



NOTA TÉCNICA

INCERTEZAS E PERDAS NA GERAÇÃO EÓLICA

*Metodologias, estimativas
e valores frequentes*

JULHO DE 2024

■ Colaboradores

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar

Renato Haddad Simões Machado

Coordenação Técnica

Gustavo Pires da Ponte

Equipe Técnica

Anderson da Costa Moraes

André Luiz da Silva Veloso

Bruno Faria Cunha

Charles Egberto Guedes Vonnegut Vieira de Mello

Flávio Alberto Figueredo Rosa (até 2022)

Helena Portugal Gonçalves da Motta

João Marcos de Oliveira Gaio (até 2023)

Joana D'Arc de França Cordeiro

Josina Saraiva Ximenes (até 2023)

Letícia Sampaio Drummond Valladares (até 2021)

Mauro Rezende Pinto

Nathália Tavares

Paula Monteiro Pereira

Rafael Pinho Furtado

Rodrigo Lugathe da Conceição Alves

Ministério de
Minas e Energia



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valério

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

<http://www.mme.gov.br/>



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

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



VALOR PÚBLICO

A EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE TEM POR FINALIDADE PRESTAR SERVIÇOS AO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) NA ÁREA DE ESTUDOS E PESQUISAS DESTINADAS A SUBSIDIAR O PLANEJAMENTO DO SETOR ENERGÉTICO, COBRINDO ENERGIA ELÉTRICA, PETRÓLEO E GÁS NATURAL E SEUS DERIVADOS E BIOCOMBUSTÍVEIS. SOMOS UMA EMPRESA PÚBLICA FEDERAL, DEPENDENTE DO ORÇAMENTO GERAL DA UNIÃO.

A EPE FOI CRIADA COM O OBJETIVO DE RESGATAR A RESPONSABILIDADE CONSTITUCIONAL DO ESTADO NACIONAL EM ASSEGURAR AS BASES PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DA INFRAESTRUTURA ENERGÉTICA DO PAÍS. A PARTIR DE SUA CRIAÇÃO, A ATUAÇÃO DA EPE CONSOLIDOU-SE COMO PARTE FUNDAMENTAL DE UM CICLO DE ATIVIDADES QUE SE INICIA COM AS DEFINIÇÕES DE POLÍTICAS E DIRETRIZES NO ÂMBITO DO CNPE – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA E DO MME. A PARTIR DESSAS DEFINIÇÕES MATERIALIZAM-SE OS ESTUDOS E AS PESQUISAS QUE IRÃO EFETIVAMENTE ORIENTAR O DESENVOLVIMENTO DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO.

COM ESTA NOTA TÉCNICA A EPE TRAZ TRANSPARÊNCIA E DIMINUI A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÕES SOBRE OS AS ESTIMATIVAS DE PERDAS E INCERTEZA NO CÁLCULO DE PRODUÇÃO EÓLICA, AUXILIANDO OS DESENVOLVEDORES E EMPRESAS CERTIFICADORAS A COMPARAREM SEUS DADOS E METODOLOGIAS E APRIMORÁ-LOS, MELHORANDO OS CÁLCULOS PARA FINS DE AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE PROJETOS E GARANTIA FÍSICA, POR EXEMPLO.

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

epe Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i> PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO		
<i>Estudo</i> Incertezas e Perdas na Geração Eólica		
<i>Macro atividade</i>		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	02/07/2024	Emissão original

Sumário

1. Introdução	7
1.1. Identificação das Incertezas e Perdas no documento	7
1.2. Garantia Física de usinas eólicas	8
1.3. Premissas do estudo	9
2. Incertezas na Geração Eólica	11
2.1. Medições Anemométricas	15
2.2. Correlação de Longo Prazo	21
2.3. Extrapolação Horizontal Total	26
2.4. Extrapolação Vertical Total	31
2.5. Metodologia de Cálculo do Efeito Esteira	36
2.6. Variabilidade Interanual	41
2.7. Curva de Potência	45
2.8. Outras Incertezas	49
2.9. Incerteza Padrão na Estimativa de Produção Anual Certificada de Curto Prazo	51
2.10. Incerteza Padrão na Estimativa de Produção Anual Certificada de Longo Prazo (Resultante)	54
2.11. Percentual de participação de cada componente na IPR ²	57
2.12. Índice de Incerteza	61
2.13. Impactos da alteração da metodologia de cálculo de GF em 2013	63
3. Perdas na Geração Eólica	66
3.1. Aerodinâmicas	66
3.2. Degradação média das pás	70
3.3. Outras perdas	74
4. Conclusões	75
5. Estudos Futuros	77
6. Referências Bibliográficas	78

■ Lista de Figuras

Figura 1 – O Cálculo da Garantia Física de Energia para projetos eólicos	8
Figura 2 - Localização dos projetos eólicos que compõem a amostra	10

■ Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Incerteza Padrão Resultante e suas componentes	13
Gráfico 2 - Comparação das incertezas declaradas nos Leilões A-6/2017 e A-5/2022	13
Gráfico 3 - Valores informados para a Incerteza das Medições Anemométricas em Leilões de Energia	16
Gráfico 4 - IMA x Percentual Acumulado de Projetos	16
Gráfico 5 - IMA x Certificadoras	17
Gráfico 6 - IMA x Estados e Certificadoras.....	18
Gráfico 7 - IMA x Certificadoras e Estados.....	18
Gráfico 8 - IMA x Número Total de Torres da Certificação (Ref. e Aux.)	19
Gráfico 9 - IMA x Percentual de Falhas de Dados	20
Gráfico 10 - IMA x Velocidade Média	20
Gráfico 11 - Valores informados para a Incerteza da Correlação de Longo Prazo em Leilões de Energia	21
Gráfico 12 - ICLP x Percentual Acumulado de Projetos	22
Gráfico 13 - ICLP x Certificadoras	23
Gráfico 14 - ICLP x Estados e Certificadoras	23
Gráfico 15 - ICLP x Certificadoras e Estados	24
Gráfico 16 - ICLP x Número Total de Torres.....	24
Gráfico 17 - ICLP x R^2 (MCP) e Fontes de Dados de Longo Prazo	25
Gráfico 18 - Valores informados para a Incerteza de Extrapolação Horizontal em Leilões de Energia	26
Gráfico 19 - IEHT x Percentual Acumulado de Projetos.....	27
Gráfico 20 - IEHT x Certificadoras	28
Gráfico 21 - IEHT x Estados e Certificadoras	28
Gráfico 22 - IEHT x Certificadoras e Estados	29
Gráfico 23 - IEHT x Número de Torres	29
Gráfico 24 - IEHT x Distância Média entre a Torre de Ref. e os Aeroogeradores – Cert. A, B e C.....	30
Gráfico 25 - IEHT x Distância Média entre a Torre de Ref. e os Aeroogeradores – Cert. D, E e F	30
Gráfico 26 - Valores informados para a Incerteza da Extrapolação Vertical em Leilões de Energia	31
Gráfico 27 - IEVT x Percentual Acumulado de Projetos.....	32
Gráfico 28 - IEVT x Certificadoras.....	32
Gráfico 29 - IEVT x Estados e Certificadoras	33
Gráfico 30 - Certificadoras e Estados	33
Gráfico 31 - IEVT x Diferença entre a altura do eixo do cubo e a altura de medição superior da Torre de Ref.	35
Gráfico 32 - Número de Anemômetros por Torre x Diferença entre a altura do cubo e a altura de medição superior	35
Gráfico 33 - Valores informados para a Incerteza da Met. de Cálculo do Efeito Esteira em Leilões de Energia	36
Gráfico 34 - IMCEE x Percentual Acumulado de Projetos.....	37
Gráfico 35 - IMCEE x Certificadoras	37
Gráfico 36 - IMCEE x Estados e Certificadoras	38
Gráfico 37 - IMCEE x Certificadoras e Estados	38
Gráfico 38 - IMCEE x Perdas Aerodinâmicas	39
Gráfico 39 - IMCEE x Distância Média entre Aeroogeradores	40
Gráfico 40 - Valores informados para a Incerteza da Variabilidade Interanual em Leilões de Energia	41

Gráfico 41 - IVI x Percentual Acumulado de Projetos.....	42
Gráfico 42 - IVI x Certificadoras	42
Gráfico 43 - IVI x Estados e Certificadoras	43
Gráfico 44 - IVI x Certificadoras e Estados	43
Gráfico 45 - IVI x Velocidade Média.....	44
Gráfico 46 - IVI x Localização.....	44
Gráfico 47 - Valores informados para a Incerteza da Curva de Potência em Leilões de Energia	45
Gráfico 48 - ICP x Percentual Acumulado de Projetos.....	46
Gráfico 49 - ICP x Certificadoras.....	46
Gráfico 50 - ICP x Estados e Certificadoras	47
Gráfico 51 - ICP x Certificadoras e Estados	47
Gráfico 52 - ICP x Certificadoras e Fabricantes	48
Gráfico 53 - Valores informados para Outras Incertezas em Leilões de Energia	49
Gráfico 54 - OI x Percentual de Projetos Acumulados.....	50
Gráfico 55 - OI x Certificadoras	50
Gráfico 56 - Valores informados para a Incerteza Padrão de Curto Prazo em Leilões de Energia.....	51
Gráfico 57 - IPCP x Percentual Acumulado de Projetos.....	52
Gráfico 58 - IPCP x Certificadoras	52
Gráfico 59 - IPCP x Estados e Certificadoras	53
Gráfico 60 - IPCP x Certificadoras e Estados	53
Gráfico 61 - Valores informados para a Incerteza Padrão Resultante em Leilões de Energia	54
Gráfico 62 - IPR x Percentual Acumulado de Projetos.....	55
Gráfico 63 - IPR x Certificadoras	55
Gráfico 64 - IPR x Estados e Certificadoras	56
Gráfico 65 - IPR x Certificadoras e Estados	56
Gráfico 66 – Projetos da Certificadora A - Participação de cada componente na IPR ²	58
Gráfico 67 - Projetos da Certificadora B - Participação de cada componente na IPR ²	58
Gráfico 68 - Projetos da Certificadora C - Participação de cada componente na IPR ²	59
Gráfico 69 - Projetos da Certificadora D - Participação de cada componente na IPR ²	60
Gráfico 70 - Projetos da Certificadora E - Participação de cada componente na IPR ²	60
Gráfico 71 - Projetos da Certificadora F - Participação de cada componente na IPR ²	61
Gráfico 72 - Classificação dos projetos da amostra de acordo com o índice de incerteza	62
Gráfico 73 - Incerteza Padrão com a alteração da Garantia Física para P90.....	63
Gráfico 74 - Projetos Habilitados no Leilão A-3/2012: Evolução da IPR nos Leilões de 2012 a 2014.....	63
Gráfico 75 - Projetos Habilitados no Leilão A-3/2012: Resultados estatísticos.....	64
Gráfico 76 - Casos de Redução da IPR.....	64
Gráfico 77 - Casos de Aumento da IPR	65
Gráfico 78 - Valores informados para as Perdas Aerodinâmicas em Leilões de Energia	67
Gráfico 79 - PA x Percentual Acumulado de Projetos.....	67
Gráfico 80 - PA x Certificadoras	68
Gráfico 81 - PA x Estados e Certificadoras	68
Gráfico 82 - PA x Certificadoras e Estados	69
Gráfico 83 - Valores informados para as Perdas por Degradação da Pás em Leilões de Energia	71
Gráfico 84 - PDP x Percentual Acumulado de Projetos	71
Gráfico 85 - PDP x Certificadoras	72
Gráfico 86 - PDP x Estados e certificadoras	72
Gráfico 87 - PDP x Certificadoras e Estados.....	73

■ Lista de Tabelas

Tabela 1 - Código de cores considerado para incertezas	8
Tabela 2 - Código de cores considerado para perdas.....	8

1. Introdução

A estimativa de produção de energia de usinas eólicas depende de uma série de dados de entrada, parâmetros e premissas que levam a uma incerteza associada a esse cálculo. Também o processo de conversão de energia leva a perdas intrínsecas, que devem ser consideradas na estimativa.

Para participação nos Leilões de Energia, os projetos devem ser cadastrados e habilitados tecnicamente pela EPE e, para tanto, é necessário apresentar uma Certificação de Medições Anemométricas e de Produção de Energia, emitida por uma instituição qualificada, seguindo os critérios definidos nas Instruções de Cadastramento (EPE, 2021). Nestas Instruções são definidas as componentes de incertezas e perdas que devem ser minimamente consideradas, sendo apresentadas as definições básicas de cada uma.

Em que pese a autonomia das certificadoras em seguir metodologias próprias e a inerente subjetividade de alguns parâmetros, verifica-se: (i) algumas certificadoras não descrevem suas considerações ou as fazem de forma sucinta; (ii) ocorrem divergências de entendimento sobre o que considerar em cada componente; e (iii) os valores observados apresentam variações significativas, mesmo considerando projetos semelhantes.

1.1. Objetivos

Esta Nota Técnica tem como objetivos discutir os conceitos utilizados pelas certificadoras e mostrar, de forma agregada, os resultados dos cálculos e estimativas de incertezas e perdas declarados nas certificações. Busca-se assim, facilitar o entendimento sobre o que se espera dessas certificações e permitir uma análise comparativa das metodologias e valores.

Não se pretende, porém, definir valores esperados para cada componente de incerteza e perda ou restringir as metodologias das certificadoras. O conhecimento detalhado das características dos projetos como: localização, acessos, infraestrutura disponível, recurso eólico, condições climáticas, terreno, características técnicas e aspectos socioambientais são de responsabilidade das empresas certificadoras que respondem pela correta estimativa de produção de energia. Busca-se tão somente, por meio de exemplos, maior clareza quanto aos objetivos de uma certificação, de forma a auxiliar as certificadoras e permitir a comparação de metodologias.

Por fim, a Nota Técnica propõe revisões das definições de cada incerteza e perda com o intuito de incorporá-las ao documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica (EPE, 2021).

Adicionalmente, entende-se que o presente documento poderá embasar discussões futuras mais detalhadas sobre os processos de cálculo e revisão de garantia física.

1.2. Identificação das Incertezas e Perdas no documento

Para facilitar a identificação das incertezas e das perdas no documento, esta Nota Técnica adota os códigos de cores apresentados na **Tabela 1** e na **Tabela 2**:

Tabela 1 - Código de cores considerado para incertezas

	Incerteza das Medições Anemométricas (IMA)
	Incerteza da Extrapolação Vertical Total (IEVT)
	Incerteza da Extrapolação Horizontal Total (IEHT)
	Incerteza da Curva de Potência (ICP)
	Incerteza da Variabilidade Interanual (IVI)
	Incerteza da Correlação de Longo Prazo (ICLP)
	Incerteza da Metodologia de Cálculo do Efeito Esteira (IMCEE)
	Outras Incertezas (OI)
	Incerteza Padrão Resultante de Longo Prazo (IPR)
	Incerteza Padrão de Curto Prazo (IPCP)

Tabela 2 - Código de cores considerado para perdas

	Perdas Aerodinâmicas (PA)
	Perdas por degradação das pás (PDP)

Alguns gráficos apresentam os valores de incertezas e perdas agrupados por certificadoras, porém sem identificar as empresas. Analogamente, não são identificados os fabricantes e modelos dos aerogeradores.

1.3. Garantia Física de usinas eólicas

A Figura 1 ilustra o procedimento de cálculo de garantia física de projetos eólicos.

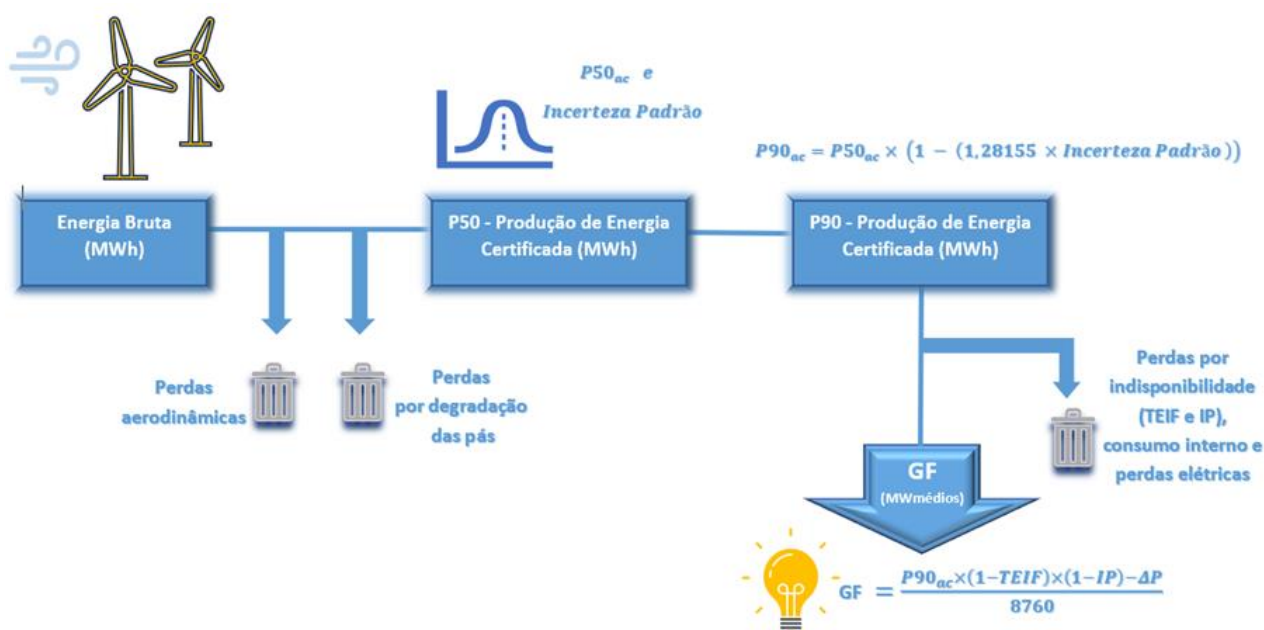


Figura 1 - O Cálculo da Garantia Física de Energia para projetos eólicos

A Incerteza Padrão é um parâmetro crítico para o cálculo da Garantia Física de usinas eólicas e sua correta estimativa é uma das maiores preocupações da avaliação energética dos projetos. A garantia física é determinada a partir do valor de P90 da produção certificada¹, que por sua vez é calculado a partir do P50 e da incerteza padrão (assumindo uma distribuição normal).

Para um mesmo P50, quanto maior o valor da Incerteza Padrão, menor será a estimativa de produção P90 e, portanto, menor será a Garantia Física de Energia calculada para o empreendimento. Valores muito otimistas (incerteza padrão baixa) podem gerar expectativas de produção de energia que não serão efetivamente realizadas durante a operação comercial das usinas.

1.4. Premissas do estudo

São objetos deste estudo os empreendimentos eólicos cadastrados e habilitados para participação nos leilões de energia nova, entre os anos de 2017 e 2022, cujos dados foram inseridos no Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos de Geração de Energia – AEGE, disponibilizado pela EPE aos agentes.

O leilão de energia nova é a modalidade de leilão que visa atender às necessidades de mercado das distribuidoras, mediante contratação antecipada de 3 a 6 anos (A-3, A-4, A-5 ou A-6) em relação a previsão de entrada em operação das usinas. Para este estudo, foram consideradas as últimas versões de todos os empreendimentos cadastrados e habilitados tecnicamente pela EPE nos leilões de energia nova A-4/2017, A-4/2018, A-4/2019, A-6/2019, A-4/2020, A-3/2021, A-4/2021, A-5/2021, A-4/2022, A-5/2022 e A-6/2022, sem repetição de projetos. Alguns destes leilões foram cancelados, porém as etapas de cadastramento, análise e habilitação foram realizadas normalmente pela EPE, o que possibilitou a utilização dos dados neste estudo.

As análises contidas neste documento referem-se a 1.381 empreendimentos eólicos habilitados tecnicamente pela EPE nas suas mais recentes versões de cadastramento no Sistema AEGE, abrangendo treze estados de todas as regiões do país.

Ao todo, foram identificadas e analisadas as metodologias de doze certificadoras, empresas responsáveis por elaborar os documentos de Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia, fundamentais no processo de habilitação para os leilões. Além disso, os empreendimentos avaliados optaram ao todo por sete fabricantes de aerogeradores distintos (considerando as fusões ocorridas neste seguimento), com boa diversidade de modelos desses equipamentos.

As certificadoras responsáveis pela habilitação de mais de 110 projetos foram consideradas como as mais relevantes, e serviram de objeto de análises mais detalhadas envolvendo percentuais de incertezas e perdas.

Para algumas análises mais detalhadas, foram selecionados parques de três áreas geográficas específicas: Litoral NE, Interior NE e Sul (RS), conforme pode ser observado no mapa apresentado na Figura 2.

Os projetos eólicos da amostra localizados nos demais estados da federação, não pertencentes às três áreas escolhidas, tiveram seus dados excluídos das análises detalhadas supracitadas.

Cada ponto pode representar vários projetos, os quais aparecem sobrepostos quando plotados no mapa do Brasil. O intuito da figura é permitir a identificação as três áreas.

¹ Referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia.

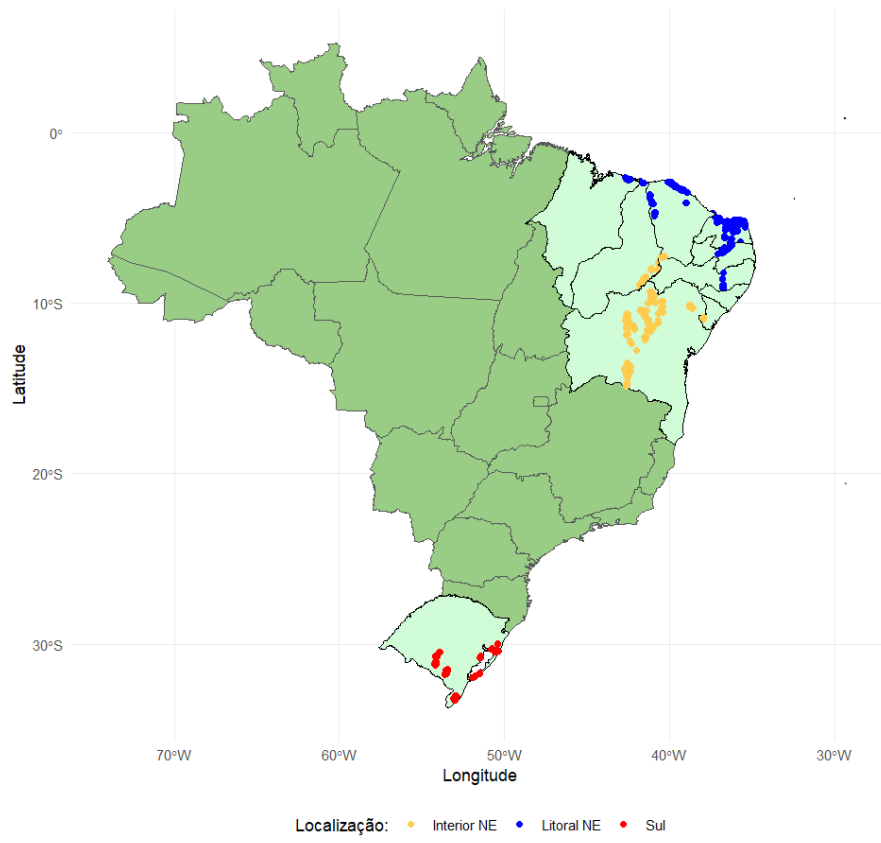


Figura 2 - Localização dos projetos eólicos que compõem a amostra

2. Incertezas na Geração Eólica

A incerteza e o erro são conceitos intrinsecamente ligados à natureza imperfeita das medições e previsões em diversas áreas do conhecimento, desempenhando papéis significativos em campos como ciência, estatística, engenharia e outros, influenciando a confiabilidade e a precisão das informações obtidas.

No âmbito da metrologia, a incerteza é comumente categorizada em dois tipos principais:

Incerteza do Tipo A: Este tipo de incerteza está associado à variabilidade aleatória nos resultados de medição e é avaliado por meio de análise estatística dos dados experimentais obtidos em condições repetidas. Métodos estatísticos, como o cálculo do desvio padrão a partir de múltiplas medições, são frequentemente empregados para tratar essa forma de incerteza, permitindo estimativas mais precisas à medida que mais dados são coletados.

Incerteza do Tipo B: Por outro lado, a incerteza do tipo B refere-se a fontes sistemáticas de incerteza relacionadas a erros sistemáticos ou vieses na medição, como imperfeições nos instrumentos, calibração inadequada e efeitos ambientais não considerados. A avaliação desse tipo de incerteza muitas vezes envolve a aplicação de conhecimento especializado, análise de dados históricos ou informações técnicas específicas sobre os instrumentos utilizados.

Em resumo, enquanto a incerteza do tipo A aborda a variabilidade aleatória intrínseca aos dados experimentais, a incerteza do tipo B lida com fontes sistemáticas que podem afetar consistentemente os resultados de medição.

A incerteza, de maneira mais ampla, reflete a falta de conhecimento preciso sobre um evento, medida ou estado futuro, proveniente de diversas fontes, como limitações nos instrumentos de medição, variações nas condições ambientais e a natureza probabilística de certos fenômenos.

Em contraste, o erro refere-se à diferença entre um valor medido ou previsto e o valor verdadeiro ou esperado, representando imprecisões sistemáticas ou aleatórias. A incerteza, sendo uma medida mais abrangente, reconhece a gama completa de possíveis variações, proporcionando uma abordagem completa e probabilística para avaliar a confiabilidade dos resultados obtidos.

A depender da metodologia adotada, os fatores incluídos no cálculo de cada componente de incerteza na geração eólica podem não ser idênticos. A formulação matemática para o cálculo do valor resultante pode evidenciar diferenças em relação à independência das componentes. Algumas certificadoras podem considerar que todas as incertezas listadas anteriormente são independentes. Para outras, determinadas componentes podem apresentar certo grau de dependência.

Desta forma, não existe uniformidade em relação ao cálculo da incerteza padrão resultante de longo prazo.

Ao mesmo passo da evolução histórica das contratações de usinas eólicas via leilões a partir de 2009, as instruções para cadastramento e habilitação técnica foram recebendo melhorias ao longo do tempo com o intuito de obter informações que permitissem a realização de avaliações mais seguras sobre a expectativa de geração dos projetos.

Em relação às incertezas, as instruções utilizadas nos leilões de 2009 e 2010 não continham, especificamente, qualquer recomendação sobre a incerteza padrão e suas componentes. Entretanto, eram indicados diversos documentos que deveriam ser consultados como referências para a elaboração de uma certificação. Algumas certificadoras já apresentavam a incerteza padrão, sem maiores detalhamentos.

A partir de 2011, a EPE passou a exigir maior detalhamento e a obrigatoriedade de apresentação de algumas informações relevantes às análises, dentre as quais a Incerteza Padrão Resultante de Longo Prazo.

Em 2016, houve a necessidade de buscar uma maior compreensão sobre a composição da incerteza padrão, sendo exigida a apresentação dos valores atribuídos para algumas componentes. Passou a ser exigida a incerteza padrão na produção anual de energia considerando e discriminando as incertezas de: medições anemométricas, correlação de longo prazo, extrapolação horizontal total, extrapolação vertical total, metodologia de cálculo do efeito esteira, modelagem topográfica, curva de potência da turbina, simulação energética, e outras.

A última alteração das componentes a serem consideradas nas certificações ocorreu em 2017 contemplando as incertezas padrão na Estimativa de Produção Anual de Energia para o curto prazo (um ano) e para o longo prazo e demais componentes, exceto as de modelagem topográfica e de simulação energética. Foi incluída a de variabilidade interanual.

De acordo com as atuais Instruções de Cadastramento (EPE, 2021), as certificações devem conter estimativas, calculadas como percentual da produção de energia, para as seguintes incertezas componentes:

- Incerteza das Medições Anemométricas;
- Incerteza da Extrapolação Vertical Total;
- Incerteza da Extrapolação Horizontal Total;
- Incerteza da Curva de Potência;
- Incerteza da Variabilidade Interanual;
- Incerteza da Correlação de Longo Prazo;
- Incerteza do Cálculo do Efeito Esteira;
- Outras Incertezas.

Adicionalmente, dois outros tipos de incerteza são exigidos nas certificações:

- Incerteza Padrão de Longo Prazo;
- Incerteza Padrão de Curto Prazo.

Os dados cadastrados no Sistema AEGE² ao longo dos anos representam uma fonte única que abrange as visões de diferentes certificadoras e contempla projetos sujeitos aos mais variados ambientes e condições. Através deles é possível obter uma visão geral dos valores de incertezas apresentados nos leilões e das faixas adotadas pelas certificadoras.

O **Gráfico 1**³ apresenta, através de diagramas de caixa (*boxplot*), os valores das incertezas declarados nas Certificações referentes aos projetos eólicos cadastrados nos Leilões de Energia Nova (LEN) e informados no Sistema AEGE entre os anos de 2017 e 2022, sem repetições.

Para cada uma das componentes e para a própria Incerteza Padrão Resultante de 20 anos, é possível identificar o primeiro quartil (25% dos dados), o segundo quartil (ou mediana) e o terceiro quartil (75% dos dados) da amostra, representados pelas linhas horizontais que formam cada caixa. A distância interquartilica (diferença entre o terceiro e o primeiro quartis) pode ser utilizada como uma boa medida de dispersão, pois não é influenciada por valores extremos. Adicionalmente, o valor mínimo (percentil 5%), o valor máximo (percentil 95%), a média (destacada como um pequeno quadrado cinza dentro da caixa) e os outliers de cada incerteza, podem ser facilmente identificados. Considerando os projetos com valores declarados entre o primeiro e o terceiro quartil, as incertezas da Curva de Potência e da Extrapolação Horizontal se destacam em termos de maior dispersão de valores.

Dado que um mesmo projeto pode ser cadastrado mais de uma vez no mesmo ano para diferentes leilões e, ainda, aproveitar a documentação de um ano para outro, a amostra de dados

² A EPE disponibiliza o Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia – AEGE a fim de possibilitar aos empreendedores a inserção dos dados de seus empreendimentos neste sistema, a qualquer tempo, independentemente da realização dos Leilões de Energia.

³ Inspirado no trabalho de MORTENSEN (2013)

utilizada na elaboração dos gráficos considera um único dado para cada projeto, ou seja, eliminando as repetições.

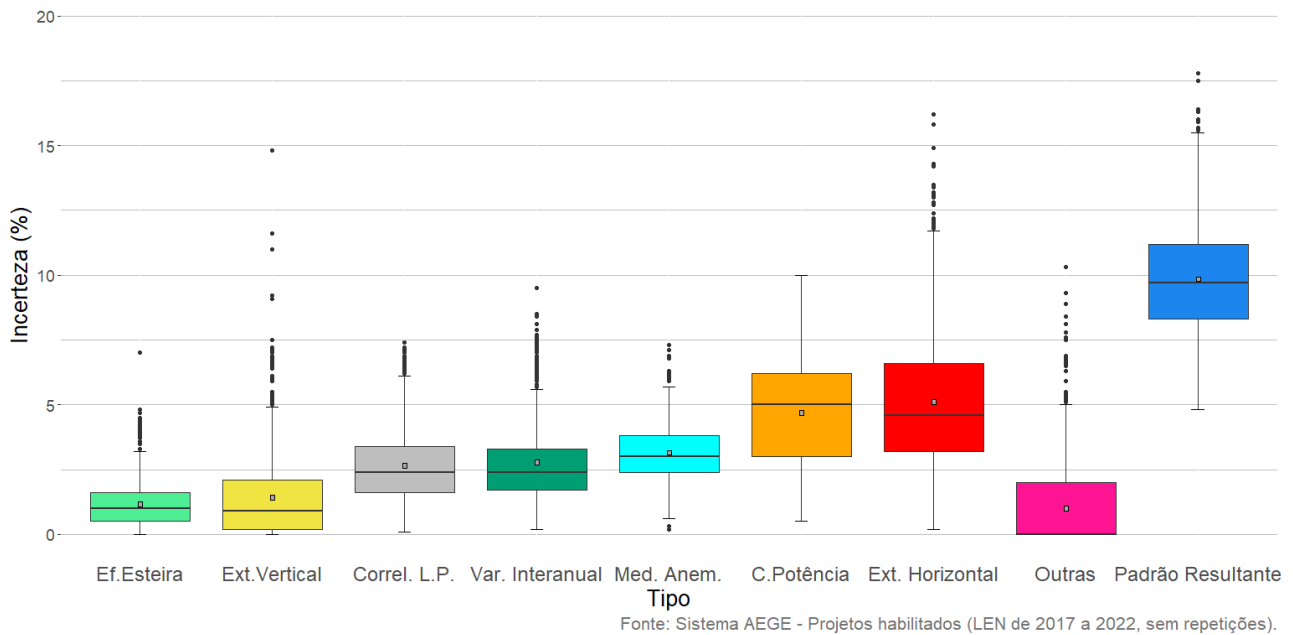


Gráfico 1 - Incerteza Padrão Resultante e suas componentes

Em relação às medidas de tendência central (média e mediana), três incertezas componentes se destacam com os maiores valores: Curva de Potência, Extrapolação Horizontal e Medições Anemométricas. Observa-se que a média e a mediana da Incerteza Padrão Resultante ficaram próximas a 10%.

O **Gráfico 2** abaixo possibilita a comparação entre as incertezas cadastradas para projetos de dois leilões específicos: sendo um mais antigo (LEN A6-2017) e outro mais recente (LEN A5-2022). O LEN A6-2017 representa o primeiro ano em que as atuais componentes de incertezas adotadas pela EPE foram exigidas em certificações. O LEN A5-2022 representa o cenário mais recente, onde é esperada uma maior consolidação de metodologias utilizadas para a definição dos valores de incertezas por parte das certificadoras.

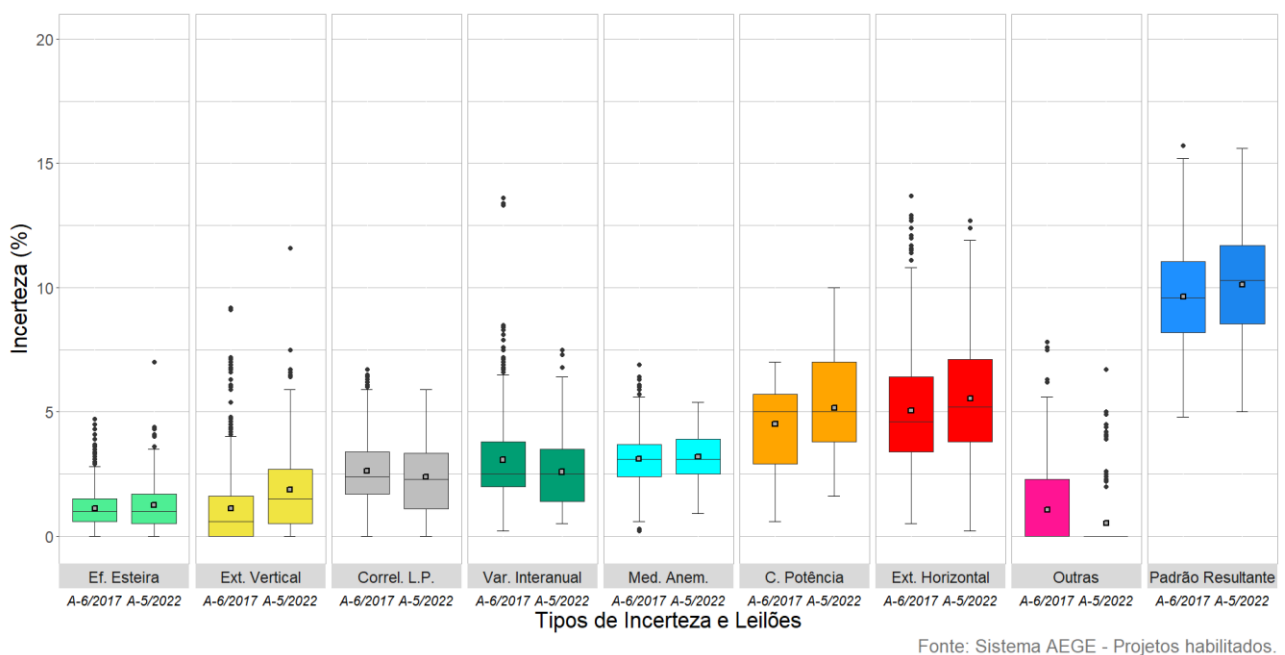


Gráfico 2 - Comparação das incertezas declaradas nos Leilões A-6/2017 e A-5/2022

Observa-se que a Incerteza Padrão Resultante variou entre 4,8% e 15,7% para o leilão A6-2017 e 5,0% e 15,6% para o leilão A5-2022. Em termos de valores máximos e mínimos não ocorreu grande variação. Entretanto, nota-se que ocorreu um deslocamento dos limites do intervalo interquartilico na direção de maiores valores de incerteza. As componentes com maiores medianas foram as da Extrapolação Horizontal e da Curva de Potência.

Por meio da comparação entre os valores declarados para os dois leilões, é possível identificar, de forma global, algumas alterações nas metodologias e critérios adotados:

- A maioria das certificadoras passou a adotar valores nulos para a componente “Outras Incertezas”;
- Valores mais elevados sendo adotados para a Incerteza da Curva de Potência, evidenciados pelo deslocamento da caixa para cima. Este fato pode estar relacionado à decisão de utilizar nos projetos turbinas recentemente lançadas no mercado, caracterizadas por possuírem potências mais elevadas em relação aos modelos disponíveis anteriormente. A falta de um histórico de operação mais relevante pode ser um dos motivos para a adoção de valores mais conservadores para esta componente.
- Considerando os projetos com incertezas entre o primeiro e terceiro quartis, observa-se um deslocamento para valores mais altos das seguintes componentes: metodologia de cálculo do efeito esteira, extrapolação vertical, extrapolação horizontal, medições anemométricas e curva de potência. A incerteza padrão resultante apresenta o mesmo comportamento.
- Para as incertezas de correlação de longo prazo e de variabilidade interanual, o movimento foi em sentido contrário, ou seja, deslocamento da caixa para baixo, evidenciando a adoção de valores menores, possivelmente motivados pelo maior conhecimento do recurso eólico.

Discute-se a seguir cada componente de incerteza, tomando por base a definição atual das Instruções de Cadastramento (EPE, 2021) e as certificações dos projetos habilitados para os Leilões de Energia Nova. Além das Instruções supracitadas, outra referência para o cálculo de incertezas é o Anexo D da norma IEC 61400-12-1 (IEC, 2022).

É importante salientar que nem todas as certificadoras descrevem detalhadamente suas considerações. O que se apresenta a seguir é uma compilação das explicações apresentadas nos documentos cadastrados, tendo sido consideradas certificadoras distintas.

Ao fim de cada seção, a definição da incerteza adotada pela EPE é revisitada com o objetivo de incluir maior detalhamento em pontos específicos e comunicar com maior clareza aos agentes e certificadores o que deve ser considerado para cada componente.

2.1. Medições Anemométricas

Definição atual: Incerteza relativa às tolerâncias da calibração, degradação do instrumento, orientação da torre de medição, entre outras relacionadas aos dados medidos no local do empreendimento.

Entre os fatores que influenciam esta componente, as certificadoras apontam:

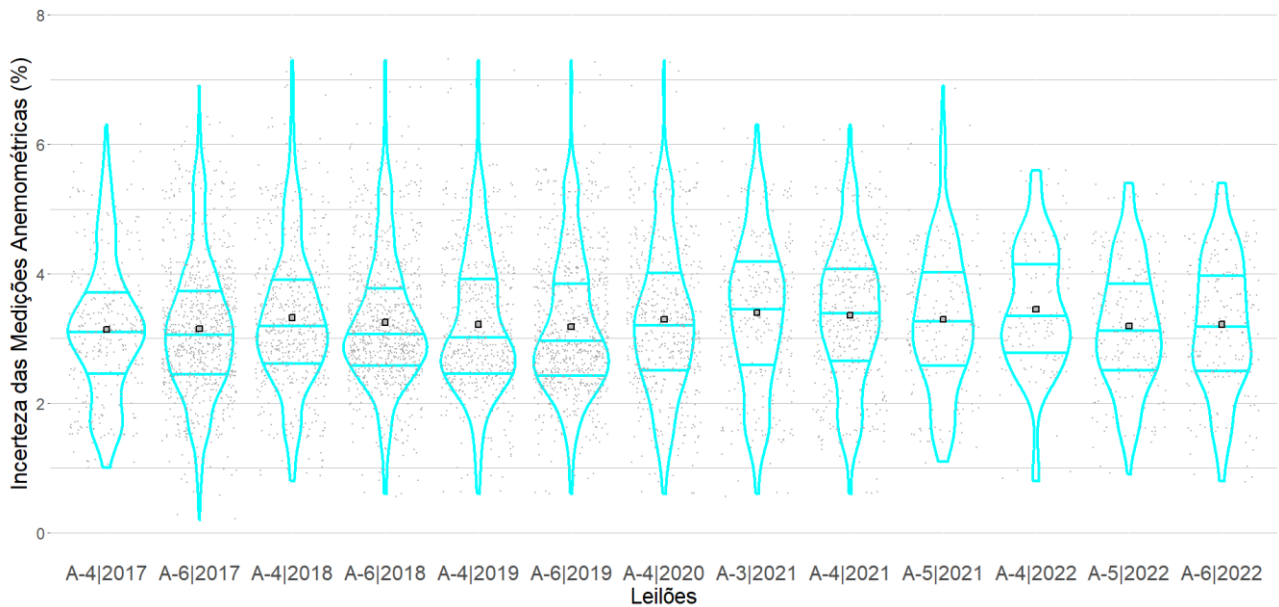
- Características do sítio: orografia, tipo de terreno, obstáculos que afetam o fluxo de vento (incluindo parques eólicos vizinhos), fenômenos meteorológicos que impactam as medições (ex.: geadas);
- Características do equipamento e do mastro utilizados na campanha de medição;
 - Classe, inércia e comportamento do anemômetro em relação ao perfil do vento;
 - Inclinação e assimetria do escoamento incidente no anemômetro;
 - Dimensionamento, posicionamento e alinhamento dos suportes;
 - Perturbações no escoamento provocadas pela estrutura da torre, fixações, hastes de suporte e cablagem;
- Instalação e substituição dos instrumentos de medição: qualidade da montagem e conformidade com normas, recomendações e melhores práticas. Inclui degradação, recalibração e troca durante a campanha;
- Disponibilidade de documentação da torre: relatórios de instalação, comissionamento, certificação e manutenção, incluindo fotografias do mastro e seus arredores;
- Calibração dos anemômetros, considerando as tolerâncias, a qualidade da calibração e a qualificação da instituição responsável (com acreditação ou não);
- Data-logger: qualidade do equipamento; programação de parâmetros (p. ex. slope e offset) e filtros;
- Incerteza estatística no próprio cálculo da velocidade média a partir das séries temporais de vento (Tipo A).

Adicionalmente, alguns autores apontam os seguintes fatores de influência:

- Degradação da calibração em função do número de meses de operação do anemômetro, turbulência excessiva, ambiente de medição agressivo sujeito a elementos como: poeira, sal, areia, químicos ou outros (GOMES, 2018);
- Quebra de consistência das medições (ex.: troca de sensores acompanhada de alterações indesejáveis nas alturas de medição e/ou na orientação das hastes) e a impossibilidade de corroboração das medições realizadas (ex.: torres de medição não são inspecionadas, certificados de calibração ausentes) (BARRIATTO; TILMAN, 2018).

O **Gráfico 3** apresenta os valores declarados para a Incerteza das Medições Anemométricas nos Leilões de Energia Nova desde 2017.

São visualmente identificáveis os três primeiros quartis (linhas horizontais), a média (quadrado cinza), máximos e mínimos referentes aos valores de Incerteza das Medições Anemométricas informados para os projetos dentro da amostra selecionada. A amostra é composta pelos projetos habilitados de cada certame, sem diferenciação por certificadoras. A forma dos violinos e a concentração de pontos (projetos) está diretamente relacionada à forma da distribuição de frequência da incerteza supracitada. É importante destacar que o número de projetos habilitados diminui à medida que se avança no tempo.

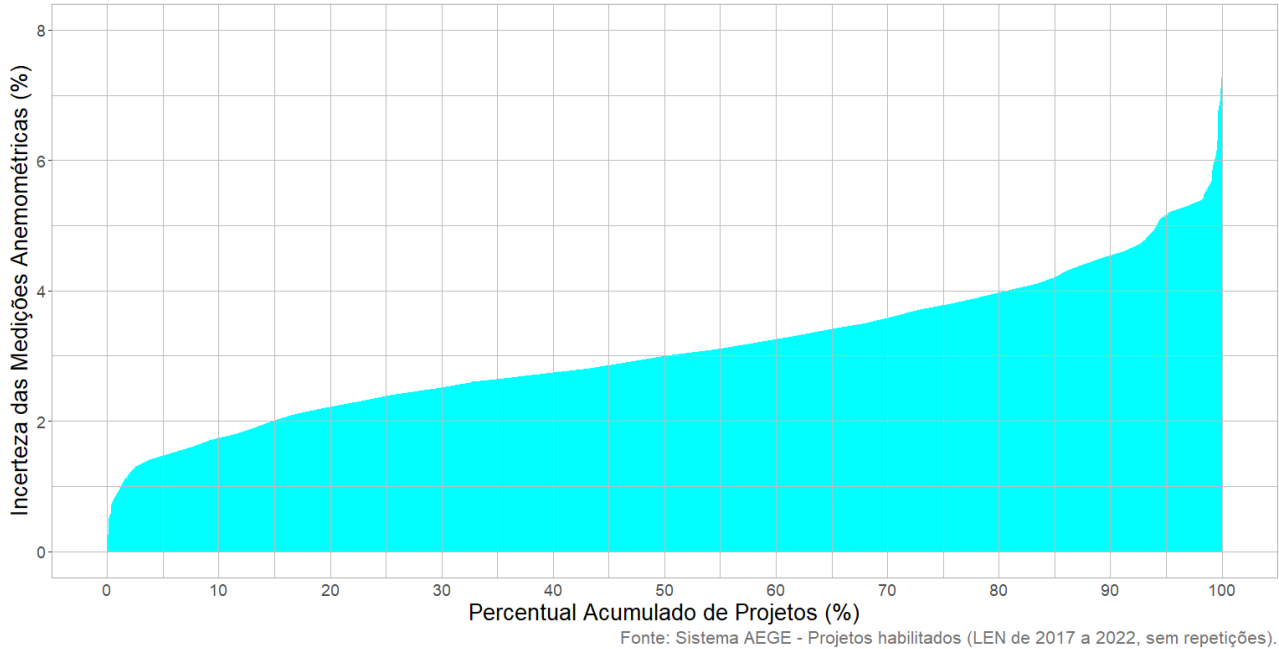


Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados.

Gráfico 3 - Valores informados para a Incerteza das Medições Anemométricas em Leilões de Energia

Para a maioria dos leilões, os projetos situados entre o primeiro (25%) e o terceiro (75%) quartis apresentaram incertezas entre 2,5% e 4,2%, aproximadamente. O valor médio (representado pelo quadrado cinza) apresentou menor variação, entre 3,1% e 3,4%.

O **Gráfico 4** relaciona a incerteza das medições anemométricas com o percentual acumulado de projetos. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra contendo os projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022 (em que ocorreram as fases de cadastramento e análise técnica), sem considerar a repetição de projetos. Conforme indicado anteriormente, a amostra é composta por 1.381 projetos habilitados.



Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).

Gráfico 4 - IMA x Percentual Acumulado de Projetos

A repetição ocorre nos casos em que o mesmo projeto tenha participado de vários leilões. Assim, para que um determinado empreendimento não tenha um peso maior que os outros, as repetições foram eliminadas, mantendo a mais nova versão habilitada de cada projeto.

O gráfico permite identificar o percentual de projetos compreendido até um valor específico de incerteza. Por exemplo, aproximadamente 50% dos projetos da amostra adotaram valores menores ou iguais a 3% para a incerteza das medições anemométricas. Da mesma forma, cerca de 80% adotaram valores de até 4%.

O **Gráfico 5** utiliza a mesma amostra de projetos do anterior e fornece uma visão geral dos valores adotados para a Incerteza de Medições Anemométricas por certificadora.

Não é feita nenhuma diferenciação por tempo de medição, quantidade de torres, complexidade do terreno, localização, qualidade da instrumentação ou quaisquer outros fatores que possam ter influência na definição desta incerteza para cada parque. Neste contexto de diversidade (diferentes influências e diferentes projetos), o gráfico possibilita, de forma preliminar, identificar o perfil das certificadoras (identificadas com as letras do alfabeto) quanto à adoção de faixas e valores mais conservadores ou mais otimistas.

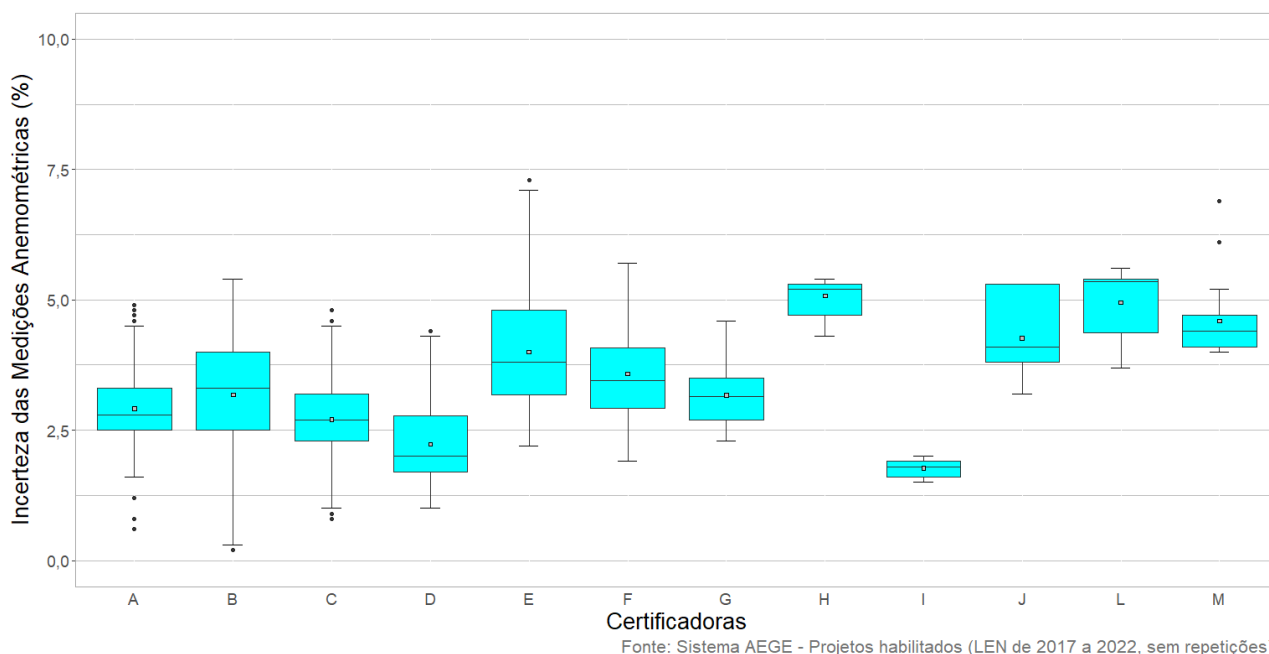


Gráfico 5 - IMA x Certificadoras

Para a incerteza abordada neste item, a maioria dos projetos se encontra em uma faixa entre 1,5% e 5,4%, considerando o primeiro e o terceiro quartil. Entretanto, é possível identificar algumas peculiaridades comparando as certificadoras. A análise da amostra revela que as quatro primeiras (A, B, C e D) estimam valores bastante otimistas em alguns casos. A adoção de valores inferiores a 1,25% destoa do que é praticado pelas demais concorrentes. De maneira oposta, as certificadoras E, H, J, L e M optam por valores mais conservadores.

A partir deste ponto, serão consideradas as seis certificadoras com maior número de projetos habilitados (mais de 110) dentro da amostra, no intuito de verificar a influência de alguns fatores nos valores adotados.

Através do **Gráfico 6** e do **Gráfico 7**⁴, é possível comparar os valores adotados pelas certificadoras (máximos, médios e mínimos) em diferentes estados, com dois tipos de foco: todas as certificadoras em um mesmo estado ou faixas adotadas por uma dada certificadora em diferentes estados. A quantidade de projetos é mostrada abaixo de cada combinação (certificadora-estado). Os projetos dos estados de Santa Catarina, Sergipe, Paraná, Maranhão, Minas Gerais e Pernambuco não fazem parte dessa análise, por apresentarem poucas certificadoras (menos de 4) ou poucos parques na amostra, fazendo com que não seja conveniente realizar a comparação dos valores.

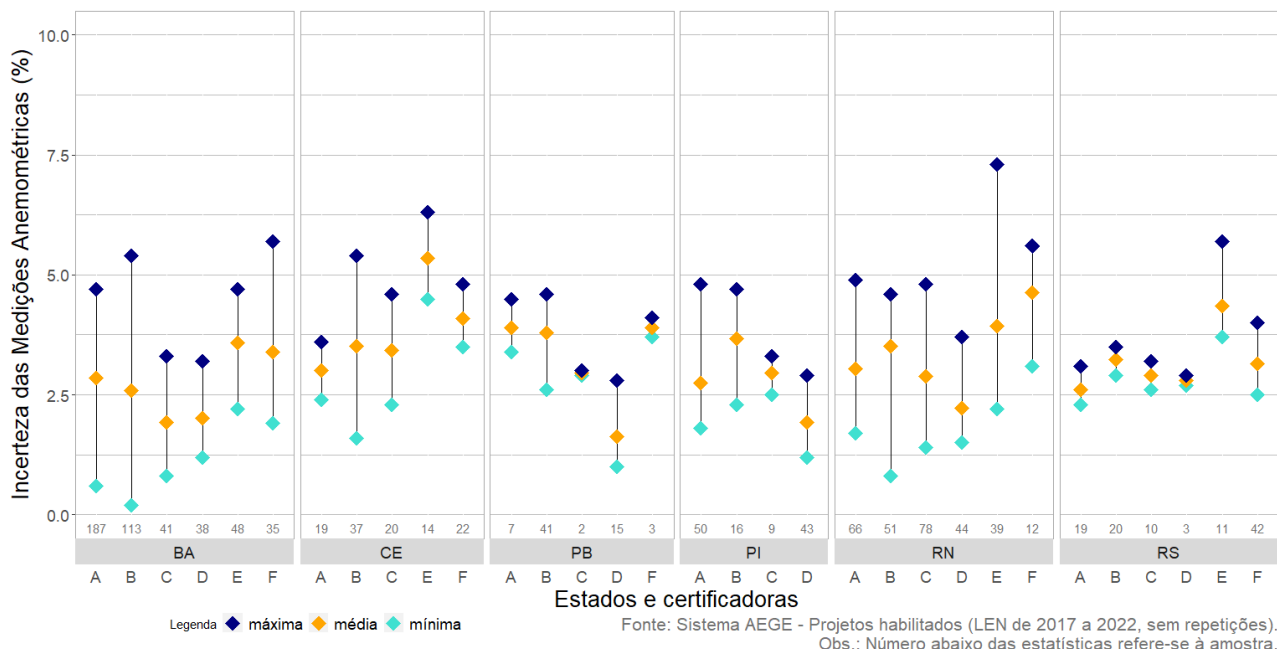


Gráfico 6 - IMA x Estados e Certificadoras

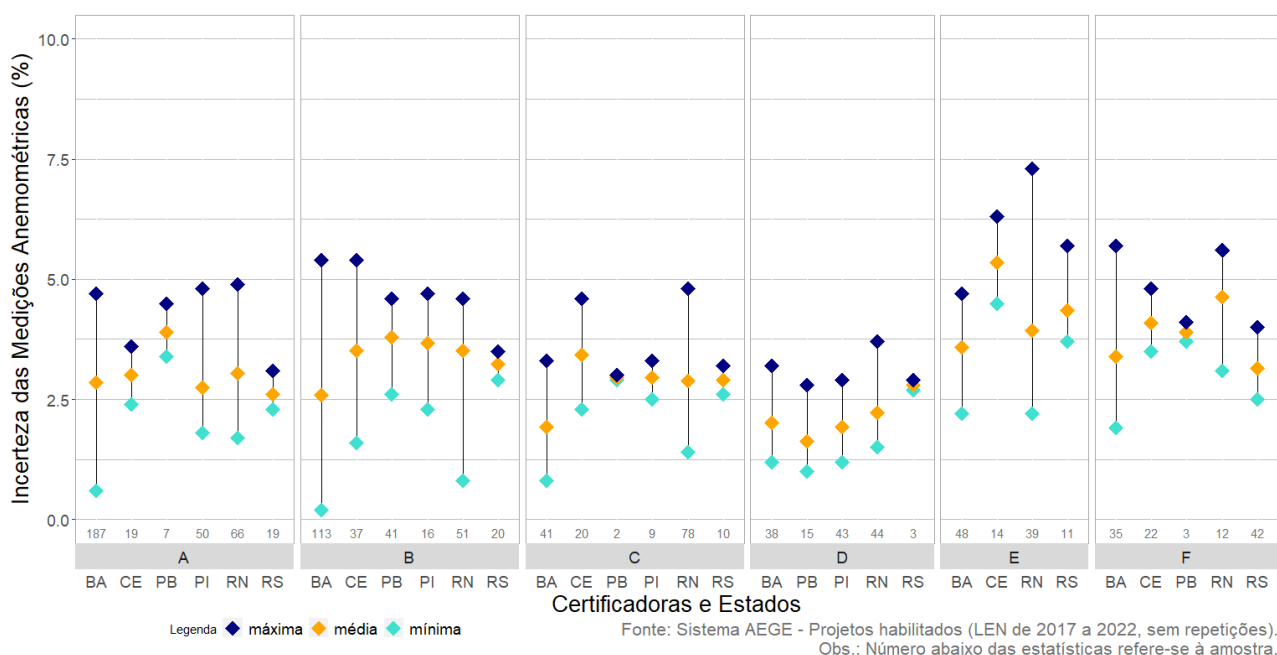


Gráfico 7 - IMA x Certificadoras e Estados

Analisando as amplitudes das faixas adotadas nos estados, percebe-se que para a Bahia e o Rio Grande do Norte as amplitudes das faixas de valores são maiores.

Em relação aos valores máximos, destacam-se visualmente os estimados pela Certificadora E para os estados do Ceará e do Rio Grande do Norte, podendo ser considerados outliers.

⁴ Os gráficos ao longo da Nota Técnica que comparam as incertezas máxima, média e mínima por estados foram inspirados no trabalho de ROSA (2018).

Valores mínimos mais extremos foram adotados na Bahia (certificadoras A, B e C), na Paraíba (Certificadora D) e no Rio Grande do Norte (certificadora B).

Em relação aos valores médios, a Certificadora D tende a apresentar valores mais baixos do que as outras, enquanto as Certificadoras E e F, valores mais altos.

Existem diversos fatores que podem influenciar os resultados e as considerações feitas pelas certificadoras, como descrito anteriormente. São citados fatores ligados às características do sítio e, predominantemente, fatores ligados às torres e aos instrumentos de medição (quantidade, qualidade, calibração, trocas, entre outros). É difícil estabelecer uma métrica que seja comum a todas as certificadoras, que possa ser padronizada para a comparação, que consiga captar os problemas relacionados à instrumentação e que esteja disponível de forma fácil no Sistema AEGE ou possa ser obtida através de um esforço para a aquisição de dados via certificações. Desta forma, foram escolhidos dois fatores que, a princípio, poderiam refletir parte dos impactos dos problemas supracitados na atribuição de valores para a incerteza das medições anemométricas.

No **Gráfico 8**, quatro certificadoras (A, D, E e F) apresentam redução mais acentuada da incerteza à medida que ocorre um aumento do número de torres. Apesar de existirem mais instrumentos sujeitos aos diversos problemas listados anteriormente, o fato de toda a medição não depender de única torre e de existirem torres que possam servir para a recuperação e validação dos dados da torre de referência principal parece influenciar nesta redução dos valores.

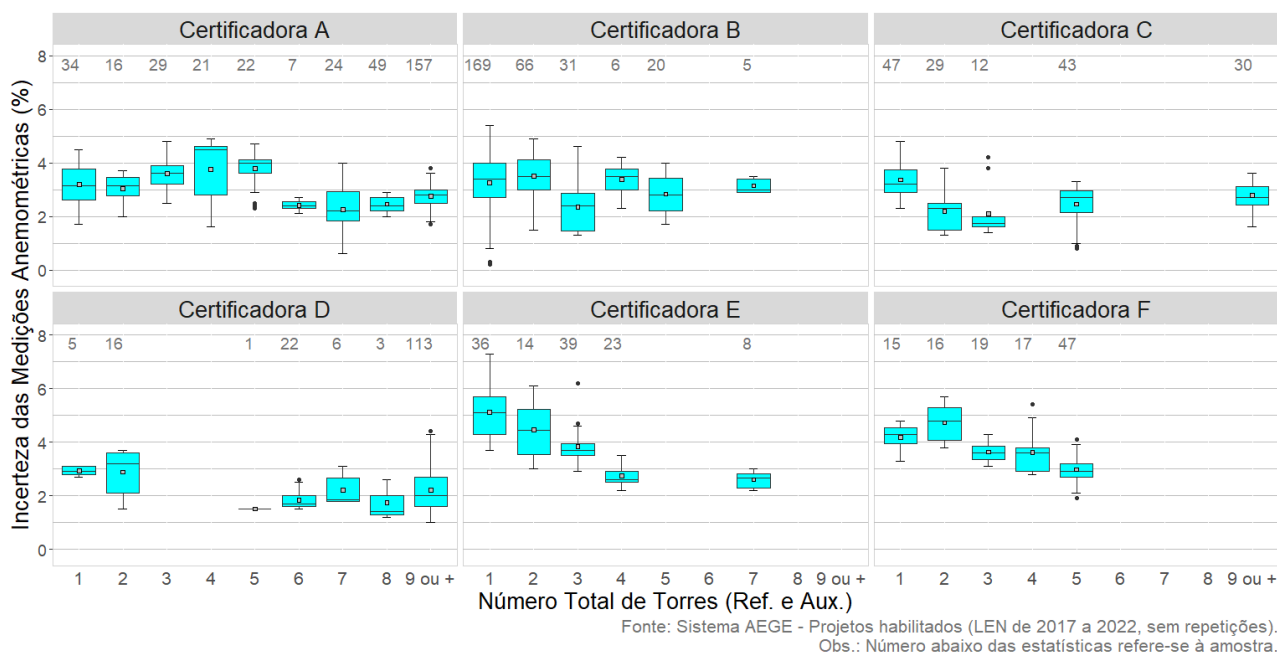


Gráfico 8 - IMA x Número Total de Torres da Certificação (Ref. e Aux.)

O **Gráfico 9** relaciona a Incerteza das Medições Anemométricas com o percentual de falhas de dados informado no Sumário da Certificação de Medições Anemométricas de cada empreendimento. Esta informação não está disponível no Sistema AEGE e foi obtida através coleta de dados realizada diretamente nas certificações apresentadas pelos projetos da amostra selecionada. As certificadoras A, D e E apresentam tendência do aumento da Incerteza das Medições Anemométricas com o aumento do percentual de falhas de dados.

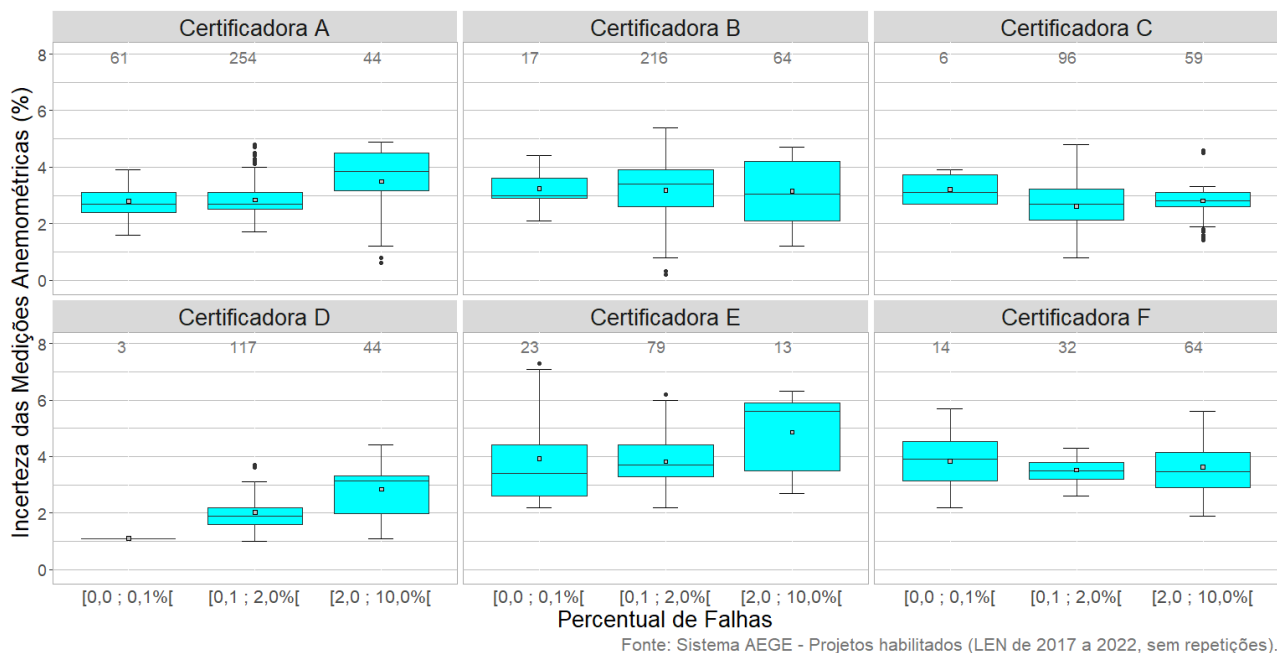


Gráfico 9 - IMA x Percentual de Falhas de Dados

O **Gráfico 10** relaciona a IMA com a velocidade média do vento no local de cada parque, sendo que as certificadoras A e E aparecem com as correlações mais relevantes e negativas.

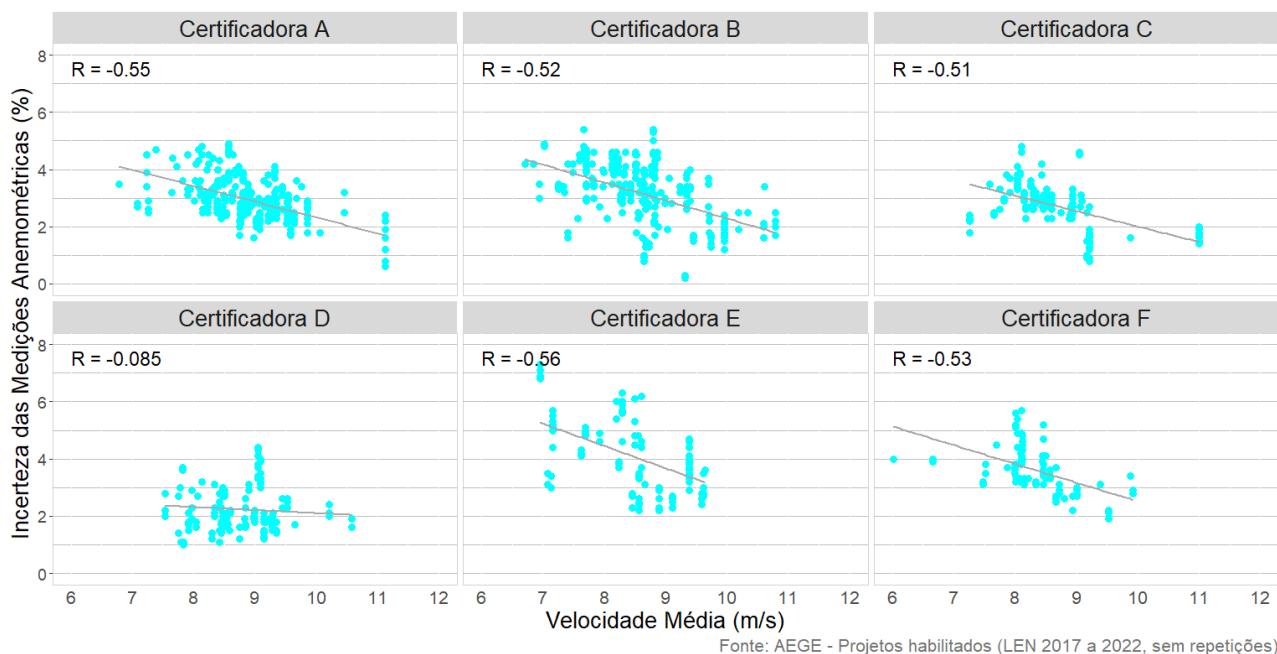


Gráfico 10 - IMA x Velocidade Média

Nova definição: Incerteza relativa às tolerâncias da calibração, degradação do instrumento, orientação da(s) torre(s) de medição, entre outras relacionadas aos dados medidos no local do empreendimento. Deve contemplar, por exemplo, as características e a qualidade da instalação da torre e dos equipamentos, as perturbações provocadas pela torre anemométrica, incertezas na aquisição dos dados, além de eventual substituição e/ou recalibração de equipamentos durante a campanha.

2.2. Correlação de Longo Prazo

Definição atual: Incerteza relativa à representatividade do período medido e ao fato da correlação com dados de longo prazo de satélites não apresentarem correlação de 100% em relação aos dados medidos.

De forma geral, segundo as certificadoras, essa componente diz respeito às incertezas no ajuste MCP (Medir - Correlacionar - Predizer) e a representatividade do período medido em sítio em relação ao longo prazo, tomando por base o período simultâneo, ou em relação ao ano climatológico médio. Os fatores de influência apontados são:

- Qualidade ou consistência dos dados de longo prazo;
- Qualidade da correlação entre dados medidos e de longo prazo (quanto maior o coeficiente de correlação, maior a qualidade);
- Extensão da série medida;
- Recuperação de dados na(s) torre(s) analisada(s).

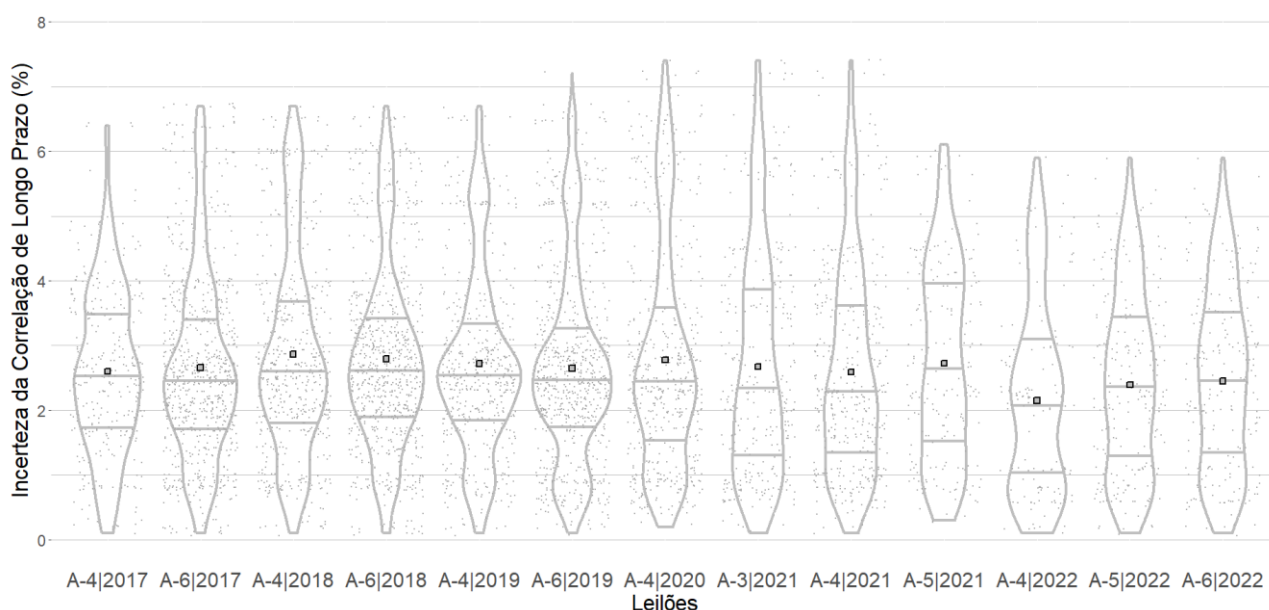
Normalmente, esta incerteza é calculada como o desvio da velocidade do vento em relação à média.

Gomes (2018) aponta alguns fatores que seriam críticos e que, em caso de ocorrência, demandariam um ajuste para valores mais elevados da incerteza da correlação de longo prazo. São eles:

- Período de correlação menor que 1 ano;
- Cobertura de dados do período simultâneo inferior a 75 %;
- Dúvidas na qualidade dos dados históricos de vento utilizados na correlação;
- Diferença importante entre a rosa dos ventos do período simultâneo e histórico;
- Desvio elevado (> 10 %) entre a velocidade média do período simultâneo correlacionado e histórico extrapolado.

Os dados relativos à Incerteza da Correlação de Longo Prazo, cadastrados no sistema AEGE ao longo dos anos, serão apresentados a seguir.

O **Gráfico 11** mostra os valores declarados para a Incerteza da Correlação de Longo Prazo nos Leilões de Energia Nova de 2017 a 2022, tomando os projetos habilitados de cada leilão como amostras.



Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados.

Gráfico 11 - Valores informados para a Incerteza da Correlação de Longo Prazo em Leilões de Energia

Até 2020, os violinos apontaram maior concentração de dados nos intervalos interquartílicos. Onde o gráfico é mais “largo”, maior é a concentração dos dados. Onde o gráfico é mais estreito, a concentração de dados é menor. Nos anos seguintes, a largura dos violinos apresentou maior uniformidade, ou seja, não foram evidenciadas grandes concentrações. Adicionalmente, os violinos dos últimos quatro leilões exibem quedas tanto no valor máximo adotado, quanto para o valor médio. Os projetos situados entre o primeiro e o terceiro quartis da amostra apresentaram incertezas entre 1,7% e 3,6%, aproximadamente. A partir de 2021, ocorreu uma pequena expansão do intervalo interquartílico, concomitante com a redução do número de projetos habilitados.

O **Gráfico 12** relaciona a incerteza da correlação de longo prazo com o percentual acumulado de projetos. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra contendo os projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022 (em que ocorreram as fases de cadastramento e análise técnica), sem considerar a repetição de projetos.

Aproximadamente 40% dos projetos da amostra adotaram valores até 2%. Da mesma forma, cerca de 83% adotaram valores de incerteza de no máximo 4%.

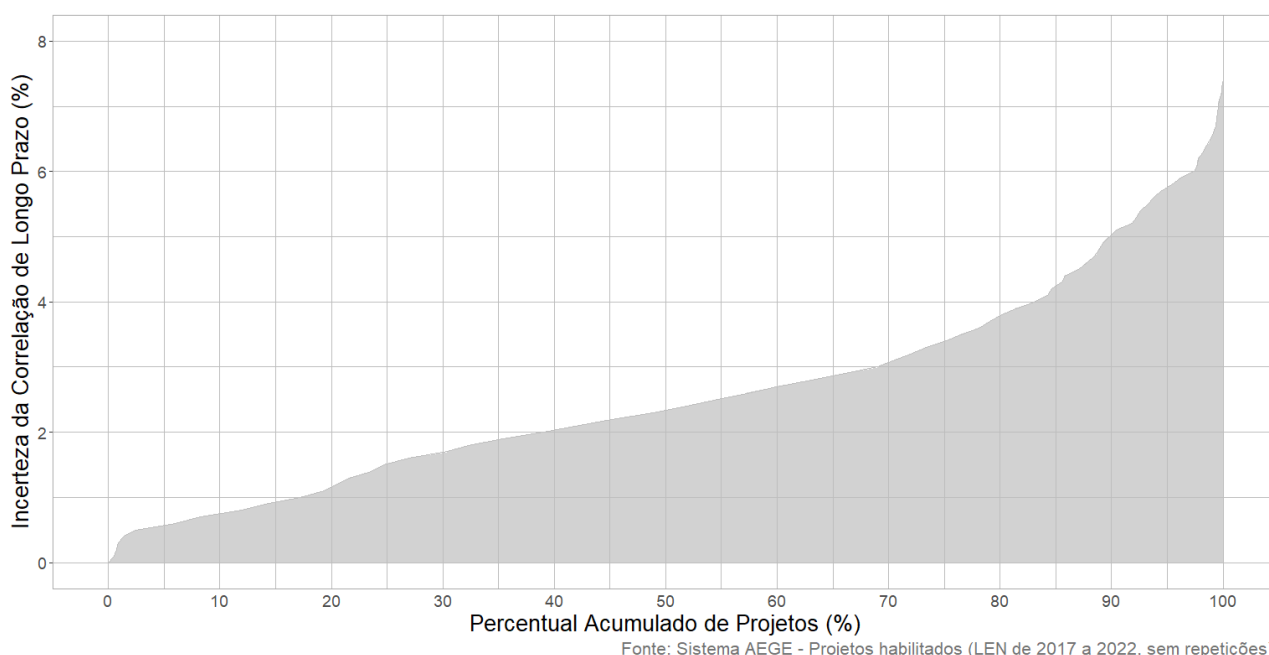
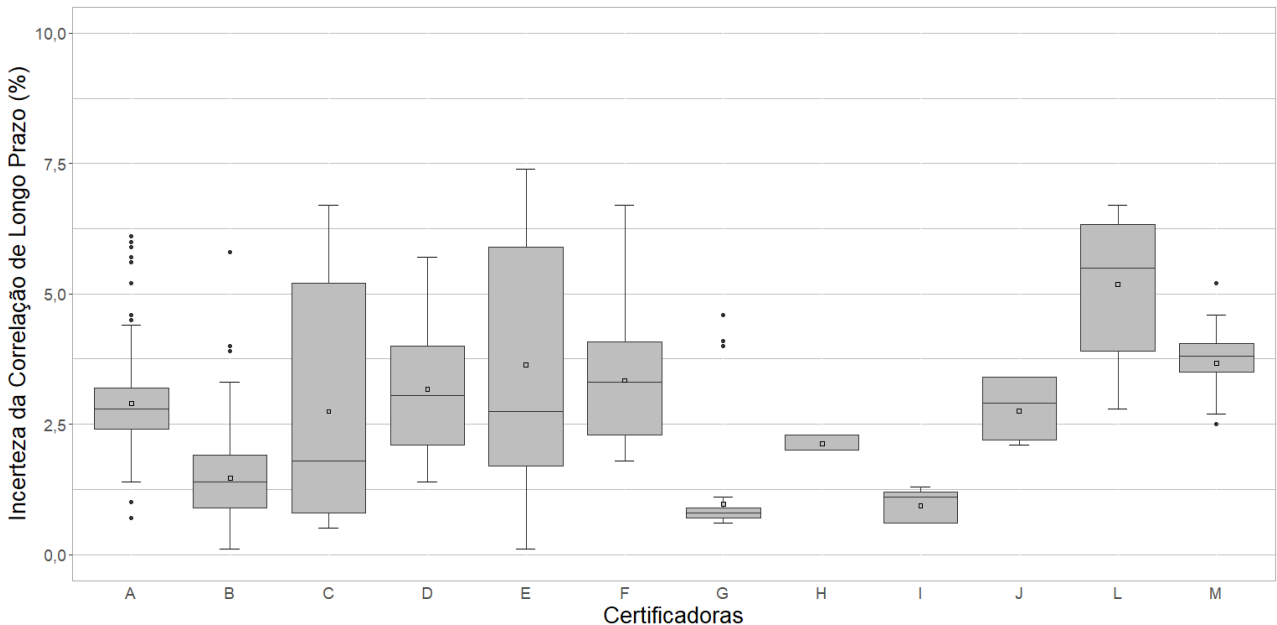


Gráfico 12 - ICLP x Percentual Acumulado de Projetos

O **Gráfico 13** utiliza a mesma amostra de projetos do anterior e fornece uma visão geral dos valores adotados para a Incerteza de Correlação de Longo Prazo por certificadora. As certificadoras foram ordenadas de forma decrescente pela quantidade de projetos certificados na amostra.

Para a incerteza abordada neste item, a maioria dos projetos se encontra na faixa de 0,7% a 6,3%, entre o primeiro e o terceiro quartis. A análise da amostra revela que as certificadoras G e I adotam em geral valores baixos, inferiores a 1,25%. De maneira oposta, as certificadoras L e M parecem optar por valores mais conservadores (não adotam valores abaixo de 2,5%). Adicionalmente, algumas certificadoras utilizam uma ampla faixa de valores em seus projetos, passando pelos mais otimistas até os mais conservadores, casos de A, B, C, E e F.



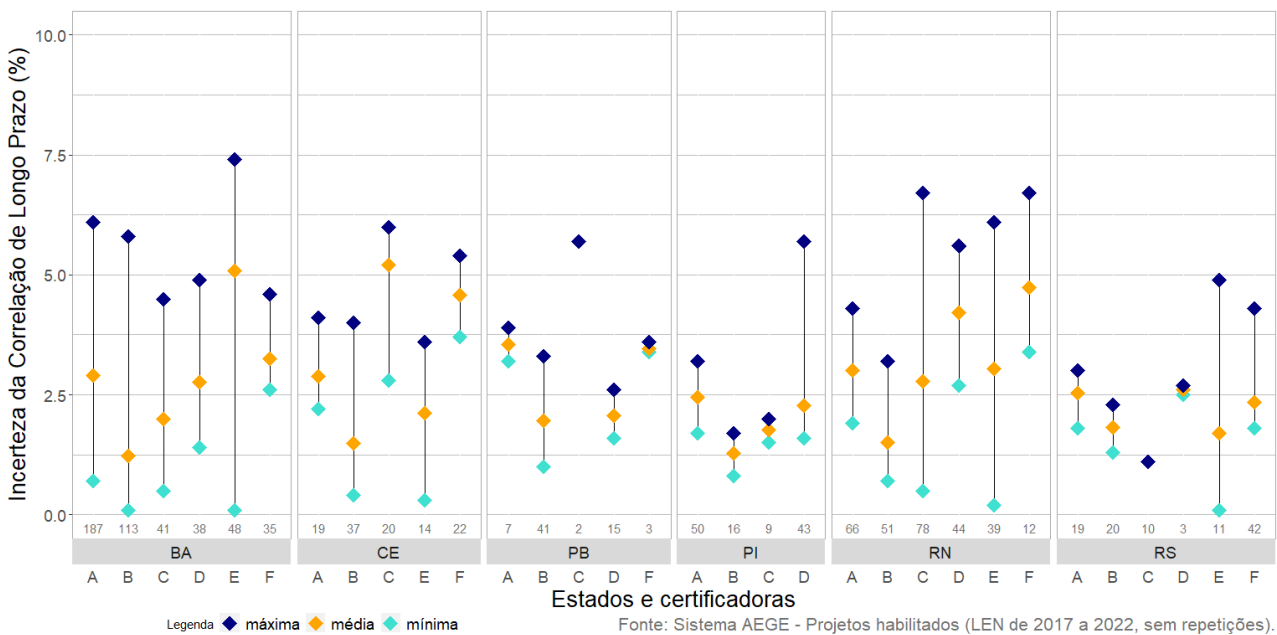
Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).

Gráfico 13 - ICLP x Certificadoras

A partir deste ponto, serão consideradas as seis certificadoras com maior número de projetos habilitados (mais de 110) dentro da amostra, no intuito de verificar a influência de alguns fatores nos valores adotados.

Através do **Gráfico 14** e do **Gráfico 15**, é possível comparar valores e faixas adotadas pelas certificadoras em diferentes estados. A quantidade de projetos é mostrada abaixo de cada combinação (certificadora-estado). Foram selecionados seis estados em função da quantidade de projetos e de certificadoras.

A análise gráfica indica que a média dos valores adotados pela Certificadora B tende a ser menor em comparação com outras certificadoras na maioria dos estados. A certificadora F se posiciona entre as três mais conservadoras na maioria dos estados, atingindo valores médios superiores em relação às concorrentes. A certificadora E se destaca pela amplitude das faixas adotadas.



Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).
Obs.: Número abaixo das estatísticas refere-se à amostra.

Gráfico 14 - ICLP x Estados e Certificadoras

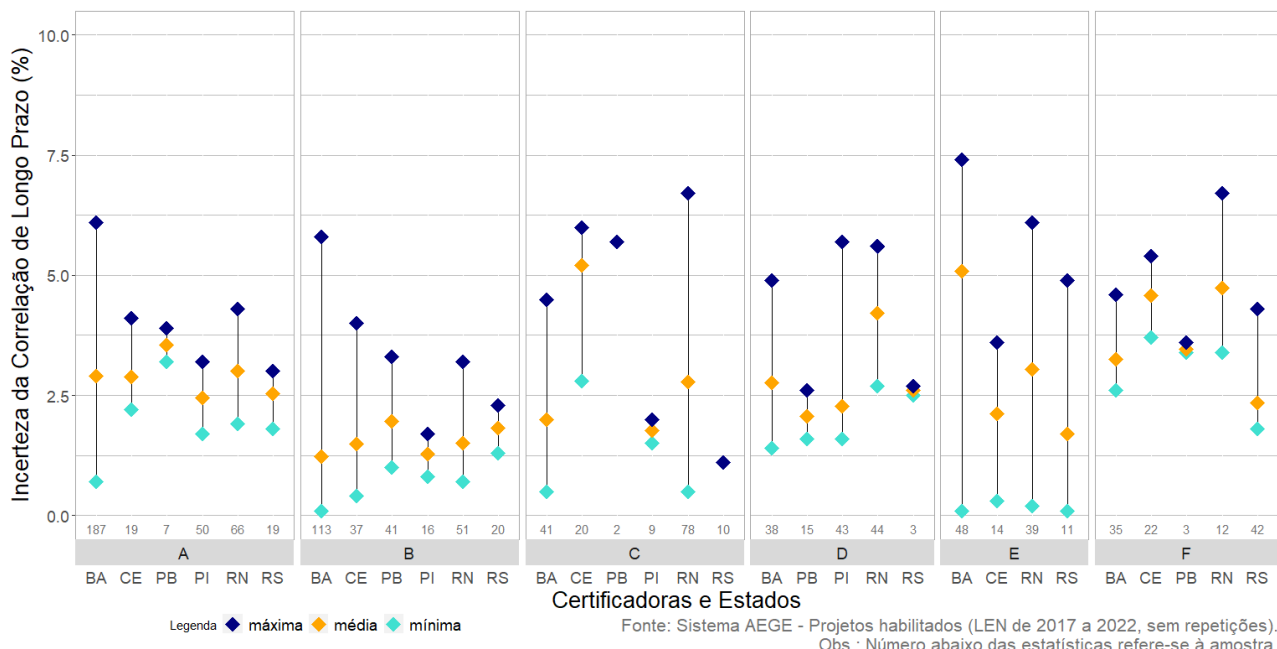


Gráfico 15 - ICLP x Certificadoras e Estados

Vários fatores podem influenciar os resultados e as considerações feitas pelas certificadoras, como descrito anteriormente. São citados fatores ligados à qualidade dos dados medidos e de longo prazo, à extensão da série medida, à qualidade da correlação etc.

A qualidade e a confiabilidade dos dados medidos são extremamente importantes para o processo de obtenção de uma série de longo prazo. Um número maior de torres possibilita a recuperação e validação dos dados da torre de referência. Desta forma, optou-se por verificar a existência de alguma correlação entre a ICLP e o número de torres do parque.

No **Gráfico 16** é possível verificar uma tendência de redução da incerteza à medida que ocorre um aumento do número de torres.

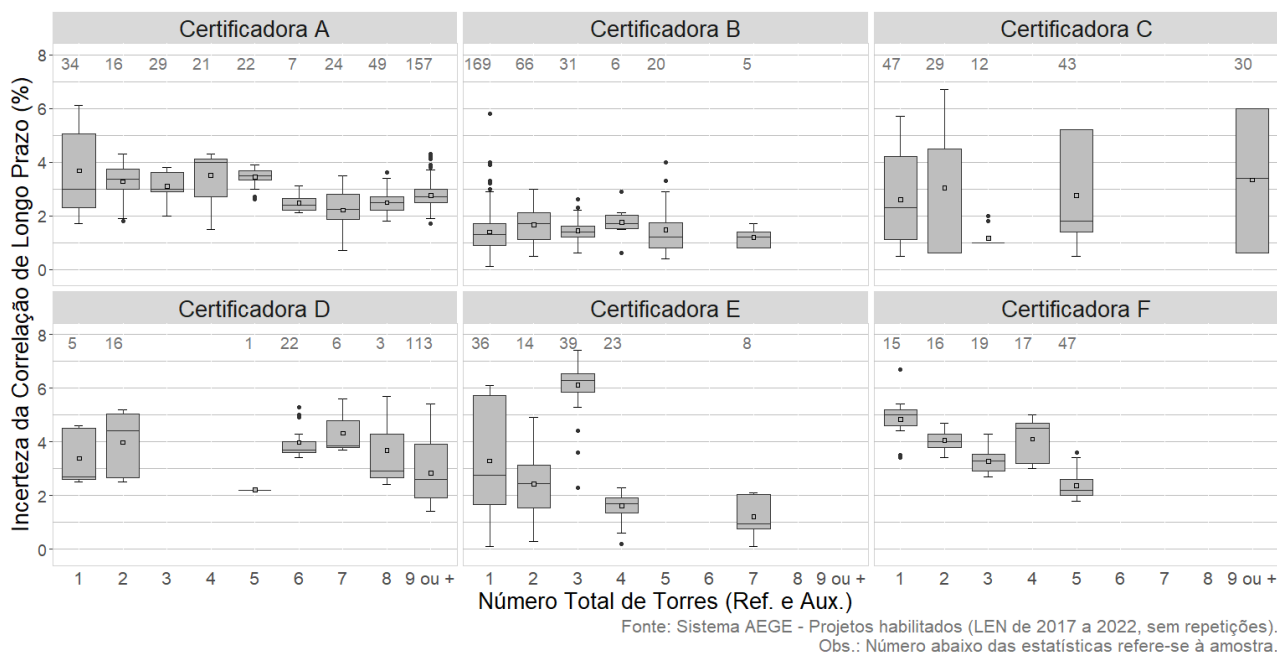


Gráfico 16 - ICLP x Número Total de Torres

O **Gráfico 17** foi planejado para verificar a existência de alguma correlação entre a ICLP e o índice R^2 obtido via MCP e apresentado nas certificações. Adicionalmente, foi feita a identificação da fonte de dados de longo prazo para uma comparação mais justa. O comportamento esperado

seria uma redução da incerteza componente com o aumento do valor de R^2 . Entretanto, tal comportamento não foi verificado para todas as combinações entre certificadoras e fontes de dados.

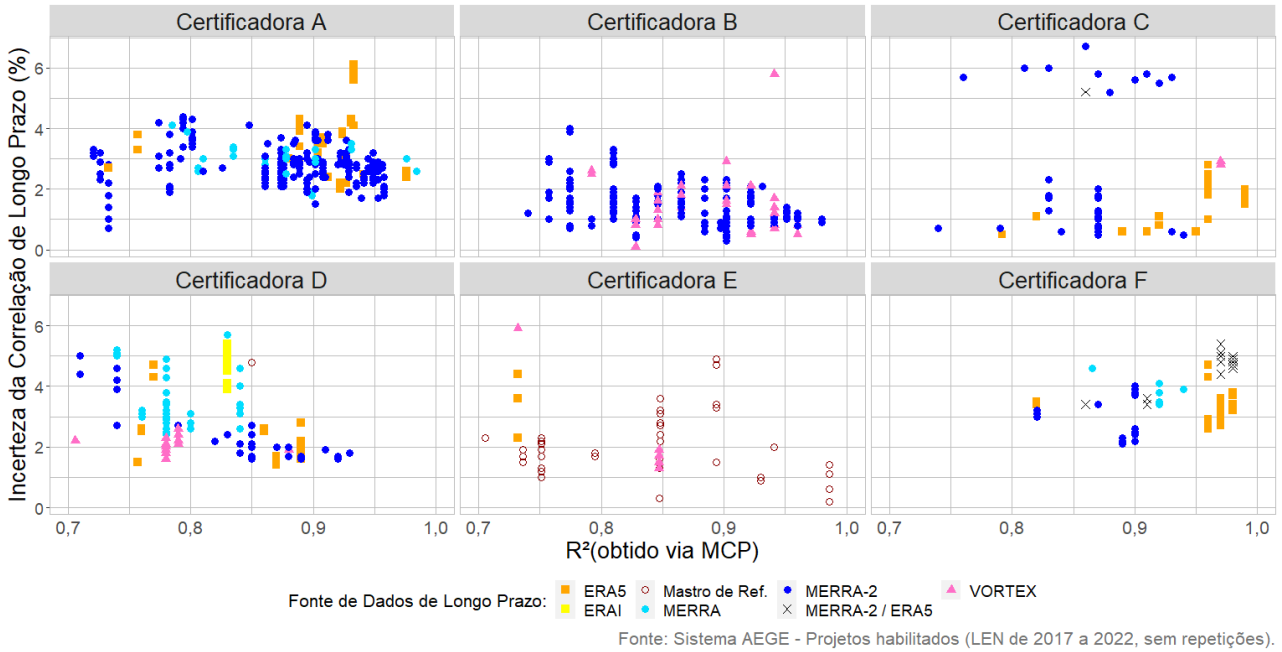


Gráfico 17 - ICLP x R^2 (MCP) e Fontes de Dados de Longo Prazo

Nova definição: Incerteza relativa à representatividade do período medido, a incerteza dos dados de longo prazo utilizados e a correlação dos dados de longo prazo com os dados medidos.

2.3. Extrapolação Horizontal Total

Definição atual: Incerteza das extrapolações dos dados anemométricos da torre de medição (de referência) até os pontos de localização dos aerogeradores (coordenadas), que não apresentam medições anemométricas nos locais onde se encontram instalados.

Entre os fatores de influência desta componente, as certificadoras apontam:

- Performance do modelo de escoamento;
- Qualidade dos dados de entrada (orografia, rugosidade e obstáculos);
- Qualidade dos modelos de terreno (topografia e rugosidade);
- Clima e dinâmica atmosférica: efeitos de meso e microescala, estabilidade térmica;
- Complexidade do terreno;
- Vegetação ou cobertura do solo;
- Quantidade de torres utilizada;
- Robustez da modelagem dos fenômenos físicos atuantes na dinâmica atmosférica;
- Posição da(s) torre(s): densidade das torres anemométricas, quão representativas são em relação às posições dos aerogeradores (específico para as torres de referência), similaridade entre as condições de vento e de topografia.

Algumas certificadoras apontam a importância de se diferenciar na análise os períodos diurno e noturno, dadas as diferenças de estabilidade atmosférica.

Segundo Barriato (2018), “a confiança nos resultados da modelagem do escoamento também aumenta em função de um maior número de torres anemométricas (ou sensores remotos) localizados em posições representativas das posições dos aerogeradores, pois desta forma encurtam-se as distâncias simuladas numericamente e prevalecem os dados reais (medidos)”.

O **Gráfico 18** apresenta os valores declarados para a Incerteza da Extrapolação Horizontal Total nos Leilões de Energia Nova de 2017 a 2022, tomando os projetos habilitados de cada leilão como amostras.

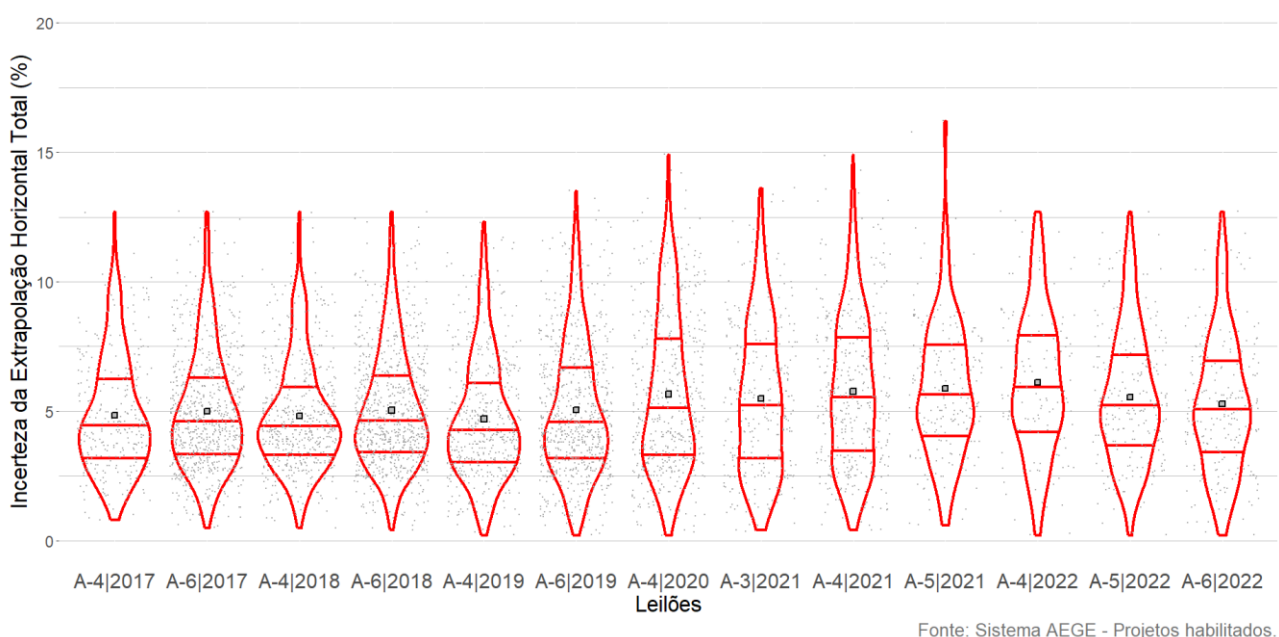


Gráfico 18 - Valores informados para a Incerteza de Extrapolação Horizontal em Leilões de Energia

O intervalo interquartil (IQR = Q3-Q1) representa a faixa de valores onde está concentrada a maior parte dos dados, excluindo os extremos. Ele é menor nos primeiros leilões (até 2019), apresentando uma maior concentração de projetos em torno do valor da mediana. A partir de 2020, o terceiro quartil sofre uma expansão passando de 6,5% para 7,5%. Os violinos ficam mais estreitos, ou seja, as distribuições ficam menos concentradas.

Em geral, os projetos situados entre o primeiro e o terceiro quartis da amostra apresentaram incertezas entre 3% e 7,5%, aproximadamente A média (quadrado cinza) atingiu valores entre 5% e 5,5%, considerando todos os leilões da amostra.

O **Gráfico 19** relaciona a incerteza da extrapolação horizontal total com o percentual acumulado de projetos. Aproximadamente 40% dos projetos da amostra adotam valores para a incerteza da extrapolação horizontal total até 4% e 86% dos projetos até 8%.

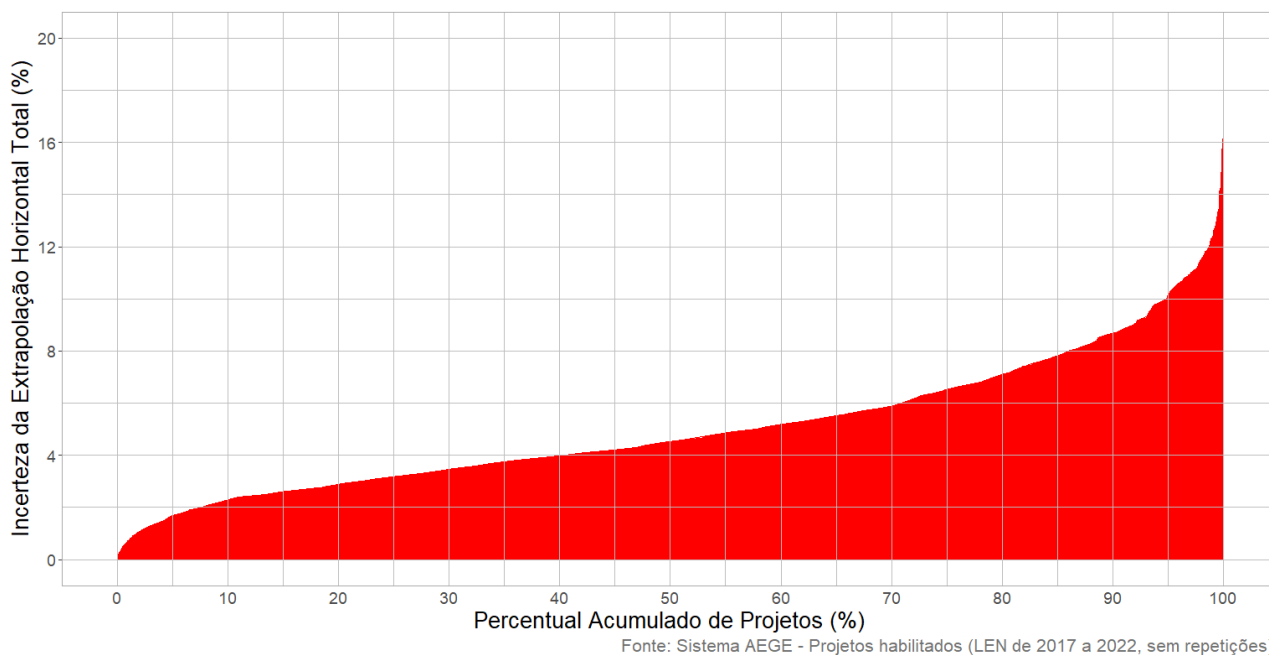


Gráfico 19 - IEHT x Percentual Acumulado de Projetos

O **Gráfico 20** utiliza a mesma amostra de projetos do anterior e fornece uma visão geral dos valores adotados para a Incerteza da Extrapolação Horizontal Total por certificadora.

Para a incerteza abordada neste item, a maioria dos projetos se encontra na faixa de 1,2% e 8,5%, entre o primeiro e o terceiro quartis. A análise da amostra revela que as certificadoras C, J e L adotam, em geral, valores baixos. De maneira oposta, as certificadoras B, E e F parecem optar por valores mais conservadores.

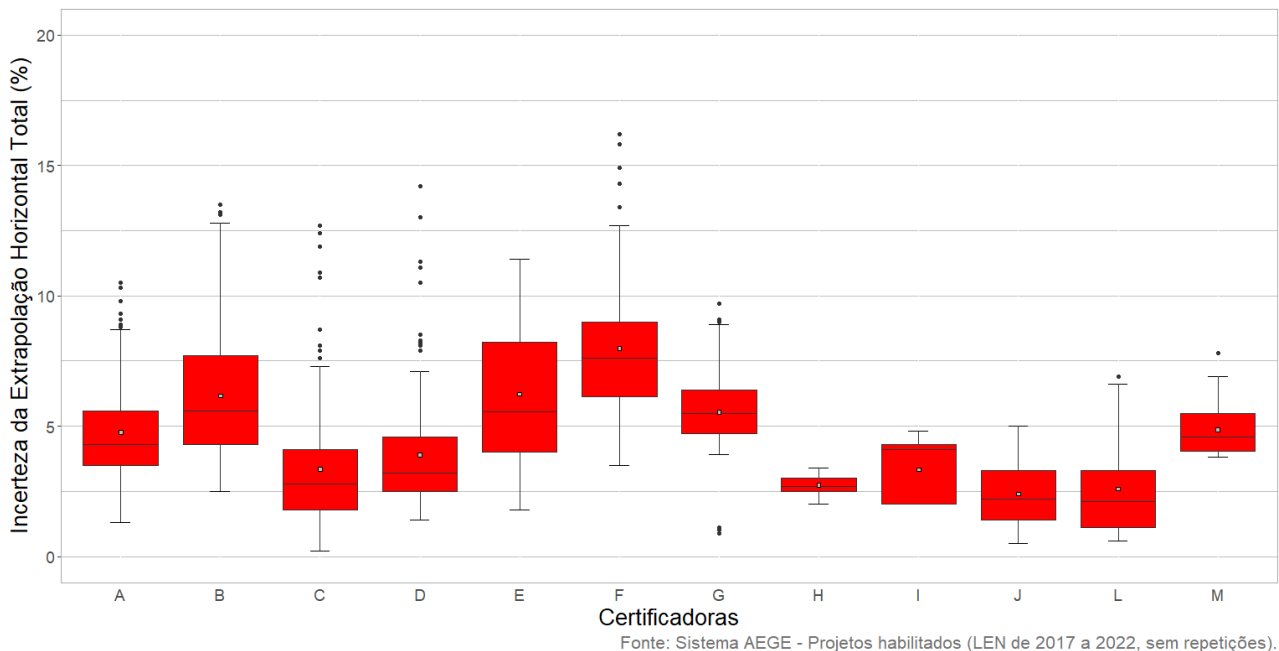


Gráfico 20 - IEHT x Certificadoras

A partir deste ponto, serão consideradas as seis certificadoras com maior número de projetos habilitados (mais de 110) dentro da amostra.

Através do **Gráfico 21** e do **Gráfico 22** é possível comparar valores e faixas adotadas pelas certificadoras em diferentes estados. Foram selecionados seis estados em função da quantidade de projetos e de certificadoras.

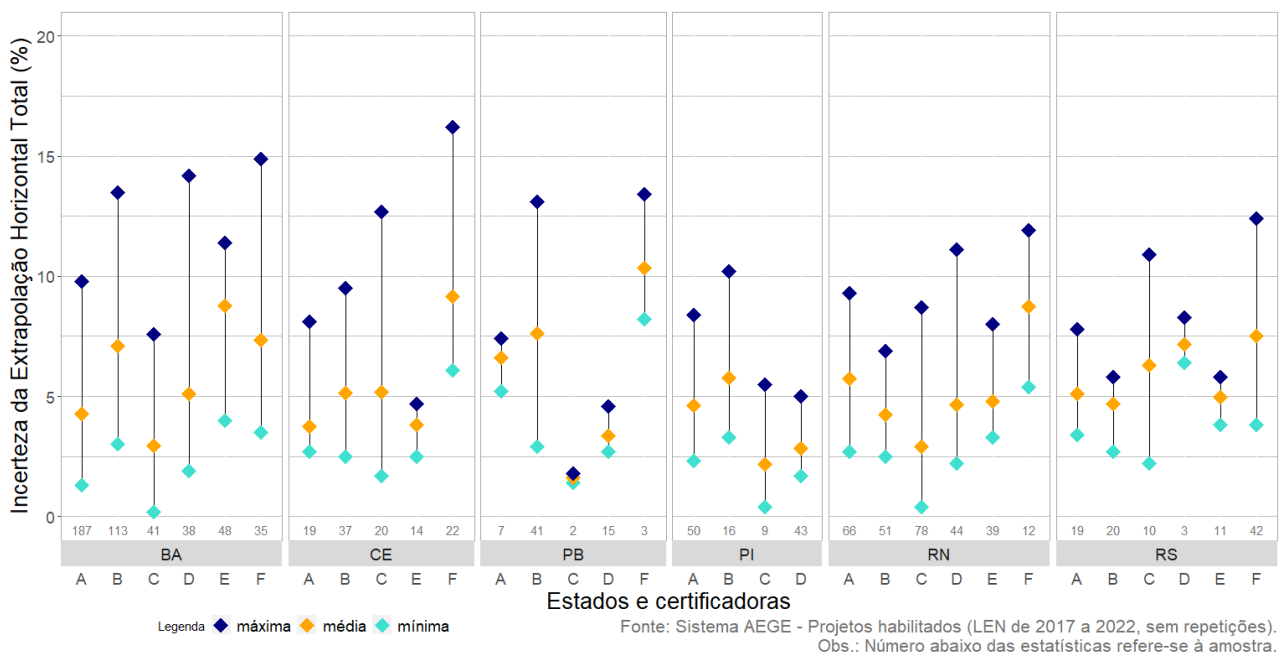


Gráfico 21 - IEHT x Estados e Certificadoras

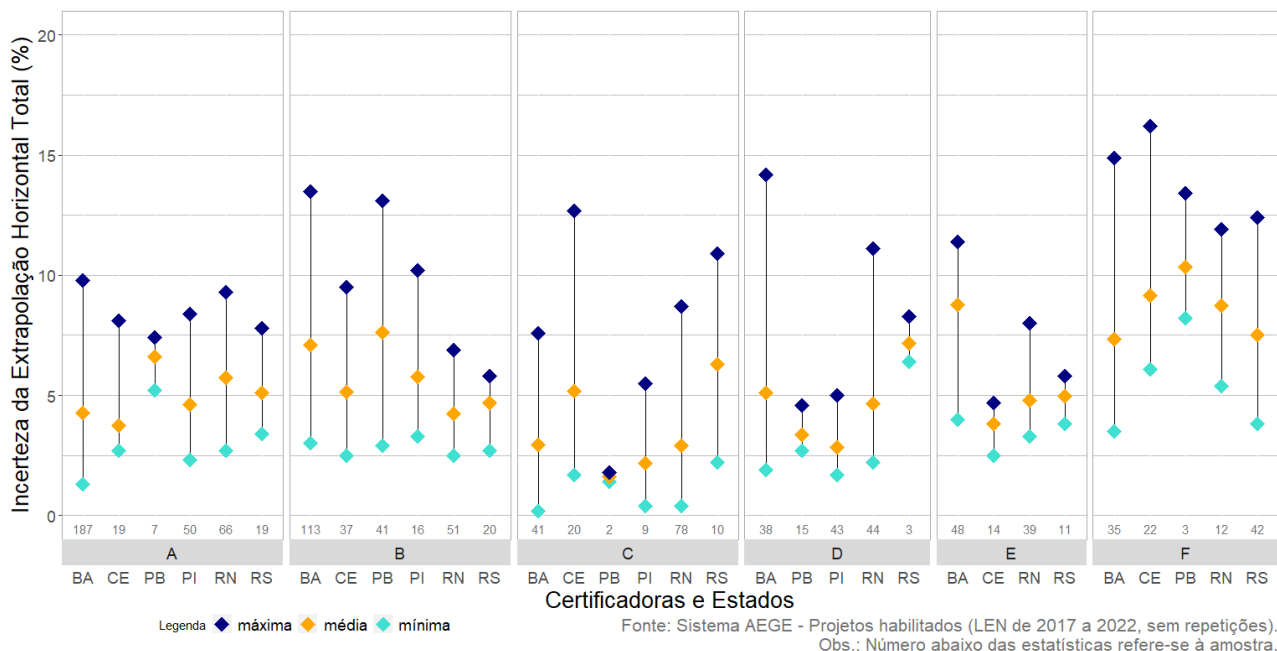


Gráfico 22 - IEHT x Certificadoras e Estados

A análise gráfica indica que as Certificadora C, A e D consideram valores bem otimistas (baixos) em alguns casos. A certificadora F se posiciona entre as mais conservadoras na maioria dos estados, atingindo valores médios superiores em relação às concorrentes. O estado da Bahia se destaca pela amplitude das faixas adotadas.

A qualidade e a confiabilidade dos dados medidos são extremamente importantes para uma melhor caracterização do escoamento. Um número maior de torres possibilita a recuperação e validação dos dados da torre de referência, além de existir maior probabilidade de alguma torre estar próxima da posição onde os aerogeradores serão instalados. O **Gráfico 23** apresenta uma tendência de redução da incerteza de extrapolação horizontal à medida que ocorre um aumento do número de torres para as certificadoras: A, C e D.

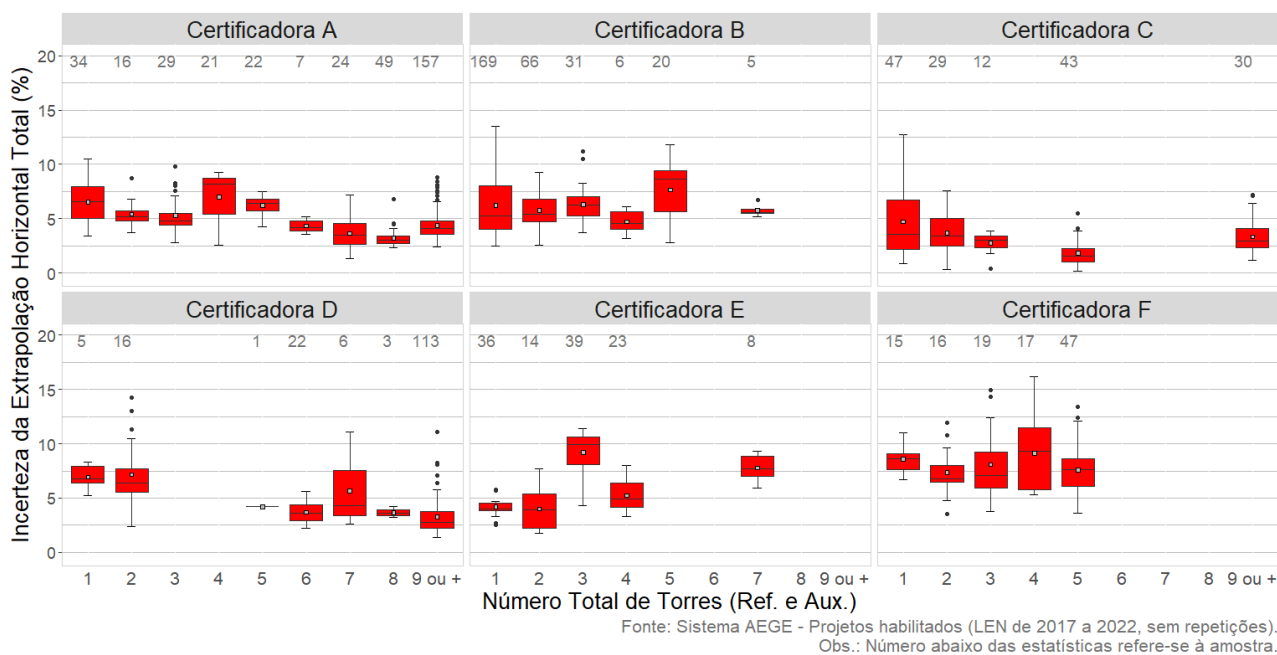


Gráfico 23 - IEHT x Número de Torres

O **Gráfico 24** e o **Gráfico 25** relacionam a incerteza de correlação horizontal com o número total de torres descrito na certificação de cada parque. Além disso, é feita a divisão em relação à localização. A maioria dos casos apresenta correlação positiva entre as variáveis.

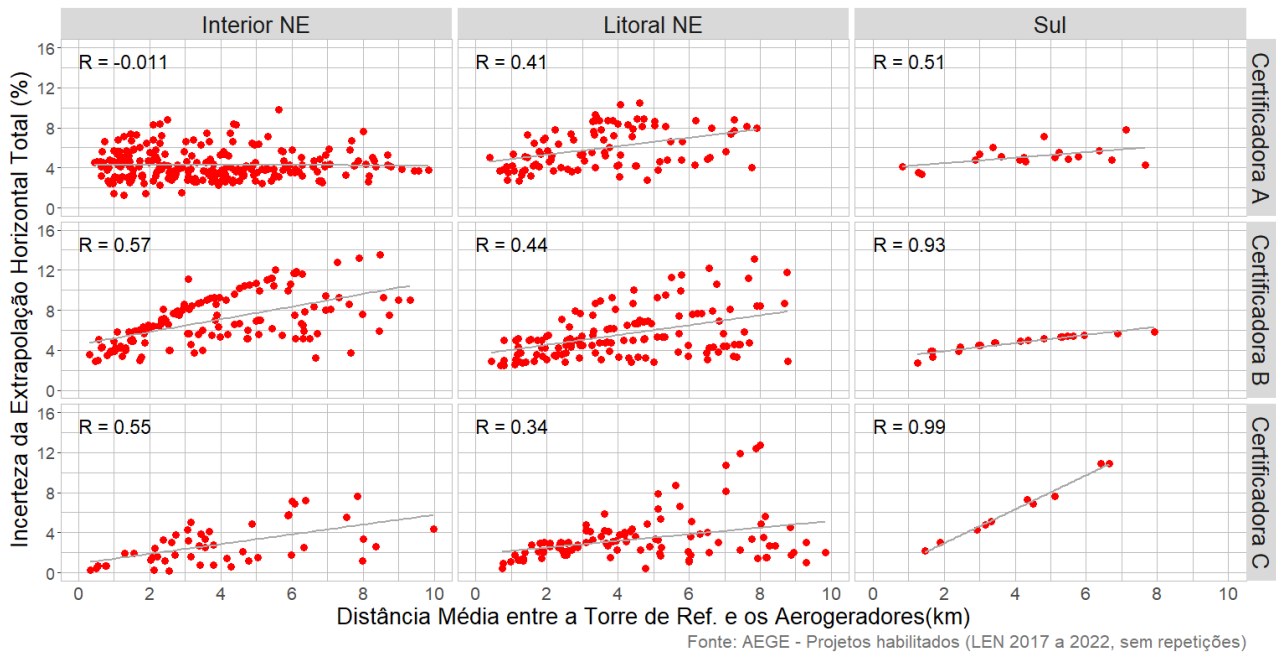


Gráfico 24 - IEHT x Distância Média entre a Torre de Ref. e os Aeroeradores – Cert. A, B e C

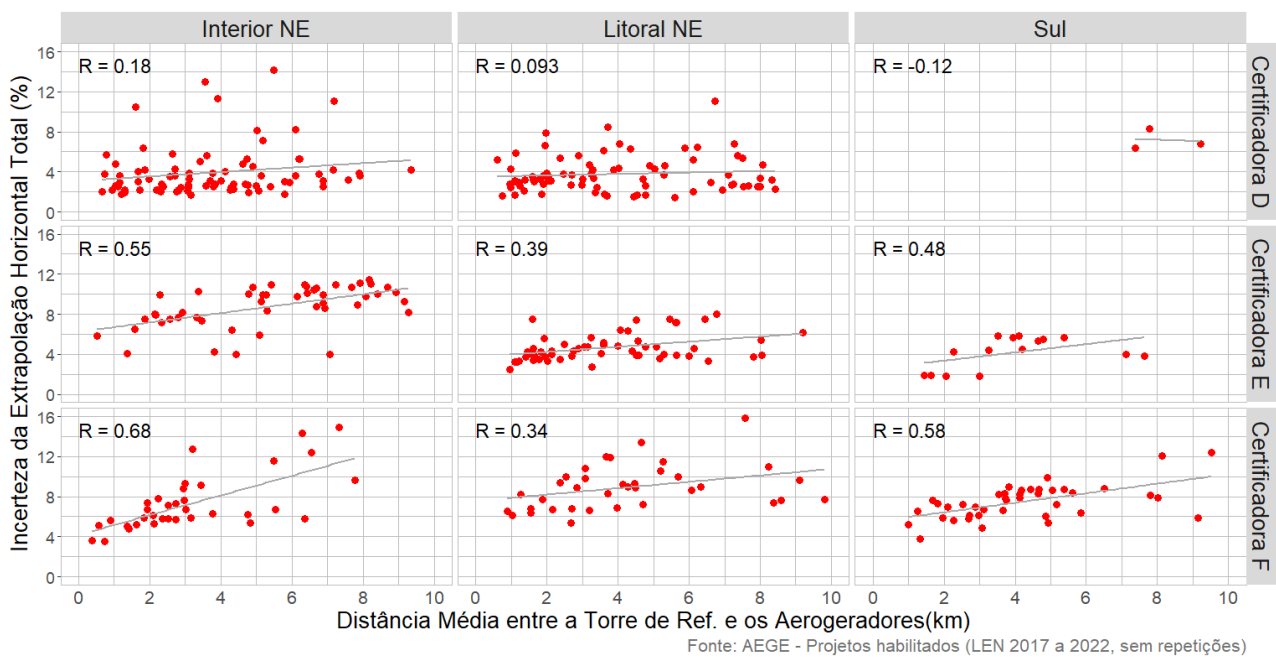


Gráfico 25 - IEHT x Distância Média entre a Torre de Ref. e os Aeroeradores – Cert. D, E e F

Nova definição: Incerteza das extrapolações dos dados anemométricos da torre de medição até os pontos de localização dos aeroeradores, que não apresentam medição nos locais. Deve considerar a incerteza inerente à modelagem, qualidade dos dados de terreno (orografia, rugosidade e obstáculos), complexidade do terreno, similaridade entre as condições de vento no local da torre e dos aeroeradores e representatividade das posições de medição do vento em relação ao posicionamento das turbinas.

2.4. Extrapolação Vertical Total

Definição atual: Incerteza das extrapolações dos dados anemométricos da altura de medição para a(s) altura(s) do rotor do(s) aerogerador(es).

Entre os fatores de influência desta componente, as certificadoras apontam:

- Quantidade de alturas de medições;
- Qualidade e adequação do modelo de terreno;
- Consistência dos dados;
- Expoentes de cisalhamento de vento (wind shear).

A incerteza da extrapolação vertical da velocidade do vento é usualmente proporcional à diferença da altura de medição para a altura do rotor do aerogerador, sendo por vezes considerada nula quando a medição é feita muito próxima da altura do cubo.

Gomes (2018) indica que no cálculo da incerteza associada ao perfil vertical da velocidade do vento devem ser consideradas duas parcelas: a incerteza associada à sua variação para alturas superiores à do mastro de medição e a incerteza associada à influência da qualidade das medições no cálculo do perfil vertical do vento observado. Além disso, enumera fatores que impactam o perfil vertical da velocidade do vento como: a estabilidade atmosférica do local, a complexidade e rugosidade do terreno e as medições do vento.

O **Gráfico 26** apresenta, através de um gráfico violino, os valores declarados para a Incerteza da Extrapolação Vertical Total nos Leilões de Energia Nova de 2017 a 2022, tomando os projetos habilitados de cada leilão como amostra.

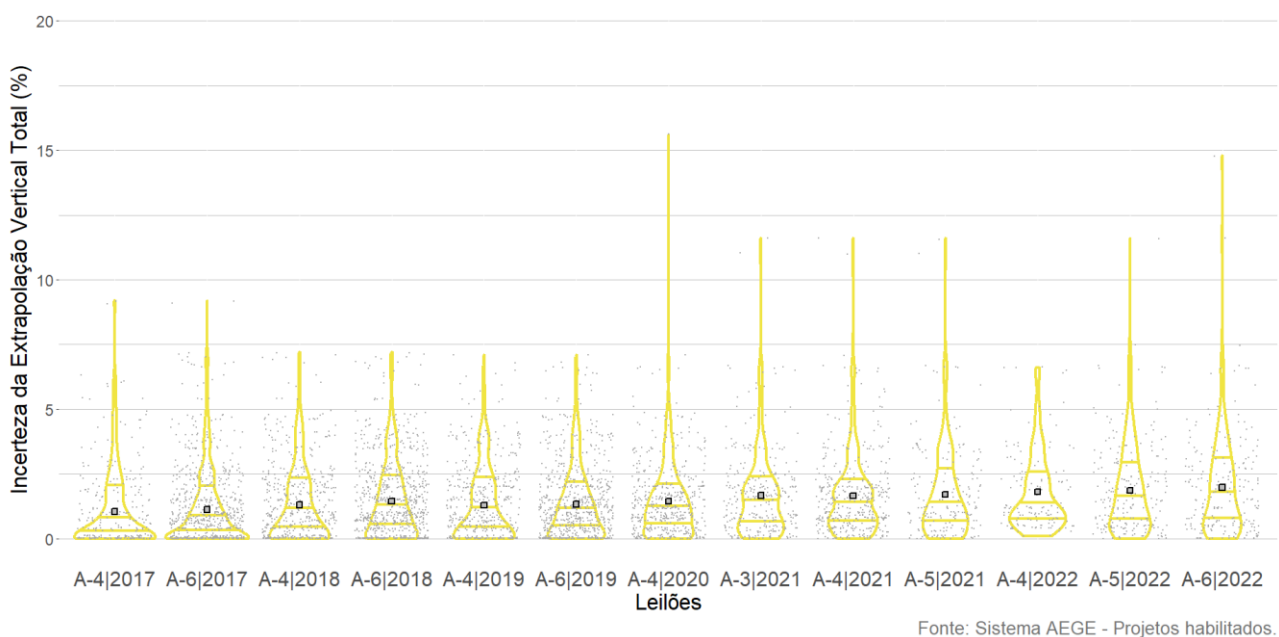


Gráfico 26 - Valores informados para a Incerteza da Extrapolação Vertical em Leilões de Energia

Os locais de maior área nos violinos indicam maior concentração de dados, em oposição aos locais de menor área (onde o gráfico é mais “fino”). Para a maioria dos leilões o terceiro quartil oscila em torno de 2,5%. A base larga indica a existência de muitos projetos com estimativa de valor zero para esta componente. Os dados estão mais concentrados na faixa entre 0,0% e 3,0%. A média (quadrado cinza) varia entre 1,1% e 2,3%, sendo observado um crescimento progressivo, considerando a sequência de leilões da amostra.

O **Gráfico 27** relaciona a incerteza da extrapolação vertical total com o percentual acumulado de projetos. Os detalhes dos dados considerados para a construção deste tipo de gráfico foram descritos anteriormente no item relacionado à Incerteza das Medições Anemométricas (2.1). Aproximadamente 20% dos projetos da amostra declararam incerteza igual a 0%. É importante notar que cerca de 82% adotaram valores inferiores a 2,5%.

O gráfico também permite identificar valores muito diferentes dos normalmente praticados. Alguns poucos projetos declararam valores próximos a 15% para a incerteza, muito superiores aos praticados pela maioria.

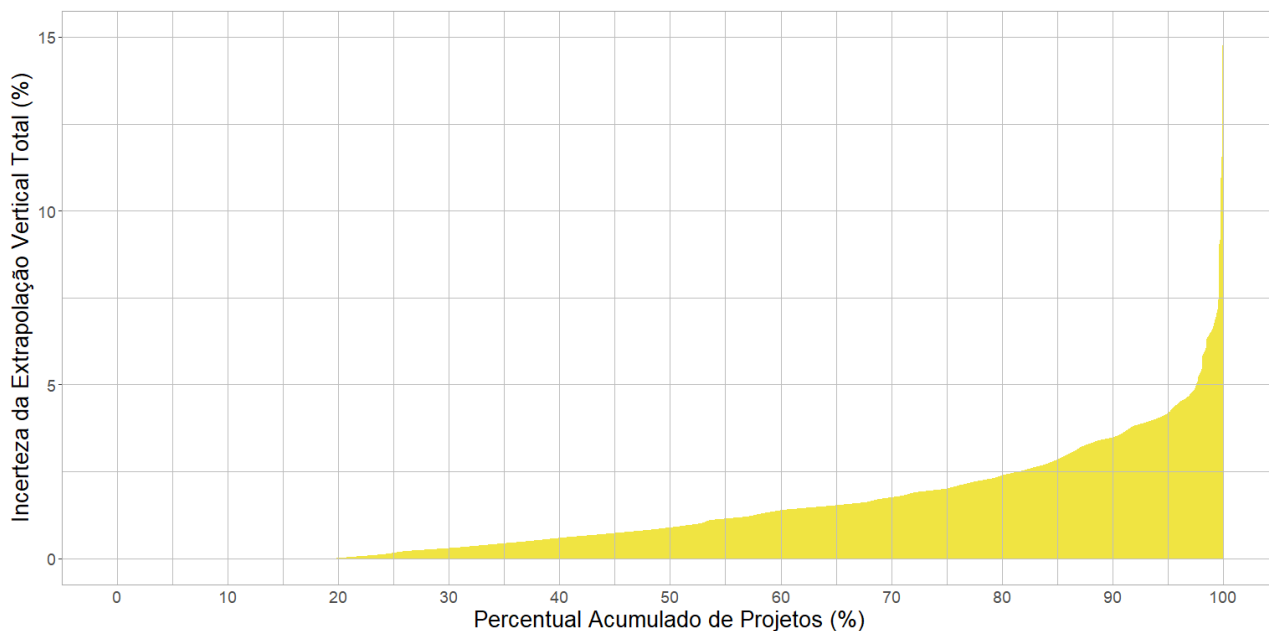


Gráfico 27 - IEVT x Percentual Acumulado de Projetos

O **Gráfico 28** utiliza a mesma amostra de projetos do anterior e fornece uma visão geral dos valores adotados para a Incerteza da Extrapolação Vertical Total por certificadora.

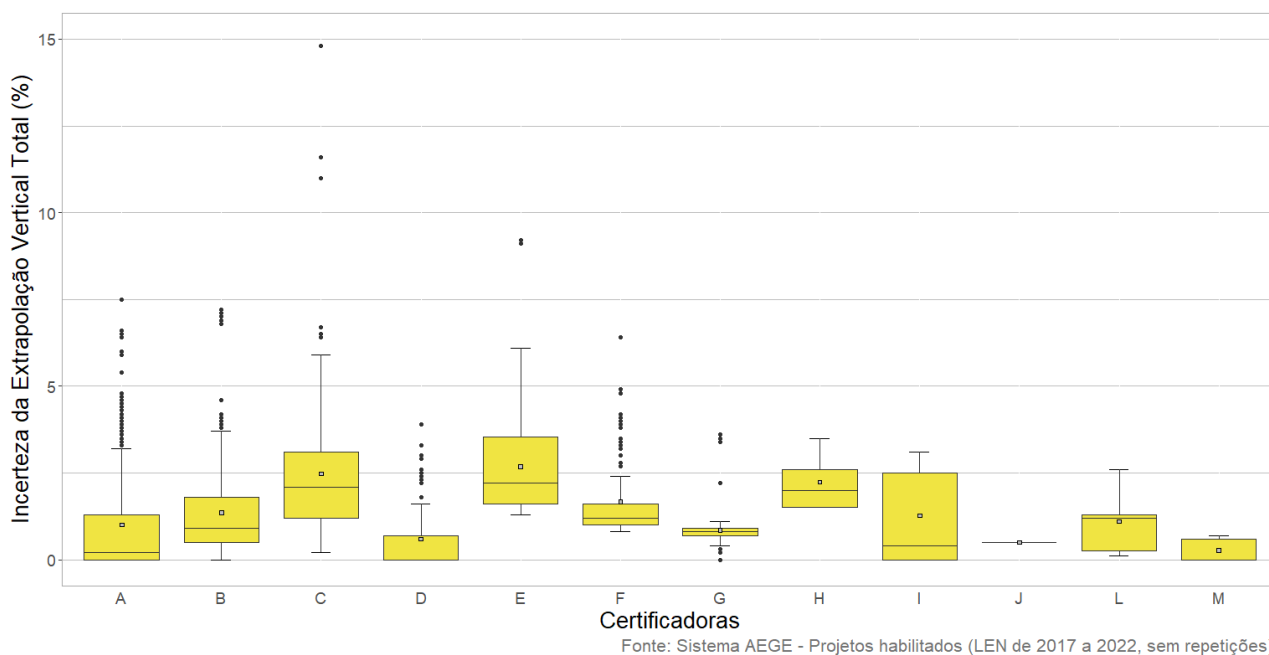


Gráfico 28 - IEVT x Certificadoras

Para a incerteza abordada neste item, a maioria dos projetos se encontra em uma faixa entre 0% e 3%. Várias certificadoras adotam valor zero, principalmente quando os anemômetros estão na mesma altura do rotor. As certificadoras M e D adotam, em geral, valores baixos. De maneira oposta, as certificadoras H e E parecem optar por valores mais conservadores (altos).

A partir deste ponto, serão consideradas as seis certificadoras com maior número de projetos habilitados (mais de 110) dentro das amostras.

Através do **Gráfico 29** e do **Gráfico 30** é possível comparar valores e faixas adotadas pelas certificadoras em diferentes estados. Foram selecionados seis estados em função da quantidade de projetos e de certificadoras.

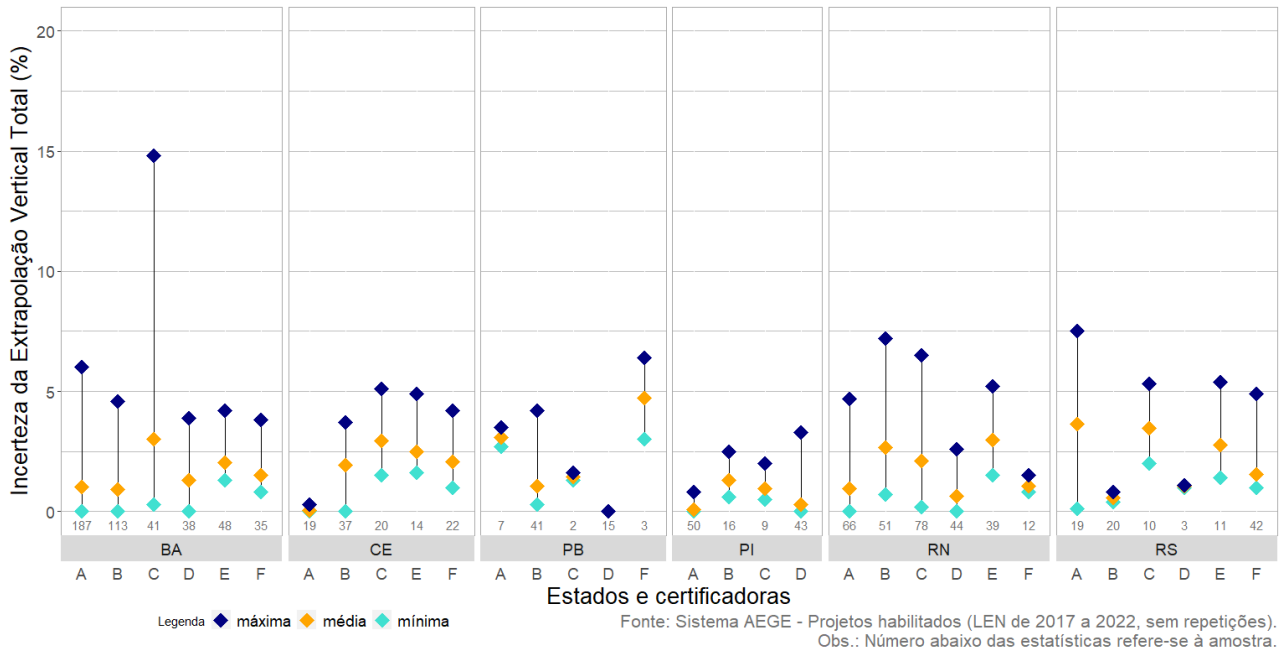


Gráfico 29 - IEVT x Estados e Certificadoras

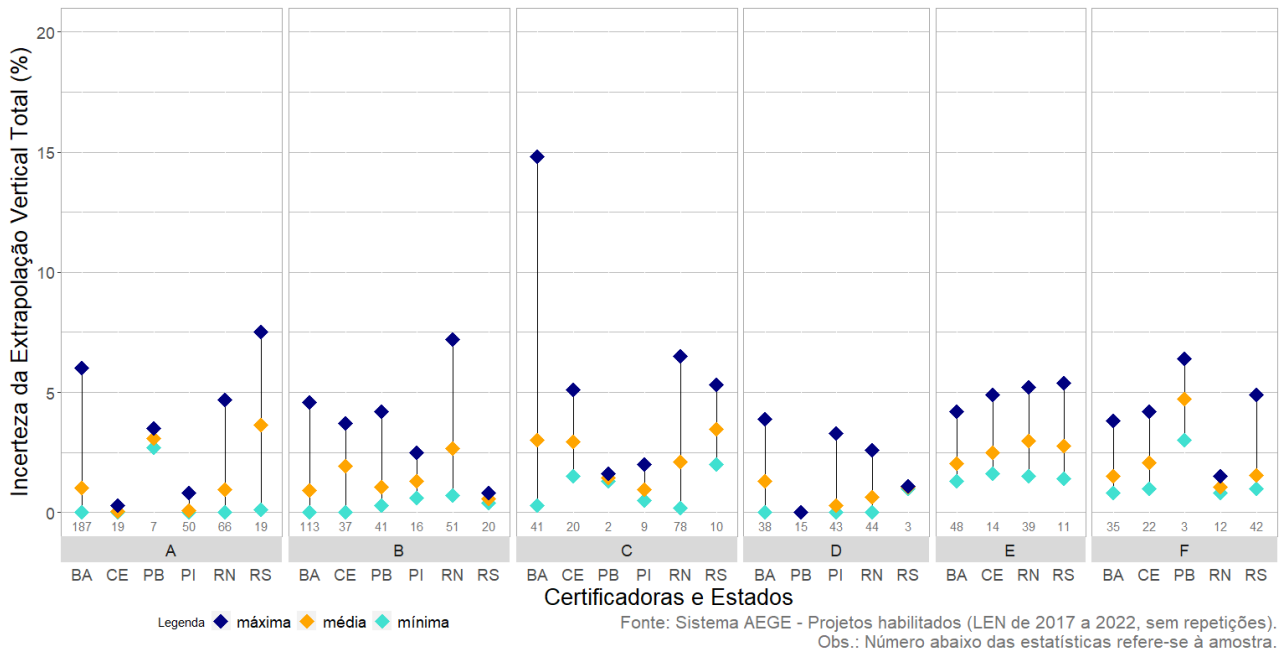


Gráfico 30 - Certificadoras e Estados

No caso da Incerteza de Extrapolação Vertical Total, o que poderia justificar a inclusão de gráficos com classificação da amostra por localização geográfica seriam fatores como, por exemplo, o wind shear e a intensidade de turbulência.

Na Nota Técnica DEA 15/13 (EPE, 2013), existem algumas descrições sobre o parâmetro wind shear e a variação de valores segundo três localizações geográficas, destacadas a seguir:

- Litoral Nordeste – “No litoral Nordeste o expoente de wind shear tem comportamento inverso ao da velocidade do vento, menor entre o nascer e o pôr do sol, quando assume valores em geral inferiores a 0,15. Antes do nascer do sol há um aumento, por vezes acentuado, até um valor máximo que em alguns locais chega a superar 0,60.”

- Bahia – “Entre as regiões, a Bahia é a que apresenta o menor expoente de wind shear, que tem comportamento similar ao da velocidade do vento, menor entre o nascer e o pôr do sol, quando as velocidades também são baixas. Valores máximos de wind shear ocorrem por volta das 21h, declinando rapidamente e se estabilizando abaixo de 0,30 do final da noite ao raiar do dia.”

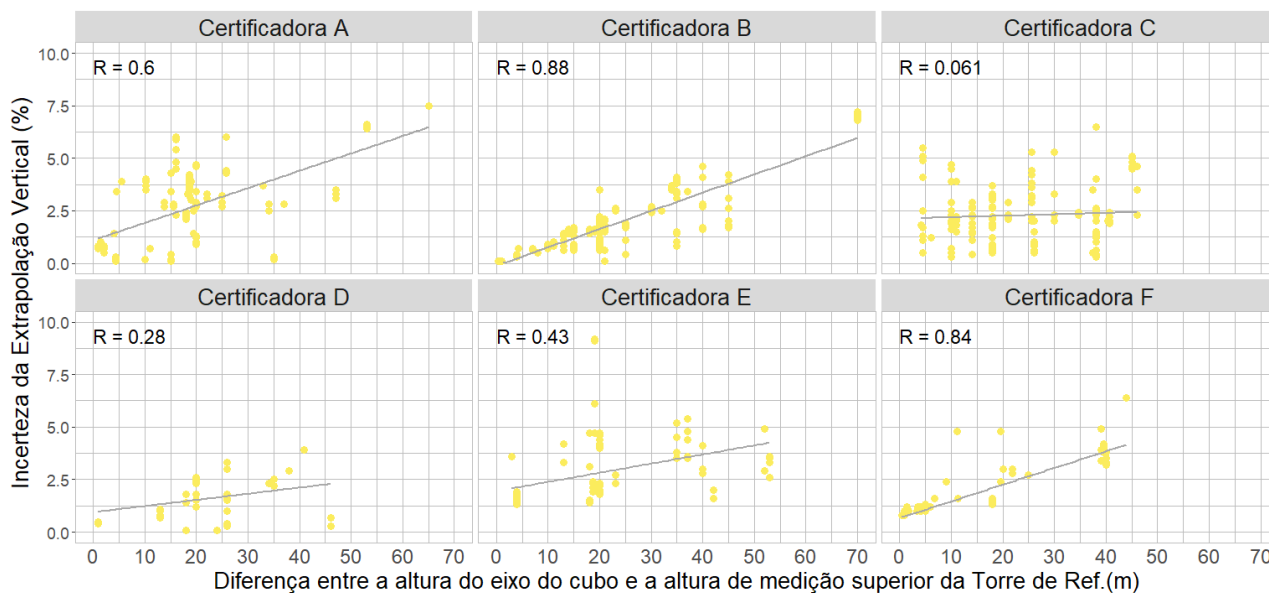
- Rio Grande do Sul – “O expoente de wind shear é elevado – entre 0,30 e 0,45 - e relativamente pouco variável entre as horas iniciais da noite até por volta das 9h, reduzindo-se rapidamente até novo período de relativa estabilidade em valores próximos a 0,1; que se prolonga até o início da noite. No último trimestre do ano, há tendência de redução do wind shear a partir das 6h da manhã.”

Os valores médios estão predominantemente mais próximos dos valores mínimos do que dos máximos. Um fato que destoa é que a “Certificadora E” não adota valor zero para nenhum de seus projetos.

Em relação aos valores máximos, destaca-se visualmente o valor estimado pela Certificadora C de 14,8% para um projeto no estado da Bahia (conferido via certificação, sem maiores detalhes para a adoção do valor), podendo ser considerado um outlier.

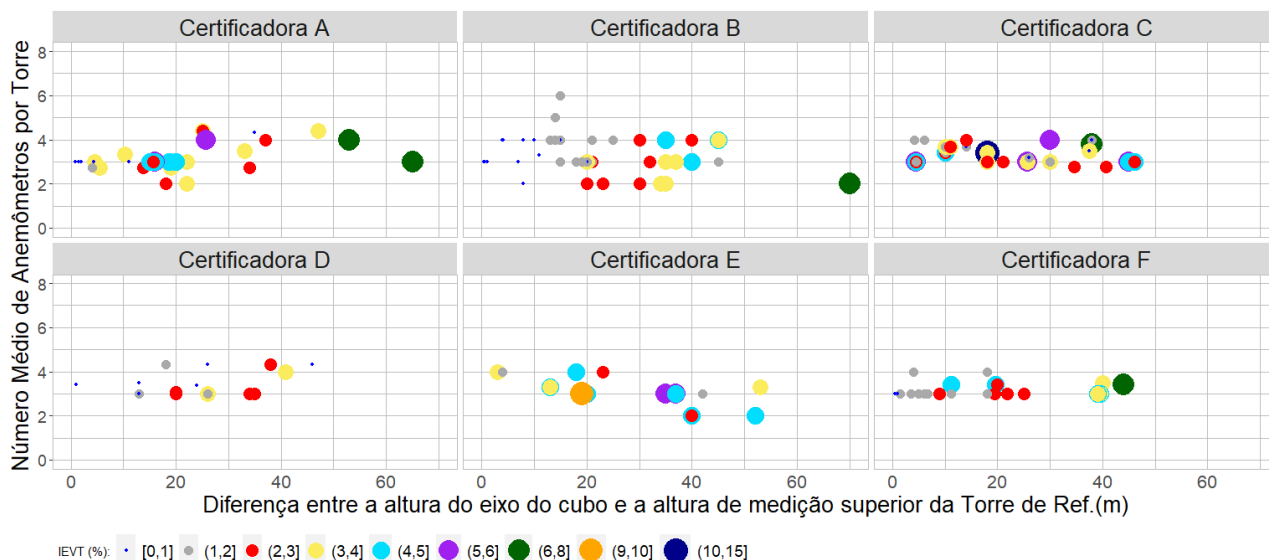
Um dos fatores que podem influenciar os resultados e as considerações feitas pelas certificadoras é a diferença entre a altura do cubo e a altura de medição superior da torre de referência. O **Gráfico 31** possibilita investigar a relação desse fator com a incerteza de extrapolação vertical. Foi considerada a torre de referência principal e a maior altura de medição de velocidade de cada projeto. Os projetos em que a altura de medição superou a altura do cubo foram descartados da amostra, assim como aqueles em as duas alturas possuem valores idênticos. Foram descartados também os projetos com valores de incerteza de extrapolação vertical iguais a zero, independentemente da diferença entre as duas alturas. As melhores correlações obtidas foram as das certificadoras B, F e A.

O **Gráfico 32** relaciona o número médio de anemômetros por torre com a diferença entre a altura do eixo do cubo e a altura de medição superior. Adicionalmente, as faixas de IEVT são representadas por diferentes cores e tamanhos de pontos. Um ponto representa, na maioria dos casos, várias usinas de um mesmo complexo, pois os parâmetros utilizados são geralmente os mesmos (casos de certificação única para os parques de um mesmo complexo). É predominante a influência do fator de diferença de alturas para as certificadoras B e F. Percorrendo os gráficos das duas certificadoras da esquerda para a direita, observa-se a passagem para faixas de incerteza com valores maiores. Em relação ao número médio de anemômetros, a expectativa era, comparando pontos na mesma vertical (mesma diferença de alturas), a passagem para faixas referentes a valores mais baixos de incerteza com o aumento do número médio de anemômetros por torre. Apesar de ocorrências serem identificadas nos gráficos, esse comportamento não foi tão destacado.



Fonte: AEGE - Projetos habilitados (LEN 2017 a 2022, sem repetições)
 Obs. 1: Valor médio da diferença entre as alturas, considerando todos os aerogeradores de cada parque.
 Obs. 2: Os parques que apresentaram valores iguais a zero ou negativos foram excluídos.

Gráfico 31 - IEVT x Diferença entre a altura do eixo do cubo e a altura de medição superior da torre de referência.



Fontes: AEGE - Projetos habilitados (LEN 2017 a 2022, sem repetições)
 Certificações Anemométricas e de Produção de Energia dos projetos.
 Obs. 1: Valor médio da diferença entre as alturas, considerando todos os aerogeradores de cada parque.
 Obs. 2: Os parques que apresentaram valores iguais a zero ou negativos foram excluídos.

Gráfico 32 - Número de Anemômetros por Torre x Diferença entre a altura do cubo e a altura de medição superior

Nova definição: Incerteza das extrapolações dos dados anemométricos da altura de medição para a(s) altura(s) do rotor do(s) aerogerador(es), considerando a influência do terreno, possíveis obstáculos sobre o fluxo do ar e os efeitos de cisalhamento de vento.

2.5. Metodologia de Cálculo do Efeito Esteira

Definição atual: Incerteza inerente ao processo de cálculo do efeito esteira e as limitações inerentes a modelagem.

Algumas certificadoras apenas informam o software (Computational Fluid Dynamics - CFD) utilizado ou o modelo de turbulência adotado na simulação, em geral o Eddy Viscosity. Porém, uma certificadora comenta que este modelo subestima as perdas por esteiras em profundidade (multi-row) das turbinas e, por isso, utiliza um segundo modelo baseado na teoria de Frandsen (2007).

Em alguns casos, a explicação sobre esta incerteza se confunde com a de perdas aerodinâmicas decorrentes do efeito esteira. Muitas vezes não é detalhado se a certificação considera no cálculo da incerteza a turbulência de parques vizinhos.

Entre os fatores de influência dessa componente, as certificadoras apontam:

- Intensidade de turbulência ambiente;
- Distribuição de frequência da velocidade e direção do vento;
- Rugosidade do terreno;
- Características do aerogerador: altura da nacela e coeficiente de empuxo;
- Distância entre aerogeradores;
- Taxa de dissipação das esteiras.

Os dados relativos à incerteza, cadastrados no sistema AEGE ao longo dos anos, serão apresentados a seguir.

O **Gráfico 33** apresenta os valores declarados para a Incerteza da Metodologia de Cálculo do Efeito Esteira nos Leilões de Energia Nova de 2017 a 2022, tomando os projetos habilitados de cada leilão como amostra. Os projetos situados entre o primeiro e o terceiro quartis da amostra apresentaram incertezas entre 0,5% e 1,9%, aproximadamente. O valor médio se manteve próximo a 1,1% durante todo o período analisado.

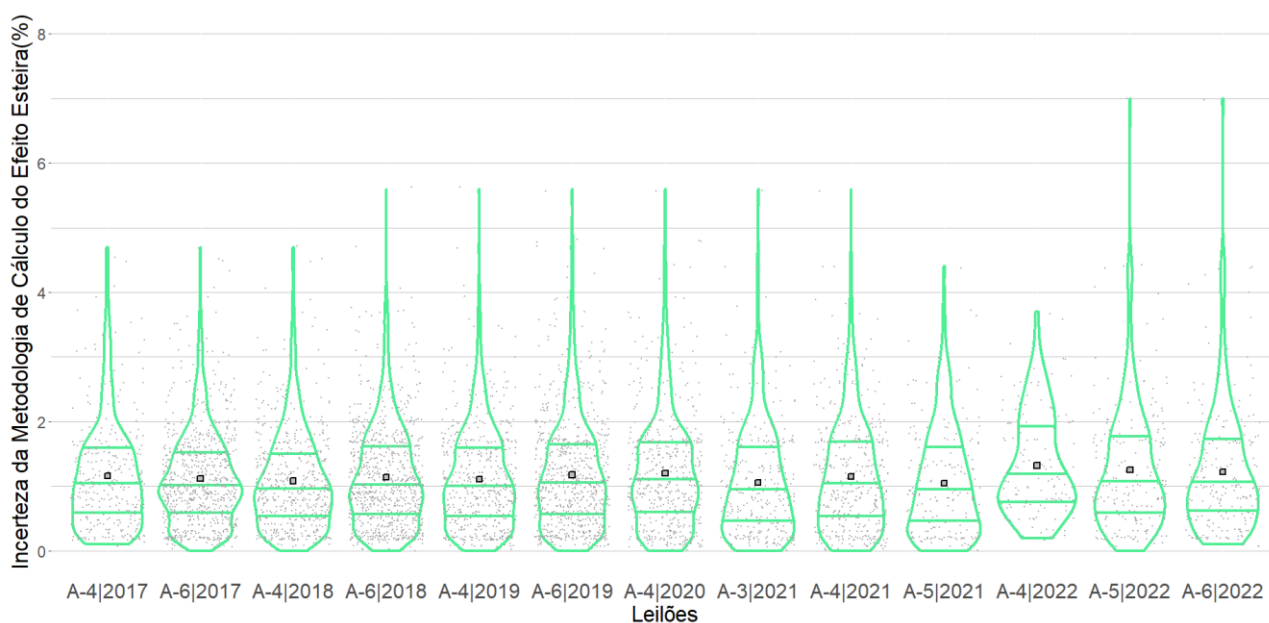
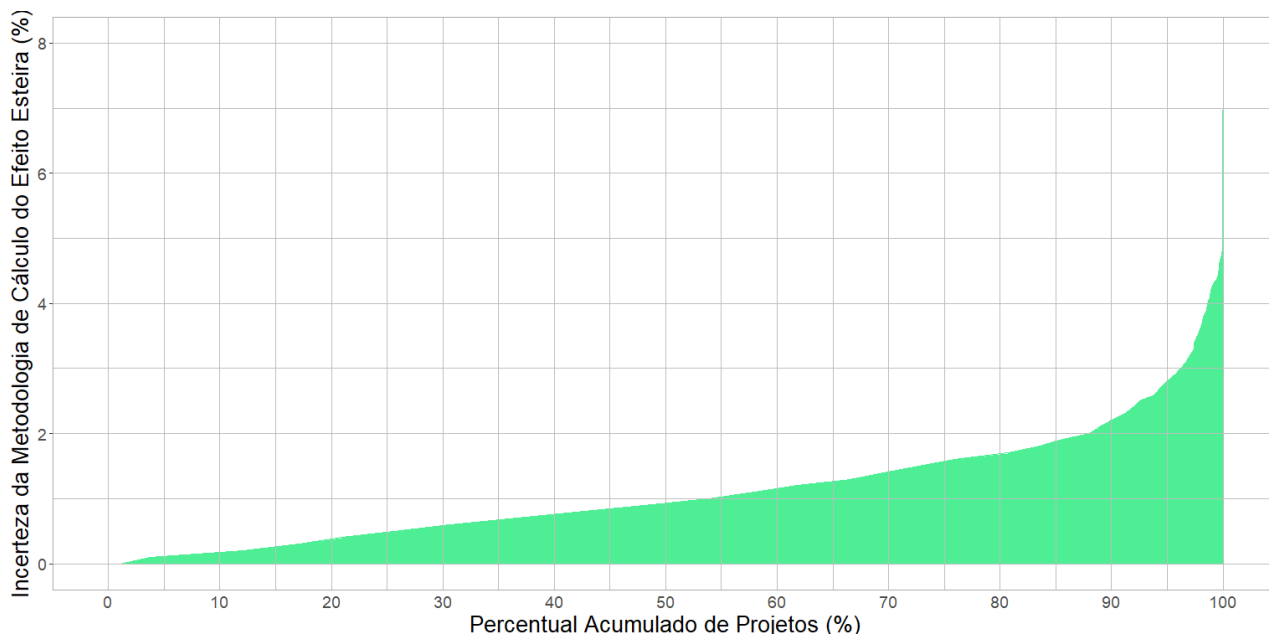


Gráfico 33 - Valores informados para a Incerteza da Met. de Cálculo do Efeito Esteira em Leilões de Energia

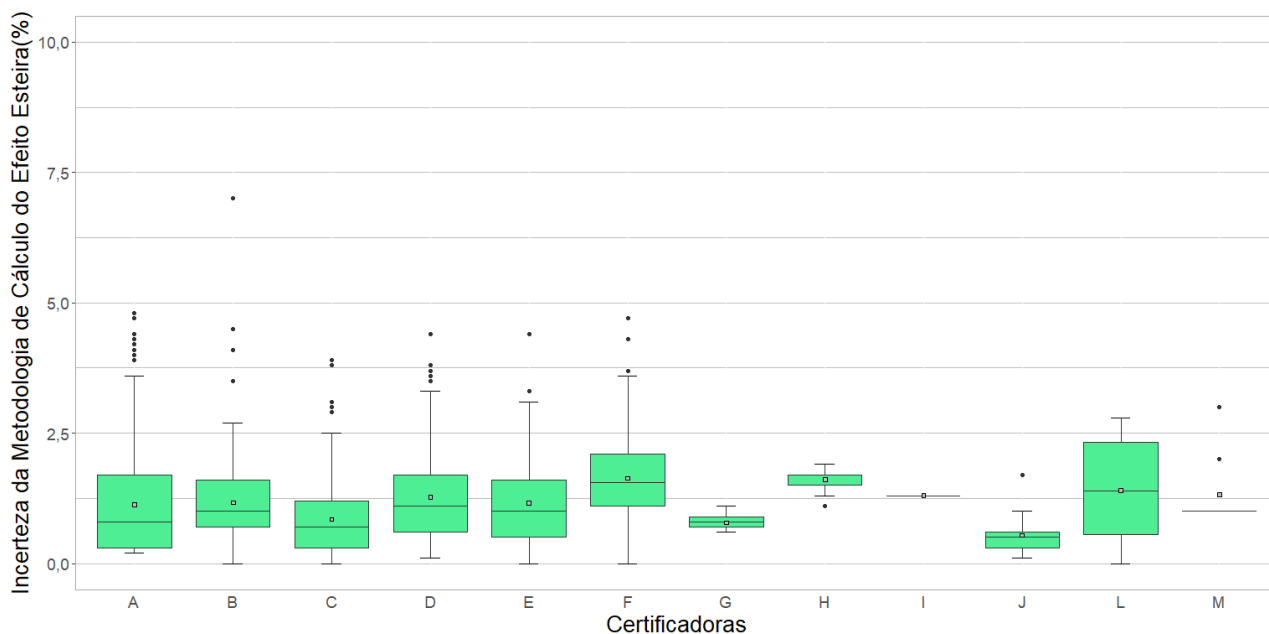
O **Gráfico 34** relaciona a incerteza da metodologia de cálculo do efeito esteira com o percentual acumulado de projetos. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.381 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem considerar a repetição de projetos. Aproximadamente 88% dos projetos da amostra adotaram valores abaixo de 2%.



Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).

Gráfico 34 - IMCEE x Percentual Acumulado de Projetos

O **Gráfico 35** utiliza a mesma amostra de projetos do anterior e fornece uma visão geral dos valores adotados para a Incerteza da Metodologia de Cálculo do Efeito Esteira por certificadora. As certificadoras foram ordenadas de forma decrescente pela quantidade de projetos certificados na amostra.



Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).

Gráfico 35 - IMCEE x Certificadoras

Para a incerteza abordada neste item, a maioria dos projetos se encontra em uma faixa entre 0,5% e 2,4%, considerando o primeiro e o terceiro quartis. As seis certificadoras com mais projetos habilitados adotam faixas de valores semelhantes (em termos de amplitude) indo de 0 a 5%. As certificadoras G, H, I, J e M adotam, em geral, faixas mais restritas de valores.

A partir deste ponto, serão consideradas as seis certificadoras com maior número de projetos habilitados (mais de 110) dentro da amostra, no intuito de verificar a influência de alguns fatores nos valores adotados.

Através do **Gráfico 36** e **Gráfico 37** do é possível comparar as faixas adotadas pelas certificadoras em diferentes estados, por meio dos valores máximo, médio e mínimo. A quantidade de projetos é mostrada abaixo de cada combinação.

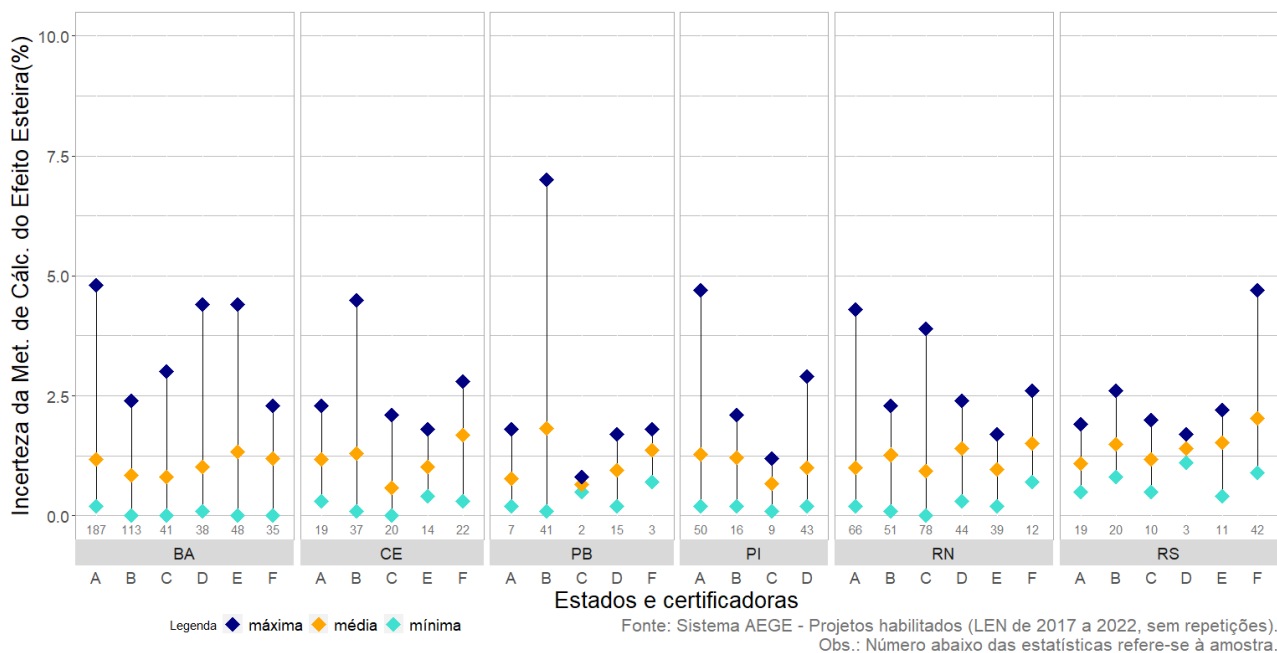


Gráfico 36 - IMCEE x Estados e Certificadoras

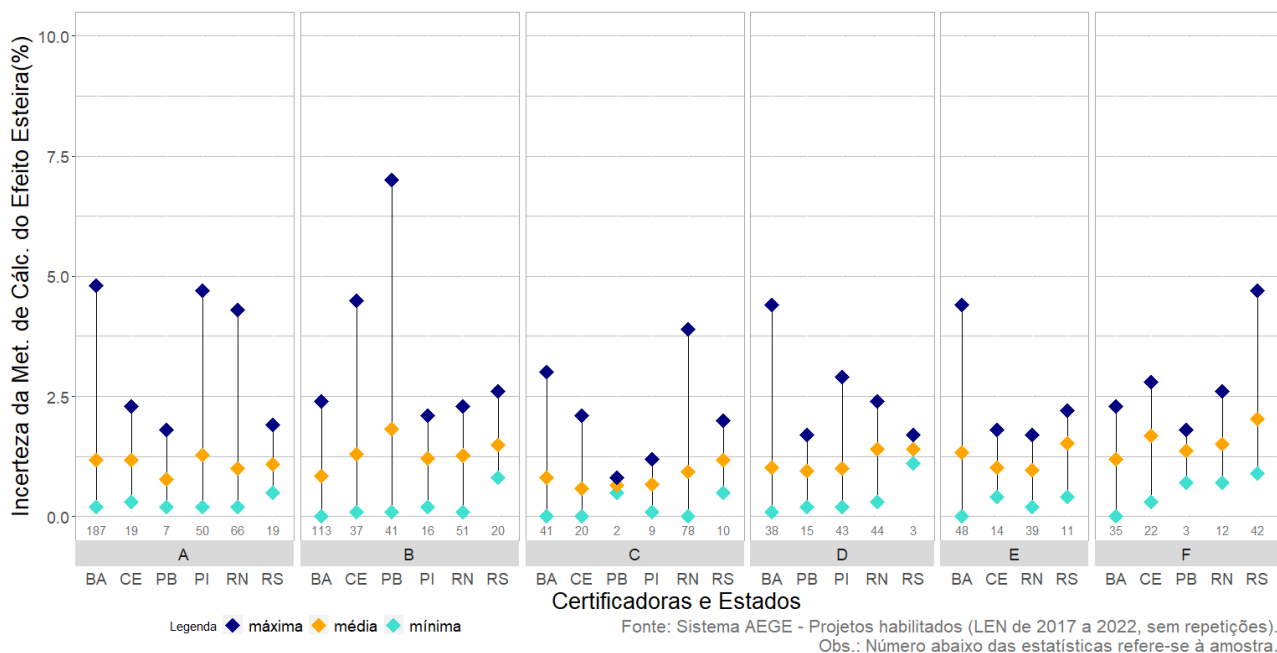


Gráfico 37 - IMCEE x Certificadoras e Estados

A inclusão de gráficos com classificação da amostra por localização geográfica pode ser justificada por alguns fatores, como: intensidade de turbulência ambiente, distribuição de frequência da velocidade e direção do vento e rugosidade do terreno.

Para todas as certificadoras, os valores mínimos adotados para o estado do Rio Grande do Sul tendem a ser maiores do que os adotados em outros estados. Tal fato pode estar diretamente relacionado à mudança de direção do vento. Diferentemente do litoral do Nordeste ou do interior da Bahia, os ventos no Rio Grande do Sul giram por todos os quadrantes da rosa dos ventos.

Em relação aos valores máximos, destaca-se visualmente o valor estimado pela Certificadora B de 7,0% para um projeto no estado da Paraíba (conferido via certificação, sem maiores detalhes para a adoção do valor), podendo ser considerado um outlier.

Os valores médios não apresentam grande variação, permanecendo dentro da faixa de 0,7% a 2,0%, para todos os estados.

O **Gráfico 38** relaciona as perdas aerodinâmicas com a IMCEE, sinalizando uma correlação linear bastante forte. Os resultados dos modelos de esteira e suas particularidades estão diretamente ligados à definição de valores para esta incerteza. Uma análise mais detalhada deve avaliar também os outros fatores de influência listados anteriormente.

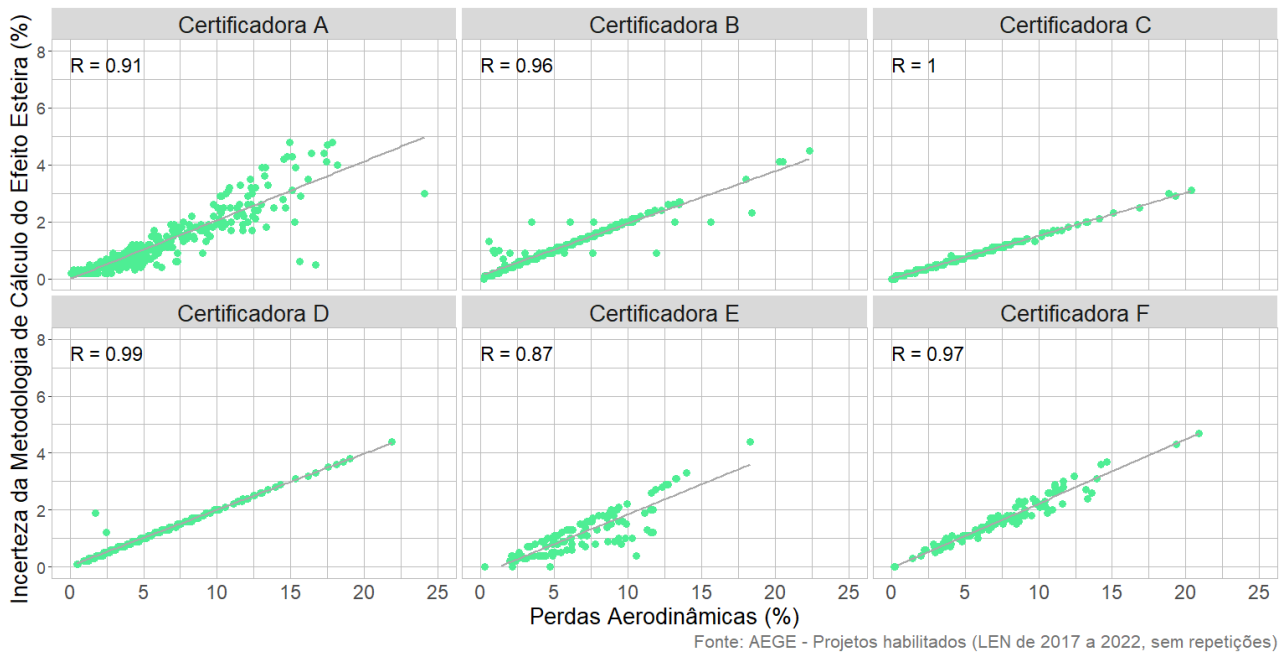


Gráfico 38 - IMCEE x Perdas Aerodinâmicas

O **Gráfico 39** relaciona a distância média entre aerogeradores com a IMCEE. A expectativa na elaboração deste gráfico era encontrar uma correlação negativa forte entre as variáveis, ou seja, quanto maior a distância média entre os aerogeradores, menor o efeito esteira e menor a IMCEE.

Os resultados mostraram a existência de correlação negativa razoável para algumas certificadoras. Possíveis explicações para as correlações fracas obtidas nos gráficos das demais certificadoras poderiam estar relacionadas ao fato de serem consideradas apenas as distâncias entre aerogeradores do próprio parque (devido à impossibilidade de listar todos os parques vizinhos de cada projeto, conforme certificação), a efeitos proporcionados por obstáculos e às características do terreno.

Calculadas para aerogeradores do mesmo parque eólico que estejam posicionados nas direções de vento com probabilidade de ocorrência superior a 10%, conforme certificação apresentada para a habilitação técnica. A distância média do parque foi calculada pela ponderação das distâncias médias de cada direção de vento de acordo com sua probabilidade, conforme equação a seguir.

$$\sum_{\text{Direções (probabilidade > 10\%)}} \frac{\text{Distância Média}_{\text{direção}} * \text{Probabilidade}_{\text{direção}}}{\sum \text{Probabilidade}_{\text{direção}}}$$

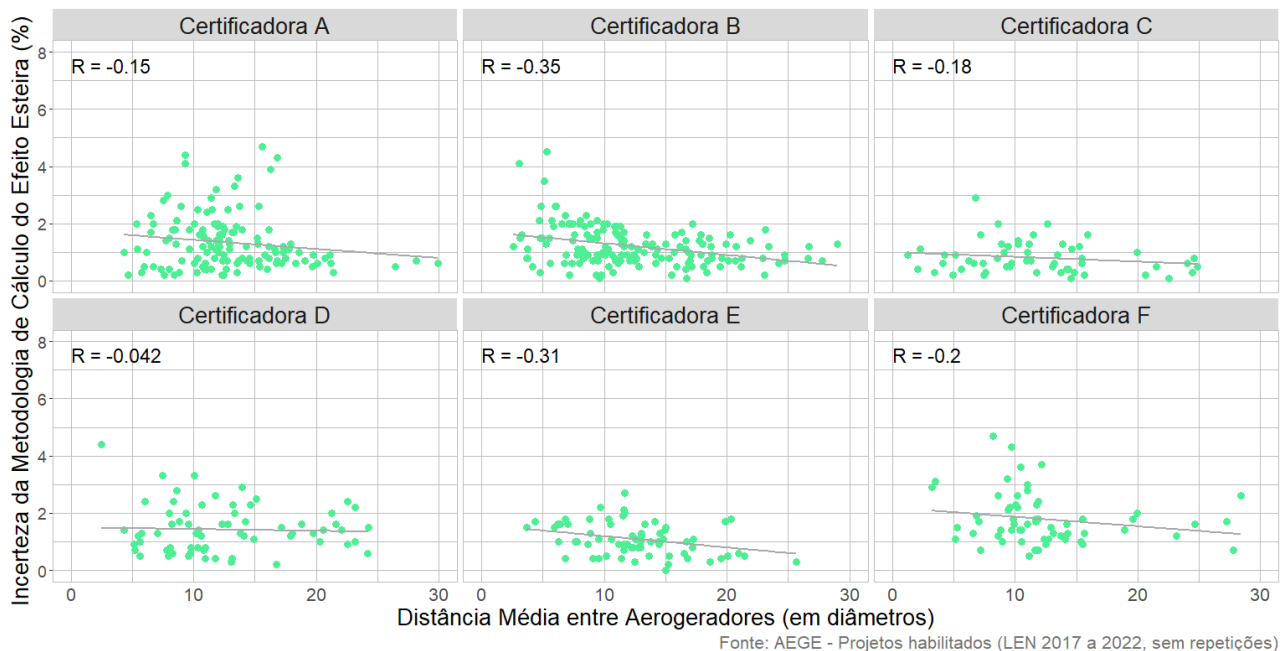


Gráfico 39 - IMCEE x Distância Média entre Aerogeradores

Nova definição: Incerteza inerente ao processo de cálculo do efeito esteira e as limitações da modelagem. Devem ser consideradas as turbulências provocadas pelos aerogeradores do mesmo parque, de parques vizinhos, obstáculos próximos e a estabilidade atmosférica do local.

2.6. Variabilidade Interanual

Definição atual: Incerteza relativa à variabilidade futura do recurso eólico durante o período de vigência do contrato.

Muitas certificadoras não definem ou são bastante sucintas quanto a esta componente. Porém, as poucas que a descrevem trazem contribuições importantes a serem incorporadas nas Instruções de Cadastramento, como por exemplo:

- A diferença entre a variabilidade para apenas um ano específico e para 20 anos;
- A importância de se considerar não apenas a variação interanual na velocidade média, mas também as eventuais variações na direção do vento, além das incertezas associadas às mudanças climáticas.

No que diz respeito ao impacto das mudanças climáticas na disponibilidade do recurso a cada ano no futuro, salienta-se que o fato de nem sempre haver convergência de resultados e tendências entre os diferentes modelos reforça a incerteza quanto a esses impactos, justificando sua consideração.

Algumas certificadoras adotam valores fixos por região com base em sua experiência.

BARRIATO & TILMAN (2018) sugerem que os fatores de “variabilidade interanual” são estáticos e representam a variação transiente esperada para certas variáveis entre um ano e outro, não havendo ações que possam ser tomadas para reduzir a magnitude destes fatores. Listam três variáveis: velocidade do vento futura; distribuição de frequência futura e disponibilidade futura do sistema. Segundo os autores, o valor da variabilidade interanual na velocidade do vento é função da posição geográfica do projeto, sendo por exemplo, menor em média no Rio Grande do Sul do que no litoral do Ceará.

Os dados cadastrados no sistema AEGE ao longo dos anos serão apresentados a seguir.

O **Gráfico 40** apresenta os valores declarados para a Incerteza da Variabilidade Interanual nos Leilões de Energia Nova de 2017 a 2022, tomando os projetos habilitados de cada leilão como amostra.

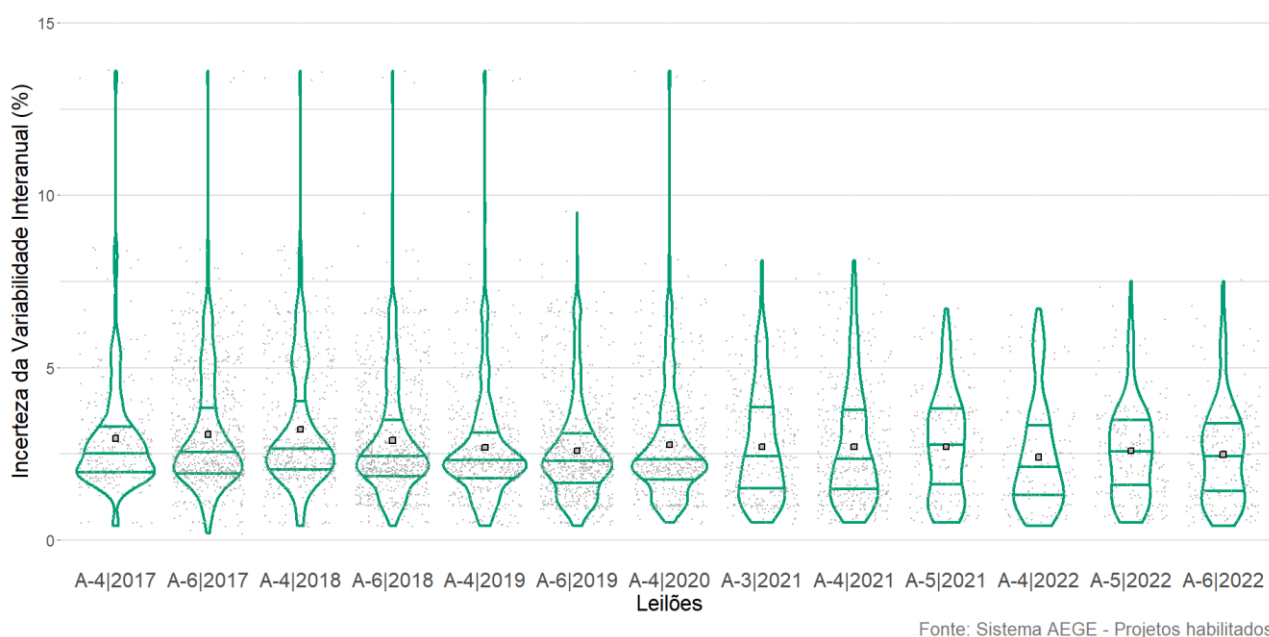


Gráfico 40 - Valores informados para a Incerteza da Variabilidade Interanual em Leilões de Energia

Os projetos situados entre o primeiro e o terceiro quartis da amostra apresentaram incertezas entre 1,5% e 3,7%, aproximadamente. A partir de 2021, ocorre uma expansão dos limites do intervalo interquartil e um estreitamento dos violinos.

Em relação a valores discrepantes dos normalmente praticados, alguns projetos declararam o valor de 14% para a incerteza. Ao longo dos leilões sofreram atualizações e suas versões mais recentes adotam valores mais baixos.

O **Gráfico 41** relaciona a incerteza da Variabilidade Interanual com o percentual acumulado de projetos. Aproximadamente 57% dos projetos da amostra adotaram valores abaixo de 2,5% para a incerteza. Da mesma forma, cerca de 90% adotaram valores de até 5,1%. A amostra considera apenas as versões mais recentes dos projetos habilitados e sem repetições.

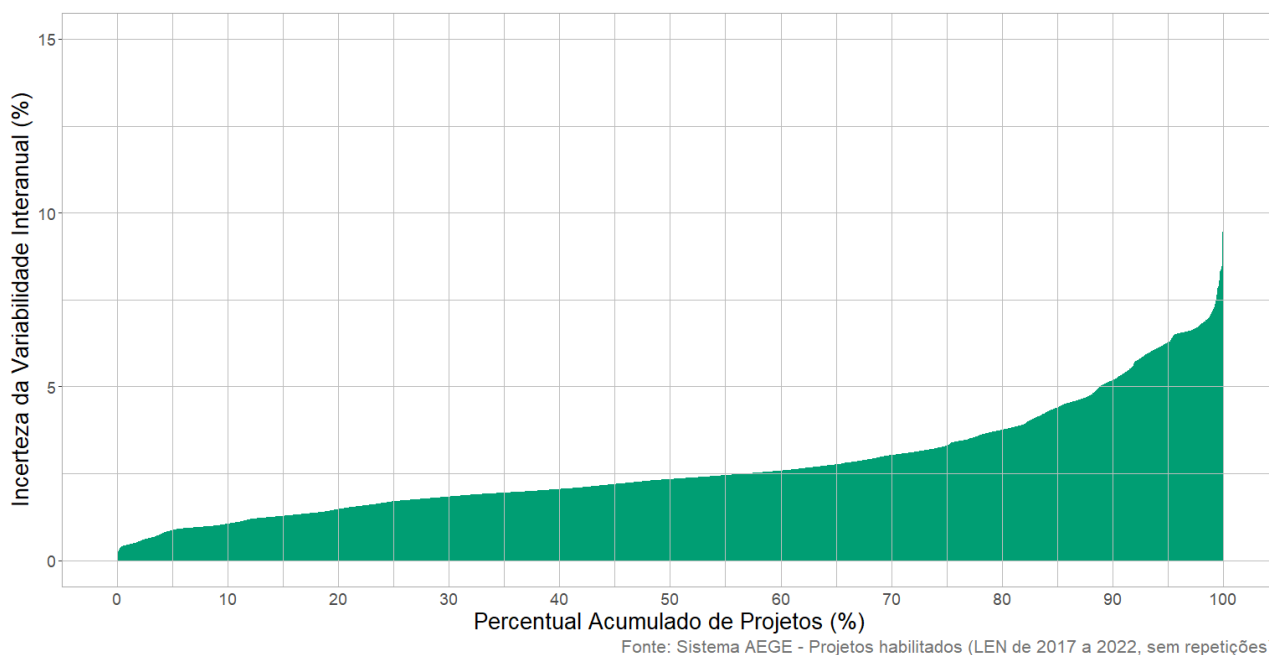


Gráfico 41 - IVI x Percentual Acumulado de Projetos

O **Gráfico 42** utiliza a mesma amostra de projetos do anterior e fornece uma visão geral dos valores adotados para a Incerteza da Extrapolação Vertical Total por certificadora. Ele possibilita, de forma preliminar, identificar o perfil das certificadoras quanto à adoção de faixas e valores mais conservadores ou mais otimistas.

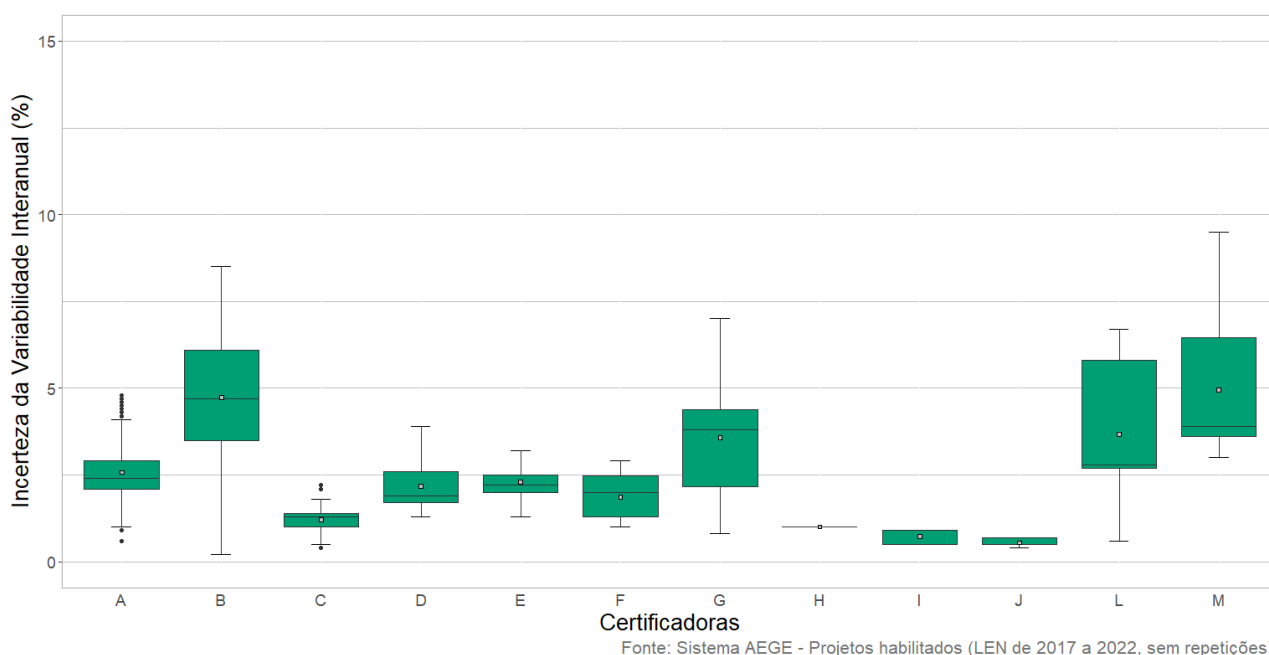


Gráfico 42 - IVI x Certificadoras

A análise da amostra revela que as certificadoras C, H, I e J adotam em geral valores baixos, inferiores a 2,5%. De maneira oposta, a certificadora M parece optar por valores mais conservadores. Adicionalmente, algumas certificadoras utilizam uma ampla faixa de valores em seus projetos, passando pelos mais otimistas até os mais conservadores, casos de B, G e L.

A partir deste ponto, serão consideradas as seis certificadoras com maior número de projetos habilitados (mais de 110) dentro da amostra, no intuito de verificar a influência de alguns fatores nos valores adotados.

Através do **Gráfico 43** e do **Gráfico 44**, é possível comparar as faixas adotadas pelas certificadoras em diferentes estados, por meio dos valores máximo, médio e mínimo. A quantidade de projetos é indicada abaixo de cada combinação.

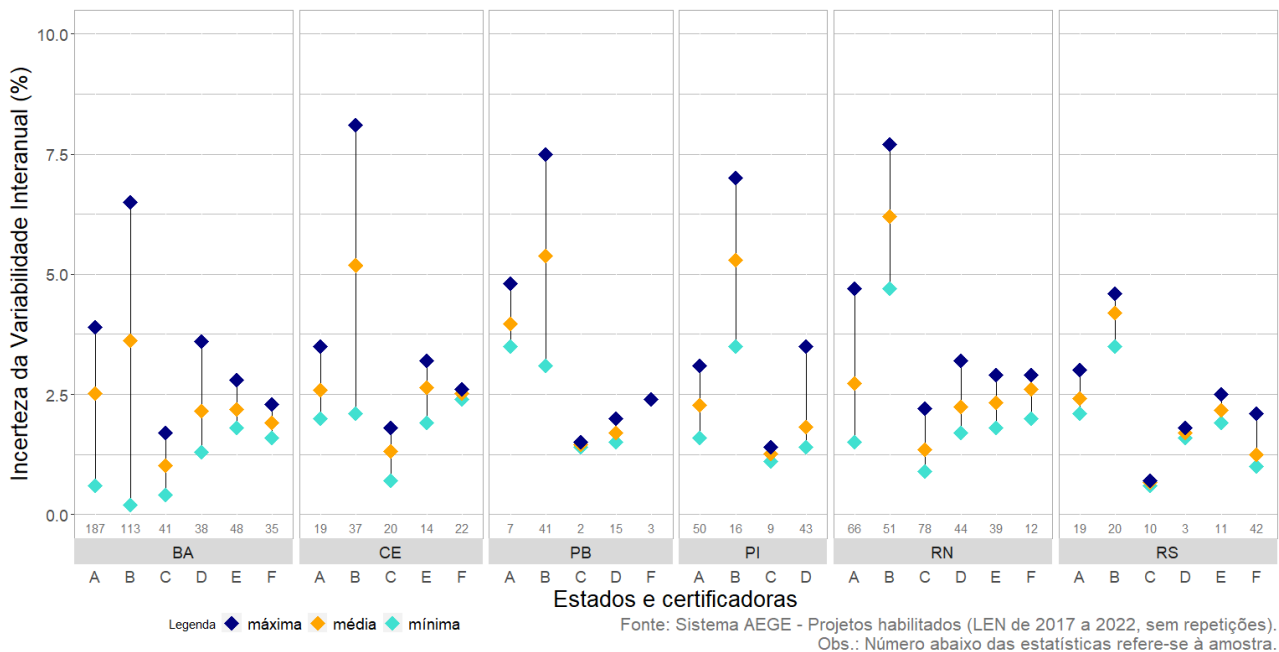


Gráfico 43 - IVI x Estados e Certificadoras

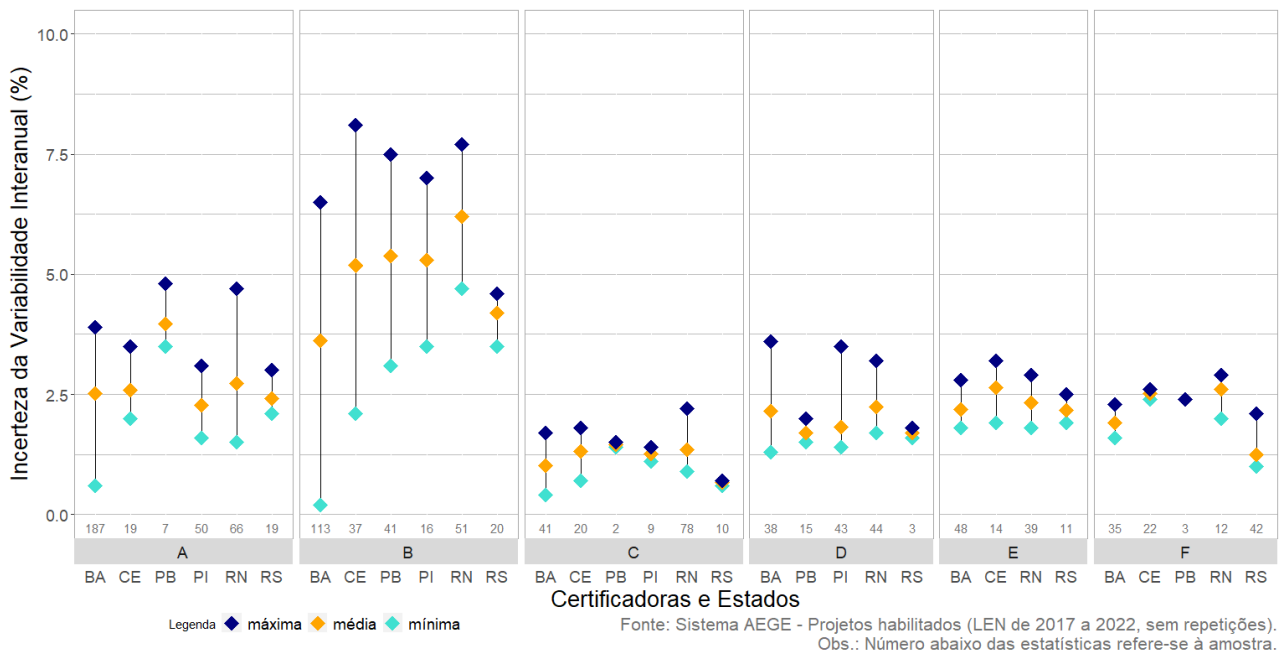
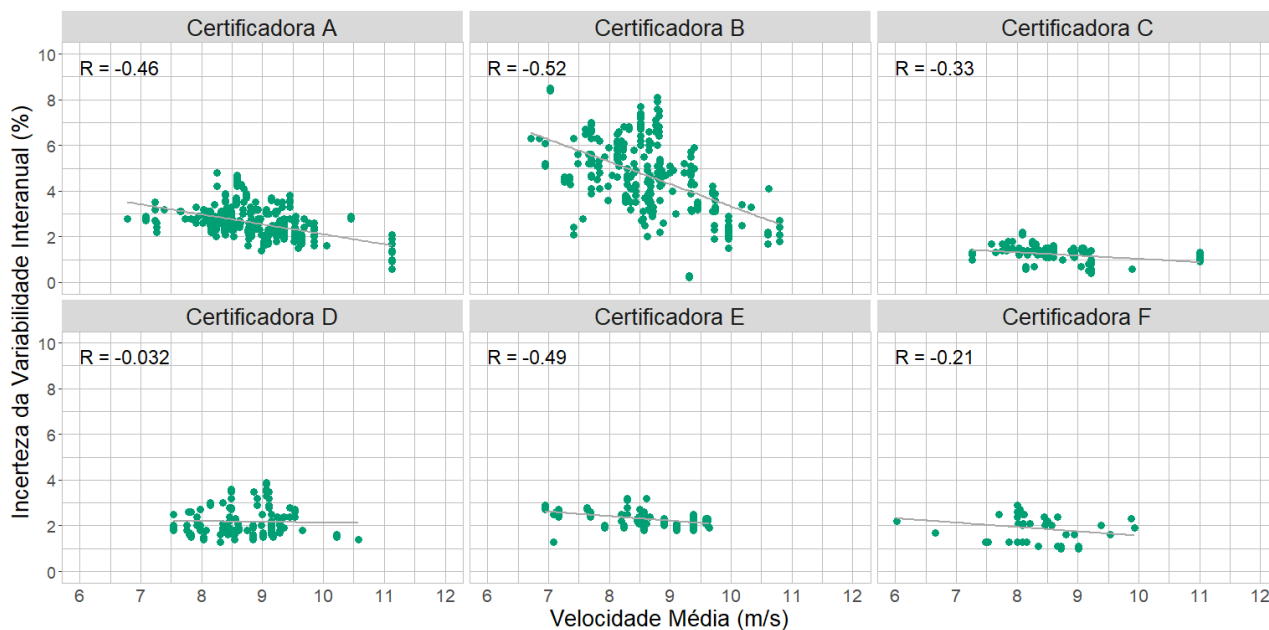


Gráfico 44 - IVI x Certificadoras e Estados

A certificadora B considera valores predominantemente mais elevados (conservadores) do que as demais. De maneira oposta, a certificadora C assume valores bastante otimistas para seus projetos. As demais certificadoras adotam faixas intermediárias.

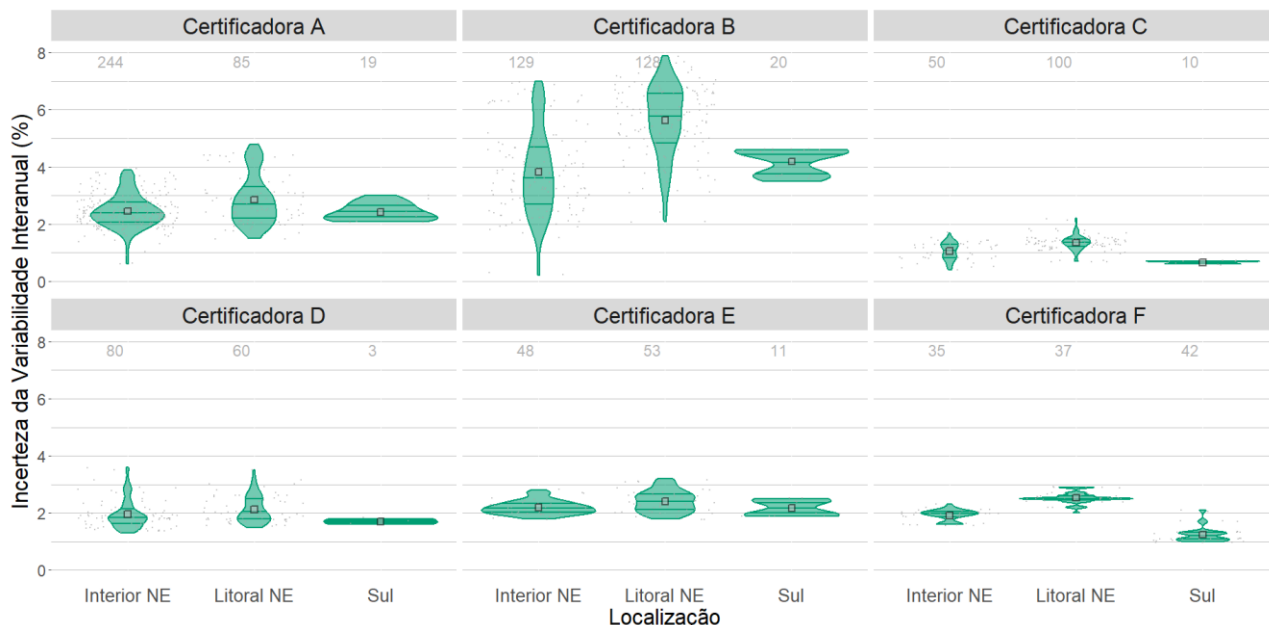
Algumas certificadoras realizam a quantificação das incertezas em função da velocidade do vento e da estimativa de geração de energia, classificando cada componente em um destes dois grupos. A Incerteza da Variabilidade Interanual ou de Climatologia está diretamente relacionada à velocidade do vento. O **Gráfico 45** relaciona a IVI com a velocidade média do vento no local de cada parque, sendo que as certificadoras A, B e E aparecem com as correlações negativas de maior destaque.



Fonte: AEGE - Projetos habilitados (LEN 2017 a 2022, sem repetições)

Gráfico 45 - IVI x Velocidade Média

Para analisar a influência de diferentes regiões/localidades, foi elaborado o **Gráfico 46**. Tomando os valores médios como referência, consegue-se identificar o mesmo padrão para todas as certificadoras. As localizações com maiores médias são respectivamente: o Litoral NE, o Interior NE e o Sul.



Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).

Gráfico 46 - IVI x Localização

Nova definição: Incerteza relativa à variabilidade futura do recurso eólico durante o período de vigência do contrato, considerando as variações interanuais no período observado (medições e longo prazo), bem como eventuais tendências e variações climáticas.

2.7. Curva de Potência

Definição atual: Incerteza da estimativa ou cálculo da curva de potência da turbina eólica.

Muitas certificadoras fazem referência à norma IEC 61400-12-1 (IEC,2022) e apontam, entre os fatores de influência desta componente:

- O risco de desvios entre as curvas real e teórica;
- A degradação da performance da turbina ao longo do tempo;
- O controle operacional da turbina abaixo do ótimo;
- Efeitos nocivos de complexidade do vento;
- Reputação e histórico do modelo de aerogerador, fabricante e do operador do parque;
- Impacto de características do local (densidade do ar, turbulência, coeficiente de cisalhamento e inclinação do vento) no desempenho do aerogerador;
- Fatores específicos do local, como condições de operação não ótimas.

Algumas certificadoras consideram nesta componente a incerteza quanto a degradação de desempenho do aerogerador ao longo do contrato. Outras consideram esse fator específico dentro de “Outras Incertezas”.

Os dados relativos à Incerteza da Curva de Potência, cadastrados no sistema AEGE ao longo dos anos, serão apresentados a seguir.

O **Gráfico 47** apresenta os valores declarados para a Incerteza da Curva de Potência nos Leilões de Energia Nova de 2017 a 2022, tomando os projetos habilitados de cada leilão como amostra.

A distribuição de dados de cada um dos leilões é multimodal. É possível perceber a maior concentração de projetos em torno dos valores discretos: 2,5%; 3%; 5% e 7%.

As médias calculadas para a Incerteza da Curva de Potência em cada leilão oscilam em torno do valor de 5%, ao longo dos anos da amostra.

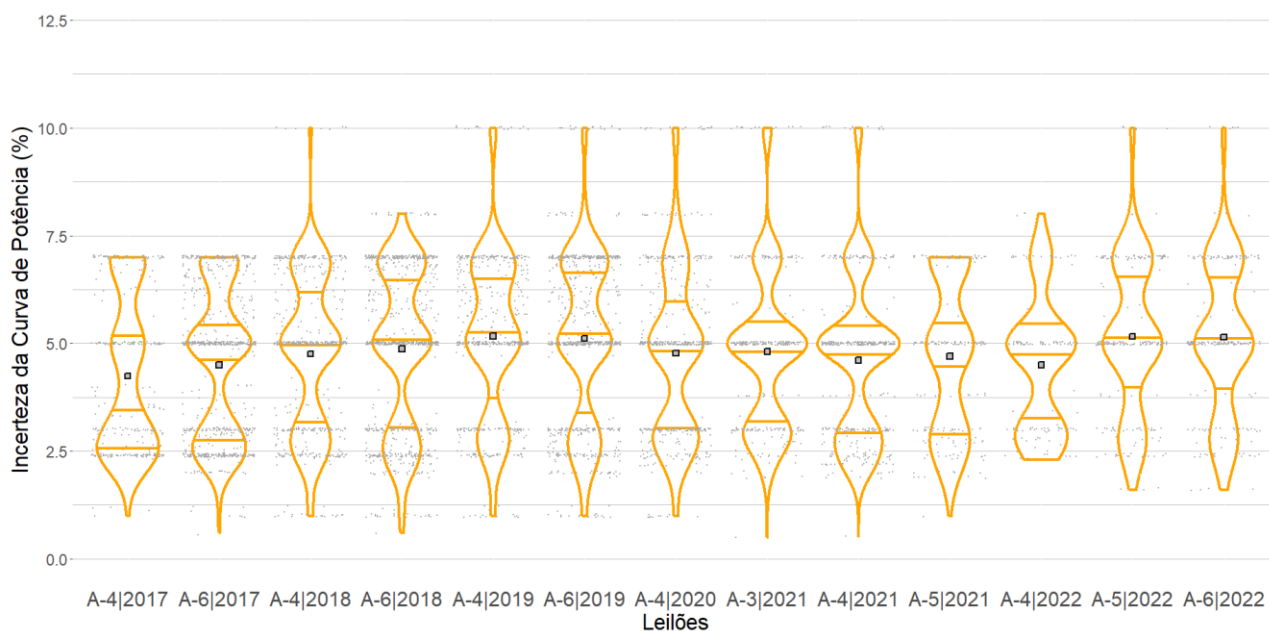


Gráfico 47 - Valores informados para a Incerteza da Curva de Potência em Leilões de Energia

O **Gráfico 48** relaciona a Incerteza da Curva de Potência com o percentual acumulado de projetos. A curva apresenta degraus destacados que retratam a grande concentração de projetos em torno de valores discretos específicos. Aproximadamente 72% dos projetos da amostra adotaram valores iguais ou menores do que 5,0% para esta incerteza.

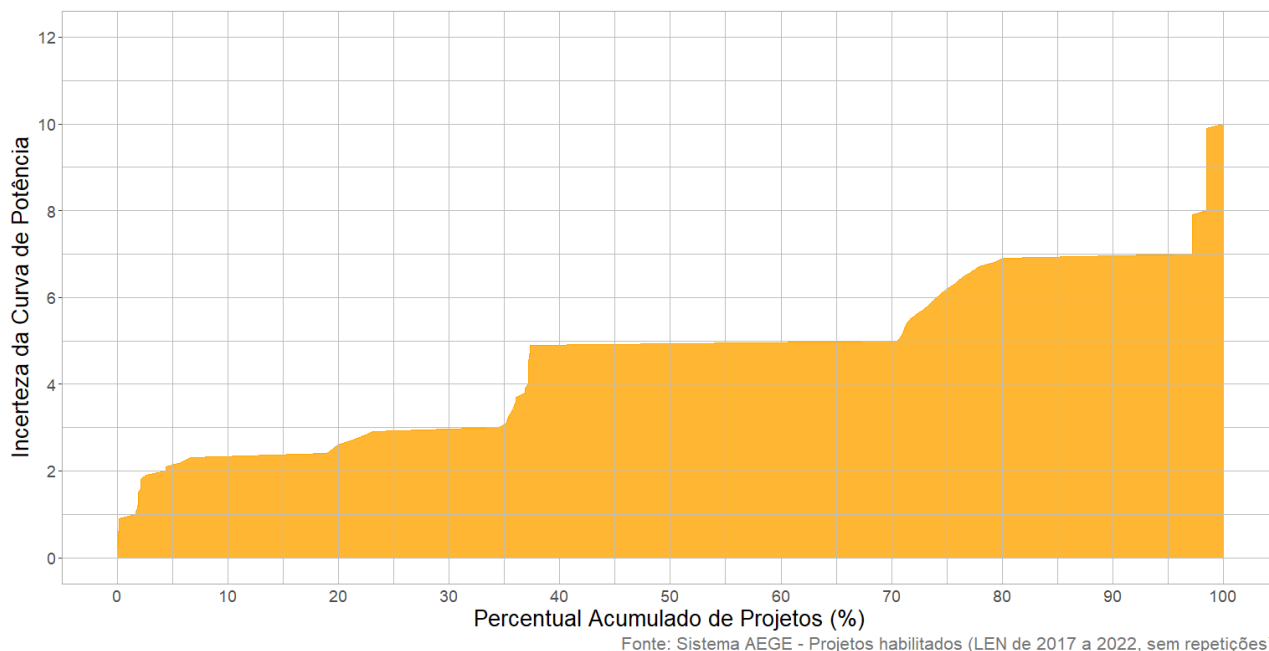


Gráfico 48 - ICP x Percentual Acumulado de Projetos

O **Gráfico 49** utiliza a mesma amostra de projetos do anterior e fornece uma visão geral dos valores adotados para a Incerteza da Curva de Potência, possibilitando a identificação do perfil de cada certificadora quanto à adoção de valores mais conservadores ou mais otimistas.

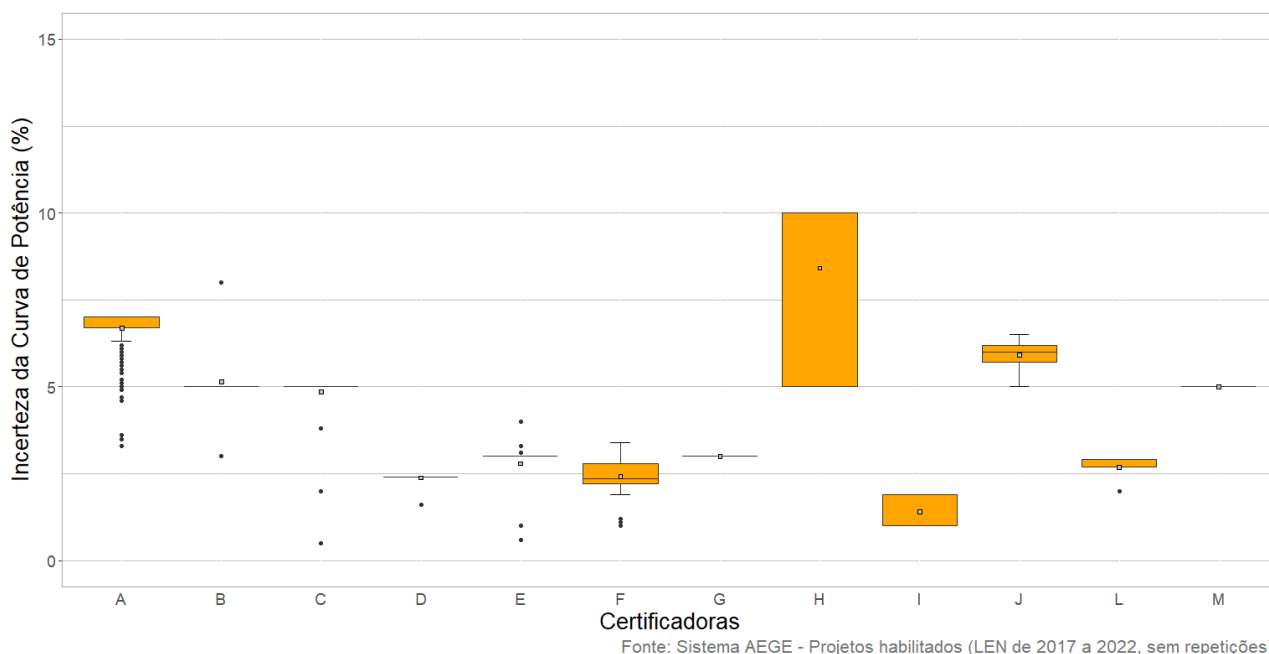


Gráfico 49 - ICP x Certificadoras

A análise da amostra revela que as certificadoras D, E, F, G, I e L adotam em geral valores mais otimistas, inferiores a 3,0%. De maneira oposta, as certificadoras A, H e J optam por valores mais conservadores, acima de 5%. Adicionalmente, algumas certificadoras utilizam um valor único ou no máximo três valores para todos os seus projetos, casos de B, D, G e M.

A partir deste ponto, serão consideradas as seis certificadoras com maior número de projetos habilitados (mais de 110) dentro da amostra, no intuito de verificar a influência de alguns fatores nos valores adotados.

Através do **Gráfico 50** e do **Gráfico 51**, é possível comparar as faixas adotadas pelas certificadoras em diferentes estados, por meio dos valores máximo, médio e mínimo.

Algumas certificadoras adotaram um único valor para essa componente em todos os projetos de determinados estados.

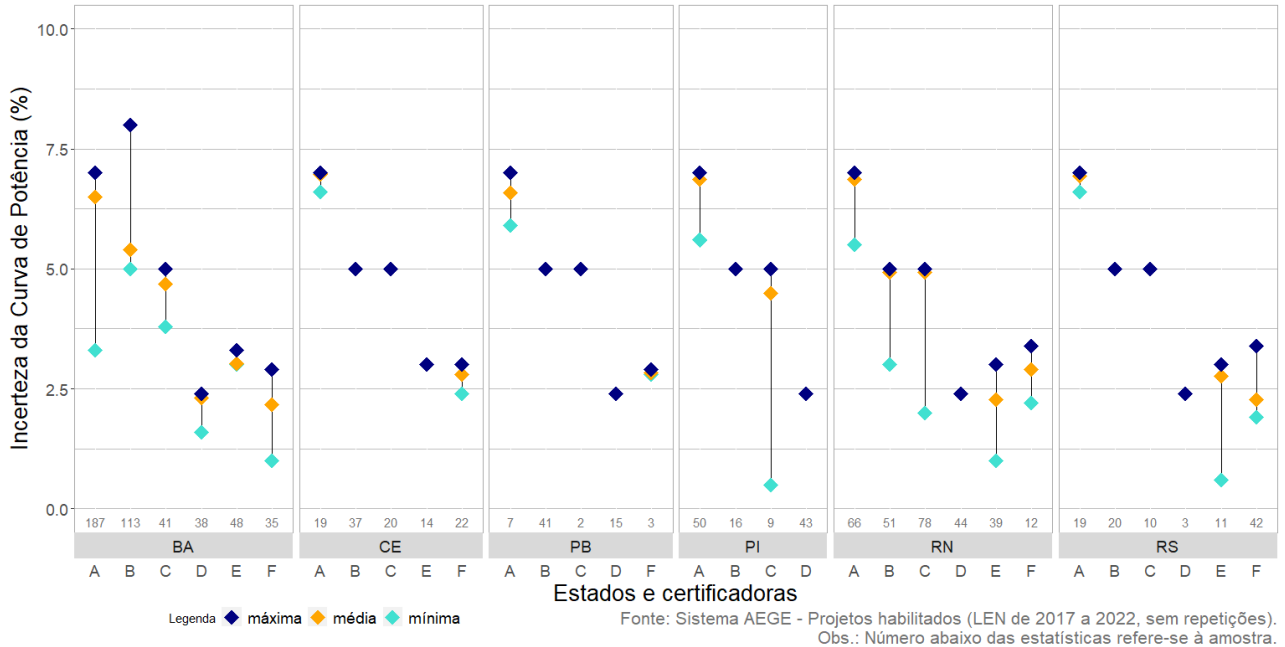


Gráfico 50 - ICP x Estados e Certificadoras

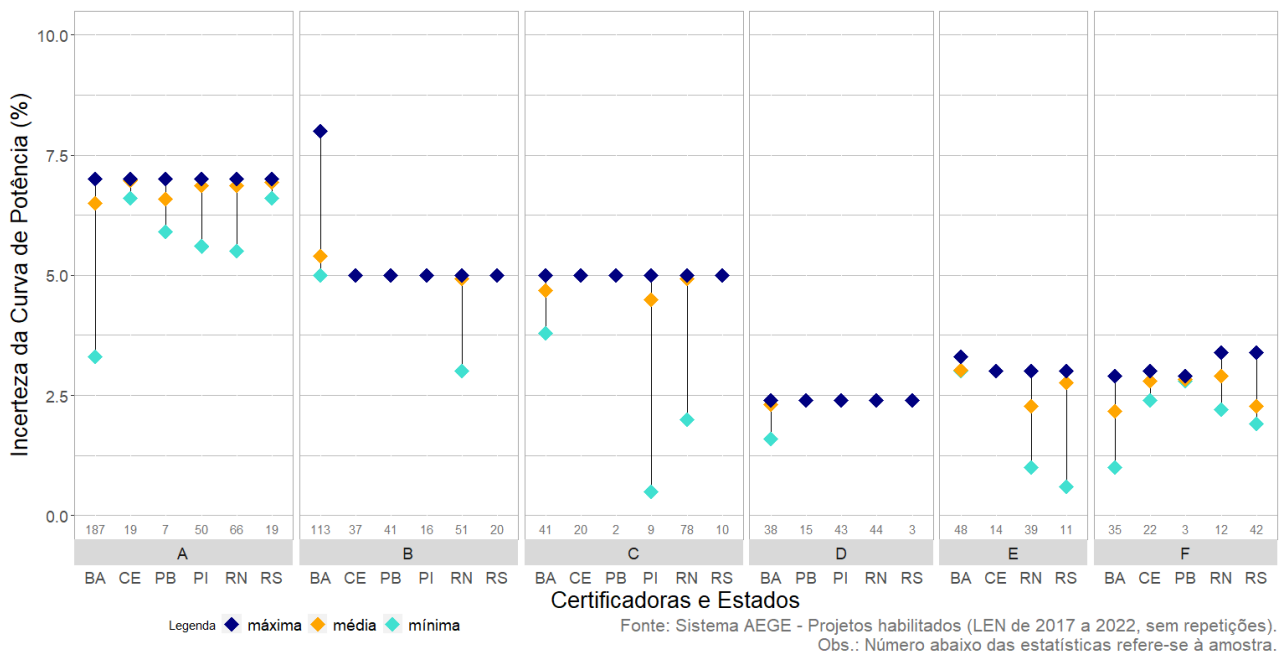


Gráfico 51 - ICP x Certificadoras e Estados

Para os Estados selecionados, o máximo valor foi de 8% , tendo sido atribuído pela Certificadora B a projetos com certificações mais antigas.

Em 2022, a Certificadora D aplicou para alguns projetos na Bahia uma redução em seu valor de referência para esta incerteza.

O **Gráfico 52** mostra os valores por fabricante. Em uma visão macro, a Certificadora A adota valores predominantemente mais conservadores (em torno de 7%). As certificadoras D, E e F adotam valores mais otimistas (média em torno de 2,5 a 3,0%) e as certificadoras B e C assumem, predominantemente, valores intermediários entre os dois outros grupos. A existência da adoção de um valor padrão pelas certificadoras e, para fabricantes específicos, é uma segunda possibilidade. Já as certificadoras A e F apresentam faixas maiores de variação para grande parte dos fabricantes.

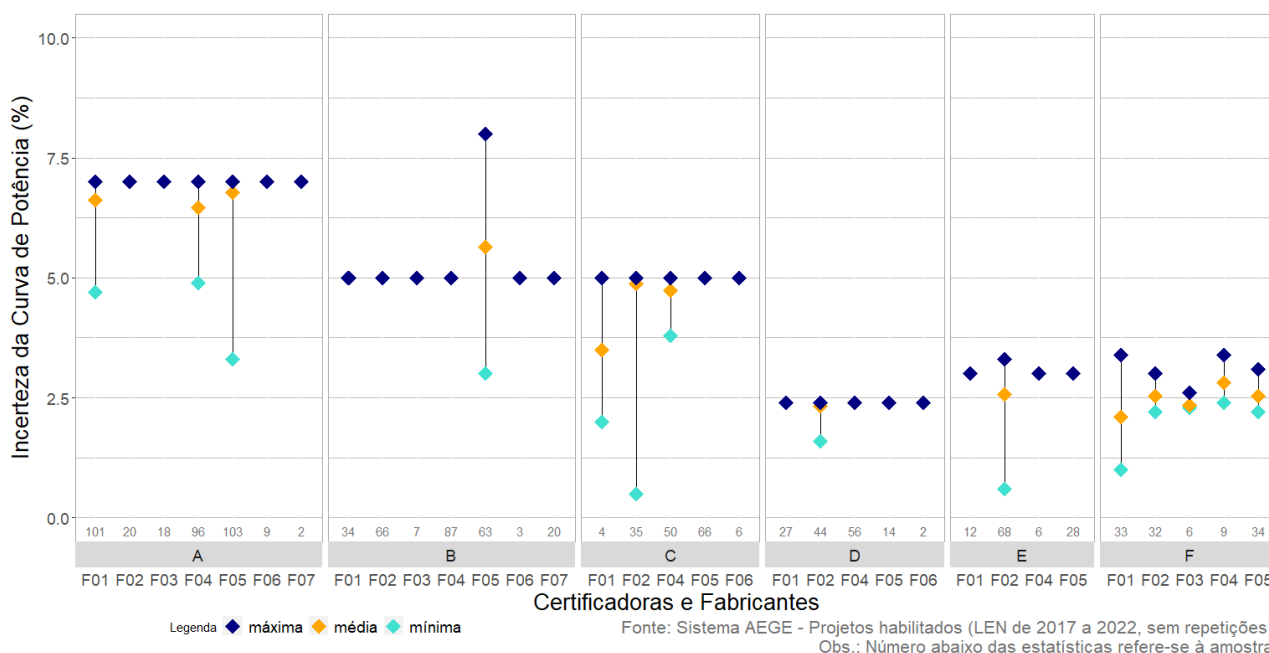


Gráfico 52 - ICP x Certificadoras e Fabricantes

Em resumo, as certificadoras parecem adotar um valor de referência para esta componente e de acordo com o fabricante (ou modelo) selecionado para o projeto, podem ser feitas algumas adequações no valor final. Algumas certificadoras são mais conservadoras do que outras.

Nova definição: Incerteza da estimativa ou cálculo da curva de potência da turbina eólica. Deve considerar possíveis desvios da curva medida, desvios esperados entre a curva estimada e a real (no caso de curvas de potência ainda não certificadas) e as condições locais e suas diferenças em relação à curva certificada (calculada nas condições de túnel de vento e da norma técnica).

2.8. Outras Incertezas

Definição atual: Demais incertezas consideradas pela metodologia usada. Devem ser descritas detalhadamente na certificação.

Poucas certificadoras descrevem essa componente ou a calculam. Entre as que detalham, há considerações sobre:

- Incertezas sobre perdas elétricas na rede interna;
- Histerese no controle dos aerogeradores;
- Fatores desconhecidos que possam influenciar no comportamento do vento;
- Soma quadrática das restantes rubricas de incerteza não mencionadas.

Os dados relativos à componente Outras Incertezas, cadastrados no sistema AEGE ao longo dos anos, serão apresentados a seguir.

O **Gráfico 53** apresenta os valores declarados para “Outras Incertezas” nos Leilões de Energia Nova de 2017 a 2022, tomando os projetos habilitados de cada leilão como amostra.

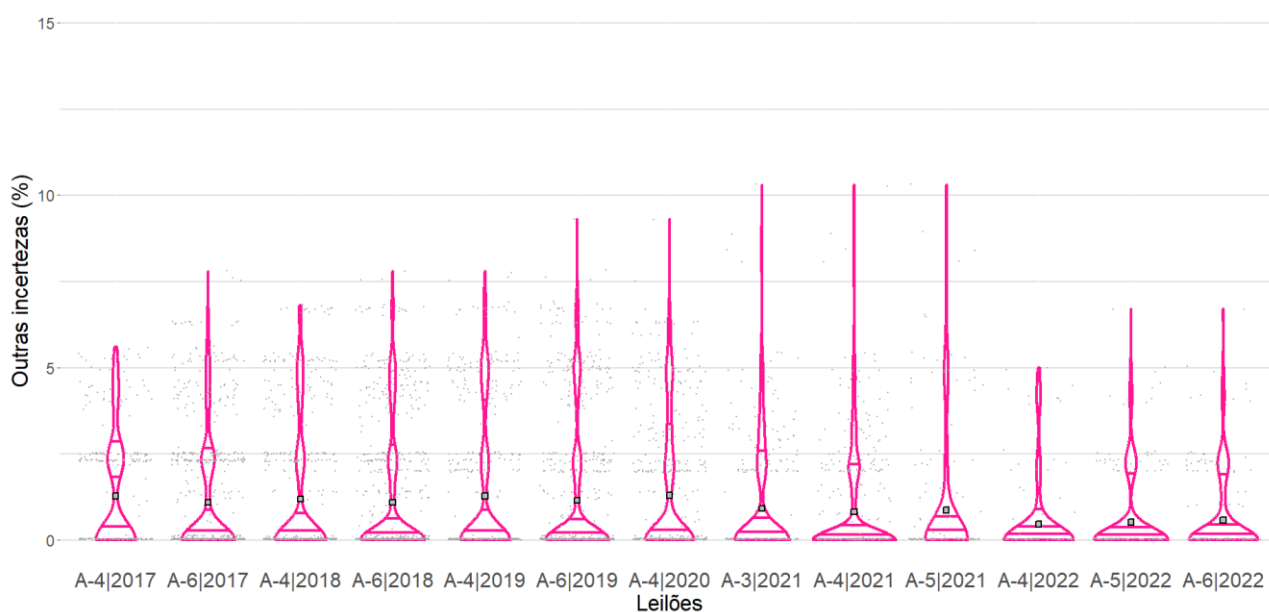


Gráfico 53 - Valores informados para Outras Incertezas em Leilões de Energia

Existe uma concentração muito grande de projetos em torno do valor zero, o que significa que para a maior parte dos projetos esta incerteza é nula ou muito baixa. Os últimos leilões mostram uma redução da média (quadrado cinza), o que pode ser um indício de um aumento na proporção de projetos certificados por empresas que não adotam esta classificação.

O **Gráfico 54** relaciona os valores declarados para “Outras Incertezas” com o percentual acumulado de projetos. Aproximadamente 67% dos projetos da amostra adotaram valores nulos para esta incerteza.

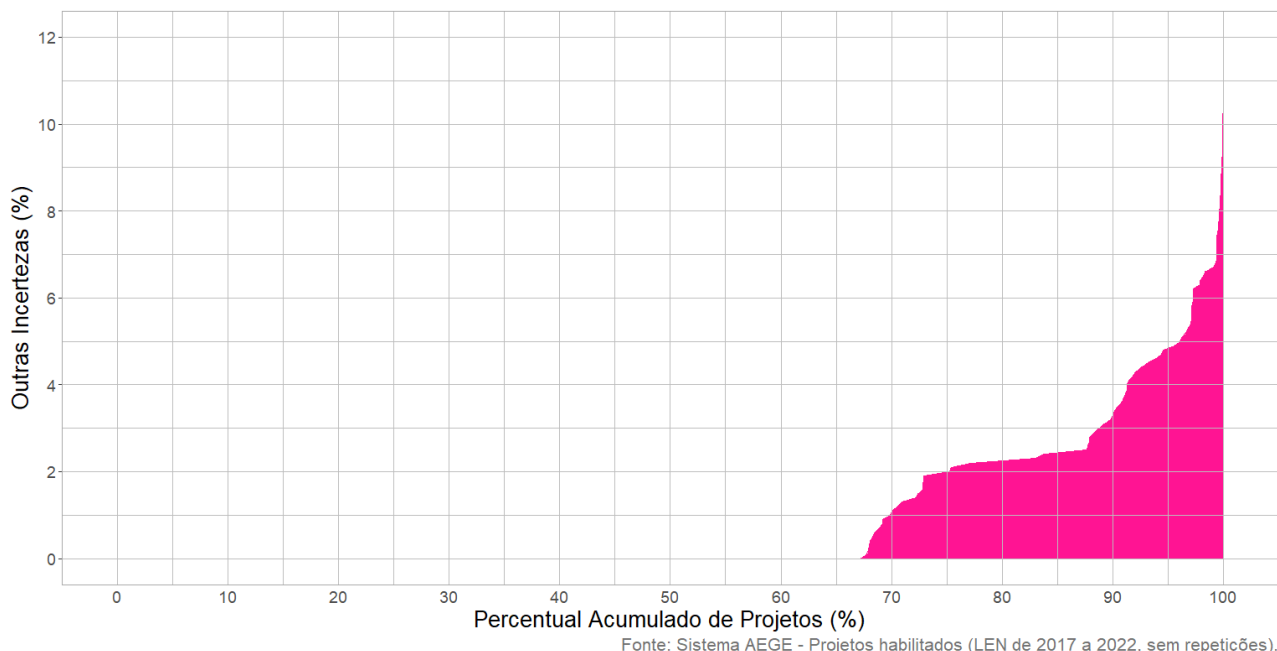


Gráfico 54 - OI x Percentual de Projetos Acumulados

O **Gráfico 55** possibilita identificar o perfil das certificadoras quanto à adoção de faixas e valores. As três certificadoras com mais projetos habilitados (A, B e C) adotam, predominantemente, valores nulos para esta componente.

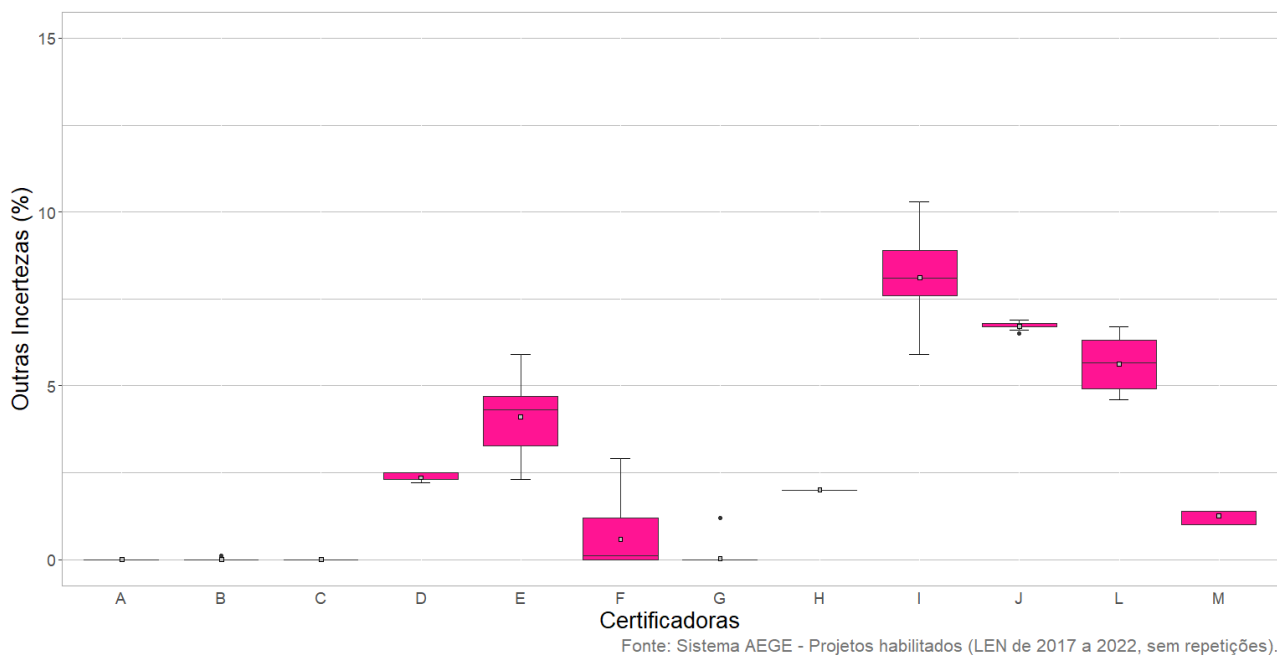


Gráfico 55 - OI x Certificadoras

Não se verifica necessidade de ajuste de definição, dado que essa componente serve justamente para abranger quaisquer fatores que não tenham sido considerados nos parâmetros específicos, a critério da certificadora.

Nova definição: sem alterações.

2.9. Incerteza Padrão na Estimativa de Produção Anual Certificada de Curto Prazo

Definição atual: não definida.

Trata-se da composição das incertezas anteriores (componentes) e, sendo elas independentes, seria a raiz quadrada da soma de seus quadrados, supondo que tenha sido realizada a conversão das incertezas calculadas com base na velocidade em percentual de energia. A diferença em relação à incerteza padrão de longo prazo está relacionada, principalmente, às seguintes componentes: Incerteza da Variabilidade Interanual e Outras Incertezas.

Como os valores de Incerteza da Variabilidade Interanual para o Curto Prazo (1 ano) são sempre maiores do que para o Longo Prazo (20 anos), a Incerteza Padrão de Curto Prazo é maior do que a de Longo Prazo.

O **Gráfico 56** apresenta os valores declarados para a Incerteza Padrão de Curto Prazo nos Leilões de Energia Nova de 2017 a 2022, tomando os projetos habilitados de cada leilão como amostra. Na maioria dos leilões, os projetos situados entre o primeiro e terceiro quartil da amostra apresentaram incertezas entre 10,0% e 17,0%, aproximadamente.

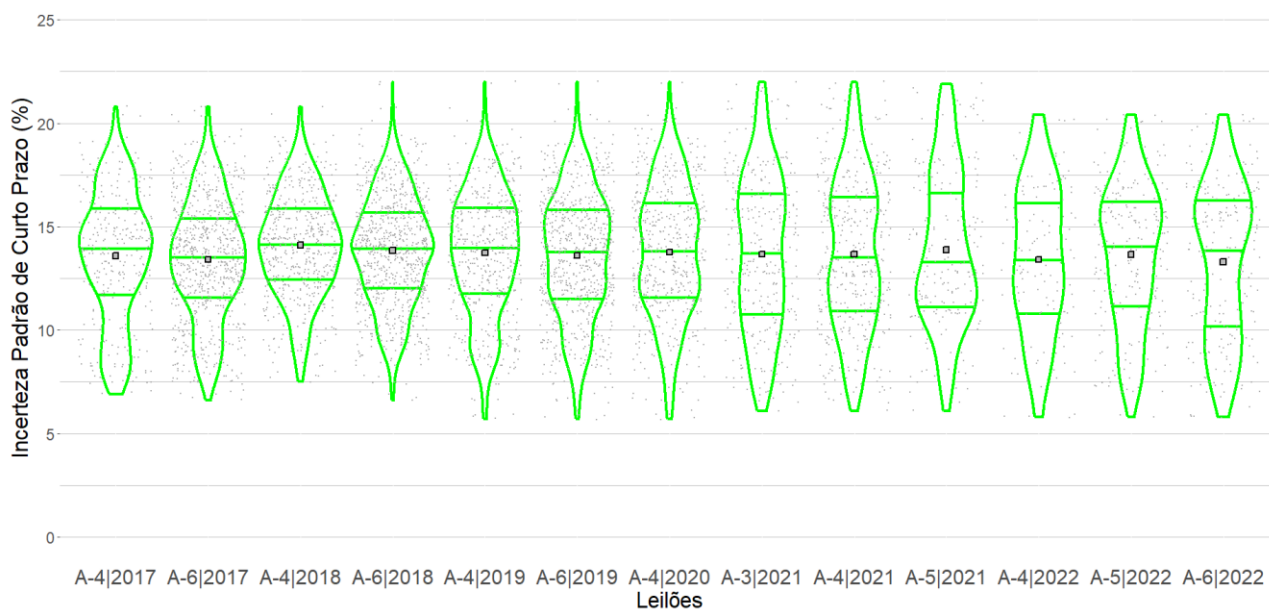
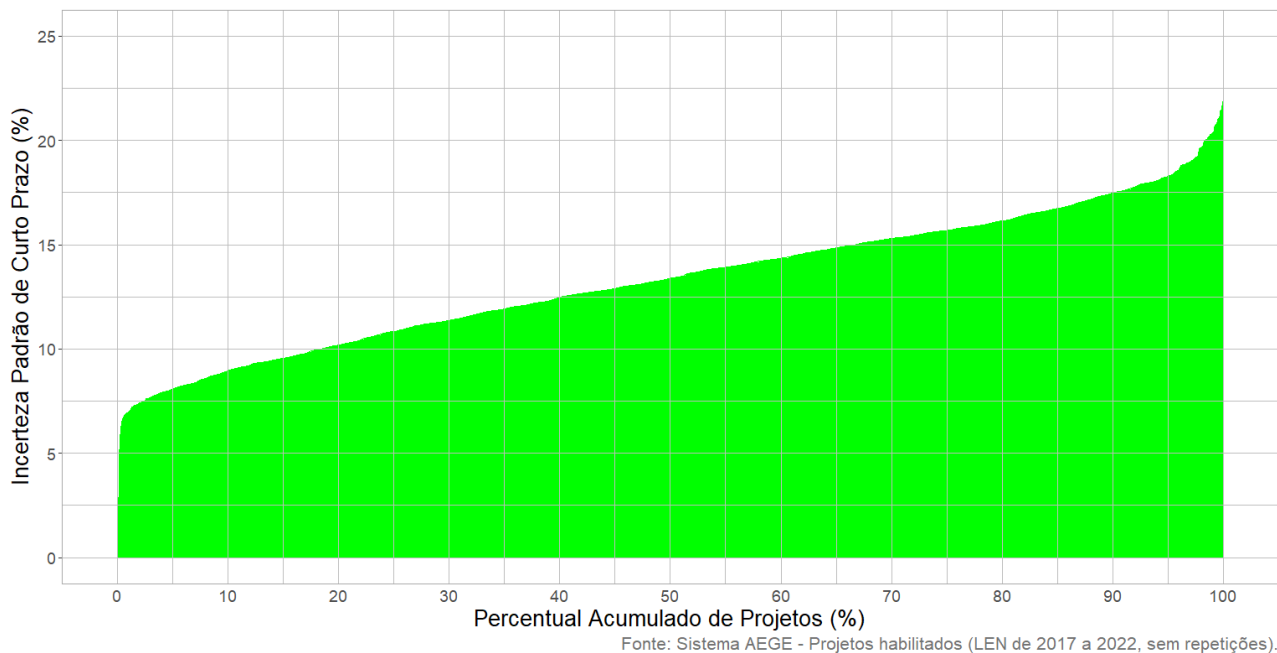


Gráfico 56 - Valores informados para a Incerteza Padrão de Curto Prazo em Leilões de Energia

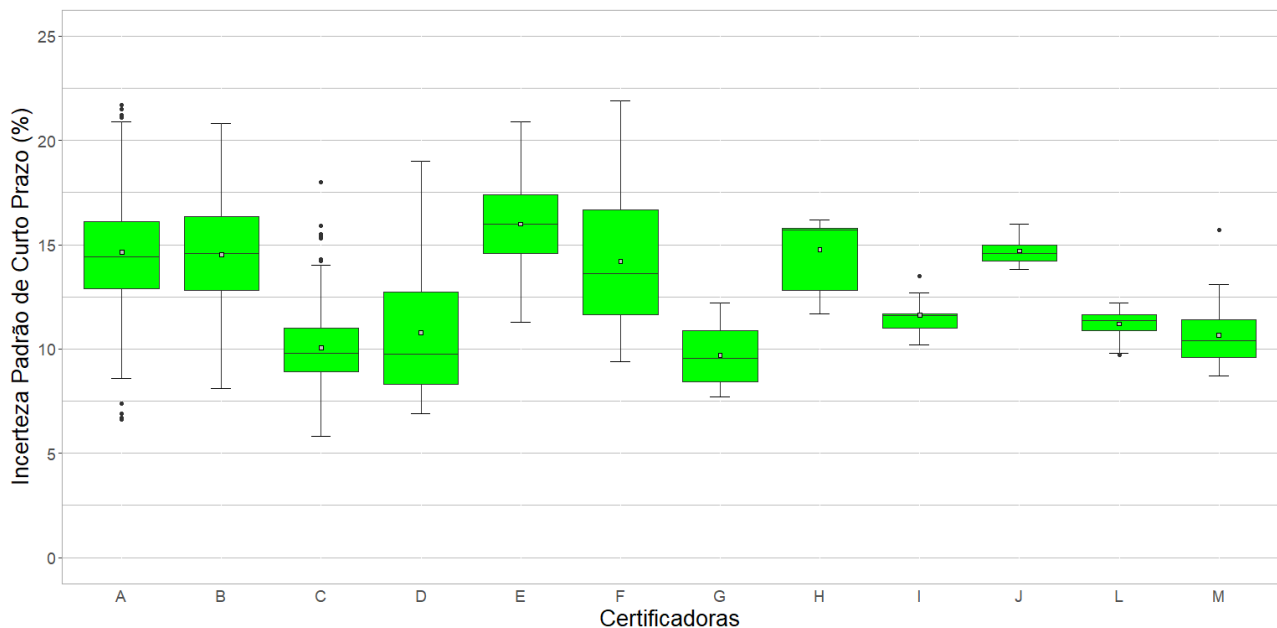
O **Gráfico 57** relaciona a incerteza de curto prazo com o percentual acumulado de projetos. Aproximadamente 82% dos projetos da amostra adotaram valores superiores a 10% para a incerteza.



Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).

Gráfico 57 - IPCP x Percentual Acumulado de Projetos

O **Gráfico 58** utiliza a mesma amostra de projetos do anterior e fornece uma visão geral dos valores adotados para a Incerteza Padrão de Curto Prazo por certificadora. Ele possibilita, de forma preliminar, identificar o perfil das certificadoras quanto à adoção de faixas e valores e mais conservadores ou mais otimistas. As certificadoras E e F adotam valores mais conservadores em geral. As certificadoras C, D e G são as mais otimistas.



Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).

Gráfico 58 - IPCP x Certificadoras

Através do **Gráfico 59** e do **Gráfico 60**, pode-se verificar as faixas adotadas pelas certificadoras em diferentes estados, por meio dos valores máximo, médio e mínimo.

Analisando os valores das médias e comparando as certificadoras, pode-se perceber que esse valor varia consideravelmente dentro da faixa de 8% a 18%, considerando os seis estados que compõem a amostra.

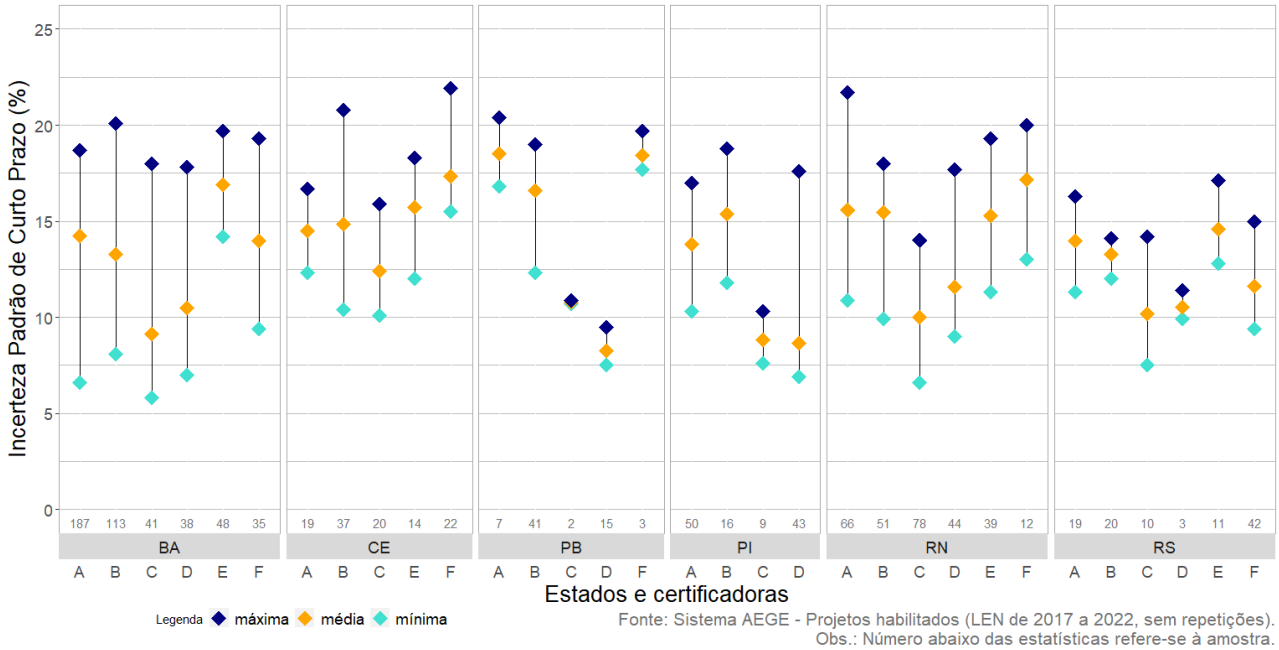


Gráfico 59 - IPCP x Estados e Certificadoras

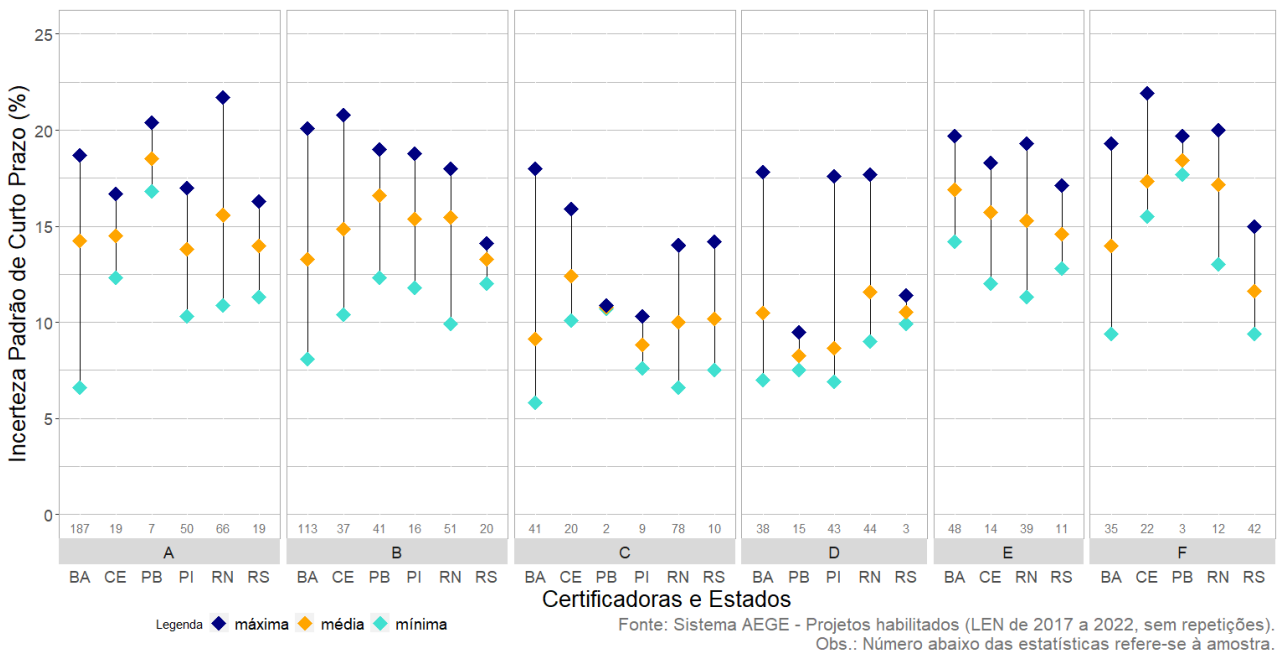


Gráfico 60 - IPCP x Certificadoras e Estados

Assim como a EPE não apresentou uma definição para esta incerteza anteriormente em suas instruções, as certificadoras também não detalham esse ponto, embora apresentem o valor correspondente. Para deixar mais claro o que se espera, propõe-se a definição abaixo indicada.

Nova definição: Incerteza associada à estimativa de produção de energia de um ano, considerando os desvios esperados em função da variabilidade interanual do recurso.

2.10. Incerteza Padrão na Estimativa de Produção Anual Certificada de Longo Prazo (Resultante)

Definição atual: A incerteza corresponde ao desvio-padrão dos valores previstos de geração anual durante o período de vigência do contrato, considerando que estes valores seguem uma Distribuição Normal.

Seria uma composição das incertezas anteriores (exceto a de curto prazo) e, sendo elas independentes, o cálculo se resumiria à raiz quadrada da soma dos quadrados das componentes. Isso já tendo convertido as incertezas de velocidade em percentual de energia.

De acordo com a metodologia de cada certificadora e dos fatores considerados na estimativa de cada componente, o cálculo da Incerteza Padrão Resultante pode expressar diferenças em relação à independência das componentes.

Não existe uma uniformidade em relação ao cálculo da Incerteza Padrão Resultante de Longo Prazo, que depende das considerações e metodologias utilizadas pelas certificadoras. É realizada uma espécie de adaptação ao que é exigido pela EPE nas Instruções de Cadastramento e Habilitação Técnica (EPE, 2021).

O **Gráfico 61** apresenta, através de um gráfico violino, os valores declarados para a Incerteza Padrão de Longo Prazo nos Leilões de Energia Nova de 2017 a 2022, tomando os projetos habilitados de cada leilão como amostra. Os locais de maior área (onde o gráfico é mais largo), existe uma grande concentração de dados, enquanto em locais de menor área (onde o gráfico é mais estreito) existe uma baixa concentração de dados.

Na maioria dos leilões, os projetos situados entre o primeiro e o terceiro quartis das amostras apresentaram incertezas entre 7,5% e 12%, aproximadamente. A partir de 2020, ocorre uma expansão dos limites do intervalo interquartilico e um estreitamento dos violinos.

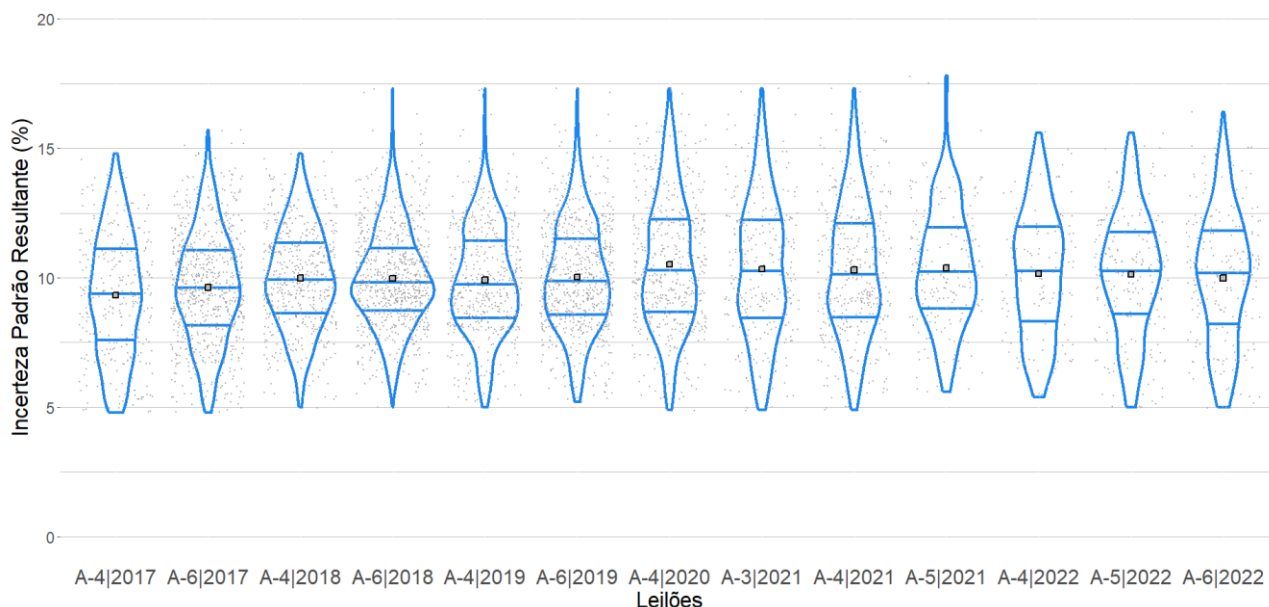


Gráfico 61 - Valores informados para a Incerteza Padrão Resultante em Leilões de Energia

O **Gráfico 62** relaciona a incerteza padrão resultante de longo prazo com o percentual acumulado de projetos. Somente cerca de 15% dos projetos da amostra apresentaram valores inferiores a 7,5% para esta incerteza. Cerca de 87,5% dos projetos da amostra apresentaram valores inferiores a 12,5%.

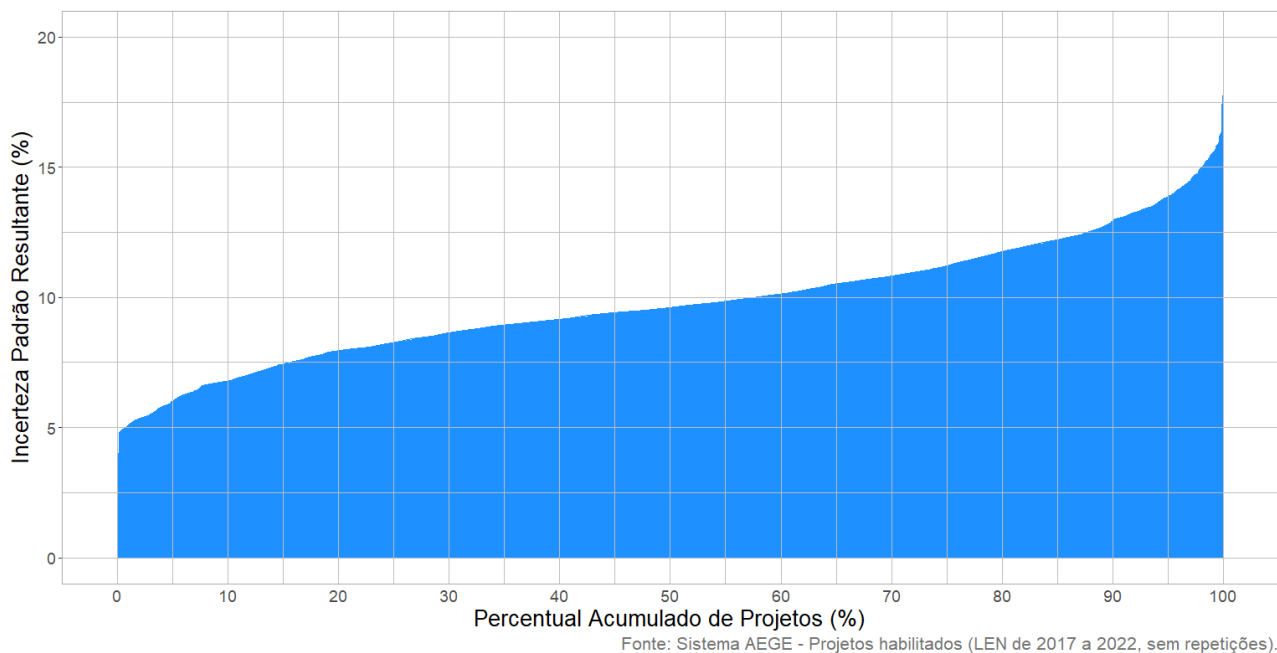


Gráfico 62 - IPR x Percentual Acumulado de Projetos

O **Gráfico 63** utiliza a mesma amostra de projetos do anterior e fornece uma visão geral dos valores adotados para a Incerteza Padrão Resultante por certificadora. Ele possibilita, de forma preliminar, identificar o perfil das certificadoras quanto à adoção de faixas e valores e mais conservadores ou mais otimistas. A certificadora D se destaca como a mais otimista. As certificadoras B, E, F e H adotam valores mais conservadores em geral.

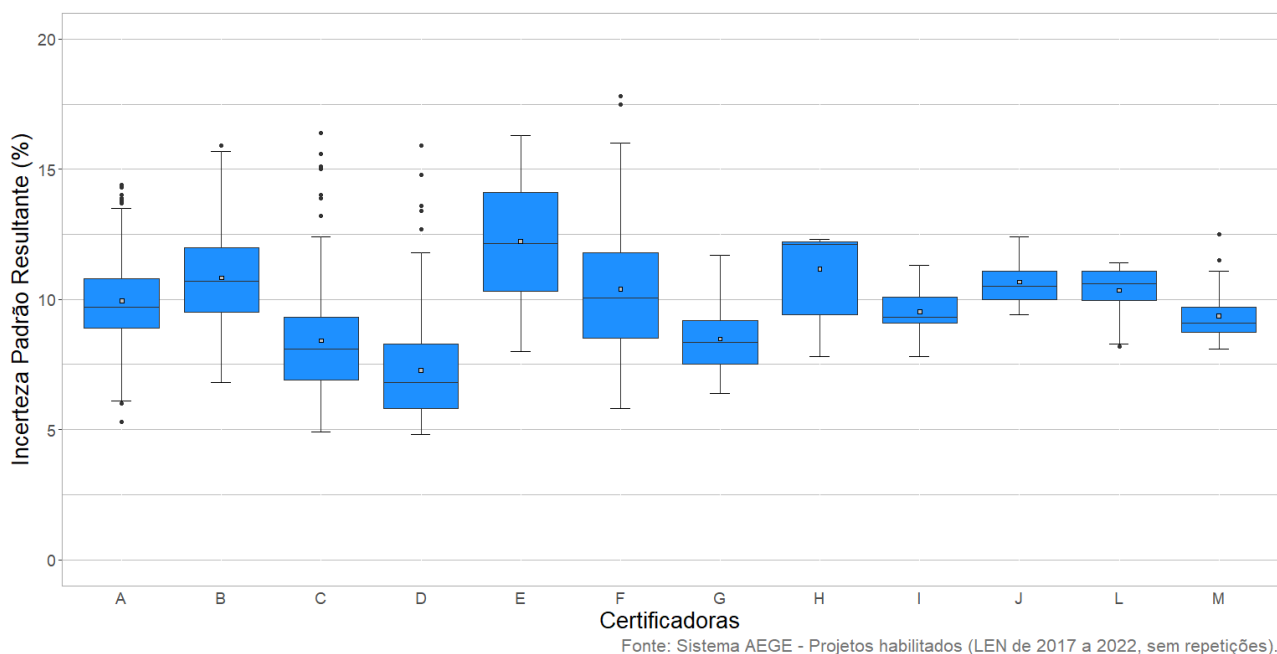


Gráfico 63 - IPR x Certificadoras

Através do **Gráfico 64** e do **Gráfico 65**, pode-se comparar as faixas adotadas pelas certificadoras em diferentes estados, por meio dos valores máximo, médio e mínimo.

Analisando os valores das médias e comparando as certificadoras, é possível perceber que esse valor varia, consideravelmente, dentro da faixa de 5,5% a 14,0%, considerando os seis estados que compõem a amostra. Os valores mínimos não ultrapassam a barreira de 5%. O estado da Bahia se destaca em relação a projetos com valores máximos.

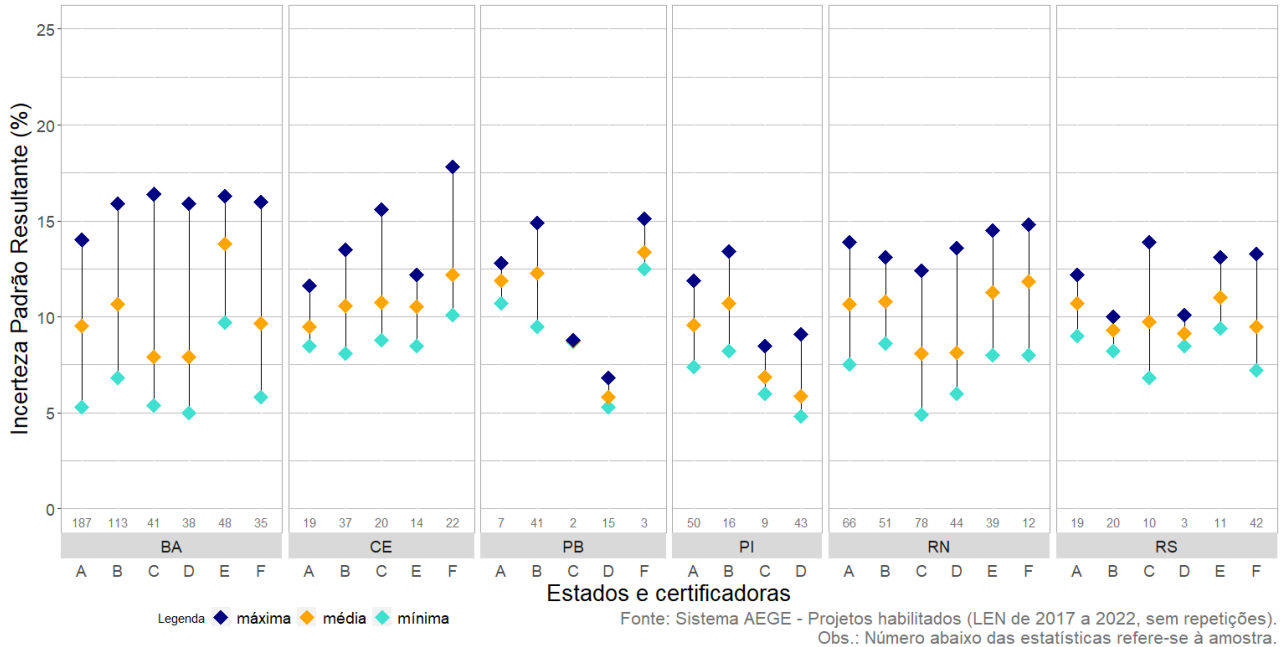


Gráfico 64 - IPR x Estados e Certificadoras

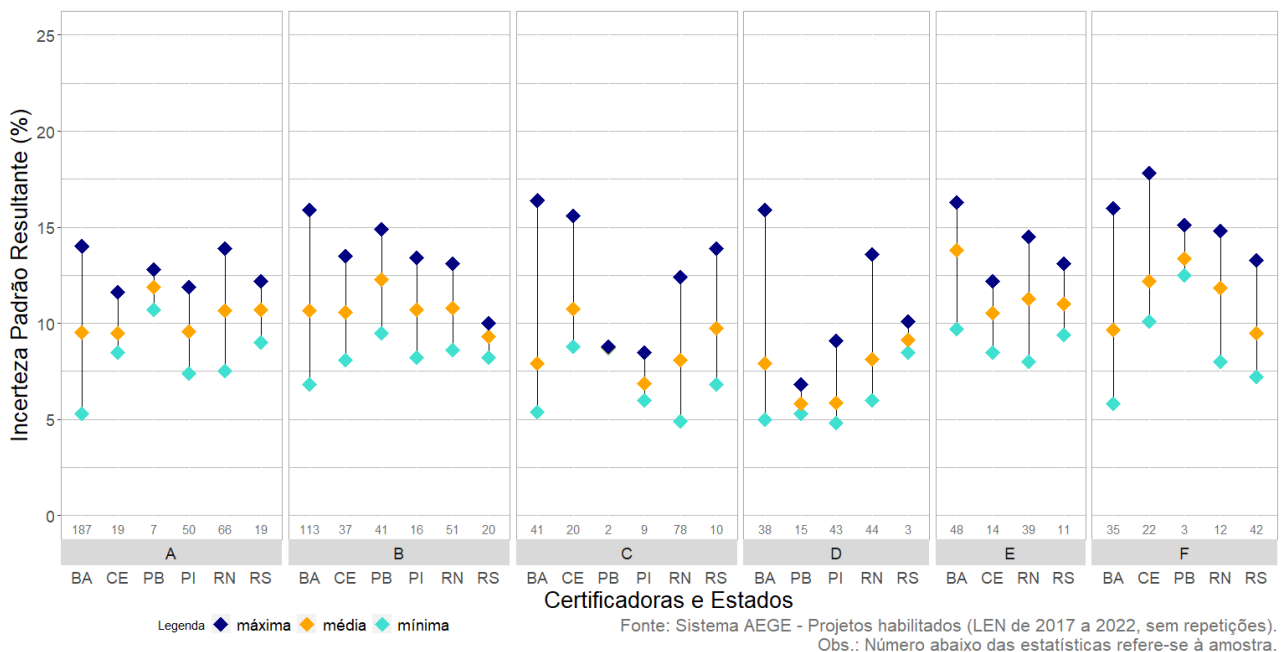


Gráfico 65 - IPR x Certificadoras e Estados

Dado que esse parâmetro reflete a combinação das diversas componentes de incerteza de longo prazo, as certificações não trazem considerações específicas. Desta forma, não existe razão para alteração da definição anterior.

2.11. Percentual de participação de cada componente na IPR²

A identificação das componentes mais relevantes em projetos habilitados para participar de leilões é uma forma prática de comparar as metodologias e critérios de adoção de valores utilizados pelas certificadoras.

A IEC-61400-12-1 (IEC, 2022) apresenta como orientação para estimativa da incerteza os procedimentos apresentados no guia ISO/IEC 98-3:2008 (ISO/IEC, 2008), onde as categorias A e B de incerteza são apresentadas e o processo de composição é proposto. De forma geral, a incerteza pode ser definida como:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M c_{k,i} u_{k,i} c_{l,i} u_{l,i} \rho_{k,l,i}$$

Onde:

$c_{k,i}$ é o fator de sensibilidade do componente k no intervalo i;

$u_{k,i}$ é a incerteza do componente k no intervalo i;

$c_{l,i}$ é a sensibilidade do componente l no intervalo i;

$\rho_{k,l,i}$ é o coeficiente de correlação entre o componente de incerteza k no intervalo i e o componente de incerteza l no intervalo i.

Considerando as incertezas definidas pela EPE em suas Instruções para Cadastramento de Projetos em Leilões (EPE, 2021) e pressupondo que os coeficientes de sensibilidade sejam unitários e as incertezas componentes independentes é possível obter a equação abaixo:

$$IPR = \sqrt{IMA^2 + ICP^2 + OI^2 + IMCEE^2 + IVI^2 + ICLP^2 + IEVT^2 + IEHT^2}$$

Nota-se que nem todos os empreendimentos ou certificadoras mantiveram as premissas apresentadas no cálculo da Incerteza Padrão Resultante. No entanto a estimativa da participação das componentes destes projetos foi executada seguindo a metodologia apresentada para possibilitar a comparação de toda a amostra. Nas análises a seguir, as incertezas de todas as certificadoras foram consideradas independentes, permitindo a identificação das componentes mais relevantes para cada uma delas.

Manipulando algebricamente a equação acima, é possível isolar a participação do quadrado de cada componente em relação ao quadrado da Incerteza Padrão Resultante. Como exemplo, segue a equação referente à Incerteza das Medições Anemométricas.

$$\frac{IMA^2}{IPR^2} = 1 - \frac{ICP^2 + OI^2 + IMCEE^2 + IVI^2 + ICLP^2 + IEVT^2 + IEHT^2}{IPR^2}$$

Através de equações semelhantes, a participação de cada componente foi calculada para os projetos pertencentes às amostras das seis certificadoras. A seguir são apresentados os resultados:

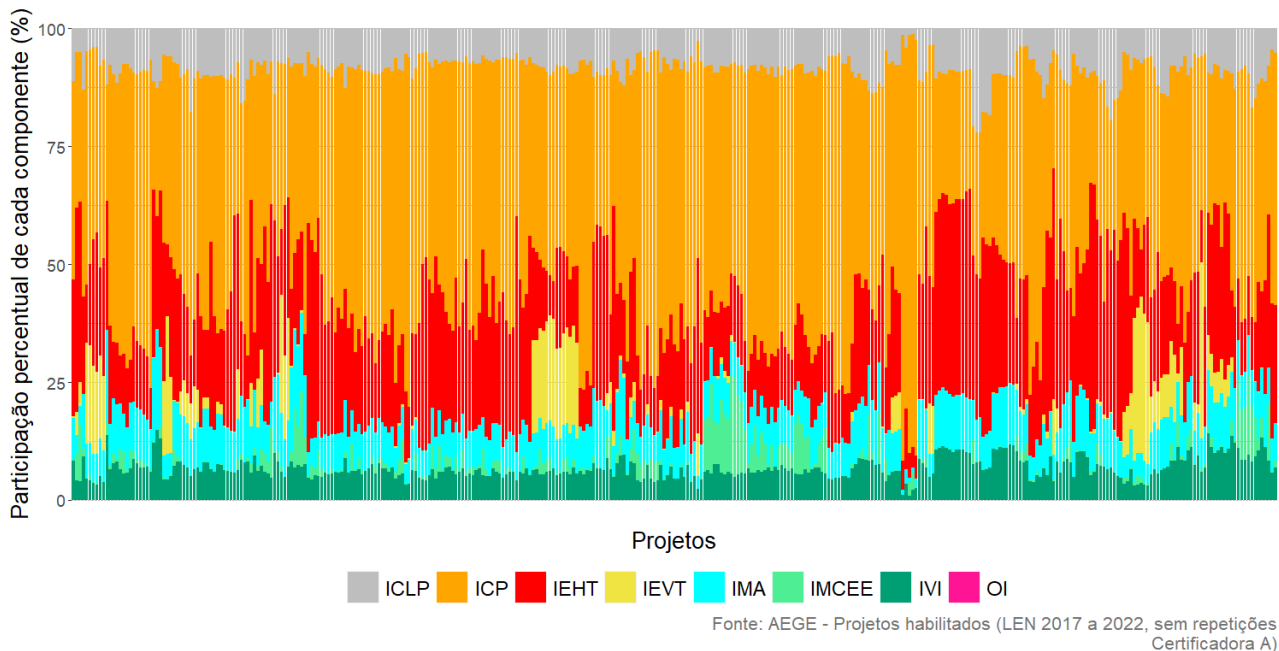


Gráfico 66 – Projetos da Certificadora A - Participação de cada componente na IPR²

Em relação à Certificadora A, destacam-se predominantemente as Incertezas da Curva de Potência e da Extrapolação Horizontal Total. Em um segundo patamar de relevância, estão as Incertezas da Correlação de Longo Prazo, da Variabilidade Interanual e das Medições Anemométricas. Em projetos esporádicos, as Incertezas de Extrapolação Vertical e da Metodologia de Cálculo do Efeito Esteira apresentam percentuais de participação significativos. A certificadora não utiliza a classificação Outras Incertezas.

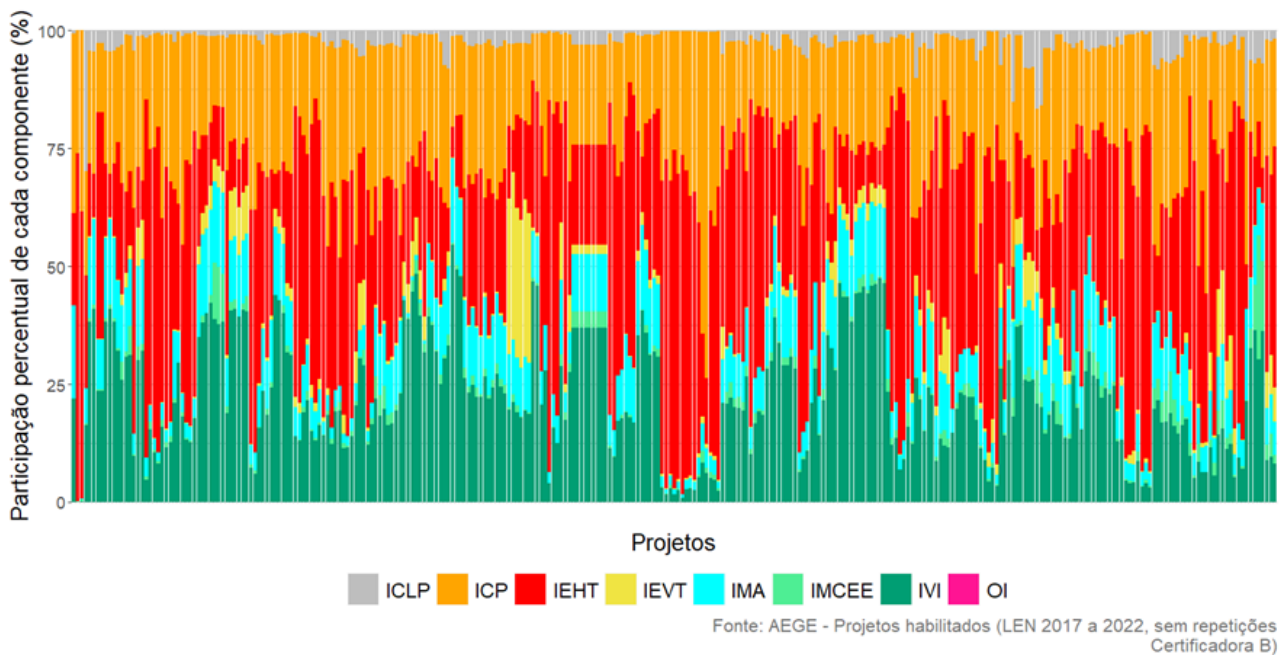


Gráfico 67 - Projetos da Certificadora B - Participação de cada componente na IPR²

Em relação à Certificadora B, esta adota participações percentuais mais significativas para as incertezas da extrapolação horizontal total, da curva de potência e da variabilidade interanual. Em seguida, com participação um pouco menor, está a incerteza das medições anemométricas. Em projetos esporádicos, as incertezas de extrapolação vertical e da metodologia de cálculo do efeito

esteira apresentam percentuais de participação não desprezíveis. A certificadora não utiliza a classificação “Outras Incertezas”. Destaca-se a adoção dos menores valores de participação para a incerteza da correlação de longo prazo e dos maiores valores para a incerteza da variabilidade interanual, em comparação com as outras certificadoras.

De acordo com os resultados dos projetos da Certificadora C, destacam-se as incertezas: da Curva de Potência e das Medições Anemométricas de forma mais consistente na maioria dos projetos. As incertezas da Extrapolação Vertical Total, da Extrapolação Horizontal Total e da Correlação de Longo Prazo têm maiores variações, sendo por vezes as com maior percentual de participação em alguns projetos e as com menor percentual em outros. A certificadora C não utiliza a classificação Outras Incertezas.

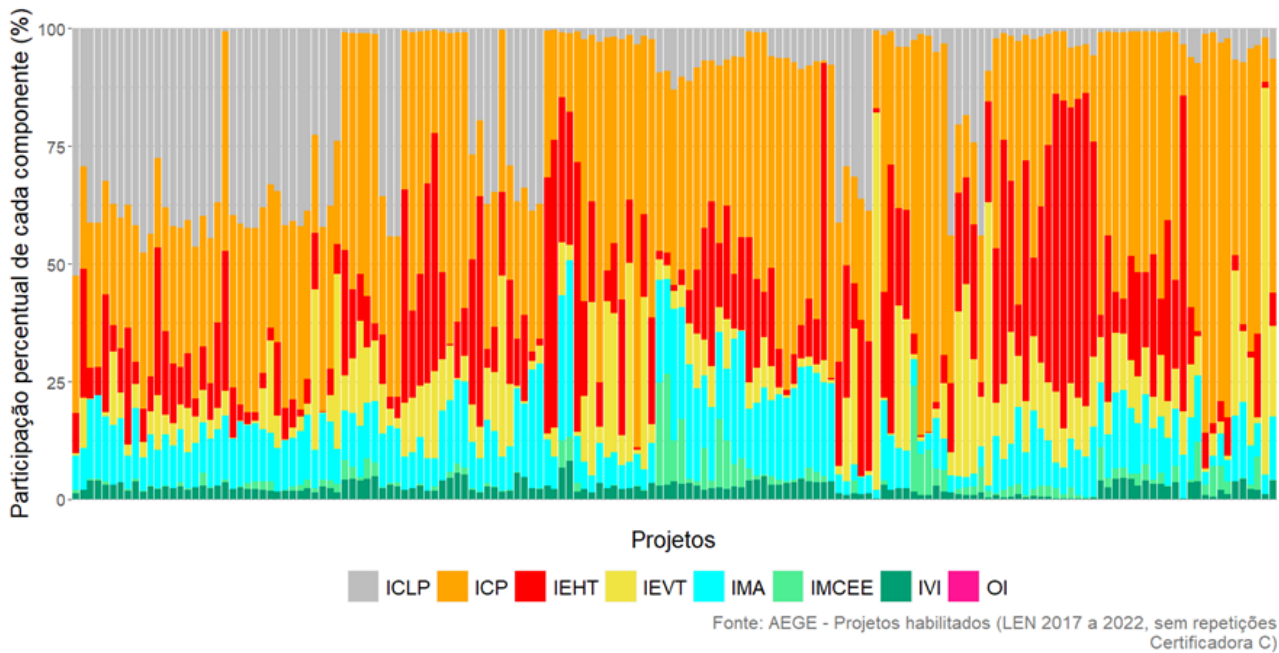


Gráfico 68 - Projetos da Certificadora C - Participação de cada componente na IPR²

Para a Certificadora D, as participações percentuais mais significativas estão relacionadas às componentes da eExtrapolção Horizontal Total e da Correlação de Longo Prazo. Em um segundo nível de relevância, estão as Incertezas da Curva de Potência e das Medições Anemométricas. Destaca-se a adoção de valores significativos para a componente Outras Incertezas. Em um terceiro nível de relevância, estão as Incertezas da Variabilidade Interanual e da Metodologia de Cálculo do Efeito Esteira. Em projetos esporádicos, as Incertezas de Extrapolação Vertical apresentam percentuais de participação não desprezíveis.

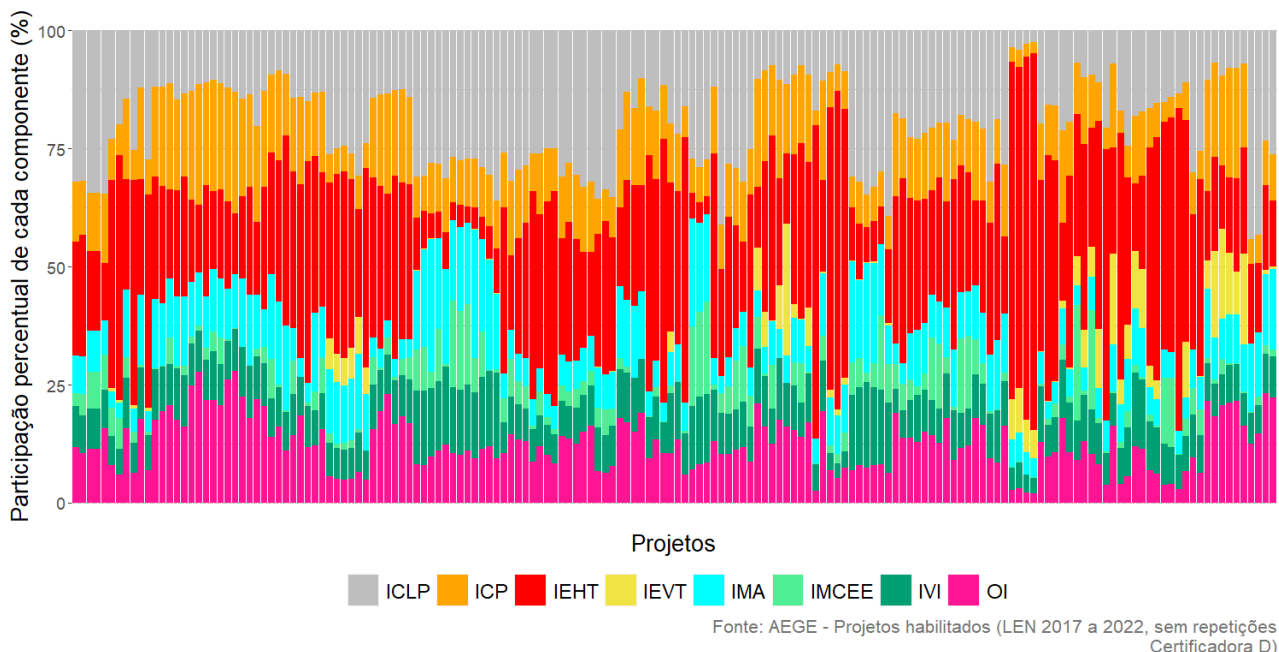


Gráfico 69 - Projetos da Certificadora D - Participação de cada componente na IPR²

Para a Certificadora E, a participação percentual mais significativa está relacionada à componente da Extrapolação Horizontal Total. Destaca-se também a adoção de valores significativos para a componente Outras Incertezas. Em um segundo nível de relevância, estão as Incertezas da Curva de Potência, da Correlação de Longo Prazo, da Extrapolação Vertical e das Medições Anemométricas. Em um terceiro nível de relevância, estão as Incertezas da Variabilidade Interanual e da Metodologia de Cálculo do Efeito Esteira.

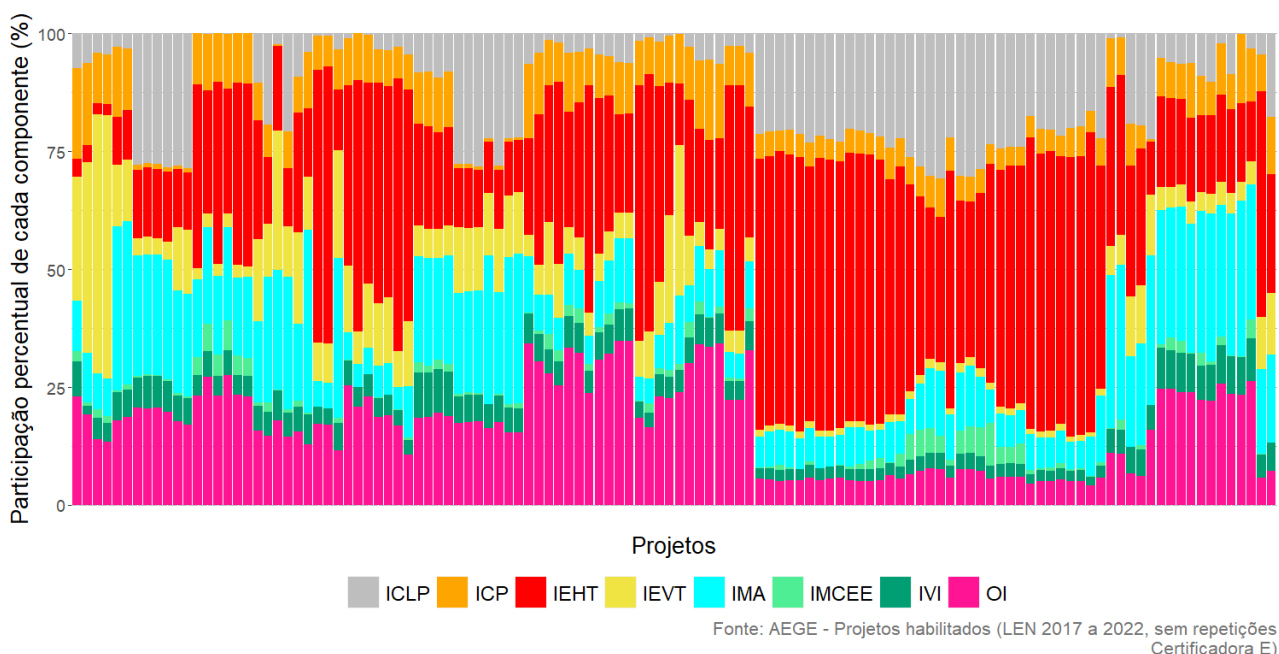


Gráfico 70 - Projetos da Certificadora E - Participação de cada componente na IPR²

A Certificadora F tem a Incerteza da Extrapolação Horizontal Total como a componente de maior participação percentual na maioria de seus projetos. Em um segundo nível de relevância, estão as Incertezas da Correlação de Longo Prazo e das Medições Anemométricas. Em alguns projetos, as Incertezas de Extrapolação Vertical apresentam percentuais de participação significativos. As Incertezas da Curva de Potência, da Variabilidade Interanual e da Metodologia de Cálculo do Efeito Esteira apresentam participações percentuais de mesma ordem de grandeza na maioria dos projetos, podendo ser agrupadas em um terceiro nível de relevância. A componente Outras Incertezas apresenta participação semelhante às componentes do terceiro nível em alguns projetos e, nos demais, não tem participação significativa.

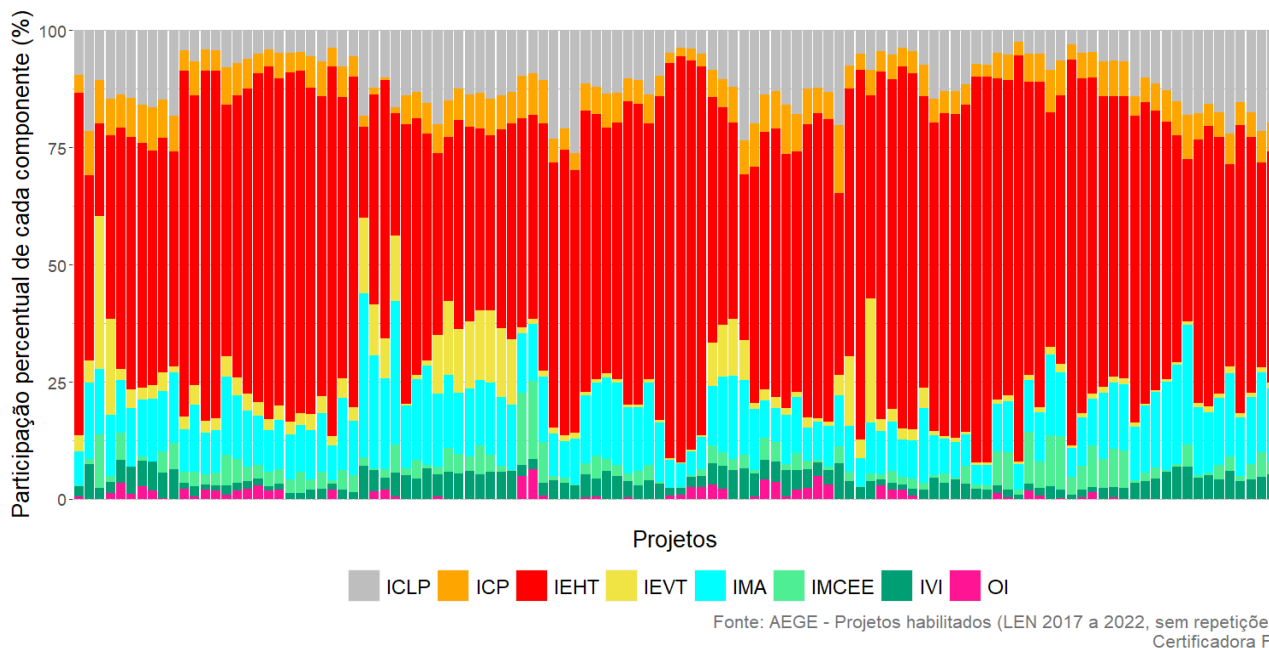


Gráfico 71 - Projetos da Certificadora F - Participação de cada componente na IPR²

Guedes (2021) aponta que um dos principais desafios está em reduzir ao máximo a subjetividade nas estimativas. Além disso, alerta que não há metodologia padronizada para determinar as incertezas de projetos eólicos e que os pesos relativos dos diferentes grupos de incertezas afetam a incerteza total.

Como foi evidenciado pela análise dos últimos gráficos, as certificadoras não possuem uma padronização em relação a avaliação e atribuição de valores às incertezas componentes, o que acaba gerando impacto em termos da participação percentual de cada componente nos projetos. Compreender melhor essas diferenças é um caminho a ser trilhado vislumbrando a melhoria geral das estimativas.

2.12. Índice de Incerteza

Barriatto e Tilmann (2018) sugerem um índice de incerteza (P_{90}/P_{50}) para a avaliação do risco associado às estimativas pré-construtivas de produção de energia para o período de 20 anos. O índice é obtido a partir da equação para o cálculo da probabilidade de excedência “P90 de 20 anos”, supondo uma distribuição Gaussiana. O risco é classificado em quatro níveis: baixo para o intervalo entre 0,90 e 0,95; médio entre 0,85 e 0,90; alto entre 0,80 e 0,85 e muito alto entre 0,75 e 0,80.

$$\text{Índice de Incerteza} = \frac{P_{90}}{P_{50}} = 1 - (\text{Incerteza Padrão} \times 1,28155)$$

O **Gráfico 72** apresenta a distribuição dos projetos de acordo com a relação P90/P50 que representa o índice de incerteza para estimativas de energia de parques eólicos para 20 anos, considerando os empreendimentos habilitados para os Leilões de 2017 a 2022 das seis certificadoras com mais projetos. O valor do índice de cada projeto foi arredondado para a segunda casa decimal.

As cores identificam os níveis de risco, sendo: verde para baixo, amarelo para médio, laranja para alto e vermelho para muito alto. De forma simplificada, um valor alto do índice está associado a estimativas realizadas com dados mais robustos e confiáveis e, portanto, a uma incerteza menor. Um índice com valor baixo, por sua vez, indica uma incerteza alta associada a poucos dados medidos, efetivamente, no sítio onde o parque será instalado.

O fato de não existir uma padronização de critérios entre as certificadoras para o cálculo da Incerteza Padrão e suas componentes pode levar a resultados práticos muito diferentes daqueles indicados nos projetos. Por exemplo, uma certificadora que adote critérios muito otimistas pode esconder riscos mais altos de um parque não conseguir produzir a energia estimada na certificação.

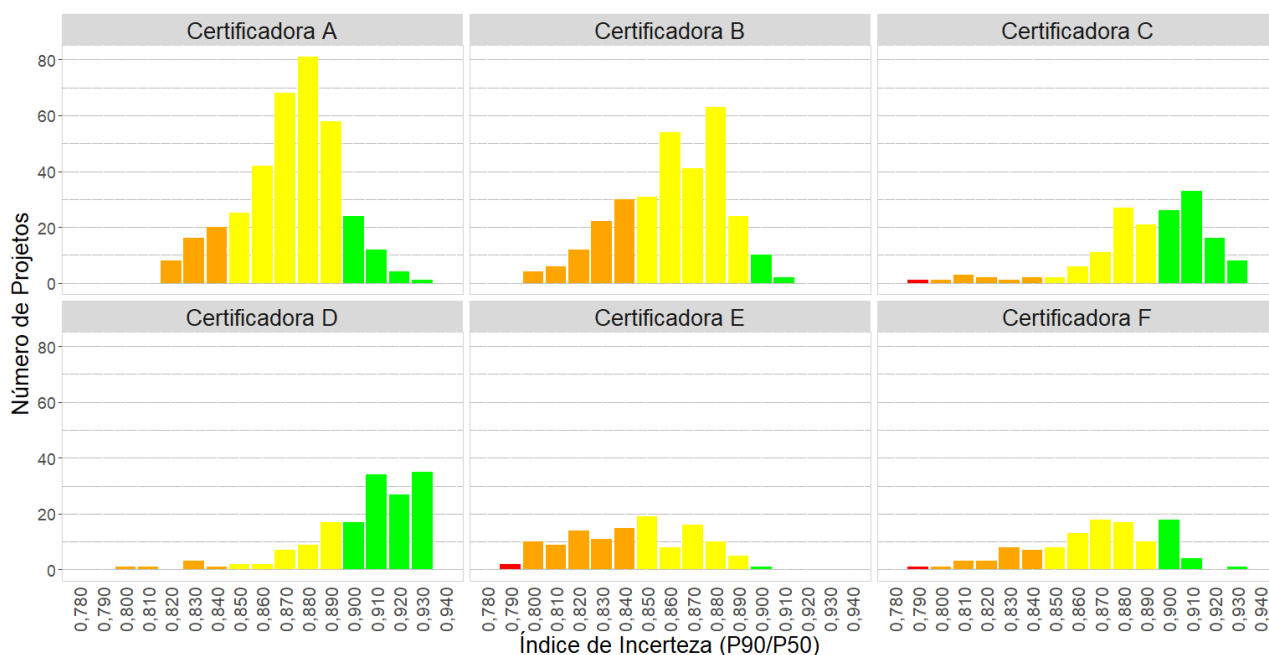


Gráfico 72 - Classificação dos projetos da amostra de acordo com o índice de incerteza

Ao longo dos anos, os processos de revisão de garantia física por geração verificada apontaram mais casos de redução do que de acréscimo. Este fato pode ser um indício de que critérios muito otimistas para a avaliação de algumas incertezas componentes foram adotados, devendo ser, portanto, revisitados.

A comparação das estimativas pré-construtivas com os resultados operacionais de parques instalados é fundamental para o aprimoramento de critérios. Somente a partir de dados reais será possível identificar certificadoras: otimistas, conservadoras e as que apresentam resultados mais próximos da realidade.

2.13. Impactos da Alteração da Metodologia de Cálculo de GF em 2013

O Caderno de Tecnologias de 2023 apresentou um gráfico ilustrativo da importância das informações cadastradas no Sistema AEGE. Ele é reproduzido no **Gráfico 73** e associa a variação da Incerteza Padrão ao longo dos leilões de energia a marcos da evolução das regras impostas aos projetos participantes. Para a incerteza padrão média nota-se uma queda acentuada entre o Leilão de Energia Nova A-5 de 2012 e o Leilão de Reserva de 2013, quando houve a mudança na regra de cálculo de garantia física dos empreendimentos eólicos, que passou a ser baseada no P90. Percebe-se que, a partir de 2016, com a obrigatoriedade da medição dos dados anemométricos pelo período mínimo de 36 meses, houve uma redução e uma maior regularidade na média dos valores de incerteza padrão. Desde 2017, os valores de incerteza padrão não se alteraram de forma muito significativa.

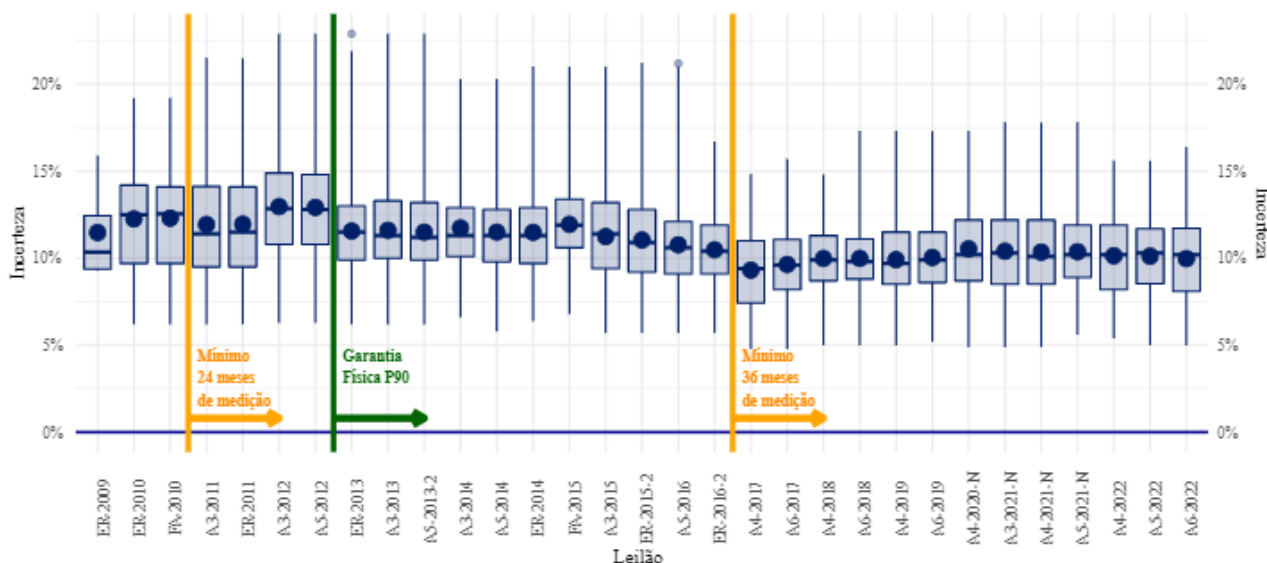
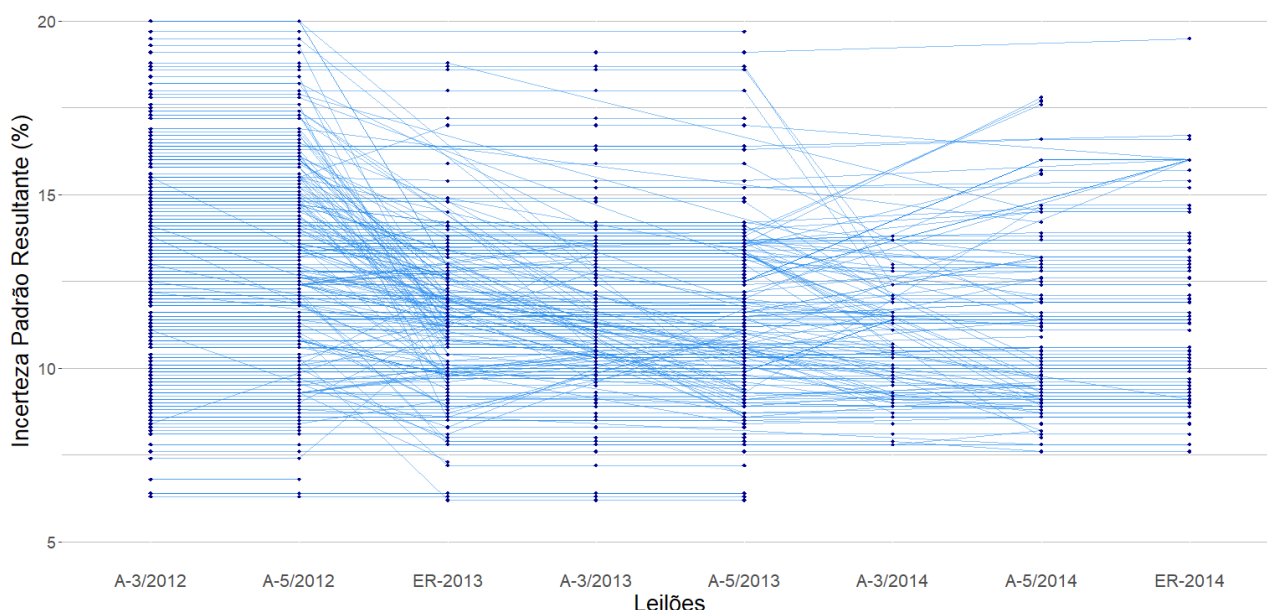


Gráfico 73 - Incerteza Padrão com a alteração da Garantia Física para P90

Para compreender melhor a redução significativa da incerteza padrão resultante ocorrida a partir de 2013 foi selecionada como amostra todos os 446 projetos habilitados no Leilão A-3/2012

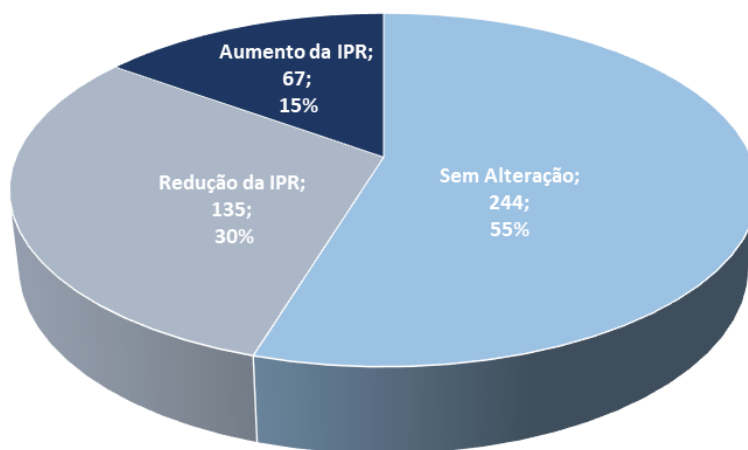


Fonte: AEGE - Acompanhamento dos projetos habilitados do Leilão A-3/2012 ao longo dos Leilões de 2012 a 2014

Gráfico 74 - Projetos Habilitados no Leilão A-3/2012: Evolução da IPR nos Leilões de 2012 a 2014

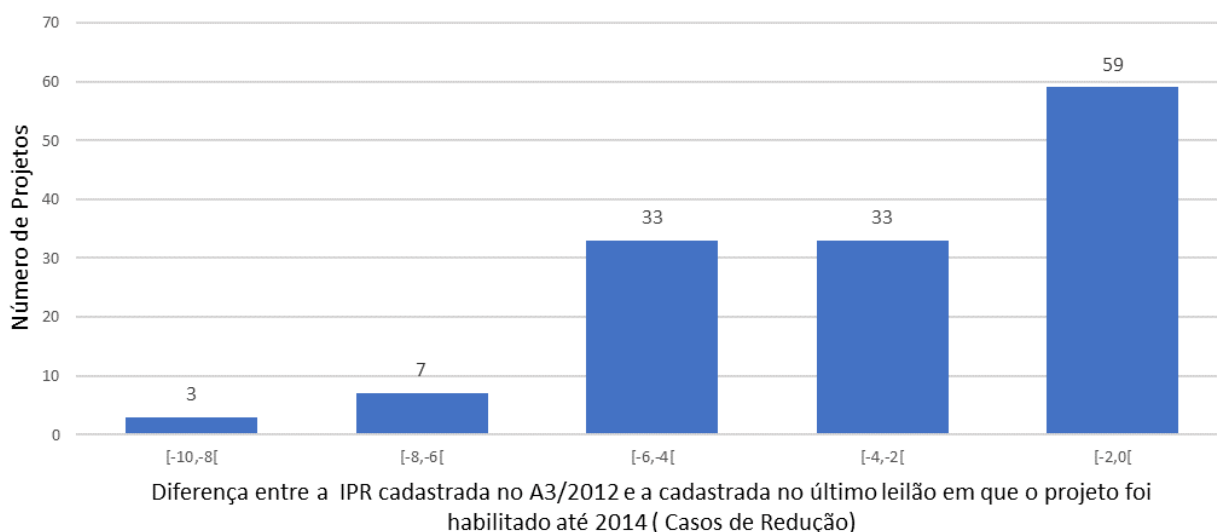
O **Gráfico 74** apresenta a participação de cada um deles nos leilões posteriores até 2014. Cada linha representa um projeto sendo acompanhado durante os leilões posteriores ao leilão de referência. O objetivo é identificar atualizações de projetos que culminaram em alteração da Incerteza Padrão Resultante. Nos anos de 2013 e 2014 ocorreram várias atualizações de projetos, predominantemente com redução da IPR. Os empreendimentos com valores de IPR superiores a 15% foram se tornando escassos ao longo do tempo.

Foi calculada a diferença entre a IPR certificada para cada empreendimento considerando a primeira e a última participação em leilões do período analisado (com habilitação técnica em ambos os certames). Em seguida, os empreendimentos foram classificados em três possíveis casos: aumento da IPR, redução da IPR e sem alteração. O **Gráfico 75** apresenta os percentuais de cada caso.



Fonte: Sistema AEGE: Acompanhamento dos projetos habilitados no Leilão A-3/2012 ao longo dos Leilões de 2012 a 2014

Gráfico 75 - Projetos Habilitados no Leilão A-3/2012: Resultados estatísticos

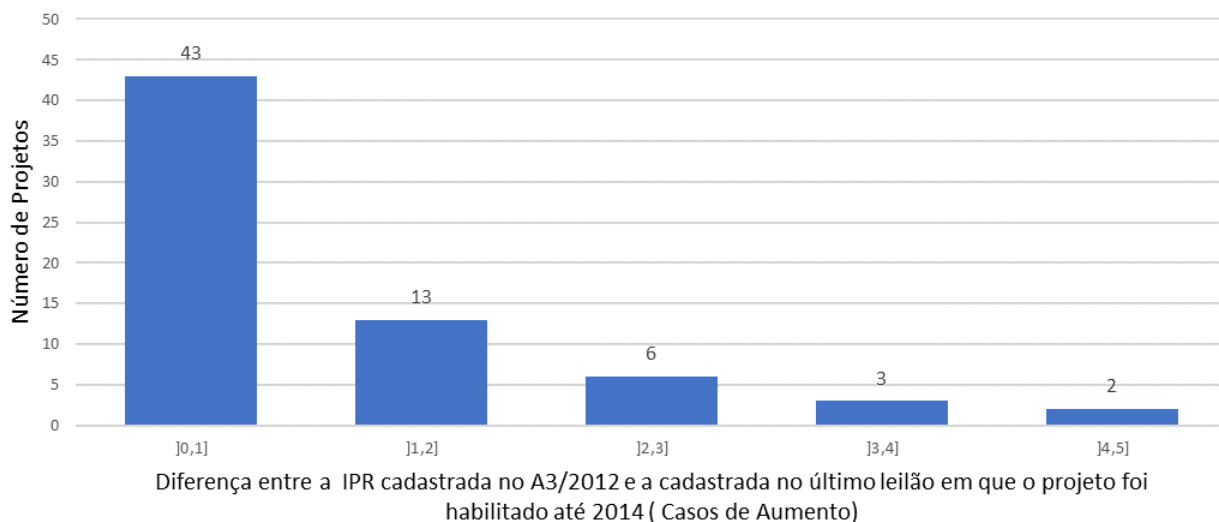


Fonte: Sistema AEGE: Acompanhamento dos projetos habilitados no Leilão A-3/2012 ao longo dos Leilões de 2012 a 2014

Gráfico 76 - Casos de Redução da IPR

O **Gráfico 76** mostra de forma mais detalhada os projetos que sofreram redução da IPR e a quantidade de ocorrências em cada faixa de variação. Aproximadamente, 17% dos empreendimentos sofreram reduções de IPR maiores do que 2%.

O **Gráfico 76** informa a quantidade de projetos que sofreram aumento da IPR em cada faixa de variação.



Fonte: Sistema AEGE: Acompanhamento dos projetos habilitados no Leilão A-3/2012 ao longo dos Leilões de 2012 a 2014

Gráfico 77 - Casos de Aumento da IPR

A análise dos gráficos anteriores permite identificar diferenças entre os casos de aumento e os de redução da IPR. Grande parte dos projetos que sofreram aumento da incerteza apresentaram diferenças não muito expressivas em relação às suas versões iniciais (inferiores a 1%). Em contrapartida, os projetos que sofreram redução de IPR dentro do período investigado de três anos estão mais espalhados pelas faixas, ou seja, um número considerável sofreu reduções maiores do que 1%. Desta forma, a queda ocorrida a partir de 2013 na média da IPR (**Gráfico 73**) está atrelada ao impacto dos projetos que sofreram reduções de IPR mais significativas no período.

Em 2013 ocorreu a alteração da metodologia de cálculo de Garantia Física, passando a utilizar o P90. Este marco, provavelmente, foi um grande motivador para a atualização dos projetos no período estudado. Como já foi visto, quanto menor o valor da Incerteza Padrão Resultante mais o P90 se aproximará do P50. Provavelmente, evitar a redução de Garantia Física devido à mudança da metodologia de cálculo tenha sido o maior motivador para atualização em massa de projetos nos anos de 2013 e 2014.

3. Perdas na Geração Eólica

No cálculo da produção certificada de projetos eólicos, é solicitado o detalhamento apenas das perdas aerodinâmicas e daquela decorrente da degradação das pás, discutidas a seguir. No cálculo da garantia física, são abatidas ainda perdas elétricas até o ponto de medição individual da usina eólica.

A correta estimativa das perdas é um fator crítico para a definição do P50. Não levar em consideração a influência de alguns parques vizinhos no cálculo das perdas aerodinâmicas ou subestimar as perdas por degradação das pás são práticas que podem levar a valores irreais.

Ao contrário das incertezas, as Instruções de Cadastramento (EPE, 2021) não trazem uma definição formal sobre as componentes de perdas. Apenas mencionam, no caso das perdas aerodinâmicas, que devem ser consideradas as perdas do próprio parque ou decorrentes de parques vizinhos (efeito esteira).

Discutem-se a seguir as considerações apresentadas pelas certificadoras e as propostas de definição a serem incluídas nas Instruções.

3.1. Perdas Aerodinâmicas

Definição atual: sem definição específica nas instruções de cadastramento.

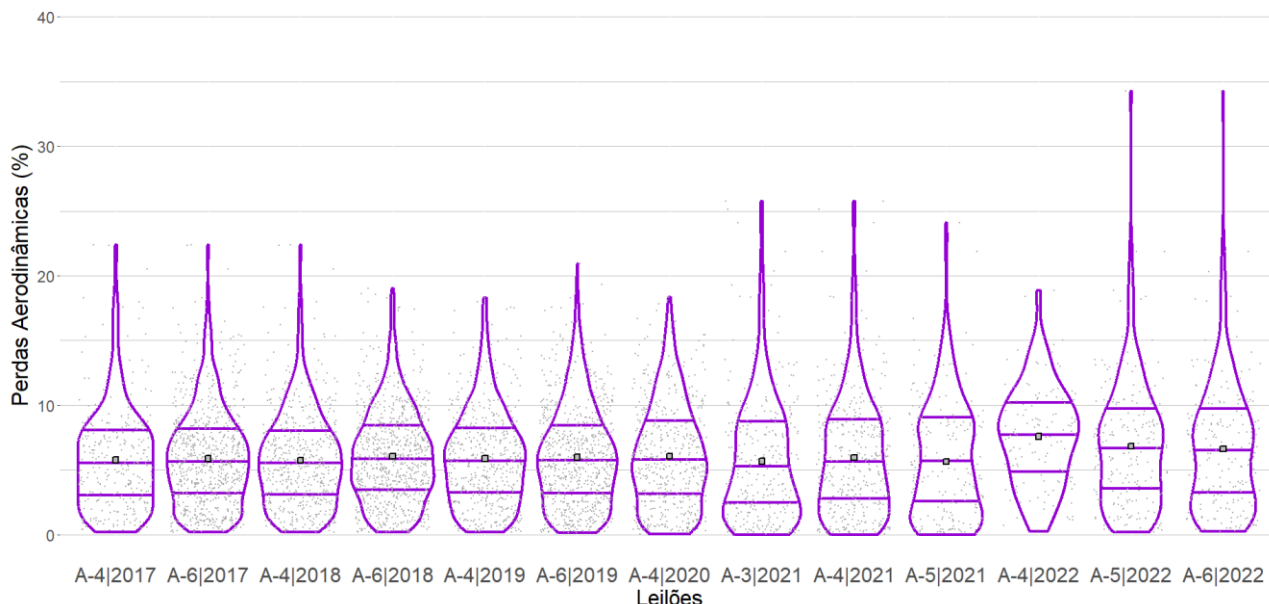
Em geral, as certificadoras não detalham a metodologia considerada, apenas informam o modelo utilizado para o cálculo. Dentre os poucos parâmetros citados, há a taxa de dissipação/decaimento da esteira e a sensibilidade do modelo a essa constante. As certificadoras utilizam modelos específicos para o cálculo de esteiras.

As perdas por efeito de esteira devem-se às alterações do fluxo de vento após a sua passagem por entre as pás de um aerogerador e ao efeito que este fluxo de vento alterado tem na produção de energia das turbinas a jusante. Esta introdução de turbulência e diminuição da velocidade do vento pode ser proveniente de turbinas do próprio parque ou de parques nas vizinhanças, bem como poderão ser contabilizadas perdas futuras, fruto de parques ainda não instalados (KEMA,2013).

De acordo com Pinto (2013), a geometria do posicionamento das turbinas é um dos mais importantes parâmetros que afetam as perdas do conjunto. Os aerogeradores são espaçados buscando maximizar a geração de energia e minimizar as perdas por sombreamento.

Tradicionalmente, as certificações apresentam valores de perdas aerodinâmicas para cada aerogerador em termos de um percentual a ser aplicado sobre a sua produção de energia bruta. Para obter um único valor representativo para o parque eólico, basta somar as perdas de cada aerogerador (calculadas em MWh) e dividir pela energia bruta total do parque.

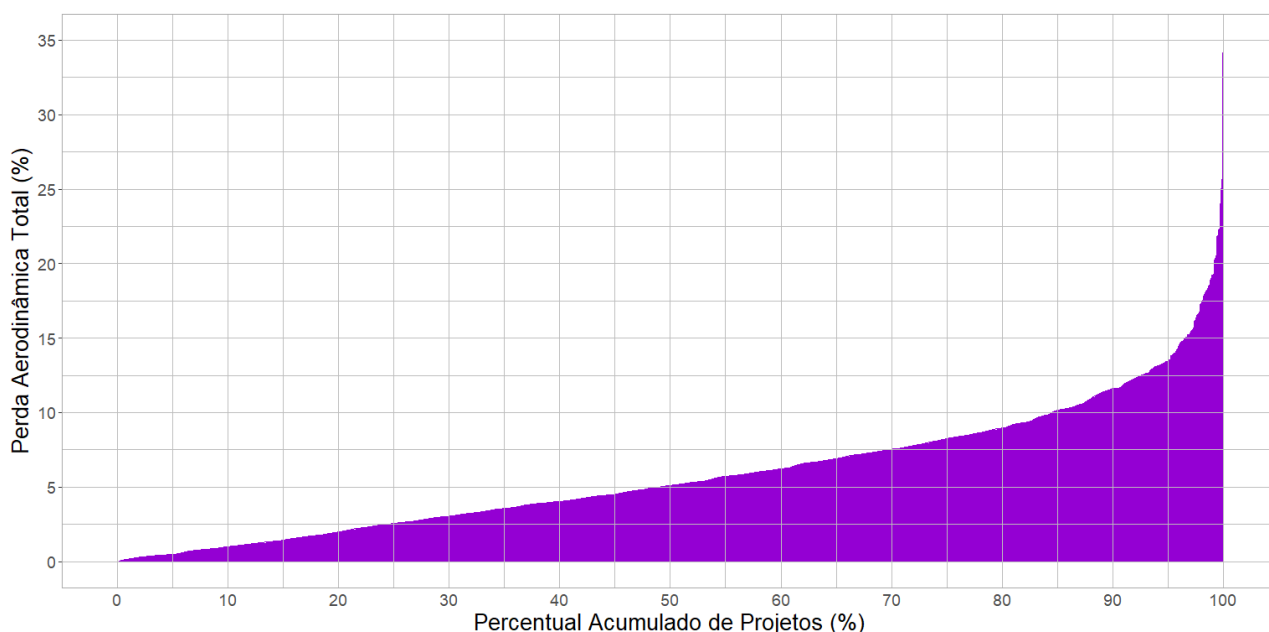
O **Gráfico 78** mostra as perdas aerodinâmicas dos parques habilitados entre 2017 e 2022 nos Leilões de Energia Nova. Pode ser observado um ligeiro aumento da média nos últimos leilões. Com o aumento do diâmetro dos rotores e a proliferação de parques eólicos, existe a tendência de aumento das perdas aerodinâmicas para os novos projetos proveniente de interações com esteiras de aerogeradores do próprio parque ou de parques vizinhos.



Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados.

Gráfico 78 - Valores informados para as Perdas Aerodinâmicas em Leilões de Energia

O **Gráfico 79** relaciona as perdas aerodinâmicas totais e o percentual acumulado de projetos habilitados entre 2017 e 2022. Para a elaboração deste gráfico foram consideradas as versões mais atuais de cada projeto, sem repetições. Em praticamente 85% dos projetos as perdas aerodinâmicas são estimadas em valores inferiores a 10% da produção de energia bruta total.



Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).

Gráfico 79 - PA x Percentual Acumulado de Projetos

Ressaltadas as peculiaridades de cada projeto, o **Gráfico 80** tem como objetivo permitir a identificação da faixa de valores adotadas pelas certificadoras. As oito primeiras certificadoras possuem algumas características semelhantes em relação à faixa de valores, tais como: pelo menos 75% dos projetos associados à. perdas aerodinâmicas inferiores a 10% e média variando em torno de 5%. Os outliers das seis primeiras certificadoras mostram casos em que foram adotadas perdas aerodinâmicas muito acima dos valores tradicionais.

Três certificadoras adotam amplitudes de faixa predominantemente mais otimistas para seus projetos. São elas: I, J e M.

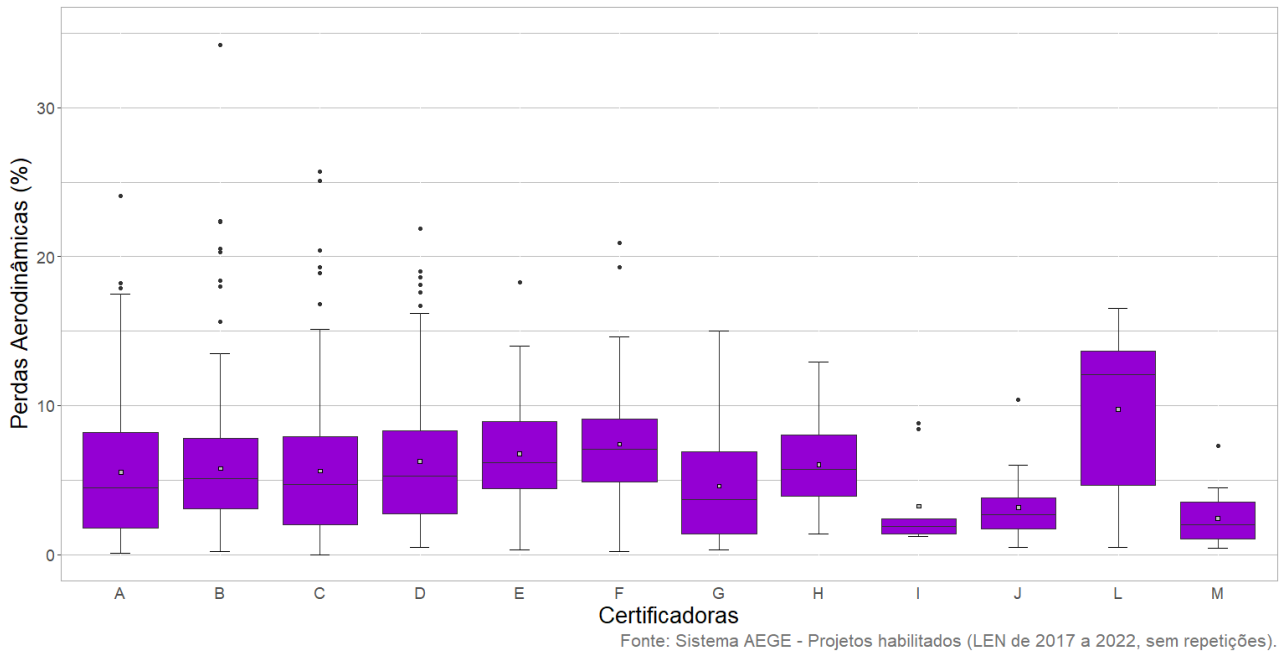


Gráfico 80 - PA x Certificadoras

Através do Gráfico 81 e do Gráfico 82, pode-se comparar valores e faixas adotadas pelas certificadoras em diferentes estados.

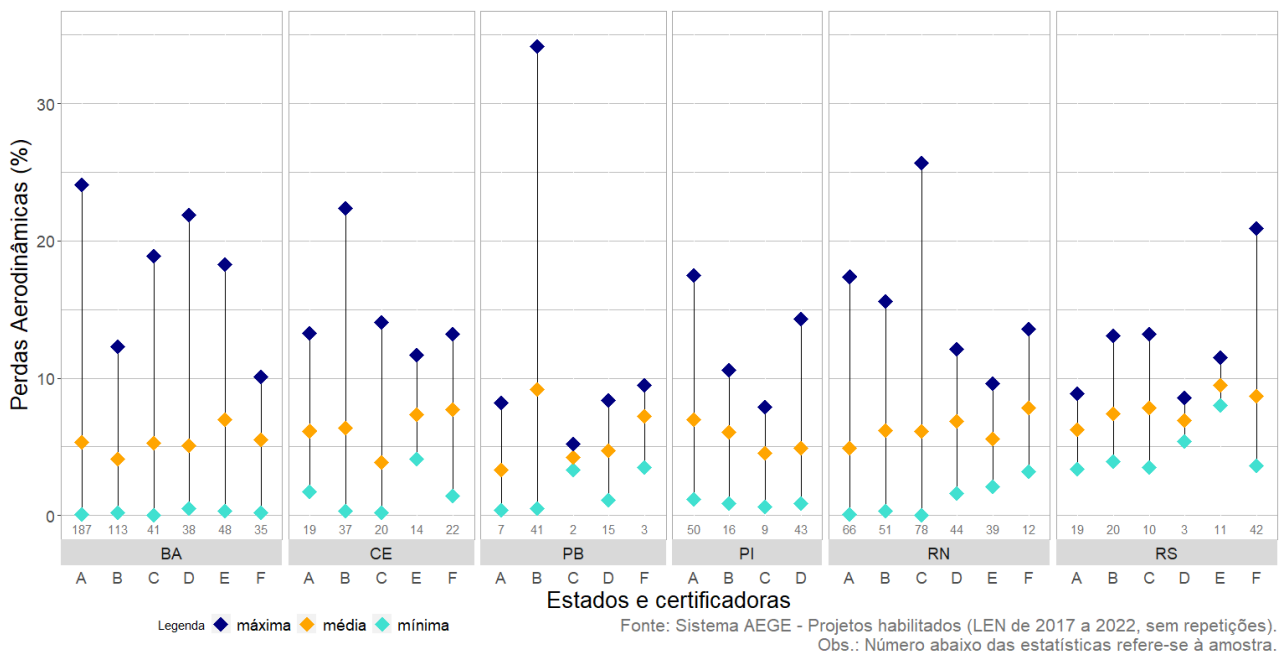


Gráfico 81 - PA x Estados e Certificadoras

A análise gráfica indica que em relação aos valores mínimos adotados pelas certificadoras para o estado do Rio Grande do Sul se diferencia dos demais. Para este estado não foi identificado nenhum projeto com valor de perdas aerodinâmicas igual ou muito próximo a zero. Tal fato pode ser explicado pela própria característica dos ventos neste local, ou seja, mudanças de direção mais frequentes.

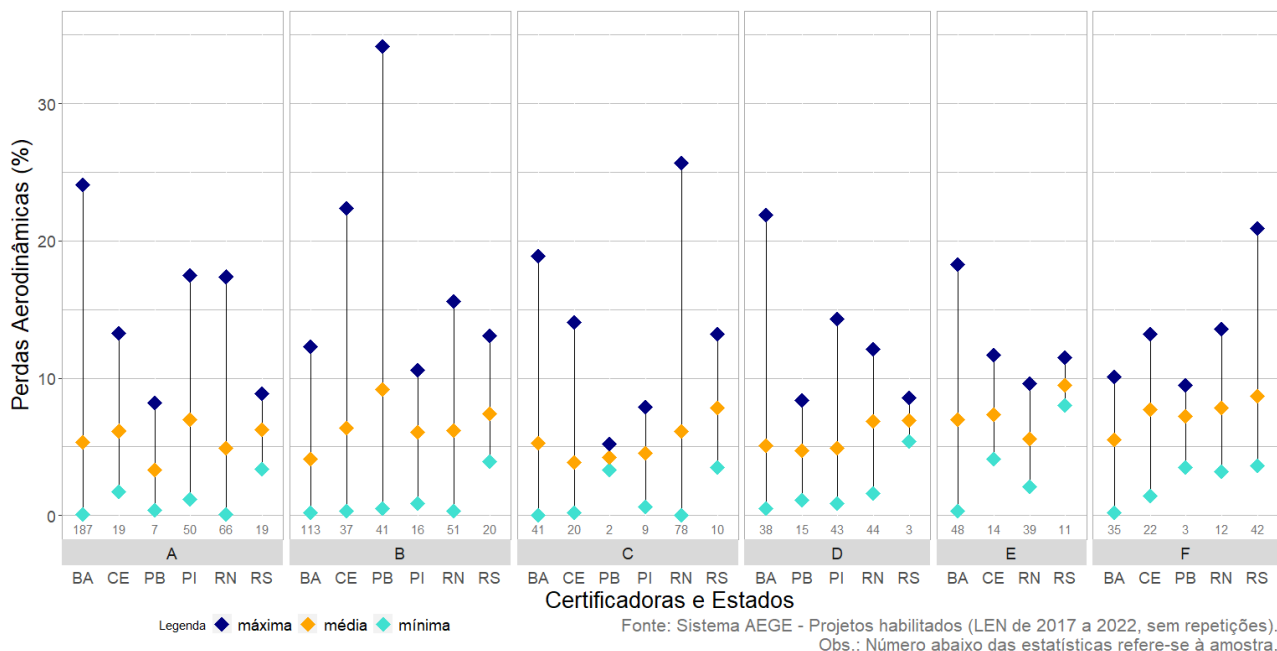


Gráfico 82 - PA x Certificadoras e Estados

Nova definição: Perdas por efeito esteira internas (do próprio parque) e externas (parques eólicos vizinhos).

3.2. Perdas por Degradação Média das Pás

Definição atual: sem definição específica nas instruções de cadastramento.

Conforme as Instruções de Cadastramento (EPE,2021), o percentual de perdas por degradação das pás deve ser informado para cada aerogerador. A produção de energia certificada P50 deve ser obtida a partir da produção de energia bruta descontada das perdas aerodinâmicas e das perdas por degradação das pás. Os percentuais declarados de perdas por degradação das pás são aplicados no montante de energia bruta de cada aerogerador após o desconto das perdas aerodinâmicas.

Poucas certificadoras descrevem suas considerações e algumas apenas mencionam valor considerado para esta perda. Dentre as explicações encontradas, são feitas menções à variação da performance aerodinâmica das pás ao longo do tempo em função dos seguintes motivos:

- Acúmulo de sujeira na superfície das pás;
- Influência do clima e da precipitação (efeito de limpeza);
- Efeito da salinidade do ar, que tende a provocar maior degradação a depender da proximidade do mar e da direção predominante do vento;
- Desvios da curva de potência.

Mello Junior (2017) alerta para as adversidades sofridas pelas pás e a consequente geração de desgaste, principalmente na região do bordo de ataque, a qual é responsável por interceptar o vento, tendo influência direta no desempenho do gerador. O desgaste e o acúmulo de resíduos nesta região alteram a aerodinâmica das pás, levando a reduções na potência gerada. O clima salino e a maresia também desgastam as regiões das pás que mantêm contato direto com o vento.

Oliveira (2015) aponta que a degradação e corrosão das pás estão associadas à exposição a alguns fatores como: poeira, umidade, insetos, entre outros. A concentração de sujeira nas pás prejudica a eficiência de outros equipamentos que compõem o aerogerador. Portanto, a limpeza é de fundamental importância para reduzir as perdas por degradação das pás e evitar o comprometimento do desempenho do aerogerador, sendo mais relevante em locais de clima seco (com precipitação insuficiente) e em regiões industriais (alto acúmulo de sujeira).

Como nas certificações os dados são informados individualmente por aerogerador, foi necessário calcular o valor total das perdas por degradação das pás para cada parque da amostra, através da soma das perdas estimadas para cada aerogerador. As perdas apresentadas nos gráficos a seguir, são representadas por percentuais do valor da energia obtida após o desconto das perdas aerodinâmicas da energia bruta original.

O **Gráfico 83** apresenta as perdas por degradação das pás dos parques habilitados entre 2017 e 2022 nos Leilões de Energia Nova. Pode ser observado um ligeiro aumento da média nos últimos leilões. Até o Leilão A4-2020, os valores mais frequentemente declarados (parte mais larga do violino) giravam em torno de 0,5%. A partir de 2021, os valores mais frequentes passaram a variar em torno de 1%.

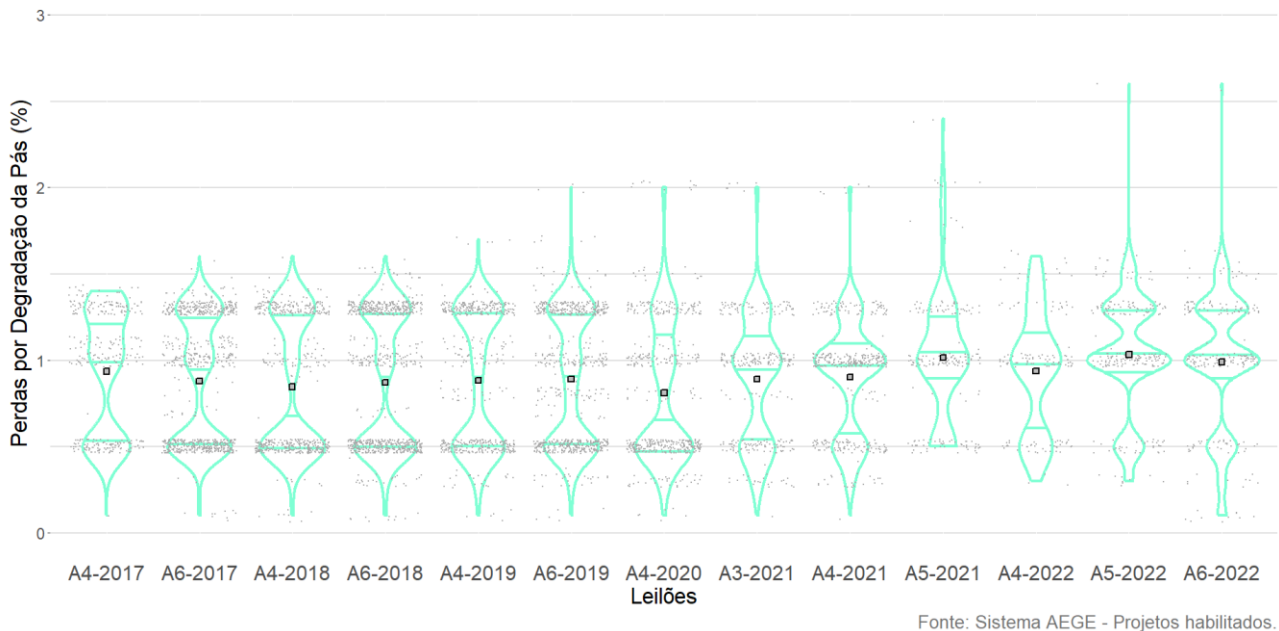


Gráfico 83 - Valores informados para as Perdas por Degradação da Pás em Leilões de Energia

O **Gráfico 84** relaciona as perdas por degradação das pás e o percentual acumulado de projetos habilitados entre 2017 e 2022. Para a elaboração deste gráfico foram consideradas as versões mais atuais de cada projeto, sem repetições. É possível observar a existência de três patamares que concentram a maior quantidade de projetos: 0,5%; 1,0% e 1,3% de perdas.

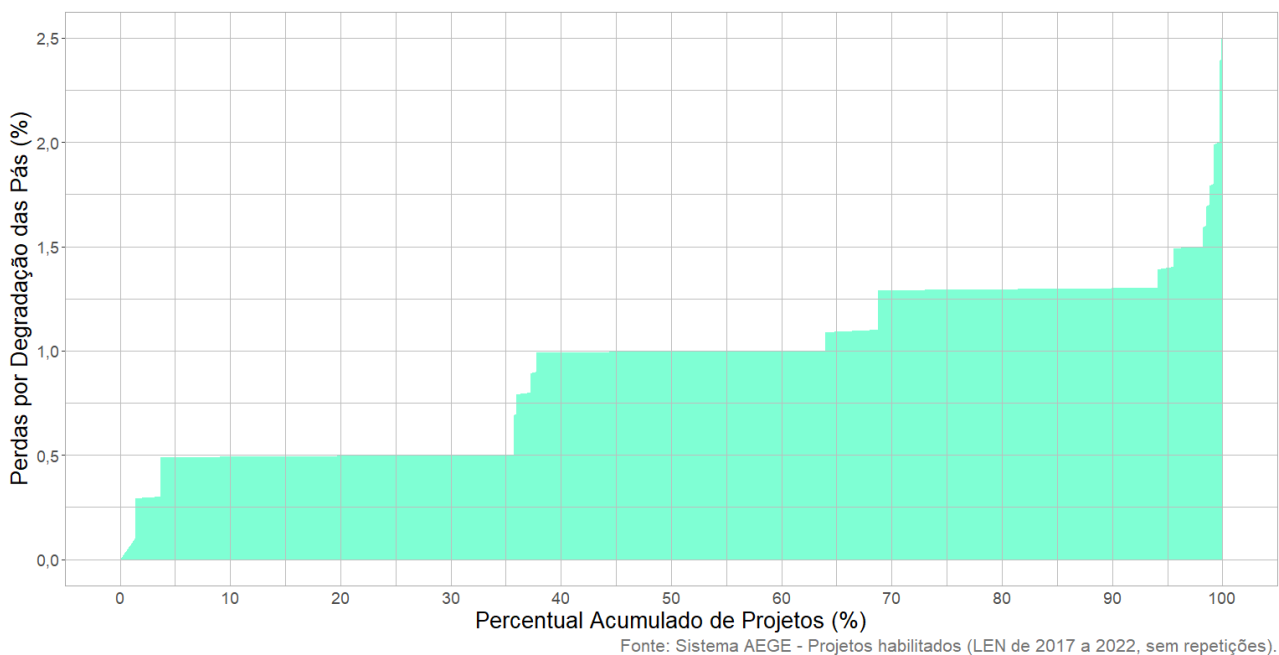
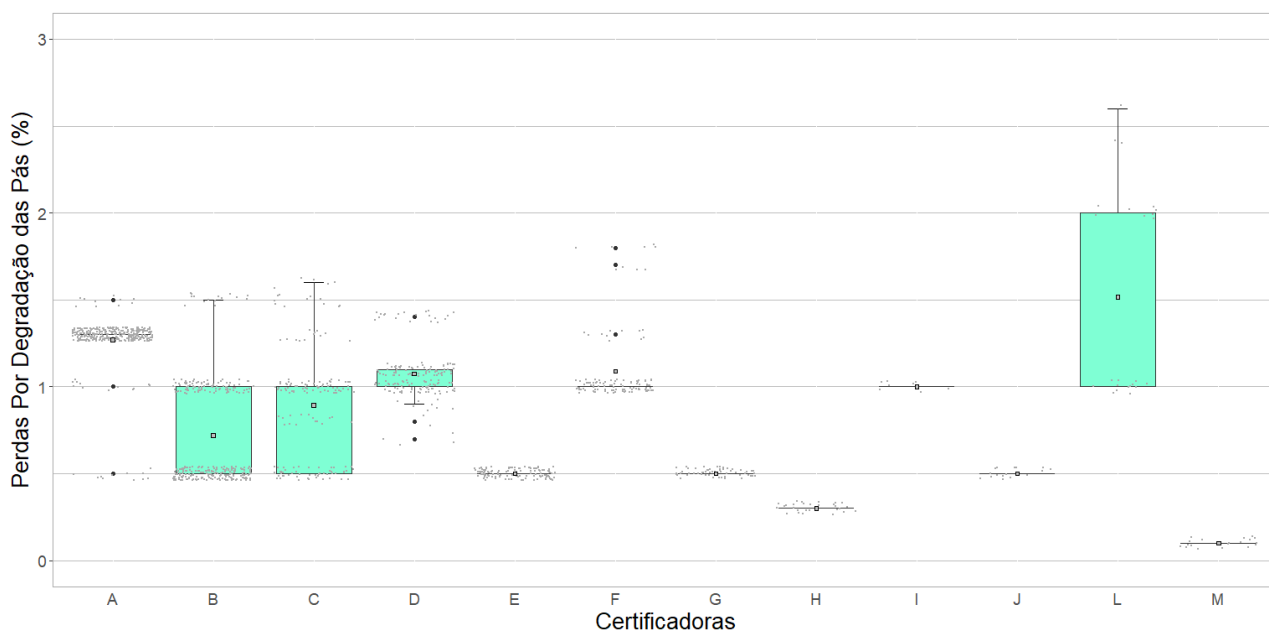


Gráfico 84 - PDP x Percentual Acumulado de Projetos

O **Gráfico 85** utiliza a mesma amostra de projetos do anterior e fornece uma visão geral dos valores adotados para a perda média por degradação das pás por certificadora. As certificadoras foram ordenadas de forma decrescente pela quantidade de projetos certificados na amostra.

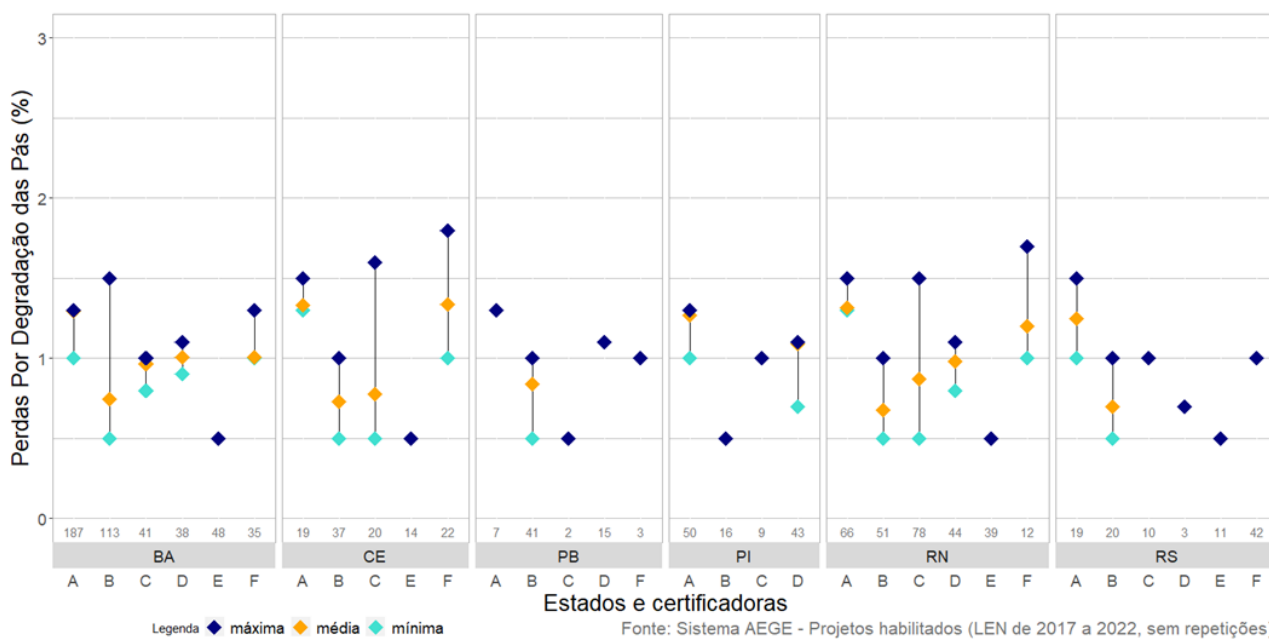
É possível identificar o perfil das certificadoras quanto à adoção de faixas e valores. Algumas utilizam um valor de referência único, como por exemplo as certificadoras: E, G, H, I, J e M. Outras adotam três ou mais valores de referência, casos das certificadoras: A, B, C, D, F e L.



Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).

Gráfico 85 - PDP x Certificadoras

Através do **Gráfico 86** e do **Gráfico 87**, é possível comparar valores e faixas adotadas pelas certificadoras em diferentes estados. Foram selecionados seis estados em função da quantidade de projetos e de certificadoras.



Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).
Obs.: Número abaixo das estatísticas refere-se à amostra.

Gráfico 86 - PDP x Estados e certificadoras

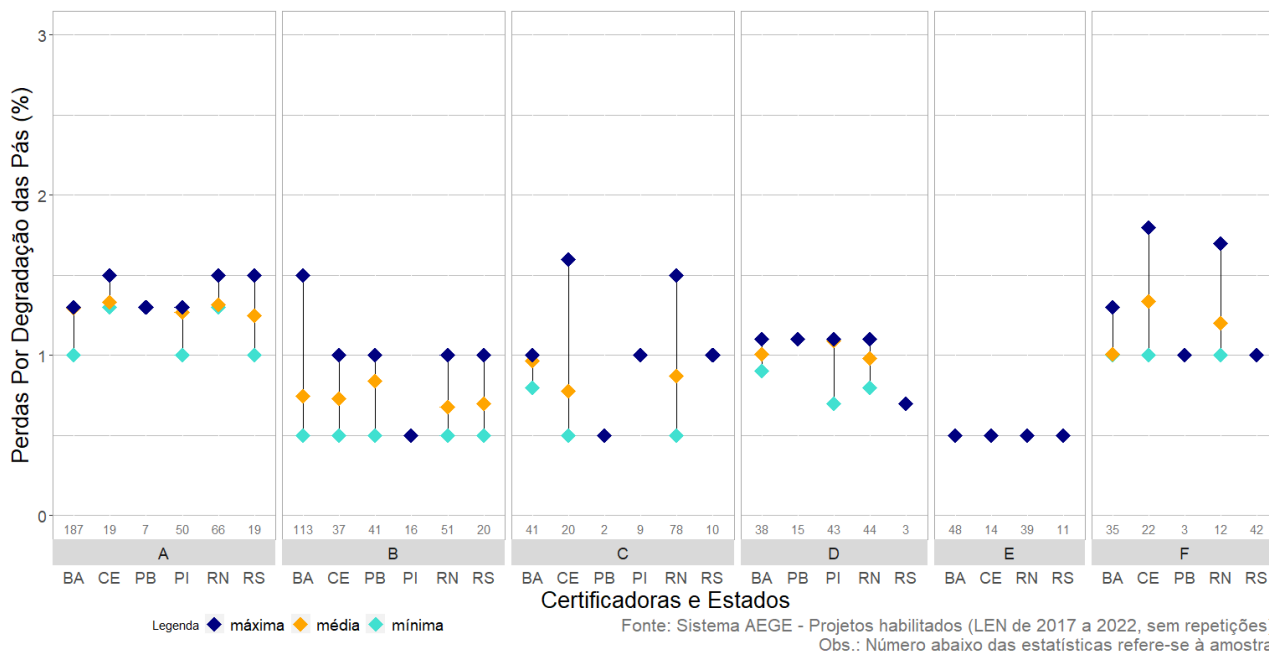


Gráfico 87 - PDP x Certificadoras e Estados

A análise gráfica indica que as Certificadoras A, D e F consideram valores mais conservadores (altos) para o limite mínimo de perdas independentemente da localização. As demais adotam o valor mínimo de 0,5% em estados específicos ou, nos casos das certificadoras B e E, para todos os estados da amostra. A certificadora E adota um valor de referência único para todos os seus projetos. Em relação aos valores máximos, os estados do Ceará e do Rio Grande do Norte possuem projetos enquadrados no maior valor de referência para perdas por degradação das pás de pelo menos quatro das seis certificadoras.

Nova definição: Perda anual de desempenho do aerogerador em função do acúmulo de sujeira, deterioração e desgaste das pás.

3.3. Outras Perdas

Definição atual: não definida.

Além das perdas aerodinâmicas e por degradação das pás, por vezes as certificações detalham ainda aquelas por:

- Restrições Técnicas ou Gerenciamento Setorial - As cargas mecânicas de aerogerador são influenciadas pelos efeitos de esteira dos aerogeradores em seu redor. O espaçamento curto entre alguns aerogeradores pode levar a necessidade de desligar aerogeradores em certas direções e velocidade do vento. Isto é referido como gestão por setores de direção (wind sector management) e geralmente resultará numa redução da produção da energia do parque eólico. Caso seja necessário parar alguma máquina em determinadas direções é preciso descontar o valor de energia que seria gerada, se a máquina não estivesse parada, do valor total da produção de energia do parque. Em alguns lugares é possível que exista a necessidade de desligar os aerogeradores em determinadas condições visando atender os requisitos de ruído sonoro, sombra ou mesmo condições ambientais como pássaros e morcegos. Neste caso também deve ser descontada a energia que não foi produzida (LIRA, 2012).
- Temperatura (derating): Perdas devido à temperatura ambiente fora da faixa de operação da turbina (sobreaquecimento de componentes).
- Histerese de vento: para evitar inicialização e desligamento repetidos da turbina quando os ventos estão próximos do limite de desligamento, a proteção por histerese é comumente introduzida no algoritmo de controle da turbina. Com isso são geradas perdas em relação ao cálculo da energia. (EMD International, 2024).
- Efeito bloqueio: perdas originadas devido à formação de uma região de bloqueio a montante do rotor, onde se observa redução de velocidade. A operação simultânea de vários aerogeradores próximos cria zonas de bloqueio para cada aerogerador, as quais se sobrepõem e se combinam formando uma região de bloqueio com alcance muito maior a montante do parque (BARRIATTO et al., 2019).

Assim, cabe a inclusão desta nova categoria, de forma a permitir que as certificadoras apresentem suas considerações.

Nova definição: Inclui perdas não consideradas nas componentes anteriores, como por exemplo, por gerenciamento setorial, temperatura, histerese de vento e efeito bloqueio, a critério da certificadora.

Algumas perdas são informadas pelos representantes dos projetos no Sistema AEGE, sendo descontadas após a obtenção do P50 para o cálculo da produção anual de energia líquida e da garantia física. Estas perdas não fazem parte do escopo deste trabalho, podendo vir a ser objetos de estudos futuros da EPE. São elas:

- Perdas por Indisponibilidade - Os aerogeradores e a infraestrutura das instalações do parque não estarão sempre disponíveis. Níveis prováveis de indisponibilidade para estes itens devem ser considerados para se chegar a uma estimativa de energia líquida do parque. Deve levar em consideração as perdas de energia relacionadas com o tempo em que os aerogeradores não estão disponíveis para produzir eletricidade. A indisponibilidade do aerogerador pode variar de fabricante para fabricante e ser diferente durante a vida útil do parque (LIRA, 2012).
- Perdas Elétricas - perdas entre os terminais de baixa tensão de cada um dos aerogeradores e o Ponto de Medição Individual - PMI do parque eólico.

4. Conclusões

Com base nas informações fornecidas ao longo dos anos pelos projetos participantes de Leilões de Energia, via certificações e dados cadastrados no Sistema AEGE, foi apresentado um panorama geral dos critérios e valores adotados pelas certificadoras em relação às incertezas e perdas da geração eólica.

O intuito foi permitir uma análise comparativa sem restringir as metodologias das certificadoras que detêm o conhecimento técnico sobre as variáveis que devem ser consideradas, ou definir valores esperados para cada componente de incerteza e perda, pois estes dependem do dimensionamento do projeto, da sua localização e de diversos outros fatores de influência. Em resumo, auxiliar os desenvolvedores de projetos e certificadoras a revisitar as metodologias e critérios utilizados, buscando resultados comparáveis e o aprimoramento dos cálculos.

A maior preocupação sobre este tema é que a adoção de valores muito otimistas para as incertezas e perdas pode gerar expectativas de geração de energia que não serão efetivamente realizadas durante a operação comercial das usinas. As previsões não concretizadas levam à necessidade da revisão de garantia física e isso ocorre, predominantemente, para valores inferiores aos calculados antes da entrada em operação comercial das usinas.

Atualmente, acredita-se que os valores adotados para incertezas e perdas são subestimados, tendo impacto direto na garantia física de cada empreendimento e no planejamento e operação do sistema.

É necessário, portanto, buscar soluções que tornem a previsão de geração mais eficaz e que reduzam a necessidade de revisão de garantia física das usinas por geração verificada.

Ao longo deste documento, foram apresentados diversos gráficos que permitiram ter a visão geral das faixas adotadas em leilões sem diferenciação por certificadoras, o percentual acumulado de projetos (já selecionados, excluindo repetições) em relação aos valores da incerteza ou perda em análise, a comparação de faixas adotadas pelas certificadoras participantes de leilões identificando as mais otimistas e as mais conservadoras, gráficos com o objetivo de investigar a influência da localização geográfica nas escolhas das certificadoras e tentativas de obter gráficos adicionais que apresentassem alguma correlação com outros fatores de influência, tais como: falhas de dados, fabricantes, velocidade média, tempo de medição, número de torres da certificação, índice de correlação do MCP, etc.

De forma geral, buscou-se isolar os fatores de influência de cada componente de incerteza ou perda, mas nem sempre os gráficos apresentaram a correlação esperada. Isso se deve ao fato de que a definição de um valor de incerteza ou perda para determinado projeto inclui a análise simultânea de diversos fatores de influência, sendo que um único fator, mesmo listado como relevante pelas certificadoras, não consegue explicar sozinho as estimativas adotadas quando comparadas com as de outros projetos. Nesses casos é preciso realizar uma análise mais ampla.

A amostra principal considerou a última versão de cada projeto e certificação habilitados pela EPE em Leilões de Energia Nova de 2017 a 2022. No entanto, é possível que após o cadastro o desenvolvedor tenha feito novas atualizações. Também, essa consideração leva ao possível risco de inclusão de metodologias de épocas distintas para uma mesma certificadora. A possibilidade de reaproveitamento de documentação ao longo dos leilões reforça essa questão, pois há projetos habilitados em 2022 considerando ainda documentos cadastrados em anos anteriores. Para reduzir este risco, foi feito um trabalho de identificação e descarte de projetos com certificações muito antigas e que divergiam dos atuais critérios das seis certificadoras com maior número de projetos habilitados constantes da amostra.

Ainda que se observem variações entre os valores encontrados nas certificações, na maioria dos casos, os gráficos mostram uma concentração de valores dentro de intervalos comuns, denotando alguma uniformidade de conceitos. Por outro lado, são também observadas disparidades entre certificadoras. Há diferenças metodológicas entre certificadoras e a metodologia de uma mesma certificadora pode mudar com o tempo, dificultando comparações.

Por fim, foram propostas revisões das definições, a serem incorporadas às Instruções de Cadastramento da EPE, no intuito de uniformizar o entendimento quanto ao que se espera em relação ao que deverá ser avaliado nas estimativas de incertezas e perdas.

6. Estudos Futuros

O presente documento abordou de forma simplificada alguns assuntos específicos que possuem grande apelo para a realização de análises mais detalhadas. A seguir, são referidos sumariamente aqueles que poderão vir a ser objeto de estudos futuros da EPE:

- Geração Verificada x a Garantia Física de projeto EOL: Avaliação de quão próxima a geração média verificada está da garantia física prevista em projeto e possíveis causas de desvios, tais como: P50 superestimado, incertezas e perdas subestimadas, constrained-off elevado etc.
- TEIF e IP: Atualização da Nota Técnica: “Considerações sobre as taxas de indisponibilidade para cálculo e recálculo de Garantia Física de Projetos Eólicos” (EPE, 2016). Da mesma forma que as incertezas e perdas detalhadas no presente trabalho, as indisponibilidades forçada e programada também afetam a garantia física. Assim, o avanço tecnológico dos equipamentos e a evolução da gestão estratégica de manutenção justificam um novo estudo sobre o tema e uma possível redefinição de valores mínimos sugeridos para projetos eólicos.
- Disponibilização de gráficos interativos adicionais de incertezas e perdas de centrais eólicas: no site da EPE, por meio de *dashboard* construído em linguagem R. Possibilitar ao público interessado manusear os dados e construir gráficos específicos através de filtros de variáveis.

7. Referências Bibliográficas

As referências utilizadas para a elaboração deste documento são listadas abaixo:

BARRIATTO, L.; TILMAN, F.; Um Guia para Estimativas de Incerteza na Produção de Energia Eólica. Brazil Windpower Conference and Exhibition, 2018.

BARRIATTO, L.; TILMAN, F.; TRIVIÑO, C.; O efeito de bloqueio dos parques eólicos e seu impacto nas previsões de geração de energia. Brazil Wind Power 2019 – Conference and Exhibition, São Paulo, 2019.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Nota Técnica DEA 15/13 - Acompanhamento de Medições Anemométricas – AMA: Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico, 2013.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Nota Técnica “Considerações sobre as taxas de indisponibilidade para cálculo e recálculo de Garantia Física de Projetos Eólicos” (EPE-DEE-NT-044/2016-r0), 2016.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Expansão da Geração – Empreendimentos Eólicos: Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica, 2021.

EMD International A/S windPRO 4.0 User Manual: Energy, 2024

FRANSEN, S. T.; “Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters”, Risø-R-1188(EN), Risø National Laboratory, January 2007

GOMES, R.M.T.; Análise de Incerteza em Estimativa de Produção de um Parque Eólico. Dissertação de Mestrado. Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2018.

GUEDES, V. G.; DUTRA, R. M.; NEIVA, A. C. B.; MELO, S.R.F.C.; BIANCHI, A.L.; DAMASCENO, J.C.; COUTO, P.R.G.; Proposed Methodology for Determining P90 and Study Case. Brazil Windpower Conference and Exhibition, 2021.

International Electrotechnical Commission – IEC: IEC 61400-12-1, Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, 2022

ISO/IEC Guide 98-3:2008, Incertitude de mesure – Partie 3: Guide pour l’expression de l’incertitude de mesure (GUM:1995), 2008

KEMA. Framework for the Categorisation of Losses and Uncertainty for Wind Energy Assessments. Relatório técnico, 2013.

LIRA, A. G.; Análise das Incertezas na Estimativa da Produção de Energia em Parques Eólicos. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Pernambuco, 2012.

MELLO JÚNIOR, F. E. Avaliação das condições de operação das pás de uma turbina eólica em escala: Aplicação da DFA combinada com técnicas de reconhecimento de padrões dos sinais de vibração, Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2017.

MORTENSEN, N.G; JØRGENSEN, H.E. Comparative Resource and Energy Yield Assessment Procedures (CREYAP) Pt. II. DTU Wind Energy, Risø Campus. EWEA Technology Workshop: Resource Assessment, 2013.

OLIVEIRA, C. B. M.; ARAÚJO, R. S. B. Guia do Setor Eólico do Rio Grande do Norte. IFRN, 2015.

PINTO, M. de O. Fundamentos de Energia Eólica. Rio de Janeiro, 2013

ROSA, F. A. F. Apresentação: Incertezas nas Certificações de Energia. I Workshop Brasileiro sobre Modelagem da Atmosfera: Aplicações na Área de Energia Eólica. CTGAS-ER. Natal- RN, 2018.