

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

Victor Mafra Pinto

**ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: EVOLUÇÃO, ATUAIS DESAFIOS E
PERSPECTIVAS**

Rio de Janeiro

2024

Victor Mafra Pinto

**ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: EVOLUÇÃO, ATUAIS DESAFIOS E
PERSPECTIVAS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Economia, do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Mestre em Economia da Indústria e da Tecnologia.

Orientador: Ricardo Alberto Bielschowsky, D.Sc

Coorientador: Nelson Fontes Siffert Filho, D.Sc

Rio de Janeiro

2024

FICHA CATALOGRÁFICA

P659e Pinto, Victor Mafra.
Energia eólica no Brasil: evolução, atuais desafios e perspectivas / Victor Mafra
Pinto. – 2024.
108 f.

Orientador: Ricardo Alberto Bielschowsky.

Coorientador: Nelson Fontes Siffert Filho.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e da Tecnologia, 2024.

Bibliografia: f. 101 a 107.

1. Energia eólica. 2. Transição energética. 3. Hidrogênio verde. I. Bielschowsky, Ricardo Alberto, orient. II. Siffert Filho, Nelson Fontes, coorient. III. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. IV. Título.

CDD 333.92

Ficha catalográfica elaborada pela bibliotecária:
Luciana de Souza dos Santos CRB/7 – 5844
Biblioteca Eugênio Gudim/CCJE/UFRJ

Victor Mafra Pinto

**ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: EVOLUÇÃO, ATUAIS DESAFIOS E
PERSPECTIVAS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Economia, do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Mestre em Economia da Indústria e da Tecnologia.

Examinada por:

Prof.: Ricardo Alberto Bielschowsky, D.Sc – Orientador

Prof.: Nelson Fontes Siffert Filho, D.Sc – Coorientador

Prof^a.: Fabiana Borges Teixeira dos Santos, D.Sc

Prof.: Marcus Cardoso Santiago, D.Sc

Rio de Janeiro

2024

AGRADECIMENTOS

Deixo aqui meus sinceros agradecimentos a todas as pessoas que foram essenciais nesta jornada. Em primeiro lugar, agradeço aos meus professores orientadores Nelson Siffert e Ricardo Bielschowsky, por todo o apoio e paciência dedicados a este trabalho.

Agradeço aos meus pais, Maria Cristina e Helvecio, e à minha irmã, Maria Carolina, pelo amor incondicional e por todo o apoio que me foram dados ao longo dessa caminhada. A eles, expresso minha gratidão por serem exemplo e sem os quais eu nunca teria dado o primeiro passo.

Aos meus gestores Daniel Alfradique e Rodrigo Oliveira, agradeço o apoio, a flexibilidade e a inabalável confiança no meu trabalho para que esse sonho acadêmico pudesse ser realizado em conjunto com a minha trajetória profissional.

Por último, mas não menos importante, agradeço aos amigos que me encorajaram a encarar esse desafio e a levá-lo até o fim.

A estes dedico inteiramente este trabalho.

RESUMO

Este trabalho analisa a trajetória e perspectivas da energia eólica no Brasil, desde o início de sua implementação até projeções futuras. Inicialmente, destaca-se o papel do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) como um marco na promoção da energia eólica no país. Em seguida, aborda-se a transição do vetor de crescimento para os leilões competitivos de energia no ACR. Essa mudança reflete o amadurecimento tecnológico e a redução dos custos de implantação, permitindo a expansão da energia eólica em maior escala. Ao longo de 27 leilões de energia, mais de 20.000 MW foram viabilizados, consolidando a energia eólica como a quarta maior fonte de energia instalada no Brasil. Na sequência, são analisados os dados de evolução da matriz elétrica brasileira, com destaque para o crescimento expressivo das fontes eólica e solar fotovoltaica e das usinas de micro e mini geração distribuída. Ao longo dos últimos anos, a oferta de capacidade de geração tem crescido em ritmo superior à demanda de energia, criando um descompasso entre esses vetores e gerando impactos sobre os preços de energia, que se encontram atualmente em patamares sistematicamente baixos. Diante desse cenário, surgem preocupações sobre a viabilidade dos investimentos futuros em energia eólica, especialmente para projetos que ainda não possuem contratos de venda de energia já firmados. A ascensão do hidrogênio verde é apontada como uma solução promissora para atrair novos investimentos em energia eólica, aproveitando as vantagens competitivas do Brasil na produção desse combustível e a sua capacidade de se tornar *tradeable*. Além do hidrogênio verde, o texto destaca o potencial das usinas eólicas *offshore* e das usinas híbridas e associadas, que combinam energia eólica e solar em um mesmo sítio.

Palavras-chave: energia eólica, transição energética, hidrogênio verde

ABSTRACT

This paper analyzes the trajectory and prospects of wind energy in Brazil, from its initial implementation to future projections. Initially, the role of the Program for Incentive to Alternative Sources of Electric Energy (PROINFA) is highlighted as a milestone in promoting wind energy in the country. Next, the transition to competitive energy auctions is addressed. This change reflects technological maturity and a reduction in implementation costs, allowing for the expansion of wind energy on a larger scale. Over 27 energy auctions, more than 20,000 MW were contracted, consolidating wind energy as the fourth largest installed energy source in Brazil. Following that, the evolution data of the Brazilian electrical matrix is analyzed, with emphasis on the significant growth of wind and solar photovoltaic sources, as well as micro and mini distributed generation plants. Over the past few years, the generation capacity has grown at a faster pace than energy demand, creating a mismatch between these vectors and generating impacts on energy prices, which are currently at systematically low levels. Given this scenario, concerns arise about the viability of future investments in wind energy, especially for projects that do not yet have already established energy sales contracts. The rise of green hydrogen is pointed out as a promising solution to attract new investments in wind energy, leveraging Brazil's competitive advantages in the production of this fuel. In addition to green hydrogen, the text highlights the potential of offshore wind farms and hybrid plants, which combine wind and solar energy at the same site. These technologies represent important growth vectors for the sustainable growth of wind energy in Brazil, although they face significant challenges in terms of infrastructure and implementation costs.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Capacidade instalada da matriz elétrica brasileira (2024).....	19
Gráfico 2 – Energia natural afluyente e geração eólica no subsistema Nordeste entre janeiro de 2016 e dezembro de 2022. Dados em MWmédio.	23
Gráfico 3 – Fator de capacidade médio da fonte eólica no SIN	24
Gráfico 4 – Geração média diária eólica no SIN. Dados em MWmédio.	25
Gráfico 5 – Preço teto de energia eólica nos leilões de energia versus o preço médio contratado. Preços atualizados para Julho de 2023.	34
Gráfico 6 – Volume dos contratos de compra de energia no ACL por consumidores livres e especiais em 2022. Dados em MWmédio.	37
Gráfico 7 – Volume dos contratos de compra e venda de energia com desconto de 50% na TUSD/TUST no período de 2013 a 2022. Dados em MWmédio.	39
Gráfico 8 – Número de unidades consumidoras no mercado livre no período de 2013 a 2022	40
Gráfico 9 – Capacidade instalada incremental no período de 2013 a 2023.....	45
Gráfico 10 – Participação das fontes na capacidade instalada incremental no período entre 2013 e 2023	46
Gráfico 11 – Evolução da capacidade instalada térmica (fóssil) no SIN no período de 2005 a 2022	48
Gráfico 12 – Capacidade instalada de MMGD no Brasil	51
Gráfico 13 – Crescimento esperado da demanda de energia no período 2023 a 2031	55
Gráfico 14 – Garantia Física e Consumo de energia no período de 2013 a 2022	61
Gráfico 15 – Evolução do excesso de Garantia Física em relação à demanda de energia, de 2013 a 2022	61
Gráfico 16 – Histórico do CMO mensal do submercado SE/CO, no período entre 2011 e 2023	64
Gráfico 17 – Histórico do CMO mensal do submercado SE/CO, no período entre 2021 e 2023	64
Gráfico 18 – Nível dos reservatórios das UHE do SIN	65
Gráfico 19 – Histórico do PLD mensal do submercado SE/CO, no período entre 2011 e 2023	66
Gráfico 20 – Histórico do PLD mensal do submercado SE/CO, no período entre 2021 e 2023	67

Gráfico 21 – Histórico do PLD mensal do submercado SE/CO versus o preço de mercado de longo prazo (curva forward)	67
Gráfico 22 – Faixas de valores de LCOE para fontes renováveis	70
Gráfico 23 – Volume de energia negociado em leilões de energia nova entre 2010 e 2022 ...	73
Gráfico 24 – Evolução da demanda de energia por ambiente de contratação	74
Gráfico 25 – Capacidade instalada total de usinas eólicas no mundo	91
Gráfico 26 – Evolução dos projetos eólicos offshore em licenciamento no IBAMA	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resultado da primeira fase do PROINFA	30
Tabela 2 – Leilões centralizados de Geração que negociaram o produto energia eólica	32
Tabela 3 – Evolução da capacidade instalada eólica no Brasil por ambiente de contratação. Dados em MW.....	40
Tabela 4 – Total de empreendimentos outorgados em acompanhamento pela ANEEL, por ano (MW)	56
Tabela 5 – Capacidade instalada incremental outorgada com contratos no ACR (MW).....	57
Tabela 6 – Capacidade instalada incremental no cenário de referência (MW)	59
Tabela 7 – Premissas para o cálculo da Taxa de Desconto	69

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – O Sistema Interligado Nacional (SIN)	20
Figura 2 – Vista área do Complexo eólico-fotovoltaico Fontes (Tacaratu/PE)	85

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	13
2 A MATRIZ ELÉTRICA E A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	18
2.1 A matriz elétrica brasileira.....	18
2.2 A energia eólica e seus aspectos técnico-operacionais e econômico-financeiros	22
2.3 O ambiente regulatório e a comercialização de energia eólica.....	25
2.4 A evolução da energia eólica no Brasil.....	27
2.4.1 Primeira Fase: – o PROINFA	28
2.4.2 Segunda Fase: - Os leilões centralizados de geração no Ambiente de Contratação Regulado (ACR).....	30
2.4.3 Terceira fase: o mercado livre de energia.....	36
2.5 A cadeia produtiva da energia eólica no Brasil.....	41
3 A ENERGIA EÓLICA NO ATUAL CENÁRIO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	44
3.1 A Oferta de Energia Elétrica (2003/2023).....	44
3.1.1 Energia de origem renovável.....	44
3.1.2 Energia de origem Fóssil	47
3.1.3 Micro e Minigeração Distribuída.....	48
3.2 A Demanda de Energia Elétrica (2003/2023)	52
3.2.1 A Composição da Demanda	53
3.3 Perspectivas para Oferta e Demanda até 2030	53
3.3.1 Crescimento da Oferta.....	55
3.3.2 Desequilíbrio entre Oferta e Demanda.....	60
3.4 Formação de preços no mercado de energia elétrica brasileiro.....	62
3.5 O investimento necessário para a implantação de um empreendimento eólico	11
4 DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA A EXPANSÃO DA FONTE EÓLICA NO BRASIL	72
4.1 O arrefecimento dos Leilões Centralizados no ACR	73
4.2 O Hidrogênio Verde no Brasil e a expansão da energia eólica.....	76
4.2.1 O Hidrogênio como combustível.....	76
4.2.2 O Hidrogênio Verde e energia eólica no Brasil	80
4.3 A integração das usinas eólicas e solares – os empreendimentos híbridos e associados	83

4.4 A energia eólica <i>offshore</i>	88
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	95
REFERÊNCIAS	101

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico das principais economias do mundo vem passando por importantes transformações ao longo dos últimos anos. A crescente preocupação das autoridades mundiais com o aumento da temperatura do planeta resultou na assinatura do acordo de Paris em 2015, assinado na 21ª Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP21), que estabeleceu metas de redução de emissão de gases do efeito estufa (GEE) com o objetivo de conter o avanço do aquecimento global (GWEC, 2023). Em 2020, o conjunto de países que juntos representam mais de dois terços da economia mundial, bem como mais de 63% da emissão de GEE, quais sejam, China, Estados Unidos, Japão, Coreia do Sul, Canadá e África do Sul, estabeleceram metas de neutralidade da emissão de carbono até 2060.

Mais recentemente, mais de 200 países assumiram compromissos relativos ao setor de energia na COP28, conferência do clima realizada em Dubai, nos Emirados Árabes. Dentre esses objetivos, destacam-se a meta de dobrar os esforços em eficiência energética, reduzir as emissões de metano e, principalmente, triplicar a capacidade de produção de energia renovável até 2030. Segundo a IEA (2024), essa meta é ambiciosa, mas factível, considerando os recordes de adições anuais de geração e o aumento da competitividade das fontes eólica e solar fotovoltaica frente aos combustíveis fósseis. A agência destaca que essas duas fontes de energia devem dominar as ambições dos países, em detrimento de outras fontes também renováveis, como a hidrelétrica e bioenergia.

Nesse contexto de crescente preocupação com o meio ambiente e as futuras gerações, o setor elétrico possui uma participação significativa, uma vez que se constitui como um dos grandes emissores de GEE a nível mundial. Ao longo dos últimos anos, o mundo presenciou um crescimento expressivo do consumo de energia elétrica, impulsionado por uma conjunção de fatores como o crescimento da população, a urbanização e a maior penetração da energia elétrica em regiões em desenvolvimento. A produção dessa energia no mundo, no entanto, está majoritariamente relacionada a fontes poluentes, associadas a combustíveis fósseis (HASSAN et.al, 2023).

A atenção dedicada pela comunidade internacional em relação à necessidade de preservação do meio ambiente e do crescimento econômico sustentável está presente no debate de política energética há pelo menos duas décadas, materializada na realização da Conferência Eco92, sediada no Rio de Janeiro. A produção de energia elétrica tem enfrentado desafios em diferentes dimensões, como a sustentabilidade ambiental, a segurança do abastecimento, o desenvolvimento tecnológico e a capacidade de ganhos de eficiência

(PODCAMENI, 2016). A necessidade de encontrar soluções energéticas atrativas sob o ponto de vista ambiental e econômico levaram diversos países, incluindo o Brasil, a adotar políticas de incentivo às fontes de energia limpas e renováveis.

Em meio à gama de tecnologias disponíveis, a energia eólica se destacou como uma opção especialmente viável, haja vista a abundância de seu recurso no planeta, suas características técnicas e o menor impacto ambiental comparado a outras fontes de geração, como solar, termelétrica e hidroelétrica. Essa fonte de geração de energia possui o menor consumo de água em kg/kWh produzido, não gera resíduos ou gases tóxicos em sua operação e pode coexistir com a ocupação da terra, contribuindo para o desenvolvimento econômico regional (ANDRADE; SILVA JR.; TORINELLI, 2018). Além disso, em comparação com a fonte solar fotovoltaica, possui fator de capacidade bem mais elevado, ou seja, é capaz de produzir mais energia para a mesma quantidade de megawatts instalados (ONS, 2024).

A queda dos custos dos equipamentos que compõe os sistemas eólicos, associada ao aumento da sua eficiência, levaram a um aumento expressivo da capacidade instalada desta fonte a nível mundial. Em 2001, a potência instalada no planeta era de 24 GW, totalmente concentrada nos países desenvolvidos. Ao longo de duas décadas, esse número superou a marca dos 1.000 GW em 2023, com adições anuais recentes que ultrapassam os 100 GW (GWEC, 2024). O ano de 2020, a despeito do desarranjo da cadeia de abastecimento global e do fluxo de exportações causados pela pandemia de COVID-19, apresentou um recorde até então de instalação de novas usinas eólicas no mundo, na ordem de 95 GW (GWEC, 2021). Neste cenário, o Brasil figurou entre os cinco países que apresentaram a maior expansão da capacidade instalada naquele ano, com 1,7 GW adicionados, ao lado de China, Estados Unidos, Países Baixos e Alemanha (ANEEL, 2024; GWEC, 2021). Nos anos seguintes, o Brasil conseguiu ainda superar aquela marca, adicionando 3,7 GW de usinas eólicas em 2021, 2,9 GW em 2022 e 4,9 GW em 2023 (ANEEL, 2024).

No entanto, segundo Lazonick e Hopkins (2013 apud ARAÚJO e WILLCOX, 2018), apenas a redução dos custos de produção de energia através de fontes renováveis alternativas não ocorrerá na velocidade necessária para alcançar os objetivos de redução das emissões de gases poluentes e de transição energética capazes de limitar o aquecimento global a dois graus celsius. Além disso, o conflito entre a Ucrânia e a Rússia, iniciado em 2022, ainda pressiona sobremaneira os custos de produção de energia nos países europeus, tendo em vista que a Rússia é o segundo maior produtor de gás do mundo. Por conta disso, o aumento do uso de outras fontes de energia para compensar os efeitos da guerra tem afastado ainda mais os

países centrais dos objetivos de redução da emissão de GEE firmados no acordo de Paris, refletindo em um aumento da emissão de gases poluentes no ano de 2022. Esse cenário adverso evidencia a importância cada vez mais premente de aceleração dos investimentos em fontes de energia limpa, de modo a cumprir os objetivos firmados pelos países no atual contexto de transição energética (IEA, 2024). Segundo estimativas do GWEC (2024), as adições anuais de usinas eólicas precisam triplicar para que o compromisso firmado na COP28 seja cumprido até 2030.

Na contramão da maioria dos países, a matriz elétrica brasileira já pode ser considerada uma das mais limpas do mundo, tendo a sua geração de energia elétrica proveniente de fontes de baixa emissão de carbono, especialmente a partir das usinas hidrelétricas. Ainda assim, a política energética nacional mostrou-se engajada em ampliar e diversificar a sua matriz através da participação de novas fontes de energia. No país, esse processo se materializa a partir da redução relativa da participação da fonte hídrica, dando lugar ao aumento da fonte de térmica e, posteriormente, à geração das variáveis renováveis (solar e eólica) (EPE, 2021).

Segundo Timilsina, Kooten e Narbel (2013), a implantação em larga escala de usinas eólicas depende da execução de políticas públicas que reduzam as barreiras de mercado e promovam a pesquisa e desenvolvimento, com o objetivo de reduzir ainda mais o custo dos equipamentos. Além disso, de acordo com a IEA (2024), políticas públicas implementadas em mais de 140 países foram um fator importante para que as adições anuais de energia renovável mais do que triplicassem desde a assinatura do Acordo de Paris, em 2015.

A consolidação e maturação da indústria eólica no Brasil se deu em um contexto de concessão de incentivos por parte do poder público, destinados ao fomento de empreendimentos de energia renovável e não poluentes. Dentre eles, destacam-se o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, os leilões centralizados de compra de energia para o ambiente de contratação regulado, a política de financiamento dos empreendimentos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (SIFFERT FILHO et al., 2009) e, mais recentemente, a expansão do mercado livre de energia, inseridos no processo de transição energética em curso no país e no mundo.

Neste contexto, o trabalho se inicia com a exposição do rápido e persistente crescimento da fonte eólica na matriz elétrica brasileira, e a consequente estruturação da cadeia produtiva de equipamentos eólicos no país. Na sequência, buscar-se-á demonstrar como se deu a evolução da capacidade de produção de energia no Brasil, com destaque para a

participação das fontes eólica e solar e da micro e mini geração distribuída (MMGD). Apresenta-se o cenário atual no qual o sistema elétrico brasileiro se encontra, com um excesso de capacidade de produção de energia em relação à demanda. Como efeito, os preços de energia nos horizontes de curto e médio prazos se encontram atualmente deprimidos, o que, no limite, pode inviabilizar a continuidade dos investimentos em energia eólica no país e coloca em risco a cadeia produtiva já instalada.

Projeções da EPE (2021) e da IRENA (2023), colocam a fonte eólica como uma das mais competitivas do mix disponível para expansão da matriz elétrica brasileira, com custo nivelado da energia (LCOE) que varia entre R\$90/MWh e R\$170/MWh. No entanto, o valor do LCOE eólico é atualmente superior aos preços de curto e médio prazos de energia elétrica observados no mercado, configurando um desafio ao governo e aos empreendedores para a manutenção do crescimento dessa fonte no Brasil.

Por tratar-se de fenômeno recente, ainda carece de literatura os atuais desafios de expansão à fonte eólica, inserida em um contexto em que não há mais demanda garantida de sua energia (como ocorria na época de frequentes leilões regulados) e de baixos preços de mercado. Torna-se premente, portanto, a discussão de soluções alternativas que sejam capazes de dar continuidade aos investimentos nessa fonte de geração no país, tirando proveito de toda as suas vantagens competitivas em um cenário no qual o mundo busca expandir rapidamente a sua capacidade de produção de energia a partir de fontes limpas e renováveis. Desta forma, tornam-se necessárias iniciativas que internalizem as oportunidades de crescimento do setor eólico já colocadas no cenário internacional.

Diante deste contexto, o objetivo deste trabalho é analisar o desempenho da indústria eólica no Brasil, e situá-la na atual conjuntura de abundância de capacidade de geração de energia, ao mesmo tempo em que o mundo busca alternativas para expandir essa fonte de energia. Busca-se discutir alternativas para a continuidade da expansão das usinas eólicas no Brasil frente ao cenário local e mundial, a partir de oportunidades como a reunião de usinas eólicas e solares fotovoltaicas em um mesmo sítio (usinas híbridas e associadas), a economia do hidrogênio verde e as usinas eólicas instaladas em alto mar (*offshore*).

De forma a atingir os objetivos aqui listados, a metodologia utilizada contempla a revisão bibliográfica a respeito da estrutura do setor elétrico brasileiro, modelos de contratação de energia, fontes de financiamento e análise de investimentos, hidrogênio verde, usinas eólicas *offshore* e regulamentação de usinas híbridas e associadas. Além disso, foram

reunidos e tratados os dados disponíveis referentes à expansão da matriz elétrica brasileira, de preços de energia e da atual conjuntura do setor eólico nacional.

Com base nos objetivos estabelecidos e a metodologia indicada, este trabalho está estruturado em três capítulos, além desta introdução. O Capítulo 2 discorre sobre as características do setor elétrico brasileiro, com ênfase na evolução da energia eólica no país. Busca-se também contextualizar as políticas públicas utilizadas para o fomento dessa fonte de energia no país, como o PROINFA, os leilões de geração centralizados e a política de conteúdo local do BNDES. Além disso, aborda-se o estabelecimento de uma indústria nacional de máquinas e equipamentos eólicos.

O terceiro capítulo apresenta a evolução da oferta de geração no Brasil, com ênfase no aumento da participação das fontes eólica e solar fotovoltaica e também da modalidade de micro e mini geração distribuída. Além disso, mostra-se a evolução da demanda de energia do país e das suas perspectivas de crescimento para os próximos anos. O trabalho apresenta também o atual descompasso entre esses dois vetores de oferta e demanda em curso Brasil que, como consequência, vêm deprimindo persistentemente os preços de energia. Vale destacar que este trabalho não objetiva apresentar o conceito e a trajetória da tarifa de energia elétrica, que é o preço pago pelos consumidores finais, mas sim os preços percebidos pelos empreendedores de geração. Para tanto, seria necessário explorar os custos de transporte de energia, os encargos setoriais, a remuneração das distribuidoras e, por fim, os impostos associados, estando fora do escopo deste trabalho.

Por fim, o quarto capítulo joga luz sobre os desafios e as oportunidades para a expansão da fonte eólica no Brasil, ressaltando o papel crucial da nova demanda potencial que pode ser criada pela economia do hidrogênio verde, bem como a oferta adicional proveniente das usinas híbridas e associadas e das usinas eólicas *offshore*.

2 A MATRIZ ELÉTRICA E A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

O presente capítulo tem como objetivo apresentar as características do setor elétrico brasileiro e analisar o surgimento e a expansão da fonte eólica no Brasil desde o início dos anos 2000. Explora-se o modelo de contratação no novo marco legal e regulatório vigente a partir de 2004, desde o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, até os leilões centralizados para expansão da capacidade de geração no ACR e o mercado livre de energia. Por fim, é feita breve exposição do surgimento e crescimento da cadeia produtiva eólica local, com destaque para a política de conteúdo local do BNDES.

2.1 A matriz elétrica brasileira

A matriz elétrica brasileira é considerada uma das mais limpas do mundo (IRENA, 2019), com predominância da fonte hidrelétrica e crescente importância das usinas renováveis não convencionais (como eólica e solar). A partir de sua dimensão geográfica continental e da presença de diversas bacias hidrográficas com centenas de rios perenes e caudalosos, foram construídas usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de acumulação, permitindo o armazenamento de energia e a integração das diferentes regiões do país (SAPORTA, 2017).

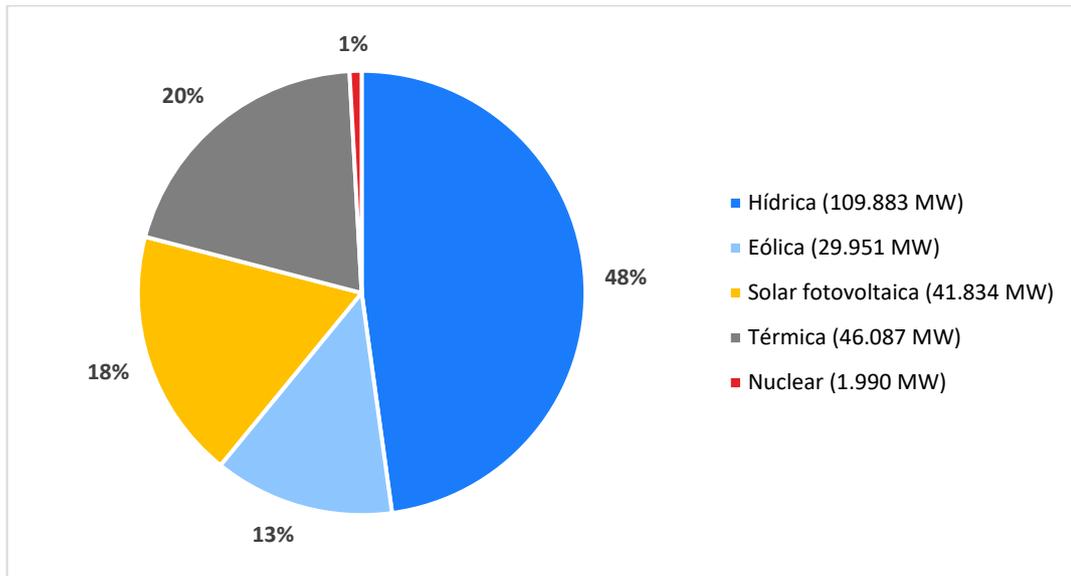
No entanto, ao longo das últimas duas décadas, o aumento expressivo da capacidade de geração a partir de empreendimentos de energia térmica, eólica e solar fotovoltaica reduziram expressivamente a participação relativa das usinas hidrelétricas no parque gerador do país. De acordo com dados da ANEEL (2024), a fonte hídrica representa 48% da capacidade instalada total do Brasil (110 GW, em 2024). Já a fonte eólica constitui-se como a quarta fonte com maior participação na matriz elétrica¹, com 13% da potência total fiscalizada, totalizando 30 GW de potência instalada. É possível observar, portanto, o protagonismo do país no atual contexto de transição energética na direção de fontes produtoras de energia limpa e renovável.

O Gráfico 1 ilustra a capacidade instalada de geração da matriz elétrica brasileira, segregada por fonte².

¹ Quando consideradas as usinas de micro e minigeração distribuída.

² Incluem-se na fonte solar fotovoltaica as usinas de micro e minigeração distribuída.

Gráfico 1 – Capacidade instalada da matriz elétrica brasileira (230 GW em 2024)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2024).

Além dos dados de capacidade instalada, é importante diagnosticar a redução da participação relativa das usinas hidrelétricas a partir da ótica da produção de energia elétrica, ou seja, de quanto elas efetivamente geram de eletricidade. Em 2022, a fonte hídrica representou 73% do total de energia elétrica gerada no ano, à frente das fontes eólica, com 13%, e térmica, com 12% (CCEEa, 2022). Para efeitos de comparação, em 2013, a fonte hídrica representou 77% da energia gerada no ano, frente a 1% da energia eólica e 21% da energia térmica (CCEE, 2013). A energia solar também apresentou notável crescimento no período 2013/2023, atingindo mais de 40 GW de capacidade instalada em uma década. Cabe ressaltar que o total da capacidade de geração solar apresentado no Gráfico 1 acima, considera tanto a geração solar centralizada (13 GW de capacidade) como a geração solar distribuída (29 GW de capacidade).

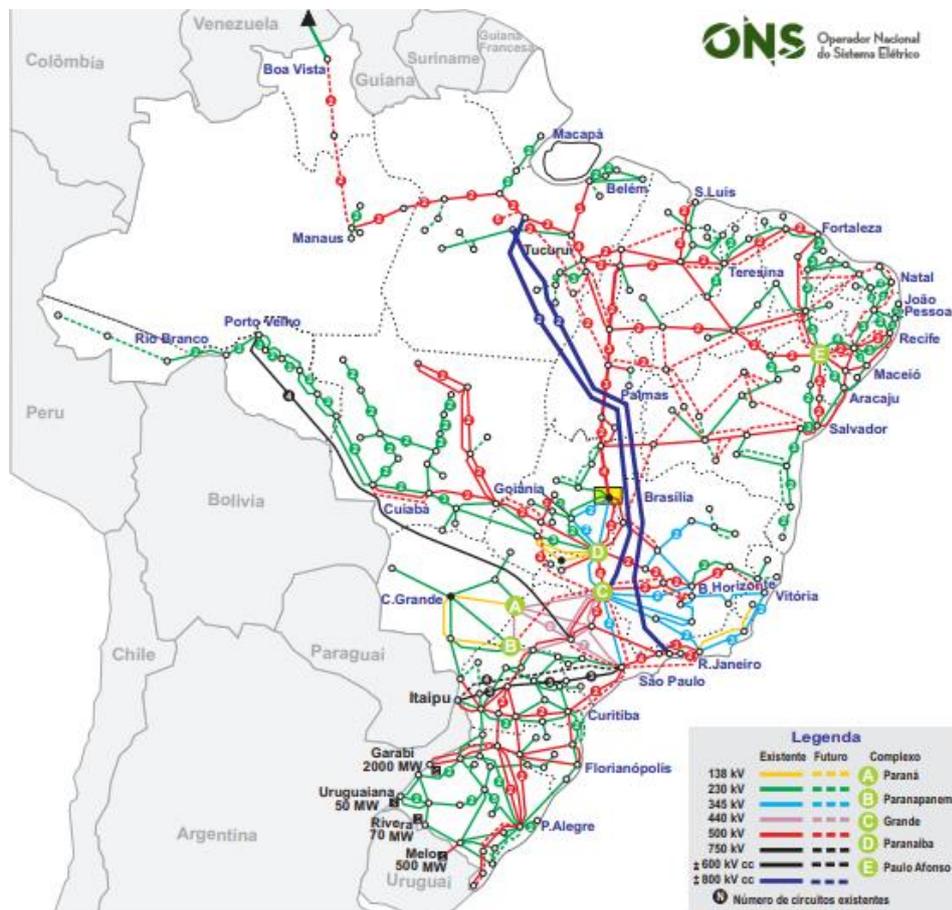
No entanto, vale ressaltar que o ano de 2022 apresentou uma geração a partir de fonte hidráulica bastante elevada por conta do seu período chuvoso bem acima da média, que se caracterizou como o terceiro melhor resultado em 91 anos de medições. No ano anterior, reconhecido por uma crise hídrica, a geração hidrelétrica representou apenas 63% do total de energia produzida no ano, enquanto a fonte eólica representou 12% e a térmica, 24% (CCEE, 2021).

Para além das usinas de geração de energia, o sistema elétrico brasileiro é composto por uma extensa malha de linhas de transmissão que conectam todas as regiões do país, formando o Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN é composto por quatro submercados,

quais sejam, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, Norte e Sul. A interconexão dos sistemas elétricos permite o intercâmbio de energia entre as regiões, criando uma sinergia entre as diferentes bacias hidrográficas, bem como com as demais fontes de geração. Destaca-se a complementariedade nas afluências das regiões Sul com as demais regiões, o que permite ganhos energéticos com a integração do sistema elétrico nacional (D'ARAÚJO, 2009).

Essa rede de transmissão garante o transporte de energia das usinas até os centros de consumo, além de interligar as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas. Desta forma, permite-se a otimização da geração e a garantia da estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico, a partir da complementariedade das fontes de geração e sua dispersão espacial (SAPORTA, 2017). Além disso, torna-se possível maximizar a geração das usinas intermitentes, como a eólica e a solar fotovoltaica, pois estas são instaladas nas localidades com maior incidência de irradiação e ventos favoráveis e sua energia é então transportada ao longo de todo o sistema.

Figura 1 – O Sistema Interligado Nacional (SIN)



Fonte: ONS (2023)

Uma das características da fonte hidráulica é sua inerente dependência do regime de chuvas e variabilidade na sua produção, podendo ou não ser armazenada em reservatórios de regularização. A energia natural afluyente (ENA) é caracterizada pela energia hídrica que corre pelos rios com aproveitamentos energéticos, sendo distribuída ao longo do ano de maneira não uniforme, sujeita a um elevado nível de incerteza e elevada variância. Desta forma, é comum que os valores de ENA observados durante o período úmido, entre os meses de novembro e abril, sejam até dois terços superiores aos valores do período seco, entre maio e outubro (CASTRO et.al, 2010).

De forma a regularizar a produção de energia pelas usinas hidrelétricas ao longo do ano e por diferentes períodos, foram construídos grandes reservatórios capazes de armazenar água durante o período úmido, que deverá ser oportunamente turbinada durante a escassez de chuvas. O Brasil apresenta uma das maiores capacidades de armazenamento de energia do mundo, na ordem de 292 GW médios, a partir de seus reservatórios das usinas hidrelétricas (ONS, 2019). Essa conjuntura se deu por conta das especificidades geográficas do país, com predominância de extensos rios de planalto que apresentam consideráveis desníveis entre a nascente e a foz.

Contudo, no cenário atual, é difícil vislumbrar uma expansão significativa do parque gerador hidrelétrico brasileiro e, conseqüentemente, da capacidade de armazenamento do sistema. Isto se deve ao fato de que a maior parte dos projetos hidrelétricos inventariados (77%) estão localizados em áreas protegidas, como unidades de conservação, terras indígenas e quilombolas. Neste universo de empreendimentos, 64% deles estão localizados na região Amazônica (EPE, 2020), cuja topologia suave e com baixos desníveis fazem com que grandes áreas alagadas armazenem volumes relativamente baixos de energia. Devem ser também consideradas as restrições ambientais impostas pelos órgãos competentes, que impedem aproveitamentos com elevada razão entre a área alagada e capacidade instalada (CASTRO et.al, 2010). O último reservatório de grande capacidade do sistema foi o da UHE Serra da Mesa (1.275 MW), localizado no estado de Goiás, construído em 1998.

Consoante esse cenário está o aproveitamento hidrelétrico São Luiz do Tapajós, de 8.040 MW de capacidade instalada. A Resolução nº 03/2011 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE foi o instrumento a partir do qual o governo federal enquadrou o projeto como estratégico, estruturante e prioritário para efeitos de licitação e implantação. Em 2014, foram protocolados na ANEEL a versão inicial dos seus estudos de viabilidade técnico-econômica e os estudos de impacto ambiental. Ainda naquele ano, foi publicada portaria do

MME³ que agendava o leilão de compra e venda da energia do empreendimento, sendo revogada poucos dias depois (BRASIL, 2017).

Ainda em 2014, a Fundação Nacional do Índio – FUNAI se manifestou no sentido de que o empreendimento incidiria sobre terra indígena, recomendando a suspensão do processo de licenciamento ambiental devido à óbice constitucional. Ato contínuo, com base nessa manifestação, o Ministério Público Federal recomendou ao Ibama o cancelamento definitivo do processo de licenciamento da UHE São Luiz do Tapajós. Em 2016, o Ibama arquivou o processo de licenciamento, uma vez que não pode ser comprovada a viabilidade socioambiental da usina (BRASIL, 2017). Tais fatores, ilustrados por este exemplo da UHE São Luiz do Tapajós, configuram um potencial hidrelétrico a ser construído cada vez mais limitado para o futuro (CASTRO et.al, 2010). Dessa forma, fica evidenciada a mudança do papel da hidreletricidade no sistema elétrico brasileiro, posto que as usinas hidráulicas vêm deixando de operar sempre na “base” do sistema e passam a fechar o balanço energético, ao passo em que são deslocadas pelas usinas renováveis variáveis⁴. Dessa maneira, elas funcionam como grandes baterias ao sistema, garantindo a estabilidade necessária nos momentos de aumento de demanda e/ou de desvios na produção das usinas intermitentes. Contudo, foge do escopo desse trabalho o aprofundamento dessa discussão, que perpassa, entre muitos aspectos, pela necessidade de mudanças na remuneração do empreendedor de fonte hidrelétrica.

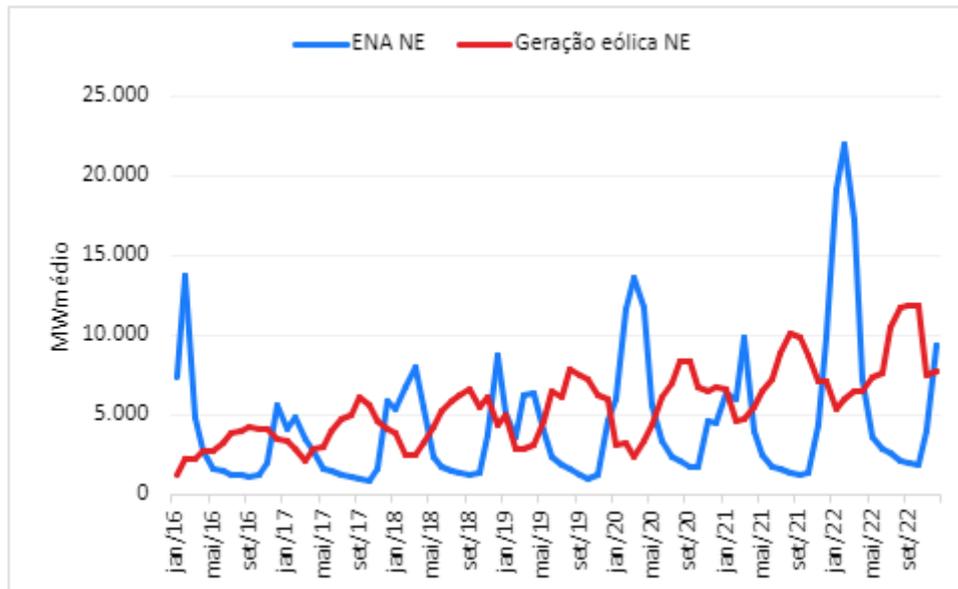
2.2 A energia eólica e seus aspectos técnico-operacionais e econômico-financeiros

Diante do contexto apresentado da matriz elétrica brasileira, é possível observar que a expansão do parque gerador nacional vem se concentrando nas fontes de energia renovável variável (VRE), cuja produção de energia é intermitente, como a eólica e a solar fotovoltaica. No Brasil, a produção de energia eólica se destaca pela alta complementariedade do regime de ventos em relação ao regime de chuvas, tornando-a uma alternativa importante no cenário de redução da capacidade de armazenamento do sistema através de reservatórios. Segundo SAPORTA (2017), estudos apontam uma ampla correlação negativa entre o recurso eólico e as vazões afluentes, principalmente na região Nordeste (onde se concentram os parques eólicos). O Gráfico 2 ilustra a ENA observada nos últimos sete anos no submercado Nordeste, frente à geração eólica verificada no mesmo período e região:

³ Portaria MME nº 485/2014.

⁴ O terceiro capítulo, ao abordar a formação de preço de energia no mercado brasileiro, detalhará melhor a lógica de despacho das usinas e a ordem de mérito pelo custo.

Gráfico 2 – Energia natural afluyente e geração eólica no subsistema Nordeste entre janeiro de 2016 e dezembro de 2022. Dados em MWmédio.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS (2023).

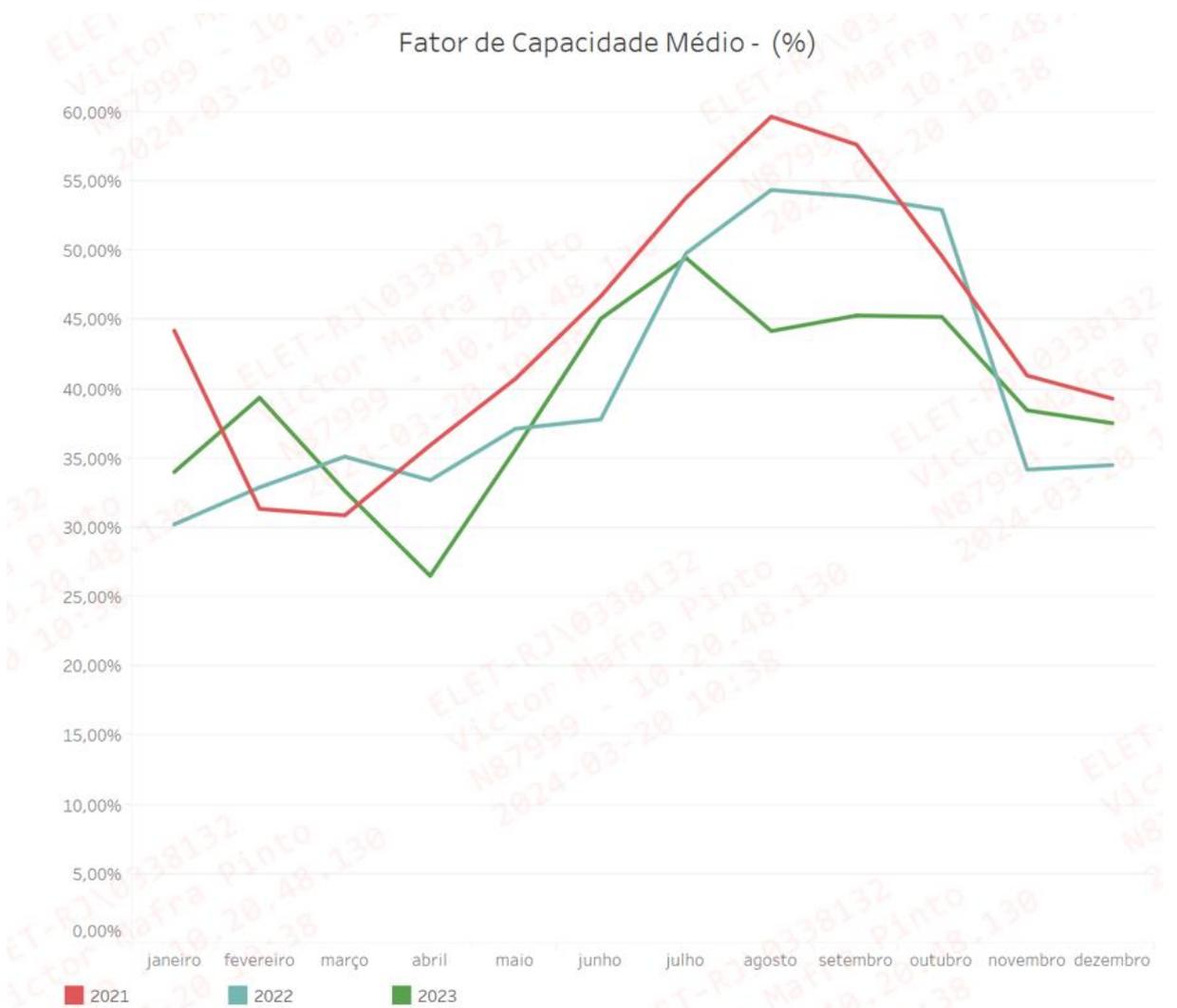
Depreende-se, portanto, que a complementariedade do regime de ventos na região Nordeste é um fator chave para a integração da fonte eólica na matriz elétrica brasileira. Além de atender a demanda de energia dessa própria região, o excedente de energia eólica é exportado para as demais regiões do país através da extensa malha de transmissão do SIN.

O fator de capacidade de uma usina de geração é a razão entre a energia produzida em determinado período de tempo e a sua capacidade nominal de geração associada. No Brasil, o fator de capacidade das usinas eólicas é um dos maiores do mundo (TOLMASQUIM, 2015), atingindo valores mensais próximos a 60%, como por exemplo o ocorrido no mês de agosto de 2021 (ONS, 2024). Os ventos do Brasil, além de abundantes, também estão entre os melhores do mundo pois, além de contar com alta velocidade média, são bem-comportados e apresentam baixa tendência de ocorrências extremas, diferentes de regiões sujeitas a ciclones, tufões e outras turbulências (EPE, 2013). Isto evidencia a grande competitividade dessa fonte no país, quando comparada aos demais países do globo.

Em contraste, a fonte solar fotovoltaica centralizada, por exemplo, atinge valores de fator de capacidade próximos a 30% (ONS, 2024). O Gráfico 3 mostra os fatores de capacidade médios mensais da fonte eólica no SIN ao longo dos últimos anos. Conforme exposto anteriormente, é possível observar que no ano de 2021, quando o país enfrentou um severo período de falta de chuvas, a geração eólica disparou. Na sequência, com o advento de

dois períodos úmidos extremamente favoráveis, o fator de capacidade diminuiu, mas ainda atingindo patamares elevados.

Gráfico 3 – Fator de capacidade médio da fonte eólica no SIN

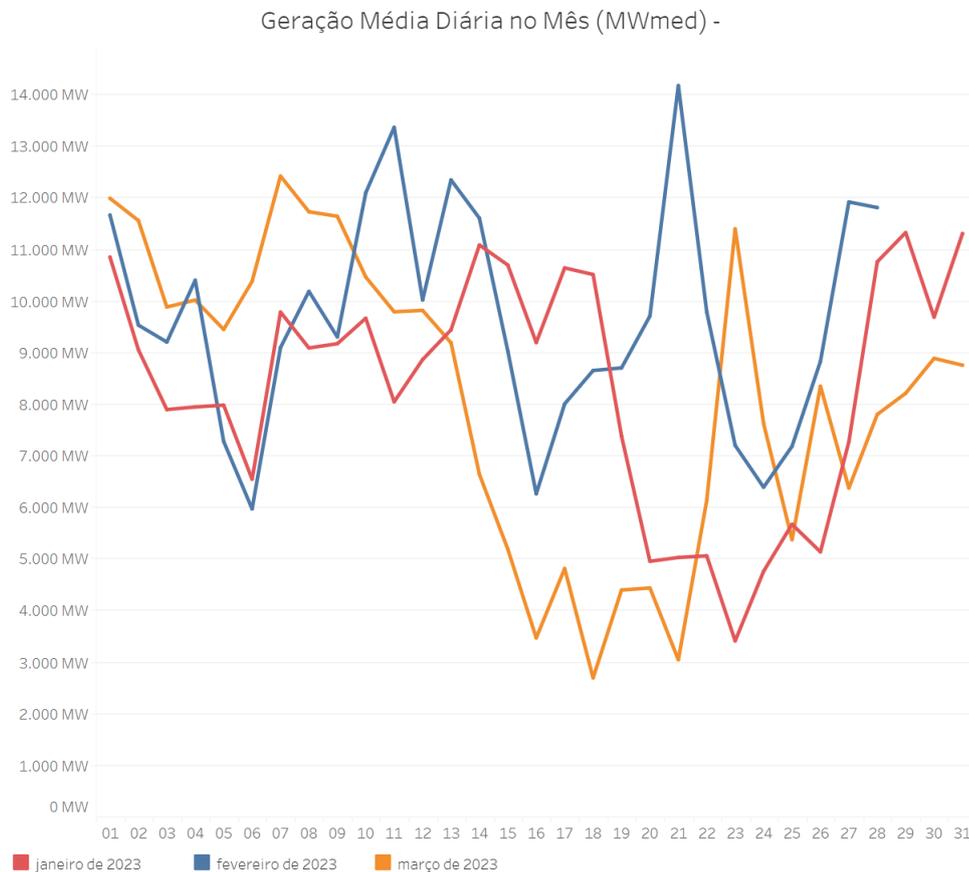


Fonte: ONS (2024).

No entanto, por se tratar de uma fonte de energia renovável variável (VRE), a penetração de usinas eólicas no sistema elétrico impõe desafios ao Operador. Esses desafios estão materializados na variação repentina da sua produção de energia ao longo das horas do dia e dos meses do ano, pois depende da disponibilidade de ventos para sua realização (TOLMASQUIM, 2015). No Gráfico 2 é possível observar a sazonalidade típica da fonte eólica, que gera significativamente menos energia durante os meses do período úmido. Para além disso, a variabilidade diária e horária da produção de energia eólica também representa um grande desafio, na medida em que quedas e ascensões bruscas acontecem, exigindo do

Operador o uso de outras fontes de energia de partida rápida para manter o pleno atendimento da demanda. O Gráfico 4 mostra a geração média diária do quarto trimestre de 2023:

Gráfico 4 – Geração média diária eólica no SIN. Dados em MW médio.



Fonte: ONS (2024).

Por outro lado, para além de todos esses fatores, o aumento da capacidade de geração eólica no Brasil está associado a diversas razões de natureza comercial, ambiental, social, econômica e da operação do sistema elétrico nacional, conforme será exposto a seguir.

2.3 O ambiente regulatório e a comercialização de energia eólica

O setor elétrico brasileiro é composto por um conjunto de leis e decretos que definem e regulamentam as formas de comercialização de energia no país. A primeira reforma institucional do setor ocorreu em 1998, a partir da edição da Lei nº 9.648 do mesmo ano. Nela, foi contemplada a desestatização das empresas elétricas existentes. Restava então ao poder público as responsabilidades de conceder, regular e fiscalizar as atividades de energia elétrica no país (REGO, 2012).

No entanto, o racionamento de energia⁵ enfrentado pelo país em 2001 evidenciou a necessidade do aumento da segurança de suprimento do sistema, até então baseado em uma estrutura empresarial verticalizada, com predominância do Estado e forte dependência da fonte de geração hidráulica, cujo recurso depende da ocorrência de chuvas (TOLMASQUIM, 2015). De acordo com o Balanço Energético Nacional, 83% da capacidade instalada da matriz elétrica nacional era composta por usinas hidrelétricas no ano 2000 (EPE, 2023).

Nessa seara, restou-se evidente a necessidade de alterar novamente o arcabouço institucional do setor elétrico nacional, a fim de fomentar a expansão da capacidade instalada de geração e transmissão do sistema a partir da iniciativa privada, garantindo a qualidade e confiabilidade do suprimento (TOLMASQUIM, 2015). Sendo assim, foram sancionadas leis e publicados decretos⁶ que lançaram as bases da reforma do setor elétrico brasileiro (RESEB).

De acordo com Tolmasquim (2015), os principais objetivos da reforma eram garantir a modicidade tarifária para os consumidores, através da contratação competitiva de energia no mercado regulado, garantir o suprimento e a qualidade dos serviços de geração de energia, garantir a segurança jurídica e estabilidade regulatória, necessárias para a atração de investimentos privados, garantir a universalização do acesso à energia e a retomada do planejamento setorial. Para tanto, o arranjo institucional do setor foi alterado, a partir da criação e reforço de entidades responsáveis pelo planejamento, operação e comercialização de energia. Foram então criadas a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento energético de longo prazo, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável pela contabilização e liquidação das operações de compra e venda de energia elétrica, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável por acompanhar continuamente a segurança de suprimento do sistema e o reforço do papel do Operador Nacional do Sistema (ONS) enquanto operador independente do sistema.

A partir da RESEB, os contratos e operações de compra e venda de energia elétrica no Brasil foram segmentadas em dois ambientes de comercialização distintos, quais sejam, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O primeiro destes contempla as empresas de distribuição, que firmam contratos de longo prazo junto aos geradores para atender ao seu mercado consumidor. Estes contratos são

⁵ As interrupções de energia ocorridas em 2001 implicaram em um programa de redução compulsória de consumo. O limite mensal de energia elétrica de uma residência foi fixado em 320 kWh, com aumento de 50% da tarifa sobre a parcela de consumo que excedesse esse limite.

⁶ Destacam-se a Lei 10.848/2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e o Decreto nº 5.163/2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

provenientes de leilões competitivos centralizados organizadas pelo Governo Federal, nos quais o agente gerador que oferece o menor preço de energia sagra-se vencedor do certame. Esse mecanismo garante uma alocação eficiente de custos na contratação de energia, respeitando o princípio da modicidade tarifária, bem como uma fonte de receita previsível e estável à parte vendedora. Vale destacar que a legislação vigente exige que as empresas de distribuição operem integralmente contratadas, ou seja, que todo o consumo de seu mercado deve estar respaldado com contratos de compra de energia, estando sujeitas a penalidades na hipótese de subcontratação⁷ (TOLMASQUIM, 2015 e REGO, 2012).

Adicionalmente, dentro do ambiente de contratação regulado, também figuram os empreendimentos vencedores de leilões de energia de reserva, que se destinam a garantir a segurança de suprimento de energia ao sistema elétrico. A energia produzida por estas usinas é destinada integralmente ao mercado de curto prazo, e, portanto, não forma lastro para comercialização junto aos consumidores. Nesse caso, o comprador da energia é a CCEE, na figura de representante de todos os consumidores do Brasil (BRASIL, 2004b e BRASIL, 2008).

Já o ambiente de contratação livre (ACL), também conhecido como mercado livre de energia, contempla as operações firmadas bilateralmente entre os seus agentes integrantes, com regras definidas em comum acordo apenas pelas partes envolvidas. Nesse ambiente, participam os geradores, os consumidores elegíveis e os comercializadores, que atuam como intermediários nas operações de compra e venda. Destaca-se que nem todos os consumidores do sistema são aptos à livre escolha do seu fornecedor de energia no ACL. Atualmente, são elegíveis à migração de ambiente de contratação apenas os consumidores de energia conectados na alta tensão. A seção 2.4.3 abordará com mais detalhes o ambiente de contratação livre.

2.4 A evolução da energia eólica no Brasil

Em 2024, o Brasil conta com aproximadamente 30 GW de capacidade instalada de usinas eólicas em operação, com mais 4 GW atualmente em construção (ANEEL, 2024). Em 2023, foram adicionados aproximadamente 5 GW de nova capacidade, representando o recorde de adição anual até o momento (ANEEL, 2024).

⁷ Denomina-se subcontratação o cenário no qual a companhia distribuidora não possui contratos de compra de energia suficientes em seu portfólio para atender a totalidade da sua demanda de energia em determinado período de tempo.

A instalação das primeiras turbinas eólicas no Brasil se deu a partir da necessidade de diversificar a matriz elétrica do país frente ao cenário de baixa geração hidrelétrica e à consequente crise energética do início dos anos 2000. Conforme já exposto, a energia eólica é altamente viável no Brasil em termos físicos e elétricos, restando aos aspectos comerciais a viabilização dos empreendimentos frente às demais fontes de energia. Deste modo, a construção dos primeiros parques eólicos no país se deu a partir de políticas públicas de incentivo a essa fonte.

Em 2001, foi publicado pelo CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, tornando-se o primeiro documento de grande relevância que mensurava e analisava o potencial eólico e as características do regime de ventos do Brasil. Esse estudo estimou um potencial de 143 GW de potência tecnicamente aproveitável no país, com mais de 50% desse valor concentrado na região Nordeste. Essa região concentra ventos com características específicas, sendo eles unidirecionais e com velocidade relativamente constante. Além disso, foi também mapeada a forte complementariedade do regime de ventos com o regime de chuvas em diversas regiões, contribuindo para o uso eficiente das fontes na operação (PODCAMENI, 2016).

A instalação do primeiro parque eólico experimental no país interligada ao SIN remonta a 1994, instalada no município de Gouveia pela Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, chamado de parque eólico Morro do Camelinho. No entanto, a inserção significativa dessa fonte no sistema elétrico brasileiro se deu mesmo após a década de 2000, a partir das políticas públicas que serão detalhadas a seguir.

2.4.1 Primeira Fase: – o PROINFA

No contexto de crise do racionamento de energia elétrica em 2001, a Câmara de Gestão de Crise de Energia Elétrica – GCE instituiu o Programa Emergencial de Energia Eólica - PROEÓLICA⁸. O objetivo do programa era promover o aproveitamento desta fonte de geração de energia sob diversas óticas, tais como a energética, econômica, social e ambiental. A meta estabelecida pelo programa era de instalar empreendimentos que somassem 1.050 MW de capacidade instalada até o final de 2003, cuja energia seria inteiramente comprada pela Eletrobrás, com garantia de repasse dos custos aos consumidores. No entanto, o programa não foi capaz de viabilizar a implantação de novos projetos (SILVA, 2006). De acordo com DUTRA (2007), o fracasso do programa está associado ao fato do

⁸ O programa foi instituído através da Resolução GCE nº 24/2001.

preço de compra fixado pela ANEEL ser inferior ao custo de implantação da fonte, assim como o curto espaço de tempo entre o seu lançamento e os prazos para habilitação dos proponentes. Destaca-se também a ausência de fabricantes de componentes no Brasil naquele momento e da ainda considerável barreira tecnológica imposta aos empreendedores.

Mesmo após o insucesso do PROEÓLICA na direção de aumentar a capacidade instalada de usinas eólicas no país, o governo brasileiro lançou as bases para um novo programa de subsídio às fontes de energia renovável. Em 2002, foi lançado o PROINFA, sancionado pela Lei 10.438/2002 e regulamentado pelo Decreto nº 5.025/2004 (BRASIL, 2004). O programa foi dividido em duas fases e tinha como objetivo estimular o desenvolvimento de fontes de geração de energia renovável, marcadamente das usinas térmicas movidas à biomassa, eólicas e pequenas centrais hidrelétricas (PCH). A primeira fase do programa previa a construção de 1.100 MW de capacidade instalada de cada uma dessas três fontes, que deveriam entrar em operação até dezembro de 2008. Já a segunda fase do programa previa que 10% de todo o consumo de energia do país deveria ser suprido a partir de fontes de energia renováveis alternativas até 2022. Em ambas as fases, os empreendimentos seriam suportados por contratos de compra e venda de energia de longo prazo (PPA), com 20 anos de fornecimento, firmados junto à Eletrobrás (BRASIL, 2002).

O programa previa que a Eletrobrás faria jus ao custo de compra de energia desses empreendimentos, assim como aos custos financeiros, de administração e encargos tributários incorridos na contratação dessa energia, com garantia de repasse ao consumidor final. Excetuavam-se apenas os consumidores classificados na subclasse residencial de baixa renda (BRASIL, 2002). Além disso, o programa também seria responsável por alavancar a produção de equipamentos nacionais e pela criação de empregos. A primeira fase exigia um índice de nacionalização de pelo menos 60%, enquanto a segunda exigia um índice de 90% (DUTRA; SZKLO, 2007).

A implementação da primeira fase do PROINFA utilizava o mecanismo de tarifa de compra de energia (*feed in tariff*), em conjunto com um sistema de cotas por fonte de geração, configurando um programa “clássico” de subsídio (PORRUA et.al, 2010). Esse mecanismo oferece a garantia de preço fixado para a compra de energia por um determinado período de tempo (KILINC-ATA, 2015). Em 2004, a primeira chamada pública do PROINFA contratou um total de 2.527 MW, dos quais 1.100 MW provenientes de fonte eólica, 1.100 MW de pequenas centrais hidrelétricas e 327 MW de usinas à biomassa. Com o objetivo de completar o volume total de 3.300 MW inicialmente projetado, o programa contratou, através de outras

chamadas públicas, mais 358 MW de usinas à biomassa, 91 MW de PCHs e 322 MW de usinas eólicas (DUTRA; SZKLO, 2007).

Tabela 1 – Resultado da primeira fase do PROINFA

Fonte	Meta de contratação (MW)	Capacidade contratada (MW)	Nº de empreendimentos
Eólica	1.100	1.422	54
PCH	1.100	1.192	63
Biomassa	1.100	685	27
Total	3.300	3.299	144

Fonte: DUTRA (2007)

O BNDES exerceu um papel essencial na viabilização dos empreendimentos do PROINFA. O banco concedeu uma linha especial de financiamento para financiar os projetos do programa, disponibilizando até 5,5 bilhões de reais para aporte através da modalidade *project finance*. O prazo de carência dos empréstimos era de até 6 meses após a entrada em operação das usinas e o prazo de amortização fixado em 10 anos, através do sistema de amortização constante (SAC) (DUTRA, 2007).

A partir da reforma do setor elétrico de 2003 (RESEB), a modalidade de contratação de energia através de leilões competitivos centralizados fez com que a segunda fase do PROINFA não chegasse a ser implementada (DUTRA; SZKLO, 2007). Neste contexto, pode-se concluir que o programa foi bem-sucedido no sentido de viabilizar as primeiras usinas eólicas de grande porte no Brasil, bem como lançou as bases para a nacionalização da sua cadeia produtiva no país.

2.4.2 Segunda Fase: - Os leilões centralizados de geração no Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

O novo marco legal do setor elétrico brasileiro estabeleceu que a forma de atendimento à obrigação de contratação da totalidade da demanda das distribuidoras deveria se dar através de leilões de compra de energia realizados no ACR e promovidos pela ANEEL (BRASIL, 2004). Desta forma, buscava-se garantir a redução do preço da energia contratada, incluindo a fonte eólica, e o seu desenvolvimento em maior escala a partir da competição entre os investidores participantes dos certames e da queda dos custos dos equipamentos (PORRUA, et. al., 2010).

De acordo com del Río e Linhares (2014, apud Bayer et.al, 2005), o mecanismo de leilões oferece duas importantes vantagens para a expansão de fontes de energia renovável. A primeira delas   o fato de o esquema de remunera o das usinas ser definido a partir de um processo competitivo, que contribui para um esquema decrescente de preços de venda. Em segundo lugar, os leilões oferecem maior controle para o órgão planejador definir o caminho da expansão das fontes, definindo a capacidade desejada a ser contratada de cada fonte e a sua data de implanta o.

No Brasil, os leilões de gera o centralizados são híbridos, contemplando uma etapa oral simultânea e uma etapa do tipo lance selado discriminatório (“envelope fechado”). Na primeira etapa, os lances são sucessivos e classificados em ordem decrescente, funcionando como uma etapa classificatória, na qual   medida em que os preços decrescem, mais e mais participantes abandonam o certame. Os empreendedores classificados nesta etapa apresentam então seu lance único e final, garantindo para aquelas propostas com menor preço a vitória do leilão. A partir de 2013, foi instituída uma nova etapa inicial adicional aos leilões, na qual os participantes competem pelo acesso às instala es de transmissão (conexão) já existentes ou contratadas antes da etapa simultânea (BAYER, 2018).

As quantidades de energia demandadas pelas distribuidoras⁹ ou definidas para atender a segurança do sistema¹⁰ são desconhecidas aos ofertantes, que conhecem apenas o preço-teto estabelecido previamente pelo MME. Da mesma forma, com o objetivo de evitar o conluio entre os participantes, a parcela de participa o de cada fonte   mantida em segredo pelo poder concedente (REGO, 2012).

Sob o ponto de vista do financiamento dos empreendimentos, esses contratos oriundos de leilões regulados garantem maior previsibilidade no fluxo de caixa dos empreendedores e uma redu o do risco de inadimplência, pois são dissolvidos entre um *pool* de empresas com uma infinidade de consumidores atrelados a elas. Esses contratos garantem um fluxo de receita altamente previsível e estável, protegidos da infla o através da indexa o ao IPCA. Além disso, a distribui o dos volumes negociados com diversas companhias distribuidoras reduz o risco de inadimplência da contraparte, caracterizando-se como um instrumento financeiro sólido para viabiliza o dos projetos. Dadas essas características, os recebíveis oriundos desses contratos são cedidos como garantias de pagamento junto às institui es financiadoras.

⁹ No caso dos Leilões de Energia Nova (LEN) e de Fontes Alternativas (LFA).

¹⁰ No caso dos Leilões de Energia de Reserva (LER).

O primeiro leilão com participação da fonte eólica foi o 2º Leilão de Energia de Reserva, realizado em 14 de dezembro de 2009. O leilão contratou um total de 71 empreendimentos, que juntos representaram 1.806 MW de capacidade instalada¹¹, ao preço médio de R\$ 148,39/MWh¹². Para preços atualizados, esse preço médio inaugural representa atualmente R\$ 329,11/MWh, atualizado monetariamente pelo IPCA desde a sua data base até julho de 2023. Desde então, foram realizados 27 leilões regulados com contratação de energia eólica, conforme demonstra a tabela 2:

Tabela 2 – Leilões centralizados de Geração que negociaram o produto energia eólica

Leilão	Data do leilão	Capacidade instalada (MW)	Preço médio original (R\$/MWh)	Preço médio atualizado (R\$/MWh)
02ºLeilão de Energia de Reserva	14/12/2009	1.806	148,41	329,15
02ºLeilão de Fontes Alternativas	26/08/2010	1.520	134,12	287,47
03ºLeilão de Energia de Reserva	25/08/2010	528	122,80	263,20
12ºLeilão de Energia Nova	17/08/2011	1.068	99,43	199,41
04ºLeilão de Energia de Reserva	18/08/2011	861	99,60	199,75
13ºLeilão de Energia Nova	20/12/2011	977	105,22	207,16
15ºLeilão de Energia Nova	14/12/2012	282	87,97	164,11
05ºLeilão de Energia de Reserva	23/08/2013	1.505	110,68	198,55
17ºLeilão de Energia Nova	18/11/2013	868	124,41	220,61
18ºLeilão de Energia Nova	13/12/2013	2.338	118,99	209,86
19ºLeilão de Energia Nova	06/06/2014	551	130,02	219,90
06ºLeilão de Energia de Reserva	31/10/2014	769	142,45	237,99
20ºLeilão de Energia Nova	28/11/2014	926	136,01	226,28
03ºLeilão de Fontes Alternativas	27/04/2015	90	177,47	280,73
22ºLeilão de Energia Nova	21/08/2015	539	181,11	278,44
08ºLeilão de Energia de Reserva	13/11/2015	548	203,62	308,15
26ºLeilão de Energia Nova	20/12/2017	1.387	98,62	134,34
25ºLeilão de Energia Nova	18/12/2017	64	108,00	147,12
27ºLeilão de Energia Nova	04/04/2018	114	67,60	91,04
28ºLeilão de Energia Nova	31/08/2018	1.251	90,86	119,70
29ºLeilão de Energia Nova	28/06/2019	95	79,99	102,30
30ºLeilão de Energia Nova	18/10/2019	1.040	98,75	125,96
33ºLeilão de Energia Nova	08/07/2021	252	145,71	168,38
34ºLeilão de Energia Nova	08/07/2021	168	150,67	174,12

¹¹ Dos 71 empreendimentos, 4 deles não foram construídos e tiveram a sua outorga revogada, somando 99 MW de capacidade instalada frustrada.

¹² Preços referenciados a dezembro de 2009.

35ºLeilão de Energia Nova	30/09/2021	161	158,25	179,58
36ºLeilão de Energia Nova	27/05/2022	183	179,34	187,35
37ºLeilão de Energia Nova	14/10/2022	115	175,66	183,86

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da CCEE (2023).

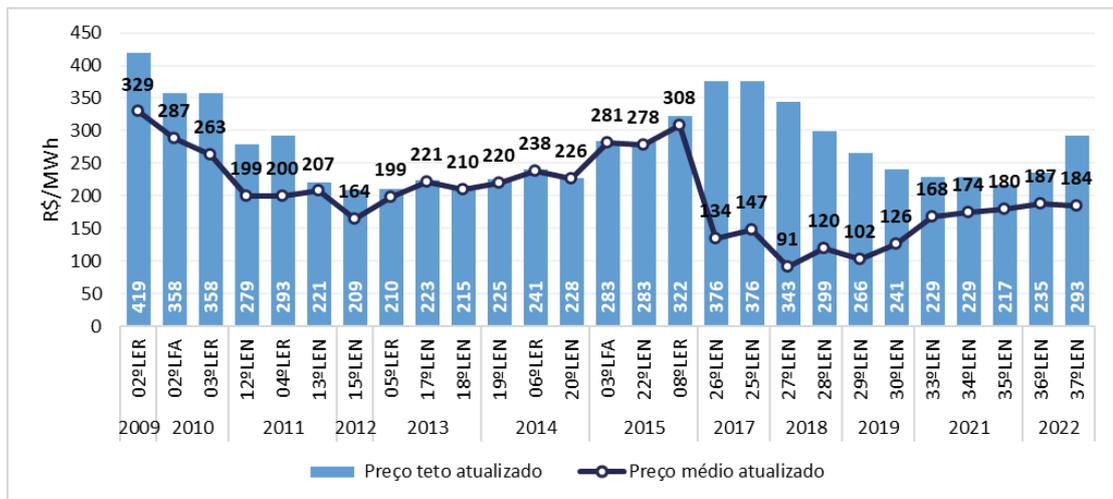
A partir dos resultados dos leilões realizados no ACR, pode-se observar o sucesso desse mecanismo na inserção massiva e no fomento da fonte eólica no sistema elétrico brasileiro. Os leilões de energia do ACR definem antecipadamente o tempo de implantação das usinas, a partir da data de início dos compromissos contratuais. De 2009 a 2022, foram realizados leilões cujos prazos para construção das usinas variou de 3 a 6 anos (leilões A-3 e A-6), a depender da regra do certame (BRASIL, 2004; CCEE, 2022). Esses leilões garantem ao empreendedor contratos de compra e venda de energia de longo prazo (PPA¹³) com todas as distribuidoras participantes do leilão. No caso das usinas eólicas, esses contratos possuem duração de 20 anos.

Vale destacar a evolução dos preços médios de venda de energia eólica praticados pelos empreendedores vencedores dos certames, tendo em vista a importância dessa variável para a receita e o fluxo de caixa dos projetos. Nos leilões, cada empreendimento vencedor faz jus ao recebimento do seu preço de venda de energia ofertado, sendo diferente para cada usina vencedora. Os preços médios de cada leilão representam, portanto, a média dos preços de venda de cada empreendimento vencedor do certame (ponderada pelas quantidades contratadas). Considerando-se a evolução tecnológica dessa fonte de energia, bem como o amadurecimento da indústria nacional de equipamentos, foi possível observar a queda expressiva do preço médio de contratação, com maiores distanciamentos em relação ao preço-teto¹⁴ de cada leilão. Excetua-se apenas o período entre 2012 e 2015, no qual foi observado um aumento dos preços negociados nos leilões.

¹³ Do inglês *Power Purchase Agreement*.

¹⁴ O preço teto dos leilões é o preço máximo de venda que poderia ser ofertado pelos participantes, definido pelo MME quando da divulgação do leilão. É a partir dele que os empreendedores ofertam os seus preços de venda, que devem ser menores ou iguais ao preço teto, por definição.

Gráfico 5 – Preço teto de energia eólica nos leilões de energia versus o preço médio contratado. Preços atualizados para Julho de 2023.



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2023) e da CCEE (2023)

Bayer (2018a) destaca alguns fatores que contribuíram para a queda dos preços de venda da energia eólica nos leilões centralizados de geração. Em primeiro lugar, destaca-se o papel da crise financeira global de 2008 e da crise do setor eólico europeu como motores para o aumento do apetite por investimentos no Brasil e o consequente aumento da competição. Tais crises motivaram investidores e fabricantes de turbinas eólicas a expandirem sua fronteira de atuação para outros mercados, beneficiando o setor eólico brasileiro.

No entanto, no período compreendido entre 2012 e 2015, houve um aumento dos preços de venda de energia eólica nos leilões, associados a fatores regulatórios e econômicos. Nesse período, foram promovidas mudanças na política de conteúdo local do BNDES, de conexão à rede de transmissão e pressão inflacionária nos equipamentos causada pela desvalorização do real frente ao dólar americano (BAYER, 2018a). Além desses fatores, o aumento da taxa básica de juros da economia (SELIC) de 7% em 2013 para 14% em 2015 também contribuiu para diminuir a atratividade desses investimentos.

Nos leilões realizados até 2012, o atraso das obras das instalações de transmissão necessárias para a conexão das usinas de geração era um risco alocado ao consumidor, uma vez que ficavam garantidos ao geradores os seus recebíveis mesmo na hipótese em que não podiam escoar sua energia por conta do atraso das empresas transmissoras (terceiras). Para isso, era necessário que o proprietário da usina comprovasse a conclusão das suas obras e a impossibilidade de escoamento de sua energia provocada exclusivamente por conta do atraso

de terceiros. Contudo, a partir de 2013, o risco de atraso na transmissão foi alocado ao gerador, sendo refletido nos preços cobrados nos leilões.

Adicionalmente, a metodologia de cálculo da garantia física¹⁵ das usinas eólicas sofreu alteração em 2013, comprometendo o fluxo de caixa dos empreendedores. Até 2012, o lastro comercial das usinas eólicas era determinado pela geração esperada da usina com probabilidade de ocorrência igual ou superior a 50% (P50). De 2013 em diante, essa estimativa foi substituída por um volume de geração mais conservador, com 90% ou mais de probabilidade de ocorrência (P90). Desta maneira, foi reduzido o volume total de energia que pode ser comercializada em contratos (conceito de garantia física) e, ato contínuo, também o total de recebíveis estáveis e previsíveis que o projeto poderia fazer jus, impactando diretamente nos preços de energia ofertados nos leilões (BAYER, 2018a).

Destaca-se, porém, que um novo período de quedas acentuadas de preço da fonte eólica instaurou-se nos leilões de energia a partir de 2017, quando se normalizaram as novas regras e permaneceu a evolução tecnológica e redução nos custos de implantação dessa tecnologia.

Em síntese, é possível concluir que o mecanismo de leilões centralizados para a contratação de energia foi essencial para o amadurecimento da fonte eólica na matriz elétrica brasileira. A partir dele, foi possível estabelecer uma cadeia produtiva nacional impulsionada pela política de conteúdo local do BNDES, garantir a diversificação da matriz elétrica brasileira e impulsionar a energia eólica para a quarta fonte com maior capacidade instalada no país. Atualmente, existem 30 GW de usinas eólicas em operação no Brasil, dos quais 20 GW comercializaram energia em leilões (ANEEL, 2024).

Os leilões se tornaram instrumento eficiente para garantir a expansão coordenada da capacidade de geração do sistema elétrico nacional, a partir de mecanismo competitivo que incentivou a queda dos preços. Finalmente, o desenho dos leilões garantiu um fluxo estável de recebíveis de longo prazo ao empreendedor, ao firmar contratos de compra e venda de energia com um *pool* de distribuidoras (no caso dos LEN e dos LFA) ou com a própria CCEE (no caso dos LER).

No entanto, o cenário de contratação de energia a partir de leilões centralizados mudou significativamente ao longo dos últimos anos, com a redução do número de leilões realizados causada pela menor demanda de energia declarada por parte das distribuidoras. Esse importante aspecto, que irá dar fim à demanda garantida aos empreendimentos eólicos em

¹⁵ Garantia Física é a quantidade máxima de energia que uma usina de geração pode comercializar na forma de contratos de compra e venda (BRASIL, 2004).

contratos de longo prazo e recebíveis de longo prazo previsíveis será tratado com mais detalhes no quarto capítulo deste trabalho.

2.4.3 Terceira fase: o mercado livre de energia

O ambiente de contratação livre (ACL), ou mercado livre, é aquele em que os contratos de compra e venda de energia são firmados de forma bilateral entre as partes, que negociam livremente volume, preço, prazo de fornecimento, condições de reajuste e demais itens. Participam desse ambiente os geradores, os comercializadores e os consumidores de energia conectados na alta tensão, que exercem a opção de migração de ambiente. De acordo com a CCEE (2022), em 2022 o consumo do ambiente livre representou 36% do consumo total de energia elétrica do Brasil, volume bastante superior ao observado em 2013, quando era de 26% (CCEE, 2013).

Durante a década de 1990, com o advento da liberalização do setor de energia elétrica, foi promulgada a Lei nº 9.074 de 1995, que efetivamente criou o mercado livre, buscando atrair o capital privado e incentivar a expansão da oferta de energia. A partir dela, consumidores com demanda contratada junto à distribuidora igual ou superior a 10 MW foram autorizados a comprar energia diretamente de geradores. O mesmo dispositivo determinou que este limite seria reduzido para 3 MW, decorridos cinco anos de vigência da lei. É atribuída ao poder concedente, na figura do MME, a possibilidade de estender o mesmo direito a todos os consumidores do país.

Em 1998, foi instituída a figura do consumidor especial, a partir da promulgação da Lei nº 9.648/1998. Esses consumidores seriam aqueles com demanda contratada superior a 0,5 MW, autorizados a comprar energia no mercado livre, porém necessariamente proveniente de pequenas centrais hidrelétricas, usinas à biomassa, eólicas ou solares (fontes incentivadas). A lei instituiu então uma reserva de mercado para essas usinas, que possuíam então um grupo de consumidores obrigados a adquirir energia dessas fontes específicas.

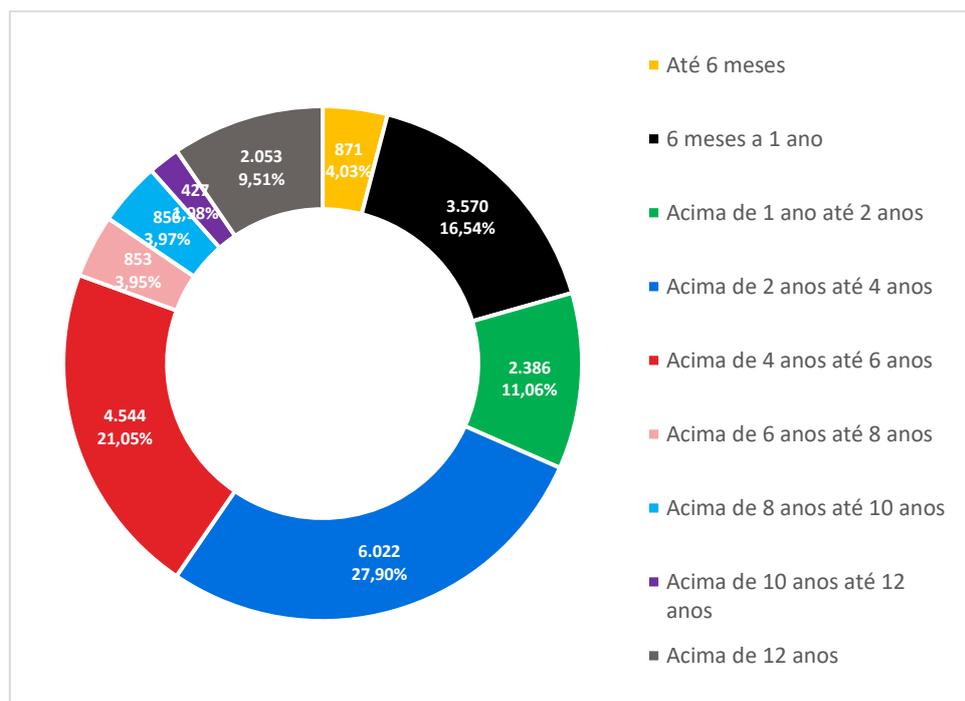
A partir de sua atribuição legal, o MME reduziu progressivamente os limites da reserva de mercado dos consumidores especiais. A partir de 2019, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 2,5 MW poderiam comprar energia livremente proveniente de qualquer fonte de geração¹⁶. De 2020 em diante, o limite foi sendo reduzido ao ritmo de 0,5 MW ao ano, até efetivamente extinguir a figura do consumidor especial em 2023.

¹⁶ Portaria MME nº 465/2019.

A partir de janeiro de 2024, todos os consumidores da alta tensão tornam-se aptos a migrar para o ambiente de contratação livre e comprar energia de qualquer fonte.

Quando comparado ao ambiente de contratação regulado, os contratos firmados no mercado livre possuem algumas especificidades que merecem ser destacadas. Em primeiro lugar, o tempo de contratação no ACL costuma ser bastante inferior. Em 2022, os contratos com prazo de fornecimento de até 6 anos representaram mais de 80% do volume total contratado por consumidores no ACL, período substancialmente menor do que os 20 anos no mercado regulado (fonte eólica) e 30 anos (fonte hidráulica). O Gráfico 6 mostra a duração e o volume dos contratos de compra de energia no ACL por consumidores livres e especiais em 2022:

Gráfico 6 – Volume dos contratos de compra de energia no ACL por consumidores livres e especiais em 2022. Dados em MW médio.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE (2022).

Neste contexto, é possível observar que os contratos do ambiente livre se constituem como uma garantia menos sólida para o financiamento de longo prazo, pois necessitam de recontração constante ao longo da vida útil dos projetos. Caso a usina não se mantenha contratada, ela ficará exposta à oscilação de preços no mercado de curto prazo.

Não obstante, o mercado livre observou um crescimento expressivo nos últimos anos, caracterizando-se como o grande responsável pelo crescimento da oferta de energia no Brasil. Para entender o fenômeno, é preciso detalhar alguns incentivos legais e regulatórios que foram concedidos às fontes incentivadas ao longo das últimas duas décadas, quais sejam, eólica, solar fotovoltaica, PCH e térmicas à biomassa, com o objetivo de impulsionar sua atratividade econômica. O principal deles é o desconto nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e transmissão (TUST). Esse desconto é aplicado em duas parcelas:

- (i) na parcela de geração, ou seja, no encargo pago pelos geradores pelo uso da conexão ao sistema;
- (ii) na parcela de consumo, pago pelos consumidores.

Essa última é o valor pago pelo consumidor (cliente) pelo seu uso da conexão à rede elétrica, no sentido de que a compra da energia proveniente dessas fontes de geração incentivadas garante ao consumidor um desconto no seu custo de conexão. Os custos oriundos desse incentivo são socializados entre todos os consumidores do país, através da CDE, caracterizando esse mecanismo como um subsídio cruzado.

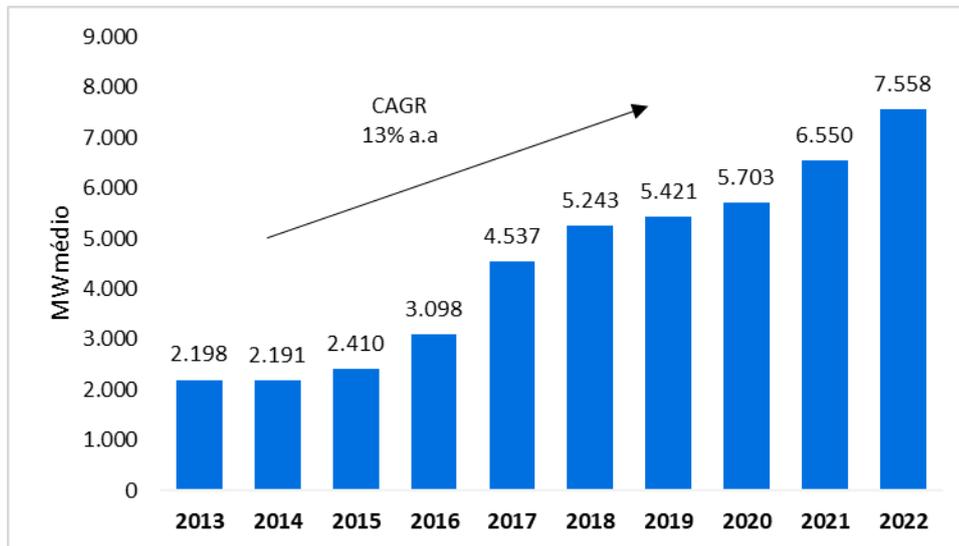
O desconto na TUSD/TUST foi criado a partir da Lei nº 9.427, de 1996, que garantiu aos empreendimentos eólicos o desconto não inferior a 50% na tarifa do fio, desde que atendidas as seguintes condições:

- (i) Autorizados antes de janeiro de 2016, cuja potência injetada no sistema de transmissão ou distribuição não ultrapasse 30 MW; ou
- (ii) Vencedores de leilões de compra e venda de energia no ambiente regulado a partir de janeiro de 2016 ou autorizados a partir desta data, cuja potência injetada no sistema de transmissão ou distribuição não ultrapasse 300 MW (BRASIL, 1996).

Desta forma, essa energia proveniente de fontes de geração incentivada transmite um desconto para o consumidor no momento do seu pagamento pelo uso da rede, garantindo a ela um ágio em relação ao preço da energia convencional produzida pelas demais fontes de geração. No período entre 2013 e 2022, o volume total de compra de energia com 50% de desconto no mercado livre aumentou em média 13% ao ano, chegando a um total de 7.558

MWm em 2022 (CCEE, 2022). O Gráfico 7 mostra a evolução do volume de contratos com desconto de 50% no ACL no período de 2013 a 2022:

Gráfico 7 – Volume dos contratos de compra e venda de energia com desconto de 50% na TUSD/TUST no período de 2013 a 2022. Dados em MWmédio.



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da CCEE (2022).

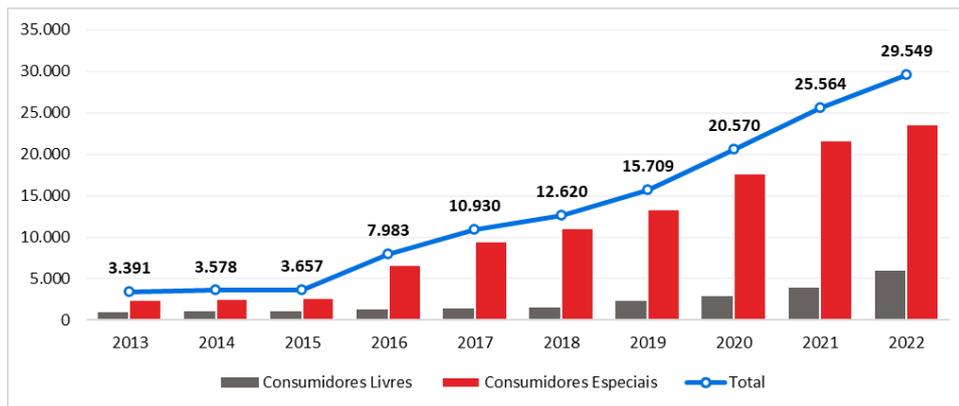
O fim da concessão desse subsídio é um dos fatores que explica a rápida expansão das fontes eólica e solar no Brasil nos últimos anos, e será tratada em detalhes no próximo capítulo.

Alguns fatores de natureza estrutural e conjuntural podem explicar o importante crescimento do ACL nos últimos anos. Inicialmente, observou-se uma redução na demanda total dos leilões de energia do ACR, que forçaram os empreendedores de energia eólica a buscarem alternativas para viabilizar seus empreendimentos. Esse aspecto será explorado em detalhes no capítulo quatro.

Além disso, destaca-se o aumento das tarifas de energia elétrica no ambiente cativo a partir de 2015. Esse aumento pode ser explicado a partir de uma série de fatores, dos quais vale destacar: a alteração da modalidade de remuneração das usinas hidrelétricas e das empresas transmissoras de energia cujas concessões venceriam entre 2015 e 2017, determinada pela Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, bem como pelo pagamento do empréstimo na ordem de 21 bilhões de reais concedido às distribuidoras para amenizar o efeito tarifário do acionamento das usinas termelétricas mais caras durante o ano de 2014 (BRASIL, 2014). Esse empréstimo é conhecido como “Conta ACR” e foi pago pelos consumidores cativos entre 2014 e 2019. O resultado dessa pressão

tarifária foi a migração maciça de consumidores potencialmente livres para o ACL, aumentando a demanda de energia nesse ambiente e, por consequência, a atratividade de investimentos para atender essa parcela de consumidores (CCEE, 2022). O gráfico 8 mostra a evolução do número de unidades consumidoras no mercado livre de 2013 a 2022:

Gráfico 8 – Número de unidades consumidoras no mercado livre no período de 2013 a 2022



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da CCEE (2022).

Em 2023, foram implantados 4.919 MW de nova capacidade instalada eólica no Brasil, dos quais 2.957 MW (60%) negociaram energia exclusivamente no ACL. Em 2022, foi observado comportamento semelhante, na medida em que dos 2.942 MW de usinas eólicas instaladas, 1.896 MW (64%) eram exclusivas do ACL. Esses dados contrastam com anos anteriores, quando essa proporção era invertida por conta da menor atratividade do ambiente livre frente ao mercado regulado. A tabela 3 mostra a evolução da distribuição dos ambientes de contratação nas usinas eólicas ao longo dos últimos anos:

Tabela 3 - Evolução da capacidade instalada eólica no Brasil por ambiente de contratação. Dados em MW.

	ACR	ACL	Total	% ACR	% ACL
2014	2.423	363	2.786	87%	13%
2015	2.518	146	2.664	95%	5%
2016	2.297	261	2.558	90%	10%
2017	1.813	343	2.156	84%	16%
2018	1.769	235	2.004	88%	12%
2019	567	415	982	58%	42%
2020	1.231	495	1.726	71%	29%

2021	1.696	1.998	3.694	46%	54%
2022	1.046	1.896	2.942	36%	64%
2023	1.962	2.957	4.919	40%	60%

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2023).

Dadas essas condições, foi possível identificar o aumento expressivo da participação do mercado livre no ambiente de contratação de energia brasileiro, sendo ele o principal responsável pelo maior crescimento da oferta de geração nos últimos anos.

2.5 A cadeia produtiva da energia eólica no Brasil

A origem do setor eólico local remonta às políticas industriais implementadas pelo governo brasileiro como forma de fomento à essa tecnologia. Essas políticas configuram-se como importantes ferramentas para a ampliação da produção nacional de aerogeradores e seus componentes, bem como para o aumento da competitividade desta indústria através da redução de custos ou do aumento da demanda pela produção nacional (FERREIRA, 2017). Segundo Araújo e Willcox (2018), o estágio atual da indústria eólica no mundo não foi atingido de maneira espontânea, mas sim através de políticas energéticas e setoriais de sucesso.

Neste contexto, a principal política pública de fomento à indústria eólica no Brasil foi a política de conteúdo local (PCL) do BNDES. Segundo FERREIRA (2020), uma política de conteúdo local consiste na exigência de que empresas direcionem para o mercado local parte de sua compra de insumos, bens ou serviços, pois apenas a dinâmica de mercado não é suficiente para garantir a participação desejada desses fatores locais na produção do setor.

A nacionalização da produção dos equipamentos assegura uma série de vantagens sob o ponto de vista da inserção desta fonte na matriz energética nacional, tais como a garantia do domínio sobre o desenvolvimento tecnológico e da sua autonomia, evita gargalos no fornecimento de componentes com efeitos sobre a data de entrada em operação das usinas e minimiza a exposição dos empreendedores ao risco cambial derivado da importação (ARAÚJO e WILLCOX, 2018). Segundo Araújo e Willcox (2018), os países onde a energia eólica mais se difundiu aproveitaram a oportunidade para desenvolverem e fomentarem uma indústria nacional que absorvesse parte da demanda crescente.

Desde o início dos anos 2000, o BNDES oferecia as condições de financiamento direcionados à construção de parques eólicos mais competitivas do mercado através da modalidade FINAME, com maiores prazos e menores taxas de juros, especialmente quando

comparado a outras formas de financiamento disponíveis aos empreendedores. No entanto, a contrapartida exigida era a aquisição de aerogeradores fabricados por companhias cadastradas junto ao banco que, em tempo, deveriam atender ao índice de conteúdo local por ele determinado (FERREIRA, 2017). Segundo Melo (2013), a diferença entre o custo de financiamento de fabricantes cadastrados junto ao BNDES daqueles não cadastrados era da ordem de quatro pontos percentuais, o que na prática inviabilizou a manutenção de um mercado para essas empresas em um setor com elevada competição.

Com o aumento da demanda por equipamentos eólicos causada por fatores estruturais, tais como a introdução da fonte eólica no mecanismo centralizado de leilões do ACR, e também por fatores conjunturais, como a queda da demanda global por aerogeradores e a capacidade ociosa dessa indústria no exterior, o BNDES buscou credenciar novos fabricantes de aerogeradores no país. A partir desse cenário, foram estruturados os Planos de Nacionalização Progressiva (PNP), no qual mudou-se a forma de credenciamento dos componentes: a aferição do índice de nacionalização deixa de ser feita através do peso e do valor do aerogerador e muda na direção da priorização de algumas etapas produtivas e itens de maior complexidade, que são definidos com base em um diagnóstico do setor e da base industrial já estabelecida no país (ARAÚJO e WILLCOX, 2018). Esses PNPs eram negociados individualmente com o fabricante interessado no credenciamento.

Até o ano de 2012, as empresas cadastradas junto ao BNDES deveriam atender ao requisito do índice de nacionalização do aerogerador de 60%, em valor e em peso. Como consequência, a PCL não foi direcionada para os setores de maior conteúdo tecnológico e reduzia o incentivo aos ganhos de eficiência, uma vez que esses reduziriam os custos de produção locais e, portanto, o próprio índice de conteúdo local. O resultado dessa política foi o aumento da produção local de torres e pás, em detrimento de componentes mais sofisticados presentes na nacele (FERREIRA, 2020). Na mesma direção, PODCAMENI (2016) reforça que, neste período, a estratégia produtiva dos fabricantes restringia-se à fase final de montagem do aerogerador, cuja estratégia era majoritariamente comprar pás e torres de fornecedores nacionais e importar a maior parte da nacele.

Em 2012, o BNDES alterou sua metodologia de credenciamento para a chamada Nova Metodologia de Credenciamento do Setor Eólico. Nessa nova sistemática, as etapas produtivas a serem realizadas localmente e o nível mínimo de localização dos componentes críticos eram definidas para todo o setor, e não mais para cada fabricante individualmente (ARAÚJO e WILLCOX, 2018). Além disso, o objetivo do banco era aumentar o conteúdo

local para todos os componentes do aerogerador, incluindo aqueles mais intensivos em tecnologia. A nova PCL do BNDES apresentava uma lista de 24 equipamentos a serem nacionalizados, incluindo as pás, torres, cubo e nacele (FERREIRA, 2020).

De acordo com Araújo e Willcox (2018), os fabricantes de aerogeradores adotaram diferentes estratégias de localização para sua operação no país. Alguns deles verticalizaram as etapas de produção, enquanto outros qualificaram fornecedores locais de modo a atender as exigências do BNDES, expandindo para mais de 300 o número de empresas que integram a cadeia de fornecedores de aerogeradores e seus componentes no Brasil (FERREIRA, 2020). Até 2012, foi possível observar uma tendência de que os aerogeradores produzidos no país alcançaram o índice de nacionalização através da importação da nacele e a produção local dos demais equipamentos. Após a mudança da PCL em 2012, observou-se uma reversão da tendência de especialização da produção nacional em equipamentos, na direção de componentes de menor teor tecnológico para aqueles mais intensivos em tecnologia (PODCAMENI, 2016). Destaca-se o surgimento de polos industriais próximos aos parques eólicos, tais como Suape, em Pernambuco, Pecém, no Ceará e Rio Grande, no Rio Grande do Sul.

O resultado da PCL do BNDES foi uma importante substituição de importações de equipamentos necessários à construção do aerogerador, especialmente após a mudança da PCL a partir de 2013. Vale destacar que a PCL não foi responsável apenas pela introdução de novos agentes no setor, mas também pelo aumento do valor adicionado na produção do aerogerador, ao passo em que exigia a nacionalização de equipamentos tecnologicamente mais sofisticados (FERREIRA, 2020).

3 A ENERGIA EÓLICA NO ATUAL CENÁRIO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

A indústria eólica brasileira mostrou-se madura e resiliente, à medida em que foi capaz de atender à crescente demanda dos investidores e do Poder Concedente por essa fonte de geração e atravessar desafios tanto no âmbito doméstico quanto internacional. Conforme visto no Capítulo anterior, as políticas públicas de fomento ao nascimento e crescimento dessa tecnologia no país impulsionaram a fonte eólica a uma das grandes protagonistas do crescimento de empreendimentos de geração nos últimos anos. Esse cenário reforça o papel central do Brasil no processo de descarbonização e transição energética em curso no mundo, ao já possuir uma das matrizes elétricas mais limpas, caminhando na direção do seu aprofundamento. No entanto, a continuidade desse movimento depende de fatores como o custo de implantação de um novo empreendimento no atual contexto regulatório e de preços no setor elétrico brasileiro.

O presente capítulo analisa a evolução e a dinâmica de oferta e demanda de energia no sistema elétrico brasileiro, com ênfase no crescimento exponencial da oferta de energia em um cenário no qual a demanda não acompanhou o mesmo ritmo. É possível perceber que a capacidade de geração de energia do sistema tem crescido de forma bastante mais acelerada do que o consumo, gerando um descompasso entre a oferta e a demanda e, ato contínuo, refletindo-se diretamente nos preços de energia e na viabilidade de novos empreendimentos de geração de energia eólica.

3.1 A Oferta de Energia Elétrica (2003/2023)

3.1.1 Energia de origem renovável

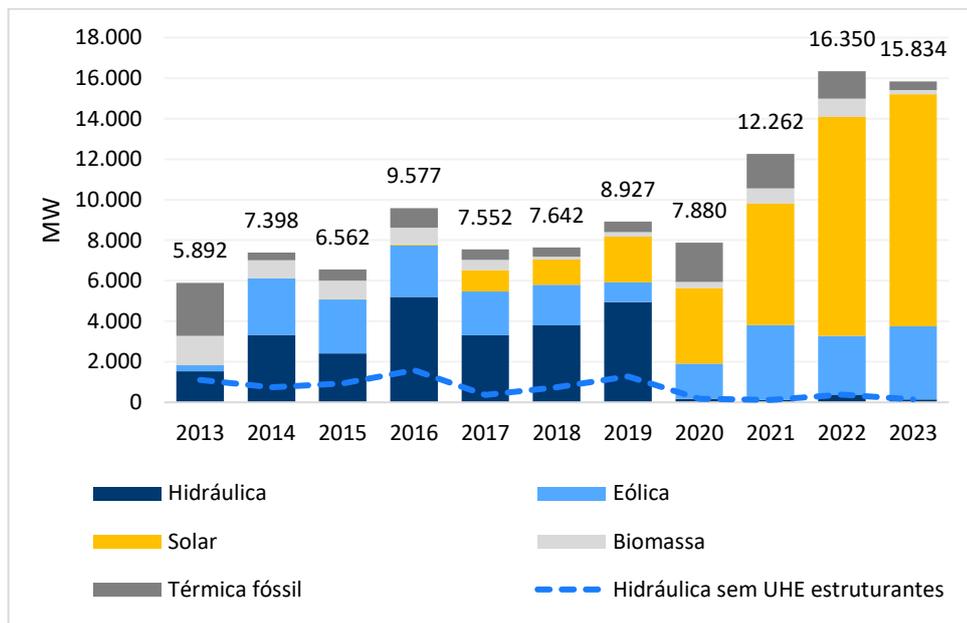
No período entre 2013 e 2019, observou-se uma adição significativa de nova capacidade hidrelétrica no sistema, marcadamente pelas usinas hidrelétricas estruturantes¹⁷. No entanto, ao desconsiderar a potência desses três empreendimentos específicos, o crescimento de capacidade instalada hidrelétrica no Brasil ao longo dos últimos dez anos foi menor do que as demais fontes de geração. A fonte eólica foi a campeã das usinas centralizadas no período, com mais de 25 GW de capacidade, seguida pelas usinas

¹⁷ São chamadas de usinas hidrelétricas estruturantes, com licitação e implantação prioritárias, as UHE Belo Monte (PA - 11.233 MW), Jirau (RO - 3.750 MW) e Santo Antônio (RO - 3.568 MW), conforme definido pelo CNPE em sua atribuição legal (BRASIL, 1997).

termelétricas movidas a combustíveis fósseis, com 11 GW, solar fotovoltaica, com 10 GW, e usinas à biomassa, com 7 GW. É importante ainda incluir as usinas solares fotovoltaicas classificadas como micro e minigeradores distribuídos, que adicionaram mais de 26 GW de capacidade ao sistema.

O Gráfico 9 mostra a evolução da capacidade instalada incremental no sistema elétrico brasileiro no período entre 2013 e 2023 (incluindo dados de MMGD):

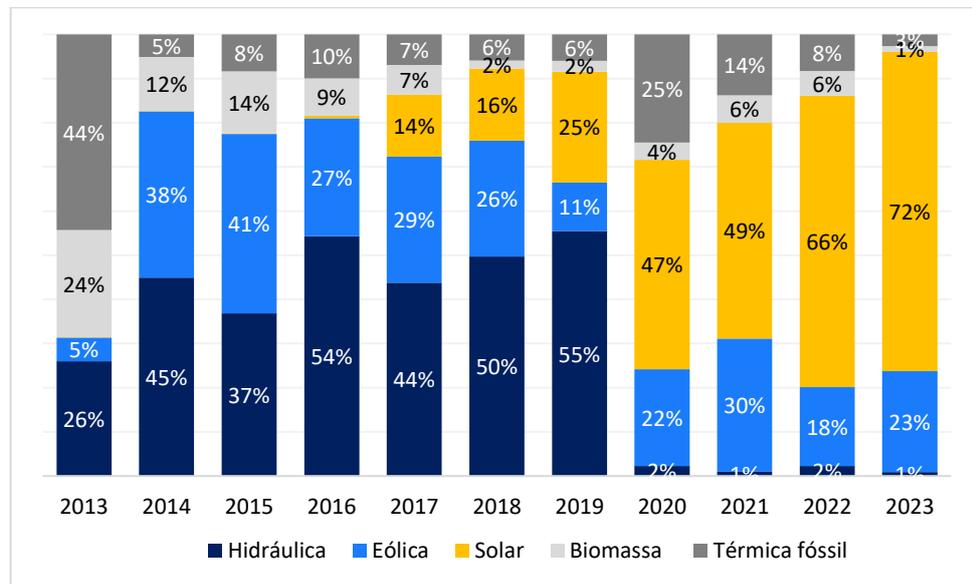
Gráfico 9 – Capacidade instalada incremental no período de 2013 a 2023



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2023).

Destaca-se o aumento expressivo do volume de novos empreendimentos de fonte eólica e solar que vêm sendo instalados no país ao longo dos últimos quatro anos. Neste período, ambas as fontes representaram juntas mais de 80% do total de nova capacidade instalada no SIN (incluindo MMGD). Somente em 2023, esse número chega a 95%. O Gráfico 10 detalha a participação de cada fonte na capacidade incremental de geração do Brasil:

Gráfico 10 – Participação das fontes na capacidade instalada incremental no período entre 2013 e 2023



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2024).

Dentre um conjunto de fatores que determinaram a atratividade das fontes eólica e solar em relação às demais, vale destacar dois pilares importantes. O primeiro deles é a queda dos custos para a instalação desses tipos de empreendimento. Conforme discorrido no Capítulo 2, os mercados mundial e brasileiro observaram uma acentuada queda dos custos de produção de energia eólica e solar fotovoltaica ao longo da última década (IRENA, 2023). Apenas no período após a assinatura do Acordo de Paris, em 2015, o custo de implantação dessas fontes caiu mais de 40% (IEA, 2024). Os preços médios de venda de energia observados nos leilões do ACR explicitam a queda do preço necessário para a viabilização dos empreendimentos, que em cada certame se afastaram mais dos preços-teto definidos pelo governo. Para além da queda dos custos de implantação, vale ainda destacar mudanças importantes no arcabouço legal-regulatório e na concessão de subsídios, que resultaram em uma “corrida do ouro” para a construção desses empreendimentos ao longo dos últimos anos.

A Lei nº 14.120/2021 dispõe sobre o fim do desconto na tarifa de uso do fio (TUST/TUSD) para empreendimentos incentivados de geração. Até o momento de publicação desta Lei, os empreendimentos com base em fonte eólica, solar, biomassa e PCH faziam jus a um desconto na tarifa do fio de pelo menos 50%, desde que respeitassem os limites de injeção de potência estabelecidos no dispositivo. No entanto, em um cenário de aumento exponencial dos subsídios destinados a esses empreendimentos, a Lei estabeleceu critérios para o fim do

desconto na TUSD/TUST para as usinas incentivadas (BRASIL, 2021). Fica garantido o desconto no fio para os empreendimentos que atendam cumulativamente aos requisitos abaixo:

1. Solicitaram outorga de autorização até 02 de março de 2022, ou seja, no prazo de 12 meses após a publicação da Lei;
2. Iniciarem a operação comercial de todas as unidades geradoras em até 48 meses após a data de emissão da outorga.

Neste cenário, observou-se uma corrida pela obtenção de outorgas de autorização até o prazo estabelecido na legislação (“corrida do ouro”), resultando em mais de 180 GW de nova capacidade total solicitada de usinas eólicas e solares e volume superior a 3.000 pedidos de autorização junto à ANEEL (ANEELb, 2023). Observa-se, portanto, mais do que a continuidade da expansão dessas fontes no país, mas também o seu aprofundamento, na medida em que os prazos para o fim dos subsídios de aproxima.

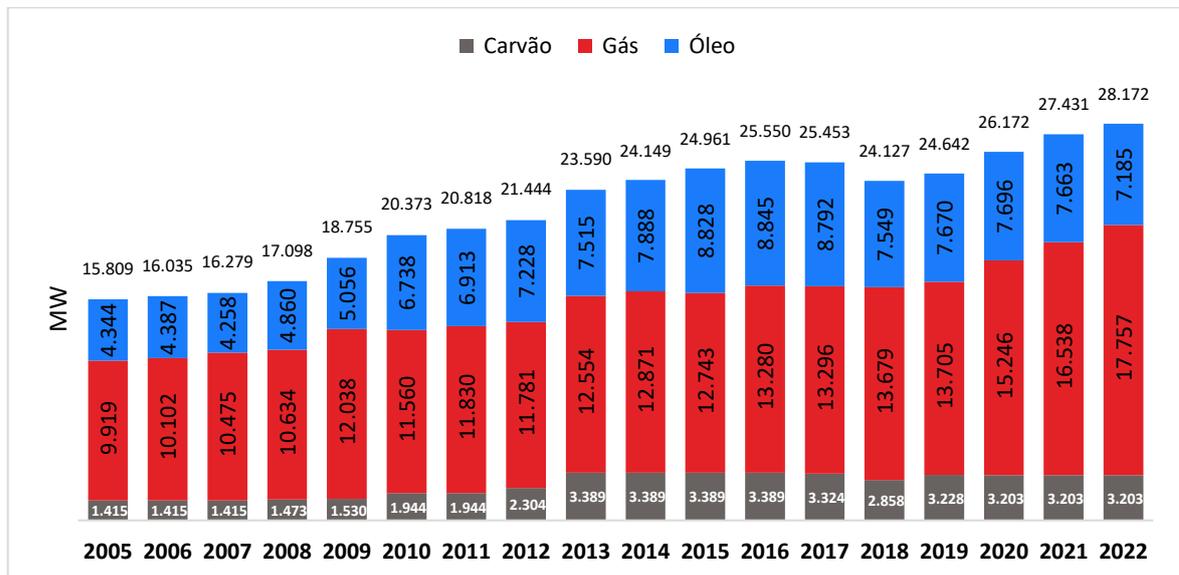
3.1.2 Energia de origem Fóssil

Após o racionamento de energia vivido no Brasil em 2001, o país buscou diversificar sua matriz energética para garantir maior segurança e estabilidade no fornecimento de eletricidade. Uma das estratégias adotadas foi o aumento da oferta de usinas termelétricas, uma vez que utilizam diferentes tipos de combustíveis, como gás natural, carvão e óleo combustível, garantindo uma produção mais estável e independente das condições climáticas.

Com a participação das usinas termelétricas nos leilões centralizados do ACR, houve um crescimento expressivo desta fonte, que funcionam como um seguro para o sistema elétrico e operam em momentos de escassez hídrica.

Em 2001, o SIN contava com 10 GW de usinas termelétricas de origem fóssil no sistema. Esse volume cresceu para os mais de 30 GW atualmente em operação no país. Deste total, destacam-se as usinas a gás natural, que representam 63% da capacidade instalada térmica fóssil e operam com o menor custo variável unitário dentre as tecnologias disponíveis no SIN. O Gráfico 11 mostra a evolução da capacidade instalada de usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis no Brasil, separadas por seu combustível de origem:

Gráfico 11 – Evolução da capacidade instalada térmica (fóssil) no SIN no período de 2005 a 2022



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da EPE (2024)

Adicionalmente, foi promulgada em 2021 a Lei nº 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras. Esta lei, no entanto, trata de outros temas alheios ao próprio processo de desestatização, como por exemplo a determinação da contratação de 8 GW de usinas termelétricas, movidas a gás natural, até 2030. De acordo com esse dispositivo legal, as usinas deverão ser instaladas nas regiões Nordeste (1 GW), Norte (2,5 GW), Centro-Oeste (2,5 GW) e Sudeste (2 GW), com inflexibilidade de, no mínimo, 70%¹⁸ (BRASIL, 2021). Em 2022, foi realizado o primeiro leilão para contratação dessas usinas, resultando em 3 empreendimentos vencedores, que juntos somam 754 MW de potência a serem construídas até 2027, de um total de 2.000 MW ofertados.

Na hipótese de todos os 8 GW serem efetivamente contratados através de futuros leilões, a operação dessas usinas no SIN pode alterar ainda mais a sobra de capacidade de produção de energia já presente no sistema, uma vez que elas deverão estar operantes em pelo menos 70% do tempo.

3.1.3 Micro e Minigeração Distribuída

Além da conjuntura anteriormente descrita, a modalidade de micro e minigeração distribuída configura-se como uma oferta adicional de energia para o sistema elétrico. Nos

¹⁸ A inflexibilidade de 70% significa que a usina operará, independentemente da ordem de mérito de custo, em 70% do tempo.

últimos anos, houve um exponencial crescimento dessas usinas no sistema, o que enseja um melhor entendimento do conceito e dos fatores por trás desse crescimento.

A geração distribuída pode ser conceituada como sendo aquela produção de energia elétrica localizada próxima ao ponto em que será consumida. A energia proveniente desta modalidade desloca, desta forma, a demanda de energia da geração centralizada, composta pelos grandes projetos de geração conectados na rede, na medida em que as pessoas produzem a sua própria energia e demandam menos das usinas eólicas, hidrelétricas, etc.

No Brasil, a modalidade de geração distribuída foi inicialmente regulamentada pela ANEEL através da Resolução Normativa – REN nº 482/2012, na qual foram definidos os conceitos de micro e minigeração distribuída (MMGD) e criado o sistema de compensação de energia elétrica – SCEE (*net metering*), sendo vedada a comercialização da energia proveniente dessas centrais.

Sendo assim, foi instituída em 2012 a microgeração distribuída, que compreendia os empreendimentos de geração com potência instalada menor ou igual a 100 kW, provenientes de fonte hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Similarmente, a minigeração distribuída compreendia as centrais geradoras com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW. Posteriormente, em 2015, o limite de potência da minigeração foi alterado para 3 MW no caso da fonte hídrica e 5 MW para cogeração qualificada. Além disso, foram permitidos pela atualização da norma os arranjos de autoconsumo remoto e geração compartilhada, no qual um mesmo sistema de geração pode atender diversos consumidores reunidos na forma de associações ou consórcios, fazendo jus aos benefícios da MMGD (ANEEL, 2015).

Naquela ocasião, o sistema de compensação foi criado com o objetivo de fomentar a modalidade de geração distribuída no país, permitindo a compensação posterior da energia gerada pelas centrais geradoras. A energia excedente gerada por uma unidade consumidora e injetada na rede poderia ser posteriormente utilizada para abater o seu consumo mensal, na forma de crédito, em até 60 meses.

A tarifa de energia de uma distribuidora é composta por dois componentes: a tarifa e energia – TE e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD, e correspondem ao pagamento pela própria energia consumida, o transporte, as perdas e os encargos setoriais, além dos impostos. Desta forma, a parcela da TUSD é aquela que remunera a atividade da distribuidora e suas instalações. A compensação prevista no SCEE abarcava todos os componentes da tarifa de eletricidade (TE e TUSD), de forma que a energia injetada na rede

de distribuição seria valorada pela tarifa integral de energia elétrica, resultando em uma compensação sem limites. Dito de outra forma, o consumidor com MMGD é isento de pagar pelo uso da rede de distribuição, ainda que em alguns momentos ele não produza energia simultaneamente ao seu consumo¹⁹. Por conta disso, a tarifa, em R\$/MWh, incide apenas sobre o consumo líquido verificado no mês. Esse modelo de SCEE permitia que os custos dos componentes tarifários não associados ao custo da energia não fossem pagos pelos consumidores participantes, criando um subsídio cruzado entre o consumidor-gerador e os demais consumidores do mercado cativo.

Neste contexto, percebe-se que, do ponto de vista do consumidor que adere à MMGD, o maior benefício percebido por ele é o valor da energia consumida que ele deixa de pagar. Essa compensação tarifária integral da energia injetada, aliada à queda dos preços dos equipamentos e das melhores condições de financiamento, fizeram disparar o interesse pela adesão ao sistema de MMGD pelos consumidores do mercado cativo de energia²⁰.

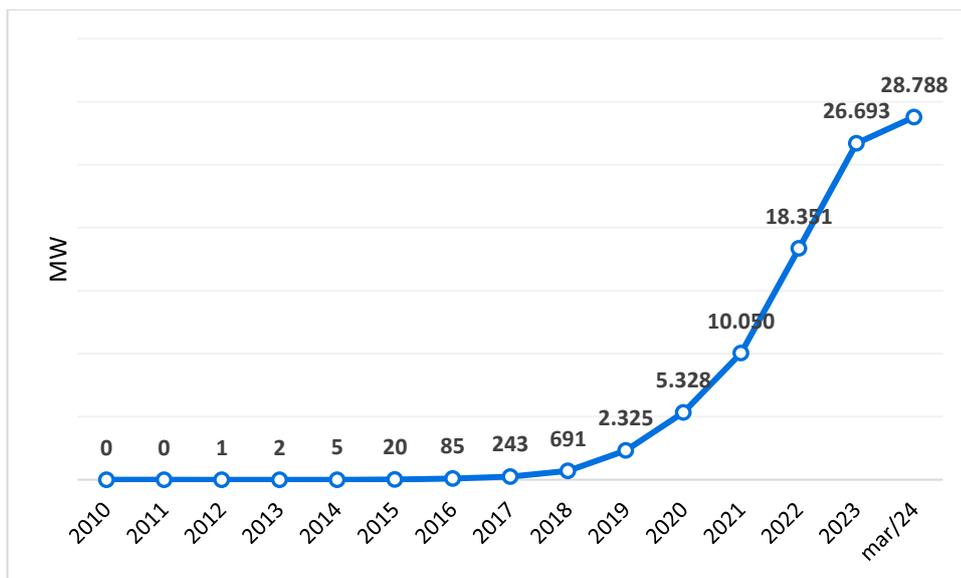
Em 2022, foi promulgada a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro, a qual instituiu o marco legal da MMGD e tornou lei o SCEE, inicialmente criado por comando da ANEEL. Nesse novo regramento, foi estabelecido que os custos de transporte devem ser ressarcidos e de que a tarifa aplicável ao consumidor com MMGD deve considerar o uso feito da rede de distribuição, seja no momento de injeção ou do consumo de energia. Desta forma, definiu-se o pagamento das seguintes componentes tarifárias para novas unidades com MMGD, a partir de uma regra de transição definida em Lei: remuneração dos ativos do serviço de distribuição, quota de depreciação dos ativos de distribuição e o custo de operação e manutenção do serviço de distribuição (TUSD Fio B). Essa nova regra de compensação apenas parcial é escalonada para novas instalações a partir de 2023. A partir de 2029, todas as novas instalações estarão sujeitas às regras tarifárias definidas pela ANEEL, qual seja, a assunção pelos usuários de MMGD de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia sobre a energia compensada. A nova Lei não fere o direito adquirido daqueles consumidores que já estavam contemplados na regra anterior até o fim do ano de 2045 (BRASIL, 2022).

¹⁹ Exemplificando, no caso de um consumidor com painéis solares fotovoltaicos, este não é capaz de produzir energia durante o período noturno, porém continua consumindo energia durante a noite. Nesse intervalo, a energia consumida em sua unidade é proveniente da rede de distribuição e não está sendo produzida localmente. Similarmente, a energia produzida em excesso e exportada na rede também faz uso do sistema de distribuição e, pela regra anterior à Lei nº 14.300/2022, estava isenta de pagamento. Ainda, o consumidor de MMGD da modalidade consumo remoto usa a rede de distribuição em 100% do tempo, uma vez que a central geradora não está localizada no seu ponto de consumo.

²⁰ A Lei nº 14.300/2022 veda explicitamente, em seu Parágrafo único do Art. 9º, a participação no SCEE por consumidores livres.

Em resumo, a modalidade de MMGD mostrou-se extremamente atrativa para aqueles consumidores que possuem condições de aderi-la. A qualidade dos recursos energéticos no país, bem como as elevadas tarifas de energia do ambiente regulado e o modelo de compensação de créditos favorável tornaram o investimento em geração própria bastante rentável no Brasil (EPE, 2021). Especialmente, foi possível observar um aumento significativo de novas instalações a partir do período de discussão da Lei nº 14.300/2022 no Congresso Nacional e sua posterior promulgação, haja vista que esta reduziu os benefícios tarifários para novas instalações a partir de 2023. Até o fim de 2020, havia 5,3 GW de potência instalada de MMGD no sistema brasileiro, saltando para 27 GW ao final de 2023, representando um aumento de mais de 400% (ANEEL, 2023). O Gráfico 12 mostra a evolução da capacidade instalada de MMGD no Brasil desde 2010:

Gráfico 12 – Capacidade instalada de MMGD no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2023).

Vale destacar que a maior parte das centrais geradoras de MMGD são solares fotovoltaicas, representando mais de 99% do total de instalações do sistema. Atualmente, há 29 GW de centrais fotovoltaicas na modalidade MMGD, valor que praticamente alcança o total de 30 GW de usinas eólicas do sistema²¹.

²¹ Vale ressaltar que a capacidade instalada não implica necessariamente em geração efetiva de energia, uma vez que a fonte eólica apresenta um fator de capacidade muito superior à solar fotovoltaica. Isso quer dizer que, ainda que a MMGD alcance a potência instalada da fonte eólica, ela ainda não produz tanta energia elétrica quanto esta para a mesma quantidade de MW instalados.

Neste contexto, é possível observar o aumento exponencial de consumidores que geram sua própria energia através da modalidade de MMGD, em ritmo muito superior à demanda de energia do país. Em 2022, a geração incremental de MMGD foi de 925 MWm²² (EPE, 2023b) e, como efeito, percebe-se que apenas o crescimento da MMGD é praticamente capaz de atender a totalidade do aumento da demanda de energia do país, gerando impacto direto e significativo na geração centralizada do sistema e, por consequência, aos empreendimentos eólicos.

Para fins de geração de energia centralizada, a demanda de energia fundamental é a demanda líquida, qual seja, aquela já abatida da geração de MMGD, e que será atendida pelas usinas de geração centralizada espalhadas pelo SIN. Sendo assim, à medida em que cada vez mais consumidores produzem a sua própria energia, a carga líquida do sistema é reduzida, impactando a viabilidade de novos projetos de geração eólica no sistema brasileiro e contribuindo para o atual cenário de sobra de capacidade de produção de energia.

3.2 A Demanda de Energia Elétrica (2003/2023)

Ao longo dos últimos vinte anos (2002-2022), o consumo de energia no Brasil cresceu mais de 54% (EPE, 2023). Esse aumento da demanda por energia elétrica se deu em todos os segmentos, com destaque para o setor residencial, com aumento de 95% entre 2004 e 2022, e comercial, com crescimento de 86%. No mesmo período, o aumento do consumo da indústria foi de apenas 18%, apesar de esse setor ser o mais eletrointensivo da economia. Desta forma, a taxa de crescimento média do consumo de energia no país foi de 3,5% ao ano, explicitando a necessidade de uma expansão constante do parque gerador do país para atender à crescente demanda.

Mesmo durante a década de 2010, marcada por sucessivos anos de retração da atividade econômica, o consumo de energia cresceu mais de 33% no período entre 2010 e 2022, a uma taxa média de 2,45% ao ano (EPE, 2023), salientando a resiliência do setor elétrico brasileiro. Em 2023, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 5,1% (já incorporando o impacto da micro e mini geração distribuída), especialmente por conta das altas temperaturas observadas ao longo do ano (ONS, 2024).

²² Vale destacar que, a partir da regulação brasileira e das características dos medidores instalados no país, a parcela de energia produzida pelas centrais e consumida imediatamente, no processo chamado de simultaneidade, não é medida e, portanto, a geração das usinas de MMGD refere-se ao excedente de consumo injetado na rede de distribuição.

3.2.1 A Composição da Demanda

O consumo de energia no Brasil pode ser dividido nas classes residencial, industrial e comercial, conforme classificação da EPE (2023). Em 2023, o consumo de energia industrial representava a maior fatia da demanda total do país, com mais de 21 mil MWm²³ de consumo, compondo 42% do total. Na sequência, aparece o setor residencial, com mais de 18 mil MWm de consumo e representando 36% do total. Por último, o setor comercial apresentou consumo de 11 mil MWm no ano, com 22% de participação.

Apesar do crescimento do consumo do país ao longo dos últimos anos, a composição da demanda nessas classes de consumo tem mudado ao longo do tempo. Em 2010, a classe industrial representava 50% do consumo total de energia do país, à frente do setor residencial, com 30%, e do comercial, com 20%. Voltando ainda mais no tempo, em 2004, esses números eram ainda mais díspares, com 55% do consumo concentrado no setor industrial, 28% no residencial e 17% no comercial (EPE, 2023). Esses números indicam uma reorientação da dinâmica industrial brasileira, que vem perdendo espaço na participação relativa na demanda de energia do país. Vale destacar que os consumidores industriais, geralmente conectados na rede de alta tensão, são aqueles elegíveis a participarem do mercado livre de energia, principal fio condutor do crescimento da energia eólica nos anos recentes.

Adicionalmente, conforme exposto no capítulo anterior, o SIN é dividido em quatro subsistemas, qual seja, Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. O consumo de energia é dividido de maneira bastante heterogênea entre as regiões, com acentuada concentração de consumo no sistema SE/CO. Em 2023, 57% da demanda de energia se deu nessa região, seguida pela região Sul, com 19%, pela região Nordeste, com 15%, e pela região Norte, com 9% (EPE, 2023). No entanto, destaca-se que pela característica interligada do sistema elétrico brasileiro, não há óbice para comercialização de energia eólica para consumidores de qualquer região.

3.3 Perspectivas para Oferta e Demanda até 2030

O PDE 2031, documento que subsidia decisões de política energética do governo brasileiro e sinaliza as visões do órgão Planejador junto à sociedade, apresenta suas previsões de crescimento da demanda de energia para a próxima década. Segundo a EPE (2022), espera-se que o uso da energia continue apresentando tendência de eletrificação, ainda que aliada ao

²³ É importante destacar a diferença entre as unidades de medida MW (potência) e MWm (energia). A unidade MWm é uma medida de energia, indicando a quantidade total de energia produzida ou consumida em um intervalo de tempo. Já a unidade MW é uma unidade de potência, que mede a capacidade máxima de produção ou consumo de determinado equipamento elétrico, em um instante específico de tempo (instantâneo).

efeito de eficiência elétrica. Desta maneira, a projeção de crescimento da demanda de energia do PDE 2031 é de 3,5% ao ano, alcançando os 97.238 MWm no último ano do estudo.

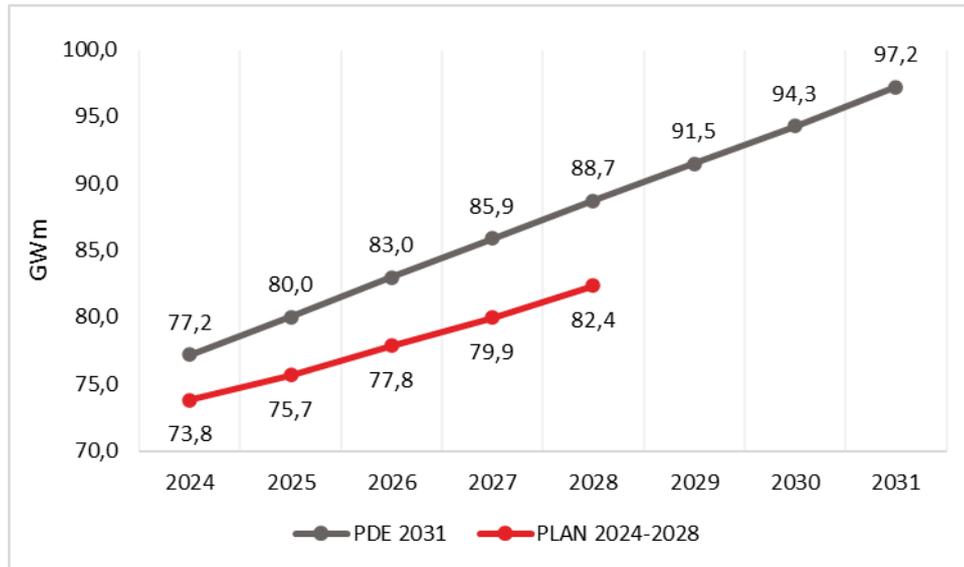
Em sua projeção, a EPE (2022) espera um crescimento robusto da demanda de energia suportada em uma melhora do ambiente de negócios do país, bem como pela recuperação da atividade econômica frente à crise enfrentada na década de 2010 e dos impactos da pandemia de COVID-19. Destacam-se o crescimento mais brando da classe residencial, baseada no crescimento do número de consumidores desta classe, e no crescimento mais vigoroso da classe industrial, considerando a utilização da alta capacidade ociosa atual. Por fim, a classe comercial se destaca como aquela com maior crescimento, a partir da retomada do indicador de consumo após os efeitos da pandemia.

Já as projeções oficiais mais recentes, divulgadas através do Planejamento Anual da Operação Energética PLAN 2024-2028, apontam um crescimento um pouco menor da carga líquida²⁴ nos próximos 5 anos, se comparado com o PDE 2031. A redução da atividade econômica mundial, explicada em parte pela política monetária contracionista em resposta às fortes pressões inflacionárias, os reflexos da guerra da Ucrânia nas cadeias produtivas globais e os efeitos ainda presentes da pandemia de COVID-19 contribuem para um menor crescimento da economia brasileira no curto prazo.

Ainda assim, a melhora do cenário macroeconômico nos próximos anos reflete-se na projeção de demanda de energia elétrica do país. No período entre 2023 e 2028, é esperado pelas instituições oficiais do setor um crescimento médio de 3,1% ao ano, com o crescimento puxado pelas classes industrial, com 2,5% a.a, residencial, com 3,3% a.a, e comercial, com 3,7% a.a (CCEE; EPE; ONS, 2023).

O Gráfico 13 mostra a evolução da carga de energia esperada para os próximos anos segundo as projeções oficiais das instituições do setor elétrico (EPE, 2022, CCEE; EPE; ONS, 2023):

²⁴ Carga abatida da geração da MMGD.

Gráfico 13 – Crescimento esperado da demanda de energia no período 2023 a 2031

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE (2022) e CCEE, EPE, ONS (2023).

Neste contexto, é possível observar que as projeções oficiais de demanda de energia apontam para um crescimento médio próximo de 3% ao ano, volume inferior ao crescimento da oferta de energia, conforme será exposto a seguir.

3.3.1 Crescimento da Oferta

Após a emissão dos atos de outorga dos empreendimentos de geração, estes passam a ser acompanhados pela área de fiscalização da ANEEL e passam a constar na sua base de acompanhamento da expansão da geração (RALIE), ainda que não possuam garantias de financiamento, conexão à rede²⁵ ou obtenção das licenças necessárias à real viabilidade de sua construção. Desta forma, a base de fiscalização da ANEEL, em sua totalidade (sem qualquer tratamento dos dados) apresenta um grande número de usinas que possivelmente nunca chegarão de fato à etapa de construção e operação, tendo sido apenas objeto da “corrida do ouro” pelas outorgas discutida anteriormente. A Tabela 4 mostra o total de empreendimentos em acompanhamento pela ANEEL ao final de 2023:

²⁵ A partir da edição do Decreto nº 10.893/2021, os empreendimentos que solicitaram outorga após a promulgação da Lei nº 14.120/2021 foram dispensados da apresentação da Informação de Acesso como condição necessária à emissão de sua autorização e, portanto, deixaram de ter uma avaliação preliminar por parte do ONS ou das distribuidoras quanto à viabilidade de sua conexão à rede.

Tabela 4 – Total de empreendimentos outorgados em acompanhamento pela ANEEL, por ano (MW)

	Nº empreendimentos	Potência (MW)
UHE	8	415
PCH/CGH	115	1.446
Biomassa	69	2.766
Nuclear	1	1.350
Fóssil	33	6.646
Eólica	651	26.633
Solar	2.890	126.838
TOTAL	3.767	166.094

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2023c)

A partir dos dados da ANEEL (2023c), é possível comprovar o excessivo volume de projetos em acompanhamento pelo Regulador, totalizando mais de 166 GW de usinas autorizadas. Durante o horizonte disponível, destaca-se o ano de 2029, no qual estão previstos mais de 100 GW (metade do total instalado atualmente) de novas usinas entrando em operação comercial em um único ano, segundo previsão do próprio Regulador. Além disso, destaca-se também a fonte solar fotovoltaica, que representa 76% de todos os projetos acompanhados, com mais de 126 GW já autorizados.

Conforme mencionado anteriormente, a publicação da Lei nº 14.120/2021 provocou a “corrida de ouro” pelas outorgas, impondo aos empreendedores um prazo de até 48 meses após a publicação de sua autorização²⁶ para construção e entrada em operação completa das usinas para garantia de obtenção do subsídio na TUSD/TUST. Desta maneira, dentre os 166 GW em acompanhamento pela ANEEL, cerca de 149 GW de usinas renováveis foram outorgados após a publicação da referida lei, compreendendo uma parcela significativa da amostra de projetos que possuem prazo limite para construção de forma a garantir o subsídio.

A partir da análise dos dados acima, é possível concluir que grande parte dos projetos em acompanhamento pela ANEEL não será efetivamente construída, uma vez que não há demanda no SIN por esse grande volume de energia e nem garantia de conexão à rede de transmissão, tratando-se de um movimento especulativo. Desta forma, torna-se importante a assunção de premissas acerca da viabilidade real dos empreendimentos outorgados pelo Poder

²⁶ Usinas incentivadas outorgadas em 2021 (após a publicação da lei) devem entrar em operação comercial até 2025 (48 meses), e assim sucessivamente.

Concedente, à medida em que grande parte deles ainda não iniciaram suas obras e não serão construídos *de facto*.

Inicialmente, serão identificados quais deles já se lograram vencedores de leilões do ACR e quais deles estão integralmente no mercado livre. Isto se explica pelo fato de o primeiro grupo já ter garantido um fluxo de receitas estável de longo prazo, garantindo melhores condições de financiamento e estabilidade de recebíveis, enquanto o segundo grupo fica sujeito à possível desconstrução no ACL e oscilações de preço. Conforme exposto anteriormente, os contratos no ACL possuem durações menores, em sua maioria inferiores a 6 anos, e requerem dos empreendedores novas contratações ao longo do tempo, sujeitos aos preços de mercado. Será assumido, portanto, que todos os empreendimentos autorizados, que já tenham vencido leilões, serão efetivamente construídos ao longo dos próximos anos.

A Tabela 5 mostra o número de usinas em acompanhamento pela ANEEL vencedoras de certames do ACR:

Tabela 5 – Capacidade instalada incremental outorgada com contratos no ACR (MW)

	Nº empreendimentos	Potência (MW)
UHE	4	311
PCH/CGH	48	545
Biomassa	27	1.191
Nuclear	1	1.350
Fóssil	31	6.359
Eólica	47	2.375
Solar	41	2.385
TOTAL	199	14.516

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da ANEEL (2023c)

No entanto, resta a assunção de premissas de qual parcela de usinas do mercado livre será efetivamente construída. De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 905/2020, que aprova as regras e serviços de transmissão, a inadimplência no pagamento pelo uso da rede de transmissão por um gerador implica em sanções financeiras ao mesmo. Inicialmente, o não pagamento configura um descumprimento ao Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), que prevê o acionamento da garantia contratual no caso de inadimplência. Atualmente, essa garantia corresponde a dois meses do encargo de uso da rede. No entanto, a manutenção da inadimplência resulta em penalidade mais grave, qual seja,

na rescisão do próprio contrato de conexão. Conforme determina a ANEEL, o gerador enquadrado nesse cenário deverá pagar como multa o valor correspondente aos três anos subsequentes à rescisão do contrato, ou seja, deverá antecipar o pagamento dos três anos seguintes como penalidade, em adição à própria rescisão do contrato. Tendo em vista que o encargo pelo uso da rede é um dos principais componentes dos custos de uma central geradora, é seguro dizer que a penalidade imposta pela regulação vigente no caso de inadimplência impacta severamente a sua rentabilidade e sustentabilidade econômico-financeira.

Por óbvio, um empreendimento que não é construído e não produz energia não fará jus aos seus recebíveis e, por conseguinte, não poderá arcar com os custos da multa por rescisão do CUST. Por conta disso, é possível assumir a premissa de que a maior parte dos empreendedores que já assinaram contratos de conexão possuem de fato o compromisso de construção e operação de suas usinas, frente ao impacto financeiro da inadimplência e consequente desestruturação financeira do seu projeto.

Diante do exposto até aqui, será elaborado um cenário de referência do crescimento da oferta de energia no ACL que considera premissas sobre quais projetos de fato possuem viabilidade econômico-financeira para chegarem à etapa de operação. Conforme detalhado acima, a assinatura do CUST/CUSD pode representar um importante indicativo de viabilidade dos projetos, pois já há previsão de elevada multa no caso de descumprimento. Diante dos 166 GW de projetos acompanhados pela base RAILE, temos 151 GW de usinas exclusivamente no mercado livre. Desse total, tem-se 31 GW de projetos com contrato de conexão já assinado e válido. Desta forma, o cenário de referência aqui estudado considera duas parcelas, quais sejam:

- (i) 14,5 GW de usinas que já possuem contratos no ambiente de contratação regulado e, portanto, já asseguraram um fluxo de recebíveis previsível (independentemente do status da assinatura de contrato de conexão);
- (ii) 31 GW de usinas do ACL que já firmaram contratos de conexão, assumindo o risco de multa no caso de desistência e rescisão.

Tem-se, portanto, um total de 46 GW de capacidade instalada centralizada incremental prevista para entrar em operação até 2030, somando os projetos do ACR (todos) e os do ACL (com contrato de conexão válido). Desses, destacam-se os 9 GW de fonte eólica. A Tabela 6

mostra a evolução da capacidade instalada incremental centralizada conforme os critérios aqui definidos e previsão de entrada em operação da ANEEL:

Tabela 6 – Capacidade instalada incremental no cenário de referência (MW)

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
UHE	0	50	0	0	50	0	0	99
PCH/CGH	102	200	208	116	0	68	0	693
Biomassa	979	261	192	50	75	0	0	1.556
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0
Fóssil	12	2.632	2.649	0	0	0	0	5.293
Eólica	3.394	2.401	431	294	42	2.848	0	9.410
Solar	4.881	5.530	13.316	669	536	3.681	629	29.241
TOTAL	9.368	11.074	16.795	1.129	703	6.597	629	46.294

Fonte: Elaboração própria

A partir da análise da tabela acima, é possível perceber a ocorrência de dois fenômenos: o primeiro é a continuidade da entrada de um grande número de usinas eólicas e solares no sistema nos próximos dois anos, o que aprofunda ainda mais a sobra de energia observada atualmente no sistema e que será debatida a seguir. No entanto, a partir de 2026, o volume de projetos eólicos que entram em operação começa a minguar (com exceção do ano de 2029²⁷). Desta maneira, configura-se no setor elétrico um cenário em que muitos empreendimentos eólicos e solares fotovoltaicos entraram em operação nos últimos anos, em ritmo superior ao crescimento da demanda. Esse fenômeno deve continuar ao longo dos próximos dois anos, na medida em que projetos que já se viabilizaram em um cenário de preços mais atrativo do que o atual entram em operação. Isso ocorre uma vez que investidores tomam decisões de novos aportes quando já possuem contratos de longo prazo firmados, de modo a minimizar os riscos.

No entanto, acende-se um alerta para a continuidade do investimento na fonte eólica para o horizonte seguinte, na medida em que projetos hoje sem contratos de venda de energia já firmados não conseguem se viabilizar no atual cenário de preços, conforme será exposto a seguir.

²⁷ Destaca-se, no entanto, que as datas de entrada em operação refletem as estimativas da agência reguladora e, portanto, podem ser antecipadas conforme cronograma de obras dos empreendedores.

3.3.2 Desequilíbrio entre Oferta e Demanda

Inicialmente, para compreensão da dinâmica de expansão da oferta de energia no sistema elétrico brasileiro frente à sua demanda, é preciso introduzir o conceito de garantia física de energia, para que se entenda o quanto de energia produzida pelas usinas de geração se espera do parque gerador do país.

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, regulamenta a comercialização de energia elétrica no sistema brasileiro. Nele, é definido o conceito de garantia física, qual seja, a quantidade máxima de energia elétrica associada a um empreendimento de geração que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento à carga ou comercialização por meio de contratos. Portanto, a garantia física constitui-se como o volume máximo de energia que pode ser comercializado através de contratos (BRASIL, 2004).

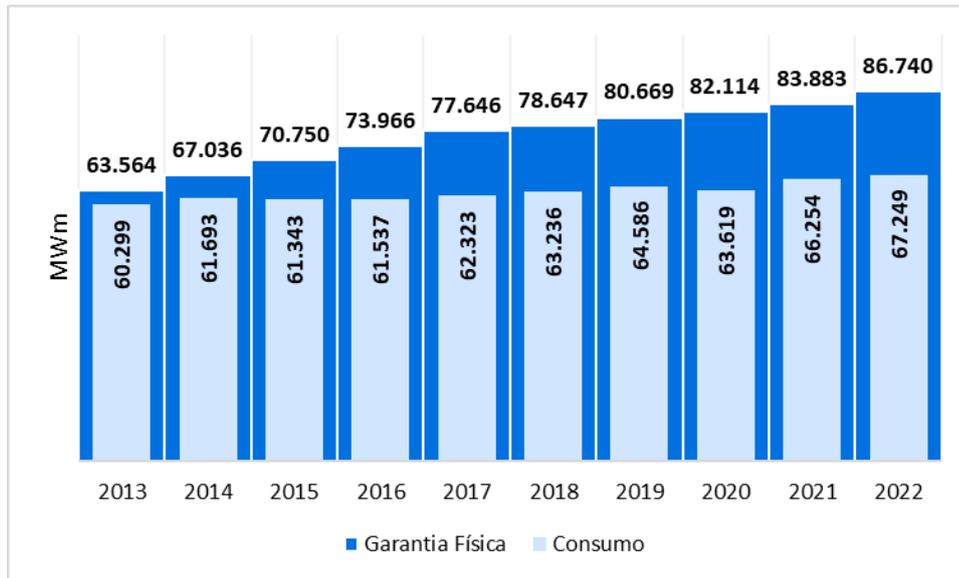
Adicionalmente, a garantia física de energia representa a maior demanda que um sistema pode atender, dado certo critério de garantia de suprimento (BRASIL, 2016). Portanto, a garantia física equivale ao montante de energia que o sistema pode contar a partir da geração de cada usina, respeitando os critérios de confiabilidade de fornecimento definidos pelo CNPE.

Desta maneira, podemos definir uma métrica de aderência da oferta em relação à demanda como a razão entre a Garantia Física do sistema e a sua demanda total de energia. A Garantia Física, também conhecida como “lastro”, determina a quantidade máxima de energia que um equipamento de geração é capaz de suprir a partir de determinado critério de suprimento. Sendo assim, a razão Garantia Física/demanda de energia reflete o quanto do consumo de energia é “garantido” por usinas instaladas no SIN. Espera-se, portanto, que exista uma sobra de certificados de garantia física em relação à demanda, para fins de segurança e garantia de suprimento. No entanto, uma sobra excessivamente elevada revela que, estruturalmente, o sistema consegue atender com folga a carga de energia, configurando uma sobra de capacidade de produção.

Nos últimos 10 anos, o excesso de garantia física em relação ao consumo vem crescendo rapidamente, indicando um descompasso entre o crescimento da demanda por energia do país e a oferta de novas usinas de geração. Em 2013, o total de certificados de Garantia Física excedia em 5% o consumo de energia, avançando para um pico de 29% em 2020, ano da pandemia de COVID-19, e repetido em 2022, quando o consumo já havia se recuperado (CCEE, 2022). O Gráfico 14 mostra a comparação entre a soma dos certificados

de Garantia Física do sistema e o consumo de eletricidade, ambos livres de perdas, no período entre 2013 e 2022:

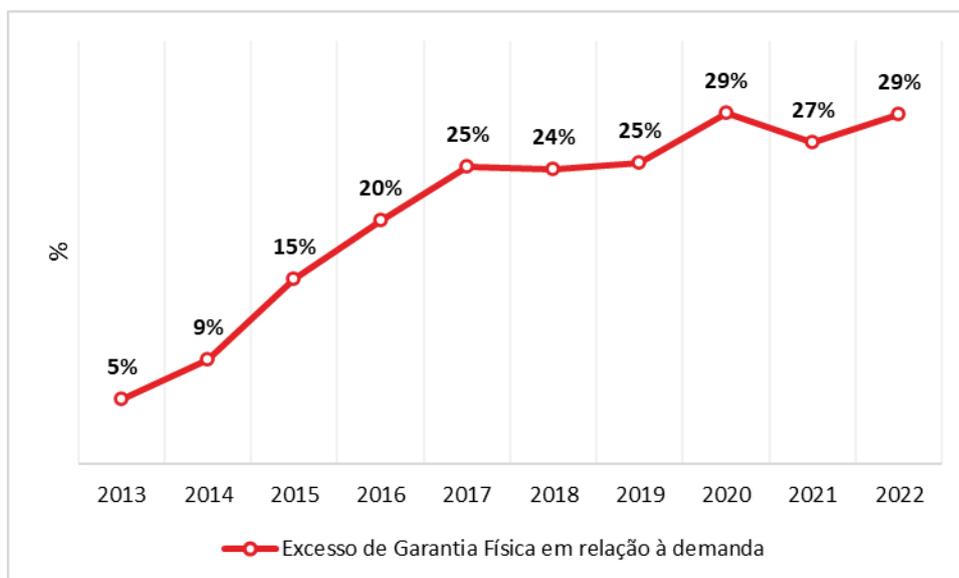
Gráfico 14 – Garantia Física e Consumo de energia no período de 2013 a 2022



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da CCEE (2022).

Já o Gráfico 15 busca dar luz à métrica de sobra de energia, medindo o excesso de certificados de Garantia Física em relação ao consumo²⁸ do sistema brasileiro:

Gráfico 15 – Evolução do excesso de Garantia Física em relação à demanda de energia, de 2013 a 2022



²⁸ Já abatido da geração da MMGD.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da CCEE (2022).

O próprio GWEC (2024) reconhece o atual cenário de desaceleração do crescimento do setor eólico no Brasil, destacando como as principais causas o baixo preço de mercado da energia, a baixa taxa de crescimento da demanda interna e a expressiva expansão da micro e mini geração distribuída. Na mesma direção, Santana (2024) destaca que o excedente de oferta de energia já é superior a 30 GW, ou cerca do triplo do consumo da região Sul do país. O autor frisa também a recente desmobilização, pelo menos parcial, de fábricas e montadoras de equipamentos eólicos no país, com consequente impacto no emprego nesse setor.

Desta forma, é possível perceber que a capacidade de geração de energia do sistema tem crescido de forma bastante mais acelerada do que o consumo, gerando um descompasso entre os vetores de oferta e a demanda. De acordo com Santana (2024), espera-se que a sobra de capacidade de produção de energia do sistema seja suficiente para cobrir os acréscimos de demanda pelo menos até 2035, refletindo-se na queda sustentada dos preços, ponto este que será aprofundado na seção a seguir.

3.4 Formação de preços no mercado de energia elétrica brasileiro

Para compreender o atual cenário de baixos preços de energia no mercado brasileiro, inicialmente será feita breve conceituação da formação de preços no SIN, não sendo objetivo deste trabalho o aprofundamento dos aspectos da operação física do sistema elétrico nacional.

3.4.1 O Custo Marginal de Operação - CMO

O Custo Marginal de Operação – CMO do sistema elétrico reflete o custo de produção do último megawatt-hora gerado e despachado para atender a demanda de energia em determinado momento, podendo assumir valores que vão de zero até o custo de produção da usina mais cara disponível. O processo conhecido como despacho por ordem de mérito empilha todas as usinas de geração a partir do seu custo de operação. Encontram-se na base as usinas com custo variável unitário (CVU) igual a zero, tais como as eólicas, solares, PCHs, biomassa e as termelétricas inflexíveis²⁹. Na sequência, são enfileiradas as usinas hidráulicas de acordo com o seu custo de oportunidade (valor da água) e as termelétricas, de acordo com o seu custo de produção. Ao cruzar essa curva de oferta de energia com a da demanda, as

²⁹ São aquelas usinas térmicas que precisam ser acionadas por questões técnicas, regulatórias e/ou contratuais, independentemente do seu custo de acionamento.

usinas são acionadas por ordem de mérito, partindo do menor custo de acionamento, até que se atenda a totalidade da demanda.

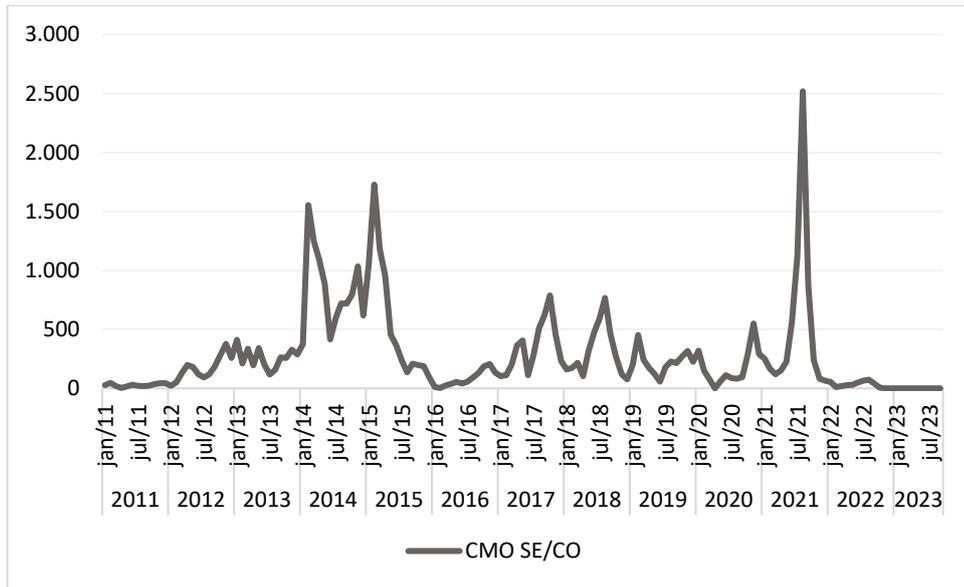
Esse despacho por ordem de mérito é feito pelo Operador Nacional do Sistema através de modelos computacionais de otimização oficiais, quais sejam, os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Esses três modelos computacionais são responsáveis por otimizar o despacho das usinas hidrelétricas e térmicas, de maneira a minimizar o custo total de operação do sistema. Desta forma, considerando uma série de variáveis de natureza estocástica, tais como a chuva e a demanda de energia futuras, o modelo busca minimizar o acionamento de usinas térmicas mais caras, ao mesmo tempo em que busca evitar o esvaziamento completo dos reservatórios das hidrelétricas ou o vertimento de água que poderia ser turbinável.

Quando o CMO do sistema é igual a zero, isso significa que toda a demanda de energia está sendo suprida por fontes de geração sem custo marginal de operação, como as eólicas, solares e hidráulicas³⁰. Já quando o CMO assume valores positivos, isso significa que há alguma usina térmica sendo utilizada para atender a demanda por mérito econômico, sendo o CMO exatamente o custo de acionamento da última usina mais cara que está atendendo à carga.

O CMO do sistema elétrico brasileiro é altamente dependente do regime hidrológico, tendo em vista a matriz ainda predominantemente hidrelétrica do país. Desta forma, em períodos nos quais a geração proveniente de fonte hidráulica, cujo custo de operação é nulo, é abundante, o custo marginal de operação também é baixo. Já nos períodos de maior escassez hídrica, quando há a necessidade de despacho de usinas termelétricas para atendimento da demanda, o custo de operação se eleva. O Gráfico 16 mostra o histórico do CMO mensal do subsistema SE/CO no período entre 2011 e 2023. Nele, é possível observar a oscilação do custo de operação ao longo dos anos, inerente a um sistema hidrotérmico. Em especial, chama-se atenção para o ano de 2021, quando o CMO atingiu o patamar de R\$ 2.519,94 no mês de agosto.

³⁰ Além das usinas termelétricas inflexíveis.

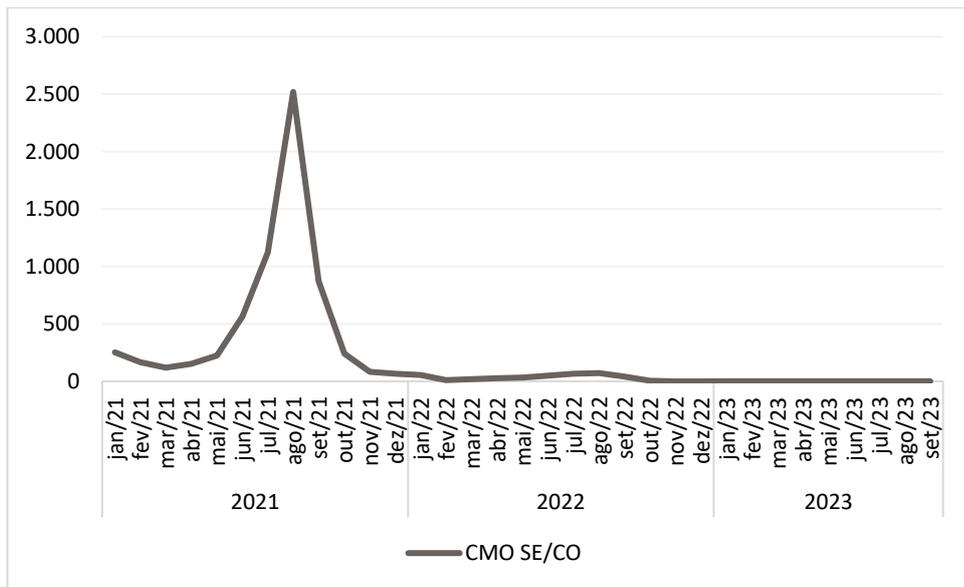
Gráfico 16 – Histórico do CMO mensal do submercado SE/CO, no período entre 2011 e 2023



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS (2023).

Com o objetivo de analisar o período mais recente objeto deste trabalho, o Gráfico 17 mostra o histórico do CMO do subsistema SE/CO nos últimos três anos (recorte do gráfico anterior):

Gráfico 17 – Histórico do CMO mensal do submercado SE/CO, no período entre 2021 e 2023

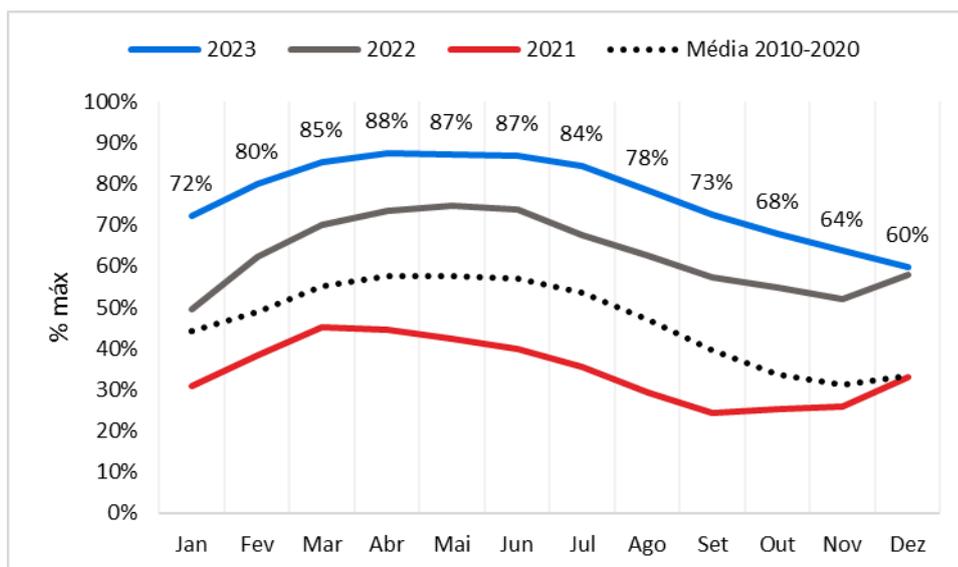


Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS (2023).

Resta claro que, em 2021, quando o país presenciou uma das mais severas crises hídricas da sua história (ONSb, 2023), o CMO atingiu valores muito elevados, reflexo da impossibilidade das usinas hidrelétricas de produzirem energia suficiente para completarem a totalidade da demanda do país (já abatida da geração das usinas não despacháveis) e da necessidade de acionamento do parque térmico para complementar a geração.

No entanto, os períodos úmidos dos ciclos 2021-2022 e 2022-2023 mostraram-se extremamente favoráveis no sentido hidrológico, sendo responsáveis pelo replecionamento dos reservatórios, pelo desligamento das usinas térmicas por mérito de custo e pela rápida redução do CMO a partir do final de 2021. Atualmente, o nível do reservatório das usinas hidrelétricas é o maior dos últimos 20 anos (ONS, 2024). O Gráfico 18 mostra a evolução do nível de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas do SIN no período recente:

Gráfico 18 – Nível dos reservatórios das UHE do SIN



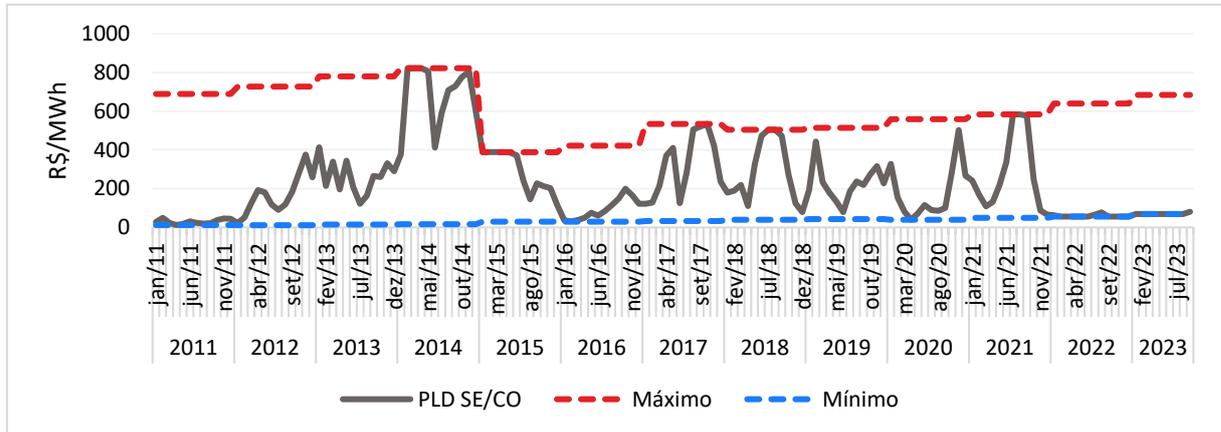
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS (2023c).

3.4.2 O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, que reflete o valor da energia no mercado de curto prazo, é baseado no Custo Marginal de Operação – CMO. O valor do PLD pode oscilar dentro de um intervalo, limitado por um valor mínimo e um valor máximo. Desta forma, o PLD é igual ao CMO quando esse se encontra dentro dos limites regulatórios. Quando o CMO é inferior ao mínimo ou superior ao máximo, o PLD é igual ao seu limite mais próximo. O Gráfico 19 mostra a evolução do PLD no período de 2011 a 2023,

evidenciando a volatilidade do preço da energia no mercado brasileiro e a sua correlação com a hidrologia:

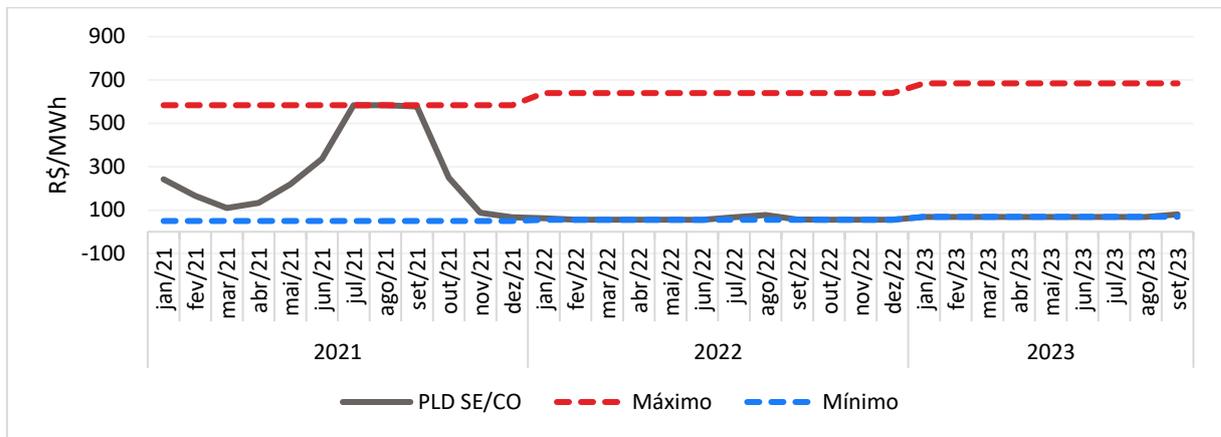
Gráfico 19 – Histórico do PLD mensal do submercado SE/CO, no período entre 2011 e 2023



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE (2023)

Assim como feito anteriormente, o Gráfico 20 apresenta um recorte do gráfico anterior, evidenciando o histórico do PLD nos últimos 3 anos. Novamente, destaca-se o ano de 2021, quando o CMO atingiu valores superiores ao valor teto do PLD nos meses de julho a setembro. No entanto, passado esse período crítico a partir de um período chuvoso extremamente favorável, é possível perceber um período prolongado de preços baixos no mercado de curto prazo brasileiro, explicitando uma operação do sistema feita através de fontes de energia de baixo custo. Durante o período entre janeiro de 2022 e setembro de 2023, que compreende 21 meses, o PLD esteve em seu nível mínimo em 16 meses, ou seja, 73% do tempo.

Gráfico 20 – Histórico do PLD mensal do submercado SE/CO, no período entre 2021 e 2023

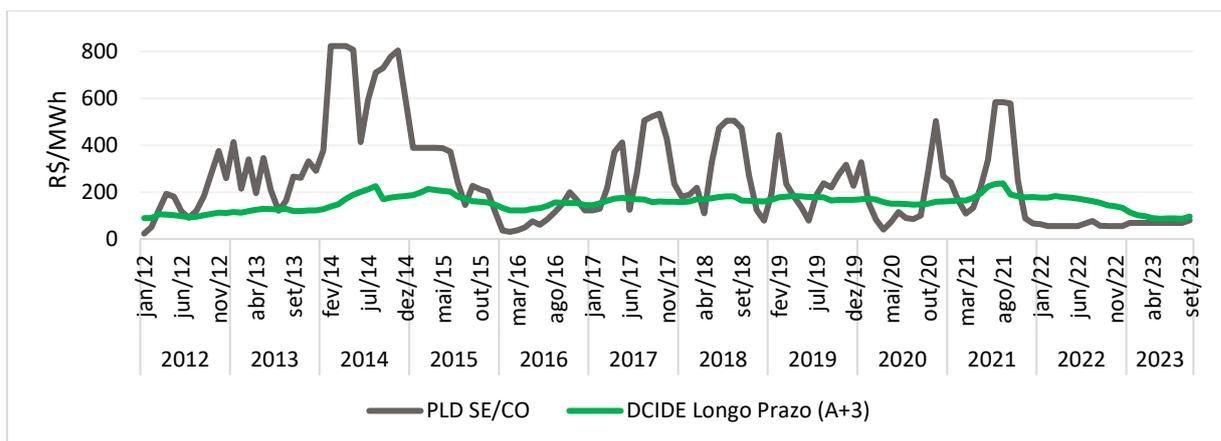


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE (2023).

3.4.3 Os preços do mercado bilateral de contratos (ACL)

A partir de dados da DCIDE³¹ (2024), é possível identificar uma correlação entre os preços praticados no mercado bilateral (ACL) e o PLD, conforme mostra o Gráfico 21. Nele, observa-se que nos momentos em que o PLD oscila positivamente, também oscilam na mesma direção os preços de longo prazo (três anos à frente), e vice-versa.

Gráfico 21 – Histórico do PLD mensal do submercado SE/CO versus o preço de mercado de longo prazo (curva forward)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da DCIDE (2024).

É necessário, no entanto, fazer uma ressalva importante sobre a dinâmica de preços e a sobra de capacidade de produção de energia observada no SIN ao longo dos últimos anos.

³¹ A DCIDE é uma empresa dedicada ao desenvolvimento de soluções de informação, processamento e modelagem quantitativa para o setor de energia elétrica. Ela reúne um *pool* das principais empresas do setor elétrico, coleta e divulga as suas estimativas de preços de mercado de energia elétrica.

Conforme já exposto, em 2021, o Brasil enfrentou uma de suas mais graves crises hídricas já registradas, levando os preços de curto prazo a atingirem o seu teto regulatório e o custo marginal de operação a superar a casa dos dois mil reais por megawatt-hora. Todavia, nesse período, já era possível observar uma grande sobra de capacidade de produção de energia no sistema, evidenciado pelo Gráfico 14. Dessa forma, infere-se que o excesso de capacidade de produção pode ser substancialmente reduzido em cenários de hidrologia muito desfavoráveis, na medida em que as hidrelétricas não conseguem gerar energia suficiente para atingir suas garantias físicas por falta de recursos naturais. O sistema brasileiro apresenta essa característica intrinsecamente estocástica, ao passo em que as usinas hidrelétricas funcionam como grandes baterias para atendimento da demanda e, por definição, são sensíveis aos ciclos hidrológicos para produção de energia.

3.5 O investimento necessário para a implantação de um empreendimento eólico

O Custo Nivelado de Energia, tradução do inglês *Levelized Cost of Energy* (LCOE), é uma metodologia de cálculo do custo de produção de energia amplamente utilizada para comparar diferentes tecnologias de geração, através de sua viabilidade e competitividade. O LCOE pode ser interpretado como o custo mínimo no qual a energia produzida por uma usina geradora deve ser vendida de forma a garantir um equilíbrio econômico durante a vida útil do projeto (SHORT et.al, 1995).

O CAPEX de um empreendimento eólico inclui custos com as estruturas, fundações, sistemas de controle, instalação de aerogeradores, dentre outros. Esse componente é influenciado pela tecnologia, pelo tempo de vida útil do projeto, pelo seu tamanho e pela sua localização geográfica. Mantidas as demais variáveis constantes, usinas com CAPEX mais elevados possuem um LCOE também mais alto.

Já o OPEX de uma usina eólica compreende os custos com a operação e manutenção (O&M) do ativo durante a sua vida útil. Ao contrário de usinas termelétricas convencionais, nas quais o custo com combustível representa uma parcela importante do seu gasto com O&M, as usinas eólicas não possuem despesas dessa natureza. Portanto, o OPEX de um empreendimento eólico abrange os custos com manutenções planejadas e forçadas, monitoramento, controle, dentre outros. Assim como o CAPEX, usinas com OPEX mais elevados possuem um LCOE também mais alto, mantidas as demais variáveis constantes.

A energia esperada que será produzida pelo projeto depende de fatores incertos, tais como o recurso eólico disponível ao longo dos anos, o fator de capacidade das máquinas instaladas, condições climáticas, perdas elétricas e restrições do sistema de transmissão/distribuição para escoamento da energia. A relação com o LCOE é negativa, uma vez que maiores valores de energia produzida implicam em menores valores de LCOE, mantidas as demais variáveis constantes.

Finalmente, a taxa de desconto é uma variável extremamente relevante, haja vista o extenso período no qual as usinas permanecem ativas, superando os 20 anos de operação. Por conta disso, torna-se importante considerar o valor do dinheiro no tempo, trazendo a valor presente os fluxos de caixa futuros do projeto. Essa variável é afetada por fatores macroeconômicos e pelo período de vida útil esperado do empreendimento analisado (SHEN et.al, 2020).

De acordo com a EPE (2021), o custo nivelado de energia de um empreendimento eólico típico no Brasil varia de R\$ 100/MWh a R\$ 180/MWh, a depender da taxa de desconto utilizada no seu cômputo. A Tabela 7 mostra as premissas financeiras utilizadas pelo Planejador:

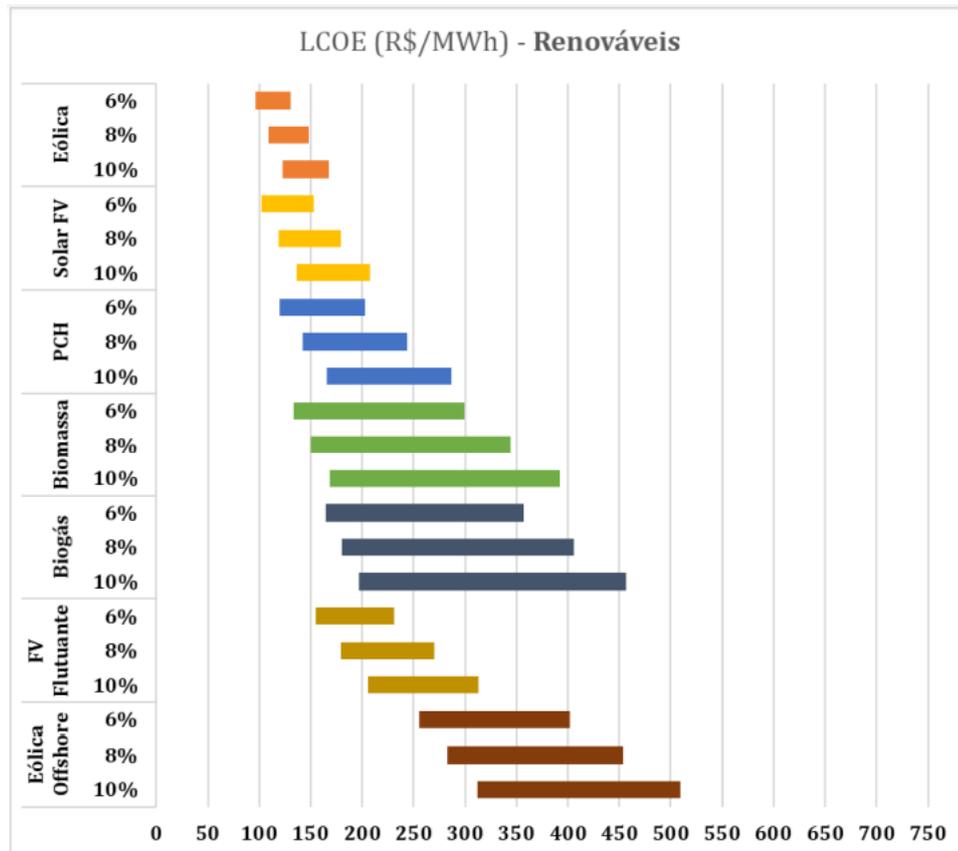
Tabela 7 – Premissas para o cálculo da Taxa de Desconto

Composição do Financiamento			
% Capital Próprio:	40%	40%	60%
% Capital de Terceiros:	60%	60%	40%
Composição da Remuneração do Capital			
Custo de Capital Próprio:	9%	13%	13%
Custo de Capital de Terceiros:	6%	7%	8%
Impostos			
IRPJ e CSSL (lucro real):	34%	34%	34%
Taxa de desconto (% a.a.) =	6%	8%	10%

Fonte: EPE (2021).

A seguir, o Gráfico 22 mostra as faixas de valores de LCOE calculados para as diversas fontes, incluindo a eólica:

Gráfico 22 – Faixas de valores de LCOE para fontes renováveis



Fonte: EPE (2021).

Pode-se perceber, portanto, que um empreendimento eólico representa atualmente a fonte de energia mais competitiva entre todas no Brasil. Esse fator contribui sobremaneira para a atratividade de investimentos para esses empreendimentos. Já segundo a IRENA (2023), o LCOE médio da fonte eólica no Brasil em 2022 era de U\$ 24/MWh³². Esse valor varia entre U\$ 17/MWh no percentil P5 e U\$ 30/MWh no percentil P95. Esse valor coloca o Brasil no topo do ranking dos países analisados com menor LCOE, na frente até mesmo da China, que apresentou LCOE médio de U\$ 27/MWh.

Neste contexto, depreende-se que o preço de energia atualmente negociado no mercado de contratos no curto e médio prazos é inferior àquele necessário para a viabilização de um novo empreendimento eólico, conforme visto na seção anterior. A descoordenação da expansão da matriz elétrica brasileira nos últimos anos, aliada a dois regimes hidrológicos extremamente favoráveis e ao crescimento exponencial da geração a partir de micro e minigeração distribuída acarretaram uma queda expressiva e rápida do preço de energia no mercado. Conclui-se, portanto, que a continuidade da expansão da fonte eólica no Brasil

³² Aproximadamente R\$ 120/MWh, com a cotação do dólar em 5 R\$/U\$.

vislumbra desafios, que precisam ser endereçados em um contexto de oportunidades globais de expansão de usinas renováveis inseridas no processo de transição energética. O próximo capítulo buscará avançar sobre possíveis oportunidades para além da contratação tradicional de energia eólica, de forma a garantir a manutenção do crescimento dessa fonte de energia barata e não poluente e manter a sua cadeia produtiva instalada no país, garantindo empregos e a garantia da transição energética.

4 DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA A EXPANSÃO DA FONTE EÓLICA NO BRASIL

A transição energética é um processo fundamental que visa a transformação do sistema energético global, buscando substituir gradualmente fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis por fontes renováveis e sustentáveis. Esse movimento é impulsionado por uma série de fatores, incluindo preocupações ambientais, a necessidade de mitigar as mudanças climáticas, a busca por maior segurança energética e a inovação tecnológica. A transição energética em curso, situada no contexto da assinatura do Acordo de Paris em 2015 e do compromisso firmado por quase 200 países na COP28 de triplicar a capacidade de produção de energia renovável até 2030, envolve a adoção de políticas públicas direcionadas e um esforço dos países para atingir de fato os seus compromissos. De acordo com a IEA (2024), apenas a China está em linha para atingir os seus objetivos até 2030, com mais de 350 GW de usinas renováveis instalados apenas em 2023. Enquanto isso, os demais países precisam acelerar o ritmo de implantação de projetos renováveis de modo a também atingi-los, tendo instalado juntos 210 GW no mesmo ano, volume inferior ao dos próprios chineses.

O Brasil possui grande potencial para eletrificação dos seus processos produtivos, quando considerada a abundância de recursos energéticos baratos disponíveis no país e o processo de transição energética em curso no mundo. Essa substituição poderá reduzir emissões e reduzir os custos da indústria nacional. No entanto, mesmo com o aumento da demanda interna de eletricidade, o potencial de crescimento da oferta de geração de energia do país a supera mesmo nos cenários mais otimistas projetados pelas instituições oficiais do setor elétrico, evidenciando a necessidade da criação de outros mecanismos de absorção de oferta que, eventualmente, nos tornem exportadores de energia elétrica verde.

Nesse contexto, o arrefecimento dos leilões centralizados de geração do mercado regulado, que foram tão importantes para o crescimento da fonte eólica no passado recente, impõe novos desafios aos empreendedores, que atualmente se arriscam na incerteza dos preços do mercado livre e dos menores prazos de contratação desse ambiente. Desta forma, ficam limitados os recebíveis estáveis de longo prazo e a demanda garantida que era proporcionada aos vencedores dos leilões.

Este Capítulo detalha o atual cenário de arrefecimento dos leilões regulados e os novos desafios impostos aos geradores eólicos em um cenário de incerteza de preços de mercado. Na sequência, são apresentadas alternativas e oportunidades para a continuidade da expansão da

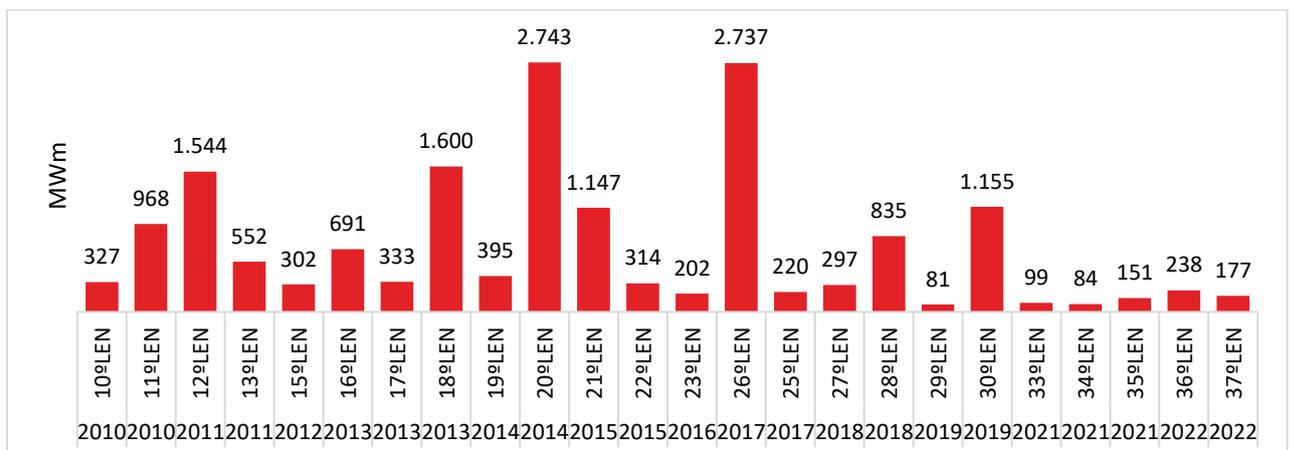
fonte eólica no Brasil, dada a necessidade de internacionalização das oportunidades de crescimento do setor eólico já em curso no cenário internacional, marcadamente através da criação de uma demanda adicional a partir da economia do hidrogênio verde e de nova oferta competitiva através das usinas híbridas e associadas e das usinas eólicas *offshore*.

4.1 O arrefecimento dos Leilões Centralizados no ACR

Conforme exposto no Capítulo 2, os leilões de geração do mercado regulado foram um importante instrumento para a expansão coordenada da matriz elétrica brasileira. O modelo de leilões garante contratos de venda de energia de longo prazo firmados junto às empresas distribuidoras, viabilizando a financiabilidade dos empreendimentos vencedores. Durante o período de 2009 a 2022, foram viabilizados mais de 20 GW de empreendimentos eólicos nos leilões do ACR, com sucessivas reduções dos preços médios de venda de energia (CCEE, 2023).

No entanto, é possível observar uma redução importante do volume de energia negociado nos últimos leilões, bem como o próprio número de certames realizados, chegando ao ponto de sua interrupção desde o ano de 2022. Esse fenômeno acontece pela falta de demanda de energia declarada pelas distribuidoras. O Gráfico 23 mostra o volume total de energia demandado pelas distribuidoras nos leilões de energia nova realizados entre 2010 e 2022:

Gráfico 23 – Volume de energia negociado em leilões de energia nova entre 2010 e 2022



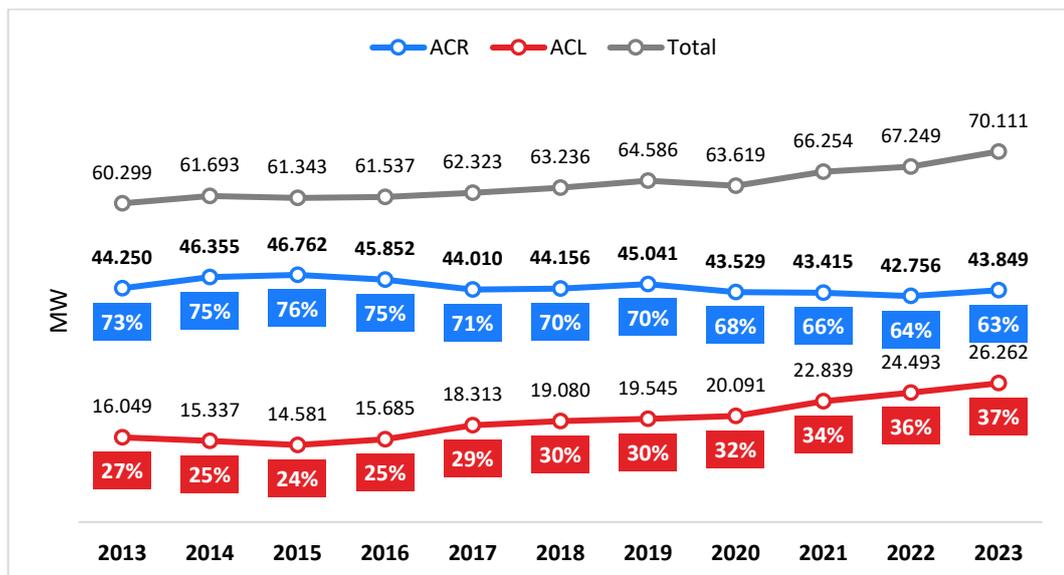
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da CCEE (2023).

Conforme explicado em detalhes no Capítulo 2, o volume de energia negociado em cada leilão é proveniente do volume declarado por cada distribuidora para atendimento futuro

do seu mercado. Desta forma, conclui-se que o arrefecimento dos leilões ao longo dos últimos anos é consequência da redução do volume de energia declarado pelas distribuidoras, causado por um conjunto de fatores enumerados a seguir.

Inicialmente, é importante destacar o papel da migração de um grande número de consumidores para o mercado livre de energia ao longo dos últimos anos, conforme exposto no segundo capítulo. Essa migração reduz o total de energia que a distribuidora deve atender em seu portfólio e, portanto, acaba reduzindo a projeção futura de demanda e a declaração da necessidade de compra de energia em leilões. O Gráfico 24 mostra a evolução da demanda de energia no Brasil por ambiente de contratação, bem como sua composição, no período de 2013 a 2023:

Gráfico 24 – Evolução da demanda de energia por ambiente de contratação



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da CCEE (2023).

É possível perceber que, apesar do aumento da demanda total de energia observada no país nos últimos anos, com destaque para 2023, o consumo de energia no ambiente regulado se encontra no mesmo patamar de 2018, e inferior à maioria dos anos da década de 2010. Já o consumo no ambiente livre cresceu mais de 7.500 MWm nos últimos cinco anos, evidenciando uma rápida mudança da composição do mercado de energia brasileiro entre seus ambientes de comercialização (CCEE, 2023).

O mercado regulado, que antes representava mais de 70% do total de consumo de energia do Brasil, atualmente representa 63%. Por outro lado, o ambiente livre vem crescendo rapidamente e já se aproxima dos 40% de participação no total de energia consumida no país.

Mantida essa tendência, as distribuidoras possuem cada vez menos necessidade de compra de energia em leilões, uma vez que precisam atender um volume menor de clientes dentro de sua carteira.

Esse movimento de migração está associado à busca dos consumidores por menores preços, maior previsibilidade de custos, possibilidade de compra de energia proveniente de fontes renováveis, dentre outros. Além disso, é preciso destacar o movimento gradual do MME de reduzir as barreiras à entrada ao ACL, conforme exposto na seção 2.4.3, que expandiu o leque de consumidores elegíveis a esse mercado. Atualmente, todos os consumidores conectados na rede de alta tensão são elegíveis a migrarem para o mercado livre.

Um segundo fator de relevante importância para o arrefecimento dos leilões do ACR é o aumento exponencial da micro e minigeração distribuída, já explicado em detalhes no Capítulo 3. Com o aumento do número de consumidores produzindo sua própria energia, fica reduzida a necessidade de compra pelas distribuidoras, impactando diretamente a dinâmica de leilões.

Esse conjunto de fatores explica a atual paralisação da realização de leilões de energia nova por parte do poder concedente desde 2022, com a manutenção dessa tendência ao longo dos próximos anos. O volume de energia comprado pelas distribuidoras nos últimos leilões se mostrou superior à sua efetiva demanda, causada em partes pelos fatores enumerados acima, o que implica em uma sobra de energia contratada no seu portfólio de contratos.

A principal consequência desse fenômeno para os investimentos em energia eólica é o fim da garantia de demanda proporcionada pelos contratos de longo prazo junto às distribuidoras, que também garantiam um fluxo de recebíveis estável ao longo da vida útil do projeto que viabilizava a sua financiabilidade. Dessa forma, fica evidente a nova tendência de viabilização de empreendimentos no mercado livre, com contratos firmados a preços de mercado, prazos e contrapartes livremente negociados. Mais uma vez, frisa-se que os contratos firmados no ACL costumam ter o período de fornecimento muito inferior aos contratos do ambiente regulado, com mais de 80% dos PPAs com prazo inferior a 6 anos em 2022 (CCEE, 2022).

Nesse contexto, espera-se que uma nova gama de arranjos comerciais e negócios inovadores continue viabilizando novos empreendimentos eólicos no Brasil, tais como aqueles que alimentarão a economia do hidrogênio verde e as usinas instaladas em alto mar. Atualmente, o país representa um dos principais *players* de energia eólica no mundo,

apresentando vantagens comparativas importantes que o colocam em posição privilegiada em termos de energia produzida por megawatt instalado (alto fator de capacidade) e uma cadeia produtiva já instalada e madura, com reflexos diretos nos custos de implantação. Nessa toada, as especificidades do Brasil o colocam no centro da discussão global sobre a necessidade de aumentar a capacidade de geração renovável do mundo, de modo a reduzir a emissão dos gases do efeito estufa e neutralizar o aumento da temperatura do planeta.

4.2 O Hidrogênio Verde no Brasil e a expansão da energia eólica

4.2.1 O Hidrogênio como combustível

A economia mundial depende de formas convenientes, limpas, seguras, eficientes e versáteis de energia que possam ser entregues ao consumidor final. Os portadores de energia, também chamados de energéticos, permitem a transferência e o uso eficiente de energia em diferentes formas e locais, tais como a eletricidade, o hidrogênio, o gás natural, o óleo e o carvão. A eletricidade é um portador de energia bastante eficiente, pois pode ser produzida através de diferentes fontes e transportada por longas distâncias. Similarmente, o hidrogênio também é um energético limpo e versátil, atuando de forma complementar à energia elétrica. No entanto, as fontes de energia que são utilizadas para sua produção geralmente são provenientes de combustíveis fósseis e, portanto, emissoras de CO₂ (SHERIF et.al, 2005).

A busca pela redução da emissão de gases do efeito estufa por todo o planeta tem levado as economias mundiais a buscarem substituir os combustíveis fósseis por fontes de energia limpas e renováveis. Uma das alternativas encontradas para viabilizar essa transição energética é através do uso do hidrogênio em processos industriais e como combustível alternativo àqueles derivados de fontes fósseis. Isso acontece uma vez que o hidrogênio é um elemento químico transportador de energia com usos importantes, que pode ser armazenado por longos períodos, podendo ser utilizado como combustível, queimado para produzir altas temperaturas na indústria e também combinado a outros elementos em reações químicas (TEIXEIRA et.al, 2022).

O hidrogênio verde, como é chamado quando produzido no processo de eletrólise³³ a partir da geração de energia proveniente de fontes renováveis, constitui-se como umas das tecnologias mais promissoras no caminho de descarbonização das economias, sendo

³³ A eletrólise consiste na separação da molécula de água (H₂O) nos seus átomos constituintes hidrogênio (H₂) e oxigênio (O₂), utilizando eletricidade.

necessário para a consecução das metas do Acordo de Paris no horizonte 2050 e dos compromissos firmados na COP28 (BEZERRA, 2021; EPE, 2021; IRENA, 2024).

Nesse contexto, algumas características tornam o hidrogênio tão importante na transição para uma economia de baixo carbono. O hidrogênio é o elemento mais abundante, leve e simples do universo, possuindo algumas características que o tornam um excelente portador de energia. Ele pode descarbonizar processos industriais e setores econômicos intensivos em emissões, como transportes pesados, aviação, aquaviário, siderurgia e fertilizantes (EPE, 2021; HASSAN et.al, 2023). Esse combustível é comumente utilizado em refinarias, na indústria química para sintetizar compostos químicos (amônia, metanol, etc.) e em processos metalúrgicos (SHERIF et.al, 2005).

A Comissão Europeia publicou em 2020³⁴ uma classificação dos tipos de hidrogênio, que varia de acordo com o seu processo produtivo, e com a sua sustentabilidade. A molécula do hidrogênio é quimicamente simples e homogênea, sem variações de qualidade, composta por apenas dois átomos de hidrogênio. Isso faz com que diferenças de preço (como uma espécie de “prêmio”), a depender da sua origem de produção, não alterem a natureza intrínseca de homogeneidade química da molécula de H₂, a qual é indistinta da fonte que a produziu (EPE, 2021). Pode-se traçar um paralelo com a energia incentivada criada no arcabouço legal do setor elétrico brasileiro, na qual a eletricidade proveniente de fontes de geração renováveis possui um ágio de preço em relação à energia convencional, sem que o átomo da energia elétrica em si possua qualquer tipo de diferenciação material.

Segundo Bezerra (2021) e Teixeira et.al (2022), recentemente a literatura tem utilizado um código de cores para simplificar a classificação do hidrogênio de acordo com a fonte de energia utilizada na sua produção. O hidrogênio preto ou marrom é aquele produzido a partir de carvão mineral, sem captura, utilização e sequestro de carbono³⁵. O hidrogênio cinza é aquele produzido a partir de combustíveis fósseis, principalmente gás natural, e também sem captura de carbono. Essa é a forma de produção mais utilizada atualmente. Já o hidrogênio azul é também produzido através de combustíveis fósseis, com prevalência do gás natural, mas com emprego de captura de carbono. Finalmente, o hidrogênio verde (ou renovável) é aquele produzido por eletrólise, com a eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis. A EPE (2021) enfatiza que existem também outras menções na literatura, como o

³⁴ In: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. European Commission, Bruxelas, 08 jul. 2020. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf. Acesso em: 16 nov. 2021.

³⁵ O processo de captura de carbono consiste na reutilização do gás carbônico resultado do processo de produção (CCUS).

hidrogênio branco, referente ao hidrogênio natural ou geológico, e o turquesa, obtido pelo craqueamento térmico do metano sem emissão de CO₂.

No entanto, destaca-se que nem sempre os critérios para classificação da origem de produção do hidrogênio são os mesmos, haja vista que diferentes publicações utilizam certas cores para designar hidrogênio produzido por processos distintos. Portanto, não existe ainda uma taxonomia de rótulos definitiva e robusta para classificar as rotas de produção do hidrogênio, tratando-se usualmente de jargões de mercado (EPE, 2021).

A produção do hidrogênio verde é influenciada especialmente por quatro fatores, quais sejam: (i) o custo de investimento da planta de eletrólise e do eletrolisador; (ii) o custo de produção de energia advinda de fonte renovável; (iii) o fator de capacidade e a eficiência do conjunto gerador-eletrolisador; e finalmente (iv) a vida útil do sistema. Vale destacar que o componente custo de eletricidade representa quase 70% do custo total de produção, fator chave no qual o Brasil pode se destacar frente aos demais países do mundo, dada a competitividade de custos e recursos da fonte eólica observada no país (TEIXEIRA et.al, 2022).

Atualmente, a produção de hidrogênio a partir de eletrólise ainda é incipiente, representando menos de 1% do total de hidrogênio produzido no mundo (IEA, 2021 apud BEZERRA, 2021). Isso acontece uma vez que as tecnologias de produção de hidrogênio de baixo carbono ainda não possuem custos competitivos, necessitando de políticas que garantam o estabelecimento de mercados de hidrogênio limpo. Segundo Siffert e Rocha (2023), não há sinais econômicos que induzam empresas a pagarem por um prêmio por produtos verde, de forma que se faz necessário a precificação do carbono para que os sinais de preço promovam mudanças nos preços relativos entre os produtos verde e cinza. Atualmente, a forma mais barata de produção de hidrogênio é por meio da reforma a vapor do metano contido no gás natural, com vantagens competitivas para os Estados Unidos, o Oriente Médio e a Rússia (TEIXEIRA et.al, 2022).

Contudo, segundo as estimativas da IEA (2024), esse cenário deve se inverter rapidamente, com a eletrólise assumindo a liderança do processo produtivo já em 2030. Segundo projeções da instituição, para se alcançar o cenário *net zero emissions* em 2050, o consumo de hidrogênio do mundo deve atingir 200 milhões de toneladas em 2030, 400 milhões de toneladas em 2040 e 530 milhões de toneladas em 2050, número seis vezes superior ao observado em 2020. Para tanto, serão necessárias profundas mudanças nos processos de produção e de consumo global de hidrogênio, representando uma oportunidade

única para expansão da fronteira da energia eólica no mundo e no Brasil. Além disso, segundo o GWEC (2023), os custos de produção do hidrogênio verde podem se equiparar ao do hidrogênio azul já a partir dos primeiros anos da década de 2030.

Atualmente, a China concentra metade da capacidade global de produção de hidrogênio a partir de eletrólise, com mais de 1,2 GW. Além disso, o país possui mais de 40% dos projetos de eletrólise que alcançaram o estágio de decisão final de investimento. Outros países da Europa e da América do Norte estão disponibilizando financiamento governamental para a viabilização de projetos de hidrogênio verde, tais como o *US Hydrogen Production Tax Credit*, o *EU Important Projects of Common European Interest* e o *UK Low Carbon Hydrogen Business Model* (IEA, 2023).

A União Europeia (UE) desenvolveu um plano ambicioso incluindo esse recurso energético, com o objetivo de instalar 6 GW de eletrolisadores de hidrogênio verde até 2024 e pelo menos 40 GW até 2030, além de toda a infraestrutura necessária. Para tanto, esperam-se investimentos da ordem de 180 a 470 bilhões de euros até 2050, com suporte de instituições públicas como o próprio orçamento da UE e o Banco de Investimentos Europeu.

O Japão também possui um plano ambicioso, anunciado em 2017, com o objetivo de ter até 200 mil veículos elétricos com células de combustível e 320 estações de reabastecimento de hidrogênio até 2025. O país planeja, no entanto, explorar parcerias internacionais para importação de hidrogênio (HASSAN et.al, 2023). Nesse contexto, estimam-se mais de 9 trilhões de dólares americanos em investimentos na cadeia do hidrogênio verde no mundo até 2050, sendo mais de um terço desse montante destinado a países em desenvolvimento. Desse total, 49% seriam destinados ao segmento *upstream* (geração de energia solar e eólica), 25% ao *midstream* (eletrolisadores), e o restante ao segmento *downstream* (transporte e conversão) (SIFERT, ROCHA, 2023).

Vale destacar que, atualmente, mais de 41 países possuem uma estratégia vigente de expansão da economia do hidrogênio, mas apesar do forte *momentum* político, a real implantação dos projetos ainda não está decolando (IEA, 2023). A regulação de atributos do hidrogênio e a sua certificação ainda se constitui como um importante obstáculo, com divergências entre países que resultam em uma fragmentação do mercado. Segundo a IEA (2023), é necessário que os países avancem em ações que encorajem iniciativas por parte do setor privado, como leis que exijam a adoção de hidrogênio de baixas emissões em aplicações já existentes. Adicionalmente, é preciso considerar os desafios da transição de projetos de escala reduzida para aqueles de grande escala, necessitando de uma abordagem holística e

estratégica. O salto para grandes projetos exige um investimento massivo na infraestrutura de transporte e armazenamento, além de marcos regulatórios bem definidos e a preocupação ambiental com as instalações (HASSAN et.al, 2023).

Além disso, segundo Hassan et.al (2023), o alto custo de produção ainda representa o maior desafio para o crescimento do hidrogênio verde no Brasil e no mundo. Ao passo em que os custos de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis estão caindo substancialmente, ainda se fazem necessários investimentos na infraestrutura de produção, armazenamento e transporte do hidrogênio. Por conta disso, o potencial do hidrogênio verde de alavancar a demanda de energia no médio e longo prazo só poderá ser atingido quando os formuladores de políticas públicas, bem como os investidores e a própria sociedade, investirem recursos e pesquisa na superação desses obstáculos.

4.2.2 O Hidrogênio Verde e energia eólica no Brasil

Ao longo das últimas décadas, o governo brasileiro incentivou a pesquisa de fontes alternativas de energia, incluindo o hidrogênio. Nos anos 1970, o governo criou programas para o estudo e desenvolvimento de combustíveis alternativos em decorrência dos choques do petróleo, incluindo o Laboratório de Hidrogênio (LH2) em 1975. Esse laboratório, vinculado à Universidade Estadual de Campinas, objetivava pesquisar a produção de hidrogênio e sua utilização em motores a combustão (LAMEIRAS, 2019 apud TEIXEIRA et.al, 2022). Em 2002, o Ministério de Ciência e Tecnologia lançou uma rede de P&D de hidrogênio e pilhas a combustível, que a partir de 2005 seria chamada de Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio (ProH2).

Recentemente, o governo brasileiro vem retomando a agenda de programas e políticas relacionadas ao hidrogênio. Entre 2013 e 2018, foram utilizados R\$ 34 milhões em 91 projetos de P&D relacionados ao hidrogênio a partir dos programas da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP) e do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) (TEIXEIRA et.al, 2022).

Em 2020, o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050) apontou o hidrogênio como uma tecnologia disruptiva, capaz de contribuir sobremaneira na descarbonização da matriz energética nacional. O Plano traz uma série de recomendações, das quais destaca-se o adequado desenho do arcabouço jurídico-regulatório para atração de tecnologias aplicáveis à cadeia do hidrogênio (produção, transporte, armazenagem e consumo). Já em 2021, o CNPE

publicou duas resoluções³⁶ com implicações positivas para o desenvolvimento do hidrogênio no Brasil, orientando a priorização dos recursos de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL e da ANP para o hidrogênio e propondo as diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2). Esta conjunção de fatores demonstra a preocupação do Brasil no desenvolvimento da cadeia produtiva do hidrogênio e a atração de investimentos para esse setor (BEZERRA, 2021).

Segundo CASTRO et.al (2021) e Bezerra (2021), o Brasil apresenta vantagens competitivas em relação aos demais países para a produção do hidrogênio verde, em razão de importantes fatores. Primeiramente, destaca-se o vasto potencial do país para a expansão de usinas eólicas e solares, tendo em vista que a energia elétrica representa cerca de 70% do custo de produção do H₂V no processo de eletrólise. A predominância das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, associada a seus custos decrescentes, coloca o país em franca vantagem em relação a outros países. Além disso, a confiabilidade do modelo regulatório nacional para contratação de novas centrais de geração, explicitada através do sucesso dos leilões centralizados do ACR e da franca expansão do mercado livre sinalizam importante estabilidade ao investidor.

Ressalta-se ainda a posição geográfica privilegiada para o futuro comércio mundial de hidrogênio e seus derivados (TEIXEIRA et.al, 2022), com destaque para a disponibilidade de portos oceânicos e complexos industriais associados, tais como os complexos de Pecém e Camaçari e os portos de Açu e Macaé, que devem se qualificar como *hubs* de produção e exportação de hidrogênio verde. Vale destacar ainda o pioneirismo do estado do Ceará nas ações para consolidação de um *HUB* de hidrogênio verde no Complexo Industrial e Portuário de Pecém, a partir da assinatura de diversos protocolos de intenção entre o Governo do Estado e *players* internacionais e nacionais interessados em investir na cadeia produtiva do hidrogênio, incluindo empresas tradicionais de energia elétrica (BEZERRA, 2021).

Finalmente, alia-se aos demais fatores a alta capacidade de financiamento do país para apoiar o desenvolvimento desta indústria, através de linhas de financiamento do BNDES e da emissão de debêntures incentivadas no setor privado, ambos instrumentos que já se mostraram bem-sucedidos nos setores de geração e transmissão de energia (CASTRO et.al., 2021). Por conta desses fatores, de acordo com Teixeira et.al (2022), o Brasil figura como uma das regiões mais propícias para a produção de hidrogênio verde do mundo, ao lado da China, da Austrália e do continente africano.

³⁶ Resolução CNPE nº 02 de 2021 e Resolução CNPE nº 06 de 2021.

Ao contrário do Brasil, grande parte dos países desenvolvidos, como por exemplo aqueles que compõem a União Europeia, não possuem um potencial de recursos renováveis suficiente para atingir suas metas de descarbonização e atendimento à demanda interna de energia. Por conta disso, a estratégia adotada por esses países é interagir com um conjunto de potências produtoras e exportadoras de H₂V. Estima-se que a produção interna de H₂V na Alemanha, em 2030, será responsável por atender a apenas 15% da sua demanda interna, restando aos demais 85% a importação de outros países produtores (CASTRO, SANTOS, 2021).

Atualmente, já foram anunciados mais de 25 bilhões de dólares americanos de investimentos em usinas para produção de hidrogênio verde no Brasil, a maioria localizada nos complexos industriais de Pecém (CE), Suape (PE) e Açú (RJ), através de memorandos de entendimento e pré-contratos. No porto de Pecém, destacam-se os empreendimentos voltados para a exportação de hidrogênio verde e seus derivados para a Europa. Já no porto de Suape destaca-se a iniciativa *TechHub* Hidrogênio Verde, que visa transformar o complexo industrial em um espaço de pesquisa, desenvolvimento e inovação. Finalmente, o porto do Açú se sobressai pelo potencial de atender a demanda interna por hidrogênio, sendo um agente importante na descarbonização da indústria brasileira (TEIXEIRA et.al, 2022).

Castro e Siffert (2021) destacam o papel central do hidrogênio verde no deslocamento do teto de crescimento das fontes renováveis no Brasil. Uma vez que o hidrogênio, em sua forma líquida, torna-se uma *commodity* transacionável (*tradeable*), a capacidade de crescimento das centrais geradoras renováveis no país deixa de ser limitada apenas pela demanda interna, atravessando a fronteira de expansão na direção dos mercados importadores dessa mercadoria. Na mesma direção, Siffert e Rocha (2023) salientam que caberá ao Brasil uma parcela maior ou menor dos investimentos maciços em hidrogênio verde, a depender da capacidade do país de transformar a oportunidade aberta pela transição energética em investimento e desenvolvimento. Objetivamente, o desafio consiste na capacidade de formular e executar políticas públicas que permitam materializar as vantagens competitivas já expostas acima.

Um estudo recente da Fundação Fraunhofer (HANK et.al, 2023 apud SIFFERT, ROCHA, 2023) analisou a competitividade de diversos países na exportação de derivados do hidrogênio verde, incluindo o Brasil, tomando como referências os custos de produção no Rio Grande do Norte, na Bahia e no Rio Grande do Sul. Nesse estudo, são identificados parâmetros críticos que impactam na competitividade do Brasil em relação aos demais países

no desenvolvimento da indústria do hidrogênio verde. O Brasil figura como o mais competitivo na produção e exportação de hidrogênio líquido e de amônia verde, apresentando o menor custo nivelado para esses produtos. Conforme já exposto, os fatores que elevam a competitividade do país são a boa performance na produção de energia pelas fontes eólica e solar, com baixos LCOE, a complementariedade dessas fontes, que permitem ao eletrolisador operar com elevado fator de capacidade em sistemas *off-grid*³⁷, a indústria local de energia eólica já estabelecida e consolidada e o relativamente baixo custo de capital entre os países emergentes (HANK et.al, 2023 apud SIFFERT, ROCHA, 2023).

Diante desse cenário, restam claras as vantagens competitivas do Brasil na corrida pela indústria do hidrogênio verde, possuindo enorme potencial para atração dos vultuosos investimentos esperados para essa rota tecnológica ao longo dos próximos anos. Esses investimentos, por sua vez, possuem potencial para alavancar a demanda interna de energia e, por consequência, os investimentos em energia eólica. O quanto o país será capaz de atrair e absorver o interesse do investidor dependerá da sua capacidade em formular e executar políticas públicas que fomentem toda a cadeia do hidrogênio verde. Nesse contexto, a energia eólica se apresenta como peça-chave para o país, ao possuir o menor LCOE dentre as fontes de produção de energia (EPE, 2021), elevado fator de capacidade e uma indústria local de produção de equipamentos sólida e consolidada, incluindo a logística necessária para o transporte dos equipamentos por grandes distâncias na região Nordeste.

Sendo assim, o hidrogênio verde representa um grande potencial para a continuidade da expansão da energia eólica no Brasil no atual cenário de potencial sobra de energia do sistema e de expectativa de baixos preços para os próximos anos. Isso acontece uma vez que surgem novas formas de rentabilizar um projeto de geração de energia eólica a partir dessa nova demanda, não mais circunscrito à necessidade de contratação de energia através dos mercados livre e regulado, mas também exportando essa energia através de produtos transacionáveis.

4.3 A integração das usinas eólicas e solares – os empreendimentos híbridos e associados

Usinas híbridas são caracterizadas pela agregação de duas tecnologias distintas no mesmo sítio, proporcionando sinergias entre as fontes e ganhos para o investidor. Segundo Ahlstrom et. Al (2021) *apud* de Paiva (2022), usinas de recursos híbridos são definidas como:

³⁷ Um sistema *off-grid* é aquele em que não há conexão com a rede de energia, ou seja, toda a energia elétrica consumida por uma instalação é produzida localmente em uma usina instalada no mesmo sítio, que alimenta diretamente a unidade consumidora.

(i) constituídas de múltiplas tecnologias de energia e (ii) as quais são vistas e aplicadas em seus sistemas e mercados como um único recurso. Alguns exemplos de combinações de fontes em um mesmo empreendimento são a eólica com solar fotovoltaica, hidráulica com solar flutuante, biomassa com gás natural e carvão com biomassa (EPE, 2018).

Neste contexto, nota-se que diferentes arranjos e configurações são apresentadas genericamente como usinas “híbridas”. Deve-se, no entanto, diferenciar o conceito de usina híbrida *strictu sensu* com o de usinas adjacentes. Segundo a EPE (2018), usinas adjacentes são aquelas construídas muito próximas entre si, algumas vezes no mesmo terreno, mas cada uma contratando uma capacidade de uso da rede de transmissão compatível com a sua potência. Esse arranjo pode proporcionar ganhos no custeio com o terreno ou sinergias de O&M mas, sob o ponto de vista do sistema, são consideradas duas usinas distintas.

No Brasil, o primeiro exemplo de usina adjacente é o Complexo Fontes, localizado na cidade de Tacaratu/PE, inaugurado em 2015 e de propriedade da empresa Enel Green Power. Esse projeto é composto pelo parque eólico Fontes dos Ventos, com 80 MW de capacidade instalada, e as usinas solares Fontes Solar I e II, com 11 MW de potência, instalada de forma contígua aos aerogeradores (TRANNIN, 2016). No entanto, esse complexo foi construído em data anterior à regulamentação de usinas híbridas no Brasil, o que implicou na contratação individual do montante de uso da rede por cada empreendimento separadamente. Ainda assim, de acordo com Trannin (2016), a hibridização das usinas permitiu uma otimização de recursos, uma vez que ambas as tecnologias utilizam a mesma subestação e linha de transmissão, gerando economias de escala e de escopo que implicam na redução do custo médio de geração. A Figura 2 mostra a vista aérea das usinas adjacentes Fontes dos Ventos e Fontes Solar, na qual é possível observar a proximidade da instalação dos painéis solares e de parte dos aerogeradores que compõem o complexo em tela.

Figura 2 – Vista área do Complexo eólico-fotovoltaico Fontes (Tacaratu/PE)



Fonte: Bing Mapas

Já as usinas propriamente “híbridas” se desdobram em duas soluções, quais sejam, as usinas associadas e as usinas híbridas *strictu sensu*. Em ambos os casos, caracterizam-se como “híbridas” pois compartilham física e contratualmente o uso da rede de transmissão, ou seja, o montante de uso do fio contratado pode ser menor do que a soma da potência das centrais que a compõe. No entanto, no primeiro grupo, há uma separação da medição das duas fontes de energia, sendo possível identificar a origem da produção de energia de uma fonte e de outra. Já no caso das usinas híbridas *strictu sensu*, a medição do complexo gerador é unificada, não sendo possível segregar a produção de energia proveniente de cada uma das diferentes fontes. Neste caso, considera-se apenas como uma única central geradora (EPE, 2018).

Neste sentido, conforme exposto no Capítulo 1, a geração eólica no SIN apresenta uma sazonalidade na produção anual bem definida, gerando mais energia durante os meses do período seco e reduzindo significativamente sua produção nos meses do período úmido. Além disso, também frisou-se a variabilidade horária da produção, que não pode ser negligenciada. Por conta disso, de acordo com a EPE (2018), a combinação das fontes eólica e solar fotovoltaica possibilita uma otimização de custos de operação e investimento, devido à menor incidência de ventos diurnos em algumas regiões do país. A combinação das energias solar e eólica assegura maior estabilidade de produção e reduz os efeitos provocados pela variação das condições climáticas.

Tendo em vista que a variabilidade da produção de energia em parques eólicos e solares traz incertezas que podem afetar sobremaneira o fluxo de caixa dos empreendimentos

individuais, a sua combinação pode implicar na mitigação do risco de produção e de exposições financeiras em diferentes horas do dia.

O principal benefício da associação de usinas eólicas e solares é a redução dos custos associados à contratação de uso da rede de transmissão e distribuição que, conforme exposto no Capítulo 2, compõem uma parcela significativa dos custos de O&M de um empreendimento de geração. Até o momento de regulamentação do tema pela ANEEL, que resultou na publicação da Resolução Normativa nº 954/2021, a regra para contratação do uso do sistema de transmissão estabelecia que o montante de uso da rede deveria ser maior ou igual à potência da central geradora abatida da sua carga própria (ANEEL, 2015). Desta forma, quaisquer empreendimentos cuja fonte de energia primária fosse distinta e, portanto, objetos de outorgas distintas, eram obrigados a contratar um montante de uso da rede igual à soma de suas potências líquidas, ignorando eventual complementariedade existente.

Contudo, nos momentos em que a geração das usinas é baixa ou nula, há capacidade ociosa no sistema de transmissão. Nos casos em que há complementariedade entre as fontes, como no caso em tela entre um parque eólico e um solar fotovoltaico, é possível mitigar tal ociosidade. A fonte eólica no Brasil, que possui perfil de geração predominantemente noturno, abre espaço para que a geração fotovoltaica preencha eventual ociosidade da rede com sua geração diurna. Outros benefícios da associação de usinas eólicas e solares podem ser ainda elencados, tais como a otimização do mesmo espaço físico, as sinergias de operação e o compartilhamento dos equipamentos do sistema de interesse restrito³⁸ (EPE, 2018). Todos esses fatores juntos implicam em ganhos de escala que reduzem o LCOE das fontes em conjunto.

Por outro lado, existem também limitações para esse tipo de empreendimento, que precisam ser corretamente dimensionadas pelos empreendedores para mitigação dos riscos associados. A hibridização busca atingir um volume ótimo de contratação do uso da rede e de uso dos equipamentos de transmissão e transformação, de forma a acomodar a geração de ambas as fontes em todos os momentos. No entanto, é possível que, em momentos de alta geração simultânea das fontes eólica e solar, haja necessidade de corte de geração, configurando o processo conhecido como *curtailment*. Segundo a EPE (2018), há níveis de corte que maximizam a penetração de fontes renováveis e que minimizam o custo total de geração, de forma que algum nível de corte pode ser perfeitamente admitido.

³⁸ As instalações de interesse restrito são subestações e linhas de transmissão, em qualquer nível de tensão, pertencente ao próprio empreendedor que conecta a sua usina ao sistema de transmissão e distribuição (ANEEL, 2021).

Em novembro de 2021, foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021, que estabelece tratamento regulatório para a implementação de centrais geradoras híbridas (UGH) e centrais geradoras associadas. O tema foi objeto de longo processo de contribuição junto aos agentes setoriais, por meio de Consultas Públicas, Tomadas de Subsídio e Análise de Impacto Regulatório.

O Regulador definiu uma central geradora híbrida como uma instalação de produção de energia elétrica a partir da combinação de diferentes tecnologias, com medições distintas por tecnologia ou não, objeto de outorga única. Já as centrais associadas são duas ou mais instalações de geração a partir de diferentes tecnologias, com outorgas e medições distintas, mas que compartilham fisicamente e contratualmente o uso do sistema de transmissão. Nesse sentido, é possível concluir que as definições instituídas pela ANEEL na regulamentação estão atinentes àquelas definidas anteriormente pela EPE (2018).

Antes mesmo da regulamentação definitiva do tema de usinas híbridas pela ANEEL, o Regulador autorizou, em caráter de projeto piloto, a implantação da UFV Sol do Piauí, de propriedade da empresa Auren, com 48 MW de capacidade instalada. Essa UFV seria associada a sete parques eólicos da companhia, localizados no município de Curral Novo do Piauí/PI, e que somam 206 MW de potência, com medição individualizada por fonte. Nesse arranjo, o empreendedor limita a geração solar que excede o valor total de injeção de potência contratada pelas eólicas em tela. Dessa forma, a usina solar não contrataria MUST adicional ao já contratado pelo complexo eólico. Sendo assim, buscar-se-ia suprir a capacidade ociosa do sistema de transmissão nos momentos de baixa geração eólica com geração proveniente da usina solar (ANEEL, 2021). O projeto entrou em operação em janeiro de 2024.

Maia (2021) apresenta um estudo de caso teórico de uma usina híbrida eólico-fotovoltaica no Ceará, em um arranjo composto por 160 MW de capacidade eólica (80%) e 40 MW de capacidade solar (20%), totalizando 200 MW de capacidade instalada do complexo. Para tanto, foram utilizadas premissas próprias de CAPEX, OPEX, PLD, produção de energia e financiamento baseadas em simulações, séries históricas e referências de *players* do setor. Os resultados encontrados mostram que há ganhos sinérgicos com o desenvolvimento do arranjo híbrido, uma vez que o VPL do projeto híbrido se mostrou superior à soma dos VPLs dos empreendimentos desenvolvidos separadamente, corroborando a atratividade do processo de hibridização.

Nesse cenário, fica evidente que a hibridização de usinas, especialmente na modalidade de usinas associadas, pode ser responsável por reduzir as despesas de operação e

manutenção de usinas eólicas e solares fotovoltaicas, na medida em que compartilham fisicamente as instalações de transmissão e contratualmente o pagamento pelo uso da rede. Para além desse importante fator de redução dos custos de O&M, é preciso destacar mais um aspecto importante de usinas eólico-solares associadas. A geração dessa usina combinada, ao apresentar uma curva de produção mais uniforme e menos intermitente, agrega sobremaneira valor ao seu “produto”, tornando-o mais firme e flexível. Nesse caso, a usina torna-se candidata a oferecer serviços ancilares ao sistema e, portanto, ser remunerada por eles³⁹.

Sendo assim, os complexos híbridos eólico-fotovoltaicos constituem uma importante e promissora solução para a continuidade do processo de expansão da energia eólica no Brasil, na medida em que otimizam a estrutura de custos do empreendimento, mitigam o risco de produção a partir de duas fontes de energia complementares, tornando as duas tecnologias de produção de energia atualmente mais baratas ainda mais competitivas.

4.4 A energia eólica *offshore*

Ainda que o Brasil ainda possua uma abundância de recursos eólicos em terra firme que ainda podem ser explorados, com custos competitivos e uma cadeia de produção consolidada, a indústria eólica em alto mar (*offshore*) começa a despontar como um caminho atrativo ao olhar dos investidores, considerando a disponibilidade de recursos naturais do país e a *expertise* na instalação de projetos eólicos *onshore*. De acordo com o GWEC (2023), essa tecnologia será capaz de substituir rapidamente os combustíveis fósseis, além de impulsionar a produção de hidrogênio verde.

Segundo a EPE (2020), o Brasil apresenta um potencial técnico de cerca de 700 GW para construção de parques eólicos *offshore* em áreas com profundidade de até 50 metros. Com mais de 8.000 quilômetros de costa marítima com fortes ventos oceânicos, o país está inserido em um mercado que vem se expandindo internacionalmente, ganhando escala, aprendizado e inovação, levando à queda nos custos de implantação e ao aumento do interesse dos empreendedores em desenvolver esse tipo de projeto no Brasil. De acordo com o GWEC (2023), o Brasil já recebeu propostas para a instalação de mais de 170 GW de projetos eólicos *offshore*, evidenciando sua potencialidade e o apetite dos investidores nessa tecnologia. No entanto, apenas o potencial técnico não é suficiente para estimular o desenvolvimento da energia eólica *offshore* no país.

³⁹ No Brasil, ainda não há um mercado maduro de prestação de serviços ancilares, que atualmente são remunerados por um preço regulado definido pela ANEEL. No entanto, o surgimento desses novos arranjos de usinas pressiona os legisladores e reguladores a modernizarem o arcabouço legal-regulatório do setor elétrico.

Os aerogeradores instalados em projetos eólicos *offshore* utilizam uma tecnologia semelhante à dos projetos em terra, porém possuem algumas vantagens. Dentre elas, destacam-se a capacidade de explorar ventos com velocidades maiores e mais constantes, com menor turbulência, resultando em turbinas maiores e com melhores indicadores de desempenho (IEA, 2018 apud EPE, 2020). Desta maneira, as turbinas projetadas para uso em alto mar são maiores em termos de altura e em área de varredura, possibilitando maiores capacidades nominais. Como resultado, estima-se que as usinas *offshore* possuam produção de energia até 50% superior à de usinas em terra firme, devido às características dos ventos marinhos.

No entanto, da mesma forma em que os recursos eólicos em águas mais profundas são maiores, crescem também os desafios logísticos para as atividades de construção, operação e manutenção das estruturas dessas usinas. Faz-se necessárias a adaptação das linhas de produção das fabricantes de turbinas para atender à nova demanda local destinada a essa modalidade de geração, bem como a disponibilidade de embarcações utilizadas para operações, especialmente aqueles que carregam os equipamentos dos portos até o ponto de construção da usina (EPE, 2020). A EPE (2020) destaca que há grandes sinergias dessa modalidade com a indústria de petróleo e gás já consolidada no país, garantindo a *expertise* necessária para a construção e operação do segmento *offshore*.

Os custos associados à instalação de usinas eólicas *offshore* ainda são mais elevados do que aqueles verificados nas usinas em terra, atingindo até duas vezes o seu valor. Esse fato pode ser explicado, especialmente, por conta dos custos despendidos com fundações, instalação e transporte das estruturas, utilização de embarcações e mão de obra específicas. Além disso, os prazos de entrega de equipamentos *offshore* são maiores do que os de projetos *onshore*, tendo em vista o seu tamanho maior e a maior complexidade do planejamento e da construção dessas usinas (EPE, 2020). Além disso, o tempo estimado de desenvolvimento e construção é bem superior ao de eólicas *onshore*, chegando em média a nove anos entre as primeiras etapas de desenvolvimento e a energização. A maior parte desse tempo refere-se à etapa de licenciamento, uma vez que o tempo efetivo de construção de uma usina eólica *offshore* costuma ser de dois anos (GWEC, 2023).

Adicionalmente, destaca-se a diferença na composição de custos entre as duas modalidades de usinas eólicas. No caso das usinas instaladas em terra, o custo associado aos próprios aerogeradores representa a maior parte do custo total de implantação, variando de 65% a 84%. Os demais componentes, como obras civis, conexão à rede e demais custos de

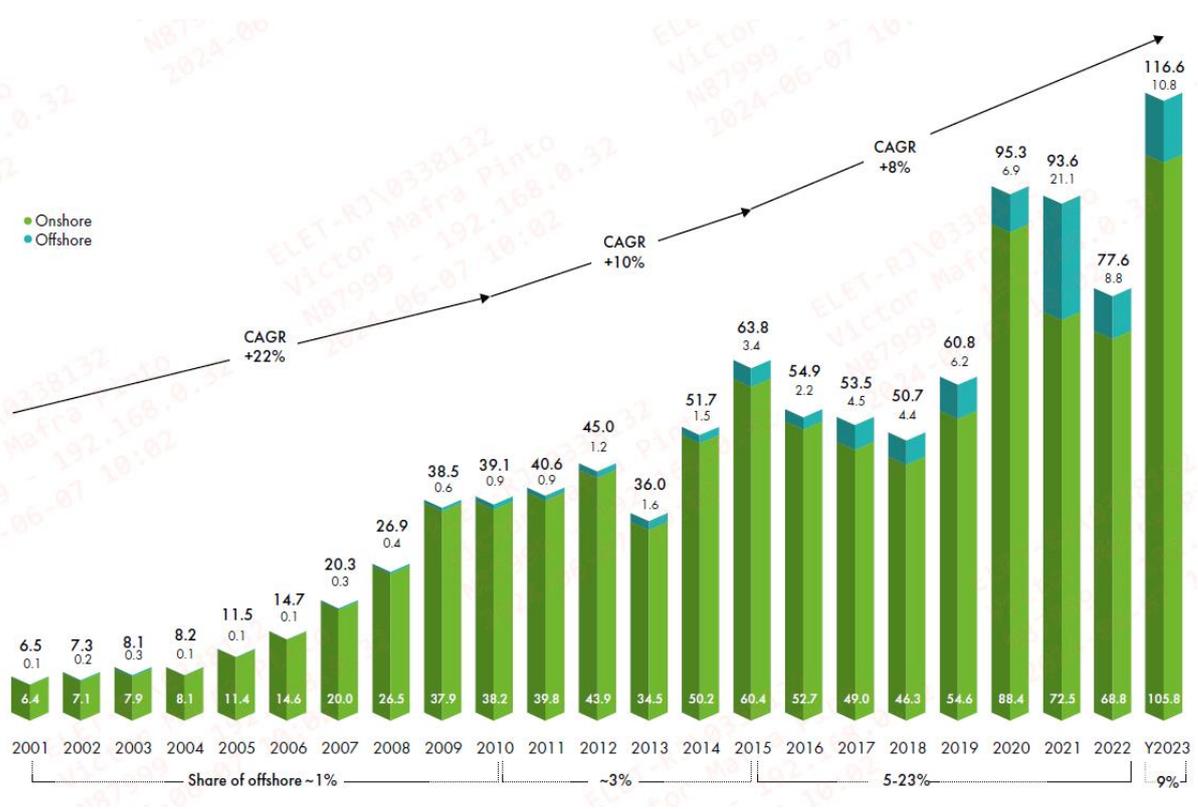
capital representam a parcela restante. Já nos projetos em alto mar, a parcela relativa dos custos com turbinas é menor, haja vista os maiores custos associados à implantação desse tipo de projeto. Nesse caso, os custos de turbinas se aproximam de 40% do total, com 20% associados a obras civis e 21% associados à conexão com a rede (IRENA, 2012 apud EPE, 2020). Estimativas da EPE (2020) apontam para custos de CAPEX de usinas eólicas *offshore* entre R\$ 8.700/kW a R\$15.600/kW. O valor mínimo estimado está no mesmo nível de um empreendimento hidrelétrico, por exemplo, com viés de queda devido ao amadurecimento da indústria e da evolução tecnológica.

A experiência regulatória internacional já consolidada da indústria eólica *offshore* constitui-se como um importante pilar para o desenvolvimento da regulação nacional. No caso brasileiro, as usinas eólicas instaladas em terra firme são construídas em terrenos privados, em claro contraste com as usinas *offshore*, que serão instaladas no mar territorial ou nas zonas econômicas exclusivas, áreas consideradas bem da União. Desta forma, resta clara a necessidade de aprimorar a regulação de modo a refletir a nova realidade desses empreendimentos.

Nessa toada, o continente europeu já conta com mais de 18.499 MW de capacidade instalada desse tipo de usina de geração, com destaque para o Reino Unido. Nesse país, é adotado um modelo competitivo pela *The Crown Estate*, entidade detentora da propriedade do mar territorial, para celebração de contratos de arrendamento das áreas para desenvolvimento de parques eólicos *offshore*. Após a obtenção do direito ao uso da área, os empreendedores podem realizar estudos para identificar as áreas de melhor recurso para instalação das usinas e, na sequência, solicitar a autorização para o seu desenvolvimento (EPE, 2020).

Já a China apresentava em 2020 uma capacidade instalada de 2.641 MW de usinas eólicas em alto mar. Naquele país, o governo é responsável pelo levantamento de todo o potencial, incluindo estudos geológicos, de medições de vento e avaliação de impacto ambiental para oferecer aos empreendedores interessados através de rodadas de licitação, também em processo competitivo, resultando na emissão de outorgas para construção das usinas (EPE, 2020). O GWEC (2024) reúne os dados de capacidade instalada total de usinas eólicas no mundo, demonstrando o crescimento da parcela de usinas instaladas em alto mar ao longo dos últimos cinco anos:

Gráfico 25 – Capacidade instalada total de usinas eólicas no mundo



Fonte: GWEC (2024)

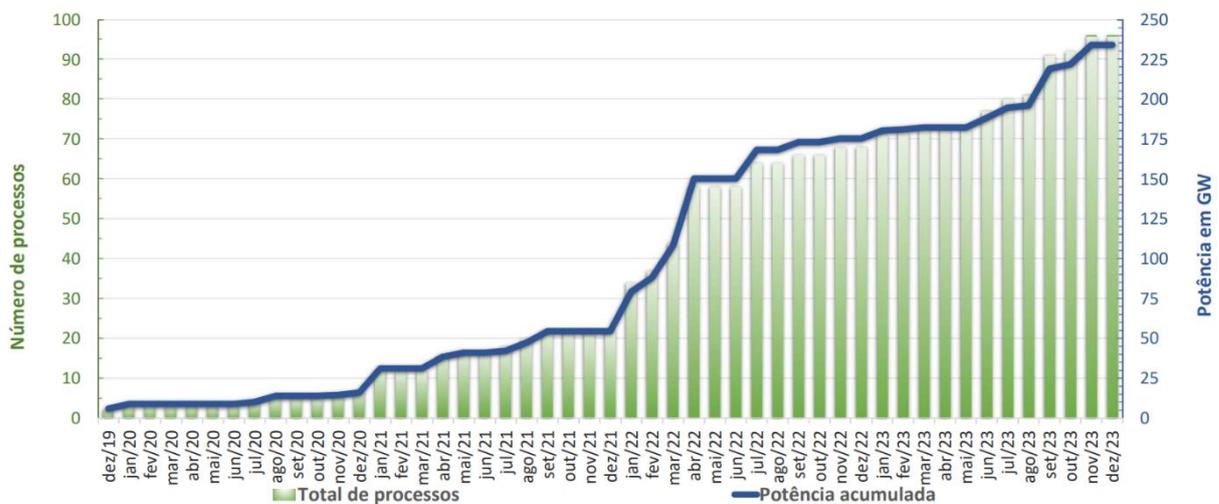
No entanto, as expectativas sobre o crescimento da energia eólica *offshore* no mundo não são tão positivas. Segundo a IEA (2023), o cenário macroeconômico após a pandemia de COVID-19 vem impondo desafios à expansão dessa fonte de energia, na medida em que a inflação de insumos vem encarecendo os custos dos equipamentos, e o aumento das taxas de juros ao redor do mundo encarece o custo de capital para financiamento de novos projetos. Nessa toada, a IEA revisou para baixo suas projeções de crescimento da energia eólica *offshore* no mundo (exceto China) até 2028 em 15%.

Até o momento, no Brasil, a regulação local ainda não é suficiente para atender com segurança jurídica às necessidades e exigências específicas para a construção de empreendimentos eólicos *offshore*. Isso se explica pelo fato de que na época de discussão e desenvolvimento do arcabouço legal-regulatório para a implantação de usinas eólicas, não foram contemplados os empreendimentos em alto mar (EPE, 2020). Dessa forma, ainda são necessários aperfeiçoamentos acerca da especificação do regime de uso do espaço marítimo destinado à exploração para geração de energia elétrica, desenho do regime competitivo para

uso do espaço, e previsão de cláusulas específicas nas outorgas endereçando o objeto, prazo, prorrogação, descomissionamento, entre outros.

O Decreto nº 10.946/2022 (BRASIL, 2022) lançou as bases para as regras de aproveitamento do espaço marítimo para geração de energia elétrica, dando os primeiros passos na direção de uma legislação e regulamentação específica sobre o tema. Atualmente, há 96 projetos de usinas eólicas *offshore* com processos de licenciamento ambiental abertos no IBAMA, que representam mais de 200 GW de capacidade instalada (IBAMA, 2024). Esses projetos estão divididos entre as regiões brasileiras, sendo o Nordeste a região com maior número de projetos (109 GW), seguida da região Sul (75 GW) e da região Sudeste (50 GW). Nesse universo de projetos, destacam-se ainda investidores relevantes nos cenários nacional e internacional, incluindo empresas petroleiras e elétricas, tais como: Petrobras, Total Energies, Shell, Equinor, Neoenergia e CEMIG. O Gráfico 26 mostra a evolução dos projetos em licenciamento no órgão ambiental brasileiro:

Gráfico 26 – Evolução dos projetos eólicos offshore em licenciamento no IBAMA



Fonte: IBAMA (2024)

É possível depreender, portanto, que apesar de o Brasil ainda precisar avançar na regulação do tema, há um apetite grande de investidores pelo avanço no desenvolvimento de usinas eólicas *offshore* no país, evidenciado pelo aumento do número de projetos em processo de licenciamento atualmente em curso (IBAMA, 2024). Atualmente, encontra-se em discussão no Congresso Nacional o Projeto de Lei nº 576, de 2021, que disciplina o aproveitamento de potencial energético *offshore*, incluindo regras de autorização, licitação, obrigações do outorgado, descomissionamento das máquinas e pagamentos pela exploração

de bem da União. O projeto foi aprovado na Câmara dos Deputados em novembro de 2023, tendo sido encaminhado na sequência para apreciação do Senado Federal.

Desta maneira, a energia eólica *offshore* representa um importante horizonte futuro para o crescimento da cadeia produtiva dessa fonte no país e a continuidade do seu crescimento sustentável, mas ainda precisa superar uma série de obstáculos para sua concretização. Ainda são necessários o estabelecimento de um marco legal-regulatório que garanta segurança jurídica aos investidores, bem como a adequação da logística da cadeia produtiva e a redução dos custos dos equipamentos. Esses fatores irão contribuir para aumentar a atratividade dessa modalidade frente à geração eólica em terra firme, que ainda desponta como a maior fonte de geração de energia do Brasil em termos de adições anuais de capacidade instalada centralizada.

Em síntese, o Brasil ainda possui uma capacidade extraordinária de expansão da sua matriz elétrica a partir de fontes de geração limpas e renováveis, marcadamente pela fonte eólica. No entanto, esse crescimento está limitado pelo próprio crescimento da demanda interna de energia, que não vem acompanhando o ritmo de expansão da oferta nos últimos anos, bem como o atual cenário de preços de energia deprimidos nos curto e médio prazos. Restam necessárias alternativas para a continuidade da expansão da fonte eólica no país, a partir das quais destacam-se a economia do hidrogênio verde, as usinas eólicas *offshore* e as usinas híbridas e associadas.

No entanto, o país precisa dar os primeiros passos na direção de expandir a sua capacidade eólica a partir desses pilares, aproveitando o movimento de transição energética em curso no mundo. Pela ótica do hidrogênio verde, restam claros os diferenciais competitivos do país, com sua abundância de recursos naturais e produção de energia a preços competitivos. Esse cenário posiciona o Brasil como um dos países com potencial de produzir o hidrogênio verde mais barato do mundo, assumindo uma posição extremamente privilegiada. Contudo, o país precisa lançar as bases para garantir a estabilidade jurídico-regulatória, o financiamento e a logística para deixar de ser apenas potencial para de fato assumir o seu protagonismo.

Sob a ótica das usinas eólicas *offshore*, é claro o interesse de diversos investidores tradicionais em projetos dessa modalidade, a partir da grande e crescente lista de usinas com processo de licenciamento em andamento no IBAMA. No entanto, além da regulamentação do tema, será necessária a criação de um mercado consumidor para essa energia, atravessando a fronteira tradicional do setor elétrico na direção de outros mercados, tendo em vista a ainda

enorme capacidade de absorção de projetos eólicos instalados em terra firme. O hidrogênio verde exerce papel essencial nesse prisma, tendo em vista a sinergia existente entre os empreendimentos em alto mar, a logística dos portos para o comércio externo e a exportação de energia limpa através do hidrogênio.

Finalmente, sob a ótica das usinas híbridas e associadas, é preciso analisar os primeiros resultados do projeto piloto autorizado pela ANEEL, cuja entrada em operação comercial ocorreu em 2024, bem como mensurar o interesse dos empreendedores nessa nova modalidade de instalação de usinas, que tem potencial para impulsionar conjuntamente o crescimento das fontes eólica e solar fotovoltaica no país através do aumento de sua competitividade.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Essa dissertação teve como objetivo analisar o desenvolvimento da fonte eólica no Brasil, compreendendo as suas fases de crescimento e o ambiente altamente competitivo no qual ela está inserida. Além disso, investigou-se os desafios e oportunidades para a manutenção do crescimento dessa fonte no Brasil, no sentido de apontar os possíveis caminhos para a superação do arrefecimento dos leilões regulados e do aumento da incerteza sobre preços de energia no mercado. Explorou-se também o contexto global no qual o país está inserido, qual seja, a transição energética em curso e o compromisso firmado por mais de 200 países na COP28 de triplicar a capacidade de geração renovável até 2030, com o objetivo de conter o crescimento da temperatura do planeta em até 1,5°C.

A origem da energia eólica no Brasil remonta a uma política pública de sucesso, qual seja, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, instituído em 2004. O programa consistia em um modelo de contratação de energia do tipo *feed-in-tariff*, no qual o preço da energia produzida pelas centrais era fixado por um determinado período de tempo, garantindo previsibilidade dos recebíveis do projeto, além da definição das quantidades a serem contratadas.

Na sequência, com o amadurecimento da tecnologia tanto globalmente quanto em território nacional, com expressivas reduções nos custos de implantação, as usinas eólicas passaram a participar dos leilões competitivos de contratação de energia no ambiente de contratação regulado, no qual o governo definia um percentual da demanda declaradas das distribuidoras destinado a essa fonte. Desta forma, buscava-se garantir a redução do preço da energia contratada e o seu desenvolvimento em maior escala, a partir da competição entre os investidores participantes dos certames e da acentuação da queda dos custos dos equipamentos (PORRUA, et. al., 2010).

No total, foram realizados 27 leilões de energia que comercializaram energia eólica, contratando mais de 20.000 MW em novos projetos (CCEE, 2023). Essa modalidade constituiu-se como uma grande virada de chave no desenvolvimento da indústria eólica no país, uma vez que foi possível estabelecer uma cadeia produtiva nacional impulsionada pela política de conteúdo local do BNDES, garantir a diversificação da matriz elétrica brasileira e impulsionar a energia eólica para a quarta fonte com maior capacidade instalada no país. Para compreender este ponto, foi realizada uma revisão bibliográfica sobre o mecanismo de financiamento do BNDES para a fonte eólica, a sua política de conteúdo local e as suas

implicações no surgimento e maturação da cadeia produtiva nacional dos equipamentos eólicos no Brasil.

Finalmente, buscou-se explorar a terceira fase da expansão da energia eólica, qual seja, as usinas integralmente viabilizadas no mercado livre de energia. Para tanto, foi feita uma revisão bibliográfica acerca da regulamentação deste tipo de negócio, bem como o levantamento de dados sobre o mercado livre, seus contratos e suas unidades consumidoras.

Neste contexto, o trabalho analisou a dinâmica de oferta e demanda de energia no sistema elétrico brasileiro atual, com ênfase no crescimento exponencial da oferta de energia através de fontes renováveis em um cenário no qual a demanda não acompanha o mesmo ritmo. Pelo lado da demanda, ao longo dos últimos vinte anos (2002-2022), o consumo de energia no Brasil cresceu mais de 54% (EPE, 2023), com destaque para os setores residencial e comercial. A taxa de crescimento média do consumo de energia no país foi de 3,5% ao ano, explicitando a necessidade de uma expansão constante do parque gerador do país para atender à crescente demanda.

As projeções das instituições oficiais do setor elétrico, divulgadas através do Planejamento Anual da Operação Energética PLAN 2024-2028, indicam um crescimento da demanda de energia um pouco mais modesto para os próximos cinco anos, se comparado ao período anterior. No período entre 2023 e 2028, espera-se um crescimento médio de 3,1% ao ano, com o crescimento puxado pelas classes industrial, com 2,5% a.a, residencial, com 3,3% a.a e comercial, com 3,7% a.a (CCEE; EPE; ONS, 2023).

Já pelo lado da oferta, o trabalho buscou esquematizar a evolução da capacidade de produção de energia ao longo dos últimos anos, demonstrando o aumento da participação das usinas térmicas e, principalmente, das renováveis. Com foco no período mais recente, mostrou-se um aumento expressivo do parque gerador em ritmo superior ao crescimento da demanda, criando uma potencial sobra de capacidade de produção de energia no país. Ao longo dos últimos 10 anos, o excesso de garantia física em relação ao consumo vem crescendo rapidamente, indicando um descompasso entre esses vetores. Em 2013, o total de certificados de Garantia Física excedia em 5% o consumo de energia, avançando para um pico de 29% em 2020, ano da pandemia de COVID-19, e se repetindo em 2022, quando o consumo já havia se recuperado (CCEE, 2022).

Não bastasse o crescimento robusto do parque gerador centralizado, é preciso destacar também o crescimento exponencial das centrais que operam na modalidade de micro e mini geração distribuída (MMGD).. A energia proveniente desta modalidade desloca a demanda de

energia da geração centralizada, na medida em que as pessoas produzem a sua própria energia e demandam menos das grandes usinas eólicas, hidrelétricas, etc. O trabalho buscou explicar, de maneira sucinta, os fatores que levaram ao crescimento desta modalidade, incluindo os incentivos concedidos pelo Regulador e pelo Congresso Nacional.

Esse crescimento robusto do parque gerador brasileiro observado nos últimos anos não dá sinais de que irá desacelerar no curto prazo. De acordo com a ANEEL (2024) há atualmente mais de 160 GW de empreendimentos autorizados para construção até o ano de 2030. No entanto, o sistema brasileiro não comporta esse grande volume de energia, seja em termos de acesso ao sistema de transmissão, seja em termos de absorção dessa oferta pela demanda interna. Desta forma, torna-se importante a assunção de premissas acerca da viabilidade real dos empreendimentos já outorgados pelo Poder Concedente, à medida em que grande parte deles ainda não iniciaram suas obras e não serão construídos *de facto*.

A partir de dois critérios objetivos, o trabalho buscou filtrar a base de projetos autorizados e em acompanhamento pela ANEEL, com o objetivo de sensibilizar qual o volume de novos projetos será efetivamente viabilizado e construído. Portanto, foram consideradas no cenário de referência as usinas que atendem aos seguintes critérios:

- (i) usinas que já possuem contratos no ambiente de contratação regulado e, portanto, já asseguraram um fluxo de recebíveis previsível, independentemente do status da assinatura de contrato de conexão;
- (ii) usinas do ambiente de contratação livre que já firmaram contratos de uso da rede, assumindo o risco de multa no caso de desistência e rescisão do contrato de conexão.

Neste cenário, foram contabilizados um total de 46 GW de capacidade instalada centralizada incremental até 2030, somando os projetos do ACR (todos) e os do ACL com contrato de conexão válido, com destaque para 9 GW de novos projetos eólicos.

É preciso destacar, no entanto, que a conclusão das obras do maior volume de novas usinas está concentrado nos dois próximos anos, indicando que sua viabilização econômico-financeira se deu através de contratos firmados no passado em um cenário de preços mais atrativo que o atual. A preocupação com a continuidade dos investimentos na fonte eólica surge a partir dos projetos futuros que ainda não possuem contratos de venda de energia assinados, estando sujeitos ao atual cenário de baixos preços de mercado. O próprio GWEC (2024) reconhece o atual cenário desafiador de crescimento do setor eólico no Brasil para os

próximos anos, destacando como as suas principais causas o baixo preço de mercado, a baixa taxa de crescimento da demanda interna e a expressiva expansão da micro e mini geração distribuída.

Neste contexto, o trabalho reuniu referências bibliográficas que apontam para possíveis oportunidades para a continuidade da expansão da energia eólica no Brasil, considerando o arrefecimento dos leilões centralizados do ACR e o atual cenário de preços de mercado. A ascensão do hidrogênio verde como combustível do futuro, capaz de alavancar a demanda por energia produzida no país, e as vantagens competitivas do Brasil no seu desenvolvimento podem contribuir sobremaneira para impulsionar novos investimentos em empreendimentos eólicos no país, de maneira sustentável e economicamente atrativa.

O Brasil se destaca pelas suas vantagens competitivas em relação aos demais países para a produção do hidrogênio verde, em razão de importantes fatores. Segundo Castro et.al (2021) e Bezerra (2021), o país apresenta vasto potencial para a expansão de usinas eólicas e solares a custos competitivos, tendo em vista que a energia elétrica representa cerca de 70% do custo de produção do H₂V no processo de eletrólise. Além disso, ressalta-se ainda a posição geográfica privilegiada para o futuro comércio mundial de hidrogênio e seus derivados (TEIXEIRA et.al, 2022), com destaque para a disponibilidade de portos oceânicos e complexos industriais associados. Finalmente, alia-se a esses fatores a alta capacidade de financiamento do país para apoiar o desenvolvimento desta indústria, através de linhas de financiamento do BNDES e da emissão de debêntures incentivadas no setor privado, ambos instrumentos que já se mostraram bem-sucedidos nos setores de geração e transmissão de energia (CASTRO et.al., 2021).

Sendo assim, de acordo com Castro e Siffert (2021), o hidrogênio verde exerce papel central no deslocamento do teto de crescimento das fontes renováveis no Brasil no médio e longo prazo. Uma vez que o hidrogênio, em sua forma líquida, torna-se uma *commodity* transacionável (*tradeable*), a capacidade de crescimento das centrais geradoras renováveis no país deixa de ser limitada apenas pela demanda interna, atravessando a fronteira de expansão na direção dos mercados importadores dessa mercadoria. Restam claras, portanto, as vantagens competitivas do Brasil na corrida pela indústria do hidrogênio verde, possuindo enorme potencial para atração dos vultuosos investimentos esperados para essa rota tecnológica ao longo dos próximos anos (SIFFERT, ROCHA, 2023).

Além do hidrogênio verde, as usinas eólicas em alto mar (*offshore*) se destacam na gama de opções disponíveis para a expansão dessa fonte de energia no Brasil. Segundo a EPE

(2020), o Brasil possui um potencial técnico de cerca de 700 GW para construção de parques eólicos *offshore* em áreas com profundidade de até 50 metros. As turbinas projetadas para uso em alto mar são maiores em termos de altura e em área de varredura, possibilitando maiores capacidades nominais. Como resultado, estima-se que as usinas *offshore* possuam produção de energia até 50% superior à de usinas em terra firme, devido às características dos ventos marinhos.

No entanto, os desafios para a implantação desse tipo de usina também são maiores do que aquelas em terra firme, uma vez que se torna necessária a adaptação das linhas de produção das fabricantes de turbinas para atender à nova demanda local destinada a essa modalidade, bem como a disponibilidade de embarcações utilizadas para operações, especialmente aqueles que carregam os equipamentos dos portos até o ponto de construção da usina. Além disso, os custos associados à instalação de usinas eólicas *offshore* ainda são mais elevados do que aqueles verificados nas usinas em terra, atingindo até duas vezes o seu valor, especialmente por conta dos custos despendidos com fundações, instalação e transporte das estruturas, utilização de embarcações e mão de obra específicas (EPE, 2020).

Percebe-se, portanto, que a energia eólica *offshore* representa um importante horizonte futuro para o crescimento da cadeia produtiva dessa fonte de energia no país e a continuidade do seu crescimento sustentável, mas ainda precisa superar uma série de obstáculos para sua concretização.

Finalmente, a opção mais promissora no curto prazo para a atratividade de investimentos em energia eólica no Brasil é a de usinas associadas. Segundo a regulamentação da ANEEL (2021), usinas associadas são duas ou mais usinas, de diferentes tecnologias, que compartilham física e contratualmente o uso da rede, ou seja, o montante de uso da rede contratado pode ser menor do que a soma da potência das centrais que a compõe. Nesse caso, há segregação na medição entre as diferentes tecnologias, sendo possível identificar a produção de energia de uma fonte e de outra.

No Brasil, de acordo com a EPE (2018), a combinação das fontes eólica e solar fotovoltaica possibilita uma otimização de custos de operação e investimento, devido à menor incidência de ventos diurnos em algumas regiões do país. Nos momentos em que a geração de umas das fontes é baixa ou nula, há capacidade ociosa no sistema de transmissão. Nos casos em que há complementariedade entre as fontes, como no caso em tela, é possível mitigar tal ociosidade.

A combinação das energias solar e eólica assegura maior estabilidade de produção e reduz os efeitos provocados pela variação das condições climáticas. O principal benefício econômico dessa modalidade de usina é a redução dos custos associados à contratação de uso da rede de transmissão e distribuição, uma vez que esses compõem uma parcela significativa dos custos de O&M de um empreendimento de geração. Desta maneira, o OPEX do complexo híbrido é reduzido quando comparado aos dois empreendimentos separados, implicando na redução do LCOE e tornando o empreendimento mais competitivo. Adicionalmente, a geração dessa usina combinada, ao apresentar uma curva de produção mais uniforme e menos intermitente, agrega sobremaneira valor ao seu “produto”, tornando-o mais firme e flexível. Nesse caso, a usina torna-se candidata a oferecer serviços ancilares ao sistema e, portanto, ser remunerada por eles.

Diante de todo esse contexto, é possível observar o papel central que o Brasil exerce no processo de transição energética atualmente em curso no mundo, possuindo papel relevante no cumprimento das metas definidas no Acordo de Paris em 2015 e, mais recentemente, na COP28. A Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas, realizada em 2023, consolidou-se como um marco importante no qual cerca de 200 países se comprometeram a triplicar a capacidade de produção de energia renovável até 2030, uma meta ambiciosa e necessária para atingir o objetivo de conter o aumento da temperatura do planeta em até 1,5°C. Nesse cenário, o país se destaca por suas vantagens competitivas em relação ao custo de produção de energia a partir de fontes renováveis, possuindo enorme potencial para consumi-la internamente ou exportá-la⁴⁰.

Dessa forma, torna-se premente que o país consiga internalizar as oportunidades que estão colocadas pelos demais países na consecução de seus compromissos firmados para conter o avanço das mudanças climáticas. Para tanto, surgem oportunidades no setor elétrico brasileiro e, especificamente, para a fonte eólica, tais como a economia do hidrogênio verde, as usinas eólicas *offshore* e as usinas híbridas/associadas junto à solar fotovoltaica. No entanto, o destravamento dessas oportunidades está associado à necessidade de políticas públicas que possibilitem o destravamento desses investimentos nos curto e longo prazos.

⁴⁰ Exportar energia em sentido amplo, seja literalmente através de linhas de transmissão a países vizinhos, seja através de mercadorias produzidas internamente e transacionáveis (energia como *tradeable*).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEELa – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Autorizativa nº 9.995, de 18 de maio de 2021*. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea20219995ti.pdf>. Acesso em: 27 de março de 2024.

ANEELb – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Relatórios de Atos Administrativos de Emissão e Gestão de Outorgas de Geração*. Disponível em <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZGJhNmFIMDktZGI5Yi00OGUwLTgzZTctOWE3NmNmNjJmNjg5IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9&pageName=ReportSection5602e490e2f84372aa1%22>. Acesso em: 27 de março de 2024

ANEELa – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 666, de 23 de junho de 2015*. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015666.pdf>. Acesso em: 25 de março de 2024.

ANEELb – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2015. Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 27 de março de 2024

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 905, de 08 de dezembro de 2020*. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020905.html>. Acesso em: 25 de março de 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 915, de 23 de fevereiro de 2021*. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021915.pdf>. Acesso em: 25 de março de 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA*. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em: abril de 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Unidades com Geração Distribuída*. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS0ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 26 de março de 2024.

ARAÚJO, Bruno Platteck de; WILLCOX, Luiz Daniel. *Reflexões críticas sobre a experiência brasileira de política industrial no setor eólico*. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 47, p. 163-220, mar. 2018.

AUREN E FERBASA FECHAM PARCERIA PARA EXPLORAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS. *Canal Energia*, 12 de setembro de 2023. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53257555/auren-e-ferbasa-fecham-parceria-para-exploracao-de-parques-eolicos>. Acesso em: 19 de março de 2024

BARROSO, L.A.; MUNOZ, F.; BEZERRA, B.; RUDNICK, H.; CUNHA, G. (2021). Zero-Marginal-Cost Electricity Market Designs: Lessons Learned From Hydro Systems in Latin America Might Be Applicable for Decarbonization. *IEEE Power and Energy Magazine*. 19. 64-73. 10.1109/MPE.2020.3033398, 2021.

BAYER, B. Experience with auctions for wind power in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 81, p. 2644-2658, 2018

_____; BERTHOLD, L.; DE FREITAS, B. M. R. The Brazilian experience with auctions for wind power: An assessment of project delays and potential mitigation measures. *Energy policy*, v. 122, p. 97-117, 2018.

BEZERRA, F.D. Hidrogênio Verde: Nasce um gigante no setor de energia. *Caderno Setorial ETENE*. Ano 6, nº 212. Dezembro de 2021.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Disponível em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427compilada.htm. Acesso em: 12 de janeiro de 2024.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Disponível em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l114300.htm. Acesso em: 12 de janeiro de 2024.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Disponível em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l110.848.htm. Acesso em: 12 de janeiro de 2024.

BRASIL. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Disponível em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14182.htm. Acesso em: 15 de junho de 2024.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/D5163compilado.htm. Acesso em: 12 de janeiro de 2024.

BRASIL. Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2008/decreto/d6353.htm. Acesso em: 12 de janeiro de 2024.

BRASIL. Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. Disponível em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14120.htm. Acesso em: 12 de janeiro de 2024.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Disponível em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l114300.htm. Acesso em: 14 de fevereiro de 2024.

BRASIL. Decreto nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022. Disponível em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/Decreto/D10946.htm. Acesso em: 14 de fevereiro de 2024.

BRASIL. *Tribunal de Contas da União*. Acórdão nº 2.565/2014. Plenário. Relator: Ministro José Jorge. Sessão de 01/10/2014, Brasília, DF, 01 out. 2014.

_____. *Tribunal de Contas da União*. Acórdão nº 2.723/2017. Plenário. Relator: Ministro José Mucio Monteiro. Sessão de 06/12/2017, Brasília, DF, 06 dez. 2017.

CASTRO, N. *et.al.* A indústria nascente do Hidrogênio Verde no Brasil. GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico, 2021. Disponível em https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/48_castro_2021_12_15_port.pdf. Acesso em 26 de março de 2024.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A. Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro. Rio de Janeiro: 2010. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/23_TDSE15.pdf. Acesso em: 27 de dezembro de 2023.

CASTRO, N.; SANTOS, V. Contextos e estratégias do Programa Nacional de Hidrogênio do Brasil. GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico, 2021.

CASTRO, N.; SIFFERT, N. Hidrogênio Verde como fator de expansão da fronteira do SEB. GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico, 2021. Disponível em <https://gesel.ie.ufrj.br/publicacao/contextos-e-estrategias-do-programa-nacional-de-hidrogenio-do-brasil/>. Acesso em: 19 de janeiro de 2024.

CASTRO, N.; HUBNER, N.; BRANDÃO, R.; MACHADO, A.; SIFFERT, N.; ALVES, A. Análise da contratação de autoprodução por equiparação: tendências e perspectivas. Texto para discussão. Grupo de Estudos do Setor Elétrico, GESEL/UFRJ. Rio de Janeiro: 2022. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/34_TDSE%20108%20Autoproducao.pdf. Acesso em 19 de janeiro de 2024.

CCEE. Infomercado dados Gerais 2013. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/acervoccee>

CCEE. Infomercado dados Gerais 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/acervoccee>

CCEE Infomercado dados Gerais 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/acervoccee>

CCEE. Painel de preços. 2023. Disponível em <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>

CCEE. Relatório de Resultados Consolidados de Leilões. 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/acervo-ccee>

CCEE, EPE, ONS, 2023. 2ª revisão quadrimestral das projeções de demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2023-2027. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/revisoes-quadrimestrais-da-carga>

D'ARAÚJO, R. P. *Setor Elétrico Brasileiro: Uma Aventura Mercantil*. Brasília: Confea/Crea, 2009.

DCIDE, 2024. *Boletim da Curva Forward*. Disponível em <https://www.dcide.com.br>. Acesso em: 14 de março de 2024.

PAIVA, L. F. *Usinas híbridas eólico-fotovoltaicas: uma análise das sinergias e complementaridades*. 2022. 142f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

DUTRA, R. M. *Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA*. 2007. Rio de Janeiro. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

ENEL BRASIL IRÁ FORNECER ENERGIA RENOVÁVEL PARA METADE DO CONSUMO DO PORTOBELLO GRUPO. *Canal Energia*, 14 de março de 2023. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53240440/enel-brasil-ira-fornecer-energia-renovavel-para-metade-do-consumo-do-portobello-grupo>. Acesso em: 19 de março de 2024

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico*. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

_____. Roadmap Eólica Offshore Brasil. Brasília, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites/pt/publicacoes/dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf. Acesso em: janeiro de 2024

_____. 2021. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio.

_____. Caderno de Preços de Geração 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao>

_____. Balanço Energético Nacional (ano-base 2022). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. 2022. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>

_____. Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas). 2023. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>

_____. Painel de Dados de Micro e Minigeração distribuída. 2023b. Disponível em <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>

FERREIRA, W. C. *Política de conteúdo local e energia eólica: a experiência brasileira*. 2017. Tese (Doutorado) – Curso de Ciências Econômicas, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2017.

FERREIRA, W. C. Uma análise da política de conteúdo local do BNDES para o setor de energia eólica à luz dos argumentos presentes na literatura econômica. *Revista Brasileira de Energia*, 26, pp. 77-94, 2020.

GWEC – Global Wind Energy Council, 2022. *Global Wind Report 2022*. Disponível em: <https://gwec.net/global-wind-report-2022>. Acesso em Maio de 2022.

_____. *Global Wind Report 2023*. 2023. Disponível em <https://gwec.net/globalwindreport2023/>

_____. *Global Wind Report 2024*. 2024. Disponível em <https://gwec.net/global-wind-report-2024/>

HASSAN, Q. *et.al*. Green Hydrogen: a pathway to a sustainable energy future. *International Journal of Hydrogen Energy*, 50, 310-333, 2023.

IBAMA. *Mapa de projetos em licenciamento*. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>. Acesso em: 28 de abril de 2024.

IEA. *Global Hydrogen Review 2023*. 2023 Disponível em <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>

_____. *Renewables 2023. Analysis and forecast to 2028*. 2024. Disponível em <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>

_____. *COP28 Tripling Renewable Capacity Pledge. Tracking countries' ambitions and identifying policies to bridge the gap*. 2024. Disponível em <https://www.iea.org/reports/cop28-tripling-renewable-capacity-pledge>

IRENA, International Renewable Energy Agency. *Renewable Power Generation Costs in 2022*. 2023.

MAIA, D. N. *Avaliação Econômico-Financeira de Usinas Híbridas no Brasil*. 2021. Tese (Doutorado em Engenharia Industrial) – Pontifícia Universidade Católica – RJ, Rio de Janeiro, 2021.

MELO, E. Fonte eólica de energia: aspectos de inserção, tecnologia e competitividade. *Estudos Avançados*, São Paulo, v. 27, n. 77, p.125-142, jan. 2013. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/ea/v27n77/v27n77a10.pdf> . Acesso em: 14 de agosto de 2023.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Plano da Operação Energética 2019-2023*. 2019. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN_Executivo_2019-2023.pdf. Acesso em: julho de 2023.

_____. Histórico da Operação. Carga de Energia. 2023a. Disponível em https://www.ons.org.br/Paginas/resultadosdaoperacao/historicodaoperacao/carga_energia.aspx

_____. Histórico da Operação. Custo Marginal de Operação. 2023b. Disponível em

_____. Histórico da Operação. Custo Marginal de Operação. 2023c. Disponível em https://www.ons.org.br/Paginas/resultadosdaoperacao/historicodaoperacao/energia_armazenada.aspx

_____. Dados de geração eólica e solar fotovoltaica no SIN. 2024. Disponível em <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-de-gera%C3%A7%C3%A3o-e-%C3%B3lica-e-solar> Acesso em: março de 2024.

PORRUA, F.; Bezerra, B.; BARROSO, L.A.; RALSTON, LINO, P.; PEREIRA, M., 2010. Wind power insertion through energy auctions in Brazil. In: IEEE PES General Meeting, Minneapolis, MN, USA. 2010

REGO, Erik Eduardo. *Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações*. 2012. Tese (Doutorado em Ciências) – Universidade Federal de São Paulo, São Paulo, 2012.

SANTANA, Edvaldo. setor elétrico clama por um cornaca. *Valor econômico*, 11 de junho de 2024. Disponível em: https://valor.globo.com/opiniao/coluna/o-setor-eletrico-clama-por-um-cornaca.ghtml?li_source=LI&li_medium=news-page-widget. Acesso em: 11 de junho de 2024

SAPORTA, L. A. C. *O Papel dos Reservatórios de Hidroelétricas na Integração da Geração Eólica no Sistema Interligado Nacional*. 2017. Tese (Doutorado em Ciências do Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

SHEN et.al. A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 133. Editora Elsevier: 2020.

SHERIFF, S. A., BARBIR, F., & VEZIROGLU, T.N. Wind energy and the hydrogen economy-review of the technology. *Solar Energy*, 78(5), 647–660, 2005.

SHORT et. al. A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. *National Renewable Energy Laboratory*. 1995.

SIFFERT, N.; ROCHA, K. Hidrogênio Verde: Oportunidades e desafios para o Brasil. *IPEA*. 2023. Disponível em <https://www.ipea.gov.br/portal/radar/temasradar/ciencia-tecnologia-2/14812-hidrogenio-verde-oportunidades-e-desafios-para-o-brasil>. Acesso em: 05 de janeiro de 2024.

TEIXEIRA, C. et.al. *Hidrogênio de baixo carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa*. BNDES: 2022.

TOLMASQUIM, M. T. *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. 2ª edição. Rio de Janeiro, Brasília: Synergia, 2015.

TORINELLI, V. H.; SILVA JR., A. F. A.; ANDRADE, J.C.S. Wind power energy in Brazil: public financing and future perspectives. *Latin American J. Management for Sustainable Development*, v. 4, n. 1, pp. 41–54, 2018.

TRANNIN, M. Desafios e oportunidades para a geração de energia elétrica por fontes renováveis no Brasil: estudo de caso sobre a Usina híbrida de Tacaratu (PE). *Boletim de Conjuntura*, 4-7, 2016.

YPÊ ENTRA NA AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA EM CONTRATO COM A CASA DOS VENTOS. Megawhat. 27 de fevereiro de 2024. Disponível em: <https://megawhat.energy/noticias/empresas-eolica/152626/ype-entra-na-autoproducao-de-energia-em-contrato-com-casa-dos-ventos>. Acesso em: 19 de março de 2024.