

PARTICIPAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NOS LEILÕES DE ENERGIA NO BRASIL

*Evolução dos projetos cadastrados
e suas características técnicas*



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso).



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo

Márcio Félix Carvalho Bezerra

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grudtner

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Combustíveis Renováveis**

João Vicente de Carvalho Vieira

**Secretário de Geologia, Mineração e
Transformação Mineral**

Vicente Humberto Lôbo Cruz

PARTICIPAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NOS LEILÕES DE ENERGIA NO BRASIL

*Evolução dos projetos cadastrados
e suas características técnicas*



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia -
Sala 744 - 7º andar
70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 - 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Coordenação Geral

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar

Equipe Técnica


Flavio Alberto Figueredo Rosa
Glauce Maria Lieggio Botelho
Gustavo Brandão Haydt de Souza
Gustavo Pires da Ponte
Helena Portugal Gonçalves da Motta
Josina Saraiva Ximenes
Juliana Velloso Durao
Marcos Vinicius G. da Silva Farinha
Mariana de Queiroz Andrade
Mauro Rezende Pinto
Paula Monteiro Pereira
Rafael Mendes Pereira
Thiago Ivanoski Teixeira

Nº. EPE-DEE-NT-041/2018-r0

Data: 19 de junho de 2018

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso).

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

 Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i> EXPANSÃO DA GERAÇÃO		
<i>Estudo</i> PARTICIPAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NOS LEILÕES DE ENERGIA NO BRASIL		
<i>Macro-atividade</i> Evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	19/06/2018	Emissão original

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso).

APRESENTAÇÃO

Esta Nota Técnica apresenta um retrato dos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir da fonte eólica, cadastrados na EPE para os diversos Leilões de Energia que contaram com a participação dessa fonte.

Busca-se assim registrar as evoluções observadas ao longo dos 12 anos em que a EPE realiza o processo de habilitação técnica desses empreendimentos (2007 a 2018), com vistas à participação nos leilões. São abordadas questões relacionadas ao crescimento da quantidade de projetos, às evoluções dos requisitos para habilitação técnica, mudanças no dimensionamento dos equipamentos e o conseqüente impacto na produção de energia.

Nesse período destacam-se alguns números:

- Mais de 600 estações anemométricas instaladas para avaliação do recurso eólico;
- 80% de aumento da média dos diâmetros dos aerogeradores, de 66 m para 119 m;
- 13.874 cadastros de empreendimentos eólicos em 27 leilões previstos de 2007 a 2018 (até o A-4/2018);
- Recorde de 954 empreendimentos eólicos cadastrados para um único leilão (A-4/2017), representando uma oferta de 26.046 MW;
- Mais de 500 parques eólicos implantados, superando 12 GW de potência instalada, colocando o Brasil em 8º no ranking de países com maior capacidade eólica instalada em 2017, de acordo com relatório elaborado pelo GWEC – *Global World Energy Council* e divulgado pela Associação Brasileira de Energia Eólica (Abeeólica);
- Redução do preço da energia negociada nos leilões, partindo de R\$ 242/MWh¹ no Leilão de Energia de Reserva de 2009, chegando até R\$ 68/MWh no Leilão de Energia Nova A-4/2018.

São abordadas também questões relativas ao cronograma, custo de investimento e preço de energia para a fonte, destacando algumas evoluções observadas em relação aos empreendimentos participantes de leilões anteriores.

¹ Valores médios, atualizados pelo IPCA para jan/2018

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso).

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	7
1. INTRODUÇÃO	10
2. CADASTRAMENTO E HABILITAÇÃO TÉCNICA	11
3. RESULTADOS E AVALIAÇÕES	21
3.1 Aspectos relativos ao recurso eólico	22
3.2 Equipamentos	31
3.3 Fator de capacidade	36
3.4 Prazo de implantação	40
3.5 Custos de investimento	41
3.6 Contratações e preço da energia	43
4. REFERÊNCIAS	45
APÊNDICE I - Mapas: Empreendimentos eólicos cadastrados nos leilões	46

1. INTRODUÇÃO

As primeiras contratações de empreendimentos eólicos de grande porte no Brasil se deram por meio do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído em 2002 com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos a partir das fontes eólica, biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas. Esse programa resultou na contratação de 1.304 MW de projetos eólicos.

Após a promulgação do novo marco do setor elétrico (Lei nº 10.848 de março de 2004) foi estabelecida a contratação de energia por meio de leilões de energia, tendo a fonte eólica participado pela primeira vez no Leilão de Fontes Alternativas de 2007, porém sem comercialização de energia, fato que só ocorreria dois anos depois no Leilão de Reserva de 2009.

Desde então, em 27 leilões onde foi possível o cadastramento de usinas eólicas, ocorreu uma participação crescente da fonte, tanto em quantidade de projetos ofertados, quanto em comercialização efetiva. Com isso, a participação dessa fonte na matriz elétrica brasileira saltou de 0,2% em 2002 para 7,8% ao final de 2017, em termos de capacidade instalada, resultado, sobretudo das contratações no Ambiente Regulado.

Destaca-se que o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026 prevê, no cenário de referência, a expansão anual da fonte eólica da ordem de 1,8 GW entre 2021 e 2026, aumentando a participação para 14% do total do Sistema Interligado Nacional - SIN ao final desse período.

Nos leilões de energia, cabe à EPE a habilitação técnica dos projetos candidatos, cujos dados e características técnicas são apresentados pelos empreendedores e analisados previamente a cada certame.

De forma a acompanhar o amadurecimento da fonte e seu desenvolvimento tecnológico, os requisitos técnicos exigidos pela EPE evoluíram ao longo do tempo. As medições anemométricas, por exemplo, antes dispensadas, hoje devem contar com no mínimo 3 anos de registros de velocidade e direção do vento, para diminuir a incerteza sobre o recurso e a geração futura.

Foram observadas nesse período de 12 anos algumas mudanças nos projetos, como aumento das alturas das torres e dos diâmetros dos aerogeradores, resultando em fatores de capacidade bastante elevados, o que será apresentado em maiores detalhes ao longo desta Nota Técnica.

2. CADASTRAMENTO E HABILITAÇÃO TÉCNICA

Cadastramento

O cadastramento e a habilitação técnica dos projetos, para cada leilão, são realizados pela EPE de acordo com as diretrizes do MME, bem como a Portaria MME nº 102, de 22 de março de 2016² e as “Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica”, publicadas pela EPE em seu sítio eletrônico.

A Figura 1 apresenta, de forma comparativa, a oferta (em MW) de projetos cadastrados de cada fonte, a cada leilão, mostrando a crescente participação da eólica ao longo do tempo: enquanto em 2007 essa fonte representava menos de 10% da capacidade total cadastrada, em 2018 esse valor chegou a 54%, tendo atingido percentuais ainda maiores em 2010 e 2013. Avaliando-se a participação em termos de quantidade de projetos, ao invés da potência total, a fonte eólica tem uma predominância ainda maior, atingindo 82% no ano de 2012.

Destaca-se que as diretrizes do MME definem quais fontes podem participar de cada leilão. Assim, nos anos em que foram realizados Leilão de Fontes Alternativas, por exemplo, usualmente destinados a fontes renováveis, verifica-se uma participação maior de projetos dessas fontes.

² Esta Portaria substituiu a Portaria MME nº 21/2008, que até então estabelecia as condições para cadastramento e habilitação técnica de projetos na EPE.

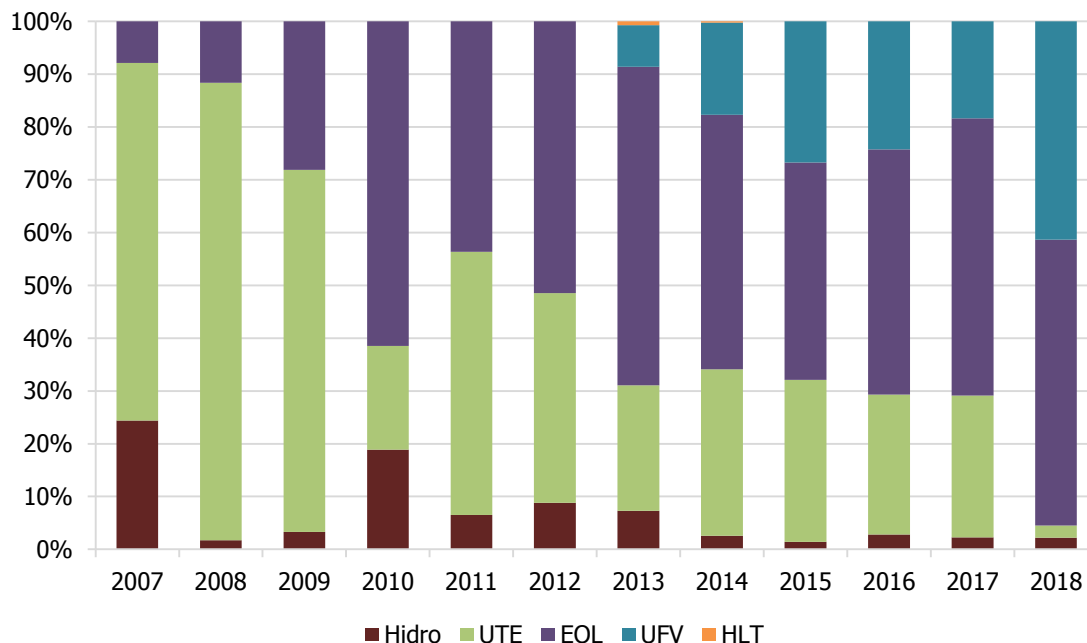


Figura 1 - Participação de cada fonte nos leilões - percentual da capacidade dos projetos cadastrados³

A Figura 2 apresenta os montantes, em termos de potência por região, de projetos eólicos cadastrados a cada leilão que contou com a participação dessa fonte. Percebe-se uma nítida predominância de projetos na região Nordeste, seguida pela região Sul.

Em seguida, nas Figuras 3 e 4, são mostradas as quantidades de projetos (somatório de todos os leilões) por estado. Por estes, destacam-se a Bahia, Rio Grande do Norte, Ceará e Rio Grande do Sul. Ressalta-se que um mesmo empreendimento pode ser cadastrado para sucessivos leilões e, por isso, os números apresentados podem contabilizar um mesmo projeto diversas vezes.

³ Destaca-se que para o ano de 2018 não foram contabilizados os dados do Leilão A-6, característico por ter um maior cadastramento de usinas termelétricas.

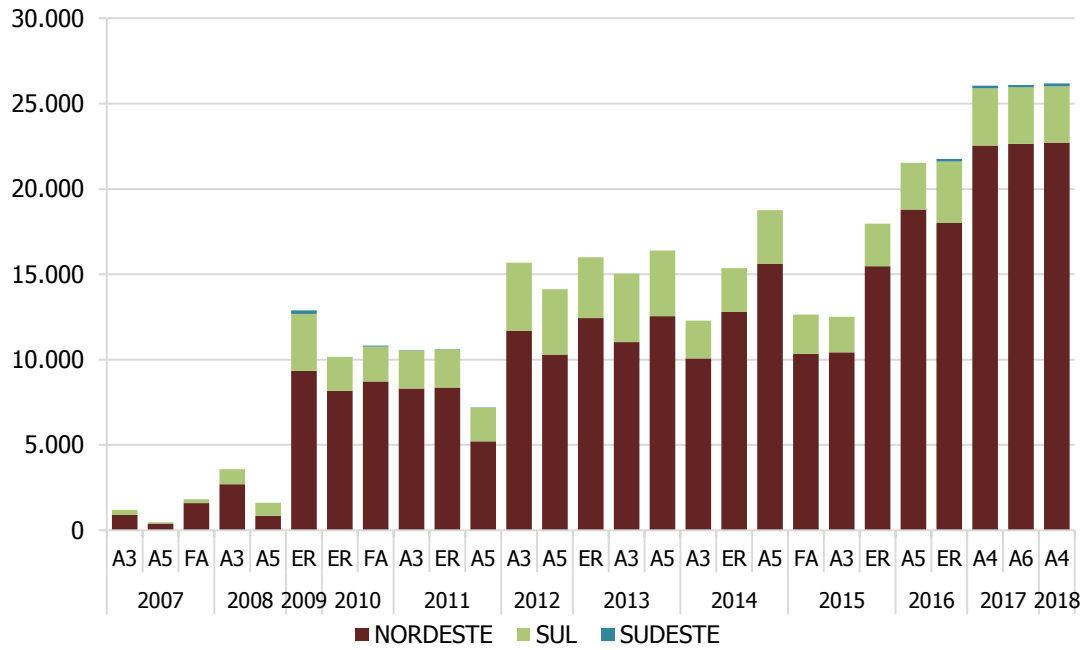


Figura 2 – Empreendimentos eólicos - potência total cadastrada (MW), por região, leilão e ano

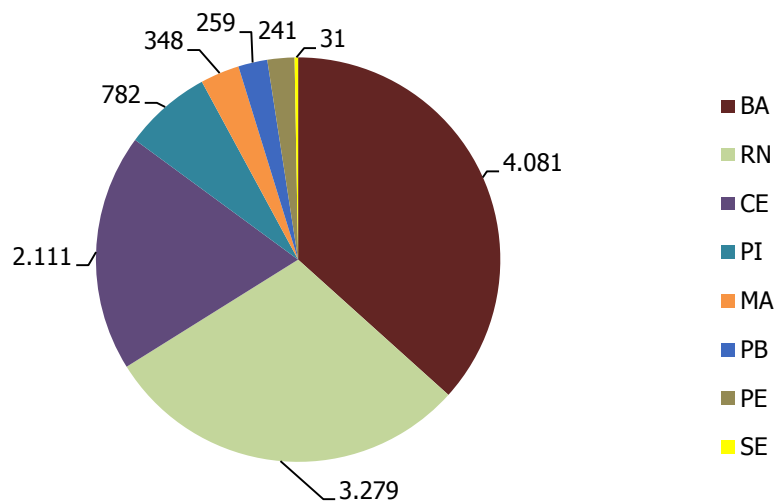


Figura 3 – Total de empreendimentos eólicos cadastrados na região Nordeste

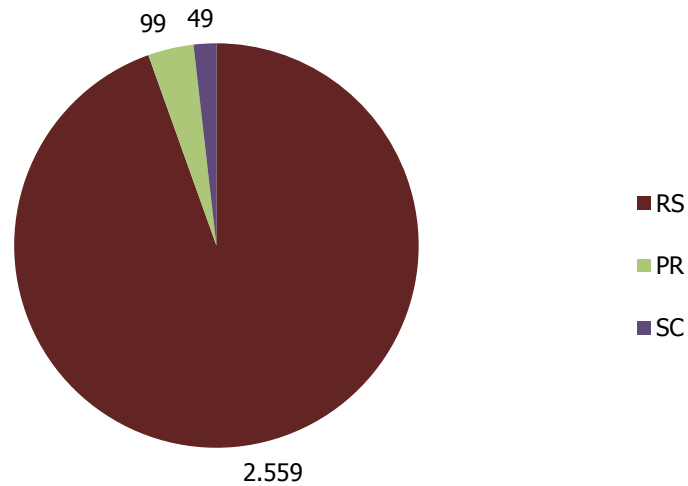


Figura 4 – Total de empreendimentos eólicos cadastrados na região Sul

Tendo como base os dados do Leilão A-4/2018, o mapa da Figura 5, apresenta a localização dos projetos eólicos cadastrados em cada estado e a potência total instalada desses empreendimentos, agregada por UF. Mapas semelhantes, para os leilões anteriores, são apresentados no Apêndice I.

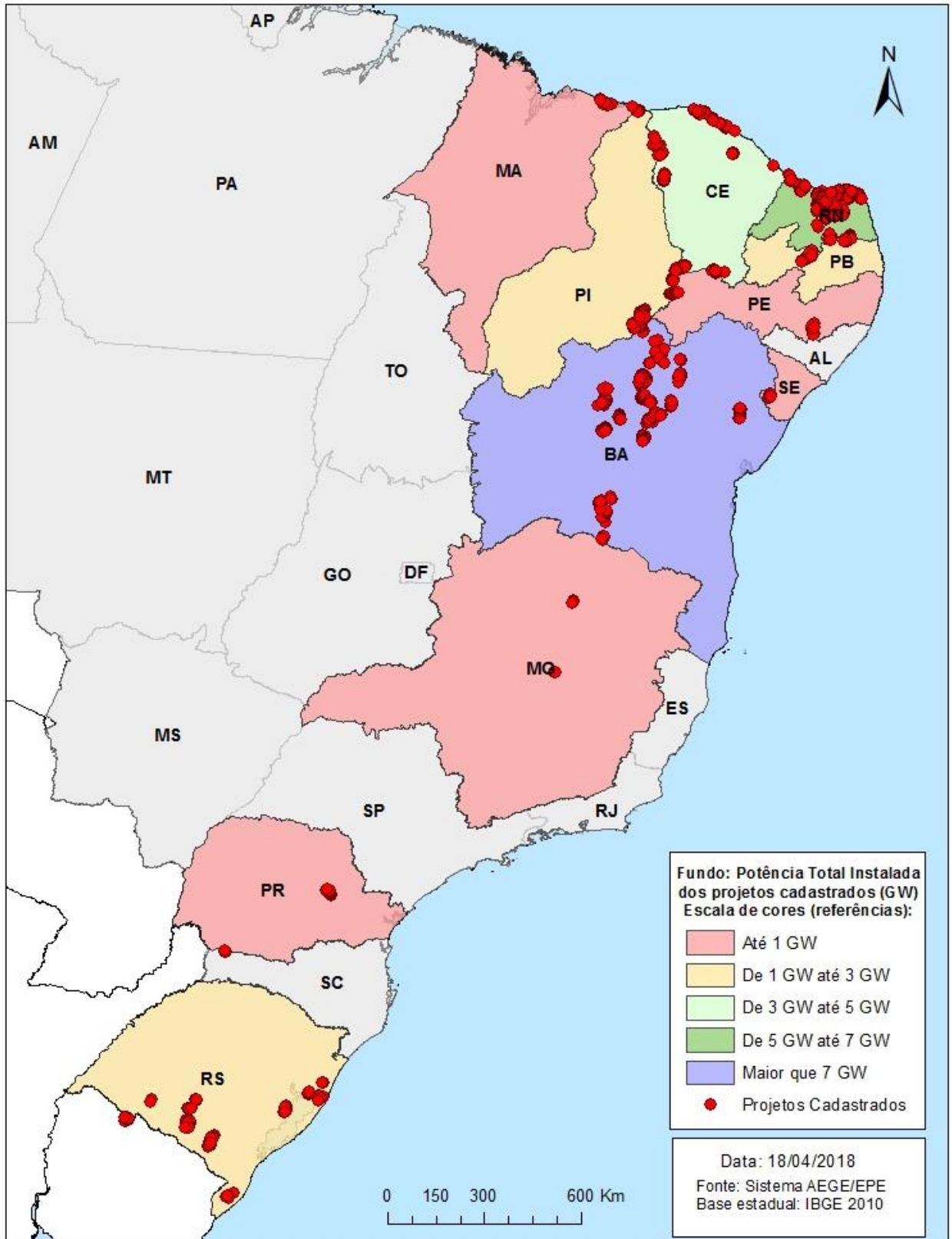


Figura 5 - Localização dos empreendimentos eólicos cadastrados no leilão de 2018

Habilitação Técnica

O processo de Habilitação Técnica visa analisar tecnicamente os projetos cadastrados a fim de certificar que os mesmos cumprem os requisitos técnicos mínimos especificados para participação nos leilões. Esses requisitos são importantes para mitigar o risco das distribuidoras em contratar empreendimentos que não consigam entregar o montante de energia comercializado e na data contratada.

A Figura 6 mostra a evolução da quantidade de projetos eólicos cadastrados, distinguindo os habilitados e não-habilitados tecnicamente. Ressalta-se que o ano de 2018 conta apenas com as informações do Leilão A-4/2018.

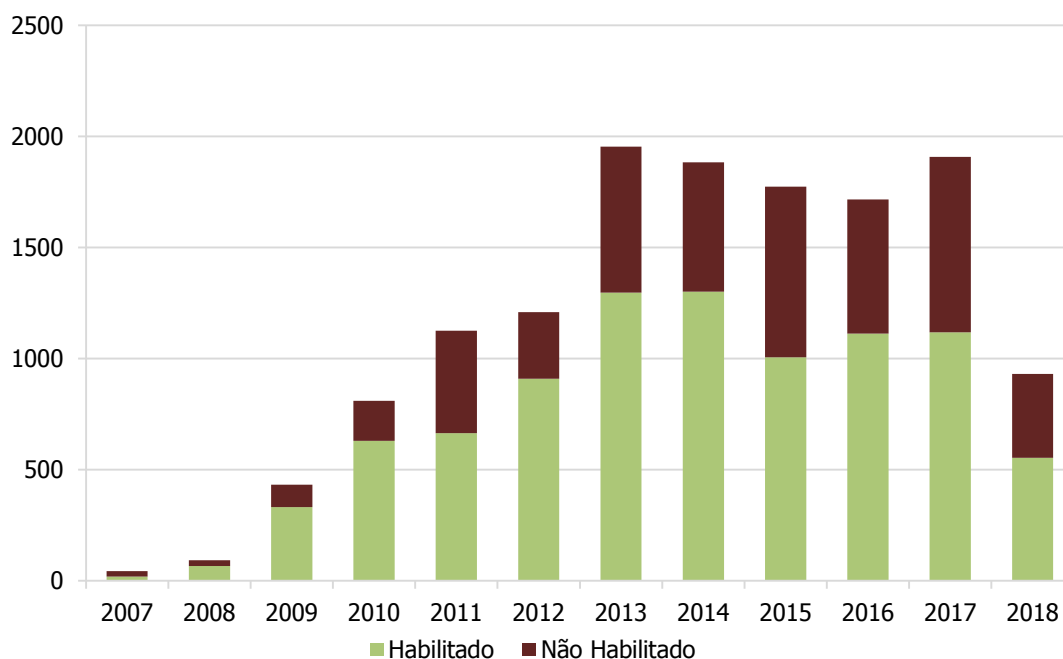


Figura 6 – Quantidade de projetos eólicos analisados a cada ano

Em média, a EPE habilitou tecnicamente 65% dos empreendimentos eólicos cadastrados. Os principais motivos das inabilitações podem ser vistos na Figura 7. Destaca-se que a inabilitação de um projeto pode acontecer por mais de uma razão.

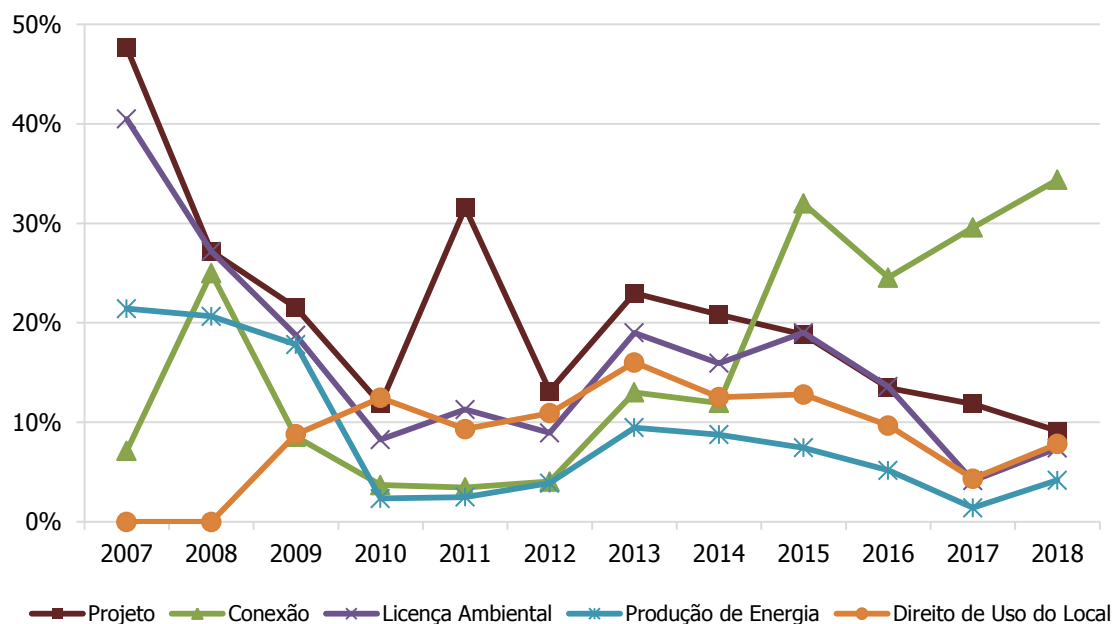


Figura 7 – Percentual de projetos eólicos não habilitados detalhado por motivos de inabilitação, por ano

Chama a atenção no gráfico acima o aumento de inabilitações, por “projeto” no ano de 2011. Isso se deveu a mudanças nos requisitos de cadastramento, em especial o maior tempo de medições anemométricas. Os empreendimentos que não cumpriram integralmente essa exigência tiveram seu cadastramento invalidado, sendo considerados como inabilitados.

Para melhor avaliar as diferentes razões de inabilitação, a Figura 8 detalha esses motivos nos leilões de 2016 a 2018 e nos estados com maior quantidade de projetos, mostrando uma nítida diferença entre as inabilitações por motivo de “Conexão” entre os Leilões A-4 (e também LER) e A-6.

A diferença significativa entre o quantitativo de empreendimentos inabilitados por questões associadas à conexão nos Leilões A-4, LER e A-6 está associada à expansão da transmissão considerada nas análises para Habilitação Técnica dos respectivos certames. Para os leilões com prazo de início de suprimento de até 4 anos, as avaliações de acesso à rede levam em consideração os empreendimentos de transmissão existentes e aqueles que já tenham sido outorgados e que possuam data de início de operação compatível com a data de início de suprimento do leilão. Sendo assim, a tendência é que as capacidades remanescentes de escoamento dos pontos de conexão cadastrados nos Leilões A-4 e ER sejam inferiores às capacidades calculadas para os Leilões A-6.

Além disso, para os leilões cujo prazo de suprimento de energia elétrica é superior a 4 anos, também são consideradas nas análises elaboradas pela EPE as expansões da rede já planejadas, mesmo que ainda não tenham sido outorgadas, mas que possuem a viabilidade técnica de implantação dentro dos prazos estabelecidos no leilão de energia.

Outro fator importante que impactou substancialmente as capacidades de escoamento do sistema e, conseqüentemente, a habilitação técnica dos empreendimentos de geração do leilão, foi o impacto da ausência ou atraso na implantação de diversos empreendimentos de transmissão no desempenho da rede de transmissão. Grande parte da expansão prevista estava localizada no subsistema Nordeste, o que impactou negativamente as capacidades remanescentes de escoamento dos barramentos candidatos nos estados da Bahia e do Rio Grande do Norte.

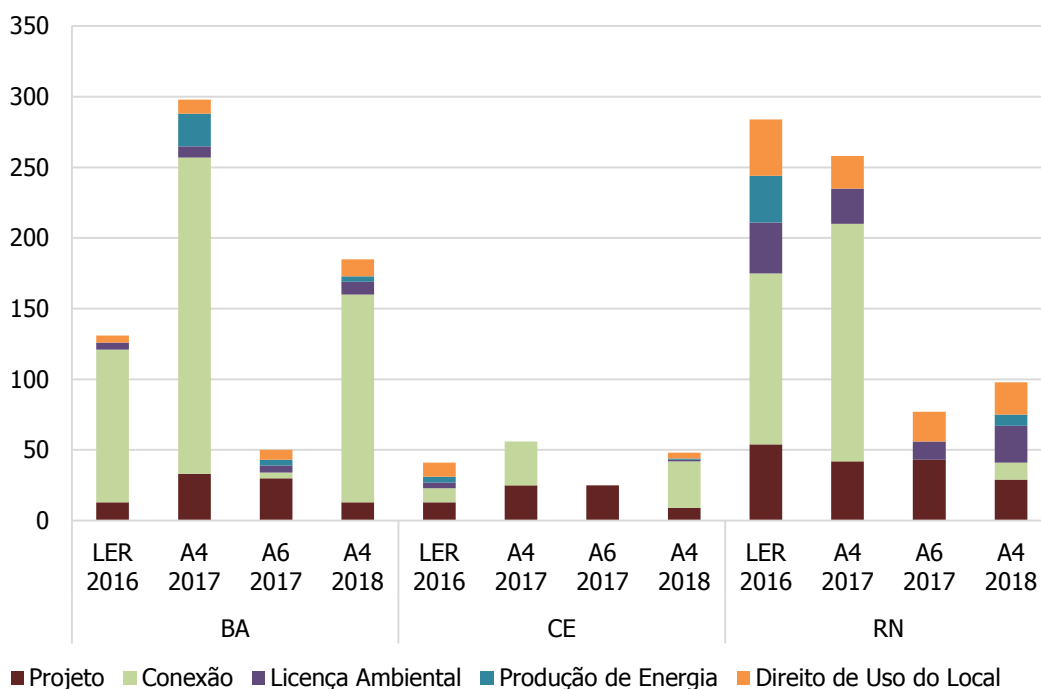


Figura 8 – Quantidade de projetos eólicos não habilitados detalhada motivos de inabilitação, nos leilões de 2016 a 2018

Projeto / Registro na ANEEL: percebe-se, ao longo do tempo, uma queda consistente das inabilitações por essa razão, o que mostra o ganho de qualidade e amadurecimento dos projetos. Por outro lado, notam-se também alguns picos de inabilitações motivados, sobretudo, pelas mudanças na regra que trata das medições anemométricas locais, dispensadas nos primeiros leilões. Em 2009 iniciou-se a exigência de registro de dados anemométricos por 12 meses consecutivos, passando para 24 meses em 2011 e 36 meses a partir de 2017. Com isso, sempre no primeiro

leilão após o início da vigência de uma nova regra, observava-se um montante de projetos que ainda não cumpria integralmente o requisito, sendo conseqüentemente inabilitados. À medida que as medições vão sendo realizadas, os empreendimentos passam a dispor de um maior período de medições, se adequando à regra. Esse aspecto será retomado adiante, no capítulo 3.1, no qual se discute a importância e impacto das medições anemométricas.

Outra análise fundamental incluída a partir de 2009 é a verificação da existência de aerogeradores na região de interferência⁴ de parques vizinhos cadastrados no mesmo leilão e parques vencedores em leilões anteriores (mesmo que ainda não tenham entrado em operação), que visa identificar interferências entre projetos eólicos que podem impactar a estimativa de produção de energia considerada no momento do leilão, e, conseqüentemente, as futuras receitas recebidas pelo agente pela comercialização dessa energia. Considerando esses impactos, são solicitados Termos de Ciência ou Concordância (de acordo com cada caso), nos quais o empreendedor responsável pelo parque que está sofrendo a interferência declara ter conhecimento da mesma e que concorda com a implantação do novo empreendimento (caso seja um parque existente) ou que esta será considerada na previsão de produção de energia por ocasião da participação nos leilões em referência (no caso de um parque cadastrado), sendo essencial para sua Habilitação Técnica.

Documento de Acesso/Margem Sistêmica: a linha “Conexão” do gráfico da Figura 7 mostra que em alguns leilões, sobretudo nos mais recentes, uma quantidade considerável dos empreendimentos eólicos foi inabilitada por não apresentar documento de acesso atestando a viabilidade de sua conexão à rede ou à insuficiência de capacidade sistêmica de conexão para empreendimentos que indicaram conexão na Rede Básica, DIT ou ICG, o que chegou a afetar mais de 60% dos projetos no leilão A-4/2017.

Licença Ambiental: a maior parte das inabilitações relacionadas ao licenciamento ambiental ocorre em razão da não apresentação ou incompatibilidade de licença ambiental, quando não há atendimento pleno dos requisitos, apresentando divergência de informações com o projeto, como potência ou número de aerogeradores instalados inferior à informação cadastrada no AEGE, além de divergências com relação à titularidade. É importante mencionar que a Resolução CONAMA nº 462, de 24 de julho de 2014, estabeleceu os procedimentos para o licenciamento ambiental de

⁴ A região de interferência é definida como a região que dista 20 vezes a altura máxima da pá, considerando-se todas as direções do vento com permanência superior a 10%, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 391/2009.

empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre, trazendo conceitos e orientações sobre o enquadramento dos empreendimentos quanto ao impacto ambiental, informações mínimas que deverão constar nas licenças e autorizações dentre outras.

Garantia Física⁵ e Produção de Energia: a linha “Produção de Energia” do gráfico da Figura 7 apresenta uma correlação com as análises da linha “Projeto” (Projeto / Registro na ANEEL), pois quando o projeto tem problemas com medições anemométricas, por exemplo, sua certificação de produção de energia é afetada, uma vez que as medições representam um dos principais insumos para a estimativa de geração.

Direito de Uso do Terreno: a partir de 2009 a EPE passou a solicitar, para fins de cadastramento, a comprovação do direito de uso do terreno destinado ao empreendimento. Tal requisito se mostrou necessário na medida em que foram apresentados projetos ocupando o mesmo local, o que representaria um conflito caso ambos comercializassem energia nos leilões. Até 2011, houve uma crescente inabilitação de projetos por não atendimento a esse requisito, situação que se inverteu nos anos seguintes, mostrando maior zelo dos agentes nas questões jurídicas relacionadas ao uso do terreno.

Nesse quesito, outro aspecto avaliado diz respeito ao georreferenciamento dos imóveis, cujo memorial descritivo, executado de acordo com Norma Técnica específica, deve trazer a descrição de toda a área a que se referir a(s) matrícula(s) (Registros Gerais de Imóveis – RGI) apresentada(s) Para imóveis rurais, o INCRA determina a obrigatoriedade de se descrever os limites das propriedades, características e confrontações através de memorial descritivo elaborado por profissional capacitado, com a emissão da devida Anotação de Responsabilidade Técnica (ART), e contendo as coordenadas dos vértices definidores dos limites dos imóveis rurais georreferenciadas ao Sistema Geodésico Brasileiro, conforme disposto na Lei nº 10.267/2001 e no Decreto nº 4.449/2002.

Baseando-se nesses dados georreferenciados, as áreas dos terrenos indicados são examinadas e conferidas junto com as configurações apresentadas no projeto, para que sejam mitigados riscos de futuros problemas fundiários relacionados a esses empreendimentos, como os exemplos ilustrados na Figura 9.

⁵ A Garantia Física de uma usina eólica corresponde ao montante de energia, em MW médios, definido como a máxima quantidade de energia que a usina pode vender no SIN, com cálculo conforme Portaria MME nº 101/2016, tendo como referência o ponto de conexão da usina, ou seja, já tendo sido abatidos os montantes de consumo interno e de perdas elétricas até o ponto de medição individual.

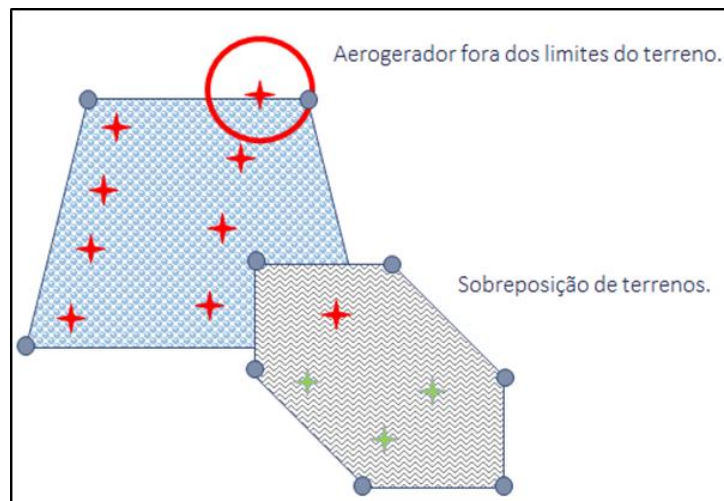


Figura 9 - Exemplo não conformidades identificadas em imóveis destinados à implantação de parques eólicos

3. RESULTADOS E AVALIAÇÕES

As análises apresentadas a seguir podem ter a amostra de projetos reduzida apenas aos habilitados tecnicamente, dependendo da avaliação efetuada, uma vez que o processo de habilitação técnica, pelo seu rigor, imputa uma maior confiança aos dados dos projetos habilitados. Adicionalmente, dada a grande quantidade de leilões nos quais a fonte eólica participou, algumas das informações são agregadas por ano, de forma a facilitar a visualização e interpretação dos gráficos.

Vale destacar que as avaliações apresentadas têm como base os projetos cadastrados na EPE pelos empreendedores para fins de habilitação técnica para participação nos Leilões de Energia, o que não representa necessariamente as configurações a serem adotadas caso os empreendimentos sejam implantados, uma vez que é facultado ao empreendedor promover alterações de características técnicas dos projetos⁶, após a outorga, desde que autorizadas pelo poder concedente e em conformidade com as regras vigentes.

⁶ O processo de alteração de características técnicas é natural, visto que o projeto cadastrado se encontra em um estágio de "viabilidade". Caso contratado no certame, este passa pelas etapas de "projeto básico" e "projeto executivo" até a data de sua entrada em operação comercial, quando transcorrem os contratos de fornecimento de equipamentos junto aos fabricantes, readequações/otimizações técnico-econômicas e definições específicas do projeto (fundação, acessos, sistema de conexão, etc.).

3.1 Aspectos relativos ao recurso eólico

Dentre os documentos solicitados para o cadastramento na EPE, destacam-se as Certificações de Dados Anemométricos e de Produção de Energia, elaborada por entidades independentes e com experiência comprovada que, com base nas medições anemométricas locais, fazem as correlações com dados de longo prazo, gerando uma série representativa do recurso eólico, contemplando a sua sazonalidade, variabilidade interanual, extrapolações horizontal e vertical, entre outros. A partir dessas informações, a entidade certificadora calcula a estimativa de produção anual de energia do parque eólico e a incerteza associada a essa estimativa.

A seguir são apresentadas análises relativas recurso eólico, com base nos dados certificados dos projetos habilitados tecnicamente. Nos tópicos relativos à direção do vento, ao histograma de velocidade e ao perfil diário do recurso eólico são apresentadas informações de três projetos específicos, a título de exemplo.

Medições anemométricas

Para a habilitação técnica de um empreendimento, exige-se atualmente a medição *in-situ* do recurso eólico por no mínimo três anos, conforme Art. 6º, II da Portaria MME nº102/2016:

"Art. 5º Os empreendedores com projetos de geração a partir de fonte eólica deverão atender as condições para Cadastramento e Habilitação Técnica, estabelecidas no art. 4º e, também, aos seguintes requisitos:

(...)

III - apresentação, no ato do Cadastramento, de histórico de medições contínuas da velocidade e da direção dos ventos, em duas alturas distintas e sendo a altura mínima de cinquenta metros, por período não inferior a vinte e quatro meses consecutivos, realizadas no local do parque eólico, integralizadas a cada dez minutos e com índice de perda de dados inferior a dez por cento;

(...)

§ 3º A partir de 2017, será exigida, no ato do Cadastramento, a apresentação de histórico de medições contínuas da velocidade e da direção dos ventos, em duas alturas distintas, sendo a altura mínima de cinquenta metros, por período não inferior a trinta e seis meses consecutivos, realizadas no local do parque eólico, integralizadas a cada dez minutos e com índice de perda de dados inferior a dez por cento."

Como mencionado anteriormente, nos primeiros leilões as medições locais sequer eram obrigatórias, passando a ser exigidas a partir de 2009, por um período mínimo de 12 meses consecutivos, posteriormente passando para 24 meses em 2011 e 36 meses a partir de 2017.

Com relação à altura das medições, em 2009 era exigida ao menos uma medição a uma altura mínima de 30 metros. Este requisito passou por mudanças e atualmente se exigem medições em pelo menos duas alturas distintas, sendo a menor delas igual ou superior a 50 metros.

Com a crescente altura das torres dos aerogeradores, discutida no item 3.2, e considerando a relevância da extrapolação vertical dos dados, essa exigência, cada vez mais rigorosa, objetivou aumentar a confiabilidade dos dados anemométricos utilizados no cálculo da produção de energia certificada, sendo esperada a redução da incerteza associada à velocidade do vento e, conseqüente, da incerteza padrão da produção de energia dos projetos. A discussão sobre incerteza será retomada adiante.

Por outro lado, o critério do tempo máximo contínuo de ausência de medições, que inicialmente era de 15 dias, foi ampliado para 30 dias a partir de 2017. Com o aumento do tempo de medição de 12 para 36 meses, análises indicaram que a ampliação do período de falha contínua de medições de 15 para 30 dias não ocasionaria erros significativos na estimativa do recurso eólico (Wendel et al., 2017).

A Figura 10 indica como o requisito de tempo de medição se refletiu nos projetos habilitados para participar dos leilões, mostrando que atualmente uma parcela considerável dispõe de dados medidos por um prazo superior ao mínimo requerido.

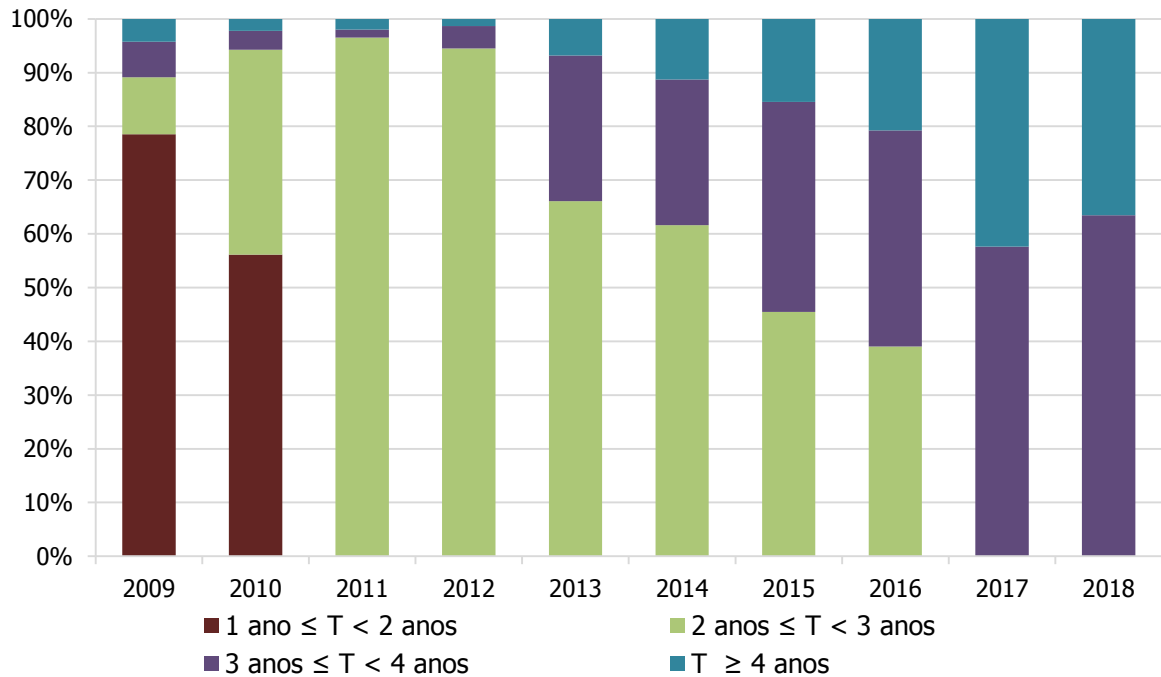


Figura 10 – Percentual de projetos habilitados, detalhado por tempo de medição anemométrica, a cada ano

A Figura 11 mostra a evolução das alturas superiores e inferiores de medição e das alturas dos rotores das turbinas, em valores médios. Nota-se uma tendência de se instalarem equipamentos de medição em alturas próximas à do cubo do aerogerador, em conformidade com as boas práticas de medições anemométricas. Este procedimento é indicado por reduzir as incertezas da extrapolação vertical da velocidade do vento.

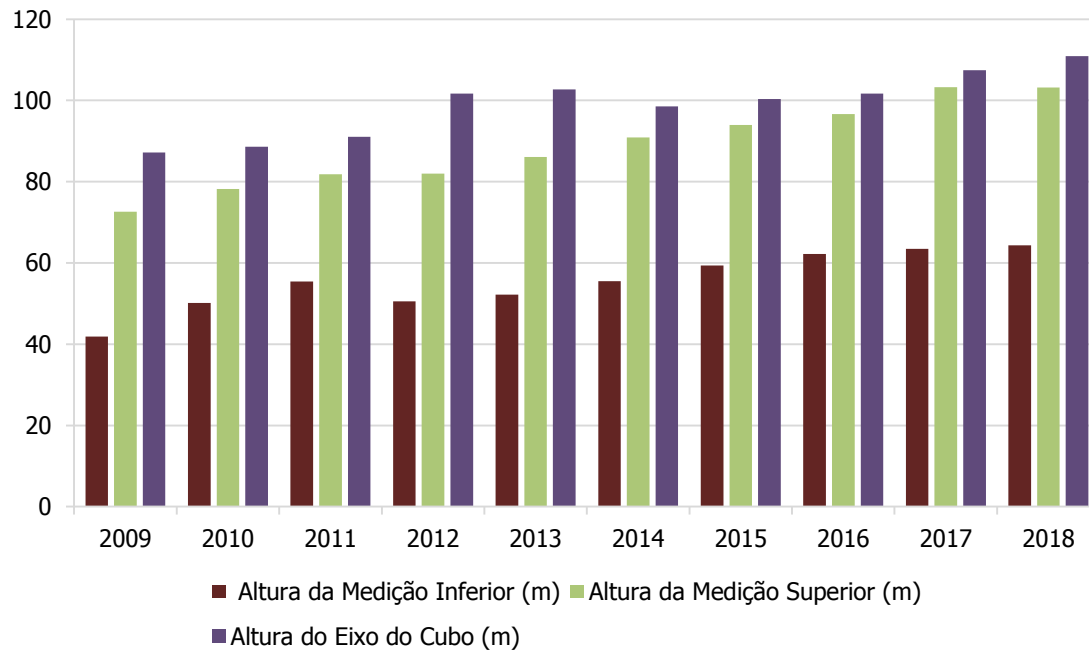


Figura 11 – Alturas médias de medição superior e inferior das torres anemométricas e do cubo dos aerogeradores dos projetos habilitados, por ano

Importante notar que, dada a área abrangida pelo raio em torno da torre de medição, uma estação de medição pode ser compartilhada por diversos empreendimentos, sendo “o local do empreendimento” definido a partir de um raio de até 10 km em torno da estação anemométrica, no caso de terrenos de superfície plana com rugosidade homogênea, e de até seis quilômetros, no caso de terrenos complexos, sendo necessário que todos os aerogeradores do projeto estejam dentro desse limite.

A crescente participação da fonte eólica nos leilões teve como consequência a instalação de mais de 700 estações anemométricas destinadas à avaliação do recurso eólico para esses projetos. Elas foram instaladas de 2009 até o ano atual e suas localizações são mostradas na Figura 12.

Cabe ressaltar que os dados de velocidade média do vento a 100 m de altura, apresentados no mapa, foram produzidos a partir de uma reavaliação da base do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CEPEL, 2001) utilizando um novo mapa de rugosidade derivado de vegetação produzido pelo INPE.

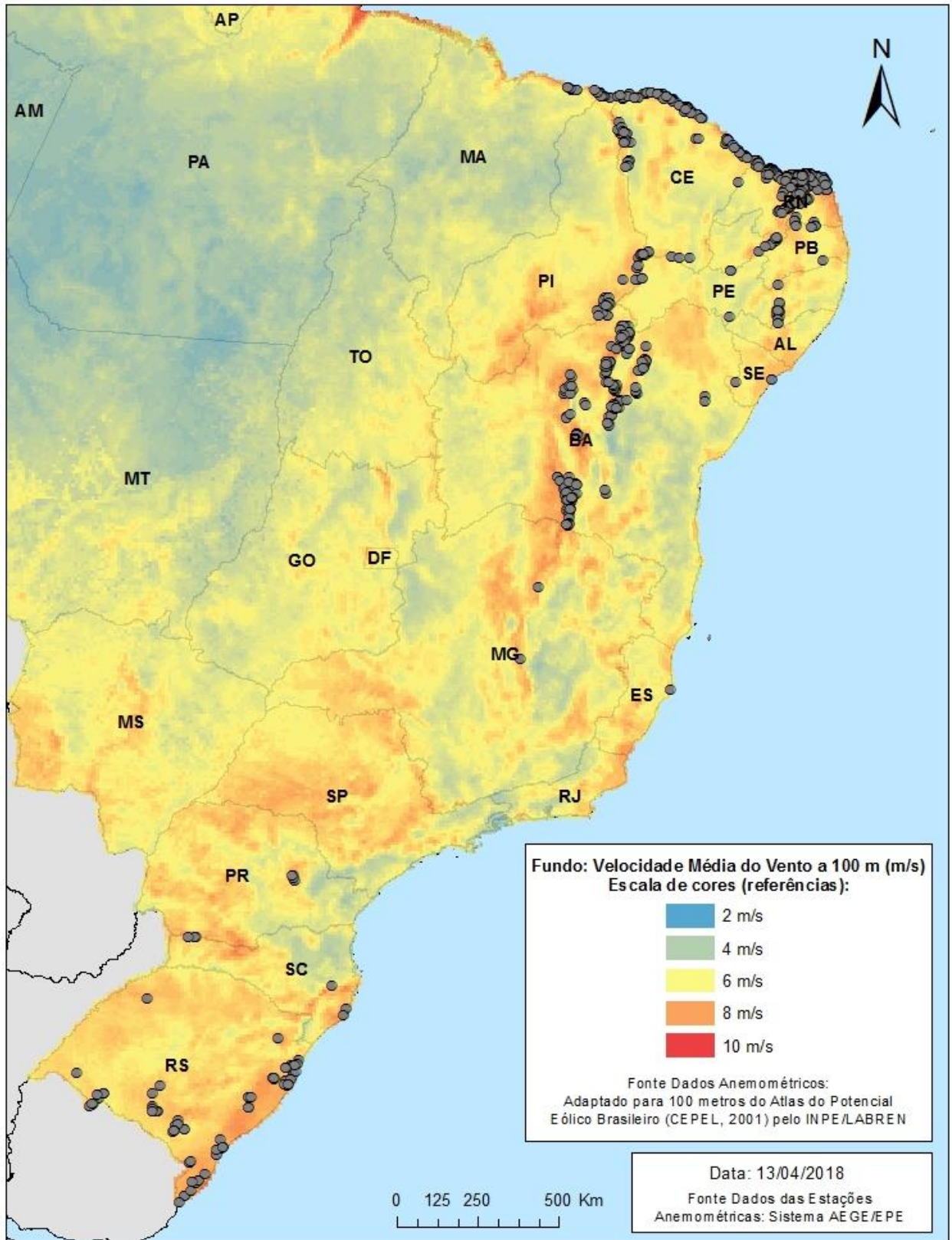


Figura 12 - Localização das estações anemométricas dos projetos cadastrados, de 2009 até 2018

Incerteza de dados anemométricos e produção de energia

Na avaliação das Certificações apresentadas, a incerteza relativa à produção de energia é um fator importante, uma vez que afeta o cálculo da garantia física dos empreendimentos.

A incerteza padrão de um empreendimento eólico corresponde ao desvio-padrão dos valores previstos de geração anual durante o período de vigência do contrato e é resultado da composição das diversas incertezas envolvidas (medição, correlação, extrapolação, efeito esteira, curva de potência da turbina, variabilidade interanual, etc.).

As incertezas médias quanto à produção de energia são apresentadas na Figura 13, para os projetos habilitados a cada ano. Percebe-se uma gradual redução dos valores ao longo do tempo, proporcionada, sobretudo, pela melhoria dos dados anemométricos, em qualidade (maiores alturas de medição, conforme Figura 11, reduzindo a incerteza de extrapolação vertical) e tempo de medições anemométricas, trazendo maior confiabilidade à estimativa do recurso eólico e, conseqüentemente, da produção de energia. De fato, a incerteza padrão na velocidade do vento é amplificada por um fator da ordem de 2, quando convertida em incerteza padrão de produção de energia.

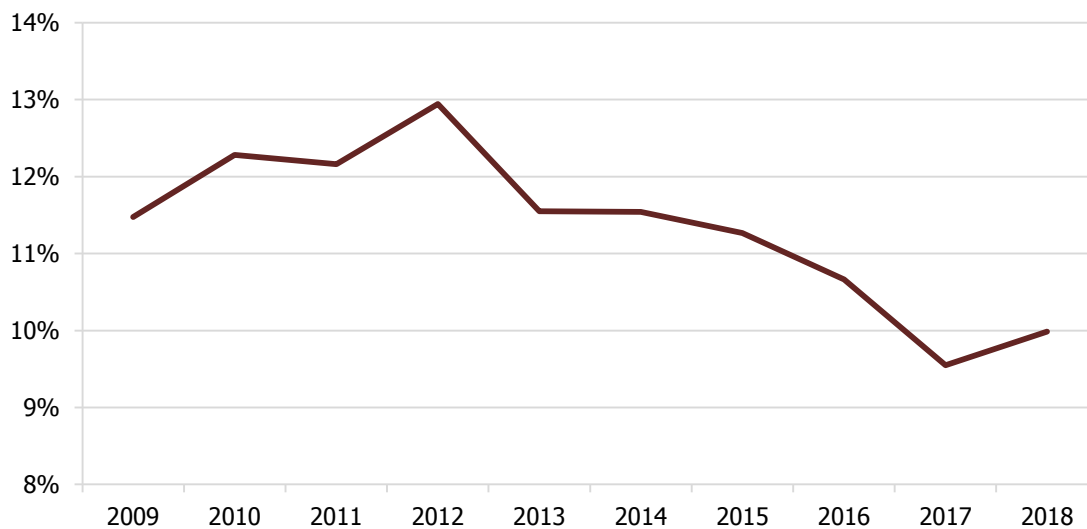


Figura 13 – Média das incertezas padrão dos projetos habilitados, por ano

Sazonalidade do recurso eólico

Com relação à sazonalidade do recurso, o gráfico da Figura 14 apresenta os valores de velocidade média do vento, observados nos locais das torres anemométricas dos projetos habilitados para o leilão A-6/2017, selecionados em função da maior amostra disponível. Trata-se de valores médios mensais para cada estado, normalizados com

base nas respectivas velocidades médias anuais, de forma a minimizar o efeito das diferentes alturas de medição.

Com base no gráfico mostrado, verifica-se que os maiores valores observados ocorrem entre os meses de julho e outubro. Conseqüentemente, a variação sazonal verificada na velocidade do vento se traduz em uma maior produção de energia no segundo semestre do ano, para a maioria das regiões avaliadas. É importante observar que a energia eólica é função do cubo da velocidade do vento.

A sazonalidade observada na fonte eólica também tem sido estudada pelo possível impacto na complementariedade, em base interanual, com outras fontes como, por exemplo, as hidrelétricas.

Ressalta-se que esses valores representam uma média das informações contidas nos projetos habilitados para um leilão específico e não devem ser generalizados, podendo haver comportamentos diferentes dentro de um mesmo estado.

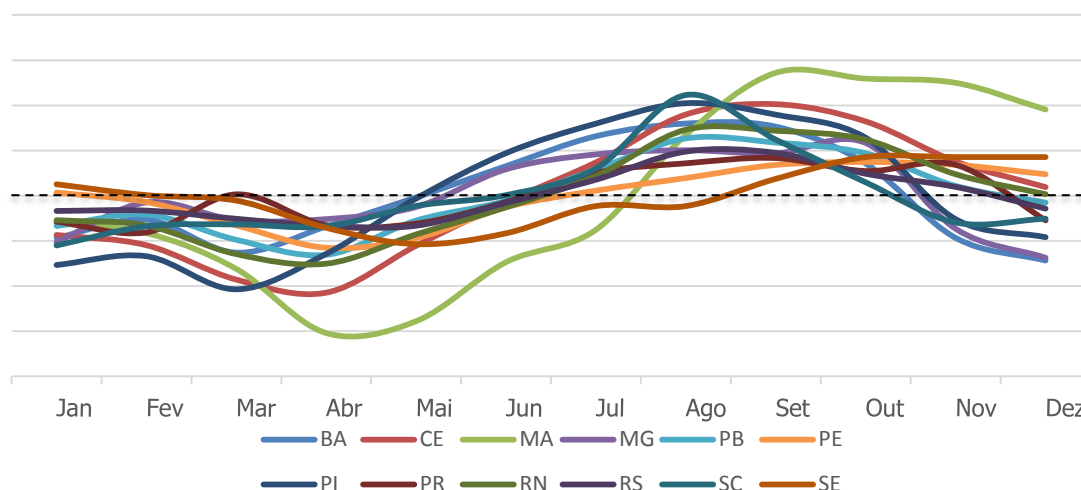


Figura 14 – Sazonalidade do recurso eólico dos projetos habilitados no leilão A6/2017

Direção do vento e histograma de velocidade

Existem outras características que apresentam perfis mais distintos por região que os perfis da sazonalidade, como por exemplo, a direção do vento. Enquanto no Nordeste (litoral e interior) nota-se uma constância marcada em um dos setores da rosa dos ventos, o mesmo não ocorre no Rio Grande do Sul, onde não se observa uma direção predominante definida. A seguir são apresentadas rosas dos ventos com direção e velocidade medidas para a altura de 102 metros, exemplificando projetos localizados na Bahia (interior), no Rio Grande do Norte (litoral) e no Rio Grande do Sul, estados com maior quantidade de projetos.

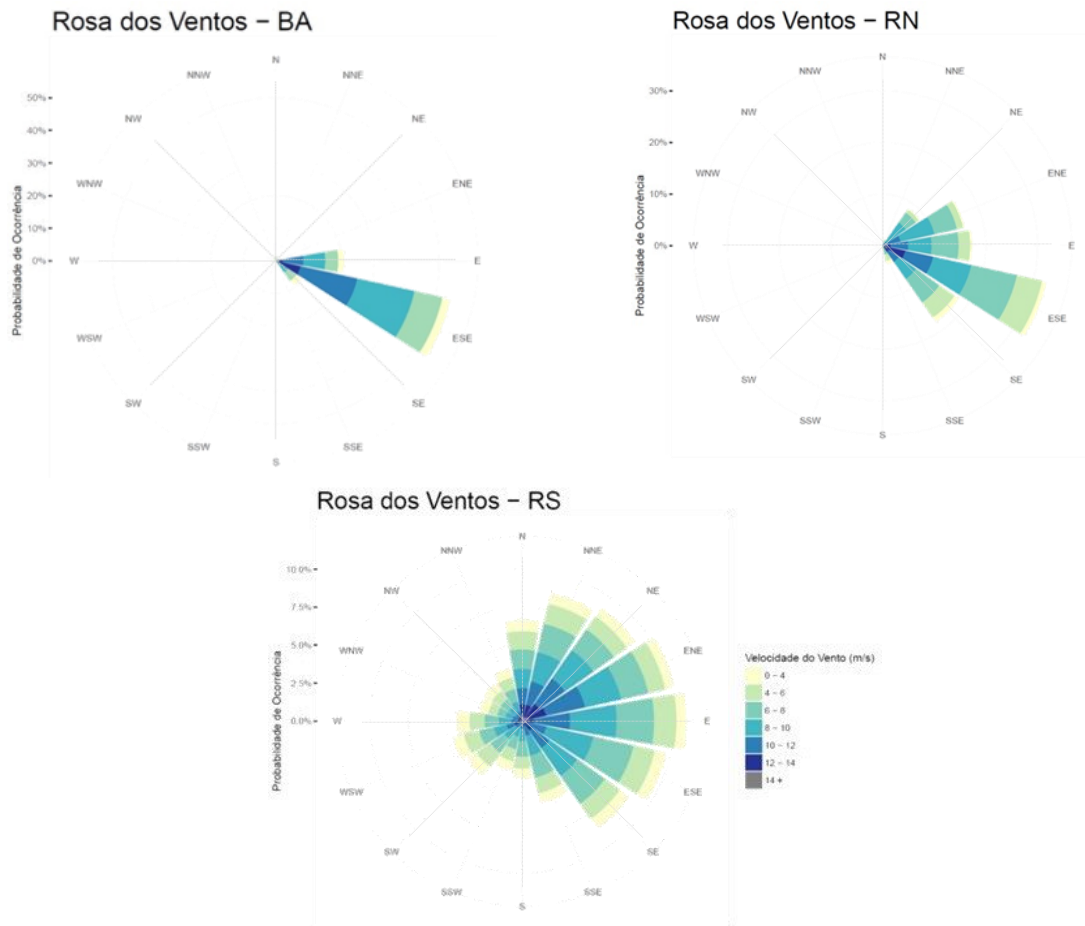


Figura 15 – Rosas dos ventos (direção e intensidade) de diferentes regiões

De maneira análoga, os histogramas de velocidade do vento dessas regiões para as mesmas alturas de medição (102 m), mostrados na Figura 16, também ilustram comportamentos distintos, o que afeta o dimensionamento do parque eólico e sua produção de energia. Observa-se que para os dois parques do Nordeste a probabilidade de ocorrência das velocidades é mais concentrada que no parque do Rio Grande do Sul.

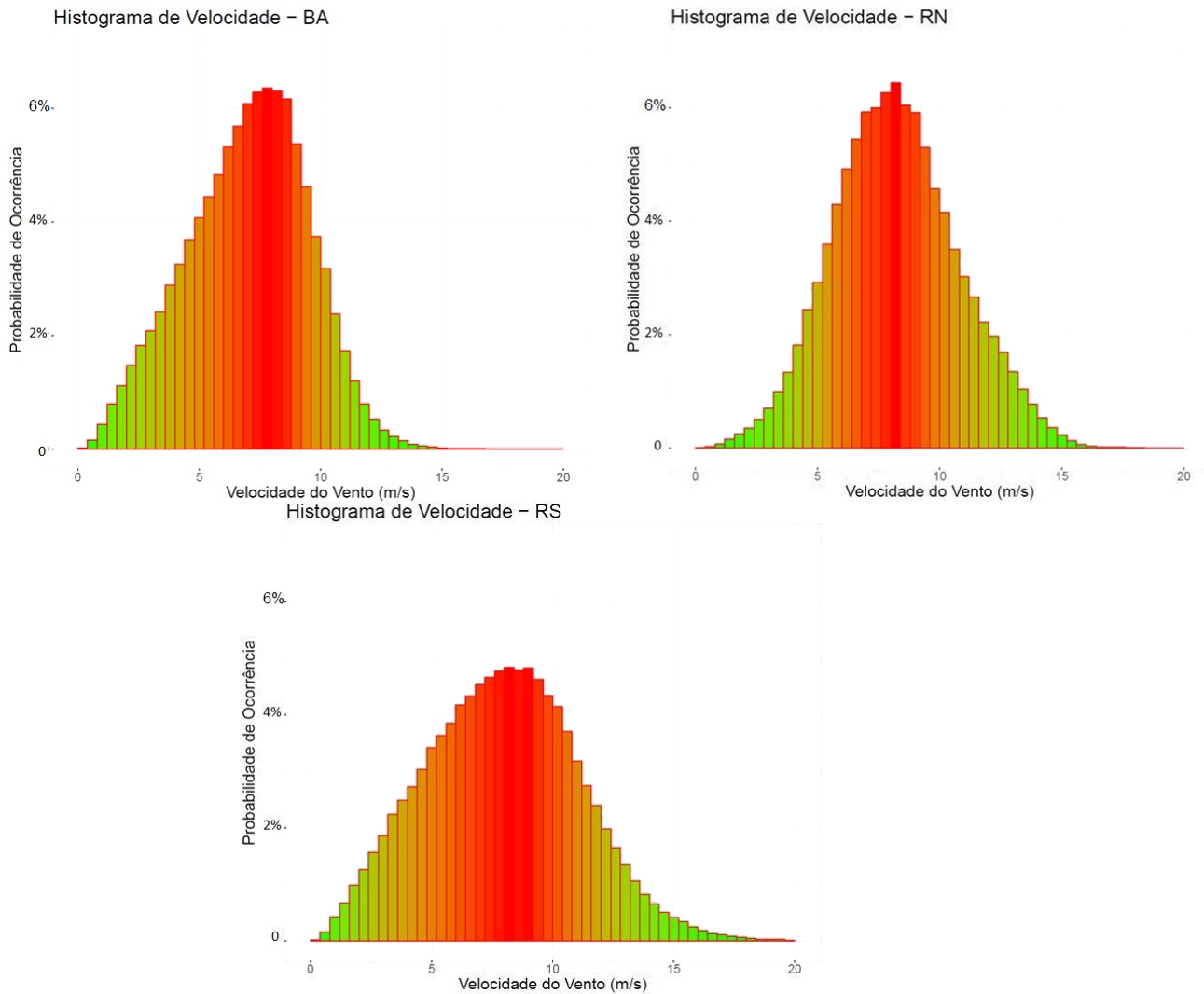


Figura 16 – Histogramas de velocidade do vento de diferentes regiões

Perfil diário do recurso eólico

Também para os mesmos três parques e alturas de medição, a Figura 17 retrata o perfil diário da média das velocidades a cada 10 minutos. Nota-se a ocorrência de velocidades mais elevadas no período noturno para todos os parques avaliados.

Destaca-se que essa análise compreende apenas três torres anemométricas, sendo uma em cada estado, não representando necessariamente o comportamento do vento em toda extensão dessas regiões.

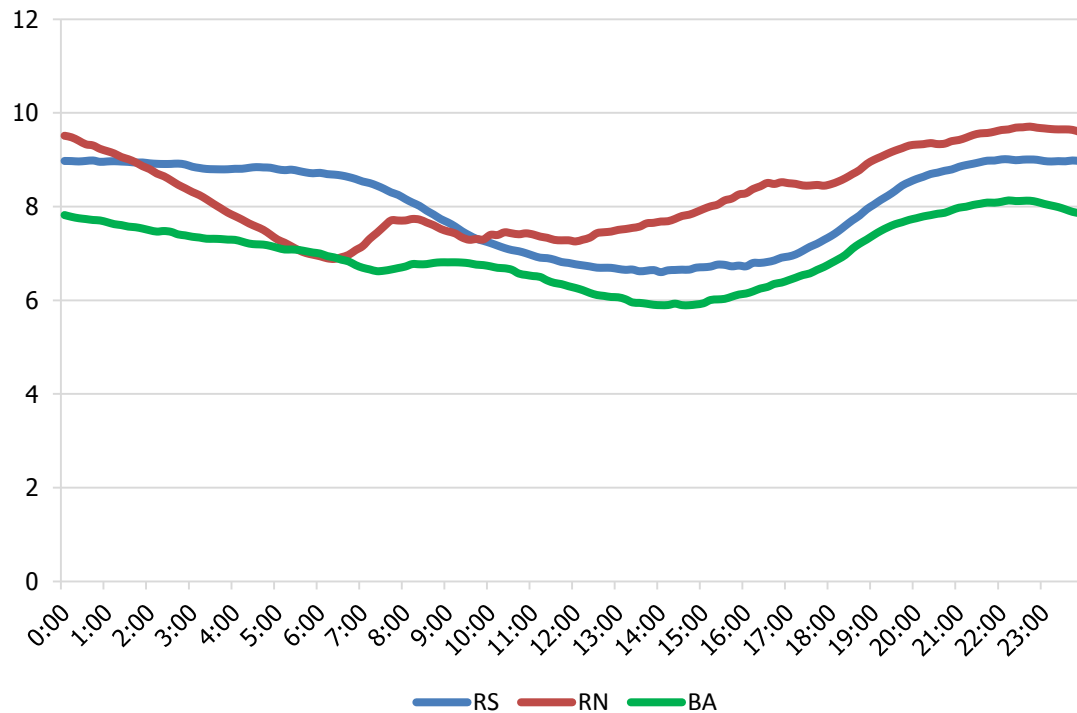


Figura 17- Perfil diário da velocidade do vento (m/s)

Analisando o comportamento do vento ao longo do dia numa perspectiva de margem de escoamento, onde o objetivo é tentar gerar sempre o máximo de energia possível de ser escoada, com o menor nível de restrição de geração possível (*curtailment*) nota-se uma complementariedade, em base horária, da fonte eólica com a solar fotovoltaica, por exemplo⁷.

3.2 Equipamentos

Os aerogeradores, ou turbinas eólicas, representam cerca de 70% do investimento total da usina - como abordado adiante no item 3.5 - e, por isso, a escolha do equipamento a ser utilizado no projeto demanda atenção no momento de elaboração do projeto.

As características mais relevantes dos equipamentos, verificadas na análise dos projetos, são o diâmetro do rotor, a altura do cubo e a potência unitária, parâmetros estes determinantes na estimativa de produção de energia de um empreendimento (além da curva de potência do equipamento). Destaca-se que foi observado um aumento desses parâmetros ao longo dos leilões, como mostram os gráficos a seguir.

⁷ Vide Nota Técnica "Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas" (nº EPE-DEE-NT-025/2017-r0)

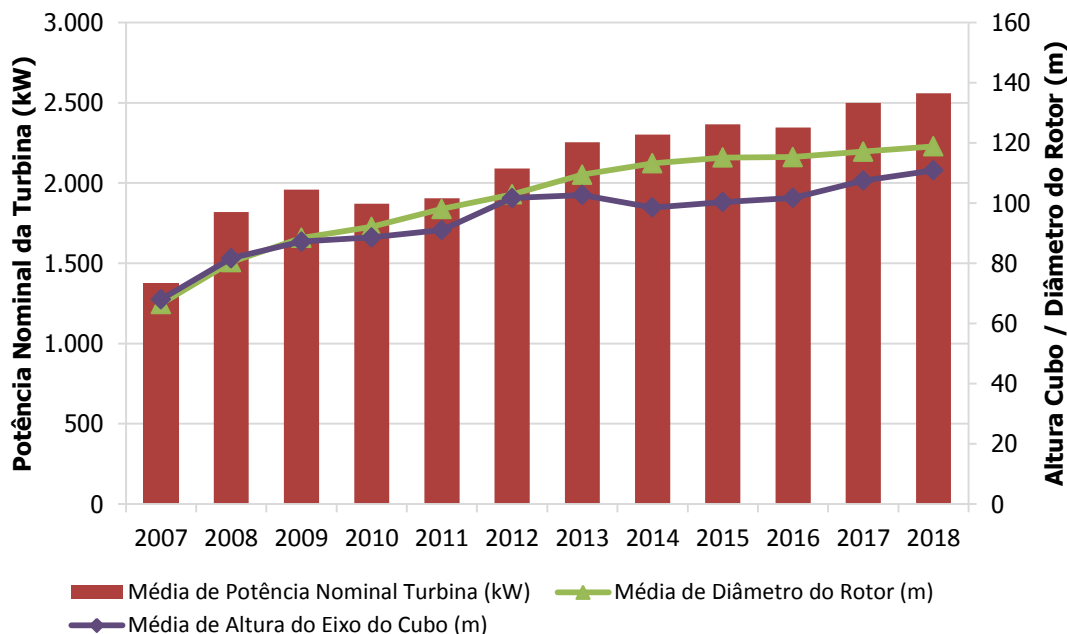


Figura 18 – Médias de potência nominal das turbinas, diâmetro do rotor e altura do cubo

Em 2007 predominavam nos projetos turbinas com altura de cubo e diâmetro do rotor da ordem de 70 m. Em 2018 esses números chegaram à média de 110 m, com alguns equipamentos ainda maiores.

O desenvolvimento tecnológico dos materiais construtivos propiciou o aumento da altura das torres e do diâmetro dos aerogeradores nos últimos anos, elevando o fator de capacidade das usinas (razão entre a produtividade efetiva da usina e sua capacidade máxima), o que será discutido com maior detalhamento no capítulo 3.3. Verifica-se que no período de 2007 a 2018, o aumento desses dois parâmetros vem evoluindo significativamente.

As figuras 20, 21 e 22 mostram a evolução tecnológica de forma mais detalhada. Em 2007, quase 90% dos aerogeradores dos projetos habilitados possuíam diâmetro inferior a 80 metros. Em 2010 esse número passou para 5%. Por outro lado, diâmetros acima de 110 metros apareceram a partir de 2010, representaram mais de 60% do total em 2013 e 97% em 2018.

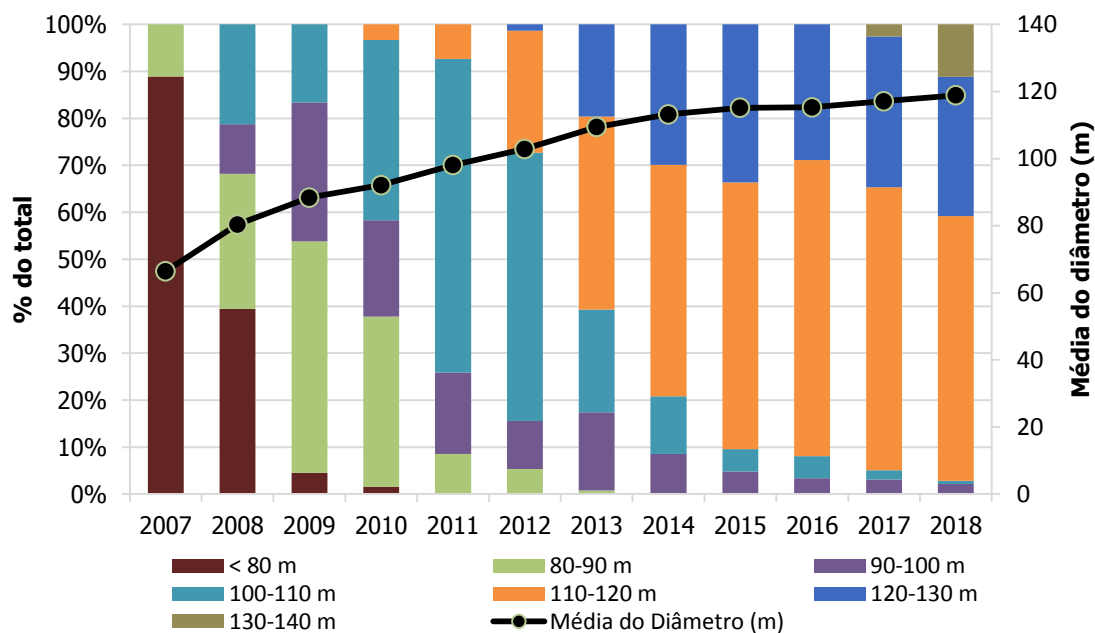


Figura 19 - Evolução dos diâmetros dos aerogeradores

O maior diâmetro guarda relação com a classe das máquinas. A Norma IEC 61400-1 atribui classes às turbinas eólicas em função de parâmetros de velocidade e turbulência do vento que caracterizam as condições locais às quais elas devem ser projetadas para suportar.

Porém, frequentemente se observa nos projetos o uso de aerogeradores com classe incompatível com a do sítio: em locais com maiores velocidades de vento, classificados como classe IEC II ou I, muitos projetos passaram a empregar turbinas de classe III, por exemplo. Segundo os projetistas, o regime constante e uniforme do vento em certas regiões permite a adoção de turbinas que, de acordo com a norma, não seriam adequadas ao local.

Tendo em vista essa divergência, a partir de 2011 a EPE passou a exigir certificação de tipo, conforme norma IEC 61400-22 ou uma declaração da empresa fabricante do aerogerador atestando que a turbina é adequada ao local do parque.

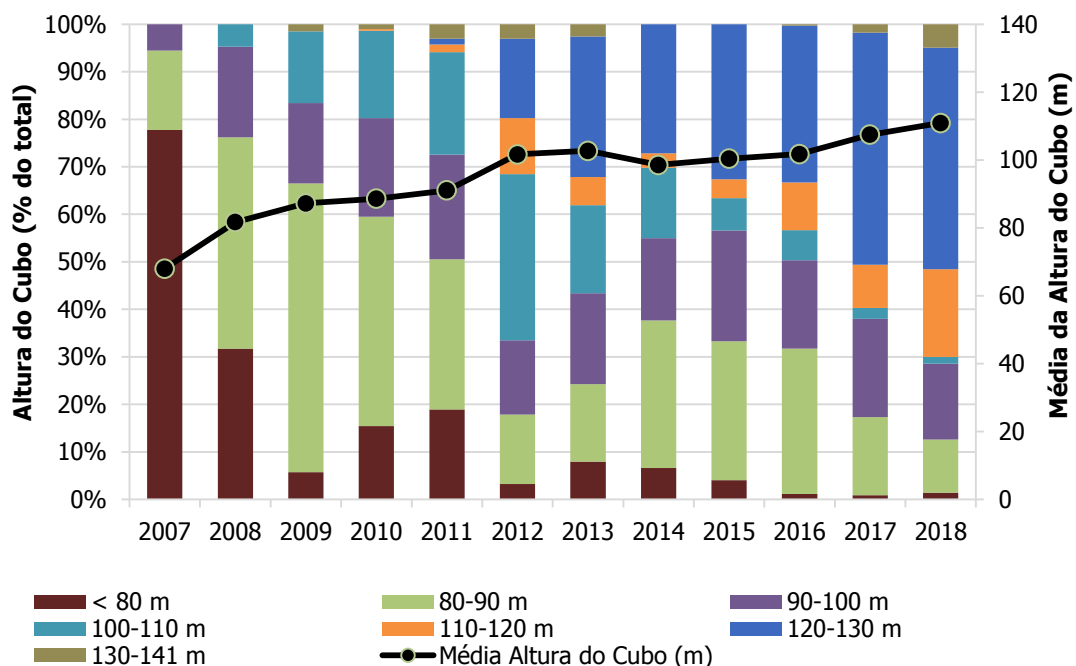


Figura 20 - Evolução das alturas do eixo do cubo

Pode-se notar nos gráficos apresentados que, até o ano de 2008, as médias dos diâmetros dos aerogeradores eram menores que as médias das alturas dos cubos (em metros), tendência esta que se inverteu a partir do ano de 2009 quando os diâmetros passaram a apresentar dimensões de 10 a 15 metros maiores que as alturas dos cubos dos aerogeradores.

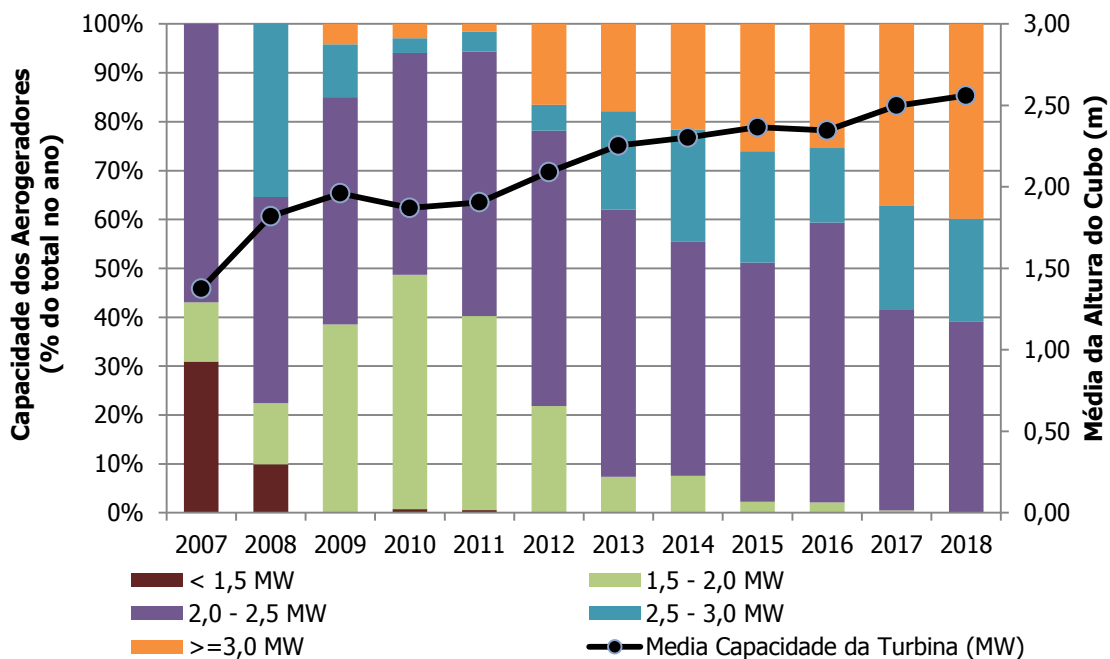


Figura 21 - Evolução da potência nominal dos aerogeradores

A potência nominal média dos aerogeradores registrou aumentos significativos a partir de 2010. Dentre os projetos cadastrados, a potência nominal média dos aerogeradores aumentou de 1,9 MW em 2010 para 2,6 MW e máxima de 4,2 MW em 2018. Nota-se que a faixa de potência nominal das turbinas com maior participação entre os anos de 2009 e 2017 - com exceção do ano de 2010 - foi a de 2,0 a 2,5 MW. A partir de 2017, a participação das turbinas com potência nominal acima de 3,0 MW passou a ser maior que 30% do total.

Destaca-se que essa evolução dos equipamentos tem impacto direto no fator de capacidade dos parques eólicos, o que será discutido adiante.

Com relação aos fabricantes selecionados pelos desenvolvedores nesta fase dos projetos, sua participação pode ser observada em termos de capacidade instalada total para cada ano, conforme mostrado na Figura 22, porém sem identificá-los nominalmente.

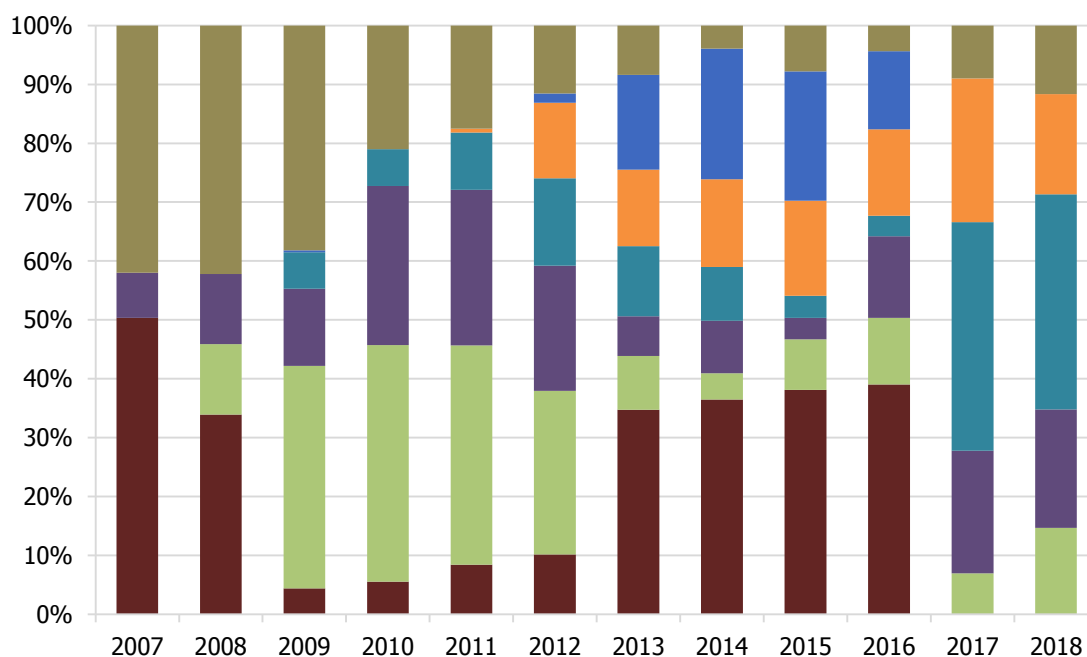


Figura 22 - Participação dos fabricantes de aerogeradores por potência total dos projetos habilitados por ano

Nota-se a evolução da participação de alguns fabricantes, como o que em 2009 correspondeu a cerca de 6% da potência habilitada e em 2018 chegou a 37%. Já a participação de outro fabricante reduziu entre os projetos habilitados, de aproximadamente 38% para 15% nos mesmos anos citados. No entanto, é importante observar que esses dados não correspondem à participação efetiva de mercado, já que se refere aos projetos ainda na fase de habilitação técnica e a escolha final do fabricante é algo que, em geral, só se confirma após o leilão.

Ao longo do período avaliado, a cadeia produtiva de aerogeradores vem evoluindo no Brasil. Historicamente, em 1995 foi inaugurada a primeira fábrica no país de componentes de turbinas eólicas, que visava atender ao mercado externo e, posteriormente, forneceu os equipamentos para os primeiros parques eólicos do país, provenientes do PROINFA.

Desde 2007, 6 fabricantes se instalaram no país, mas 2 interromperam a sua produção: um deles, que iniciou as atividades em 2007, encerrou sua linha de montagem em 2017; outro, que inaugurou suas instalações em 2008, retirou-se do país em 2014. Além disso, neste período ocorreram 2 fusões de fabricantes de aerogeradores.

3.3 Fator de capacidade

O fator de capacidade de um empreendimento é definido como a razão, em determinado intervalo de tempo, entre a produção de energia efetiva da planta e o que seria produzido se ela operasse continuamente em sua capacidade nominal.

Como mencionado, a evolução dos aerogeradores levou a um aumento do fator de capacidade. Além das características técnicas dos aerogeradores, contribuem também para os elevados fatores de capacidade observados recentemente a elevada disponibilidade de recurso eólico nas regiões com maior quantidade de projetos.

Cabe ressaltar que a produção da planta pode ser estimada a partir de diferentes métricas: com base no P50⁸, no P90⁹ ou na garantia física do empreendimento. A Figura 23 mostra a evolução do fator de capacidade médio, calculado com base no P50 e na garantia física dos projetos habilitados, para os leilões de energia a cada ano. Como pode ser observado, a curva do fator de capacidade baseado na garantia física apresenta uma queda acentuada em 2013, quando foi alterada a metodologia de cálculo da garantia física, que até então se baseava no P50 do parque, passando a ser calculada com base no P90.

⁸ P50: produção anual de energia referente a uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento.

⁹ P90: produção anual de energia referente a uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, calculada a partir do valor de P50 e da incerteza padrão, assumindo uma distribuição normal.

A curva baseada no P50 mostra que o aumento das médias dos fatores de capacidade foi maior entre os anos de 2008 e 2013 e que a partir de 2015 os valores ficaram mais próximos.

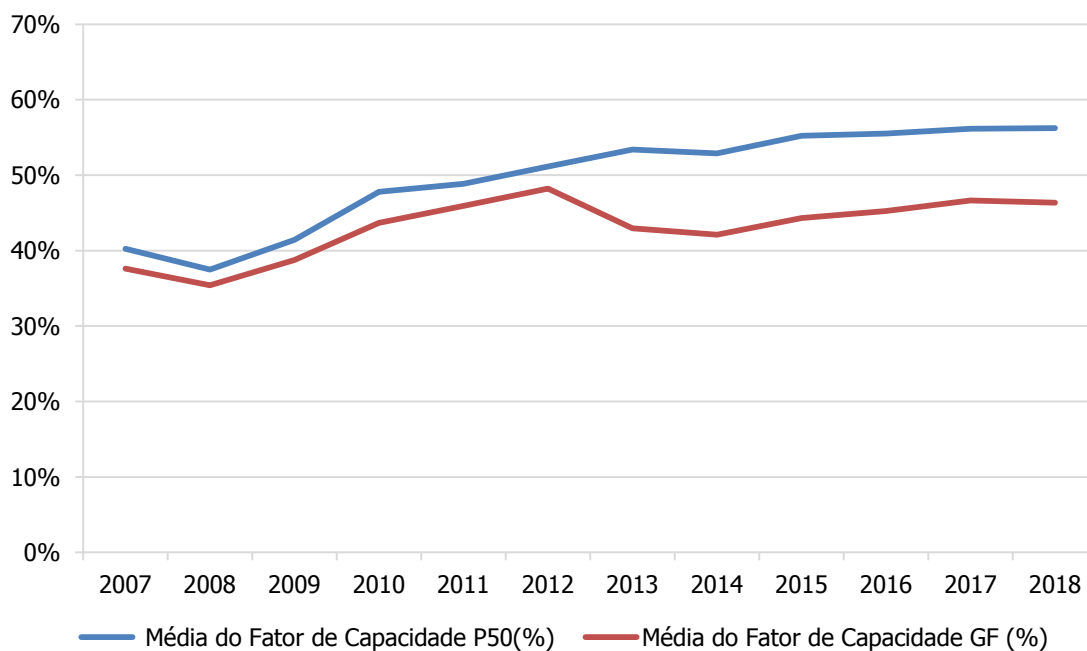


Figura 23 - Fatores de capacidade médios, com base no P50 e na garantia física

A Figura 24 representa diagramas de caixa para os fatores de capacidade médios com base no P50 a partir de parâmetros estatísticos de quartis e percentis. As caixas azuis representam a amplitude interquartil, contemplando valores dos fatores de capacidade de 50% dos projetos habilitados naquele ano, enquanto que as barras pretas, além das caixas, englobam os dados de outros 32% dos projetos, utilizando o 9º e o 91º percentil. Dessa forma, excluiu-se da representação a quantidade de 9% dos projetos com os valores mais altos e 9% dos projetos com os valores mais baixos de fator de capacidade.

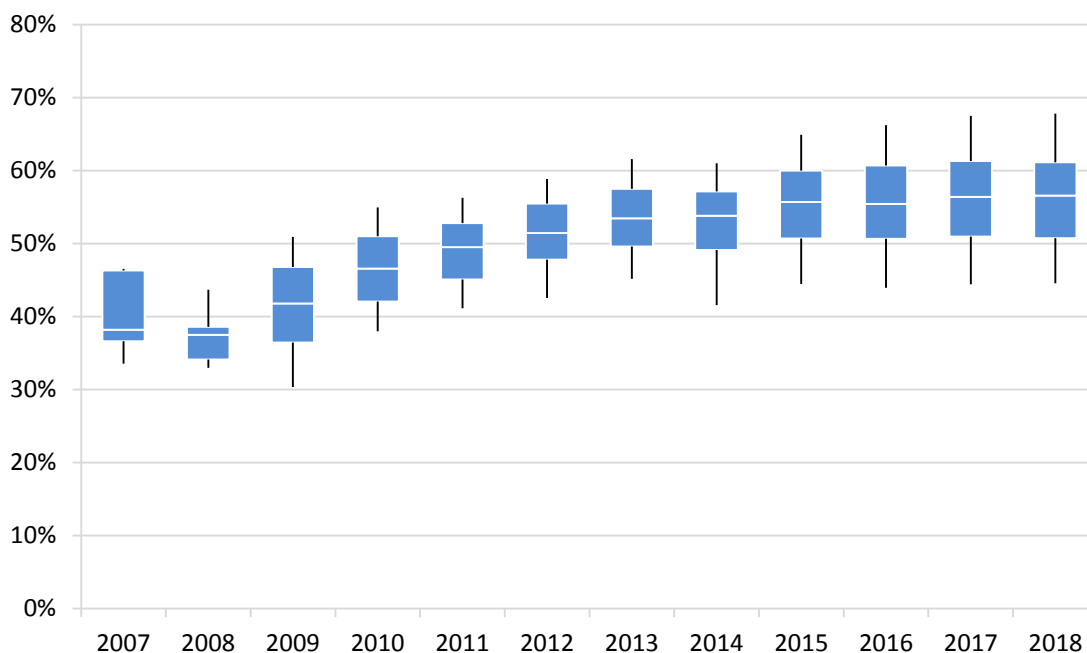


Figura 24 - Fatores de capacidade médios, com base no P50

Os fatores de capacidade foram mais elevados em parques eólicos do Nordeste, como pode ser observado na Figura 25, justamente nos estados com maior quantidade de projetos cadastrados e em locais onde a velocidade média do vento chega a mais de 10 m/s (a 100 m de altura) e a direção do vento é praticamente constante.

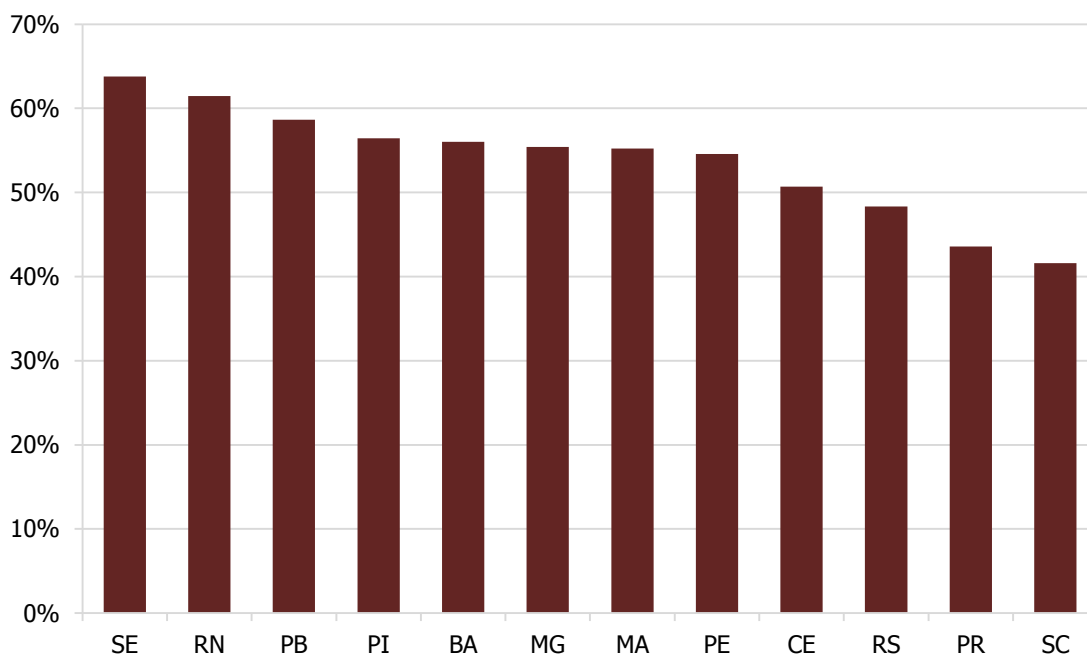


Figura 25 - Média dos fatores de capacidade (%), com base no P50, por estado a partir de 2016

Tendo em vista que os fatores de capacidade observados nos projetos atuais figuram entre os maiores do mundo, importa discutir suas possíveis explicações. Com relação ao dimensionamento dos aerogeradores, a evolução tecnológica, que se deu não

apenas no Brasil, permitiu o aumento de diâmetro dos rotores e altura das torres, contribuindo para maiores fatores de capacidade.

Embora a potência unitária média dos aerogeradores tenha aumentado, os diâmetros e alturas de cubo cresceram em uma taxa ainda maior, levando a uma queda da potência específica média (em W/m^2) dos equipamentos, como mostra a Figura 26. Na prática, equivale a dizer que pás maiores foram utilizadas para geradores elétricos de mesma capacidade, fazendo com que o aerogerador opere mais tempo na sua potência nominal e, conseqüentemente, elevando seu fator de capacidade.

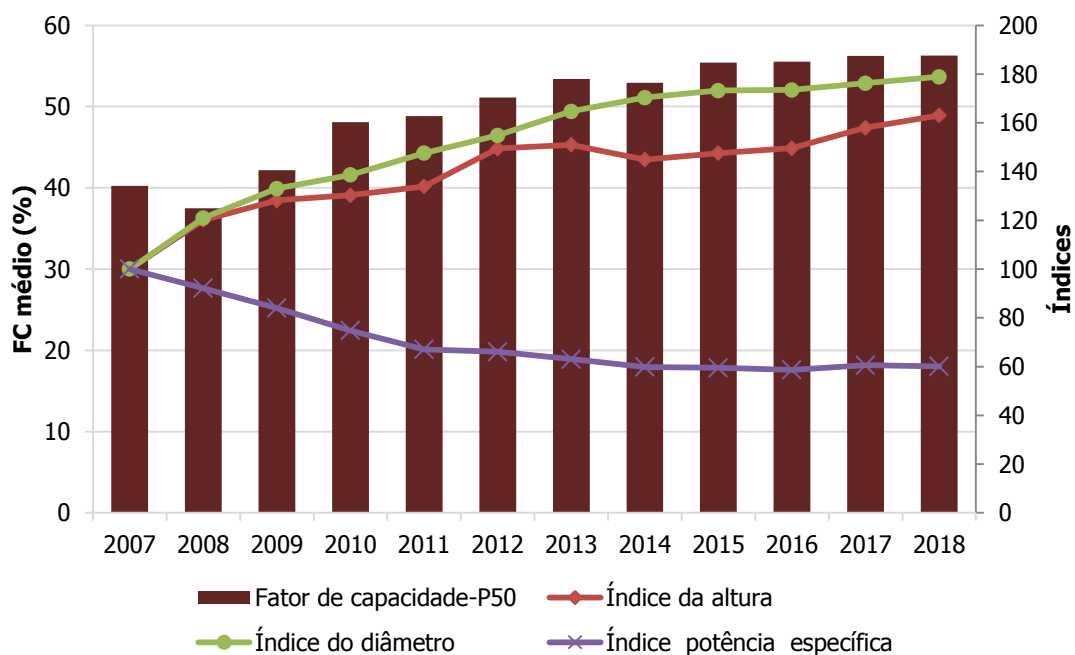


Figura 26 - Fator de capacidade médio (%) e índices¹⁰ de altura, diâmetro e potência específica

A grande quantidade de torres anemométricas, aliado ao período de medições disponível, levou ao maior conhecimento sobre as características do vento nos locais dos projetos e permitiu que os empreendedores selecionassem máquinas adequadas a cada região e regime de ventos. A baixa turbulência e a constância, em direção e velocidade, do vento no Nordeste, permitiu a adoção de aerogeradores com classe IEC inferior à classe dos sítios, o que tem sido atestado pelos próprios fabricantes.

Entende-se que o modelo de contratação e remuneração de usinas eólicas praticado nos leilões de energia também contribuiu na busca por elevados fatores de capacidade,

¹⁰ A fim de avaliar a influência da altura, do diâmetro e da potência específica das turbinas, no fator de capacidade, os três parâmetros foram representados a partir de um índice que considera o respectivo valor de 2007 como 100 e os valores dos demais anos são representados de forma proporcional.

dado que a garantia física dos projetos é o principal parâmetro balizador do montante comercializável. Ao se empregar turbinas com maiores diâmetros para uma mesma potência nominal e em um mesmo parque há um ganho de energia, aumentando a expectativa de geração e conseqüente garantia física, compensando a diferença de custo pela maior turbina e aumentando a competitividade para os lances dos leilões.

3.4 Prazo de implantação

Tomando por referência os cronogramas para implantação dos projetos habilitados nos Leilões de 2009 a 2018, informados pelos empreendedores, verificam-se prazos médios entre 11 e 18 meses, conforme a Figura 27, com uma tendência de queda ao longo do horizonte avaliado. Ressalta-se, porém, que esses cronogramas refletem o prazo disponível para entrada em operação comercial em cada leilão, que pode ser de três a seis anos.

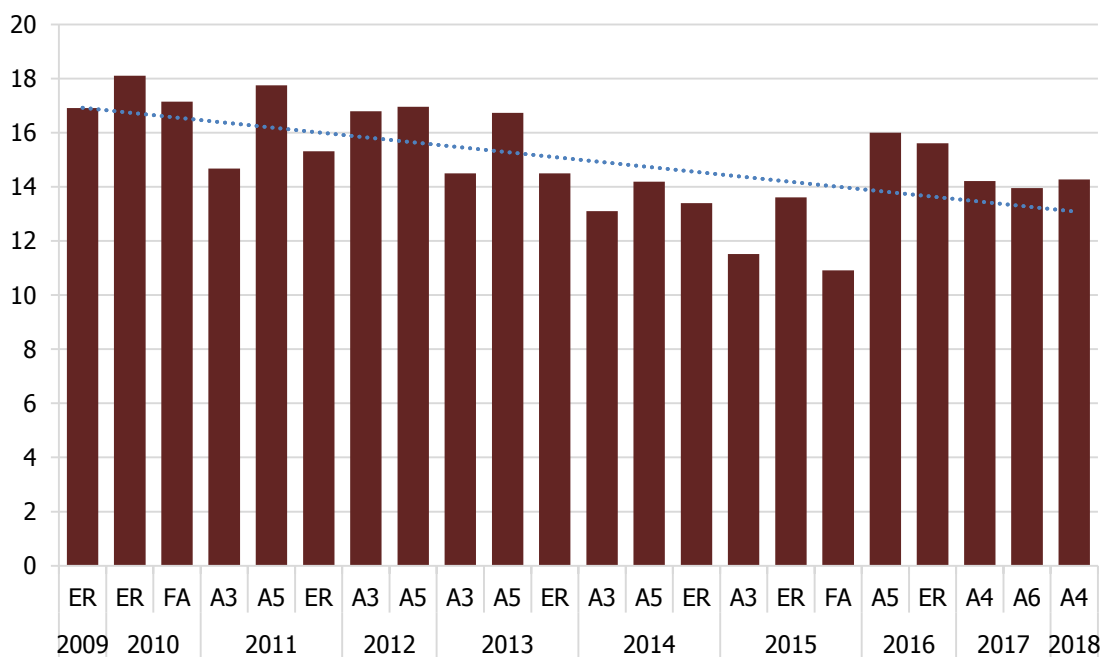


Figura 27 - Prazo médio (em meses) para implantação de parques eólicos

Os períodos apresentados dizem respeito ao início e término das obras, não sendo considerado nestes o tempo necessário para obtenção de licenças ambientais, outorgas, financiamento, assinaturas de contratos, entre outras fases do projeto como um todo.

Quanto ao prazo de montagem das torres e dos aerogeradores foi observado que a previsão dos empreendedores para esta etapa do projeto nos primeiros leilões (2007 e 2008) era estimada naquela época em 13 meses (média), chegando a

aproximadamente 4 meses nos certames mais recentes, o que pode ser explicado pela curva de aprendizado obtida ao longo destes 12 anos.

É importante ressaltar que estes prazos são médios e apenas indicativos, devendo ser consideradas as particularidades de cada projeto.

3.5 Custos de investimento

Com relação aos orçamentos dos projetos cadastrados na EPE, a Figura 28 apresenta os custos médios, em R\$/kW, dos projetos habilitados tecnicamente, declarados pelos empreendedores. Ressalta-se que tais valores de investimento não consideram os juros durante a construção (JDC) e estão originalmente referenciados a dezembro do ano anterior ao do respectivo leilão. Para as análises a seguir os valores foram atualizados para a mesma data-base (jan/2018), considerando a variação do IPCA nos períodos.

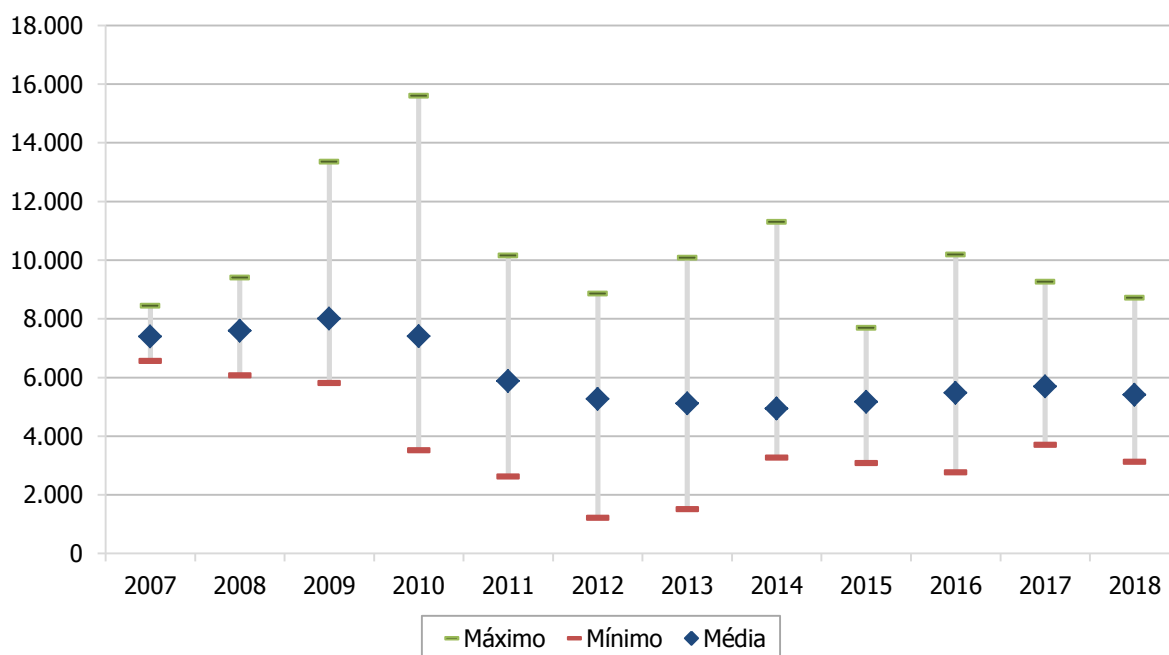


Figura 28 - Custos de investimento dos empreendimentos habilitados, por ano, em R\$/kW

Observa-se uma redução da média dos custos de investimento nos anos iniciais de participação da fonte nos Leilões, seguida por uma estabilização. Ressalta-se que a pequena quantidade de projetos eólicos cadastrados nos anos de 2007 e 2008 levou a uma amostra reduzida e, por isso, a uma pequena variação de custos. Já nos anos seguintes, de 2010 a 2014, notam-se amplas faixas de variação, com destaque para os valores mínimos bastante baixos.

Mais recentemente, percebe-se um estreitamento dessas faixas, o que pode ser explicado pelo amadurecimento do setor, com custos mais bem conhecidos pelos agentes.

Os custos de investimento dos empreendimentos habilitados para participar do leilão A-4/2018, conforme declaração dos empreendedores, foram estimados numa faixa de R\$ 3.100 a R\$ 8.600/kW.

Em função do elevado índice de nacionalização dos equipamentos, não se observou impacto significativo da variação cambial nos custos dos empreendimentos, que se mostram mais sensíveis à variação da inflação no período.

A Figura 29 apresenta a divisão média dos custos de investimento dos projetos habilitados em R\$/kW, por categorias de custos, conforme apresentado nas fichas de dados dos empreendimentos. Os equipamentos corresponderam à maior parcela dos custos, cerca de 70%, tendo sido observadas variações nessas composições médias ao longo do tempo, apesar das mudanças dos equipamentos, discutidas anteriormente.

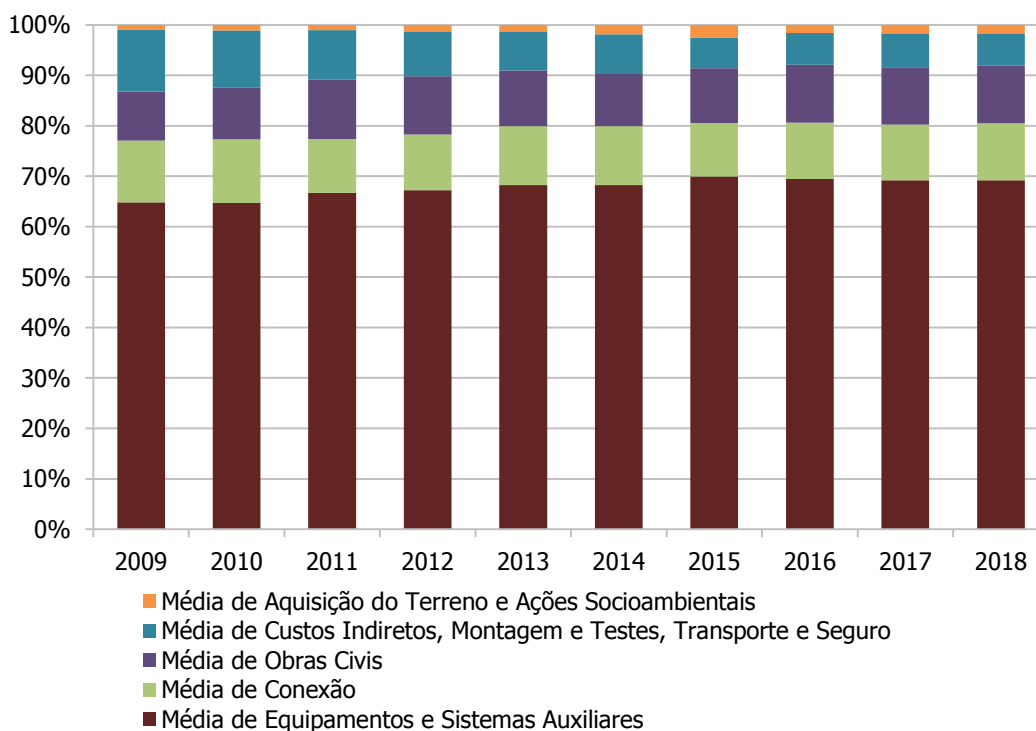


Figura 29 - Peso relativo dos custos no orçamento total dos projetos

Dada a relevância dos custos dos aerogeradores no custo total dos projetos, cabe uma análise mais detalhada sobre os mesmos. O gráfico abaixo (Figura 30) apresenta os custos específicos médios, por faixa de potência de turbina, considerando a amostra de projetos habilitados para o leilão A-6 de 2017, mostrando que os equipamentos de menor capacidade apresentam, em média, maiores custos em R\$/kW.

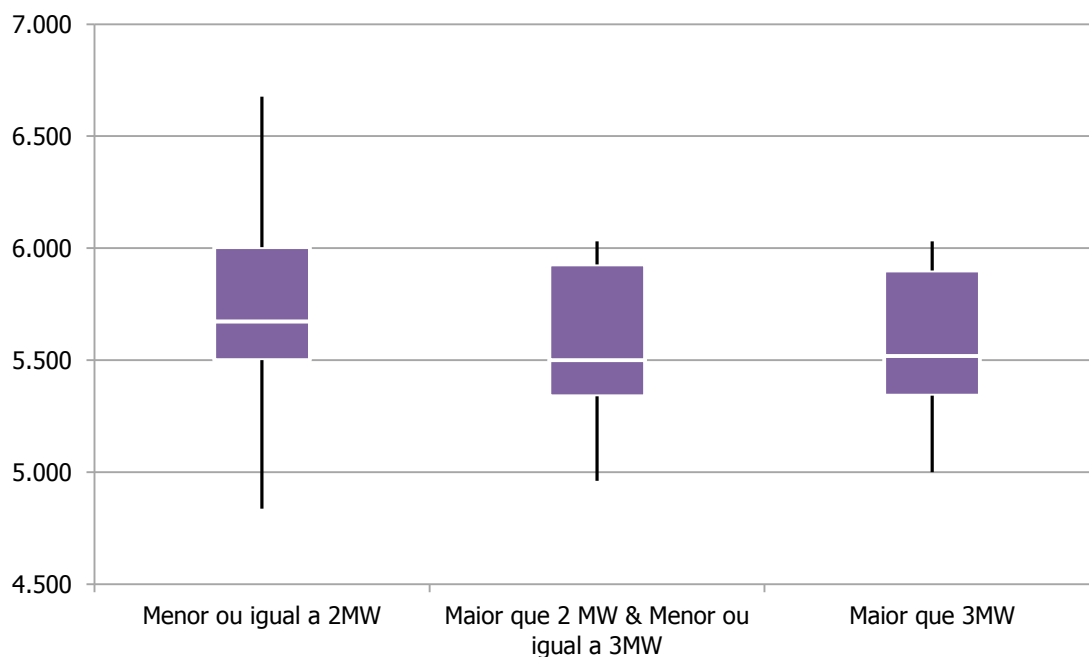


Figura 30 - Custo de investimento por potência (R\$/kW) unitária da turbina

Para os aerogeradores de menor potência verifica-se maior variação de custos, o que pode ser explicado, ao menos em parte, pela questão temporal. Como já mostrado, nos primeiros leilões predominavam equipamentos de menor potência e os orçamentos tinham uma grande variação. Nos últimos anos predominaram máquinas com potência acima de 2 MW e os orçamentos totais convergiram para uma faixa de custos menos ampla.

3.6 Contratações e preço da energia

O gráfico a seguir apresenta as contratações de projetos eólicos nos leilões de energia, com as respectivas indicações de montantes comercializados (em MWmed), preços-teto e preços médios contratados em de cada licitação. Os valores mostrados foram atualizados para a mesma data-base (jan/2018), considerando a variação do IPCA nos períodos.

Observa-se que para os leilões de 2017 e 2018 foram estipulados preços-teto superiores aos dos leilões anteriores. Ainda assim, as contratações resultaram deságios expressivos, resultado da disputa no processo licitatório.

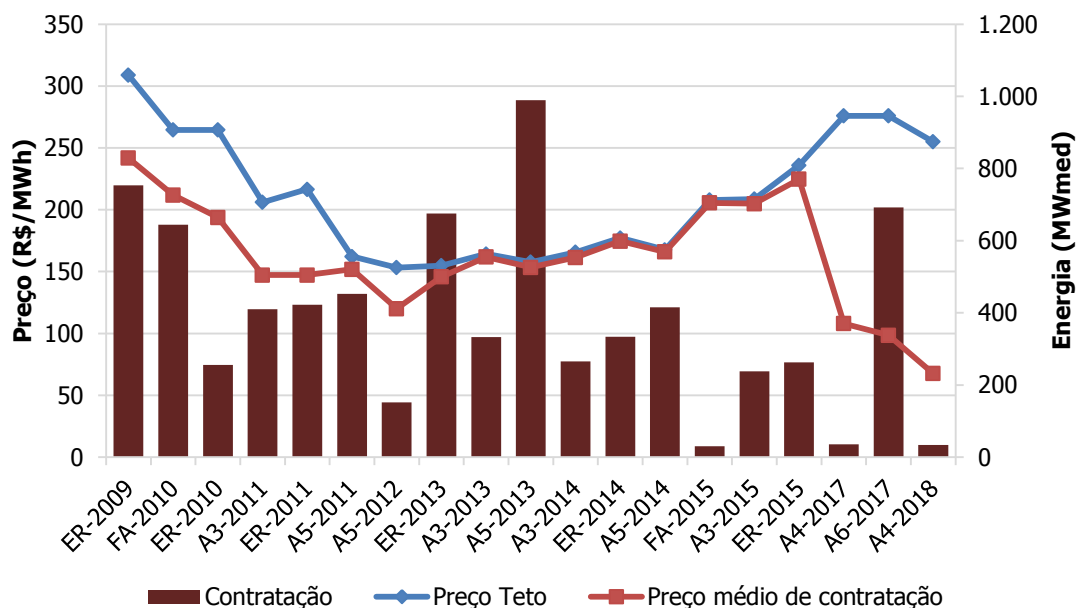


Figura 31 - Preço de contratação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia do ACR e energia contratada

Tomando como base o resultado do leilão A-6/2017, em que foram contratados 692 MWmed de projetos eólicos, o preço médio comercializado resultou em aproximadamente R\$ 99/MWh, o que representa cerca de US\$ 31/MWh, considerando uma taxa de câmbio de R\$ 3,21/US\$, referente a janeiro de 2018.

O leilão A-4/2018 registrou os menores preços, porém foi contratada energia de apenas quatro empreendimentos, de um mesmo empreendedor, mostrando que tal resultado não pode ser visto necessariamente como representativo.

4. REFERÊNCIAS

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Empreendimentos Eólicos. Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica (EPE-DEE-017/2009-r6)**. Rio de Janeiro, 2017.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Balanco Energético Nacional 2017: Ano base 2016**. Rio de Janeiro, 2017.

Global World Energy Council – GWEC. **Global Wind Statistics 2017**. 2017

International Electrotechnical Commission. **IEC 61400-12-1. Wind Energy Generation Systems. Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. 2017.

Ministério de Minas e Energia – MME. Empresa de Pesquisa Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília, 2017.

Ministério de Minas e Energia – MME. Secretaria de Energia Elétrica. Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro – Dezembro/2017**.

U.S. Department of Energy – DOE. **Wind Technologies Market Report**. 2016.

WENDEL, M.; FERREIRA, T. V.; DAVID, P. A. M. **Impacto da Perda de Dados Anemométricos na Estimativa do Recurso Eólico**. In: XXIV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Curitiba, 2017.

APÊNDICE I - Mapas: Empreendimentos eólicos cadastrados nos leilões

