



Estudo Comparativo Teórico e Experimental da Variabilidade de Dados de Velocidade de Vento em Estações Anemométricas.

Antonio Carlos de Barros Neiva¹, Daniel Agnese Ramos¹, Vanessa Gonçalves Guedes¹, Arnaldo Walter² e Sérgio Roberto Ferreira Cordeiro de Melo¹

1 Departamento de Tecnologias Especiais/

Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Av. Horário Macedo 354, 21941-911, Ilha do Fundão, Brasil

2 Planejamento de Sistemas Energéticos / Departamento de Energia

Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP

Rua Mendeleiev 200, 13083-860 Cidade Universitária "Zeferino Vaz"

Barão Geraldo - Campinas - SP

neiva@cepel.br, daniel.agnese@poli.ufrj.br, vanessag@cepel.br, awalter@fem.unicamp.br,
sergiorf@cepel.br

RESUMO

Este trabalho apresenta um comparativo entre dois estudos da variabilidade de dados de medição de vento. O primeiro refere-se à aplicação do cálculo de incertezas de medição segundo o anexo E da norma IEC 61400-12-1, em uma estação anemométrica específica, com emprego de instrumentação já em operação, utilizada para levantamento de dados de ventos para a finalidade de geração de energia eólica. O segundo é um estudo experimental da análise da variabilidade de velocidades observadas em três torres anemométricas relativamente próximas, com dados coletados simultaneamente ao longo do ano de 2013. A instrumentação utilizada em cada uma das três torres é a mesma considerada na avaliação teórica. Considerações relativas à distância entre as torres e às características locais de relevo e rugosidade possibilitaram uma comparação dos valores obtidos, e desta forma determinar na prática qual a incerteza de dados de vento medidos. Resultados mostraram que a incerteza teórica calculada foi de 0,23 m/s e a incerteza na prática foi o dobro da teórica.

Palavras-chave: *Energia Eólica, Anemômetro, Instrumentação, Incerteza.*



INTRODUÇÃO

O Brasil tem um dos melhores potenciais eólicos do mundo [1], superando em três vezes a atual demanda de energia elétrica, e tem apresentado um expressivo crescimento de capacidade instalada. Inclusive, durante o dia 2/11/2015 foi atingida a impressionante marca de suprir 10% da demanda nacional com a fonte eólica [1], e atualmente na média anual esta fonte supre cerca de 4% da demanda do País.

Diferentemente da produção de energia em usinas convencionais, como as hidro e termoelétricas, a geração de energia em centrais eólicas depende fundamentalmente de condições meteorológicas, particularmente da magnitude da velocidade do vento. A natureza aleatória e intermitente do vento não pode ser mudada, mas a maneira de prever a geração eólica em uma dada região pode ser aprimorada, de forma que a análise da incerteza para este tipo de geração seja mais precisamente determinada, permitindo um planejamento com maior grau de confiabilidade. Todo projeto para geração eólica deve apresentar o grau de incerteza relativa àquela previsão, de forma a substanciar a análise de riscos financeiros.

A previsão de geração eólica depende fundamentalmente da análise de dados de vento medidos com alta qualidade. Além disto, muitos outros fatores tem grande influência, como relevo, rugosidade, posicionamento de aerogeradores e variabilidade anual, dentre outros. A dependência da energia gerada com o cubo da velocidade do vento enfatiza a importância da precisão dos dados disponíveis para análise, e este trabalho trata exclusivamente da incerteza associada a dados de velocidade medidos. Para isto foram desenvolvidos dois trabalhos inter-relacionados; um sobre aspectos normativos e teóricos, aplicando os cálculos na instrumentação efetivamente utilizada nas torres de medição avaliadas na segunda parte do trabalho, relativa à comparação de dados medidos simultaneamente em torres anemométricas relativamente próximas, e com instrumentação idêntica.

1 AVALIAÇÃO DE INCERTEZAS DE MEDIÇÃO SEGUNDO NORMA

Além de buscar pequenas incertezas nas medições, é de fundamental importância saber quantificá-las. A principal referência sobre o assunto, publicada pela ISO, é intitulada “*Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement*”, traduzida pelo INMETRO [2], tem aplicação em quase todos os campos da Engenharia. No caso específico da Energia Eólica utiliza-se



preferencialmente a norma IEC 61400-12-1 [3], que cita o Guia ISO, para a quantificação da incerteza em campanha de medição de vento.

1.1 ASPECTOS TÉCNICOS

As incertezas para a avaliação do potencial eólico de uma região são referentes a diversos fatores relacionados a obtenção do dados, e também relativos ao tratamento, validação e forma de utilização dos dados do vento local. Essas formas de incerteza podem ser agrupadas em quatro categorias [4]: incertezas de medição; incertezas de avaliação de longo prazo; incertezas de variabilidade de fonte eólica; e incertezas de modelagem do gradiente vertical. O corrente trabalho avalia a primeira classe de incerteza, referente à medição dos dados de vento local.

Segundo a norma IEC 61400-12-1, a incerteza associada à medição do vento é a combinação de alguns fatores. Essa discretização da incerteza de medição adotada na norma em questão considera quatro formas possíveis de fontes de incerteza: distorções no escoamento devido ao terreno; características operacionais do anemômetro; efeitos da montagem dos anemômetros nas torres de medição; e incertezas de calibração – e é quantificada pela equação 1.

$$uV_i = \sqrt{u^2V_{1,i} + u^2V_{2,i} + u^2V_{3,i} + u^2V_{4,i} + u_d^2V_i} \quad (1)$$

onde: uV_i é a incerteza da velocidade do vento para a faixa de velocidade i [m/s];

$u^2V_{1,i}$ é a incerteza da calibração do anemômetro para a faixa de velocidade i [m/s];

$u^2V_{2,i}$ é a incerteza devido a características operacionais do sensor para a faixa de velocidade i [m/s];

$u^2V_{3,i}$ é a incerteza de montagem do sensor para a faixa de velocidade i [m/s];

$u^2V_{4,i}$ é a incerteza devido a distorção do escoamento devido ao terreno para a faixa de velocidade i [m/s]; e

$u_d^2V_i$ é a incerteza de aquisição de dados para a faixa de velocidade i [m/s].

A norma IEC 61400-12-1 também define que, para sensores instalados no topo das torres de medição, a incerteza devido à montagem do anemômetro é nula ($u^2V_{3,i}=0$) e que, para terrenos que obedeçam aos critérios da tabela B.1 do anexo B da norma, o valor da contribuição da



incerteza da distorção do escoamento devido à presença da torre, suportes e dos sensores ($u^2V_{4,i}$), segundo o item E.5.3 da norma, tem variação de ordem de 2 a 3 %.

Ainda de acordo com a norma em questão, a incerteza de calibração dos anemômetros e a incerteza de aquisição de dados são estimadas como sendo, respectivamente, equivalentes a $u^2V_{1,i} = 0,1$ m/s e $u_d^2V_{1,i} = 0,1$ %. A incerteza devido a características operacionais do sensor deriva da classificação do Anexo I da norma, variando de acordo com a classe do anemômetro utilizado.

1.2 APLICAÇÃO DA NORMA - ESTUDO DE CASO TEÓRICO

Como apresentado anteriormente, a norma IEC 61400-12-1 define fatores que devem ser considerados para o cálculo da incerteza de medição da média de velocidade horizontal do vento. Essa metodologia de cálculo prevista na norma é definida para cada faixa de média de velocidade horizontal. Como será descrito na seção a seguir, referente ao estudo de caso experimental, a média da velocidade do vento, obtida na campanha de medição, foi de aproximadamente 7,5 m/s (especificamente: 7,3 , 7,6 e 7,4 m/s) e, por conseguinte, a incerteza teórica – calculada segundo o anexo E da norma IEC 61400-12-1 – considerou a faixa de velocidade 7,5 m/s como referência.

Para os fatores $u^2V_{1,i}$, $u^2V_{3,i}$, $u^2V_{4,i}$ e $u_d^2V_{1,i}$ foram atribuídos os valores descritos na subseção anterior. O fator $u^2V_{2,i}$, referente à incerteza devido a características operacionais do sensor, foi calculado de acordo com o anexo I da norma IEC 61400-12-1, utilizando a fórmula que segue.

$$u^2V_{2,i} = (0,05 \text{ m/s} + 0,005U_i)k/\sqrt{3} \quad (2)$$

onde: k é definido como “class number” [adimensional] e é calculado de acordo com a classe do sensor utilizado.

Considerando o anemômetro *Thies First Class Advanced*, o adimensional k foi calculado para a categoria de classe A desse anemômetro. Dessa forma, o valor de “class number” calculado foi de 0,571 , o que resultou numa incerteza $u^2V_{2,i}$ de 1,814 %. O cálculo de k é dado por:

$$k = 100 \cdot \max\left\{\frac{\epsilon_i}{w_i}\right\} \quad (3)$$

$$w_i = 5 \text{ m/s} + 0,5 \cdot U_i \quad (4)$$



Onde

w_i é um fator de pesos que define o desvio;

$\varepsilon_{max,i}$ é o desvio máximo para uma faixa de velocidade i , em m/s; $\varepsilon_{max,i} = 0,05$.

U_i é a velocidade do vento da faixa i .

Por fim, somam-se a influência de todos os fatores previstos na norma para o cálculo da incerteza de medição mediante a aplicação da equação 1. O resultado final de incerteza de medição, para a faixa de velocidade horizontal de 7,5 m/s, foi equivalente a 0,23 m/s.

2 ESTUDO DE CASO EXPERIMENTAL

Dados experimentais bem coletados, com procedimentos bem definidos [4] podem ter grande significado se interpretados e analisados adequadamente. Neste caso, a oportunidade de dispor de dados anemométricos simultâneos de torres relativamente próximas sugeriu a possibilidade de avaliação experimental das diferenças entre dados eólicos medidos simultaneamente. A campanha de coleta de dados nas torres consideradas foi realizada com finalidade de avaliação do potencial eólico da região.

A vantagem desta avaliação experimental é que ela abrange todos os aspectos que influem na natureza do processo de medição, quer estejam previstos na literatura ou não.

2.1 METODOLOGIA

Atento aos cuidados no tratamento de dados, procurou-se uma metodologia de análise que pudesse mitigar o fato de que os dados não foram coletados especificamente para a finalidade deste estudo. A distância entre as torres de medição é, certamente, maior do que a ideal para este tipo de avaliação, haja vista a real intenção da campanha de medição. Entretanto, a região é bastante plana, com aclive em torno de 0,5% entre as torres, e a rugosidade da superfície é baixa, o que favorece o objetivo da comparação, justificando as escolhas do trabalho e validando as intenções do estudo que segue. A ilustração esquemática abaixo (Figura 1) ilustra a distância entre as torres utilizadas no estudo e o mapa de rugosidade da região.

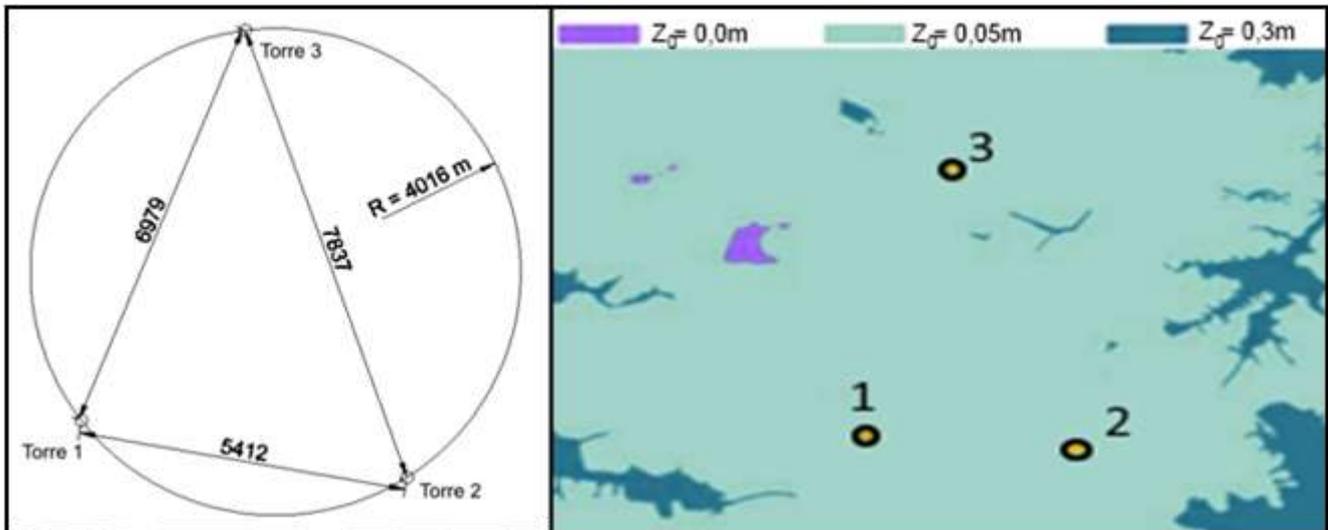


Fig.1 – Posicionamento relativo das 3 torres anemométricas (esq.) e mapa de rugosidades (dir.).

O objetivo inicial foi comparar os resultados medidos entre as torres 1 e 2, entre as torres 2 e 3, e entre as torres 3 e 1, independentemente. Segue-se uma análise complementar que combina os resultados independentes, buscando uma solução mais genérica para o estudo.

Os dados avaliados foram dos anemômetros de maior altura, a 108 m acima do solo nas três torres. Os dados de velocidade foram coletados e registrados conforme norma [3], com registro de velocidade média em intervalos de 10 minutos, que foram tratados conforme abaixo para efeito de comparação entre torres.

Considerando que a distância média entre as torres é de 6743m, e que a velocidade média do vento é de 7,5 m/s, o tempo que uma mesma condição de vento leva para chegar de uma torre até a próxima pode ser de até 15 minutos na média, dependendo da direção do vento. Com ventos mais fracos, o tempo para uma mesma condição chegar de uma torre a outra aumenta com proporção inversa. Logo, nota-se que não seria válido considerar as médias de 10 minutos para as comparações, pois desta forma pode-se realizar a comparação de condições distintas no tempo. Por este motivo, foi utilizada a média horária para todas as avaliações deste trabalho, diminuindo assim a interferência do problema relativo a distância entre as torres. Segundo a norma aplicada para validação de dados anemométricos para qualificação de sites [6], o raio de validade de medidas anemométricas para terrenos planos e de baixa rugosidade, como é o caso em questão, é de 10km.

Foram comparadas as velocidades das três torres em cada intervalo de tempo. Como em cada torre havia alguns dados inválidos, foi considerado inválido qualquer intervalo de tempo que apresentasse dado inválido em que qualquer uma das três torres. Desta forma foram considerados 6952 dados de velocidade média válidos para análise, que corresponde a 79,4% do total de dados de velocidade média (intervalos de 1 hora) coletados para àquela altura durante o ano de 2013.

A análise comparativa entre os pares de torres considera dados de velocidade medida por um dado anemômetro 'a', V_a , e as medidas por um outro anemômetro qualquer 'b', V_b . Os parâmetros de análise apresentados são a média do erro absoluto MAE e a raiz do erro médio quadrático RMSE, abaixo definidos. A literatura apresenta [5] prós e contras sobre aplicação de parâmetros de erros, e a apresentação de ambos representa uma maior base de análise estatística.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_{a_i} - V_{b_i})^2}{n}} \quad (5)$$

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^n |V_{a_i} - V_{b_i}|}{n} \quad (6)$$

2.2 RESULTADOS

O resultado da comparação entre os dados das torres 1 e 2 pode ser mostrada pela Figura 2:

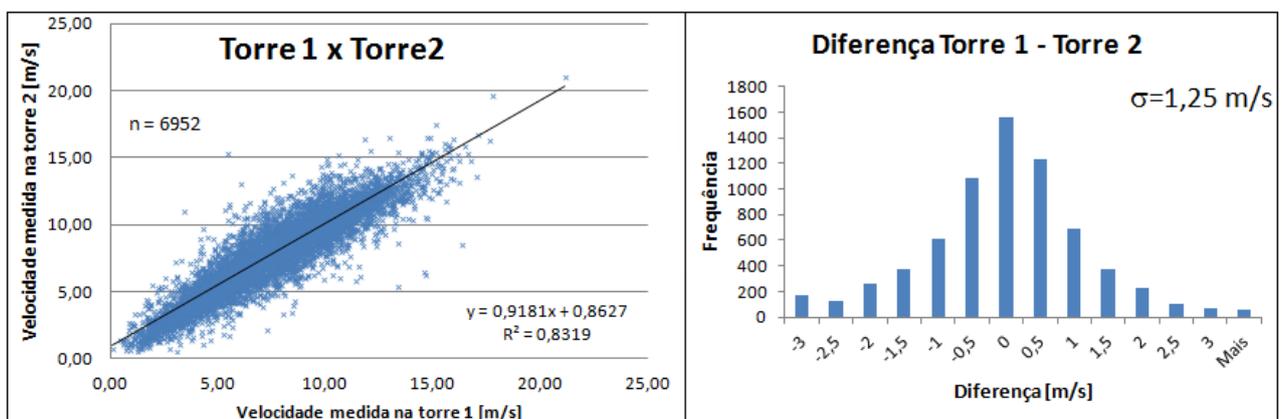


Fig. 2 – Comparação Torre 1 x Torre 2 - Dispersão à esquerda e histograma à direita.

A comparação entre os dados das torres 2 e 3 pode ser mostrada pela Figura 3:

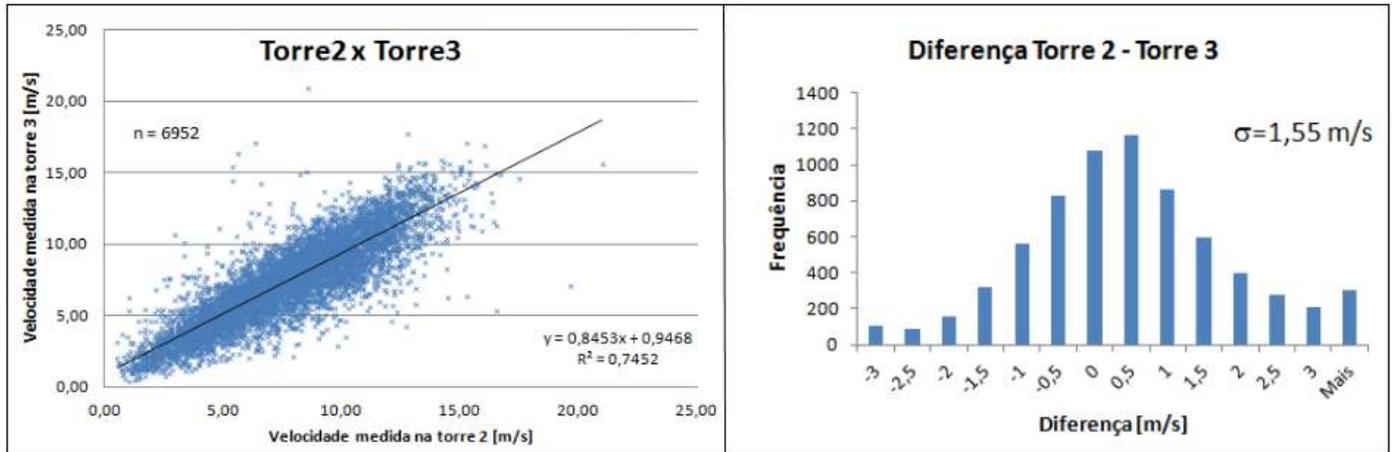


Fig. 3 – Comparação Torre 2 x Torre 3 - Dispersão à esquerda e histograma à direita.

A comparação entre os dados das torres 3 e 1 pode ser mostrada pela Figura 4:

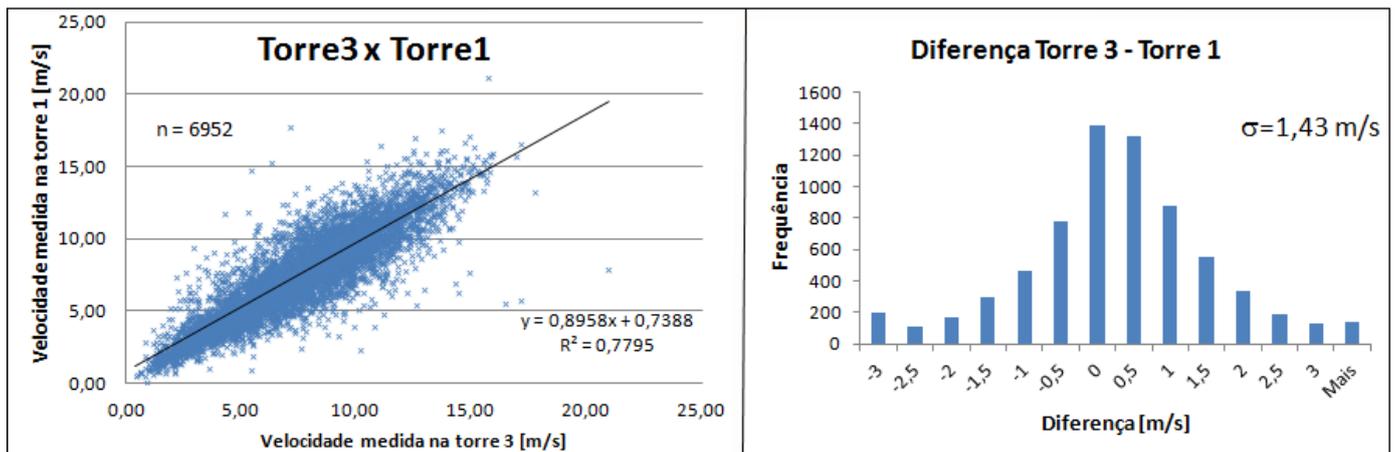


Fig. 4 – Comparação Torre 3 x Torre 1 - Dispersão à esquerda e histograma à direita..

A Tabela 1 apresenta os dados estatísticos resultantes da comparação direta entre registros simultâneos de duas torres anemométricas:

Tabela 1 – Resumo do comparativo direto entre torres

Comparativo entre Torres	1-2	2-3	3-1
Diferença Média [m/s]	-0,26	0,23	0,03
Desvio Padrão das diferenças σ [m/s]	1,25	1,55	1,43
Fator de correlação R^2 (Vide Figs 2-4)	0,832	0,745	0,779
RMSE [m/s]	1,28	1,56	1,43
MAE [m/s]	0,92	1,14	1,01

Conhecendo a distância entre cada uma das torres, e procurando mitigar a influência da distância na análise da incerteza de medição, procurou-se relacionar os erros RMSE e MAE com a distância entre torres anemométricas, e obteve-se o resultado gráfico apresentado na Figura 5:

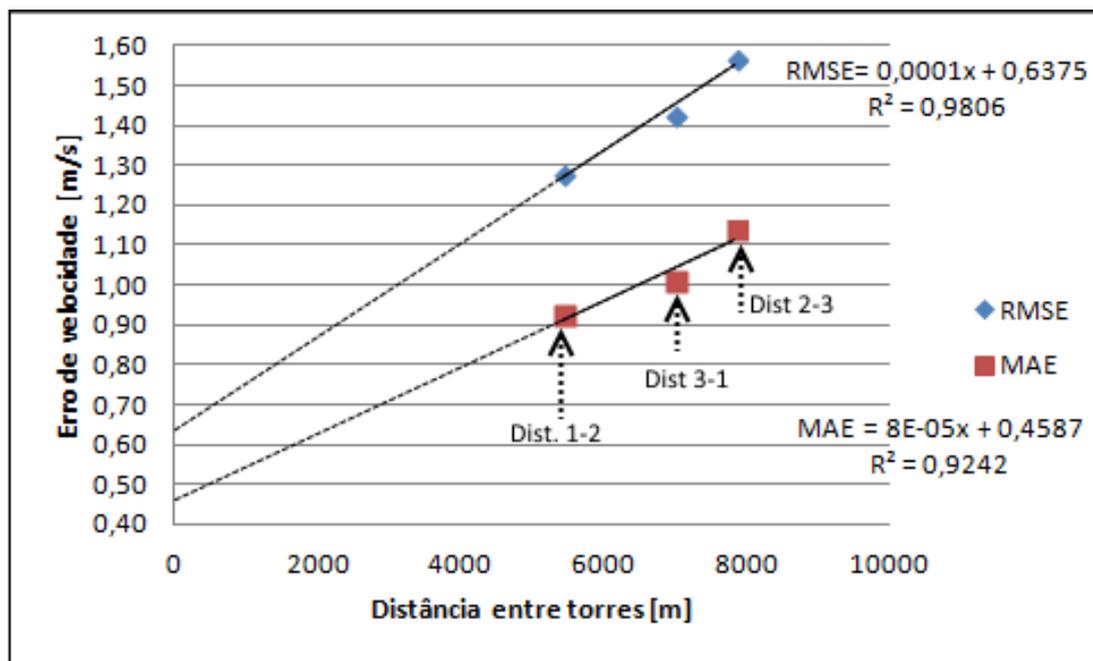


Fig. 5 – Relação entre a distância entre torres e os erros MAE e RMSE

3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A avaliação que simula a exclusão do efeito do distanciamento entre as torres, mostrada na figura 5, apresenta fatores de correlação R^2 relativamente altos tanto para o erro absoluto como para o quadrático, que confirma que neste caso o procedimento de correlacionar o erro com a distância deve ser levado em consideração. Desta forma se observa que para distância zero entre torres, ou seja, a incerteza prevista para um anemômetro Classe A, segundo determinação experimental apresenta uma média do erro absoluto $MAE = 0,46$ m/s e uma raiz do erro médio quadrático $RMSE = 0,64$ m/s. O RMSE é sempre maior que o MAE, pois dá peso maior aos erros maiores, enquanto o MAE atribui pesos iguais a todos os erros [5]. No caso em questão deve-se considerar que o MAE é mais representativo de um erro esperado, pois os erro maiores possivelmente advêm de fatores atmosféricos adversos.



Já a aplicação das características específicas do anemômetro utilizado no procedimento de cálculo de incerteza teórica determinado pela norma [3] é de 0,23 m/s.

Os resultados experimentais apresentaram variabilidade significativamente maior do que a prevista pela aplicação da norma. Isto é esperado pois a norma só considera os erros intrínsecos dos instrumentos e de sua calibração, enquanto os dados experimentais abrangem todos os aspectos citados na literatura [4] e até outros eventualmente existentes e não previstos; mas no caso inclui também o efeito da distância entre as torres de medição. Este efeito prejudicial é amenizado pelo fato da topografia plana e rugosidade baixa (pastagens) características da região. Entretanto este trabalho serve como um alerta quanto a determinação de incertezas de dados anemométricos segundo norma, que na prática podem ser significativamente maiores do que os determinados teoricamente.

Desta forma, recomenda-se como tema de futuros trabalhos a determinação experimental, com metodologia e procedimento especificamente desenhados para esta finalidade, da variabilidade prevista para dados anemométricos medidos.

BIBLIOGRAFIA

- [1] GWEC 2016 – Global Wind 2015 Report – Global Energy Council – disponível em <http://www.gwec.net/>
- [2] Avaliação de dados de medição: Guia para a expressão de incerteza de medição – GUM 2008. Duque de Caxias, RJ: INMETRO/CICMA/SEPIN, 2012 141 p.
- [3] Norma IEC 61400-12-1, first edition 2005-12, Wind turbines – Part 12-1: “Power performance measurements of electricity producing wind turbines”
- [4] Lackner, M. A., Rogers, A. L., Manwell, J. F., Uncertainty Analysis in Wind Resource Assessment and Wind Energy Production Estimation 45th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, Aerospace Sciences Meetings, 2007
- [5] Chai, T. & Draxler R. R. Root mean square error (RMSE) or mean absolute error (MAE) Arguments against avoiding RMSE in the literature Geosci. Model Dev., 7, 1247–1250, 2014
- [6] MEASNET 2009. Evaluation Of Site-Specific Wind Conditions, acesso 29/07/2016 em: http://jwpa.jp/gfisf4vk/Evaluation_of_site-specific_wind_coditions_English.pdf



BIOGRAFIAS

Antonio Carlos de Barros Neiva – Nasceu em São Paulo, SP, em 09/06/1965. Graduado em Engenharia Mecânica, na modalidade Potência e Gás, em 1981 na UNICAMP, tendo também Mestrado no Departamento de Engenharia Térmica e de Fluidos da mesma instituição em 1996; e MBA na Fundação Getúlio Vargas em 2008, em Gestão de Empreendimento com ênfase em Planejamento.

Neiva atuou como especialista em chão de fábrica e em Engenharia de Processos em indústrias de diversos segmentos, assim como foi empresário, coordenou projeto de pesquisa FAPESP/PIPE, registrou 2 patentes e publicou 5 trabalhos científicos.

Atualmente é Pesquisador no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da ELETROBRÁS, o CEPEL, na área de Energia Eólica.

Daniel Agnese Ramos – Nasceu no Rio de Janeiro, RJ, em 15/07/1993. Graduado em Engenharia Mecânica em 2016 na UFRJ, com ênfase em aerodinâmica em simulações numéricas de escoamentos turbulentos.

Eng. Daniel tem dois anos de experiência com desenvolvimento de *micrositing* de projetos eólicos de grande porte, trabalhando em empresas privadas e no Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel). Atualmente é aluno de mestrado no Programa de Engenharia Mecânica da COPPE/UFRJ.

Vanessa Gonçalves Guedes – Nasceu na cidade do Rio de Janeiro em 31 de outubro. Formou-se em Engenharia Mecânica na Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1995, mestrado e doutorado, foram concluídos em 1996 e 2003, respectivamente, com especialização em aerodinâmica e simulações numéricas de escoamentos turbulentos.

Dra. Guedes tem trabalhado no setor da energia eólica nos últimos 13 anos no Cepel - Centro de Pesquisas em Energia Elétrica. Sua contribuição na área consiste em vários projetos para as empresas do Sistema Eletrobras e publicações e contribuições para projetos de final de curso e teses de mestrado de instituições como IME, INPE e UFRJ.

Arnaldo Cesar da Silva Walter – Possui graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade Estadual de Campinas (1981), mestrado em Engenharia Mecânica pela



Universidade Estadual de Campinas (1987) e doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Universidade Estadual de Campinas (1994). É professor associado da Universidade Estadual de Campinas. Tem experiência na área de Engenharia Mecânica, com ênfase em Energia, atuando principalmente nos seguintes temas: biomassa, cogeração, energia elétrica, meio ambiente e energia. Coordenou por quatro anos o programa de pesquisas em Sustentabilidade no CTBE (Centro de Ciência e Tecnologia do Bioetanol). Ministrou aulas em programas de pós-graduação no Equador, Peru, Colômbia, México e Suécia.

Sérgio Roberto Ferreira Cordeiro de Melo – Nasceu em Recife, PE, Possui graduação em Engenharia Eletrotécnica pelo CEFET - Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow, mestrando no programa da COPPE de Sistemas Computacionais, Pós-graduação em Ferramentas de Geoprocessamento ESRI e SmallWorld cursadas na ESRI Espanha e Coteza respectivamente. É pesquisador do Cepel/Eletróbrás, Centro de pesquisas em energia elétrica, atuando na área de Energias Renováveis, como engenheiro e especialista em geoprocessamento.