



**XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GPT/13

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO 2**

**GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS – GPT**

**IMPACTO DA PERDA DE DADOS ANEMOMÉTRICOS NA ESTIMATIVA DO RECURSO EÓLICO**

**Marcelo Wendel (\*)**  
EPE

**Thiago Vasconcellos Barral Ferreira**  
EPE

**Pedro Américo Moretz-Sohn David**  
EPE

**RESUMO**

Como condição para aceitação de dados anemométricos nas habilitações técnicas de empreendimentos eólicos cadastrados para leilões de energia, a Portaria nº 21/2008 do Ministério de Minas e Energia estabeleceu que os períodos contínuos de ausência de medições não superassem 15 dias. Este estudo avalia se esse requisito de perda contínua pode ser menos rigoroso quando se dispõe de séries anemométricas mais extensas. O impacto da perda é quantificado através do intervalo de confiança para a média de uma amostra de dados, cujo valor é determinado numericamente simulando uma perda hipotética de dados e analisando o comportamento estatístico da média.

**PALAVRAS-CHAVE**

Energia Eólica, Medições Anemométricas, Avaliação de Recurso, Leilões de Energia

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A Portaria nº 21/2008 do Ministério de Minas e Energia (MME) [1], posteriormente substituída pela Portaria MME nº 102/2016, estabeleceu condições para aceitação de dados anemométricos nas habilitações técnicas de novos empreendimentos eólicos cadastrados para os leilões de energia. Entre as condições, foi estabelecido originalmente que os empreendedores apresentassem certificação de medições anemométricas e de estimativa de produção de energia conforme instruções para cadastramento e habilitação técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que por sua vez especificavam requisito de histórico de medições contínuas da velocidade e da direção dos ventos por período não inferior a 12 meses consecutivos. Posteriormente, em 2011, a referida Portaria foi alterada, de forma que: (i) o prazo mínimo de medições passou para 24 meses; (ii) o índice de perda de dados foi limitado a 10%; e (iii) os períodos contínuos de ausência de dados foram limitados a 15 dias. Nessa mesma ocasião, ficou estabelecido que, a partir de 2017, o período mínimo de medições contínuas seria ampliado para 36 meses consecutivos.

Recentemente, em relação à condição que estabelece máximo de 15 dias para o período contínuo de ausência de dados, houve questionamentos de agentes do setor alegando que o prazo seria muito exíguo considerando as dificuldades envolvidas na solução de eventuais falhas no processo de medição, tais como: necessidade de deslocamento de especialistas para um diagnóstico correto, reposição de torres no caso de quedas e transporte/montagem de equipamentos novos. Os custos também tendem a aumentar devido à necessidade de manter peças de reposição em estoque e devido à maior limitação de fornecedores que estejam dispostos a atender os prazos. Ademais, embora um prazo mais exíguo possa proporcionar maior confiança e qualidade para a certificação de projetos eólicos, também pode reduzir a oferta de empreendimentos nos leilões de energia.

Dado que esse requisito de 15 dias deriva de práticas internacionais e que foi baseado em séries anemométricas com duração de um ano, este estudo tem o objetivo de avaliar se o requisito pode ser menos rigoroso quando se dispõe de dois ou três anos de medição em vez de apenas um, levando em conta para isso as particularidades do Brasil em termos de regime de vento.

## 2.0 - METODOLOGIA

Este estudo busca atingir o seu objetivo, conforme mencionado na introdução, por meio da quantificação do impacto decorrente de uma eventual perda de dados. Para isso, é necessário definir qual variável deve ser analisada a fim de medir o impacto da perda. Entre possíveis alternativas, destacam-se: a velocidade do vento; a densidade de potência (do recurso eólico); e a potência elétrica do aerogerador. Cada uma dessas alternativas apresenta desvantagens. A velocidade do vento, por exemplo, não leva em conta a não-linearidade entre velocidade e potência. A densidade de potência, por outro lado, pode superestimar o impacto da perda para velocidades de vento mais altas, uma vez que nessa faixa a potência elétrica dos aerogeradores tende a estabilizar. Por fim, analisar a potência elétrica do aerogerador limita a generalização dos resultados, pois torna necessário utilizar a curva de desempenho de um modelo de aerogerador específico. Inicialmente, a metodologia será desenvolvida com base na primeira alternativa, ou seja, a velocidade do vento.

Antes de generalizar os resultados para as diversas regiões do Brasil, a análise focará em uma localidade específica. Assim, para uma dada localidade, o impacto da perda pode ser avaliado em termos do erro percentual da velocidade média medida com perdas em relação a uma velocidade média de referência sem perdas. Essa comparação entre ambas variáveis é realizada utilizando os conceitos estatísticos de população e amostra. Dessa forma, a série de dados anemométricos sem perdas é tratada como sendo a população, com uma média representada por  $\mu$ , enquanto que qualquer subconjunto dessa série é considerado uma amostra, com uma média representada por  $\bar{X}_i$ , onde o índice  $i$  indica a amostra.

Vale destacar que as séries utilizadas neste estudo possuem duração de um a três anos, sendo relativamente pequenas quando comparadas, por exemplo, com a vida útil de um aerogerador. A decisão de tratar uma série pequena como população está relacionada ao fato de que o objeto de estudo é, de fato, a medição do recurso nesse período e não o recurso dessa localidade no longo prazo. Essa decisão, no entanto, possui uma implicação importante: qualquer conclusão obtida a respeito da perda de dados vale, rigorosamente, apenas para esse período. Neste estudo, o impacto da perda é avaliado para 60 localidades distintas (com períodos também distintos) a fim de levar em conta não somente a variação regional do regime de vento, mas também (pelo menos parcialmente) o efeito dessas variações interanuais.

É possível afirmar que o conhecimento pleno da população, sobretudo da sua média de velocidade, facilita muito a obtenção dos resultados que este estudo busca. Porém, o problema que estamos analisando envolve, na verdade, uma estação de medição na qual houve perda de dados e conseqüentemente se conhece apenas uma amostra da população. Para contornar essa dificuldade, as perdas analisadas neste estudo são perdas simuladas e não as perdas que ocorreram efetivamente em campo. Dessa forma, uma vez que as séries utilizadas não possuem falhas reais,<sup>1</sup> a média da população é conhecida.

É possível afirmar também que o impacto da perda de dados depende do instante no qual ocorre a falha de medição. Ou seja, se a perda ocorre em um período atípico, com velocidades de vento que se distanciam muito da média, o impacto tende a ser maior. Por outro lado, para fins práticos, seria mais vantajoso buscar resultados generalizados, que independam do instante no qual ocorre a perda. Uma abordagem para tratar matematicamente esse tipo de problema está centrada no conceito de intervalo de confiança. Em outras palavras, se o instante não é conhecido, não se pode quantificar precisamente o impacto, mas é possível determinar limites (inferior e superior) que não serão ultrapassados, na maior parte dos casos, pela variável adotada para medir esse impacto.

Em diversas aplicações de engenharia, o intervalo de confiança é calculado analiticamente por meio da aplicação direta de uma equação algébrica bastante simples [1]. No entanto, a aplicação dessa equação é condicionada ao atendimento de três hipóteses: (a) o desvio padrão da população é conhecido; (b) a distribuição da população é normal (Gaussiana); e (c) a amostra é formada aleatoriamente. A hipótese (a) é válida, pois foi admitido anteriormente que a população é conhecida. Ademais, para amostras grandes, é possível adotar o desvio padrão da amostra. Rigorosamente, a hipótese (b) não seria válida, pois a velocidade do vento apresenta um regime que tende a seguir a distribuição de Rayleigh ou Weibull. Porém, para amostras grandes, outras distribuições podem ser aceitas. A hipótese (c), por outro lado, não pode ser atendida, pois a amostra é formada a partir da falha das instalações, que costuma causar a perda contínua dos dados. Uma possível solução para o problema foi apresentada por Lackner [2], o qual propõe que essa incerteza seja determinada numericamente. Conforme explicado anteriormente, a população é conhecida, o que permite gerar computacionalmente inúmeras amostras e analisar o comportamento estatístico de suas médias. Essa abordagem, que é adotada neste estudo, será explicada a seguir com base em um caso particular.

<sup>1</sup> Na verdade, algumas séries selecionadas para este estudo continham originalmente pequenas lacunas. Tais séries tiveram suas lacunas tratadas e foram consideradas, para os fins deste estudo, como séries sem perdas (ver Seção 3.0 - RESULTADOS).

Suponha, por exemplo, que se queira avaliar o impacto de uma perda de 2% de dados em uma série de dois anos referente a uma determinada localidade “L”. Para isso, são geradas 10.000 amostras, sendo que cada uma é formada pela eliminação de um bloco contínuo de dados, equivalente a 2% do total, em um instante aleatório. Obviamente, como as perdas acontecem em instantes distintos, as médias das amostras são diferentes entre si. Ao analisar essa distribuição das médias, chega-se à conclusão de que a mesma não pode ser considerada normal (Gaussiana), conforme ilustrado pela Figura 1.

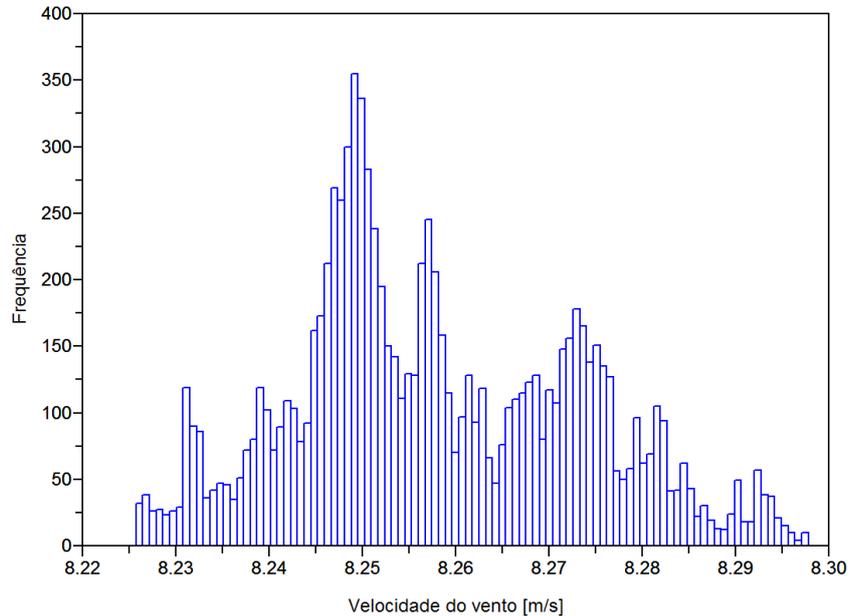


FIGURA 1 – Distribuição de frequência das médias de 10.000 amostras (localidade “L”; perda de 2%)

Apesar de uma observação gráfica sugerir que a distribuição não seja normal, um teste de normalidade também pode ser aplicado para descartar definitivamente essa hipótese. Aplicando o teste de Kolmogorov-Smirnov ao caso particular em estudo, a estatística  $D$  obtida, de 0,0845, é superior a 0,0163, que corresponde ao valor crítico para 10.000 observações e significância de 1% [4]. Portanto, a hipótese de normalidade não pode ser aceita com um nível de significância de 1%. A estatística  $D$  do teste Kolmogorov-Smirnov é representada graficamente na Figura 2, que compara a distribuição acumulada das médias à de uma normal, com mesma média e desvio padrão.

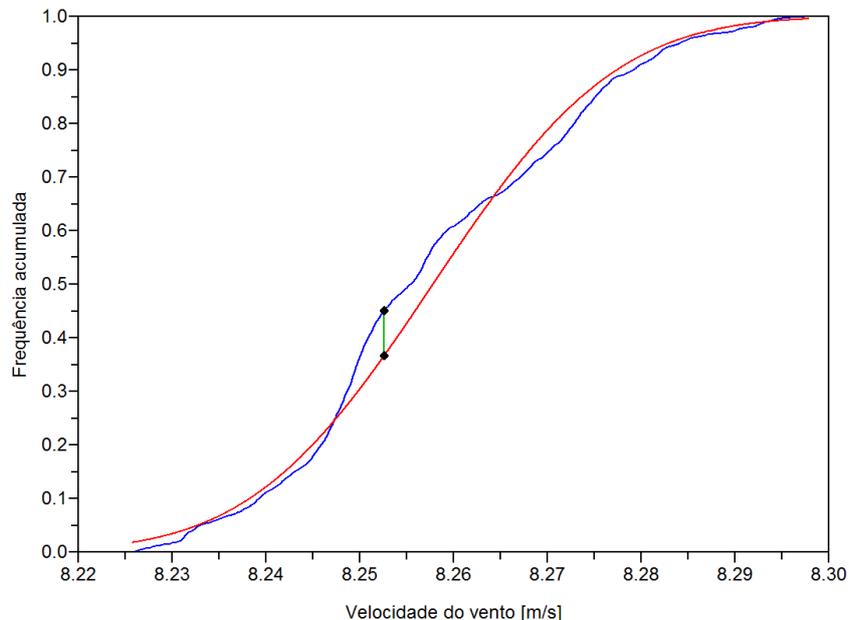


FIGURA 2 – Distribuição de frequência acumulada (em azul, médias de 10.000 amostras para a localidade “L”, com perda de 2%; em vermelho, Gaussiana com igual média e variância; em verde, estatística de Kolmogorov-Smirnov)

Vale destacar que neste estudo a perda é simulada sempre na forma de um bloco contínuo (como no caso anterior). Embora em uma estação de medição real uma perda de 2% possa ocorrer, por exemplo, na forma de duas perdas de 1%, entende-se que a hipótese de perda concentrada seja aquela que proporcione os resultados mais conservativos (mais impactantes). Em outras palavras, quanto menos dispersa for a perda, menor a probabilidade de que os seus efeitos sejam contrabalançados.

Embora os resultados aqui apresentados sejam referentes a uma localidade específica, a conclusão sobre a normalidade da distribuição é a mesma para as demais estações de medição consideradas neste estudo. Além disso, ao realizar o teste para diferentes percentuais de perda de dados, observa-se que a normalidade tende a diminuir com percentuais de perda maiores.

O formato da distribuição tem uma implicação importante. Resumidamente, caso a distribuição fosse normal, seria possível determinar o intervalo de confiança através do desvio padrão das médias. Porém, como a distribuição não é normal, o intervalo de confiança deve ser estimado de outra maneira. Para isso, deve-se voltar aos conceitos de média da população e média da amostra e estabelecer uma nova variável, denominada erro normalizado, definida como

$$E \equiv \left| \frac{\bar{X}_i - \mu}{\mu} \right| \quad (1)$$

Utilizando o mesmo exemplo da localidade “L”, é possível calcular, para cada uma das 10.000 amostras, o valor da variável  $E$ , gerando assim uma curva de frequência acumulada para  $E$ . Considerando a grande quantidade de amostras, admite-se que a extensão do intervalo de confiança para um nível de confiança  $c$  pode ser aproximada como

$$\frac{\bar{X}}{1 + E_{max}} \leq \mu \leq \frac{\bar{X}}{1 - E_{max}} \quad (2)$$

onde  $E_{max}$  é denominado erro máximo e corresponde ao valor do erro associado a uma frequência acumulada também de  $c\%$ . Esse procedimento é ilustrado na Figura 3 para um nível de confiança de  $c = 95\%$ .

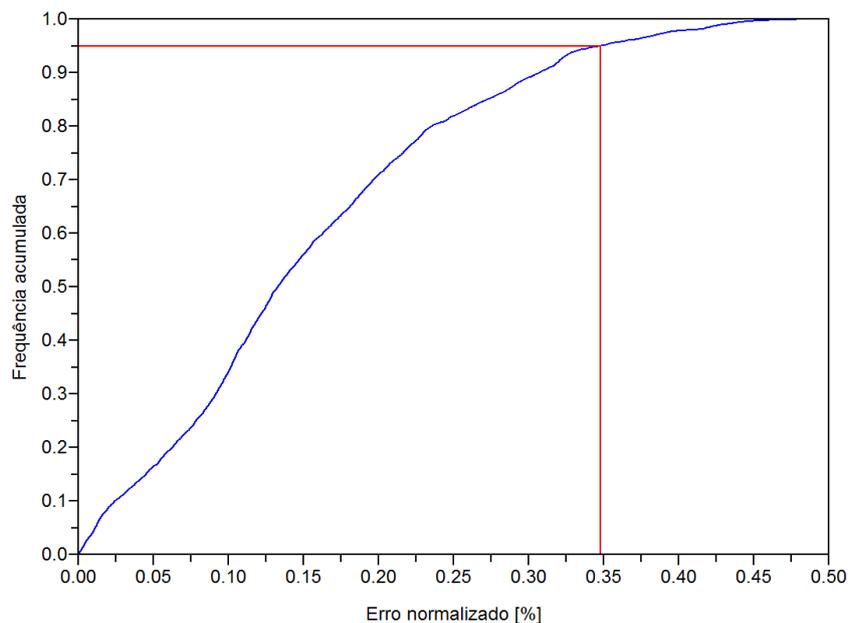


FIGURA 3 – Procedimento para determinação do intervalo de confiança para um nível de confiança de 95% (localidade “L”; perda de 2%)

Até o momento, este estudo analisou apenas o impacto de uma perda de 2%. No entanto, para fins práticos, é útil entender também a relação entre o tamanho da perda e o seu impacto na estimativa do recurso. Para isso, o procedimento descrito anteriormente é repetido para diversos percentuais de perda. Novas 10.000 amostras são geradas para a determinação de  $E_{max}$  considerando também perdas de 4, 6, 8% e assim sucessivamente. Para o exemplo da localidade “L”, essa relação pode ser observada na Figura 4.

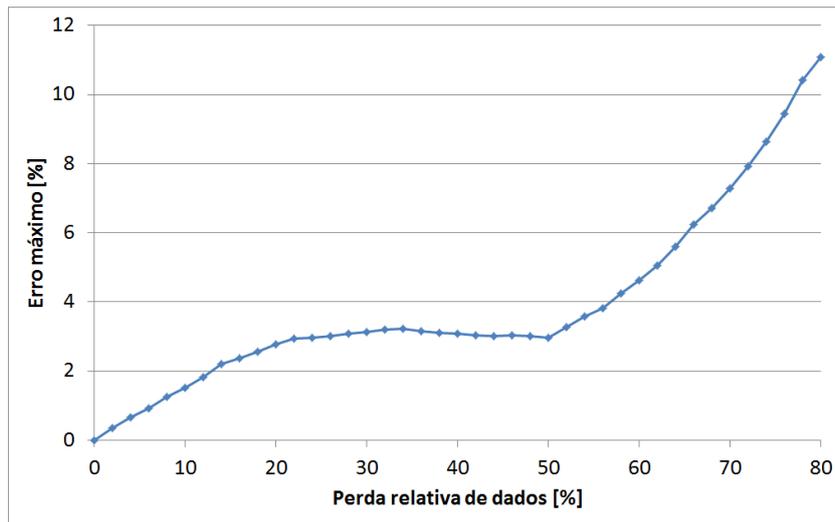


FIGURA 4 – Relação entre o percentual de perda de dados e o erro máximo (localidade “L”; série de dados de dois anos; nível de confiança de 95%)

Duas características dessa curva merecem destaque. Em primeiro lugar, uma vez que a duração da série de dados anemométricos utilizada é de dois anos, um efeito sazonal fica evidente em uma faixa de perda entre aproximadamente 25 e 50%, o que corresponde a perdas de seis a doze meses de dados. Em outras palavras, devido ao efeito da sazonalidade, a perda de um ano completo tende a causar, pelo menos nesse caso, um impacto menor que o impacto causado por uma perda de oito meses de dados. A partir de doze meses, no entanto, o erro cresce substancialmente. Em segundo lugar, embora a curva apresente em geral um comportamento fortemente não-linear, observa-se uma linearidade na região de perdas pequenas (nesse caso, até aproximadamente 10%). Admitindo a hipótese de que essa relação para perdas pequenas seja realmente linear, é possível, por meio de regressão linear, ajustar uma reta que passe pela origem e, em seguida, determinar uma constante de proporcionalidade entre o percentual de perdas e o erro máximo. A Figura 5 ilustra a determinação da constante de proporcionalidade, representada por  $\alpha$ .

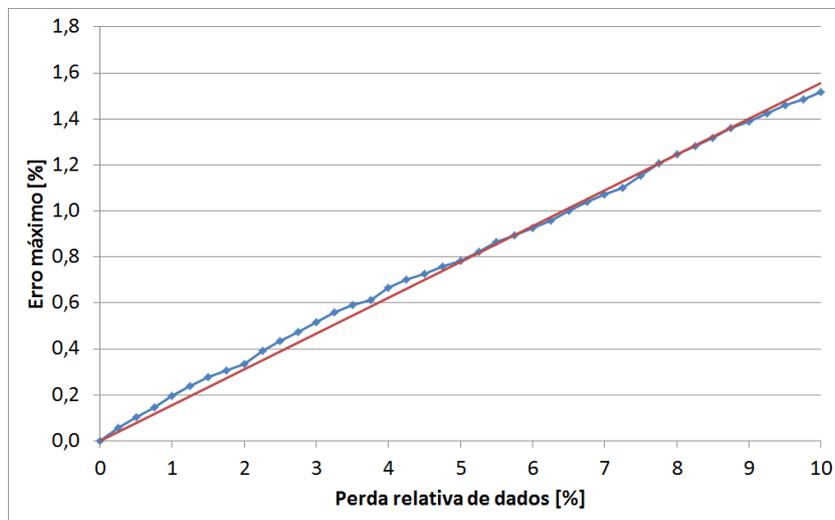


FIGURA 5 – Regressão linear e constante de proporcionalidade  $\alpha$  entre o percentual de perda de dados e o erro máximo para o caso particular de perdas até 10% (localidade “L”; nível de confiança de 95%)

Para atingir o objetivo deste estudo, ainda falta generalizar os resultados para as diversas regiões do Brasil. Uma abordagem possível consiste basicamente em modificar o cálculo de  $E_{max}$  de forma a considerar não somente as 10.000 amostras de uma única estação de medição, como também as amostras de diversas estações distribuídas ao longo do território brasileiro. Para essa análise, são selecionadas 60 estações e geradas 10.000 amostras para cada uma, totalizando 600.000 amostras em cada ponto do gráfico. Vale destacar, no entanto, que o resultado obtido a partir dessa análise deve ser interpretado com muita cautela, pois o valor calculado para o erro máximo pressupõe não somente que a falha ocorra em um instante aleatório, mas também que a própria estação de medição seja selecionada aleatoriamente. Essa interpretação pode parecer sem sentido em um primeiro momento, porém demonstra utilidade em um contexto de formulação de requisitos gerais para habilitação de projetos em

leilões de energia, no qual se insere justamente o objetivo deste estudo. Em suma, é importante estar consciente de que os resultados obtidos para o erro máximo não podem ser aplicados para uma localidade específica, uma vez que o valor do nível de confiança (por exemplo, 95%), perde o seu sentido quando não se seleciona a estação aleatoriamente.

### 3.0 - RESULTADOS

Os gráficos e valores apresentados como resultados deste estudo são gerados considerando conjuntamente todas as estações de medição, conforme explicado no último parágrafo da seção anterior. Resultados individualizados para cada uma das estações não serão apresentados neste estudo devido ao fato de não levarem em conta os efeitos de variações interanuais, conforme também explicado na seção anterior. Ademais, vale destacar que o objetivo deste estudo é avaliar a razoabilidade de um requisito de medição único para todo o Brasil e não para localidades específicas.

As séries de dados anemométricos foram obtidas da documentação submetida à EPE para fins de habilitação técnica de empreendimentos com vistas à participação nos leilões de energia, abrangendo certames realizados no período entre 2014 e 2016. Portanto, trata-se de uma amostra representativa de locais com bom potencial de aproveitamento da energia eólica. O intervalo em que se situam as séries de dados está compreendido entre abril de 2008 e abril de 2015, totalizando sete anos. A Tabela 1 mostra a quantidade de estações selecionadas por estado.

Tabela 1 – Distribuição das estações de medição por estado

Estado	Quantidade de estações	
	(com 2 anos de medição)	(com 3 anos de medição)
Bahia	17	5
Ceará	10	1
Maranhão	1	0
Pernambuco	4	0
Piauí	4	0
Rio Grande do Norte	13	1
Rio Grande do Sul	10	1
Santa Catarina	1	0
Total	60	8

Conforme pode ser observado na Tabela 1, há 60 séries com duração de dois anos e apenas 8 séries com duração de três anos. A menor quantidade de estações com três anos de medição está diretamente relacionada à menor disponibilidade de séries mais longas no momento da realização deste estudo, uma vez que o requisito de três anos ainda não estava vigente. Por serem menos numerosas, as séries de três anos serão utilizadas apenas para avaliar a redução do impacto das perdas com o aumento do período de medição de um para dois ou três anos. As demais avaliações serão realizadas com base nas séries de dois anos de medição.

Um aspecto importante das séries de dados é a altura de instalação dos anemômetros na torre de medição. Normalmente, há diversos anemômetros em cada mastro, instalados em alturas diferentes. Durante o processo de seleção das séries, foram priorizados os anemômetros mais altos. A Tabela 2 distribui os anemômetros em cinco faixas de altura e revela que a grande maioria encontra-se dentro do intervalo entre 70 e 110 m. As quantidades mostradas na Tabela 2 são referentes às séries efetivamente utilizadas neste estudo.

Tabela 2 – Distribuição das estações de medição por faixa de altura do anemômetro

Faixa de altura do anemômetro	Quantidade de estações	
	(com 2 anos de medição)	(com 3 anos de medição)
50-70 m	3	0
70-90 m	25	7
90-110 m	26	1
110-130 m	5	0
130-150 m	1	0
Total	60	8

As séries utilizadas possuem valores integralizados a cada dez minutos. Devido à ausência completa de falhas, o total de valores chega a 105.120 em dois anos e a 157.680 em três anos (desconsiderando os anos bissextos). No entanto, vale destacar que algumas dessas séries continham originalmente pequenas falhas e, portanto, não apresentavam um total de 105.120 (ou 157.680) valores contínuos. Critérios objetivos foram estabelecidos para

definir quais falhas poderiam ser consideradas pequenas e quais deveriam ser consideradas grandes. Séries com falhas pequenas foram tratadas com base em procedimentos padronizados, de forma a eliminar as lacunas existentes. Séries com falhas grandes foram simplesmente descartadas para este estudo.

Os resultados a seguir serão apresentados em duas bases distintas: em velocidade e em potência. Os resultados com base em velocidade são obtidos seguindo exatamente os mesmos procedimentos descritos na seção anterior. Os resultados com base em potência seguem também a mesma metodologia, porém usam como dado de entrada séries com valores de potência do aerogerador em vez das séries de medições anemométricas descritas até o momento. As séries de potência são geradas pela transformação da velocidade do vento medida pelo anemômetro (m/s) em potência elétrica (MW), através da curva de potência de um aerogerador específico, considerando 100% de disponibilidade dos equipamentos, desprezando o efeito esteira e admitindo que a altura do anemômetro seja igual à altura do eixo do cubo do aerogerador (ver Tabela 2). Para este estudo, foi adotada a curva do modelo G114-2.1MW do fabricante Gamesa.

A Figura 6 mostra os valores obtidos para a constante de proporcionalidade  $\alpha$  (igual a 0,248 com base em velocidade e a 0,420 com base em potência), considerando as 60 séries de dois anos e um nível de confiança de 95%. Isso significa que, para uma perda de 2% de dados e para 95% dos casos, espera-se um erro de até 0,50% ( $2 \times 0,248$ ) na média de velocidade e de até 0,84% ( $2 \times 0,420$ ) na potência média do aerogerador.

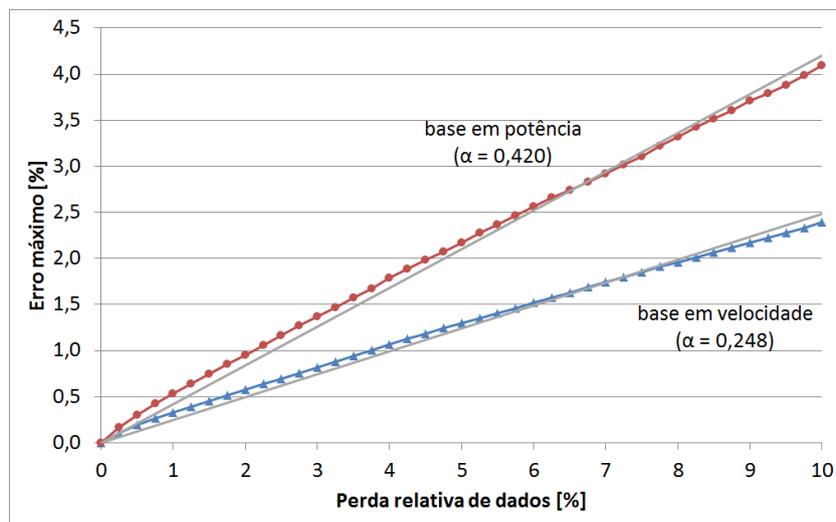


FIGURA 6 – Constante de proporcionalidade considerando 60 séries de dois anos e um nível de confiança de 95%

Finalmente, considerando que o requisito original da Portaria MME nº 21/2008 era baseado em séries anemométricas com duração de um ano, compara-se o erro máximo para esse caso de referência (séries de um ano e 15 dias de perda) com o erro máximo para séries de dois e três anos e para perdas de 15, 30 e 45 dias. Essa comparação, apresentada por meio da Tabela 3 e da Tabela 4, permite avaliar a possibilidade de um requisito menos rigoroso para a perda contínua de dados quando se dispõe de um período maior de medição. O nível de confiança adotado é de 95%.

Tabela 3 – Erro máximo em função da duração da perda e do tempo de medição (com base em velocidade)

Duração da perda	1 ano de medição	2 anos de medição	3 anos de medição
15 dias	1,2%	0,7%	0,4%
30 dias	2,2%	1,2%	0,8%
45 dias	3,2%	1,7%	1,1%

Tabela 4 – Erro máximo em função da duração da perda e do tempo de medição (com base em potência)

Duração da perda	1 ano de medição	2 anos de medição	3 anos de medição
15 dias	1,9%	1,1%	0,6%
30 dias	3,7%	2,0%	1,2%
45 dias	5,3%	2,9%	1,7%

É importante destacar que, devido à menor disponibilidade de séries de três anos, os resultados apresentados na Tabela 3 e na Tabela 4 são baseados em apenas 8 estações de medição e, portanto, devem ser utilizados

preferencialmente para fins de comparação e não como uma medida absoluta do erro.<sup>2</sup> É possível inferir, por exemplo, que perdas de 15 dias em séries de um ano são equivalentes a perdas de 30 dias em séries de dois anos, pois os impactos são praticamente os mesmos tanto em termos de média de velocidade como em termos de potência média.

#### 4.0 - CONCLUSÃO

Como principal conclusão, os resultados deste estudo indicam que o requisito de 15 dias para o período contínuo de ausência de dados, conforme estabelecido inicialmente pela Portaria MME nº 21/2008, pode ser abrandado sem ocasionar erros significativos na estimativa do recurso eólico. Em consonância com este estudo, as instruções da Empresa de Pesquisa Energética [4] ampliaram, em 2016, o máximo período contínuo de ausência de medições e/ou medições inválidas para 30 dias.

Conclui-se também que no caso de perdas pequenas (até 10% para séries de dois anos), é possível estabelecer uma relação de proporcionalidade entre o percentual de perda de dados e o erro máximo. Essa hipótese simplificativa é bastante útil para uma avaliação rápida do impacto da perda: cada 1% de dados perdidos ocasiona um erro de até 0,248% na média de velocidade e de até 0,420% na potência média do aerogerador (resultados obtidos para séries de dois anos e nível de confiança de 95%).

Dadas as limitações deste estudo, destacam-se algumas recomendações para trabalhos futuros. Em primeiro lugar, é interessante avaliar o impacto da perda em séries mais longas, sobretudo no caso de três anos de medição (requisito vigente), tomando como base uma maior quantidade de estações anemométricas. É importante verificar também se as variações interanuais no regime de vento são adequadamente consideradas neste estudo por meio da adoção de 60 localidades com períodos de medição distintos. Para uma maior generalização dos resultados, o impacto da perda sobre a potência média pode ser avaliado para outras curvas de aerogerador além do modelo Gamesa G114-2.1MW, considerando principalmente que nem todos os regimes de vento são de classe compatível com esse modelo de aerogerador. Por fim, o impacto pode ser avaliado considerando uma situação prática na qual a perda é mitigada por meio técnicas de preenchimento de falhas e o valor do erro, conseqüentemente, é reduzido.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministério de Minas e Energia, *Portaria nº 21, de 18 de janeiro de 2008*, Diário Oficial da União, 21 de janeiro de 2008.
- [2] D. Montgomery e G. Runger, *Applied Statistics and Probability for Engineers*, Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2011.
- [3] M. Lackner, *The Streamlined Site Assessment Methodology: a New Approach for Wind Energy Site Assessment*, Amherst, MA: University of Massachusetts Amherst, 2008.
- [4] P. O'Connor e A. Kleyner, *Practical Reliability Engineering*, 5 ed., Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2012.
- [5] Empresa de Pesquisa Energética, *Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica – Empreendimentos Eólicos (EPE-DEE-017/2009-r13)*, 1º de junho de 2016.

#### 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Marcelo Wendel** é Analista de Pesquisa Energética na Superintendência de Projetos de Geração da EPE, onde ingressou em setembro de 2014. Possui graduação e mestrado em engenharia mecânica pela UFSC, além de experiência prévia no setor elétrico como engenheiro de construção eletromecânica de geração na Companhia Paranaense de Energia (Copel).

**Thiago Vasconcellos Barral Ferreira** ocupa atualmente posto de Superintendente de Projetos de Geração na EPE, onde ingressou em dezembro de 2007 como Analista de Pesquisa Energética. Formado em engenharia civil pela UFJF, mestre em recursos hídricos e meio ambiente pela COPPE/UFRJ e pós-graduando em administração pública pela FGV.

**Pedro A. M-S. David** é mestre e doutor em engenharia elétrica pela PUC-Rio e trabalha na EPE na Superintendência de Planejamento da Geração como Consultor Técnico.

<sup>2</sup> Por esse mesmo motivo, os valores de erro máximo apresentados na coluna “2 anos de medição” serão ligeiramente diferentes dos valores calculados com base na constante de proporcionalidade apresenta na Figura 6.