

Caderno de Tecnologias de Geração | 2023

Evolução dos projetos cadastrados nos Leilões
de Energia e suas Características Técnicas



Empresa de Pesquisa Energética

Colaboradores

Coordenação Geral

Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar

Gustavo Pires da Ponte

Thiago Ivanoski Teixeira

Equipe Técnica

Anderson da Costa Moraes

André Luiz da Silva Velloso

André Makishi

Andressa Soares dos Santos

Bruno Faria Cunha

Bruno Crotman

Caio Leocadio

Helena Portugal Gonçalves da Motta

Jorge Gonçalves Bezerra Júnior

Josina Saraiva Ximenes

Micael Martins Silva

Nathália Tavares

Paula Monteiro Pereira

João Marcos de Oliveira Gaio (Estagiário)

Ministério de
Minas e Energia



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Efrain Pereira da Cruz

**Secretário de Planejamento e Transição
Energética**
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

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

NOTA TÉCNICA EPE/DEE/026/2023-R0



Empresa de Pesquisa Energética

Presidente

Angela Regina Livino de Carvalho(interina)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Giovani Vitória Machado (interino)

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

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

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

epe Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i> PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO		
<i>Estudo</i> Caderno de Tecnologias de Geração 2023		
<i>Macro - atividade</i>		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	22/05/2023	Emissão original

APRESENTAÇÃO

Esta Nota Técnica apresenta um retrato dos empreendimentos de geração centralizada de energia elétrica a partir das fontes eólica, solar fotovoltaica, hídrica (CGH e PCH) e termelétricas (a biomassa, gás natural, carvão etc.) cadastrados na EPE para os Leilões de Energia. Busca-se, assim, registrar as evoluções observadas nos projetos ao longo dos últimos 14 anos em que a EPE realiza o processo de habilitação técnica desses empreendimentos (2009 a 2022), com vistas à participação nos leilões.

Há outras tecnologias de geração não representadas neste documento, seja pela baixa (ou nula) quantidade de projetos cadastrados para os leilões (solar heliotérmica, por exemplo) ou por apresentarem características específicas a cada empreendimento (grandes hidrelétricas). De toda forma será possível acrescentar novos gráficos e análises em futuras edições do Caderno de Tecnologias.

Destaca-se o enfoque, neste documento, nas características técnicas dos projetos. Os detalhes sobre a participação em cada leilão podem ser acompanhados nos informes publicados pela EPE¹ e os aspectos relativos aos custos das fontes são apresentados no “Caderno de Preços de Geração” [1].

Publicações semelhantes são encontradas também em outros mercados e serviram de inspiração para este documento, como o “Energy Catalogue”², da Dinamarca, e o “Annual Technology Baseline”³, do NREL (EUA).

¹ Disponíveis em <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>

² <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>

³ <https://atb.nrel.gov/electricity/2022/technologies>

SUMÁRIO

Apresentação.....	2
1 Introdução.....	5
2 Cadastramento e Habilitação Técnica nos Leilões de Energia.....	7
2.1 Contratações e preço da energia	10
3 Empreendimentos Eólicos.....	13
3.1 Introdução	13
3.2 Aspectos relativos ao Recurso Eólico.....	13
3.3 Incerteza da Estimativa de Produção de Energia.....	18
3.4 Equipamentos.....	20
3.5 Fator de Capacidade	22
3.6 Prazo de Implantação.....	26
4 Empreendimentos Fotovoltaicos.....	28
4.1 Introdução	28
4.2 Aspectos relativos ao Recurso Solar	28
4.3 Incerteza da Estimativa de Produção de Energia.....	32
4.4 Equipamentos.....	33
4.4.1 Módulos fotovoltaicos	33
4.4.2 Inversores	38
4.4.3 Estruturas de suporte dos módulos	40
4.5 Fator de Capacidade	41
4.6 Prazo de Implantação.....	44
4.7 Custo de Investimento.....	44
5 Empreendimentos Hidrelétricos (PCH e CGH).....	46
5.1 Introdução	46

5.2	Aspectos relativos ao recurso hídrico e potencial hidrelétrico.....	47
5.3	Equipamentos e estruturas principais.....	52
5.3.1	Turbinas e Geradores.....	53
5.3.2	Reservatório.....	61
5.3.3	Barramento e vertedouro	63
5.3.4	Sistema de adução	67
5.4	Fator de capacidade e informações energéticas	70
5.5	Prazos de implantação.....	72
6	Empreendimentos Termelétricos	75
6.1	Combustíveis e Inflexibilidade	76
6.2	Porte e Eficiência	82
6.3	Fator de Capacidade e Informações Energéticas	85
6.4	Custos Associados aos Combustíveis.....	87
6.4.1	Custo Variável Unitário – CVU.....	88
6.4.2	Receita Fixa Associada ao Combustível - RFcomb	92
6.5	Prazo de implantação	93
7	Considerações finais	95
8	Referências	99

1 INTRODUÇÃO

O Novo modelo do setor elétrico brasileiro, instituído em 2004, criou os ambientes de contratação regulada (ACR) e livre (ACL). No âmbito do ACR a contratação ocorre por meio de leilões. Desde 2004 foram realizados 89 certames [2], sendo eles leilões de **energia existente** (empreendimentos com outorga de concessão, permissão ou autorização na abertura do processo do leilão), de **energia nova** (empreendimentos sem outorga de concessão, permissão ou autorização na data de início do processo público licitatório, ou parte de empreendimento existente que tenha sido objeto de ampliação), de **fontes alternativas** (empreendimentos de pequeno porte que geram energia a partir de fontes renováveis), de **energia de reserva** (energia suplementar, contratada com o objetivo de aumentar a segurança energética), de **ajuste** (realizados para atender cada distribuidora e com contratação por no máximo 2 anos), de **projetos estruturantes** (usinas classificadas como de caráter estratégico e relevante interesse público), além do Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de Reserva de Capacidade, do Leilão para Contratação de Potência Elétrica e de Energia Associada e do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia.

A EPE é responsável pelo cadastramento e pela habilitação técnica dos empreendimentos que participam dos leilões, recebendo, portanto, informações sobre as tecnologias de todos os projetos cadastrados. Nesta publicação são apresentados dados dos projetos cadastrados para os leilões de energia nova, leilões de fontes alternativas e leilões de reserva de energia realizados entre 2009, ano em que o sistema AEGE foi implementado, e 2022. Não foram incluídas informações dos projetos que participaram do Processo Competitivo Simplificado, do Leilão para Contratação de Potência Elétrica e de Energia Associada, dos Leilões de Energia Existente e nem dos Leilões dos Sistemas Isolados.

No capítulo 2, apresentam-se dados gerais sobre potência e quantidade de projetos cadastrados e contratados de todas as fontes de geração de energia elétrica. Nos capítulos seguintes, é abordada cada tecnologia individualmente, mostrando a evolução dos aspectos tecnológicos e dos recursos referentes aos empreendimentos habilitados pela EPE para participar dos leilões ao longo deste período.

Destaca-se que a EPE já publicou análises semelhantes às apresentadas aqui, em documentos específicos sobre as fontes eólica [3], solar fotovoltaica [4] e biomassa [5]. Portanto, este Caderno de Tecnologias traz uma atualização dos dados apresentados naqueles estudos, além de incluir outras fontes.

Para conhecer o funcionamento das tecnologias e o potencial de cada fonte, recomendam-se os livros “Energia Renovável” [6] e “Energia Termelétrica” [7], publicados pela EPE.

Registra-se que as informações e gráficos apresentados apenas compilam e agregam os dados dos projetos cadastrados para os Leilões de Energia, mas sem especificar as características individuais de cada empreendimento, uma vez que estes dados têm valor comercial e pertencem aos desenvolvedores, não sendo dados públicos, cabendo à EPE somente a guarda destes.

2 CADASTRAMENTO E HABILITAÇÃO TÉCNICA NOS LEILÕES DE ENERGIA

Entre 2012 e 2022, foram cadastrados⁴ acumuladamente na EPE mais de 30 mil projetos em leilões de energia nova, distribuídos conforme gráfico apresentado na Figura 1. Os valores acumulados, em geral, não fornecem uma visão clara da disponibilidade de projetos para cada fonte de energia, uma vez que o número de leilões por ano pode variar, um mesmo projeto pode ser cadastrado mais de uma vez no mesmo ano para diferentes leilões, as regras dos leilões podem diferir entre si, dentre outros motivos. Por outro lado, os leilões de energia são importantes indicadores sobre o desenvolvimento de empreendimentos, principalmente quando avaliados individualmente ou comparados entre si.

Para uma adequada análise dessas informações é importante inicialmente destacar que:

- A partir da publicação do Decreto 5.163/2017, ampliou-se o horizonte de realização de leilões de energia nova;
- Estão incluídos como leilões de energia nova, os leilões de energia nova propriamente ditos (A-3, A-4, A-5 e A-6), os leilões de energia de reserva (ER), os leilões de reserva de capacidade sob a forma de energia (LRCE) e os leilões de fontes alternativas (FA);
- O ano de 2020 contou apenas com o Leilão de Energia Nova A-4, com os processos de cadastramento e habilitação finalizados, mas que não foi realizado em decorrência da pandemia de Covid-19.

⁴ Mais detalhes sobre os números de cadastramento e habilitação técnica em cada leilão são encontrados em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>

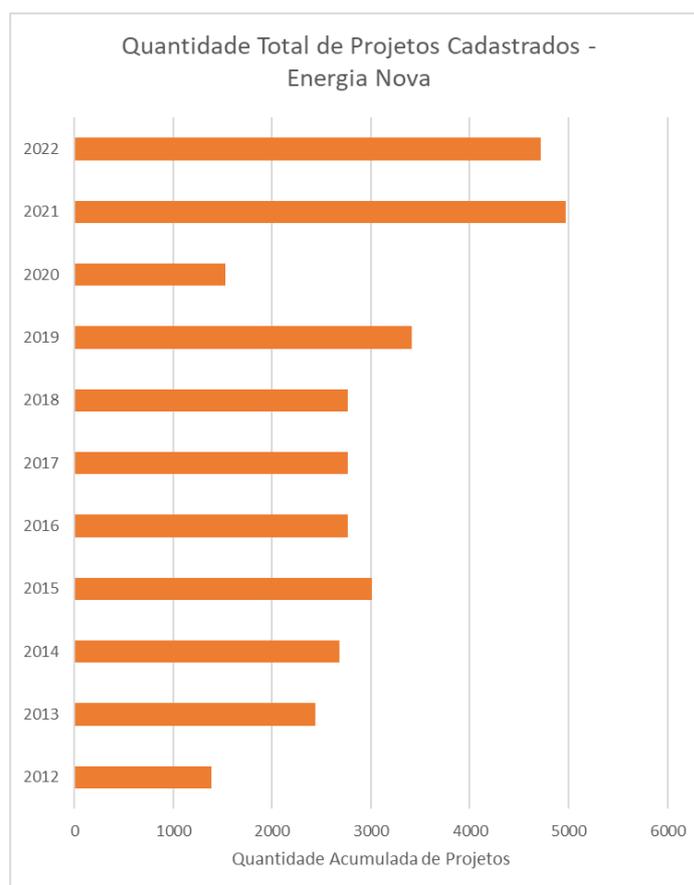


Figura 1 - Total de projetos cadastrados em Leilões de Energia Nova, por ano, considerando a soma acumulada dos leilões

Sendo assim, uma visão mais clara das informações, ao longo dos anos permite avaliar a disponibilidade de projetos para as diferentes fontes de energia e a efetivação de políticas de expansão (subsídios, leilões específicos etc.). A Figura 2 apresenta um gráfico, para o período de 2012 a 2022, no qual foi considerada apenas uma contabilização de um mesmo projeto a cada ano⁵. É possível perceber o aumento crescente do número de projetos, com destaque para os anos 2013 e 2014, em que a fonte solar fotovoltaica iniciou sua participação nos leilões.

⁵ Um mesmo projeto pode ser cadastrado para diferentes leilões ao longo do ano. Para representar a amostra efetiva de oferta de geração, esses projetos são contabilizados apenas uma vez nos gráficos.

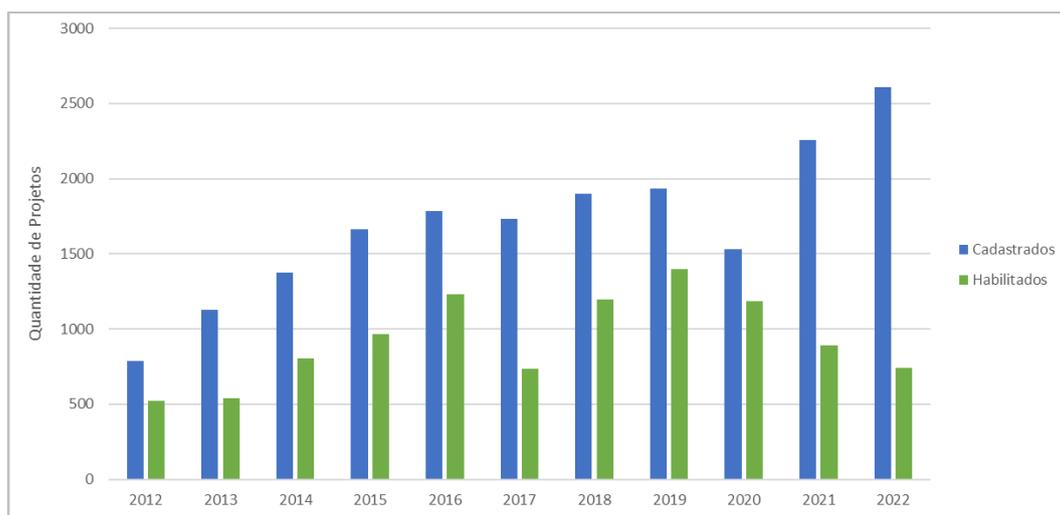


Figura 2 - Evolução do número de projetos cadastrados e habilitados, considerando apenas participação única do projeto a cada ano

Por outro lado, ao se analisar a quantidade de projetos habilitados, é possível observar uma redução relevante em 2017 e uma retomada de crescimento a partir de 2018, mas de forma mais tímida em comparação com os anos imediatamente anteriores, possível consequência da alteração de regras para habilitação e necessidade de disputa de margem de escoamento para conexão à rede. A disputa por espaço para escoamento da geração se iniciou em 2015 e teve impacto crescente na inabilitação de empreendimentos desde então. Por outro lado, entende-se que essa etapa trouxe mais transparência ao processo e segurança quanto à conexão dos projetos. Mesmo com tais restrições, o ano de 2019 contou com a habilitação de quase 1.400 projetos de energia nova.

A capacidade de conexão e escoamento, e consequentemente de habilitações, nos últimos anos tem sido influenciada pela maior expansão e conexão de projetos do ACL, que consomem parte da margem disponível. Ao mesmo tempo, à medida que entraram em operação os reforços na rede planejados em anos anteriores, essa capacidade voltou a aumentar, refletindo o maior percentual de habilitações entre 2018 e 2020.

Uma avaliação da potência habilitada de empreendimentos neste período mostra a disponibilidade de mais de 65 GW de energia nova em um mesmo ano (2019), conforme apresentado na Figura 3. Mesmo contando com as usinas hidrelétricas de maior porte, a fonte hídrica é a que possui a participação mais tímida, sendo que as fontes eólica e solar fotovoltaica correspondem a mais de 50% da oferta de potência anual, em todos os anos avaliados.

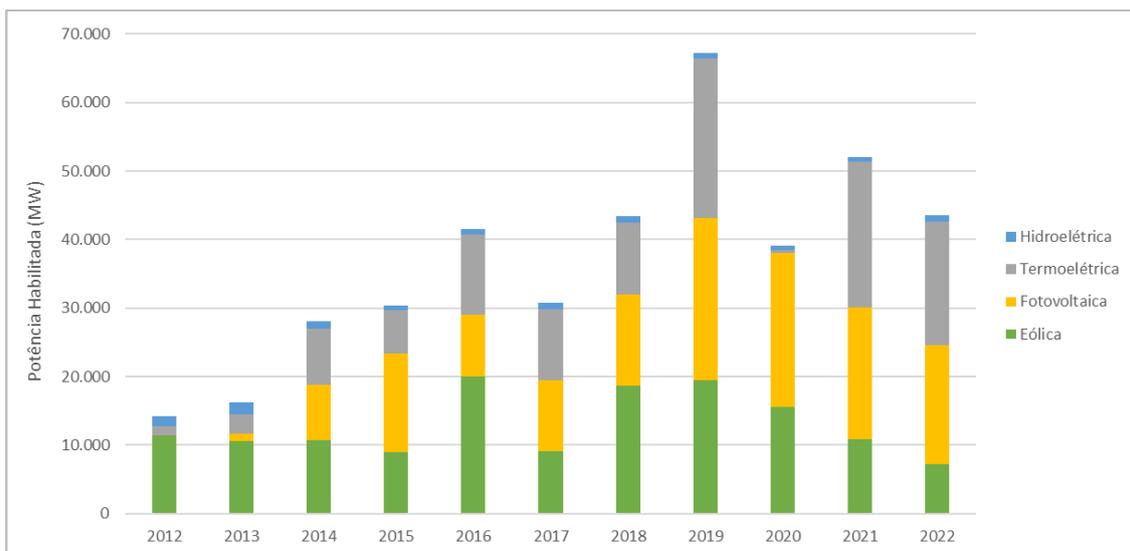


Figura 3 - Evolução do total de potência habilitada por ano e por fonte, considerando apenas participação única do projeto a cada ano

É importante observar que os projetos termelétricos de maior potência participam apenas de leilões com prazo de entrada em operação maiores, compatíveis com o tempo necessário para implantação deste tipo de empreendimento (A-5, A-6 ou LRCE), não tendo sido contabilizados esses projetos no ano de 2020 (A-4).

2.1 Contratações e preço da energia

Os empreendimentos habilitados interessados disputam os leilões e a contratação é feita de acordo com a demanda do sistema elétrico. A Figura 4 mostra a evolução da capacidade contratada e dos preços de contratação de todas as fontes abordadas neste trabalho entre os anos de 2009 e 2022. Contratações dos leilões de ajuste, leilões de energia existente, leilão de reserva de capacidade e processo simplificado não foram considerados. Os preços estão atualizados de acordo com o IPCA acumulado até junho de 2022.

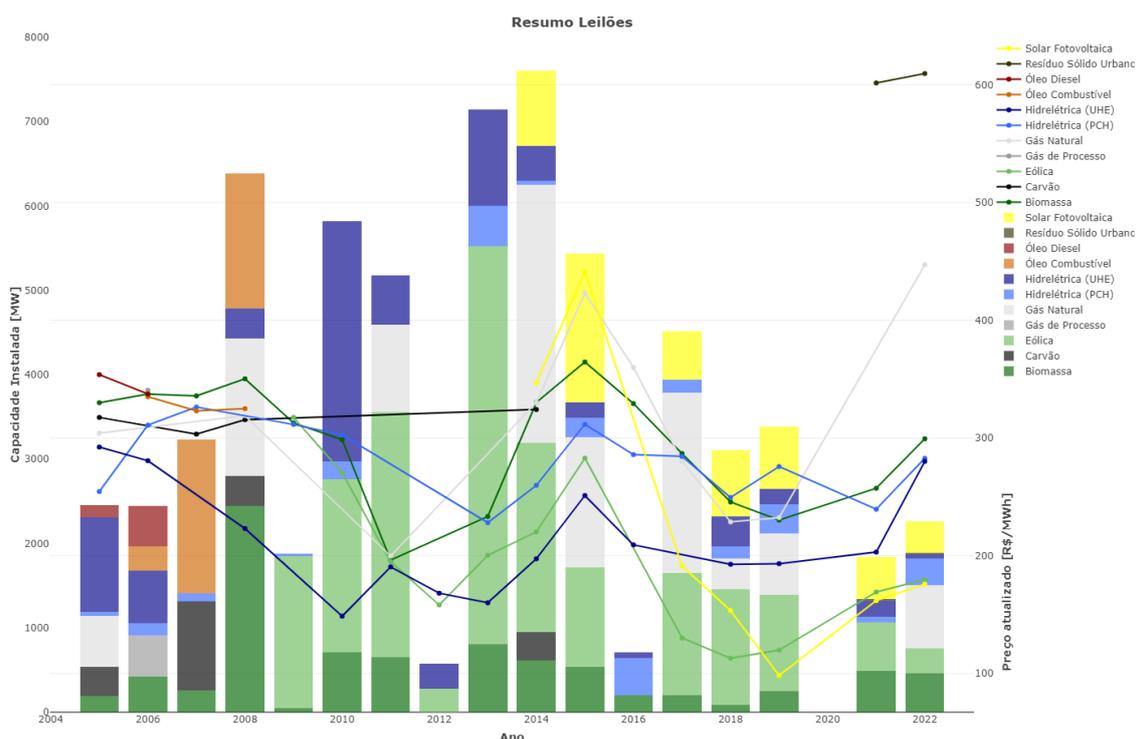


Figura 4 - Capacidade e preço médio contratados a cada ano. Fonte: Adaptado de [2]

Destaca-se que as regras dos leilões foram aperfeiçoadas ao longo do tempo, refletindo também as particularidades de cada fonte. Os contratos, por exemplo, podem ser de 15 a 25 anos, a depender do ano e da tecnologia. O tipo de contrato (disponibilidade ou quantidade) também varia, levando a alocações de riscos diferenciados. A forma de remuneração e atualização de preços, sobretudo de termelétricas, também passou por mudanças. Em paralelo, as condições de financiamento passaram por aprimoramentos e mudanças que refletem as condições econômicas de cada momento. Todas essas questões, embora não sejam discutidas em detalhes neste documento, afetam o preço de energia e tornam mais complexa a comparação dos números apresentados. Os preços atualizados, mostrado na Figura 4, refletem os valores de Índice Custo-Benefício (ICB)⁶ resultantes nos leilões.

O gráfico da Figura 5 contabiliza a capacidade total contratada de cada fonte nesses leilões, que somam 63,9 GW; com destaque para as eólicas (31,3%) e gás natural (19,3%) e hidrelétricas (17,4%), com a ressalva explicada anteriormente de que esse gráfico não considera alguns certames.

⁶ Mais informações sobre o ICB de termelétricas em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-526/EPE-DEE-RE-038-2018-r0.pdf>

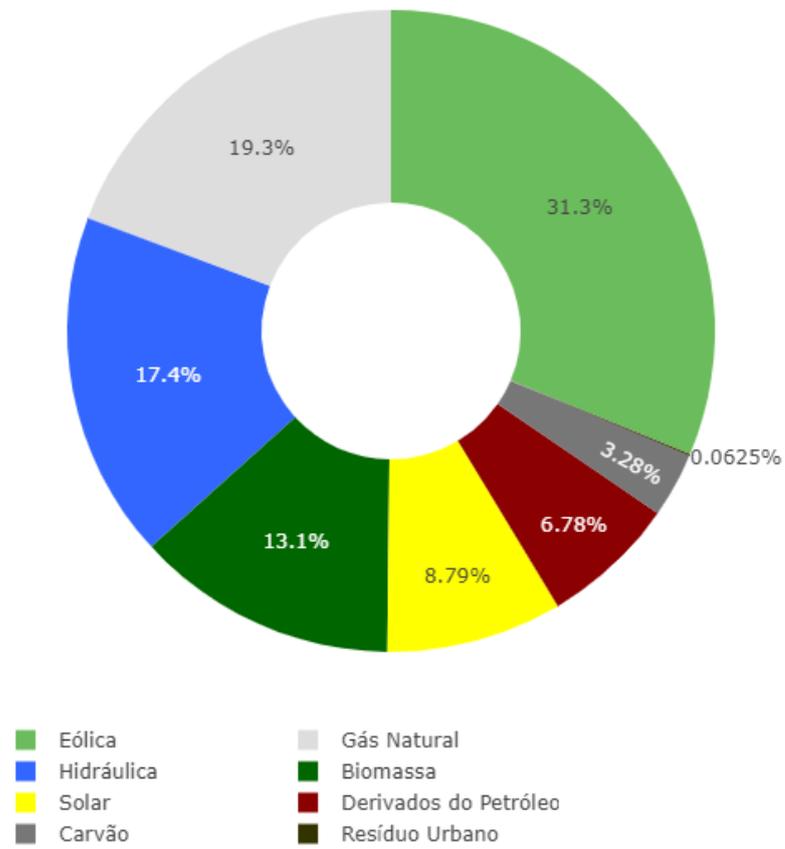


Figura 5 - Percentual da capacidade contratada nos Leilões de Energia, por fonte

3 Empreendimentos Eólicos

3.1 Introdução

As turbinas eólicas funcionam capturando a energia cinética do vento através das pás do rotor e transferindo-a para o eixo de acionamento, o qual pode ser conectado a uma caixa de engrenagens e ao gerador, ou diretamente ao gerador (direct driver). O gerador converte a energia rotacional do eixo em energia elétrica.

As turbinas *onshore* mais utilizadas são caracterizadas por possuírem eixo horizontal e três pás. As usinas eólicas ou parques eólicos constituem-se de uma ou mais turbinas posicionadas de modo a melhor aproveitar a energia cinética do vento, de acordo com o espaço disponível. A implantação de um parque eólico depende de vários critérios como: a disponibilidade e característica do recurso eólico, disponibilidade de local para implantação, obtenção de licenças ambientais e de outorga da ANEEL.

No Brasil, o primeiro leilão com contratação de usinas eólicas, denominado segundo leilão de reserva, ocorreu em 2009. Desde então, a participação desta fonte nos leilões cresceu, juntamente com a redução do seu preço e a evolução da tecnologia. Atualmente, a capacidade instalada de geração de energia elétrica oriunda do recurso eólico representa mais de 11% da matriz elétrica brasileira, superando a marca de 20 GW de potência [8].

3.2 Aspectos relativos ao Recurso Eólico

O recurso eólico no Brasil, em especial nas Regiões Nordeste e Sul, é considerado um dos melhores do mundo. Na região Nordeste, o vento é caracterizado por pouca variação em sua direção, altas velocidades médias e baixa ocorrência de eventos extremos, o que favorece a operação dos equipamentos [9]. Na região Sul, embora haja uma grande variação na direção do vento e maiores ocorrências de velocidades extremas, a velocidade do vento é alta e propicia um bom aproveitamento do recurso.

Neste tópico são apresentadas análises relativas ao recurso eólico, com base nos dados certificados dos empreendimentos habilitados tecnicamente nos leilões de energia. As Certificações de Dados Anemométricos e de Produção de Energia são documentos elaborados por entidades independentes e com experiência comprovada, onde são calculadas as estimativas de produção anual dos parques eólicos e as incertezas associadas a essa estimativa, a partir das características dos projetos e das medições anemométricas realizadas nos locais dos parques.

Informações mais detalhadas sobre recurso eólico, como sazonalidade média por estado, alturas de medições e exemplos de histograma e rosa dos ventos de parques eólicos foram apresentadas nas Notas Técnicas EPE-DEE-NT-041_2018-r0 [10] e EPE-DEE-017/2020-r0 [3].

Para a habilitação técnica de um empreendimento eólico, exige-se atualmente a medição do recurso eólico no local por no mínimo 36 meses consecutivos, conforme art. 5º, parágrafo 3º, da Portaria MME nº 102, de 22 de março de 2016. Nos primeiros leilões de fonte eólica (2007 e 2008), as medições locais não eram obrigatórias, passando a ser exigidas a partir de 2009, por um período mínimo de 12 meses consecutivos e posteriormente passando para 24 meses em 2011 e 36 meses a partir de 2017.

A Figura 6 indica como o requisito de tempo de medição se refletiu nos projetos habilitados, mostrando que em 2019 mais de 50% destes dispuseram de dados medidos por um prazo superior ou igual a 4 anos. Considerando que muitos empreendedores aproveitam projetos cadastrados em leilões anteriores, caso as certificações fossem atualizadas, as torres anemométricas provavelmente apresentariam períodos maiores de medição.

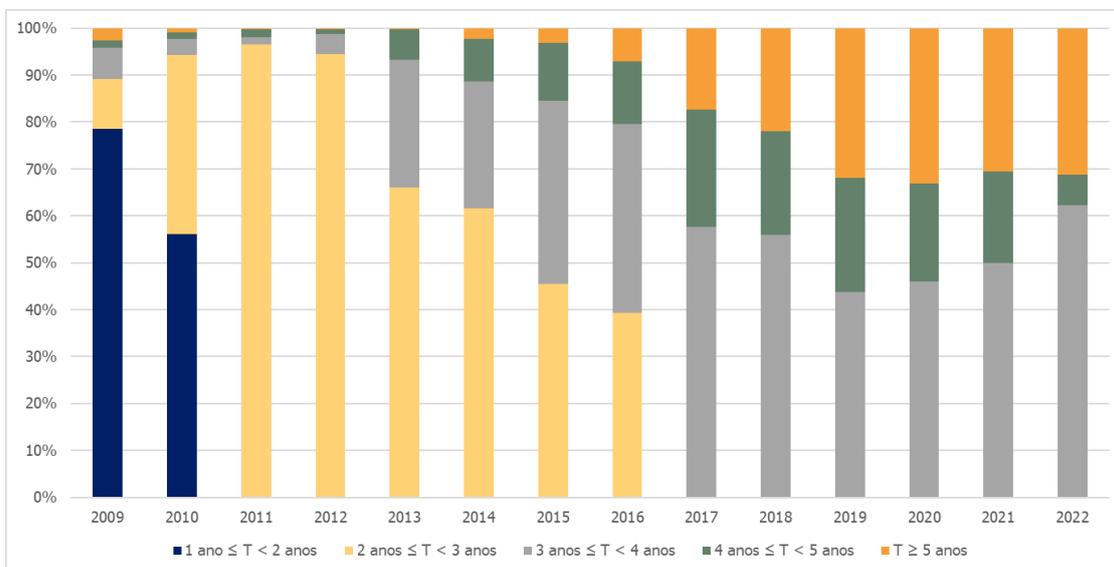


Figura 6 - Percentual de projetos habilitados, detalhado por tempo de medição anemométrica, a cada ano

Com relação à altura das medições, em 2009 era exigida ao menos uma medição a altura mínima de 30 metros. Este requisito passou por mudanças e atualmente são exigidas medições em pelo menos duas alturas distintas, sendo a menor delas igual ou superior a 50 metros. A Figura 7 mostra a evolução das alturas superiores e inferiores de medição e das alturas dos rotores das turbinas, em valores médios. Nota-se uma tendência de se

instalarem equipamentos de medição em alturas próximas à do cubo do aerogerador, em conformidade com as boas práticas de medições anemométricas. Este procedimento é indicado por reduzir as incertezas da extrapolação vertical da velocidade do vento.

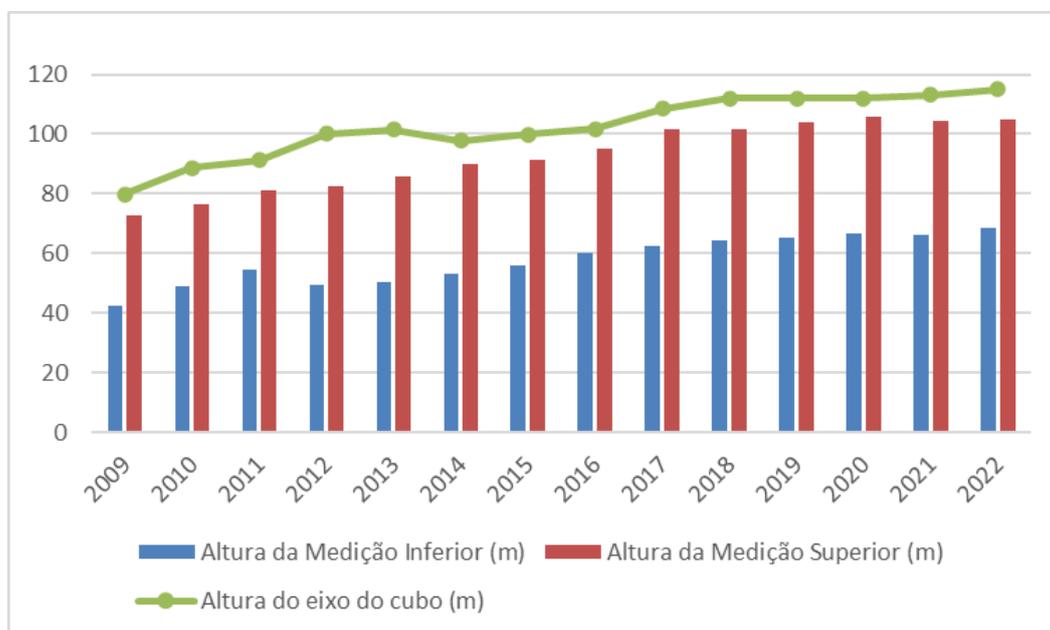


Figura 7 - Alturas médias de medição superior e inferior das torres anemométricas e do cubo dos aerogeradores dos projetos habilitados, por ano

As localizações das torres anemométricas destinadas à avaliação do recurso eólico dos projetos habilitados entre 2009 e 2022 estão representadas na Figura 8. A crescente participação da fonte eólica nos leilões teve como consequência a instalação de mais de 840 estações anemométricas.

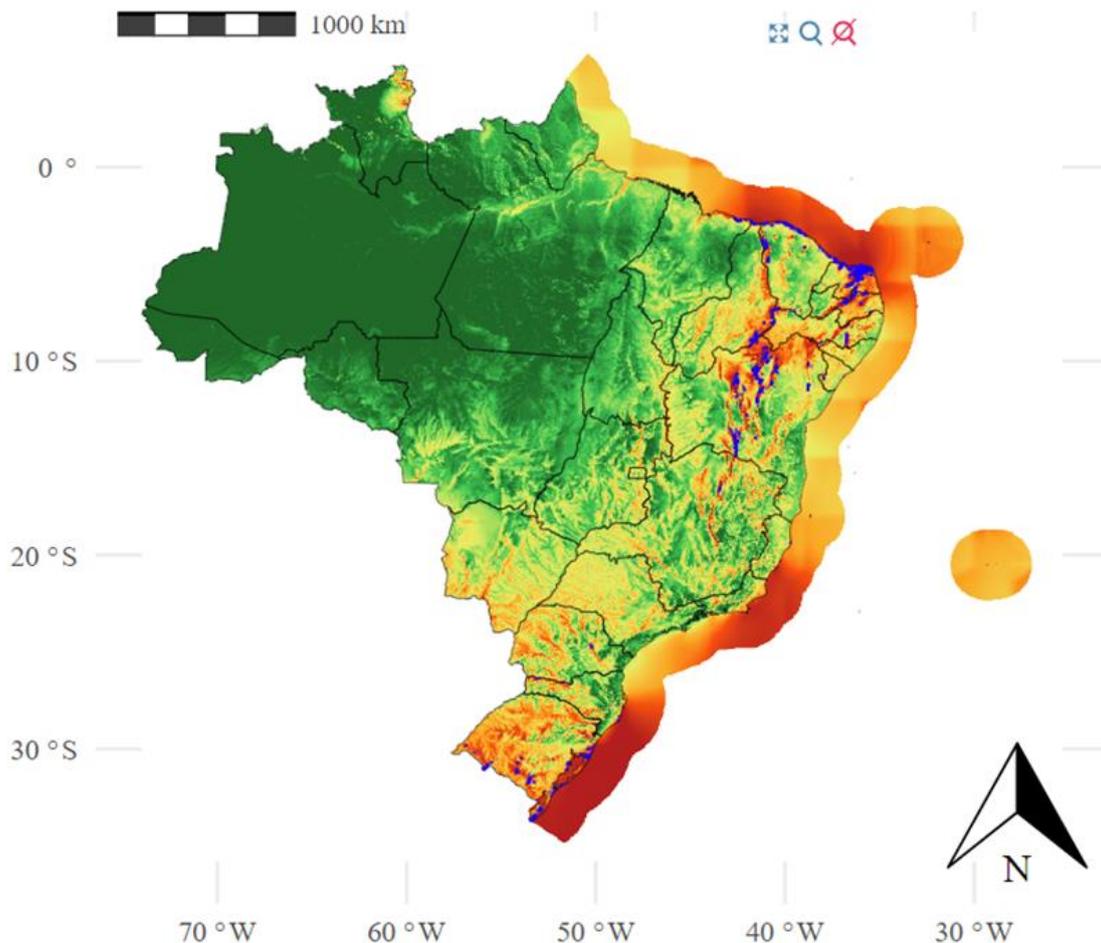


Figura 8 - Potencial eólico e torres anemométricas de prospecção (em azul)
Fonte: EPE (localização das torres) e Global Wind Atlas (potencial/velocidade de vento)

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

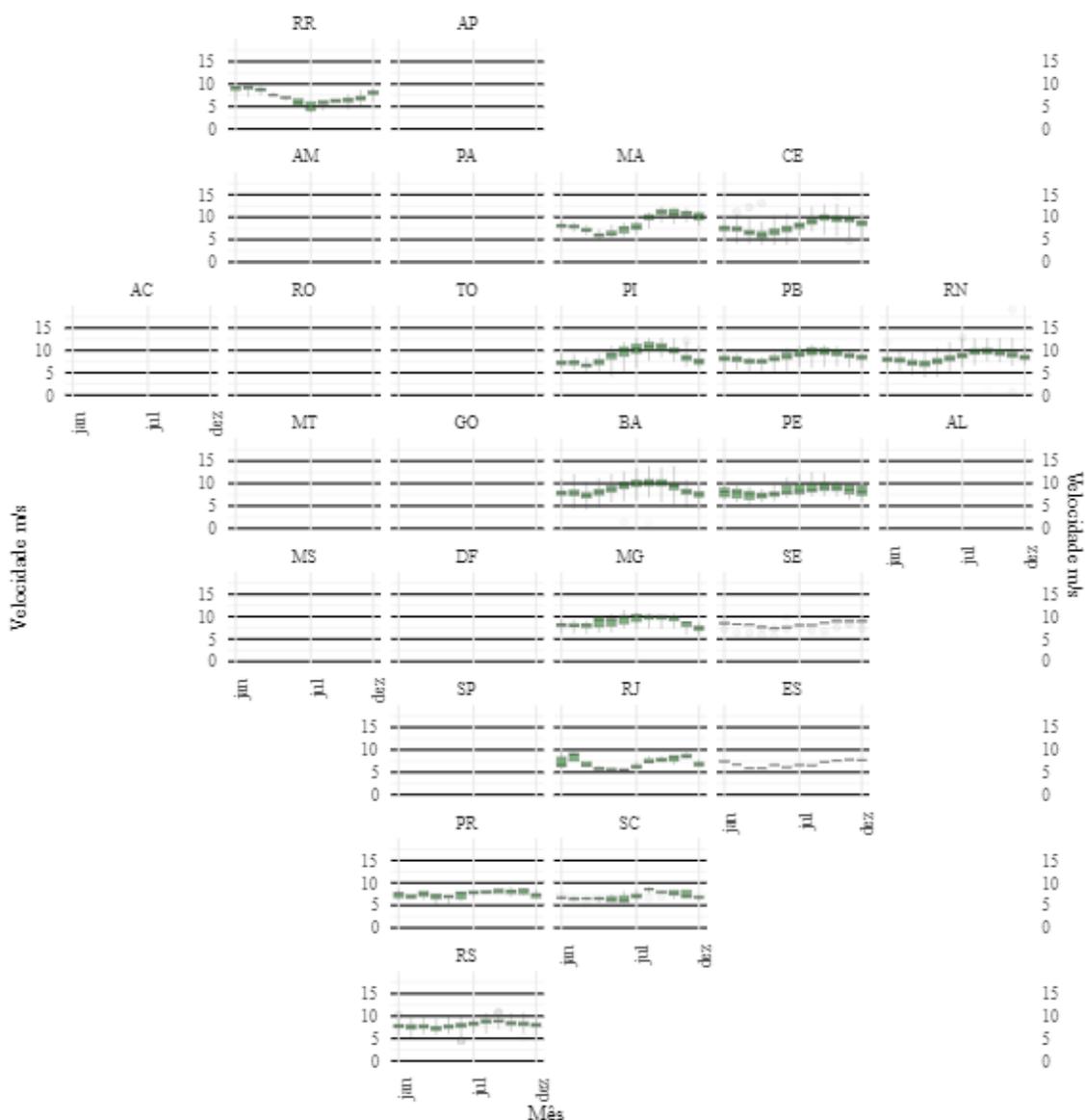


Figura 9 - Sazonalidade dos ventos por UF

O gráfico da apresenta a sazonalidade das médias de velocidade de vento nas principais unidades da federação com maior disponibilidade do recurso eólico. Tais resultados são baseados em dados registrados em mais de 840 estações meteorológicas informadas pelos empreendedores de projetos cadastrados para os leilões. Pode-se perceber que há um perfil característico de sazonalidade dos ventos ao longo do ano em todas as regiões do país.

As maiores médias horárias de velocidades de vento são registradas no segundo semestre do ano e as menores médias no primeiro semestre. O perfil dos ventos na região Nordeste apresenta uma maior disparidade anual com uma maior diferença entre as médias máximas e mínimas. Já na região Sul, a diferença entre as médias máximas e mínimas são menores, apresentado uma maior homogeneidade dos ventos ao longo

do ano. Cabe ressaltar que dentro de um mesmo estado é possível observa sub-regiões com comportamentos diferentes, por exemplo, a Bahia, como discutido em outro estudo da EPE [11].

Com a disparidade do perfil sazonal do vento no Brasil fica ressaltada a necessidade de análise do vento de forma criteriosa para quantificação da potencialidade de geração de energia elétrica pelo recurso eólico.

Outra característica que apresenta perfis diferentes por região é a direção do vento. No estado do Rio Grande do Sul, não se observa uma direção predominante do vento. Já na região Nordeste nota-se uma maior predominância na direção dos ventos no sentido subcolateral sul-sudeste (SSE), para os ventos do interior e do litoral.

3.3 Incerteza da Estimativa de Produção de Energia

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

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

As incertezas médias quanto à produção de energia são apresentadas na Figura 10 para os projetos habilitados a cada ano. Percebe-se uma gradual redução dos valores ao longo do tempo, proporcionada, sobretudo, pela melhoria dos dados anemométricos, em qualidade e tempo de medições, trazendo maior confiabilidade à estimativa do recurso eólico e, conseqüentemente, da produção de energia. De fato, a incerteza padrão na velocidade do vento é amplificada por um fator da ordem de 2, quando convertida em incerteza padrão de produção de energia.

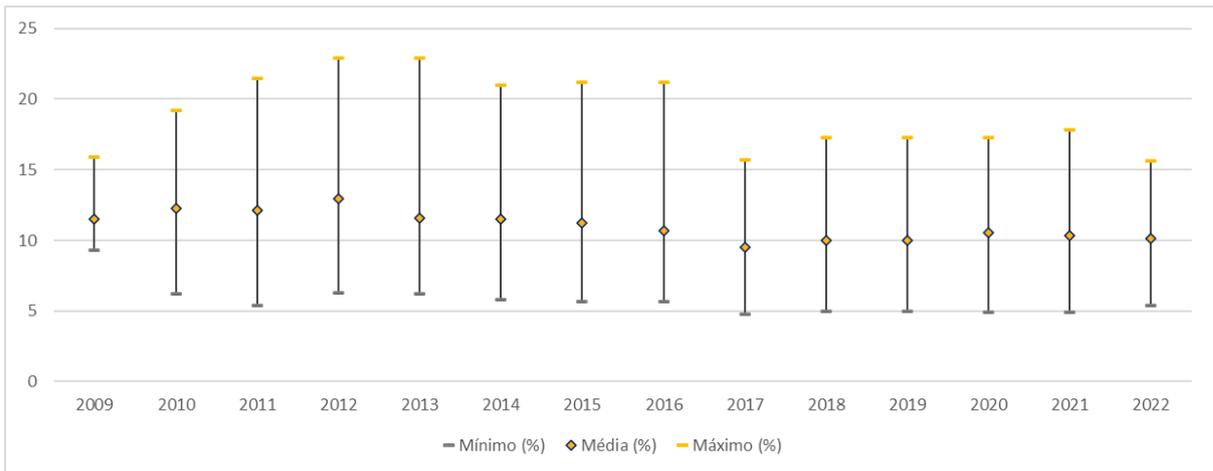


Figura 10 - Valores mínimo, médio e máximo das incertezas padrão por ano

Para a incerteza padrão média nota-se uma queda acentuada entre o Leilão de Energia Nova A-5 de 2012 e o Leilão de Reserva de 2013, quando houve uma mudança na regra de cálculo de garantia física dos empreendimentos eólicos, que passou a ser baseada no P90⁷, como indicado na Figura 11. Percebe-se também que, a partir de 2016, com a obrigatoriedade da medição dos dados anemométricos pelo período mínimo de 36 meses, houve uma redução e uma maior regularidade na média dos valores de incerteza padrão. Desde 2017, os valores de incerteza padrão não se alteraram de forma muito significativa.

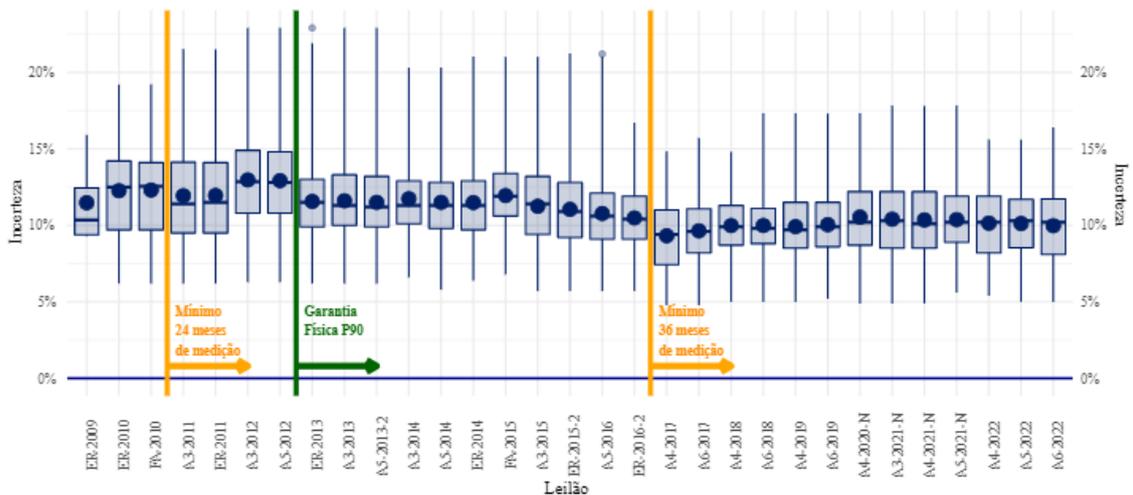


Figura 11 - Incerteza padrão com a alteração da garantia física para P90

⁷ Geração com probabilidade de 90%.

3.4 Equipamentos

Dentre as características técnicas de maior importância no dimensionamento dos aerogeradores estão: diâmetro do rotor, altura do eixo do cubo (distância do solo até a linha de centro do eixo da turbina) e potência unitária. É a partir da definição desses parâmetros que se faz a estimativa de produção de energia de um parque eólico, levando-se em consideração o recurso dos ventos do local onde os equipamentos serão instalados.

Desta forma, são apresentados os gráficos com a evolução desses parâmetros, referentes aos empreendimentos habilitados nos leilões de energia eólica já realizados, observando-se uma constante progressão deles. Nos últimos anos foi possível observar o aumento da potência nominal, da altura do eixo do cubo e do diâmetro do rotor das turbinas eólicas.

Para melhor avaliar o aumento dos diâmetros dos aerogeradores a Figura 12 ilustra essa evolução a cada leilão através de diagramas de caixa (*boxplot*). Percebe-se que o aumento ocorreu de forma substancial principalmente a partir dos leilões do ano de 2019. No ano de 2022, 55% dos aerogeradores considerados apresentaram diâmetros de rotor acima de 140 m.

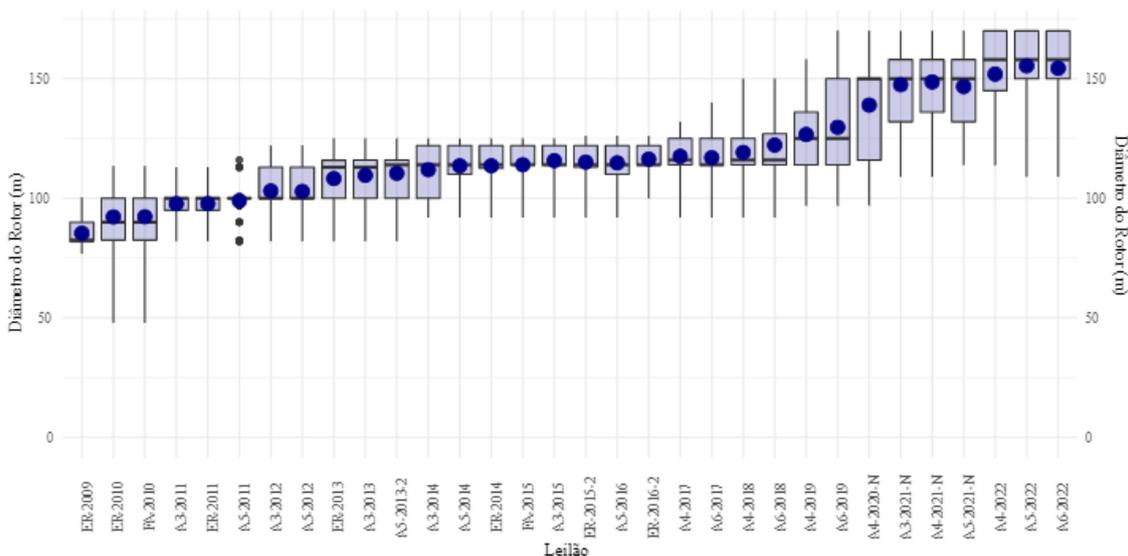


Figura 12 – Evolução do diâmetro do rotor

A altura das turbinas eólicas é outro parâmetro que tem apresentado variação nos últimos anos. A apresenta os valores de altura de cubo dos aerogeradores por leilão realizado desde o ano de 2009. A partir de 2017, mais da metade dos aerogeradores apresentaram rotores com altura do eixo acima de 120 m.

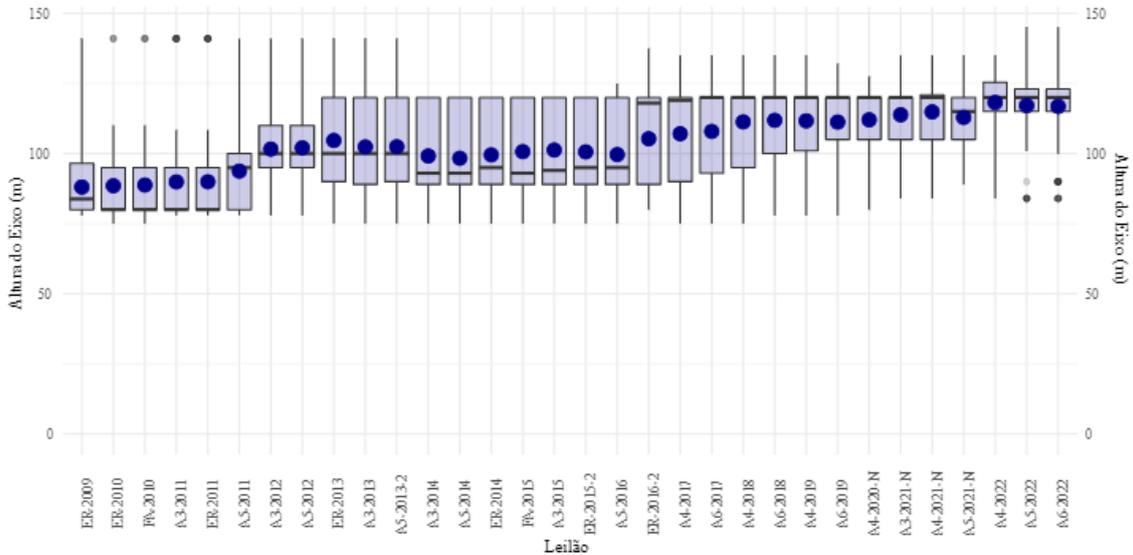


Figura 13 - Evolução das alturas do eixo do cubo

Nos leilões de 2022, em termos de potência nominal dos aerogeradores, observa-se que 65% das turbinas dos projetos habilitados apresentaram capacidade nominal acima de 5,0 MW; enquanto até 2018 a grande maioria dos equipamentos era de até 3,6 MW de potência nominal, como mostra a . Assim, a média da capacidade nominal das turbinas passou de 1,4 MW em 2007 para 4,8 MW em 2022, representando um aumento de 251%.

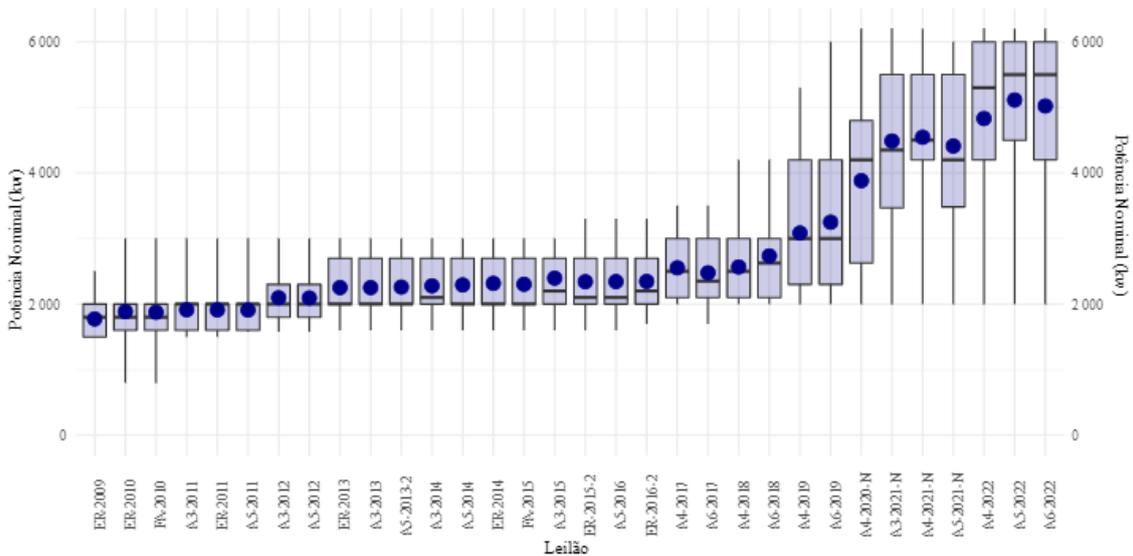


Figura 14 - Evolução da potência nominal dos aerogeradores

Pela análise destes três últimos parâmetros verifica-se que o diâmetro do rotor e a potência estão aumentando numa proporção maior que a altura do cubo, que vem se mantendo entre 120 m e 129 m, na maioria dos projetos dos últimos anos. Desta forma,

percebe-se uma busca pelo melhor aproveitamento do recurso eólico a uma mesma altura do cubo, otimizando a construção e a montagem dos parques eólicos.

Com relação aos fabricantes selecionados pelos desenvolvedores nesta fase dos projetos, sua participação pode ser observada em termos de capacidade instalada total para cada ano, conforme mostrado na Figura 15, porém sem identificá-los nominalmente.

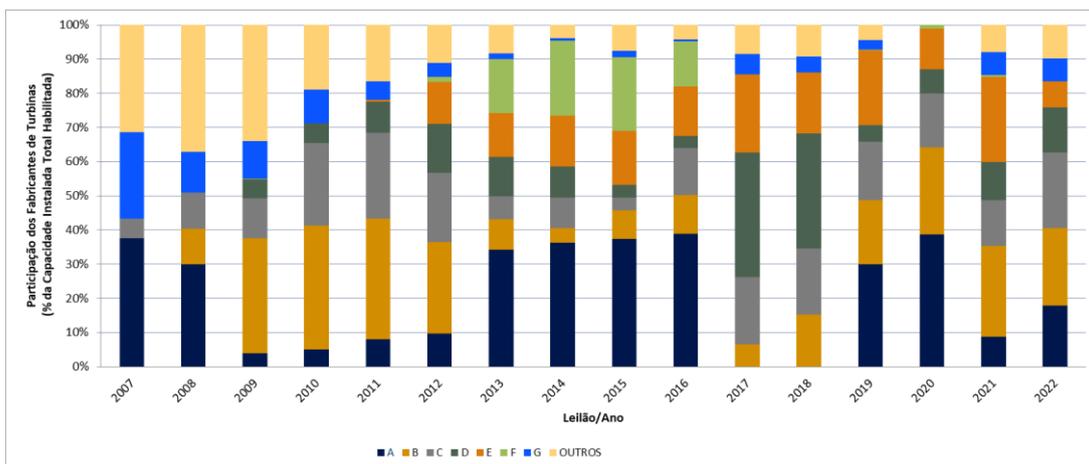


Figura 15 - Participação dos fabricantes de aerogeradores por potência total dos projetos habilitados por ano

Nota-se a evolução da participação de alguns fabricantes, como o "G" que em 2007 correspondeu a 34% total, mas nos anos seguintes teve uma participação abaixo de 10%. Ainda, o fabricante "F" teve participação expressiva somente entre 2013 e 2016. No entanto, é importante observar que esses dados não correspondem à participação efetiva de mercado, já que se refere aos projetos ainda na fase de habilitação técnica e a escolha final do fabricante é algo que, em geral, só se confirma após o leilão. Outra ressalva é que nesse período houve fusão de fabricantes e fechamento de fábricas, refletindo a menor quantidade recente de fornecedores.

3.5 Fator de Capacidade

O fator de capacidade de um empreendimento é definido como a razão, em determinado intervalo de tempo, entre a produção de energia efetiva da planta e o que seria produzido se ela operasse continuamente em sua capacidade nominal. De forma simplificada, o fator de capacidade de uma turbina em determinado instante de tempo t pode ser calculado conforme ilustrado na Figura 16.

$$FC_t = 0,5 \frac{c_p(v_t) \rho_t v_t^3 A}{\text{Potência}}$$

Figura 16 - Fórmula do fator de capacidade para uma turbina eólica.

A Figura 17 mostra a evolução do fator de capacidade médio dos projetos habilitados para os leilões de energia a cada ano de acordo com a garantia física calculada com base no P50⁸ e no P90⁹ declarados pelos empreendedores. Observa-se que em 2013, ano em que a metodologia de cálculo da garantia física foi alterada, houve uma subida nas duas curvas. Até então ela se baseava no P50 do parque e passou a ser calculada com base no P90.

A Figura 18 mostra a média e os 3 primeiros quartis do fator de capacidade calculado com base no P90. Observa-se valores próximos entre as médias e as medianas. O aumento das médias dos fatores de capacidade foi maior entre os anos de 2008 e 2013. A grande quantidade de torres anemométricas, aliada ao maior período de medições disponível ao longo deste período, levou ao maior conhecimento sobre as características do vento nos locais dos projetos e permitiu que os empreendedores selecionassem máquinas adequadas a cada região e regime de ventos. Destaca-se que os fatores de capacidade apresentados não refletem a efetiva geração das usinas, mas a expectativa de produção estimada pela entidade certificadora, a partir das informações disponíveis na fase de projeto.

Entende-se que o modelo de contratação e remuneração de usinas eólicas praticado nos leilões de energia também contribuiu na busca por elevados fatores de capacidade, dado que a garantia física dos projetos é o principal parâmetro balizador do montante comercializável. Ao se empregar turbinas com maiores diâmetros para uma mesma potência nominal em um parque, há um ganho de energia, aumentando a expectativa de geração e, conseqüentemente, a garantia física, compensando a diferença de custo pela maior turbina e aumentando a competitividade para os lances dos leilões. No entanto, embora 2015 e 2019 os valores dos fatores de capacidade tenham

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

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

permanecidos próximos, em 2020 e 2021 observou-se uma queda no fator de capacidade médio dos empreendimentos, voltando a subir em 2022.

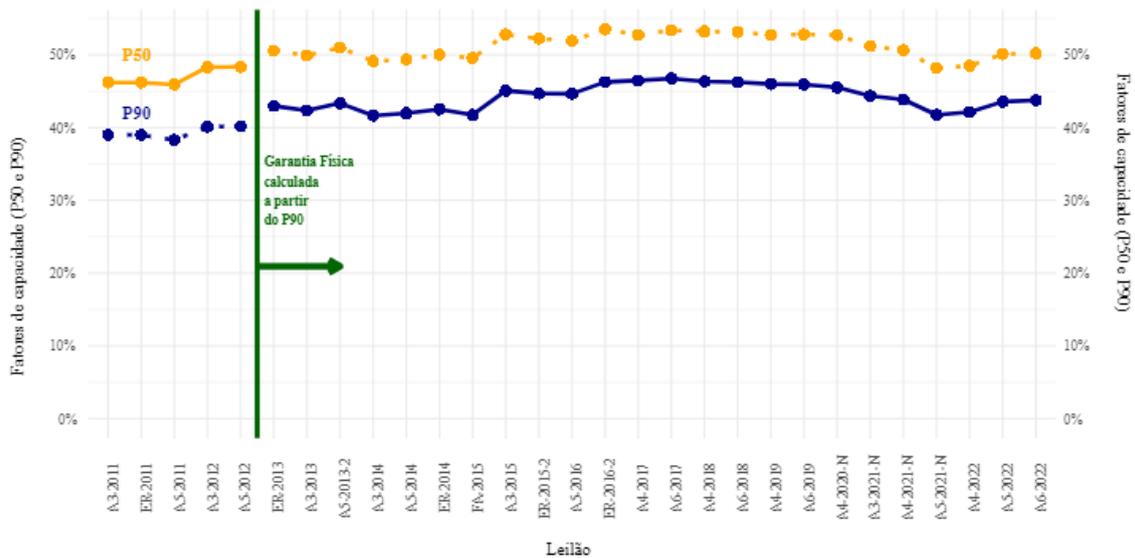


Figura 17 - Fatores de capacidade médios, com base no P50 e no P90

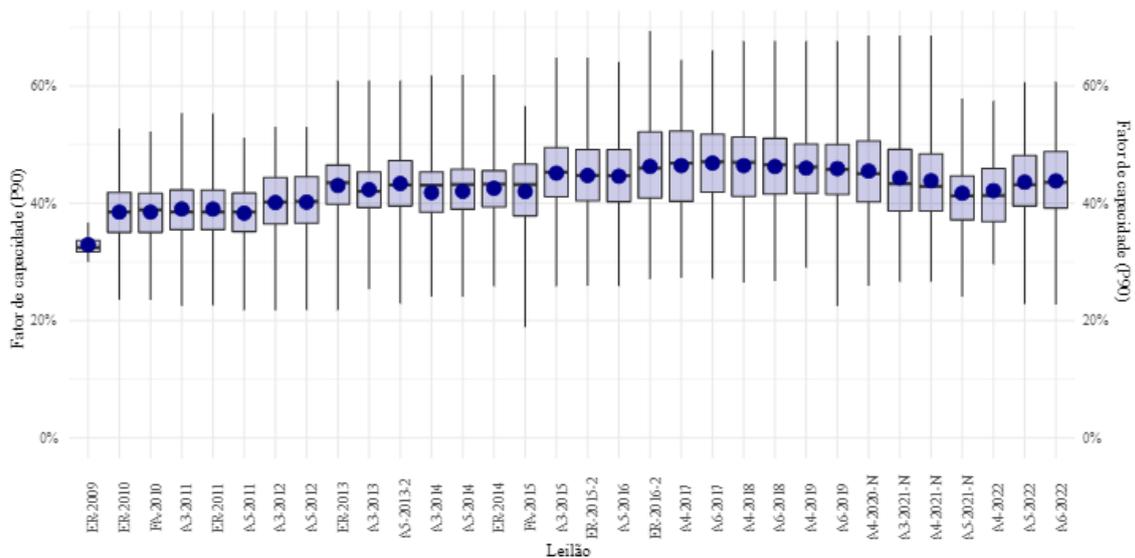


Figura 18 - Fatores de capacidade com base no P90 (%)

De acordo com o observado na equação da Figura 16, entre os principais fatores que influenciam o fator de capacidade estão as características do local, como a densidade do ar e a velocidade do vento, e as características do equipamento, como o coeficiente de potência, a área varrida pelo rotor e a potência nominal da máquina. A relação entre a potência nominal e a área varrida pelo rotor é conhecida como potência específica da turbina.

A Figura 19 auxilia avaliação da influência da evolução tecnológica nos fatores de capacidade. Observa-se que, a partir de 2019, houve um crescimento acentuado na

potência nominal média das turbinas e, embora também tenha havido um crescimento nos diâmetros do rotor, foi muito menos acentuado que o das turbinas, ainda que deva ser considerado que a geração da energia é proporcional ao quadrado do rotor, portanto a queda nos fatores de capacidade nos últimos anos pode estar relacionada com o aumento na potência específica, em consequência de aumentos das potências nominais proporcionalmente maiores que os aumentos na área do rotor.

Uma provável explicação para esse comportamento pode estar associada ao tipo de contrato nos leilões, antes por disponibilidade e a partir do leilão A-6/2019 passou a ser por quantidade, de forma que o dimensionamento dos projetos passou a privilegiar a maior produção de energia ao invés do maior fator de capacidade. De outra forma, na época dos contratos por disponibilidade viu-se um aumento de diâmetro maior que o de potência, resultando em maiores fatores de capacidade, ou seja, fazendo o gerador trabalhar mais tempo à potência nominal, ainda que eventualmente deixando de aproveitar todo o recurso disponível e reduzindo a incerteza sobre a estimativa de produção, o que seria mais adequado àquele tipo de contrato.

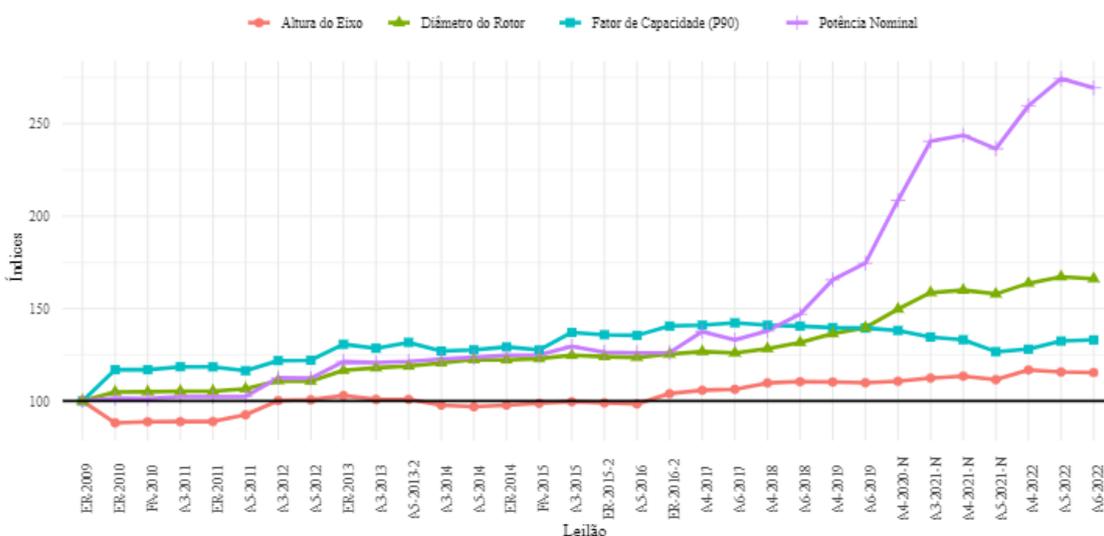


Figura 19 - Fator de capacidade médio (%) e índices de altura, diâmetro e potência específica.

Além das características técnicas dos aerogeradores, contribui também para os fatores de capacidade a disponibilidade de recurso eólico nas regiões dos projetos. Como os primeiros projetos tendem a se instalar nos locais onde o recurso tem melhor qualidade, é possível que os projetos mais recentes encontrem locais com menor disponibilidade do recurso. Destaca-se que mesmo com a redução nos fatores de capacidade médios, eles ainda permanecem muito altos quando comparados aos valores observados em outros países. Como comparação, IRENA estima que os fatores de capacidade globais (média

ponderada) devem saltar de 34% (2018) para uma faixa entre 30% e 55% em 2030 e entre 32% e 58% em 2050 [12].

3.6 Prazo de Implantação

Tendo como referência os cronogramas para implantação dos parques eólicos habilitados nos leilões de 2009 a 2022, com base nas informações cadastradas no Sistema AEGE pelos empreendedores, pode-se constatar na Figura 20, uma tendência de redução no prazo médio de implantação entre 2010 e 2015, mas nos anos seguintes, este prazo, sendo reavaliado em função da curva de aprendizado de construção e montagem desses empreendimentos, chegou a 16,8 meses (média) em 2022, sendo 6 meses o menor prazo e 35 meses, o maior prazo indicado para este ano.

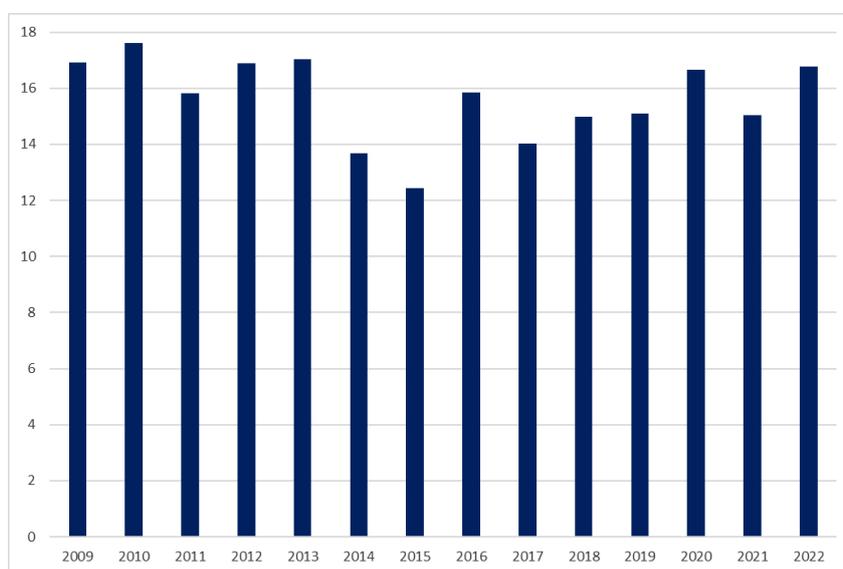


Figura 20 - Prazo médio para implantação de parques eólicos (meses)

Ressalta-se que os prazos de implantação médio apresentados dizem respeito ao início e término das obras, não sendo considerado o tempo necessário para obtenção de licenças ambientais, outorgas, financiamento, assinaturas de contratos, entre outras fases do projeto como um todo.

Adicionalmente, a Figura 21 mostra o prazo médio de montagem dos aerogeradores, sendo 6 meses o valor observado em 2022, enquanto o máximo prazo neste ano foi de 11,5 meses.

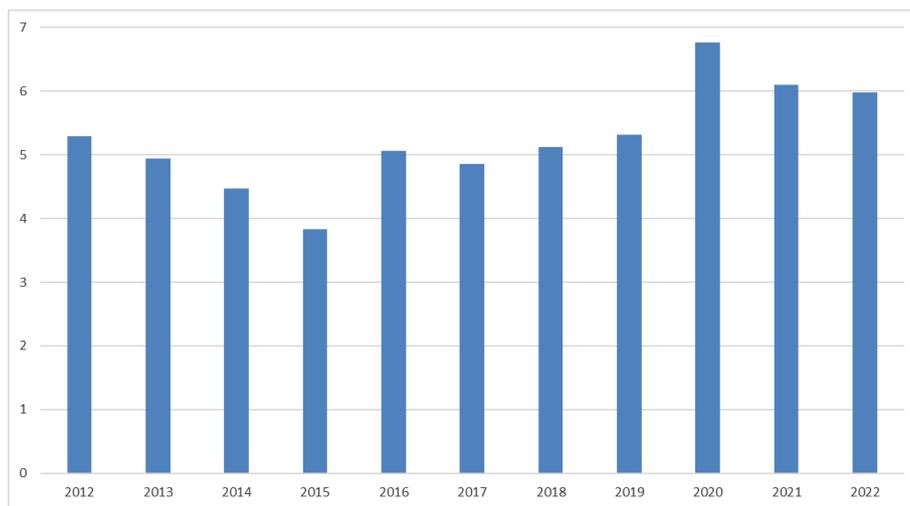


Figura 21 - Prazo médio de montagem dos aerogeradores (meses)

4 EMPREENDIMENTOS FOTOVOLTAICOS

4.1 Introdução

Um módulo fotovoltaico é composto por um conjunto de células fotovoltaicas conectadas eletricamente. As células são compostas por materiais semicondutores, e quando a luz ou radiação eletromagnética do Sol incide sobre elas, ocorre a transformação da radiação em energia elétrica através do efeito fotovoltaico [13].

Os primeiros contratos de projetos de usinas fotovoltaicas para gerar energia no ACR ocorreram no leilão de reserva de 2014 (6º LER). Apesar de ser uma fonte relativamente nova nos leilões, a tecnologia e os seus custos evoluíram rapidamente e muitas mudanças puderam ser observadas no período, como a rápida mudança da utilização de estrutura fixa de suporte para estrutura com rastreamento em eixo, a alternância da predominância dos módulos de silício policristalino para módulos de silício monocristalinos e bifaciais nos últimos anos, entre outras mudanças relatadas a seguir.

4.2 Aspectos relativos ao Recurso Solar

Desde 2016, são exigidas medições in-situ do recurso solar para os leilões, conforme Art. 6º, II da Portaria MME nº 102/2016:

“Art. 6º Os empreendedores com projetos de geração a partir de fonte solar deverão atender as condições para Cadastramento e Habilitação Técnica, estabelecidas no art. 4º e, também, aos seguintes requisitos:

(...)

II - no ato do Cadastramento, apresentação de histórico de medições contínuas de irradiação global horizontal, por período não inferior a doze meses consecutivos, realizadas no local do empreendimento, integralizadas a cada dez minutos, para empreendimentos fotovoltaicos, sem tecnologia de concentração da irradiação”.

Essa exigência objetivou aumentar a confiabilidade dos dados solarimétricos utilizados no cálculo da produção de energia certificada, sendo esperado que o uso das medições implicasse na redução das incertezas globais dos projetos. Os projetos cadastrados na EPE somam 377 estações instaladas, com 1 (um) ano ou mais de medições, conforme apresentadas no mapa a seguir.

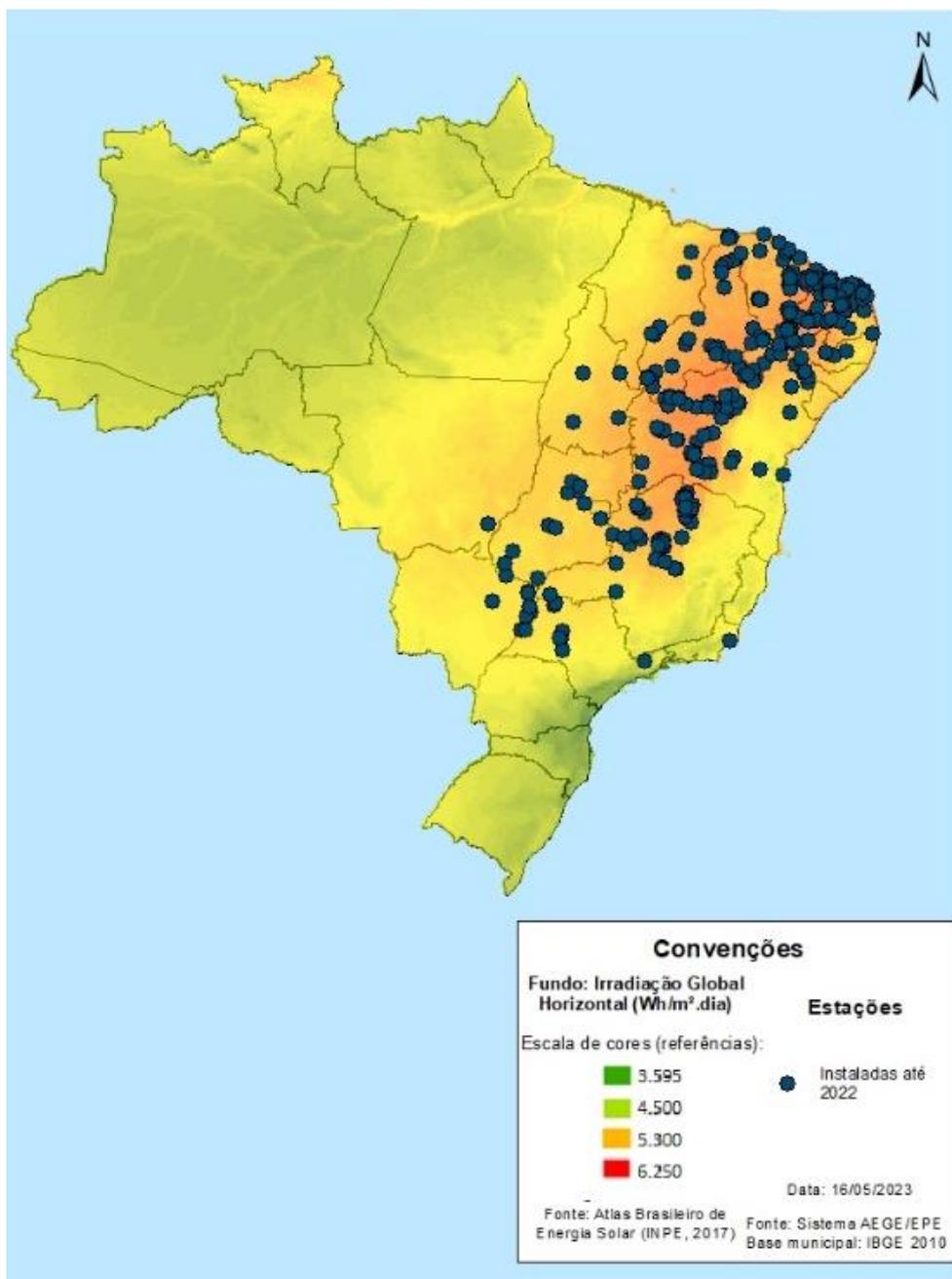


Figura 22 – Estações solarimétricas instaladas para atendimento às exigências dos leilões de energia

Estes dados de medição são utilizados para a estimativa de produção de energia dos empreendimentos. Além deles, devem ser considerados dados de longo prazo, geralmente provenientes de modelos baseados em imagens de satélite, sendo ajustados, caso necessário, com base na medição local (Ruschel e Ponte, 2018). Desses dados, em geral se deriva um ano meteorológico típico (TMY), utilizado para a estimativa da produção de energia, do qual a irradiação global horizontal é o dado analisado nesta seção.

Os valores anuais de GHI (irradiação global horizontal) considerados pelas certificadoras em suas estimativas de produção de energia variaram entre 1.780 kWh/m².ano e 2.390 kWh/m².ano, sendo os maiores valores encontrados no subsistema Nordeste, seguido pelo Sudeste/Centro-Oeste, onde destaca-se o estado de Minas Gerais, que apresenta valores mais altos que os demais, como mostra a Figura 23. Em que pese a importância da irradiação global horizontal, esta não deve ser tomada como uma referência de qualidade ou competitividade dos projetos fotovoltaicos, dadas as diversas variáveis de influência técnicas, econômicas e socioambientais.

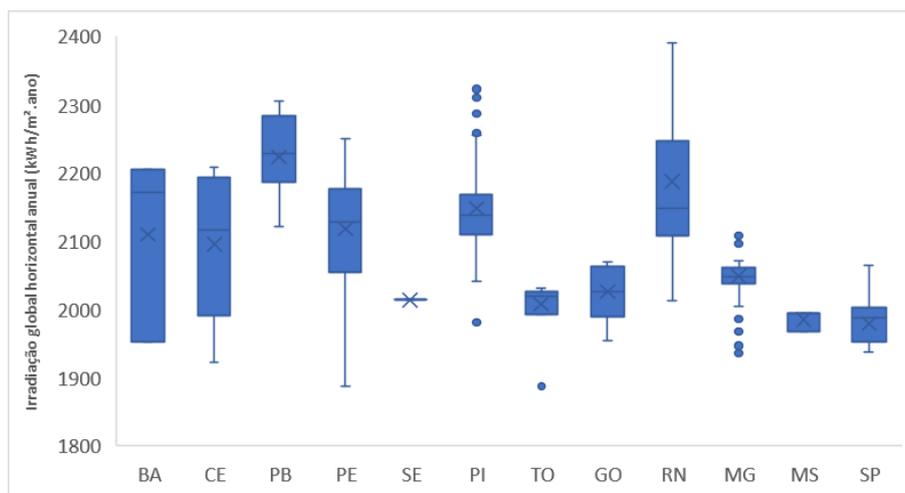


Figura 23 – Irradiação global horizontal por UF no histórico de leilões

Com relação ao perfil sazonal da GHI, através da Figura 24 e da Figura 25, verifica-se a diferença de comportamento sazonal da irradiação solar global. Na Bahia, a faixa de variação típica de GHI foi de 5.000 Wh/m².dia nos meses de junho a agosto, até 7.000 Wh/m².dia em outubro, enquanto nos projetos em MS, em latitude maior, o mínimo verificado foi próximo a 4.000 Wh/m².dia em junho e o máximo de 6.100 Wh/m².dia em novembro. Nota-se ainda uma sazonalidade menos pronunciada nos projetos de GO e mais na PB.

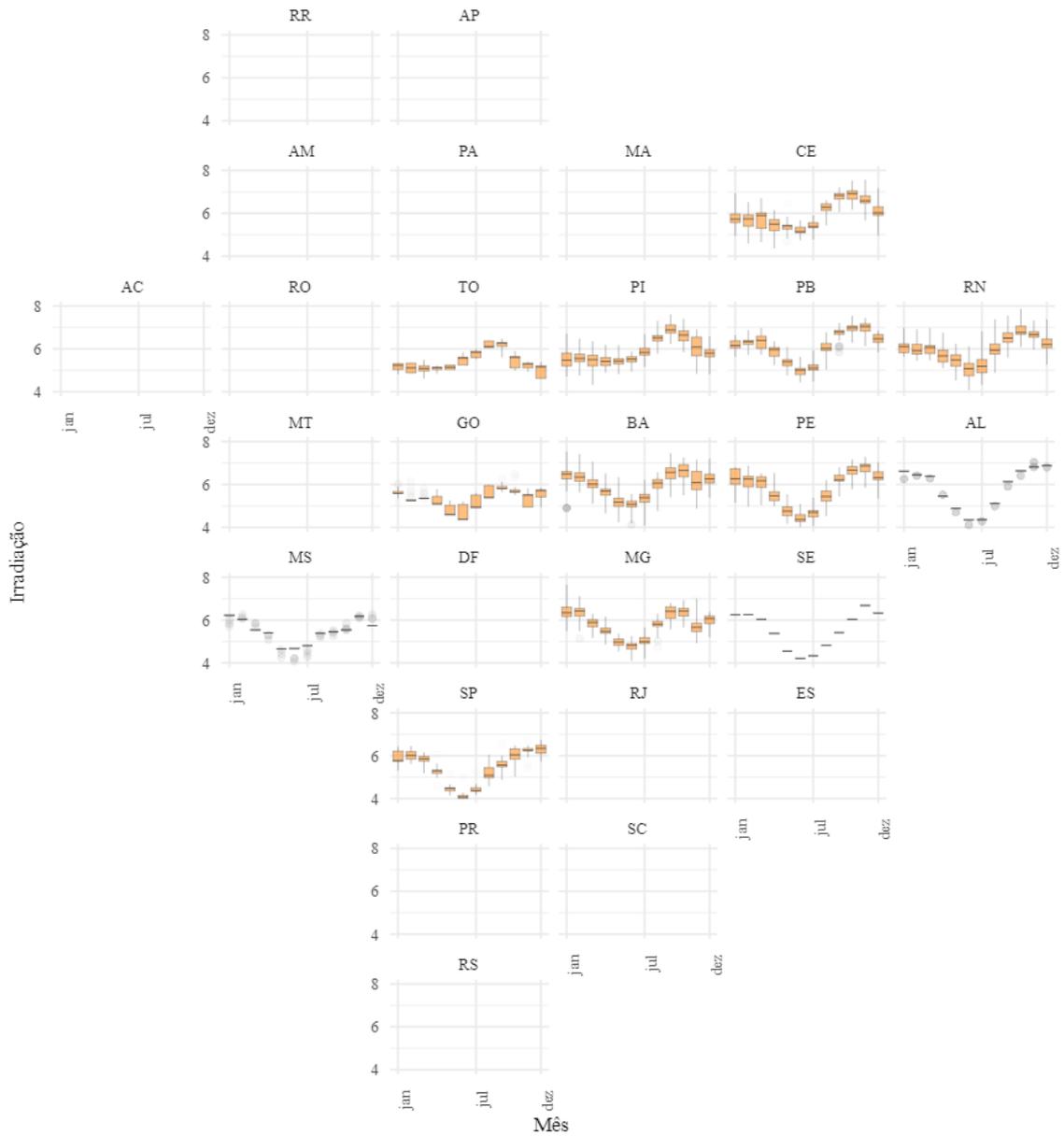


Figura 24 - Perfis anuais de irradiação por estado

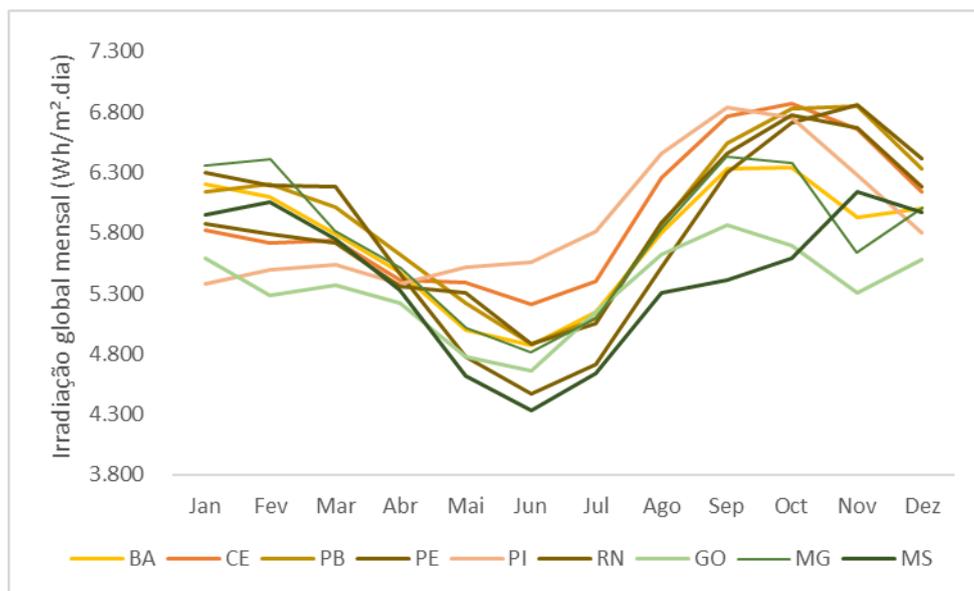


Figura 25 – Sazonalidade da irradiação por estado

A variação sazonal na GHI decorre principalmente do ângulo de incidência no plano horizontal, menos favorável próximo ao solstício de inverno e mais favorável nos meses próximos ao verão. A esse efeito soma-se a contribuição do clima local. Sendo os meses de verão tipicamente mais chuvosos, é comum que o pico anual ocorra entre os meses de setembro e novembro nessas regiões.

4.3 Incerteza da Estimativa de Produção de Energia

Com relação às incertezas relacionadas à produção de energia dos projetos, houve uma redução, em especial na incerteza dos dados solarimétricos, em 2016, ano em que as medições in-situ passaram a ser obrigatórias, mantendo-se praticamente constante desde então, o que confirma a importância das medições.

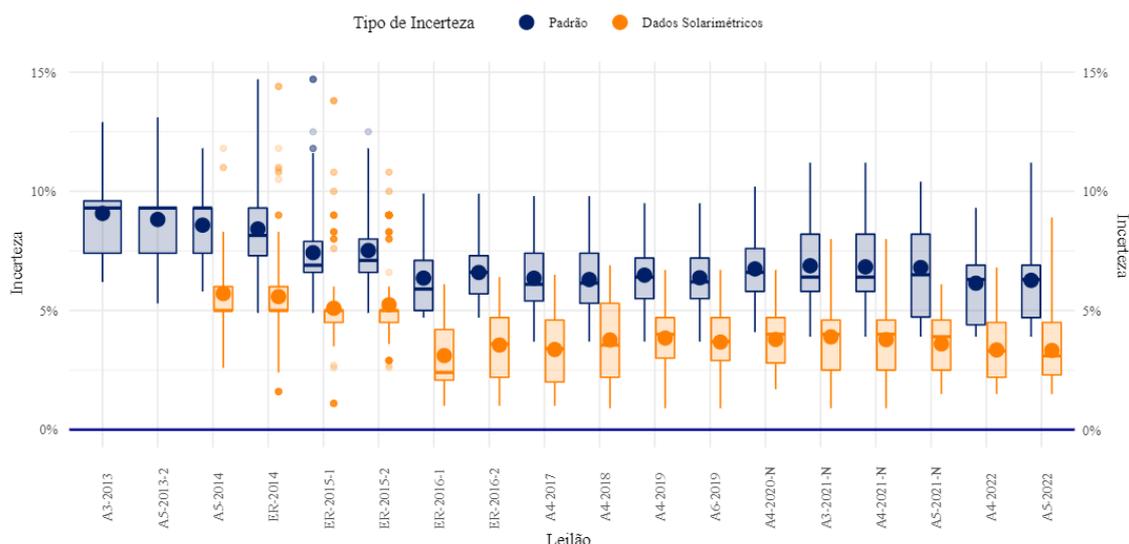


Figura 26 - Evolução das incertezas

A incerteza padrão média dos projetos reduziu-se até 2017, permanecendo a níveis muito próximos entre 2017 e 2020. Em 2021 houve um pequeno aumento, voltando a reduzir nos leilões de 2022. A Figura 26 apresenta a média, o primeiro, segundo (mediana) e terceiro quartis, além dos valores extremos das incertezas dos projetos habilitados a cada leilão.

4.4 Equipamentos

Neste item é apresentada a evolução dos equipamentos considerados nos projetos habilitados para os leilões. Ressalta-se que esses dados não correspondem necessariamente à participação efetiva de mercado, já que é comum que os projetos sofram alterações antes da construção.

4.4.1 Módulos fotovoltaicos

Com relação à tecnologia de material do módulo fotovoltaico, analisando a Figura 27, observa-se uma mudança em relação ao material predominante. Até 2020, a maior parte dos projetos utilizava a tecnologia de silício policristalino. No entanto, essa participação veio apresentando redução desde 2016, até ser superada pelo silício monocristalino, em 2021, que representou mais de 90% da amostra em 2022. Além disso, uma pequena fração de projetos utilizou telureto de cádmio (CdTe) entre 2016 e 2021, voltando a aparecer alguns projetos com essa tecnologia no leilão A-4 de 2022.

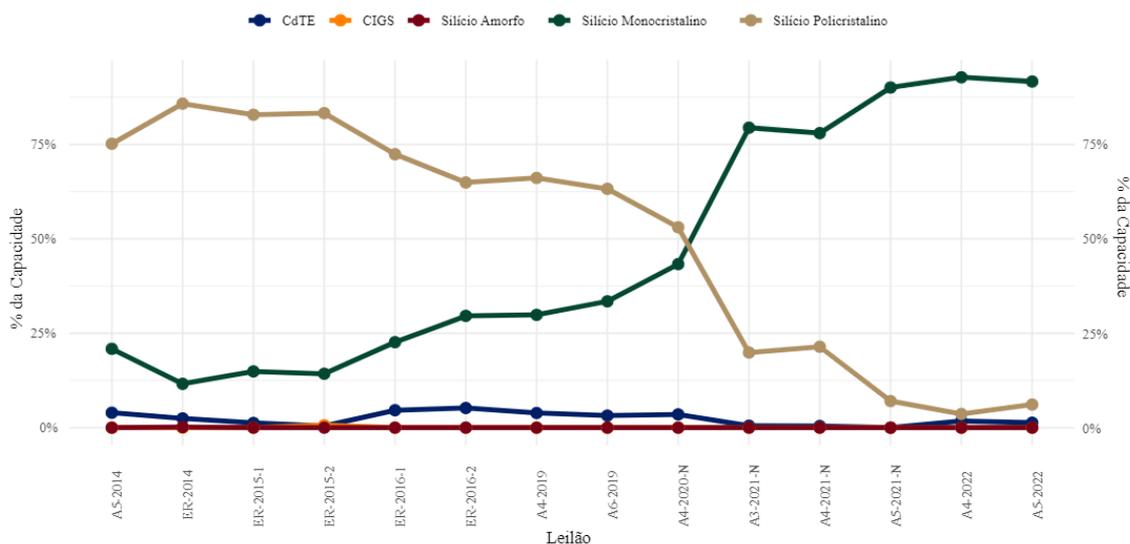


Figura 27 - Participação das tecnologias de módulos fotovoltaicos

A potência média por módulo fotovoltaico tem aumentado, tanto pelos ganhos de eficiência quanto pela migração para módulos de maior área. Enquanto os módulos de silício de 60 células possuem cerca de 1,66 m², os de 72 células (ou 144, “half cell”) tipicamente possuem cerca de 2 m². Nota-se também, na Figura 28, grande aumento na potência média dos módulos de CdTe. Este se explica pelo lançamento de uma nova série utilizando essa tecnologia, que possui área de 2,47 m², ante 0,72 m² das séries anteriores.

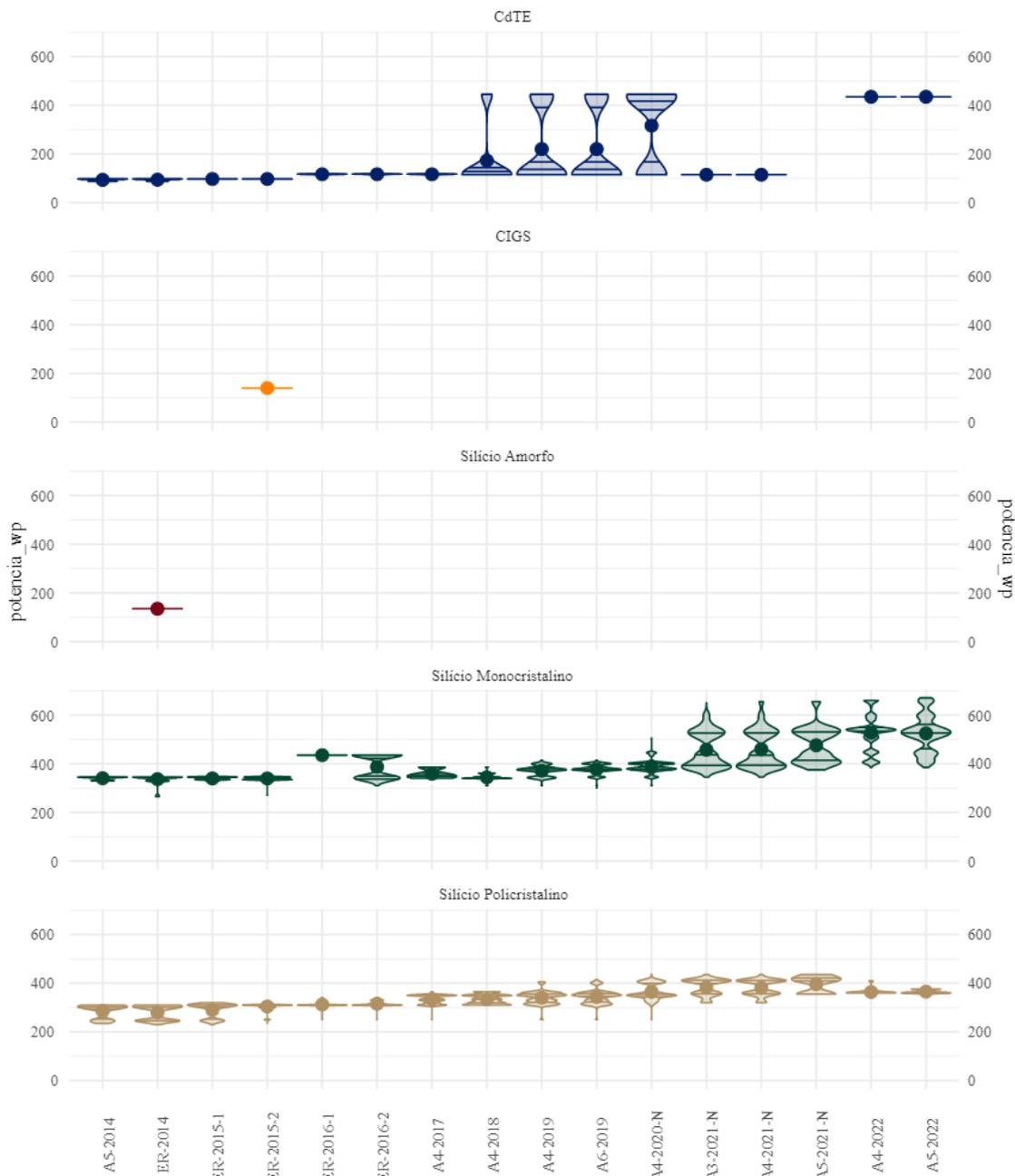


Figura 28 - Evolução da potência média dos módulos de diferentes tecnologias

Em termos de quantidade de células para os módulos de silício cristalino, após a migração de módulos de 60 células para 72 células até 2016, houve um crescimento expressivo no uso dos modelos de 144 células, demonstrado na Figura 29. Os módulos de 144 células possuem dimensões e potências similares àqueles de 72 células, mas utilizam células cortadas ao meio, sendo por isso denominados *half-cut cell*. Esses módulos apresentam correntes mais baixas que os modelos que utilizam a célula inteira, reduzindo as perdas resistivas. Outra vantagem é a maior tolerância a sombreamentos parciais, já que apenas 1/6 da potência total é afetada ao se sombrear uma célula, ante

1/3 em módulos comuns. Mais recentemente nota-se uma grande quantidade de projetos com módulos de 156 células, que chegam a 2,80 m² de área.

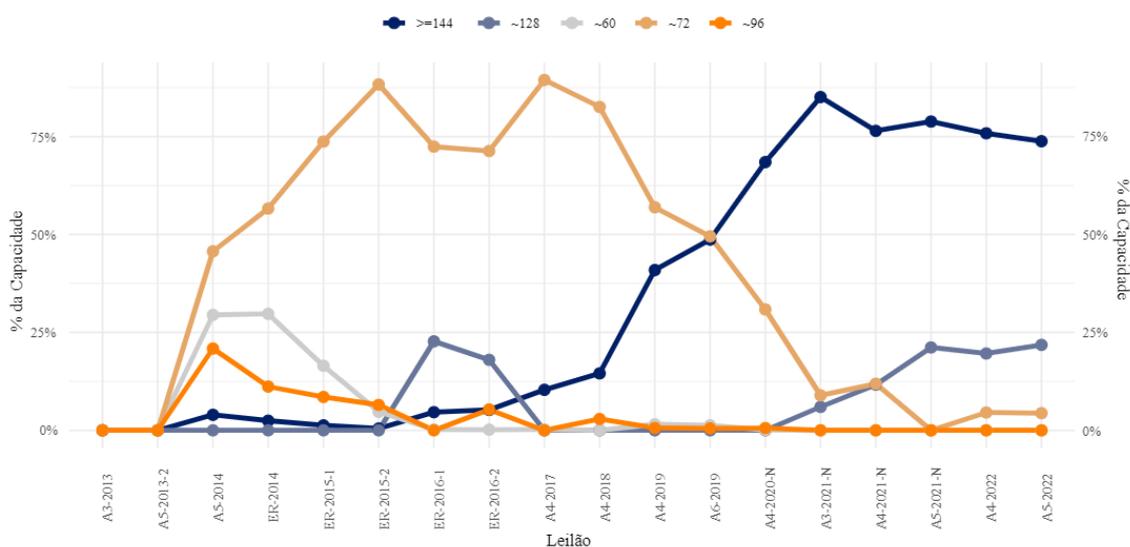


Figura 29 - Evolução do número de células dos módulos fotovoltaicos

Quanto à tensão máxima admissível dos módulos, observa-se, na Figura 30, que houve uma tendência de incremento para 1500 V, mantida até 2021, atingindo 100% da potência CC habilitada nos leilões de 2022. Conforme comentado na Nota Técnica de 2018, os sistemas de maior tensão permitem o uso de séries fotovoltaicas mais longas, reduzindo as correntes no sistema e os custos com cabeamento.

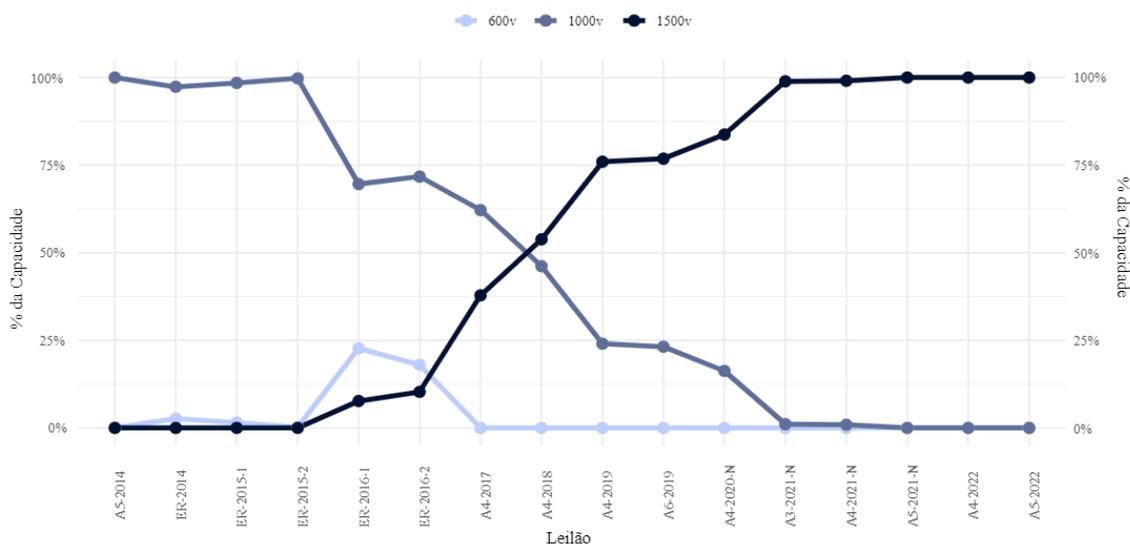


Figura 30 - Evolução da tensão máxima dos módulos

A tecnologia PERC (*Passivated Emitter Rear Cell*) também ganhou destaque nos leilões a partir de 2018. Apesar de a camada de passivação para reflexão interna dos fótons ser uma tecnologia conhecida há décadas, com artigos publicados desde o final dos anos 80

(Blakers et. al, 1989), apenas recentemente esta atingiu viabilidade, e seu uso têm crescido rapidamente, dado o baixo custo de implantação pela indústria atual. Alguns autores apontam haver um mecanismo de degradação a altas temperaturas (LeTID) nessa tecnologia, que poderia causar perdas significativas de potência (Fertig et. al, 2017), sendo necessário estudo e acompanhamento desse efeito. Os primeiros projetos considerando módulos PERC foram habilitados em 2017, embora totalizassem apenas 0,6% da potência CC habilitada. Essa proporção vem se incrementando, e dentre os projetos habilitados do leilão A-5/2021 chegou a 41%, sendo a maior parte deste de silício monocristalino.

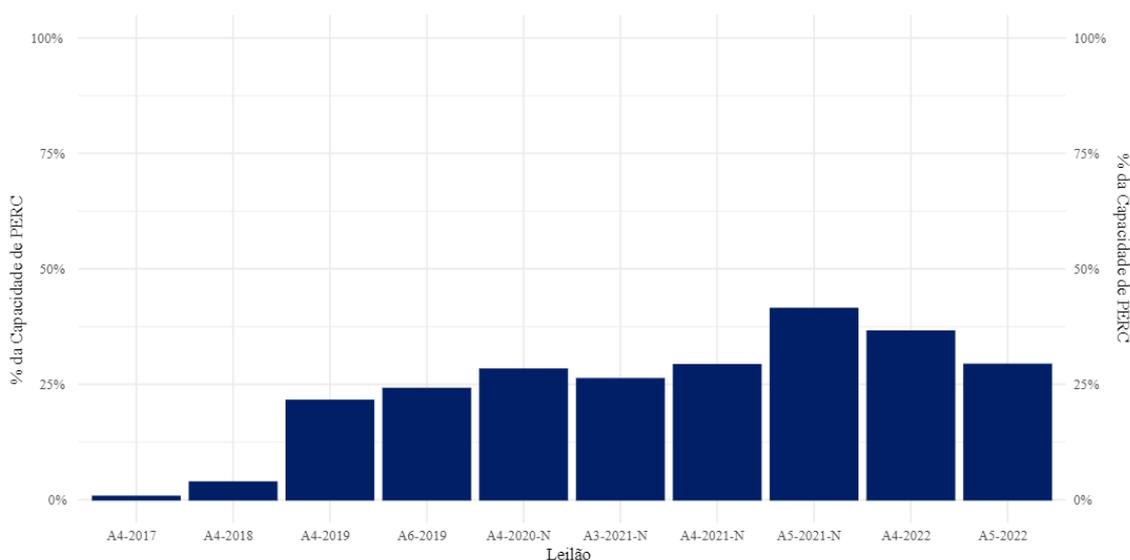


Figura 31 - Participação de módulos PERC

Outra novidade foi o uso de módulos bifaciais, mais uma aposta do setor fotovoltaico para o incremento da eficiência dos parques. Estes possuem vidro também na parte posterior e células capazes de converter a energia solar em ambas as faces, aproveitando a luz refletida pelo solo e a radiação difusa. Embora parem algumas dúvidas quanto aos reais ganhos por bifacialidade e desafios quanto à sua estimativa (Konzen et. al, 2019), diversos projetos estão sendo desenvolvidos com essa tecnologia. Ausentes nos anos anteriores, estes representaram 19,5% e 19,0%, respectivamente, da potência CC dos leilões A-4 e A-6 de 2019 e aumentaram a participação atingindo 80% nos leilões A-5/2021 e A-4/2022.

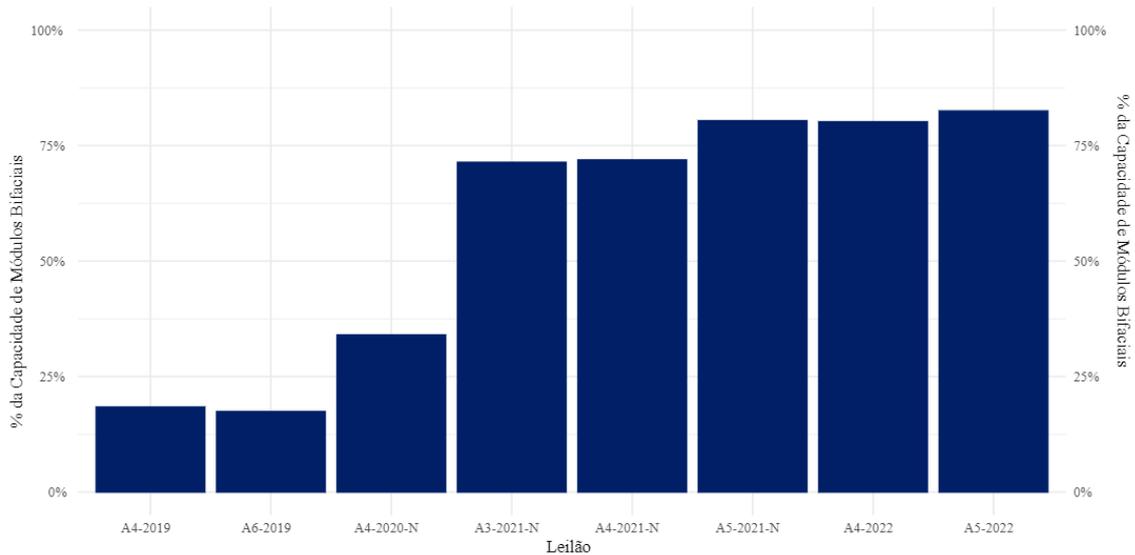


Figura 32 - Participação de módulos bifaciais

4.4.2 Inversores

Entre 2016 e 2020 observa-se uma predominância de utilização de inversores com potência entre 1 MW e 3 MW. A partir de então, mais projetos passaram a considerar equipamentos de potência acima de 3 MW, chegando até 5 MW. Em menor proporção, houve também aumento no número de inversores de menor potência, entre 60 kW e 500 kW, destacando-se os do tipo string. Tal prática vem sendo discutida no setor nos últimos anos, argumentando-se que o maior custo de investimento poderia ser compensado por vantagens como: redução no cabeamento CC, maior produção em terrenos acidentados ou locais com sombreamento parcial, por possuir mais MPPT's; e maior facilidade na troca de equipamentos defeituosos.

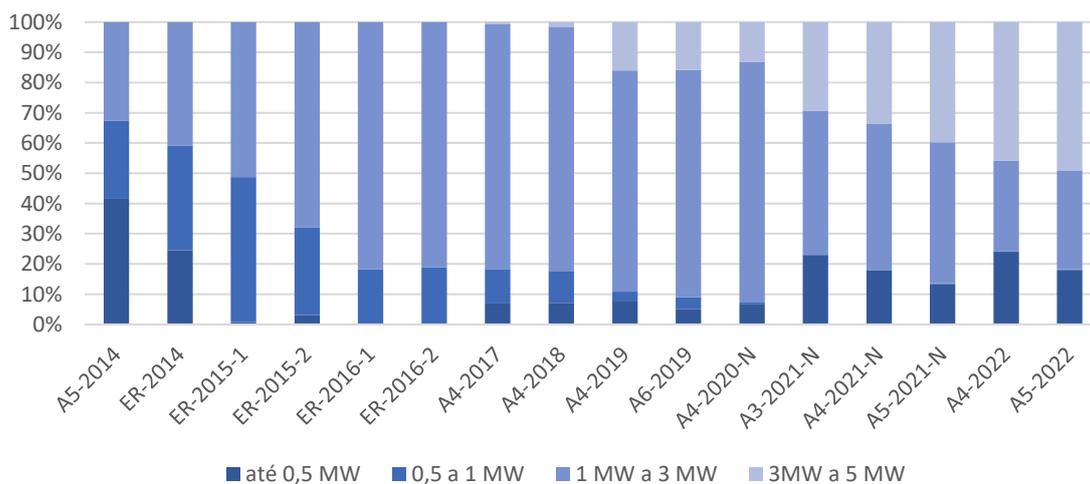


Figura 33 - Evolução das faixas de potência dos inversores

Quanto ao dimensionamento de empreendimentos fotovoltaicos, é comum prever a instalação de uma potência CC maior que a potência CA. Tal estratégia é utilizada pois as condições de irradiação e temperatura definidas para testes em laboratório dificilmente são encontradas em campo e, portanto, os módulos fotovoltaicos não atingem sua potência nominal na maior parte do tempo. Assim, o sobredimensionamento do arranjo CC possibilita a operação mais eficiente do inversor próximo às suas condições nominais.

Ainda, em dias parcialmente nublados, as variações inerentes ao recurso solar tendem a ser atenuadas, e algumas das flutuações da radiação deixam de ter efeito na produção. Na maioria dos casos, a potência habilitada pela EPE coincide com a potência CA.

Cada empreendedor adota, como critério de projeto, um Fator de Dimensionamento do Inversor – FDI, correspondente à razão entre a potência CA e a potência CC. O FDI adotado 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. Projetos com inversores mais carregados tendem a apresentar uma produção de energia mais constante ao longo do dia.

Essa prática de subdimensionamento do inversor foi intensificando ao longo do tempo e a partir de 2019, houve incrementos em relação aos anos anteriores, em especial nos valores médios e medianos, conforme apresentado na Figura 34.

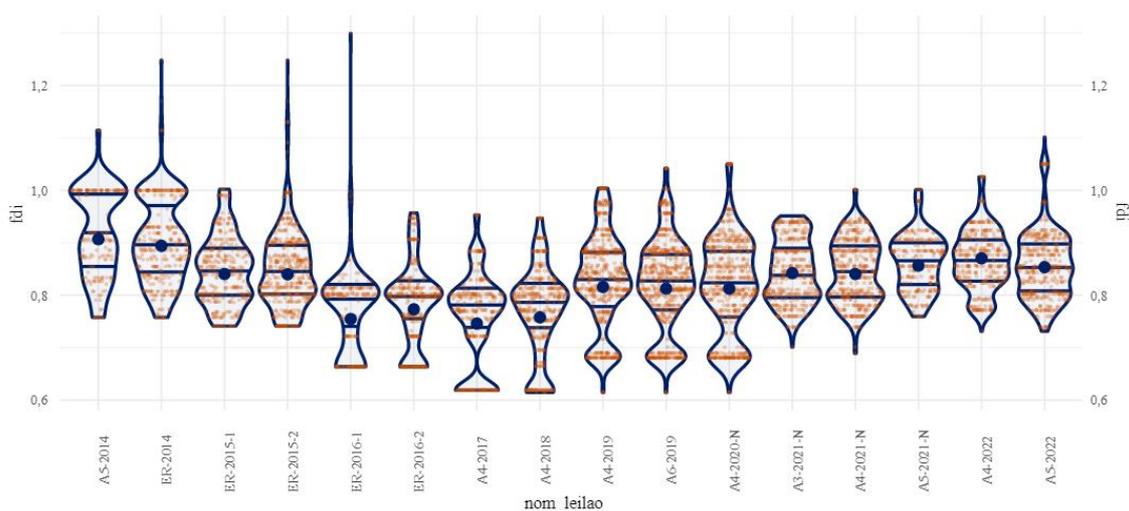


Figura 34 - Evolução do fator de dimensionamento do inversor dos projetos

A queda no FDI até 2018 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.

Em que pese a otimização técnico-econômica de cada projeto, há algumas discussões na literatura sobre os limites das vantagens dessa prática. Em Bürger e Rüther (2006), por exemplo, discute-se que o uso de simulações em base horária nas estimativas de produção de energia pode superestimar o benefício do uso de uma maior potência CC, pois tais simulações subestimam os momentos de altas irradiâncias, portanto subestimando o corte por sobrepotência no inversor.

Um estudo de 2021 avaliou o desempenho de usinas fotovoltaicas, buscando entender o impacto do subestimativa das perdas por clipping quando há alta variabilidade do recurso solar na escala intra-horária, sendo mais impactante quanto maior a relação CC/CA. Os autores quantificaram os erros de estimativa e aplicaram fatores de correção, comparando os cálculos com a geração verificada. Essa correção reduziu o erro em até 2,7% [14].

De fato, foi verificado em Ruschel e Ponte (2019), que a utilização de dados horários para estimativa da produção fotovoltaica pode levar a sobrestimativas de geração (ou subestimativa das perdas), e que esse efeito é agravado para valores mais baixos de FDI. No caso estudado, a diferença entre simulações horárias e minutais cresceu de 1% com um fator de dimensionamento de 0,89 para 4% considerando um FDI de 0,69.

Nota-se na Figura 34 que em 2019 e 2020 ainda se verifica uma significativa parcela de projetos com FDI abaixo de 0,7, mas nos anos seguintes, os valores ficaram mais concentrados ao redor de 0,9. Embora seja difícil concluir os motivos, sobretudo considerando a diversidade de projetos e desenvolvedores, estima-se que a experiência adquirida com os projetos em operação tenha levado a um dimensionado mais conservador.

4.4.3 Estruturas de suporte dos módulos

O uso de rastreamento de um eixo vem se mantendo como a escolha predominante dos projetistas, com participações acima de 95% desde o ano de 2017, atingindo 100% no leilão A-5/2021. A Figura 35 ilustra o histórico, que se iniciou com predominância de sistemas de estrutura fixa.

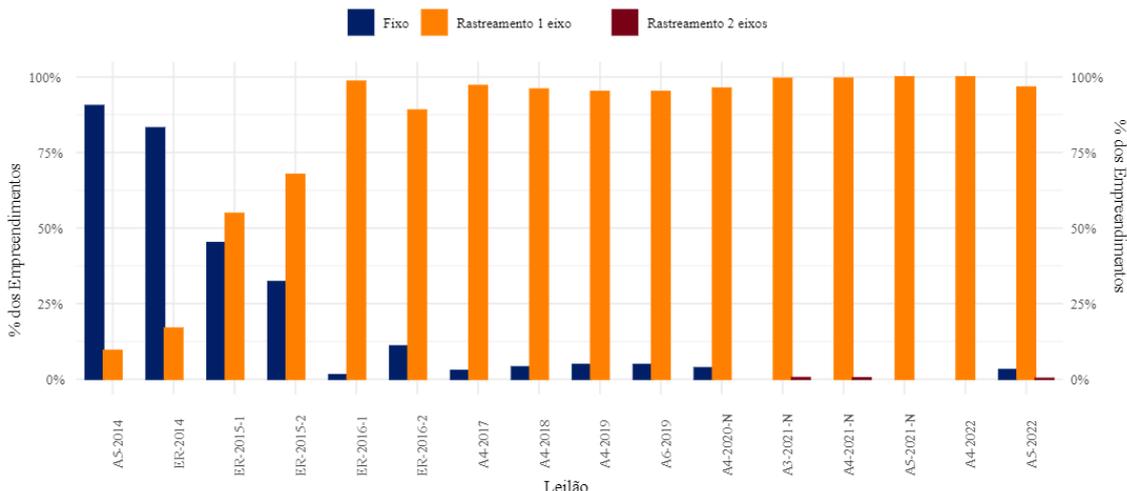


Figura 35 - Participação dos tipos de estrutura

O uso de rastreamento de um eixo tem contribuído para atingir fatores de capacidade mais elevados, com produções de energia mais constante ao longo do dia, mas necessita maior quantidade de área para instalação da usina.

4.5 Fator de Capacidade

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

Para fins deste documento, e considerando as regras do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o fator de capacidade de um empreendimento é definido como a razão entre a expectativa de geração de energia (P50) da planta, em MWmed, e a sua potência instalada, em MW.

Após um crescimento mais pronunciado nos primeiros anos da participação da fonte solar fotovoltaica nos leilões de energia, desde 2017 os fatores de capacidade têm se mantido em níveis similares, com média em torno de 30%, considerando-se a potência habilitada (em geral a potência CA), sendo que alguns projetos chegam a alcançar 35%, conforme ilustra a Figura 36.

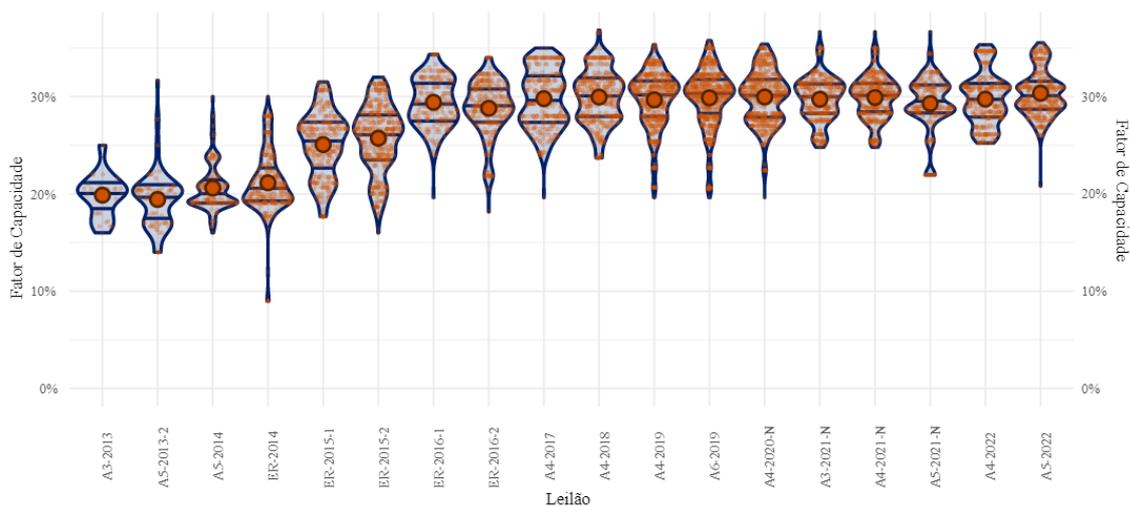


Figura 36 - Evolução do fator de capacidade

Com relação a variações regionais, a Figura 36 traz a distribuição dos fatores de capacidade históricos por estado, com base na potência habilitada. Percebe-se que, embora haja influência, o fator de capacidade não depende apenas do recurso solar local, mas também das características de cada projeto, em especial do tipo de estrutura e do dimensionamento do inversor.

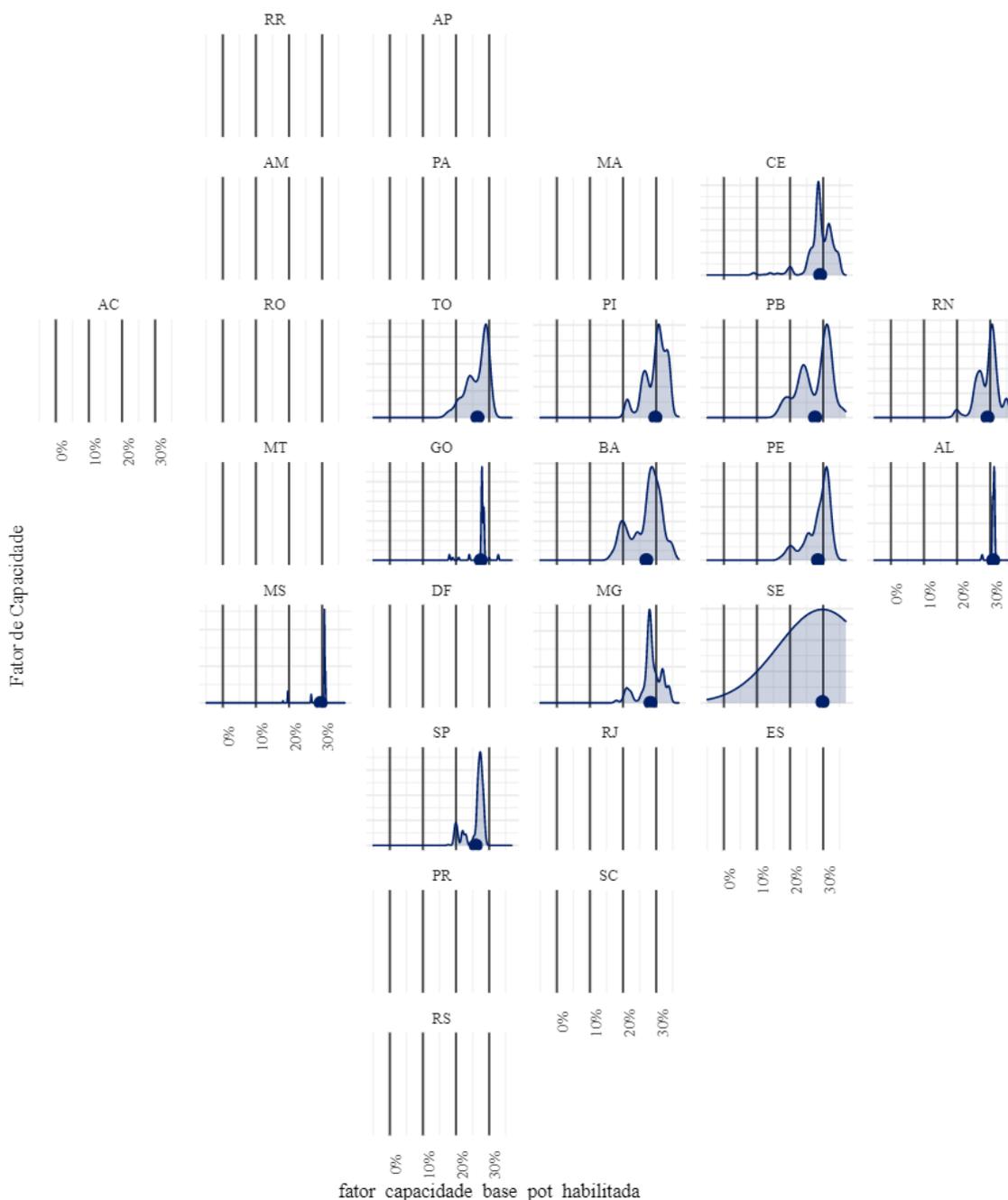


Figura 37 – Fatores de capacidade (base CA) por estado

Ao utilizar um fator de dimensionamento do inversor menor, por exemplo, um projeto em uma região de baixa irradiação poderia ter um fator de capacidade maior do que outro em regiões com recurso mais favorável. A título de exemplo, o estado do Mato Grosso do Sul, embora apresente irradiação global inferior ao Ceará (Figura 37), possui projetos com fatores de capacidade em média similares.

4.6 Prazo de Implantação

Tendo como referência os cronogramas para implantação dos empreendimentos fotovoltaicos eólicos habilitados nos leilões de 2013 a 2022, com base nas informações cadastradas no Sistema AEGE pelos empreendedores, pode-se constatar na Figura 38 que os prazos médios de implantação se mantiveram entre 12 e 15 meses. Notam-se alguns valores mais baixos, chegando a 5 meses, os quais podem ser atribuídos a projetos pertencentes a complexos em ampliação.

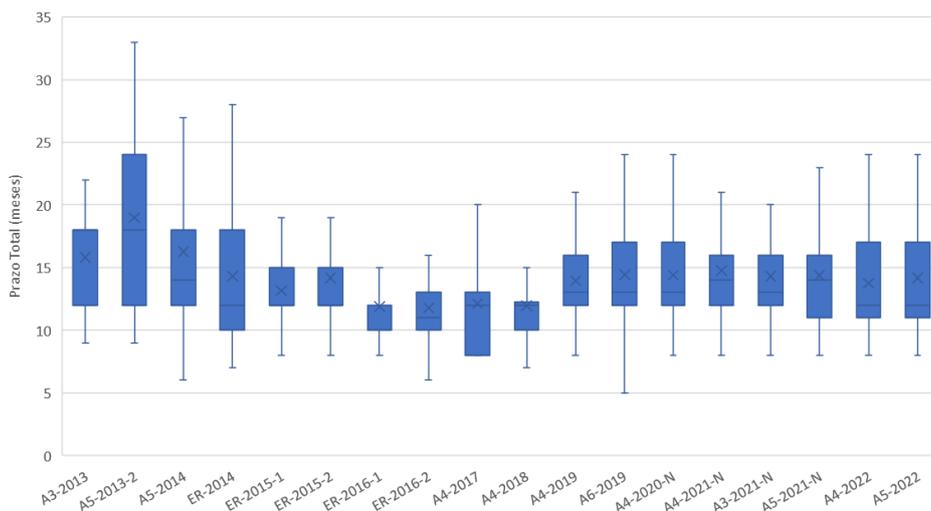


Figura 38 - Prazos para implantação de empreendimentos fotovoltaicos

4.7 Custo de Investimento

Conforme explicitado no início deste documento, será dado enfoque nas características técnicas dos projetos, deixando os dados e análises sobre custos para o “Caderno de Preços de Geração” da EPE [1].

Ainda assim, no caso da fonte solar fotovoltaica, cabe pontuar algumas análises mais específicas, como a de composição de custos, apresentada na Figura 39. Por esta, a maior parcela de custos corresponde aos equipamentos, sendo que os módulos fotovoltaicos, representam cerca de 40% do custo total do projeto. A seguir, as estruturas (incluindo rastreadores) e os inversores representam respectivamente cerca de 15% e 9% do custo total, e os demais equipamentos, em torno de 4%.

Os custos de transmissão e conexão, além das obras civis, também apresentam parcelas importantes, sendo respectivamente da ordem de 11% e 8,5%. A parcela identificada como “outros” inclui diversos custos, entre eles: terreno, ações socioambientais, custos indiretos, logística, montagem, testes e seguro, e representa cerca de 11% dos custos totais.

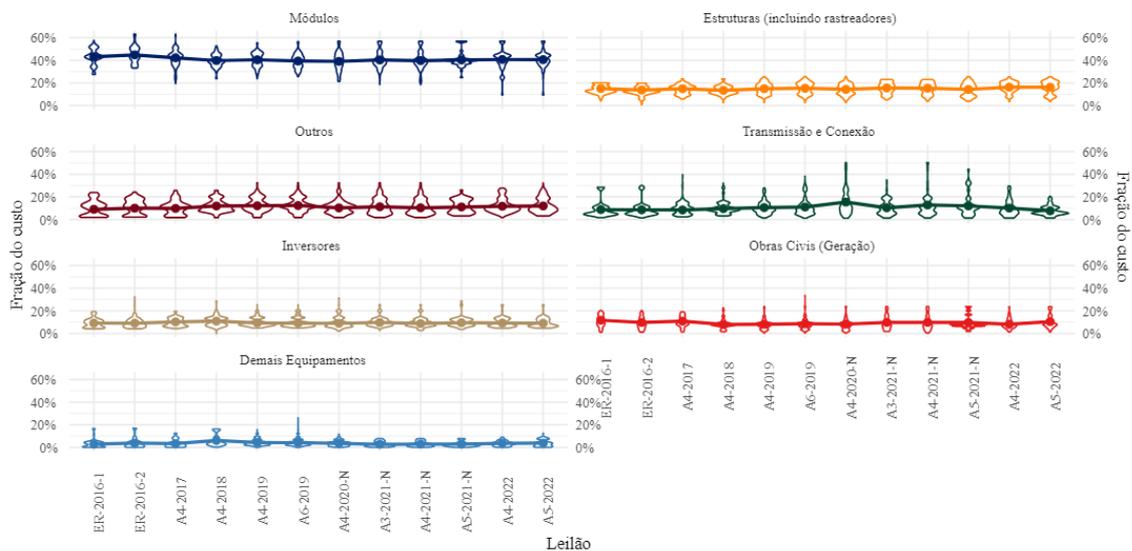


Figura 39 - Evolução da participação de cada parcela do custo de investimento dos projetos entre 2016 e 2022

5 EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS (PCH E CGH)

5.1 Introdução

As usinas hidrelétricas utilizam a energia potencial gravitacional da água em desníveis naturais e/ou criados por barragens, para o armazenamento e/ou produção de energia elétrica. Trata-se de uma tecnologia madura, com a primeira central instalada no Brasil no final da década de 1880 (Usina de Marmelos - Juiz de Fora/MG) e cuja participação nos leilões do ACR tem ocorrido desde 2005.

Além das diferentes tipologias associadas as estruturas, equipamentos, arranjo e concepção construtiva, as hidrelétricas possuem diferentes classificações e enquadramentos no setor elétrico brasileiro (SEB) como resumidos no Quadro 1.

As avaliações apresentadas a seguir correspondem aos empreendimentos do tipo PCH e CGH (com potência superior a 1MW) cadastrados nos leilões de energia do ACR.

Para as PCH, as informações correspondem ao Projeto Básico registrado na Aneel e cadastrado na EPE, conforme requerido pela Portaria MME nº102/2016, e para as CGH as informações estão associadas aos estudos feitos pelo empreendedor, com requisitos mínimos exigidos pelas Instruções de Cadastramento¹⁰.

As PCH/CGH representam cerca de 1.500 cadastros realizados a partir de 2009, incluindo projetos habilitados, não habilitados e desistentes, e contabilizados projetos que participaram em diferentes leilões. Desse total, apenas 5 cadastros correspondem a projetos de ampliação e/ou repotenciação, não sendo dado tratamento específico em tais casos.

Com o aprimoramento do sistema AEGE para as PCH e CGH, algumas das informações passaram a ser registradas de forma estruturada somente a partir de 2017, reduzindo a amostra de dados para cerca de 900 ou menos em algumas das avaliações.

¹⁰ https://www.epe.gov.br/sites-pt/leiloes-de-energia/Documents/EPE-DEE-158_2007-R13_UHE_PCH_CGH.pdf

Quadro 1 - Principais classificações das usinas hidrelétricas utilizadas no SEB

Quanto ao porte do empreendimento para fins de concessão, permissão e autorização (Lei nº 9.074/1995)	<ul style="list-style-type: none"> • Potência ≤ 5.000 kW (dispensa outorga) • 5.000 kW < Potência ≤ 50.000 kW (Autorização) • Potência¹¹ > 50.000 kW (Concessão, com licitação)
Quanto ao destino da produção energética (Lei nº 9.074/1995)	<ul style="list-style-type: none"> • Produção Independente de Energia Elétrica (PIE) • Execução de Serviço Público • Autoprodução
Quanto ao enquadramento na Resolução Normativa Aneel nº 875/2020	<ul style="list-style-type: none"> • Central Geradora Hidrelétrica com Capacidade Instalada Reduzida (CGH) • Pequena Central Hidrelétrica (PCH) • Usina Hidrelétrica (UHE) com outorga de Autorização • Usina Hidrelétrica (UHE) com outorga de Concessão
Quanto a modalidade ou forma de planejamento da operação e despacho (Submódulo 26.2 dos Procedimentos de Rede ONS)	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo I • Tipo II-A • Tipo II-B • Tipo II-C • Tipo III
Quanto a metodologia de cálculo da Garantia Física	<ul style="list-style-type: none"> • Portaria MME nº 463/2009 (não desp. centralizadamente) • Portaria MME nº 101/2016 (desp. centralizadamente)
Quanto a participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) (Decreto nº 2.655/ 1998)	<ul style="list-style-type: none"> • Participante • Não participante
Quanto ao ambiente de comercialização da energia	<ul style="list-style-type: none"> • ACR¹² • ACL • Ambos
Quanto a conexão	<ul style="list-style-type: none"> • Interligado ao SIN (na rede básica ou fora da rede básica) • Isolado
Quanto ao órgão de licenciamento ambiental e de outorga do uso da água (Decreto nº 8.437/2015)	<ul style="list-style-type: none"> • Federal (União) • Estadual • Municipal
Quanto a obrigatoriedade de EIA-RIMA (Resolução CONAMA nº001/1986)	<ul style="list-style-type: none"> • Potência ≤ 10.000 kW (não necessário) • Potência > 10.000 kW (necessário)

5.2 Aspectos relativos ao recurso hídrico e potencial hidrelétrico

Os potenciais de energia hidráulica são considerados bens da União pelos arts. 20 e 176 da Constituição Federal de 1988, o que impõe ritos específicos para sua exploração, a depender da potência e destino da produção de energia, conforme Lei nº9.074/1995.

¹¹ Usinas com concessão renovada podem ainda ser classificadas como cotistas ou não-cotistas, conforme Lei 12.783/2013.

¹² A participação de CGH em leilões de energia no ACR tem sido limitada a empreendimento com potência igual ou superior a 1MW, segundo Portarias de Diretrizes dos Leilões.

Assim como as UHE, as PCH devem ser identificadas nos Estudos de Inventário Hidrelétrico, onde são definidas as características básicas dos empreendimentos tendo em vista o aproveitamento ótimo do potencial, sendo válido destacar que em alguns casos o Inventário pode não apontar locais com pequenos potenciais, como em segmentos de bacia, sendo necessária realização de um novo estudo ou revisão do Inventário existente. Após inventariada, a PCH deve seguir procedimento estabelecido pela Resolução Normativa Aneel nº875/2020¹³ para a obtenção da Autorização, incluindo o desenvolvimento do Projeto Básico.

Atualmente o potencial teórico de PCH¹⁴ é quantificado em 14GW¹⁵, sendo que 5,4GW tem situação de "eixo disponível" e os demais estão com o Projeto Básico em desenvolvimento ou já concluído, sendo a distribuição geográfica das usinas apresentadas na Figura 40. Destaca-se que, possivelmente, nem todo esse potencial terá viabilidade técnica, econômica e ambiental para ser implementado.

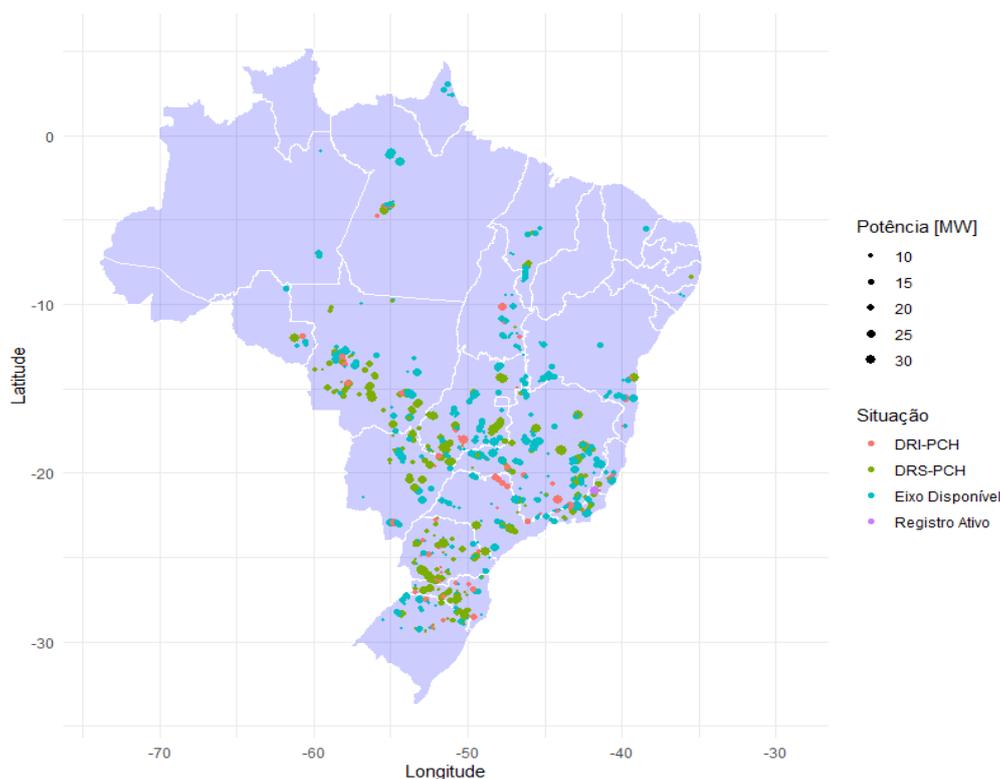


Figura 40 – Localização das PCH inventariadas e situação dos estudos conforme REN 875/2020.

Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANEEL

¹³ [ren2020875.pdf \(aneel.gov.br\)](https://www.aneel.gov.br/ren2020875.pdf)

¹⁴ Não inclui UHE com capacidade inferior a 30MW.

¹⁵ [Emprego hidrelétrico em estudo - Conjunto de dados - Dados Abertos - Agência Nacional de Energia Elétrica \(aneel.gov.br\)](https://www.aneel.gov.br/emprego-hidreletrico-em-estudo-conjunto-de-dados-dados-abertos-agencia-nacional-de-energia-eletrica)

As CGH são dispensadas da Autorização para a exploração do potencial, mas podem ser afetadas por usinas Autorizadas ou Concedidas, o que justifica a inclusão de cláusula específica de rescisão no CCEAR em tal situação.

Apesar da expectativa de redução do potencial hidrelétrico mais atrativo do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, não foi possível observar uma tendência de redução das quedas das PCH cadastradas entre os anos de 2009 a 2022.

A Figura 41 e a Figura 42 apresentam a potência acumulada dos empreendimentos cadastrados a partir de 2019, por faixas de quedas, sendo possível verificar projetos com quedas de até 400m, mas com maior concentração na faixa de quedas até 25m para o caso das PCH e entre 25m a 50m para as CGH.

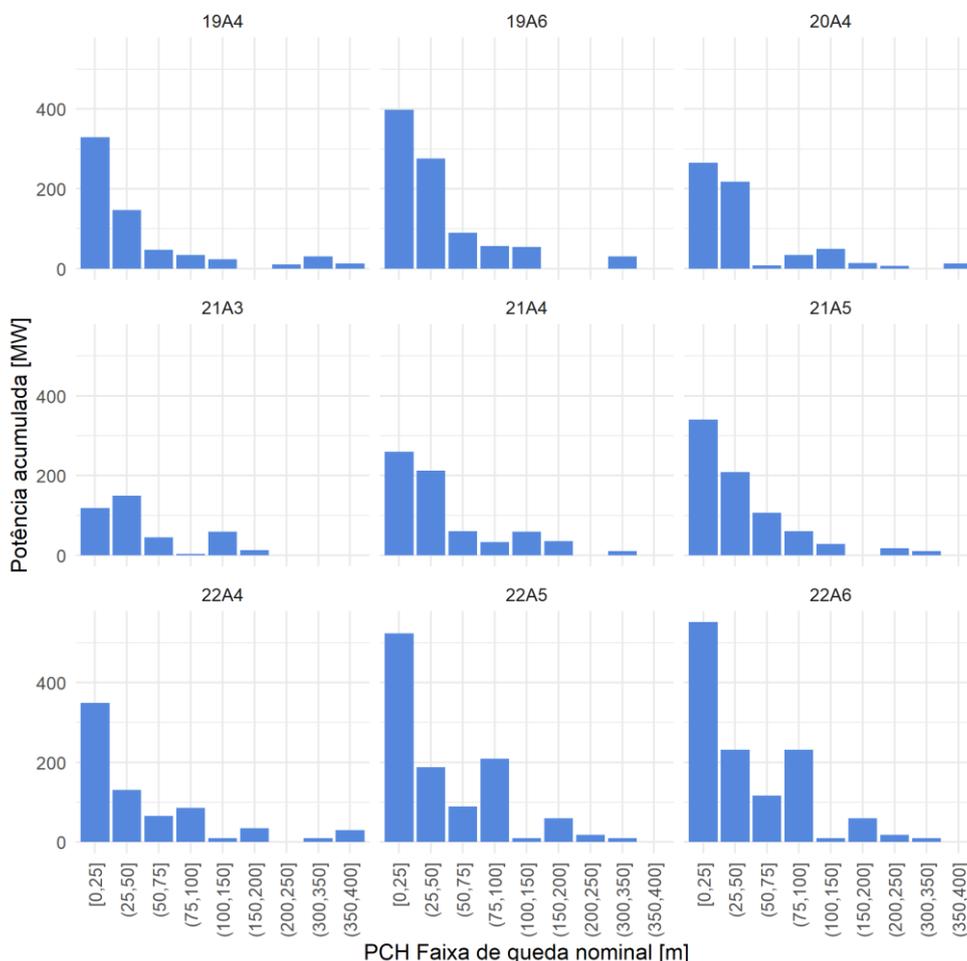


Figura 41 – Distribuição da capacidade acumulada de PCH por faixas de queda líquida nominal

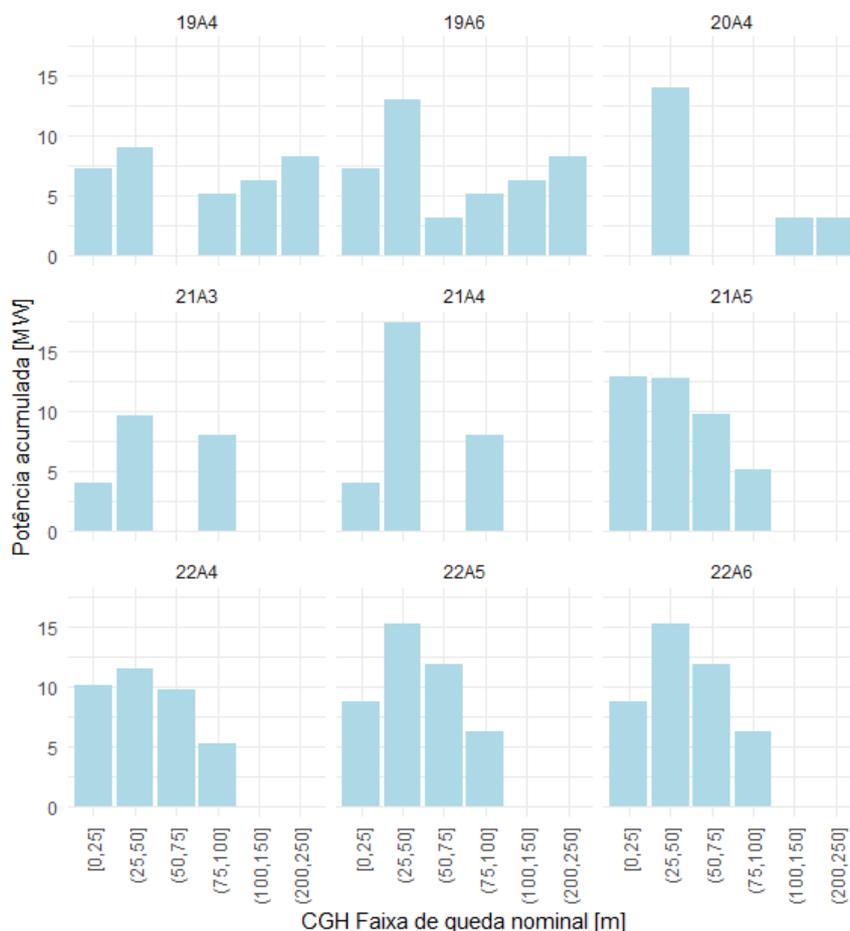


Figura 42 - Distribuição da capacidade acumulada de CGH por faixas de queda líquida nominal

Com relação a distribuição espacial, observa-se a concentração de projetos na região Sul, Sudeste e Centro-Oeste, com destaque para os estados do Mato Grosso, Paraná e Santa Catarina, como mostra a Figura 43.

De forma geral, as PCH/CGH cadastradas não apresentam grande capacidade de regularização como abordado no item 5.3.2, tornando a geração variável com as afluências em cada usina.

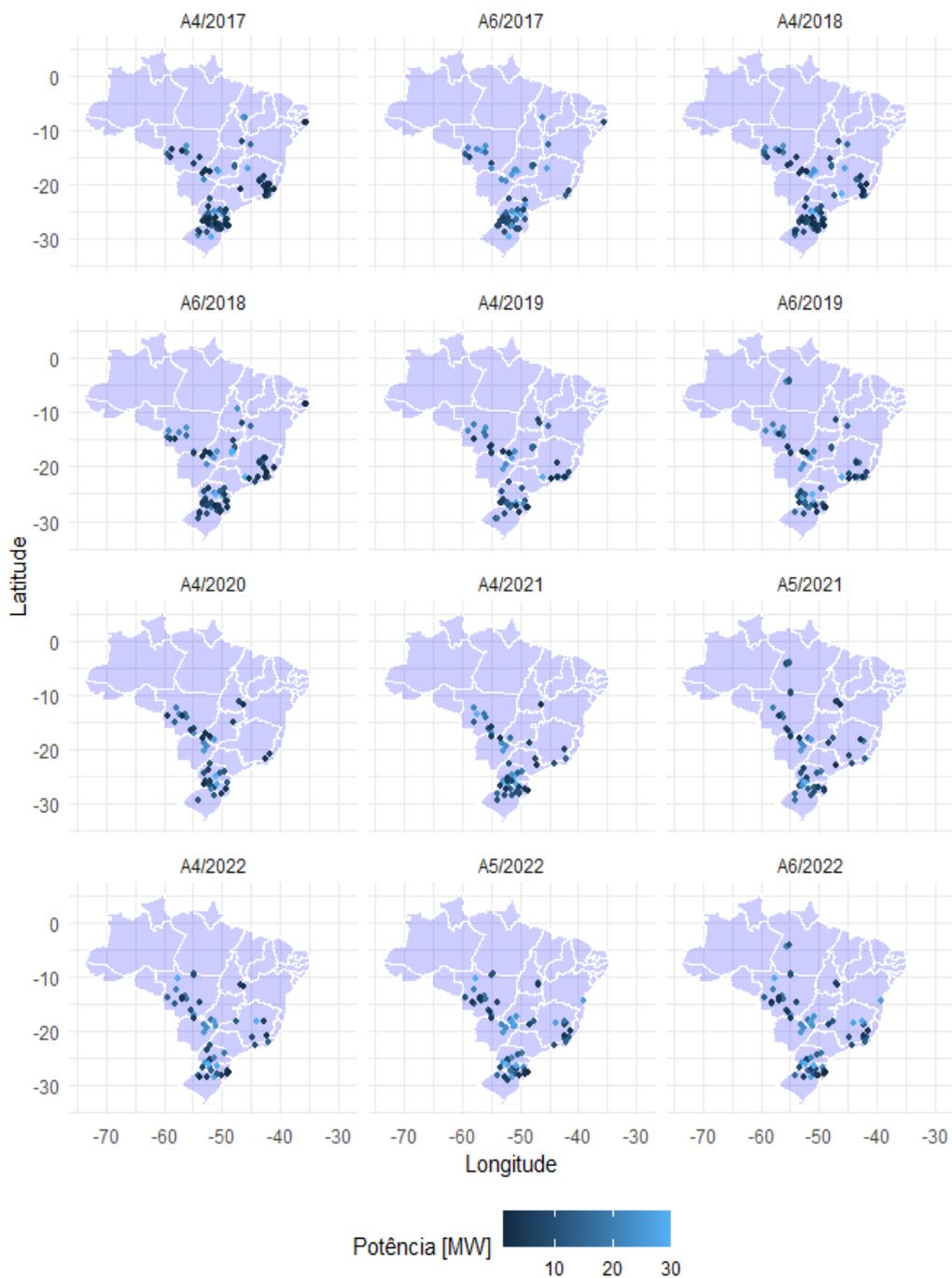


Figura 43 – Localização das PCH/CGH cadastradas a partir de 2017

Ao observar as vazões mensais dos empreendimentos cadastrados, verifica-se que as usinas da região Sul apresentam maiores médias entre os meses de maio a novembro, que corresponde ao período seco do SIN, caracterizando desta forma uma

complementariedade em relação as outras hidrelétricas, como mostra a Figura 44. No gráfico, as vazões médias mensais de longo termo são expressas em função da média do histórico cadastrado, não refletindo desta forma as variações intramensais.

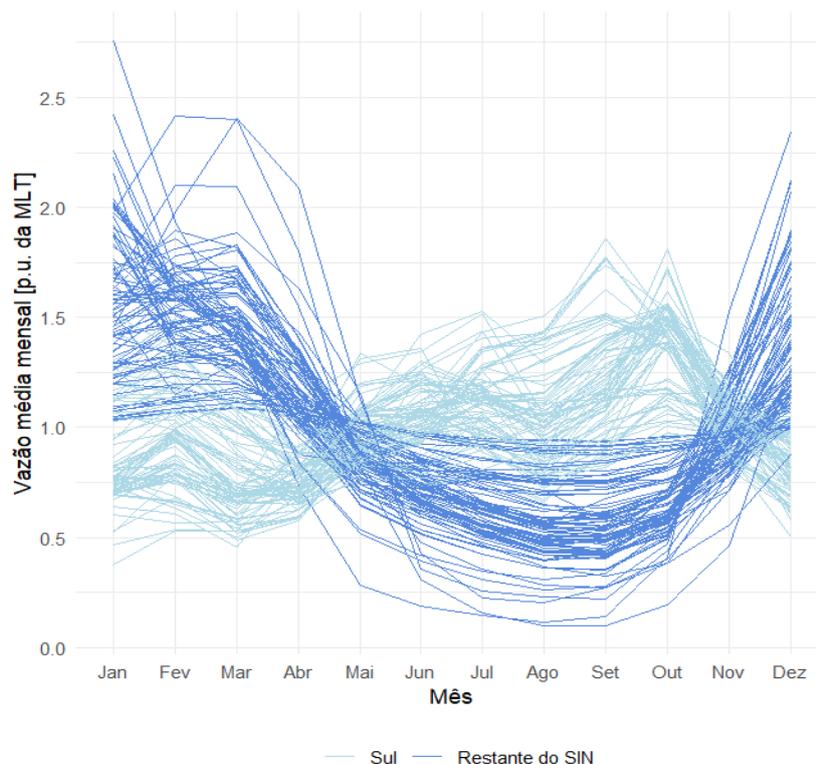


Figura 44 - Vazões médias mensais das PCH/CGH cadastradas a partir de 2018

5.3 Equipamentos e estruturas principais

As hidrelétricas são caracterizadas pela baixa padronização e elevada dependência com as condições locais, como os aspectos geológicos-geotécnicos, topográficos, hidrológicos e condicionantes socioambientais, motivando a diversidade de características técnicas e operativas das usinas.

Apesar das classificações utilizadas no cadastramento, como para os tipos de turbina, de barramento e de vertedouro, cada projeto possui variações e detalhes construtivos, cuja abordagem está fora do alcance deste Caderno, dentre outros motivos, devido a fase do projeto em que as informações têm origem e o grau de detalhamento requerido para fins de habilitação técnica.

Todavia, a avaliação apresentada não busca identificar limites tecnológicos, mas encontrar as semelhanças e as principais práticas adotadas, de forma a caracterizar as PCH/CGH cadastradas nos leilões de energia do ACR.

5.3.1 Turbinas e Geradores

Os projetos de CGH/PCH cadastrados a partir de 2017 consideram basicamente 9 tipos de turbinas conforme Figura 45, onde observa-se a predominância de turbinas de reação e o maior uso de turbinas de eixo horizontal Francis (simples ou dupla) e Kaplan "S" (com gerador à montante ou à jusante), com potências unitárias entre 500 e 15.000kW.

Os dados utilizados consideram tanto os equipamentos instalados na casa de força principal quanto na casa de força secundária (quando aplicável), onde usualmente são utilizadas turbinas de pequeno porte para aproveitar a vazão remanescente.

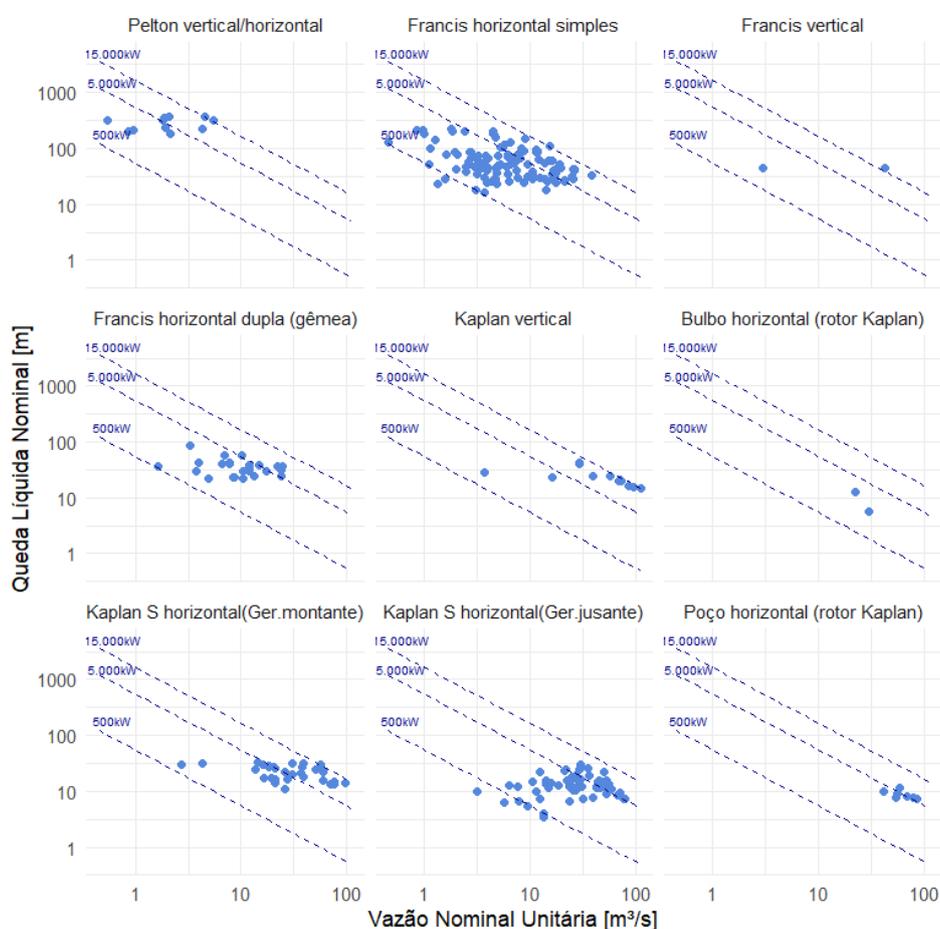


Figura 45 - Tipos de turbinas cadastradas a partir de 2017

De forma complementar, a Figura 46 mostra a participação de cada tipo na capacidade total cadastrada dos leilões, com as turbinas agrupadas em Francis, Kaplan e Pelton.

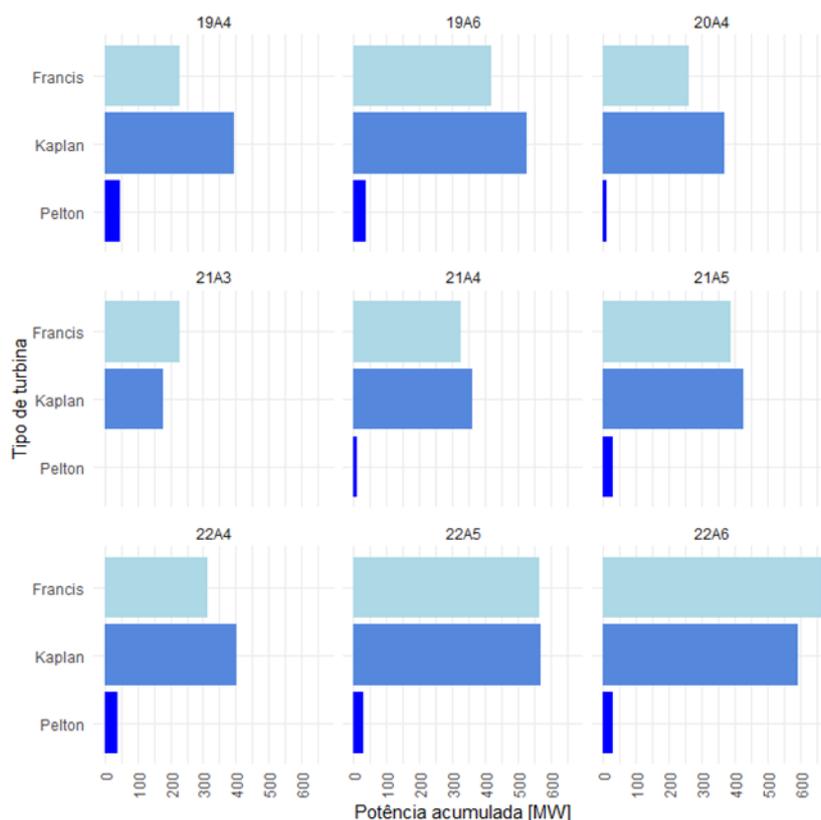


Figura 46 - Capacidade acumulada por tipo de turbina (Leilões a partir de 2019)

A Figura 47 apresenta a rotação específica (ns) e o coeficiente K das turbinas cadastradas, sendo:

$$ns = n \cdot \frac{P^{0,50}}{H^{1,25}}$$

com P = potência nominal em [kW], H = Queda líquida nominal e [m] e n = rotação nominal em [rpm]. E ainda:

$$K = ns \cdot H^{0,5}$$

É possível observar valores de K até aproximadamente 2.000 para turbinas Francis e até 3.000 para as turbinas Kaplan "S", valores superiores aos recomendados como 1.600 e 2.100, para os respectivos os tipos de turbinas, conforme "Diretrizes para Estudos e Projetos Básicos de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH" [15].

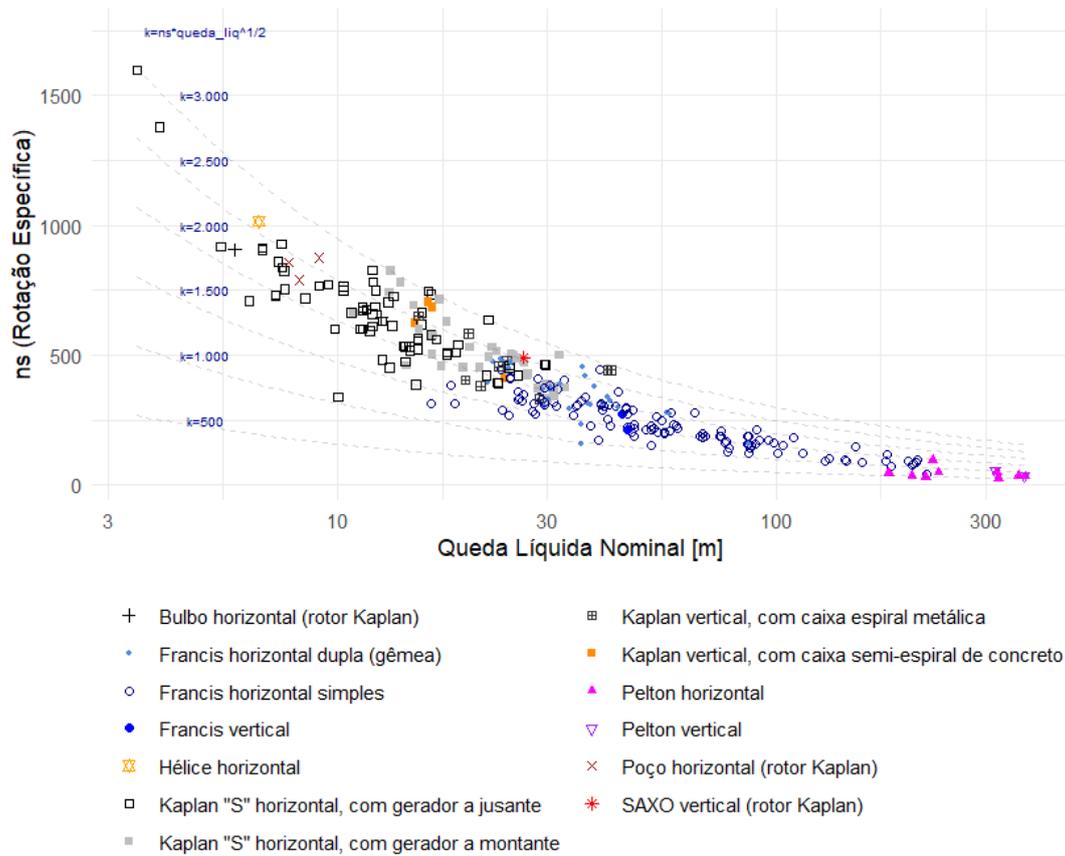


Figura 47 - Rotação específica das turbinas de PCH/CGH cadastradas a partir de 2017

A Figura 48 apresenta o coeficiente de cavitação de instalação ("sigma plant") e a rotação específica (ns) das turbinas de reação cadastradas, onde podem ser observadas as escolhas das rotações e submergências para os variados tipos, potências e quedas, onde:

$$\sigma_{plant} = \frac{H_b - H_v - (EL_{ref} - NAJ)}{H}$$

Com H_b = Pressão atmosférica em [mca], H_v = Pressão de vapor em [mca], EL_{ref} = Elevação de referência da turbina em [manm], NAJ = Nível d'água de jusante junto a saída do tubo de sucção para o ponto nominal de operação e H = queda líquida nominal, ambos em [m].

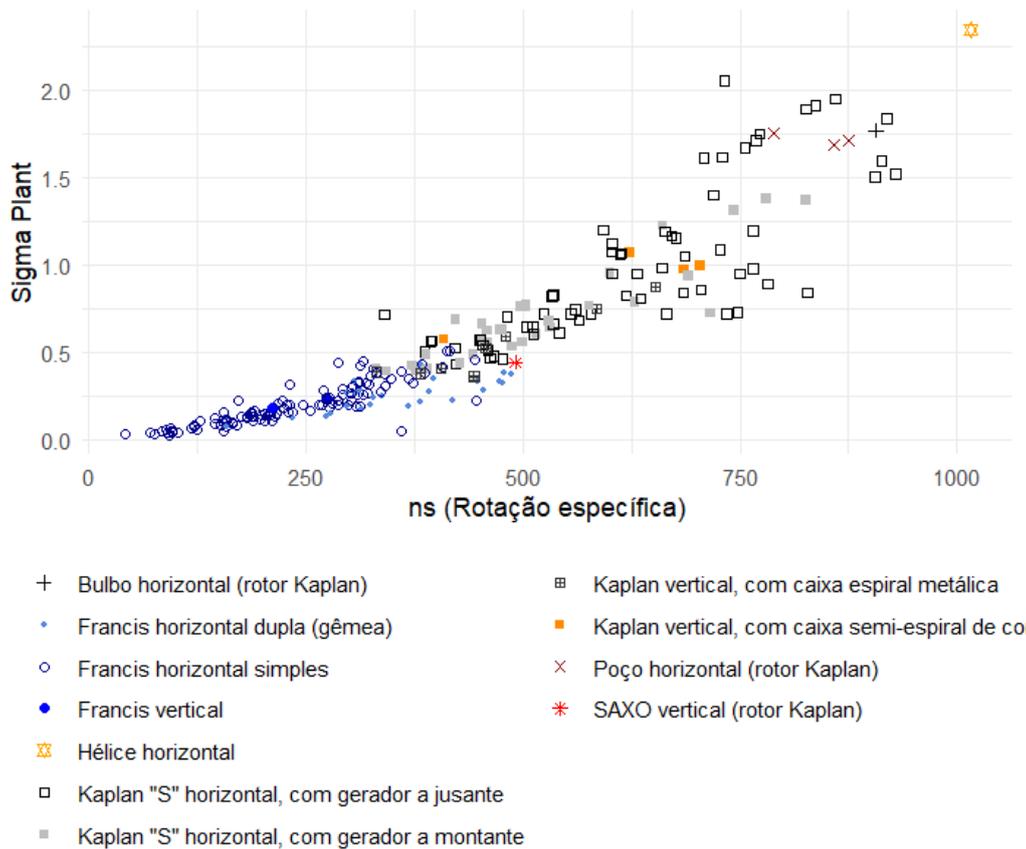


Figura 48 - Submersão das turbinas de PCH/CGH cadastradas a partir de 2017

A Figura 49, Figura 50, Figura 51 e Figura 52 apresentam os rendimentos nominais¹⁶ das turbinas mais utilizadas nos projetos cadastrados a partir de 2017, sendo possível observar valores entre 90% e 94%.

Para as turbinas Francis horizontais simples, há uma concentração de valores iguais a 92%, mas com projetos mais recentes considerando o valor de 93%. Para as turbinas Francis Dupla, há também um aparente aumento do rendimento em projetos mais recentes, porém a quantidade de dados é significativamente inferior.

Para as turbinas Kaplan, há concentração de valores entre 92% e 93%, sendo menos evidente a variação com os anos em que os projetos foram cadastrados.

¹⁶ Conforme definição dada pelas Instruções de Cadastramento nº EPE-DEE-158/2007-R13

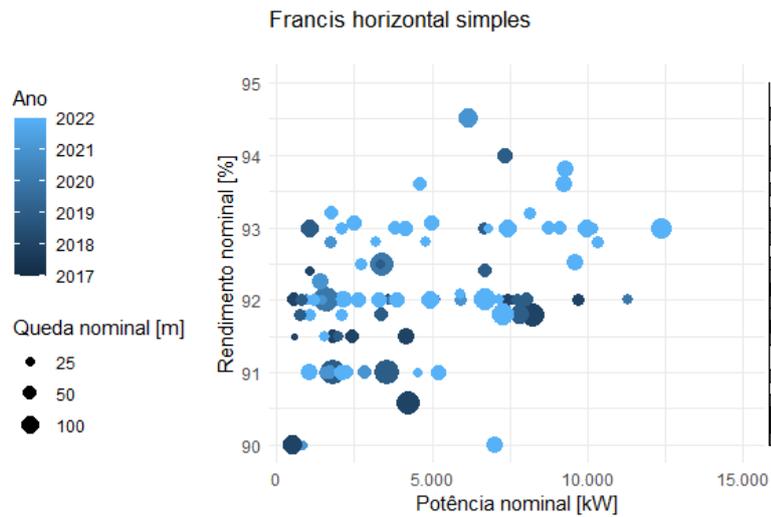


Figura 49 - Rendimentos nominais das turbinas cadastradas de PCH e CGH a partir de 2017

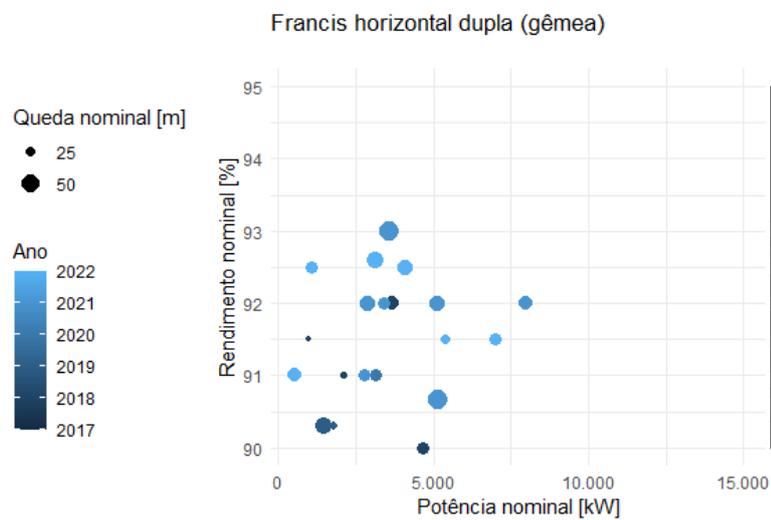


Figura 50 - Rendimentos nominais das turbinas cadastradas de PCH e CGH a partir de 2017

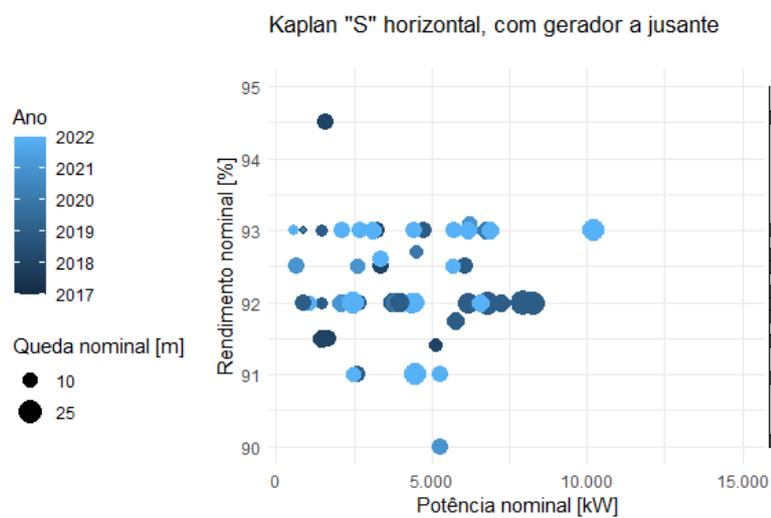


Figura 51 - Rendimentos nominais das turbinas cadastradas de PCH e CGH a partir de 2017

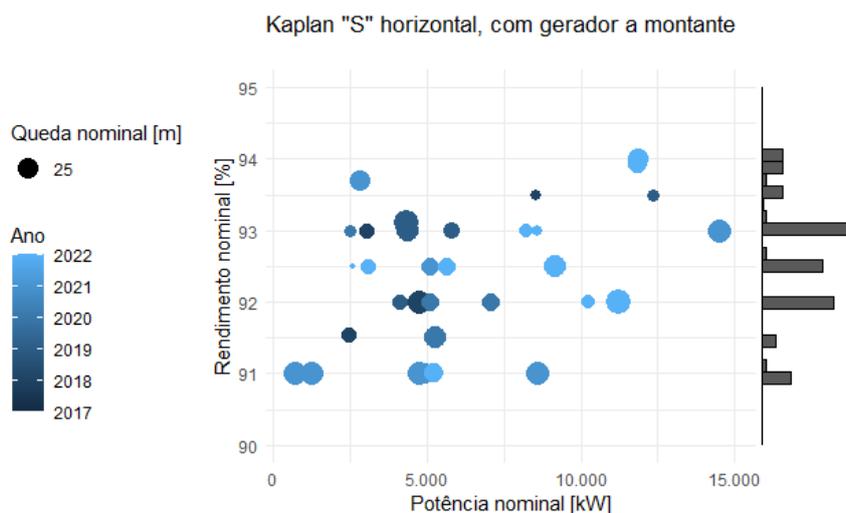


Figura 52 - Rendimentos nominais das turbinas cadastradas de PCH e CGH a partir de 2017

Dentre os tipos mais comuns de turbinas utilizadas, o engolimento mínimo corresponde a 30% e 50% da vazão nominal para as turbinas Kaplan e Francis respectivamente, embora relações mais baixas tenham sido registradas, como mostra a Figura 53.

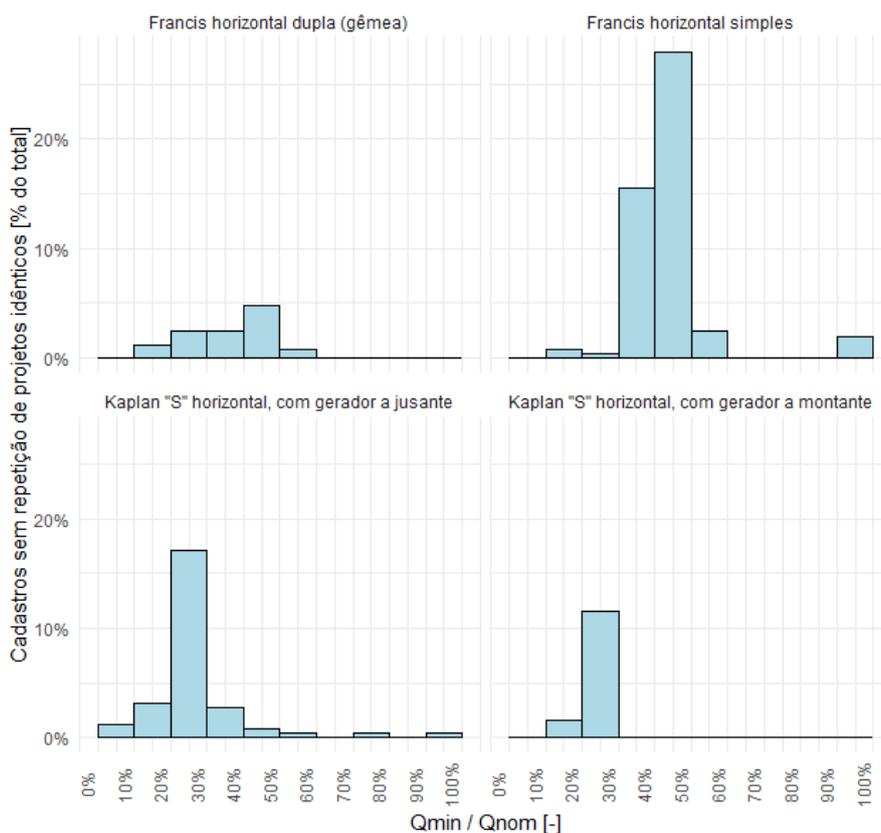


Figura 53 – Engolimento mínimo das turbinas cadastradas a partir de 2018

A maioria dos geradores cadastrados são acoplados diretamente nas turbinas e possuem fator de potência nominal ($\cos \phi$) entre 0,80 e 0,95.

A Figura 54 apresenta o efeito de inércia (GD^2) dos geradores cadastrados em função do parâmetro F , que caracteriza o porte do gerador.

$$F = \left(\frac{C}{n^{1,5}} \right)^{5/4}$$

Onde: C = Capacidade nominal do gerador em [kVA] e n = rotação nominal em [rpm]

Os valores de GD^2 cadastrados foram comparados com estimativas calculadas a partir dos dados nominais dos geradores, segundo metodologias de 10 diferentes referências da literatura¹⁷. Os pontos em cinza correspondem aos valores que ultrapassam 150%¹⁸ do maior valor ou não atingem 90% do menor valor estimado, indicando condições particulares do projeto ou eventuais erros no cadastramento.

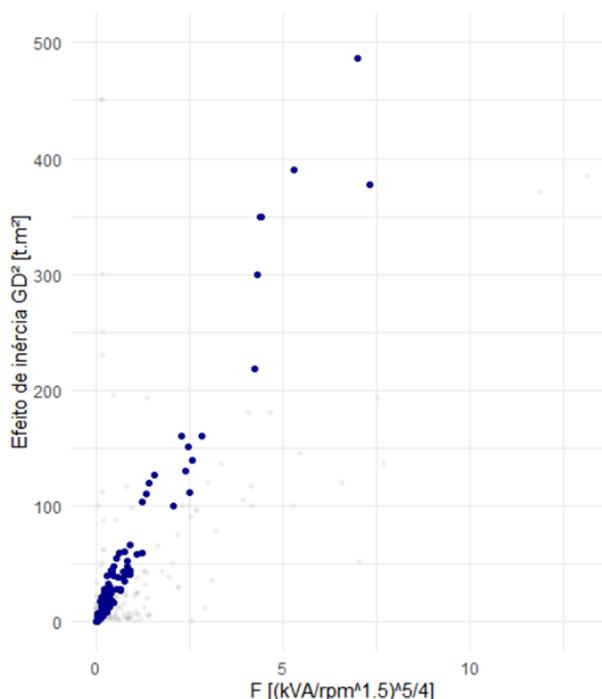


Figura 54 – GD^2 dos geradores cadastrados de PCH e CGH a partir de 2017

A Figura 55 apresenta a tensão nominal dos geradores cadastrados em função de sua capacidade, indicando o uso restrito de tensões baixas (até 2,3kV) a equipamentos de pequena capacidade (até 2,5 MVA).

¹⁷ NEMA Standard 5.1, USBR, EPDC, Souza 1999, Chaudry 1979, Gordon

¹⁸ De forma a contemplar geradores com acréscimo no GD^2 natural, por requisitos associados aos transitórios hidráulicos ou e/ou rede elétrica.

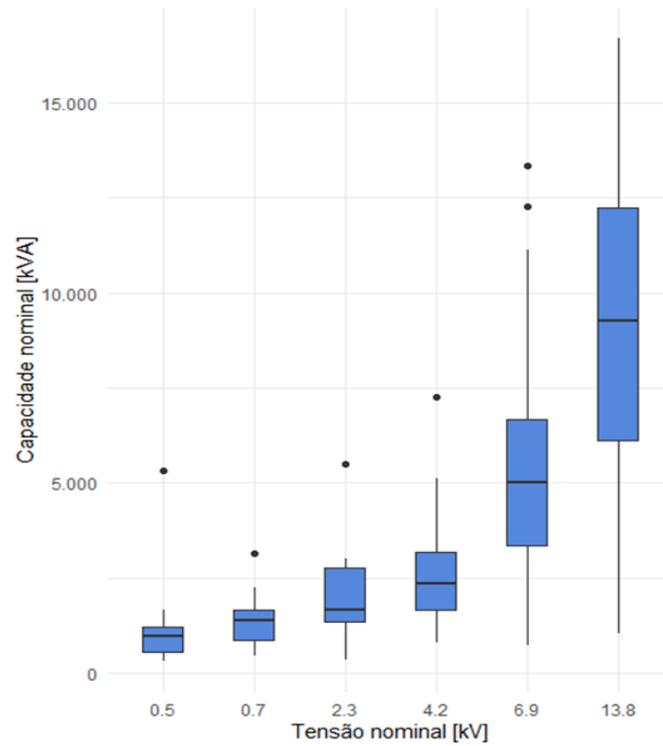


Figura 55 - Tensão nominal dos geradores cadastrados de PCH e CGH a partir de 2017

Com relação ao rendimento, não foi identificada variação significativa em função do tipo, porte e características do equipamento, cabendo também a ressalva de que são valores declarados pelos empreendedores. Os geradores cadastrados possuem rendimentos nominais entre 95% e 98%, sendo 97% o valor mais frequente, conforme mostra a Figura 56.

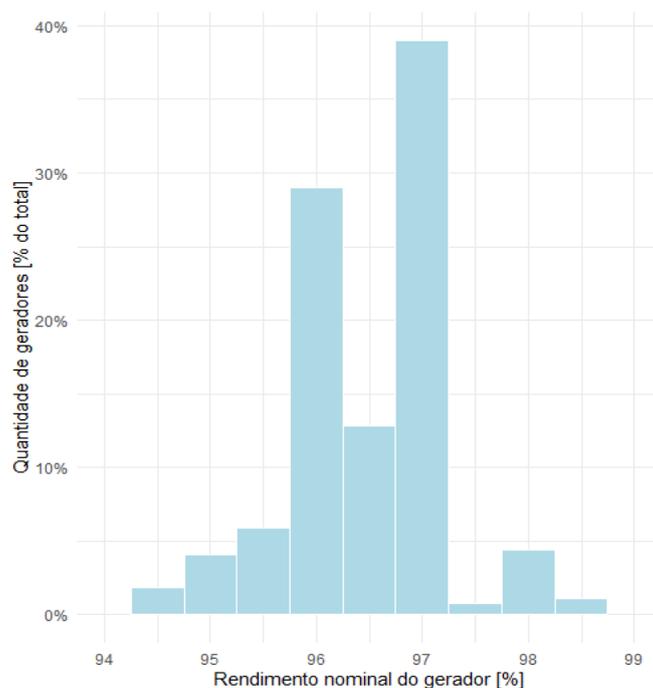


Figura 56 - Rendimentos nominais dos geradores cadastradas de PCH e CGH a partir de 2017

5.3.2 Reservatório

Os projetos de PCH/CGH cadastrados desde 2017 possuem áreas inundadas pelo reservatório ($NA_{máx.normal}$) inferiores a 15 km², sendo um valor baixo comparado às UHE convencionais. Além disso, o Índice de Produção, representado pela relação entre capacidade instalada e a área do reservatório [MW/km²] em muitos casos é superior a diversas UHE consideradas como de alto Índice, como Itaipu (10,4 MW/km²), Teles Pires (13,5 MW/km²), Foz do Areia (10,9 MW/km²) e Ferreira Gomes (14,2 MW/km²).

A Figura 57 apresenta a dispersão dos Índices de Produção para os empreendimentos cadastrados desde 2018, sendo possível observar que mais de ¼ das PCH cadastradas nos últimos 4 leilões possuem Índice superior a 25 MW/km².

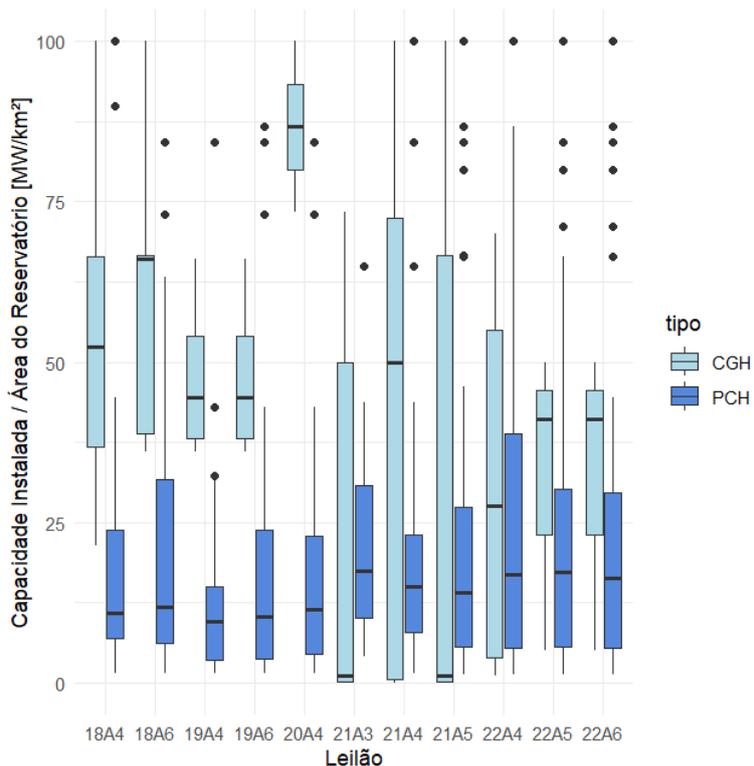


Figura 57 – Índice de produção [MW/km²] das PCH/CGH cadastradas a partir de 2018

Considerando que a relação entre o volume útil e a vazão total turbinada é proporcional a capacidade de regularização da usina, o histórico de cadastros a partir de 2018 mostra poucas usinas com relações entre 1 e 25 horas, como apresentado na Figura 58.

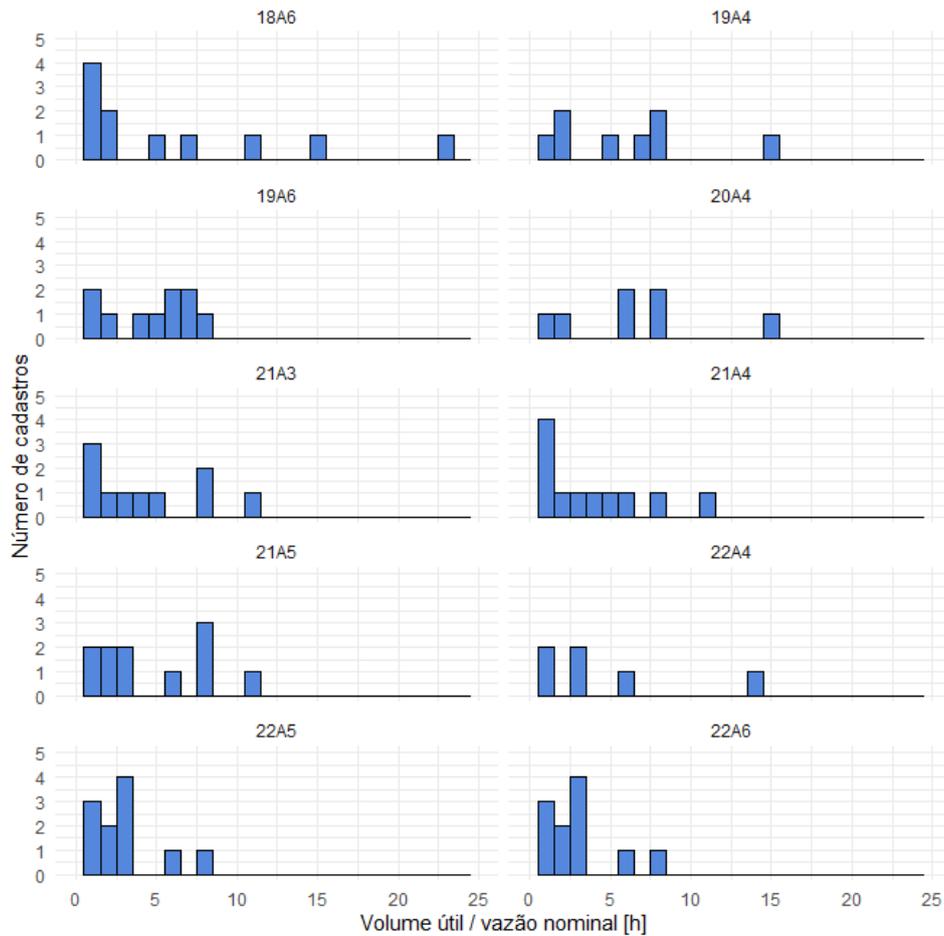


Figura 58 - Capacidade de regularização das PCH/CGH cadastradas a partir de 2018

5.3.3 Barramento e vertedouro

A maior parte dos projetos cadastrados possuem área de drenagem (no ponto de barramento) inferiores a 5.000km², conforme mostra o histograma da Figura 59, construído a partir dos registros no sistema AEGE realizados a partir de 2009.

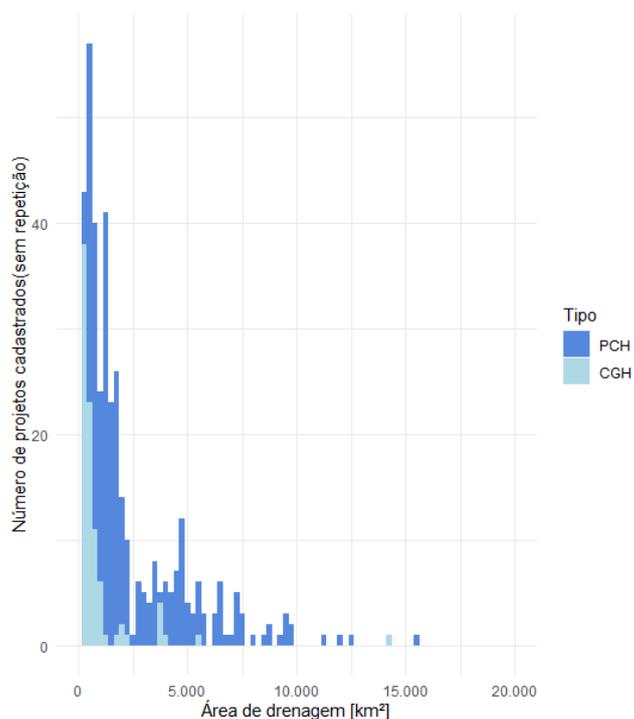


Figura 59 - Áreas de drenagem das PCH/CGH cadastradas a partir de 2009

O Quadro 2 resume os tipos de barramentos para os projetos de CGH e PCH cadastrados.

Quadro 2 - Tipos de barramentos utilizados no cadastro de PCH/CGH

TE/CC	Terra e Enrocamento / Concreto Convencional
TE/CCR	Terra e Enrocamento / Concreto Compactado a Rolo
TE	Terra e Enrocamento
T/CCR	Terra / Concreto Compactado a Rolo
T/CC	Terra / Concreto Convencional
T	Terra
Sem Barragem	-
CCR	Concreto Compactado a Rolo
CC/CCR	Concreto Convencional / Concreto Compactado a Rolo
CC	Concreto Convencional

Para as PCH, as barragens de terra e enrocamento, concreto convencional e terra são os tipos predominantes respondendo pela maior participação em potência acumulada, como apresenta a Figura 60.

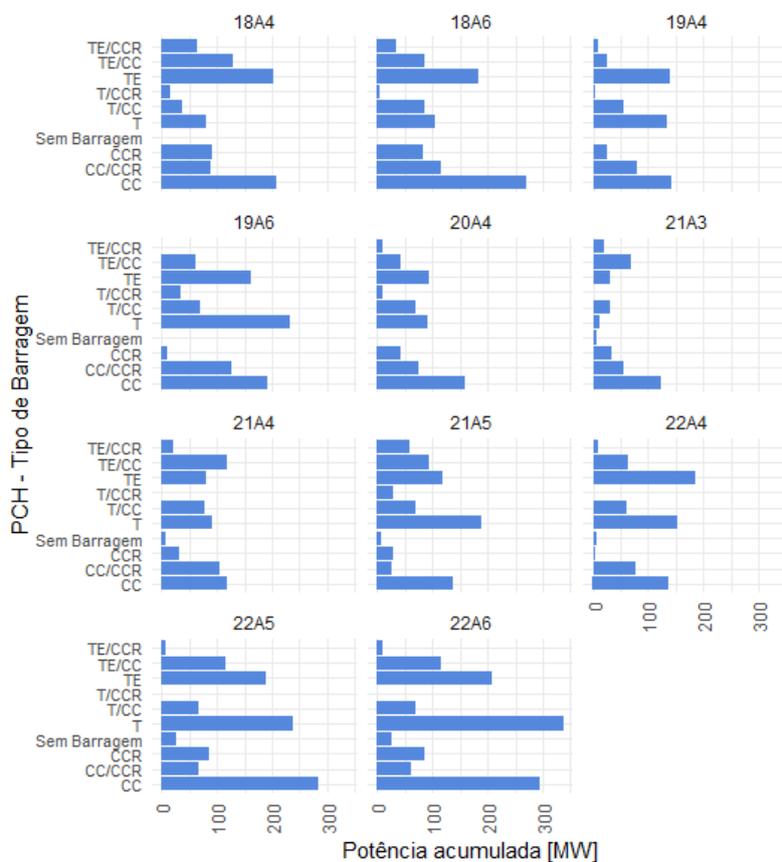


Figura 60 - Distribuição da capacidade acumulada de PCH por tipo de barragem

Os projetos cadastrados apresentam altura máxima até 55m e comprimentos da crista de até 1.500m, como mostram a Figura 61 e a Figura 62.

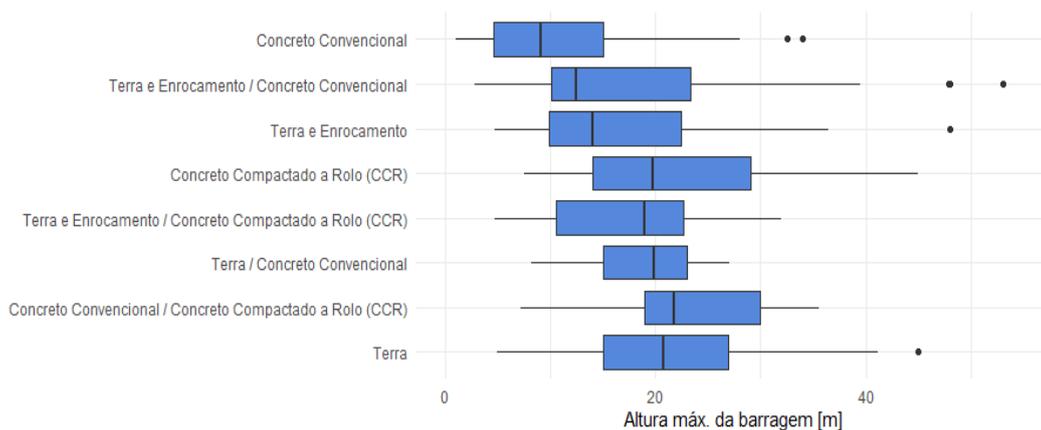


Figura 61 - Altura máxima das barragens de PCH cadastradas a partir de 2018

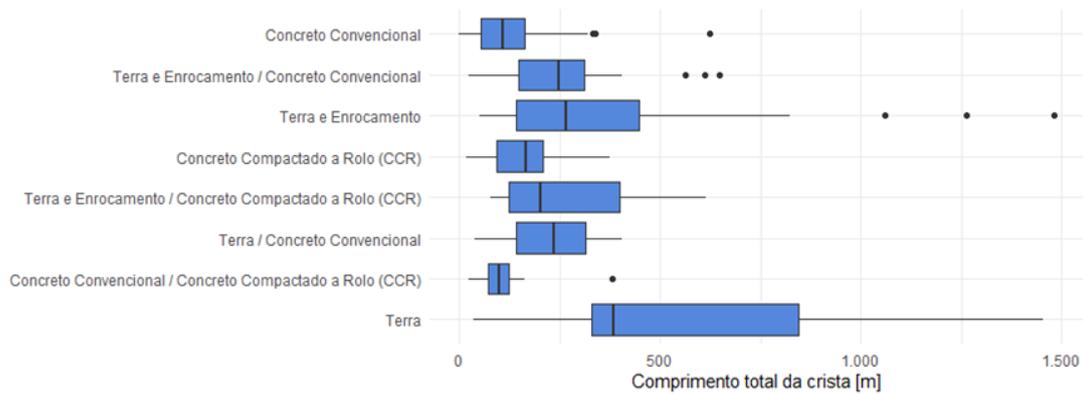


Figura 62 - Comprimento das barragens de PCH cadastradas a partir de 2018

Para as CGH, as barragens de concreto convencional são o tipo predominante, como apresenta a Figura 63. As barragens desses empreendimentos possuem altura máxima inferiores a 20m e comprimentos da crista inferiores a 200m, com exceção de alguns projetos com barramento de terra e enrocamento, com comprimentos de até 500m.

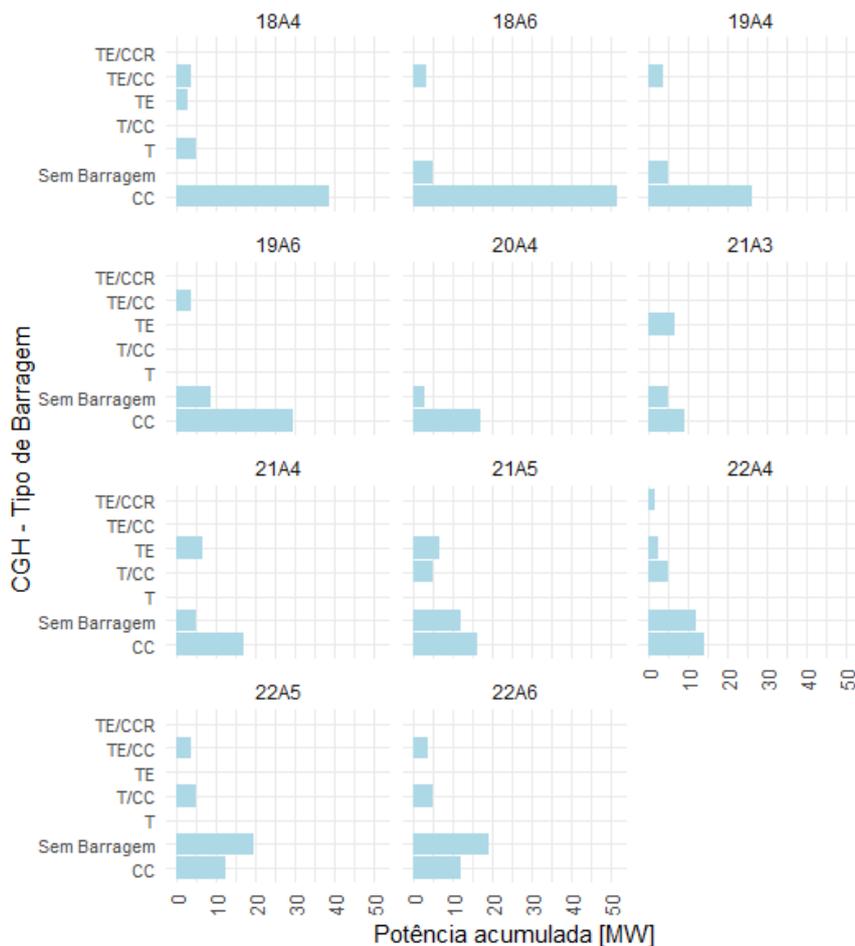


Figura 63 - Distribuição da capacidade acumulada de CGH por tipo de barragem

Vale destacar que 6 empreendimentos (3 PCH e 3 CGH) não utilizam barramento, sendo a captação feita por um canal a partir do curso d'água natural ou canal de fuga de usina existente.

Com relação ao vertedouro, mais de 60% dos projetos cadastrados apresentam somente vertedouro não controlado (soleira livre), enquanto os demais podem ser totalmente ou parcialmente controlados por meio de comportas segmento, vagão ou basculante, como mostra a Figura 64.

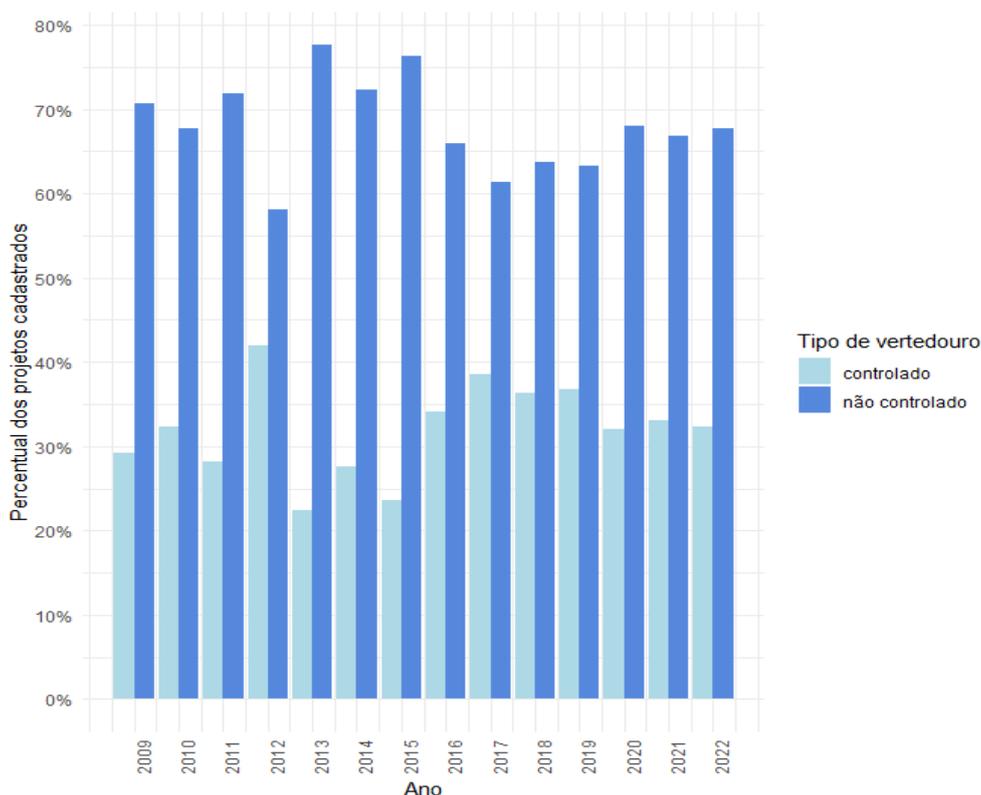


Figura 64 – Tipos de vertedouros (PCH/CGH)

5.3.4 Sistema de adução

O aproveitamento de quedas mais elevadas pode justificar maiores extensões do sistema de adução, conforme relações de custo-benefício em cada caso. Considerando o ponto de captação como próximo ao barramento e o comprimento da adução como proporcional a distância entre a casa de força e o barramento, a relação L/H reflete o grau de complexidade do circuito de adução proporcional ao benefício energético, onde L é distância¹⁹ entre a casa de força e o barramento, vista em planta, e H a queda bruta

¹⁹ Distância elipsoidal calculada pela fórmula de Vincenty a partir das coordenadas geográficas informadas.

calculada pela diferença entre o N.A.máx.normal do reservatório e o N.A.normal de jusante²⁰.

A Figura 65 apresenta a distribuição dos valores de L/H para os 6 estados com maior número de projetos cadastrados, cuja soma representa mais de 82% do total. Foram observadas relações de L/H de 0 a 200, com médias entre 10 e 30, sendo que os valores iguais ou próximos a zero correspondem as usinas que possuem casa de força junto a barragem.

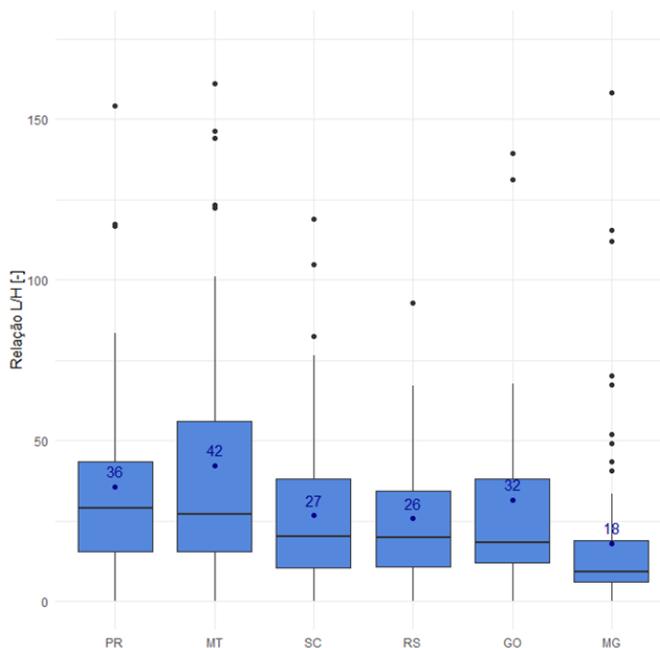


Figura 65 - Relação L/H para os estados com maior número de projetos cadastrados

Não foram observadas tendências de aumento ou redução de L/H com a capacidade da usina ou com o ano do cadastramento, e as médias mais elevadas foram obtidas pelos estados do Paraná e Mato Grosso.

As estruturas mais comuns utilizadas nos sistemas de adução e os respectivos comprimentos são apresentadas no Quadro 3.

Quadro 3 - Principais classificações das usinas hidrelétricas utilizadas no SEB

Estrutura	Comprimento
Canal de adução	5m a 9.900m
Túnel	40m a 8.700m
Conduto forçado	2m a 3.250m

²⁰ Conf. "Anexo I – Glossário" das Instruções de Cadastramento EPE-DEE-158/2007-R13, disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/instrucoes-para-cadastramento>

A Figura 66 e a Figura 67 mostram a correspondência entre a perda de carga, a queda bruta e a distância L para as PCH/CGH cadastradas a partir de 2018, considerando o ponto nominal de operação da casa de força principal. Apesar da tendência de perdas maiores para empreendimentos com quedas mais elevadas, a grande dispersão observada reflete as variadas concepções e dimensões dos circuitos de geração entre os empreendimentos.

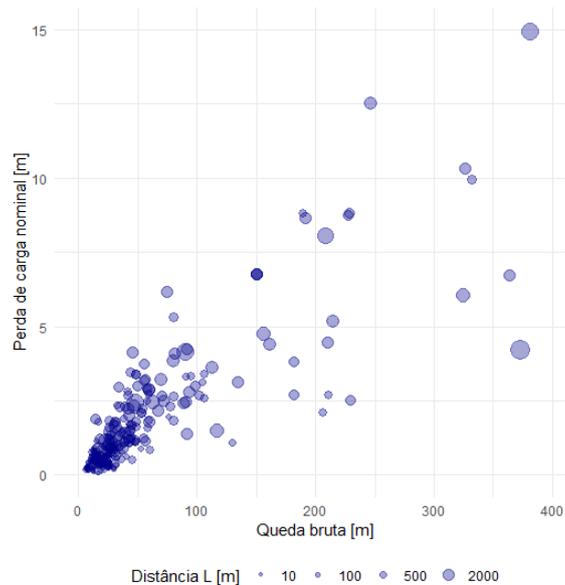


Figura 66 - Correspondência entre perda de carga e queda bruta nominal para diferentes valores de L (quedas brutas de 0 a 400m)

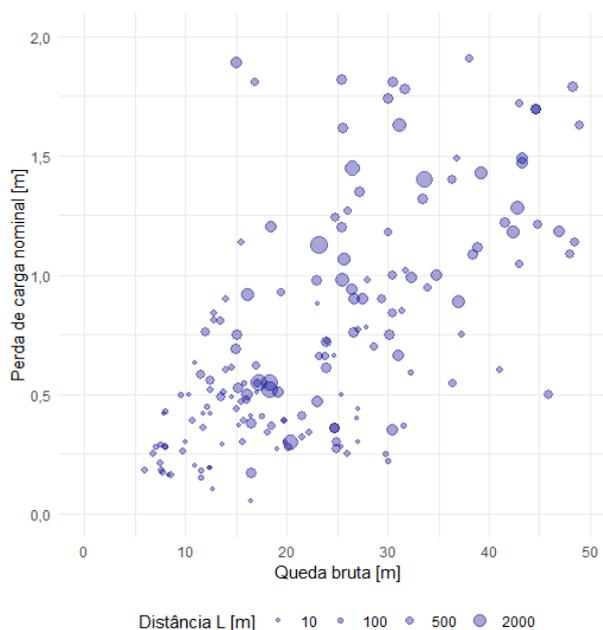


Figura 67 - Correspondência entre perda de carga e queda bruta nominal para diferentes valores de L (quedas brutas de 0 a 50m)

5.4 Fator de capacidade e informações energéticas

A Figura 68 apresenta o fator de capacidade médio das usinas cadastradas, considerando a relação entre a Garantia Física e a Potência Instalada. As médias próximas a 55% correspondem ao preconizado pelas “Diretrizes para Estudos e Projetos de PCH” [15] e a maioria das hidrelétricas do SIN.

Para as CGH, há médias superiores e casos particulares em que o fator de capacidade é superior a 90%. Verifica-se que em algumas dessas usinas, a capacidade instalada corresponde ao limite para dispensa de Autorização, o que pode justificar a submotorização.

Ainda ocorrem casos de usinas em que as vazões afluentes são decorrentes de uma vazão remanescente ou trecho de vazão reduzida constante proveniente de outra usina hidrelétrica. Nesses casos, um aumento da capacidade instalada não proporcionaria um ganho de geração, dado que a usina já estaria dimensionada adequadamente para a situação hidrológica descrita.

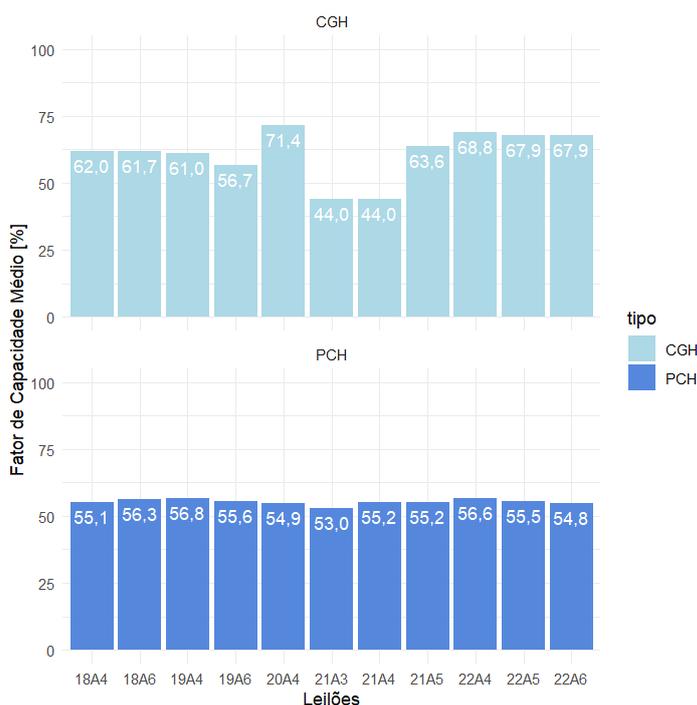


Figura 68 - Fator de Capacidade Médio

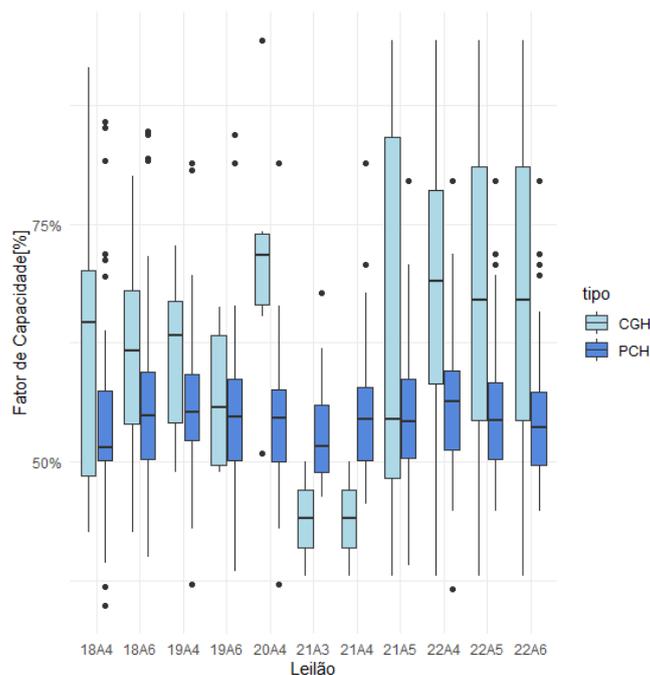


Figura 69 - Fatores de capacidade das PCHs e CGHs

A Figura 70 apresenta os valores da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) declarados para CGH e PCH, por faixa de potência. A amostra inclui as usinas cadastradas para Leilões de Energia Nova a partir de 2018.

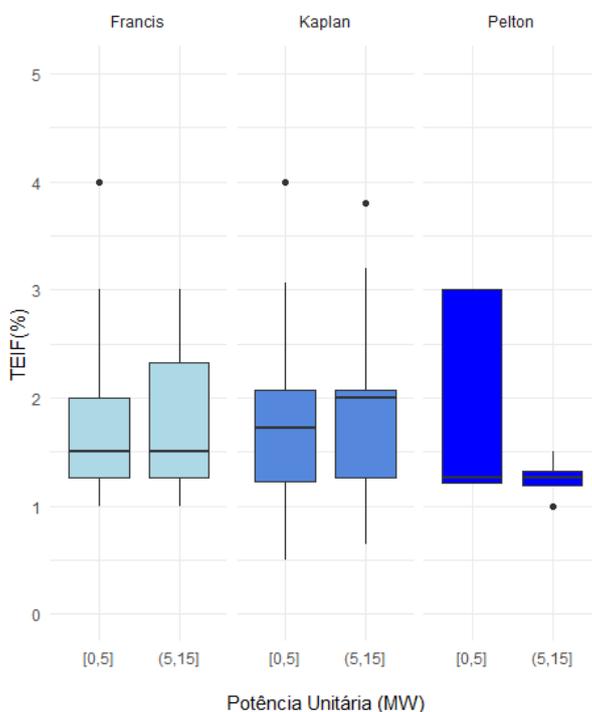


Figura 70 – Indisponibilidade forçada por faixa de potência e tipo de turbina

A Figura 71 apresenta os valores de Indisponibilidade Programada (IP) declarados para CGH e PCH, por faixa de potência. A amostra inclui as usinas cadastradas para Leilões de Energia Nova a partir de 2018.

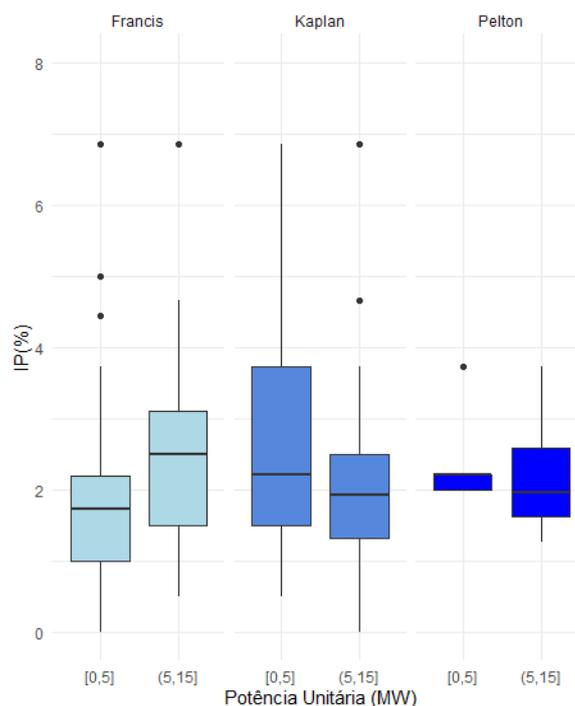


Figura 71 - Indisponibilidade programada por faixa de potência e tipo de turbina

5.5 Prazos de implantação

A Figura 72 apresenta os prazos de implantação (intervalo entre o início e o fim das obras) das PCH/CGH cadastradas a partir de 2018, sendo possível observar intervalos entre 15 e 30 meses para as PCH e entre 10 e 24 meses para as CGH, evidenciando a diferença entre os empreendimentos do mesmo tipo, o que pode ser justificado pela intrínseca complexidade das obras civis associadas a cada projeto.

O prazo de implantação inclui as etapas de: implantação do canteiro de obras, concretagem da casa de força, obras civis, montagem eletromecânica das unidades geradoras, obras da subestação e/ou da linha de transmissão de interesse restrito, desvio do rio, solicitação de acesso ao Sistema Interligado, obtenção da licença ambiental de operação (LO) e enchimento do reservatório. O tempo utilizado em etapas como os Estudos de Inventário (PCHs), elaboração de Projeto Básico (para PCH) e obtenção de licença ambiental de instalação não integram o prazo de implantação apresentado, pois são anteriores ao cadastramento.

É válido destacar que o número de cadastros de CGH em cada leilão a partir de 2019 ficou entre 10 e 15, quantidade inferior aos cadastros de PCH - entre 50 e 70 por leilão, para o mesmo período. Os valores apresentados não permitem identificar uma tendência geral de aumento ou diminuição dos prazos de implantação, exceto por um ligeiro aumento do prazo em algumas CGH cadastradas em leilões do ano de 2021.

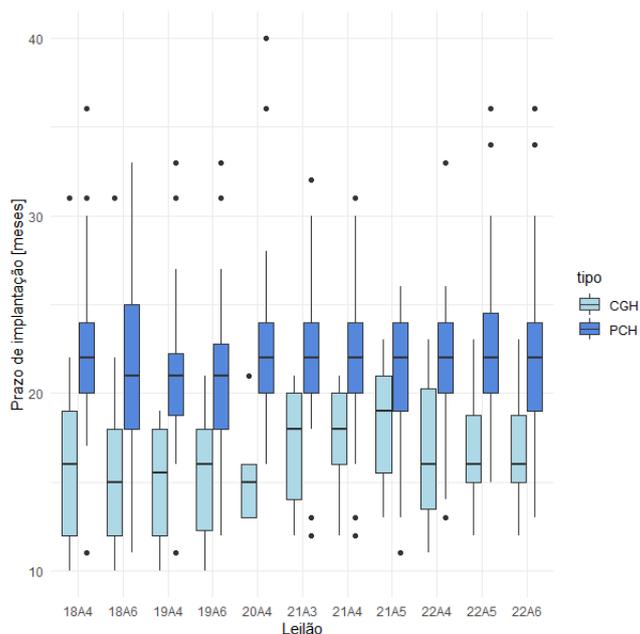


Figura 72 - Prazos de implantação de PCH e CGH

A Figura 73 mostra os intervalos entre o início da montagem eletromecânica da primeira unidade geradoras e a conclusão da última UG, de acordo com os dados declarados pelos empreendedores para projetos de PCH e CGH cadastrados em leilões de energia nova desde 2018, sendo possível observar prazos equivalentes para PCH e CGH em alguns casos.

De forma geral, a quantidade de turbinas, a complexidade de montagem e as dimensões das estruturas são fatores que impactam os prazos da montagem eletromecânica de cada tipo de usina.

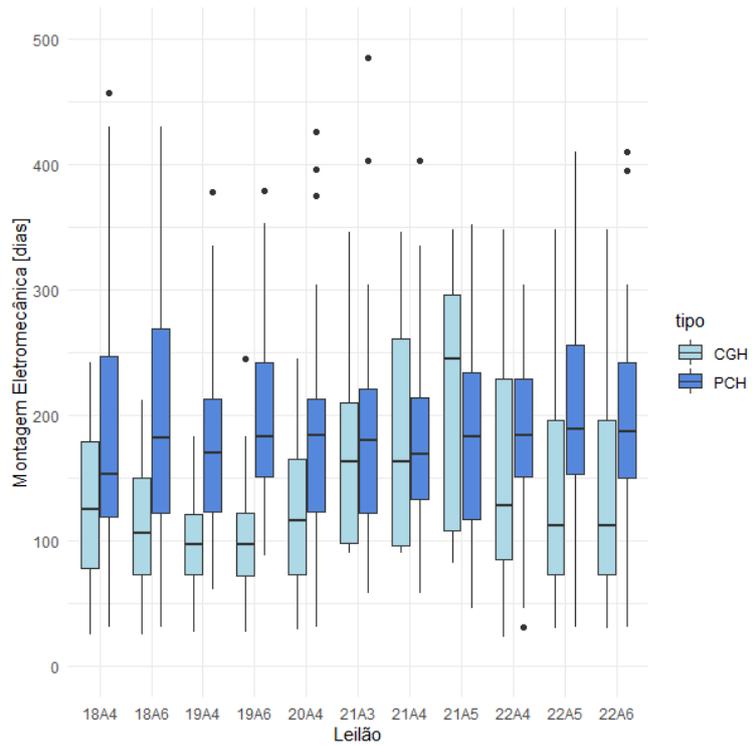


Figura 73 - Montagem Eletromecânica – Prazos informados pelos empreendedores

6 EMPREENDIMENTOS TERMELÉTRICOS

Diante de uma matriz eletroenergética marcada pela geração predominantemente hidráulica, às termelétricas tem cabido historicamente o compromisso de geração complementar, garantindo a continuidade do atendimento à demanda junto à variabilidade das hidrelétricas.

Tal variabilidade pode ser dividida de modo simplificado em duas componentes. A componente sazonal, que apresenta um perfil de variação média mensal, associado à pluviosidade nas estações do ano; e a componente aleatória, que carrega aspectos complexos, de difícil previsibilidade em relação à pluviosidade, dando dinamicidade ao perfil sazonal médio, verificado historicamente.

Com base nesta divisão, as termelétricas têm atuado tanto para complementariedade sazonal, a exemplo das usinas a bagaço de cana-de-açúcar, baseadas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, que operam coincidentemente com o período hidrológico seco da região, quanto para garantia de suprimento em períodos de secas prolongadas, a exemplo do ocorrido na escassez hídrica vivenciada nos anos de 2020 e 2021, marcado por elevado despacho de termelétricas.

Ao longo da última década, conforme se observa na Figura 4 (seção 2.1), a redução acentuada de preços de geração de fontes renováveis tem alterado as contratações de energia e impactado a expansão da matriz. Com preços competitivos e custos variáveis nulos, as renováveis intermitentes tenderão a cumprir mais o papel de atendimento à demanda por energia, em substituição às termelétricas, alterando a função desta última no sistema elétrico. Do ponto de vista econômico, espera-se que a competitividade das termelétricas no futuro esteja alocada no atendimento ao requisito de capacidade (ou geração pontual de energia em momentos críticos) e, possivelmente, para prover serviços ancilares e de flexibilidade à operação do sistema elétrico, de modo complementar às hidrelétricas e a eventuais recursos de armazenamento, como baterias e hidrelétricas reversíveis.

De forma a caracterizar alguns dos principais aspectos relacionados à evolução tecnológica, econômica e regulatória da termeletricidade no Brasil, a seguir, são apresentadas as principais estatísticas técnico-financeiras dos empreendimentos habilitados tecnicamente nos últimos leilões de energia nova.

6.1 Combustíveis e Inflexibilidade

Conforme se pode observar na Figura 74, a maior parte da oferta habilitada nos leilões do ACR corresponde a termelétricas a gás natural, seguida pela biomassa. Nos últimos anos, a participação de novos empreendimentos a gás natural e a carvão tem sido permitida apenas em leilões A-5 e A-6. Já os empreendimentos a biomassa têm a possibilidade de participar, adicionalmente, de leilões com prazo de início de suprimento mais curtos (A-3 e A-4). Apesar da Figura 74 apresentar uma diferença relevante em termos de capacidade total dos projetos habilitados, entre gás natural e biomassa, os resultados dos últimos leilões apresentam participação significativa da biomassa entre os empreendimentos vencedores.

Cabe destacar que os empreendimentos com combustível classificado como biomassa incluem bagaço de cana-de-açúcar, biomassa de madeira (cavaco, resíduos, lóxvia ou licor negro), biogás, resíduos sólidos urbanos, entre outros. A opção pela junção destes empreendimentos num único combustível se justifica pela baixa amostragem dos projetos a biomassa, relativamente à cana-de-açúcar e aos combustíveis fósseis presentes historicamente nos leilões de energia²¹.

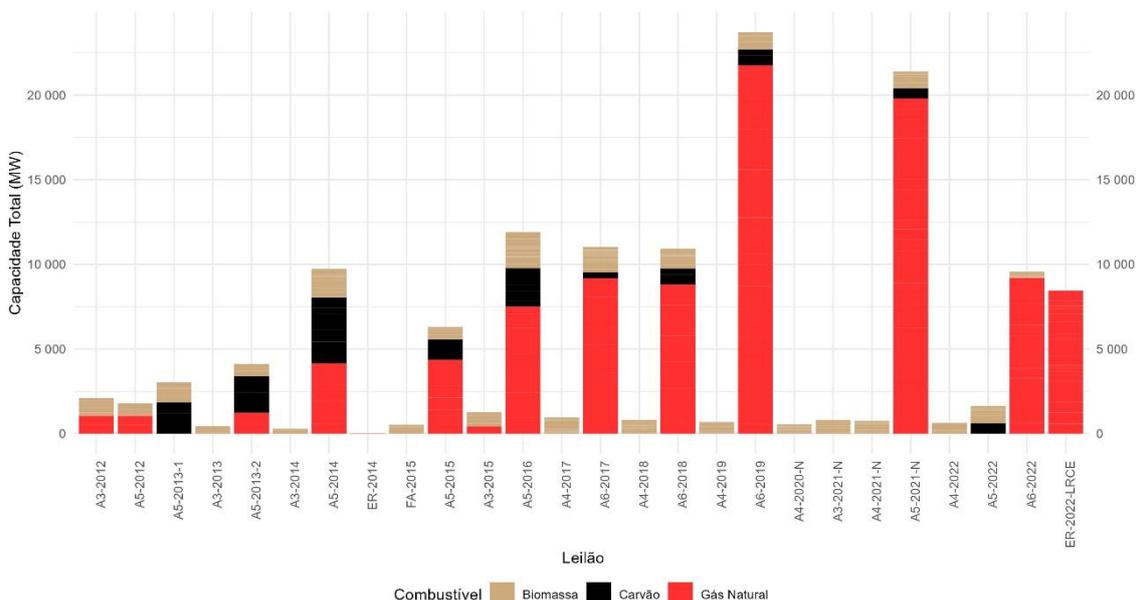


Figura 74 - Potência total habilitada por combustível e por leilão.

²¹ Maiores informações sobre empreendimentos a biomassa nos leilões de energia podem ser obtidas na Nota Técnica Nº EPE-DEE-089/2019-r0, 2019, [Termelétricas a biomassa nos leilões de energia no Brasil – características técnicas e resultados dos últimos leilões](#).

Em relação à potência das termelétricas, percebe-se pela a Figura 75 que os projetos a carvão têm participado dos leilões com capacidade acima de 250 MW, superando 500 MW em quase 40% dos casos. A lógica predominante nos empreendimentos a carvão tem sido de economia de escala, resultando em projetos de grande porte. Já os empreendimentos a biomassa e gás natural apresentam maior diversificação em termos de potência instalada, refletindo as diferentes tecnologias de geração, soluções de suprimento de combustível e modelos de negócio que podem ser utilizados para estas fontes. Especificamente no caso da biomassa, entre os projetos de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) e biogás destacam-se como os de menor capacidade instalada.

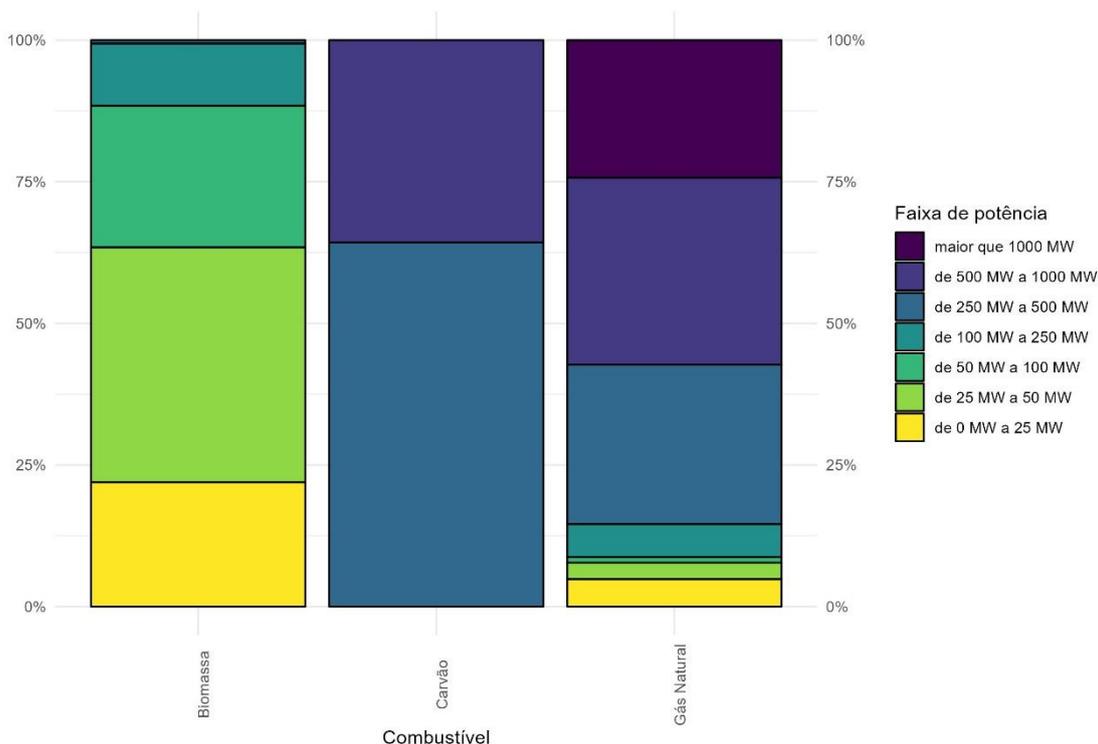


Figura 75 - Faixa de potência por combustível.

Nas licitações em que é prevista a participação de usinas termelétricas, por vezes, as regras permitem a declaração de certo nível de inflexibilidade anual. A inflexibilidade anual é aplicável aos empreendimentos com Custo Variável Unitário (CVU) não nulo, em contratos por disponibilidade, e corresponde a uma quantidade de produção compulsória de energia prevista para todos os anos de vigência do contrato, conforme estabelecido na etapa dos leilões a critério dos proponentes. Ela visa a trazer previsibilidade na operação da usina, deixando parte da gestão da oferta de geração termelétrica alocada aos geradores, e não ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com garantia de recebíveis pelos custos operacionais, independentemente dos custos marginais da operação (CMO) nos períodos previstos para a geração inflexível.

Neste sentido, a declaração de inflexibilidade tende a mitigar riscos de contratos de fornecimento de combustível, especialmente nos casos com cláusulas de *take-or-pay* (o comprador deve pagar por um volume mínimo de combustível independente de sua necessidade), por permitir um consumo mínimo assegurado nos contratos de eletricidade. Por outro lado, a geração flexível se mostra um importante recurso para a operação, por permitir o despacho conforme a necessidade do sistema.

Até o ano de 2020, o limite superior de inflexibilidade anual permitida para as termelétricas com CVU não nulo, nas Portarias de Diretrizes de cada leilão, era de 50% da disponibilidade máxima da usina²². A partir de 2021²³, os leilões de Energia Nova passaram a não limitar mais a declaração de inflexibilidade. Já para os Leilões de Reserva de Capacidade na forma de Energia, a declaração de inflexibilidade anual dos empreendimentos deve ser, necessariamente, de 70%, conforme previsto na Lei nº 14.182/2021 e no Decreto nº 11.042/2022.

A Figura 76 mostra as inflexibilidades declaradas a cada leilão para empreendimentos a biomassa e a gás natural. Como é possível observar, empreendimentos totalmente ou majoritariamente inflexíveis aparecem principalmente a partir de 2021, refletindo as atualizações nas regras dos certames.

²² Disponibilidade máxima, ou potência disponível máxima, correspondente à máxima potência da usina, avaliada nos terminais dos geradores elétricos, descontada dos fatores de indisponibilidade forçada e programada. A formulação matemática da potência disponível máxima é apresentada mais à frente na equação (1).

²³ Nota Técnica Nº EPE-DEE-NT-078/2020 – “Subsídios para revisão da limitação de inflexibilidade de usinas termelétricas” e Nota Técnica Nº EPE-DEE-NT-083/2020 – “Propostas de aprimoramentos para os leilões de geração de 2021”.

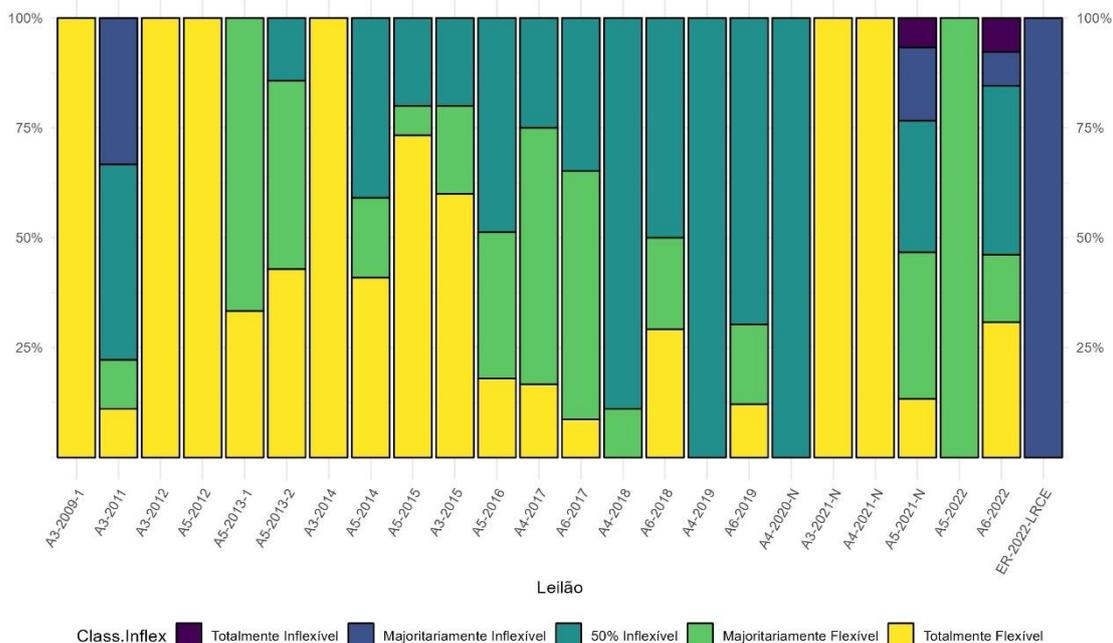


Figura 76 - Classificação da inflexibilidade anual por leilão.

A partir de 2017 foi permitida ainda a declaração de uma inflexibilidade sazonal, medida que permitiu valorar a competitividade dos empreendimentos termelétricos, não somente pelo nível de inflexibilidade anual, mas também por sua alocação ao longo dos meses no ano. Em outras palavras, para dois empreendimentos com iguais tecnologia, combustível e nível de inflexibilidade anual, o empreendimento que aloca sua geração inflexível nos períodos secos (de menor pluviosidade para as principais hidrelétricas do país) tende a trazer mais benefícios para o Sistema e, conseqüentemente, ser mais competitivo, em termos de índice custo-benefício – ICB²⁴, em relação ao empreendimento com inflexibilidade constante ao longo do ano ou com inflexibilidade sazonal alocada no período úmido.

Por outro lado, empreendimentos que alocam sua inflexibilidade sazonal no período úmido, podem ter fator de capacidade anual potencialmente mais elevado, visto que a probabilidade de despacho tende a ser maior em períodos secos e, mesmo em cenários hidrológicos favoráveis, a inflexibilidade no período seco garantiria seus níveis de geração elevados. Assim, a regra de inflexibilidade sazonal tem permitido a valoração mais adequada de diferentes modelos de negócios, com diferentes níveis de despacho, incertezas associadas à geração e ao suprimento de combustível na competição estabelecida nos leilões de energia.

²⁴ O método de cálculo do ICB pode ser analisado na Nota Técnica [Nº EPE-DEE-RE-038/2018-r0](#), *Índice Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica – Metodologia de Cálculo*.

A Figura 77 mostra o percentual de projetos que informaram inflexibilidade constante ou sazonal, destacando a mudança de característica na declaração de inflexibilidade a partir de 2017, motivada pela mudança nas diretrizes dos leilões, conforme destacado anteriormente.

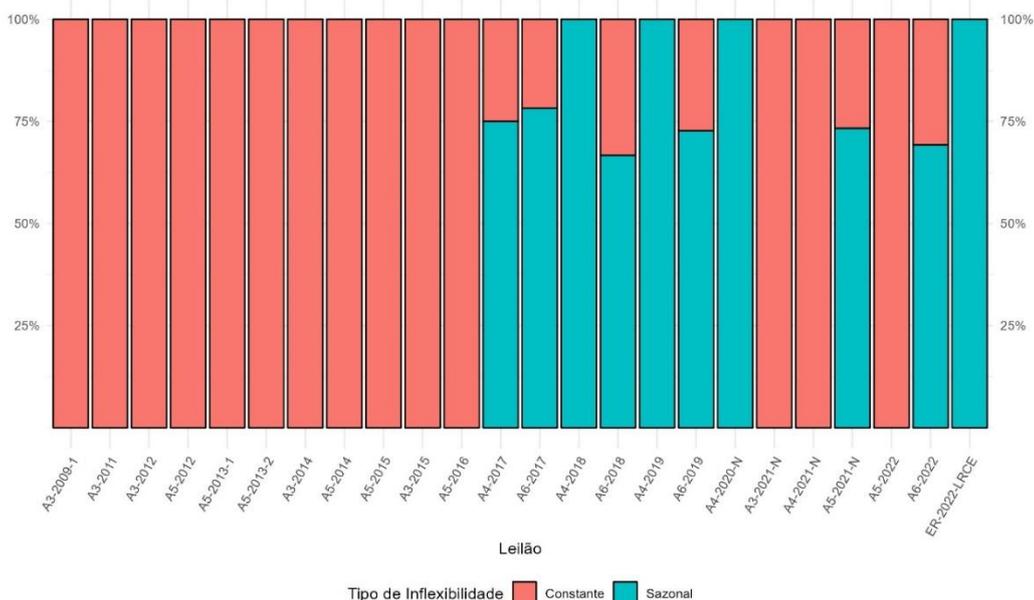


Figura 77 - Tipo de inflexibilidade, por leilão.

Na Figura 78 é detalhada a sazonalização da inflexibilidade declarada por fonte energética primária, entre os empreendimentos que optaram por inflexibilidade sazonal.

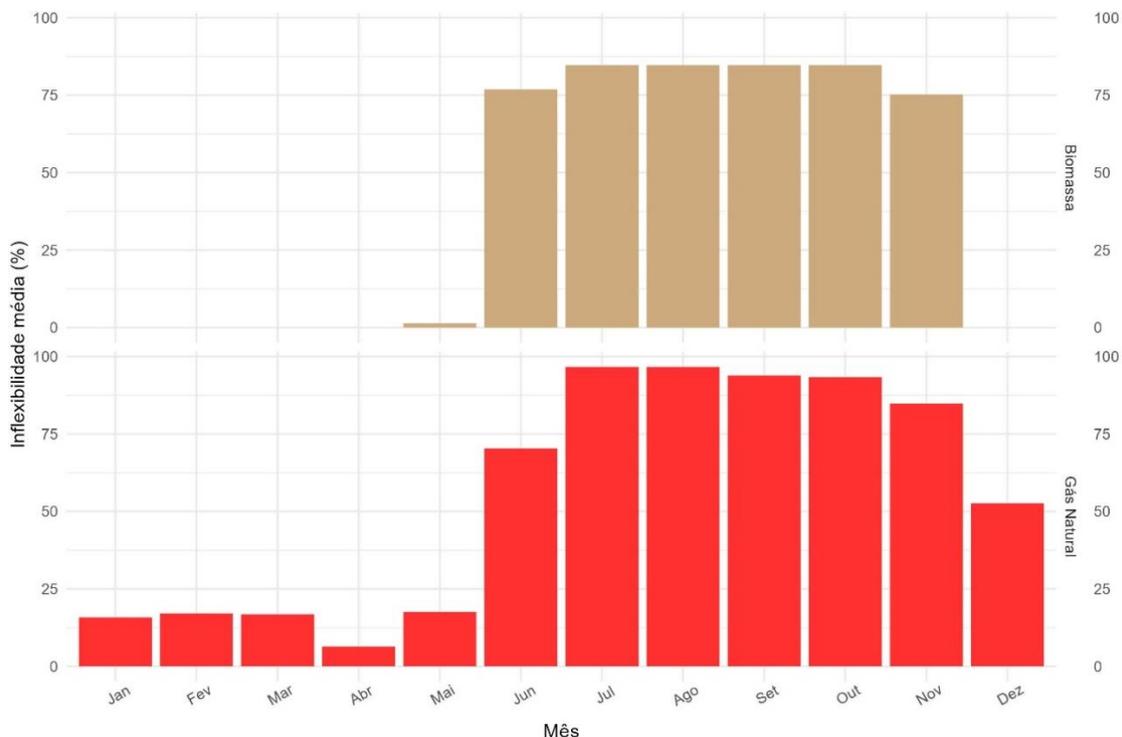


Figura 78 - Inflexibilidade sazonal média, por combustível

No caso do gás natural, a maioria dos empreendedores opta por declarar sua inflexibilidade no segundo semestre, correspondente ao período mais seco e que costuma apresentar custos marginais de operação (CMO) mais elevados. Porém, alguns agentes adotam estratégia contrária ou fazem declarações com volumes mais constantes ao longo do ano. Importa destacar que, especificamente no Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia de 2022, além da exigência de inflexibilidade anual de 70%, os empreendimentos não poderiam declarar inflexibilidade superior a 35% entre os meses de janeiro a maio.

Ressalta-se que as usinas a carvão mineral nacional não declararam inflexibilidade sazonal nos leilões de energia nova.

Tendo em vista a participação expressiva das usinas a gás natural nos leilões de energia nova, especialmente, entre empreendimentos despacháveis, a Figura 79 apresenta um detalhamento da inflexibilidade média dos projetos a gás ao longo dos últimos leilões. Como a amostra de projetos despacháveis com outros combustíveis é pequena, a análise foi restrita a usinas a gás natural.

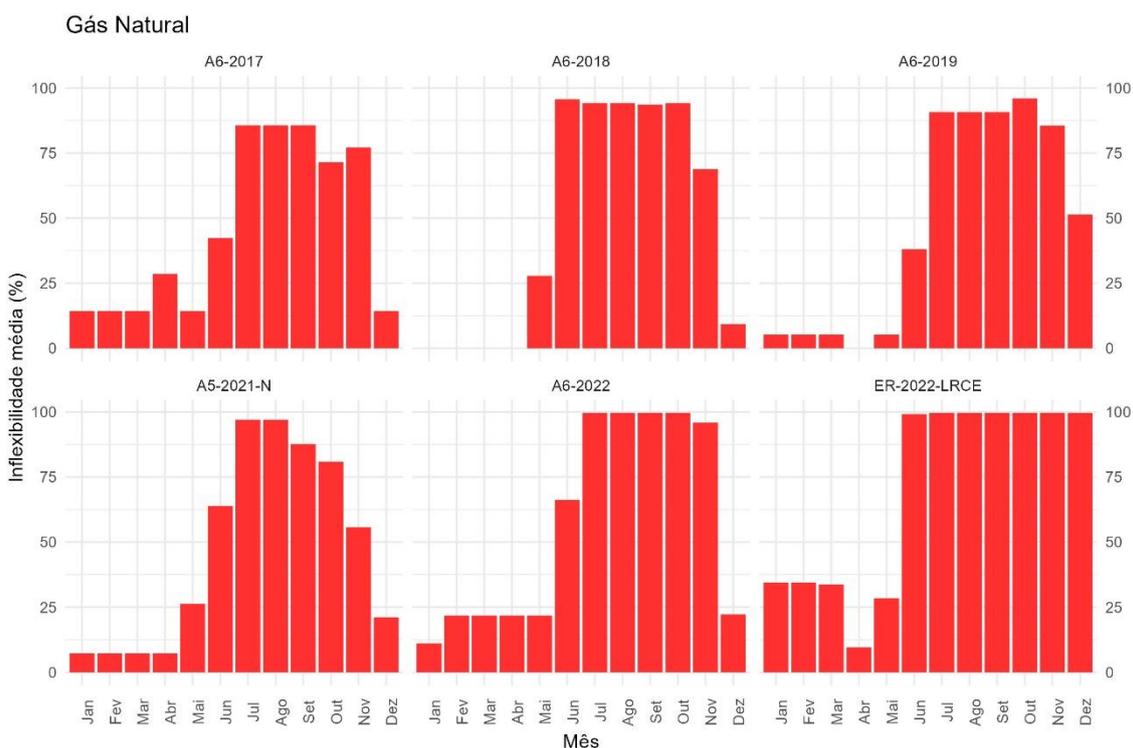


Figura 79 - Inflexibilidade sazonal média do gás natural, por leilão (entre 2017 e 2022).

6.2 Porte e Eficiência

Nos projetos termelétricos cadastrados na EPE são verificados diferentes ciclos termodinâmicos entre os empreendimentos: motores de combustão de ciclo Otto ou Diesel, turbinas a gás (Brayton), turbinas a vapor (ciclo Rankine) e ciclo combinado. Cada tecnologia apresenta compatibilidade com diferentes tipos de combustíveis e resultam em diferentes valores de eficiência bruta observados no histórico de leilões.

A Figura 80 mostra a faixa de eficiência bruta por ciclo termodinâmico, onde as partes inferior e superior de cada retângulo representam o primeiro e o terceiro quartil, respectivamente, da distribuição das eficiências declaradas pelos projetos termelétricos habilitados nos leilões. Observa-se que 25% dos projetos apresentam valores abaixo do primeiro quartil e 75% dos projetos apresentam valores abaixo do terceiro quartil. Os valores representados por pontos individuais amarelos são considerados "outliers". A linha horizontal amarela é a mediana (ou 2º quartil) e círculo cinza é a média.

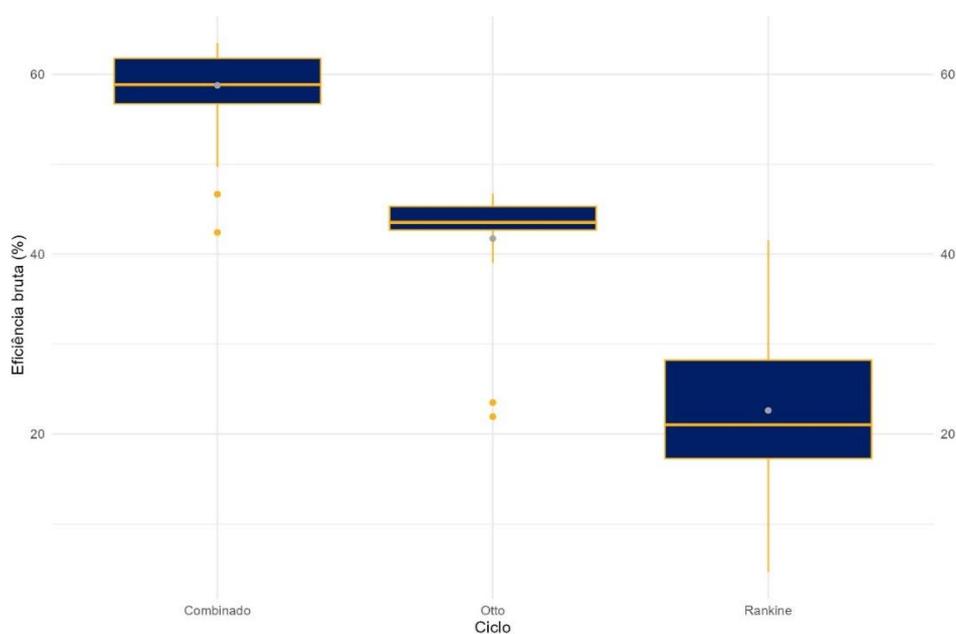


Figura 80 - Eficiência bruta por ciclo de termodinâmico.

Se por um lado o ciclo combinado apresenta maior eficiência no processo de geração de eletricidade, sendo uma solução potencialmente competitiva para a oferta de energia entre as soluções termelétricas, os motores de combustão e as turbinas a gás (ciclo simples) tendem a se destacar na oferta de geração flexível, pois possuem notadamente menores restrições operacionais de *unit commitment* (partidas/paradas, velocidade de rampa etc.). As usinas de ciclo Rankine, apesar de apresentarem eficiência para geração elétrica relativamente baixa, têm sido uma tecnologia competitiva para leilões de energia, especialmente, no caso da indústria sucroalcooleira, que adota sistemas de

cogeração, resultando em economia de escopo, além de terem um combustível especialmente barato, por se tratar de resíduo de processos industriais.

Na Figura 81 são apresentadas as faixas de potência observadas para cada ciclo termodinâmico adotado por usina. As usinas a ciclo Brayton, cuja tecnologia é turbina a gás, não apresentaram amostra suficiente para avaliação mais ampla e, portanto, não foram consideradas nesta análise. As usinas de ciclo combinado apresentaram valores, na maioria dos casos, acima de 500 MW, com configurações superando 1 GW. Para os ciclos Otto e Rankine, há maior diversidade de potências entre os projetos. Importante destacar que a análise abaixo não fornece informações sobre o porte individual dos motogeradores ou turbinas, correspondentes a cada tecnologia, mas o porte do conjunto de máquinas na usina, que resulta na potência total.

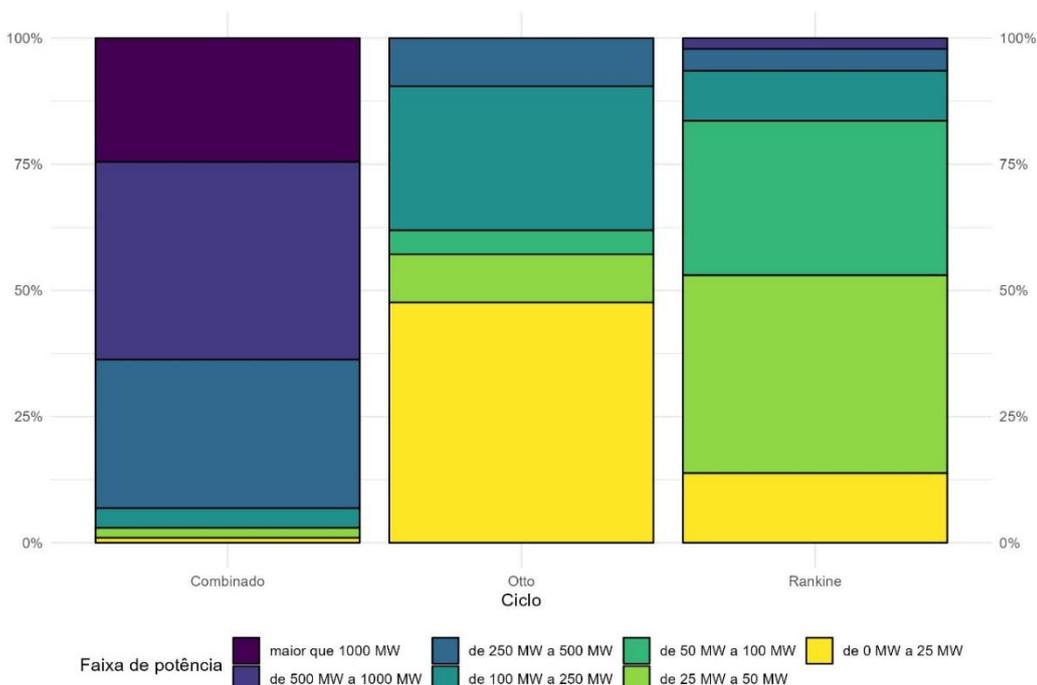


Figura 81 - Faixa de Potência por ciclo de potência.

A Figura 82 apresenta estatísticas de porte dos empreendimentos por leilão e tipo de combustível. Vale destacar a redução da participação de empreendimentos a carvão após 2019, em parte em função de restrições de financiamentos para projetos com elevadas emissões de dióxido de carbono²⁵.

²⁵ Vide Relatório Final do Grupo de Trabalho – Carvão Mineral Nacional, 2018, oriundo do Aviso Ministerial à Casa Civil nº 198, de 7 de dezembro de 2017.

Com relação aos empreendimentos a biomassa, verifica-se porte médio sempre abaixo de 100 MW, limitação que guarda relação com a disponibilidade de combustível. No caso de empreendimentos a biomassa agrícola, a exemplo de usinas sucroalcooleiras e a biomassa de madeira, quanto maior o porte da termelétrica, maior a área necessária para plantio e colheita da biomassa e conseqüente maior custo com transporte do combustível até a usina. Assim, a economia de escala é contrabalanceada pelos custos logísticos com combustível, impactando o porte típico das usinas a biomassa, que gira em torno de 50 MW.

Outro aspecto relevante é a elevação acentuada do porte médio das usinas a gás natural, entre 2015 e 2017, de cerca de 500 MW para 1.500 MW, e posterior redução para cerca de 500 MW a partir de 2018. Esta variação de estratégia entre os agentes pode ser parcialmente explicada por dois aspectos subsequentes: no primeiro período, pela percepção de economias de escala com o porte da usina em termos de eficiência de geração e de gestão do combustível; já no segundo período, pela criação da regra de “ratificação de lances” para empreendimentos marginais vendedores nos leilões.

Desde 2015, boa parte dos empreendimentos a gás vinham apresentando suprimento a GNL, dedicado à usina e não conectado à malha de gasodutos. Assim, como as cargas de GNL têm tamanho padronizado, a otimização do consumo do combustível deveria considerar minimização de estoque de GNL no terminal de regaseificação após o despacho por ordem de mérito ao longo de cada semana operativa, conforme estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Entretanto, após a contratação de um empreendimento marginal de 1,7 GW no leilão A-6/2017, que resultou em sobrecontratação das distribuidoras, entrou em vigor a regra de “ratificação de lance” para o empreendimento marginal em leilões de energia. Por esta regra, caso o montante da garantia física dos empreendimentos marginais superasse a demanda total declarada pelas distribuidoras na oferta total de energia, estes teriam a opção de ratificar sua oferta, aceitando contratação parcial da energia, ou declinar do lance. Assim, em contexto de baixa demanda e para evitar a venda parcial de garantia física, as usinas cadastradas passaram a apresentar menor porte, ajustado à demanda estimada.

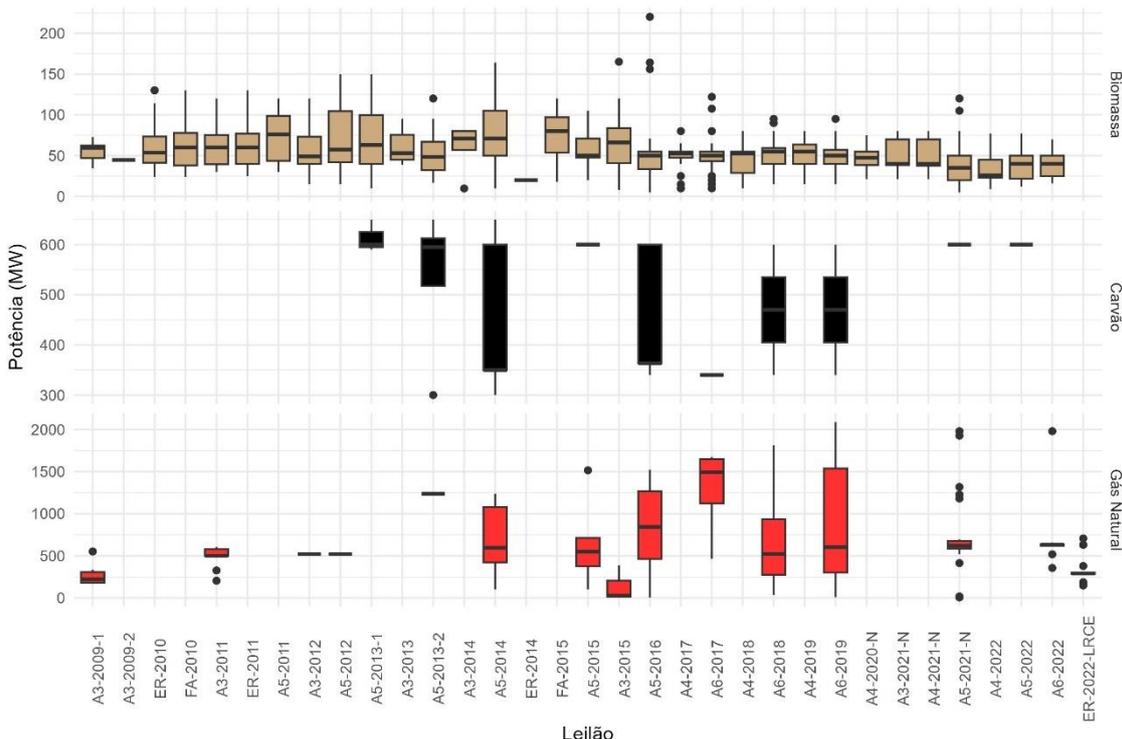


Figura 82 - Potência total por leilão e por tipo de combustível

6.3 Fator de Capacidade e Informações Energéticas

As usinas termelétricas não despacháveis (com CVU nulo) cadastradas nos leilões de energia devem apresentar o perfil mensal de geração elétrica, que será contemplado no contrato de energia. Este perfil de geração deve compor a garantia física do empreendimento. A Figura 83 apresenta o valor médio do perfil de geração das usinas não despacháveis, habilitadas nos leilões de energia. Os valores percentuais correspondem à razão entre a energia a ser gerada em cada mês, declarada pelos agentes proponentes, em MWmed, e a potência disponível máxima dos empreendimentos, em MWmed.

De acordo com as Instruções da EPE²⁶, a potência disponível máxima é estabelecida da seguinte forma:

$$P_{d,max} = P_n \cdot FC_{max} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \tag{1}$$

²⁶ [EPE-DEE-159/2007-R20](#). Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica. Abril de 2022.

Onde:

- $P_{d,max}$ é a potência disponível máxima do empreendimento;
- P_n é a potência nominal do empreendimento;
- FC_{max} é o fator de capacidade máxima;
- $TEIF$ é a taxa equivalente de indisponibilidade forçada; e
- IP é a taxa equivalente de indisponibilidade programada.

O perfil de geração do agregado de usinas é impactado pelo perfil sazonal das usinas a biomassa de cana-de-açúcar nas regiões Sudeste e Centro-Oeste do país. Convenientemente, este perfil é bastante atrativo para o sistema elétrico brasileiro, por ser complementar ao perfil de geração hidrelétrica, apresentado na seção anterior (vide Figura 44).

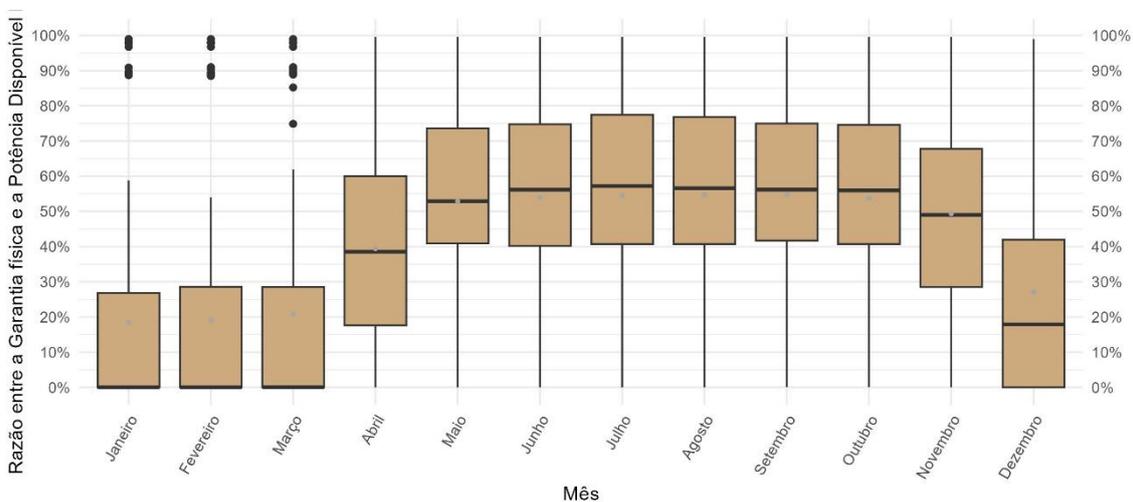


Figura 83 - Garantia física mensal de usinas não despacháveis

As Indisponibilidades Programada (IP) e Forçada (TEIF) são parâmetros declarados pelos empreendedores na etapa de habilitação técnica. As usinas que vencem os leilões de energia têm o direito de interromper a operação, sem penalidades, nos limites estabelecidos contratualmente para TEIF e IP. A indisponibilidade total da usina, em termos de percentual de tempo é a combinação de TEIF e IP e pode ser representada da seguinte forma:

$$Indisp = 1 - (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \quad (2)$$

A seguir, são apresentados os valores de indisponibilidade total (TEIF + IP) média dos empreendimentos tecnicamente habilitados, separados por tipo de combustível. Em

termos médios, as termelétricas a carvão são aqueles com maior tempo de parada para manutenção, da ordem de 7,5%, conforme Figura 84. Nas usinas a biomassa, os valores variam entre 2% e 7% (com *outliers* acima de 15%), sendo mais comum a manutenção no período de entressafra, otimizando a geração²⁷.

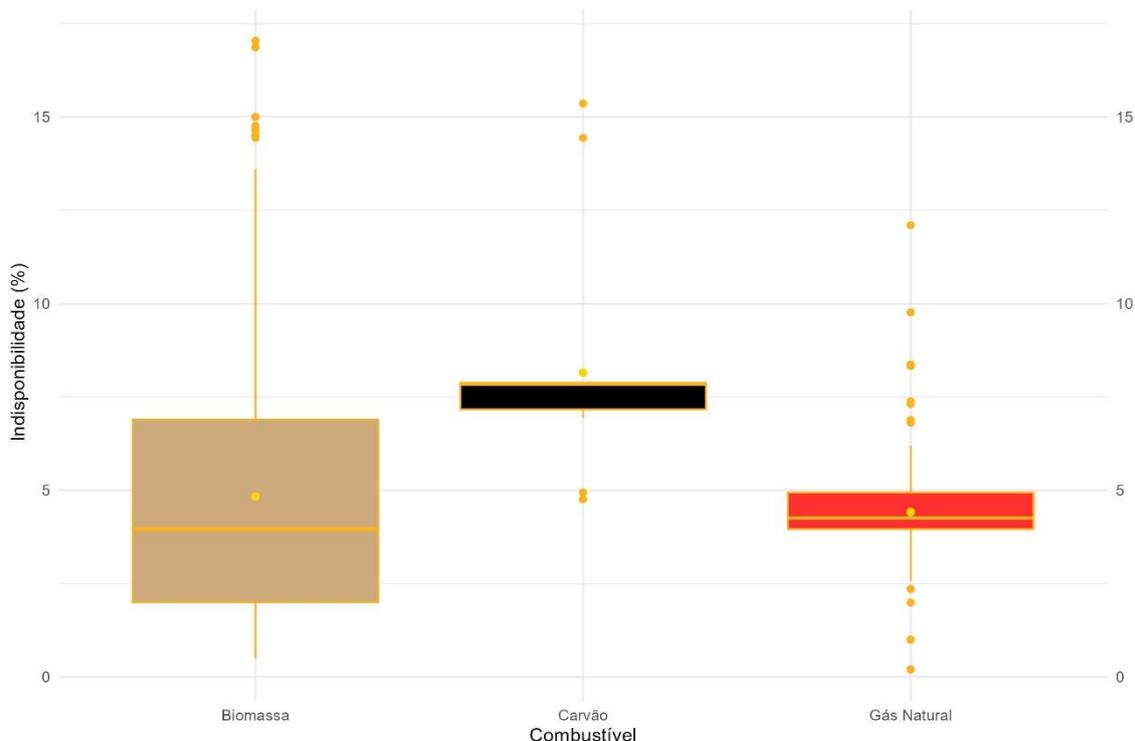


Figura 84 - Indisponibilidade por combustível.

6.4 Custos Associados aos Combustíveis

Os recebíveis de empreendimentos termelétricos que celebrarem contratos de energia no Ambiente de Contratação Regulada de Energia Elétrica – ACR, na modalidade por Disponibilidade, dividem-se em dois grupos: Receita Fixa e Receita Variável.

A Receita Fixa destina-se à remuneração dos custos fixos, inclusive daqueles incorridos na geração inflexível, pré-estabelecida pelo agente gerador antes da contratação. Excluem-se dessa receita os custos decorrentes de ordens de despacho, caso em que a usina gera energia além da inflexibilidade.

²⁷ Com relação à indisponibilidade de usinas que se encontram em operação no Sistema Interligado Nacional, está disponível para consulta o estudo da EPE [Indisponibilidade Termelétrica](#), de 2021.

Já a receita variável engloba todos os custos operacionais do empreendimento, exceto aqueles considerados na formação da Receita Fixa, sendo o produto da energia gerada no período (em MWh) pelo Custo Variável Unitário – CVU de geração da usina (em R\$/MWh).

A seguir, são apresentados detalhamentos das formulações dos custos fixos e variáveis, bem como a alocação destes custos pelos agentes ao longo dos leilões.

6.4.1 Custo Variável Unitário – CVU

O Custo Variável Unitário (CVU) é um parâmetro financeiro que engloba todos os custos variáveis dos empreendimentos, sendo decomposto em duas parcelas, conforme equação a seguir:

$$CVU = C_{comb} + C_{O\&M} \quad (3)$$

Onde,

- C_{comb} é o Custo do Combustível, destinado à geração de energia flexível, em R\$ por MWh de energia elétrica; e
- $C_{O\&M}$ corresponde aos Demais Custos Variáveis, exceto aqueles relacionados ao combustível.

Destaca-se o cálculo do Custo Variável Unitário em dois momentos:

- O primeiro, conforme detalhado no art. 5º da Portaria MME nº 46/2007, é destinado ao cálculo dos parâmetros energéticos Garantia Física, Custo de Operação e Custo Econômico de Curto Prazo; que compõem a competitividade do empreendimento no leilão; e
- O segundo, definido no art. 3º da Portaria MME nº 42/2007, definirá o despacho do empreendimento, pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, acima da inflexibilidade operativa da termelétrica.

No caso de empreendimentos a biomassa despacháveis e a carvão nacional, o valor de CVU é declarado diretamente pelo empreendedor, sendo reajustado com periodicidade anual pelo IPCA – Índice Geral de Preços ao Consumidor Amplo. Porém, no caso de combustíveis fósseis (exceto o carvão nacional), os agentes têm a opção de indexar os

custos variáveis a uma cesta de marcadores internacionais. Especificamente no caso do gás natural, o custo do combustível é formulado conforme a seguir²⁸:

$$C_{comb} = i \cdot P_C \cdot e_0 \quad (4)$$

Sendo:

- i , o fator de conversão, informado pelo agente à EPE, que constará no contrato de energia, permanecendo invariável por toda a vigência do contrato. Tem a função de converter o preço do combustível – dimensionado em unidade monetária por unidade de energia – em custo de geração elétrica associado ao combustível – dimensionado em unidade monetária por unidade de energia elétrica. A unidade dimensional do fator i é definida pela razão entre unidade de energia térmica do combustível por unidade de energia elétrica de geração. Embora este fator apresente unidade dimensional semelhante à do consumo específico ou *heat rate*, ele se trata de um termo mais abrangente, pois, enquanto o consumo específico diz respeito exclusivamente à eficiência energética da usina, o fator i pode considerar, adicionalmente, outros elementos na composição do C_{comb} , a critério do empreendedor.
- P_C , a expectativa de preço futuro dos combustíveis referenciados no § 2º do art. 3º da Portaria MME nº 42, de 1º de março de 2007 - para o período de dez anos, no qual se inclui o ano de realização do leilão e os nove anos subsequentes, estimado com base em projeções de combustíveis equivalentes²⁹;
- e_0 , média da taxa de câmbio, de venda do dólar dos Estados Unidos da América, expressa em R\$/US\$, divulgada pelo Banco Central do Brasil – BACEN, dos 12 meses anteriores ao da Portaria que define as diretrizes do leilão.

De acordo com as Portarias MME nº 46/2007 e MME nº 42/2007, a composição dos preços dos combustíveis referentes à parcela de custos variáveis para empreendimentos a gás natural é dada pela seguinte relação:

²⁸ Para mais detalhes consulte os Informes Técnicos de Preços de Combustíveis publicados pela EPE a cada leilão, disponíveis em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>

²⁹ Conforme método descrito na Nota Técnica “Método de cálculo dos preços de referência dos combustíveis para os leilões de energia”, [EPE-DEE/DPG-RE-001/2021-r3](#)

$$P_C = a \cdot HH + b \cdot Brent + c \cdot NBP + d \cdot JKM + e + \frac{f}{e_0} \quad (5)$$

Nesse caso, as constantes a , b , c e d , bem como os termos e e f são números não negativos, definidos pelo agente gerador no ato do cadastramento do empreendimento para habilitação técnica, sendo que a , b , c e d possibilitam a indexação de P_C à cesta de preços internacionais de gás natural (HH – Henry Hub, $Brent$ – Brent, NBP – *National Balancing Point* e JKM – Japan-Korea Marker), enquanto que o termo e se trata da parcela de preços atrelados ao dólar americano e o termo f , de preços atrelados à moeda nacional.

A Figura 85 mostra os valores históricos de CVU, atualizados para dezembro de 2022 pelo IPCA, em função dos suprimentos de combustível, considerando os projetos cadastrados entre 2009 e 2022.

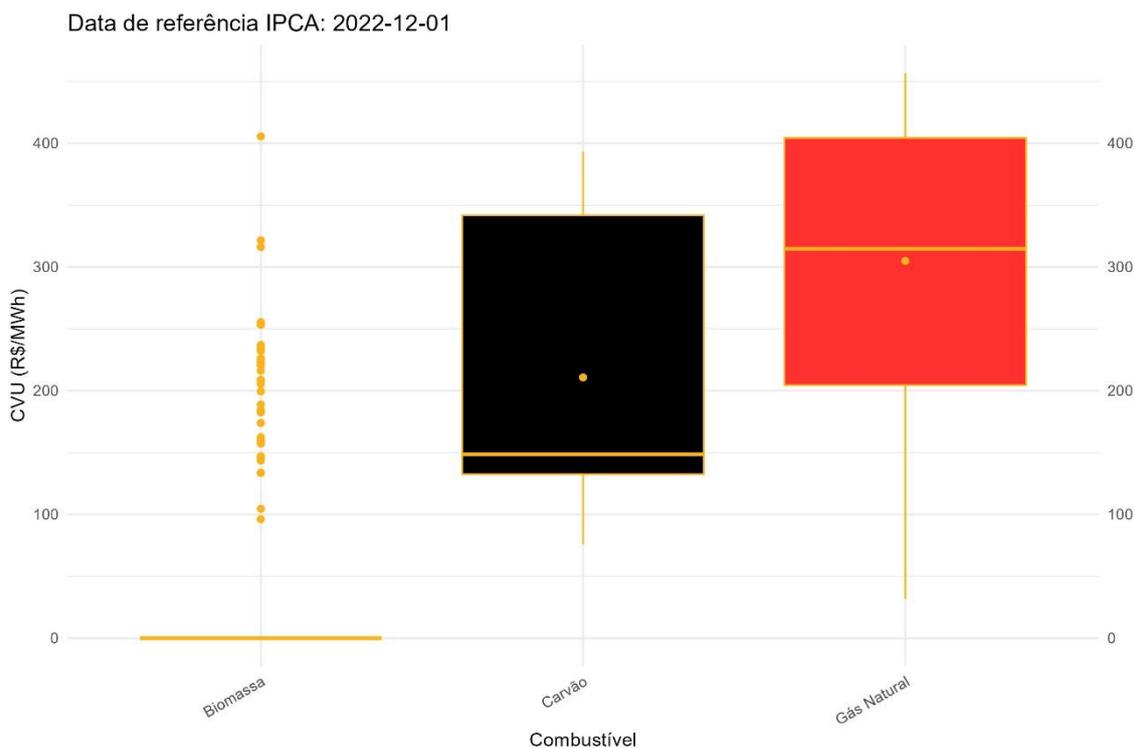


Figura 85 - CVU por combustível.

A Figura 86 apresenta os CVUs das usinas a gás natural ao longo dos leilões. A ampla faixa de preços ao longo do tempo reflete a volatilidade dos preços dos combustíveis, tanto no aspecto conjuntural, quanto estrutural, e a ampla gama de modelos de negócios, que incluem diferentes formas de suprimento de combustível, diferentes níveis de inflexibilidade e, conseqüentemente, diferentes estruturas de custos. Os modelos de negócio de suprimento de gás natural mais comuns na matriz elétrica brasileira são

conectados à malha de gasodutos de transporte, do tipo *reservoir-to-wire* e usinas próximas a terminais de GNL importado.

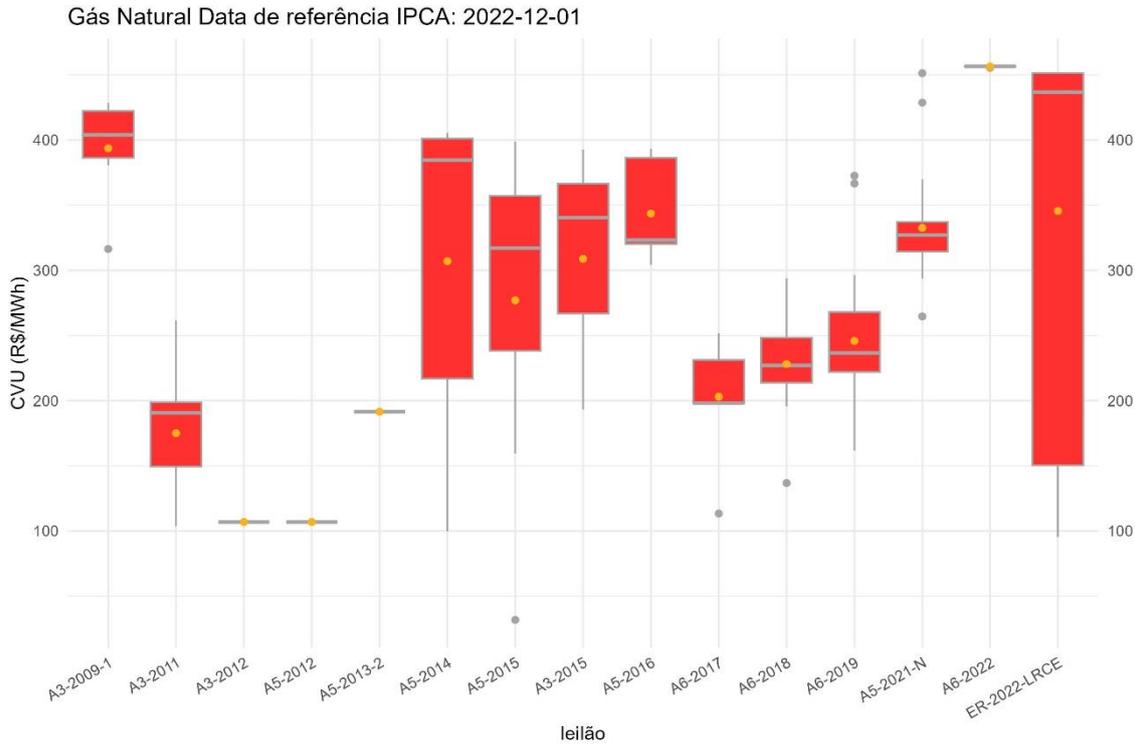


Figura 86 - CVU dos projetos gás natural, por leilão

A Figura 87 apresenta a participação de cada marcador nas indexações dos contratos a gás natural ao longo dos leilões entre os empreendimentos habilitados. Naturalmente, a participação de cada marcador de preço é proporcional à sua competitividade frente aos marcadores concorrentes. Chama à atenção a variação na participação do JKM ao longo dos leilões, que reflete precisamente os momentos de elevada oferta de GNL no mercado global de gás (com preços competitivos), que se intensificou no período de pandemia COVID-19 em 2021 e, posteriormente, o momento de escassez, pós pandemia e Guerra Rússia-Ucrânia, a partir de 2022.

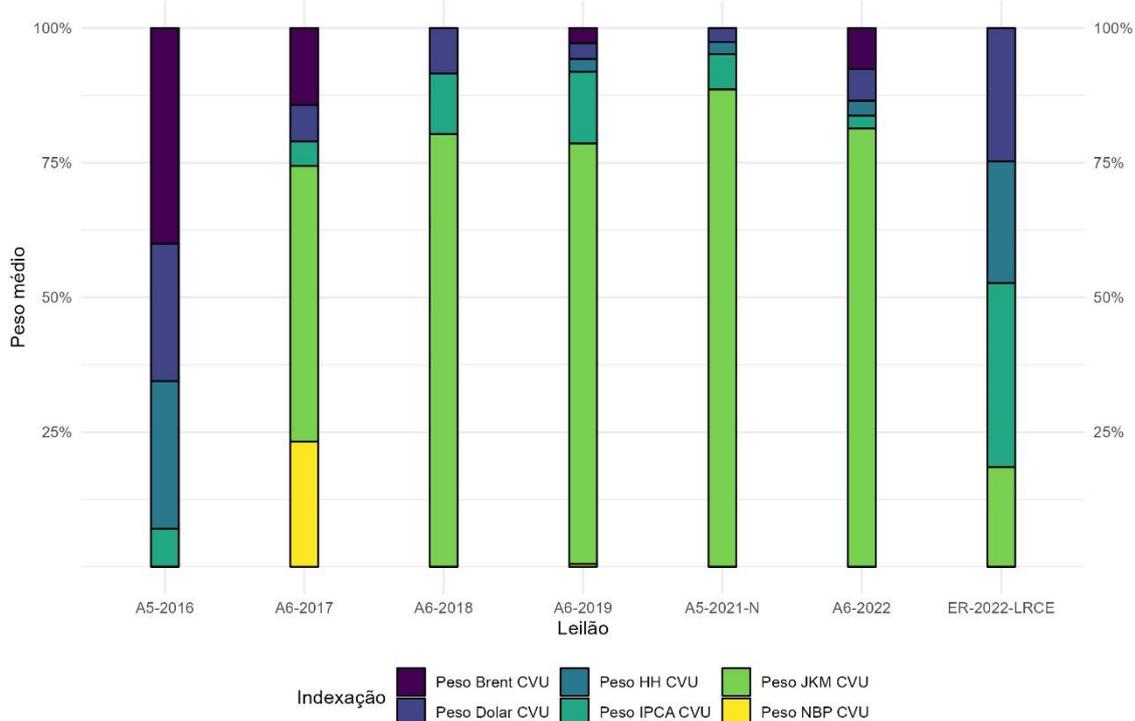


Figura 87 - Peso das Indexações no CVU das usinas a gás natural por leilão.

6.4.2 Receita Fixa Associada ao Combustível - RFcomb

A parcela RF_{comb} , para empreendimentos que tenham como fonte de suprimento combustíveis fósseis (exceto o carvão nacional) é definida da seguinte forma:

$$RF_{comb} = E_0 \cdot i \cdot P_C' \cdot e_0 \quad (6)$$

Onde:

- RF_{comb} receita fixa vinculada ao custo do combustível na geração inflexível anual;
- E_0 energia associada à geração inflexível anual, expressa em MWh;
- i fator de Conversão, informado pelo agente à EPE, definido na Equação (2);
- P_C' cesta de preços, conforme equação (3), no caso de gás natural, com valores de indexações podendo ser distintos da parcela aplicável ao CVU;
- e_0 taxa de câmbio, conforme descrito na Equação (2).

A partir dos leilões de 2016, os agentes geradores de termelétricas a gás natural puderam indexar seus custos a dois outros marcadores internacionais, além do Henry Hub e do Brent: o *Japan-Korean Marker* (JKM) e o NBP – *National Balancing Point*, mudança motivada pelo crescimento do mercado de GNL. Historicamente percebe-se a predominância de contratos atrelados mais ao JKM, dólar e Henry Hub até o ano de

2021. As portarias de diretrizes dos leilões, a partir de 2022, passaram a não mais permitir as indexações ao NBP e ao JKM na parcela inflexível. Esta medida foi adotada para proteger os consumidores de eletricidade da contratação compulsória de eletricidade, em longo prazo, atrelada à elevada volatilidade dos preços *spot* NBP e JKM, que se acentuou a partir de 2020.

A Figura 88 apresenta o peso dos parâmetros declarado pelos agentes para cada indexador na parcela de RF_{comb} ao longo dos leilões.

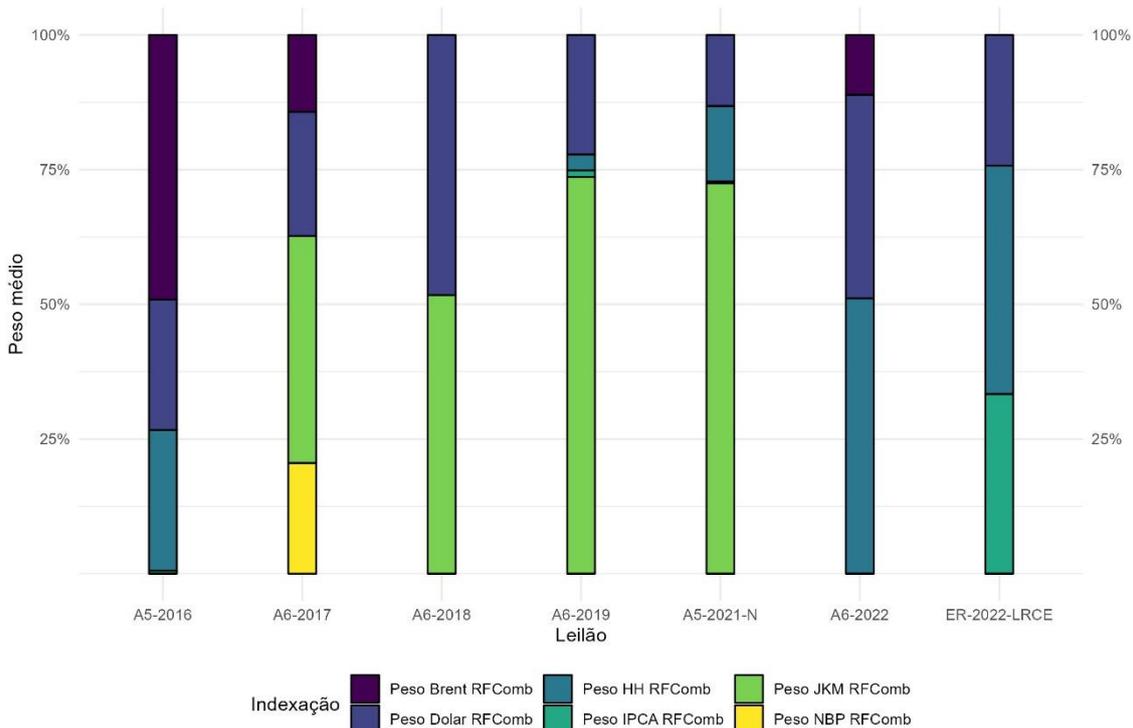


Figura 88 - Peso das Indexações no RFComb das usinas a gás natural por leilão

6.5 Prazo de implantação

Com base nos cronogramas informados pelos empreendedores, a Figura 89 e a Figura 90 mostram o tempo de implantação dos projetos, por tipo de combustível. A partir da primeira não se verificam mudanças temporais significativas, até mesmo em função da maturidade tecnológica das fontes. Assim, o segundo gráfico compila a amostra dos vários leilões, concluindo que a construção de projetos a biomassa leva em média 25 meses, seguidos pelas usinas a gás e a carvão.

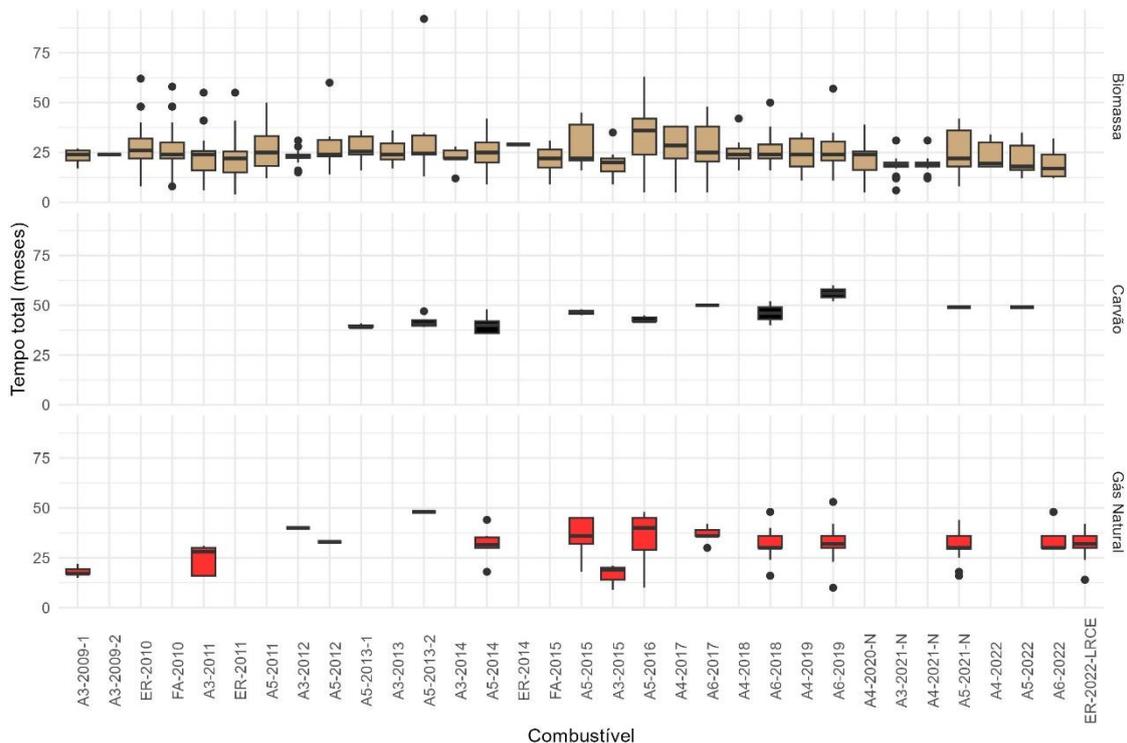


Figura 89 – Prazos de implantação declarado, por fonte, a cada leilão

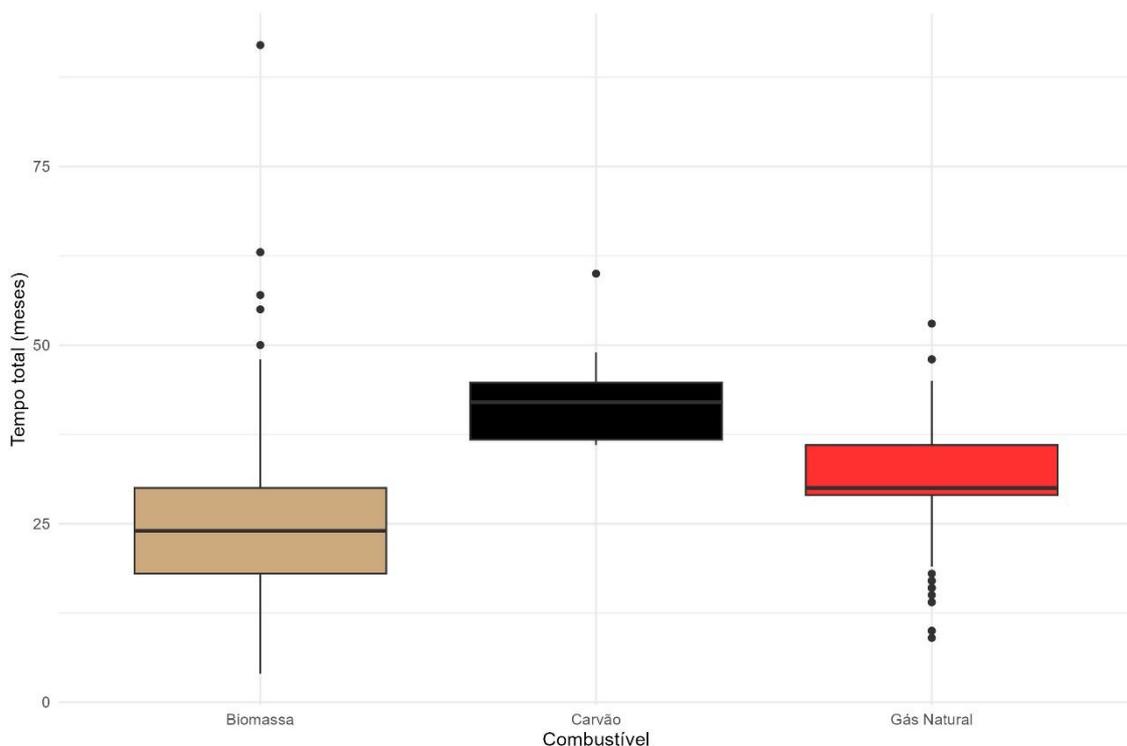


Figura 90 - Prazos de implantação declarados, por fonte, no histórico

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A matriz elétrica brasileira é bastante particular comparada com o restante do mundo. Além de ser uma das matrizes mais renováveis do mundo, possui uma característica de integração espacial, por meio do sistema de transmissão, muito importante para o aproveitamento do potencial de fontes renováveis. Nesse contexto, destaca-se a importância das hidrelétricas no Brasil, que desde o princípio da eletrificação do país é a principal fonte de energia do nosso sistema e possui características fundamentais para que possamos passar com maior segurança e robustez por esse novo processo de transição energética.

Esta Nota Técnica reúne informações acumuladas ao longo de diversos anos de trabalhos nos leilões de energia elétrica do ACR nos quais a EPE é responsável pelo cadastramento e habilitação técnica dos empreendimentos candidatos.

Além de consolidar dados de uma amostra de milhares de projetos, o documento apresenta uma visão temporal de suas características técnicas. Neste sentido, percebe-se que as usinas eólicas e fotovoltaicas passaram por um intenso processo de evolução tecnológica, com equipamentos de potência cada vez maior. Nas termelétricas e hidrelétricas (CGH e PCH), por serem fontes mais tradicionais e maduras, não se visualizam mudanças nesse sentido e intensidade, embora se percebam alterações em decorrência da regulação e regras dos leilões.

No caso das usinas eólicas, destaca-se o crescente aumento de diâmetro dos rotores (de 70 m para 150 m, em média, entre 2009 e 2022) e potência dos geradores elétricos (de 1,4 MW para até 6,0 MW no mesmo período) e, como consequência, ganhos nos fatores de capacidade ao longo do tempo, atingindo mais de 60% em alguns casos. Também é interessante notar como as regras definidas pela EPE resultaram na instalação massiva de torres anemométricas de prospecção (mais de 840), permitindo o bom conhecimento do recurso eólico no país e, como consequência, permitindo a redução da incerteza das estimativas de produção de energia. Registra-se, no entanto, a natural concentração de torres nos locais de melhor recurso eólico.

Para os projetos fotovoltaicos de geração centralizada (acima de 5 MW), a evolução tecnológica é ainda mais surpreendente ao considerar que estes iniciaram sua participação nos leilões apenas a partir de 2013. Nestes 10 anos, os módulos de silício policristalino perderem espaço para os monocristalinos, com potência superando os 600W. Observa-se também o rápido surgimento dos módulos bifaciais e de tecnologia PERC, além da inversão dos sistemas fixos para os de rastreamento em um eixo,

contribuindo para fatores de capacidade cada vez maiores, chegando a 35% (em base CA). Importante ressaltar que o requisito de medições solarimétricas no local do empreendimento, desde 2016, resultou em uma nítida redução de incerteza nas estimativas de produção de energia.

No caso das PCH, registra-se um potencial teórico relevante de 14 GW em projetos, ainda disponíveis, além das CGH, mostrando a capacidade de expansão dessa fonte, mesmo sendo uma fonte madura, com destaque para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Destaca-se que, possivelmente, nem todo esse potencial terá viabilidade técnica, econômica e ambiental para ser implementado. Percebe-se também, entre PCHs e CGHs, a diversidade de projetos, com características bastante variadas em termos de queda, vazão e potência nominais. Quanto aos equipamentos, nota-se o predomínio de turbinas Francis e Kaplan, sem variações temporais significativas. Outra característica interessante é a relação entre potência instalada e área do reservatório (MW/km²). Entre PCHs, esse número é quase sempre abaixo de 25, enquanto na CGHs a relação mostra-se menos favorável, embora com ampla variação (de 0 até 100 MW/km²). Adicionalmente, a capacidade de regularização destes empreendimentos, em geral, é da ordem de horas apenas. Quanto às barragens, existe uma diversidade de técnicas construtivas, prevalecendo as de concreto convencional e de terra, com alturas médias entre 10 m e 20 m, respectivamente. A média dos fatores de capacidade é da ordem de 55%, refletindo o valor usual e histórico para a fonte, embora as CGHs apresentem maior variação, por vezes superando os 90%, o que pode ser interpretado como um subdimensionamento visando o enquadramento regulatório.

As análises das termelétricas demandam um olhar mais atento para cada combustível, dadas as particularidades dos projetos. Enquanto usinas a biomassa apresentam potência de até 25 MW, as usinas a carvão têm capacidade sempre acima de 250 MW, e as de gás natural são mais diversas, a depender do ciclo (simples ou fechado) e das regras dos leilões. Tais regras acabam por orientar o dimensionamento dos empreendimentos, afetando por exemplo, a inflexibilidade declarada, que varia ao longo dos anos. Nesse quesito, nota-se que as usinas a biomassa apresentam inflexibilidade sazonal, com geração entre junho e novembro, em função da safra da cana-de-açúcar. A maioria das usinas a gás natural também costumam declarar maior geração nestes períodos, buscando ofertar geração complementar às hidrelétricas.

Adicionalmente, foram discutidos os valores de Custo Variável Unitário (CVU), que no caso de biomassa e carvão nacional, são declarados pelo empreendedor, enquanto para os demais combustíveis fósseis os valores são calculados a partir dos índices de indexação informados pelo agente. A maior parte dos projetos a biomassa consideraram

CVU nulo, embora a amostra contenha valores de até R\$ 400/MWh. Para o carvão a faixa mais frequente de CVU é de 150 a 350 R\$/MWh, enquanto para as usinas a gás natural é de 200 a 400 R\$/MWh, com variações significativas ao longo dos leilões, assim como as escolhas de indexadores, refletindo a oferta mundial de GNL a cada momento. Conclusões semelhantes foram apresentadas para os custos de combustível associados à parcela inflexível de geração.

Apesar do documento focar projetos eólicos, fotovoltaicos, termelétricos e PCH/CGH, dada a maior amostra destes entre os cadastrados para os leilões de energia elétrica do ACR, a EPE avalia todas as fontes e tecnologias. Assim, à medida em que nosso mercado evolua seu parque tecnológico outras fontes serão consideradas em futuras edições deste Caderno de Tecnologias de Geração.

Importante ressaltar que o mundo vive uma nova transição energética, cada vez mais veloz e diversificada, e o setor elétrico brasileiro é um importante agente indutor dessa transição energética, sendo assim, este caderno visa, nessa primeira edição, observar os movimentos da transição energética brasileira até o presente momento. Edições futuras poderão abranger novas fontes de energia e tipos de tecnologia que farão parte da matriz elétrica brasileira no futuro.

Reforça-se também o caráter inédito deste estudo, ao consolidar informações de diversas fontes ao disponibilizar ao mercado, análises robustas baseadas numa amostra de milhares de projetos submetidos à EPE, de forma transparente e, ao mesmo tempo, garantindo o caráter particular e reservado dos dados individualizados dos empreendimentos. Nesse sentido, o documento está alinhado à estratégia institucional da EPE de promover a redução das assimetrias de informação no mercado de energia, diminuindo assim os custos de transação e as incertezas, além de promover um ambiente de maior confiança para investimentos no setor energético brasileiro, com maiores possibilidades de novos entrantes e conseqüente maior competitividade no setor.

Por fim, o acompanhamento da evolução das características dos projetos de geração é fundamental para os estudos de planejamento, visto que, com a modernização e avanços tecnológicos, há uma tendência constante de alteração nessas informações, o que pode impactar a eficiência e competitividade das fontes e, conseqüentemente, a tomada de decisão dos agentes de mercado.

Sob a ótica do planejamento energético, os desafios do futuro serão alinhados em caracterizar da melhor forma possível os requisitos do sistema para melhor atender aos critérios de suprimento. Assim, de forma cada vez mais integrada e criativa o mercado

conseguirá preparar suas soluções e modelos de negócios de forma cada vez mais diversificada e competitiva acompanhando os avanços tecnológicos futuros, permitindo uma evolução da matriz energética brasileira cada vez mais alinhada com as necessidades econômicas, sociais e ambientais. Nesse contexto, a EPE vem trabalhando arduamente e estudando as novas tecnologias que vêm se apresentando, como as eólicas offshore, as baterias, o hidrogênio, entre outros acompanhamentos, como usinas maremotriz, heliotérmica e demais possibilidades ainda menos estudadas.

8 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, "Caderno de Preços da Geração 2021," Rio de Janeiro, 2021.
- [2] CCEE, "Relatório de Resultados Consolidados dos Leilões," Março 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/acervo-ccee?especie=38753&assunto=39056&keyword=consolidado&periodo=1825>. [Acesso em 14 Abril 2023].
- [3] EPE, "Projetos eólicos nos leilões de energia: evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas (EPE-DEE-017/2020-r0)," Rio de Janeiro, 2020.
- [4] EPE, "Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia: análises dos leilões A-4 e A-6 de 2019 (EPE-DEE-003/2020-r0)," Rio de Janeiro, 2020.
- [5] EPE, "Termelétricas a biomassa nos leilões de energia no Brasil: Características técnicas dos empreendimentos e resultados dos últimos leilões (EPE-DEE-089/2019-r0)," Rio de Janeiro, 2019.
- [6] M. T. Tolmasquim, Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica, M. T. T. (coord.), Ed., Rio de Janeiro: EPE, 2016.
- [7] M. T. Tolmasquim, Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear, M. T. T. (coord.), Ed., Rio de Janeiro: EPE, 2016.
- [8] Empresa de Pesquisa Energética, "Balanço Energético Nacional 2022," Rio de Janeiro, 2022.
- [9] EPE, "Energia eólica no nordeste: o papel do planejamento energético em períodos de menor geração eólica," Rio de Janeiro, 2020.
- [10] EPE, "Participação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia no Brasil: Evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas (nº EPE-DEE-NT-041/2018-r0)," Rio de Janeiro, 2018.
- [11] Empresa de Pesquisa Energética, "Geração Eólica e Fotovoltaica - Dados de entrada para modelos elétricos e energéticos: metodologias e premissas (EPE/DEE/011/2021-R2)," Rio de Janeiro, 2022.
- [12] IRENA, "Future of Wind," 2019.
- [13] M. G. Villalva, Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações, São Paulo: Érica, 2015.
- [14] A. Parikh, K. Perry, K. Anderson, W. B. Hobbs, R. Kharait e M. A. Mikofskit, "Validation of Subhourly Clipping Loss Error Corrections," Golden, CO, 2021.
- [15] Eletrobras, "Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas," 2000.
- [16] EPE, "Energia solar fotovoltaica no SIN: variabilidade da produção fotovoltaica em usinas centralizadas," Rio de Janeiro, 2020.