



NOTA TÉCNICA

INCERTEZAS E PERDAS NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

*Metodologias, estimativas
e valores frequentes*

JULHO DE 2024

Colaboradores

Coordenação Geral

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar

Renato Haddad Simões Machado

Coordenação Técnica

Gustavo Pires da Ponte

Equipe Técnica

Anderson da Costa Moraes

Bruno Faria Cunha

Cristiano Saboia Ruschel (até 2021)

Charles Egberto Guedes Vonnegut Viera de Mello

Flávio Alberto Figueredo Rosa (até 2022)

João Marcos de Oliveira Gaio (até 2023)

Josina Saraiva Ximenes (até 2023)

Letícia Sampaio Drummond Valladares (até 2021)

Mauro Rezende Pinto

Rafael Pinho Furtado

Rafaela Veiga Pillar



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/>



Empresa de Pesquisa Energética

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

Heloísa 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 SOLAR FOTOVOLTAICA, 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 Fotovoltaica		
<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	6
1.1 Objetivos	6
1.2 Identificação das incertezas e perdas no documento	6
1.3 Garantia física de usinas fotovoltaicas	7
1.4 Premissas do estudo	8
2.Incertezas na geração fotovoltaica	10
2.1 Incerteza dos Dados Solarimétricos	11
2.2 Incerteza da Representatividade do Período Monitorado	14
2.3 Incerteza da Variabilidade Espacial	17
2.4 Incerteza da Variabilidade Interanual	19
2.5 Incerteza da Transposição para o Plano dos Módulos	21
2.6 Incerteza do Modelo e Simulação Energética	25
2.7 Incerteza do Cálculo de Perdas da Planta Solar	28
2.8 Outras Incertezas	31
2.9 Incerteza Padrão na Estimativa de Produção Anual Certificada de Curto Prazo	32
2.10 Incerteza Padrão Resultante	35
2.11 Percentual de participação de cada componente na Incerteza Padrão Resultante (IPR)	37
3.Perdas na geração fotovoltaica	41
3.1 Perdas Angulares	42
3.2 Perdas Espectrais	46
3.3 Perdas por Nível de Irradiância	49
3.4 Ganho por Bifacialidade do Módulo	53
3.5 Perdas por Sombreamento	55
3.6 Perdas por Sujeira	58
3.7 Perdas por Temperatura	60
3.8 Perdas por Degradação Inicial dos Módulos	64
3.9 Perdas por Degradação Anual dos Módulos ao Longo do Período Contratual	67
3.10 Perdas por <i>Mismatch</i>	71
3.11 Perdas por Tolerância sobre a Potência Nominal dos Módulos	74
3.12 Perdas Ôhmicas na Cablagem	78
3.13 Perdas por Eficiência do Inversor	81
3.14 Perdas por Controle de Potência Máxima – MPPT (<i>Clipping</i>)	85
3.15 Outras perdas	89
4.Conclusões	92
5. Estudos Futuros	94
6. Referências	95

Lista de Figuras

Figura 1 - Código de cores considerado para Incertezas.....	7
Figura 2 - Código de cores considerado para Perdas	7
Figura 3 - Garantia física de energia	8
Figura 4 - Distribuição da ocorrência de incertezas	11
Figura 5 - Percentual acumulado da incerteza dos dados solarimétricos.....	12
Figura 6 - Distribuição anual dos percentuais da incerteza dos dados solarimétricos ..	13
Figura 7 - Intervalos de ocorrência da incerteza dos dados solarimétricos por certificadora.....	13
Figura 8 - Percentual de incerteza dos dados solarimétricos por estado e certificadora	14
Figura 9 - Percentual acumulado da incerteza da representatividade do período monitorado.....	15
Figura 10 - Distribuição anual dos percentuais da incerteza da representatividade do período monitorado	15
Figura 11 - Intervalos de ocorrência de incerteza da representatividade do período monitorado por certificadora.....	16
Figura 12 - Percentual de incerteza da representatividade do período monitorado por estado e certificadora.....	16
Figura 13 - Percentual acumulado da incerteza da variabilidade espacial	17
Figura 14 - Distribuição anual dos percentuais da incerteza da variabilidade espacial. 18	
Figura 15 - Intervalos de ocorrência da incerteza da variabilidade espacial por certificadora.....	18
Figura 16 - Percentual de incerteza da variabilidade espacial por estado e certificadora	19
Figura 17 - Percentual acumulado de incerteza da variabilidade interanual	20
Figura 18 - Distribuição anual dos percentuais da incerteza da variabilidade interanual	20
Figura 19 - Intervalos de ocorrência da incerteza da variabilidade interanual por certificadora.....	21
Figura 20 - Percentual de incerteza da variabilidade interanual por estado e certificadora	21
Figura 21 - Distribuição do percentual de incerteza da transposição para o plano dos módulos.....	22
Figura 22 - Percentual acumulado da incerteza da transposição para o plano dos módulos.....	23
Figura 23 - Distribuição anual dos percentuais da incerteza da transposição para o plano dos módulos	23
Figura 24 - Intervalos de ocorrência de incerteza da transposição para o plano dos módulos por certificadora	24
Figura 25 - Percentual de incerteza da transposição para o plano dos módulos por estado e certificadora.....	24
Figura 26 - Distribuição da incerteza da transposição para o plano dos módulos por tipo de estrutura.....	25
Figura 27 - Distribuição do percentual de incerteza do modelo e simulação energética	26
Figura 28 - Percentual acumulado da incerteza do modelo e simulação energética	26

Figura 29 - Distribuição anual dos percentuais da incerteza do modelo e simulação energética.....	27
Figura 30 - Intervalos de ocorrência da incerteza do modelo e simulação energética por certificadora.....	27
Figura 31 - Percentual de incerteza do modelo e simulação energética por estado e certificadora.....	28
Figura 32 - Percentual acumulado de incerteza do cálculo de perdas da planta solar..	29
Figura 33 - Distribuição anual dos percentuais de incerteza do cálculo de perdas da planta solar	30
Figura 34 - Intervalos de ocorrência da incerteza do cálculo de perdas da planta solar por certificadora.....	30
Figura 35 - Percentual de incerteza do cálculo de perdas da planta solar por estado e certificadora.....	31
Figura 36 - Percentual acumulado de outras incertezas	31
Figura 37 - Percentual de outras incertezas de acordo com as principais empresas certificadoras	32
Figura 38 - Percentual acumulado da incerteza padrão resultante	33
Figura 39 - Percentual acumulado da incerteza padrão resultante	33
Figura 40 - Intervalos de ocorrência de incerteza padrão resultante por certificadora	34
Figura 41 - Percentual de incerteza padrão resultante por estado e certificadora	34
Figura 42 - Percentual acumulado da incerteza padrão resultante	35
Figura 43 - Distribuição anual dos percentuais de incerteza padrão resultante	36
Figura 44 - Intervalos de ocorrência de incerteza padrão resultante por certificadora	36
Figura 45 - Percentual de incerteza padrão resultante por estado e certificadora	37
Figura 46 - Participação de cada componente na Incerteza Padrão Resultante – Certificadora A.....	38
Figura 47 - Participação de cada componente na Incerteza Padrão Resultante – Certificadora B.....	39
Figura 48 - Participação de cada componente na Incerteza Padrão Resultante – Certificadora C.....	39
Figura 49 - Participação de cada componente na Incerteza Padrão Resultante – Certificadora D.....	40
Figura 50 - Participação percentual de cada incerteza	40
Figura 51 - Fluxograma do cálculo da Garantia Física de usinas fotovoltaicas	41
Figura 52 - Perdas informadas pelos empreendedores no cadastramento de projetos para leilões.....	42
Figura 53 - Percentual acumulado de perdas angulares	43
Figura 54 - Distribuição anual dos percentuais de perdas angulares	44
Figura 55 - Intervalos de ocorrência de perdas angulares por certificadora	44
Figura 56 - Percentual de perdas angulares por estado e certificadora	45
Figura 57 - Percentual de perdas angulares de acordo com certificadora e fabricante de módulos	45
Figura 58 - Percentual de perdas angulares por tecnologia dos módulos e estado	46
Figura 59 - Percentual acumulado de perdas espectrais	47
Figura 60 - Distribuição anual dos percentuais de perdas espectrais.....	47
Figura 61 - Intervalos de ocorrência de perdas espectrais por certificadora	48
Figura 62 - Percentual de perdas espectrais por estado e certificadora	48

Figura 63 - Percentual de perdas espectrais de acordo com certificadora e fabricante de módulos	49
Figura 64 - Percentual de perdas espectrais por tecnologia dos módulos e estado	49
Figura 65 - Percentual acumulado de perdas por nível de irradiância	50
Figura 66 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por nível de irradiância	51
Figura 67 - Intervalos de ocorrência de perdas por nível de irradiância por certificadora	51
Figura 68 - Percentual de perdas por nível de irradiância por estado e certificadora...	52
Figura 69 - Percentual de perdas por nível de irradiância de acordo com certificadora e fabricante de módulos.....	52
Figura 70 - Percentual de perdas por nível de irradiância por tecnologia dos módulos e estado	53
Figura 71 - Percentual acumulado de ganhos por bifacialidade	54
Figura 72 - Distribuição anual dos percentuais de ganhos por bifacialidade	54
Figura 73 - Intervalos de ocorrência de ganhos por bifacialidade por certificadora	55
Figura 74 - Percentual acumulado de perdas por sombreamento	56
Figura 75 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por sombreamento.....	57
Figura 76 - Intervalos de ocorrência de perdas por sombreamento por certificadora .	57
Figura 77 - Percentual de perdas por sombreamento por estado e certificadora	58
Figura 78 - Percentual acumulado de perdas por sujeira	59
Figura 79 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por sujeira	59
Figura 80 - Intervalos de ocorrência de perdas por sujeira por certificadora.....	60
Figura 81 - Percentual de perdas por sujeira por estado e certificadora.....	60
Figura 82 - Percentual acumulado de perdas por temperatura.....	61
Figura 83 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por temperatura	62
Figura 84 - Intervalos de ocorrência de perdas por temperatura por certificadora.....	62
Figura 85 - Percentual de perdas por temperatura por estado e certificadora.....	63
Figura 86 - Percentual de perdas por temperatura de acordo com certificadora e fabricante de módulos.....	63
Figura 87 - Percentual de perdas por temperatura por tecnologia dos módulos e estado	64
Figura 88 - Percentual acumulado de perdas por degradação inicial dos módulos	65
Figura 89 - Distribuição anual dos percentuais de perda por degradação inicial dos módulos	65
Figura 90 - Intervalos de ocorrência de perdas por degradação inicial dos módulos por certificadora.....	66
Figura 91 - Percentual de perdas por degradação inicial dos módulos de acordo com certificadora e fabricante de módulos	66
Figura 92 - Percentual de perdas por degradação inicial por tecnologia dos módulos e estado	67
Figura 93 - Percentual acumulado de perdas por degradação dos módulos ao longo do período contratado.....	68
Figura 94 - Distribuição anual dos percentuais de perda por degradação dos módulos ao longo do período contratado	69
Figura 95 - Intervalos de ocorrência de perdas por degradação anual dos módulos ao longo do período contratado por certificadora	70

Figura 96 - Percentual de perdas por degradação anual dos módulos de acordo com certificadora e fabricante de módulos	70
Figura 97 - Percentual de perdas por degradação anual dos módulos ao longo do período contratado por tecnologia dos módulos e estado	71
Figura 98 - Percentual acumulado de perdas por <i>mismatch</i>	72
Figura 99 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por <i>mismatch</i>	73
Figura 100 - Intervalos de ocorrência de perdas por <i>mismatch</i> por certificadora	73
Figura 101 - Percentual de perdas por <i>mismatch</i> de acordo com certificadora e fabricante de módulos.....	74
Figura 102 - Percentual de perdas por <i>mismatch</i> por tecnologia dos módulos e estado	74
Figura 103 - Percentual acumulado de perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos	75
Figura 104 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos	76
Figura 105 - Intervalos de ocorrência de perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos por certificadora	76
Figura 106 - Percentual de perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos de acordo com certificadora e fabricante de módulos	77
Figura 107 - Percentual de perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos por tecnologia dos módulos e estado	77
Figura 108 - Percentual acumulado de perdas ôhmicas na cablagem.....	78
Figura 109 - Distribuição anual dos percentuais de perdas ôhmicas na cablagem	79
Figura 110 - Intervalos de ocorrência de perdas ôhmicas na cablagem por certificadora	79
Figura 111 - Percentual de perdas ôhmicas na cablagem por estado e certificadora ...	80
Figura 112 - Perdas ôhmicas em função da potência do arranjo.....	80
Figura 113 - Percentual acumulado de perdas por eficiência do inversor.....	82
Figura 114 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por eficiência do inversor .	82
Figura 115 - Intervalos de ocorrência de perdas por eficiência do inversor por certificadora.....	83
Figura 116 - Percentual de perdas por eficiência do inversor por estado e certificadora	83
Figura 117 - Percentual de perdas por eficiência do inversor de acordo com certificadora e fabricante de inversores	84
Figura 118 - Percentual de perdas por eficiência do inversor em função do fator de dimensionamento do inversor (FDI – relação entre a potência CC e CA do arranjo fotovoltaico)	84
Figura 119 - Percentual acumulado de perdas por <i>clipping</i>	85
Figura 120 - Perdas por <i>clipping</i> para módulos mono e bifaciais	86
Figura 121 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por <i>clipping</i>	87
Figura 122 - Intervalos de ocorrência de perdas por <i>clipping</i> por certificadora.....	87
Figura 123 - Percentual de perdas por <i>clipping</i> por estado e certificadora.....	88
Figura 124 - Perdas por <i>clipping</i> por razão entre potência CC e potência CA	88
Figura 125 - Percentual acumulado de Outras Perdas.....	89
Figura 126 - Distribuição anual dos percentuais de Outras Perdas	90
Figura 127 - Intervalos de ocorrência de Outras Perdas.....	90

1. Introdução

A estimativa de produção de energia de usinas fotovoltaicas 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 Energia¹, os projetos devem ser cadastrados e habilitados tecnicamente pela EPE e, para tanto, é necessário apresentar uma Certificação de Produção de Energia, emitida por uma instituição qualificada, seguindo os critérios definidos nas Instruções de Cadastramento². 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 que: (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 solar, 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.

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 considerou o uso de um código de cores que permite a identificação imediata das incertezas e das perdas de forma gráfica. O código está apresentado a seguir para as incertezas e perdas consideradas.

¹ Utiliza-se "Leilões de Energia" indistintamente neste documento como referência aos Leilões de Energia Nova.

² Disponíveis em <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/instrucoes-para-cadastramento>

- Incerteza dos dados solarimétricos
- Incerteza da representatividade do período monitorado
- Incerteza da variabilidade espacial
- Incerteza da variabilidade interanual
- Incerteza da transposição para o plano dos módulos
- Incerteza do modelo e simulação energética
- Incerteza do cálculo de perdas da planta solar
- Outras Incertezas
- Incerteza da estimativa de produção anual de energia
- Incerteza resultante

Figura 1 - Código de cores considerado para Incertezas

- Perdas angulares
- Perdas espectrais
- Perdas por nível de irradiância
- Ganho por bifacialidade do módulo
- Perdas por sombreamento
- Perdas por sujeira
- Perdas por temperatura
- Perdas por degradação inicial dos módulos
- Perdas por degradação anual dos módulos ao longo do período contratual
- Perdas por mismatch
- Perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos
- Perdas ôhmicas na cablagem
- Perdas por eficiência do inversor
- Perdas por controle de potência máxima - MPPT (Clipping)
- Outras Perdas

Figura 2 - Código de cores considerado para Perdas

Alguns gráficos apresentam os valores de incertezas e perdas agrupadas por certificadora, porém sem identificar as empresas. Analogamente, alguns gráficos distinguem os valores em função dos equipamentos (módulos fotovoltaicos e inversores) do projeto, mas sem nomear os fabricantes e modelos.

1.3 Garantia física de usinas fotovoltaicas

Para os projetos fotovoltaicos o cálculo de garantia física é determinado a partir do valor de P50ac da produção certificada para um período de variabilidade futura de 20 anos, isto é: a estimativa de geração média anual de um projeto solar, após aplicadas as transformações necessárias e perdas esperadas até o ponto de medição do empreendimento. Ainda que as incertezas não impactem diretamente a garantia física, como nas usinas eólicas, estas têm grande importância na avaliação das variações em torno da estimativa de produção, permitindo que o empreendedor tenha conhecimento dos riscos associados à produção de energia, garantindo a estimativa de níveis de segurança a serem considerados no processo de venda de energia nos ambientes de contratação.

A garantia física é definida como a máxima quantidade de energia que este pode comercializar por meio de contratos no Sistema Interligado Nacional - SIN, segundo o Decreto nº 5.163/2004.

Conforme definido no item 2.3 do Anexo 1 da Portaria MME nº 101/2016, o cálculo da garantia física de empreendimentos fotovoltaicos segue a formulação a seguir apresentada:

$$GF = \frac{P50_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P}{8760}$$

Figura 3 - Garantia física de energia

Sendo:

GF: garantia física de energia, em MW médio;

P50_{ac}: Produção Anual de Energia Certificada, referente ao valor de energia anual que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a (50%) cinquenta por cento para um período de variabilidade futura de vinte anos, que deve constar do documento de Certificação de Dados Solarimétricos e de Produção Anual de Energia Elétrica, considerando as características técnicas autorizadas pela ANEEL, expresso em Megawatts hora por ano - MWh/ano;

TEIF: taxa equivalente de indisponibilidade forçada, por unidade - pu;

IP: indisponibilidade programada, por unidade - pu;

ΔP: estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o ponto de medição individual - PMI da usina, em MWh; e

8760: número de horas por ano.

Destaca-se que nos valores de produção anual de energia certificados já são abatidas as perdas angulares, por controle de potência máxima – MPPT, por degradação inicial dos módulos, por degradação anual dos módulos ao longo do período contratual, por eficiência do inversor, espectrais, por *mismatch*, por nível de irradiância, ôhmicas na cablagem, por sombreamento, por sujeira, por temperatura e por tolerância sobre a potência nominal dos módulos.

1.4 Premissas do estudo

São objetos deste estudo os empreendimentos fotovoltaicos 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.

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 para participação nos leilões de energia nova A-4/2017, A-4/2018, A-4/2019, A-6/2019, A-4/2020-N, A-3/2021-N, A-4/2021-N, A-5/2021-N, A-4/2022 e A-5/2022, sem repetição de projetos.

As análises de cada incerteza ou perda tratada neste documento baseiam-se no universo de até 1.616 empreendimentos fotovoltaicos habilitados tecnicamente pela EPE nas suas mais recentes versões de cadastramento no Sistema AEGE, abrangendo 13 estados de todas as regiões do país. Ao todo, foram identificadas e analisadas as metodologias de 17 certificadoras, empresas responsáveis por elaborar os documentos Certificação de Dados Solarimétricos e Produção Anual de Energia, fundamentais no processo de habilitação para os leilões. Além disso, os empreendimentos avaliados optaram ao todo por 17 fabricantes de módulos e 14 fabricantes de inversores fotovoltaicos distintos, com grande diversidade de modelos desses equipamentos. As unidades da federação,

empresas certificadoras, fabricantes de inversores e módulos fotovoltaicos com mais de 150 projetos foram considerados como os mais relevantes, e serviram de objeto de análise envolvendo percentuais de incertezas e perdas.

2. Incertezas na geração fotovoltaica

Múltiplos fenômenos impactam a estimativa de geração de energia de usinas fotovoltaicas. A existência e intensidade de alguns destes fenômenos são de difícil previsão e mensuração, sendo estimados a partir de percentuais de incerteza. Estes percentuais não alteram a estimativa de geração média, porém permitem a estimativa de níveis de confiança da geração. As incertezas que devem ser consideradas para a certificação de projetos fotovoltaicos participantes de leilões de energia são apresentadas no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica e estão relacionadas abaixo:

- incerteza dos Dados Solarimétricos;
- incerteza da Representatividade do Período Monitorado;
- incerteza da Variabilidade Interanual;
- incerteza da Variabilidade Espacial;
- incerteza da Transposição para o Plano dos Módulos;
- incerteza do Modelo e Simulação Energética;
- incerteza do Cálculo de Perdas da Planta Solar; e
- incerteza Padrão Resultante de Curto e Longo Prazos.

A sua correta estimação é uma das maiores preocupações da avaliação energética dos projetos fotovoltaicos. Valores subestimados de incerteza podem gerar expectativas de produção de energia que não serão efetivamente realizadas durante a operação comercial das usinas. Em um cenário extremo, a existência de grande número de usinas fotovoltaicas em operação com valores de produção de energia consistentemente inferiores aos valores apresentados nos projetos poderá gerar demanda inesperada de fornecimento de energia por outras fontes, causando impactos na operação do Sistema Integrado Nacional (SIN).

Conforme orientações contidas no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica, as estimativas das incertezas devem ser realizadas por empresas certificadoras independentes, que possuem suas próprias técnicas e tecnologias de acordo com os parâmetros de projeto encaminhados pelos empreendedores, sendo apenas a definição conceitual das incertezas que devem ser consideradas escopo dos requisitos de cadastramento e habilitação técnica.

Na Figura 4 estão apresentadas no formato de *boxplot* as incertezas observadas em projetos fotovoltaicos cadastrados no sistema AEGE entre 2017 e 2022, separadas por tipo. Nota-se que as diferentes incertezas apresentam diferentes padrões de ocorrência e por consequência diferentes impactos na incerteza final observada nos empreendimentos. Para o cálculo da incerteza total do projeto são calculadas individualmente as componentes em função dos múltiplos fenômenos, que serão apresentados nos seus respectivos itens, e realizada a composição da incerteza a partir da raiz da soma dos quadrados das incertezas.

De forma geral, é possível identificar que as incertezas de variabilidade espacial e interanual são as que apresentam menores impactos nas distribuições de ocorrência, seguidas pela representatividade do período monitorado. Este tipo de comportamento é esperado uma vez considerada a baixa variação do recurso solar entre locais próximos e entre anos subsequentes.

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 interquartílica (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 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 dos Dados Solarimétricos e do Modelo e Simulação Energética se destacam em termos de maior dispersão de valores.

As distribuições individuais estão apresentadas nos itens a seguir.

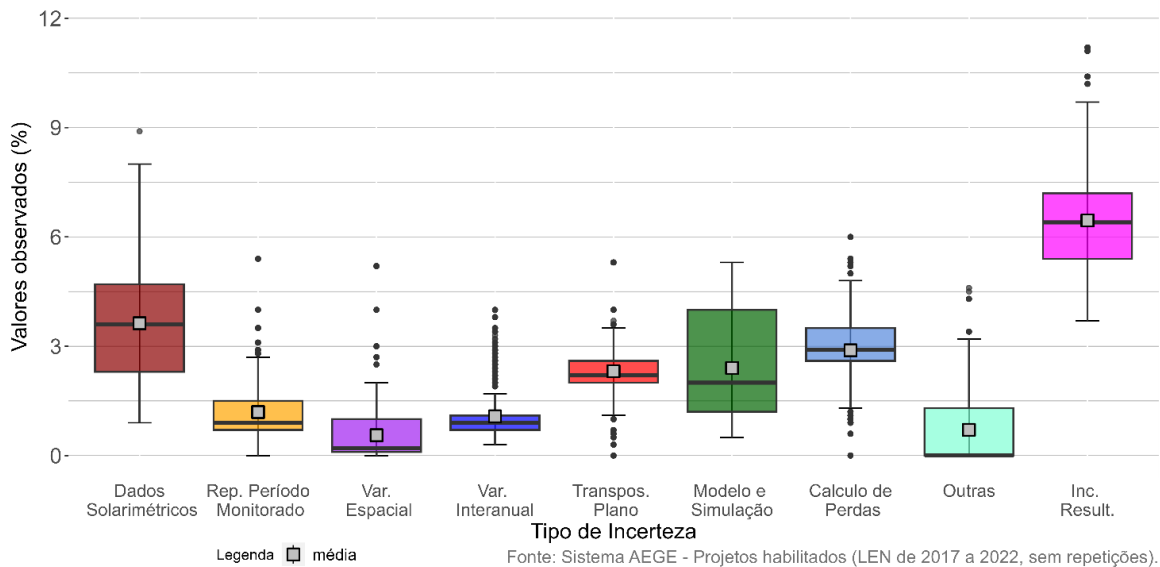


Figura 4 - Distribuição da ocorrência de incertezas

2.1 Incerteza dos Dados Solarimétricos

A definição atual desta incerteza é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: incerteza relativa aos dados solarimétricos obtidos por meio da combinação da medição no local do empreendimento com modelos de satélite. A incerteza dos dados de medição local abrange: precisão, calibração, nivelamento, degradação, manutenção e limpeza dos instrumentos, entre outros. A incerteza dos modelos de satélite deve-se às resoluções temporais e espaciais das imagens de satélite, à dificuldade de parametrização das condições locais, entre outros fatores.

Conforme exigência do processo de cadastramento para habilitação técnica com vistas à participação nos leilões energia, os dados de irradiação solar devem ser obtidos através de medição em solo na estação meteorológica com piranômetros devidamente calibrados, apresentando, principalmente, frequência de medição a cada segundo com dados integralizados a cada dez minutos e campanhas de medição não inferiores a 12 meses consecutivos. Estes dados de irradiação, na sua essência, carregam incertezas em maior ou menor grau a depender do sensor utilizado.

Outra fonte de dados de irradiação são os dados satelitais, obtidos de diferentes provedores. Da mesma forma que nos dados medidos, os dados satelitais também apresentam incertezas. Assim, quando as incertezas observadas nos dados medidos e dados obtidos de satélites são combinadas e, quanto maior for o período considerado de aquisição de dados, menor tende a ser o valor da incerteza referente aos dados solarimétricos.

A incerteza dos dados solarimétricos é a principal incerteza presente nos projetos fotovoltaicos e está associada basicamente à imprecisão do instrumento utilizado e à sua correção com os dados de satélite. Algumas formas de minimizar seus impactos seria adotar sensores de

melhor especificação (Classe A) e possuir extenso banco de dados para melhor correlacioná-lo com os dados de satélite. Muitas certificadoras fazem referência à norma ISO 9060 e às recomendações da *World Meteorological Organization* (WMO). Entre os fatores de influência desta componente, as certificadoras apontam:

- Calibração dos instrumentos: disponibilidade dos parâmetros de calibração e qualidade;
- Características dos piranômetros: classe, resposta direcional, resposta espectral, resposta a temperatura, estabilidade, linearidade;
- Instalação da estação solarimétrica: nivelamento, vibração e sombreamento pela torre, cabos e/ou obstáculos;
- Qualidade do sistema de aquisição de dados;
- Manutenção da estação: frequência de manutenção, nivelamento dos piranômetros, acúmulo de sujeira (quando não há ventilação forçada) e degradação;
- Falhas de medição;
- Validação e correlação entre as bases de longo prazo os dados medidos na estação, para as diversas variáveis (irradiação, temperatura, velocidade do vento etc.);
- Decomposição das componentes da irradiação;
- Discretização temporal (intervalo ou *time-steps*) dos dados correlacionados;

A Figura 5 relaciona as incertezas dos dados solarimétricos com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, aproximadamente 97% dos projetos da amostra adotaram valores de até 6% para estas perdas. Nota-se adicionalmente que há poucos platôs observados no percentual acumulado, resultando em uma probabilidade quase linear de ocorrência da incerteza entre 2% e 6%.

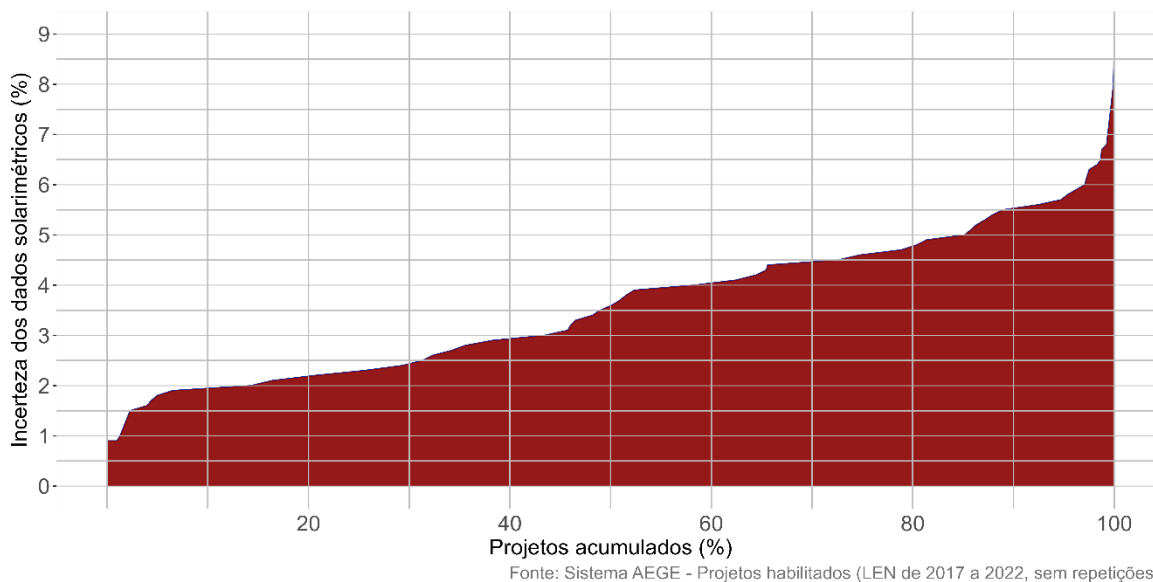


Figura 5 - Percentual acumulado da incerteza dos dados solarimétricos

A metodologia adotada pelas certificadoras envolve a medição da irradiação global horizontal nas estações solarimétricas, de acordo com os requisitos descritos nas Instruções de Cadastramento, e a aquisição de dados de satélite para elaboração de correções e análises estatísticas.

A Figura 6 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para a incerteza dos dados solarimétricos ao longo dos anos. É possível perceber que as distribuições, que nos primeiros anos eram organizadas em dois principais intervalos, apresentaram ocorrências menos concentradas nos

últimos anos. Os três principais valores atribuídos a esta incerteza estão dispersos, correspondendo a 2%, 4% e 4,5%. Desde 2017, aproximadamente 51,8% dos empreendimentos habilitados declararam valores de incerteza dos dados solarimétricos entre 2% e 4%.

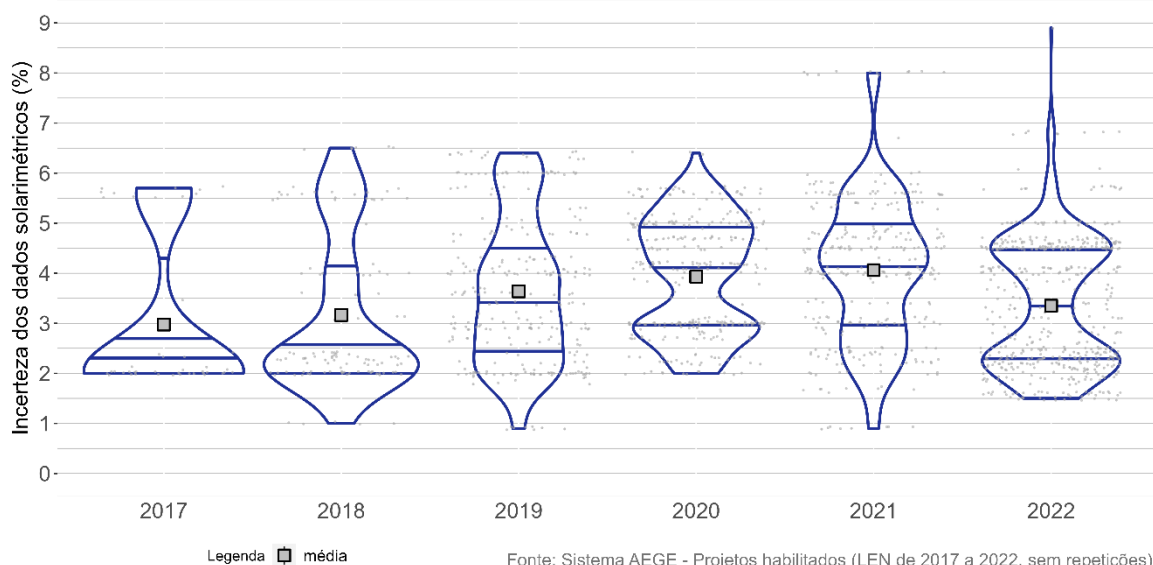


Figura 6 - Distribuição anual dos percentuais da incerteza dos dados solarimétricos

A Figura 7 apresenta os valores declarados no AEGE para as incertezas dos dados solarimétricos de acordo com as certificadoras. É possível perceber que os intervalos de valores de várias certificadoras não são coincidentes, com valores limites fora do intervalo de outras. Tal fenômeno mostra uma grande dispersão de qualidade de tratamento e acompanhamento da campanha de medição, além de variação da avaliação por parte das certificadoras.

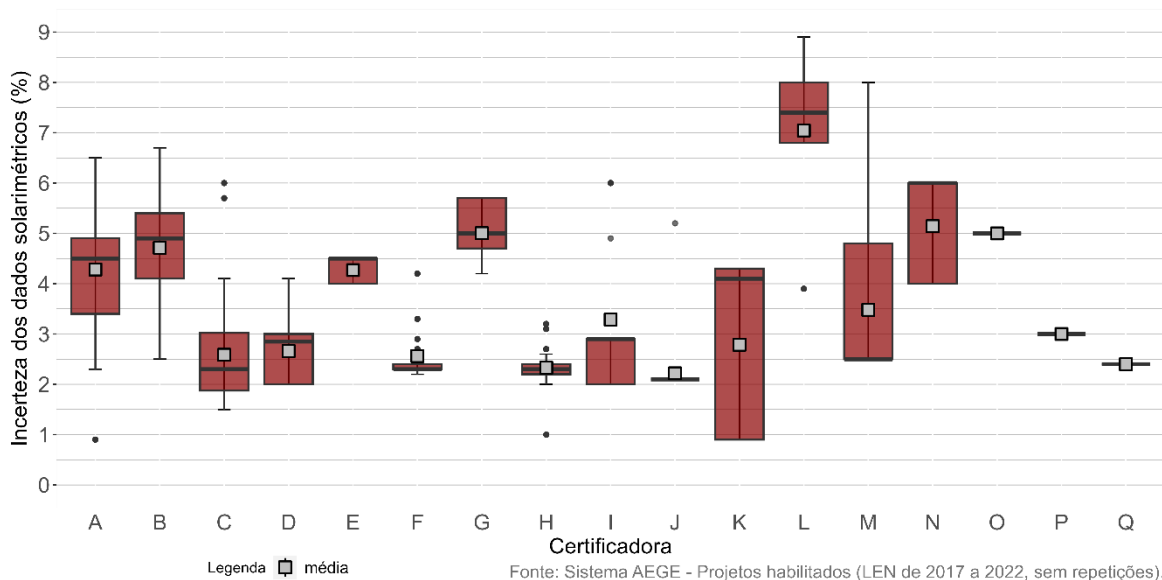


Figura 7 - Intervalos de ocorrência da incerteza dos dados solarimétricos por certificadora

A Figura 8 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza dos dados solarimétricos de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

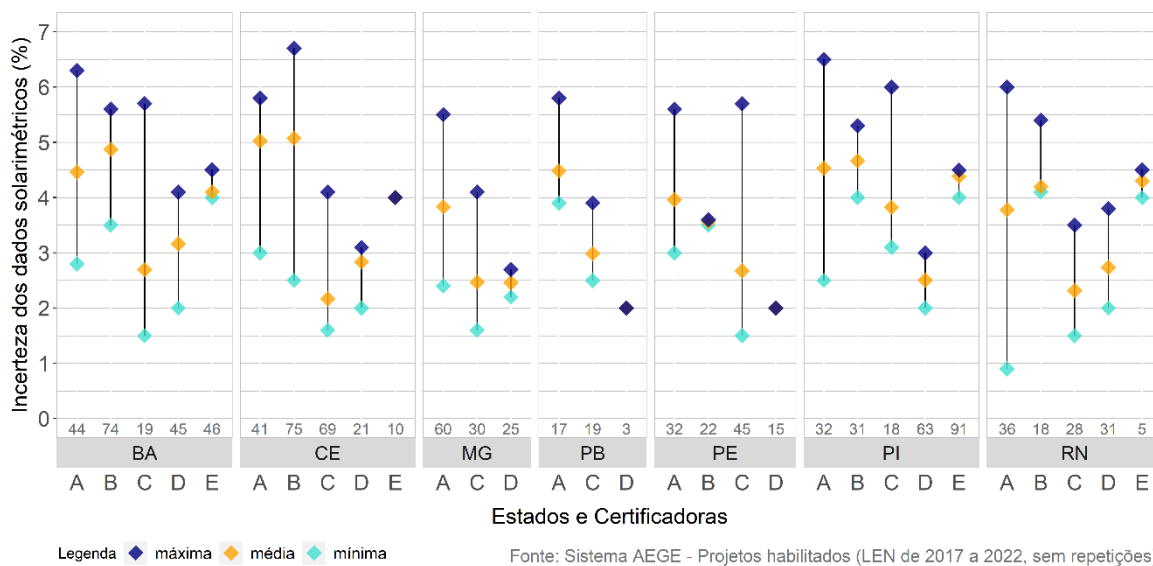


Figura 8 - Percentual de incerteza dos dados solarimétricos por estado e certificadora

A proposta de nova definição para as Instruções é descrita a seguir: incerteza resultante da combinação entre a incerteza das medições solarimétricas, obtidas em solo na estação meteorológica no local do empreendimento, com a incerteza associada a dados de longo prazo obtidos a partir de modelos de satélite.

2.2 Incerteza da Representatividade do Período Monitorado

A definição atual desta incerteza é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: incerteza relativa à representatividade da extensão do período disponível de dados em relação ao recurso local no longo prazo.

A incerteza da representatividade do período monitorado está associada ao intervalo disponível de dados para representação da média histórica de longo prazo. Pode ser compreendida como um indicador que reflete a relação entre os dados medidos na estação solarimétrica do empreendimento com os dados estimados de longo prazo no local da usina.

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

- Descolamento das condições ideais na medição local e dos dados de longo prazo;
- A taxa de recuperação de dados;
- A variabilidade interanual da irradiação;
- Extensão da série de longo prazo e do período concomitante entre a série local e a de longo prazo;
- A correlação entre os dados medidos no local e os de longo prazo;
- Eventos climáticos, como o El Niño;
- O método de ajuste (incerteza estatística).

Nota-se que a incerteza decorrente da correlação por vezes é considerada em “dados solarimétricos” e outras em “Representatividade do Período Monitorado”.

A Figura 9 relaciona as incertezas da representatividade do período monitorado com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de

Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, aproximadamente 89,9% dos projetos da amostra adotaram valores de até 2,5% para estas perdas.

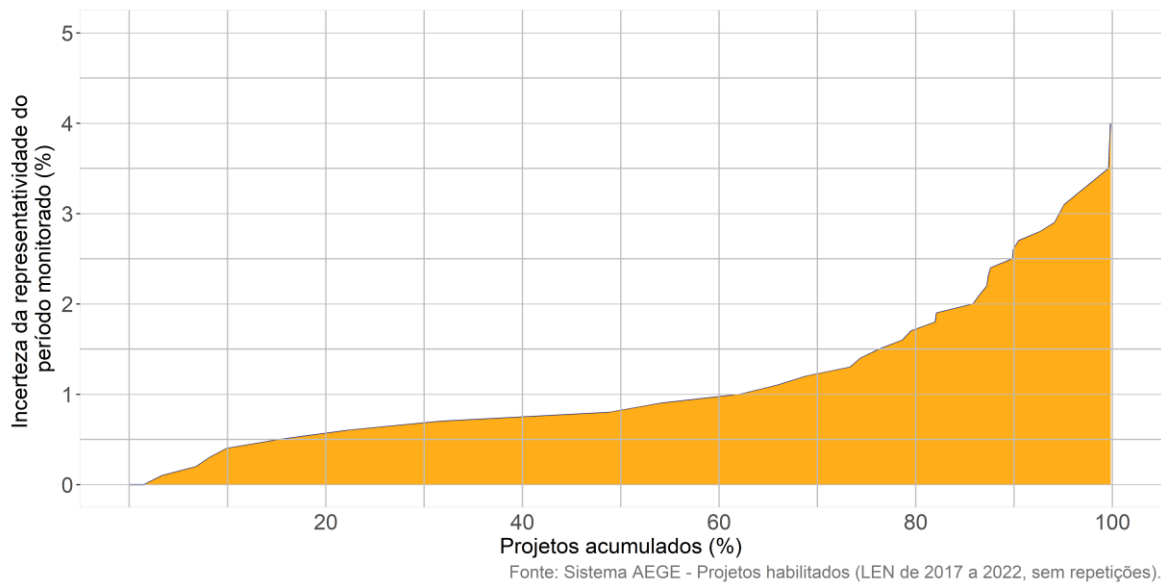


Figura 9 - Percentual acumulado da incerteza da representatividade do período monitorado

Em geral, as certificadoras realizaram correlação dos dados medidos na estação com os dados estimados de longo prazo, além de considerar referências em documentos e normas técnicas internacionais.

A Figura 10 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para a incerteza da representatividade do período monitorado por ano. É possível perceber uma redução sensível das incertezas declaradas entre 2017 e 2022, apresentando no último ano uma grande concentração de valores próximos ou inferiores a 1%, com média correspondente a 0,9%. Os três principais valores atribuídos a esta incerteza correspondem a 0,7%, 0,8% e 1,0%. Desde 2017, aproximadamente 52% dos empreendimentos habilitados declararam valores de incerteza da representatividade de período monitorado entre 0,5% e 1%.

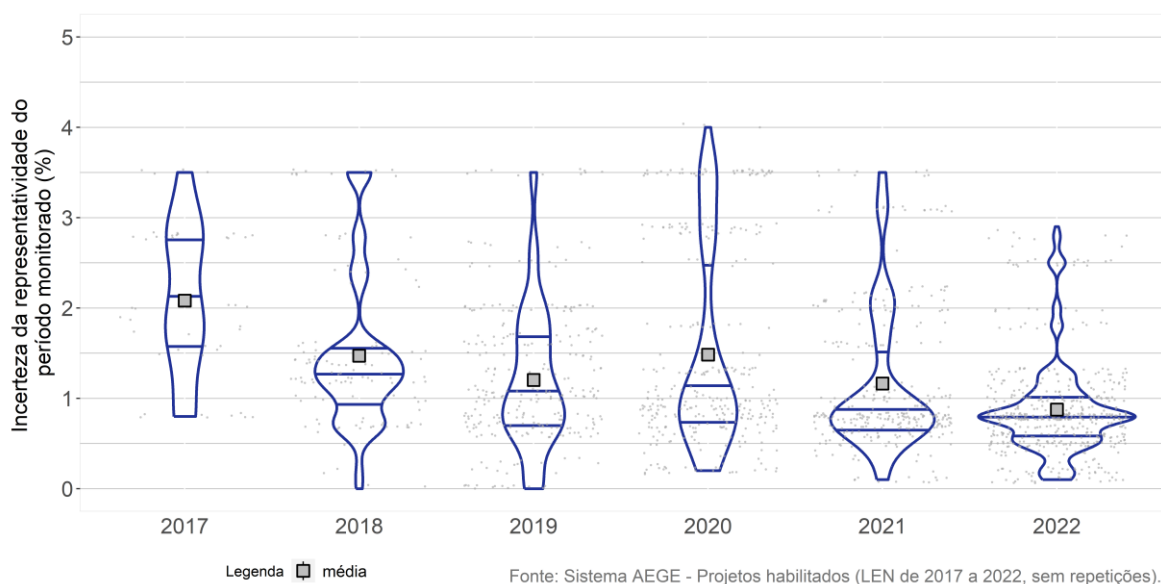


Figura 10 - Distribuição anual dos percentuais da incerteza da representatividade do período monitorado

A Figura 11 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza da representatividade do período monitorado de acordo com as certificadoras. É possível perceber que as certificadoras

D, G, I, L e N, apresentam as maiores amplitudes, além de valores médios consideravelmente acima de 0,9%. A certificadora N destoa das demais, pois além da maior amplitude, declarou os maiores valores médios, próximos a 3%, para a incerteza da representatividade do período monitorado.

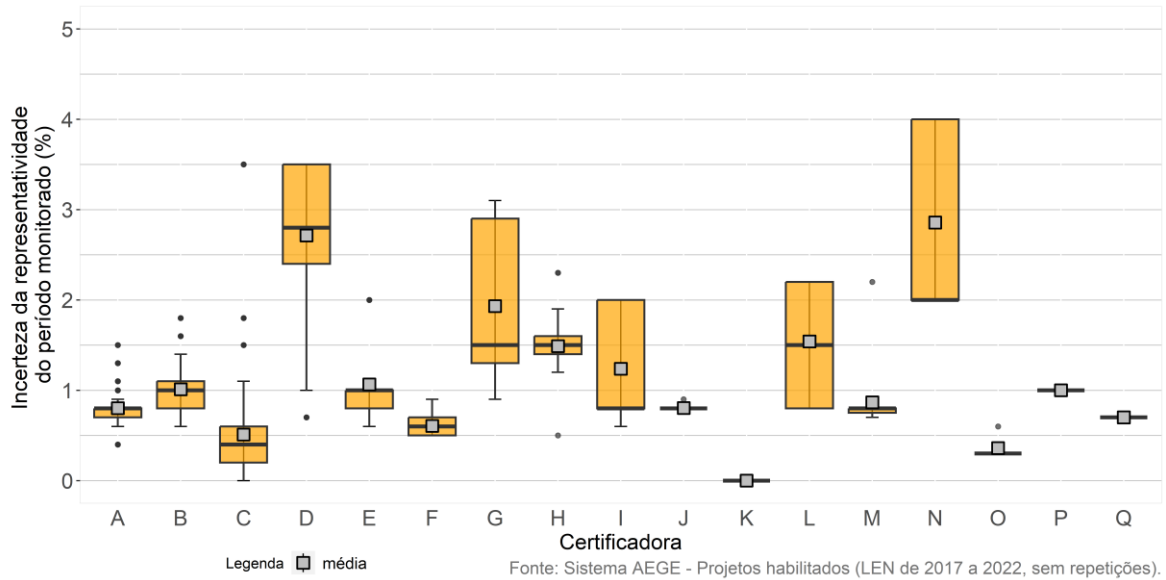


Figura 11 - Intervalos de ocorrência de incerteza da representatividade do período monitorado por certificadora

A Figura 12 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza da representatividade do período monitorado de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

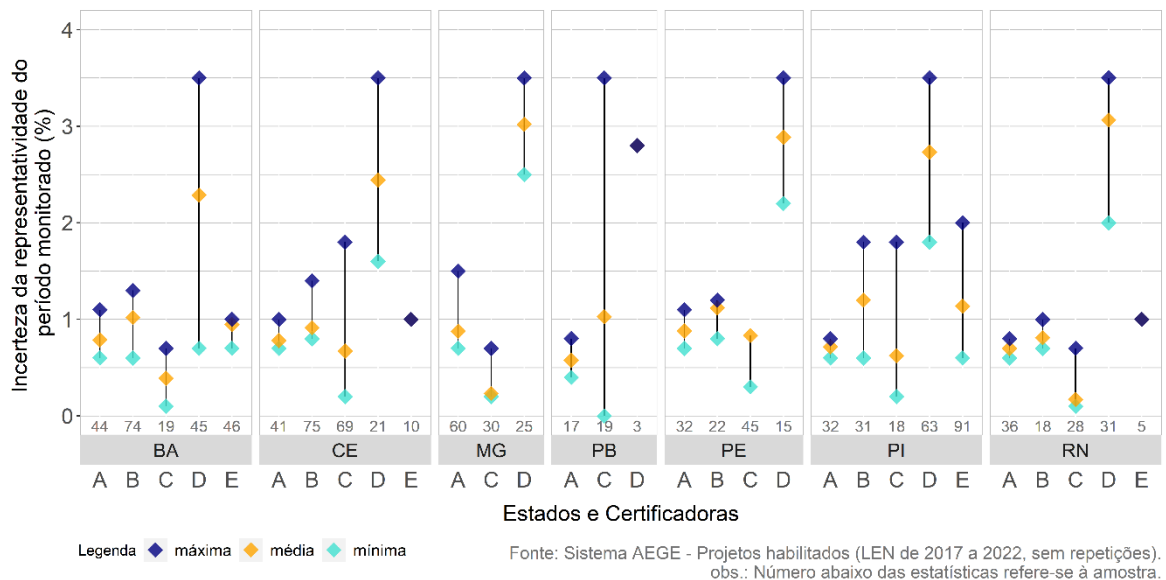


Figura 12 - Percentual de incerteza da representatividade do período monitorado por estado e certificadora

Não há proposta de alteração da definição desta incerteza nas Instruções.

2.3 Incerteza da Variabilidade Espacial

A definição atual desta incerteza é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: incerteza relativa à variabilidade espacial do recurso solar considerado em relação ao da área da usina.

A incerteza da variabilidade espacial está associada à variação da radiação solar recebida na estação meteorológica em comparação ao recebido em outros locais do parque, cuja influência da topografia e cobertura do solo podem contribuir significativamente para a representatividade dos dados. A calibração da série de longo prazo com os dados medidos localmente reduz essa incerteza dependendo, principalmente, da quantidade e qualidade das estações solarimétricas na área do parque. Basicamente, deve caracterizar quão bem aquela coordenada representa a usina. Além destes atores, as certificadoras apontam como fatores de influência desta componente:

- Diferenças de microclima e variação da topografia entre o ponto de medição e a usina;
- Distância entre a estação de medição a usina;
- Tamanho ou área ocupada pela usina;
- Resolução do modelo baseado em imagens de satélite;
- Quantidade e espalhamento das estações de medição local;
- Efeito pepita (ou “nugget”), devido a erros de medição a curtas distâncias e que está ligado à granularidade temporal e à extensão das séries medidas localmente e de longo prazo.

A Figura 13 relaciona as incertezas da variabilidade espacial com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, aproximadamente 97,4% dos projetos da amostra adotaram valores de até 2% para esta incerteza.

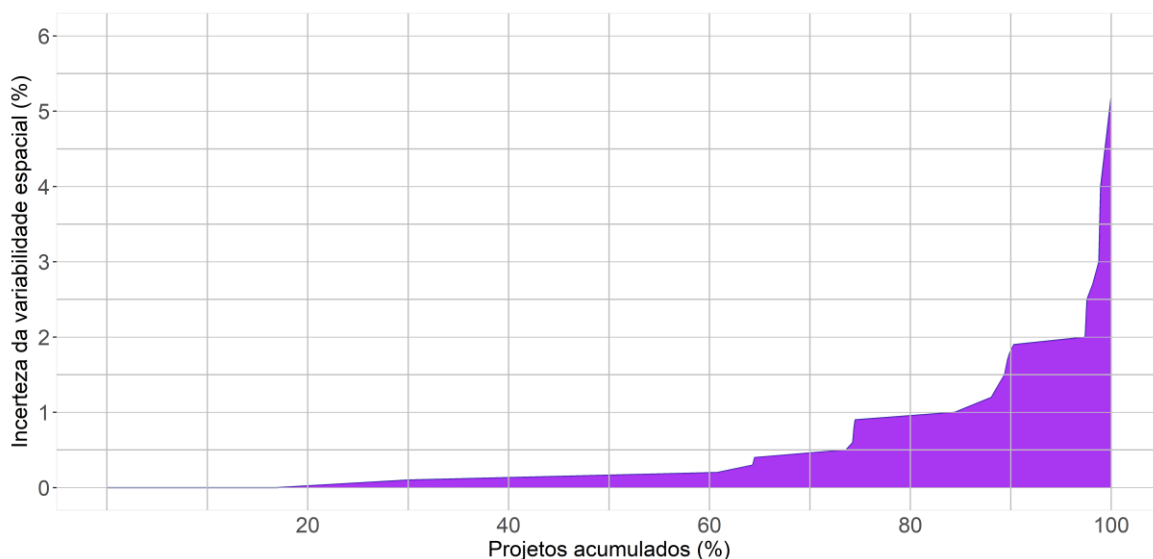


Figura 13 - Percentual acumulado da incerteza da variabilidade espacial

Em geral, as certificadoras se dividiram em apenas informar o valor da incerteza da variabilidade espacial nos campos do AEGE, referenciar mapas solarimétricos ou declarar experiência acumulada para justificar a adoção dos valores.

A Figura 14 apresenta a dispersão dos valores declarados para a incerteza da variabilidade espacial. A oscilação da média dos valores declarados permaneceu próxima a 0,5% nos últimos anos, com os três principais níveis de incerteza em 0, 0,1% e 0,2%. Desde 2017, aproximadamente 60% dos empreendimentos habilitados nos leilões de energia nova declararam valores de incerteza da variabilidade espacial entre 0 e 0,2%.

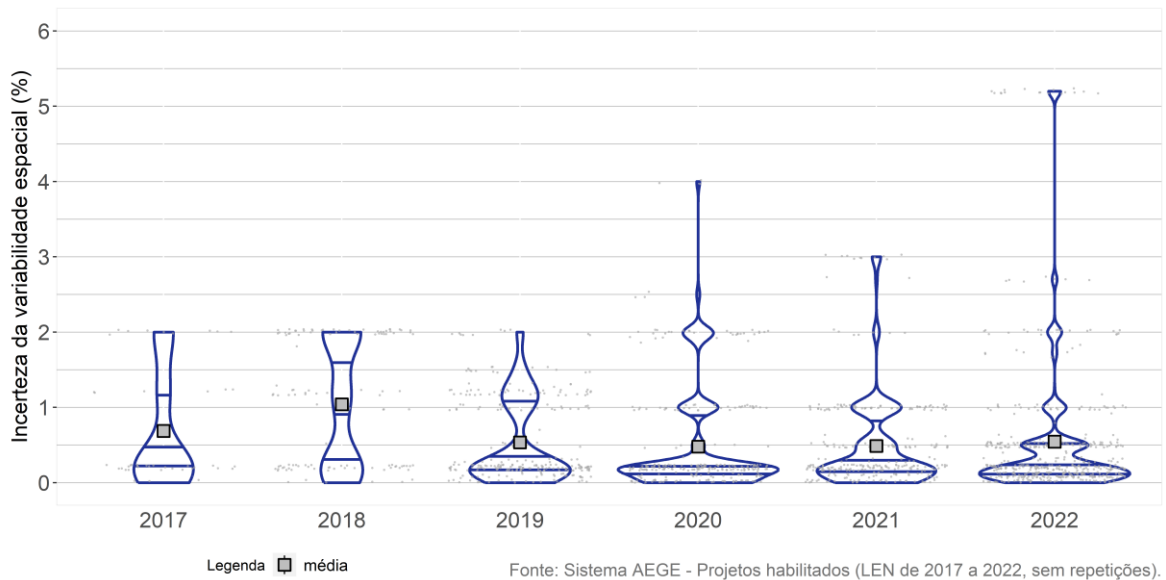


Figura 14 - Distribuição anual dos percentuais da incerteza da variabilidade espacial

A Figura 15 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza da variabilidade espacial de acordo com as certificadoras. É possível perceber que esta incerteza apresenta valores fixos para a maior parte das certificadoras, sendo a certificadora N a responsável pela maior amplitude de distribuição. As certificadoras B, H, N e O foram as que mais se afastaram da média. As certificadoras K, P e Q declararam como nula a incerteza da variabilidade espacial em todos os seus projetos.

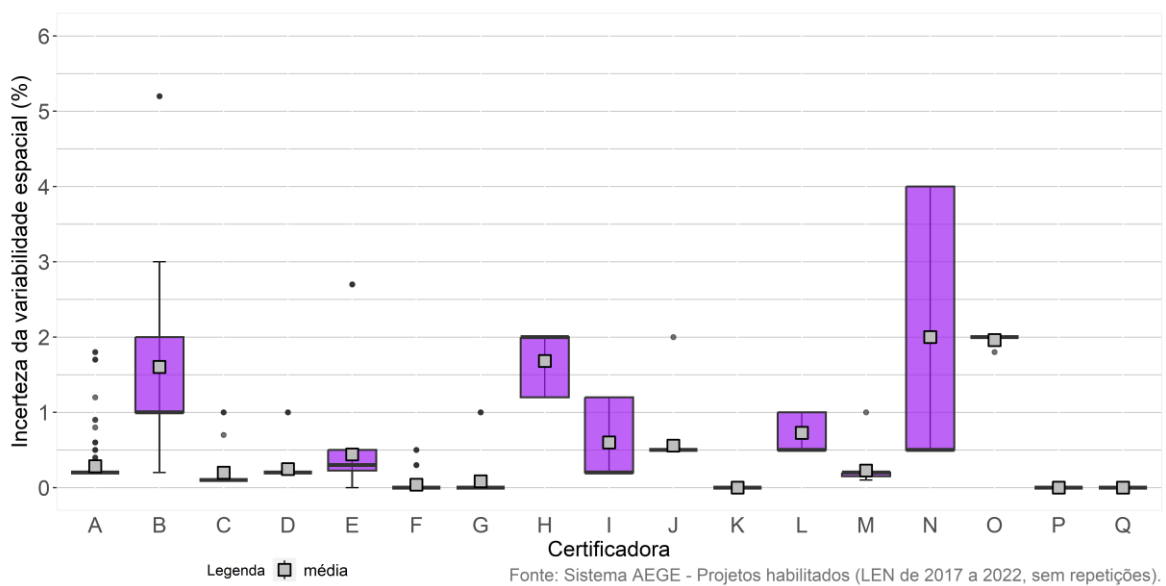


Figura 15 - Intervalos de ocorrência da incerteza da variabilidade espacial por certificadora

A Figura 16 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza da variabilidade espacial de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.065 projetos habilitados nos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022. É possível perceber grandes amplitudes de distribuição apresentadas pela certificadora B nos estados da Bahia, Ceará e Piauí, além da certificadora E no Piauí.

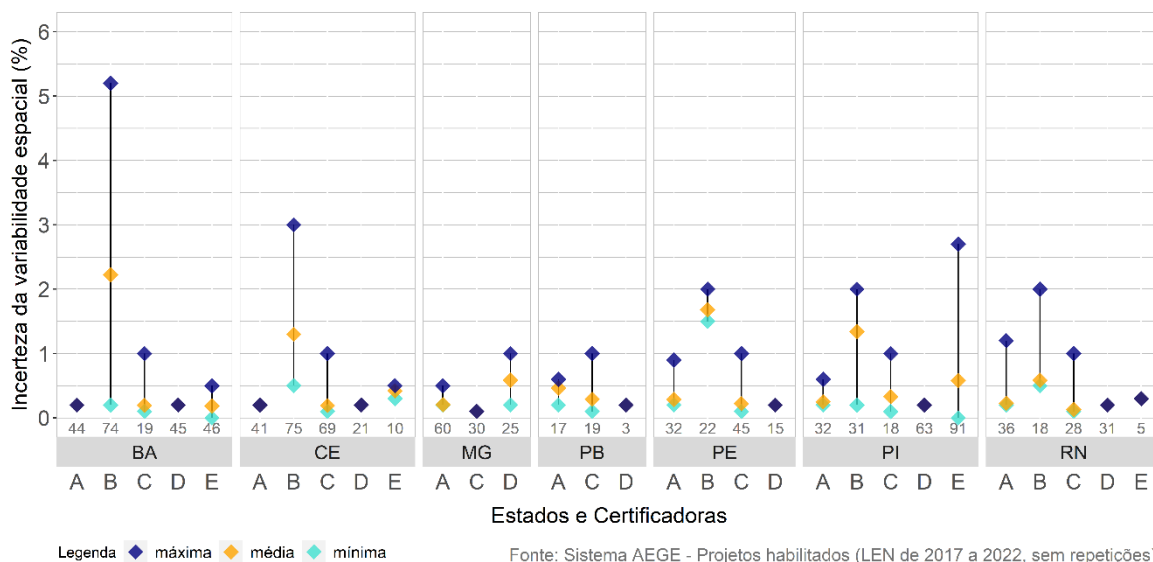


Figura 16 - Percentual de incerteza da variabilidade espacial por estado e certificadora

A proposta de nova definição para as Instruções é descrita a seguir: incerteza associada à variação da irradiação solar recebida entre o local de origem dos dados e o local do parque.

2.4 Incerteza da Variabilidade Interanual

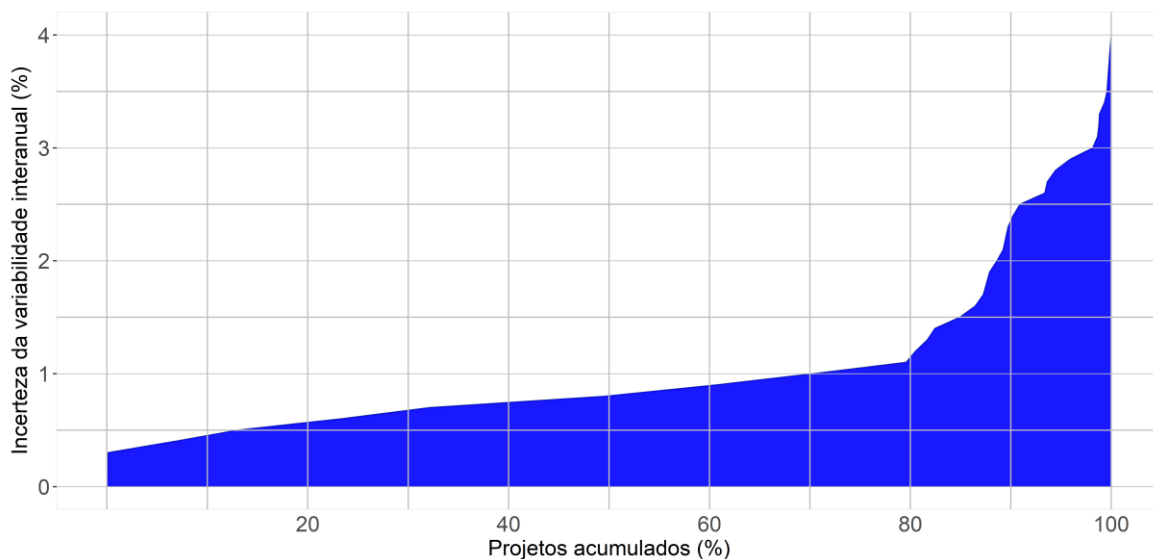
A definição atual desta incerteza é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: incerteza relativa às diferenças naturais no recurso solar de ano para ano.

A incerteza da variabilidade interanual está associada à variação da temperatura e radiação solar recebida na estação meteorológica ano a ano, em torno de um valor médio, considerando a série de longo prazo do período de referência. Basicamente, deve caracterizar como o recurso solar varia ao longo dos anos. Entre os fatores de influência desta componente, as certificadoras apontam:

- Clima local e características do sítio;
- Ciclos climáticos e a natureza estocástica do recurso;
- Período considerado e extensão da série.

Algumas certificadoras também incluem nessa análise a variabilidade interanual da temperatura.

A Figura 17 relaciona as incertezas da variabilidade interanual com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, aproximadamente 80% dos projetos da amostra adotaram valores de até 1,2% para esta incerteza.

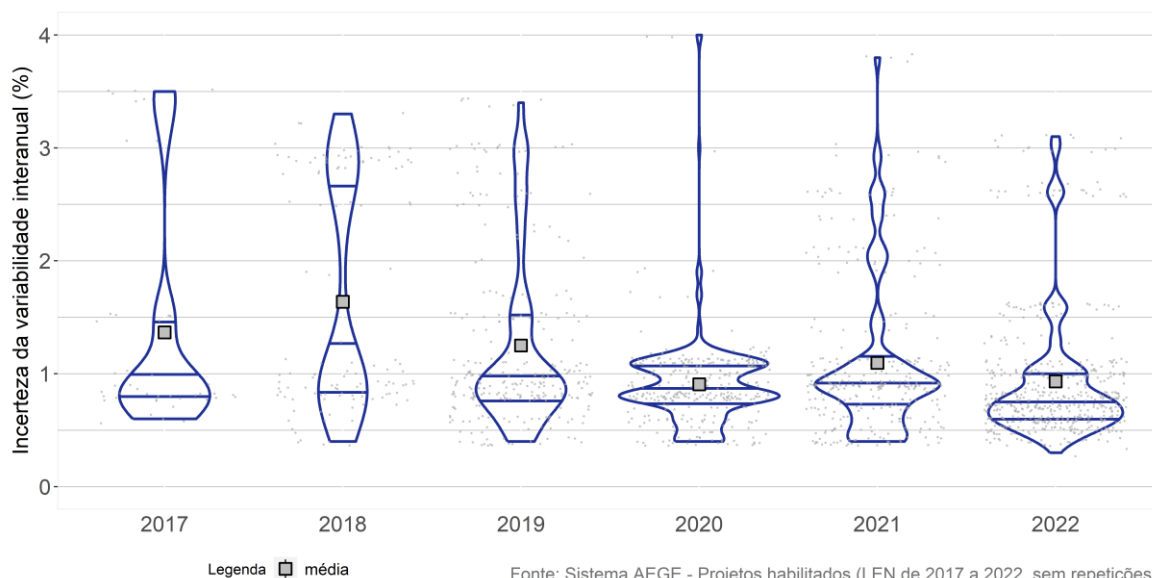


Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).

Figura 17 - Percentual acumulado de incerteza da variabilidade interanual

Em geral, as certificadoras calcularam a incerteza da variabilidade interanual a partir do desvio padrão da irradiação global horizontal ao longo dos anos, considerando, a longo prazo, a distribuição normal dos montantes anuais.

A Figura 18 apresenta a dispersão dos valores declarados para a incerteza da variabilidade interanual. A oscilação da média dos valores declarados manteve-se próxima a 1% nos últimos anos, com os três principais níveis de incerteza em 0,6%, 0,8% e 0,9%. Desde 2017, aproximadamente 57% dos empreendimentos habilitados nos leilões de energia nova declararam valores de incerteza da variabilidade interanual entre 0,6% e 1,0%.



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

Figura 18 - Distribuição anual dos percentuais da incerteza da variabilidade interanual

A Figura 19 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza da variabilidade interanual de acordo com as certificadoras. É possível perceber que as certificadoras E, H e K, apresentam as maiores amplitudes, além de valores médios consideravelmente acima de 1%. A certificadora N declarou valores médios próximos a 4% para a incerteza da variabilidade interanual, destoando das demais.

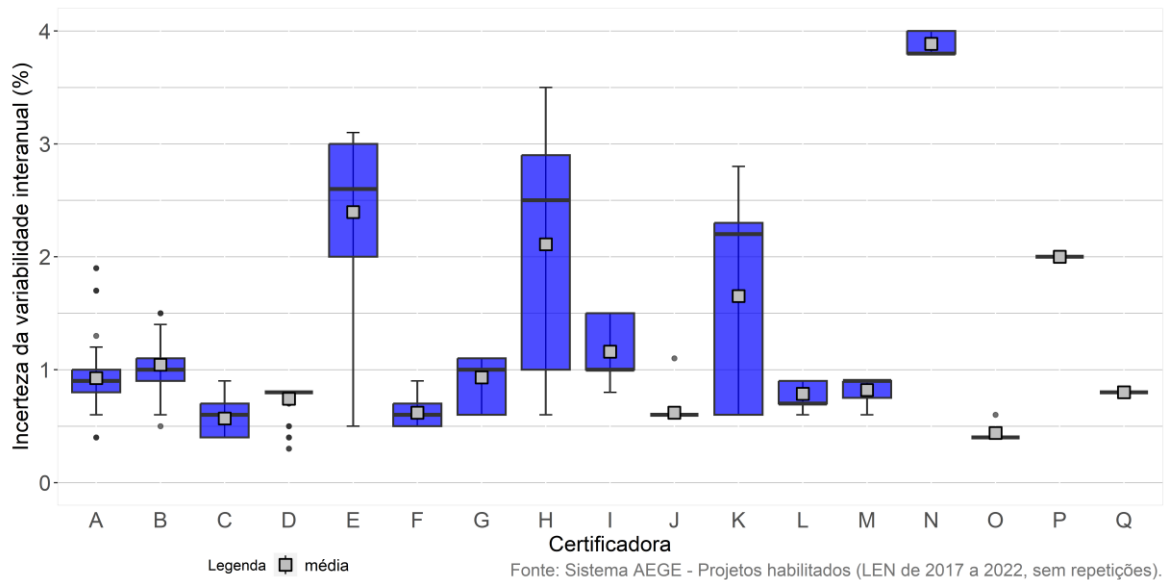


Figura 19 - Intervalos de ocorrência da incerteza da variabilidade interanual por certificadora

A Figura 20 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza da variabilidade interanual de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022. É possível observar a Certificadora E com valores superiores às demais em todos os principais estados em que atua, com destaque para o Piauí.

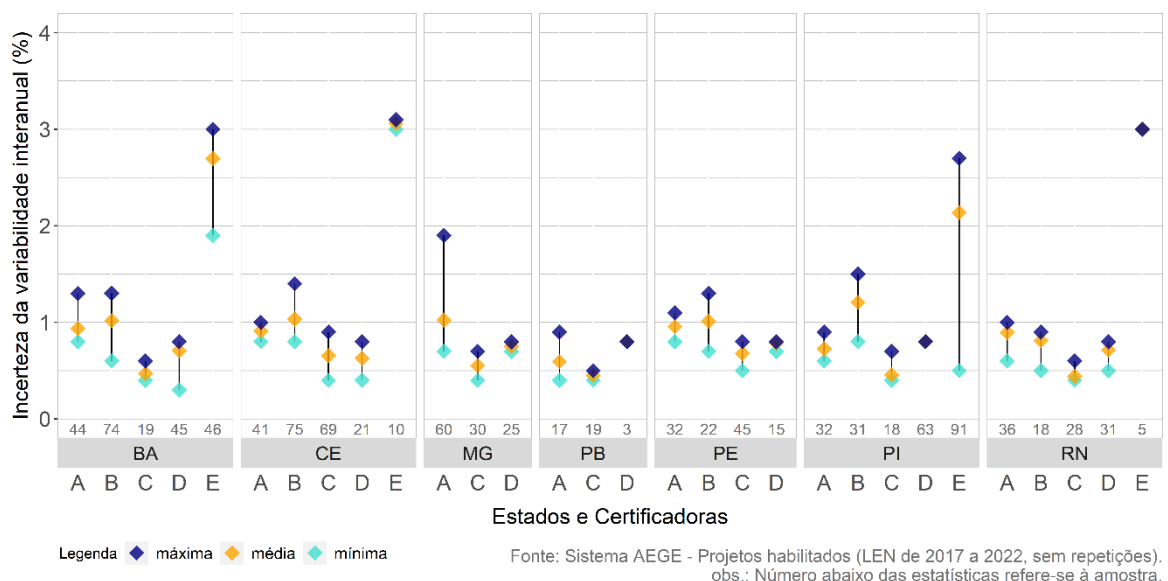


Figura 20 - Percentual de incerteza da variabilidade interanual por estado e certificadora

A proposta de nova definição para as Instruções é descrita a seguir: incerteza associada à variação do recurso solar recebido ao longo dos anos.

2.5 Incerteza da Transposição para o Plano dos Módulos

A definição atual desta incerteza é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: incerteza relativa ao modelo de decomposição e transposição da irradiação para o plano dos painéis fotovoltaicos.

A medição do recurso solar é realizada através de piranômetros orientados no plano horizontal. A irradiância horizontal global – GHI obtida deve ser transposta para o plano dos módulos fotovoltaicos, geralmente inclinados para maximizar a geração de energia elétrica.

Através de modelos matemáticos é possível decompor a GHI em componentes direta e difusa, incluindo a reflexão do solo, e estimar a irradiação recebida pelo módulo, levando-se em conta a incerteza envolvida. A depender da latitude do local de medição, a transposição da GHI para os planos dos módulos pode ocorrer intensificação dessa incerteza.

As certificações normalmente informam o modelo considerado para a decomposição das componentes e transposição para o plano inclinado (geralmente Perez ou Hay), justificando sua escolha. Entre os fatores de influência desta componente, as certificadoras apontam:

- Precisão dos modelos de decomposição e transposição;
- Disponibilidade de medição da irradiação difusa e/ou direta;
- Tipo de estrutura, sendo maior a incerteza para sistemas de rastreamento;
- Tipo de módulo, sendo maior para os bifaciais, segundo algumas certificadoras.

No estágio atual, em que a participação dos módulos fotovoltaicos bifaciais se consolida nos projetos das grandes usinas, a Figura 21 compara lado a lado o percentual de incerteza da transposição para o plano dos módulos entre mono e bifaciais.

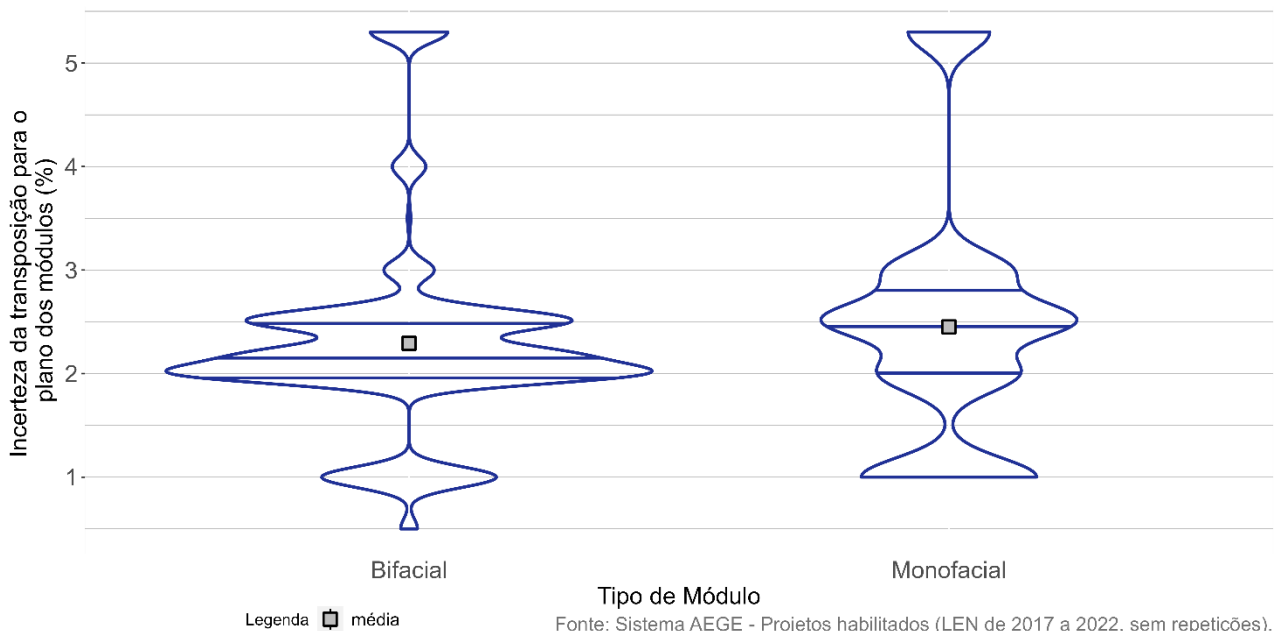


Figura 21 - Distribuição do percentual de incerteza da transposição para o plano dos módulos

A Figura 22 relaciona a incerteza da transposição para o plano dos módulos com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, aproximadamente 91% dos projetos da amostra adotaram valores de até 3% para esta incerteza.

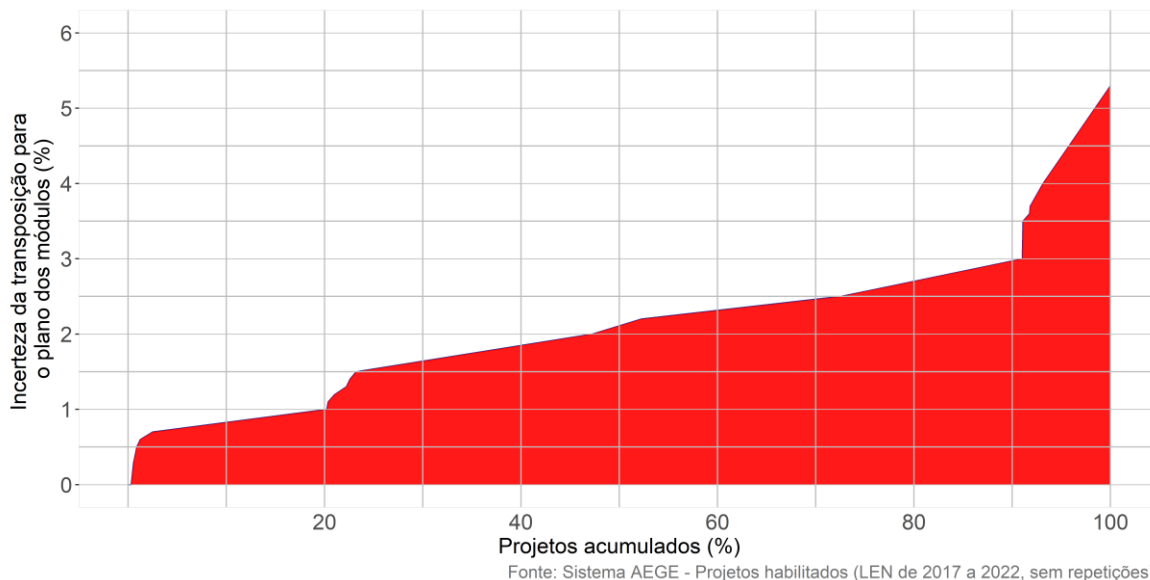


Figura 22 - Percentual acumulado da incerteza da transposição para o plano dos módulos

Em geral, as certificadoras utilizaram modelos de transposição através de *softwares*, a partir dos dados disponíveis na localidade, ou adotaram valores com base na literatura em função da estrutura adotada, fixa ou seguidora.

A Figura 23 apresenta a dispersão dos valores declarados para a incerteza da transposição para o plano dos módulos por ano. É possível identificar que a incerteza da transposição para o plano dos módulos apresentou crescimento dos valores estimados ao longo dos anos, resultando em médias próximas de 2,5%, com os três principais níveis de incerteza em 2%, 2,5% e 3%. Desde 2017, aproximadamente 53% dos empreendimentos habilitados nos leilões de energia nova declararam valores de incerteza da transposição para o plano dos módulos entre 2,0% e 2,6%.

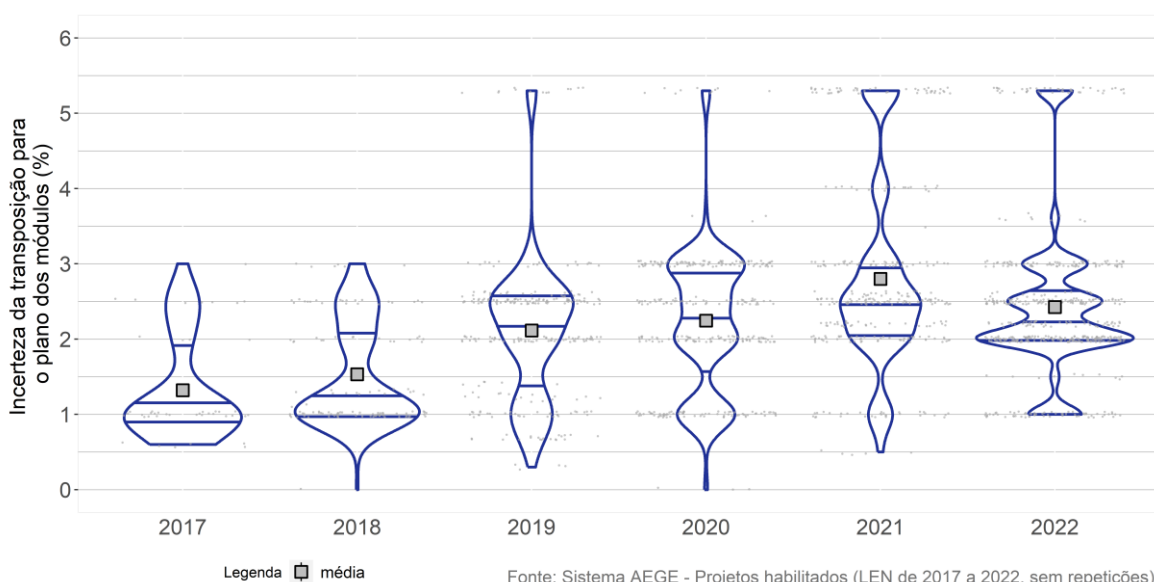


Figura 23 - Distribuição anual dos percentuais da incerteza da transposição para o plano dos módulos

A Figura 24 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza da transposição para o plano dos módulos de acordo com as certificadoras. É possível perceber que esta incerteza apresenta valores fixos para a maior parte das certificadoras, sendo as certificadoras B e I as únicas que apresentam grandes amplitudes de distribuição. As certificadoras B e L apresentaram valores médios acima dos três principais níveis de incerteza. A certificadora O declarou como nula a incerteza da transposição para o plano dos módulos para seus projetos.

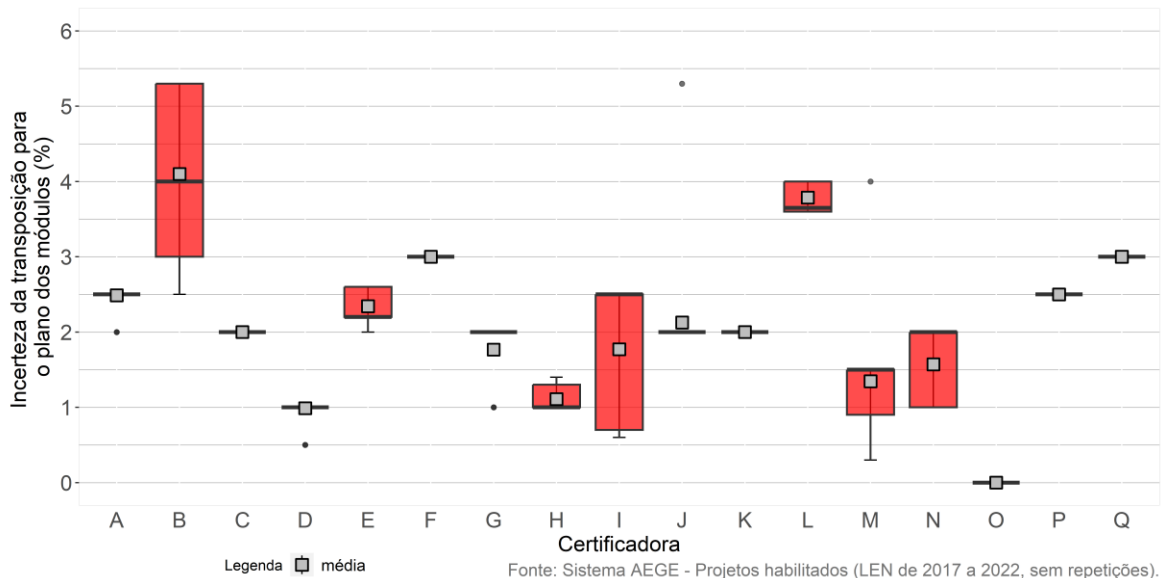


Figura 24 - Intervalos de ocorrência de incerteza da transposição para o plano dos módulos por certificadora

A Figura 25 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza da transposição para o plano dos módulos de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022. É possível perceber, assim como apresentado na figura anterior, grandes amplitudes de distribuição apresentadas pela certificadora B nos estados da Bahia, Ceará e Piauí, com valores máximos acima de 5%, destoando sensivelmente das demais usinas localizadas no mesmo estado.

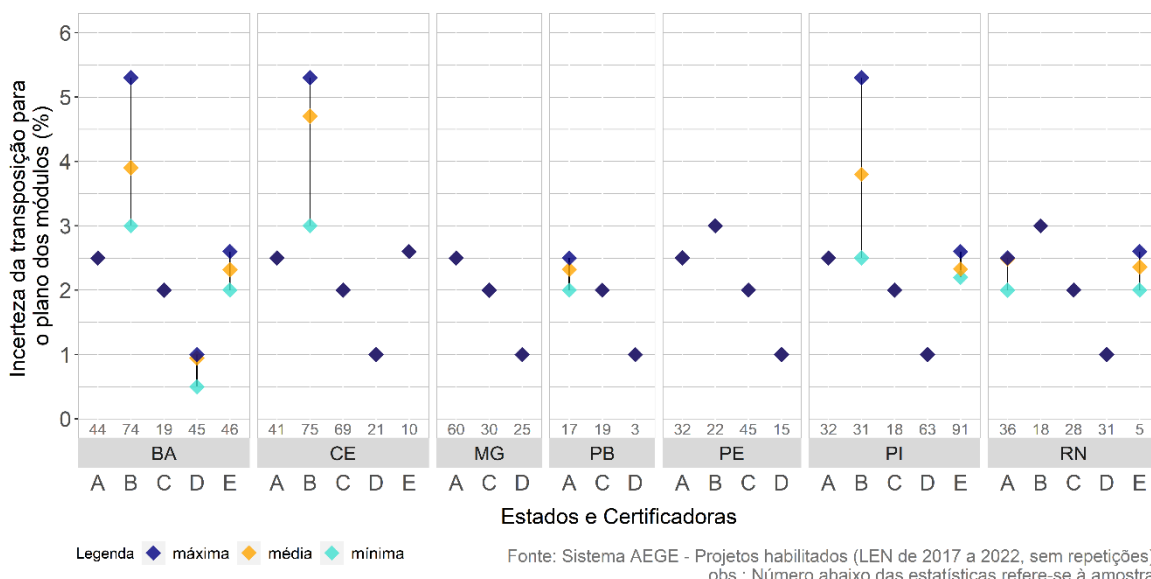


Figura 25 - Percentual de incerteza da transposição para o plano dos módulos por estado e certificadora

A Figura 26 destaca a distribuição da incerteza da transposição para o plano dos módulos de acordo com o tipo de estrutura adotado pelo parque. O rastreamento de 1 eixo foi a opção adotada em 96% dos casos.

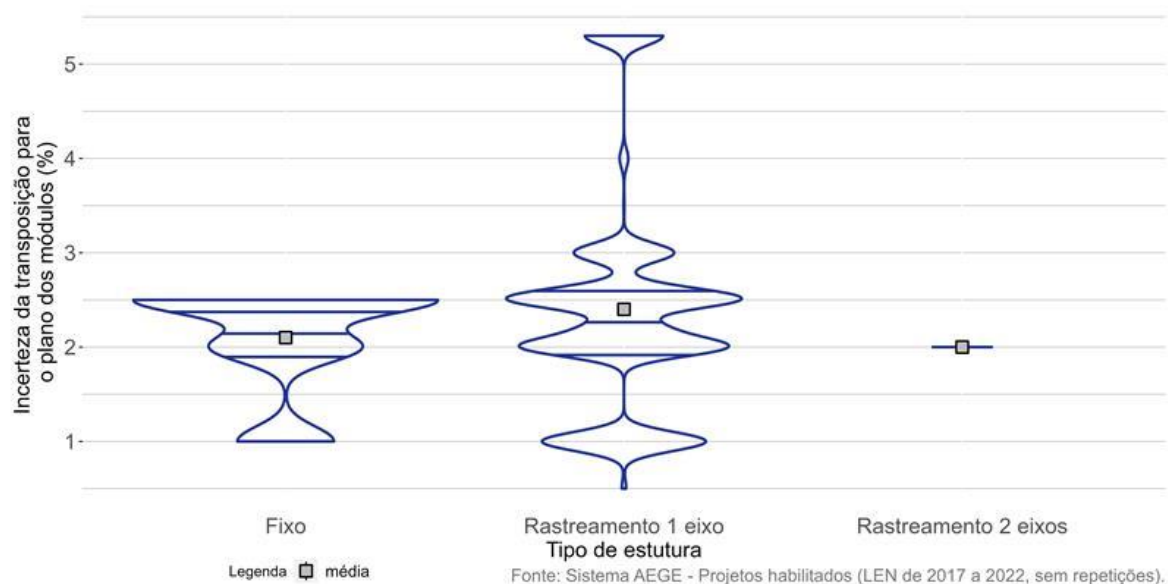


Figura 26 - Distribuição da incerteza da transposição para o plano dos módulos por tipo de estrutura

A proposta de nova definição para as Instruções é descrita a seguir: incerteza resultante da decomposição e transposição da irradiação global horizontal para o plano dos módulos fotovoltaicos. Tende a ser maior para sistemas de rastreamento. Pode considerar, entre outras, a incerteza do aproveitamento do recurso na parte posterior dos módulos bifaciais.

2.6 Incerteza do Modelo e Simulação Energética

A definição atual desta incerteza é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: incerteza relativa à imprecisão do modelo de simulação energética, incluindo a determinação da curva I-V, a discretização temporal, a modelagem matemática para cálculo da conversão da energia solar em energia elétrica, dentre outros.

A incerteza do modelo e simulação energética está associada à imprecisão das ferramentas computacionais utilizadas na determinação da produção anual de energia no sistema fotovoltaico considerado. A depender do *software* utilizado, podem ser observadas variações na precisão e no desempenho do sistema. De forma similar, a aplicação dos parâmetros dos equipamentos nos modelos pode impactar o resultado da simulação.

Ao contrário das incertezas abordadas anteriormente, a incerteza atribuída ao modelo e simulação energética não envolve o recurso solar. Entre os fatores de influência desta componente, as certificadoras apontam:

- Características dos módulos fotovoltaicos: consideração dos desvios em relação às condições padrão (STC) e parâmetros de resistências *shunt* e *série*;
- Modelo de simulação dos módulos fotovoltaicos (geralmente modelo de um diodo) e sua representatividade para a tecnologia de módulos adotada;
- Nível de conhecimento sobre os parâmetros de entrada na simulação;
- Modelagem da configuração da planta no *software*;
- Disponibilidade da curva de eficiência dos inversores.

Um ponto de atenção nos projetos recentes é o fator de bifacialidade considerado na simulação, sendo verificadas considerações distintas entre as certificadoras, que geralmente se baseiam em estudos empíricos, o que tende a aumentar a incerteza da simulação.

A Figura 27 compara o percentual de incerteza do modelo e simulação energética envolvendo módulos mono e bifaciais.

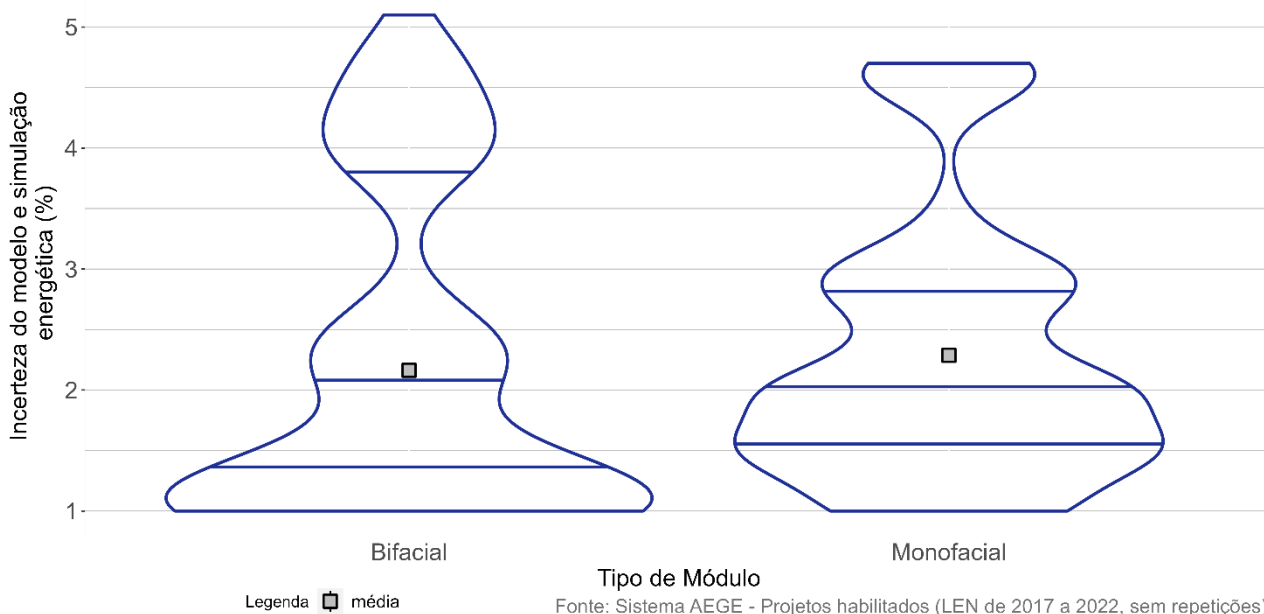


Figura 27 - Distribuição do percentual de incerteza do modelo e simulação energética

A Figura 28 relaciona as incertezas do modelo e simulação energética com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, aproximadamente 89,5% dos projetos da amostra adotaram valores de até 4% para estas perdas. Também é possível identificar a existência de múltiplas inclinações no intervalo, com grande quantidade de dados entre 0,5% e 1,5% e 3,8% e 4%.

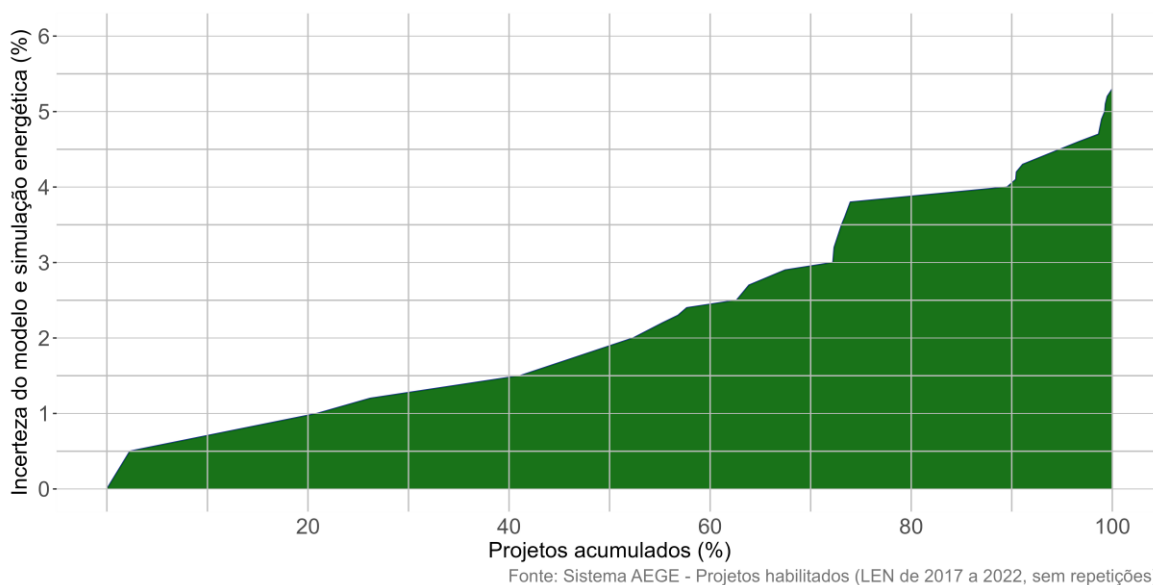


Figura 28 - Percentual acumulado da incerteza do modelo e simulação energética

A metodologia adotada pelas certificadoras envolve simulação energética dos modelos presentes nos *softwares* a partir de parâmetros conhecidos dos módulos e inversores fotovoltaicos,

dissociando a contribuição das incertezas do modelo e simulação das demais incertezas envolvidas no processo.

A Figura 29 apresenta a dispersão dos valores declarados para a incerteza do modelo e simulação energética por ano. A partir da distribuição anual é possível perceber que, assim como o observado na distribuição acumulada, os valores observados não apresentam distribuição contínua nos anos. Há também uma oscilação dos valores médios entre 1,5% e 3%, tendendo ao centro da oscilação (2,5%) em 2022, com os três principais níveis de incerteza em 1%, 1,5% e 4%. Desde 2017, metade dos empreendimentos habilitados nos leilões de energia nova declararam valores de incerteza do módulo e simulação energética entre 1% e 2%.

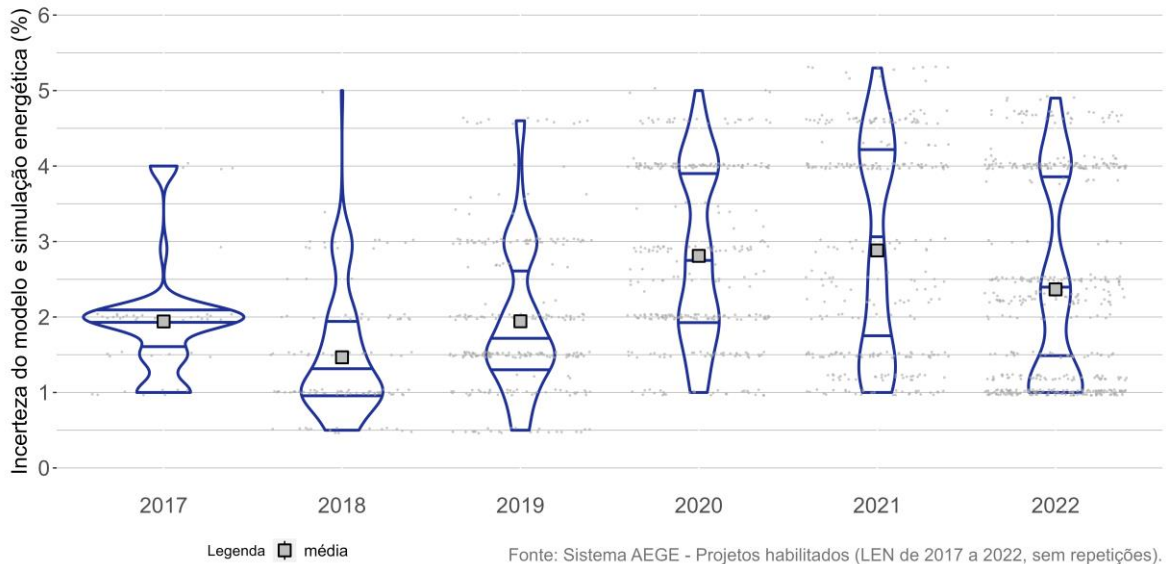


Figura 29 - Distribuição anual dos percentuais da incerteza do modelo e simulação energética

A Figura 30 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza do modelo e simulação energética de acordo com as certificadoras. É possível perceber que a dispersão entre as certificadoras é superior à dispersão das próprias certificadoras, apresentando poucas certificadoras com intersecção em seus quartis principais.

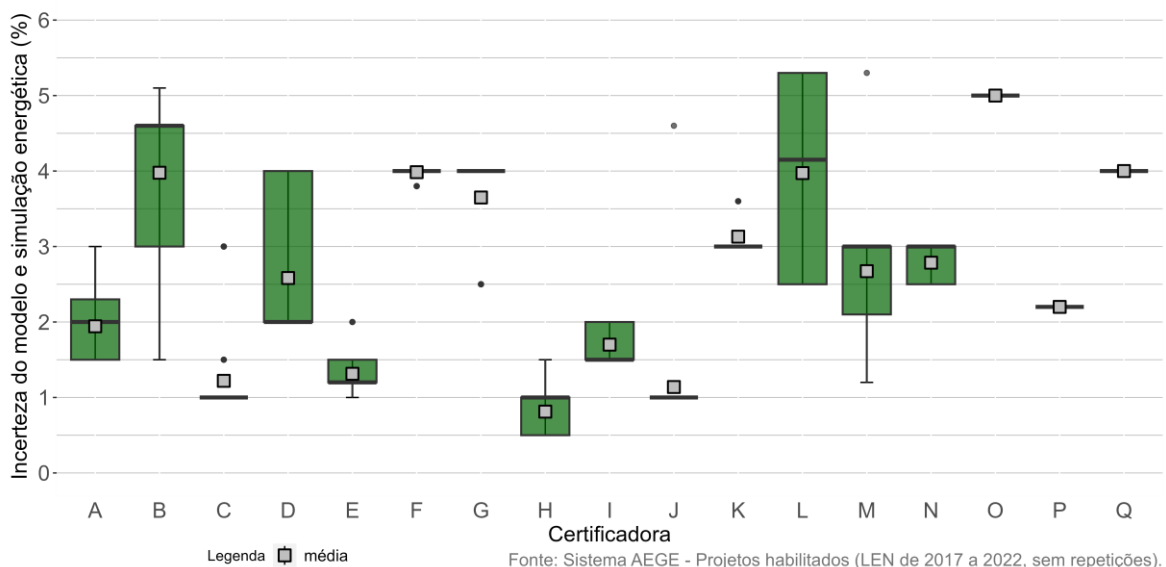


Figura 30 - Intervalos de ocorrência da incerteza do modelo e simulação energética por certificadora

A Figura 31 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza do modelo e simulação energética de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes.

Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022. É possível perceber que a distribuição de incerteza do modelo e simulação energética não apresenta forte correlação com o estado considerado, porém sendo fortemente correlacionado com a certificadora. A certificadora B declarou constantemente os valores médios mais elevados de incerteza do modelo e simulação energética nas usinas.

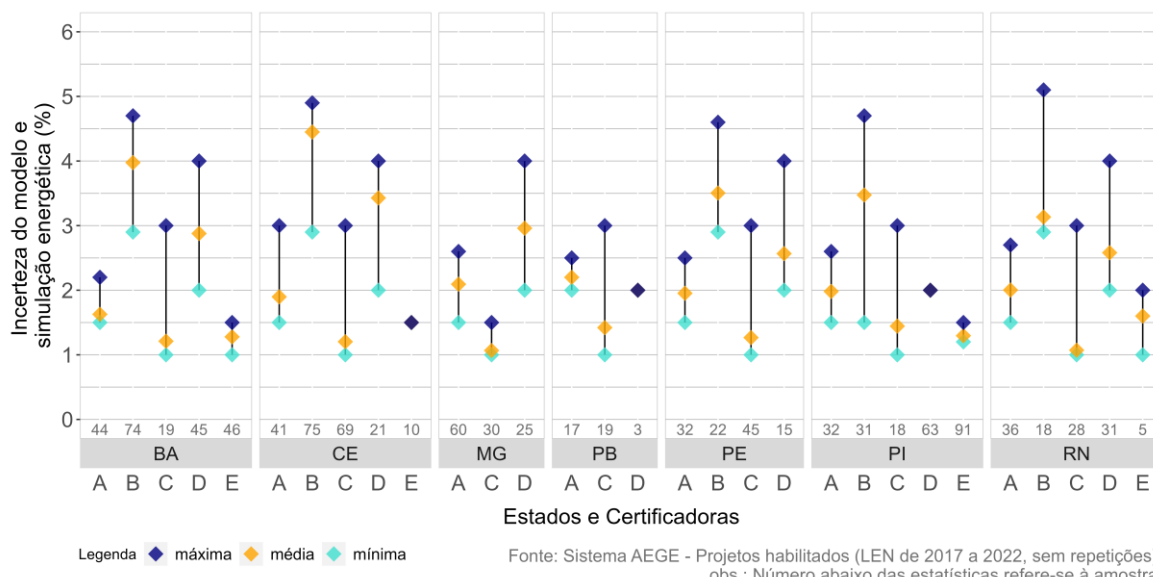


Figura 31 - Percentual de incerteza do modelo e simulação energética por estado e certificadora

Não há proposta de alteração da definição desta incerteza nas Instruções.

2.7 Incerteza do Cálculo de Perdas da Planta Solar

A definição atual desta incerteza é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: incerteza relativa aos cálculos e estimativas de perdas da planta solar.

A incerteza do cálculo de perdas da planta solar aborda a incerteza associada às perdas da planta, mencionadas no item 1.1, além do fator de bifacialidade.

A Figura 32 relaciona as incertezas do cálculo de perdas da planta solar com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, 94,1% dos projetos da amostra adotaram valores de até 4% para esta incerteza.

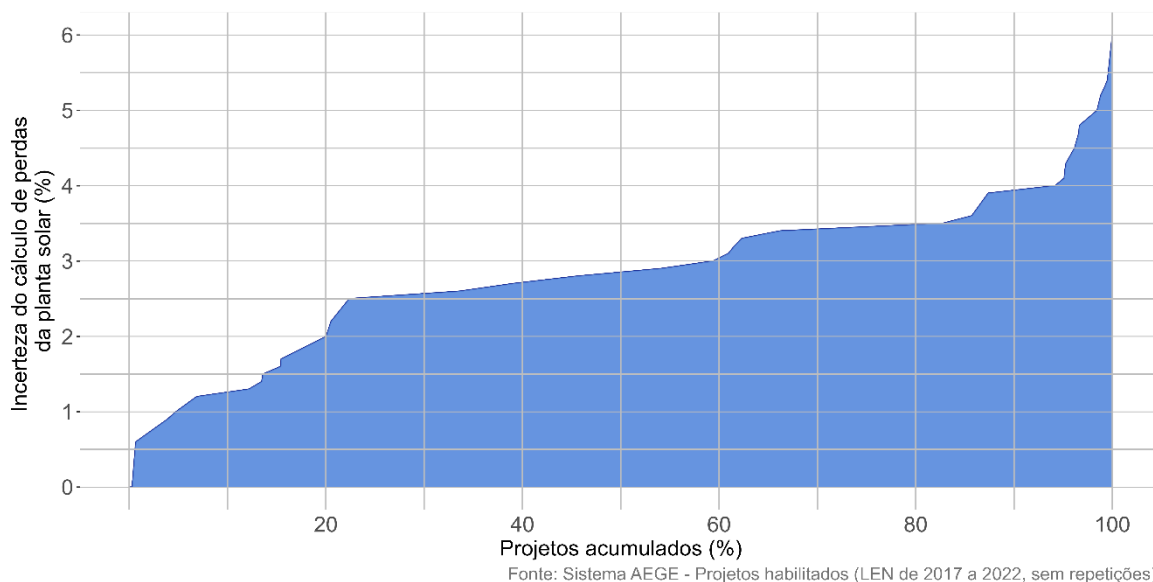


Figura 32 - Percentual acumulado de incerteza do cálculo de perdas da planta solar

A metodologia de cálculo descrita pelas certificadoras envolve a definição das incertezas individuais referentes a cada perda da planta solar, posteriormente compondo o valor da incerteza final. Em algumas certificações a descrição desta componente de incerteza se confunde com a descrição do cálculo das perdas propriamente, discutidas no capítulo seguinte. Adicionalmente, algumas perdas são estimadas de forma empírica, com base na experiência da certificadora ou com base em projetos semelhantes, levando a incertezas sobre tais estimativas.

Novamente, os módulos bifaciais são citados como motivador para uma maior incerteza, dada a dificuldade em se estimar suas perdas (ou ganhos).

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

- Nível de detalhe disponível na análise;
- Imprecisão na estimativa de cada fator de perda;
- Eventuais subestimativas ou sobrestimativas no cálculo das perdas ou efeitos não considerados na modelagem;
- Nível de precipitação no local e frequência de limpeza dos módulos, afetando as perdas por sujeira;
- Degradação (inicial e anual) dos módulos, que pode ser maior a depender da tecnologia adotada, e outros fatores de perda de desempenho ao longo do contrato;
- Altura da estrutura de rastreamento e fator de transmissão do módulo;
- Experiência (“*track-record*”) com os equipamentos considerados.

A Figura 33 apresenta a dispersão dos valores declarados para a incerteza no cálculo de perdas da planta solar. A oscilação da média dos valores declarados oscilou em torno de 3% ao longo do período avaliado com os três principais níveis de incerteza em 2,6%, 2,9% e 3,5%, apesar de a partir de 2020 haver maior ocorrência de valores inferiores a 2%. Desde 2017, aproximadamente 60% dos empreendimentos habilitados nos leilões de energia nova declararam valores de incerteza do cálculo de perdas da planta solar entre 2,6% e 3,5%.

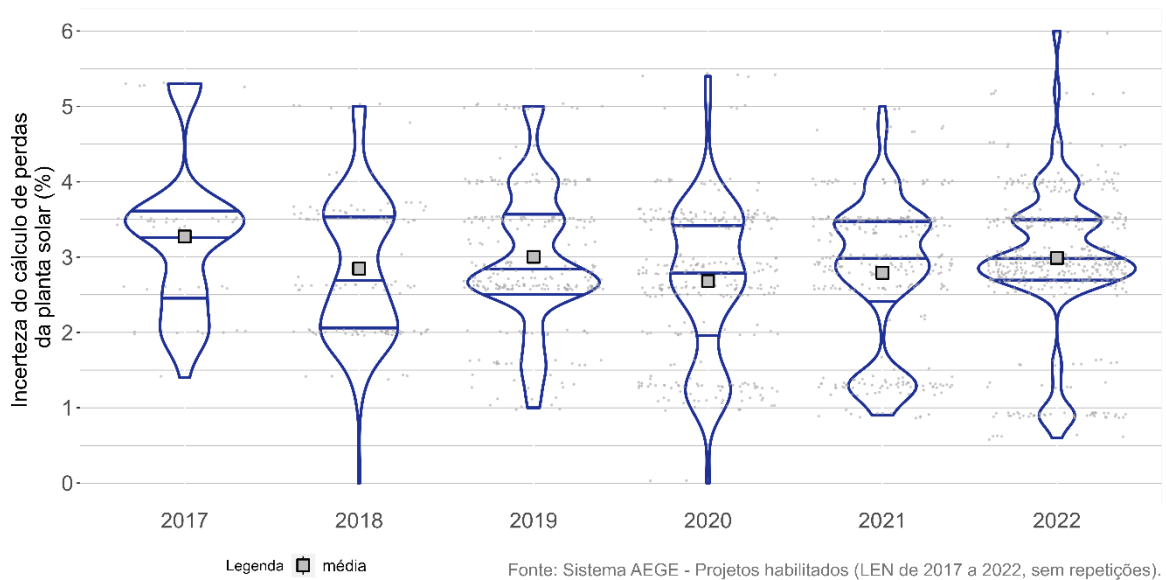


Figura 33 - Distribuição anual dos percentuais de incerteza do cálculo de perdas da planta solar

A Figura 34 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza do cálculo de perdas da planta solar de acordo com as certificadoras. A distribuição por certificadoras mostra que as certificadoras B e O são as que apresentam as menores incertezas médias, com intervalos de ocorrência inferiores à 1,5%. As demais certificadoras tendem a apresentar variações de distribuição no intervalo ao redor de 3%.

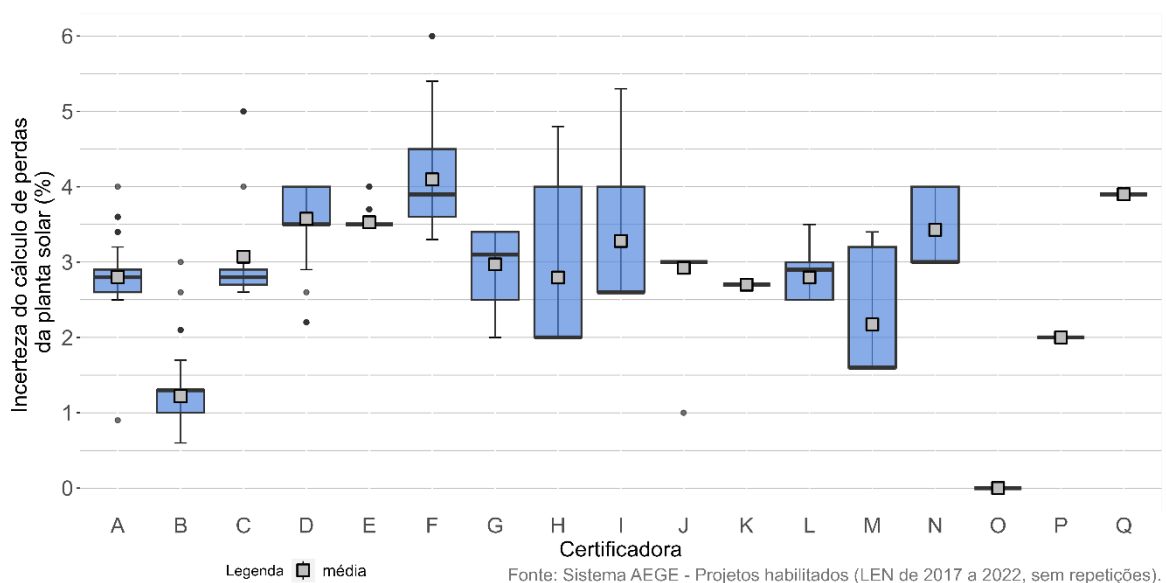


Figura 34 - Intervalos de ocorrência da incerteza do cálculo de perdas da planta solar por certificadora

A Figura 35 apresenta os valores declarados para a incerteza do cálculo de perdas da planta solar de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022. Pela figura é possível perceber que a certificadora C apresenta um padrão de cálculo de perda independente do estado, com valores entre aproximadamente 2,5% e 5% atribuído à incerteza. A certificadora B apresenta os menores valores médios, sempre abaixo de 1,5%, enquanto a certificadora E apresenta as menores dispersões, oscilando entre 3,5% e 4%.

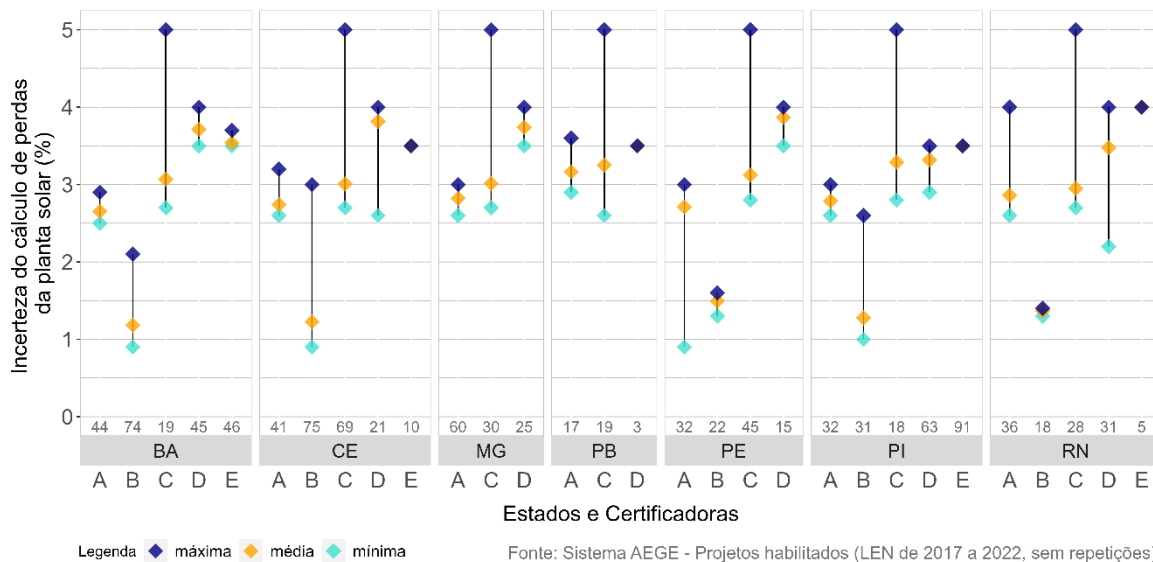


Figura 35 - Percentual de incerteza do cálculo de perdas da planta solar por estado e certificadora

Não há proposta de alteração da definição desta incerteza nas Instruções.

2.8 Outras Incertezas

Estas incertezas não estão definidas no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica.

Algumas certificadoras definem como “outras” algumas componentes que são abordadas dentro das incertezas sobre as perdas, como é o caso de:

- Qualidade dos módulos ou da tolerância da potência nominal;
- Efeitos degradação (anual e LID - *Light Induced Degradation*);
- Sombreamento;
- Perdas elétricas.

A Figura 36 relaciona as outras incertezas declaradas com o percentual acumulado de projetos. Neste caso, mais de 60% dos projetos não atribuíram valor ou declararam como zero o valor do campo no Sistema AEGE.

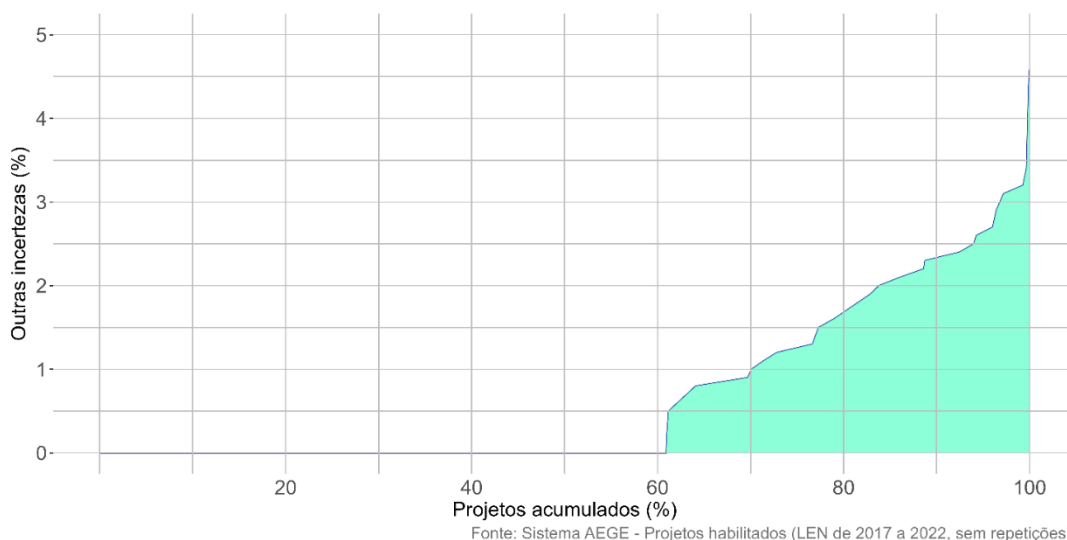


Figura 36 - Percentual acumulado de outras incertezas

A Figura 37 apresenta os valores declarados no AEGE para outras incertezas de acordo com as principais empresas certificadoras. As certificadoras B e D apresentaram média em torno de 2,5% e 1%, respectivamente.

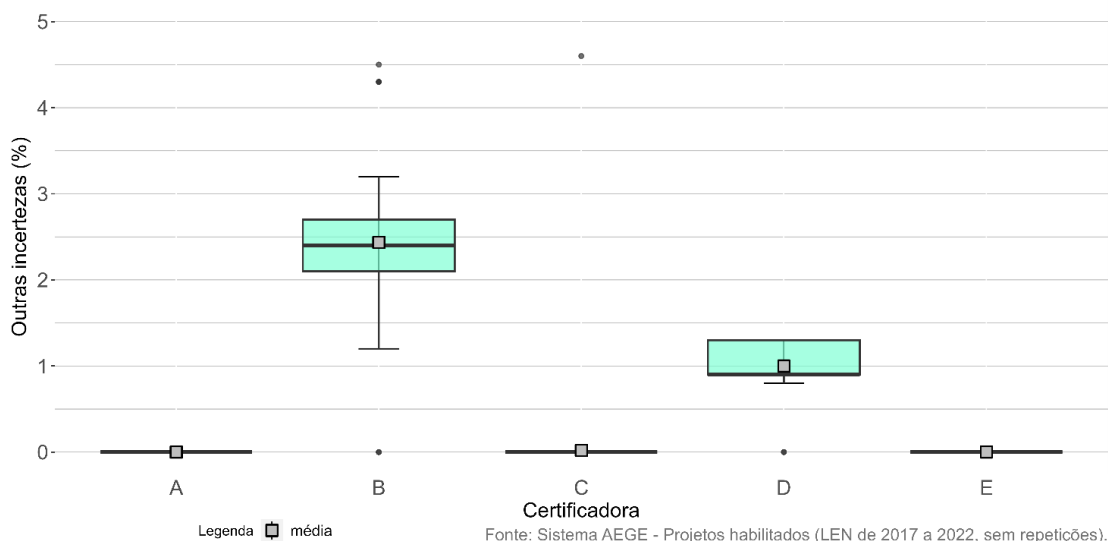


Figura 37 - Percentual de outras incertezas de acordo com as principais empresas certificadoras

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: inclui incertezas não consideradas nas componentes anteriores, como por exemplo, perda de desempenho e da qualidade dos módulos, a critério da Certificadora.

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

Estas incertezas não estão definidas no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica.

Esta componente é uma composição das incertezas anteriores, porém considerando apenas um ano de produção.

Talvez pelo fato de a EPE não apresentar uma definição para esta incerteza anteriormente, as certificadoras também não detalham esse ponto, embora apresentem o valor correspondente. Assim, para deixar mais claro o que se espera, propõe-se a definição.

A Figura 38 mostra que entre 2017 e 2022 aproximadamente 96,5% dos projetos da amostra adotaram valores de até 11,5% para estas perdas. Observa-se que pouco mais de 50% dos projetos apresentaram valores de incerteza de curto prazo variando entre 6,2% e 8,1%.

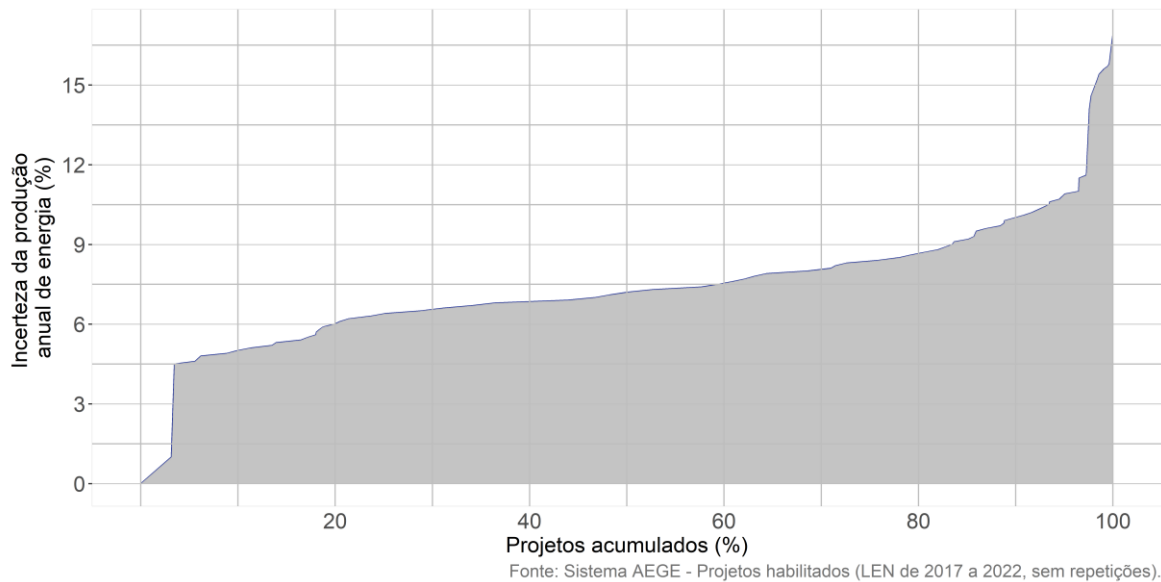


Figura 38 - Percentual acumulado da incerteza padrão resultante

A Figura 39 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para a incerteza de curto prazo. É possível observar a oscilação da média dos valores declarados ao longo dos anos, sempre dentro da faixa entre 6,4% e 7,9%. Entre os 2019 e 2021, foram verificadas as maiores médias, oscilando entre 7,7% e 7,8%.

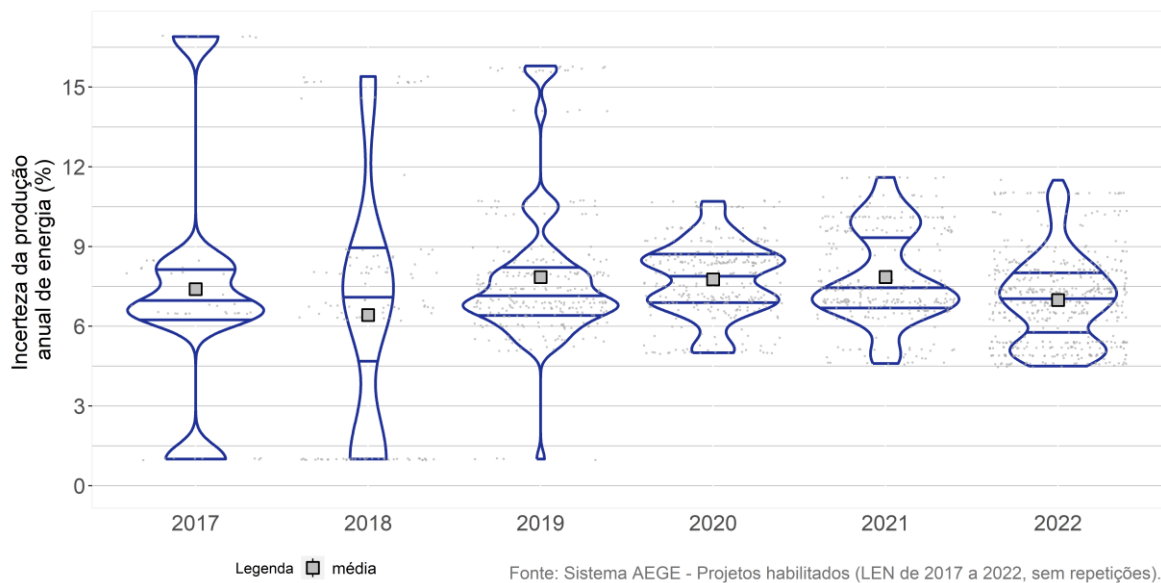


Figura 39 - Percentual acumulado da incerteza padrão resultante

A Figura 40 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza da produção anual de curto prazo de acordo com as certificadoras. No geral, observa-se variações entre 5,4% e 10,1% no valor médio da incerteza declarado. As certificadoras B e L apresentaram médias superiores a 9%. Por outro lado, as Certificadoras C e J apresentaram médias inferiores a 5%.

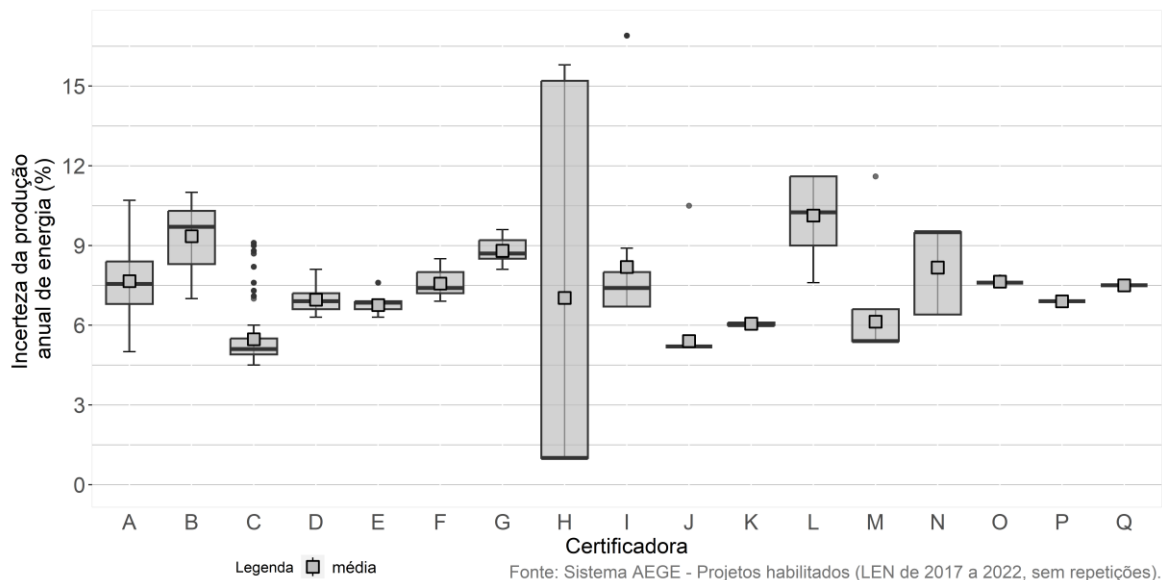


Figura 40 - Intervalos de ocorrência de incerteza padrão resultante por certificadora

A Figura 41 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza da produção anual de curto prazo de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. É considerada uma amostra de 1.065 projetos onde se observa que as variações são mais destacadas quando há comparação entre certificadoras, por serem menos dependentes da localização dos projetos.

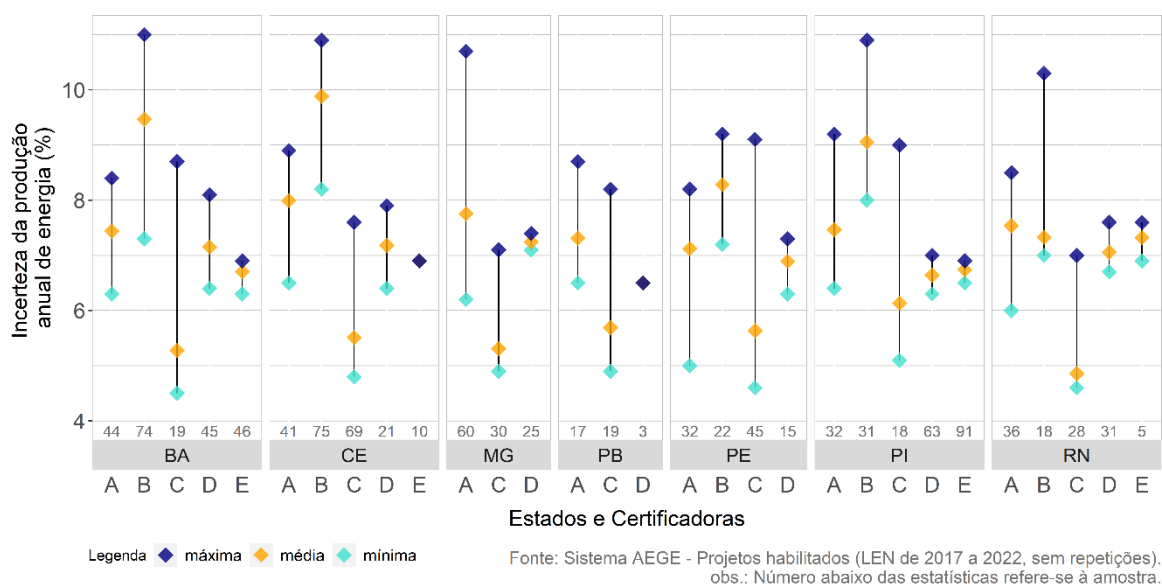


Figura 41 - Percentual de incerteza padrão resultante por estado e certificadora

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: 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 Resultante

A definição atual desta incerteza é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: incerteza padrão na estimativa de produção de energia, contemplando todas as incertezas consideradas.

As várias incertezas declaradas nos campos do sistema AEGE são estatisticamente independentes e representadas com uma distribuição normal de probabilidade estatística, cada qual dada por seu desvio padrão.

A incerteza padrão resultante refere-se à incerteza de longo prazo (20 anos), a partir da qual é possível estimar a geração de energia para o empreendimento fotovoltaico, destacadamente o P50, que se refere à produção de energia com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior que 50%.

A Figura 42 relaciona os valores calculados de incerteza padrão resultante de produção anual de energia de longo prazo com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, 93% dos projetos declararam incerteza padrão resultante até 9%. Observa-se que pouco mais de 50% dos projetos apresentaram valores de incerteza padrão resultante variando entre 5,5% e 7,2%.

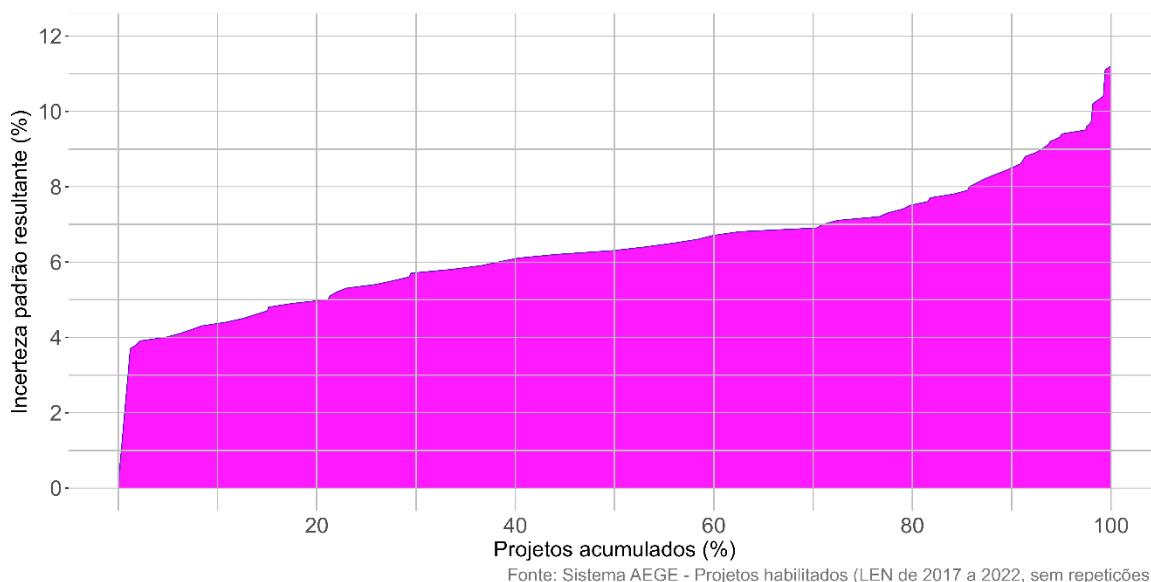


Figura 42 - Percentual acumulado da incerteza padrão resultante

Individualmente, o cálculo das incertezas pelas empresas certificadoras apresenta diferentes características e metodologias, incluindo cálculos que consideram os efeitos da bifacialidade. No entanto, a incerteza padrão resultante é obtida de maneira semelhante, através do cálculo do erro quadrático médio do somatório das incertezas individuais.

A Figura 43 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para a incerteza padrão resultante. É possível observar a oscilação da média dos valores declarados ao longo dos anos, sempre dentro da faixa entre 5,8% e 7%. Em 2021, verificou-se média ligeiramente superior aos anos anteriores.

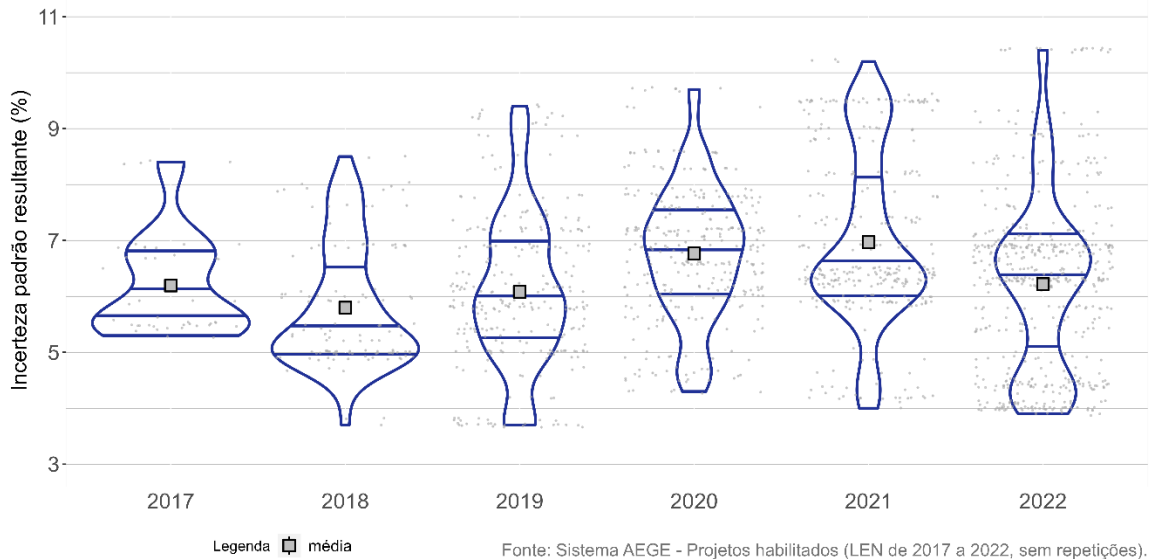


Figura 43 - Distribuição anual dos percentuais de incerteza padrão resultante

A Figura 44 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza padrão resultante de acordo com as certificadoras. No geral, observa-se variações no valor médio da incerteza declarado por cada empresa certificadora. As certificadoras B e L, apresentaram médias superiores a 8%, esta última com valor de incerteza resultante de longo prazo superior a 11%. Por outro lado, as Certificadoras C, J e K, apresentaram médias inferiores a 5%.

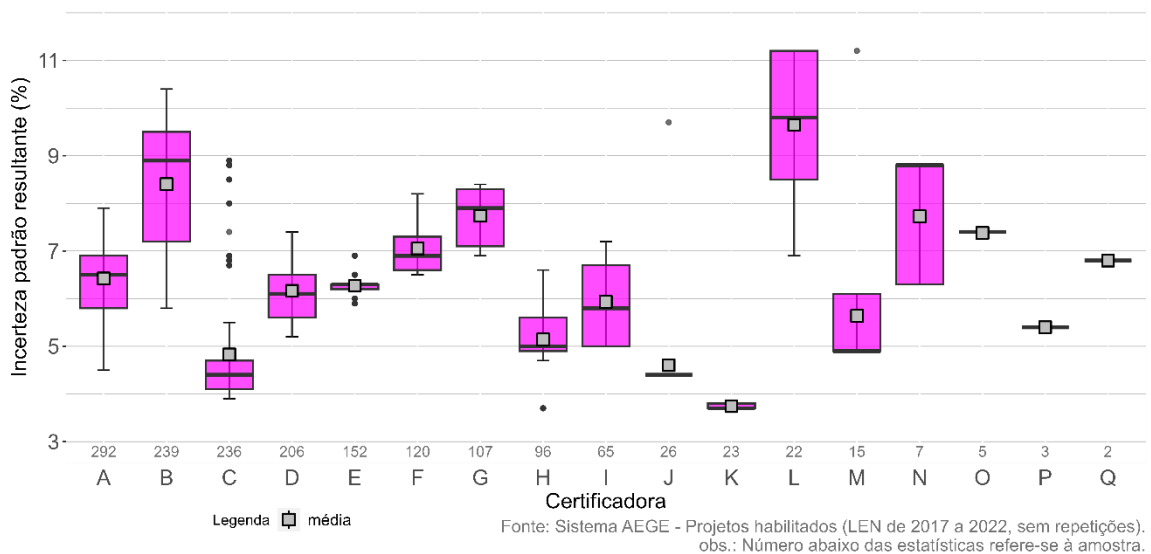


Figura 44 - Intervalos de ocorrência de incerteza padrão resultante por certificadora

A Figura 45 apresenta os valores declarados no AEGE para a incerteza padrão resultante de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. É considerada uma amostra de 1.065 projetos onde é possível observar que as variações são mais destacadas quando há comparação entre certificadoras, menos dependente da localização dos projetos.

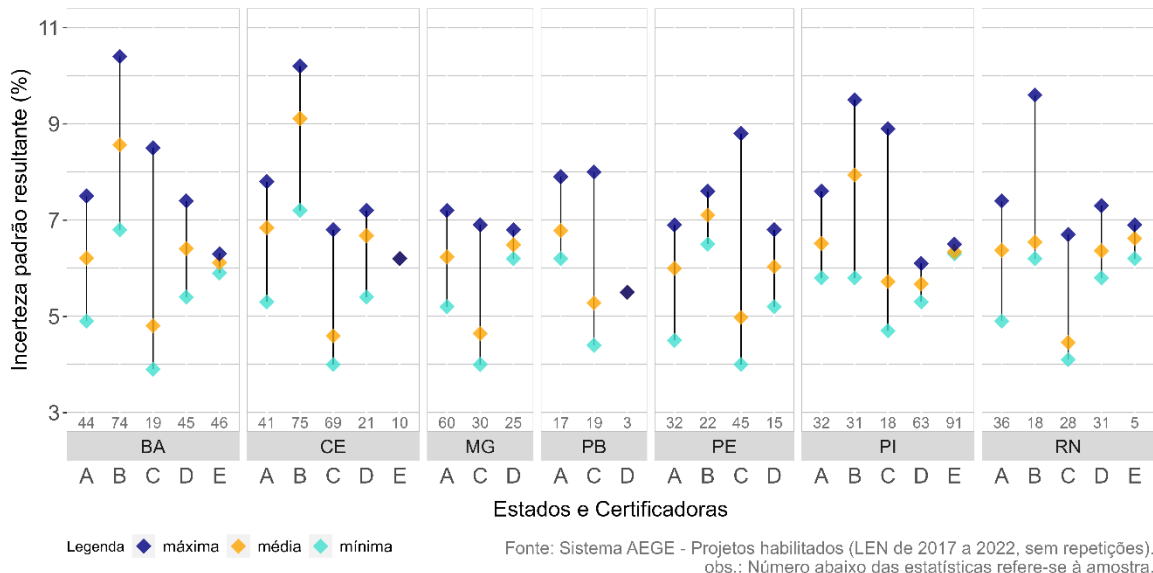


Figura 45 - Percentual de incerteza padrão resultante por estado e certificadora

A proposta de nova definição para as Instruções é descrita a seguir: incerteza padrão na estimativa de produção de energia, contemplando todas as incertezas consideradas.

2.11 Percentual de participação de cada componente na Incerteza Padrão Resultante (IPR)

O GUM 2008 (INMETRO,2012) apresenta metodologias para estimativa das incertezas de medições oriundas de diversas fontes. Estas, que podem ser categorizadas entre incertezas de categoria A e B podem, de forma geral ser combinadas em uma incerteza padrão a partir da equação abaixo:

$$u_c^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \frac{\partial f}{\partial x_i} \frac{\partial f}{\partial x_j} u(x_i, x_j)$$

Onde:

$f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ é a estimativa do item em função das componentes

Caso seja possível considerar as incertezas como sendo independentes entre si, o capítulo 5.1 do GUM 2008 apresenta que as suas influências podem ser consideradas individualmente, resultando na equação:

$$u_c^2 = \sum_{i=1}^N (c_i u_i)^2$$

Onde:

c_i é o fator de sensibilidade da componente i ;

u_i é a incerteza padrão da componente i ;

Considerando as incertezas definidas pela EPE nas Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica, ponderadas em energia, e pressupondo que o coeficiente de sensibilidade das incertezas seja unitário é possível obter a equação abaixo.

$$Incerteza\ Padr\~{o}\ Resultante = \sqrt{\sum (Incertezas_{Componentes})^2}$$

A partir da análise sistemática da amostra estudada é possível observar que a grande maioria dos projetos, a equação acima é utilizada para cálculo da estimativa de incerteza padrão apresentada.

Para a amostra de projetos utilizada neste estudo participação de cada componente foi calculada para as quatro certificadoras mais relevantes, que resulta nos resultados abaixo apresentados.

Em relação à Certificadora A, destacam-se, predominantemente, a incerteza dos dados solarimétricos, conforme visto na Figura 46. Em um segundo patamar de relevância, estão as incertezas no cálculo de perdas da planta solar e da transposição para o plano dos módulos. Menor participação é observada para as incertezas do modelo e simulação energética, variabilidade interanual e representatividade do período monitorado. A certificadora não utiliza a classificação “Outras Incertezas”.

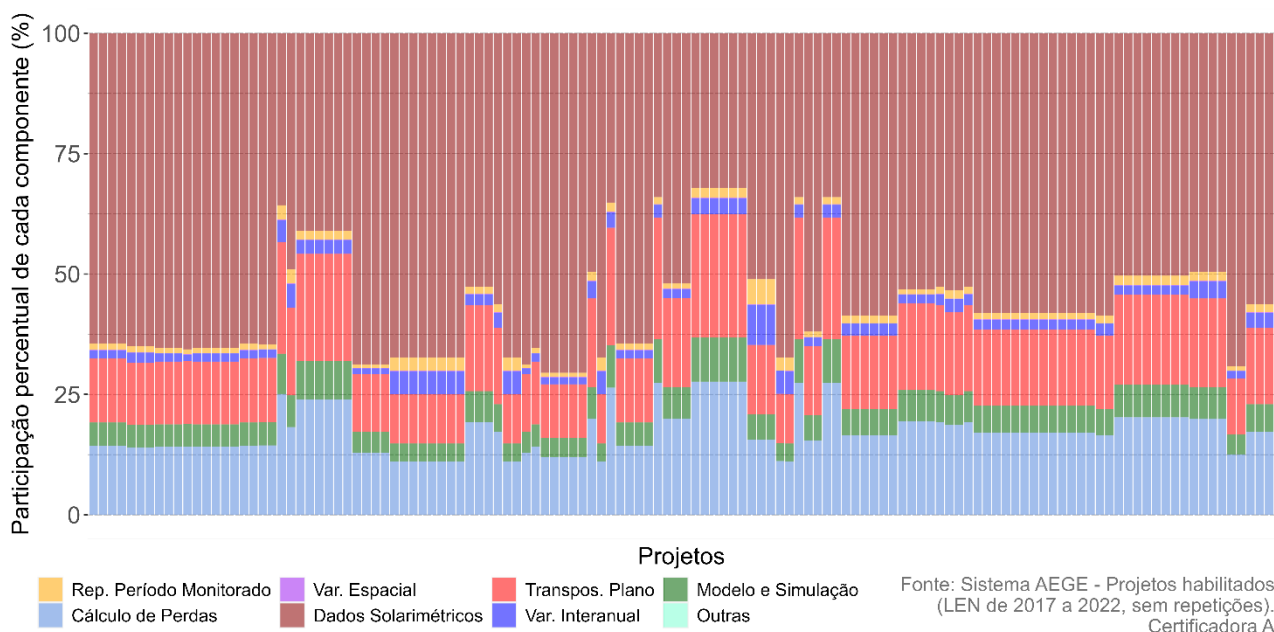


Figura 46 - Participação de cada componente na Incerteza Padrão Resultante – Certificadora A

Conforme visto na Figura 47, a Certificadora B apresenta participação mais equilibrada entre componentes, com destaque para as incertezas dos dados solarimétricos, modelo e simulação energética, transposição para o plano dos módulos e, esporadicamente, variabilidade espacial. Esta última, juntamente com as incertezas da representatividade do período monitorado, variabilidade interanual e cálculo de perdas da planta solar apresentam, em geral, baixa contribuição nos projetos avaliados. Destaca-se a adoção de valores significativos para a componente “Outras Incertezas”.

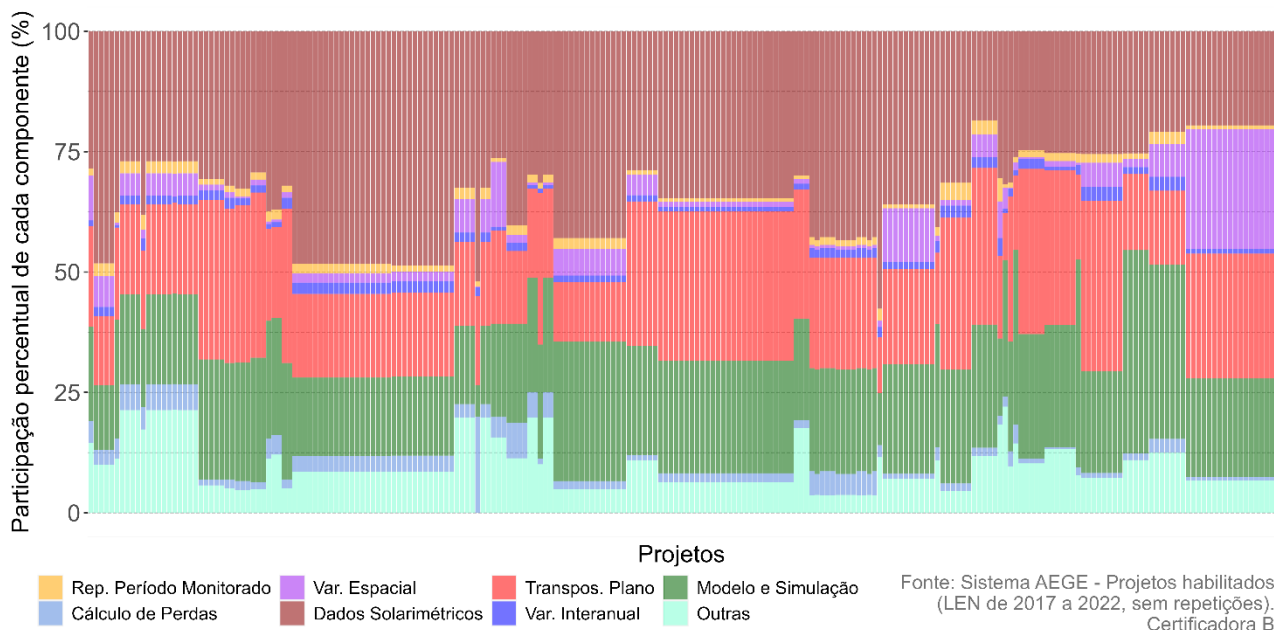


Figura 47 - Participação de cada componente na Incerteza Padrão Resultante – Certificadora B

Conforme visto na Figura 48, a Certificadora C atribui maior relevância às incertezas dos dados solarimétricos e no cálculo de perdas da planta solar, esta última representando pelo menos 25% de cada projeto. Em certos projetos, a transposição para o plano dos módulos tem impacto significativo, até mesmo superior àqueles vinculados aos dados solarimétricos. Com menor participação observa-se, principalmente, a representatividade do período monitorado, e modelo e simulação energética. A certificadora não utiliza a classificação “Outras Incertezas”.

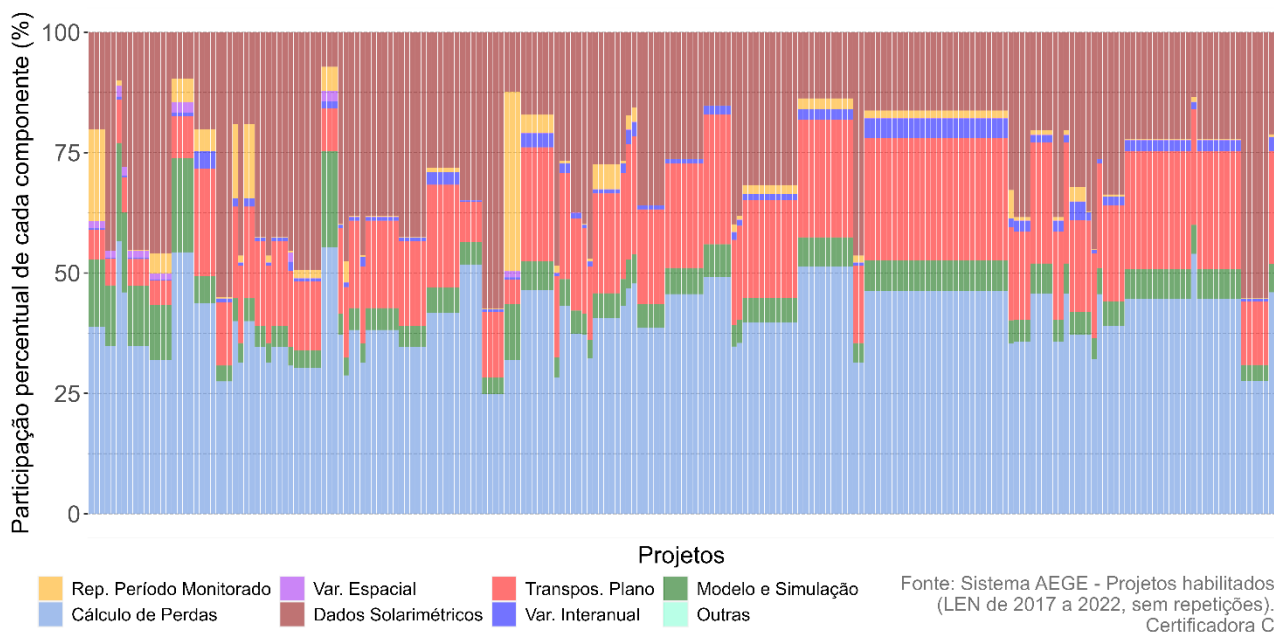


Figura 48 - Participação de cada componente na Incerteza Padrão Resultante – Certificadora C

Em relação à Certificadora D, destacam-se as incertezas dos dados solarimétricos, no cálculo de perdas da planta solar e, alternadamente a representatividade do período monitorado ou o modelo e simulação energética, conforme mostra a Figura 49. As incertezas devido à variabilidade espacial e à transposição para o plano dos módulos são sempre consideradas como pouco

significativas. Valores para a componente “Outras Incertezas” são considerados em quase todos os projetos.

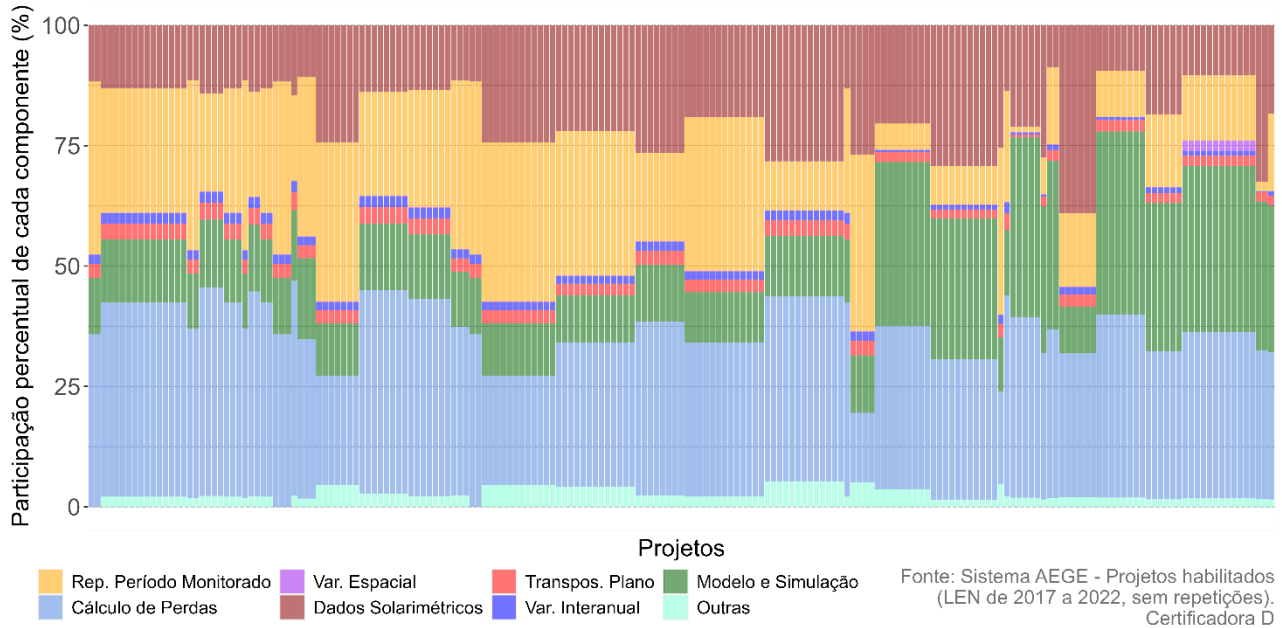


Figura 49 - Participação de cada componente na Incerteza Padrão Resultante – Certificadora D

A Figura 50 destaca a participação percentual de cada componente de incerteza nos resultados apresentado pelas 17 empresas certificadoras que obtiveram êxito nos leilões de energia nova entre 2017 e 2022. Em geral, as maiores contribuições são observadas para as incertezas dos dados solarimétricos e do cálculo de perdas da planta solar.

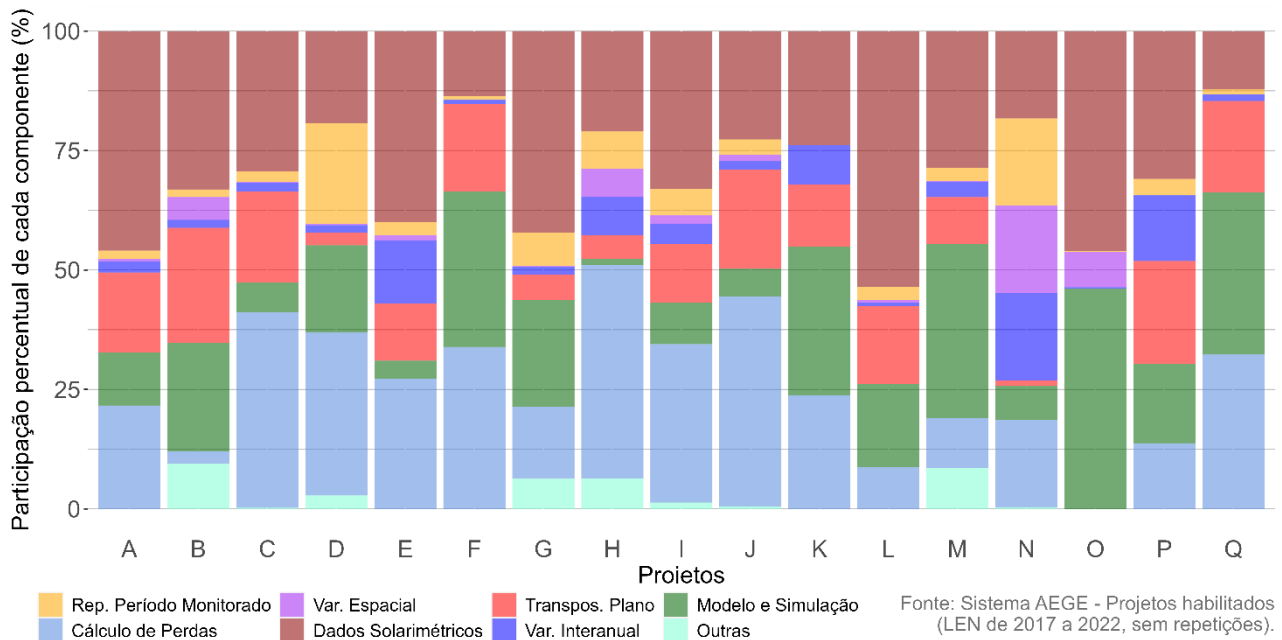


Figura 50 - Participação percentual de cada incerteza

3. Perdas na geração fotovoltaica

O cálculo das perdas observadas no projeto é um dos principais fatores para cálculo da garantia física dos empreendimentos. Entre as perdas possíveis, as mínimas a serem consideradas em empreendimentos que disputam leilões para contratação no ambiente regulado estão apresentadas nas Instruções de Cadastramento da EPE [EPE-DEE-RE-065_2013_r8] e listadas a seguir:

- Perdas angulares,
- Perdas espectrais,
- Perdas por temperatura,
- Perdas por sujeira,
- Perdas por sombreamento,
- Perdas por degradação anual dos módulos ao longo do período contratual,
- Perdas por *mismatch*,
- Perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos,
- Perdas ôhmicas na cablagem,
- Perdas por degradação inicial dos módulos,
- Perdas por nível de irradiância.

No cálculo da produção certificada de projetos fotovoltaicos, solicita-se a discriminação e quantificação de todas as perdas apresentadas. No cálculo da garantia física, são abatidas ainda perdas elétricas até o ponto de medição individual da usina fotovoltaica com o sistema elétrico, como ilustra o fluxograma a seguir, disponível nas Instruções de Cadastramento. As perdas aqui discutidas são aquelas para o cálculo da produção certificada (P50), ou seja, aquelas descontadas da estimativa de produção bruta. Portanto, não incluem as indisponibilidades, consumo interno e perdas após o inversor.

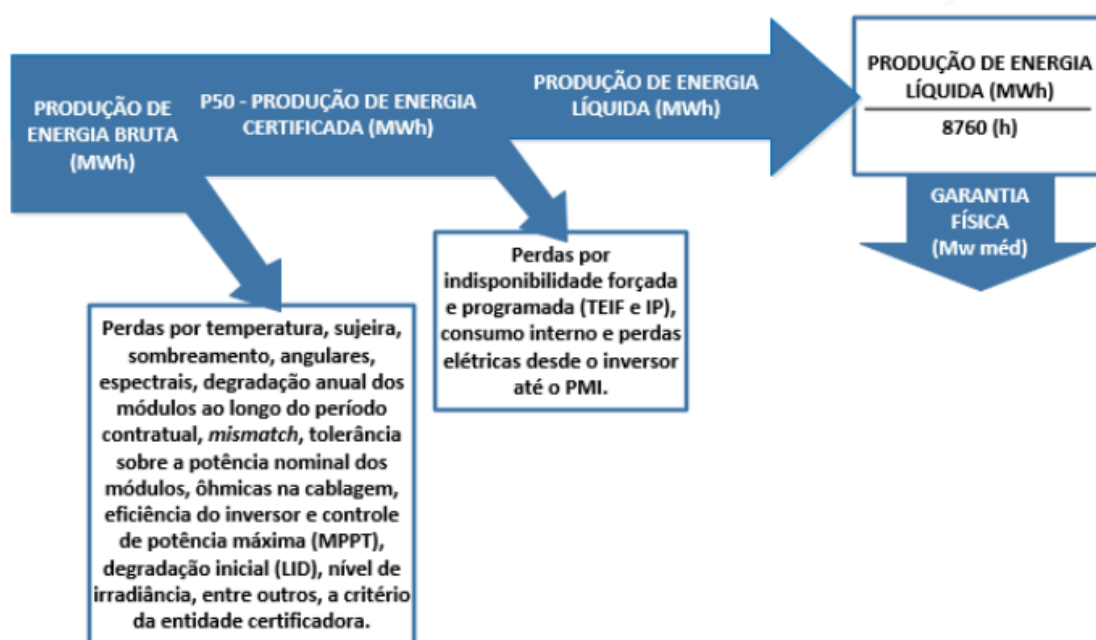


Figura 51 - Fluxograma do cálculo da Garantia Física de usinas fotovoltaicas

Discute-se a seguir as definições extraídas do documento “Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação no Leilões de Energia Elétrica”, as considerações sobre as perdas avaliadas, os critérios adotados pelas certificadoras para definição dos valores declarados no Sistema AEGE e propostas de novas definições a serem incluídas a partir da próxima versão das Instruções de Cadastramento.

As perdas consideradas entre 2017 e 2022 estão apresentadas na Figura 52. É possível perceber a partir da distribuição de ocorrências apresentados nos *boxplots* o impacto médio esperado de cada tipo de perda na produção total dos empreendimentos, sendo as perdas por temperatura as que apresentaram ocorrências mais onerosas aos projetos cadastrados, superiores a 8%. Perdas espectrais, por nível de irradiação e por tolerância dos módulos apresentaram ocorrências de valores negativos, isto é, ganhos, em alguns empreendimentos específicos.

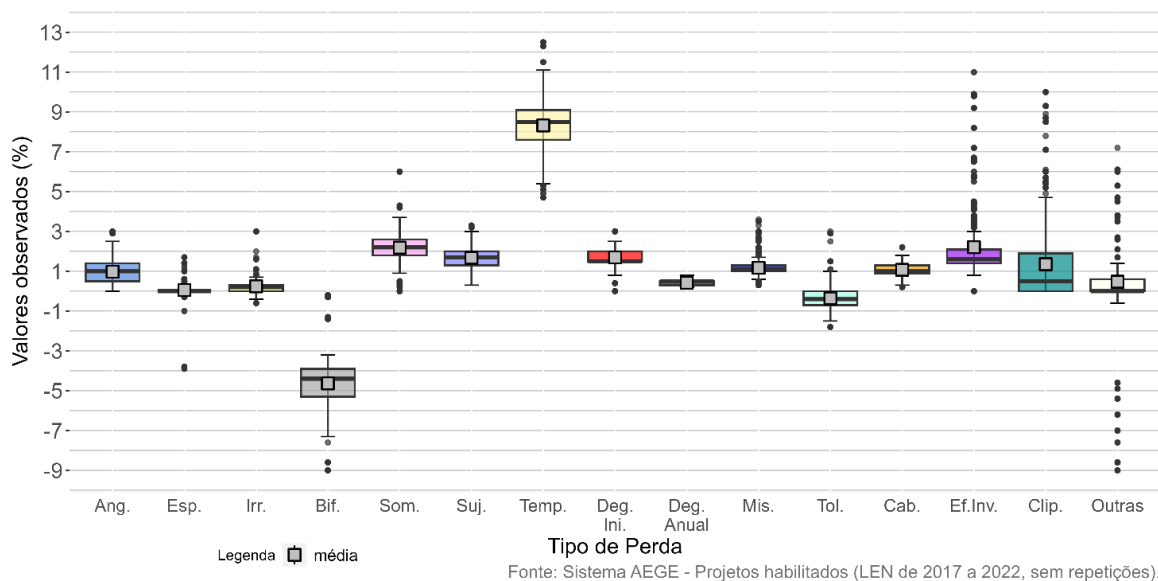


Figura 52 - Perdas informadas pelos empreendedores no cadastramento de projetos para leilões

Os detalhamentos individuais das incertezas são apresentados nos itens a seguir.

3.1 Perdas Angulares

A definição atual desta perda é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: aumento da reflexão sobre os módulos fotovoltaicos com o aumento do ângulo de incidência, em relação à irradiação de incidência normal.

Também conhecidas como perdas por efeito de incidência ou "*Incidence Angle Modifier*" (IAM), as perdas angulares dependem da posição relativa do sol e da orientação do plano do módulo fotovoltaico. À medida em que o ângulo entre a superfície do módulo e os raios solares se afasta da incidência normal, condição padrão de teste, mais radiação é refletida pelos componentes do módulo sem serem absorvidos nas células fotovoltaicas, caracterizando maiores perdas.

Nos momentos em que a irradiação incide na superfície do módulo de forma não perpendicular, ocorrem reflexões entre os materiais que compõem o equipamento como nos casos ar-vidro, vidro-encapsulante (geralmente etileno acetato de vinila – EVA) e encapsulante-célula, ocasionando perda de transmissão. Este fenômeno obedece às Leis de Fresnel que descrevem a transmissão e as reflexões na interface de dois materiais transparentes de diferentes índices de refração e, neste caso, permite estimar a luz que atinge efetivamente a superfície da célula abaixo da camada protetora.

Para calcular as perdas angulares é necessário observar a latitude local, além de avaliar a qualidade do vidro adotado, assim como sua composição, textura, aplicação de revestimento antirreflexo (“AR coating”) e o tipo de encapsulante utilizado no módulo.

A Figura 53 relaciona as perdas angulares com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, aproximadamente 98,8% dos projetos da amostra adotaram valores inferiores a 2% para estas perdas. Apesar do percentual de perda declarada de 0,1% ter sido o mais frequente, é possível observar que a maioria dos projetos apresentou valores de perdas angulares variando entre 0,9% e 1,6%.

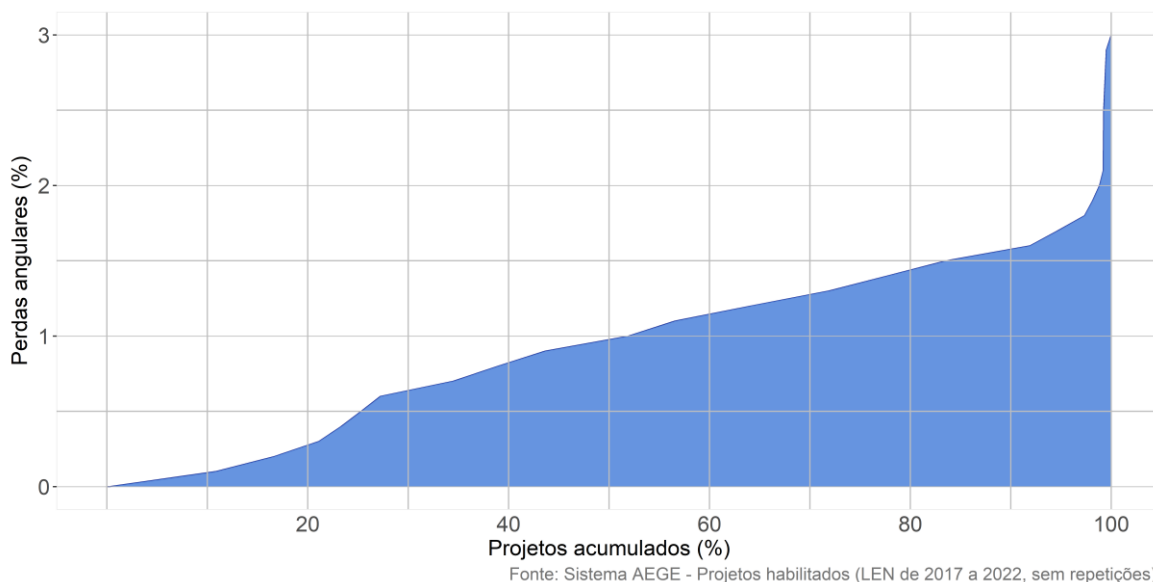


Figura 53 - Percentual acumulado de perdas angulares

Em geral, para estimar as perdas angulares adotadas nos projetos fotovoltaicos habilitados nos leilões, as certificadoras utilizam metodologia que descreve o déficit de transmissão em função do ângulo de incidência. Neste caso, o usuário tem a capacidade de introduzir valores correspondentes a uma variedade de ângulos, a fim de criar um perfil personalizado para o módulo selecionado. Para outros casos, as certificadoras utilizaram curvas de perdas angulares fornecidas pelos próprios fabricantes de módulo.

A Figura 54 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas angulares. É possível observar a redução da média dos valores declarados ao longo dos anos, correspondendo a 1,3% em 2017, enquanto nos leilões mais recentes, como em 2022, representaram 0,6%, com grande quantidade de ocorrências próximas a 0,2%.

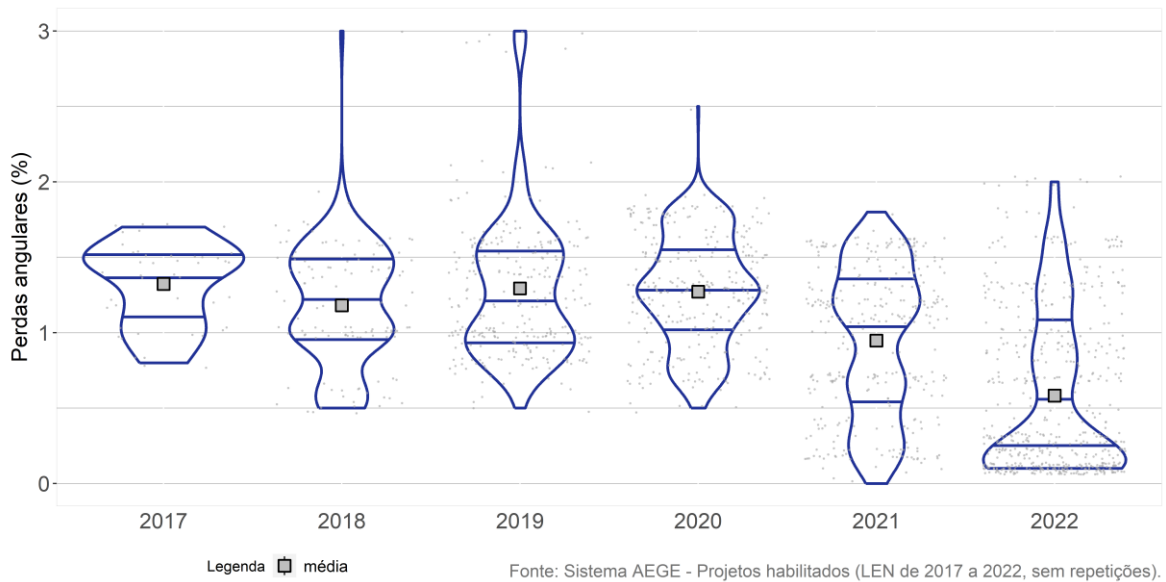


Figura 54 - Distribuição anual dos percentuais de perdas angulares

A Figura 55 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas angulares por certificadora. É possível identificar grande concentração entre 0 e 2% na maior parte das certificadoras, apenas a certificadora M apresentando intervalos representativos de distribuição com valores consistentemente superiores a 2%.

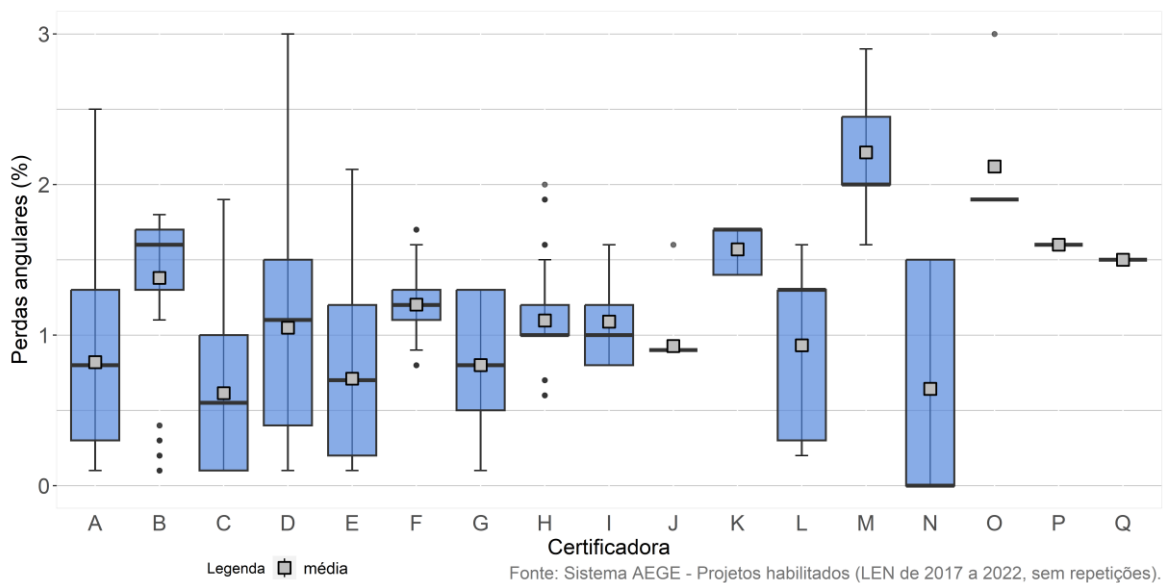


Figura 55 - Intervalos de ocorrência de perdas angulares por certificadora

A Figura 56 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas angulares de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

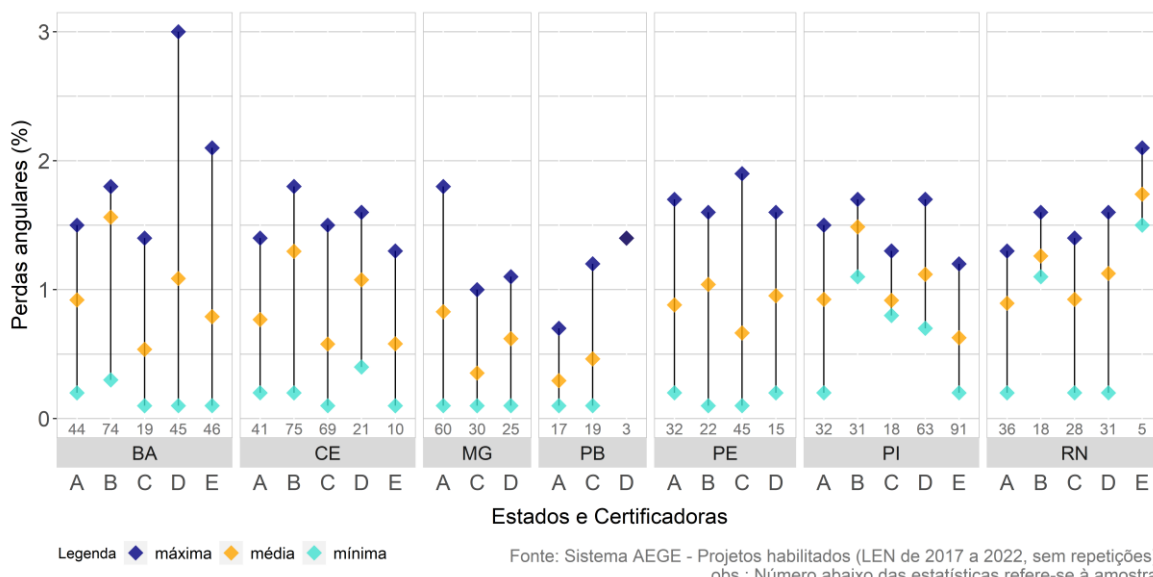


Figura 56 - Percentual de perdas angulares por estado e certificadora

É possível perceber que para estas certificadoras a distribuição não apresenta grandes variações entre os valores declarados, oscilando majoritariamente entre 0 e 2%, onde apenas a região do Piauí apresenta menores variabilidades, com valores mínimos na ordem de 1%.

A Figura 57 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas angulares de acordo com o fabricante do módulo utilizado nos projetos e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 929 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

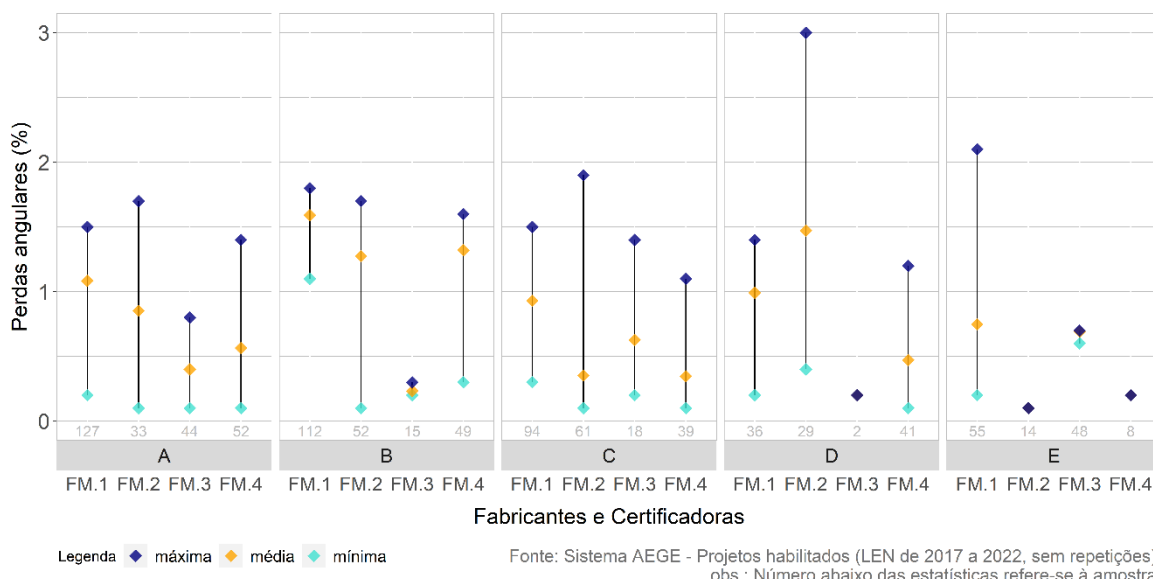


Figura 57 - Percentual de perdas angulares de acordo com certificadora e fabricante de módulos

É possível identificar a partir da distribuição de resultados que há diferença entre os fabricantes de módulos, principalmente no FM.3, que apresenta menores dispersões das perdas angulares nas certificadoras A, B e D. Na certificadora D há baixa quantidade de dados amostrais.

A Figura 58 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas angulares de acordo com a tecnologia utilizada nos módulos dos projetos e os estados mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022. Nesta análise não foram observadas fortes influências do tipo de tecnologia nas perdas angulares observadas.

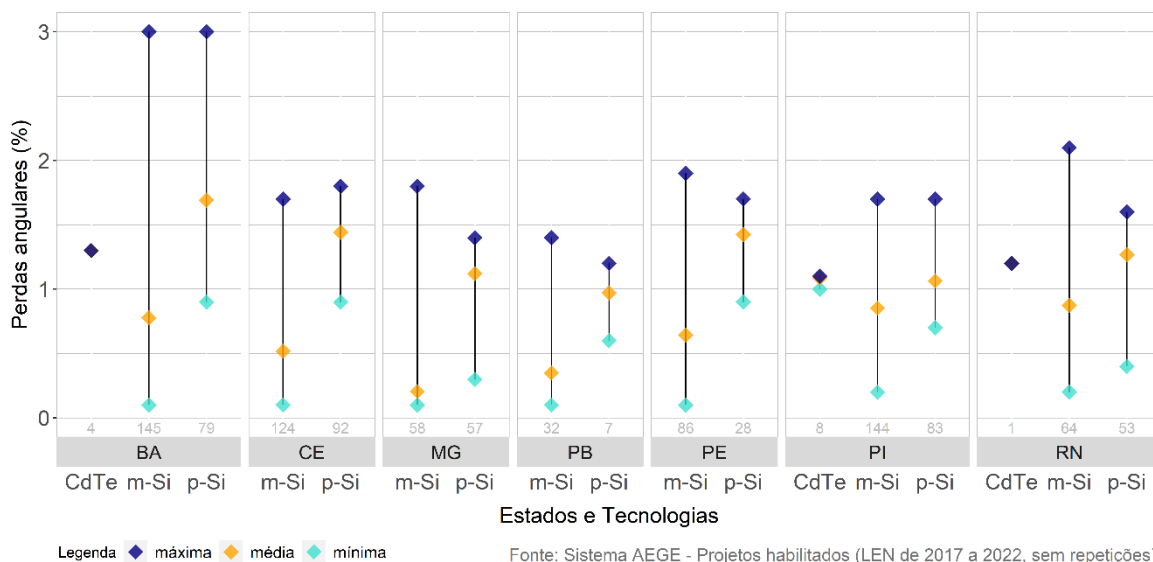


Figura 58 - Percentual de perdas angulares por tecnologia dos módulos e estado

A proposta de nova definição para as Instruções é descrita a seguir: perdas causadas pela variação do ângulo de incidência da irradiação sobre as células fotovoltaicas que compõem o módulo. Nos momentos em que a irradiação não está normal ao plano do módulo, os raios solares incidentes sofrem reflexões através das várias camadas de material que compõem o equipamento, resultando em uma parcela de irradiância que não é aproveitada para geração de energia.

3.2 Perdas Espectrais

A definição atual desta perda é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: perdas resultantes da composição espectral da luz solar incidente sobre os módulos ser diferente do espectro AM 1.5.

A caracterização de módulos fotovoltaicos envolve essencialmente a determinação da curva I-V, que é dependente da distribuição espectral da luz incidente. A distribuição AM 1,5 é o espectro de referência e consiste na distribuição total da radiação solar (direta + difusa), correspondendo a uma irradiância integrada de 1.000 W/m² incidente em uma superfície plana orientada para o Sol, inclinada a 37° em relação à horizontal e com massa de ar 1,5.

As perdas espectrais ocorrem devido à alteração do espectro solar ocasionadas pelo vapor de água contido na atmosfera, os aerossóis em suspensão e a distância percorrida pela luz que alteram a massa de ar. São observadas quando o espectro da radiação recebida não é o padrão AM 1,5, e variam conforme latitude, clima, dia e horário.

Algumas certificações apresentam uma definição única para as perdas angulares e espectrais. Dentre os fatores de influência, são apontados ainda:

- A seletividade espectral dos módulos fotovoltaicos, ou seja, como a geração é maior ou menor a depender do comprimento de onda da radiação incidente;
- Tecnologia dos módulos, sendo apontada como menor ou nula para o silício cristalino e podendo representar um ganho para módulos de telureto de cádmio (CdTe).

A Figura 59 relaciona as perdas espectrais com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, aproximadamente 17% dos projetos apresentaram perdas, estas majoritariamente entre 0 e 1%. Por outro lado, pouco mais de 6% dos projetos admitiram ter obtido ganhos. Os demais projetos declararam não haver ganhos ou perdas espectrais a considerar.

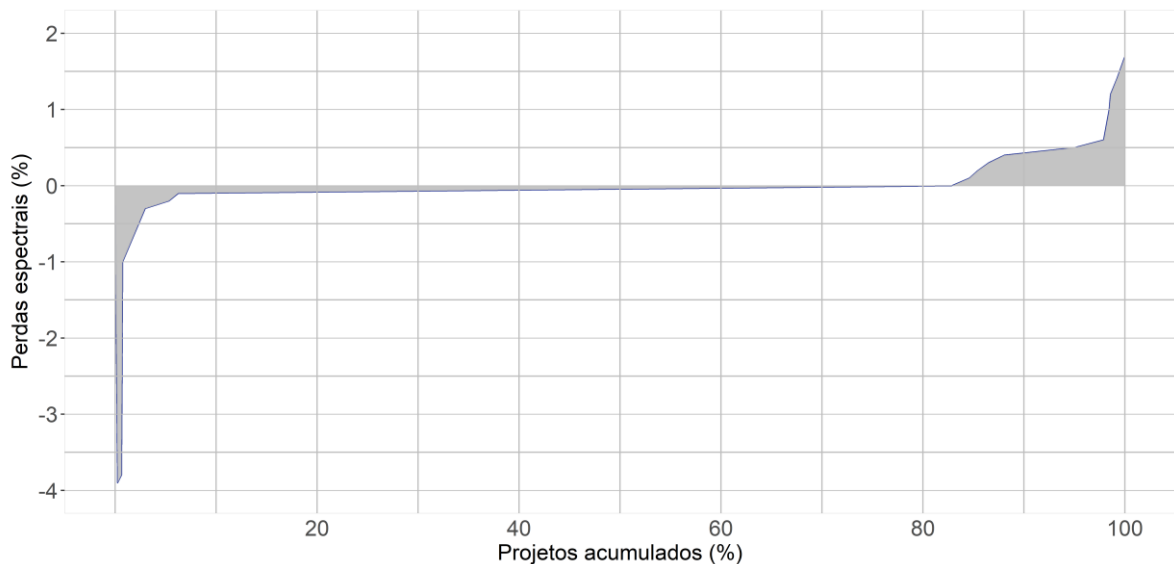


Figura 59 - Percentual acumulado de perdas espectrais

Em geral, as empresas certificadoras utilizaram modelos de correção espectral contidos nos *softwares* de simulação para determinação da perda espectral declarada.

A Figura 60 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas espectrais. Nos últimos três anos é possível observar nos projetos habilitados patamares reduzidos dessas perdas e, nos últimos quatro anos o cadastramento de empreendimentos com ganhos com relação ao espectro solar da localidade.

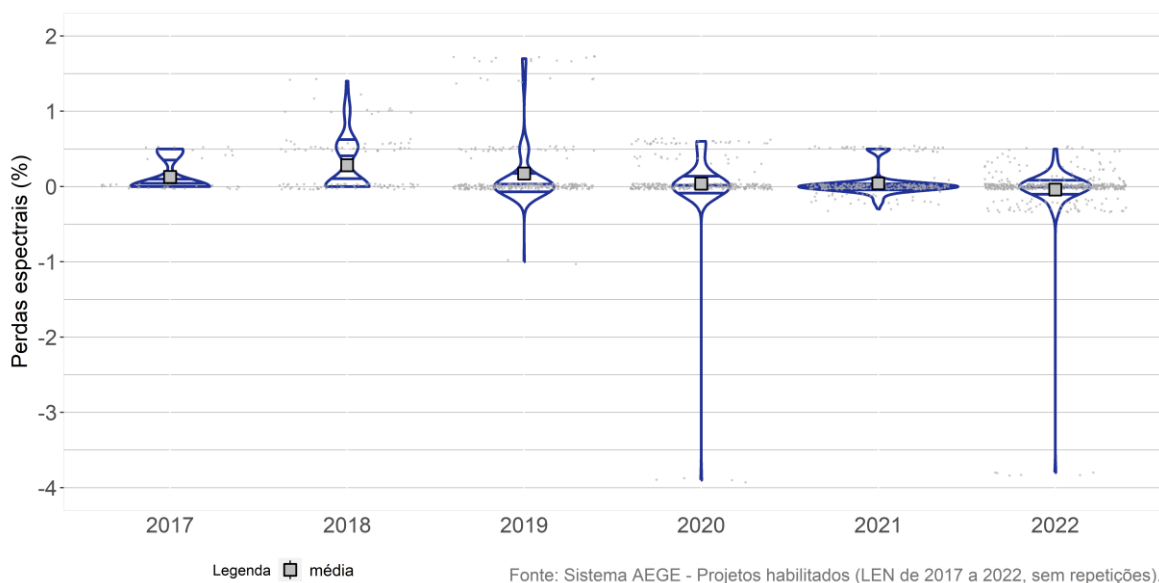


Figura 60 - Distribuição anual dos percentuais de perdas espectrais

A Figura 61 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas espectrais de acordo com as certificadoras. As certificadoras E, G, H e K apresentaram amplitudes destacadas se comparadas às demais, que mantiveram valores constantes, com as perdas espectrais tendendo a se concentrar em zero.

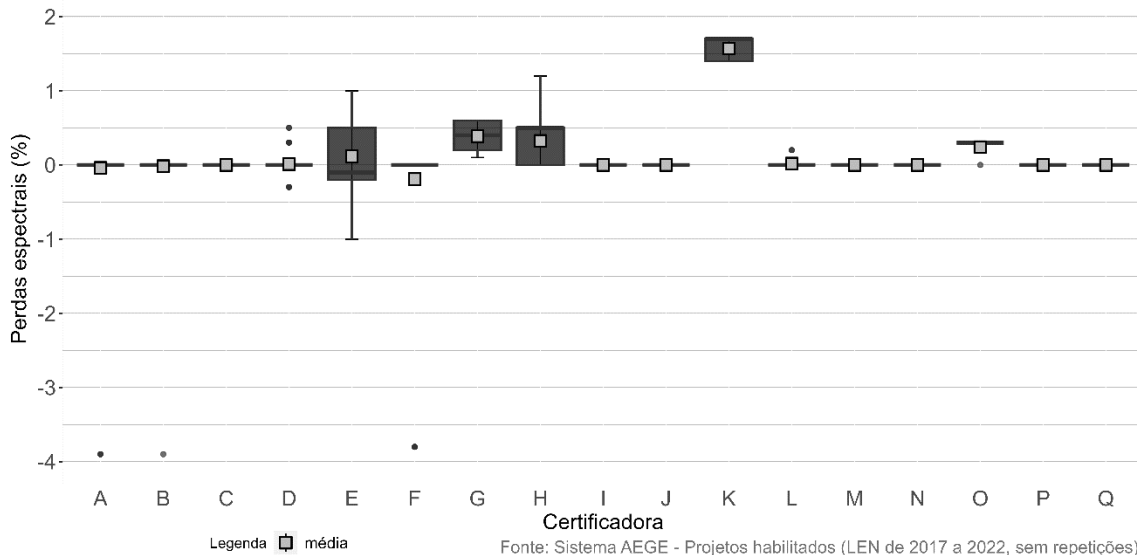


Figura 61 - Intervalos de ocorrência de perdas espectrais por certificadora

A Figura 62 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas espectrais de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. Os valores tendem a ficar próximos de 0, com exceção de projetos das certificadoras A e B no Piauí, que apresentam valores próximos à -4% e a certificadora E nos estados da Bahia, Ceará, Pernambuco e Rio Grande do Norte. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

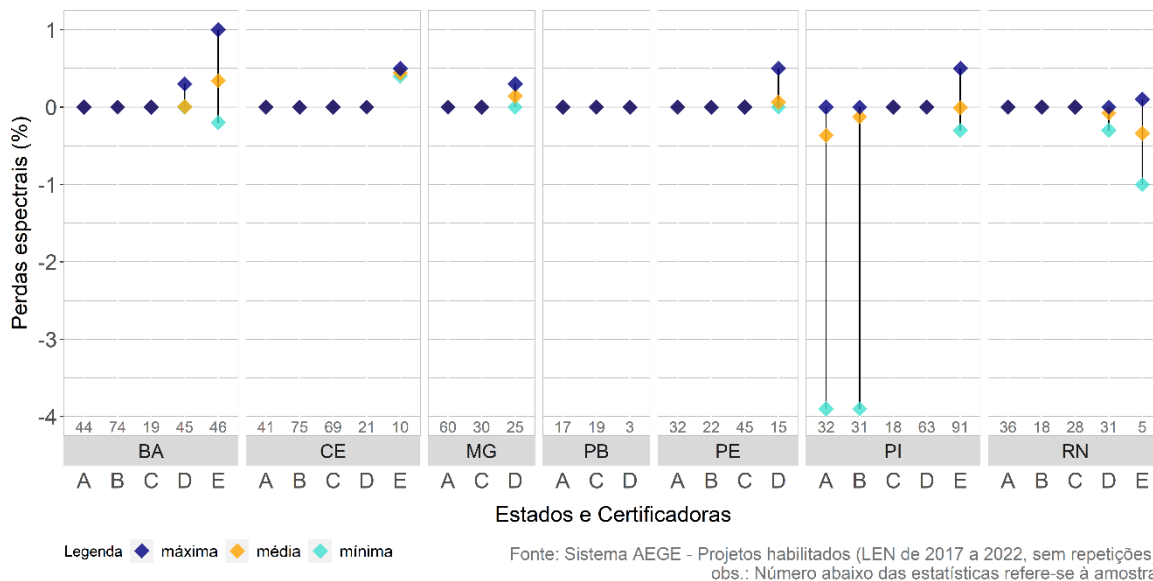


Figura 62 - Percentual de perdas espectrais por estado e certificadora

A Figura 63 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas espectrais de acordo com o fabricante do módulo utilizado nos projetos e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 929 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

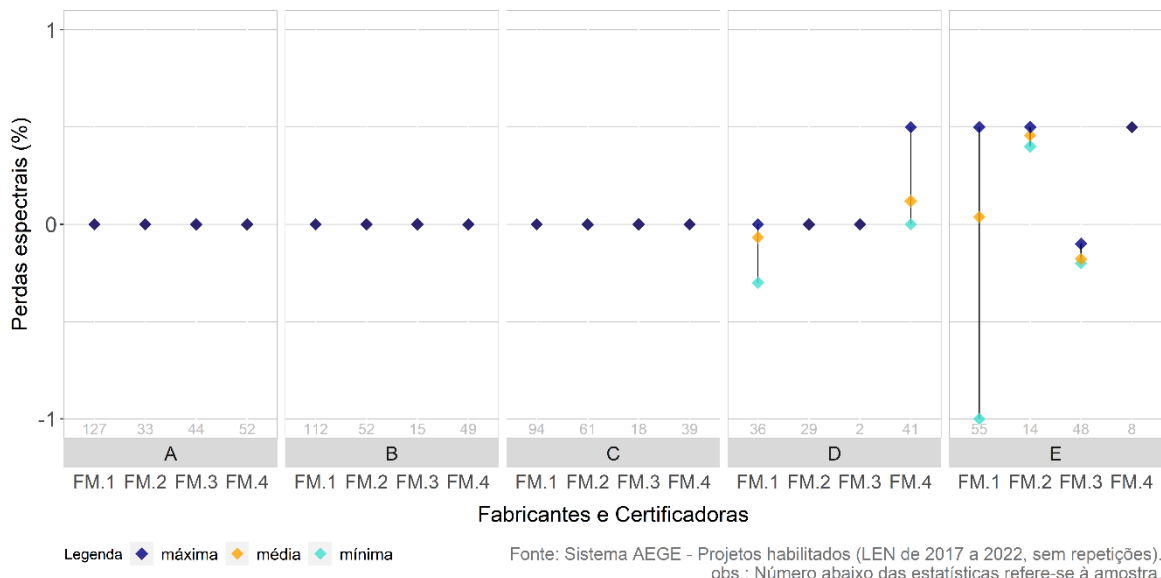


Figura 63 - Percentual de perdas espectrais de acordo com certificadora e fabricante de módulos

A Figura 64 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas espectrais de acordo com a tecnologia utilizada nos módulos dos projetos e os estados mais relevantes. O gráfico confirma que os módulos de Telureto de Cádmio (CdTe) podem ter ganhos espectrais, como se verifica na literatura (Braga et al., 2020). Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

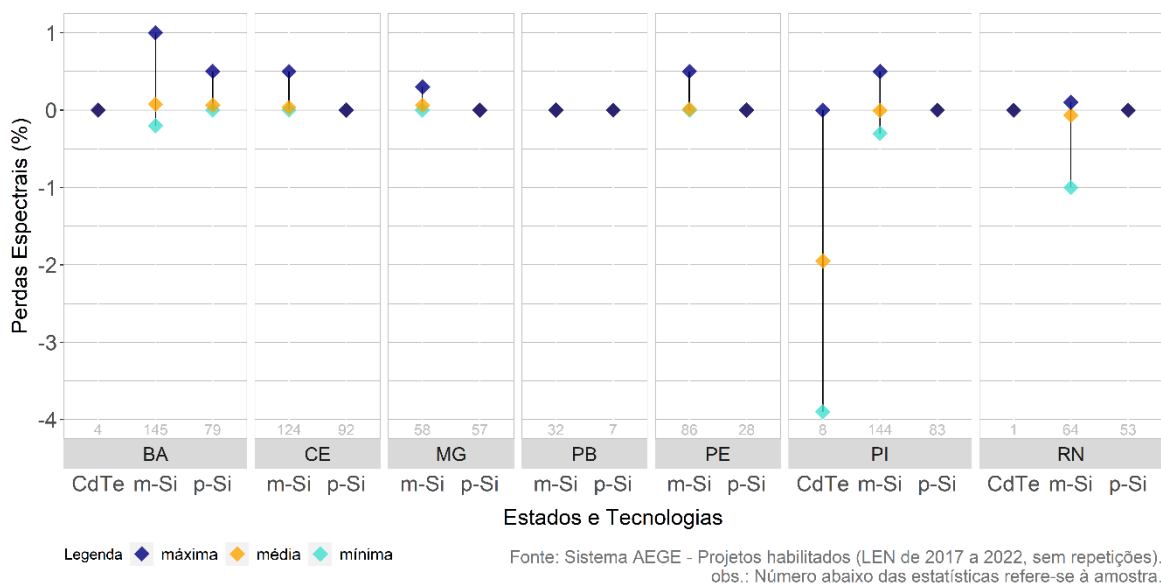


Figura 64 - Percentual de perdas espectrais por tecnologia dos módulos e estado

Não há proposta de alteração da definição desta perda nas Instruções.

3.3 Perdas por Nível de Irradiância

A definição atual desta perda é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: variação da eficiência dos módulos em irradiâncias diferentes da STC.

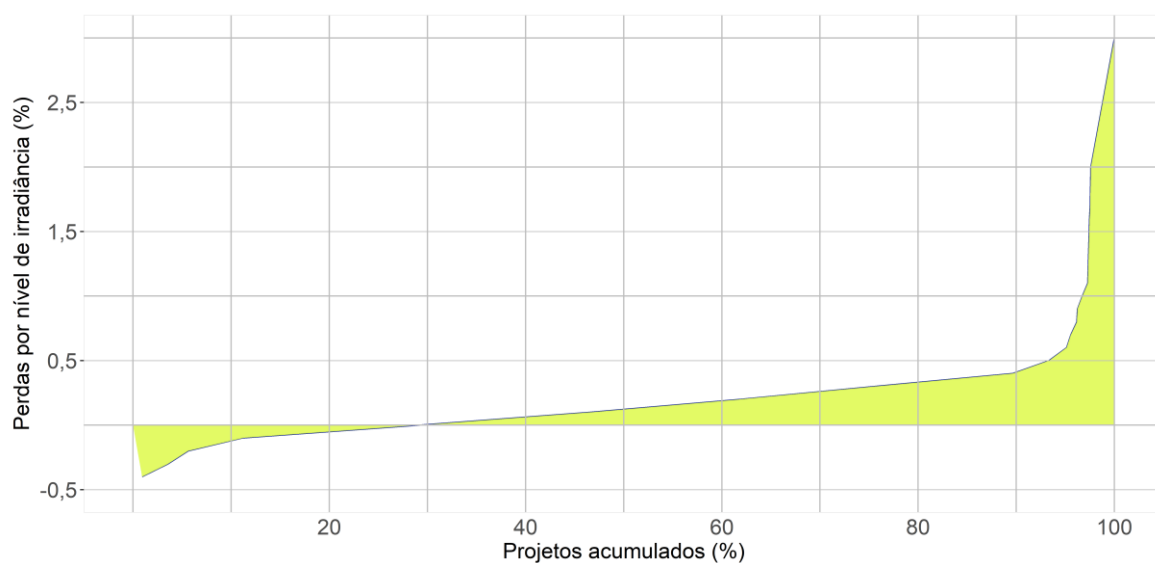
A eficiência de cada célula fotovoltaica nas diferentes tecnologias de módulos disponíveis comercialmente varia de acordo com suas características de operação como intensidade da irradiância incidente, temperatura, composição e ângulo de incidência da luz. As perdas por nível

de irradiância ocorrem devido à diferença entre a eficiência do módulo verificada em uma irradiância de 1000 W/m² (condições padrão de teste STC) e a irradiância real incidente sobre o módulo.

A perda por nível de irradiância pode ser compreendida a partir do fato que um projeto não experimentará continuamente níveis de irradiação equivalentes aos padrões utilizados em ensaio e, com isso, a eficiência real do módulo divergir da eficiência nominal à medida que a irradiação solar se desviar desse nível, como em dias nublados, início ou fim do dia. Adicionalmente, observa-se que para locais onde há excelente recurso solar, juntamente com utilização de tecnologias de otimização, como o rastreamento, o nível de irradiância incidente sobre o módulo pode superar os 1.000 W/m² utilizados nos testes comerciais e tornar a perda por nível de irradiância mínima ou até em um pequeno ganho. Essa perda é normalmente obtida como resultado da simulação da produção, com base na irradiância e nas características elétricas dos módulos, geralmente assumindo o modelo de um diodo.

Há certificações que mencionam a influência da temperatura e da velocidade do vento nesta perda. Entende-se, porém, que tais fatores influenciem as perdas por temperatura, discutidas na seção 3.7.

A Figura 65 relaciona as perdas por nível de irradiância com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, mais de 85,5% dos projetos informaram valores de perda por nível de irradiância entre 0 e 1%. Aproximadamente 11% dos projetos apresentaram ganhos por nível de irradiância ao invés de perdas.



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

Figura 65 - Percentual acumulado de perdas por nível de irradiância

Nas metodologias de cálculo das certificadoras, os modelos calculam as perdas ou ganhos relacionados à diferença entre a eficiência nas condições de teste STC e reais a cada hora. Essa avaliação tem como ponto de partida a energia que seria produzida se o sistema funcionasse sempre nestas condições.

A Figura 66 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas por níveis de irradiância. Nos últimos anos é possível observar as menores medianas do período, tendo o ano de 2022 valor próximo a zero. Nos últimos anos, o volume de ganhos relacionados a nível de irradiância revela uma tendência de viabilização de tecnologias mais aderentes às irradiações observadas na região brasileira.

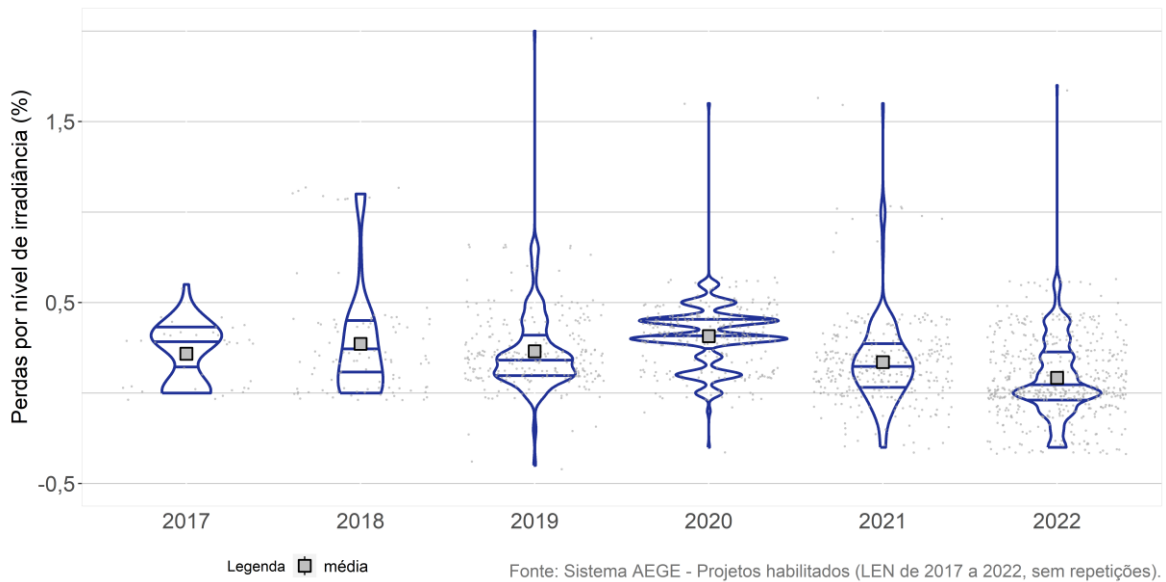


Figura 66 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por nível de irradiância

A Figura 67 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por níveis de irradiância de acordo com as certificadoras. Nota-se que as certificadoras tenderam a considerar as perdas por nível de irradiância entre -0,3 e 0,3. As certificadoras A, L, M e N apresentaram maior amostra em valores negativos, que corresponde a ganhos aos empreendimentos.

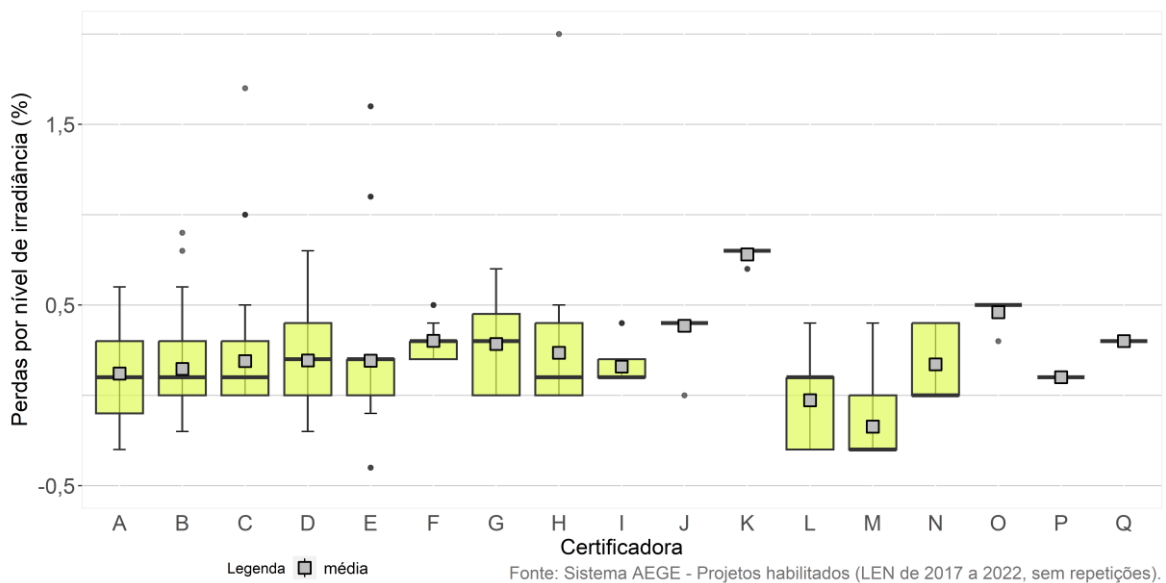


Figura 67 - Intervalos de ocorrência de perdas por nível de irradiância por certificadora

A Figura 68 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por níveis de irradiância de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. Todos os estados apresentam projetos com perdas e ganhos por nível de irradiância. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

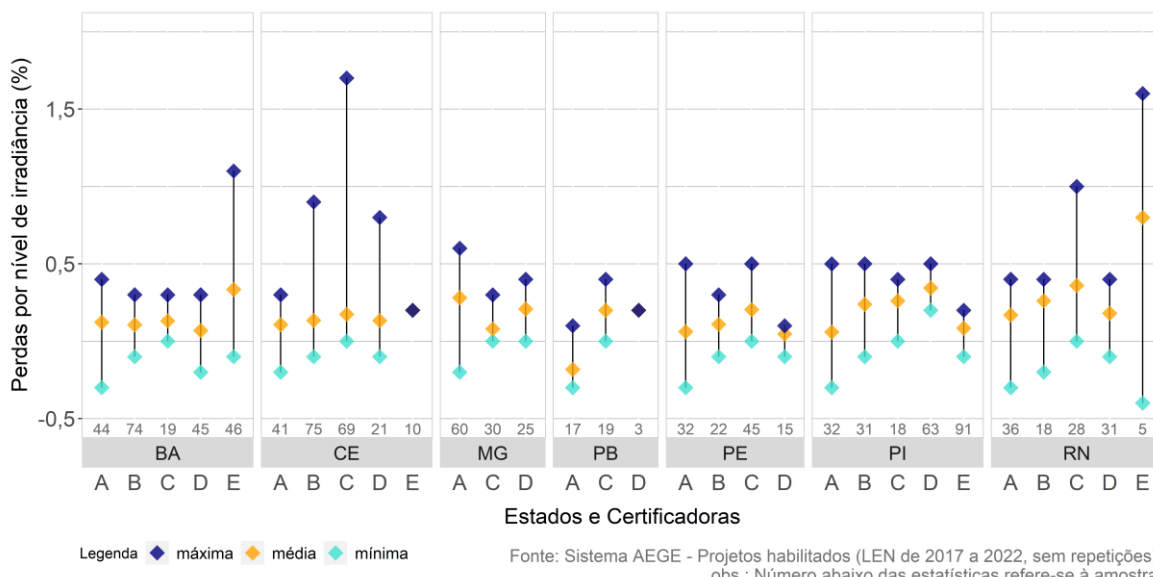


Figura 68 - Percentual de perdas por nível de irradiância por estado e certificadora

A Figura 69 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por nível de irradiância de acordo com o fabricante de módulo fotovoltaico utilizado nos projetos e as empresas certificadoras mais relevantes. O Fabricante de Módulos 1 (FM.1) apresentou as maiores perdas médias concentrou as maiores perdas médias para quatro das cinco Certificadoras avaliadas na figura. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 929 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

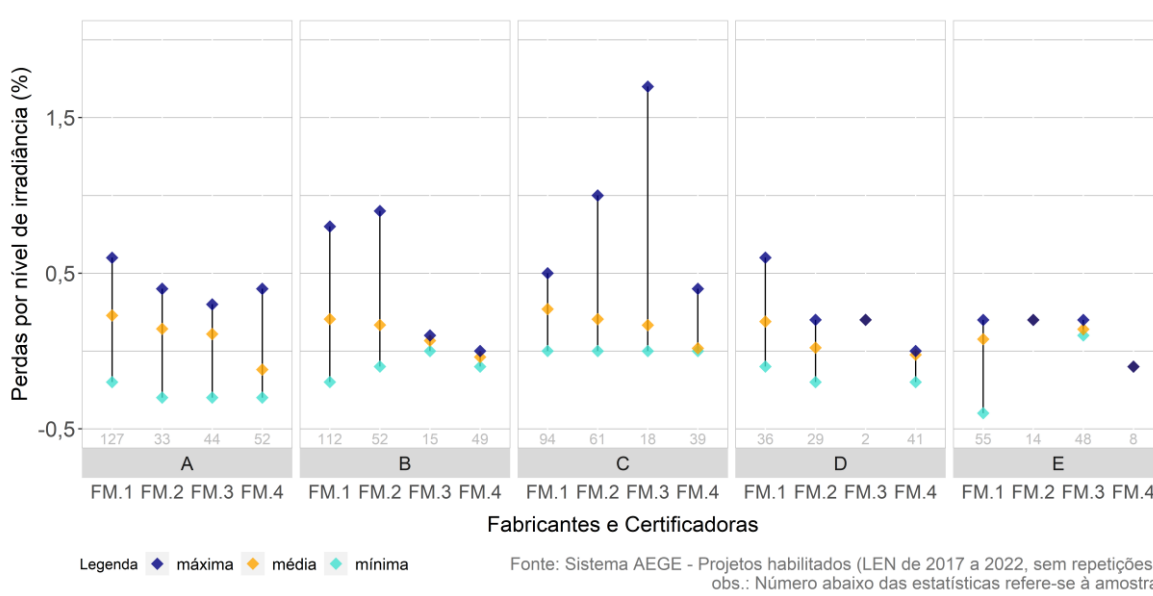


Figura 69 - Percentual de perdas por nível de irradiância de acordo com certificadora e fabricante de módulos

A Figura 70 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por nível de irradiância de acordo com a tecnologia utilizada nos módulos dos projetos e os estados mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

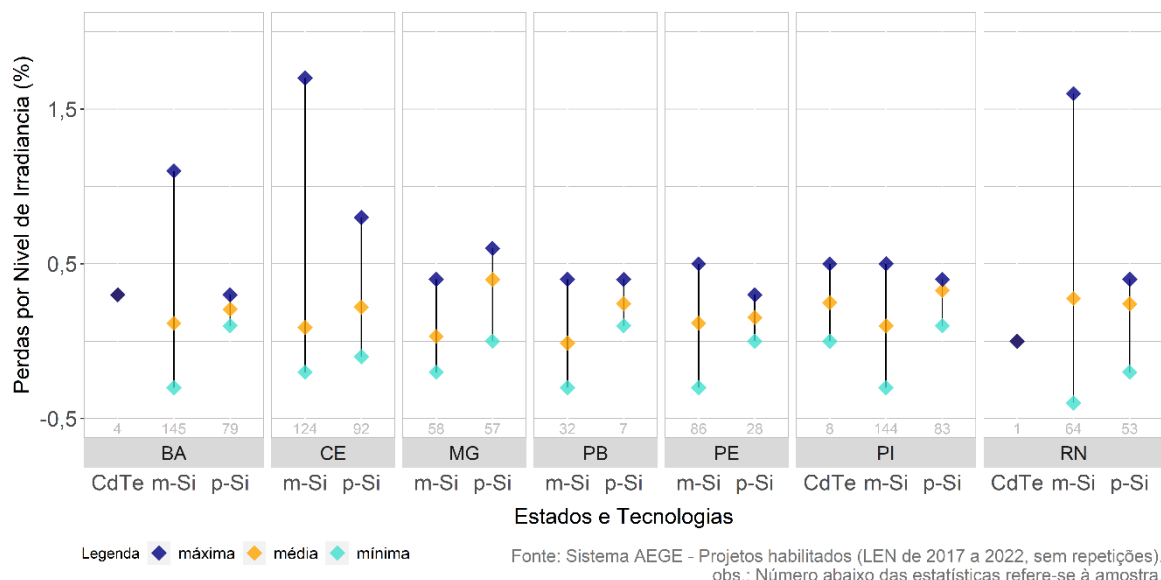


Figura 70 - Percentual de perdas por nível de irradiância por tecnologia dos módulos e estado

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: perda decorrente da diferença entre a eficiência do módulo sob a irradiância de 1000 W/m² observada nas condições padrão de teste STC e a irradiância real incidente sobre o módulo.

3.4 Ganho por Bifacialidade do Módulo

A definição atual deste ganho é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: energia adicional produzida pela face posterior de módulos bifaciais.

Como apontado em estudos anteriores (EPE, 2019; Konzen et. al, 2019), o uso de módulos bifaciais passou a ser representativo a partir de 2019, e atualmente estes são considerados em mais de 80% dos novos projetos cadastrados na EPE. Segundo Greener (2021), os módulos bifaciais se tornaram um padrão em grandes empreendimentos no Brasil, sendo adotados em todos os contratos mapeados em 2020. Essa mudança em pouco tempo trouxe desafios na estimativa dos ganhos proporcionados por esta tecnologia, já que as metodologias utilizadas pelas certificadoras nem sempre convergem.

Algumas certificadoras estimam o albedo com base em referências bibliográficas, adotando valores típicos para cada tipo de cobertura do solo (grama, terra, areia etc.). Outras, consideram medições locais, com albedômetro, e há ainda aquelas que utilizam *softwares* de análise fotográfica (análise comparativa de imagens do terreno).

Há relatos, nas certificações, de limitação dos *softwares* em modelar a variação do albedo ao longo do dia, em função da posição do sol, e da estimativa da área que efetivamente recebe radiação no verso dos módulos.

Dentre os fatores de influência no ganho há:

- Refletância do solo;
- Fator de bifacialidade do módulo, normalmente informado pelo fabricante;
- Eventual limpeza da face posterior dos módulos;
- Manutenção do terreno: corte de grama, por exemplo;
- Fatores climáticos (chuva e neve) que afetem a refletividade do solo;

- Configuração da usina: distância entre fileiras, altura, geometria da estrutura de suporte etc., que influenciam o sombreamento interno;
- Espaçamento entre células (nos módulos vidro-vidro), módulos e estruturas;
- Não-uniformidade da irradiância na parte traseira dos módulos;

A Figura 71 apresenta os ganhos declarados de bifacialidade conforme o percentual acumulado de projetos habilitados contendo módulos que possuem essa característica. A participação da tecnologia bifacial se iniciou nos leilões a partir de 2021, contando com participação de 55% dos projetos no primeiro ano. Observa-se que os projetos com tecnologia bifacial declararam ganhos de até 9%, apesar da maior parte dos projetos assumirem ganhos na faixa de 3,9% a 5,2%.

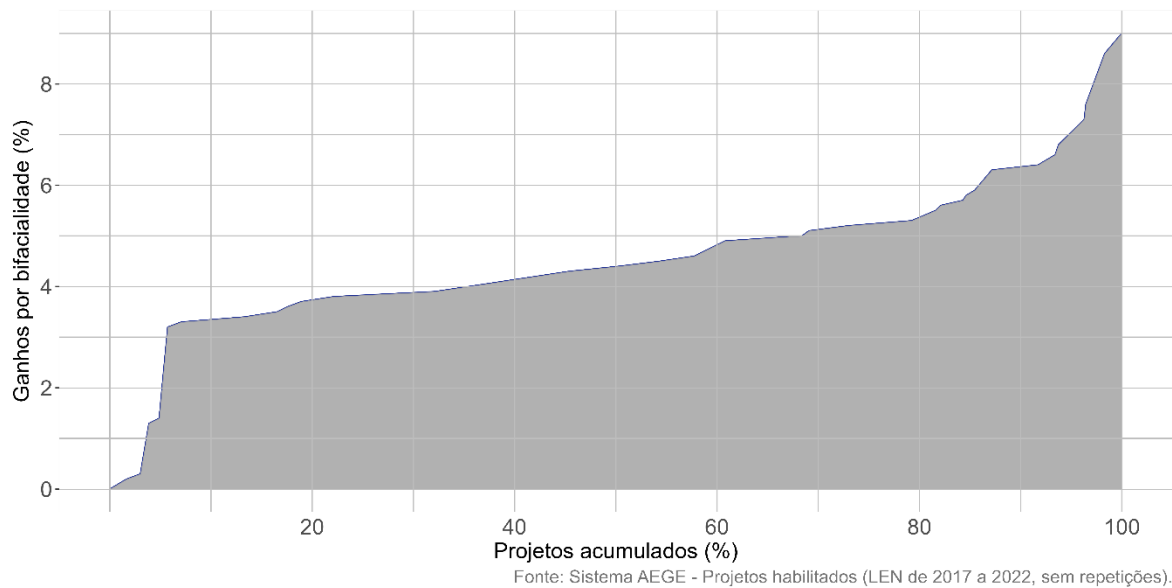


Figura 71 - Percentual acumulado de ganhos por bifacialidade

A Figura 72 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para os ganhos por bifacialidade. É possível observar que a participação de projetos com módulos bifaciais teve início em 2021, com média de ganhos em torno de 4%. No ano seguinte essa presença se consolidou com um aumento considerável deste tipo de tecnologia, com estimativas de ganhos distribuídos em regiões próximas ao apresentado no ano de 2021.



Figura 72 - Distribuição anual dos percentuais de ganhos por bifacialidade

Um ponto pouco discutido nas certificações, porém importante, é que o ganho por bifacialidade tende a aumentar o sobrecarregamento dos inversores, levando eventualmente a maiores perdas por *clipping*, como indicado na seção 3.14, e falhas. De acordo com (DNV, 2020), o ganho bifacial é mais proeminente nos momentos em que um sistema está na sua produção máxima ou próximo dela, portanto, um limite de capacidade CA pode anular grande parte do valor que uma matriz bifacial poderia, de outra forma, ser capaz de fornecer. A evolução do desenvolvimento dos projetos e as pesquisas em andamento poderão fornecer mais detalhes para compreensão dessa dinâmica e dirimir tais dúvidas.

Segundo Meier (2021), o albedo em um sistema fotovoltaico sofre mudanças sazonais e ao longo da vida útil, e a relação entre o albedo e o nível de irradiância na parte traseira depende da cobertura do solo e da condição de céu, sendo o primeiro uma condição passível de modificação para aumento da produção.

A Figura 73 apresenta os valores declarados no AEGE para os ganhos por bifacialidade de acordo com as certificadoras. A dispersão dos ganhos se mostrou elevada para as certificadoras A a G, notadamente nos limites superiores. A certificadora F apresentou a maior média, com aproximadamente 3,5%.

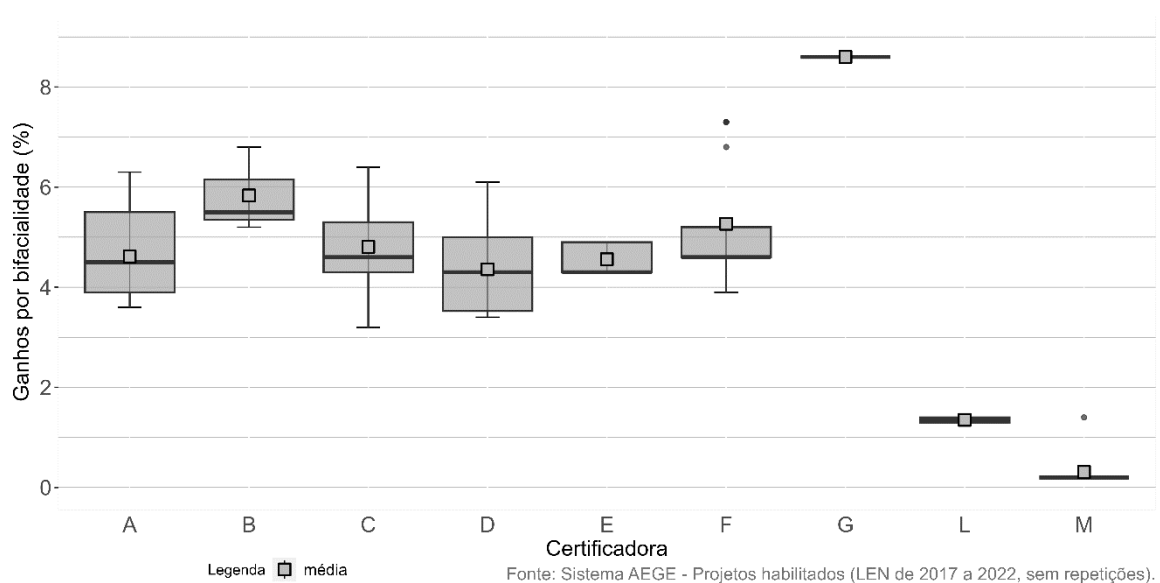


Figura 73 - Intervalos de ocorrência de ganhos por bifacialidade por certificadora

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: energia solar adicional convertida em elétrica pela face posterior de módulos bifaciais.

3.5 Perdas por Sombreamento

A definição atual desta perda é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: perdas devido a sombras próximas (causadas por objetos próximos, como os próprios módulos, vegetação ou construções) e distantes (linha do horizonte).

As perdas por sombreamento são causadas pelo bloqueio da irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos devido à atuação de obstáculos distantes ou próximos dos equipamentos. O sombreamento distante é o que age de forma global em todo o plano dos módulos e se deve às características topográficas do terreno onde será instalada a usina fotovoltaica. O sombreamento próximo age de forma parcial e se deve à interferência de edificações (incluindo abrigos dos inversores), linhas e torres de transmissão de energia, vegetação, e pela sombra de uma fileira de módulos sobre as demais, o que depende da estratégia de *backtracking* (ou retrocesso) do sistema

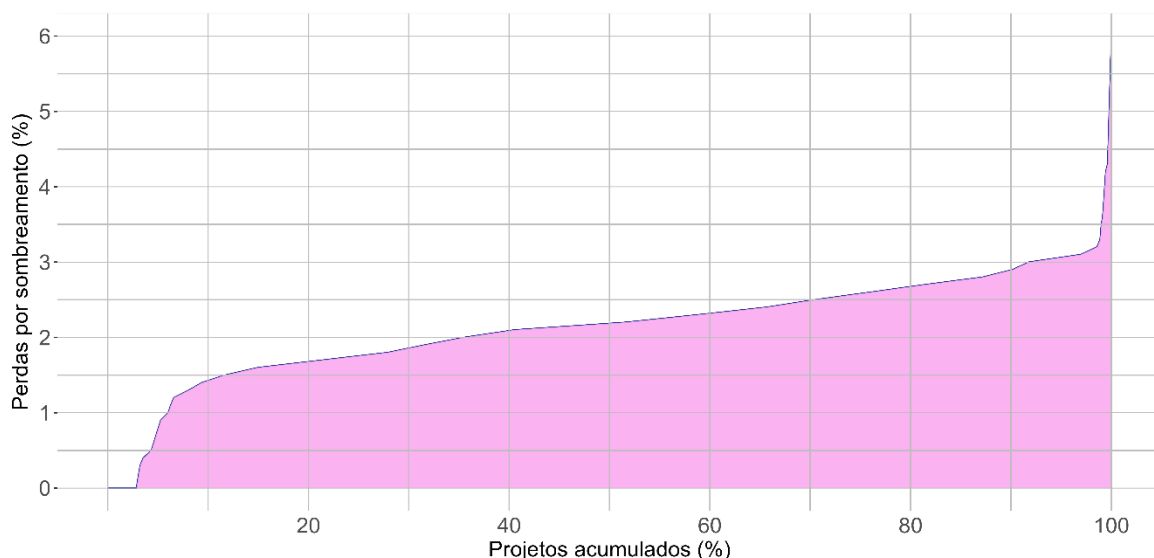
de rastreamento. No caso dos módulos bifaciais, há ainda o sombreamento na face posterior dos módulos devido às estruturas de suporte, eixo de rastreamento e caixas de junção.

Por ser mais complexa, a avaliação do sombreamento próximo deve ser mais detalhada que o sombreamento distante, incluindo descrição em 3D de todo o sistema fotovoltaico e seu entorno. Durante a simulação, os cálculos de sombreamento devem ser calculados a cada hora e aplicados de forma diferente nas componentes da irradiação difusa e albedo. O sombreamento devido às características do terreno e seu entorno (ondulações e montanhas) é avaliado calculando-se a altura do horizonte (elevação em graus) de pontos representativos, com o emprego do modelo digital de elevação SRTM-3.

Destaca-se o crescente número de projetos “híbridos”³, nos quais é necessário considerar o sombreamento provocado pelos aerogeradores, o que pode ser particularmente complexo em função da intermitência da sombra das pás. Da mesma maneira, a usina fotovoltaica altera a rugosidade do terreno, afetando a geração eólica.

Algumas certificadoras incluem, na descrição das perdas por sombreamento, o ganho de produção pelo aproveitamento do albedo nos módulos bifaciais. Porém, esse efeito é considerado pela EPE em uma componente específica (vide seção 3.4).

A Figura 74 relaciona as perdas por sombreamento com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, mais de 98,6% dos projetos informaram valores de perdas por sombreamento inferiores a 3,2%, sendo que a maioria dos projetos apresentou valores de perdas por sombreamento entre 2% e 2,7%.



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

Figura 74 - Percentual acumulado de perdas por sombreamento

Nas metodologias de cálculo das certificadoras são utilizados *softwares* de simulação para calcular as perdas por sombreamento externo utilizando-se a linha do horizonte para cada intervalo horários de simulação e simulações em modelos 3D.

A Figura 75 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas por sombreamento. É possível observar que a média oscilou em torno dos 2% ao longo dos anos.

³ Usa-se aqui o termo “híbrido” de forma indistinta como referência a projetos adjacentes, associados ou híbridos, conforme nomenclatura proposta na Nota Técnica n. EPE-DEE-NT-011/2018-r0, disponível em: <http://bit.ly/usinashibridas>

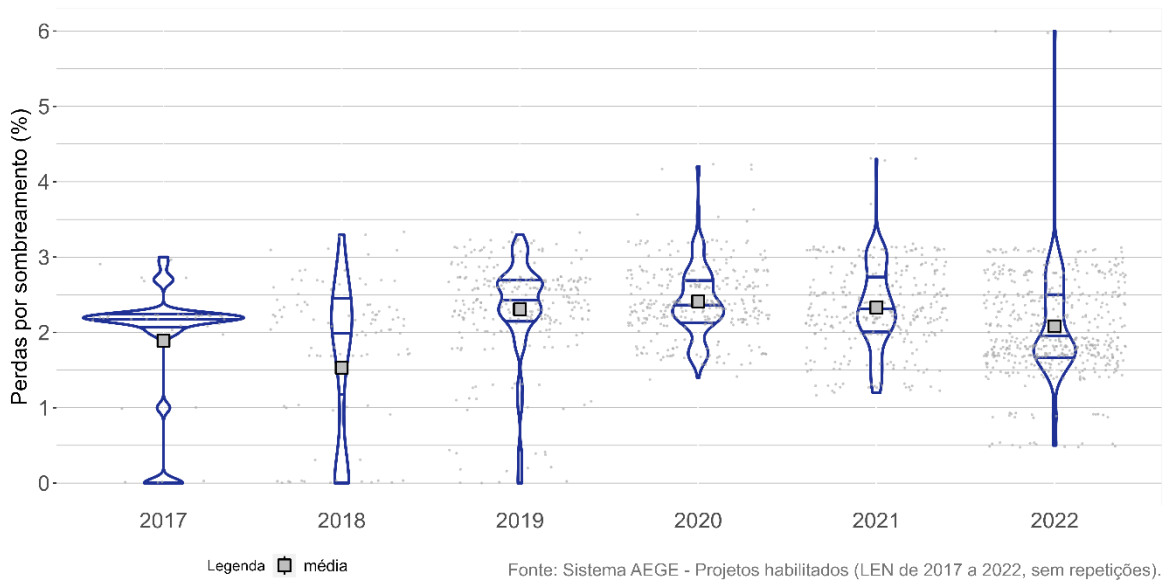


Figura 75 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por sombreamento

A Figura 76 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por sombreamento de acordo com as certificadoras. A dispersão das perdas por sombreamento por certificadora tendeu a ser inferior a 1%, com exceção das certificadoras H, M e N. Nota-se, no entanto, que a maioria das certificadoras apresentam em suas amostras com maiores dispersões nos limites superiores e inferiores.

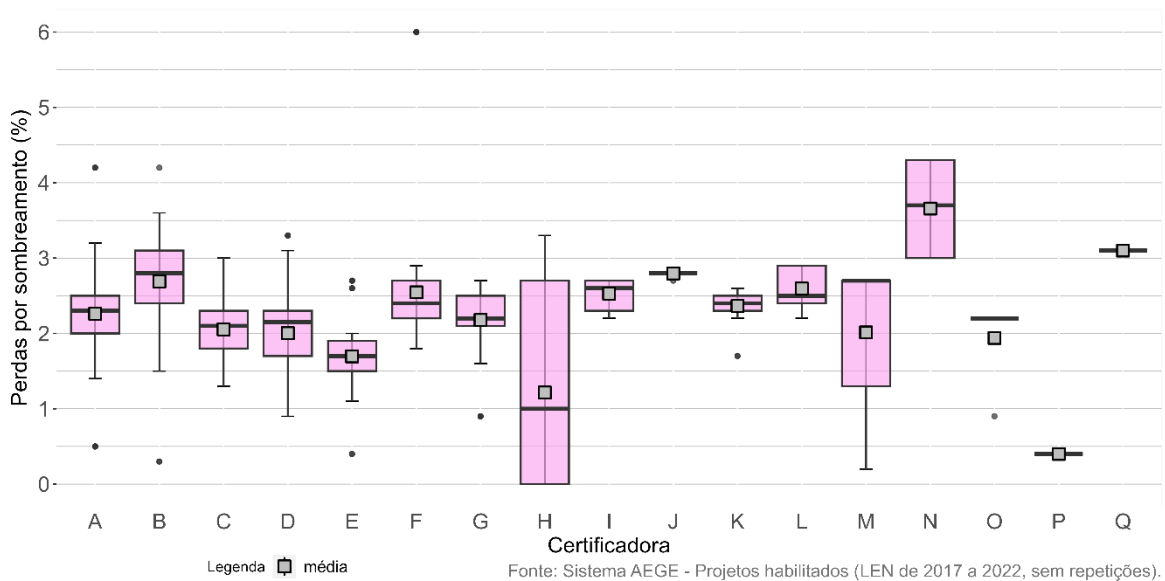


Figura 76 - Intervalos de ocorrência de perdas por sombreamento por certificadora

A Figura 77 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas por sombreamento de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes.

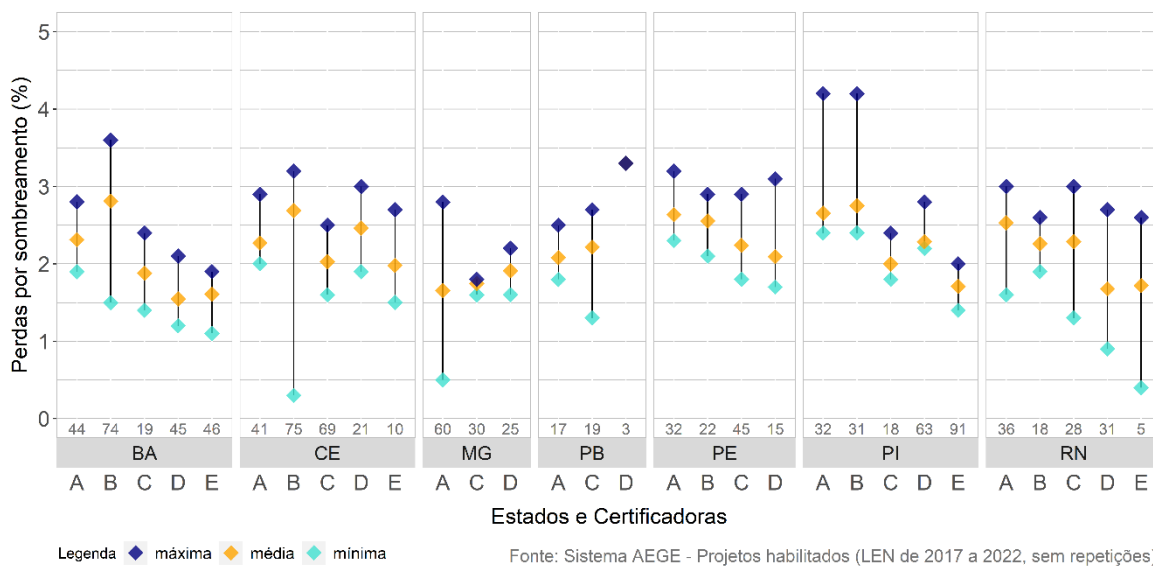


Figura 77 - Percentual de perdas por sombreamento por estado e certificadora

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: perdas causadas pelo bloqueio da irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos devido à atuação de obstáculos distantes ou próximos dos equipamentos.

3.6 Perdas por Sujeira

A definição atual desta perda é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: acúmulo de poluição, poeira, pólen, excreções de pássaros, musgos etc., sobre os painéis fotovoltaicos.

As perdas por sujeira referem-se às interferências no desempenho dos módulos fotovoltaicos provocados principalmente pelo acúmulo de poeira ou pólen, excremento de pássaros, proliferação de musgos e poluição em sua superfície. A sujeira atua bloqueando parte da irradiação captada pelo módulo, diminuindo a eficiência do equipamento e comprometendo o desempenho geral da usina.

Os impactos das perdas por sujeira no projeto dependem das especificidades de cada usina e frequentemente as certificações explicitam as dificuldades no cálculo deste fator de perda, dada a forte dependência das condições locais e de parâmetros de difícil estimativa. Algumas características da área de instalação dos módulos podem possibilitar condições para perdas por sujeira em maior ou menor grau. Como exemplo podem ser relacionados:

- Índice de pluviosidade, incluindo períodos de estiagem;
- Tipo de solo e cobertura vegetal;
- Intensidade e direção do vento;
- Temperatura e umidade locais;
- Comportamento da fauna local (pássaros);
- Atividade no entorno da usina: tráfego de veículos, agricultura e fábricas;
- Características do vidro dos módulos fotovoltaicos;

Além disso, outros aspectos devem ser observados no intuito de minimizar as perdas por sujeira, como a inclinação dos módulos e a frequência de limpeza dos equipamentos.

Em geral, o cálculo leva em consideração a precipitação média diária na região, tomando por base referências bibliográficas, e a frequência de limpeza indicada pelo empreendedor.

Algumas certificadoras apontam também os efeitos secundários do acúmulo de sujeira, como o sombreamento causado por ela e a maior temperatura de trabalho dos módulos.

Destaca-se que essa componente já foi objeto de constantes questionamentos por parte da EPE, sobretudo quando encontrados valores baixos ou que aparentemente não levavam em consideração questões locais como a cobertura vegetal e umidade.

A Figura 78 relaciona as perdas por sujeira com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, pouco mais de 97% dos projetos informaram valores de perdas por sujeira até 2,5%. As perdas declaradas se concentraram em 1%, 1,5% e 2%, com esses três valores correspondendo a 55% dos preenchimentos no Sistema AEGE.

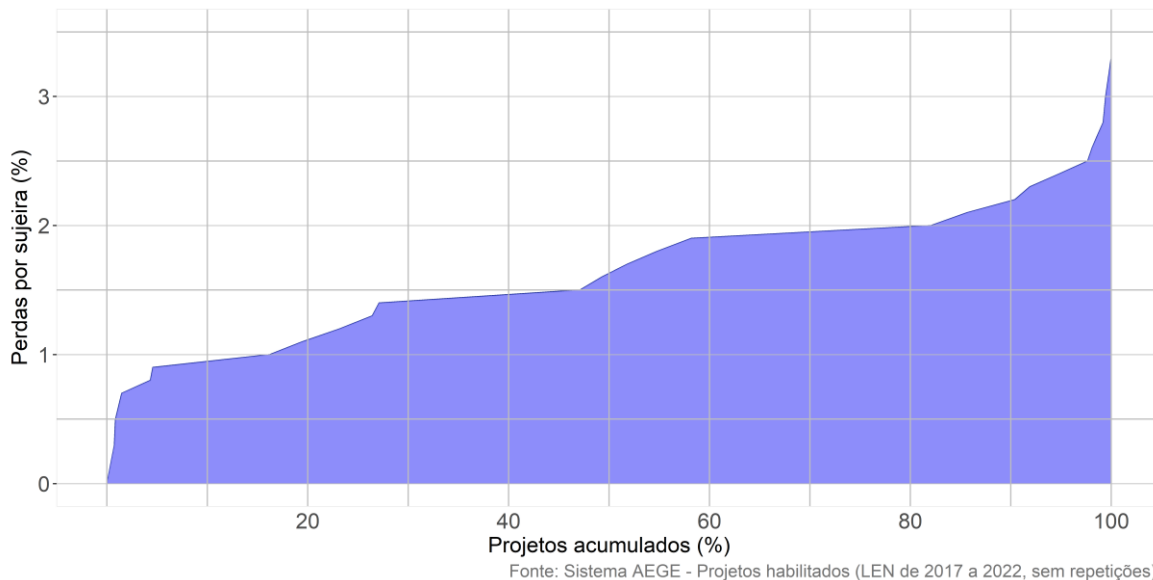


Figura 78 - Percentual acumulado de perdas por sujeira

Em geral, a metodologia adotada pelas certificadoras baseia-se na utilização de dados de precipitação diária e taxas de acúmulo de poeira.

A Figura 79 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas por sujeira. É possível observar que a média oscilou entre 1,5% e 2% ao longo dos anos.

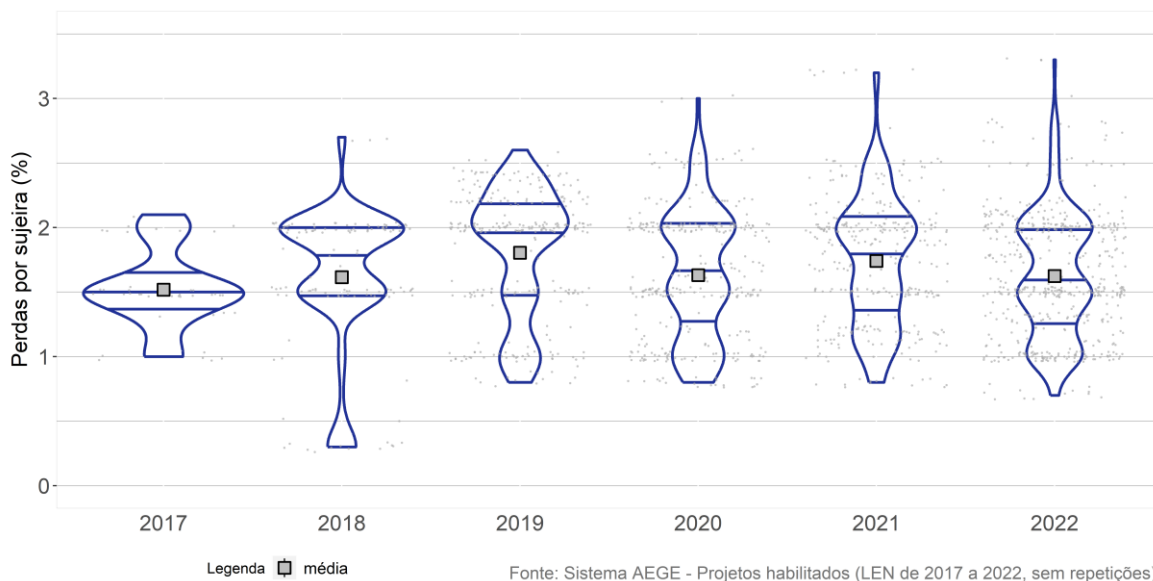


Figura 79 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por sujeira

A Figura 80 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por sujeira de acordo com as certificadoras. Os valores de perdas por sujeira tenderam a se concentrar entre 1% e 2,5%.

Apenas as certificadoras L, M e N apresentaram quartis fora deste intervalo. Adicionalmente as certificadoras B, C e H apresentaram ocorrências superiores ou inferiores a este intervalo.

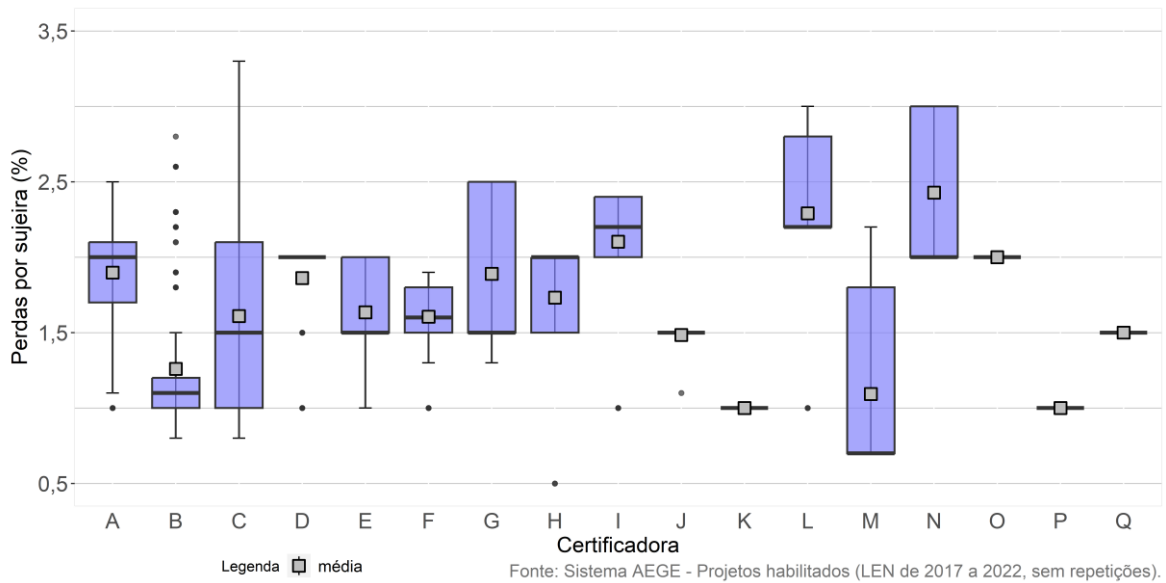


Figura 80 - Intervalos de ocorrência de perdas por sujeira por certificadora

A Figura 81 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por sujeira de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes.

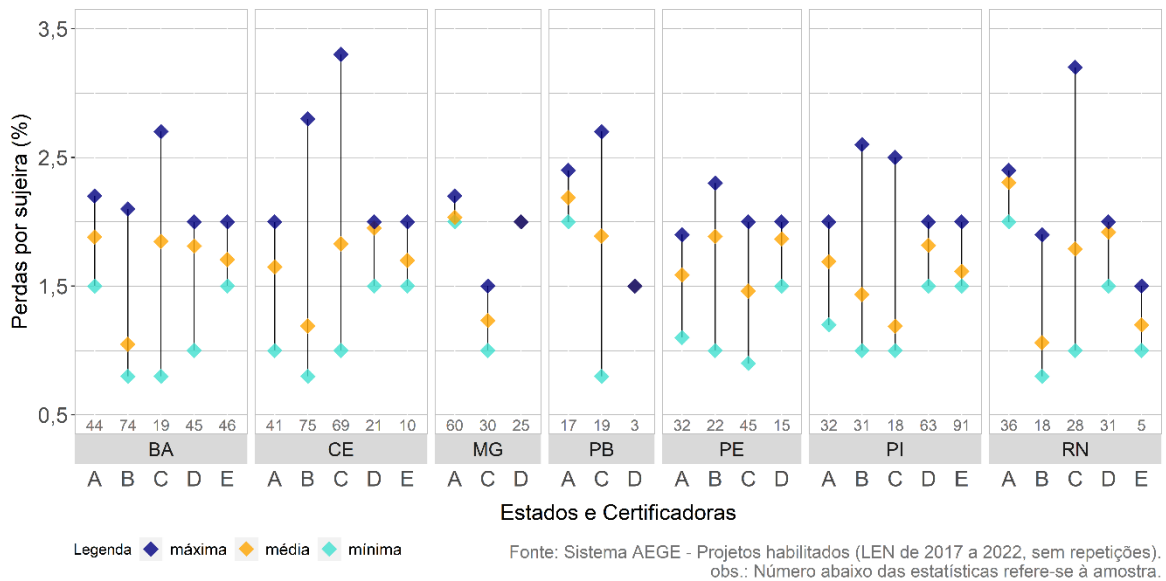


Figura 81 - Percentual de perdas por sujeira por estado e certificadora

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: perdas causadas pelo acúmulo de sujeira (poeira, pólen, excremento de pássaros, proliferação de musgos, poluição etc.) na superfície dos módulos fotovoltaicos, bloqueando parte da irradiação captada.

3.7 Perdas por Temperatura

A definição atual desta perda é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: redução da eficiência da célula fotovoltaica em função de sua temperatura operacional.

As perdas por temperatura ocorrem em função do aquecimento dos módulos que, devido à temperatura ambiente e à irradiação incidente, operam fora da temperatura definida nas condições

padrões de teste de 25 °C. Podem ser consideradas como o principal fator de perdas que impactam na eficiência dos sistemas fotovoltaicos.

Os efeitos da variação de temperatura dos módulos correspondem a variações nos valores da curva característica de corrente e tensão (curva I x V), resultando em diminuição da potência de saída.

Embora os inversores e outros equipamentos elétricos também possam sofrer perda de desempenho em função da temperatura ambiente e de seu aquecimento durante o funcionamento, este fator de perda corresponde somente ao desempenho dos módulos fotovoltaicos, que dependa da:

- Temperatura ambiente
- Temperatura da célula
- Radiação incidente
- Características térmicas dos módulos
- Velocidade do vento

Portanto, representa uma perda de desempenho elétrico quando as condições operativas diferem das condições padrão de teste (STC), sendo diretamente proporcional à temperatura ambiente e inversamente proporcional à velocidade do vento. Geralmente, é o maior fator de perda entre todos.

Destaca-se que a modelagem do vento na simulação nem sempre é bem descrita nas certificações e costuma ser bastante simplificada, por assumir um único valor de velocidade para todos os momentos. Também, pouco é dito quanto à altura a que tal velocidade foi medida ou considerada. Normalmente as certificadoras informam os fatores térmicos adotados (Uc e Uv), indicando a literatura de referência.

Tais fatores térmicos, por sua vez, dependem da estrutura sobre a qual os módulos estão fixados e da maior ou menor circulação de ar na face posterior deles, que também é afetada pelo distanciamento entre filas.

A Figura 82 relaciona as perdas por temperatura com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, pouco mais da metade dos projetos habilitados apresentaram perdas por temperatura na faixa de 8,4% a 10,9%.

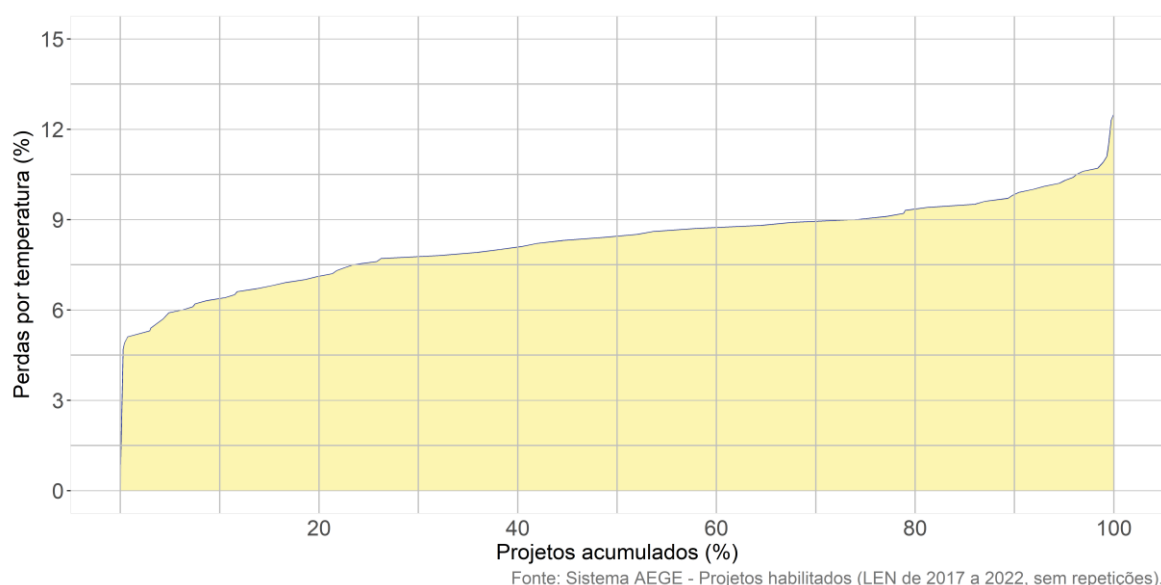


Figura 82 - Percentual acumulado de perdas por temperatura

A metodologia adotada pelas certificadoras considera o cálculo das perdas no simulador como resultado de vários fatores como: radiação incidente, temperatura ambiente, velocidade do vento e características térmicas do módulo declaradas pelos fabricantes.

A Figura 83 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas por temperatura. É possível observar que os valores médios sofreram redução nos últimos anos após atingir a máxima do período em 2019.

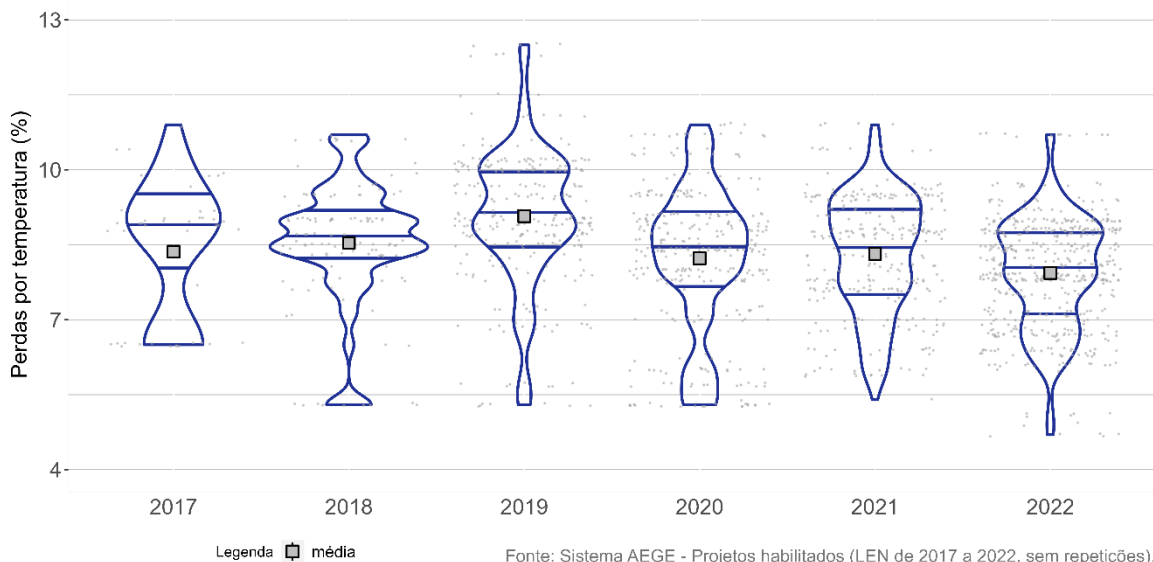


Figura 83 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por temperatura

A Figura 84 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas temperatura de acordo com as certificadoras. As perdas por temperatura apresentaram concentração de resultados entre 5,5% e 10,0%. Nota-se, no entanto, que as dispersões das estimativas apresentam grande variação na maioria das certificadoras.

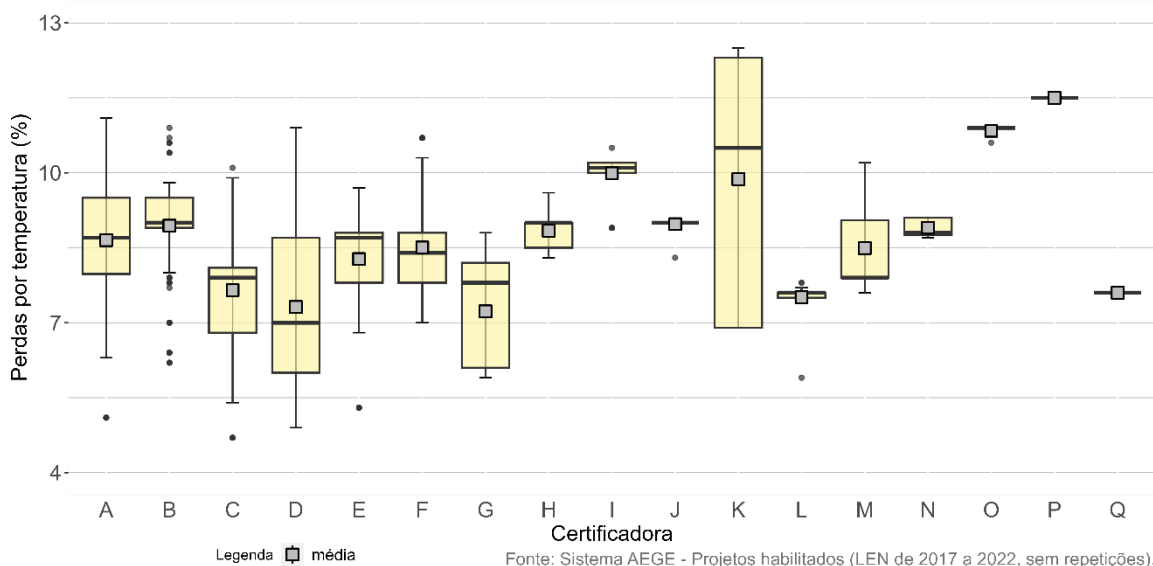


Figura 84 - Intervalos de ocorrência de perdas por temperatura por certificadora

A Figura 85 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por temperatura de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras.

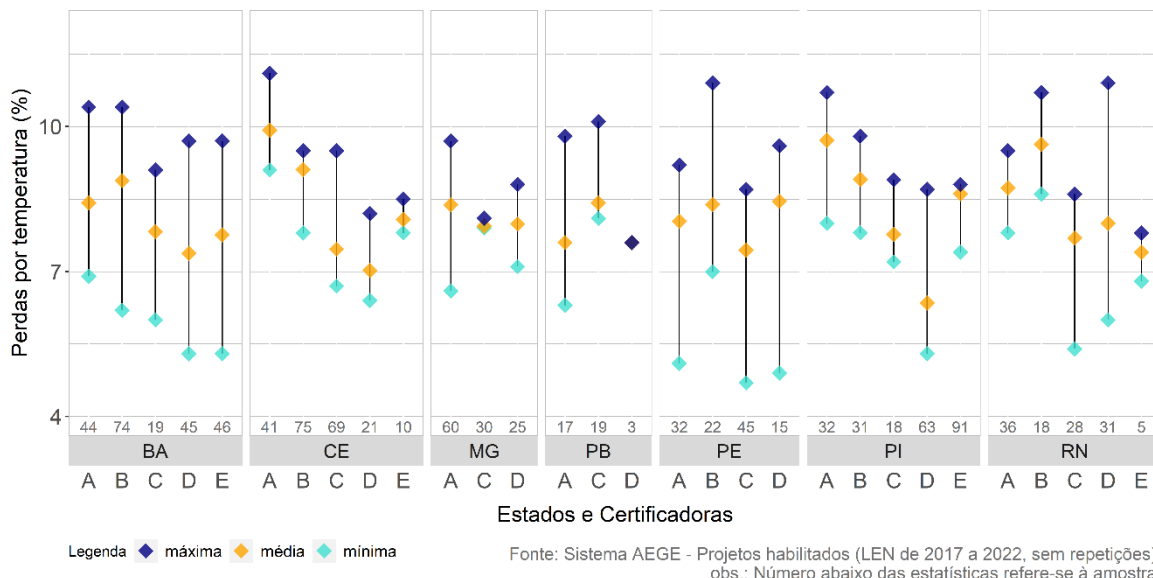


Figura 85 - Percentual de perdas por temperatura por estado e certificadora

A Figura 86 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por temperatura de acordo com o fabricante do módulo utilizado nos projetos e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 929 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

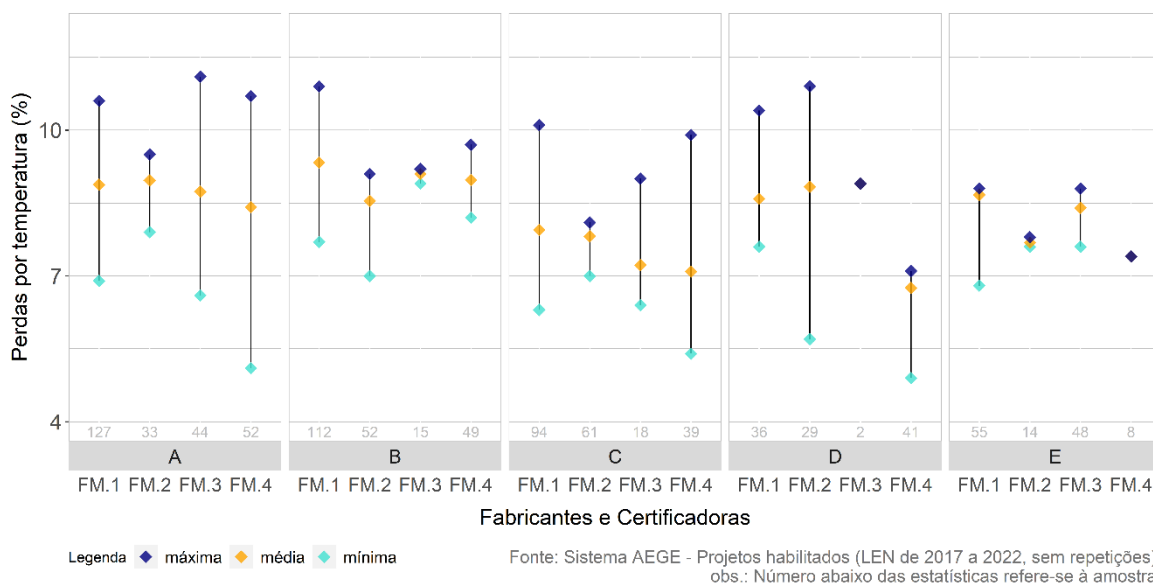


Figura 86 - Percentual de perdas por temperatura de acordo com certificadora e fabricante de módulos

A Figura 87 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por temperatura de acordo com a tecnologia utilizada nos módulos dos projetos e os estados mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

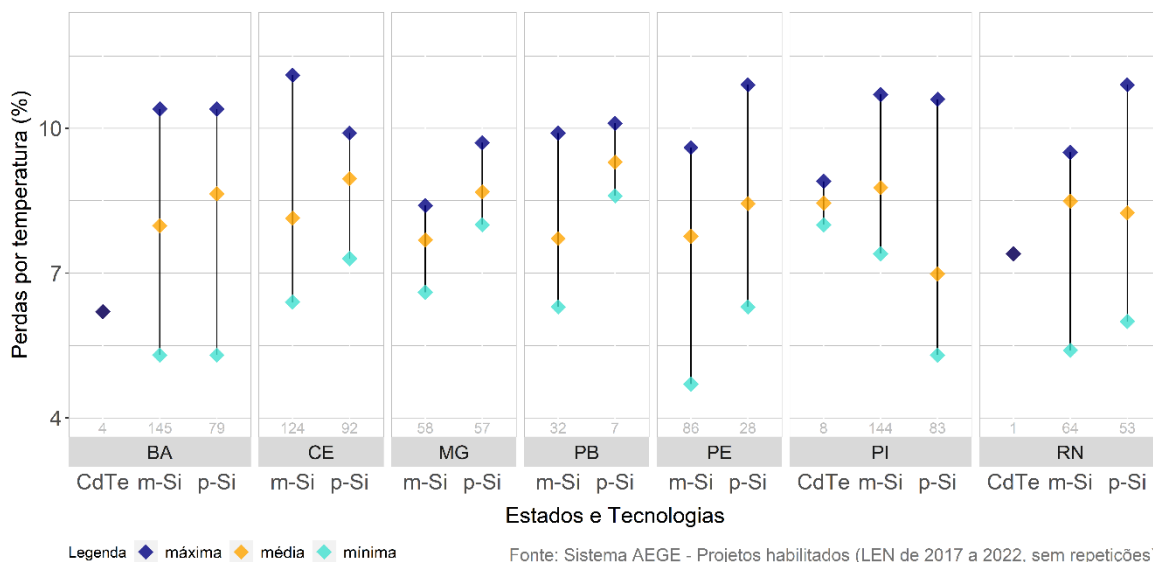


Figura 87 - Percentual de perdas por temperatura por tecnologia dos módulos e estado

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: perda de eficiência da célula fotovoltaica ocasionada pela variação na temperatura de operação do módulo frente às condições de teste padrão.

3.8 Perdas por Degradação Inicial dos Módulos

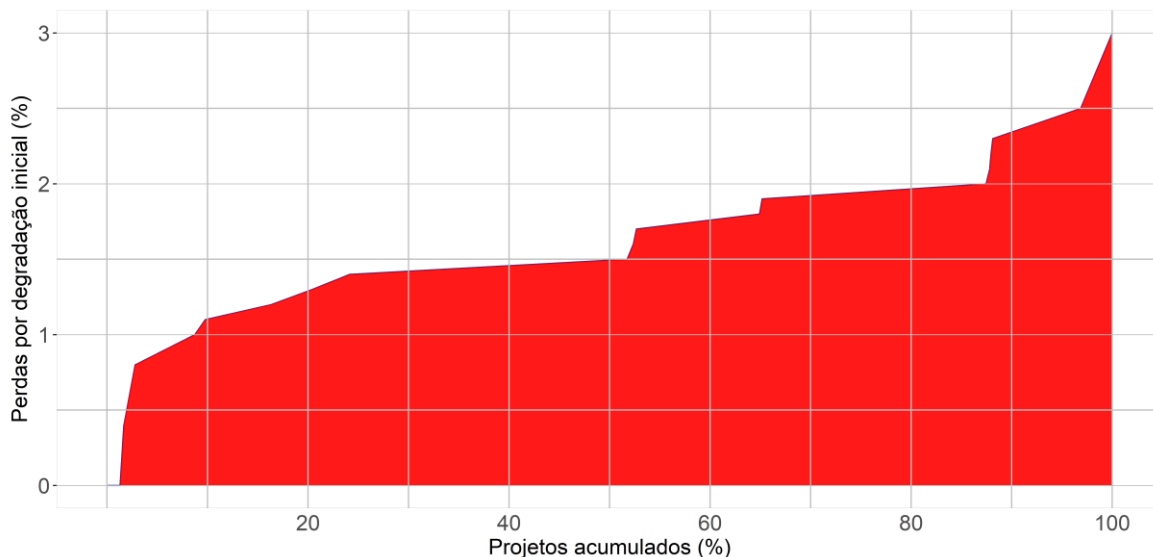
A definição atual desta perda é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: degradação no início da operação, seja por efeitos de LID (*Light Induced Degradation*), PID (*Potential Induced Degradation*) ou LeTid (*Light and elevated temperature-induced degradation*).

A degradação do módulo fotovoltaico pode ser classificada em duas etapas: degradação inicial (curto prazo), que ocorre no 1º ano de utilização do equipamento, e a degradação anual até o fim da vida do módulo (longo prazo).

Todos os módulos fotovoltaicos degradam-se ao longo do tempo, acarretando perda contínua de eficiência desses equipamentos. As perdas por degradação inicial dos módulos são caracterizadas, principalmente, pela ação da Degradação Induzida pela Luz ou LID (*Light Induced Degradation*), que é a perda de desempenho dos módulos fotovoltaicos ocorrida nas primeiras horas de exposição ao sol. A degradação por LID é causada pela formação de compostos de boro-oxigênio nas células de silício monocristalino, fabricados sob o método Czochralski, em *wafers* convencionais dopados com boro do tipo-p. Por outro lado, nas células compostas por silício policristalino há baixa concentração de oxigênio, não ocorrendo efeitos significativos de LID.

Já as perdas por PID e LeTID são negligenciadas ou pouco mencionadas nas certificações. Estas formas de degradação são abordadas com mais detalhes no item seguinte.

A Figura 88 relaciona as perdas por degradação inicial dos módulos com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, os valores máximos giram em torno de 3%, com mais de 90% deles dentro da faixa entre 1% e 3%.

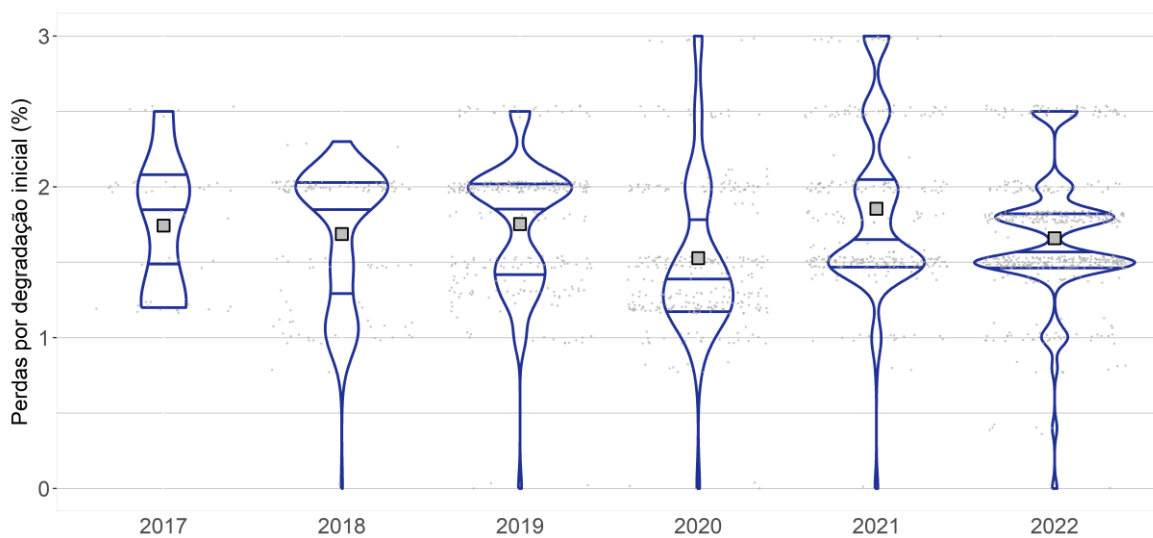


Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).

Figura 88 - Percentual acumulado de perdas por degradação inicial dos módulos

Em geral, as certificadoras utilizaram os valores obtidos a partir de *softwares* comerciais, com base em premissas típicas de acordo com a tecnologia adotada para o módulo.

A Figura 89 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas por degradação inicial. É possível observar uma redução nessa oscilação nos últimos anos e manutenção do valor médio observado ao longo de todo o período.



Legenda média

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

Figura 89 - Distribuição anual dos percentuais de perda por degradação inicial dos módulos

A Figura 90 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por degradação inicial de acordo com as certificadoras. É possível identificar que a maioria das certificadoras concentra seus resultados entre 1 e 2%, com exceção das certificadoras F, I e N. Nota-se que os intervalos observados nas certificadoras A, B, C e D são próximos entre si, demonstrando grande coerência entre as principais certificadoras.

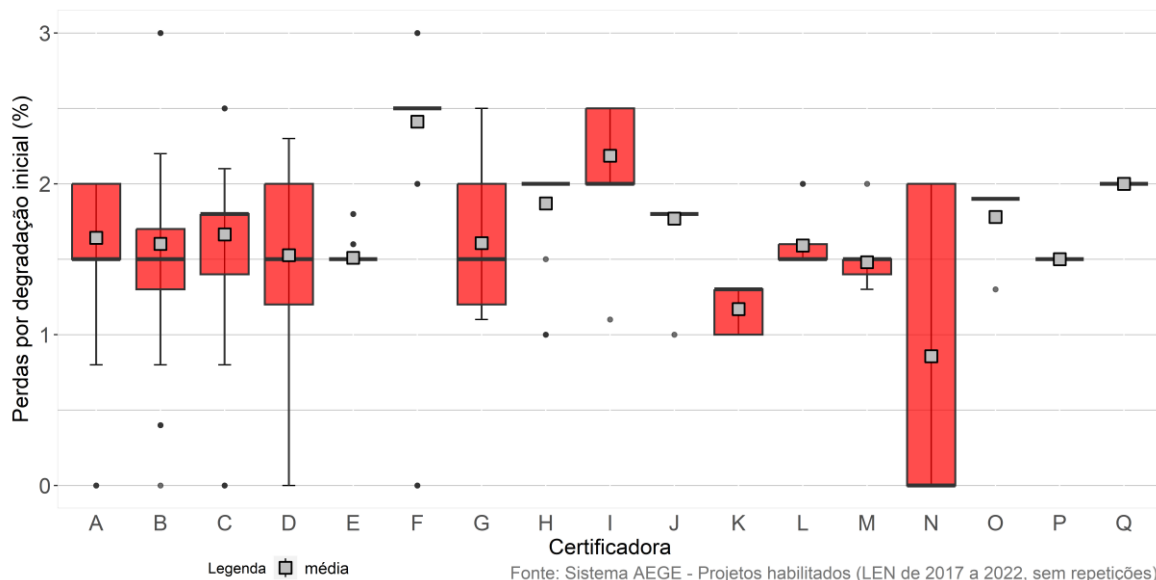


Figura 90 - Intervalos de ocorrência de perdas por degradação inicial dos módulos por certificadora

A Figura 91 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por degradação inicial de acordo com o fabricante do módulo utilizado nos projetos e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 929 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

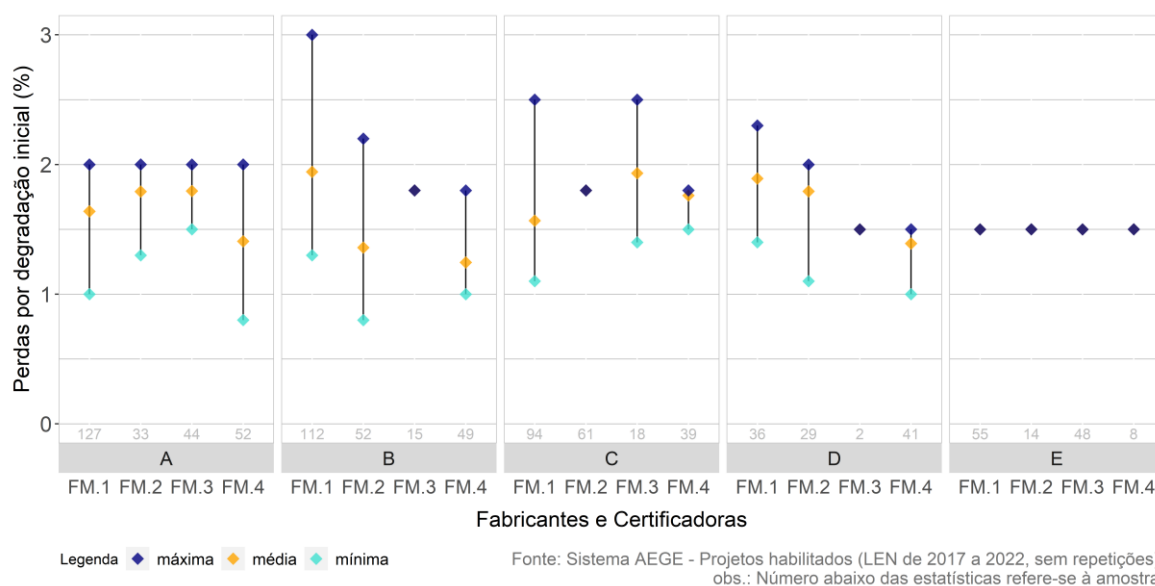


Figura 91 - Percentual de perdas por degradação inicial dos módulos de acordo com certificadora e fabricante de módulos

A Figura 92 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por degradação inicial de acordo com a tecnologia utilizada nos módulos dos projetos e os estados mais relevantes. Para a

construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

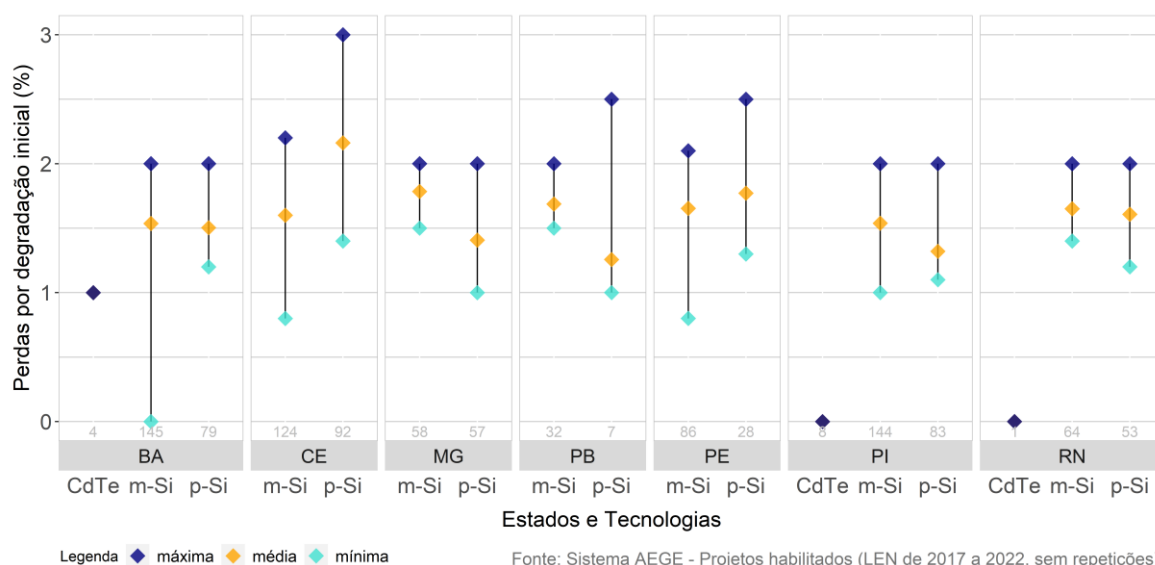


Figura 92 - Percentual de perdas por degradação inicial por tecnologia dos módulos e estado

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: perdas causadas pela luz nas primeiras horas de exposição do módulo fotovoltaico à irradiação solar, ocasionando redução na eficiência dos equipamentos. Essa degradação induzida pela luz (LID - *Light Induced Degradation*) afeta o desempenho dos módulos nos primeiros meses de exposição até a estabilização. Também pode considerar os efeitos de PID (*Potential Induced Degradation*) e LeTid (*Light and elevated temperature-induced degradation*).

3.9 Perdas por Degradação Anual dos Módulos ao Longo do Período Contratual

A definição atual desta perda é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: degradação anual média dos 20 anos. Aqui deverá ser apresentada a perda correspondente ao período de um ano⁴.

A degradação de longo prazo é avaliada considerando-se o impacto dos mecanismos conhecidos como Degradação Induzida pelo Potencial ou PID (*Potential Induced Degradation*) e a Degradação Induzida pela Luz e pela Alta Temperatura ou LeTid (*Light and Elevated Temperature Induced Degradation*) ao longo do período contratual (20 anos).

O PID é a degradação induzida pela alta diferença de potencial elétrico entre o material semicondutor das células e os demais componentes do módulo fotovoltaico, caracterizada pela ocorrência de corrente de fuga que flui entre suas estruturas quando os módulos estão trabalhando sob alta tensão. Tanto os módulos fotovoltaicos de silício cristalino quanto os de filme fino são suscetíveis ao PID que, basicamente, está associado à migração de elétrons da célula em direção à moldura aterrada, ocasionando redução da potência do equipamento.

O efeito LeTID é a degradação induzida pela exposição à luz e às altas temperaturas, caracterizada pela difusão do hidrogênio pelas células durante seu processo de fabricação. Essa degradação afeta os módulos de silício cristalino, em maior grau as células PERC, e ocorre quando as células ultrapassam 50°C por centenas de horas de exposição à luz durante a operação, podendo seu efeito durar meses ou anos.

⁴ Na versão r8 das Instruções de Cadastramento um erro de edição fez com que fosse apresentada a definição relativa às perdas por degradação inicial (vide seção 3.8), de forma duplicada.

A Figura 93 relaciona as perdas por degradação anual dos módulos ao longo do período contratado com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, 93,5% dos projetos da amostra adotaram valores inferiores a 0,6%.

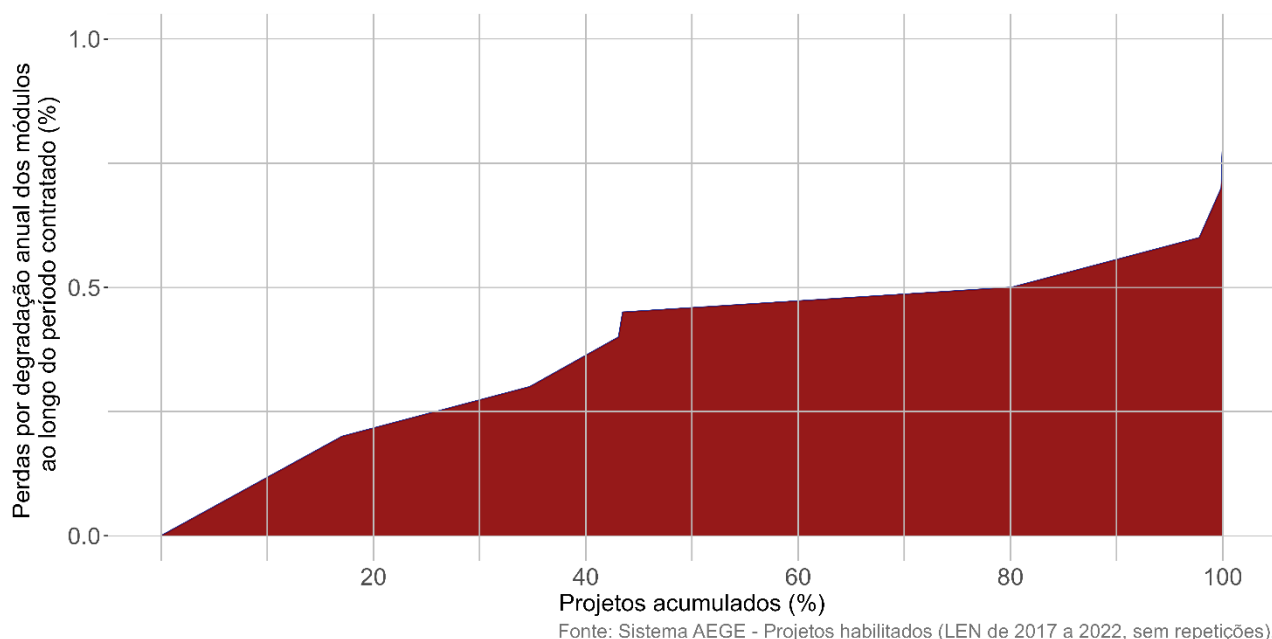


Figura 93 - Percentual acumulado de perdas por degradação dos módulos ao longo do período contratado

As metodologias adotadas pelas empresas certificadoras se basearam na literatura e nas especificações dos módulos fornecidas pelos fabricantes para considerar as degradações médias de acordo com a tecnologia adotada, geralmente com potência mínima de 80% ao final do 25º ano de vida do equipamento. Em alguns casos, os dados dos fabricantes são apontados como conservadores (maior degradação).

A Figura 94 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas por degradação anual dos módulos ao longo do período contratado. É possível observar uma gradativa redução dessas perdas declaradas a partir dos projetos habilitados a partir de 2018. É possível que os valores elevados representem erros de preenchimento nos quais foi informada a degradação total ao longo do contrato, e não o valor anual. Até 2022, a dispersão verificada se manteve em patamares baixos, de aproximadamente 1%, com poucas ocorrências superiores a 3%.

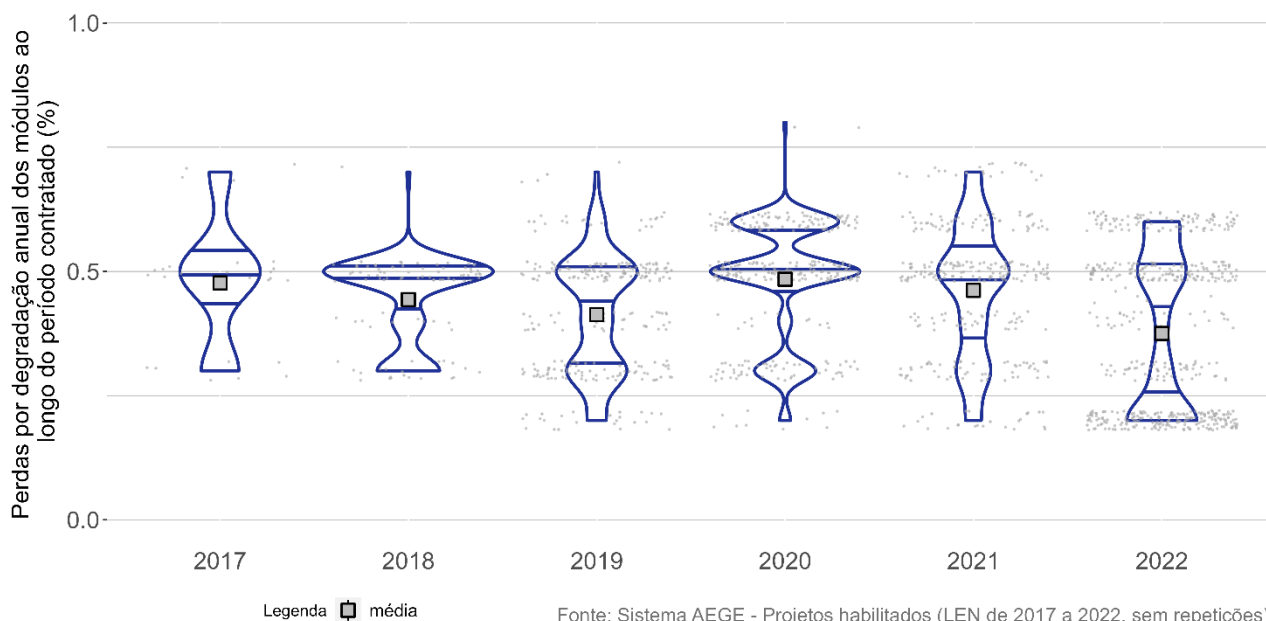


Figura 94 - Distribuição anual dos percentuais de perda por degradação dos módulos ao longo do período contratado

Verificam-se diferenças em função da tecnologia de módulos adotados, sendo comum uma perda aproximadamente linear de desempenho ao longo dos anos, com exceção do primeiro ano, nos qual ocorrem os fenômenos descritos na seção 3.8.

Há certificadoras que citam os efeitos das condições locais (umidade e temperatura, por exemplo) na degradação, mas sem fazer um cálculo específico, prevalecendo as referências bibliográficas.

Chama a atenção, no entanto, que as tecnologias atualmente consideradas, como PERC e bifaciais, são relativamente recentes em termos comerciais e, portanto, não contam com um longo histórico de dados de degradação, levando a uma incerteza na estimativa dessa perda. E dada a velocidade com que a evolução tecnológica⁵ vem se dando, é possível que os equipamentos efetivamente utilizados nas usinas venham a ser diferentes, aumentando essa incerteza. De acordo com (NREL, 2024), casos estudados apontam para perda de V_{oc} e I_{sc} , simultaneamente. Em alguns casos, o I_{sc} diminui ainda mais, provavelmente devido aos efeitos óticos da degradação do encapsulante. No entanto, avaliações mais precisas das alterações nas taxas de degradação necessitariam de vários para validar taxa e mecanismos de degradação.

Há certificações que incluem nesta componente a degradação de outros equipamentos da usina, como dos inversores. Porém, entende-se que aqui deveria ser contabilizada somente a degradação dos módulos.

A Figura 95 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por degradação anual dos módulos ao longo do período contratado de acordo com as certificadoras. É possível identificar que a maioria das certificadoras concentra seus resultados entre 0 e 1,5%, são observados *outliers* nas certificadoras C, D e H, com valores superiores a 3%.

⁵ Vide Caderno de Tecnologias de Geração, disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-tecnologias-de-geracao>

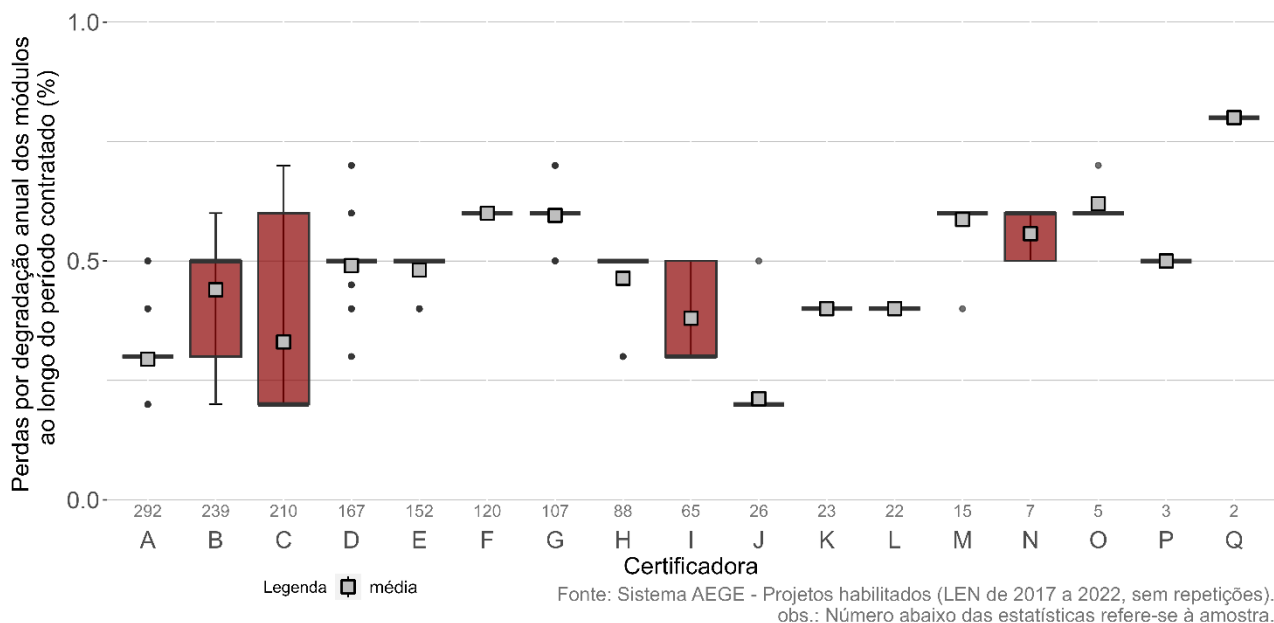


Figura 95 - Intervalos de ocorrência de perdas por degradação anual dos módulos ao longo do período contratado por certificadora

A Figura 96 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por degradação anual dos módulos ao longo do período contratado de acordo com o fabricante do módulo utilizado nos projetos e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 929 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

Nota-se grande diferença entre as estimativas apresentadas pelas certificadoras A, B, E com valores máximos inferiores a 1% e as certificadoras C e D, com valores máximos superiores a 8%.

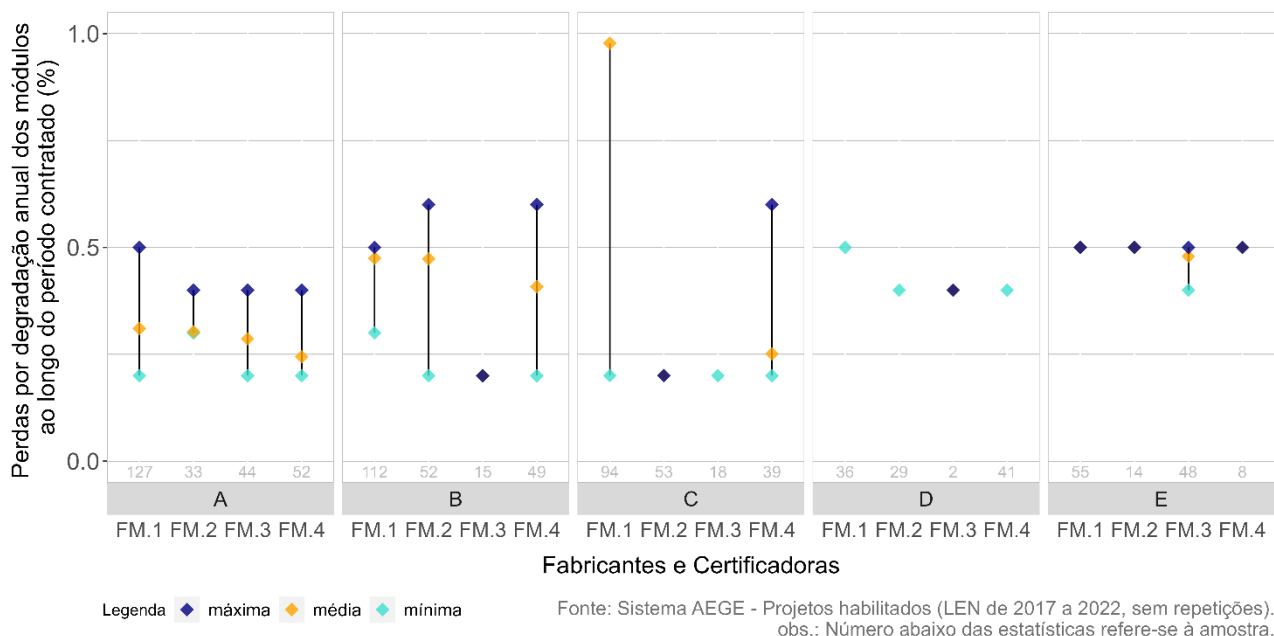


Figura 96 - Percentual de perdas por degradação anual dos módulos de acordo com certificadora e fabricante de módulos

A Figura 97 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por degradação anual dos módulos ao longo do período contratado de acordo com a tecnologia utilizada nos módulos dos projetos e os estados mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

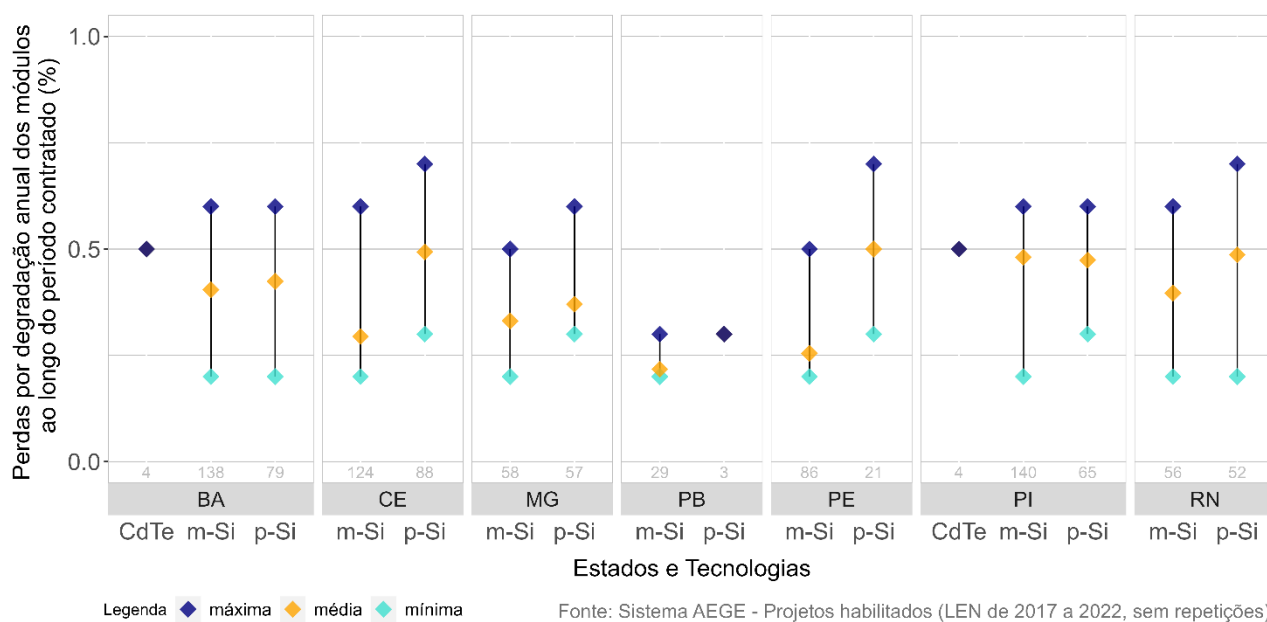


Figura 97 - Percentual de perdas por degradação anual dos módulos ao longo do período contratado por tecnologia dos módulos e estado

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: degradação anual média ao longo de 20 anos. Aqui deverá ser apresentada a perda correspondente ao período de um ano. Trata-se de uma perda linear de desempenho durante a operação da usina.

3.10 Perdas por *Mismatch*

A definição atual desta perda é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: perdas relacionadas ao fato de que os módulos não possuem exatamente as mesmas características técnicas.

O *mismatch* pode ser entendido como o descasamento elétrico entre módulos fotovoltaicos que, teoricamente, deveriam ser idênticos. Quando os módulos são conectados em conjunto, o sistema não funciona na mesma eficiência que nas características individuais, levando o sistema a procurar um novo ponto de máxima potência coletiva.

Esse descasamento ocorre em função dos diferentes valores de tensão e corrente apresentados por cada módulo conectado eletricamente, promovendo limitações na obtenção da potência nominal do equipamento. Apesar do *mismatch* estar totalmente associado ao comportamento da corrente elétrica nos módulos, outros fatores que alterem as condições de operação dos módulos podem ocasionar ou amplificar este fenômeno, como:

- Sujeira;
- Sombreamento parcial (de um módulo ou de módulos de uma série);
- Diferenças nos comprimentos dos cabos elétricos de uma série;
- Variações de inclinação ou orientação das estruturas de suporte;
- Diferenças de temperatura na área dos módulos;
- Não-uniformidade de irradiação difusa ao longo da face posterior dos módulos bifaciais, sendo mais pronunciada nos módulos montados nas extremidades das fileiras, dependendo da altura da estrutura.

A possibilidade de consultar os resultados de “*flash test*” disponibilizados pelos fabricantes de módulos e, dessa forma, poder associar módulos com a mesma corrente ou com menores variações

entre si, é um procedimento importante no objetivo de otimizar as conexões e, desta forma, contribuir para a redução das perdas por *mismatch* nas instalações fotovoltaicas. No longo prazo é possível considerar um incremento nas perdas por *mismatch* devido a degradações diferenciais entre os módulos conectados no mesmo circuito elétrico.

Cabe destacar que no caso dos módulos bifaciais também se verifica um fator de incompatibilidade devido à não uniformidade da irradiação que chega na parte traseira do equipamento. Nesses casos, a parcela de *mismatch* relacionada à parte traseira dos módulos é fornecida ao *software* de simulação a partir de premissas calculadas com base nos parâmetros do sistema. Todos esses fatores acabam por limitar a tensão da série e a corrente do arranjo, afetando o ponto de máxima potência do conjunto.

Ressalta-se que algumas certificadoras consideram nesta componente as tolerâncias de potência dos módulos, definidas pelo fabricante. Embora tais tolerâncias também estejam relacionadas com as diferenças inerentes ao processo da fabricação, considera-se adequado separar o cálculo da perda por *mismatch* das do cálculo das perdas (ou ganhos) por tolerância de potência, discutidas na seção 3.11.

A Figura 98 relaciona as perdas por *mismatch* com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, aproximadamente 95% dos projetos informaram valores de perda por *mismatch* inferiores a 2,5%.

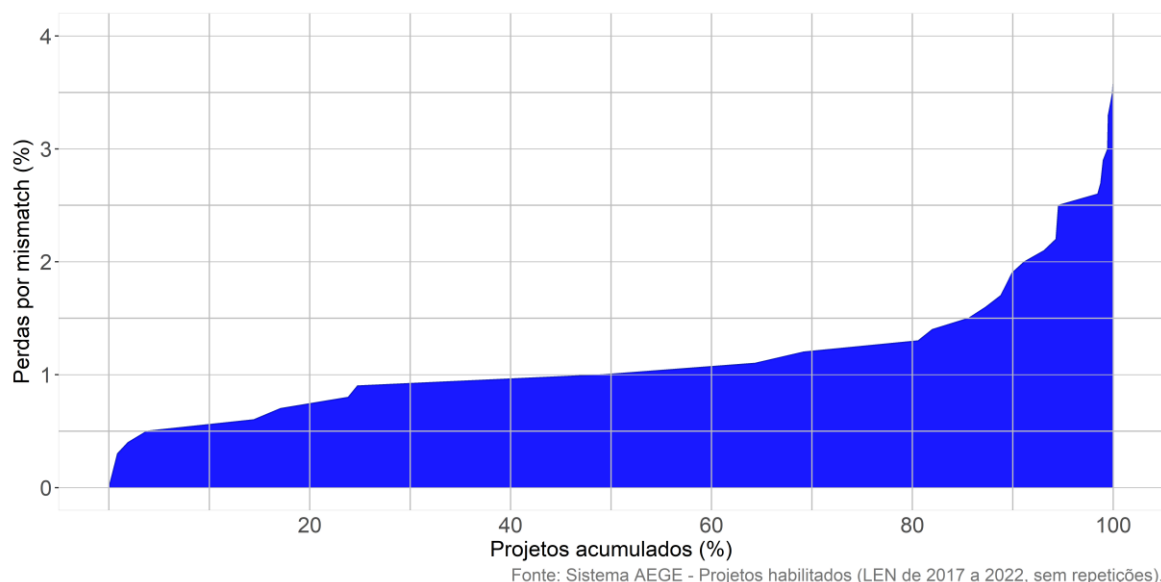


Figura 98 - Percentual acumulado de perdas por *mismatch*

Em geral, as certificadoras calcularam as perdas por *mismatch* através de *softwares* comerciais, com uma estatística dos módulos estabelecendo os valores de tensão em circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto-circuito (I_{sc}) segundo uma distribuição de Gauss e adicionando as características I/V de cada módulo em cada série para identificar o máximo ponto de potência.

A Figura 99 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas por *mismatch*. Nos últimos anos é possível observar que a perda média se situa em torno de 1,3%, declaradas a partir dos projetos habilitados.

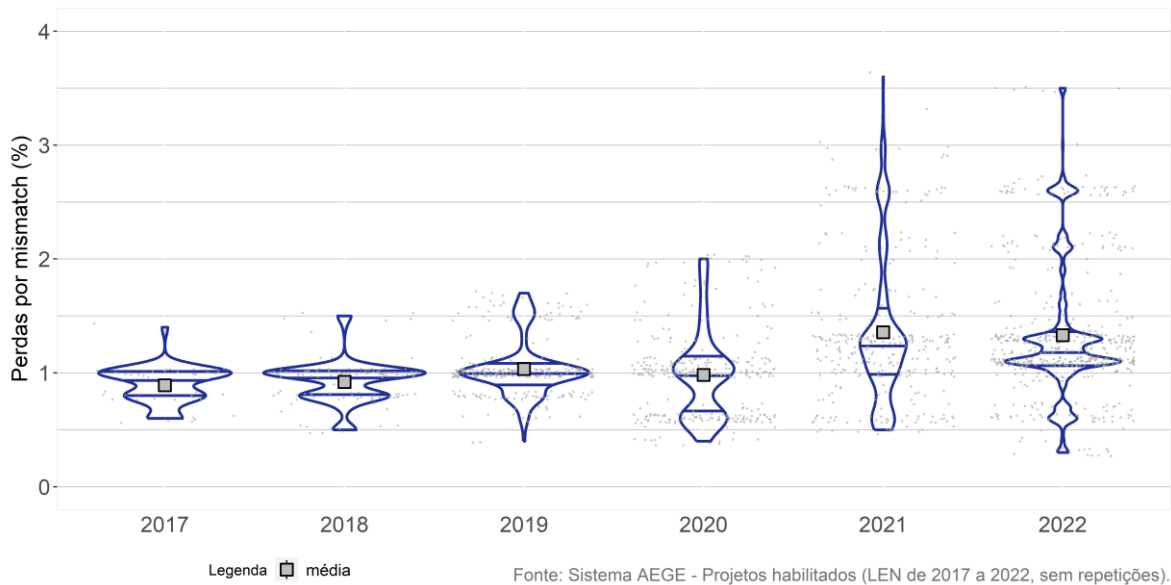


Figura 99 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por *mismatch*

A Figura 100 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas por *mismatch* de acordo com as certificadoras. A maior parte do intervalo das certificadoras está entre 0,5 e 2%, sendo a certificadora E a única a apresentar média superior a 2%.

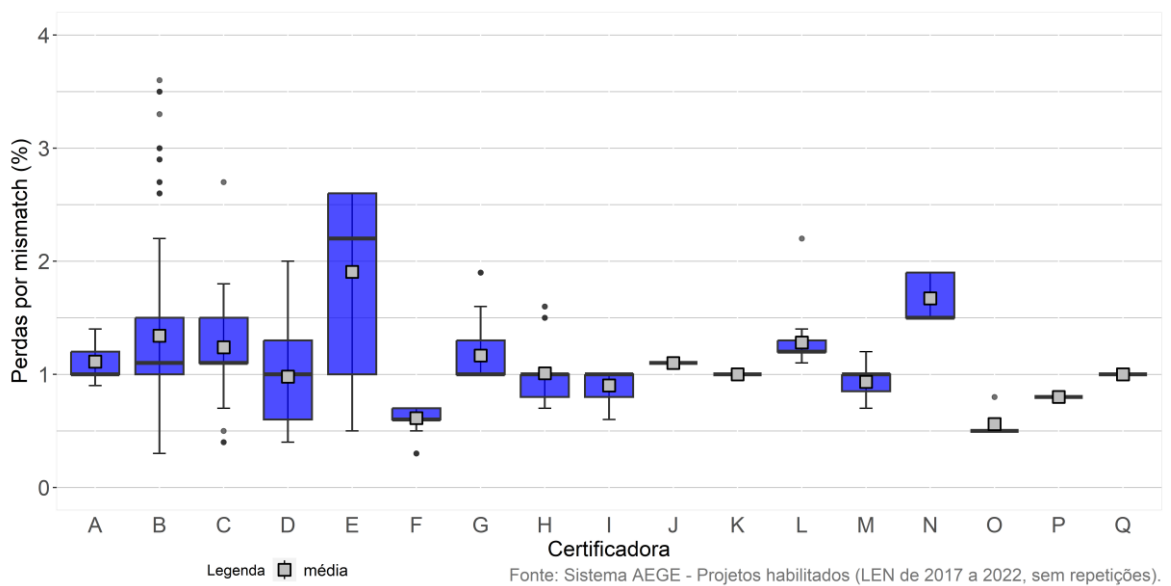


Figura 100 - Intervalos de ocorrência de perdas por *mismatch* por certificadora

A Figura 101 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por *mismatch* de acordo com o fabricante do módulo fotovoltaico utilizado nos projetos e as empresas certificadoras mais relevantes. A Certificadora B concentrou as maiores perdas para três dos quatro diferentes fabricantes de módulos com maior participação dentre os projetos habilitados. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 929 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

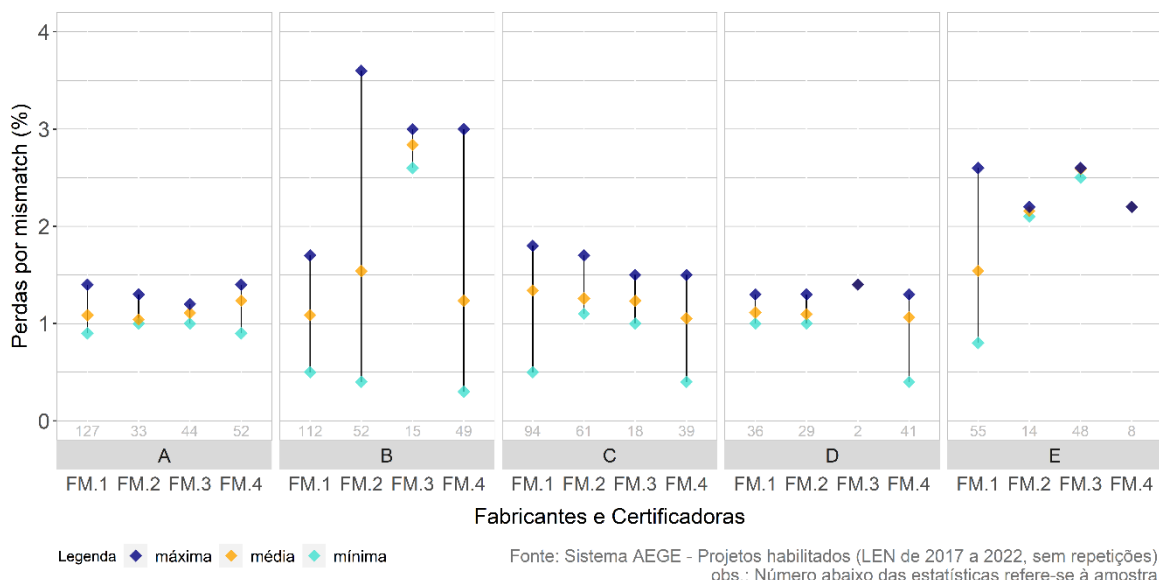


Figura 101 - Percentual de perdas por *mismatch* de acordo com certificadora e fabricante de módulos

A Figura 102 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por *mismatch* de acordo com a tecnologia utilizada nos módulos dos projetos e os estados mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

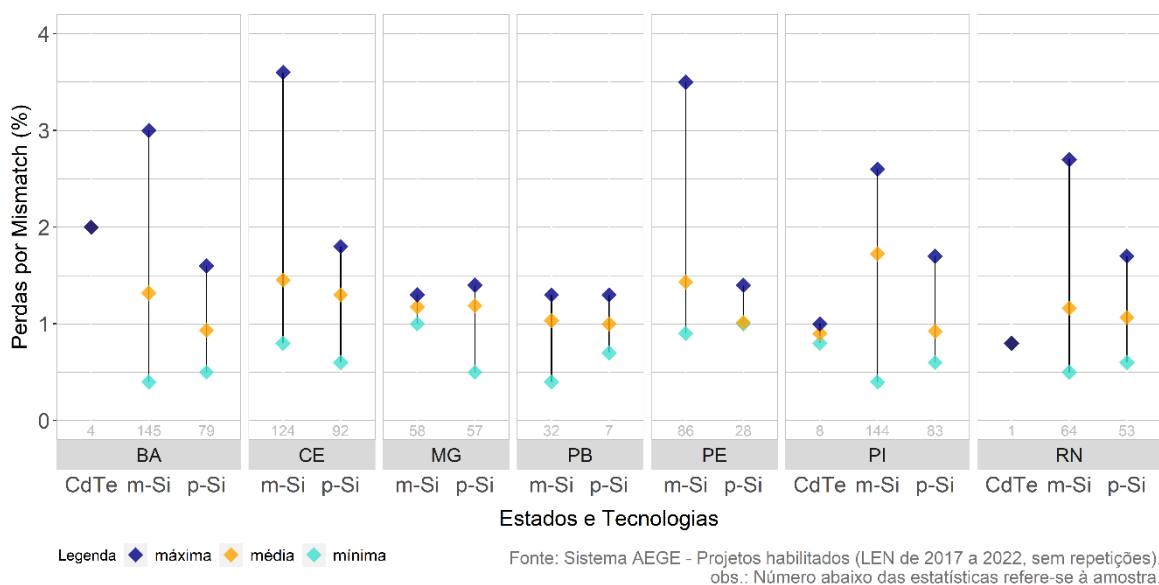


Figura 102 - Percentual de perdas por *mismatch* por tecnologia dos módulos e estado

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: perdas relacionadas ao fato de que os módulos não possuem exatamente as mesmas características técnicas, resultando no descasamento elétrico entre módulos fotovoltaicos quando o sistema atua no ponto de máxima potência coletiva.

3.11 Perdas por Tolerância sobre a Potência Nominal dos Módulos

A definição atual desta perda é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: potência média real dos módulos em relação à especificação do fabricante.

As perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos expressam a diferença entre o real desempenho do módulo fotovoltaico em comparação com as especificações fornecidas para estes equipamentos por seus respectivos fabricantes. Pode ser compreendida como a perda relacionada à qualidade dos módulos.

No processo de fabricação dos módulos fotovoltaicos a partir de uma mesma tecnologia, os equipamentos são submetidos aos mesmos processos e composição material. Porém, a fabricação não resulta em equipamentos exatamente iguais e, estes, quando em operação, desempenham valores de potência distintos da potência nominal especificada.

Os catálogos emitidos pelos fabricantes trazem, junto ao valor de potência nominal nas condição-padrão (STC), uma tolerância (em W ou %) sobre a variação dessa potência, sendo geralmente um valor positivo. Por isso, essa tolerância pode representar, na verdade, um ganho. De maneira geral, os fabricantes mantêm um rígido controle no processo de fabricação e devem entregar os equipamentos dentro de um intervalo de tolerância declarado. A Portaria INMETRO nº 140/2022 estabelece que a partir de maio de 2025 todos os módulos comercializados no país devem apresentar valor de potência entre 100% e 105% da potência nominal declarada pelo fabricante na folha de dados ou no manual do produto.

Destaca-se que essa tolerância está relacionada também às garantias de desempenho oferecidas pelos fabricantes, que se comprometem a entregar equipamentos com potência dentro do intervalo de tolerância. Outra forma de garantia está ligada não à potência individual dos módulos, mas à potência total, podendo ser fornecidos módulos adicionais para compensar eventuais desvios. Também deve-se levar em consideração o histórico (*track-record*) do equipamento e do fabricante.

A Figura 103 relaciona as perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, apenas 8,9% dos projetos declararam ocorrência de perdas por tolerância sobre a potência nominal, sendo que destes, mais da metade considerou perdas de até 0,4%. Por outro lado, a grande maioria, cerca de 67% dos projetos, declarou ganhos de até 1% em aproximadamente 95% dos casos.

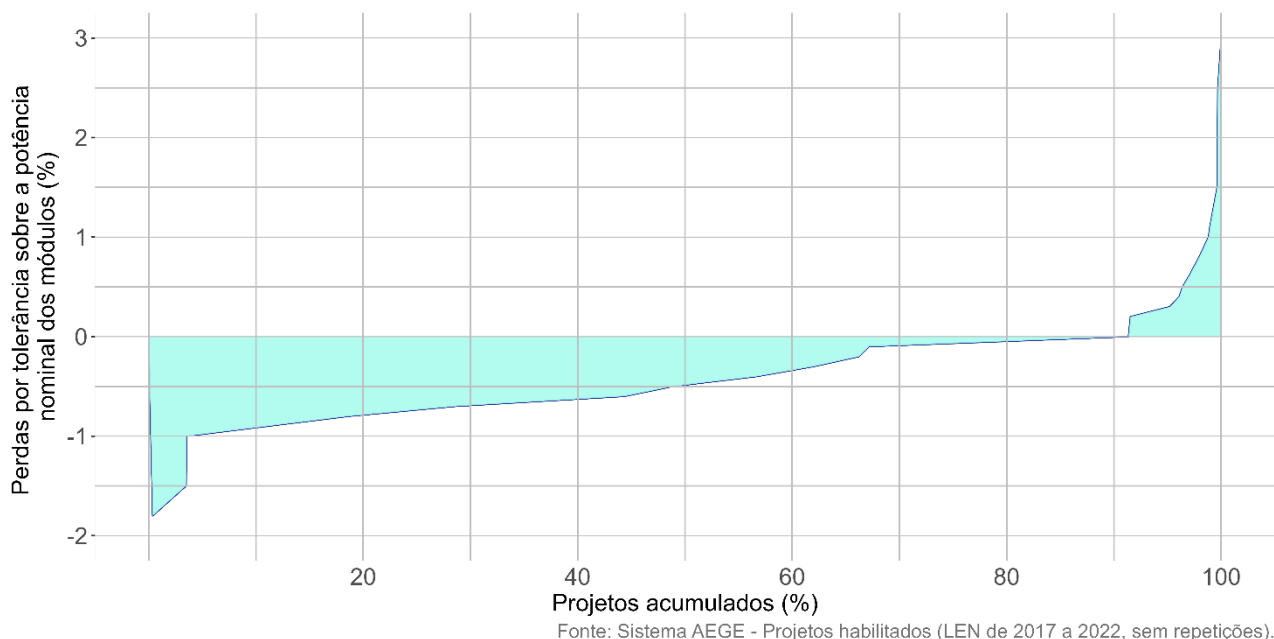


Figura 103 - Percentual acumulado de perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos

As empresas certificadoras consideram as informações sobre a tolerância dos módulos contidas nas especificações disponibilizadas pelos fabricantes no catálogo de cada módulo fotovoltaico.

A Figura 104 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos. É possível observar a tendência de ganhos ao redor de 0,5%.

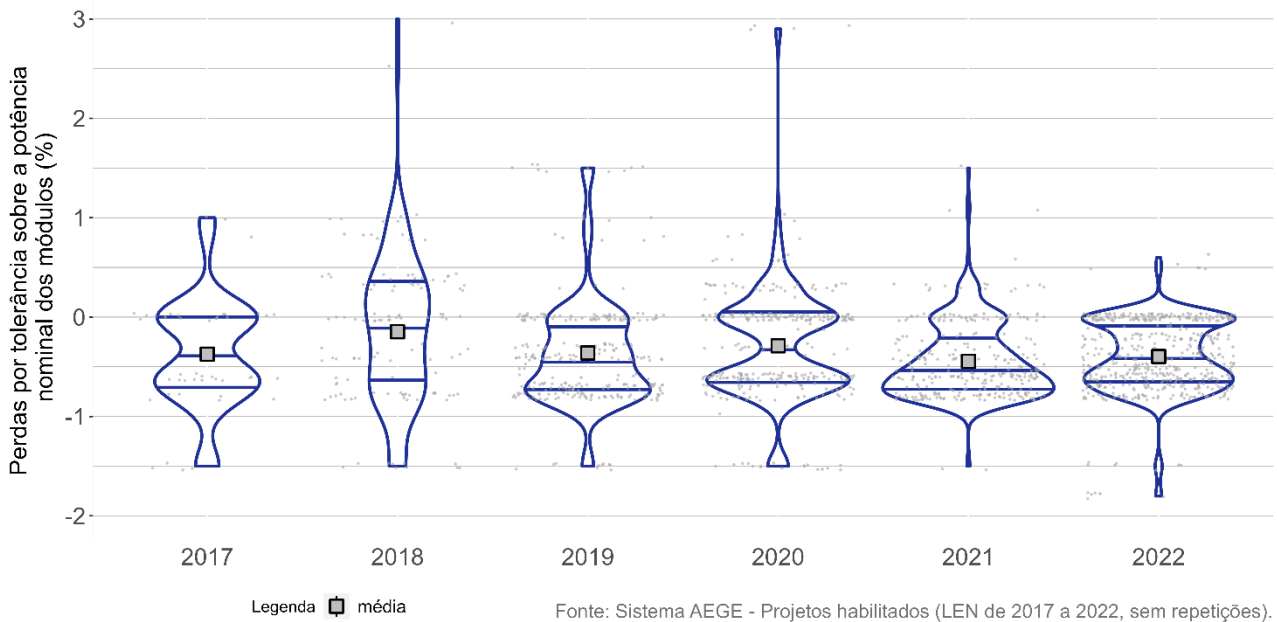


Figura 104 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos

A Figura 105 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos de acordo com as certificadoras. As estimativas de perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos apresentaram dispersão predominante entre 0 e -1%, correspondendo a ganho para os casos avaliados.

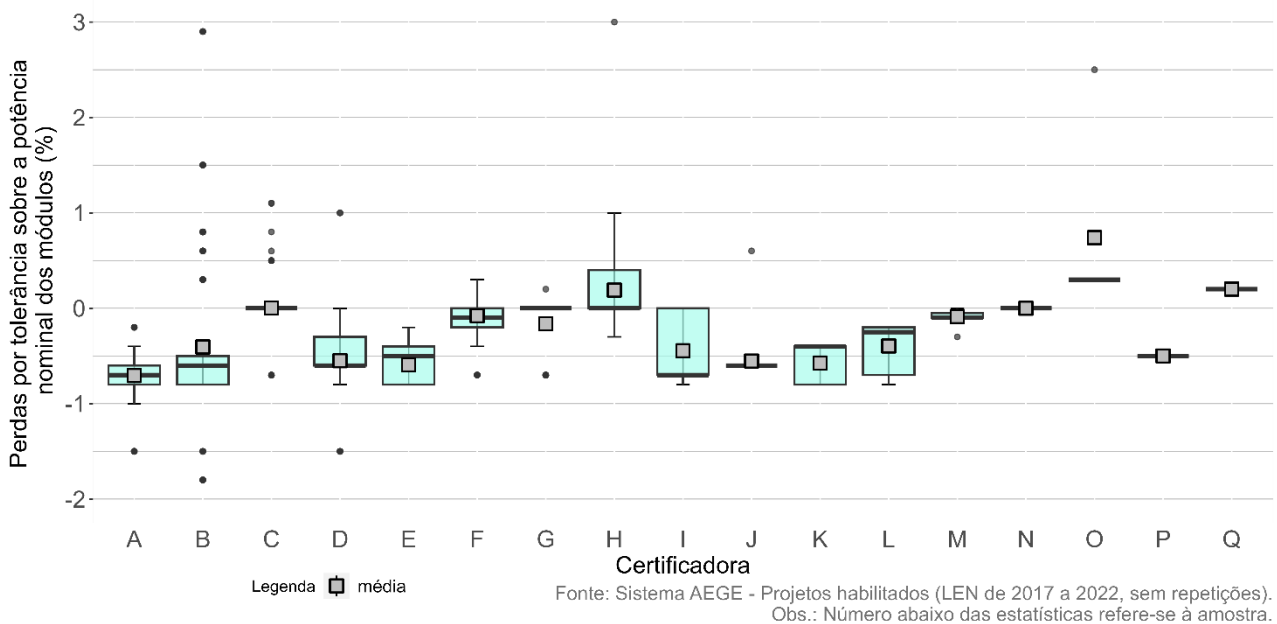


Figura 105 - Intervalos de ocorrência de perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos por certificadora

A Figura 106 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos de acordo com o fabricante do módulo utilizado nos projetos e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 921 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

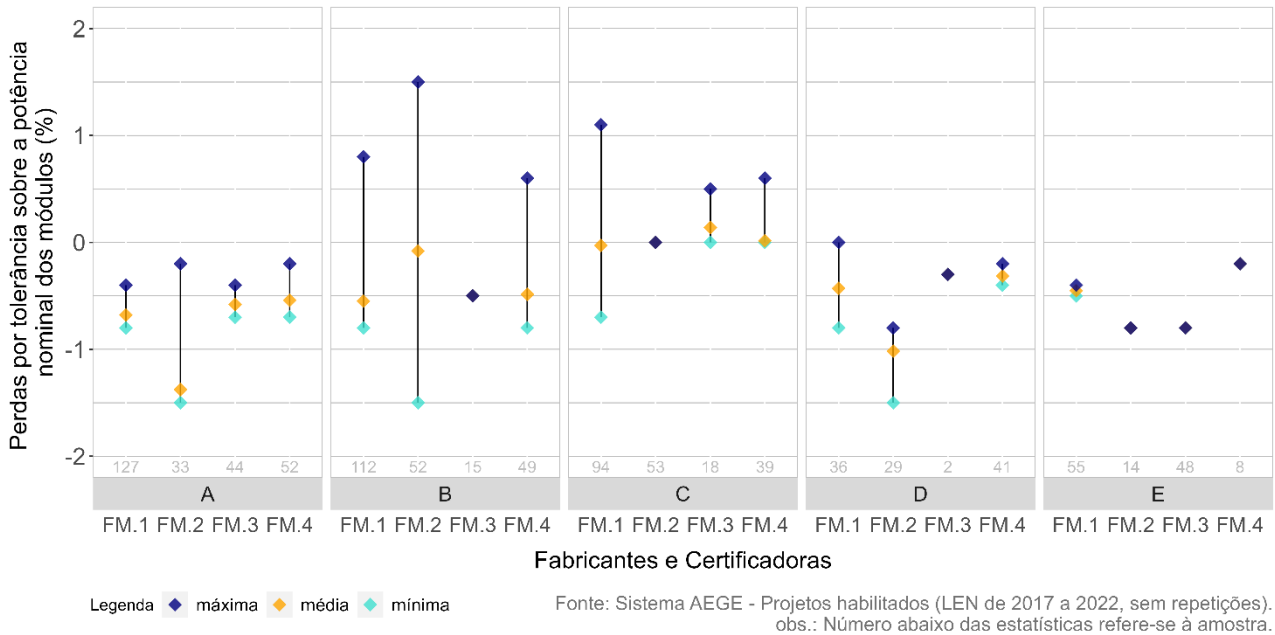


Figura 106 - Percentual de perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos de acordo com certificadora e fabricante de módulos

A Figura 107 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos de acordo com a tecnologia utilizada nos módulos dos projetos e os estados mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1057 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

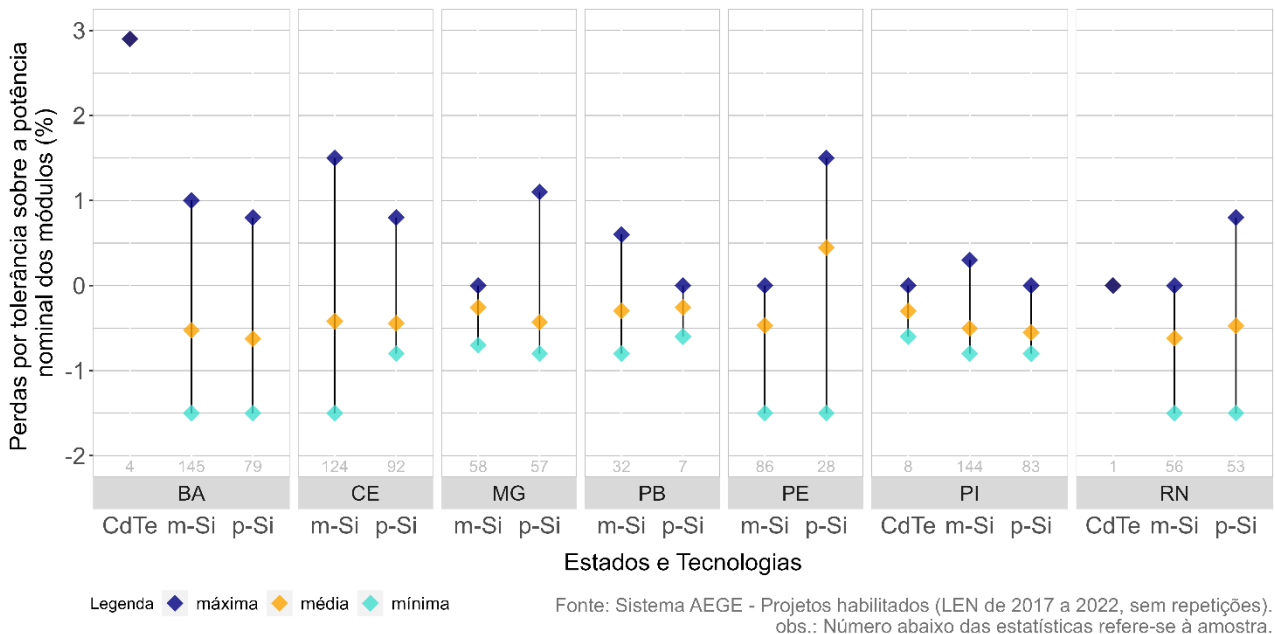


Figura 107 - Percentual de perdas por tolerância sobre a potência nominal dos módulos por tecnologia dos módulos e estado

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: potência média real dos módulos em relação à especificação do fabricante. Pode ser representada, em certos casos, como ganho.

3.12 Perdas Ôhmicas na Cablagem

A definição atual desta perda é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: perdas induzidas pela resistência dos condutores entre os módulos e entre os arranjos e a entrada do inversor.

As perdas ôhmicas na cablagem são provocadas pela resistência dos materiais condutores à passagem de corrente contínua entre a saída dos módulos e as caixas de conexão e das caixas de conexão até os terminais de entrada dos inversores, acarretando queda de tensão e dissipação de energia como calor residual. Trata-se, portanto, da perda em corrente contínua (CC) no cabeamento da usina. Com base nessa queda de tensão os *softwares* comerciais calculam para cada intervalo de tempo o carregamento dos condutores e as respectivas perdas de energia.

Essas perdas são modeladas a partir de uma resistência equivalente dos condutores da instalação do complexo fotovoltaico, calculada com base nos comprimentos e seções (bitola) dos cabos, considerando a tensão e corrente de máxima potência do módulo em condições padrão de teste. Também é afetada pelos equipamentos como caixas de conexão, fusíveis e bornes de contato.

Embora a definição se restrinja ao lado CC, algumas certificadoras mencionam também as perdas em corrente alternada (CA), ou seja, após o inversor (no transformador, por exemplo). Entende-se que as perdas elétricas em CA até o ponto de medição individual devam ser contabilizadas no parâmetro ΔP , previsto no cálculo de garantia física (vide diagrama no início do capítulo 3).

A Figura 108 relaciona as perdas ôhmicas na cablagem com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, mais de 95% dos projetos informaram valores de perdas ôhmicas inferiores a 1,5%.

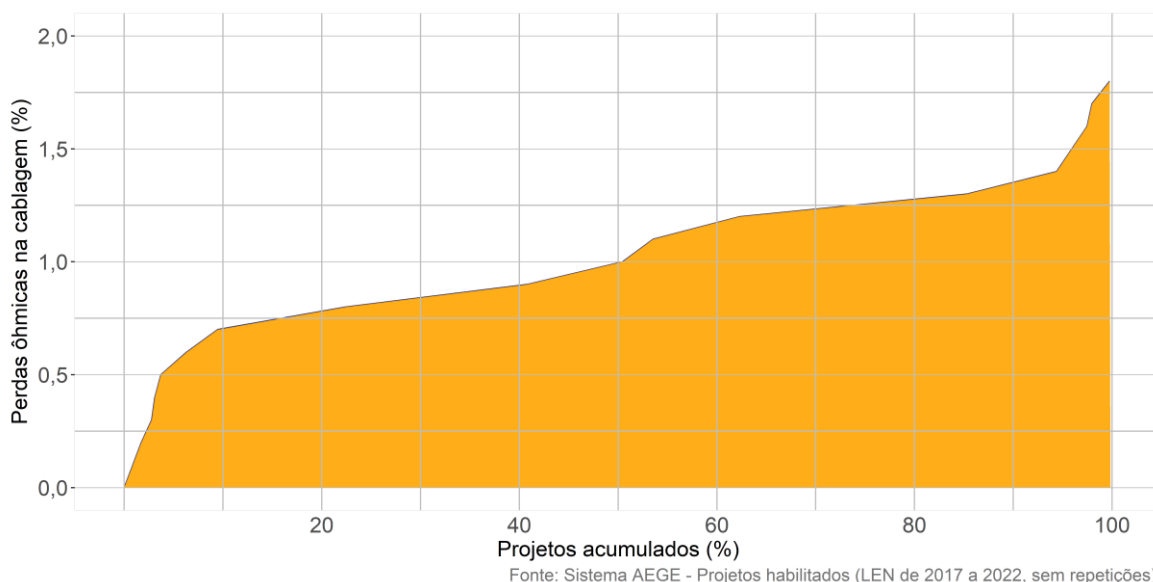


Figura 108 - Percentual acumulado de perdas ôhmicas na cablagem

A metodologia adotada pelas certificadoras consta da estimativa da resistência em condições padrão e correção do valor da resistência equivalente de acordo com o cálculo da tensão e corrente

da série fotovoltaica. As perdas geralmente são calculadas na simulação horária e apresentadas em valor percentual anual no resultado do *software* de simulação.

A Figura 109 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas ôhmicas na cablagem. O ano de 2022 representa a maior faixa de dispersão, porém com média de valores em torno de 1%, índice inferior ao observado nos anos anteriores.

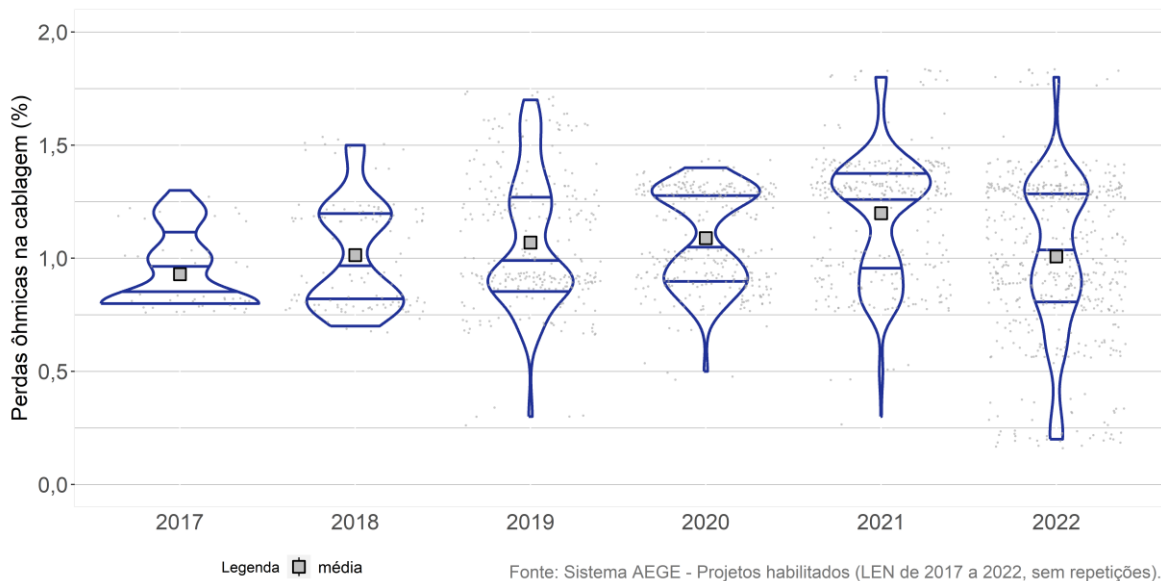


Figura 109 - Distribuição anual dos percentuais de perdas ôhmicas na cablagem

A Figura 110 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas ôhmicas na cablagem de acordo com as certificadoras. Os valores de perdas ôhmicas tenderam a se manter entre 0,75% e 1,5%, com ocorrências de *outliers* abaixo de 0,5% nas certificadoras A, B e C.

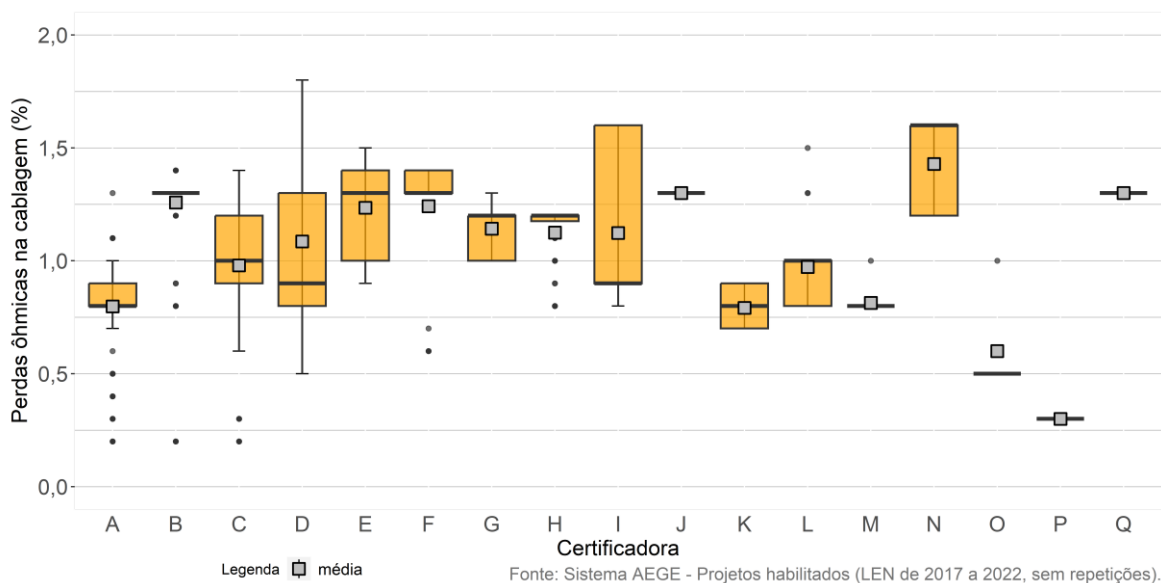


Figura 110 - Intervalos de ocorrência de perdas ôhmicas na cablagem por certificadora

A Figura 111 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas ôhmicas na cablagem de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. É possível observar que os projetos avaliados pela Certificadora D apresentam as maiores perdas nos estados em que apresenta quantidade elevada de projetos. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

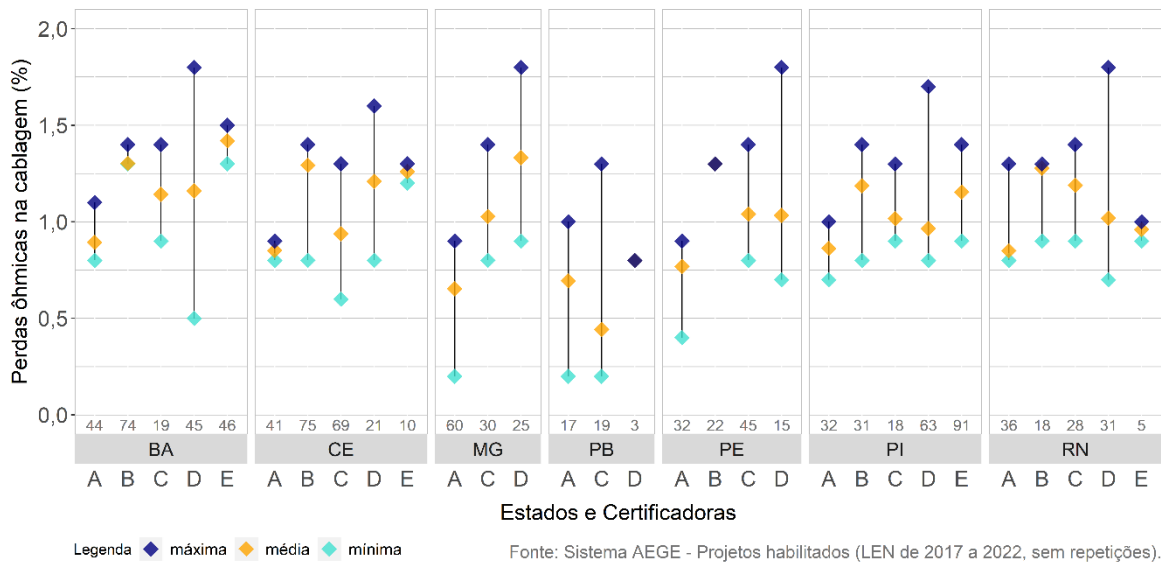


Figura 111 - Percentual de perdas ôhmicas na cablagem por estado e certificadora

A Figura 112 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas ôhmicas na cablagem de acordo com os arranjos elétricos adotados por cada projeto. A princípio era esperado um menor percentual de perdas nos casos com menor potência declarada de arranjo, no entanto observou-se que apenas uma faixa dos projetos com potência de arranjo inferior a 1 MW apresentou esta característica, o que pode estar associado ao uso de micro inversores, reduzindo o cabeamento CC.

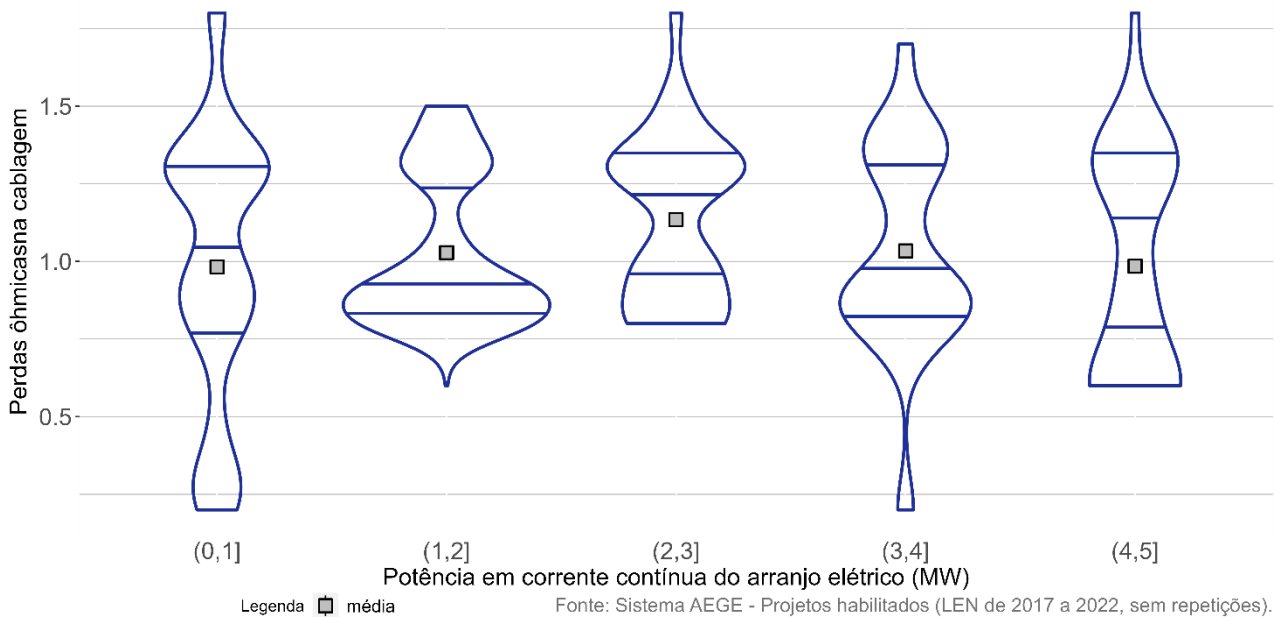


Figura 112 - Perdas ôhmicas em função da potência do arranjo

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: perdas provocadas pela resistência dos materiais condutores à passagem de corrente contínua entre a saída do módulo e a entrada do inversor.

3.13 Perdas por Eficiência do Inversor

A definição atual desta perda é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: perda no inversor na conversão CC/CA pela eficiência do equipamento.

O conceito de eficiência do inversor pode ser entendido como sendo a relação entre sua potência elétrica de saída e a potência elétrica disponível para conversão pelo arranjo fotovoltaico até o seu limite operativo. Atualmente, existem inversores comercialmente disponíveis com eficiência próxima a 99%.

Basicamente, dois parâmetros influenciam a eficiência do inversor com mais intensidade: carregamento e tensão. No primeiro caso, em consequência da variação da irradiância solar ao longo do dia, observa-se variação no carregamento do inversor. Os inversores raramente operam em uma potência fixa e cada modelo de equipamento pode apresentar diferentes comportamentos, traduzidos na sua curva de eficiência, encontrada nos catálogos dos fabricantes.

Com relação à tensão, assim como no carregamento, a eficiência varia de forma não linear conforme a variação de tensão no inversor. Uma elevação na tensão de entrada, provocada por redução de temperatura corresponde a uma menor intensidade de corrente pelo inversor, acarretando redução de perdas e aumento de eficiência. Por outro lado, com aumento de temperatura, observa-se redução da tensão de entrada no inversor com consequente aumento da corrente, resultando em redução da eficiência.

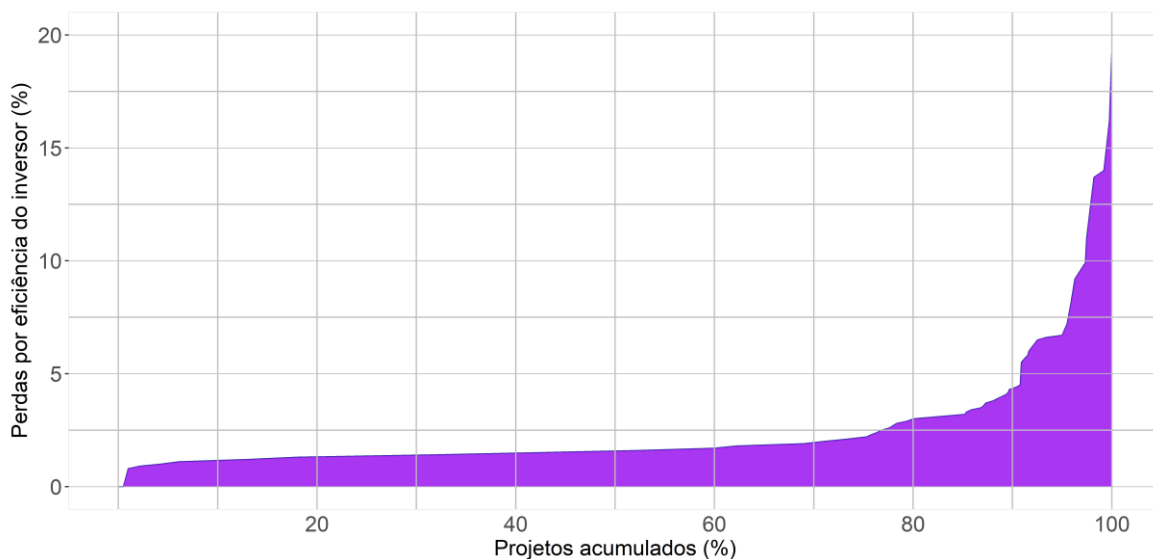
Ressalta-se, porém, os diferentes conceitos e normas que tratam sobre essa eficiência, havendo, por exemplo: a eficiência máxima e a europeia, comumente informadas nas fichas de dados dos equipamentos. Para fins de cálculo da produção de energia, fica a critério da certificadora qual considerar. Para fins de cadastro de projetos no sistema a AEGE, a EPE considera a máxima eficiência.

Nas descrições trazidas em algumas certificadoras, essa componente por vezes se confunde com a perda por controle de máxima potência (*clipping*), discutida na seção 3.14.

No cálculo, as certificadoras consideram não apenas um valor fixo de eficiência definido em catálogo, mas também as diversas perdas ocorridas no processo de conversão CC/CA, como as causadas por:

- Efeito da temperatura ambiente;
- Ultrapassagem da tensão e/ou potência máxima do inversor, na entrada e na saída (obtida da simulação de produção em intervalo horário ou menor);
- Baixa irradiação ou sombreamento, quando a tensão do arranjo não atinge a mínima operacional do inversor;
- Autoconsumo do inversor, para aquecimento/ventilação, monitoramento e durante a noite, por exemplo;
- Eventuais restrições de potência impostas ao inversor.

A Figura 113 relaciona as perdas por eficiência dos inversores com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, mais de 90,8% dos projetos informaram valores de perda por eficiência do inversor abaixo de 4,5%.

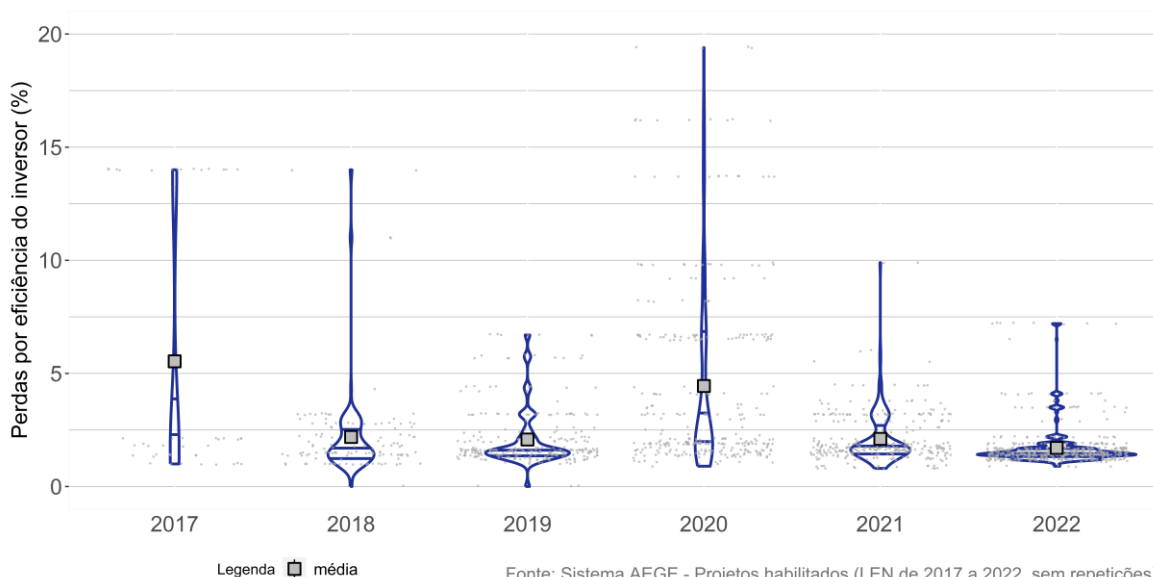


Fonte: Sistema AEGE - Projetos habilitados (LEN de 2017 a 2022, sem repetições).

Figura 113 - Percentual acumulado de perdas por eficiência do inversor

Para avaliação das perdas, as certificadoras se basearam nas curvas de eficiência fornecidas pelos fabricantes de inversores. Através de simulações de produção do projeto solar, características elétricas como: ponto de eficiência para cada tipo de carregamento, valores máximos e mínimos de tensão e corrente, buscadores de máxima potência, as estimativas de perdas pelo equipamento são estimadas.

A Figura 114 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas por eficiência do inversor fotovoltaico. Nos últimos dois anos é possível observar patamares reduzidos dessas perdas declaradas a partir dos projetos habilitados.



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

Figura 114 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por eficiência do inversor

A Figura 115 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por eficiência do inversor de acordo com as certificadoras. É possível identificar que há grande variação na dispersão de valores de acordo com as certificadoras, onde dispersões até 1% são mais frequentes, e dispersões superiores a 1% são vistas nas certificadoras A, D, F e G.

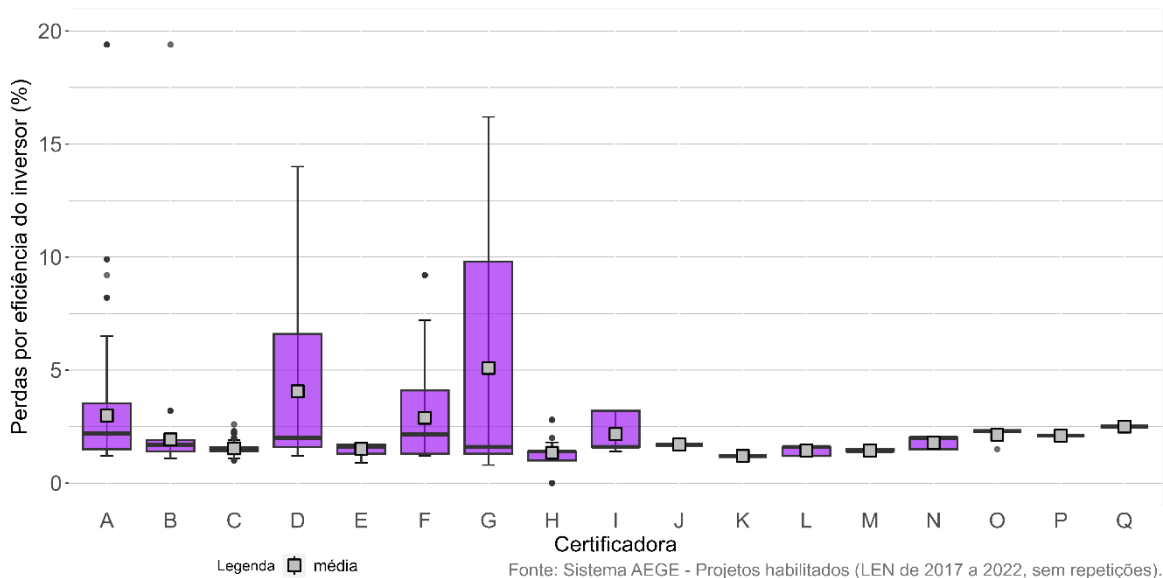


Figura 115 - Intervalos de ocorrência de perdas por eficiência do inversor por certificadora

A Figura 116 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por eficiência do inversor de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. Embora o estado do Piauí apresente os maiores valores de perdas individuais para as certificadoras A e B e o maior valor médio para o caso da Certificadora D, esses valores altos não parecem estar relacionados com o estado em si, mas com o dimensionamento e os modelos de inversores adotados nesses projetos. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

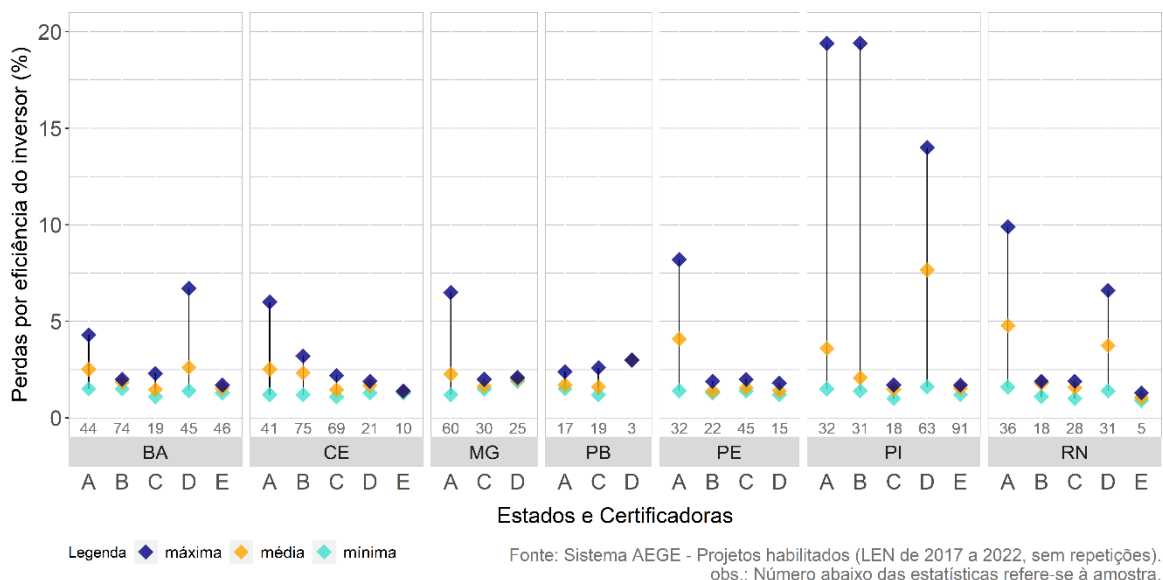


Figura 116 - Percentual de perdas por eficiência do inversor por estado e certificadora

A Figura 117 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por eficiência do inversor de acordo com o fabricante do inversor utilizado nos projetos e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 754 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022.

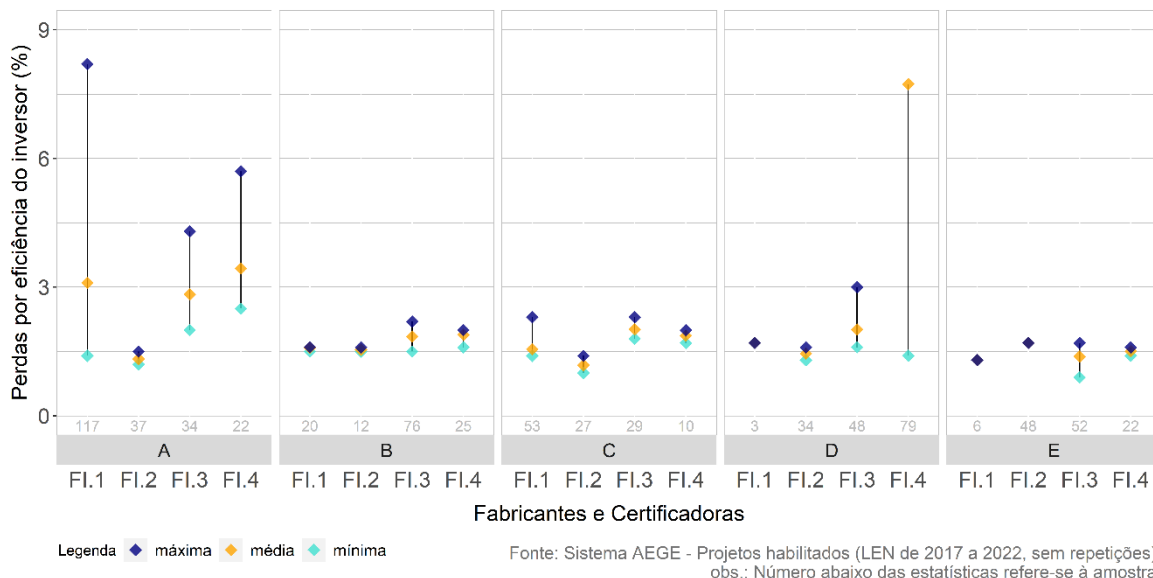


Figura 117 - Percentual de perdas por eficiência do inversor de acordo com certificadora e fabricante de inversores

O gráfico da Figura 118 mostra a variação dessa componente de perdas em função do Fator de Dimensionamento do Inversor, aqui apresentado como a relação entre as potências CC e CA dos arranjos fotovoltaicos. Como discutido no Caderno de Tecnologias de Geração (EPE, 2023), cada empreendedor adota, como critério de projeto, um FDI que depende de uma avaliação de custo e benefício, já que pode acarretar, por um lado, menor investimento e uma operação mais eficiente dos inversores e, por outro, o “desperdício” de uma parcela da energia fornecida pelos módulos fotovoltaicos devido à limitação da capacidade do inversor. De fato, o gráfico mostra que as perdas são maiores em projetos mais sobredimensionados. Essa prática de subdimensionamento do inversor foi intensificando ao longo do tempo e pode estar associada à queda no preço dos módulos de forma mais acelerada que os demais componentes, fazendo com que seja vantajosa a instalação de maior potência CC, ainda que as perdas por sobrepotência no inversor aumentem. Aquele estudo ressalta, no entanto, a possível subestimativa das perdas quando há alta variabilidade do recurso solar na escala intra-horária, sendo mais impactante quanto maior a relação CC/CA.

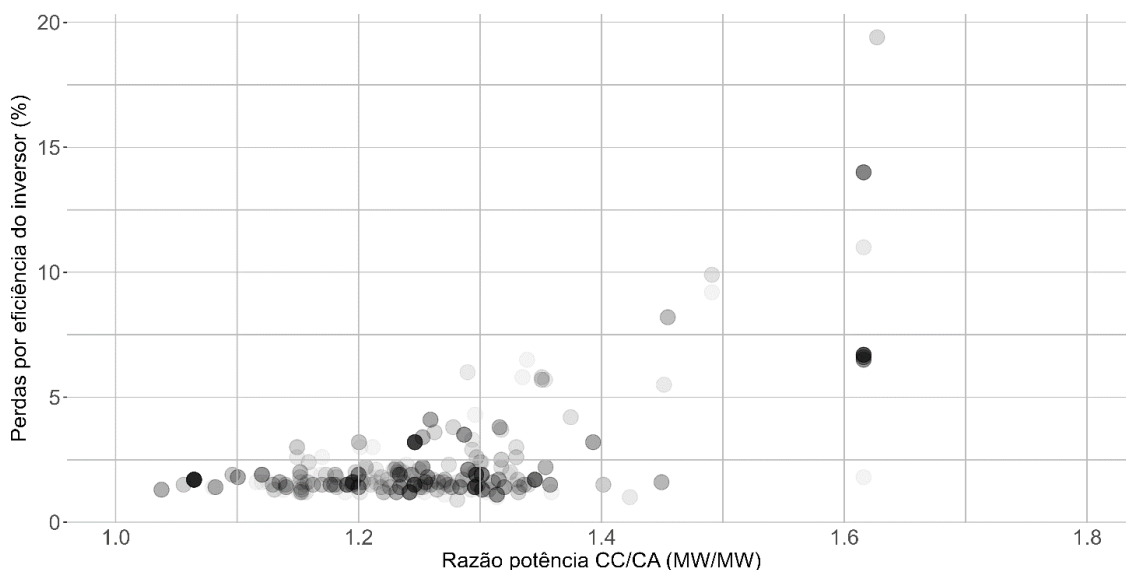


Figura 118 - Percentual de perdas por eficiência do inversor em função do fator de dimensionamento do inversor (FDI – relação entre a potência CC e CA do arranjo fotovoltaico)

Não há proposta de alteração da definição desta perda nas Instruções.

3.14 Perdas por Controle de Potência Máxima – MPPT (*Clipping*)

A definição atual desta perda é descrita da seguinte forma no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica: perda pela diferença da potência máxima atingível do arranjo e a condição de operação real, incluindo ajuste operativo (*power clipping*) de excesso de potência.

As perdas por controle de potência máxima dependem do dimensionamento dos módulos fotovoltaicos em relação à potência do inversor. Os inversores são os equipamentos responsáveis por transformar a corrente contínua (CC) gerada nos módulos em corrente alternada (CA), adequada a ser injetada na rede elétrica. A melhor relação CC-CA deve ser avaliada de acordo com cada projeto e suas especificidades técnico-econômicas.

Usualmente, os arranjos fotovoltaicos são dimensionados com potência nominal superior à potência do inversor, prática que pode trazer benefícios devido à otimização econômica do projeto. Nesses casos, a curva de injeção de energia nos períodos de maior incidência de irradiação solar é limitada, havendo aumento da relação CC-CA. Quando a potência de entrada CC do inversor se torna maior que sua potência CA de saída, ocorre uma limitação de potência de saída, caracterizando o “*clipping*”. Por outro lado, o ganho com a quantidade de energia fornecida no início da manhã, final da tarde e em dias nublados tende a ser maior que a energia perdida no *clipping*. É necessário encontrar um equilíbrio entre a potência dos módulos e a potência do inversor para obter uma relação CC-CA de máximo rendimento ou que resulte na otimização econômica do projeto.

A Figura 119 relaciona as perdas por controle de potência máxima com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados nos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, aproximadamente 80% dos projetos da amostra adotaram valores inferiores a 2%.

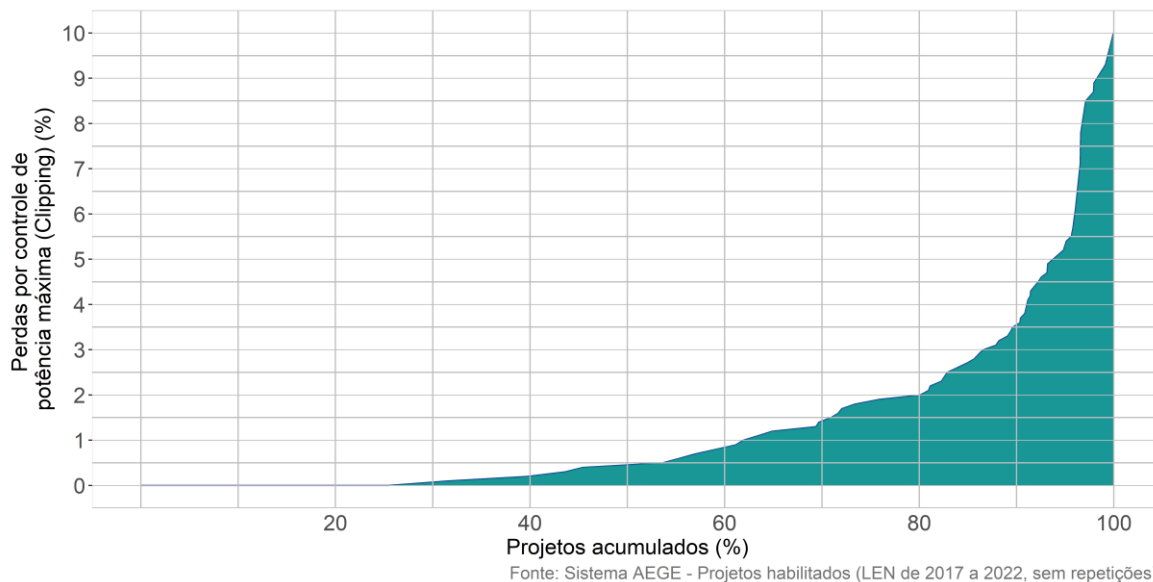


Figura 119 - Percentual acumulado de perdas por *clipping*

Novamente, nas descrições trazidas em algumas certificadoras essa componente por vezes se confunde com a eficiência do inversor, discutida na seção 3.13.

De acordo com as certificações, esta perda está relacionada à limitação ou atraso temporal do seguidor de máxima potência (MPPT) do inversor em ajustar seu ponto ótimo quando da variação de irradiação e temperatura. Entre os fatores de influência, também são citadas as restrições de potência que excedem o limite de entrada (CC) ou a capacidade nominal do inversor (CA).

Algumas certificações destacam que o uso de módulos bifaciais pode levar a um maior valor dessa perda, já que tais equipamentos podem atingir potências maiores. De fato, o gráfico da Figura 120 mostra uma distribuição de valores um pouco maiores para os projetos com módulos bifaciais, ainda que uma pequena quantidade de projetos com módulos monofaciais resulte em valores maiores.

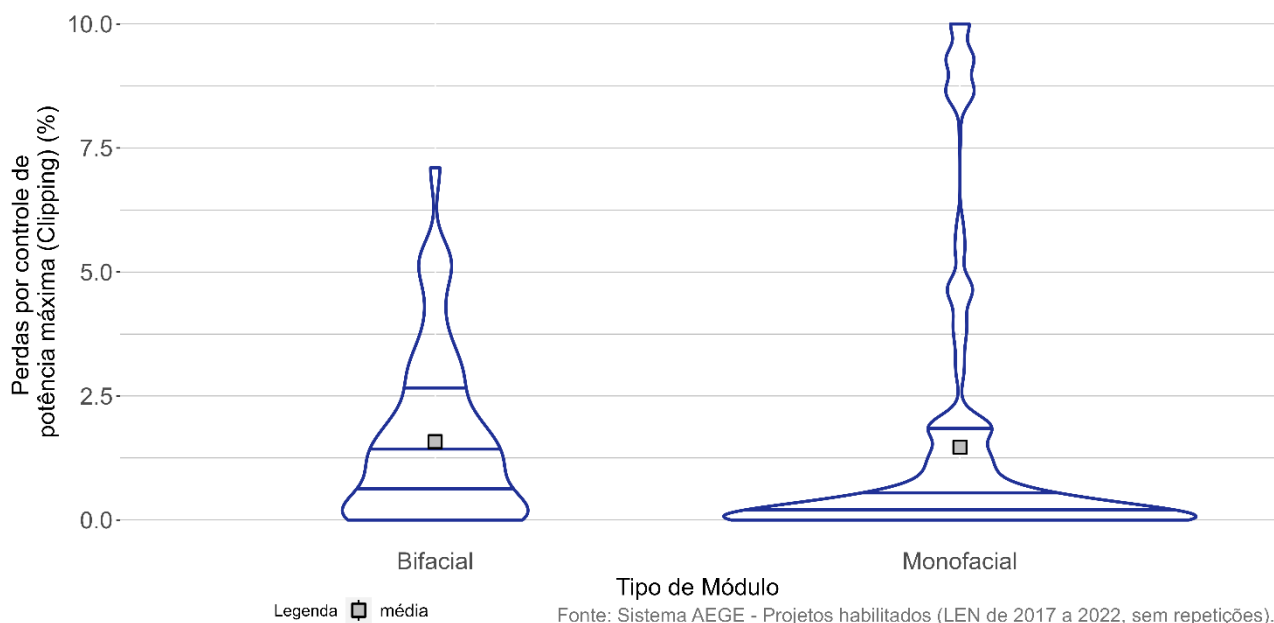


Figura 120 - Perdas por clipping para módulos mono e bifaciais

Para o cálculo da energia que será desperdiçada pelo *clipping* as certificadoras utilizam *softwares* para calcular as perdas por controle de potência máxima, com base nos parâmetros de entrada, como características dos equipamentos, radiação e temperatura. Reforça-se a importância de um cálculo que considere tanto os efeitos de curto prazo (com granularidade temporal horária, por exemplo, considerando curvas de eficiência específicas para cada inversor em função do carregamento e da tensão de entrada do equipamento), como os de longo prazo (considerando, por exemplo, o efeito da degradação dos módulos na possível menor perda no inversor ao longo dos anos).

A Figura 121 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as perdas por controle de potência máxima. É possível observar a oscilação da média dos valores declarados ao longo dos anos, é possível identificar uma grande concentração dentro da faixa até 2% entre os anos de 2017 e 2019. A partir deste ano, perdas superiores a 5% começaram a ser vistas com maior frequência e em 2022 é possível identificar uma distribuição mais constante entre 0 e 5%, sem ocorrência de perdas superiores a 6%.

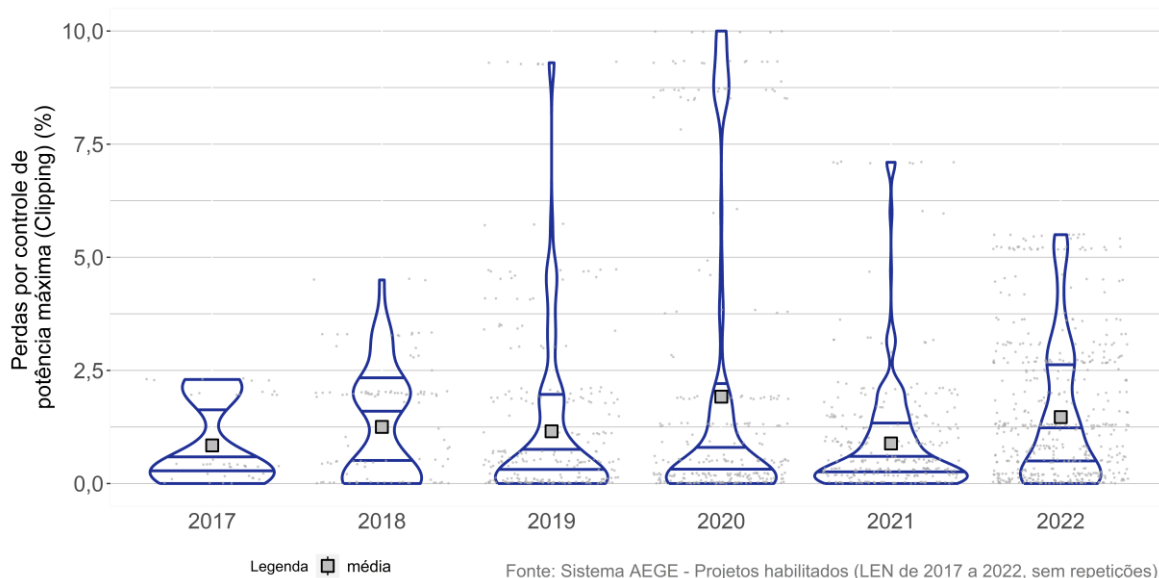


Figura 121 - Distribuição anual dos percentuais de perdas por clipping

A Figura 122 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por controle de potência máxima de acordo com as certificadoras. É possível identificar que a maioria das certificadoras concentra seus resultados entre 0 e 4%, com exceção das certificadoras C, D e L. Nota-se adicionalmente que nas certificadoras C e D metade dos dados apresenta valores inferiores a 1,25%.

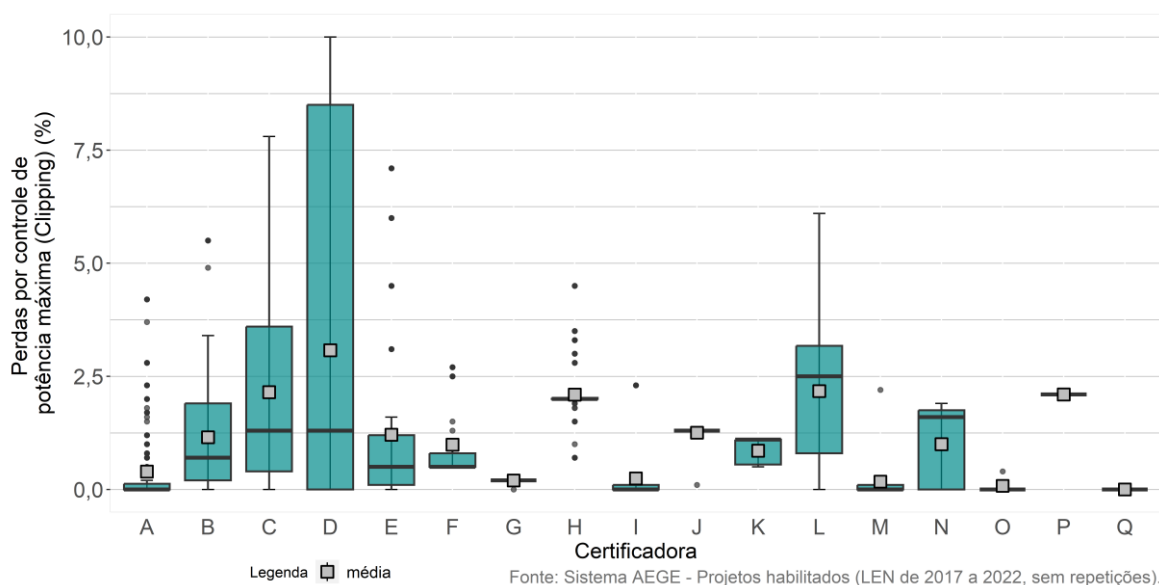


Figura 122 - Intervalos de ocorrência de perdas por clipping por certificadora

A Figura 123 apresenta os valores declarados no AEGE para as perdas por controle de potência máxima de acordo com a unidade da federação e as empresas certificadoras mais relevantes. Para a construção deste gráfico foi utilizada uma amostra de 1.065 projetos habilitados dos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022. É possível perceber que em alguns estados há maior variância das perdas esperadas das perdas por clipping por certificadora. Este comportamento é visível nos estados do Piauí e o Rio Grande do Norte, onde é possível identificar perdas máximas inferiores a 2,5% para certificadora A e superiores a 8% na certificadora C.

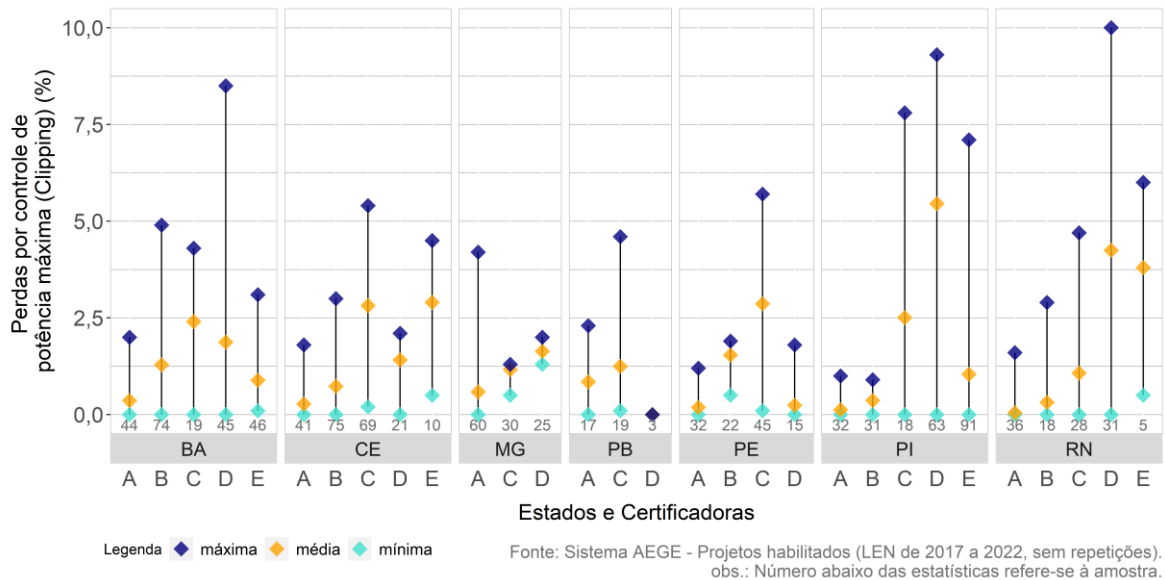


Figura 123 - Percentual de perdas por *clipping* por estado e certificadora

Considerando a grande influência esperada entre a potência total dos módulos fotovoltaicos (CC) e a potência total de conversão dos inversores (CA) e o percentual de perdas por controle de potência máxima, a Figura 124 apresenta a correlação entre ambas as variáveis. É possível perceber uma forte concentração dos projetos entre 1 e 1,4 (CC/CA), com em perdas estimadas entre 0 e 7,5%, porém com grande quantidade de ocorrência de projetos com razões superiores a 1,2 e perdas iguais a 0.

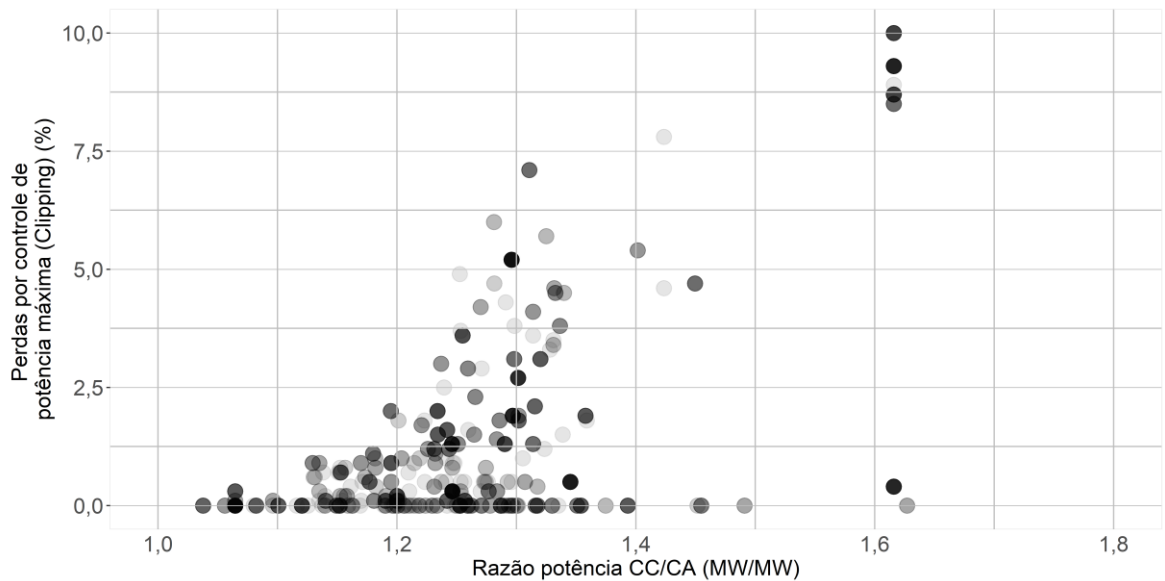


Figura 124 - Perdas por *clipping* por razão entre potência CC e potência CA

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: perdas causadas pela limitação da potência de saída inversor (*power clipping*), objetivando a otimização econômica do projeto. Nesses casos, em que os arranjos fotovoltaicos são dimensionados com potência nominal superior a potência do inversor, a potência de saída é limitada, acarretando perdas nos períodos de maior irradiação.

3.15 Outras perdas

Estas perdas não estão definidas no documento Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica. Entre as perdas listadas pelas certificadoras e não relacionadas nos itens anteriores, há:

- Indisponibilidade do seguidor, associada à imprecisão do rastreador, inoperância por falhas e condições de alta velocidade do vento, quando os seguidores ficam em posição horizontal (*stall*).
 - Destaca-se que mesmo quando os seguidores operam em condição fora da ideal a usina ainda pode ser capaz de gerar, embora produzindo menos, o que se traduz nesta perda. E, obviamente, em projetos com estruturas fixas, esta perda não deve existir.
 - Entende-se que as indisponibilidades por falhas devam ser contabilizadas na Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) da usina.
- Elétricas (entre o inversor e o ponto de conexão): perdas associadas aos transformadores elevadores, rede interna da usina, subestação de interesse restrito.
 - Conforme Instruções de Cadastramento, tais perdas não devem ser consideradas no cálculo da produção certificada, mas no parâmetro ΔP (consumo interno e perdas elétricas dos inversores até o ponto de medição individual), abatido no cálculo de garantia física.
- Performance do sistema: falhas não detectadas no sistema de corrente contínua e desempenho inferior verificado na operação, em função de problemas nos módulos e fiação, que tendem a aumentar com o tempo.
 - Novamente, entende-se que as falhas devam ser consideradas nas taxas de indisponibilidade (TEIF e IP) da usina.
- Corte de geração (*curtailment*): Corte da geração devido à restrição de uso do sistema de transmissão compartilhado entre usinas associadas.
 - Tais cortes de geração devem ser considerados como perdas no cálculo da produção certificada.

A Figura 125 relaciona as ocorrências de Outras Perdas com o percentual acumulado de projetos, considerando todos os 1.616 projetos habilitados nos Leilões de Energia Nova entre 2017 e 2022, sem repetição de projetos. Para o período considerado, aproximadamente 55% dos projetos da amostra adotaram valores nulos, com aproximadamente 45% entre 0 e 7%.

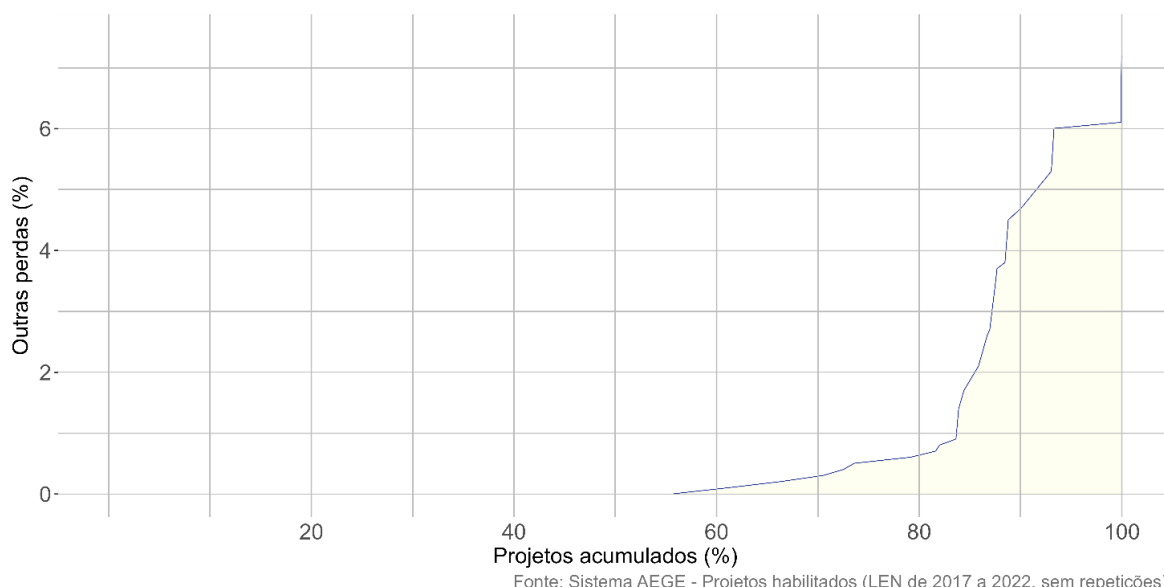


Figura 125 - Percentual acumulado de Outras Perdas

A Figura 126 apresenta a dispersão dos valores declarados no AEGE para as Outras Perdas. É possível observar uma grande concentração dos valores declarados ao longo dos anos entre 0% e 1%. É possível identificar também concentrações em outros patamares, que variam de acordo com o ano analisado. A partir de 2020 é possível identificar uma distribuição mais constante próximo ao valor 6%.

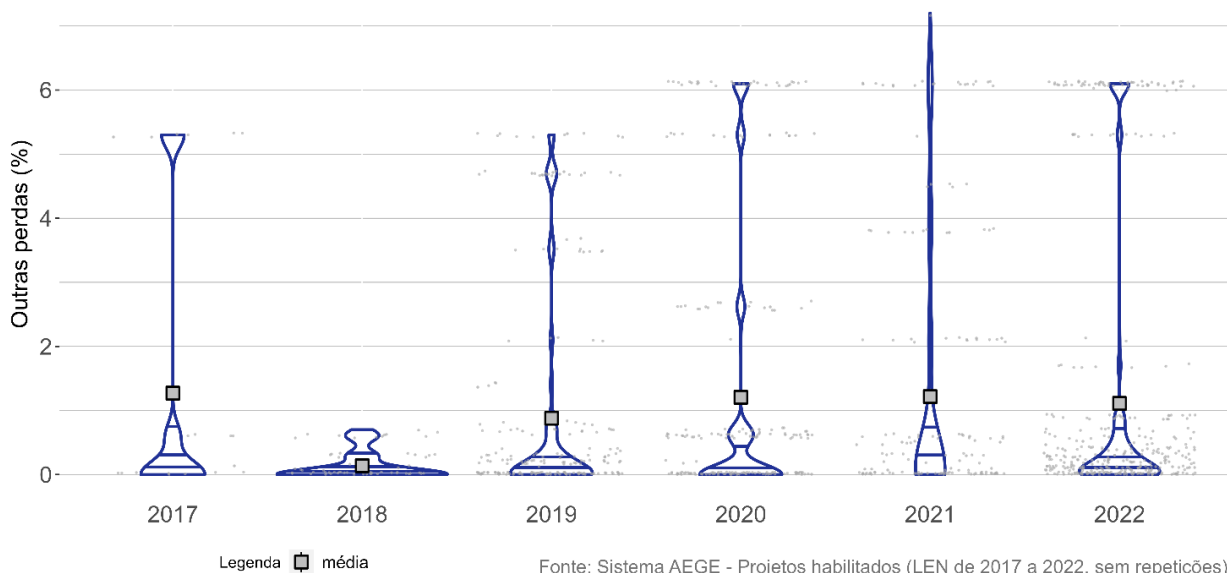


Figura 126 - Distribuição anual dos percentuais de Outras Perdas

A Figura 127 apresenta os valores declarados no AEGE para Outras Perdas de acordo com as certificadoras. É possível identificar que a maioria das certificadoras concentra seus resultados entre 0 e 1%, com exceção das certificadoras C, E, F, I e O. Nota-se adicionalmente que nas certificadoras C, E e I metade dos dados apresenta valores inferiores a 1%.

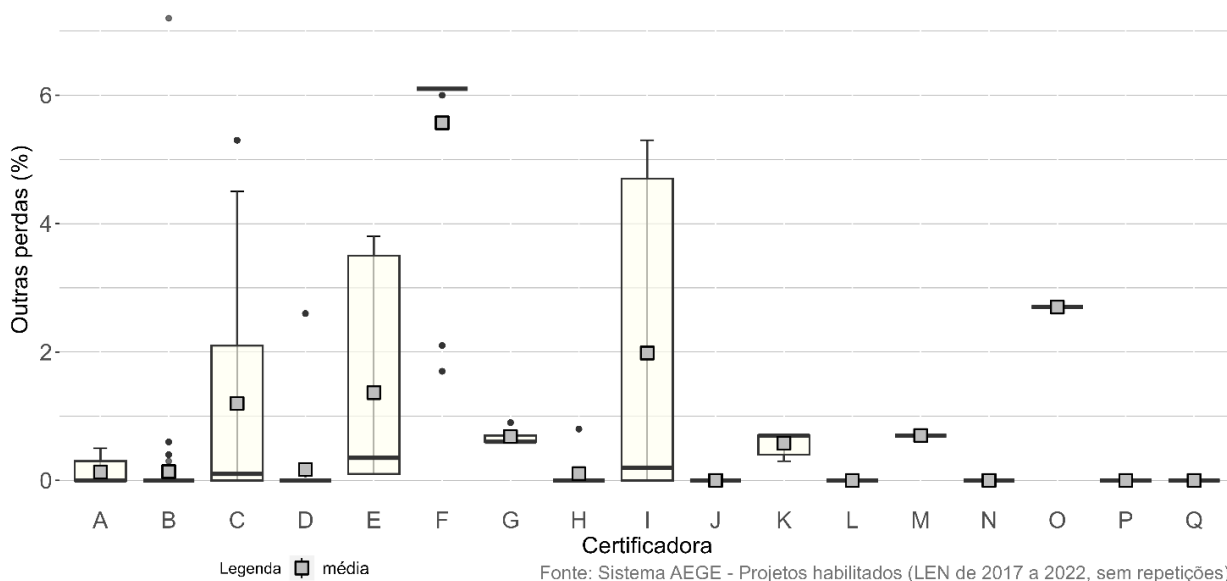


Figura 127 - Intervalos de ocorrência de Outras Perdas

Reforça-se que as “outras perdas” são aquelas estimadas para o cálculo da estimativa de geração (P50) e não devem incluir o consumo interno e perdas elétricas até o ponto de medição

individual (parâmetro ΔP) e nem as taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP), abatidas após o P50 no cálculo de garantia física, conforme diagrama da Figura 46.

A proposta de definição para as Instruções é descrita a seguir: outras perdas não incluídas nas demais componentes.

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 fotovoltaica.

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, existem fortes indícios de que os valores adotados para 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 as tentativas de obter gráficos adicionais que apresentassem alguma correlação com outros fatores de influência, tais como: fabricantes de módulos e inversores, bifacialidade, tempo de medição, tipo de estrutura, tecnologia, etc. De forma geral, tentou-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 um 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 cadastrados e habilitados pela EPE em Leilões de Energia Nova de 2017 a 2022. No entanto, é possível que após o cadastro o desenvolvedor tenha feitos 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 os documentos cadastrados em anos anteriores.

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 com relação ao que deverá ser avaliado nas estimativas de incertezas e perdas.

5. 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 Garantia Física de projetos fotovoltaicos. 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, indisponibilidades, constrained-off elevado, etc.
- TEIF e IP: estudo com análise das taxas de indisponibilidade forçada e programada declaradas para os projetos fotovoltaicos. A TEIF e IP afetam diretamente o cálculo e o recálculo de garantia física de projetos, o que aumenta a importância da elaboração de um estudo para mapear os valores adotados nos projetos diante do avanço tecnológico dos equipamentos e da evolução da gestão estratégica de manutenção das usinas.
- Disponibilização de gráficos interativos adicionais de incertezas e perdas de centrais fotovoltaicas 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.

6. Referências

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

Braga, M.; Nascimento, L. R.; Rüther, R., 2020. Modelagem espectral e avaliação dos impactos espectrais no desempenho das tecnologias fotovoltaicas de Mc-Si e CdTe em climas quentes e ensolarados. Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS.

DNV, 2020. Bifacial PV technology: technical considerations. 2020. Disponível em: <http://dnv.com/article/bifacial-pv-technology-technical-considerations-186095/> <acesso em 09/05/2024>

EPE, 2023. Caderno de Tecnologias de Geração 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-tecnologias-de-geracao>.

Greener, 2021. Estudo Estratégico. Grandes Usinas Solares 2021, Mercado Livre e Regulado

INMETRO, 2012. Avaliação de dados de medição: Guia para expressão de incerteza de medição – GUM 2008. Disponível em: https://www.gov.br/inmetro/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/documentos-tecnicos-em-metrologia/gum_final.pdf <acesso em 20/06/2024>

INMETRO, 2022. Portaria nº 140, de 21 de março de 2022. Disponível em: <http://sistema-sil.inmetro.gov.br/rtac/RTAC002957.pdf> <acesso em 09/04/2024>

Konzen, G., Ruschel, C.S., Ponte, G.P., 2019. Módulo bifacial: lançamento dos anos 80 aterrissa agora nos projetos comerciais. Cenários Solar. Disponível em: <https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/modulo-bifacial-lancamento-dosanos-80-aterrissa-agora-nos-projetos-comerciais/> <acesso em 03/11/2021>

Meier, M. (Spectral) Albedo of Natural and Artificial Undergrounds in Sight of Bifacial Photovoltaic Performance under Overcast and Clear Sky Conditions. Master Thesis – Department of Microsystems Engineering, University of University of Freiburg, Fraunhofer ISE. Zürich, 2021.

NREL, 2024. Bifacial photovoltaic module degradation dynamics. 2024. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/89056.pdf> <acesso em 10/05/2024>

NASCIMENTO, L.R. Treinamento: Projetos de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Centralizada, Laboratório FOTOVOLTAICA - UFSC - Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis- SC. Treinamento ministrado de forma on-line para a equipe da EPE. 2022.