



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA (UNB)  
MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA DO SETOR PÚBLICO

**AVALIAÇÃO DO REQUISITO DE TEMPO DE MEDIÇÃO  
ANEMOMÉTRICA PARA AUTORIZAÇÃO E CONTRATAÇÃO DE NOVOS  
PARQUES EÓLICOS NO BRASIL**

Álvaro Fagundes Moreira

Orientadora: Marina Delmondes de Carvalho Rossi

BRASÍLIA, agosto de 2016

ÁLVARO FAGUNDES MOREIRA

AVALIAÇÃO DO REQUISITO DE TEMPO DE MEDIÇÃO ANEMOMÉTRICA PARA  
AUTORIZAÇÃO E CONTRATAÇÃO DE NOVOS PARQUES EÓLICOS NO BRASIL

Dissertação apresentada ao Departamento de Economia da Universidade de Brasília como  
requisito para obtenção do título de Mestre em Economia do Setor Público.

**Orientadora: Marina Delmondes de Carvalho Rossi**

BRASÍLIA  
2016



ÁLVARO FAGUNDES MOREIRA  
alvarofag@gmail.com

AVALIAÇÃO DO REQUISITO DE TEMPO DE MEDIÇÃO  
ANEMOMÉTRICA PARA AUTORIZAÇÃO E CONTRATAÇÃO DE NOVOS  
PARQUES EÓLICOS NO BRASIL

Dissertação apresentada ao Departamento de  
Economia da Universidade de Brasília como  
requisito para obtenção do título de Mestre  
em Economia do Setor Público.

Data da aprovação:

Banca Examinadora:

---

Profa. Dra. Marina Delmondes de Carvalho  
Rossi (UNB)

---

Profa. Dra. Maria Eduarda Tannuri-Pianto  
(UNB)

---

Dr. Sanderson Emanuel Uchôa de Lima  
(Aneel)

## RESUMO

Para autorizar a implantação de novos parques eólicos no Brasil, a Administração Pública requer que os interessados efetuem medições anemométricas por período não inferior a dois anos. Tais requisitos visam assegurar confiabilidade à contratação da energia proveniente dessa fonte, a qual tem por característica a intermitência em sua produção. O presente estudo tem por objetivo avaliar a influência dessa regra na previsão de produção energética de parques eólicos em operação comercial no Brasil. Dessa forma, buscou-se definir modelo econométrico, baseado nos trabalhos de Iglesias et al. (2010) e Ajayi et al. (2011), que descreva o comportamento do desvio de produção – definido como a diferença entre o montante energético estimado e o montante energético produzido ao longo de 2015 – em função de demais variáveis adotadas, dentre as quais se destaca: o tempo de medição anemométrica prévio à autorização. Os dados foram obtidos a partir de coleta de informações constante de registros administrativos em órgãos da Administração Pública, transformando-os em fonte estatística para estudo. Os efeitos do tempo de medição no desvio de produção foram inicialmente avaliados por meio do método de Mínimos Quadrados Ordinários. Posteriormente, a amostra fora censurada, de forma a avaliar apenas os desvios negativos de produção – quando o produzido no ano de 2015 foi abaixo do estimado. Foi observada redução de 6% do desvio de produção para cada ano adicional de medição anemométrica efetuado. O modelo a partir de dados censurados foi avaliado por tobit, encontrando resultados semelhantes. Apesar das limitações econométricas encontradas, a pesquisa apresentou resultados significantes, os quais podem subsidiar a discussão a respeito da pertinência regulatória de tais exigências, além de fornecer metodologia para averiguar o mesmo requisito em outras fontes alternativas.

Palavras-chave: Medições Anemométricas. Energia Eólica. Previsão de Vento. Geração de Energia. Fontes Renováveis. Contratação de Energia. MQO. Tobit. Leilões de Energia. Garantia Física.

## ABSTRACT

This study aims to estimate the effects of the period required to authorize new wind farms in Brazil. These requirements are designed to ensure reliability from this energy source, which power production is considered intermittent. To investigate if these requirements are improving this source reliability, it was created an econometric model based on the work of Iglesias et al. (2010) and Ajayi et al. (2011). This model describes the production deviation behavior - defined as the difference between the estimated energy amount and what was produced over 2015 - due to other variables, among which stands out: the quantity of time spent on wind measuring to receive a wind farm authorization. Data collected from administrative records in governmental bodies was used as a source for statistical study. The effects of the amount of time spent on wind measuring on production deviation was initially evaluated by the method of Ordinary Least Square. Subsequently, the sample was censored in order to evaluate only the negative deviations production - when produced in the year 2015 was lower than the contracted energy. The results shows that there was a reduction of 6% of the production deviation for each additional year of wind measurement. The censored data was evaluated using tobit model. The results found using this censored data were similar. Despite the econometric limitations, the study showed significant results, which can support the discussion about the relevance of such regulatory requirements, and provide methodology to ascertain the same requirement in other renewable sources.

**Keywords:** Wind measurements. Wind Energy. Predicting wind. Power generation. Renewable Sources. OLS. Tobit. Energy Auctions.

## Sumário

1	INTRODUÇÃO .....	5
2	LEGISLAÇÃO E CONCEITOS TÉCNICOS .....	10
2.1	Panorama da Fonte Eólica.....	10
2.2	Normas e Legislação .....	12
2.2.1	Histórico dos Requisitos de leitura anemométrica exigidos pela Aneel e EPE.....	13
2.2.2	Motivação da Aneel para exigência de leitura de velocidades de vento .....	14
2.2.3	Normas e parâmetros para o cálculo de Garantia Física .....	15
2.3	Ambiente Regulatório .....	17
2.3.1	Requisitos para obtenção de outorga.....	17
2.3.2	Ambientes de Contratação.....	18
2.4	Conceitos Técnicos .....	19
2.4.1	Potência Instalada.....	19
2.4.2	Camada Limite Atmosférica .....	22
2.4.3	Anemometria.....	23
2.4.4	Fator de Capacidade .....	26
2.4.5	Disponibilidade .....	28
2.4.6	Dimensionamento do Parque Eólico .....	30
3	METODOLOGIA .....	34
3.1	Modelo Econométrico .....	34
3.2	Descrição das variáveis escolhidas.....	35
3.2.1	Variável dependente $y_{2015} - y_{GFyGF\%}$ .....	35
3.2.2	Variável de interesse .....	36
3.2.3	Variáveis de controle.....	38
3.3	Base de Dados Utilizada .....	41
4	RESULTADOS .....	45
4.1	Testes realizados no modelo .....	45
4.2	Resultados das regressões .....	47
5	CONCLUSÃO .....	51
6	BIBLIOGRAFIA .....	55
	Apêndice – Resultados Econométricos.....	57

## Índice de ilustrações

Figura 1 - Diagrama de inputs e outputs da pesquisa realizada por Iglesias et al (2010).....	7
Figura 2 - Diagrama de inputs e outputs da pesquisa realizada por Ajayi et al. (2011).....	7
Figura 3 - Diagrama de inputs e outputs da presente pesquisa.....	8
Figura 4 - Distribuição de parques eólicos por estado (Fonte: ABEEólica 2016).....	10
Figura 5 – Histórico de Geração de Energia Eólica (Fonte: ONS 2016).....	11
Figura 6 – Histórico de Geração de Energia Eólica (Fonte: ONS 2016).....	12
Figura 7 – Curva de potência de um aerogerador, em função da velocidade do vento (Fonte: Sansigolo, C. A. 2005) .....	20
Figura 8 - Perfil de velocidade do vento em função da altura (Fonte: Petersen et al 1997).....	23
Figura 9 - Fator de Capacidade ao longo dos anos, a partir de valores declarados para participação nos leilões de energia (Fonte própria: a partir de dados obtidos em <a href="http://www.aneel.gov.br">www.aneel.gov.br</a> ) .....	27
Figura 10- Fator de Capacidade de empreendimentos em operação comercial (Fonte: IRENA 2015).....	28
Figura 11- Curva da banheira para bens reparáveis (Fonte: El-Thalji & Jantunen 2012).....	29

## **Índice de Tabelas**

Tabela 1 - Percentual de usinas que extrapolam as exigências mínimas de medição .....	37
Tabela 2 - Resumo por estado .....	43
Tabela 3 - Estatística sobre as principais variáveis .....	43
Tabela 4 - Estatística sobre as principais variáveis .....	43
Tabela 5 – Resultados por Estado.....	48
Tabela 6 – Resultados a partir da variável “anos” de forma binária – MQO .....	49
Tabela 7 – Resultados a partir da variável “anos” de forma binária – Tobit.....	50

## Índice de Equações

Equação 1 – Garantia Física conforme Portaria nº 258/2008.....	15
Equação 2 – Garantia Física conforme Portaria nº 131/2013.....	16
Equação 3 – Geração média, conforme Portaria nº 416/2015.....	16
Equação 4 – Relação entre potência disponível e velocidade média do vento.....	20
Equação 5 – Lei Logarítma de Prandtl para o perfil de vento.....	22
Equação 6 – Expressão para o cálculo de Fator de Capacidade.....	26
Equação 7 – Índice de Disponibilidade de um aerogerador.....	29
Equação 8 – Revisão do montante de energia de referência.....	31
Equação 9 – Regressão do modelo completo.....	34
Equação 10 – Regressão do modelo final.....	47
Equação 11 – Representação da variável “anos” de forma binária.....	48

## 1 INTRODUÇÃO

Este estudo busca avaliar a eficácia das normas que exigem tempo mínimo de medição de vento como requisito para autorizar novos empreendimentos eólicos no Brasil. Trata-se da obrigatoriedade de os agentes interessados coletarem leituras de velocidade e direção de vento no local onde pretendem construir seu empreendimento por determinado período mínimo de tempo. Tal medida objetiva assegurar uma adequada predição de produção energética para fins de contratação. Ou seja, aumentar a segurança no fornecimento de energia proveniente da fonte eólica. Ao longo dos últimos anos, a contar de 2002, a Administração Pública, procurando aferir o tempo mínimo ideal a ser exigido, variou seus requisitos de anemometria para período entre 1 e 3 anos, por meio de normas que foram atualizadas sucessivamente.

Inicialmente, era exigido período não inferior a um ano para que os empreendimentos eólicos pudessem ter sua Energia de Referência calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), para fins de comercialização dessa energia no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Posteriormente, verificou-se que tais empreendimentos apresentaram baixa acurácia em sua predição energética, frustrando as expectativas de oferta. Baseando-se nesse fato, a Administração Pública passou a estabelecer prazos maiores como requisito de autorização de novos parques eólicos. Por exemplo, a partir de 2017, será exigido tempo mínimo de medição de três anos para participação em leilões de energia.

Essa exigência decorre de normas emitidas tanto pelo Ministério de Minas e Energia (MME) quanto pela Aneel. O Ministério apresenta essas exigências como requisito para habilitação de novos empreendimentos em leilões de energia. Além disso, esse órgão calcula a Garantia Física – estimativa do montante energético passível de contratação – desses empreendimentos antes de sua participação no certame. Desse modo, busca-se garantir que os agentes contratem adequadamente o volume de energia que venham a produzir a partir da captação do recurso natural. A Aneel, por sua vez, apresenta a mesma exigência para autorizar a implantação de novos parques no Brasil. Assim, aqueles agentes que desejarem produzir energia para comercializá-la no mercado livre ou para autoconsumo também devem atender a esse critério.

A Administração Pública considera que a estimativa do recurso eólico local não deve ser deixada por livre critério do empreendedor, exigindo-a por meio de normas, a fim de

aumentar a confiabilidade do fornecimento. Destaca-se, entretanto, que é livre aos agentes adotar quantidades de tempo superiores de medição, a fim de melhorarem suas séries de dados e refinar a predição energética.

Tendo em vista que a potência energética a ser fornecida pelo parque eólico varia com a velocidade média de vento elevada ao cubo, conforme será detalhado adiante, as incertezas inerentes à medição de vento são propagadas e ampliadas na estimativa da produção energética da central geradora eólica. Dessa forma, busca-se reduzir tais incertezas de predição por meio do incremento do tempo de leitura de vento no local do empreendimento, de forma a aumentar a amostra de dados recolhidos em cada estação do ano. A partir disso, justifica-se a preocupação da Administração Pública com esse critério.

Por outro lado, conforme será detalhado neste trabalho, as instalações de medição anemométrica utilizadas nas citadas campanhas de medição compõem aproximadamente 0,35% dos custos de implantação de uma usina eólica. Além dos custos adicionais, tais normas podem ser apontadas como barreiras de mercado tempestivas, pois podem vir a atrasar a entrada de novos agentes no mercado.

A presente pesquisa busca avaliar econometricamente a eficácia dessas exigências, tendo por base os empreendimentos eólicos que operaram com todas suas máquinas ao longo do ano de 2015. O modelo econométrico criado foi baseado na função de produção microeconômica definida por Iglesias et al. (2010). Em sua pesquisa, esse autor avaliou a eficiência produtiva de aerogeradores a partir de dados de painel, correspondente ao período de quatro anos, de um grupo de fazendas eólicas em operação comercial, localizadas na região de Galícia, na Espanha. O autor aplicou métodos de análise de dados de envoltório a fim de identificar a fronteira de eficiência desses parques. Nesse trabalho, definiu-se eficiência como a relação entre o produto: energia elétrica, e os correspondentes insumos: potência instalada do parque, número de funcionários por parque, área de terras onde estão os rotores, velocidade anual média do vento e fator de disponibilidade.

A figura a seguir ilustra, sob a ótica de função de produção, as variáveis de insumo e produto utilizadas na análise de Iglesias et al. (2010).

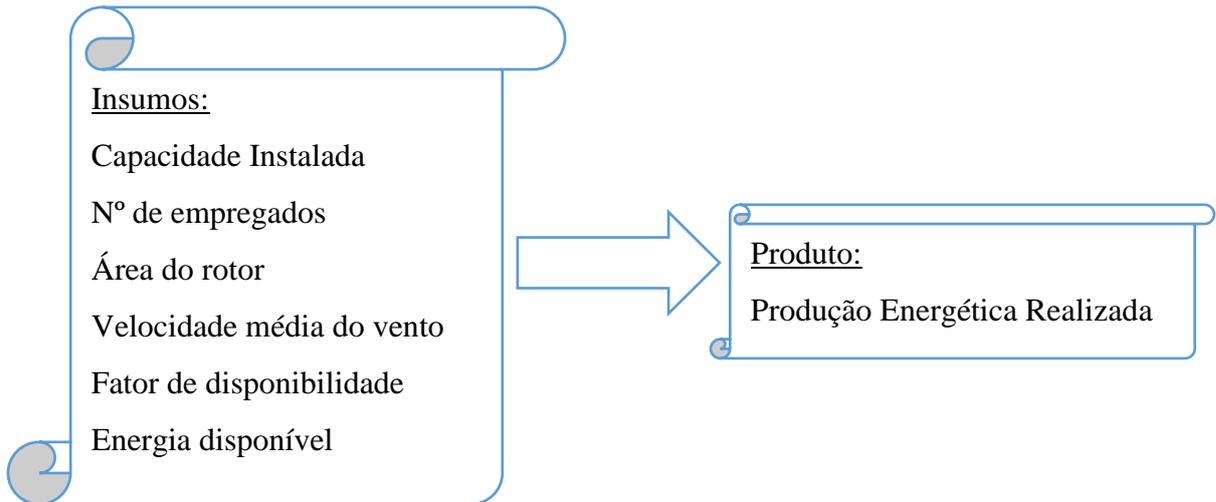


Figura 1 - Diagrama de *inputs* e *outputs* da pesquisa realizada por Iglesias et al (2010)

Tal análise avalia o montante gerado pelos parques eólicos durante o período de 2001 a 2004. Por outro aspecto, destaca-se o trabalho de Ajayi et al. (2011), no qual o autor analisa a produção energética futura de um parque eólico a ser construído no estado de Sokoto, na Nigéria. Essa avaliação foi elaborada a partir da avaliação de série histórica de vento e da comparação da curva de potência de três diferentes aerogeradores. A metodologia adotada nesse trabalho vai ao encontro daqueles apresentados por Silva et al. (2002) e Custódio R. S. (2013). Olhando, novamente, sob a ótica de função de produção, pode-se desenhar diagrama similar àquele apresentado na Figura 1. Fundamentalmente, uma das diferenças entre esses casos é que o primeiro analisa a produção de parques já construídos e o segundo prediz a produção de empreendimento que ainda está na fase de dimensionamento.

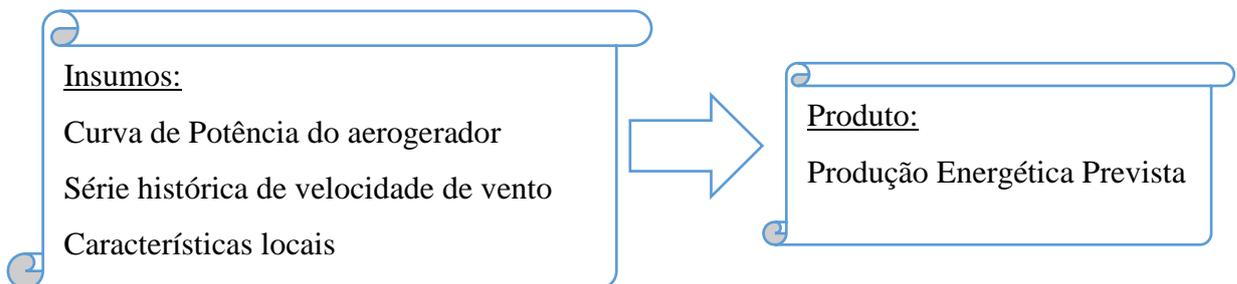


Figura 2 - Diagrama de *inputs* e *outputs* da pesquisa realizada por Ajayi et al. (2011)

Na presente pesquisa, os modelos adotados por Iglesias et al (2010) e de Ajayi et al. (2011) foram adaptados, visando avaliar os efeitos do tempo de medição no desvio de produção energética dos parques brasileiros, contemplando também as peculiaridades do

mercado nacional, além das diversas regiões onde as usinas estão instaladas. O modelo econométrico desse trabalho, por conseguinte, definiu como variável dependente os desvios de produção de energia elétrica em relação àquilo que foi predito à época da autorização do parque. E, como variável de interesse a quantidade de anos de medição anemométrica adotada pelos agentes. Além disso, foram acrescentadas demais variáveis de controle, a fim de descrever com precisão os efeitos da variável de interesse na variável dependente. Para fins comparativos, a figura a seguir mostra, sob a ótica de função de produção, o modelo adotado na presente pesquisa.

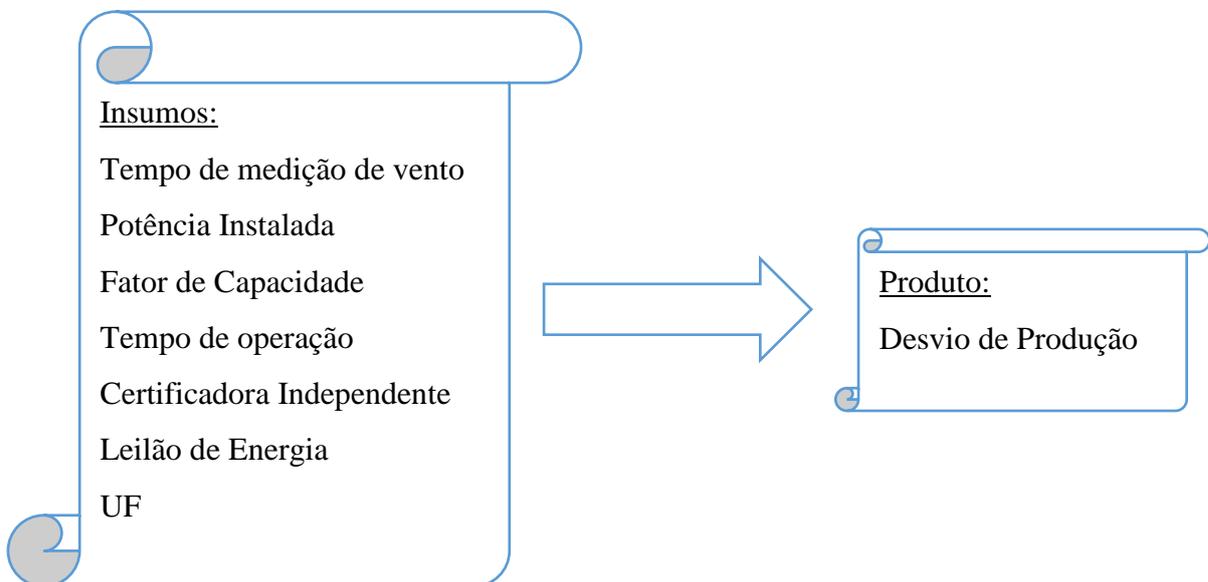


Figura 3 - Diagrama de inputs e outputs da presente pesquisa

Conforme apresentado, a presente pesquisa avaliará a influência da exigência de diferentes períodos mínimos de medição anemométrica sobre o nível de exatidão obtido na predição da produção energética de parques eólicos, para tanto será utilizada uma base de dados contendo os valores efetivamente produzidos pelos parques brasileiros ao longo do ano de 2015, para validação do modelo.

A base de dados foi obtida a partir de dados disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Aneel, complementada por outras variáveis proveniente da conversão de registros administrativos disponibilizados pela Aneel e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em fonte de dados estatísticos para análise. A partir disso, é analisado os efeitos do tempo de medição anemométrica na produção energética desses

parques por meio de regressão por Mínimos Quadrados Ordinários (MQO). Além disso, o efeito do tempo de leitura também é novamente investigado, mas em amostra censurada, de forma a constar apenas os valores de déficit de produção, constando o valor zero àqueles empreendimentos que produziram montante superior ao predito. Nesta segunda análise, a investigação é feita por meio do modelo tobit.

Por meio dos trabalhos realizados, verificou-se que o desvio da produção energética por esses parques eólicos, em relação àquilo que foi predito, diminui em cerca de 6% a cada ano adicional de medição anemométrica que se realiza antes da construção do parque. Ao se considerar a variável de interesse, anos, de forma binária, viu-se que um parque com dois anos de medição anemométrica tende a reduzir seu desvio de produção em 6% em relação àqueles com apenas 1 ano. Já os que chegaram a medir por três anos, melhoraram sua produção reduzindo seu desvio em 4% em relação àqueles com dois anos de medição. Quanto ao modelo censurado, valores próximos a esses foram encontrados, os quais serão mostrados adiante.

Este trabalho procederá apresentando os principais conceitos técnicos, regulatórios e as normas relacionadas com as variáveis adotadas no modelo econométrico proposto. Em seguida será relatada a metodologia adotada. Após, será apresentada síntese sobre os dados utilizados na base, além das suas principais características. Em continuidade, na seção 4, serão apresentados os resultados encontrados tanto dos testes realizados no modelo quanto das regressões obtidas e conclusão sobre o tema.

## 2 LEGISLAÇÃO E CONCEITOS TÉCNICOS

### 2.1 Panorama da Fonte Eólica

Ao longo do ano de 2015, 354 empreendimentos eólicos operaram comercialmente no Brasil, totalizando 8,6 GW de Potência Instalada, representando 6% do total de capacidade instalada do país. Adicionalmente, em construção, há novos 148 empreendimentos, totalizando 3,5 GW. Vale destacar que existem 249 empreendimentos adicionais – cerca de 6 GW – que estão autorizados pela Administração Pública, mas que ainda não iniciaram suas obras<sup>1</sup>.

Segundo informações da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), a distribuição de empreendimentos eólicos se concentra no nordeste brasileiro e no sul, destacando o estado do Rio Grande do Norte como o maior produtor, seguido da Bahia, Rio Grande do Sul e Ceará.

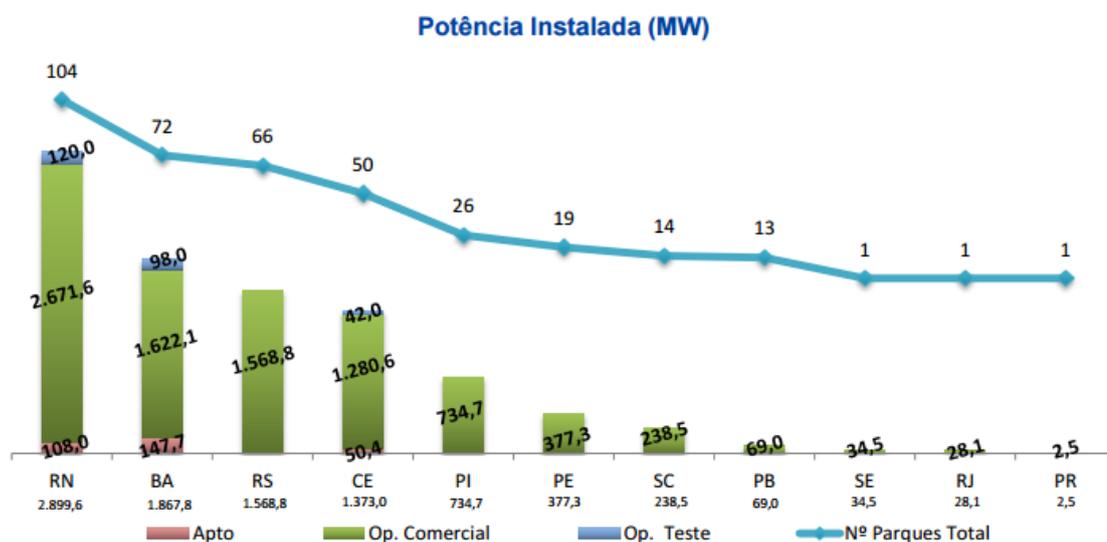


Figura 4 - Distribuição de parques eólicos por estado (Fonte: ABEEólica 2016)

Conforme publicação emitida pelo ONS<sup>2</sup>, há registro de injeção de energia a partir da fonte eólica no Sistema Interligado Nacional (SIN) a partir do ano de 2006. A partir desse ano, o montante anual energético produzido passou de 0,3 GW médios injetados para 26,3

<sup>1</sup> Dados retirados de <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>

<sup>2</sup> [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

GW médios em 2015. A figura a seguir mostra o montante mensal produzido por energia eólica no Brasil ao longo desses anos.

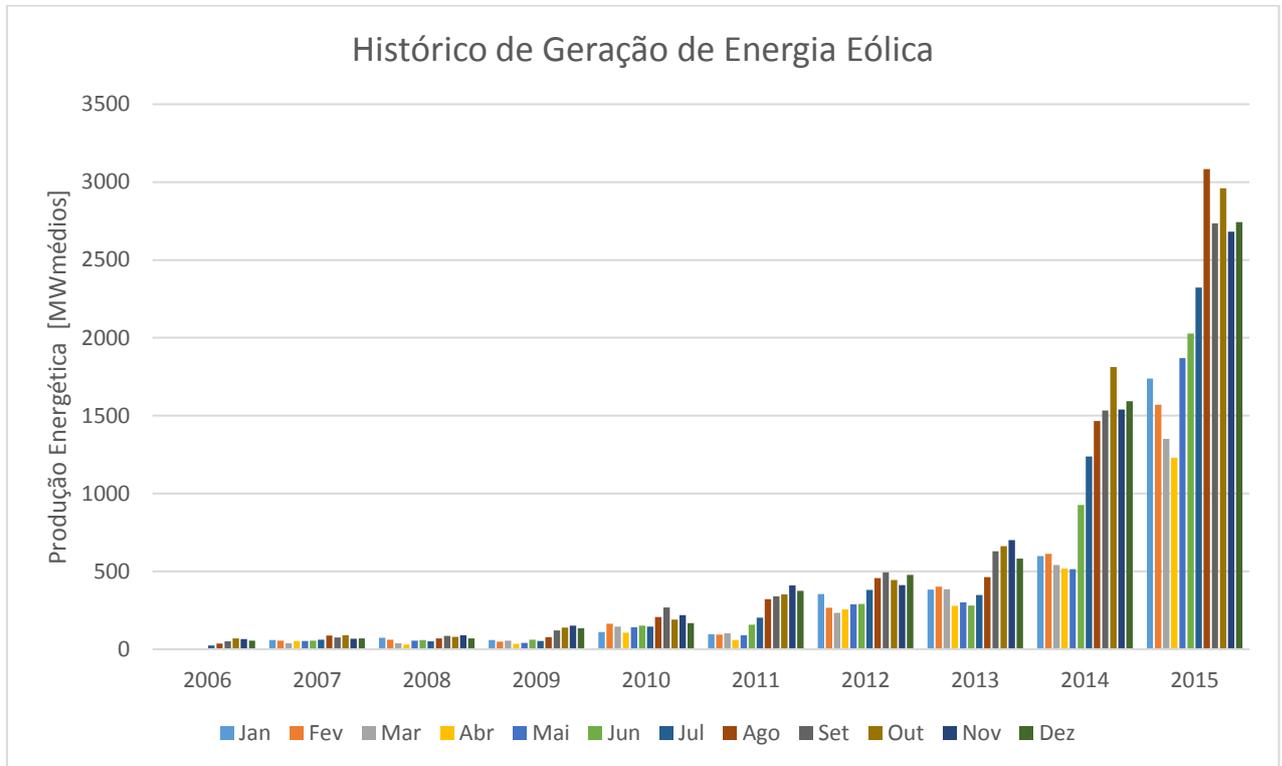


Figura 5 – Histórico de Geração de Energia Eólica (Fonte: ONS 2016)

Em comparação a outras fontes, durante o ano de 2015, a energia eólica representou 4% do total de energia gerado no país, sendo a terceira fonte mais produtiva. É perceptível o grande aumento de produção de energia a partir dessa fonte durante os anos de 2014 e 2015, passando de valores de geração em torno de 300 para 2.000 MW médios. A figura a seguir ilustra os montantes energéticos gerados no Brasil por cada uma das principais fontes ao longo do ano de 2015, para poder se comparar a parcela de produção eólica no montante nacional.

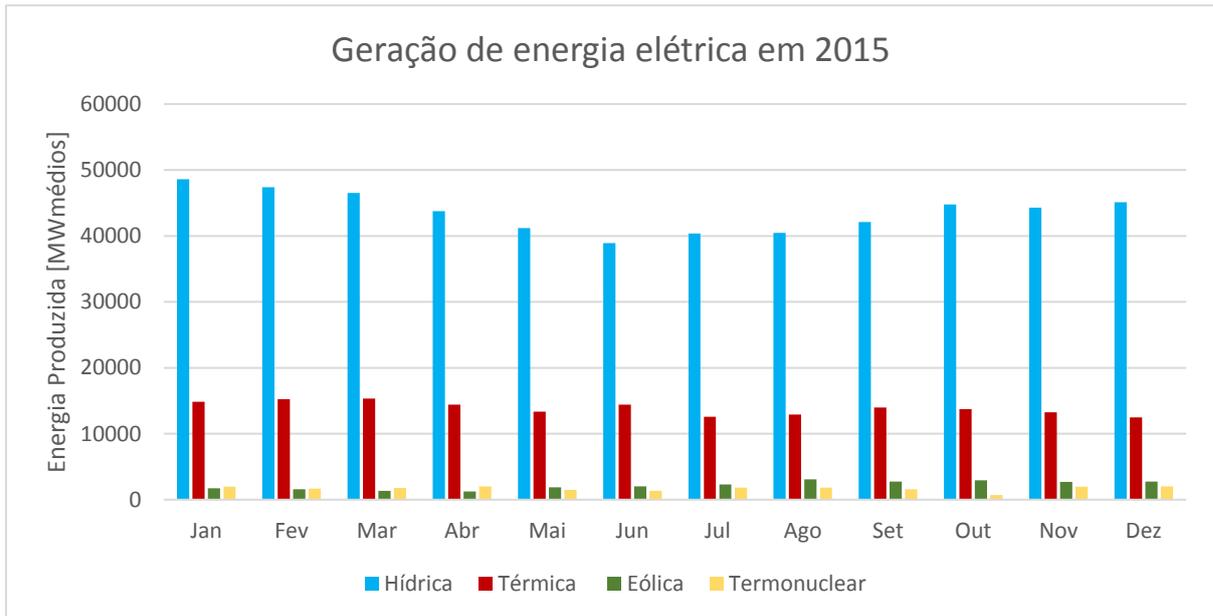


Figura 6 – Histórico de Geração de Energia Eólica (Fonte: ONS 2016)

Conforme se observa da figura, o Brasil ainda se caracteriza por ser um país cuja fonte hídrica predomina. Entretanto, não se pode negar o rápido desenvolvimento que a fonte eólica tem tido no país nesses 10 anos de crescimento. Conforme os dados apresentados, prevê-se que a capacidade instalada de empreendimentos eólicos no país dobrará nos próximos três anos, quando os atuais parques autorizados e em construção iniciarem sua operação comercial.

## 2.2 Normas e Legislação

A seguir são apresentadas as principais normas do setor elétrico que regulamentam o tema tratado nesta pesquisa. Serão abordadas as regras que influenciam o modelo econométrico proposto e que justificam a adoção de algumas das variáveis escolhidas. Inicialmente, serão analisadas as exigências apresentadas pela Aneel e EPE como requisito de outorga de novos parques. Posteriormente, serão discutidas as justificativas técnicas para a realização de tais exigências. Em seguida, será apresentado histórico evolutivo de normas que definem a Garantia Física dessas usinas. Por fim, serão avaliados os impactos resultantes do estabelecimento do valor de Garantia Física nos diferentes ambientes de contratação de energia.

### 2.2.1 Histórico dos Requisitos de leitura anemométrica exigidos pela Aneel e EPE

A energia proveniente de empreendimentos eólicos no Brasil foi inicialmente contratada no âmbito do Proinfa, nos termos da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002. Esse Programa, que é coordenado pelo MME e gerenciado pela Eletrobrás, surgiu com o objetivo de ser um instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento. Por meio desse programa, a Administração Pública comprometeu-se a comprar 3.315.000 kWmédios de energia renovável, divididos igualmente entre as fontes eólicas, térmica a partir da biomassa e hidrelétrica (Costa et al, 2009). À época, não foi exigido tempo mínimo de anemometria no local para implantação do parque eólico, entretanto era exigida medição mínima de um ano para calcular a Energia de Referência desses parques – requisito necessário para comercialização da energia no âmbito do Proinfa.

Posteriormente, no ano de 2009, ocorreu o primeiro leilão de energia cujo suprimento seria feito exclusivamente por energia eólica: Leilão 03/2009, com previsão de suprimento a partir do ano de 2012. No ano seguinte, ocorreram dois outros leilões com objeto de contratação de energia a partir da fonte eólica: Leilão 05/2010 e Leilão 07/2010, com previsão de suprimento entre os anos de 2011 a 2013. Para cadastramento nesses certames, foi estabelecido tempo mínimo de anemometria local de 1 ano. Tal exigência, à época, era formalizada em documentos técnicos emitidos pela EPE.

A partir de 2011, passou a ser exigido período mínimo de 2 anos. Essa exigência foi formalizada pela Portaria nº 29, de 28 de janeiro de 2011, emitida pelo MME. Vale destacar que, posteriormente, foi determinado período mínimo de 3 anos de medição para cadastramento de empreendimentos eólicos em leilões a virem ocorrer a partir de 2017, nos termos da Portaria nº 226 de 5 de julho de 2013. Cabe destacar que tais modificações na legislação decorrem de decisões políticas e técnicas adotadas pelo Ministério, a fim de garantir a segurança na contratação de energia proveniente de empreendimentos eólicos nos leilões de energia renovável.

Além das citadas exigências, formalizadas pelo MME e pela EPE para participação em leilões de energia, a Aneel também passou a regular o tema, a partir da Resolução Autorizativa

nº 391, de 15 de dezembro de 2009. Dessa forma, os cadastramentos nos leilões de energia passaram a ser submetidos ao regramento publicado pelo MME e EPE; e as outorgas de empreendimentos que não comercializarem sua energia em leilão, bem como a alteração das características técnicas, ficaram reguladas pela Aneel.

Em sua regulamentação, a Aneel inicialmente estabeleceu de forma escalonada suas exigências de medições anemométricas prévias à outorga. Exigindo 1 ano aos pedidos formulados até o ano de 2010, 2 anos em 2011 e 3 anos a partir de 2012. Tal regra foi alterada posteriormente, por meio da Resolução Autorizativa nº 462, de 16 de novembro de 2011, possibilitando ao longo do ano de 2012, a autorização de projetos com apenas 1 ano de medição anemométrica. Dessa forma, o requisito de 3 anos de leitura da velocidade do vento passou a vigorar somente a partir de 2013.

#### 2.2.2 Motivação da Aneel para exigência de leitura de velocidades de vento

Alternativamente, há agentes com intenção de negociar a energia produzida pelos seus empreendimentos eólicos no mercado livre, por meio de contratos privados. Esses empreendedores podem solicitar outorga diretamente à Aneel, passando a seguir regulamentação diferenciada, a citada Resolução Normativa nº 391, de 9 de dezembro de 2009. Nos termos da Nota Técnica nº 382/2009-SCG/ANEEL, de 8 de outubro de 2009, a Aneel apresentou sua motivação para os requisitos de anemometria prévia à autorização de novos empreendimentos eólicos.

[...]

40. O vento é uma variável aleatória e, dessa forma, seu aproveitamento exige uma análise probabilística de sua ocorrência. Essa característica torna a energia eólica uma fonte complementar uma vez que não há garantia de geração de energia elétrica de forma determinística.

41. Além disso, a geração eólica se distingue também por suas características técnicas o que implicou em um estudo mais cuidadoso para a definição das informações a serem requeridas às empresas(...)

[...]

No ano de 2011 essa normativa foi revisada pela Aneel, por meio da Audiência Pública nº 036/2011. Conforme consta da Nota Técnica nº 377/2011-SCG/ANEEL, de 11 de novembro de 2011, a Agência analisou as contribuições recebidas sobre o tema, destacando que o dimensionamento de empreendimentos eólicos sob apenas 1 ano de medição anemométrica local poderia não ser suficiente, destacando que em geral a literatura sugeria 1 a 5 anos (Custódio, R. S. 2013).

Além disso, no citado documento, aquele órgão destacou ter comparado os valores de geração dos empreendimentos em operação, à época, em relação à correspondente previsão de produção energética. Nesse estudo, foi tomado como base onze parques eólicos em operação comercial, os quais apresentavam déficit na geração de energia em relação ao estimado para os anos de 2009 e 2010.

Dessa forma, a Agência decidiu por manter sua exigência de tempo mínimo de 3 anos de medição anemométrica, a fim de garantir melhor precisão nas estimativas de produção energética. Adicionalmente, a Agência considerou a incipiência, à época, de informações relacionadas à geração eólica no Brasil. O que, posteriormente, foi seguido pelo MME, englobando também as outorgas de empreendimentos que comercializaram energia em leilões.

### 2.2.3 Normas e parâmetros para o cálculo de Garantia Física

É definido como Garantia Física o montante de energia passível de ser comercializado anualmente por um agente gerador. Tal valor é calculado pelo MME, conforme metodologia publicada por meio de ato ministerial.

Inicialmente, a metodologia foi definida pela Portaria nº 258, de 28 de julho de 2008, a qual estipulava o cálculo da Garantia Física de empreendimentos eólicos da seguinte forma:

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} E_m}{8760}$$

Equação 1 – Garantia Física conforme Portaria nº 258/2008.

onde  $E_m$  é o compromisso de fornecimento de energia mensal declarado pelo agente.

Em 5 de julho de 2013, por meio da Portaria nº 226, o MME determinou que o cadastro de novos agentes nos leilões de energia nova ou de fontes renováveis passaria a adotar estimativa de produção anual com 90% de chance de ocorrência igual ou maior (P90).

Destaca-se que anteriormente, essa exigência havia sido estendida aos participantes de leilões de energia de reserva, por meio da Portaria nº 131, de 25 de abril de 2013. A partir dessa norma, os empreendimentos que comercializaram energia em leilão de reserva passaram a terem sua Garantia Física calculada pela seguinte fórmula:

$$GF = \frac{[P90 \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P]}{8760}$$

Equação 2 – Garantia Física conforme Portaria nº 131/2013.

Em que *TEIF* é a taxa estimada de indisponibilidade forçada; *IP* é a taxa de indisponibilidade programada e  $\Delta P$  é a estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o ponto de conexão da usina eólica com o sistema elétrico, em MWh. Tal equação passou a ser utilizada para todos os novos empreendimentos eólicos, a partir da Portaria nº 342, de 3 de outubro de 2013.

Em 1º de setembro de 2015, por meio da Portaria nº 416, novas regras sobre a Garantia Física foram publicadas, especificamente àqueles que comercializam energia em leilões de energia nova ou de fontes alternativas. Tal norma apresentou nova metodologia, específica aos empreendimentos que vierem a alterar suas características técnicas. Além disso, foi determinado que a CCEE calculasse anualmente a Geração Média dos empreendimentos em operação comercial, a partir da equação:

$$G_{média} = \frac{\sum_{i=13}^m Eger_i}{\sum_{i=13}^m Hger_i}$$

Equação 3 – Geração média, conforme Portaria nº 416/2015.

Sendo, *Eger* o valor de energia gerada no mês “i”, verificada no ponto de conexão do empreendimento, em MWh; *Hger* o valor do número de horas presentes no mês “i”. A citada Portaria determinou que a Garantia Física do empreendimento em operação comercial deve ser revista sempre que o valor de Geração Média for **inferior a noventa por cento ou superior a cento e cinco por cento da Garantia Física Vigente**. Tais revisões serão publicadas no mês de setembro, a partir do ano subsequente – 2016.

Pelo elevado número de normativas e exigências, vê-se que a Administração Pública preza pelo aprimoramento da predição energética dos empreendimentos dos quais a energia é por ela contratada. Mostra-se preocupação com o cumprimento de contratos por agentes geradores, a partir da previsão de produção energética de cada um. Além disso, conforme o regramento mais recente, aquele empreendimento que, eventualmente, apresentar sua produção efetiva distinta do que foi estimado, deverá rever sua Garantia Física a partir de valores médios de produção. Ou seja, o limite de contratação deixa de ser baseado em previsão de produção feita à época em que o parque foi projetado, passando a ser baseado em dados de efetiva geração, verificada mensalmente no ponto de entrega.

## 2.3 Ambiente Regulatório

### 2.3.1 Requisitos para obtenção de outorga

Os requisitos para obtenção de autorização para implantar e explorar empreendimentos eólicos são exigidos por três órgãos distintos. EPE e MME apresentam os requisitos àqueles interessados em comercializar sua energia em leilões<sup>3</sup>. Os requisitos para alterações de características técnicas ou autorização para aqueles que não comercializaram energia em leilão são regulamentados pela Aneel<sup>4</sup>.

Antes de autorizarem a construção de novo parque eólico, tais órgãos avaliam a capacidade financeira, a qualificação jurídica, e regularidade fiscal e a qualificação técnica das empresas e do projeto proposto. Dentre as análises referentes à qualificação técnica, destaca-se: a exigência de leitura de velocidade de vento por período mínimo; a certificação desses dados e a previsão de produção energética, emitida por certificadora independente. Tais documentos vão ao encontro da metodologia MCP – Medir, Correlacionar e Predizer (Custódio, R. S. 2013). Trata-se de obter leituras locais do recurso natural disponível por um curto período de tempo – 1 a 5 anos, e posteriormente correlacionar esses dados com outras séries, formando série sintética de longo termo, a qual é utilizada para fins de predição energética.

---

<sup>3</sup> Conforme Portaria nº 21/2008 e Portaria nº 102/2016.

<sup>4</sup> Resolução Normativa nº 391/2009.

### 2.3.2 Ambientes de Contratação

O modelo brasileiro de compra e venda de energia, a partir de 2004, passou a ter dois distintos ambientes de contratação: Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Regulado (ACR). Vale destacar que há ainda o mercado de curto prazo, no qual se promove o ajuste entre os volumes contratados e os volumes medidos de energia<sup>5</sup>.

Sobre o ACL, os agentes geradores, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores têm liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimento. Essas operações são pactuadas por meio de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre. Esses contratos devem ser, obrigatoriamente, registrados na CCEE, a qual liquida as diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente consumidos.

O Ambiente Regulado, por sua vez, é caracterizado pela contratação por meio de leilões de energia. Os contratos desse ambiente têm regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes. Dos tipos de contratações possíveis nesse ambiente, o presente trabalho aborda três: os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR); Os Contratos de Energia de Reserva (CER); e os Contratos do Proinfa.

O CCEAR é um contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica e respectiva potência associada, celebrado entre os geradores e as distribuidoras, como decorrência dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes ou de novos empreendimentos.

Tais contratos são registrados na CCEE para contabilização e liquidação. Vale destacar que existem dois tipos de CCEAR: Por Quantidade e Por Disponibilidade. No primeiro, os riscos da operação energética são assumidos integralmente pelos geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada; já o segundo, os custos decorrentes dos riscos são assumidos pelos agentes compradores (distribuidoras). Além disso,

---

<sup>5</sup> [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)

eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo, positivas ou negativas, são também assumidas por elas, com repasse ao consumidor final.

O CER, por sua vez, é tratado como mecanismo para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica. A energia de reserva é contabilizada e liquidada exclusivamente no mercado de curto prazo da CCEE. Sua contratação é viabilizada por meio dos Leilões de Energia de Reserva.

Por fim, em relação aos contratos do Proinfa, toda a energia produzida pelos participantes do programa tem garantia de contratação pela Eletrobrás, por 20 anos. Assim, esses contratos representam os montantes comercializados pela Eletrobrás, tendo como vendedoras as usinas participantes do Programa e como compradoras as concessionárias de distribuição de energia, consumidores livres e especiais e autoprodutores adquirentes da quota-parte.

## 2.4 Conceitos Técnicos

Do mesmo modo ao que foi exposto no tópico anterior, é necessário descrever tecnicamente cada uma das variáveis e conceitos necessários à compreensão do modelo econométrico proposto. Visando isso, o presente item iniciará-se destacando a alta variabilidade da produção energética em função da velocidade de vento local, por meio da descrição dos conceitos de potência instalada, curva de potência do aerogerador, variação da potência disponível em função da altura do aerogerador e fator de capacidade adotado pelo projetista. Posteriormente será comentado o conceito de disponibilidade aplicado a empreendimentos eólicos. Por fim, será apresentada análise a respeito dos custos de um empreendimento, os critérios para seu dimensionamento e os mecanismos estabelecidos nos contratos de comercialização de energia.

### 2.4.1 Potência Instalada

Primeiramente, destaca-se que o presente trabalho define parque eólico como o conjunto de aerogeradores ligados a um ponto de conexão na rede elétrica em comum. A capacidade instalada de um parque eólico, ou sua potência instalada, corresponde a máxima potência injetada que a central geradora consegue suprir à rede. Essa grandeza, portanto, reflete o tamanho do parque, nos termos de sua capacidade produtiva.

É importante destacar que a potência eólica instantânea varia com o valor cúbico da velocidade do vento. Sendo que a energia disponível ao aerogerador é a energia cinética associada. Ou seja, a energia cinética associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante  $u$  (m/s) ao longo da pá é a energia de entrada para a turbina eólica. Essa coluna, ao atravessar a secção plana transversal  $A$  (m<sup>2</sup>) do rotor da turbina, desloca uma massa  $\rho Au$  (kg/s), em que  $\rho$  é a massa específica do ar. (Castro, R. M. G. 2005) A expressão a seguir apresenta a descrição física simplificada:

$$P_{disp} = \frac{1}{2}(\rho Au^3)$$

Equação 4 – Relação entre potência disponível e velocidade média do vento

A maioria dos estudos relacionados à potência dos ventos se concentra no problema do ajuste de distribuições estatísticas aos dados de velocidade do vento (Sansigolo, C. A. 2005; Silva et al 2002). Adicionalmente, essa variabilidade do vento significa que a potência elétrica injetada na rede elétrica também é flutuante, embora em gama de frequências mais estreita, pois a turbina funciona como um filtro passa-baixas (Castro, R. M. G. 2005). Dessa forma, somente uma parte do potencial eólico total é utilizada pelo aerogerador. A descrição desse comportamento é dada pela curva de potência da máquina, conforme figura:



Figura 7 – Curva de potência de um aerogerador, em função da velocidade do vento (Fonte: Sansigolo, C. A. 2005)

Assim, a velocidade inicial  $V_0$  é chamada de velocidade de partida, valores abaixo não são suficientes para vencer a inércia do equipamento e gerar energia. A partir dessa velocidade o comportamento cúbico em relação à potência injetada aparece, na forma de função

monotonicamente crescente, até o valor de velocidade nominal do equipamento:  $V_1$ . O último valor,  $V_2$ , refere-se ao limite de segurança do equipamento, o qual é desligado para evitar danos.

Ao se dimensionar um parque eólico, de forma a otimizar a captação do potencial eólico disponível pela natureza, utiliza-se modelo estatístico para a relação entre a velocidade de vento e potência utilizável, por meio de distribuições de probabilidade discretas e contínuas. Conhecendo-se a distribuição de probabilidade das velocidades de vento, as de potência podem ser obtidas por meio da relação cúbica entre essas grandezas. Os dados de velocidade de vento são modelados por meio da distribuição de Weibull (Henessey, J. P. 1977). Outras distribuições de velocidade podem ser adotadas, de forma a se conseguir o melhor ajuste do comportamento do vento, Sansigolo, C. A. (2005) constatou que a distribuição Beta e Log-Normal podem ser utilizadas, a partir de subsídios trazidos por testes de hipóteses, gráficos e avaliação de extremos.

Dessa forma, observa-se que a estimativa do potencial eólico de uma região é um processo complexo que implica no ajuste e verificação de diferentes distribuições teóricas de probabilidade às velocidades e, preferencialmente, às velocidades cúbicas do vento.

O dimensionamento de um parque eólico pode ser comparado à decisão operativa de uma firma. Esta, a partir da função de custo e de receita, tenta maximizar seu lucro em função do preço previsto a ser praticado no mercado. No caso de empreendimentos eólicos, o mesmo ocorre, com a diferenciação de que a opção pela quantidade que será produzida ao longo de toda a vida da usina é feita durante o projeto, antes de iniciar sua construção. Afinal, a quantidade de insumos – vento – independe da vontade do empreendedor. Este, portanto, tenta prever o regime de ventos ao longo do período contratado, e a partir do preço estimado de comercialização da energia, dimensiona o tamanho do parque eólico a fim de maximizar seu lucro.

Dessa forma, pode-se apontar que erros de predição do regime de velocidades de vento, tanto para mais quanto para menos, é prejudicial ao empreendedor. Um parque eólico que produza sempre a mais que o esperado, embora não apresente déficits energéticos a honrar, não está a operar em seu ponto mais eficiente – visto que essa parcela excedente poderia compor a Garantia Física da usina. Ou ainda, poderia ter investido menos em maquinário, não estando sujeito a oscilações de preço praticadas no mercado de curto prazo.

A presente análise, portanto, tem por hipótese que a estratégia produtiva do agente ocorre no dimensionamento do parque eólico a partir da quantidade de vento disponível no local e o preço da energia a ser contratada, quando se igualam os custos incrementais decorrentes dos investimentos em máquinas e a previsão de receita a partir da produção energética do maquinário dimensionado.

#### 2.4.2 Camada Limite Atmosférica

A camada limite atmosférica é uma camada de ar situada diretamente acima da superfície da terra. A altura dessa camada varia entre 100 m e 2 km acima do solo, dependendo das condições meteorológicas locais. A parte mais baixa é chamada de camada de superfície, geralmente definida por uma fração de 10% da camada limite. Dentro dessa região, aplica-se a Lei Logarítma de *Prandtl* para o perfil de vento.

$$U(z) = \frac{u^*}{k} \left( \ln \frac{z}{z_0} - \psi \right)$$

Equação 5 – Lei Logarítma de Prandtl para o perfil de vento

Em que,  $u^*$  é a chamada velocidade de atrito,  $k$  a constante de Vón Karman,  $z_0$ , a altura de rugosidade e  $\psi$  a função dependente da estabilidade – positiva para condições instáveis; e negativa para condições estáveis. A figura a seguir apresenta o comportamento da velocidade de vento em relação à altura. O gradiente de velocidades formado, conforme Figura 8, é reduzido sob condições instáveis e tende a ser maior sob condições mais estáveis. (Petersen et al 1997; Castro, R. M. G. 2005)

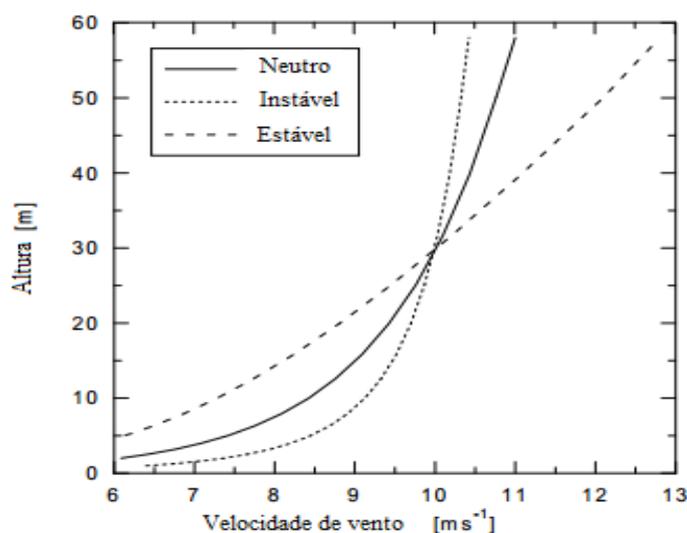


Figura 8 - Perfil de velocidade do vento em função da altura (Fonte: Petersen et al 1997)

Diante do exposto, vê-se que um dos fatores que contribui com a dificuldade de previsão energética de um parque eólico é a alta variação de velocidade de vento ao longo do perfil vertical. Ao se efetuar medições locais para tentar estimar o potencial eólico de uma região, deve se atentar para a altura em que as leituras serão tomadas, devem ser escolhidas as mais próximas possíveis da altura em que se instalará o rotor do aerogerador, de forma a coletar corretamente a velocidade de vento que será recebida pelo equipamento. Além disso, é importante efetuar leituras em diferentes alturas, para se tentar estimar o perfil vertical de velocidade de ventos da região.

### 2.4.3 Anemometria

Como explicado anteriormente, dentre os quesitos para se obter autorização para implantar um parque eólico no Brasil, destaca-se a obrigatoriedade de apresentar previsão de produção energética por meio do método MCP. Dessa forma, é requerida medição prévia de velocidades de vento no local em que será instalado o parque eólico. A legislação, desde sua criação, foi alterada por diversas vezes, exigindo-se entre um e três anos de medição local.

Medições locais de vento é insumo importante na predição de produção de potência elétrica de um aerogerador, ou para estabelecer a curva de potência de um aerogerador. A acurácia dessas medições é importante, justamente pela potência a ser fornecida à turbina eólica depender de valores cúbicos dessas medições. Em geral, o erro presente nessas leituras

é decorrente de efeitos aerodinâmicos causados pela torre em que os anemômetros estão instalados, o tipo de anemômetro adotado, sua resposta a turbulências e os procedimentos de calibração adotados. (Petersen, E. L. 1997)

Vê-se que várias incertezas estão ligadas à predição de energia de um aerogerador. Somente neste trabalho já foram listadas incertezas associadas a: (i) extrapolação da altura de medição por meio da Lei Logaritma de *Prandtl*; (ii) definição da curva de potência do aerogerador; (iii) definição da distribuição de velocidades de vento local; (iv) distorções causadas pelos equipamentos de medição.

Não obstante tais dificuldades, a predição de energia a ser gerada por um parque eólico é essencial para análise custo-benefício da fazenda eólica, assim como da Garantia Física, que será a quantidade de energia possível de ser contratada pelo empreendimento, estabelecendo teto à sua produção. Como forma de se garantir estimativas confiáveis sobre a geração desses empreendimentos, a Administração Pública estabeleceu tempo mínimo de medição de vento local. Custódio, R. S. (2013) recomenda período entre um a cinco anos de leitura local de velocidades de vento. Castro R. M. G. (2005) recomenda período superior a um ano. IRENA (2015) destaca que é importante coletar dados locais pelo período de 12 a 36 meses. Essa campanha de medição tem por objetivo obter o suficiente de dados de alta qualidade para garantir a precisão necessária da estimativa de produção energética – além do projeto e seleção dos aerogeradores. Adicionalmente, é destacado que uma longa campanha de medição é chave para adquirir a confiança de instituições financeiras dispostas a investir no projeto eólico estudado.

Ainda sobre este tema, é importante destacar a seguinte diferenciação: se há disponível apenas um ano de dado velocidade de vento, qual seria o erro associado ao se considerar essa série suficiente para previsão energética de longo termo; e se, entretanto, houver três anos de dados disponíveis, o que mudaria no cenário?

Tal diferenciação foi estudada pela empresa de pesquisa energética Garrad Hassan, por meio do uso de dados da estação meteorológica de Malin Head, na Irlanda<sup>6</sup>. Nesse estudo, por meio de análise da série temporal de vinte anos de leitura de velocidade de vento em uma estação meteorológica, concluiu-se que a disponibilidade de três anos de dados em um sítio

---

<sup>6</sup> <http://www.wind-energy-the-facts.org/the-annual-variability-of-wind-speed.html>

eólico reduz desvios em torno da velocidade média de 10% para 3%, e em relação à produção energética média de 14% para 4%.

É cabível destacar considerações a respeito dos custos de instalação de torre de medição anemométrica. Conforme Nota Técnica nº 230/2013-SCG/ANEEL, de 28 de junho de 2013, a Aneel analisou contribuições recebidas em Consulta Pública realizada no mês de maio de 2013 a respeito de procedimentos de instalação e operação de estações anemométricas. Um dos temas consultados aos agentes foi justamente o preço de instalação desses equipamentos. Dessa forma, foi apontado o valor de R\$ 300.000,00. Avaliando em termos do custo de investimento total de um parque eólico, a partir do preço médio informado no Leilão A-3/2013, R\$ 86.591.671,28, percebe-se que o preço de instalação desses equipamentos corresponde a 0,35% do investimento<sup>7</sup>.

Ressalta-se que tais custos não devem ser considerados como custos irrecuperáveis, visto que a torre pode ser desmontada e movida para outras localidades para se realizar novas medições. Além disso, os dados coletados podem ser fornecidos a outros empreendedores que desejam implantar empreendimentos eólicos em regiões adjacentes. Adiantando os resultados da presente pesquisa.

Adicionalmente, não se pode deixar de comentar o empecilho temporal. Conforme o Guia Para Análise Econômica de Atos de Concentração Horizontal<sup>8</sup>, a avaliação da tempestividade em mercados de produtos homogêneos, consiste na análise de condições de nova empresa estar em completo e adequado funcionamento em menos de **dois anos** ou em período adequado à dinâmica concorrencial do mercado atingido pela operação, desde que em tempo suficiente para contestar eventual poder de mercado. Neste prazo, incluem-se todas as etapas necessárias à entrada no mercado, tais como, planejamento, desenho do produto, estudo de mercado, obtenção de licenças e permissões, elaboração de arranjos financeiros, construção e operação da unidade produtiva, promoção e distribuição do produto. Portanto, vê-se que a exigência mínima de três anos de leitura de vento para autorizar a construção de novas firmas que possam ofertar energia proveniente da fonte eólica pode ser vista como indício de barreira de mercado nociva ao ambiente competitivo. Além disso, não se pode deixar de mencionar

---

<sup>7</sup> Valores referentes ao ano de 2013.

<sup>8</sup> Objeto da Portaria Conjunta SEAE/SDE nº 50, de 1º de agosto de 2001, emitida pela Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda e pela Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça. Adicionalmente, vale destacar que está disponível na internet, pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE): Proposta de Guia de Análise de ACs de Concentração Horizontal (2016).

eventuais janelas de oportunidades de entrada de novos agentes que essa exigência pode represar. Como por exemplo, impedir a inscrição de determinados projetos em leilões de energia por não apresentarem tempo de medição anemométrica suficiente, atrasando investimentos no setor.

#### 2.4.4 Fator de Capacidade

O Fator de Capacidade de um aerogerador é dado pela razão entre a quantidade de energia prevista a se produzir ou efetivamente produzida; e a sua capacidade de produção. Há também outro método de cálculo, em que se avalia a quantidade de tempo em que se operou na capacidade nominal do equipamento ao longo do ano (Custódio, R. S. 2013). A expressão a seguir descreve como o citado fator é calculado:

$$FC = \frac{\sum[f(v)P(v)]}{P}$$

Equação 6 – Expressão para o cálculo de Fator de Capacidade

Sendo  $\sum[f(v)P(v)]$  a estimativa de energia gerada [MW médios];  $v$  a velocidade de vento [m/s];  $f(v)$  a correspondente frequência de ocorrência [%];  $P(v)$  a potência produzida pelo aerogerador na correspondente velocidade de vento [MW].

Nota-se que, para um mesmo valor de velocidade de vento previsto, ao se aumentar potência instalada do parque, a quantidade de energia produzida irá aumentar, visto que serão aproveitadas rajadas de vento superiores. Por consequência, essa escolha será acompanhada de decréscimo do valor de fator de capacidade. Esse decréscimo tem implicações econômicas, visto que se está adotando maquinário mais robusto, logo os custos serão maiores. Considerando que o objetivo da firma é maximizar a energia produzida em relação ao montante de capital investido, o projeto a ser escolhido é diferente daquele que for dimensionando objetivando somente maximizar a produção energética.

Turbinas com baixo fator de capacidade suprem energia à rede de forma intermitente, forçando as plantas a operarem em regime cíclico. Esse comportamento cíclico causa operação

em baixa eficiência – em comparação a plantas com regime cíclico mais brando. O ponto ótimo econômico poderia ser considerado ao se utilizar equipamentos menos robustos e fator de capacidade mais alto. O dimensionamento apropriado dos aerogeradores para atingirem o ótimo econômico se deve a detalhado estudo dos equipamentos e das condições locais de vento. (Johnson, G. L. 2001)

Adicionalmente, vale destacar que ao se aumentar a velocidade de vento local, a quantidade de energia cinética disponível para a turbina eólica aumenta, o que permite aumento da entrega de energia. Essa energia cinética é função cúbica da velocidade do vento. Ou seja, a diferença de energia disponível entre dois locais cujo a velocidade média de vento de um é o dobro do outro, a potência de saída da turbina tende a aumentar oito vezes. (EWEA 2009)

Além disso, ao se instalar o aerogerador em maiores alturas, pode-se aproveitar valores de velocidade vento maiores. Ademais, o aumento de altura também permite aumentar o tamanho do rotor adotado, o que é importante. Pois, a potência produzida depende do quadrado do diâmetro do rotor. (Irena 2015)

Segundo, Irena (2015), é apontado que o Fator Capacidade declarado pelos empreendedores à época da entrada em operação comercial nos Estados Unidos e Dinamarca apresentaram tendência de aumento ao longo do tempo.

No Brasil, essa tendência não é observada, conforme figura a seguir. Esse gráfico foi desenhado com base na relação entre Garantia Física e potência instalada declaradas para participação nos correspondentes leilões de energia. Percebe-se tendência de crescimento de fator de capacidade somente até 2012.



Figura 9 - Fator de Capacidade ao longo dos anos, a partir de valores declarados para participação nos leilões de energia (Fonte própria: a partir de dados obtidos em [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br))

Importante destacar que o Brasil possui, na média, o fator de capacidade elevado - em comparação aos demais países de elevada capacidade de produção a partir de fonte eólica – o que pode ser percebido na figura a seguir. Outra característica dos empreendimentos eólicos brasileiros é que os parques possuem tamanho fixo, geralmente em torno de 30 MW de Potência Instalada. Tal fato é decorrência do limite de injeção de potência na rede para ganhar desconto no uso do fio, conforme regulamentação da ANEEL: Resolução Normativa nº 77 de 18 de agosto de 2004<sup>9</sup>.

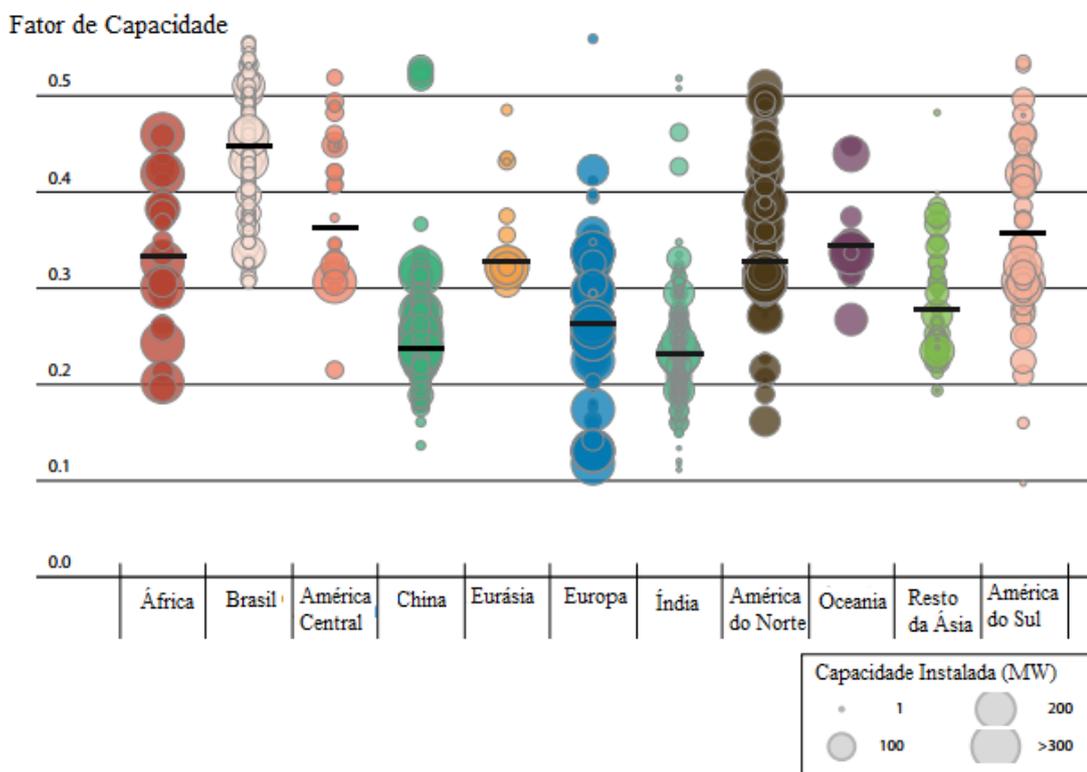


Figura 10- Fator de Capacidade de empreendimentos em operação comercial (Fonte: IRENA 2015)

#### 2.4.5 Disponibilidade

A disponibilidade de um aerogerador é definida como a relação entre o período de tempo disponível para operação comercial e o período de tempo total analisado. Estudos quantitativos a respeito da disponibilidade de aerogeradores têm sido elaborados, com o objetivo de extrair dados de empreendimentos em operação comercial para descrever a

<sup>9</sup> Cabe destacar que o regramento sobre desconto de tarifas de uso de transmissão e distribuição foi alterado pela Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

confiabilidade das turbinas eólicas, a partir do ponto de vista estatístico. (Wilkinson et al 2010). A definição de disponibilidade da máquina pode ser resumida da seguinte forma:

$$\text{Índice de Disponibilidade} = \frac{\text{Quantidade de tempo disponível para operar}}{\text{Total de tempo considerado no período}}$$

Equação 7 – Índice de Disponibilidade de um aerogerador

El-Thalji & Jantunen (2012), em seu trabalho, apontam que o índice médio de disponibilidade de aerogeradores é de 97%. Esse valor corresponde à quantidade real de tempo que o aerogerador fica disponível para gerar eletricidade ao longo do ano.

Graves et al (2008) aponta para índice global médio de disponibilidade de 96,1%. Tal estudo indica, inclusive, que o índice médio de disponibilidade apresentado pelas fazendas eólicas no primeiro trimestre de operação é de 93%; crescendo para 96% até o fim do segundo ano. A partir disso, tal índice pode chegar a 97% após sete anos de geração.

Dessa forma, vê-se que os empreendimentos, em média, atingem o ponto de falhas intrínsecas da curva da banheira após cerca de dois anos após sua entrada em operação comercial.



Figura 11- Curva da banheira para bens reparáveis (Fonte: El-Thalji & Jantunen 2012)

#### 2.4.6 Dimensionamento do Parque Eólico

Característica comum em projetos de infraestrutura, os custos de instalação refletem a maior parcela dos custos totais de um empreendimento eólico. Dessa forma, tais valores são definidos principalmente pelos custos de: fundações; acessos; transporte; ligação à rede; número de turbinas, altura do rotor, tipo de aerogerador e sistema de controle (Castro, R. M. G. 2005).

Os aerogeradores – incluindo turbina, gerador, nacela, torre e instalação – são os principais custos no desenvolvimento de um projeto eólico. Tais equipamentos chegam a ser responsáveis por 84% do custo total de um parque eólico. Segundo relatório Irena (2015), os custos de um projeto de um parque eólico podem ser separados da seguinte forma:

- i. Custo do aerogerador: inclui pás, rotor, transmissão, gerador, inversor, nacela, torre e transformador;
- ii. Trabalhos civis: relativo aos custos de preparação do sítio eólico e das fundações das torres;
- iii. Custos de conexão: refere-se aos custos do sistema de transmissão de interesse restrito do gerador, incluindo a interligação de cada máquina à subestação coletora e ao ponto de conexão; e
- iv. Custos de planejamento e projeto: inclui os custos de medição de vento, certificação e estimativa de produção energética.

O percentual de participação de cada uma dessas componentes no custo total foi estimado, na média, em: 74% referente aos aerogeradores; 8% aos custos de conexão; 8% aos trabalhos civis e 11% ao planejamento.

A partir da definição do potencial eólico local, da estimativa de custos da central geradora eólica – incluindo o aerogerador adotado –, é possível prever a produção energética do parque e, por consequência, o fluxo de receita que o empreendimento proverá. Dessa forma, a partir da estimativa de preço de venda de energia e dos custos de investimentos oferecidos, é possível realizar análise de custo benefício incremental e definir a potência instalada do parque eólico.

Conclui-se que a decisão sobre o regime de produção do parque eólico é definida previamente, a partir da estimativa do potencial eólico local. A Garantia Física desses

empreendimentos – quantidade limite de energia, calculada pela EPE e aprovada pelo MME, que os geradores podem comercializar durante sua operação comercial – é inicialmente estimada pelo agente antes mesmo de o parque ser outorgado pelo Poder Concedente. Posteriormente, essa estimativa de produção é homologada pelo MME e publicada em diário oficial, por meio de Portaria. Definindo assim, formalmente, o limite energético que o agente poderá firmar em contratos, incluindo leilões de energia.

Após firmado o compromisso de entrega de energia em um certame, o contrato prevê punições caso a energia contratada não seja entregue. Além disso, cabe destacar que contratos de energia de reserva apresentam mecanismos no caso dos parques produzirem mais que o previsto. A seguir, são explicados os diferentes tipos de contratação e os correspondentes mecanismos que incentivam os vendedores contratados a fornecerem energia sob limites superiores e inferiores em relação ao montante energético comprado.

Os empreendimentos mais antigos, aqueles participantes do Proinfa, tinham sua previsão de produção chamada de energia de referência. O que corresponde ao montante anual possível de ser produzido pela central geradora. O regramento que explicita o cálculo do valor de energia de referência no âmbito do Proinfa prevê mecanismos de controle no caso de a produção realizada apresentar desvios ao que foi previsto à época da contratação. A Resolução Normativa nº 62, de 5 de maio de 2004, em seu artigo 5º, parágrafo 1º, menciona que a revisão do montante de energia de referência do empreendimento é calculada da seguinte forma:

$$ER = \frac{\sum_{i=1}^n (Eger_i)}{NH} \times (8760 \frac{h}{ano})$$

Equação 8 – Revisão do montante de energia de referência

Em que  $ER$  é a energia de referência;  $Eger$  é a quantidade mensal de energia gerada referente ao mês  $i$ , contemplando o período compreendido entre o primeiro mês de oferta de energia no Proinfa e o décimo segundo mês correspondente ao último ano de faturamento; e  $NH$  a quantidade de horas correspondente a esse período.

A energia de referência é avaliada a cada 12 meses a partir do início de operação da central geradora. Ela é revisada, conforme equação acima, quando a média da energia gerada for inferior a 70% do valor da energia de referência.

Já o modelo atual de contratação, por meio de leilões de energia, apresenta regramento específico por certame. Apenas como forma de exemplificação, será apresentado os mecanismos adotados no Leilão de Reserva nº 03/2011 e Leilão nº 07/2011.

O primeiro deles, nos termos dos correspondentes Contratos de Energia de Reserva, apresenta mecanismos de controle no caso de a energia gerada exceder o contrato e no caso de ser inferior. No primeiro caso, o gerador é impedido de negociar o montante gerador superior à energia contratada. A cada quadriênio, o montante excedido pode ser repassado ao próximo quadriênio, pode ser cedido a outro vendedor do mesmo leilão, ou liquidado a valor inferior ao preço de venda, nos termos que dispõe o contrato. No caso de desvio negativo de energia, o contrato estipula valor de ressarcimento a ser pago pelo agente gerador, cujo preço é superior ao contratado.

Vale destacar que, tendo em vista a alta variabilidade da produção energética das usinas eólicas, é razoável estabelecer faixa de tolerância para tais desvios de produção. O referido contrato estabelece em 30% para desvios positivos e 10% para desvios negativos.

Quanto ao Leilão nº 07/2011, há natureza de contratação diferenciada. O vendedor compromete-se a entregar lotes de energia às Distribuidoras que compraram energia no certame. O contrato de energia também prevê margem de tolerância para desvios de produção, estabelecendo margem inferior de 90% e superior a 100%, ou seja, exatamente o montante contratado. No caso de o montante anual superar a margem inferior, o vendedor deverá ressarcir a energia não entregue, nos termos estipulados no contrato. Ao exceder a energia contratada, o gerador fica livre para comercializar seu excedente no mercado de curto prazo.

Com isso, o produtor também é exposto às oscilações do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Trata-se do mecanismo utilizado para valorar a energia comercializada no mercado de curto prazo. É calculado semanalmente a partir de dados considerados pelo ONS para otimizar a operação do SIN, limitado por preço máximo e mínimo pelo órgão regulador.

Tendo em vista que a geração hídrica é a principal fonte de geração, o valor do PLD tende a acompanhar a situação das estações chuvosas de forma inversa. A metodologia de

cálculo é feita a partir de modelos matemáticos complexos, envolvendo a situação do mercado, e possibilidade de despacho das centrais geradoras disponíveis. Vale destacar que os preços do PLD apresentam grande oscilação, sendo considerado volátil (Aquila, G., 2015).

### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 Modelo Econométrico

O presente trabalho apresenta modelagem do comportamento dos desvios de produção de parques eólicos em função do tempo de medições anemométricas feitas no local do empreendimento, conforme diretrizes exigidas pela Aneel e MME para outorga de novos parques eólicos no Brasil. Procura-se avaliar, *ceteris paribus*<sup>10</sup>, os efeitos da variável tempo de medições prévias na diferença entre o que o empreendedor estimou produzir e o que produziu de fato de energia nos parques eólicos brasileiros no ano de 2015.

Para isso, foi desenvolvido modelo econométrico que descreve esses desvios em função de outras variáveis. Além da variável de interesse, foram consideradas outras adicionais no modelo, com o intuito de controlar demais efeitos. Foram desenvolvidas duas abordagens distintas. A primeira avalia indistintamente os desvios de produção negativos e positivos. Estes ocorrem quando se produz acima do esperado e quando se produz abaixo. O segundo modelo deriva de amostra censurada, considerando como zero os desvios positivos de produção energética, de forma a avaliar a anemometria como forma de reduzir o déficit de energia contratada.

Segue representação do modelo adotado:

$$\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}} \% = \beta_1 anos + \beta_2 pinst + \beta_3 idade + \beta_4 fc + \delta_{1i} certificadoras + \delta_{2i} leilões + \delta_{3i} UF + u$$

Equação 9 – Regressão do modelo completo

Em que  $\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}}$  é o desvio percentual de energia, em MW médios, em módulo; *anos* o período de medição de vento, medido em anos; *pinst* a potência instalada do parque eólico, medida em potência instalada; *idade* a quantidade de tempo em operação comercial, medida em meses; *fc* o fator de capacidade; *certificadoras* variáveis binárias referentes às certificadoras; *leilões* o leilão em que o parque eólico analisado vendeu energia; e *UF* a unidade federativa a que pertence o parque eólico. Os coeficientes  $\beta_n$  representam os efeitos

---

<sup>10</sup> *Ceteris Paribus* é um expressão em Latim que significa tudo o mais constante.

causados pela correspondente variável dependente sobre a variável independente. Por sua vez, os coeficientes  $\delta_{ni}$  representam os efeitos causados pelas correspondentes variáveis binárias e, por fim, o termo  $u$  representa outros fatores além das variáveis independentes que afetam o desvio de produção e que não foram observados.

### 3.2 Descrição das variáveis escolhidas

#### 3.2.1 Variável dependente $\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}} \%$

A variável dependente é o desvio de produção apresentado pelo parque eólico no ano de 2015, a diferença entre o que foi realmente produzido pelo parque eólico e o que ele se comprometeu a produzir.

Os dados de produção real foram obtidos por meio do relatório emitido pela CCEE. Esse órgão é responsável pela viabilização das atividades de compra e venda de energia em todo o País. Além disso, a CCEE é responsável pela contabilização e pela liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia. Dentre as atribuições desse órgão, destaca-se a manutenção de dados de energia gerada e de energia consumida. Dessa forma, são disponibilizados dados de geração de todos agentes que injetam energia no SIN.

Os dados previstos de produção foram obtidos por meio do Banco de Informações de Geração (BIG) da Aneel. Trata-se do valor de energia assegurada dessas usinas. Tais dados decorrem de publicações do MME relativas à Garantia Física – o limite de energia anual disponível para contratação. Seu cálculo é feito pelo MME com auxílio da EPE<sup>11</sup>. Vale salientar que existem empreendimentos cuja Garantia Física não foi calculada por esses órgãos, grupo este constituído pelos geradores que operam no mercado livre e que optaram por não ter sua Garantia Física calculada. Entretanto, esses agentes não foram excluídos da base de dados para a presente análise. Para sua previsão de produção energética utilizou-se a estimativa feita pela certificadora de energia, conforme dados disponibilizados no Processo de outorga desses empreendimentos na Aneel.

---

<sup>11</sup> Conforme documento: Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas nº EPE-DEE-RE-099/2008 – r0, de 2 de julho de 2008

Dessa forma, a variável dependente do modelo é formada pela diferença percentual entre a previsão de produção energética e o que efetivamente se produziu ao longo do ano de 2015, conforme expressão:  $\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}}$ . Em que,  $y_{2015}$  é a quantidade média de energia efetivamente produzida, em MWmédios, e  $y_{GF}$  é a previsão média anual de energia, na mesma unidade de medida.

A referida unidade, MWmédios, é calculada da seguinte forma. Primeiramente, contabiliza-se toda a quantidade de energia gerada no ano de 2015, cujos dados são disponibilizados mensalmente pela CCEE, em MWh; ou a quantidade prevista de energia que será gerada naquele ano. Depois, divide-se esse valor pela quantidade de horas no ano, 8.760 h. Resultando, então, na potência anual média de energia injetada.

Esse desvio de produção foi avaliado de duas formas diferentes. Primeiramente tomou-se como foco todos os desvios, tanto aqueles abaixo da previsão de produção,  $y_{GF}$ , quanto aqueles acima. Vale salientar que quando um empreendimento produz abaixo do esperado, há exposição dos agentes ao mercado de curto prazo, fato que ocorre tanto no ACL quanto no ACR. Desvios de produção positivos indicam ineficiência na estimativa de produção de energética, revelando que, possivelmente, a energia que poderia ser objeto de contratação é maior que o valor calculado para a Garantia Física da usina.

### 3.2.2 Variável de interesse

A variável de interesse – anos de medição anemométrica – decorre do regramento vigente à época de sua outorga. Entretanto, alguns agentes optaram livremente por coletar dados por período superior ao requerido pelas normas, trata-se de mera opção do agente gerador a fim de aprimorar a acurácia de sua previsão de produção energética.

Por conseguinte, dos agentes que compõem a amostra, há aqueles que implantaram seu parque eólico efetuando apenas um ano de medição anemométrica, pois a legislação à época o permitia, e aqueles que optaram medir por períodos superiores, completando dois ou três anos de medição. A tabela a seguir ilustra, a partir de dados colhidos da amostra, o percentual de empreendimentos que seguiram exatamente a norma vigente para cadastramento no

correspondente leilão de energia, e àqueles que extrapolam os limites mínimos exigidos de tempo de anemometria.

Tabela 1 - Percentual de empreendimento de leilão que efetuaram medição além do exigido

	Leilão 3/2009	Leilão 5/2010	Leilão 7/2010	Leilão 2/2011	Leilão 3/2011
Tempo mínimo	1 ano	1 ano	1 ano	2 anos <sup>12</sup>	2 anos
Parques com 1 ano	50%	42%	36%	Não se aplica	Não se aplica
Parques com 2 anos	43%	50%	45%	33%	0% <sup>13</sup>
Parques com 3 anos	7%	8%	19%	66%	100%

Pela Tabela 1, percebe-se que mais da metade dos agentes, ao decidirem comercializar sua energia em leilões, optaram por efetuar medições anemométricas em tempo superior àquele exigido pelos órgãos reguladores. Ou seja, em sua análise de custo benefício, concluíram por sua conta e risco que adiar seus projetos por um tempo maior seria compensado por maior segurança na predição energética para fins de comercialização.

Tal fato tornou a presente pesquisa possível, bastando comparar os desvios de produção desses agentes em relação ao tempo de medição anemométrica adotado livremente por cada um deles. A partir disso, verifica-se se aqueles com maior tempo de leitura local de velocidade de vento conseguiram prever com maior acurácia sua produção energética ao longo do ano de 2015. Isto é, espera-se que quanto maior o tempo despendido efetuando leitura das velocidades de vento, menor será o desvio de produção entre o que foi estimado e o que foi efetivamente gerado pelo parque eólico.

Conforme já descrito, a Aneel, exige, dentre outros critérios, 3 anos de medição anemométrica para autorizar a implantação e exploração de novos empreendimentos eólicos no Brasil. Essa exigência abrange apenas os parques eólicos que desejarem receber outorga pela Aneel, visando comercializar sua energia no mercado livre. Caso o desejo do empreendedor seja de vender sua energia às distribuidoras de energia, este deve se submeter às diretrizes do MME para participarem de leilões de energia. Atualmente, dentre outras exigências, é requerido que os projetos habilitados em leilões de energia efetuem pelo menos 2 anos de medição anemométrica, tal exigência passará a ser de 3 anos a partir de 2017, conforme Portaria MME nº 21/2008.

<sup>12</sup> Os leilões ocorridos no ano de 2011 exigiam período mínimo de medição de vento de 2 anos.

<sup>13</sup> Vale destacar que apenas um parque participante deste certame compõe a base de dados.

### 3.2.3 Variáveis de controle

Outras variáveis foram inseridas no modelo, de forma a controlar os efeitos da variação dos desvios de produção ocorridos no ano de 2015. Em outras palavras, tratam-se de variáveis que podem estar correlacionadas com a variável dependente. No caso de serem omitidas, pode-se erroneamente atribuir parcela do efeito dos anos de medição sobre o desvio de produção que, na verdade, decorre de outro efeito não observado.

#### (i) Certificadora Independente de Energia

A outorga de um empreendimento eólico depende, dentre outras etapas, da validação dos dados anemométricos obtidos no local de implantação do parque e da estimativa de produção de energética. Essa etapa é feita por certificadora independente, empresa especializada que não possui qualquer vínculo com aquele responsável pelo parque eólico.

Da amostra selecionada, são observadas sete diferentes certificadoras independentes contratadas pelos proprietários das usinas eólicas. Espera-se, à vista disso, que essas certificadoras atuem conforme as normas técnicas vigentes, sendo cada uma livre para adotar sua própria metodologia de previsão de produção energética e de validação de dados anemométricos. Destarte, acredita-se que a escolha da certificadora possa influenciar a qualidade das estimativas, visto que o agente pode optar por contratar empresas experientes no mercado, com confiabilidade, ou outras que não possuam tais características.

Assim, foram adicionadas ao modelo sete variáveis binárias, cada qual referente a uma certificadora independente, visando controlar os efeitos decorrentes das diferentes metodologias adotadas na estimativa de produção energética dos parques eólicos.

#### (ii) A Unidade Federativa onde o parque está situado

Sabe-se que o regime de vento se altera ao longo do território nacional. Os ventos mais próximos do litoral tendem a ter menor variabilidade tanto em intensidade quanto em direção. Fator que é observado com maior facilidade na região Nordeste do país, visto que lá predominam ventos alísios – aqueles que sopram constantemente das zonas polares e dos

trópicos em direção à linha do equador. Tais ventos são caracterizados por carregarem umidade e provocarem chuvas nas regiões onde eles se encontram com outros ventos e massas de ar. Por sua vez, parques localizados no interior do país possuem regime de vento com maior variabilidade. Na região Sul do país, o vento apresenta alta variabilidade de direção e intensidade, inclusive aqueles situados no litoral (Silva, B. B. et al, 2002; Martins F. R. et al, 2007; Costa R. A., et al, 2009).

Dessa forma, infere-se que a região onde se situa o parque eólico afeta a magnitude do desvio de produção energética. Locais com menor variabilidade tendem a ser mais previsíveis. Observa-se na amostra recolhida que os parques eólicos estão dispersos principalmente em cinco estados. Na presente modelagem foram inseridas cinco variáveis binárias referentes a cada uma dessas unidades federativas das quais constam empreendimentos eólicos: RN, RS, CE, PB, BA, SE e RJ. Dessas unidades federativas, SE, PB, e RJ foram escolhidas como base, por serem aqueles que contêm menor número de empreendimentos na amostra.

### (iii) Usinas participantes de leilões de energia

A partir da Lei 10.848, de 15 de março de 2004, a contratação adicional de energia pelas distribuidoras passou a ser feita por meio de leilões de energia. Esses certames ocorrem conforme regras e diretrizes determinadas pelo MME e operacionalizadas pela Aneel e EPE.

Cada certame possui regras próprias de habilitação, contratação, prazo para construção e data de início de suprimento energético. Por conseguinte, visando controlar a variação na variável dependente decorrente das regras de cada um desses certames, foram adicionadas variáveis binárias referentes a cada leilão de energia. O nível base para essas variáveis categóricas, portanto, é composto por aqueles empreendimentos que não comercializaram energia em leilões de energia. Inclusive, vale destacar que as regras para o cálculo de Garantia Física dessas usinas foi regido pela Portaria nº 258/2008.

Espera-se que o desvio de produção energética varie de forma correlacionada com o tipo de contratação daquele empreendimento. Cada leilão de energia possui seu regramento específico, vigente à época. Dentre as regras particulares de cada leilão, deve-se destacar o tempo de medição anemométrica, que foi de 1 ano nos certames de 2009 e 2010, passou para 2 anos em 2011. Além disso, outros fatores decorrentes do regramento particular de cada

certame são relevantes, a variável dependente pode apresentar variação decorrente de outros efeitos como: grau de nacionalização dos equipamentos, metodologia de cálculo de Garantia Física e de anemometria.

(iv) Potência Instalada

A definição de potência instalada de um empreendimento provém da Resolução Normativa 583, de 22 de outubro de 2013. Trata-se da capacidade produtiva do parque eólico, do maquinário adotado para produção energética. Vê-se importância em adicionar a variável no grupo de controles do modelo, de forma a controlar a eventual variação da escala do parque eólico na variável dependente.

O valor dessa variável depende da estratégia comercial do agente, que define o tamanho do seu parque eólico a partir da estimativa de disponibilidade energética, preço de contratação da energia, condições de financiamento e outros fatores. Vale salientar que, por força de normas vigentes à época<sup>14</sup> em que os parques analisados por este trabalho foram outorgados, os agentes costumavam limitar a potência instalada de seus empreendimentos a valores em torno de 30.000 kW, com vistas a auferir desconto no uso da rede para fins de escoar a energia por eles produzida.

Conforme apontado, segundo relatório Irena (2015), os custos referentes a torre, equipamento, rotor, transmissão, inversor e transformador representam cerca de 84% do custo total de investimento de um parque eólico. Ou seja, a definição da potência instalada do parque é essencial no projeto, pois sua escala define em grande parte todo o fluxo de custo do empreendimento ao longo de seu período de operação comercial.

(v) Fator de Capacidade

Tal fator é resultado da divisão da produção anual média do parque eólico pela sua potência instalada. Ou seja, tal fator mostra, na média, a proporção da capacidade do parque eólico que está sendo utilizada, a partir da previsão de vento obtida por meio dos dados

---

<sup>14</sup> Lei 10.762/2003, a qual alterava a Lei 9.427/1996, estabelecendo desconto de 50% nas tarifas de uso da rede dos sistemas elétricos se a potência injetável do empreendimento eólico fosse inferior a 30.000 kW. Tal limite foi posteriormente alterado pela Lei 13.203/2015.

coletados. Dessa forma, um parque com alto fator de capacidade significa que o agente, em sua estratégia comercial, decidiu por usar máquinas menores, de forma a operarem em maior carga durante o ano. Da mesma forma, aqueles com baixo fator de capacidade possuem maquinário superdimensionado em relação à quantidade de recurso eólico disponível na região. Este agente, por sua vez, terá regime de produção com capacidade ociosa, disponível para captar velocidades de vento acima da média que porventura venham a soprar durante o regime operativo. Um parque com alto fator de capacidade, embora mais barato, não terá maquinário para absorver a energia inesperada de ventos acima dos valores médios previstos.

Espera-se, assim, que empreendimentos com baixo fator de capacidade apresentem maior desvio de produção, visto que possuem maior capacidade ociosa para se adequar ao recurso natural fornecido.

(vi) Tempo de operação comercial do parque eólico

Outro fator que pode afetar a produtividade de um empreendimento é a sua idade. Conforme mencionado, os estudos de Graves et al (2008) mostram que, em média, levam-se cerca de dois anos para que um empreendimento estabilize seu índice de disponibilidade. Além disso, deve-se considerar a relação entre o tempo de operação com o aprendizado do empreendedor em operar sua usina, até que a produção atinja nível de disponibilidade estável, quando os equipamentos atingem a linha constante da curva da banheira. Dessa forma, entende-se relevante acrescentar ao modelo o tempo, em meses, de operação comercial dos empreendimentos em análise. Afinal, tais fatores como aprendizado e disponibilidade estão ligados ao nível de produtividade, é natural inferir que empreendimentos mais novos tendem a ter maior desvio de produção que aqueles que já operam a mais tempo.

### 3.3 Base de Dados Utilizada<sup>15</sup>

A presente pesquisa foi restrita aos parques eólicos que operaram com todas as unidades geradoras ao longo do ano de 2015, de janeiro a dezembro. Destes, foram retirados da amostra parques que não possuem previsão de produção energética, nem pela certificadora independente nem por cálculo de Garantia Física feito pelo MME. Tratam-se de eólicas cuja

---

<sup>15</sup> Em pesquisas futuras, em caso de interesse em utilizar a base de dados aqui criada, entrar em contato por meio do correio eletrônico: [alvarofag@gmail.com](mailto:alvarofag@gmail.com)

potência instalada é menor que 5 MW, sendo objeto de registro, ou de outorgas muito antigas, quando documentos de previsão energética não eram exigidos para outorga.

Adicionalmente, foram subtraídas da amostra as usinas cuja energia foi comercializada no âmbito do Proinfa. Conforme exposto, os empreendimentos participantes desse programa cuja geração média se distanciar daquilo que foi inicialmente previsto têm o valor de sua previsão ajustado conforme sua geração média. Tais empreendimentos não servem ao objetivo da presente pesquisa. Optar por usar os dados de geração desses empreendimentos enviesaria a amostra a seu favor, visto que seus valores de energia assegurada são alterados a valores médios de geração sempre que desviarem-se além daquilo que foi previsto. Isto é, seus valores de energia assegurada podem não se tratar de previsão energética, mas de valores de geração efetivamente conferida.

Os dados de produção – utilizados para compor a variável dependente – foram obtidos a partir de divulgações<sup>16</sup> disponibilizadas pela CCEE. Foram utilizados dados de geração de 1º de janeiro de 2015 a 31 de dezembro de 2015. Ao todo, 139 empreendimentos operaram em condições plenas nesse período. Sobre esses empreendimentos, foram coletados dados de previsão de produção a partir do BIG, de responsabilidade da Aneel, no campo denominado Energia Assegurada. Da amostra, a previsão energética de cada um dos indivíduos foi atualizada em relação a alterações de características técnicas que eventualmente tenham ocorrido nos parques ao longo da outorga, conforme informações constantes nos correspondentes processos de outorga<sup>17</sup>, disponibilizados publicamente pela Aneel, na Internet.

Os dados referentes à variável de interesse e as demais variáveis de controle foram obtidos da mesma forma, por meio de análise de documentos técnicos constantes dos correspondentes processos de outorgas desses empreendimentos, disponibilizados pela Aneel.

As usinas constantes da amostra totalizam 3.616 MW de potência instalada no território nacional, cujo fator de capacidade médio é de 44%. O total de energia produzida ao longo do período de interesse foi de 1.474 MWmédios. A partir dos dados recolhidos, foi verificado que esses empreendimentos apresentaram um total de déficit energético de 116 MWmédios em

---

<sup>16</sup> Info Mercado, relatório de dados mensais individualizados a respeito da contabilização de geração e consumo de energia elétrica, disponível em <http://www.ccee.org.br/>

<sup>17</sup> <http://www.aneel.gov.br/consultaprocessual/index.cfm>

relação à sua previsão, representando desvio de cerca de 7% da energia que previram produzir. Esse déficit, se considerado ao preço médio do PLD no ano de 2015 – R\$ 283,07/MWh, totalizaria cerca de R\$ 287 milhões de reais de contratação não suprida.

Os empreendimentos em análise estão dispersos principalmente em onze unidades federativas do Brasil. A tabela a seguir relaciona as características em cada um dos principais estados:

Tabela 2 – Distribuição de empreendimentos constante da base de dados - Resumo por estado

Estado	RN	RS	CE	BA	Outros	Total
Nº de usinas	57	17	27	33	5	139
Potência Instalada [MW]	1.525	432	747	842	70	3.616
FC Médio Previsto	46%	38%	41%	44%	-	-

A próxima tabela resume dados estatísticos sobre as principais variáveis estudadas.

Tabela 3 - Estatística sobre as principais variáveis

Variável	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo
Anos de anemometria	1,70	0,73	1	3
FC Previsto[%]	44%	7	29%	74%
Potência Instalada [MW]	27	11	6	101
Desvio  <sup>18</sup> [%]	16%	11	0%	67%
Tempo em operação [meses]	11	11	0	43

Em relação à comercialização da energia proveniente por esses empreendimentos, observa-se o seguinte:

Tabela 4 - Distribuição de empreendimentos constante da base de dados - Resumo por contratação

Comercialização	Leilão 3/2009	Leilão 5/2010	Leilão 7/2010	Leilão 2/2011	Leilão 3/2011	ACL
Nº de usinas	62	12	31	10	1	23
Potência Instalada [MW]	1.665	315	859	247	30	500
Energia Prevista [MWmed]	686	153	375	128	11,5	237
Energia Gerada 2015 [MWmed]	659	139	346	117	8	204

<sup>18</sup> Valor em módulo, diferença entre o que foi previsto produzir e o que de fato se produziu ao longo do ano de 2015.

A maior concentração e observações refere-se ao Leilão 3/2009, o primeiro certame que comercializou energia proveniente de usinas eólicas no Brasil. Posteriormente, conforme outros leilões foram sendo realizados, outras usinas entraram em operação, até o Leilão 3/2011. As eólicas referentes a esse certame deveriam entrar em operação comercial até janeiro de 2014, entretanto, apenas uma conseguiu iniciar a operação comercial de todas as unidades geradoras até dezembro de 2015.

## 4 RESULTADOS

Atualmente, existem 263 empreendimentos eólicos em operação no país cujos dados de geração são divulgados pela CCEE. Destes, foram retirados aqueles que não operaram em condições plenas no ano de 2015, seja por ainda não terem iniciado a operação comercial de todas as máquinas até o final de 2014, ou por estarem operando de forma reduzida. Como por exemplo, aqueles parques que desativaram permanente alguns de seus aerogeradores – seja por problemas técnicos, de contratos de manutenção com fabricantes ou, até mesmo, em decorrência de fortes ventanias, as quais podem vir a danificar os equipamentos. Restaram, assim, 189 parques eólicos a serem estudados.

Posteriormente, tendo em vista que empreendimentos participantes do Proinfa têm a possibilidade de ter sua Garantia Física revisada após a entrada em operação, a qual passa a ser calculada pelos valores de geração média, optou-se por retirar tais empreendimentos da base de dados. Assim, restaram 139 empreendimentos.

### 4.1 Testes realizados no modelo

Inicialmente, avaliou-se a base de dados, com o intuito de se retirar indivíduos com resultados discrepantes ou que pudessem influenciar os regressores<sup>19</sup>. Adicionalmente, foi feita análise de influência dos indivíduos no valor dos regressores, por meio do teste Cook's D (Cook R. D., 1977), além de análise gráfica dos valores preditos e dos resíduos.

Dessa forma, foram encontrados cinco <sup>20</sup> parques eólicos cujos resultados ultrapassaram os limites recomendados. Entretanto, observou-se não haver indícios de falha de preenchimento nos valores desses espécimes. Entretanto, após realização de consulta processual e avaliação do histórico desses parques, não se verificou falha de preenchimento nem indisponibilidade acima do normal ao longo do tempo em que se verificou sua geração. Adicionalmente cabe destacar que sua remoção não causou alterações significativas nos resultados. Desse modo, sua retirada não se mostrou necessária.

---

<sup>19</sup> Por meio do software Stata®, comando “hilo”, usado para mostrar os maiores e menores valores em relação aos resíduos.

<sup>20</sup> EOL Alegria II; EOL Porto Salgado; EOL Índios 2; EOL Porto das Barcas; e EOL Eurus VI.

Em seguida, foi verificada a normalidade dos resíduos. Além de análise gráfica, foi realizado teste IQR (*Interquartile Range*) desenvolvido por Hamilton, L. C. (2009), de forma a verificar numericamente a distribuição. Verificou-se que os resíduos apresentados na amostra apresentaram distribuição normal e não foram detectados *outliers* severos nesse teste.

Foi detectada presença de heterocedasticidade na distribuição dos resíduos. Tal conclusão foi feita por meio de análise gráfica e testes numéricos de White e de Breusch-Pagan. Dessa forma, as estatísticas no presente modelo foram avaliadas sempre em relação ao erro-padrão robusto (Wooldridge, J. M., 2013).

O passo seguinte foi testar a multicolinearidade. O método adotado para tal verificação foi o teste VIF<sup>21</sup> (*Variance Inflation Factor*). Inicialmente, o conjunto de variáveis binárias referentes à localização dos empreendimentos apresentou valores médios de VIF elevados. O valor médio do modelo, assim, superou o máximo recomendado. Dessa forma, procedeu-se a retirada dessas variáveis, visto que não se mostraram estatisticamente significantes na regressão e estariam a influenciar negativamente os resultados por meio de multicolinearidade.

A análise a partir de MQO assume relação linear entre a variável dependente e suas variáveis independentes. Quando essa hipótese é violada, a regressão tenta estimar uma linha reta entre dados que não obedecem necessariamente esse comportamento (Chen, X. et al 2003). Tal hipótese foi investigada por meio de avaliação gráfica entre as variáveis e os resíduos. A partir disso, percebeu-se que a variável Fator de Capacidade foi a que apresentou maiores sinais de comportamento não-linear.

Por último, foram realizados testes de especificação<sup>22</sup>. No presente caso, não se detectou problemas de especificação do modelo após a retirada das variáveis binárias referente aos estados onde as usinas estão instaladas.

---

<sup>21</sup> Tal análise avalia se as variáveis formam uma combinação linear umas das outras. A medida em que o grau de multicolinearidade cresce, os coeficientes do modelo ficam instáveis e os erros-padrões aumentam.

<sup>22</sup> Tais erros podem ocorrer quando uma ou mais variáveis relevantes são omitidas ou quando mais variáveis irrelevantes são acrescentadas. Os testes foram realizados a partir do comando Linktest e Ovttest do Stata®, conforme instruções constantes em Chen, X. et al 2003.

## 4.2 Resultados das regressões

Inicialmente, foi estudado o modelo completo, contendo as variáveis independentes que intuitivamente influenciariam a variável dependente:

Equação 10 – Regressão do modelo final

$$\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}} \% = \beta_1 anos + \beta_2 pinst + \beta_3 idade + \beta_4 fc + \delta_{1i} certificadoras + \delta_{2i} leilões + u$$

Em que  $\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}} \%$  representa o percentual, em módulo, de desvio de produção em relação à energia prevista; *anos* o período de medição de vento; *pinst* a potência instalada do parque eólico, *idade* a quantidade de tempo em operação comercial, medida em meses; *fc* o fator de capacidade; *certificadoras* variáveis binárias referentes às certificadoras; e *leilões* o leilão em que vendeu energia, sendo o grupo base aqueles que não comercializaram energia em leilão.

A variável de interesse apresentou resultados significantes ao nível de 1%, mostrando que, na média, cada ano adicional de medição anemométrica representa **redução de 6%** no desvio percentual, em módulo, da previsão energética.

A potência instalada, o tempo de operação comercial e o fator de capacidade não apresentaram significância, podendo-se concluir que tais variáveis não afetam a variável dependente.

O conjunto de variáveis binárias referentes às certificadoras independentes adotadas e ao leilão em que o empreendimento comercializou sua energia apresentaram significância estatística conjunta ao nível de 5%. Foram selecionadas 7 certificadoras independentes, em relação ao grupo base. A tabela a seguir apresenta o resultado encontrado ao se escolher cada uma delas:

Tabela 5 – Resultados por Estado

<b>Certificadora</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>	<b>C4</b>	<b>C5</b>	<b>C6</b>	<b>C7</b>
<b>Desvio%</b>	4%	-4%	-4%	-6%	10%	-5%	7%

Conforme os resultados expostos, a adoção de determinada certificadora independente pode apresentar influência na previsão de produção energética desses parques eólicos. Como antes mencionado, a certificadora independente é livre para adotar sua metodologia de previsão energética a partir dos dados fornecidos pelo agente que efetuou as medições locais de velocidade e direção do vento, ou seja, cada certificadora tem sua forma de estimar a produção energética, adotando *softwares* de sua preferência ou criando algoritmos próprios para fazer as devidas estimativas. Além disso, outros fatores podem explicar a variação encontrada entre cada uma dessas empresas. Algumas certificadoras podem ter se valido de experiências anteriores, mesmo que internacionais, enquanto outras poderiam estar, à época, iniciando seus trabalhos no setor elétrico. Além disso, a experiência técnica da mão de obra contratada por cada uma dessas empresas também pode ser fator que explica os resultados observados.

Graves et al (2008), conforme mencionado, aponta que o índice de disponibilidade médio dos empreendimentos eólicos cresce cerca de 3% após dois anos de operação comercial, tendo em vista o aprendizado da empresa em operar o empreendimento e o tempo de uso dos equipamentos, atingindo o nível mínimo da curva da banheira. Ou seja, as usinas mais antigas tenderiam a ter rendimento superior às novas. Entretanto, os dados apresentados não mostraram tal comportamento, visto que o tempo de operação comercial não apresentou significância estatística.

Visando proceder a investigação, o modelo foi ajustado de forma que cada ano de medição passasse a ser representado por uma variável binária. Dessa forma, pode-se avaliar de maneira não linear a influência que cada ano adicional de medição apresenta, da seguinte forma:

Equação 11 – Representação da variável “anos” de forma binária

$$\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}} \% = \beta_1 i. anos + \beta_2 pinst + \beta_3 idade + \beta_4 fc + \delta_{1i} certificadoras + \delta_{2i} leilões + u$$

Dessa forma, o grupo base foi representado por empreendimentos com período de medição igual a um ano. Assim, pode-se observar a influência que cada ano adicional

apresenta em relação ao anterior ou ao grupo base, detectando inclusive efeitos não-lineares. O seguinte resultado foi alcançado:

Tabela 6 – Resultados a partir da variável “anos” de forma binária – MQO

Anos de medição	2	3
$\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}} \%$	-6%	-11%

Vê-se que, em relação ao grupo base, ao se passar de 1 ano de medição para 2, os empreendimentos tendem a diminuir seu desvio de produção em 6%. Ao se passar de 2 para 3, essa diminuição passa a ser de 5%.

Adicionalmente, considerando que os mecanismos constantes do CER e do CCEAR penalizam de forma mais severa os desvios negativos de produção energética, além de ser preferível ao setor que se tenha energia em excesso – frente à sua escassez –, é pertinente avaliar o modelo de forma censurada. Assim, foi criada variável adicional, contemplando apenas os desvios negativos de energia (em módulo). Os desvios positivos foram censurados, passando a constar o valor de zero. Os resultados foram os seguintes.

Considerando a variável de interesse como contínua, foi aplicada a regressão de tobit. A partir da censura dos valores referentes aos desvios positivos, das 139 observações, apenas 93 passaram a conter valores diferentes de zero. A variável *anos* apresentou significância estatística ao nível de 1%, as variáveis binárias referentes aos leilões de energia, por sua vez, apresentaram significância conjunta ao nível de 5%. As demais variáveis, fator de capacidade, tempo de operação, potência instalada e certificadora independente, não apresentaram significância estatística. A interpretação do coeficiente a partir de uma regressão tobit (McDonald & Moffitt, 1980) pode ser comparável àquela fornecido pelo MQO, por meio da avaliação dos efeitos parciais médios. A partir de tal análise, foi obtido o **valor de -5%**. Ou seja, considerando as demais variáveis constantes, ao se efetuar um ano adicional de anemometria, vê-se que o desvio de produção energética diminui em 5%. Valor próximo àquela estimado por MQO – que considera tantos os desvios positivos quanto os negativos, sempre avaliados em módulo.

A regressão considerando a variável de interesse de forma binária apresentou significância estatística ao nível de 5%. Os resultados estão sumarizados na tabela a seguir:

Tabela 7 – Resultados a partir da variável “anos” de forma binária – Tobit<sup>23</sup>

<b>Anos de medição</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
$\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}} \%$	-5%	-7%

Pelo exposto, considerando-se apenas os desvios negativos, o modelo aponta que aqueles empreendimentos que apresentarem tempo de medição de 3 anos, tendem a reduzir os desvios negativos de sua produção energética em 2% em relação àqueles que apresentaram 2 anos de medição.

---

<sup>23</sup> Considerando efeitos parciais médios

## 5 CONCLUSÃO

O presente trabalho apresenta avaliação dos efeitos da quantidade de tempo de medição anemométrica no local de implantação de um parque eólico no desvio de sua produção energética no decorrer da operação comercial durante o ano de 2015 no Brasil.

A base de dados foi composta por 139 empreendimentos, distribuídos ao longo do território nacional, em especial nas regiões nordeste e sul. As usinas selecionadas são aquelas cujo despacho de energia na rede é medido pela CCEE e publicado em seus relatórios mensais. Para fins de comparação, a análise restringiu-se apenas aos que operaram com todas as suas unidades geradoras ao longo desse período. A base é composta por empreendimentos que comercializaram energia em leilões do ano de 2009, 2010 e 2011, além de agentes que contrataram sua energia no mercado livre. Por terem a possibilidade de recalculer sua previsão energética com base em valores médios de geração efetiva, os parques participantes do Proinfa não compuseram a base de dados. Evitando-se, dessa forma, viés em favor das usinas que recalcularam a previsão de produção.

A análise desses dados foi inicialmente realizada por meio de MQO, envolvendo no modelo outras variáveis além daquela de interesse: potência instalada, tempo em operação comercial, fator de capacidade, certificadora independente e leilão de energia. Por meio dessa regressão, observou-se que a cada ano adicional de medição, mantendo todas as variáveis constantes, o desvio de produção energética em relação à previsão energética do empreendimento diminui em cerca de 6%, considerando a variável “anos” como contínua.

Ao ser categorizada como binária, essa variável, passou a mostrar que os empreendimentos com 2 anos de medição tendem a apresentar desvio de produção 6% menor que aqueles com apenas 1 ano. Por outro lado, aqueles que apresentarem 3 anos de medição, tendem a reduzir o desvio daqueles com 2 anos em 4%.

Adicionalmente, buscou-se avaliar a mesma situação, mas restringindo a análise a somente desvios negativos de energia. Assim, o modelo foi avaliado por meio da regressão tobit, censurando-se com o valor zero aqueles empreendimentos cujo desvio foi positivo. Tal avaliação resultou, por efeitos parciais médios, que cada ano adicional de medição tende a reduzir em 5% o desvio de produção. Ao se definir a variável de interesse como binária, a

redução para aqueles com dois anos passou a ser de -5% e para três anos de -7%, ambos em relação ao grupo de usinas com apenas um ano de medição.

Pode-se, por conseguinte, valorar o benefício do tempo de medição anemométrica. Supondo que, conforme a regressão de dados censurados, um empreendimento que opte por coletar dados de vento por três anos tende a reduzir seu desvio de produção anual em 7%, a partir do valor médio do PLD em 2015, estima-se, a valores médios, o montante de R\$ 298.972,00 que um único parque com três anos de medição tende a economizar em relação àquele com somente um ano de medição anemométrica, pois não haveria necessidade de comprar lastro de energia no mercado de curto prazo para cumprir seus contratos. Entretanto, cabe destacar o quesito temporal de tal exigência, pois requisitar três anos de medição anemométrica atrasa novos investimentos e a entrada de novos agentes no setor.

Adicionalmente, vale ressaltar que a existência de regressor negativo não é, por si só, motivo necessário, nem suficiente para que se defendam as medidas regulatórias acerca da obrigatoriedade de realização de anemometria por três anos antes de autorização do parque. Antes de tudo, nos efeitos calculados não foram considerados influências decorrente da modernização dos equipamentos, do aprendizado do agente ao implantar novos parques e nem efeitos fixos não observados.

Em primeiro lugar, destaca-se que os parques mais antigos – aqueles com menor tempo de medição anemométrica – possuem equipamentos com menor “índice de tropicalização”, ou seja, equipamentos modernos tendem a ser mais adaptados às características brasileiras de vento. Logo, quanto mais moderno for o parque, mais adaptados os equipamentos estarão, o que, intuitivamente, induz à maior eficiência na produção e maior facilidade na predição de produção energética.

Além disso, não se pode deixar de observar que os parques mais antigos eram pioneiros no setor eólico nacional. Participaram dos primeiros leilões de energia, quando as formas de contratação eram novidades, assim como a prática de anemometria para fins de predição de ventos para geração de energia; o projeto e construção de parques; e sua operação comercial. Os mesmos agentes, ao participarem de leilões posteriores, trouxeram seu aprendizado nos projetos mais recentes. Assim, o modelo não capta a curva de aprendizado dos agentes do setor, inclusive das certificadoras independentes.

Por fim, destaca-se que apenas um único ano de geração eólica foi avaliado. Uma estrutura em painel seria necessária para avaliar eventuais efeitos fixos não observados. Entretanto, na presente data, tal avaliação não pôde ser realizada, visto que dos 131 parques observados, apenas 32 deles estavam em plena operação comercial no ano anterior – 2014.

Desse modo, apesar das ressalvas apresentadas, o modelo estudado mostra que a exigência de medição anemométrica prévia à autorização de novos empreendimentos eólicos é eficaz, reduzindo o desvio esperado de produção energética. A adoção de determinadas certificadora independente também se mostrou relevante no desempenho de produção dos parques eólicos em relação a outras. Demais variáveis como fator de capacidade, potência instalada e tempo de operação comercial não apresentaram significância estatística para se afirmar que possuem qualquer influência no desvio de produção.

Apesar das citadas limitações decorrentes das análises econométricas, a presente pesquisa apresenta resultados significantes. Além de oferecer metodologia para avaliação de exigências regulatórias relacionadas à entrada de novos agentes geradores no setor elétrico, traz subsídio para tomada de decisão dos agentes reguladores sobre a necessidade de exigência de tempo mínimo de medição de recursos naturais para fins de contratação energética proveniente de fontes renováveis. Vale destacar que seria necessária análise de impacto regulatório para subsidiar tal decisão, a partir de análise aprofundada do levantamento de custos e benefícios à sociedade que essa norma regulatória pode vir a trazer.

Recomenda-se para pesquisas futuras avaliar o mesmo modelo, mas por meio de dados de painéis, de modo a ser possível analisar os efeitos fixos. Além disso, será pertinente avaliar os efeitos dos avanços tecnológicos, destacando os parques que utilizaram tecnologias mais recentes em seus equipamentos. Em complemento, pode-se verificar se aqueles agentes mais antigos no setor, os quais em tese teriam maior conhecimento sobre o setor eólico nacional, possuem melhor acurácia em suas previsões, assim como as certificadoras independentes. A mesma concepção pode, inclusive, ser aplicada a demais fontes de energia. Como por exemplo, avaliar qual das distintas metodologias utilizadas na previsão de produção energética de usinas solares fotovoltaicas é mais eficaz. Adicionalmente, a partir de 2013, a metodologia de cálculo de Garantia Física passou a exigir valores de energia anual que sejam excedidos com uma probabilidade de 90% para um período de variabilidade futura de 20 anos. Assim, tal alteração de metodologia no cálculo de Garantia Física deve ser refletida no modelo, quando se considerar parques outorgados a partir de julho de 2013, quando essa regra passou

a ter vigência. Assim como, eventuais alterações de características técnicas posteriores a essa norma. A partir de análise mais aprofundada a respeito dos custos de implantação – não somente de implantação das estações anemométricas, mas também todos os demais custos: conformidade, adiamento dos investimentos, risco regulatório de um empreendimento eólico – assim como os benefícios decorrentes do incremento de confiabilidade na contratação, é possível mensurar o impacto regulatório em se exigir tempo mínimo de coleta de dados para autorização e contratação de novos empreendimentos eólicos.

## 6 BIBLIOGRAFIA

AJAYI, O. O.; FAGBENLE, R. O; KATENDE, J. *Wind Profile Characteristics and Econometrics Analysis of Wind Power Generation of a Site in Sokoto State, Nigeria*, Energy Science and Technology, Ota, 2011.

AQUILA, G. *Análise do impacto dos programas de incentivos para viabilizar economicamente o uso de fontes de energia renovável*, Itajubá, 2015.

CASTRO, R. M. G. *Energias Renováveis e Produção Descentralizada, Introdução à Energia Eólica*, Lisboa, 2005.

CHEN, X., ENDER, P., MITCHELL, M. AND WELLS, C. *Regression with Stata*, <http://www.ats.ucla.edu/stat/stata/webbooks/reg/default.htm>, Los Angeles, 2003.

COOK, R. D. *Detection of Influential Observation in Linear Regression*, American Statistical Association, Minnesota, 1977.

COSTA, R. A., CASOTTI, B. P., AZEVEDO L. S., A. *Um panorama da indústria de bens de capital relacionados à energia eólica*, Rio de Janeiro, 2009.

CUSTÓDIO R. S. *Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica*, 2º Ed. Editora Synergia, São Paulo, 2013.

GRAVES, A., HARMAN, K., WILKINSON, M., WALKER, R. *Understanding Availability Trends of Operating Wind Farms*, Houston, 2008.

HAMILTON, L. C., *Statistics with Stata, Updated for Version 10*, Editora Brooks/Cole, Cengage Learning, Durham, 2009.

HENESSEY, J. P. *Some Aspects of Wind Power Statistics. Journal of Applied Meteorology*, Corvallis, 1977.

IGLESIAS, G., CASTELLANOS, P., SEIJAS, A. *Measurement of productive efficiency with frontier methods: A case study for wind farms*, A Coruña, 2010.

IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2014*, International Renewable Energy Agency, Bonn, 2015.

IRENA *Wind Resource Measurement: Guidelines for Islands*, International Renewable Energy Agency, Bonn, 2015.

MARTINS, F.R., GUARNIERI, R.A., PEREIRA E.B. *O aproveitamento da energia eólica*, Profile Books, São Paulo, 2007

MCDONALD, J. F. & MOFFITT, R. A. *The Uses of Tobit Analysis. The Review of Economics and Statistics*, Chicago, 1980.

PETERSEN, E. L. MORTENSEN, N.G., LANDBERG L., HOJSTRUP, J., FRANK, H.P. *Wind Power Meteorology*, Profile Books, Roskilde, 1997.

SANSIGOLO, C. A. *Distribuições de Probabilidade de Velocidade e Potência do Vento*, São José dos Campos, 2005.

SILVA, B. B., ALVES, J. J. A., CAVALCANTI, E. P., DANTAS, R. T. *Potencial eólico na direção predominante do vento no Nordeste brasileiro*, Campina Grande, 2002.

WILKINSON, M., HENDRIKS, B., SPINATO, F., GOMEZ, E., BULACIO, H., ROC, J., TAVNER, P., FEN, Y., LONG, H. *Methodology and Results of the Reliawind Reliability Field Study*, 2010.

EL-THALJI, I., JANTUNEN, E. *Evaluation of Overall Effectiveness Measurements in a wind farm: An approach to assess life cycle system effectiveness*, Espoo, 2012.

WOOLDRIDGE, J. M., *Introdução à Econometria, Uma Abordagem Moderna*, 4ª Edição, Editora Cengage Learning, São Paulo, 2013.

## ANEXO – Resultados Econométricos

### 1) Regressão por MQO – variável “anos” contínua

$$\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}} \% = \beta_1 \text{anos} + \beta_2 \text{pinst} + \beta_3 \text{idade} + \beta_4 \text{fc} + \delta_{1i} \text{certificadoras} + \delta_{2i} \text{leilões} + \delta_{3i} \text{UF} + u$$

Variável	Coefficiente	Erro-padrão robusto	p-valor
<i>anos</i>	-5,61	1,46	0,00
<i>Potência instalada</i>	-0,04	0,09	0,67
<i>Idade</i>	-0,08	0,12	0,48
<i>fc</i>	-5,08	22,01	0,82
<i>c1</i>	3,84	8,18	0,64
<i>c2</i>	-3,65	8,76	0,68
<i>c3</i>	-4,42	8,96	0,62
<i>c4</i>	-6,38	8,50	0,45
<i>c5</i>	10,27	14,01	0,46
<i>c6</i>	-5,03	8,65	0,56
<i>c7</i>	7,16	9,73	0,46
<i>Leilão 3/2009</i>	3,63	1,32	0,19
<i>Leilão 2/2011</i>	7,69	3,19	0,02
<i>Leilão 3/2011</i>	11,78	3,97	0,00
<i>Leilão 5/2010</i>	1,12	3,73	0,76
<i>Leilão 7/2010</i>	-1,56	3,77	0,68
<i>Constante</i>	30,56	13,80	2,75

## 2) Regressão por MQO – variável “anos” categórica

$$\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}} \% = \beta_1 \cdot i. \text{anos} + \beta_2 pinst + \beta_3 idade + \beta_4 fc + \delta_{1i} \text{certificadoras} + \delta_{2i} \text{leilões} + \delta_{3i} UF + u$$

<i>Variável</i>	<i>Coefficiente</i>	<i>Erro-padrão robusto</i>	<i>p-valor</i>
<i>2 anos</i>	-6,24	2,67	0,02
<i>3 anos</i>	-11,12	2,90	0,00
<i>Potência instalada</i>	-0,04	0,09	0,69
<i>Idade</i>	-0,09	0,12	0,47
<i>fc</i>	-4,95	22,11	0,82
<i>c1</i>	3,87	8,22	0,64
<i>c2</i>	-3,87	8,93	0,67
<i>c3</i>	-4,27	9,05	0,64
<i>c4</i>	-6,22	8,53	0,47
<i>c5</i>	10,17	14,12	0,47
<i>c6</i>	-4,83	8,63	0,58
<i>c7</i>	7,35	9,68	0,45
<i>Leilão 3/2009</i>	3,89	3,07	0,21
<i>Leilão 2/2011</i>	7,57	3,13	0,02
<i>Leilão 3/2011</i>	11,58	4,00	0,01
<i>Leilão 5/2010</i>	1,40	3,98	0,73
<i>Leilão 7/2010</i>	-1,21	4,34	0,78
<i>Constante</i>	24,90	13,40	0,07

## 3) Regressão por tobit – variável “anos” contínua

$$\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}} \% = \beta_1 \text{anos} + \beta_2 \text{pinst} + \beta_3 \text{idade} + \beta_4 \text{fc} + \delta_{1i} \text{certificadoras} + \delta_{2i} \text{leilões} + \delta_{3i} \text{UF} + u$$

<i>Variável</i>	<i>Coefficiente</i>	<i>Erro-padrão robusto</i>	<i>p-valor</i>
<i>anos</i>	-6,79	2,18	0,00
<i>Potência instalada</i>	-0,03	0,13	0,81
<i>Idade</i>	-0,06	0,14	0,67
<i>fc</i>	67,69	26,32	0,01
<i>c1</i>	16,88	12,42	0,18
<i>c2</i>	-0,86	12,75	0,95
<i>c3</i>	-3,58	13,13	0,79
<i>c4</i>	-11,66	12,53	0,35
<i>c5</i>	-89,28	.	.
<i>c6</i>	-8,15	13,60	0,55
<i>c7</i>	18,12	13,50	0,18
<i>Leilão 3/2009</i>	-5,31	3,86	0,17
<i>Leilão 2/2011</i>	3,24	4,76	0,50
<i>Leilão 3/2011</i>	6,21	5,78	0,28
<i>Leilão 5/2010</i>	-1,82	4,28	0,67
<i>Leilão 7/2010</i>	-10,33	4,66	0,03
<i>Constante</i>	-1,65	17,42	0,93

## 4) Efeitos parciais médios por tobit – variável “anos” contínua

<i>Variável</i>	<i>Coefficiente (dy/dx)</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>p-valor</i>
<i>anos</i>	-4,65	1,51	0,00
<i>Potência instalada</i>	-0,02	0,09	0,81
<i>Idade</i>	-0,04	0,09	0,67
<i>fc</i>	46,33	17,33	0,01
<i>c1</i>	11,55	8,44	0,17
<i>c2</i>	-0,59	8,73	0,95
<i>c3</i>	-2,45	8,98	0,79
<i>c4</i>	-7,98	8,59	0,35
<i>c5</i>	-61,11	2,98	0,00
<i>c6</i>	-5,58	9,32	0,55
<i>c7</i>	12,40	9,17	0,18
<i>Leilão 3/2009</i>	-3,63	2,62	0,17
<i>Leilão 2/2011</i>	2,22	3,28	0,50
<i>Leilão 3/2011</i>	4,25	3,96	0,28
<i>Leilão 5/2010</i>	-1,24	2,93	0,67
<i>Leilão 7/2010</i>	-7,07	3,14	0,02
<i>Constante</i>	-4,65	1,51	0,00

## 5) Regressão por tobit – variável “anos” categórica

$$\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}} \% = \beta_1 \cdot i. \text{anos} + \beta_2 pinst + \beta_3 idade + \beta_4 fc + \delta_{1i} \text{ certificadoras} + \delta_{2i} \text{ leilões} + \delta_{3i} UF + u$$

<i>Variável</i>	<i>Coefficiente</i>	<i>Erro-padrão robusto</i>	<i>p-valor</i>
<i>2 anos</i>	-9,23	3,73	0,02
<i>3 anos</i>	-13,20	4,22	0,00
<i>Potência instalada</i>	-0,02	0,13	0,88
<i>Idade</i>	-0,09	0,14	0,51
<i>fc</i>	68,17	26,60	0,01
<i>c1</i>	17,07	12,48	0,17
<i>c2</i>	-1,71	12,92	0,90
<i>c3</i>	-2,83	13,27	0,83
<i>c4</i>	-10,97	12,61	0,39
<i>c5</i>	-89,40	.	.
<i>c6</i>	-7,31	13,59	0,59
<i>c7</i>	18,84	13,49	0,17
<i>Leilão 3/2009</i>	-4,38	4,16	0,30
<i>Leilão 2/2011</i>	2,87	4,81	0,55
<i>Leilão 3/2011</i>	5,41	5,70	0,34
<i>Leilão 5/2010</i>	-0,76	4,69	0,87
<i>Leilão 7/2010</i>	-8,88	5,29	0,10
<i>Constante</i>	-8,71	17,06	0,61

## 6) Efeitos parciais por tobit – variável “anos” categórica

$$\frac{y_{2015} - y_{GF}}{y_{GF}} \% = \beta_1 \cdot i. \text{anos} + \beta_2 pinst + \beta_3 idade + \beta_4 fc + \delta_{1i} \text{certificadoras} + \delta_{2i} \text{leilões} + \delta_{3i} UF + u$$

Variável	Coefficiente (dy/dx)	Erro-padrão	p-valor
2 anos	-5,06	2,13	0,02
3 anos	-6,73	2,09	0,00
Potência instalada	-0,01	0,07	0,88
Idade	-0,05	0,07	0,51
fc	36,07	14,23	0,01
c1	9,03	6,52	0,17
c2	-0,90	6,85	0,90
c3	-1,50	7,03	0,83
c4	-5,80	6,73	0,39
c5	-47,30	3,05	0,00
c6	-3,87	7,25	0,59
c7	9,97	7,03	0,16
Leilão 3/2009	-2,32	2,17	0,29
Leilão 2/2011	1,52	2,57	0,56
Leilão 3/2011	2,86	3,01	0,34
Leilão 5/2010	-0,40	2,48	0,87
Leilão 7/2010	-4,70	2,74	0,09
Constante	-5,06	2,13	0,02