de um site.



FIGURA 8. Imagem aérea de um site em estudo.

Por meio da imagem podem-se observar várias questões que podem ser levantadas como, por exemplo:

- Há um acesso para essa área permitindo transporte de material;
- Há inúmeros obstáculos na forma de prédios baixos ao longo do acesso;
- A área não é plana;
- Há lagos ao longo da área;
- Outros

Observa-se assim que rapidamente, o número de informações que podem ser extraídas de uma simples imagem é bastante grande e se faz necessária para a caracterização do local.

De maneira geral, o local deve ser representativo em relação à área total do projeto que se pretende implantar na região, observando as distâncias entre os obstáculos, facilidade de acesso para transporte de equipamentos e manutenções, análise de zonas de transição de rugosidade entre outras. A influência dos obstáculos pode resultar em perdas significativas,

requerendo dessa forma modelagens complexas, devendo-se considerar também sua posição relativa em relação à área de interesse, dimensões e porosidade. (DUTRA, 2001)

O ponto que se deseja especificar refere-se ao ponto do espaço coincidente com a altura do cubo do aerogerador que se deseja instalar. Problemas relacionados à interferência da própria torre, dos suportes e outros instrumentos devem ser identificados e minimizados; além da correta determinação dos sensores com suas respectivas alturas e disposição.

Nesse ponto já se tem uma idéia do projeto da campanha de medição para coleta e análise de dados. Com essas informações é determinado o número de torres de medição e as alturas dos sensores que serão instalados. A Figura 09 apresenta duas imagens que representam zonas com relevos distintos.

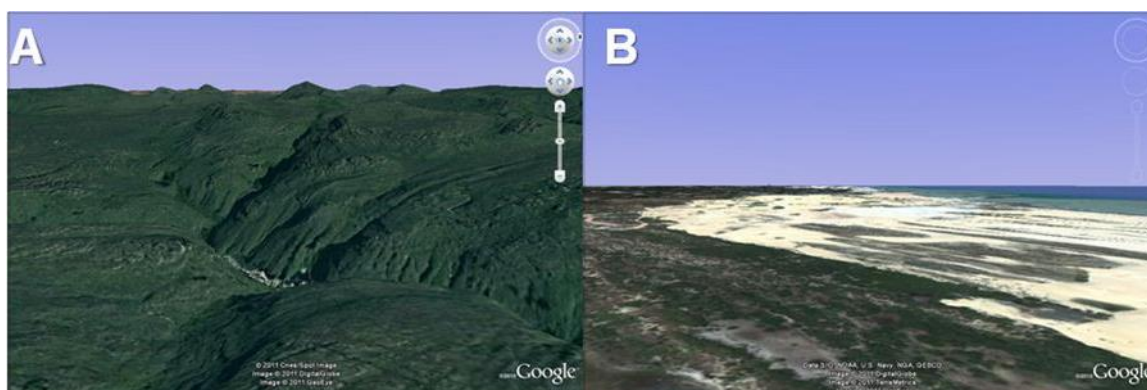


FIGURA 9. Terreno complexo (A) e terreno simples (B).

A caracterização correta da área do projeto determina a área de abrangência da torre de medição e conseqüentemente o seu número. A análise do terreno, no entanto não pode ser simplesmente visual. Uma boa estimativa para classificação do terreno é obtido por meio da relação existente entre a altura e o comprimento de um morro, por exemplo. A análise indica que se a relação (H/L) entre a altura (H) e o comprimento (L) for menor ou igual a 0,02 o terreno pode ser caracterizado como simples (FROST, 1979).

Nesse ponto pode-se determinar assim o raio de representatividade da torre de medição, que se refere ao raio máximo partindo do local de instalação da torre onde o registro dos dados de vento seja representativo. Assim pode-se dizer que quanto maior o número de obstáculos, elevada rugosidade, árvores entre outros, menor será o raio de representatividade dessa torre de medição. O terreno do tipo simples, com área plana e sem obstáculos representativos e relevo complexo com relevo pronunciado e presença de obstáculos tem raios de representatividade de 2 km e 10 km respectivamente. (MEASNET, 2009)

Como recomendação para o início da campanha de medição, estratégias devem ser estabelecidas. Entre elas pode-se citar:

- O Projeto da Torre de medição – A depender da altura da torre ou tipo de estrutura, o diâmetro dos tubos, intervalo entre estais, balizadores entre outros, são determinados;
- Determinação dos parâmetros que serão analisados;
- Análise prévia do tipo de instrumento que será usado;
- O Número de torres e os locais de instalação;
- Determinação da quantidade e altura dos sensores instalados na torre;
- A duração da campanha de medição;
- A determinação das taxas de amostragem e intervalo de integração.

2.3.1.2. A TORRE DE MEDIÇÃO

Podemos definir uma torre de medição como: uma torre metálica, com estrutura tubular ou treliçada triangular ou quadrada, estaiada ou autoportante, instrumentada com os sensores de medição, com banco de baterias alimentado por um painel solar, com um sistema de aquisição de dados, um sistema de proteção contra descargas atmosféricas e um sistema de transmissão de dados (GSM, satélite, rádio, SCADA, outro).

A Figura 10 apresenta uma torre de medição com seus diversos níveis e sensores de medição e sistemas de transmissão de dados e caixa plástica onde fica o sistema de aquisição de dados e banco de baterias.

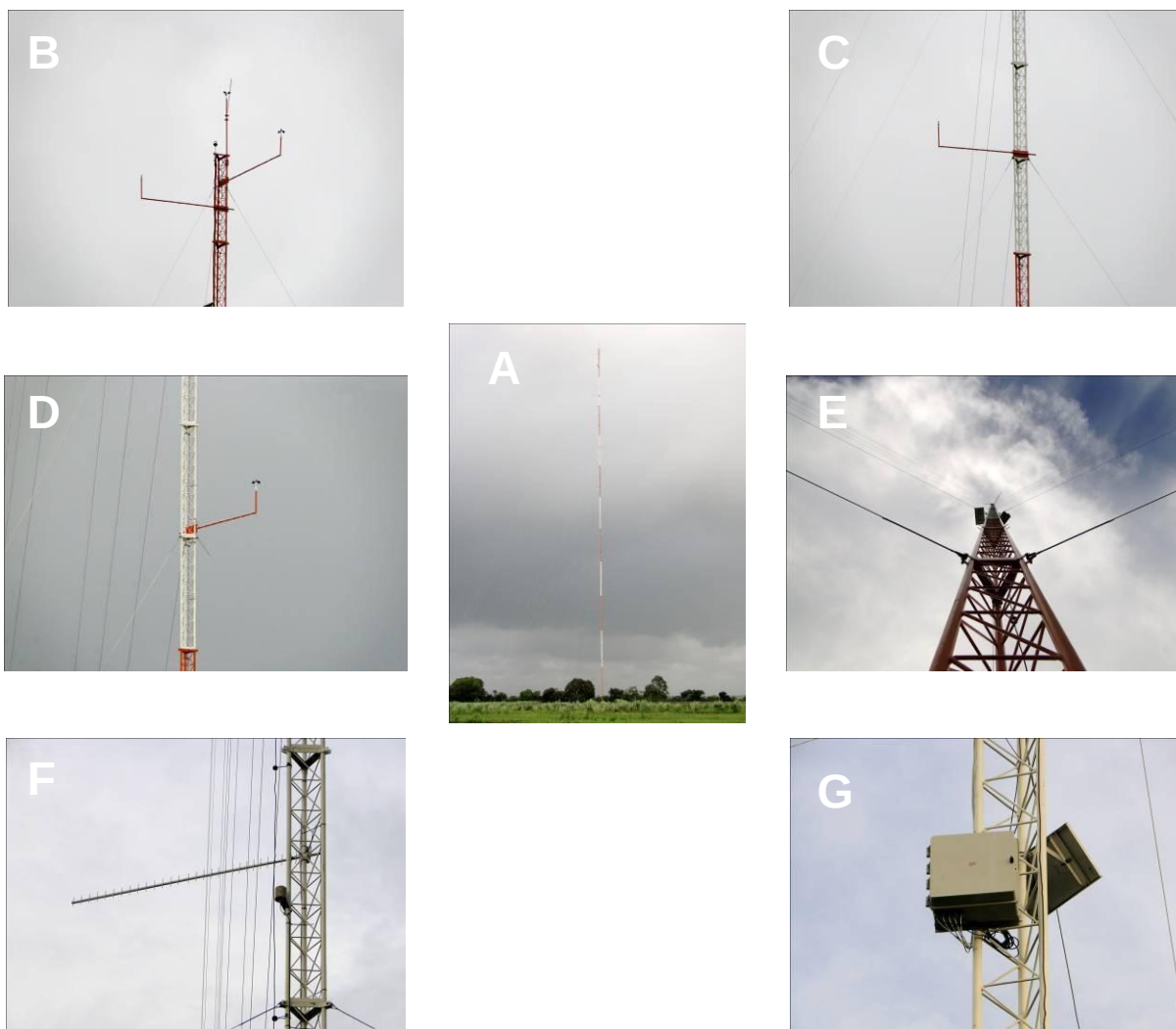


FIGURA 10. Torre anemométrica com seus diversos sensores. Torre (A), sensores principais (B), sensores intermediários (C e D), face (E), sistema de transmissão (F) e caixa (G).

De maneira simplificada, uma torre de medição deve ter basicamente, sensores em vários níveis e distribuídos de maneira uniforme; deve conter dois 02 sensores de direção, um principal e outro de backup, sensores de temperatura, umidade e pressão barométrica, e a altura da torre deve ser o mais próxima possível da altura do aerogerador que se deseja instalar no site.

As recomendações para a instalação dos sensores, alturas, posições, sistemas de proteção contra descargas atmosféricas, análise das posições das hastes, distorções de fluxo e distâncias recomendadas podem ser encontradas nas normas:

- **IEC 61400-12-1 – Wind Turbines – Power Performance Measurement of Electricity Producing Wind Turbines;**
- **MEASNET: 2009 – Evaluation of Site-Specific Wind Conditions.**

Como recomendações dessas duas normas, pode-se citar:

- Os anemômetros que serão instalados na torre devem ser calibrados e receber certificação por um laboratório pertencente ao grupo MEASNET/IEC;
- A resposta angular do anemômetro deve ser cossenoidal;
- A torre de medição deve possuir anemômetros de topo e intermediários;
- O Anemômetro de topo deve estar a no mínimo 0,75 m do topo da torre e com desvio máximo de 2° em relação ao seu eixo vertical;
- O anemômetro de topo deve estar a pelo menos $2/3$ da altura do cubo do aerogerador que se deseja instalar;
- A torre de medição deve estar dentro de um cone de proteção de 1:5, do sistema de proteção contra descargas atmosféricas, com vértice no anemômetro de topo;
- O Anemômetro de controle deve estar entre 1,5 m e 2,5 m abaixo do anemômetro de topo;
- Recomenda-se uma biruta próxima ao anemômetro de controle;
- Anemômetros e birutas adicionais devem ser instalados ao longo da torre;
- Recomenda-se a análise do posicionamento dos suportes dos sensores em relação à torre.

Nesse ponto ressalta-se a necessidade da análise dos gráficos de iso-velocidade de fluxo entorno de uma torre cilíndrica e treliçada, obtidas por meio de uma análise bidimensional de Navier-Stokes apresentada na Figura 11.

Para o caso da torre tubular, a menor perturbação ocorre a 45° da direção do vento incidente. De forma geral, pode-se ver que existe um retardo do fluxo a montante da torre, aceleração nas laterais e uma esteira a jusante.

Para o caso da torre treliçada, o grau ao qual o fluxo é alterado pela torre, é uma função da solidez da mesma, o arrasto dos componentes individuais da torre, a orientação do vento e o ponto de medição.

A distorção do fluxo é uma função do coeficiente de empuxo C_t , que é dependente da porosidade da torre e o arrasto dos componentes individuais. O C_t pode ser considerado a força de arrasto total por unidade de comprimento da torre, dividida pela pressão dinâmica e largura da face da torre “L”. Para o caso de um C_t igual a 0,5 com distância “R” do anemômetro acima de 2, a alteração no fluxo é baixa pela orientação da torre. Caso o setor de medição for de 90° ou menos, a distorção mínima é obtida quando o anemômetro for colocado a um ângulo de 90° com o seu centro no setor de medição. Caso contrário, a distorção de fluxo pode ser determinada considerando-se o déficit U_d no sentido do vento como função da distância (IEC, 2005).

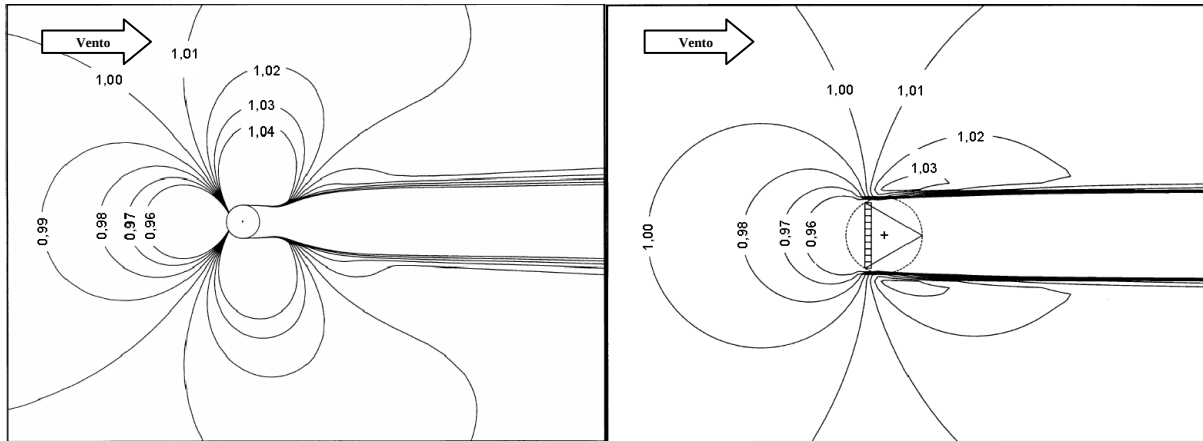


FIGURA 11. Análise bidimensional de Navier-Stokes de fluxo entorno de torre tubular e treliçada.

O déficit U_d de velocidade pode ser estimado na linha central em função de C_t e R/L , onde “ R ” é a distância do centro da torre até o ponto de medição e pode ser obtida pela equação 01 (IEC, 2005).

$$U_d = 1 - \left(0,062C_t^2 + 0,076C_t \right) \cdot \left(\frac{L}{R} - 0,082 \right)$$

EQUAÇÃO 1. Déficit de velocidade do vento.

Onde C_t pode ser estimado dentro de faixas especificadas na tabela 02. Na tabela, a solidez t é definida como a razão da área projetada de todos os membros estruturais sobre a lateral da torre para a área de exposição total (IEC, 2005).

TABELA 2. Estimativa de C_t para diversos tipos de torre em treliça.

Type of tower	Plan section	Expression for C_T	Valid range
Square cross-section, members with sharp edges		$4,4(1 - t)t$	$0,1 < t < 0,5$
Square cross-section, round members		$2,6(1 - t)t$	$0,1 < t < 0,3$
Triangular cross-section, round members		$2,1(1 - t)t$	$0,1 < t < 0,3$

Caso o déficit máximo desejado seja especificado, à distância “ R ” poderá ser obtida pela equação 02 (IEC, 2005).

$$R = \frac{L}{\frac{1 - U_d}{(0,062C_t^2 + 0,076C_t)} + 0,082}$$

EQUAÇÃO 2. Distância do centro da torre até o ponto de observação.

De maneira geral, para uma torre treliçada com C_t de 0,5 e um déficit da velocidade do vento da Lina central de 99,5%, R deve ser $5,7 \cdot L$ (IEC, 2005).

Um desenho esquemático com os dois tipos de torres e suas respectivas indicações das distâncias são apresentados na Figura 12.

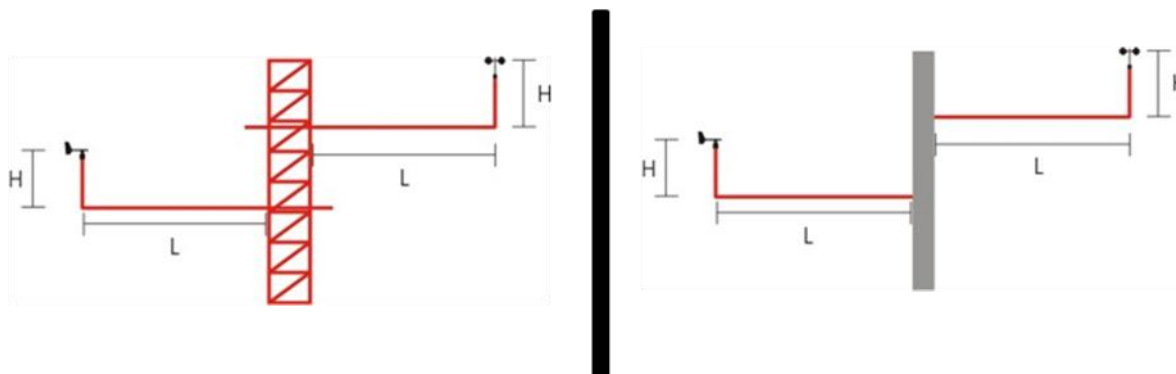


FIGURA 12. Análise das distorções do fluxo de vento e determinação das distâncias dos suportes dos sensores da torre.

- Para distorções no fluxo $<0,5\%$, indica-se que H deva ser $15 \cdot$ o diâmetro do tubo em uso;
- Para torres treliçadas, recomenda-se que o comprimento “L” seja 06 vezes o comprimento da face da torre;
- Para torres tubulares, recomenda-se que o comprimento “L” seja 08 vezes do diâmetro a haste.

Numa análise mais simplificada, a comparação quanto ao uso de um tipo de estrutura ou outra, treliçada ou tubular, a treliçada leva vantagem em relação ao seu uso no período atual, onde medições mais altas são cada vez mais necessárias. A torre tubular, apesar de apresentarem uma maior facilidade em relação a sua instalação e seu menor custo, não oferece a capacidade de carga e a altura que uma torre treliçada oferece, praticamente não sendo mais usadas hoje na medição de potencial eólico, onde os aerogeradores comerciais na atualidade apresentam altura de cubo em torno de 100 m.

2.3.1.3. OS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

Atualmente no mercado existem diversos fornecedores de equipamentos para medição anemométrica, seja para determinação de potencial eólico ou não. Para o presente trabalho, foram levantados os principais equipamentos de medição da Ammonit, sendo esse um dos principais fornecedores de equipamento no mercado brasileiro.

2.3.1.3.1. ANEMÔMETROS

Anemômetros são equipamentos que medem a velocidade da componente horizontal do vento, essencial para o cálculo das previsões de energia, sendo os de copos o tipo padrão de sensores. São robustos e resistentes aos ventos oblíquos causados pelas torres e suportes. Para determinação do potencial eólico, na campanha de medição, cada anemômetro deverá ser individualmente calibrado e certificado de acordo com as normas internacionais como, por exemplo, a MEASNET. As figuras 13 a 19 apresentam os principais anemômetros do fornecedor indicada com informações básicas sobre cada tipo e modelo.



- Anemômetro de elevada precisão: S 0.5 / A 0.9 / B 3.0 Linearidade ideal: $r > 0.999\ 99$ (4...20 m/s) incluindo com intensidade de turbulência;
- Excelente relação preço-desempenho;
- Gama de medição: 0.3...75 m/s;
- Gama de temperatura: -50°C...80 °C;
- Valor inicial reduzido;
- Elevada velocidade de destruição;
- Mínima extrapolação de velocidade;
- Muito robusto e resistente às intempéries;
- Passível de ser aquecido.

FIGURA 13.Anemômetro Thies First Class Advanced.



- Sensor de vento potenciométrico com saída de frequência baixa;
- Faixa de medição: 0.5...50 m/s;
- Resolução: < 0.1 m/s;
- Amplitude de temperatura: 30/70 °C;
- Passível de ser aquecido.

FIGURA 14.Anemômetro Thies Compact.



- Não cumpre as normas Measnet IEC
- Frequentemente utilizado em projetos *offshore*;
- Classe: 1 / A 1.9 / B 8.0;
- Faixa de medição: 0.5...50 m/s;
- Resolução: < 0.05 m/s;
- Amplitude de temperatura: -35°C...80 °C;
- Passível de ser aquecido.

FIGURA 15. Anemômetro Thies Classic.



- Classificação segundo as normas IEC;
- Sensor de velocidade de vento optoelectrónico;
- Classe: 1 / A 1.8 / B 4.5;
- Gama de medição: 0.2...75 m/s;
- Temperaturas: -30°C...70 °C;
- Resolução: 0.05 m/s;
- Peso: aprox. 0.5 kg;
- Consumo reduzido de energia;
- Robusto e resistente às intempéries;
- Não poderá ser aquecido;

FIGURA 16. Anemômetro First Class L100.



- Classe: 1 / A 1.9 / B 8.0;
- Gama de medição: 0...70 m/s;
- Sobre-velocidade desprezível;
- Amplitude de temperatura: -35...60 °C;
- Velocidade de arranque: < 0.4 m/s;
- Não poderá ser aquecido.

FIGURA 17. Anemômetro RISO P2546.



- Anemômetro utilizável sob todas as condições meteorológicas;
- Copos passíveis de serem aquecidos;
- Transdutor optoelectrónico;
- Classe: 1 / A 1.7 / B 11.1;
- Gama de medição: 0.4...75 m/s;
- Amplitude de temperatura: -55...55 °C;
- Velocidade de arranque: < 0.5 m/s;
- Especialmente adaptável a um clima ártico.

FIGURA 18. Anemômetro Vasaila WAA 252.



- Medição da velocidade das componentes horizontal e vertical do vento;
- Não está em conformidade com as recomendações Measnet;
- Gama de medição: Fluxo Axial 0...40 m/s (90 mph);
- Gama de medição: Todos os ângulos 0...35 m/s (80 mph);
- Amplitude de temperatura: -50...50 °C;
- Constante espacial: 2.1 m;
- Sinal de saída: 1800 rpm (500 mV) = 9.0 m/s (20.1 mph).

FIGURA 19. Anemômetro Young de hélice 27106T.

Os anemômetros podem ser especificados em Classes A e B. Tendo os parâmetros de classificação apresentados na Tabela 03 validada pela Norma IEC 61400-12-1.

TABELA 3. Classificação de anemômetros.

	Classe A		Classe B	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Velocidade do Vento - Range (m/s)	4	16	4	16
Intensidade de turbulência	0,03	0,12 + 0,48	0,03	0,12 + 0,96
Estrutura da turbulência $\sigma_u/\sigma_v/\sigma_w$	1/0,8/0,5 (anisotrópico)		1/1/1 (isotrópico)	
Temperatura do ar (°C)	0	40	-10	40
Densidade do ar (Kg/m ³)	0,9	1,35	0,9	1,35
Inclinação do fluxo (°)	-3	3	-15	15

Quanto os desvios apresentados por esses equipamentos, pode-se classificá-los em função da intensidade do desvio em anemômetros classe 0,5, 1, 2, 3, 4 e 5, sendo os de classe 1 os mais recomendados na medição de potencial eólico. A Figura 20 apresenta o gráfico com os limites permitidos dos erros para indicação das classes dos anemômetros, onde relaciona a velocidade do vento instantânea, U_i , pelo desvio máximo, ε_i , associado a essa velocidade (RISO, 2003).

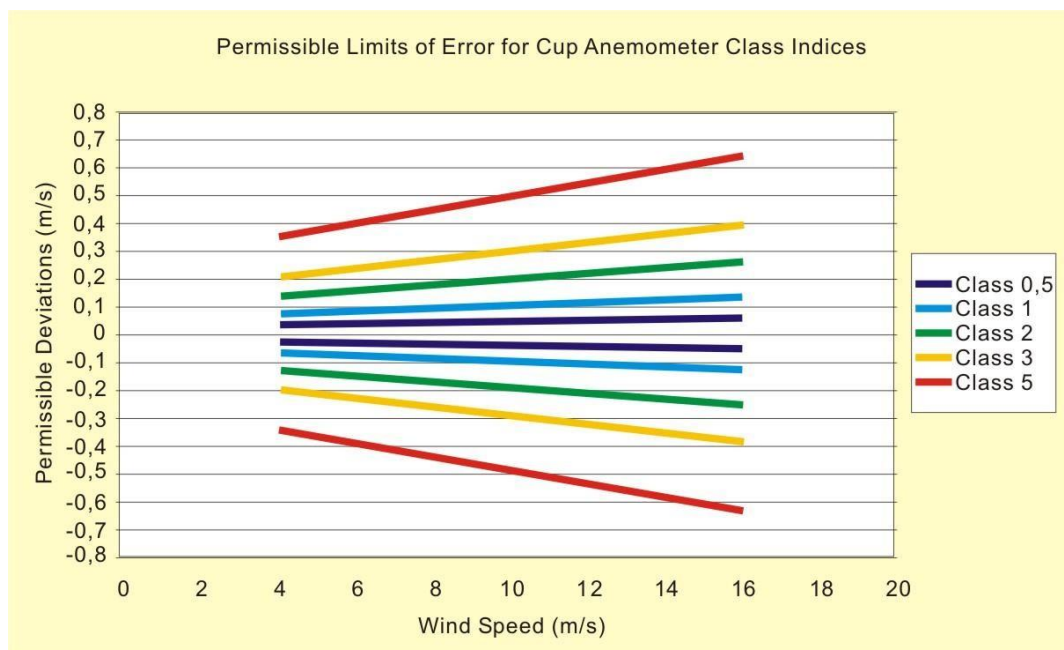


FIGURA 20. Determinação da classe de anemômetros.

2.3.1.3.2. BIRUTAS

Os medidores de direção determinam a direção do vento, sendo importante para uma determinação otimizada da orientação do parque eólico. Esses sensores têm baixa resolução (em torno de 1°) e um consumo de energia extremamente reduzido. As figuras 21 a 23

apresentam as principais birutas do fornecedor indicado com informações básicas sobre cada tipo e modelo.



- Medidor de direção robusto para padrões de exigência elevados e sensor potenciométrico;
- Faixa de medição: 0 até 360 °;
- 0...2 k Ohm;
- Precisão de medição: $\pm 2^\circ$;
- Resolução: 1° ;
- Fator de amortecimento: > 0.25 ;
- Velocidade de destruição: máx. 85 m/s;
- Amplitude de temperatura: -50°C a $+80^\circ\text{C}$;
- Saída eletrônica: potenciométrica;
- Histerese- + transmissão magnética não substituível entre cata-ventos + eixo do potenciômetro;
- Circuito de proteção eletrônico;
- Desmontagem e montagem simples para mudança de localização;
- Passível de ser aquecido.

FIGURA 21. Medidor de direção Thies First Class.



- Medidor de direção potenciométrico;
- Faixa de medição: 0 até 360 °;
- 0...2 k Ohm;
- Precisão: $\pm 2^\circ$;
- Resolução: $0,5^\circ$;
- Fator de amortecimento: > 0.3 ;
- Velocidade de destruição: máx. 60 m/s;
- Temperaturas: -30°C a $+70^\circ\text{C}$;
- Saída eletrônica: potenciométrica Sinal de saída digital: código Gray;
- Passível de ser aquecido.

FIGURA 22. Medidor de direção Thies Compact.



- Medidor de direção robusto para padrões de exigência elevados;
- Medidor potenciométrico;
- Faixa de medição: 0 a 360 °;
- 0...2 k Ohm;
- Precisão de medição: $\pm 1,5^\circ$;
- Resolução: 1° ;
- Fator de amortecimento: $> 0.2 - 0.3$;
- Grau de continuidade: máx. 60 m/s;
- 0.3... 60 m/s;
- Amplitude de temperatura: -35°C a $+80^\circ\text{C}$;
- Passível de ser aquecido.

FIGURA 23. Medidor de direção Thies Classic.

2.3.1.3.3. SENSORES DE TEMPERATURA E UMIDADE

Os sensores de temperatura e umidade são comumente instalados em conjunto para que os custos adicionais sejam reduzidos. A determinação da umidade tem grande atrativo em locais que tenham risco para formação de gelo. Normalmente instalados a pelo menos 10 m de altura a partir da base da torre como maneira de diminuir a influência do albedo do solo. A figura 24 apresenta o *probe* padrão de umidade e temperatura e a Figura 25 apresenta o escudo de proteção contra radiação solar e chuva.



- Faixa de medição: - 30...+70°C e 0...100% RH;
- Precisão: (MB 5...95% rF a 10...40°C) $\pm 2\%$ rF a 40°C $< 0,1\%/K$ adic;
- Tempo de resposta: (ar estável) < 20 s;
- Elementos de medição: de acordo com a DIN EN 60751)Pt 100 1/3 DIN.

FIGURA 24. Sensor de temperatura e pressão barométrica Calltec.



FIGURA 25. Escudo de proteção contra radiação e chuva.

2.3.1.3.4. BARÔMETROS

Os barômetros são sensores que medem a pressão barométrica do ar. A medição da pressão e da temperatura do ar deve ser tida em conta na previsão de vento, embora as exigências relativas à exatidão da mesma sejam secundárias. As figuras 26 a 28 apresentam os principais barômetros do fornecedor indicado com informações básicas sobre cada tipo e modelo.



- Transmissor de pressão piezelétrico;
- Consumo de energia reduzida;
- Faixa de medição 800...1100 hPa (mbar);
- Tensão de saída: 0...5 VDC;
- Tensão de fornecimento: 9...32 V;
- Consumo: 5mA;
- Amplitude de temperatura: -40...85 °C;
- Amplitude de umidade: 0...98 %RH;
- Atmosfera: Não iônica, não corrosiva.

FIGURA 26. Barômetro Ammonit AB 60.



- Transmissor de pressão piezelétrico;
- Consumo de energia reduzida;
- Faixa de medição 600...1100 hPa (mbar);
- Tensão de saída: 0...5 VDC;
- Tensão de fornecimento: 9...32 V;
- Consumo: 5 mA;
- Amplitude de temperatura: -40...85 °C;
- Amplitude de umidade: 0...98 %RH;
- Atmosfera: Não iônica não corrosiva.

FIGURA 27. Barômetro Ammonit AB 100.



- Faixa de medição: 500, 600, 800...1100 hPa;
 - Transmissor de pressão piezelétrico;
 - Consumo de energia reduzida
- Medição de diferentes amplitudes de pressão;
- Precisão:
 - ±0.3 hPa a +20 °C
 - ±1.0 hPa a -20.. 60 °C
 - ±1.5 hPa a -40.. 60 °C
 - Tensão de saída: 0...2.5 ou 0..5 VDC;
 - Consumo: 4 mA.

FIGURA 28. Barômetro Vaisala PTB 110.

2.3.1.4. EFEITOS CAUSADOS POR ERROS DE INSTALAÇÃO

Vários problemas podem ser reportados em função de critérios errados no projeto da torre anemométrica. Dentre alguns exemplos de problemas relacionados a esses problemas, se pode citar: anemômetros mal especificados, anemômetros não calibrados, suportes com dimensões erradas, efeito de sombra causado por sensor instalado em posição oposta, presença de obstáculos localizados em pontos muito próximos as torres de medição, localização errada

dos suportes dos sensores em relação à direção preferencial do vento entre outras (AMMONIT, 2000).

As figuras 29 e 30 apresentam um *setup* de montagem e os efeitos nos dados de vento, respectivamente, onde o suporte não apresenta altura suficiente para livrar o anemômetro do efeito causado no fluxo de vento (RISO, 2010).

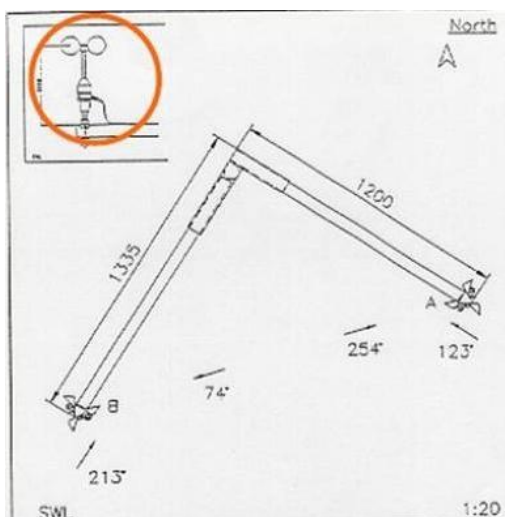


FIGURA 29. Indicação errada de suporte para instalação de anemômetro.

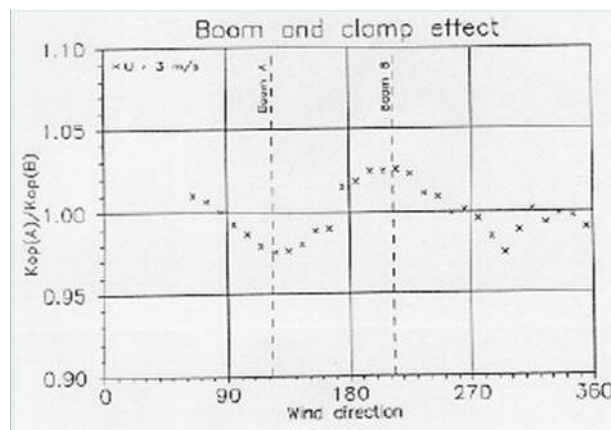


FIGURA 30. Efeito nos dados por interferência de suporte

A figura 31 apresenta um *setup* de montagem de acordo com a norma e a Figura 32 apresenta o resultado indicando que não há efeito nos dados de vento (RISO, 2010).

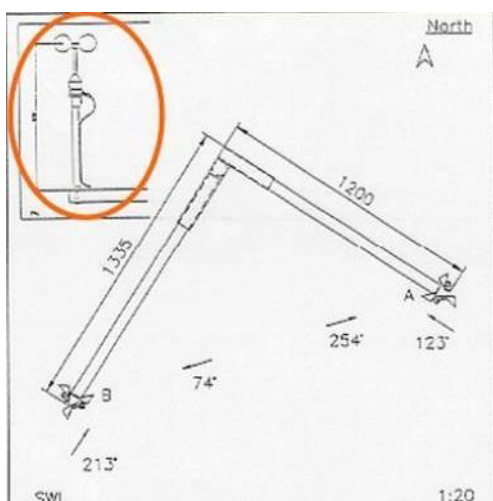


FIGURA 31. Indicação correta de suporte para instalação de anemômetro.

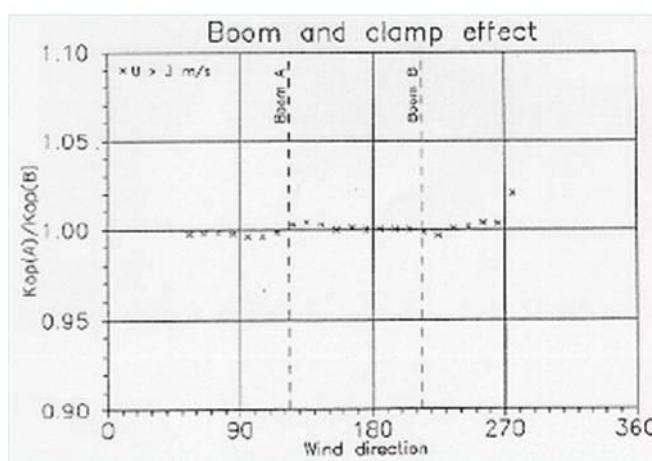


FIGURA 32. Efeito nos dados por sem interferência de suporte.

Outros efeitos podem estar relacionados à instalação do suporte em regiões ao redor da torre onde há desvio expressivo do fluxo de vento. Por meio da análise da Figura 10, que apresenta a análise bidimensional de Navier-Stokes de fluxo entorno de torre tubular e

treliçada, foi possível determinar que para torres treliçadas, os suportes devem estar preferencialmente a 90° em relação à direção preferencial do vento, enquanto a tubular preferencialmente deve estar a 45° .

Um dos problemas relacionados à instalação de torres está relacionado ao efeito de sombra provocado por sensores instalados em posições diametralmente opostas. A Figura 33 apresenta um esquema de uma torre treliçada de seção triangular com suporte de aproximadamente 1,2 m, tendo essa torre dois anemômetros de copos distantes aproximadamente de 2,5 m nos suportes. A Figura 34 apresenta o efeito de sombra causado por esse tipo de instalação quando a direção do vento apresenta-se em diferentes ângulos (PETERSEN, 1998).

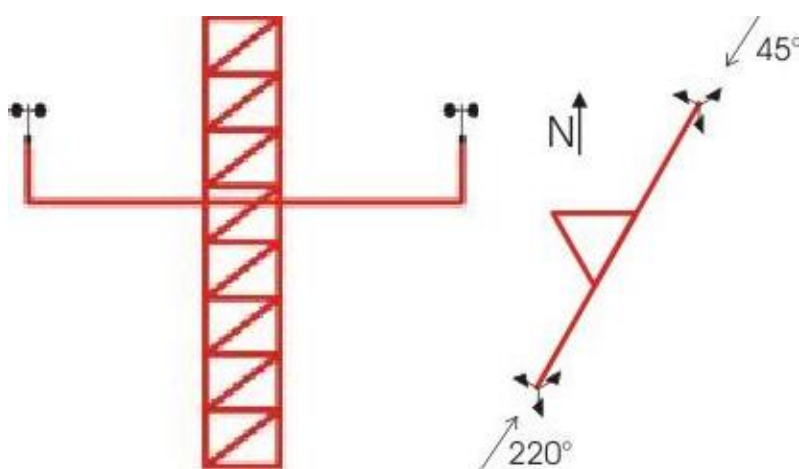


FIGURA 33. Esquema de torre treliçada com suportes instalados diametralmente opostos.

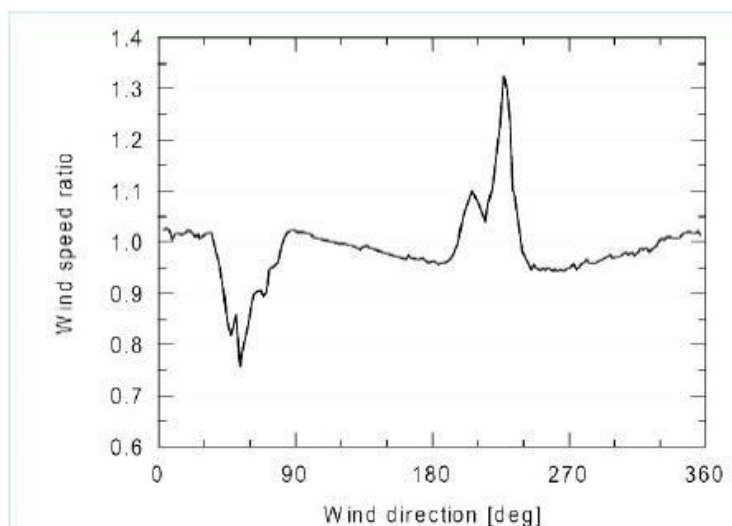


FIGURA 34. Efeito de sombra causado por instalação de equipamentos diametralmente opostos.

O resultado plotado na Figura 34 refere-se à razão entre os dados dos dois anemômetros instalados, o que indica que nos ângulos de maior efeito, um anemômetro terá seu resultado da relação incrementado enquanto do outra diminuída.

Outros problemas podem ser observados por meio da análise dos dados de vento plotados, e não são necessariamente motivados pela instalação, mas sim por problemas no próprio sensor, problemas causados por descargas atmosféricas provocando queima de sensores e alterações de *offset* ou *slope* dos sensores entre outros. As figuras 35 a 38 apresentam gráficos com dados de vento plotados indicando problemas relacionados à: valores fora da faixa esperada de dados, alterações de offset, dados zerados e dados de vento congelados.

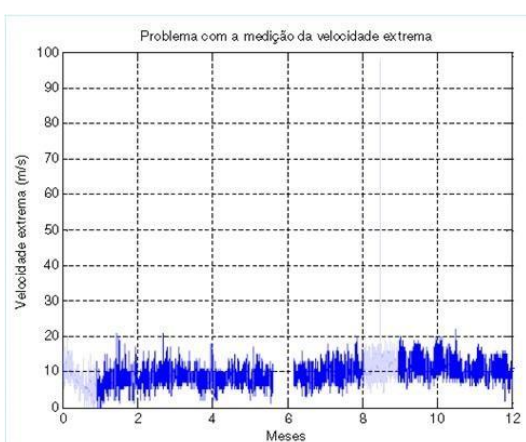


FIGURA 35. Dado de vento com valor fora da faixa de medição esperada.

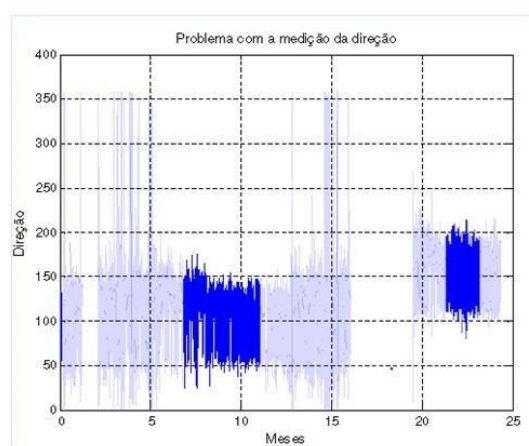


FIGURA 36. Dado de vento com alteração de offset.

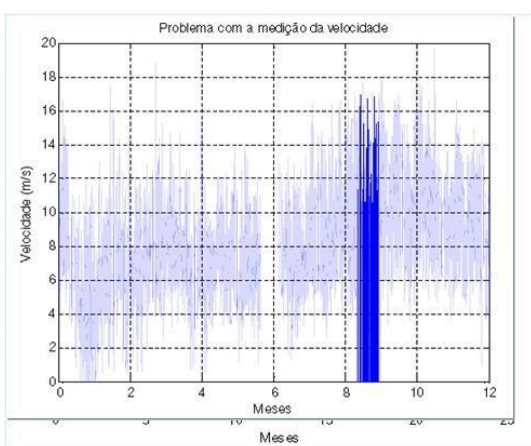


FIGURA 37. Dado de vento com valores zerados.

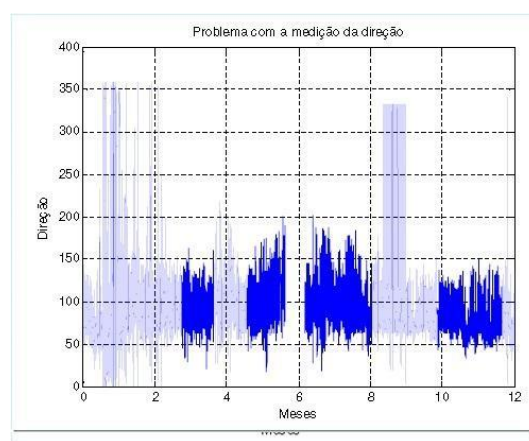


FIGURA 38. Dado de vento com valores congelados.

Na figura 35 observa-se que no início do mês 08, um valor de velocidade do vento indica um valor de aproximadamente 100 m/s, totalmente fora dos valores esperados para a série apresentada. Na figura 36, onde o dado plotado é da direção do vento, observa-se que até o

mês 15 a média apresentava-se em torno de 100°. Após um período sem dados, os novos registros apresentam média alterada para 150° caracterizando uma mudança brusca nos valores de direção. A Figura 37 apresenta valores de velocidade do vento com dados zerados por um longo período do mês 08 também não representando uma característica para a série que se apresenta, onde as médias de vento estão em torno de 9 m/s. A Figura 38 mostra dados de direção onde os valores encontram-se congelados por um longo período, não configurando um comportamento natural do vento.

Nesses casos a recomendação é a retirada desses dados da série para que não provoquem desvios na análise final dos dados de medição.

Outros problemas em relação à medição podem ser causados por:

- **Problemas de vandalismo** – É bastante comum, em zonas mais remotas o roubo de componentes da torre como painéis solares e baterias. No entanto também são reportados problemas relacionados a puro vandalismo como apedrejamento de painéis solares, quebra de sensores e num caso extremo, o roubo da própria torre;
- **Conexões** - Apresenta-se com frequência em áreas litorâneas. É consequência da oxidação das conexões provocando isolamento e mudança no sinal medido;
- **Baterias e painel solar** - A perda da capacidade da carga de baterias é conhecida e dessa forma é recomendada a troca das baterias com certa frequência ou quando houver necessidade, além de problemas relacionados ao mau funcionamento do painel solar com perda de geração;
- **Intervenção por equipe com pouca experiência;**
- **Problemas de comunicação;**
- **Outros.**

Mesmo que várias análises sejam feitas e reportadas na descrição de problemas de medição, ainda assim é possível se deparar com algo inusitado que somente numa visita ao local da torre poderia revelar. A Figura 39 apresenta o topo de uma torre onde estão instalados um anemômetro de topo, uma biruta e o sistema de proteção contra descargas atmosféricas. A visita a essa torre foi motivada por ter sido observado que os dados de direção do vento apresentam período onde os dados ficavam congelados por longos períodos ao longo do dia. Durante a visita foi observado que a causa estava relacionada aos pássaros do local que usavam a estrutura da torre como ponto de descanso.



FIGURA 39. Medidor de direção com dado alterado por pássaro.

2.3.1.5. CRITÉRIOS PAR ANÁLISE DE DADOS

Os dados podem ser validados de forma manual ou automática, sendo este último preferencial devido praticidade e evitando problemas causados por desvios de resultado em função de pessoas diferentes executarem a atividade. Há essencialmente duas partes para validação de dados: triagem de dados e verificação de dados. Duas etapas que devem ser obedecidas no processo de avaliação dos dados (NREL, 1997).

- **Triagem de dados** - Com uso de rotinas de validação para identificação de dados suspeitos. Um dado suspeito merece um exame, mas não é necessariamente indica que esteja errado. Por exemplo, um dado de velocidade do vento causado por uma tempestade no local de instalação da torre, pode parecer que seja um dado errado no dia do evento.
- **Verificação de dados** - Análise caso a caso, sobre o que fazer com os valores suspeitos e identificá-los como válidos, inválidos, ou descartados. Esta parte é onde o julgamento por uma pessoa qualificada familiarizado com o equipamento de monitoração e meteorologia local é necessária.

Existem muitas causas possíveis para erros nos dados: sensores defeituosos ou danificados, conexões de fios soltos, fios quebrados, problemas de montagem, problemas no datalogger, descargas atmosféricas, sensores descalibrados, formação de gelo, entre outros. O objetivo de validação de dados é detectar o maior número de erros significativos como as causas possíveis.

Capturar desvios sutis também é tarefa bastante difícil. Por exemplo, um fio desconectado pode ser facilmente detectado por uma longa sequência de zeros, ou valores aleatórios, mas um fio solto que se desliga intermitentemente só poderá reduzir parcialmente o valor registrado e ainda mantê-lo dentro de limites razoáveis. Assim, pequenos desvios nos dados podem escapar da detecção, embora o uso de sensores redundantes possa reduzir essa possibilidade.

Nesse contexto, são comumente usadas rotinas de validação que são desenvolvidas para cada parâmetro medido, e podem ser agrupadas em duas categorias principais, verificação geral e verificação dos parâmetros medidos (NREL, 1997).

- **Verificação Geral** - Dois testes simples são aplicados na avaliação da integridade dos dados coletados: quantidade de dados gravados, onde o número de dados deve ser igual ao número esperado medido para cada registro; e análise de buracos onde há verificação de dados faltosos na série temporal.
- **Verificação dos parâmetros medidos** - Estes testes representam os principais processos de validação de dados e, normalmente, consistem em testes de range, testes relacionais, e testes de tendência.
 - **Testes de range** - São os testes de validação mais usados. Os dados medidos são comparados com os limites superiores e inferiores limites especificados. Tabela 04 apresenta exemplos de critérios de teste de range. A faixa razoável para a maioria das velocidades médias de vento esperado é de 0 a 25 m/s. Valores negativos indicam claramente um problema; velocidades acima de 25 m/s podem ser possíveis, no entanto necessita de confirmação com outras fontes. Os limites de cada teste de range devem ser definidos para que eles consigam abranger quase que a totalidade de todos os valores esperados para o site. Além disso, os limites devem ser ajustados em função da sazonalidade esperada em determinado site, quando aplicável. Por exemplo, os limites de temperatura do ar devem ser menores no inverno quando comparado ao verão (NREL, 1997).

TABELA 4. Critério de validação para testes de range.

<i>Parâmetro</i>	<i>Critério de validação</i>
Velocidade do vento: horizontal	
Média	offset < média < 25 m/s
Desvio padrão	0 < desvio padrão < 3 m/s
Máximo	offset < máximo < 30 m/s
Direção do vento	
Média	0° < média < 360°
Desvio padrão	3° < desvio padrão < 75°
Máximo	0° < máximo < 360°
Temperatura	
variação	5°C < média < 40°C
Pressão barométrica	
Média	94 kPa < média < 106 kPa

- **Testes de relação** - São testes que atentam para as relações existentes entre vários parâmetros. Tabela 05 dá exemplos de critérios desse tipo de teste. A verificação das relações deve assegurar que situações fisicamente improváveis sejam percebidas, por exemplo, velocidade do vento no topo da torre de medição deve apresentar um incremento médio em relação aos outros níveis de medição. Estudos mais detalhados devem ser feitos para o caso em que a medição esteja sendo realizada em terrenos complexos (NREL, 1997).

TABELA 5. Critério de validação para testes de tendência.

<i>Parâmetro</i>	<i>Critério de validação</i>
Velocidade do vento	
Mudanças em 1 hora	< 5,0 m/s
Temperatura	
Mudanças em 1 hora	≤ 5°C
Pressão barométrica média	
Mudanças em 3 horas	≤ 1 kPa

- **Testes de tendência** - Estes testes são baseados na taxa de mudança de um valor ao longo do tempo. Um exemplo de uma tendência que indica uma circunstância incomum e um problema potencial é uma mudança na temperatura do ar superior a 5 °C em uma hora, por exemplo (NREL, 1997).

Um benefício secundário do processo de validação de dados é que a pessoa diretamente envolvida no processo de validação vai se tornar muito familiarizado com a climatologia do

vento local. O comportamento do vento em diversas condições climáticas se tornará aparente, assim como a relação entre vários parâmetros.

No final do processo de validação, é fortemente recomendável a geração de relatórios de validação que liste todos os dados suspeito. Para cada valor de dados, do relatório deve dar o valor informado, a data e a hora da ocorrência, e os critérios de validação que ele falhou (NREL, 1997).

Se sensores de backup são usados, deve-se substituir o valor rejeitado a partir do sensor principal, que também deve ter passado pelos critérios de validação. Deve-se também manter um registro completo de todas as ações de validação de dados para cada local de monitoramento em um *Log* de validação de dados do site. Esse registro deve apresentar pelo menos:

- Nome do arquivo;
- Tipo de parâmetro e altura de medição;
- Data e hora;
- Código atribuído e explicação dada para cada dado rejeitado

3. ESTUDO DE CASO

Como método de aplicação dos conceitos abordados no trabalho foi sugerido um estudo de caso da Torre Anemométrica instalada no Centro de Tecnologias do Gás & Energias Renováveis – CTGAS-ER. No estudo a torre instalada será avaliada quando ao seu enquadramento nas recomendações de instalação de torres de medição e os dados de 01 ano de medição serão validados por meio do software Windographer. Antes da avaliação, no entanto, se considera que a torre instalada no centro tem objetivo educacional e dessa forma o seu projeto inicial não tem como objetivo atender as normas e recomendações, e sim o estudo e prática de novas alternativas para equipamentos processos, se constituindo dessa forma um laboratório anexo ao Laboratório de Mapas e Dados de Recursos Energéticos – LMD, pertencente ao CTGAS-ER.

3.1. TORRE ANEMOMÉTRICA EDUCACIONAL

A Torre anemométrica instalada no CTGAS-ER é uma torre do tipo treliçada, de seção triangular, estaiada a cada 6 m com 18 m de altura. A Figura 41 apresenta uma foto panorâmica da torre.



FIGURA 40. Torre anemométrica educacional do CTGAS-ER.

A Torre apresenta está localizada em 9.355.600,4 m Norte e 235.556,3 Leste UTM zona 25 M com coordenadas em WGS84. Encontra-se a uma altitude em relação ao nível do mar de 53 m. Apresenta em seu *Setup*, 02 anemômetros do tipo *FirstClass* da Thies, 01 medidor de direção modelo Compact P6245, 01 thermohigrômetro modelo KPMella P6312 e 01 transdutor de pressão PTB 110 Vasaila.

O anemômetro de topo encontra-se instalado em suporte vertical com 1 m de altura mais os 22 cm do corpo do anemômetro até o seu eixo. Os suportes intermediários têm dimensões de 2,2 m por 0,6 m. A Figura 42 apresenta o conjunto dos suportes instalados na torre.

O datalogger apresenta em sua configuração, uma taxa de aquisição de 1 Hz e um intervalo de integração de 10 min, registrando dados de média, máxima, mínima e desvio para os dados principais de medição.

A torre apresenta seus sensores nas seguintes condições:

- Medidor de direção instalado a 18 m de altura e orientado para o norte magnético;
- A caixa onde fica o datalogger e as baterias encontram-se a 2 m;
- O painel solar para alimentação do banco de baterias encontra-se instalada na face norte da torre a 4 m de altura;
- O sistema de comunicação encontra-se instalado dentro da caixa coletora e é compreendido por um modem GSM e antena multidirecional com ganho de 3 dbi;

- A torre apresenta sistema de sinalização noturna do tipo *strobo* localizada no topo da torre;
- Um banco de baterias instalado a 17 m fornece carga para o sistema de baliza;
- A torre apresenta sistema de proteção contra descargas atmosféricas com para-raio localizado a 21 m de altura;
- A torre encontra-se ancorada em bases de concreto num raio de 7 m em relação ao centro da torre com ângulos de 150°, 270° e 30°;
- A torre encontra-se com 2 anemômetros, a 20 e 13 m, do tipo *First Class* calibrados em laboratório MEASNET;
- Medido de temperatura e umidade instalada a 9 m;
- Barômetro instalado a 2 m.

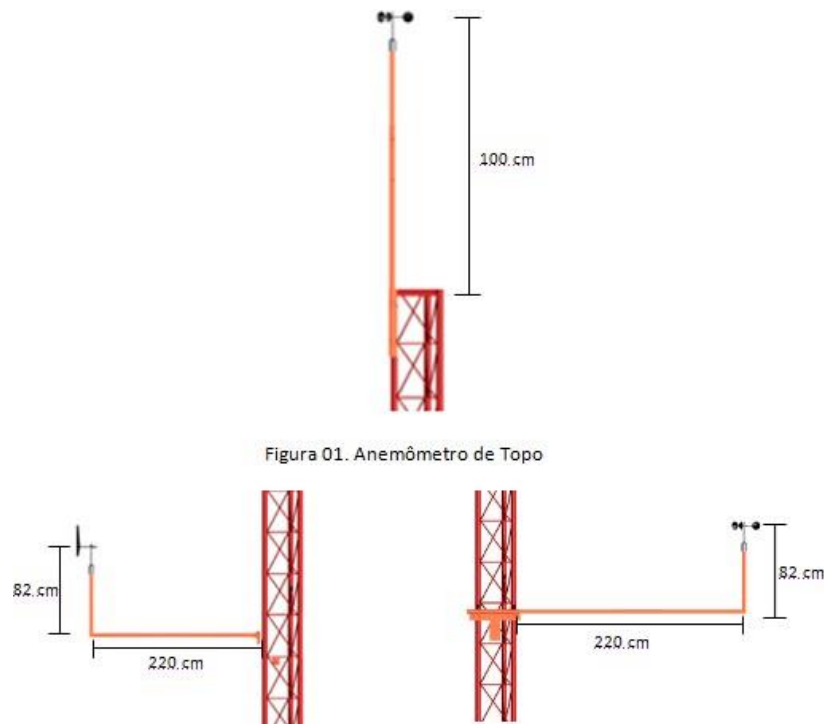


FIGURA 41. Suportes dos sensores da torre anemométrica do CTGAS-ER.

O detalhamento dos níveis pode ser observado nas figuras 43 e 44, onde foi considerado o nível 01 como sendo o do topo da torre, onde está instalados 01 anemômetro, 01 medidor de direção, painel solar com banco de baterias para o sistema de balizamento e o sistema de proteção contra descargas atmosféricas. O segundo nível é compreendido somente pela presença do segundo anemômetro de 13 m.

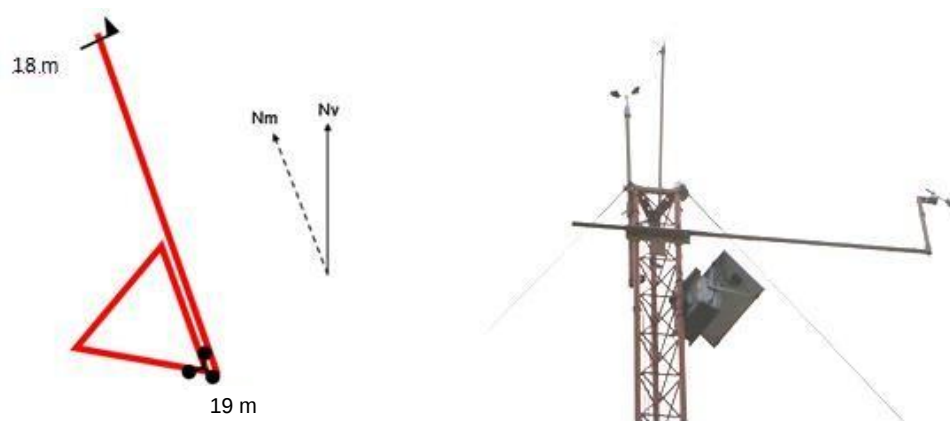


FIGURA 42. Disposição dos sensores no nível 01 (18 m).

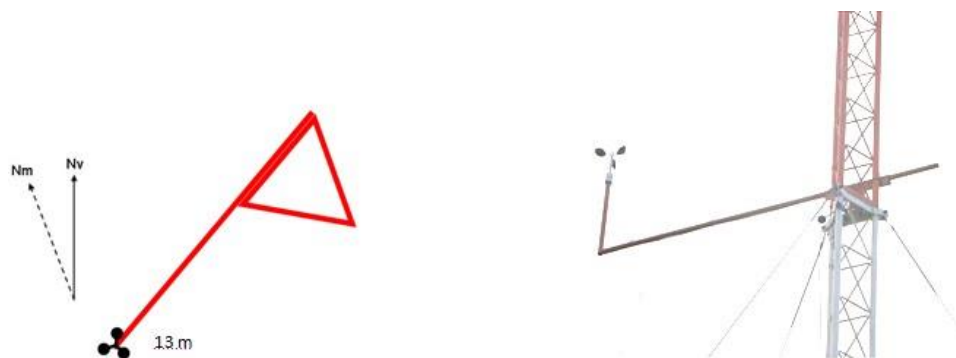


FIGURA 43. Disposição dos sensores no nível 02 (13 m).

Um dos fatores críticos para a localização da torre refere-se à caracterização do seu entorno quanto a sua identificação e classificação. A Figura 45 apresenta uma imagem aérea da torre de medição do CTGAS-ER e seu entorno.



FIGURA 44. Imagem aérea da torre de medição do CTGAS-ER.

Por meio da Figura 45, observa-se que a torre encontra-se no meio da cidade no Natal, com edificações de todos os tipos e tamanhos ao seu redor. No entanto, a imagem aérea não oferece tantas informações quando comparadas a imagens obtidas a partir do centro da torre setorizadas e voltadas para as direções Norte (N), Nordeste (NE), Leste (L), Sudeste (SE), Sul (S), Sudoeste (SO), Oeste (O) e Noroeste (NO). A Figura 46 apresenta imagens panorâmicas do entorno da torre setorizada.

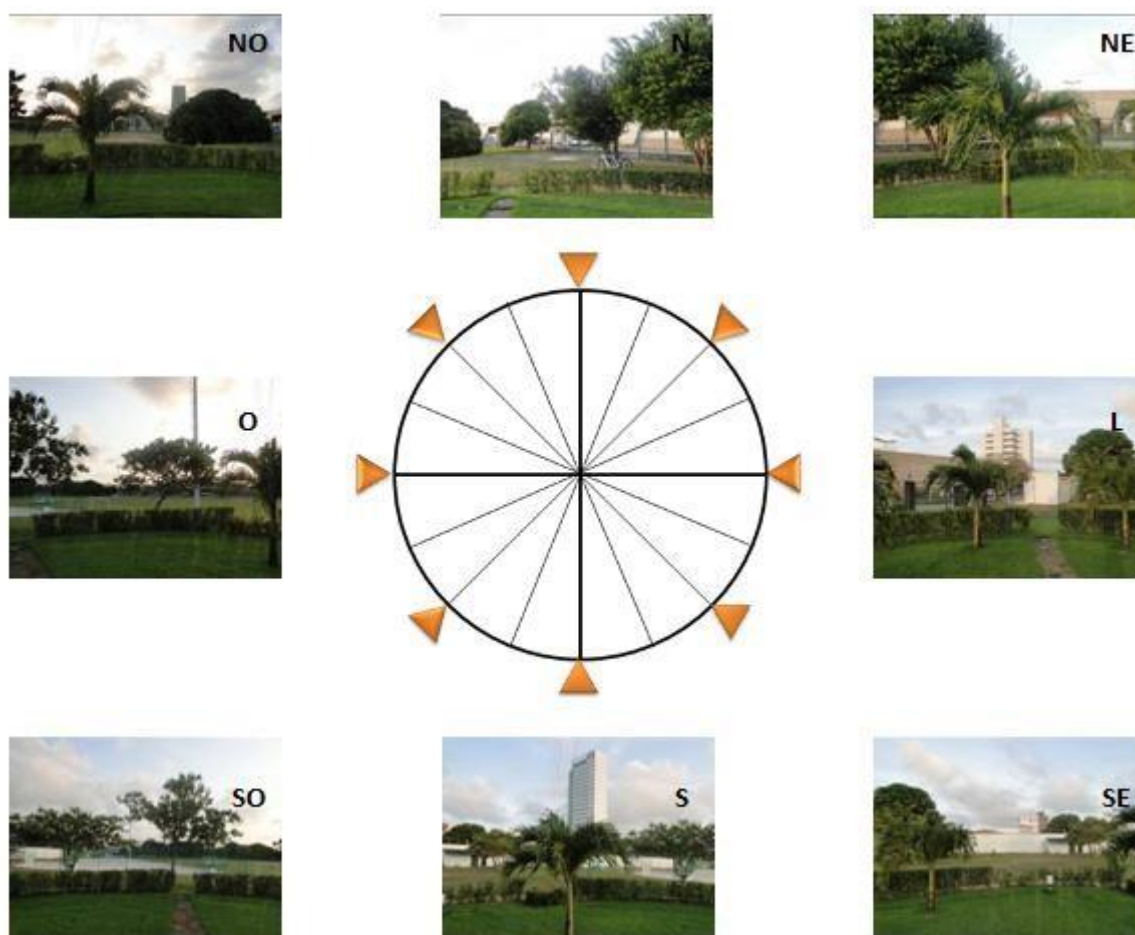


FIGURA 45. Imagens panorâmicas do entorno da torre.

As seguintes observações podem ser feitas em relação à localização da torre e seu entorno por meio da análise de seus respectivos setores:

- N (000°) – Presença do prédio do CTGAS-ER;
- NE (045°) - Presença do prédio do CTGAS-ER;
- L (090°) – Muro do CTGAS-ER e prédio residencial a 500 m;
- SE (135) – Muro do CTGAS-ER a 50 m;
- S (180°) – Prédio residencial a 500 m;
- SO (225°) – Área de lazer do CTGAS-ER – Campo de futebol;
- O (270°) – Área de lazer do CTGAS-ER;
- NO (315°) – Área de lazer do CTGAS-ER.

Apesar de não haver um projeto eólico para essa torre e conseqüentemente a especificação de um aerogerador, além de ser objeto de projetos educacionais, a torre instalada na área do CTGAS-ER apresenta seus aspectos de instalação com inúmeros pontos adequados às recomendações de instalação de torres de medição, onde podemos citar:

- Torre alinhada com face voltada para o sentido predominante que é aproximadamente sudeste;

- A torre encontra-se estaiada em bases de concreto;
- O painel solar para alimentação encontra-se voltado para o Norte para garantir maior exposição ao sol durante todo o dia;
- O anemômetro de topo encontra-se instalado a mais de 0,75 m de altura do topo da torre;
- Os suportes dos sensores intermediários têm comprimento e altura compatíveis com o déficit provocado pela torre;
- O anemômetro de topo encontra-se instalado na porção frontal da torre;
- O anemômetro intermediário encontra-se instalado num suporte a 90° em relação ao sentido preferencial do vento;
- Os sensores estão protegidos em cone de proteção de 1:5 contra descargas atmosféricas por para-raio;

No entanto, pontos devem ser observados como:

- Não há biruta adicional na torre;
- A biruta instalada oferece distorção ao fluxo de vento ao anemômetro de topo em função de estar a menos de 1,5 m distante do anemômetro de topo;
- O sensor de pressão barométrica encontra-se instalado a menos de 10 m da base da torre;
- O sensor umidade e temperatura encontram-se instalado a menos de 10 m da base da torre;

Um modelo de relatório de instalação de torres de medição foi sugerido e encontra-se no anexo A deste trabalho, onde foram colocadas de forma estruturada as principais informações que devem conter no registro de instalação.

3.2. VALIDAÇÃO DE DADOS DA TORRE ANEMOMÉTRICA

Para o tratamento dos dados da torre foi separado um período de 01 ano entre março de 2010 a fevereiro de 2011 perfazendo dessa forma toda a sazonalidade de 01 ano. Como um primeiro método de verificação, foi feita uma inspeção visual nos dados e os seguintes erros foram registrados.

○ IDENTIFICAÇÃO DE PROBLEMAS

Os registros estão em ordem crescente de identificação com a identificação da letra “P” que designa um problema, a data que iniciou o problema e a informação principal quanto ao erro. A Figura 47 apresenta a série de dados plotados de velocidade de vento para o período.

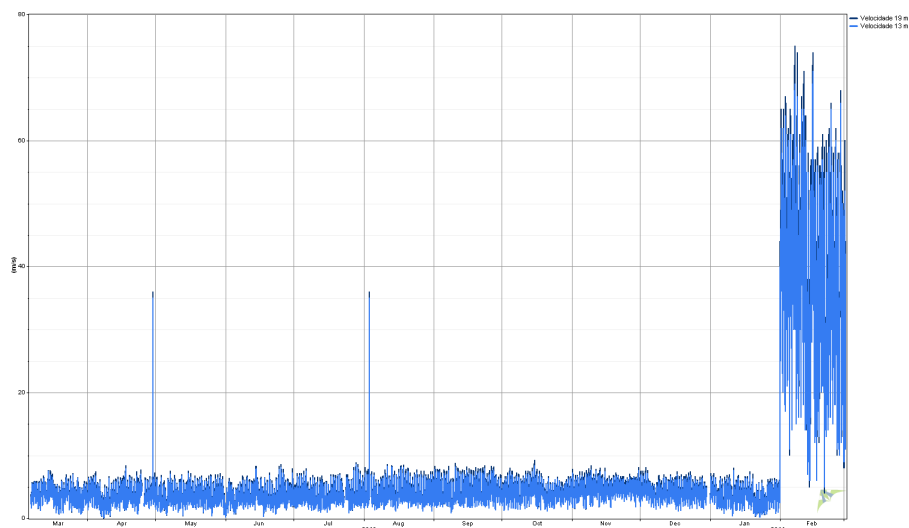


FIGURA 46. Série temporal de velocidade do vento da torre anemométrica do CTGAS-ER.

- P01 - 20/04/2010 - Período sem dados;
- P02 - 29/04/2010 – Dados fora do range de operação às 22h00min e sem registro de dados até as 24h00min;
- P03 – 23/07/2010 – Período sem dados das 06h00min até as 24h00min;
- P04 – 03/08/2010 - Dados fora do range de operação às 11h30min e período sem dados até as 90h30min do dia 04/08/2010;
- P05 – 30/12/2010 – Período sem dados de 12h00min até as 23h50min do dia 31/12/2010;
- P06 – 1/02/2011 – Alteração de offset.

A Figura 48 apresenta a série de dados plotados de direção de vento para o período.

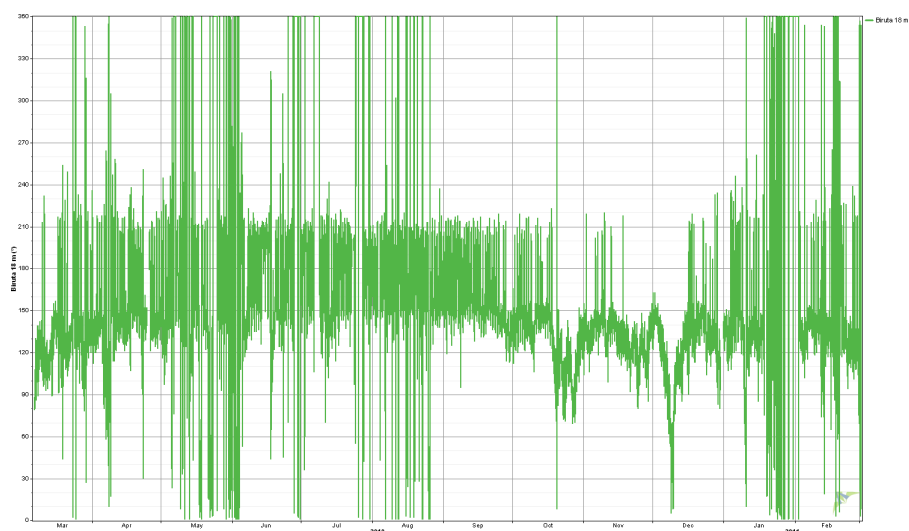


FIGURA 47. Série temporal de direção do vento da torre anemométrica do CTGAS-ER.

- P07 – 23/03/2010 – Dados congelados e variação das 15h30min até as 17h30min;
- P08 – 24/03/2010 – Dados congelados e variação das 17h20min até as 00h30min do dia 25/03/2010;
- P09 – 25/04/2010 – Período sem dados das 23h50min de 24/04/2010 até as 23h50min de 25/04/2010;
- P10 – 06/05/2010 – Dados congelados das 16h40min de 06/05/2010 até as 08h00min de 07/05/2010;
- P11 – 10/05/2010 – Dados congelados das 09h10min até as 11h10min;
- P12 – 11/05/2010 – Dados congelados e variação das 08h00min até as 18h20min;
- P13 – 12/05/2010 – Dados congelados e variação das 09h00min até as 13h00min do dia 13/05/2010 e dados congelados das 09h10min do dia 14/05/2010 até as 22h00min;
- P14 – 18/05/2010 – dados congelados e variação entre 13h40min até as 17h00min;
- P15 – 22/05/2010 – Dados congelados e variação entre as 07h50min até as 08h30min;
- P16 – 23/05/2010 – Dados congelados das 12h50min até as 10h40min do dia 25/05/2010;
- P17 – 29/05/2010 - Períodos consecutivos de dados congelados até o dia 03/06/2010;
- P18 – 25/06/2010 – Períodos consecutivos de dados congelados até o dia 08/07/2010;
- P19 – 23/07/2010 – Período sem dados das 05h40min até as 23h50min;
- P20 – 24/07/2010 - Períodos consecutivos de dados congelados das 17h50min até o dia 30/07/2010;
- P21 – 03/08/2010 – Período sem dados das 10h30min até as 90h30min do dia 04/08;
- P22 – 11/08/2010 – Período com dados congelados das 22h30min até 11h00min do dia 12/08;
- P23 – 22/08/2010 – Dados congelados e variação até as 02h00min do dia 23/08;
- P24 – 30/12/2010 - Período sem dados das 11h40min até 23h50min de 31/12/2010;
- P25 – 18/01/11-Dados congelados e oscilando das 15h30min até 15h20min do dia 02/02/2011;

- P26 – 17/02/2011 – Dados congelados e oscilando desde as 16h50min até as 20h30min do dia 19/02/2010;

A Figura 49 apresenta a série de dados plotados do sensor de umidade e temperatura do ar para o período.

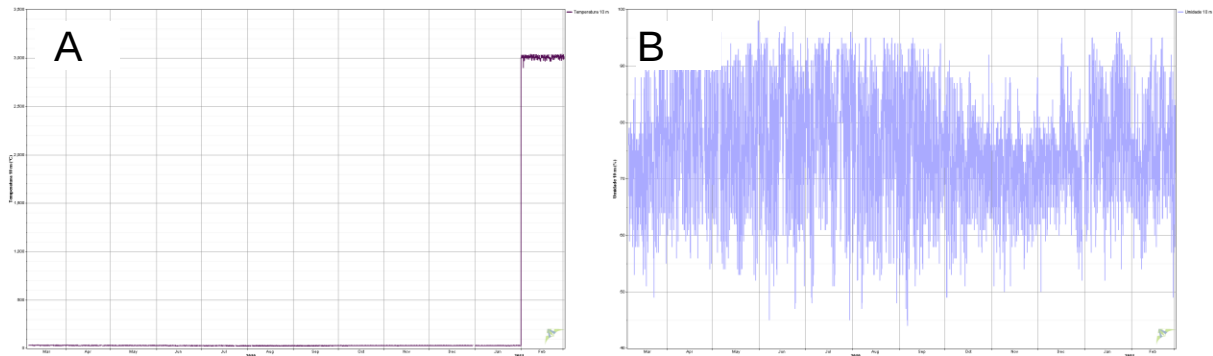


FIGURA 48. Série temporal de temperatura (A) e umidade (B) da torre anemométrica do CTGAS-ER.

- P27 – 25/04/2010 – Período sem dados;
- P28 – 23/07/2010 – Período sem dados das 05h04min até as 23h50min;
- P29 – 03/08/2010 – 10h20min até as 90h30min do dia 04/08/2010;
- P30 – 30/12/2010 – Período sem dados das 11h40min ate às 23h50min de 31/12/2010;
- P31 – 31/01/2011 - Alteração de offset as do sinal de temperatura às 23h40min até as 23h50min de 01/03/2011;
- P32 – Valores fora do range para os dados de pressão de março a julho de 2010 e depois em fevereiro de 2011;

A Figura 50 apresenta a série de dados plotados do sensor de pressão barométrica do ar para o período.

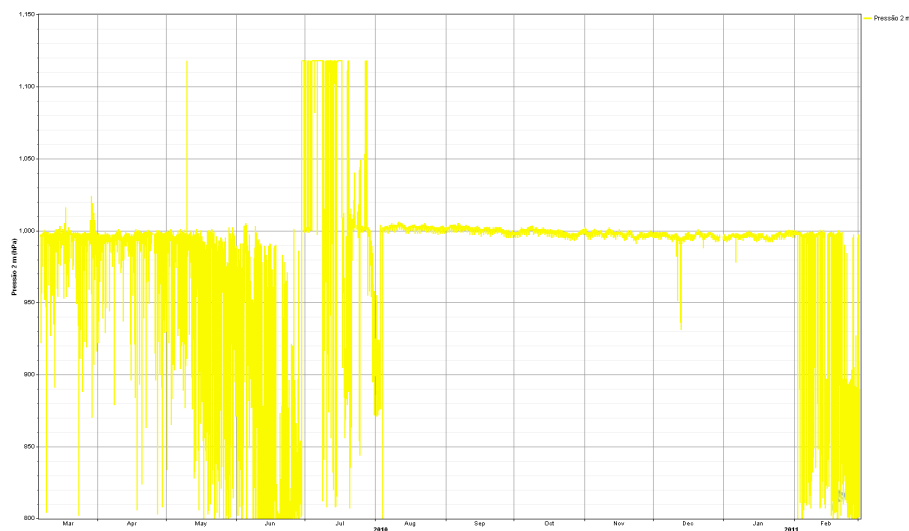


FIGURA 49. Série temporal da pressão barométrica da torre anemométrica do CTGAS-ER.

- P33 – 01/03/2010 – Período com dados fora do range até 14/08/2010;
- P34 – 23/07/2010 – Período com dados fora do range de 11/12/2010 até 13/12/2010;
- P35 – 03/08/2010 – Período com dados fora do range de 02/02/2011 até o fim da série;
- **APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE VALIDAÇÃO DE DADOS**

Antes da criação e aplicação dos critérios de validação foram feitos os seguintes ajustes:

- **Ajuste de escala dos dados de velocidade** – Foi observado que no dado convertido, o mês de fevereiro não foi colocado o indicador de decimal nos valores, sendo necessários multiplicá-los por 0,1. Os dados ajustados compreendem o período entre 31/01/2011 às 23h40min até as 23h40min de 01/03/2011.

3.2..1 CRITÉRIOS PARA TESTES DE RANGE

Antes da criação e aplicação dos critérios, os valores de *slope* e *offset* dos sensores foram obtidos a partir do registro de instalação localizado no ANEXO A. Os seguintes critérios foram criados e aplicados para:

Os critérios 01 a 06 são critérios relacionados à velocidade do vento e as alturas indicam os respectivos anemômetros. A identificação dos dados por esses critérios resultaram na invalidação dos dados.

(1) Teste de Range Média 19 m Offset<Média<25 m/s 0.27<Média<25	(2) Teste de Range Média 13 m Offset<Média<25 m/s 0.36<Média<25 m/s
(3) Teste de Range Desvio 19 m 0<Desvio<3 m/s	(4) Teste de Range Desvio 13 m 0<Desvio<3 m/s
(5) Teste de Range Máximos 19 m Offset<Máximo<30 m/s 0.27<Máximo<30 m/s	(6) Teste de Range Máximos 13 m Offset<Máximo<30 m/s 0.36<Máximo<30 m/s

Os critérios 07 e 08 são critérios relacionados à direção do vento. A identificação dos dados por esses critérios resultaram na invalidação dos dados.

(7)

Teste de Range Dir Média 18 m
 $0 < \text{Média} \leq 360^\circ$

(8)

Teste de Range Dir Desvio 18 m
 $3^\circ < \text{Desvio} < 75^\circ$

O critério 09 é relacionado à temperatura do ar e o critério 10 é relacionado à pressão barométrica. A identificação dos dados por esses critérios resultaram na invalidação dos dados.

(9)

Teste de Range Temperatura
 $5 < \text{Média} < 40^\circ\text{C}$

(10)

Teste de Range Pressão Média
 $940 < \text{Média} < 1060 \text{ hPa}$

3.2..2 CRITÉRIOS PARA TESTES DE TENDÊNCIA

Foram criados e aplicados os seguintes testes de tendência:

- Caso a velocidade do vento altere em mais que 5 m/s em menos de 1 hora;
- Caso o dado de temperatura varie mais que 5°C em menos de 1 hora;
- Caso o dado de pressão barométrica varie mais que 1 kPa em menos de 3 horas.

A identificação dos dados por esses critérios resultaram na invalidação dos dados.

○ AVALIAÇÃO DOS DADOS APÓS APLICAÇÃO DE CRITÉRIOS

As Figuras 51 a 55 apresentam os gráficos dos resultados antes e depois da aplicação dos critérios de validação. As tabelas 06 a 10 apresentam os resultados tabelados antes e depois da aplicação dos critérios de validação.

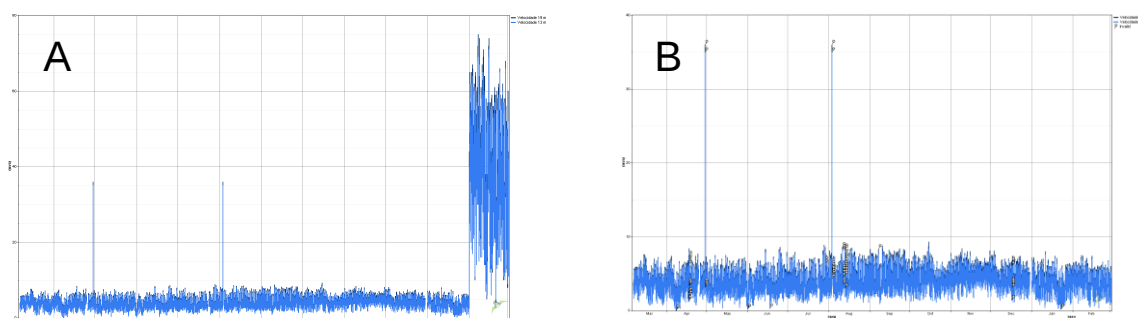


FIGURA 50. Gráfico da série temporal da velocidade do vento antes (A) e depois (B) da aplicação dos critérios de validação com a identificação dos dados.

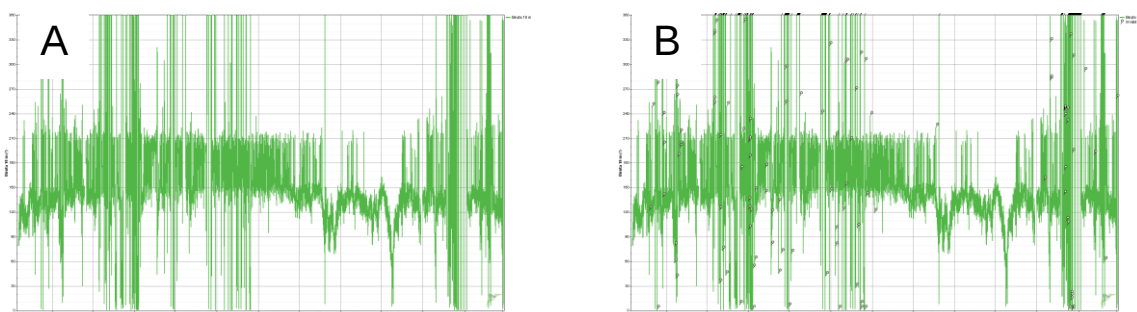


FIGURA 51. Gráfico da série temporal da direção do vento antes (A) e depois (B) da aplicação dos critérios de validação com a identificação dos dados.

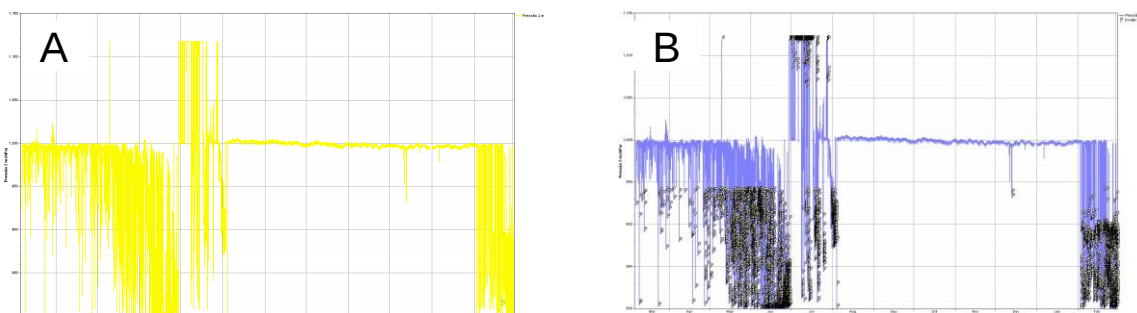


FIGURA 52. Gráfico da série temporal da pressão barométrica antes (A) e depois (B) da aplicação dos critérios de validação com a identificação dos dados.

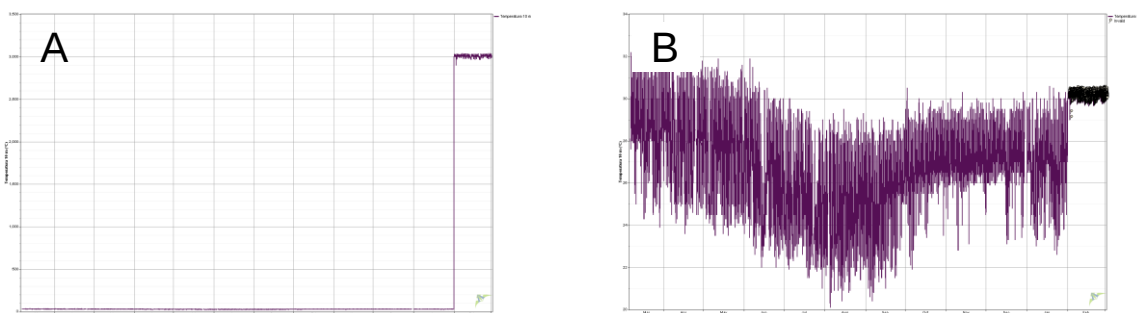


FIGURA 53. Gráfico da série temporal da temperatura antes (A) e depois (B) da aplicação dos critérios de validação com a identificação dos dados.

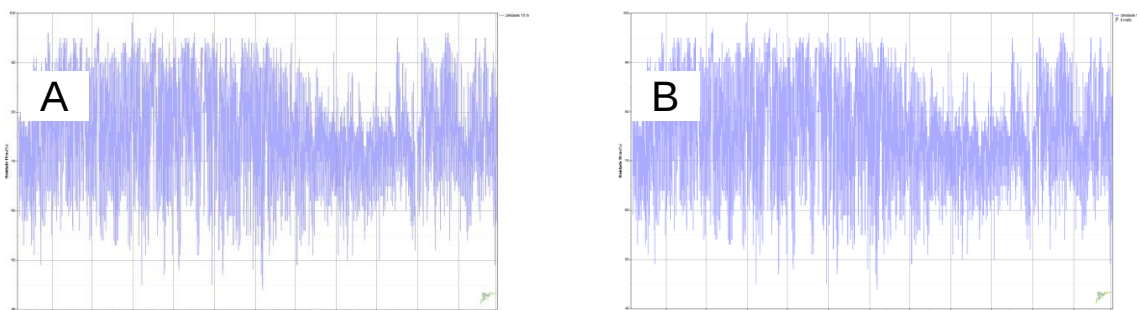


FIGURA 54. Gráfico da série temporal da umidade antes (A) e depois (B) da aplicação dos critérios de validação com a identificação dos dados.

TABELA 6. Saída do software com sumário da análise.

<i>Variable</i>	<i>Value</i>
Latitude	S 5° 49' 31.770"
Longitude	W 35° 13' 32.160"
Elevation	53 m
Start date	06/03/2010 23:40
End date	01/03/2011 23:40
Duration	12 months
Length of time step	10 minutes

A Tabela 06 apresenta a primeira saída do software com o sumário da análise feita, onde é possível observar as coordenadas da torre, elevação, data de início e término da campanha com duração e o intervalo de integração. As Tabelas 07 e 08 apresentam uma das saídas principais do software, onde é possível observar os valores relacionados a dados possíveis, dados validados, a porcentagem dos dados aproveitados, os valores médios, mínimos, máximos e desvios. É possível observar que não houve grande perda de dados de velocidade, onde teve redução de 98,81% para 98,72%, ou seja, após a aplicação dos critérios de validação, aproximadamente 1% dos dados relacionados à velocidade do vento foram invalidados.

TABELA 7. Saída principal com análise dos dados brutos.

	<i>Dados brutos</i>								
Label	Units	Height	Possible Records	Valid Records	Recovery Rate (%)	Mean	Min	Max	Std. Dev
Velocidade 19 m	m/s	19 m	51,84	51,225	98.81	6.93	0.00	75.00	10.41
V 19 max	m/s		51,84	51,225	98.81	12.3	0.3	135.0	18.1
V 19 min	m/s		51,84	51,225	98.81	2.75	0.00	36.00	4.26
V 19 Desv	m/s		51,84	51,225	98.81	1.87	0.00	24.00	2.79
Velocidade 13 m	m/s	13 m	51,84	51,225	98.81	6.48	0.10	71.00	9.75
V 13 max	m/s		51,84	51,225	98.81	12.0	0.5	134.0	17.9
V 13 min	m/s		51,84	51,225	98.81	2.50	0.00	33.00	3.82
V 13 desv	m/s		51,84	51,225	98.81	1.87	0.10	23.00	2.82
Biruta 18 m	°	18 m	51,84	51,224	98.81	135.0	1.0	360.0	69.5
B 18 desv	°		51,84	51,224	98.81	17.7	0.0	156.0	8.3
Umidade 10 m	%		51,84	51,223	98.81	75.60	44.00	98.00	9.75
Temperatura 10 m	°C		51,84	51,223	98.81	270	20	3,041	816
Pressão 2 m	hPa		51,84	51,223	98.81	981	800	1,118	59

TABELA 8. Saída principal com análise dos dados tratados.

Label	Dados tratados								
	Units	Height	Possible Records	Valid Records	Recovery Rate (%)	Mean	Min	Max	Std. Dev
Velocidade 19 m	m/s	19 m	51,84	51,178	98.72	4.050	0.300	9.300	1.376
V 19 max	m/s		51,84	51,183	98.73	7.28	0.30	19.80	2.54
V 19 min	m/s		51,84	51,183	98.73	1.590	0.000	4.400	0.590
V 19 Desv	m/s		51,84	51,18	98.73	1.114	0.000	3.000	0.436
Velocidade 13 m	m/s	13 m	51,84	51,174	98.72	3.783	0.400	8.600	1.272
V 13 max	m/s		51,84	51,182	98.73	7.09	0.60	18.70	2.52
V 13 min	m/s		51,84	51,183	98.73	1.450	0.000	4.000	0.499
V 13 desv	m/s		51,84	51,181	98.73	1.105	0.100	3.000	0.441
Biruta 18 m	°	18 m	51,84	47,021	90.70	144.5	1.0	360.0	41.1
B 18 desv	°		51,84	51,224	98.81	17.7	0.0	156.0	8.3
Umidade 10 m	%		51,84	51,223	98.81	75.60	44.00	98.00	9.75
Temperatura 10 m	°C		51,84	47,071	90.80	26.71	20.10	32.80	2.22
Pressão 2 m	hPa		51,84	41,939	80.90	996	940	1,06	8

Perdas mais expressivas foram observadas nos sensores de direção de vento, temperatura e pressão barométrica com variações de aproximadamente 8%, 8% e 18% respectivamente. Por meio do tratamento mudanças expressivas nos valores médios de velocidade foram observadas. As velocidades médias dos anemômetros de 19 m e de 13 m variaram de 6,93 m/s e 6,48 m/s respectivamente para 4,0 m/s e 3,7 m/s respectivamente. Os dados de direção também sofreram variação de 135° para 144°. Os dados relacionados à temperatura do ar demonstraram que a aplicação dos critérios surtiu efeito esperado. Eles sofreram variação de 270°C para 26,71°C.

TABELA 9. Saída com informação dos dados identificados.

Data Column	Dados brutos	Dados tratados	
	<Unflagged data>	<Unflagged data>	Invalid
Velocidade 19 m	51,225	51,178	47
V 19 max	51,225	51,183	42
V 19 min	51,225	51,183	42
V 19 Desv	51,225	51,18	45
Velocidade 13 m	51,225	51,174	51
V 13 max	51,225	51,182	43
V 13 min	51,225	51,183	42
V 13 desv	51,225	51,181	44
Biruta 18 m	51,224	47,021	4,203
B 18 desv	51,224	51,224	0
Umidade 10 m	51,223	51,223	0
Temperatura 10 m	51,223	47,071	4,152
Pressão 2 m	51,223	41,939	9,284

A Tabela 09 identifica a quantidade de dados invalidados pelos critérios. Foram invalidados mais de 4000 dados para o medidor de direção e de temperatura, e mais de 9000 dados para o sensor de pressão barométrica.

TABELA 10. Saída com informações quanto a falta de dados e parâmetros “c” e “k” de Weibull.

Variable	Dados brutos		Dados tratados	
	Veloc 19 m	Veloc 13 m	Veloc 19 m	Veloc 13 m
Weibull k	3.319	3.343	3.240	3.273
Weibull c (m/s)	20.557	19.351	4.522	4.223
Missing records	615	615	662	666
Data recovery rate (%)	98.81	98.81	98.72	98.72

A Tabela 10 apresenta os valores calculados para os índices “c” e “k” de Weibull e o número de dados faltosos, caracterizando as lacunas nas séries temporais.

4. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE TORRES ANEMOMÉTRICAS

Durante o curso de um projeto de avaliação de recursos eólicos, a integridade de todos os componentes do sistema deve ser mantida e documentada para assegurar a continuidade dos dados. Os sensores, por exemplo, exigem calibração periódica, manutenção preventiva e inspeção visual.

Dessa forma, um plano de manutenção que incorpore o controle de qualidade e várias medidas de garantia de qualidade e que forneça orientações para todo o pessoal do programa deve ser desenvolvido. O pessoal deve ser bem treinado em todos os aspectos da operação e manutenção do programa, o que inclui o conhecimento de todos os equipamentos do sistema de monitoramento.

O sucesso de qualquer operação de programa de manutenção depende do plano desenvolvido, além de pessoal de campo designado para realizar as tarefas prescritas.

A equipe de campo será o grupo de pessoas que vão manter o sistema em condições ideais, além de relatar todos os eventos observados, devendo ter boas habilidades na resolução de problemas.

O plano de manutenção deve ter agendado as intervenções programadas e não-programadas, com procedimentos, listas de verificação e registros, verificação das calibrações e estoque de peças.

4.1 INSPEÇÃO LOCAL

Um programa regular de visitas ao site deve ser desenvolvido e realizado ao longo da duração do projeto. A frequência das visitas ao site dependerá do formato de recuperação de dados. Se os dados são coletados de maneira remota ou manual. Em locais onde a coleta manual de dados é feita, recomenda-se coleta mensal dos dados a depender da disponibilidade de visitas ao local. Atualmente as torres de medição apresentam sistemas de transmissão de dados remotos por meio de tecnologias GSM/Satélite/Rádio, evitando dessa forma, visitas em altas frequências ao site, sendo realizadas somente quando necessário. Esse método de transmissão acabou contribuindo para a diminuição das despesas relacionadas à campanha de medição do projeto em desenvolvimento.

Em todo caso, recomenda-se que mesmo com transmissão de dados de forma remota, uma visita semestral seja feita a torre a fim de se fazer uma manutenção preventiva na área.

As visitas as estações anemométricas devem garantir que pelo menos 90% dos dados sejam recuperados e validados. Por meio da coleta diária dos dados e sua análise, visitas eventuais podem e deve ser agendado o mais rápido possível, a fim de solucionar os problemas encontrados e satisfazer a percentagem de dados estabelecida.

Com a instalação da torre de medição, inicia o seu plano de manutenções preventivas com recomendação de 1 visita semestral.

4.2 PROCEDIMENTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

O programa de manutenção deve ser documentado em um Manual de operação e de Manutenção do site, tendo como objetivo fornecer ao pessoal de campo os procedimentos para a operação programada e não-programada da torre.

O formato recomendado para esse tipo de documento deve ter uma abordagem passo-a-passo na forma de checklist, com a descrição das tarefas para conclusão durante a visita ao local da torre. Especificamente, o manual deve fornecer:

- Descrição da torre – Descrição simplificada da torre anemométrica com informações quanto a altura, estais, sensores instalados, quantidade, altura de instalação e localização ou outras informações pertinentes.



Figura 55. Torre de Medição Anemométrica.

- Descrição do sistema – O técnico deve conhecer todos os sistemas instalados na torre com seus respectivos procedimentos de operação e manutenção, além de uma breve descrição de todos os instrumentos (anemômetros, birutas, termohigrômetros, barômetros, datalogger...) e como eles funcionam. Deve acompanhar as Folhas dos sensores (Datasheets) com suas informações técnicas. O técnico deve entender os fundamentos de todos os componentes do sistema;



Figura 56. Caixa com equipamentos de transmissão e coleta de dados.

- Cuidados de rotina - Todos os instrumentos que necessitam de manutenção de rotina devem ser identificados e instruções fornecidas como por exemplo: Os painéis solares devem ser limpos e nivelados como procedimento padrão de cada visita;



Figura 57. Caixa e Painel solar.

- Procedimentos de site - A visita de campo pode ser dividida em três categorias: Procedimentos de escritório, procedimentos de site e os procedimentos de partida.

4.2.1 Procedimentos de Escritório

O objetivo da preparação em escritório é garantir o perfeito planejamento da atividade a ser realizada. Como recomendações observam-se:

- Estabelecer a razão para a inspeção e as necessidades específicas. É uma visita programada, ou representa uma visita para uma resolução de problema em potencial? Será necessário procedimento de escalada para realização da atividade?

- Caso necessário, notificar os proprietários das áreas sobre a futura visita, podendo ser uma visita de cortesia, constituindo uma simples e eficaz ferramenta de relações públicas;

- Assegurar que o pessoal de campo tem um conjunto completo de ferramentas, suprimentos, equipamentos, manuais, e peças de reposição para realizar todas as tarefas. Recomenda-se dessa forma, desenvolver uma lista de verificação com as ferramentas, suprimentos e equipamentos como por exemplo, para a atividade de coletar dados, levar notebook, cabos, carregadores entre outros.

- Executar testes com todos os equipamentos no laboratório como por exemplo: Carregar o GPS com a localização correta da torre, carregar baterias, verificar se o notebook tem os softwares necessários a conexão com datalogger;

- Especificar a equipe necessária para a visita ao local a depender da atividade. Por exemplo: Manutenção de sensor requer pelo menos 2 pessoas.

4.2.2 Procedimentos de Site

O objetivo dos procedimentos de site é garantir que a atividade seja executada em sua totalidade. Como recomendações observam-se:

- Realizar a coleta dos dados no momento da chegada a torre e no momento de saída como método de minimização de perda de dados, erro de operador, descargas estáticas, picos de energia e verificação dos componentes;



Figura 58. Equipamento de Aquisição de Dados - Datalogger.

- Realizar inspeção visual de todo o sistema. O resultado da inspeção visual por meio de checklist deve incluir:

- a. Datalogger;
- b. Sensores;
- c. Sistema de comunicação;
- d. Sistema de aterramento;
- e. Fiação e conexões;
- f. Booms de suporte de sensores;
- g. Âncoras, estais e cabo de descida de descargas atmosféricas;
- h. Orientação da torre;
- i. Limpeza da área ao redor da torre;
- j. Registrar presença de animais;
- k. Orientação de hastes;
- l. Sinal de algum dano na torre ou sensor;

- Realizar a substituição de componentes previstos no programa de manutenção como, por exemplo, baterias do datalogger;
- Verificação de dados instantâneos e observação se os dados encontram-se dentro dos limites esperados com valores medidos razoáveis

4.2.3 Procedimentos de Partida

- Executar a recuperação de dados antes de deixar o site;
 - O processo de recuperação de dados devem ser confirmados antes de deixar um site, envolvendo transferência bem sucedida de dados, inclusive remoto, com sucesso de transmissão para a base, assegurando que o sistema está operando corretamente;
- Garantir que a caixa com o sistema de armazenamento seja fechado corretamente com uso de cadeados;
- Registrar horário de partida da torre e todo o trabalho realizado juntamente com as observações feitas no local.

4.3 DOCUMENTAÇÃO

Um checklist representa um procedimento seqüencial com todas as operações que devam ser realizadas na visita a um site, sendo uma ferramenta útil para o técnico de campo. Garante que toda a operação necessária

e tarefas de manutenção são concluídas com êxito, e serve como um registro histórico de qualidade. O valor deste documento torna-se evidente quando uma reconstrução de eventos passados torna-se necessário. A precisão, registro de informações detalhadas podem ajudar a explicar os períodos de dados duvidosos e pode evitar que dados importantes sejam eliminados. Por estas razões, um checklist padronizado deve ser desenvolvido. Informações e atividades detalhadas na lista de verificação incluem:

- Informações Gerais – Deve conter informações como: Nome do site, data e hora da visita ao local e atividade que deve ser executada.
- Procedimentos de Escritório – Deve conter uma lista de ferramentas necessárias, equipamentos e suprimentos (incluindo peças de reposição, documentação, mapas e itens de segurança;
- Procedimentos de Site – Deve conter uma lista seqüencial das atividades do site, incluindo vários equipamentos, recuperação de dados, trabalho na torre que envolveu procedimentos de escalada e descida de torre;

- Espaço destinado para Conclusões e Recomendações com relato detalhado do trabalho realizado, com resultados, observações e caso necessário as ações necessárias para uma próxima visita.

4.4 VERIFICAÇÕES

Todos os sensores devem ser inspecionados e sua funcionalidade testada antes de ser, como parte do planejamento da visita. Geralmente, durante a visita a torre, o sensor não é testado, a menos que durante o processo de validação de dados em laboratório apresente que o sensor esteja com um problema em potencial. Durante visita recomenda-se uma inspeção visual com uso de binóculos nos sensores da torre com atenção voltada para danos físicos aos sensores. Caso identificado, esses sensores devem ser retirados, sendo os resultados de todas as verificações registrados no relatório de manutenção.

Alguns procedimentos gerais para controle de qualidade de sensores são descritos abaixo.

- Anemômetros: Verifica-se se o sensor gira livremente, se o boom esta orientado corretamente, análise de cabos e entrada dos sensores no datalogger estão razoáveis;



Figura 59. Anemômetro de copos First Class.

- Birutas: Verifica-se se o sensor gira livremente, se o boom esta orientado corretamente, análise de cabos e entrada dos sensores no datalogger estão razoáveis além da verificação da zona morta;



Figura 60. Wind Vane - Biruta.

- Sensor de Temperatura: Comparar se a leitura observada do sensor bate com um termômetro calibrado estando no local da torre, por um período de meia hora com intervalos de 5 minutos, com desvio máximo de 1°C;



Figura 61. Thermohigrômetro.

- Torre: Verifica-se a verticalidade da torre. Caso seja identificado, realiza-se ajuste dos estais para verticalização da torre



Figura 62. Torre de Medição Anemométrica.

4.4.1 Estoque de Peças Sobressalentes

As campanhas de medição devem antecipar possíveis problemas nos sensores e equipamentos nas torres anemométricas. Para minimizar problemas relacionados à perda de dados por inatividade do sensor, recomenda-se que se tenha um estoque de peças sobressalentes. No levantamento do inventário básico para o estoque, deve se levar em consideração:

- A quantidade de torres acompanhadas – Com o aumento da instalação de torres, justifica-se o aumento de peças e sensores de reposição. Como referência, para cada seis (06) torres de medição instaladas, deve ser ter equipamentos para instalar mais duas (02), além de um datalogger de reserva.

- Condições ambientais: Eventos ambientais como tempestades severas, gelo e descargas atmosféricas representam risco significativo para a operação da torre. Torres instaladas em áreas com essas características apresentam um risco a operação, podendo ocasionar falhas mecânicas por carregamento de gelo, por rajadas de vento; ou falhas elétricas por meio de descargas atmosféricas;

- Disponibilidade de equipamentos: A disponibilidade de alguns itens, principalmente os que requerem importação, nunca deve faltar em estoque, devido o tempo necessário para aquisição, podendo prejudicar de forma definitiva a campanha de coleta de dados;

- Histórico de Manutenção: O registro de todas as intervenções feitas nas torres de medição com o devido registro dos problemas encontrados pode promover um histórico que

indique quais sensores/equipamentos apresentam maior frequência de falhas, constituindo dessa forma a base para o programa de manutenção das torres de medição além de fornecer os itens que devem ter em maior quantidade em estoque. Esse registro pode ser feito por meio de Diagramas de Pareto, onde o resultado apresenta um gráfico com cruzamento de informações dos problemas apresentados x frequência de ocorrência, sendo cumulativo para esses problemas.

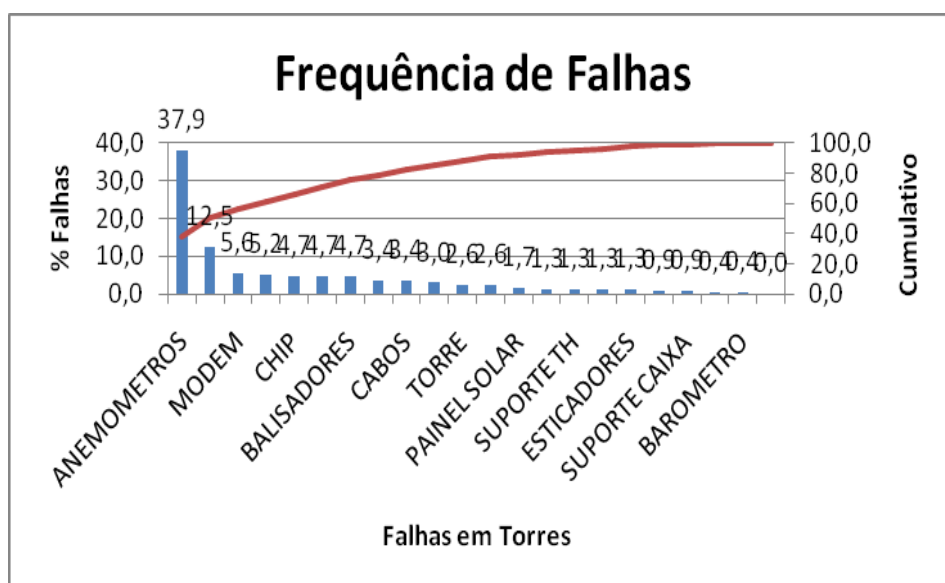


Figura 63. Gráfico de Pareto com análise de falhas em torres de medição.

4.5 Modelo de Checklist de Visita (Torre de Medição/Sistema de Transmissão GSM)

A. GENERAL INFORMATION

Site Designation		
Site Location		
Crew members		
Date(s)		
Time (LST)	Arrival:	Departure:
Visit Type (Check)	Scheduled ☐	Unscheduled ☐
Work Scheduled		

B. IN-HOUSE PREPARATION

Check each box to denote the items have been acquired

- ☐ In-house support person: _____
- ☐ Copy of Site Information Log.
- ☐ Acquire necessary tools, equipment, and supplies.
 - ☐ Electrical supplies: voltmeter, fuses, tape, connectors, cable ties, batteries, crimpers, etc.
 - ☐ Wrenches, pliers, screwdrivers, nut drivers, hex set, sledgehammer, wirecutters, etc.
 - ☐ Misc. equipment: silicon, magnetic level, binoculars, camera, GPS, etc.
 - ☐ Spare equipment: cabling, anchors, booms and mounting hardware, etc.
 - Sensors:
 - (1) Sensor: _____ Serial # _____ Slope/Offset: _____ / _____
 - (2) Sensor: _____ Serial # _____ Slope/Offset: _____ / _____
 - (3) Sensor: _____ Serial # _____ Slope/Offset: _____ / _____
 - Data logger: Serial Number _____
- ☐ Road and topographic site maps.
- ☐ Rental equipment: jackhammer w/ compressor, truck/trailer, etc.
- ☐ Winch with 12V battery and battery charger.
- ☐ Gin pole and associated hardware.
- ☐ Safety equipment: Hard hats, gloves, appropriate clothes, first aid kit, etc.
- ☐ Manufacturer's manuals for installation and troubleshooting (sensors, datalogger, etc.)

Additional Information/Comments: _____

C. GENERAL ON-SITE ACTIVITIES

Check the appropriate box. If No, provide an explanation below.

♦ **General Visual Inspection**

- Yes ☐ No ☐ Area free of vandalism?
Yes ☐ No ☐ Tower straight?
Yes ☐ No ☐ Guy wires taut and properly secured?
Yes ☐ No ☐ Solar panel clean and properly oriented?
Yes ☐ No ☐ Wind sensors intact, oriented correctly, and operating?
Yes ☐ No ☐ Ice or snow on sensors, solar panel, antenna?
Yes ☐ No ☐ Grounding system intact?
Yes ☐ No ☐ Cellular antenna correctly orientated?

Findings/Actions: _____

♦ **Data Retrieval**

- Manual ☐ Remote ☐ Download method
Yes ☐ No ☐ Successful download? If No, provide explanation below.

Findings/Actions: _____

♦ **Datalogger Inspection** (Check when completed)

- Yes ☐ No ☐ Data logger operational? If No, provide explanation below.
☐ Record system voltages: _____
☐ Date displayed: _____ Actual: _____ Corrected? (Circle) Yes / No
☐ Time displayed: _____ Actual: _____ Corrected? (Circle) Yes / No
Yes ☐ No ☐ Check sensor values, are they reasonable? If No, provide explanation below.

Findings/Actions: _____

♦ **Tower Lowering Activities**

- Yes ☐ No ☐ Check all anchors, signs of movement?
Yes ☐ No ☐ Winch secured to anchor and safety line connected to vehicle bumper?
Yes ☐ No ☐ Gin pole assembled with safety cable and snaplinks taped?
Yes ☐ No ☐ Tower base bolt tight?
Yes ☐ No ☐ Gin pole safety rope attached and tensioned properly (gin pole straight)?
Yes ☐ No ☐ Weather conditions safe?
Yes ☐ No ☐ Note start time of tower lowering. _____ (CST)
Yes ☐ No ☐ Winch battery connected and terminals covered?
Yes ☐ No ☐ Lifting guywire attachments to gin pole checked?

Findings/Actions: _____

♦ **On-Ground General Activities**

- Yes ☐ No ☐ Sensor and ground wires securely attached?
Yes ☐ No ☐ Grounding system intact and secure?
Yes ☐ No ☐ Sensor boom clamps secure?

C. GENERAL ON-SITE ACTIVITIES (Continued)

♦ On-Ground General Activities (Continued)

Yes ☐ No ☐ Boom orientation OK?

Yes ☐ No ☐ Boom welds OK?

Yes ☐ No ☐ Vane deadband and orientation as reported on Site Information Log?

Yes ☐ No ☐ Sensors level and oriented correctly?

Yes ☐ No ☐ Sensor wire connections secure and sealed with silicon?

Yes ☐ No ☐ Signs of sensor damage?

Yes ☐ No ☐ Sensor outputs checked and functioning properly?

Yes ☐ No ☐ Sensor serial numbers as reported on Site Information Log?

Yes ☐ No ☐ Sensor and/or data logger replacement? If Yes:

♦ Sensors:

(1) Sensor: _____ Serial #: _____ Slope/Offset: _____/_____ Height: _____

(2) Sensor: _____ Serial #: _____ Slope/Offset: _____/_____ Height: _____

(3) Data Logger: _____ Serial #: _____

Findings/Actions: _____

♦ Tower Raising Activities

Yes ☐ No ☐ Guy wire collars positioned correctly?

Yes ☐ No ☐ Lifting lines and anchor lines properly attached?

Yes ☐ No ☐ Gin pole secure, lines tensioned, gin pole straight, snap links taped?

Yes ☐ No ☐ Weather conditions safe?

Yes ☐ No ☐ Guys properly tensioned?

Yes ☐ No ☐ Tower straight?

♦ Note on-line time: _____ (LST)

♦ Site Departure Activities

Yes ☐ No ☐ Successful data transfer with office computer?

Yes ☐ No ☐ Check antenna and phone connections?

Yes ☐ No ☐ Is datalogger date/time correct?

Yes ☐ No ☐ Secure datalogger enclosure with lock?

Yes ☐ No ☐ Clean area?

Yes ☐ No ☐ Guywires clearly marked?

Findings/Actions: _____

E. FINDINGS AND RECOMMENDATIONS

Yes ☐ No ☐ Further actions required? If Yes, describe below:

5. CALIBRAÇÃO DE ANEMÔMETROS

Sensores calibrados por instituições que usam procedimentos padronizados e rastreados, conferem a medição do vento, a segurança necessária à realização das campanhas de medição quanto a qualidade dos dados medidos.

O procedimento de calibração dos equipamentos denominados de anemômetros, refere-se ao procedimento de obtenção dos parâmetros de ajuste (Sloppe e Offset), por meio de uma curva de calibração obtida entre as frequências de saída do sensor versus os valores fornecidos por tubos de Pitot presentes na área de sessão de ensaio de um equipamento denominado Túnel de Vento, e que contenha configuração normatizada pela MEASNET, com intuito de aplicação no levantamento do potencial eólico.

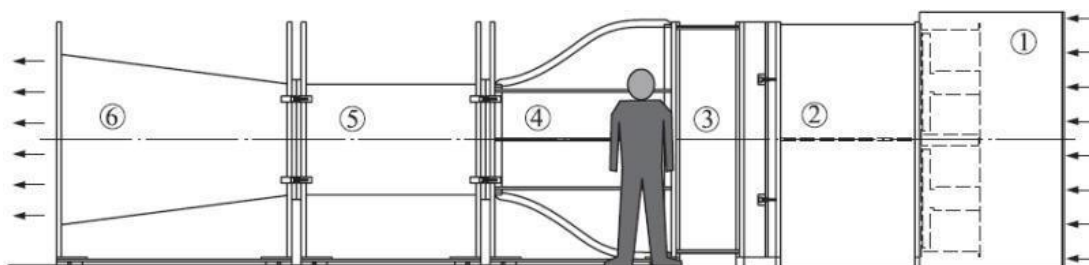


Figura 64. Túnel de Vento.

A Figura () apresenta um esquema de um túnel de vento onde observa-se:

- De 1 a 6: Sentido do fluxo de vento;
- Em 2: Elementos para alinhamento do fluxo (fluxo laminar);
- Em 4: Área de compressão do fluxo (aumento da velocidade do vento);
- Em 5: Área de teste;
- Em 6: Área de saída do fluxo (difusor).

Os sistemas anemométricos aplicados à área de energia eólica, se concentram em três áreas: avaliação do recurso eólico, na determinação da curva de potência de aerogeradores e no auxílio dos sistemas de controle do aerogerador em operação. Como exemplo a esses casos, podemos citar:

- Levantamento de potencial eólico em campanhas de medição de vento para elaboração de projetos de geração de energia;
- Determinação do perfil do vento como estudo das características locais do vento;
- Avaliação da energia gerada no parque eólico, já que a potência fornecida pelas máquinas são função direta da velocidade do vento;
- Obtenção das curvas de potência das máquinas;

- Auxílio nos sistemas de controle do aerogerador em operação como os sistemas de pitch e yaw;

- Monitoramento dos dados de vento de um parque eólico. Exigência atual para o auxílio do estudo do comportamento do vento nos locais dos parques, como também, no auxílio ao Operador Nacional do Sistema Elétrico.

A qualidade das medições é fator de um projeto eólico com baixa incerteza e reflete diretamente na possibilidade de abertura de linhas de crédito para o financiamento do empreendimento. Como uma das exigências pede-se que o levantamento de dados seja realizado com anemômetros com certificados de calibração. No Brasil, A EPE (Empresa de Pesquisa Energética) solicita a certificação dos de vento para habilitação técnica do empreendimento, sendo o resultado dessa certificação, também baseada na qualidade dos sensores usados e a manutenção da calibração desses sensores.

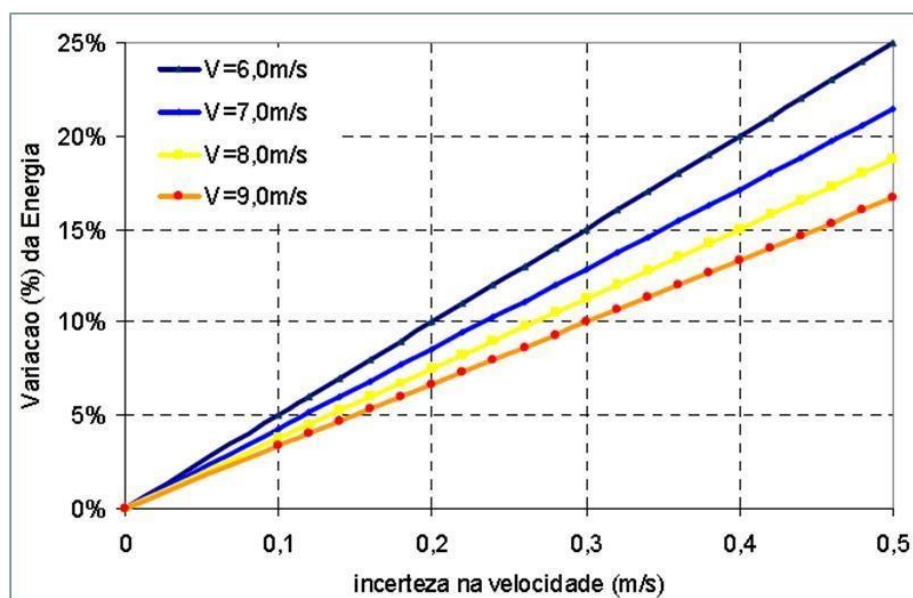


Figura 65. Incerteza do sensor na medição.

A imagem () apresenta o resultado de estudo feito em sensores com diferentes valores de incerteza. Por meio do resultado, observa-se que a variação da energia calculada, com base nos resultados de velocidade medidas por um sensor, levando em conta a incerteza associada a ele, aumenta com o aumento da velocidade do vento. Observa-se assim, que sensores com um grau de incerteza de 0,5 m/s associado a ele, pode apresentar uma variação no cálculo de energia final de aproximadamente 25% em velocidade médias de aproximadamente 6 m/s, ou seja, é constatado um aumento na variação de energia em função da incerteza do sensor para diferentes velocidades médias. Como exemplo, anemômetros com aproximadamente 0,5 m/s de incerteza na medição, a uma velocidade média de 7 m/s medido em túnel de vento

calibrado, apresenta uma variação de energia final em torno de 21%. Em função desse elevado erro, recomenda-se que os sensores em uso apresentem valores de incerteza entre 0,1 e 0,2 m/s. A Figura () apresenta um gráfico comparativo entre as fontes de incerteza nos vários aspectos que podem influenciar no projeto, com valores máximos e mínimos medidos e o resultado final com o total da incerteza na velocidade.

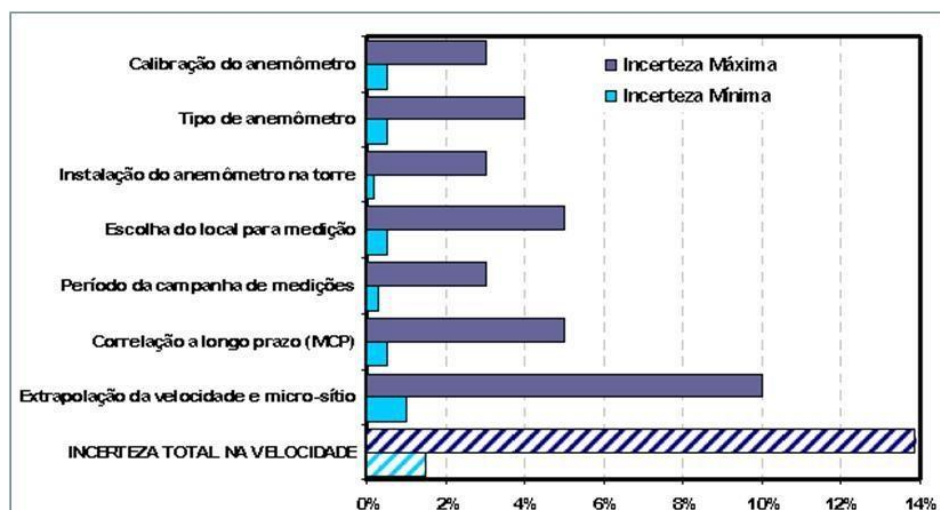


Figura 66. Incerteza de medidas em empreendimentos eólicos.

Observa-se por meio do gráfico apresentado que as campanhas de medição podem apresentar incertezas que variam entre 1,5% até 14%, gerando uma incerteza na produção de energia na ordem de 3,0% até 30%. No entanto, um levantamento de potencial só pode ser considerada de alta qualidade quando a incerteza associada é menor que 3,0%. Dessa forma, a determinação da velocidade do vento para a estimativa da produção de energia, é fortemente dependente da qualidade do anemômetro e sua correta calibração entre outros fatores.

Os procedimentos para calibração de anemômetros podem ser encontradas por meio das normas da IEC (International Electrotechnical Commission) e da MEASNET, que corresponde a uma rede internacional de metrologia que agrupa instalações e laboratórios de energia eólica. A MEASNET apresenta-se como fonte de procedimentos padronizados para:

- Calibração de anemômetros;
- Determinação de curvas de potência de aerogeradores;
- Determinação do nível de ruído de aerogeradores;
- Aspectos relativos a qualidade da energia gerada no empreendimento.

Como referência à calibração de anemômetros tem-se:

- Cup Anemometer Calibration Procedure V1. 1997 – MEASNET;
- IEC 61400-12-1. Power performance measurements of electricity producing wind turbines. ANNEX F – Cup anemometer calibration procedure.

5.1 PROCEDIMENTOS PARA CALIBRAÇÃO

Como procedimentos para calibração de sensores de vento recomenda-se;

- Procedimento realizado em equipamento denominado túnel de vento calibrado e certificado de acordo com as exigências da MEASNET para esse tipo de ensaio;
- Procedimento realizado com a instalação do sensor dentro da área de seção de teste do túnel de vento com setup de montagem calculado para diminuição de efeito de bloqueio;
- Análise do resultado feita pela correlação da velocidade do túnel, registrada pelos tubos de pitot versus frequência de saída dos sensores;
- Túnel com registro de dados de temperatura média, pressão atmosférica e umidade relativa;
- Necessidade de sistema de aquisição de dados para o registro de todas as variáveis medidas;
- O procedimento de calibração ocorre na faixa de velocidade entre 4 m/s a 16 m/s com incremento de 2 m/s até o limite máximo de 16 m/s e posterior decréscimo da velocidade de 15 m/s até 5 m/s com variação de 2 m/s. Sequência de velocidades: 02 m/s - 04 m/s - 06 m/s - 08 m/s - 10 m/s - 12 m/s - 14 m/s - 16 m/s - 15 m/s - 13 m/s - 11 m/s - 09 m/s - 07 m/s - 05 m/s.

O Escalonamento das velocidade (a) e a relação entre umidade e temperatura (b) são observadas na figura abaixo.

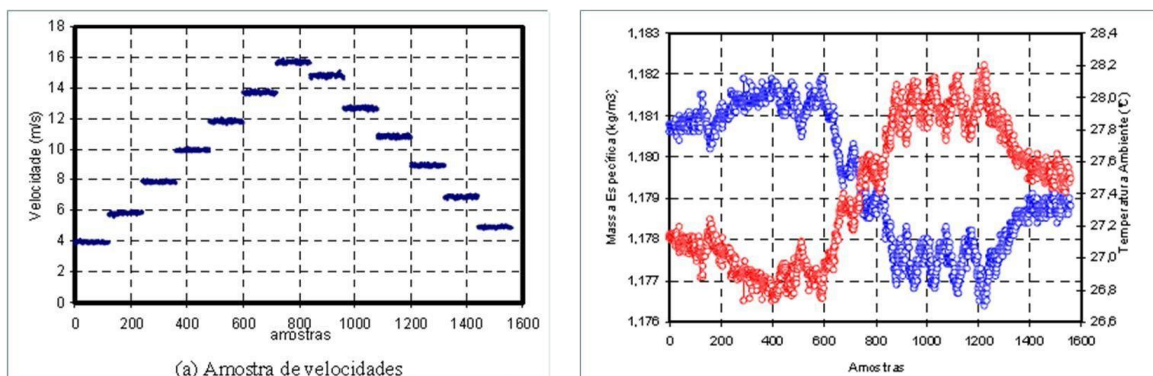


Figura 67. (a) Escalonamento da velocidade e (b) relação entre umidade e temperatura.

- É realizada uma regressão linear, para obtenção dos coeficientes de angular e linear da reta obtida;
- O ensaio deve ser feito com amostragem de 1 Hz por pelo menos 30 segundos em cada patamar de velocidade;

- Após coleta, o registro dos coeficientes da reta com a regressão linear, registrar os valores de slope, offset, desvio padrão e coeficiente de correlação;

- Considerar satisfatório quando o coeficiente de correlação for maior que 0,99995.

A área de seção de ensaio do túnel de vento é apresentada na figura (). É possível observar o setup de montagem (sensor + suporte) e os tubos de pitot para referência de velocidade no local do ensaio.



Figura 68. Área de ensaio do túnel de vento.

A figura () apresenta o resultado de calibração de um sensor. Observa-se o relação linear entre a velocidade do vento fornecido pelos tubos de pitot na área de seção do ensaio versus frequência de saída dos anemômetros. Observa-se também que o resíduo é registrado, influenciado diretamente pelo erro associado ao ensaio.

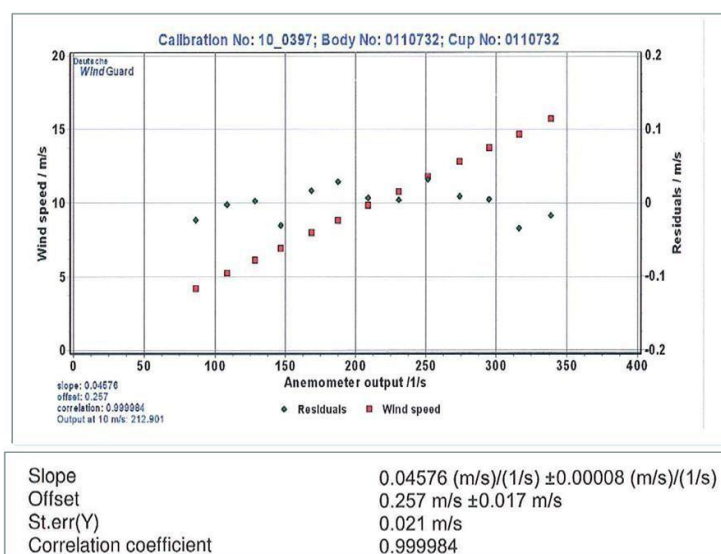


Figura 69. Resultado de ensaio de calibração de anemômetro.

5.2 ESPECIFICAÇÃO DO TÚNEL DE VENTO

Somente equipamentos credenciados pela MEASNET atende as configurações exigidas para a calibração de anemômetros com aplicação na norma IEC 61400-12-1.

Dentre as exigências, o túnel deve ter:

- 1 sensor de temperatura;
- 1 sensor de umidade;
- 2 tubos de pitot;
- 1 anemômetro de referência calibrado em túnel credenciado pela rede;
- Deve apresentar sistema supervisorio para controle de parâmetros de operação,

como garantia na reprodutibilidade no procedimento de calibração MEASNET.

E recomendado que seja feita a correção por Efeito Bloqueio. Esse feito refere-se a interferência causada pelo setup de montagem (suporte + sensor) no fluxo de vento dentro da área de seção de ensaio. A análise é feita baseada na razão entre a área frontal do setup de montagem e a área de seção de ensaio obedecendo os seguintes limites:

- Para túneis de seção de ensaio aberta: Máximo de 10%;
- Para túneis de seção de ensaio fechada: Máximo de 5%;

Abaixo, segue tabela com algumas das instituições no Brasil que oferecem esse tipo de ensaio e que têm em suas instalações um túnel de vento com as configurações recomendadas pela MEASNET.

Tabela 11. Instituições com túnel de vento com configuração MEASNET.

Instituição	Circuito	Seção de Ensaio	Dimensões Seção de Ensaio (m)	Máxima (m/s)
UFRGS-LAC	Fechado	Fechada	1,3 x 0,9 x 9,32	42 m/s
PUC-RS ³	Aberto	Fechada	1,0 x 1,0 x 1,0	25 m/s
IPT	Aberto	Aberta	0,5 x 0,5 x ND	45 m/s
CE-EÓLICA	-	-	1,0 X 1,0 X 3,0	25 m/s

5.2.1 Procedimento para recalibração de anemômetros em campanha

Os sensores em campanha, sejam nas torres de prospecção, ou para os casos das torres de acompanhamento de empreendimentos, necessitam ser recalibrados como garantia à qualidade dos dados. Para as torres de prospecção de potencial, as recomendações estão

descritas na norma IEC 61-400-12-1 Anexo F. Para as torres de acompanhamento de empreendimentos, a EPE (Empresa de Pesquisa Energética), também baseia-se na norma da IEC além de outras sugestões quanto aos procedimentos de recalibração como:

- Mediante substituição de um anemômetro por outro, esse deve ser calibrado em instituição acreditada pela MEASNET;
- O anemômetro retirado deve ser enviado à instituição acreditada;
- O sensor deve ser calibrado em tunel de vento e obtidos os valores de slope e offset;
- Deve ser feita uma comparação e análise entre os valores de slope e offset novos e o da nova calibração;
- Deve ser feita a manutenção do sensor que compreende: desmontagem, troca de rolamentos, análise de folga, limpeza e estado geral;
- Nova calibração do sensor no túnel de vento e obtenção dos valores de slope e offset;
- Emissão de certificado com os novos parâmetros.

Após a substituição de um sensor, se faz importante fazer uma verificação aos dados a fim de se evitar erros como:

- Verificar se os novos valores de slope e offset foram inseridos corretamente no datalogger;
- Conhecimento prévio do software do datalogger em uso;
- Conhecimento das unidades de medidas de registro.

Como formas de inserção dos parâmetros do datalogger, duas visões podem ser usadas:

1º Registros dos valores de slope e offset no datalogger;

- Dessa forma, os dados são convertidos automaticamente pelo software do datalogger, sendo a conversão feita de frequência (Hz) para velocidade (m/s);
- Representa uma maior facilidade no manuseio dos dados, por ser uma unidade de rápida interpretação;
- Oferece menor segurança quanto a erros de inserção de dados;
- Pequenas variações nos valores dos dados são de difícil percepção.

2º Datalogger sem os valores de slope e offset.

- Registro de dado bruto pelo datalogger;
- Menor facilidade de uso, já que os valores estão em forma de frequência;
- Os valores de slope e offset são inserido somente após registro, na análise dos dados.

Dentro desse contexto, espera-se que os resultados das calibrações dos sensores devem ser rastreáveis a fim de se garantir o controle nas calibrações e garantir que os dados estejam com seus respectivos valores de slope e offset.

REFERÊNCIAS

ALE J. A. V.; SIMONI G. DA S.; HACK P. DA S. **Importância Da Calibração De Anemômetros Nos Empreendimentos Eólicos**. CIMMEC - 1º Congresso Internacional de Metrologia Mecânica, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 8 a 10 de out 2008.

ALE J. A. V.; SIMONI G. DA S.; HACK P. DA S. **Aspectos da calibração de anemômetros nos empreendimentos eólicos**. Centro de Energia Eólica. Faculdade de Engenharia da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul. PUC-RS.

AMMONIT (Germany). **Wind Measurement for accurate energy predictions**. Berlin, 2000. 36 p.

DUTRA, RICARDO MARQUES, 2001. **Viabilidade Técnico-Econômica Da Energia Eólica Face Ao Novo Marco Regulatório Do Setor Elétrico Brasileiro**. MSc. Thesis, Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 300 pp.

FROST, W. NOWAK. **Summary of Guidelines for Siting Wind Turbine Generators Relative to Small-Scale, Two-Dimensional Terrain Features**. Final Report. Tennessee, 1979.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PROGRAMME - IEA, 1999. **Recommended Practices For Wind Turbine Testing And Evaluation. 11. Wind Speed Measurement And Use Of Cup Anemometry**.

IEC, 61400-12-1. Wind turbines – Part 12-1: **Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. Geneva, 2005. 96 p.

LINARD, Flavio Jose Alexandre. **ESTIMATIVAS DA VELOCIDADE DO VENTO EM ALTITUDE USANDO O SOFTWARE WINDOGRAPHER**. 2010. 42 f. Monografia (Graduação) - Curso de Física, Departamento de Física, UECE, Ceará, 2010.

MEASNET “Cup Anemometer Calibration Procedure V.1. Sept. 1997.

MEASNET. **Evaluation of site-specific wind conditions**. Grevenbroich, 2009. 53 p.

EXECUTIVE COMMITTEE OF THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
PROGRAMME FOR RESEARCH AND DEVELOPMENT ON WIND ENERGY
CONVERSION SYSTEMS (United Kingdom). **WIND SPEED MEASUREMENT AND
USE OF CUP ANEMOMETRY**. Glasgow, 1999. 60 p.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY - NREL. **WIND RESOURCE
ASSESSMENT HANDBOOK - Fundamentals for Conducting a Successful Monitoring
Program**. Albany, 1997. 79 p.

OLIVEIRA, Luciana de Sousa de. **REGRAS E BOAS PRÁTICAS PARA INSTALAÇÃO
DE TORRES ANEMOMÉTRICAS VOLTADAS PARA ESTUDO DE POTENCIAL
EÓLICO**. 2011. 115 f. Dissertação (Mestrado) - COPPE, Rio de Janeiro, 2011.

PAVINATTO, Eduardo Fiorini. **Ferramenta para auxílio à análise de viabilidade técnica
da conexão de parques eólicos à rede elétrica**. 2005. 174 f. Dissertação (Mestrado) - UFRJ,
Rio de Janeiro, 2005.

PETERSEN, ERIL L. et al. **Wind Power Meteorology. Part II: Siting and Models**. Wind
Energy, 55-72, 1998. P 55-72.

RICARDO DUTRA (Rio de Janeiro). **Energia Eólica Princípios e Tecnologias**. Rio de
Janeiro, 2008. 58 p.

RISO. **Development of a Classification System for Cup Anemometers – CLASSCUP**.
Roskilde, 2003. 79 p.

RISO. **Wind Measurements and analysis of Wind Data**. Cape Town, 2010.

SILVA, NEILTON FIDELIS. **Fontes De Energia Renováveis Complementares Na
Expansão Do Setor Eletrico Brasileiro: O Caso Da Energia Eólica**. 2006. Tese
(Doutorado) - COPPE, Rio de Janeiro, 2006