

Siffert, Nelson; Rocha, Katia

Working Paper

O mercado do hidrogênio de baixo carbono no Brasil: Perspectivas e desafios até 2030

Texto para Discussão, No. 3082

Provided in Cooperation with:

Institute of Applied Economic Research (ipea), Brasília

Suggested Citation: Siffert, Nelson; Rocha, Katia (2025) : O mercado do hidrogênio de baixo carbono no Brasil: Perspectivas e desafios até 2030, Texto para Discussão, No. 3082, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Brasília,
<https://doi.org/10.38116/td3082-port>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/311741>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



<https://creativecommons.org/licenses/by/2.5/br/>

TEXTO PARA DISCUSSÃO

3082

**O MERCADO DO HIDROGÊNIO
DE BAIXO CARBONO NO BRASIL:
PERSPECTIVAS E DESAFIOS
ATÉ 2030**

**NELSON SIFFERT
KATIA ROCHA**



**O MERCADO DO HIDROGÊNIO
DE BAIXO CARBONO NO BRASIL:
PERSPECTIVAS E DESAFIOS
ATÉ 2030¹**

NELSON SIFFERT²
KATIA ROCHA³

1. Este trabalho faz parte do projeto A Produção do Futuro, desenvolvido na Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais, de Inovação, Regulação e Infraestrutura do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Diset/Ipea).

2. Diretor no Instituto de Ciência e Tecnologia Rede de Estudos do Setor Elétrico (ICT – Resel) e pesquisador bolsista do Subprograma de Pesquisa para o Desenvolvimento Nacional (PNPD) na Diset/Ipea. *E-mail:* nelson.siffert@ictresel.org.br.

3. Técnica de planejamento e pesquisa na Diset/Ipea. *E-mail:* katia.rocha@ipea.gov.br.

Governo Federal

Ministério do Planejamento e Orçamento

Ministra Simone Nassar Tebet

ipea Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

Fundação pública vinculada ao Ministério do Planejamento e Orçamento, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiros – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidenta

LUCIANA MENDES SANTOS SERVO

Diretor de Desenvolvimento Institucional

FERNANDO GAIGER SILVEIRA

**Diretora de Estudos e Políticas do Estado,
das Instituições e da Democracia**

LUSENI MARIA CORDEIRO DE AQUINO

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas

CLÁUDIO ROBERTO AMITRANO

**Diretor de Estudos e Políticas Regionais,
Urbanas e Ambientais**

ARISTIDES MONTEIRO NETO

**Diretora de Estudos e Políticas Setoriais,
de Inovação, Regulação e Infraestrutura**

FERNANDA DE NEGRI

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

RAFAEL GUERREIRO OSÓRIO

Diretora de Estudos Internacionais

KEITI DA ROCHA GOMES

Chefe de Gabinete

ALEXANDRE DOS SANTOS CUNHA

**Coordenadora-Geral de Imprensa e
Comunicação Social**

GISELE AMARAL DE SOUZA

Ouvidoria: <https://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

URL: <https://www.ipea.gov.br>

Texto para Discussão

Publicação seriada que divulga resultados de estudos e pesquisas em desenvolvimento pelo Ipea com o objetivo de fomentar o debate e oferecer subsídios à formulação e avaliação de políticas públicas.

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – **ipea** 2025

Siffert, Nelson

O Mercado do hidrogênio de baixo carbono no Brasil :
perspectivas e desafios até 2030 / Nelson Siffert, Katia Rocha. –
Brasília, DF: Ipea, 2025.

55 p. : il., gráfs., mapas. – (Texto para Discussão ; n. 3082).

Inclui Bibliografia.

ISSN 1415-4765

1. Hidrogênio de Baixo Carbono. 2. Políticas Públicas para Estímulo
à Demanda de LCOH. 3. Mercado Interno e Externo para Hidrogênio
de Baixo Carbono no Brasil. I. Rocha, Katia. II. Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada. II. Título.

CDD 333.794

Ficha catalográfica elaborada por Elizabeth Ferreira da Silva CRB-7/6844

Como citar:

SIFFERT, Nelson; ROCHA, Katia. **O Mercado do hidrogênio de baixo carbono no Brasil**: perspectivas e desafios até 2030. Brasília, DF: Ipea, fev. 2025. 55 p. : il. (Texto para Discussão, n. 3082). DOI: <https://dx.doi.org/10.38116/td3082-port>

JEL: L5; Q48; L98.

DOI: <https://dx.doi.org/10.38116/td3082-port>

As publicações do Ipea estão disponíveis para *download* gratuito nos formatos PDF (todas) e ePUB (livros e periódicos).

Acesse: <https://www.ipea.gov.br/porta/publicacoes>

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério do Planejamento e Orçamento.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

SUMÁRIO

SINOPSE

1 INTRODUÇÃO	7
2 PROJEÇÕES DA OFERTA E DA DEMANDA PARA O HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO EM 2030	13
2.1 Mercado global	13
2.2 O mercado europeu	18
2.3 Mercado brasileiro: a estratégia dual para o mercado interno e externo	22
3 CRONOGRAMA DE PROJETOS EM LARGA ESCALA DE HIDROGÊNIO	26
4 PRODUTOS DERIVADOS DO HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO	28
5 O CUSTO NIVELADO DO HIDROGÊNIO (LCOH) E A PRECIFICAÇÃO DO CARBONO	29
6 IMPACTOS DOS CUSTOS DO ELETROLISADOR E DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO LCOH	30
7 POLÍTICAS PÚBLICAS PARA O HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO NO BRASIL.....	35
7.1 Políticas de estímulo à demanda	35
7.2 Precificação das emissões de carbono	41
7.3 Janela de oportunidade para 2024 a 2028: projetos-demonstração	42
7.4 Chamada Estratégica de Hidrogênio PDI nº 023/2024 da Aneel	44
8 A PRODUÇÃO BRASILEIRA DE HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO EM 2030.....	47
9 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	49
REFERÊNCIAS.....	52
BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR.....	55

SINOPSE

O objetivo deste trabalho é avaliar, à luz da experiência internacional, qual cenário, em termos de volume de produção de hidrogênio de baixo carbono (LHC), o Brasil poderá alcançar em 2030. Agentes públicos e privados balizam suas expectativas, reduzem as incertezas e direcionam suas ações, tomando como referência marcos de médio e longo prazos, que expressam expectativas de crescimento do mercado. São apresentadas políticas públicas de suporte ao surgimento e à expansão do mercado do hidrogênio de baixo carbono, tendo como referência estudos da Agência Internacional de Energia (International Energy Agency – IEA) e iniciativas em curso no mercado brasileiro, como a *Chamada Estratégica de Projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) nº 23/2024: Hidrogênio no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro*, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel, 2024). O ano de 2030 pode ser tomado como um importante marco temporal de médio prazo, sobre o qual é preciso construir uma visão que venha a ser compartilhada, considerada crível, pelos agentes públicos e privados, sobre metas e objetivos relacionados à produção e à demanda de hidrogênio. É preciso que a cadeia de valor se movimente de forma coordenada, visando a objetivos comuns, com sincronismos de tempo e de movimento. As projeções da IEA apontam que, até 2030, é esperado que o mercado mundial do hidrogênio venha a crescer 54% em relação ao atual patamar de produção (2023), atingindo 150 Mt.¹ Desse total, é estimado que 70 Mt sejam de hidrogênio de baixo carbono, sendo 51 Mt com base na rota eletrolítica, e 19 Mt com base no gás natural, com captura e armazenamento de carbono (*carbon capture, utilization and storage – CCUS*). Os anúncios e as intenções de investimento nessa indústria se multiplicam diariamente em todo o mundo, somando mais de 520 GW² de capacidade. No entanto, apenas 7% desse montante têm se transformado em decisões finais de investimento (FIDs), conforme a IEA (2024a). Esse descompasso é observável tanto nos principais mercados mundiais quanto no Brasil. A IEA e outras referências na área de energias renováveis, como a Agência Internacional de Energia Renovável (International Renewable Energy Agency – Irena), não apontam, em suas projeções, participação do hidrogênio produzido a partir da reforma do etanol, com uso de processos de gaseificação. Essa rota tecnológica, no caso brasileiro, é uma alternativa promissora para a produção de hidrogênio renovável, mas que ainda se encontra em fase inicial de desenvolvimento. Desse modo, independentemente da participação maior ou menor de uma ou outra rota tecnológica, a expansão do mercado do hidrogênio de baixo carbono, no Brasil, dependerá, nos próximos anos, em grande medida, da velocidade com que venham a ocorrer: i) a precificação das emissões de carbono em setores específicos; ii) os ganhos de escala na produção dos eletrolisadores, reduzindo o valor das despesas de capital (*capital expenditures – Capex*); iii) a elevação dos indicadores de eficiência tecnológica ao longo da cadeia de valor; iv) a maturação e a difusão de rotas tecnológicas que fazem uso de biomassa; e iv) a redução no preço das

1. Milhões de toneladas (Mt).

2. Gigawatt (GW), equivalente a mil megawatts (MW).

energias renováveis. A atuação desses vetores tem potencial para eliminar o *gap* de preços hoje existente entre o hidrogênio de baixo carbono e o hidrogênio de origem fóssil: principal obstáculo à expansão da indústria. Estratégias gradualistas são aquelas em que projetos-demonstração ou projetos-piloto, em escala comercial, antecedem os projetos em larga escala, permitindo que seja observada, em menor grau de risco, a *performance* técnica, operacional e financeira. O uso local do hidrogênio de baixo carbono, no mercado interno, é priorizado antes que haja um direcionamento para o mercado externo. As iniciativas de políticas públicas em curso no Brasil, como a *Chamada Estratégica de PDI nº 023/2024* (Aneel, 2024) e o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC), poderão viabilizar iniciativas nessa direção. A estimativa apontada, neste estudo, para a produção de hidrogênio de baixo carbono no Brasil, em 2030, (da ordem de 200 kt¹/ano a 800 kt/ano) é equivalente, em seu limite superior, às estimativas da IEA (2022) e da Hydrogen Europe (Bonnet-Cantalloube, 2023). Cabe, portanto, avaliar quais são, de fato, as metas críveis e factíveis para a economia do hidrogênio, no Brasil, no horizonte de 2030.

Palavras-chave: hidrogênio de baixo carbono; políticas públicas para estímulo à demanda de LCOH; mercado interno e externo para hidrogênio de baixo carbono no Brasil.

1. Kt é equivalente a mil toneladas.

1 INTRODUÇÃO

O hidrogênio de baixo carbono (LCH) tem sido objeto de grande interesse, em todo o mundo, como um vetor para a promoção da descarbonização da economia e da transição energética. É esperado que a produção mundial de hidrogênio, que, em 2023, alcançou 97 milhões de toneladas (Mt), venha a crescer cerca de quatro vezes até 2050, com predomínio de baixo carbono, alcançando o patamar de 430 Mt, volume projetado associado ao Cenário Net Zero 2050 (IEA, 2023b).²

O crescimento observado da produção global de hidrogênio, nos últimos anos, não representa resultado de políticas públicas voltadas ao seu fomento, mas, sim, reflete tendências energéticas globais. Praticamente toda a demanda observada permanece concentrada em usos tradicionais no setor de refino e no setor químico, e a produção atual, em sua quase totalidade, é realizada por meio de fontes fósseis, emissoras de gases de efeito estufa (GEEs).³ Vale dizer que a indústria global de hidrogênio de baixo carbono ocupa ainda papel secundário e coadjuvante em oposição às convencionais.⁴

Até 2050, é esperada uma mudança significativa nas fontes de energia utilizadas na produção de hidrogênio, passando 90% a ser provenientes de fontes de baixo carbono (gás natural com captura de carbono – gerando-se o chamado hidrogênio azul) ou renováveis (solar, eólica, de biomassa – obtendo-se o hidrogênio verde).

Tais metas e objetivos de longo prazo parecem ambiciosos; para atingi-los, é preciso que sejam estabelecidos marcos intermediários (*milestones*), de curto e de médio prazos. Quando esses marcos são construídos de forma participativa, com instrumentos de apoio da política pública condizentes com as metas propostas, constrói-se um ambiente favorável aos investimentos. Essa visão de futuro, com clareza das etapas que precisam

2. A Agência Internacional de Energia (International Energy Agency – IEA, 2023b, p. 103) também projeta o crescimento da bioenergia, passando a produção mundial de bioenergia líquida de 4 EJ (exajoule, equivalente a 10^{18} J), em 2022, para 11 EJ, em 2030, um crescimento de 150%. Resíduos sólidos de biomassa também crescem, de 35 EJ, para 55 EJ, no período mencionado, atendendo à geração de energia, à indústria, ao aquecimento e à agricultura. A produção de biometano atinge 5 EJ, em 2030, e 10 EJ, em 2050.

3. De acordo com a IEA (2023a, p. 87), as emissões associadas à produção de hidrogênio variam significativamente, conforme as diferentes rotas tecnológicas. Quando se usa o gás natural, sem captura e armazenamento de carbono (*carbon capture, utilization and storage* – CCUS), as emissões diretas são de 9 CO₂-eq/kg H₂. Quando se consideram as atividades a montante da produção de hidrogênio (*upstream e midstream*), relativas à produção de gás, agregam-se mais 2,4 kg CO₂-eq/kg de H₂, chegando-se a um total de emissões de 10 a 13 kg CO₂-eq/kg de H₂. Quando o hidrogênio é produzido a partir da gaseificação do carvão, o nível de emissões chega a ser de 22 a 28 kg CO₂-eq/kg de H₂. Com base na rota da eletrólise, por outro lado, as emissões diretas são de 0,5 kg CO₂-eq/kg H₂, a depender das emissões do *grid* de transmissão, que, na Suécia, por exemplo, atingem 10 g CO₂-eq/kWh.

4. A IEA (2024a) coloca que a produção de hidrogênio de baixo carbono, em todo o mundo, em 2023, foi de menos de 1 Mt.

ser superadas, até que se ganhe escala de produção e de competitividade, permite balizar as expectativas, reduzindo incertezas do ambiente de negócios.

O ano de 2030 pode ser tomado como um importante marco temporal de médio prazo, sobre o qual é necessário que se estabeleça uma visão compartilhada pelos agentes públicos e privados sobre metas e objetivos relacionados à produção e à demanda de hidrogênio. Esses marcos devem ser factíveis, proporcionando credibilidade.

De acordo com a IEA (2023a; 2024a), é esperado que a produção mundial de hidrogênio, considerando todas as rotas tecnológicas de produção, atinja, em 2030, o montante de 150 Mt, um crescimento de 54% em relação à produção de 2023. Desse total, é previsto que 70 Mt, ou aproximadamente 50%, sejam de hidrogênio de baixo carbono; sendo 51 Mt, com base na rota eletrolítica, e 19 Mt, com base em combustíveis fósseis com CCUS.

Cabe destacar que a IEA, em suas projeções de hidrogênio de baixo carbono, considera apenas a rota tecnológica eletrolítica e com base no gás natural (*steam methane reforming* – SMR com CCUS).⁵ Não há referência ao hidrogênio produzido a partir da reforma do etanol, por meio de um processo de gaseificação. Possivelmente, isso se deve ao menor grau de maturidade dessa rota tecnológica.⁶ Há, nesse segmento, uma janela de oportunidade para o Brasil, dado o desenvolvimento local da indústria de biocombustíveis.

Todavia, quando se olha para os números de produção e de capacidade produtiva de hidrogênio de baixo carbono, observa-se uma lacuna. Em 2022, em nível global, o patamar de produção de hidrogênio da rota eletrolítica foi de apenas 100 kt (Unido, Irena e Idos, 2023, p. 25), correspondendo a uma capacidade de eletrólise de cerca de 200 MW. Em relação ao hidrogênio de origem fóssil, com CCUS, a produção tampouco é mais expressiva. Desse modo, o hidrogênio de baixo carbono responde, atualmente, por menos de 1% da produção global de hidrogênio (97 Mt, em 2023).

Há, portanto, um descompasso global (*mismatching*) entre o que é esperado, em termos de crescimento da oferta do hidrogênio de baixo carbono, e o que, de fato, tem sido observado em termos de decisões finais de investimento (FIDs) em novos

5. SMR consiste no processo mais tradicional de produção de hidrogênio, a partir do gás natural. CCUS é um mecanismo usado para evitar emissões de CO₂ na atmosfera.

6. Um exemplo de projeto-piloto de produção de hidrogênio a partir do etanol com informação pública é a parceria entre a Shell, a Raízem e a Hytron. A produção estimada é de 4,5 kg de H₂ por hora. Esse patamar é equivalente à produção de um eletrolisador com 0,25 MW de capacidade. A rota eletrolítica apresenta maturidade tecnológica em escala comercial (TRL > 7), com projetos-piloto de 10 MW de capacidade, cerca de quarenta vezes maior que a dos projetos-piloto com base no etanol.

TEXTO para DISCUSSÃO

projetos. Esse quadro levou o diretor-executivo da IEA,⁷ Sr. Fatih Birol, a manifestar um certo “desapontamento” em relação aos avanços obtidos, em 2023, na agenda do hidrogênio de baixo carbono.

O Sr. Birol aponta para o grande *gap* existente, em todo o mundo, entre os anúncios e as intenções de investimentos em projetos de hidrogênio de baixo carbono, que somam 49 Mt/ano, de um lado, e as FIDs, de outro, com apenas 3,6 Mt/ano, ou cerca de 7% do total.

É interessante observar que a capacidade prevista nos anúncios de projetos (520 GW) é inferior ao parque de produção de hidrogênio previsto para 2030 no Cenário Net Zero, da ordem de 590 GW de eletrólise.

Estudo realizado por Unido, Irena e Idos (2023) aponta que é preciso que seja compartilhado o conhecimento entre as partes estratégicas interessadas (*stackholders*) quanto ao volume e ao cronograma (*timing*) com que a produção vai se desenvolver no curto, no médio ou no longo prazo.

Estratégias gradualistas são aquelas nas quais projetos-demonstração ou projetos-piloto, em escala comercial, antecedem projetos em larga escala, permitindo que seja observada, em um menor grau de risco, a *performance* técnica, operacional e financeira. Recomenda-se priorizar o uso local antes das exportações (abordagem dual).

Desse modo, cabe estimar quais seriam os marcos ou *milestones* que podem ser alcançados pelo Brasil no horizonte até 2030, em especial em relação à capacidade e ao volume de produção. Buscar-se-á endereçar também políticas públicas que poderiam dar suporte à fase inicial de surgimento (*take off*) da indústria nacional do hidrogênio de baixo carbono. São destacadas as iniciativas da *Chamada Estratégica de Projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) nº 23/2024: Hidrogênio no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro*, da Agência Nacional de Energia Elétrica Aneel (Aneel, 2024), e do Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC), criado pela Lei nº 14.990, de 27 de setembro de 2024.

Muito se alardeia sobre as vantagens comparativas do Brasil na indústria de energia renovável. No entanto, quando se observa que 46 países estão desenvolvendo estratégias nacionais, planos e agendas (*roadmaps*) sobre hidrogênio de baixo carbono, é de esperar que o mercado do hidrogênio de baixo carbono venha a se desenvolver em um ambiente de alta competição. Deve-se ter em conta também que os países do norte da

7. Em 11 janeiro de 2024, em Paris, quando da apresentação do relatório *Renewables 2023: analysis and forecast to 2028* (IEA, 2024b).

África apresentam vantagens comparativas em termos de logística de distribuição, uma vez que é prevista a implantação de uma rede de dutos conectando o mercado europeu.

O objetivo deste trabalho é avaliar, à luz da experiência internacional em curso sobre o mercado do hidrogênio de baixo carbono, qual cenário, em termos de volume de produção, o mercado brasileiro poderá alcançar em 2030, para atender tanto à demanda interna quanto à externa (exportações).

Espera-se identificar quais elementos impedem um maior dinamismo para a decolagem (*take off*) da indústria do hidrogênio de baixo carbono, no sentido de projetos de investimentos ganharem escala e atingirem os volumes de produção.

Para tal, serão ressaltados indicadores de competitividade, como o custo nivelado de produção do hidrogênio de baixo carbono (LCOH), indicando as perspectivas de sua trajetória a médio prazo. O custo nivelado da energia solar PV⁸ (custo nivelado de produção da energia renovável – LCOE) será determinante para a competitividade do hidrogênio com base na rota eletrolítica.

Será observado que não somente basta levar em conta apenas o LCOE, mas também é preciso dispor de energia renovável com custo final baixo, para ser consumida pelo eletrolisador, a fim de chegar a um LCOH competitivo. Há incidência de custos regulatórios, associados ao uso da rede de transmissão, e, principalmente, de encargos setoriais. Todos esses fatores afetam a competitividade da produção nacional de hidrogênio.

A busca por reduzir esses custos tem levado ao desenvolvimento de modelos de negócios para a produção de hidrogênio *offgrid* – ou seja, sem conexão com a rede de transmissão, sendo todo o suprimento de energia fornecido por geração renovável própria, direcionada para o consumo do eletrolisador.

Os modelos *offgrid* apresentam dificuldades para serem viabilizados, na medida em que a natureza intermitente das energias solar e eólica, em um contexto sem conexão com a rede, provoca variações abruptas na produção do eletrolisador. A volatilidade na produção de hidrogênio eleva a taxa de degradação do equipamento, bem como implica operar com um menor fator de capacidade (grau de utilização). Não se pode, em sistemas *offgrid*, atingir patamares elevados de fator de capacidade, da ordem de 90%, nos quais os custos fixos são diluídos em um maior volume de produção.

Uma hipótese apontada é associar um banco de baterias estacionárias, visando tornar a oferta de energia mais estável. Em contrapartida, os custos dessa operação

8. Solar PV: geração solar fotovoltaica.

TEXTO para DISCUSSÃO

são elevados. A conexão com sistema de transmissão mostra-se fundamental para suprir déficits temporários da autogeração, bem como para escoar a energia excedente renovável variável que venha a ser eventualmente gerada, a depender das condições locais de insolação e/ou dos ventos.

Nesse contexto, modelos de negócios estão sendo desenvolvidos, buscando-se uma equação que viabilize a competitividade do hidrogênio de baixo carbono. O suporte da política pública – por meio dos seus principais instrumentos, como subsídios a despesas de capital (*capital expenditures* – Capex), despesas operacionais (*operational expenditures* – Opex), incentivos fiscais, contratos por diferença (*CfDs*) e precificação do carbono, entre outros – será tratado nas seções seguintes, uma vez que poderá se tornar determinante no fomento à demanda e à produção de LCH.

Seguindo as melhores práticas internacionais (OECD, 2004), será pontuado que o emprego de incentivos ou de subvenções deve: i) limitar-se ao período de decolagem (*take off*) da indústria do hidrogênio de baixo carbono; ii) buscar o atendimento dos objetivos ao menor custo por meio de processos competitivos, como indicado no PHBC; iii) visar ao fortalecimento do controle, à transparência e à recuperação de custos; e iv) ensejar a avaliação de impactos regulatórios e da efetividade das políticas públicas relacionadas aos subsídios.

Agentes públicos e privados, com base em incentivos, fazem suas projeções de investimento, visando alcançar determinado patamar de produção, proporcionando o desenvolvimento do mercado. A infraestrutura dedicada a essa nova atividade, cujo planejamento cabe ao setor público, precisa estar disponível, seja ela já existente (*brownfield*) ou a ser implantada (*greenfield*). A determinação geográfica também é relevante, dadas as diferentes alternativas disponíveis. Enfim, é necessário que a cadeia de valor do hidrogênio de baixo carbono se movimente de forma coordenada, visando a objetivos comuns, com sincronismos de tempos e movimentos.

A metodologia adotada neste estudo foi realizar, na seção 2, um levantamento das principais referências internacionais – como a IEA, a Agência Internacional de Energia Renovável (International Renewable Energy Agency – Irena) e o Hydrogen Council – a respeito da oferta e da demanda mundial para o hidrogênio de baixo carbono em 2030. Busca-se, assim, observar qual patamar de produção e consumo as agências especializadas estimam para o mercado mundial e para o Brasil. O objetivo dessa seção é trazer referências internacionais que permitam situar a produção estimada para o Brasil, no contexto mundial da economia do hidrogênio de baixo carbono.

Na seção 3, são apresentadas as diversas etapas que envolvem a implantação de um projeto de investimento em hidrogênio, desde a sua concepção original até a sua

entrada em operação. Procura-se deixar claro que as metas a serem alcançadas em 2030 têm como janela de oportunidade o período até 2027.

Em seguida, na seção 4, são apresentadas as alternativas de crescimento da indústria de hidrogênio de baixo carbono por meio dos seus derivados: amônia, metanol e/ou querosene de aviação sustentável (SAF).⁹ Os requisitos para manuseio e transporte são menos rigorosos para os derivados do que para o hidrogênio, além de já haver, para aqueles, mercados e infraestruturas estabelecidos. Portanto, o uso do hidrogênio de baixo carbono representa uma opção promissora em relação ao hidrogênio de origem fóssil, para utilização em segmentos industriais.

Na seção 5, mostra-se a principal barreira para o crescimento do mercado de hidrogênio de baixo carbono: a diferença de preços (*gap*) do LCOH entre o hidrogênio de baixo carbono e aquele de origem fóssil, com reflexos indiretos nos seus derivados. Esse *gap* de preços tende a se reduzir (seção 6), à medida que ganhos de escala e melhorias de eficiência dos eletrolisadores venham a ocorrer, em um ambiente com menores preços das energias renováveis.

Na seção 7, são apontadas, à luz das referências apresentadas pela IEA (2023a), políticas públicas que podem ser implantadas com prazos definidos (até dez anos), visando dar suporte à demanda de hidrogênio de baixo carbono. São exemplos os contratos por diferença, as cotas e os incentivos fiscais e de crédito, entre outros. São políticas públicas que reduzem o Capex e/ou o Opex – e, portanto, o LCOH –, viabilizando, de forma indireta, que a demanda venha a se materializar em um menor nível de preços. Em alguns casos, como nas cotas e nos incentivos fiscais, há possibilidade de promoção direta da demanda. Nessa seção, também é destacada a Chamada nº 23/2024 – Projeto Estratégico: Hidrogênio no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro da Aneel –, ressaltando-se sua relevância para que projetos-demonstração, em escala comercial, venham a ser implantados até 2028, em diferentes regiões, com variadas tecnologias e usos finais. Breves considerações são colocadas sobre o PHBC, recém-aprovado pela Lei nº 14.990/2024.

Os projetos-demonstração serão relevantes para apontar modelos de negócios sustentáveis e escaláveis. Entretanto, para a indústria ganhar tração, viabilizando-se projetos em maior escala, a precificação das emissões de carbono – em setores como siderurgia, cimento, químico, entre outros – será determinante para a ampliação da competitividade do hidrogênio de baixo carbono. A perspectiva de esse processo ocorrer

9. Combustível sustentável de aviação (*sustainable aviation fuel* – SAF).

TEXTO para DISCUSSÃO

nos próximos anos tem levado investidores a se posicionarem estrategicamente na cadeia de valor, inclusive patrocinando projetos-demonstração.

Na seção 8, à luz de todas as considerações realizadas, será feita uma estimativa para a produção brasileira de hidrogênio de baixo carbono em 2030, com base nas informações públicas disponíveis sobre FIDs no Brasil. Não serão levados em conta anúncios, memorandos de entendimento (MoUs) ou intenções de investimento, mas apenas informações sobre projetos em fase avançada para iniciar a sua implantação, com decisão de investimento já tomada. Para estimar a produção esperada para 2030, considerou-se que um projeto em larga escala demanda pelo menos quatro anos para estudos, licenciamentos, obtenção de financiamento, implantação e comissionamento.

As considerações finais são apresentadas na seção 9. A estratégia brasileira na indústria de hidrogênio de baixo carbono deve envolver gradualismo e dualismo. Por um lado, há o aprendizado de uma etapa do crescimento antecedendo a etapa subsequente, quando se eleva a escala de produção. Assim, uma dinâmica de crescimento orgânico se dará ao longo do tempo, sequencialmente, retroalimentando-se. Por outro lado, há dualismo: foco prioritário no mercado interno e atenção às oportunidades no mercado externo. Neste caso, há também sinergias a serem capturadas, decorrentes da atuação nos dois mercados com dinâmicas distintas, proporcionando maior escala de produção e diversificação.

O estabelecimento de planos, metas e marcos temporais (*roadmaps*) contribuem para a redução dos riscos dos investimentos (*de-risk*), tanto para os acionistas e os financiadores (*sponsors*), como para os agentes que demandam (*offtakers*) hidrogênio de baixo carbono. A criação desse ecossistema – formado por políticas públicas, incentivos e objetivos comuns de médio prazo – é uma pré-condição necessária para a decolagem (*take off*) da indústria de hidrogênio de baixo carbono no Brasil.

2 PROJEÇÕES DA OFERTA E DA DEMANDA PARA O HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO EM 2030

2.1 Mercado global

De acordo com a IEA (2023b; 2024a), no Cenário Net Zero, a demanda de hidrogênio eleva-se, de 97 Mt, em 2023, para 150 Mt, em 2030, sendo atendida por uma oferta de 70 Mt de hidrogênio de baixo carbono e de 80 Mt de hidrogênio de origem fóssil.

Sob a ótica da demanda, novos usos do hidrogênio de baixo carbono nos segmentos de transportes – incluindo combustíveis – e em geração de energia são esperados

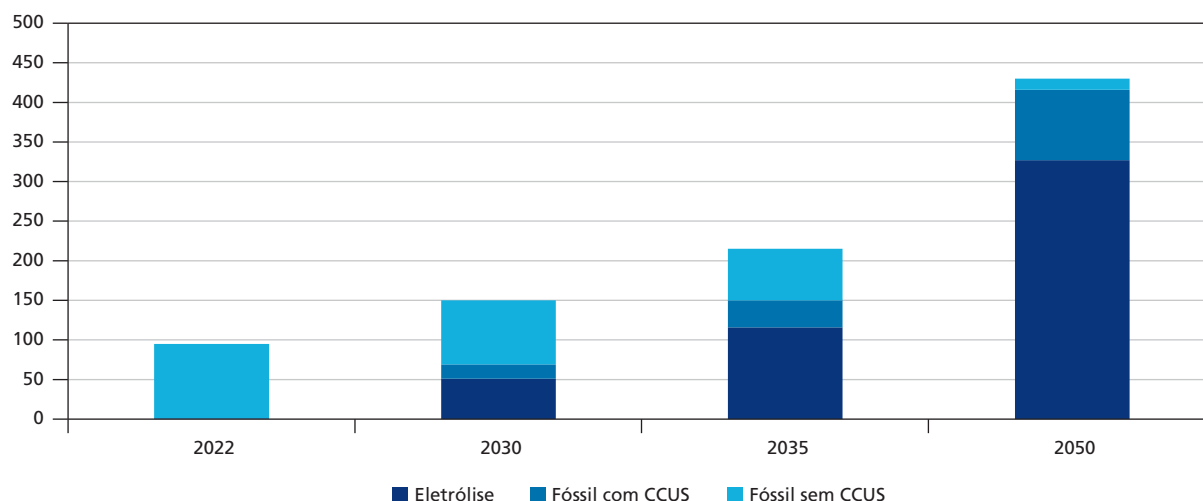
até 2030, agregando 16 Mt/ano e 22 Mt/ano, respectivamente. O segmento industrial aumenta o seu consumo de hidrogênio em 18 Mt/ano, atingindo 71 Mt/ano.

Nas projeções realizadas pela IEA, é previsto que a produção (oferta) venha a crescer de modo compatível a atender à demanda projetada. No cenário com saldo líquido de emissões igual a zero (NZE), é previsto, em 2050, que a oferta mundial total de hidrogênio venha a alcançar o patamar de 430 Mt, conforme ilustra o gráfico 1.

GRÁFICO 1

Produção mundial de hidrogênio para o Net Zero 2050

(Em Mt)



Fonte: IEA (2023b).

Elaboração dos autores.

É previsto pela IEA (2023b) não apenas um crescimento da oferta de hidrogênio de 54%, no período até 2030, e 343%, até 2050, mas também uma mudança na tecnologia e no processo de produção ao longo dos anos. É reduzida a participação do hidrogênio de origem fóssil sem captura de carbono e elevada a do hidrogênio de baixo carbono, que abarca tanto o hidrogênio de origem fóssil com captura, utilização e estocagem de carbono (CCUS), como o hidrogênio eletrolítico. Este último apresenta significativo crescimento.

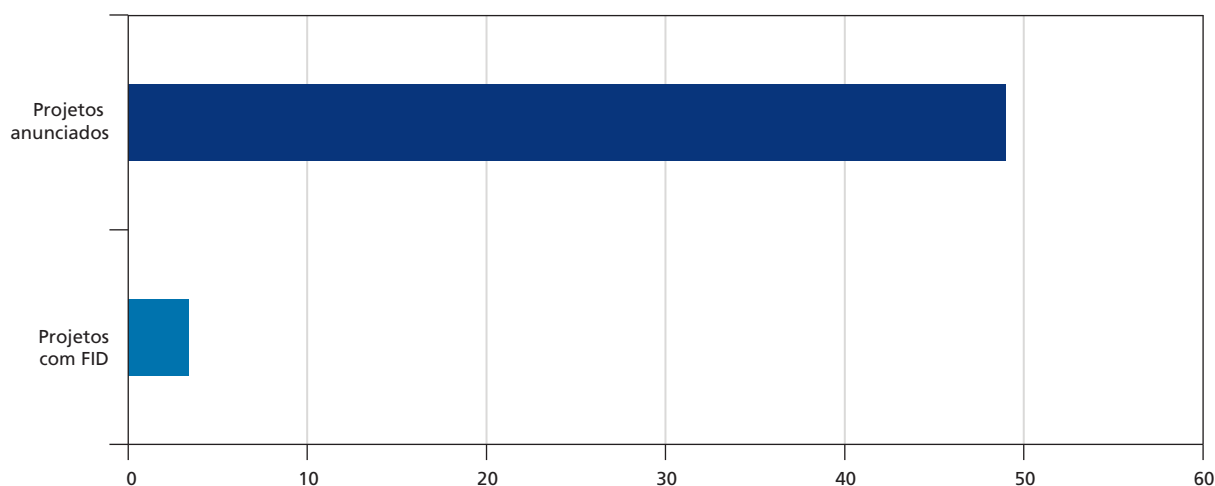
Verifica-se que a produção de hidrogênio de baixo carbono, em 2023, foi praticamente insignificante (menos de 1 Mt), respondendo por menos de 1% da produção global de hidrogênio. Contudo, para 2030, é previsto que essa produção chegue a 70 Mt, sendo a maior parte (72%) com base na rota eletrolítica. Em 2050, a participação do hidrogênio de baixo carbono passa a representar 97,6% do total da produção de hidrogênio, sendo a rota eletrolítica responsável por 76% da produção global (gráfico 1).

TEXTO para DISCUSSÃO

Quando se levam em conta as estimativas da produção de hidrogênio de baixo carbono em 2030, diferentes análises para o médio prazo podem ser levantadas. É possível obter indicadores mais precisos sobre a possível *performance* a ser alcançada em 2030. Dois indicadores se destacam: i) relação de projetos em implantação ou com FID já tomada; e ii) projetos anunciados ou em estudos de viabilidade. O gráfico 2 apresenta essas estimativas.

GRÁFICO 2**Diferentes estágios dos projetos de hidrogênio de baixo carbono (2023)**

(Em Mt)



Fonte: IEA (2024a).

Elaboração dos autores.

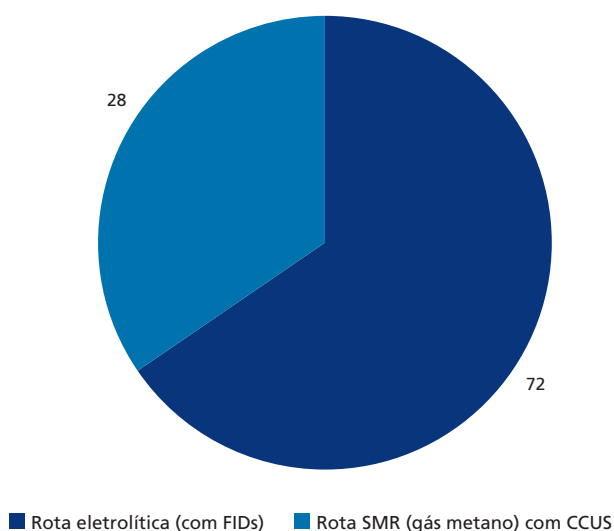
A produção prevista de hidrogênio de baixo carbono, para 2030, com base nos projetos anunciados, foi revista, tendo alcançado 49 Mt/ano (IEA, 2024a). Apenas 7% desse montante transformou-se em FID até 2023, ou cerca de 3,4 Mt/ano. Esse número cresceu 100% em relação aos indicadores apresentados em 2022. Todavia, ainda representa um baixo patamar em face das ambições colocadas para o hidrogênio de baixo carbono.

Observa-se que o volume previsto para a produção de hidrogênio de baixo carbono, em 2030, ainda que se considere a totalidade dos anúncios de projeto, é um pouco mais da metade (49 Mt) do volume previsto para 2030 no Cenário IEA Net Zero, de 70 Mt, sinalizando o desafio em curso.

Já com relação aos projetos no período 2022-2030, estima-se que a rota da eletrólise seja responsável por 72% (51 Mt) do hidrogênio de baixo carbono produzido e a de fonte fóssil com captura de CO₂, por 28% (19 Mt), conforme apresentado no gráfico 3.

GRÁFICO 3**Rotas tecnológicas dos projetos de hidrogênio até 2030**

(Em %)



Fonte: IEA (2023b).

Elaboração dos autores.

Segundo Bonnet-Cantalloube *et al.* (2023), é de conhecimento público que apenas dois (Arábia Saudita e Omã) entre os quinze maiores projetos de hidrogênio renovável no mundo, tenham atingido a FID. Os demais se enquadram na categoria de projetos anunciados. Trata-se de projetos com base na rota eletrolítica, com escala acima de 1 GW, focados em exportações. O conjunto dos projetos elencados pelos autores, em termos de oferta, tem potencial estimado em torno de 11,4 Mt/ano de hidrogênio renovável, com base na rota da eletrólise. A tabela 1 apresenta as projeções.

TABELA 1**Projeção das exportações anuais de hidrogênio renovável (eletrólise), com base nos quinze maiores projetos anunciados**

(Em Mt)

País	Quantidade (H ₂ eq)
Austrália	4
Omã	2
Cazaquistão	2
Chile	1
Brasil	0,9

(Continua)

TEXTO para DISCUSSÃO

(Continuação)

País	Quantidade (H ₂ eq)
Arábia Saudita	0,8
Mauritânia	0,7
Total	11,4

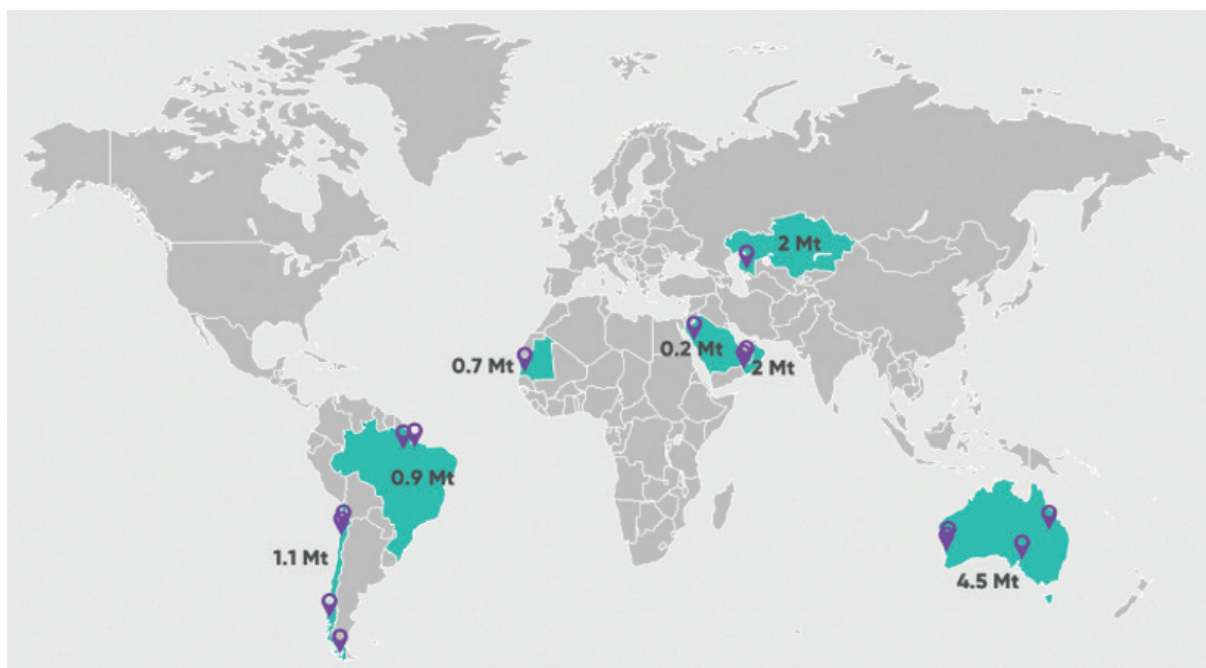
Fonte: Bonnet-Cantalloube *et al.* (2023).
Elaboração dos autores.

Não se observa a definição de um marco temporal nas projeções divulgadas por Bonnet-Cantalloube *et al.* (2023). Verifica-se que os números dialogam com as projeções realizadas pela IEA (2024a), segundo as quais os projetos anunciados de hidrogênio de baixo carbono somam 49 Mt, sendo 60% com base na rota eletrolítica (29 Mt). Desse montante, aproximadamente a metade da produção é destinada às exportações.

Os países considerados promissores, na visão de Bonnet-Cantalloube *et al.* (2023), para atuação no mercado exportador, são apresentados na figura 1.

FIGURA 1

Distribuição geográfica das exportações anuais de hidrogênio eletrolítico em projetos acima de 1 GW de eletrólise
(Em Mt)



Fonte: Bonnet-Cantalloube *et al.* (2023).

Entretanto, no relatório mais atual da IEA (2024), já se observa que países como Austrália, Brasil e Chile perderam certo grau de protagonismo, ao passo que Arábia Saudita e Omã, por exemplo, ganharam maior relevância, na medida em que projetos que miram a escala acima de 1 GW já obtiveram a FID, tendo sido iniciada a execução da sua implantação. Os países exportadores, nas projeções realizadas para 2028, serão liderados por Arábia Saudita, Austrália, Omã e Emirados Árabes Unidos (EAU). Os mercados da Ásia e da Europa serão os principais destinos.

O Brasil, com exportações de 900 kt/ano, destaca-se entre os países exportadores. Essa estimativa da Hydrogen Europe (Bonnet-Cantalloube *et al.*, 2023) é próxima à projetada pela IEA (2022); isto é, 800 kt/ano, o patamar previsto para exportações brasileiras em 2030.

Uma estratégia em potencial, observada na experiência internacional recente, é o incremento da demanda por LCH, utilizando-o como substituto do hidrogênio de origem fóssil, atualmente empregado nas refinarias e na produção de amônia (fertilizantes) e de metanol. Esses setores respondem por mais de 79% do consumo total do hidrogênio em nível mundial (IEA, 2022).

Nesse sentido, dois mercados se abrem para o hidrogênio de baixo carbono: i) substituição do hidrogênio fóssil empregado nos atuais usos, notadamente em refinarias, em produção de amônia e metanol; e ii) novos usos, em setores industriais, como siderurgia, transporte, geração de energia, entre outros exemplos.

2.2 O mercado europeu

O entendimento da dinâmica prevista para o crescimento do mercado europeu de hidrogênio de baixo carbono é relevante para pensar o papel que o Brasil poderá vir a exercer, em 2030, enquanto país exportador da molécula e de seus derivados.

O mercado norte-americano, por exemplo, é considerado expressivo em termos de volume, escala de produção e multiplicidade de rotas tecnológicas, a partir do gás natural, da eletrólise e da biomassa. Todavia, é apontado, por estudos sobre o comércio internacional, como um mercado autossuficiente em hidrogênio de baixo carbono em geral, tanto de origem fóssil, eletrolítica ou em biomassa, esperando-se que tenha pouco protagonismo no mercado internacional, seja na condição de exportador, seja na de importador.

A Ásia, com a demanda de importações do Japão e da Coreia do Sul, é um mercado relevante para a decolagem (*take off*) da indústria do hidrogênio de baixo carbono.

TEXTO para DISCUSSÃO

Países com localização mais próxima ao mercado asiático, como a Austrália, são fortes candidatos para atender a essa demanda.

Sob a ótica do Brasil, cabe buscar avaliar qual, de fato, poderá ser a demanda da União Europeia (UE), em 2030, por hidrogênio de baixo carbono e/ou por seus derivados, como amônia, metanol e SAF. Alcançar patamar significativo de participação (*market share*) nas importações desse mercado é um objetivo natural para as exportações brasileiras. A janela de oportunidade, nessa fase inicial de desenvolvimento do mercado, deve ser observada pelos formuladores de políticas públicas.

A rede de gasodutos para o transporte do hidrogênio, ligando o norte da África ao sul do continente europeu – projeto em execução –, permite vantagens competitivas associadas à logística, favorecendo países do norte da África, como Marrocos, Mauritânia e países do Oriente Médio.

Em março de 2023, a Comissão Europeia, ampliou, ainda mais, as metas previstas no RepowerEU¹⁰, para 2030, em relação à produção e ao consumo de hidrogênio de baixo carbono pelo mercado da UE: 20 Mt/ano. Desse total, a metade (10 Mt/ano) seria produzida internamente com 100 GW de eletrolisadores e haveria um montante de importações da mesma ordem que a produção doméstica (10 Mt/ano).

A Alemanha, por exemplo, dobrou sua meta em termos de implantação de eletrolisadores: de 5 GW para 10 GW. A Espanha tem uma meta mais ambiciosa: 11 GW, em 2030.

A introdução de cotas para combustíveis sintéticos ou de origem não biológica (RFNBO), seguindo as diretrizes da certificação RED II e III,¹¹ representa uma política central europeia para estimular a demanda. Foram propostos níveis mínimos de utilização (cotas) de hidrogênio de baixo carbono em segmentos industriais e de transportes, que seriam suficientes para gerar 5,6 Mt/ano de demanda no mercado europeu.

Em termos de *funding* (recursos) para alcançar essa meta, segundo Quitzw et al. (2023), com base em um banco de dados do programa da Global Alliance Powerfuels (nov. 2022), foram disponibilizados em toda a Europa mais de € 50 bilhões, para apoio à cadeia de valor de hidrogênio de baixo carbono.

10. O RepowerEU é um plano que visa à mobilização dos países europeus, no sentido de reduzir a dependência do gás da Rússia, por meio de crescentes investimentos em energias renováveis, de eficiência energética e de diversificação das fontes de suprimento.

11. A Diretiva para Energias Renováveis (Renewable Energy Directive – RED) é o quadro jurídico para o desenvolvimento de energias limpas em todos os setores da economia da União Europeia. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en#related-links.

Os programas da União Europeia, gerenciados de forma supranacional pela Comissão Europeia, como o Banco Europeu do Hidrogênio (HEB), somam € 17 bilhões. No plano nacional, os países com maiores disponibilidades de recursos (*funding*), por meio de diferentes programas, são: Alemanha (€ 10 bilhões); França (€ 9 bilhões); Reino Unido (€ 6 bilhões); Espanha (€ 1,8 bilhão); Portugal (€ 1 bilhão); entre outros (Quitow et al., 2023).

Metas tão ambiciosas por parte da União Europeia implicam aumentar a capacidade de geração de energia renovável em torno de 160 a 200 TWh¹²/ano, em média, até 2050. Entre 2017 e 2021, a expansão da geração renovável foi de aproximadamente 50 TWh/ano nos países europeus (Quitow et al., 2023). Países como Espanha, Alemanha, França e Itália têm maior participação nas projeções em termos de capacidade de eletrólise até 2030.

Sob a ótica da demanda, os principais mercados, segundo Espitalier-Noël et al. (2023), são: Alemanha (21%); Holanda (12%); Polônia (10%); Espanha (8%); Itália (8%); Reino Unido (7%); e França (7%). Em 2030, o consumo previsto de hidrogênio eletrolítico atinge 7,1 Mt/ano. Os principais usos apontados são em: siderurgia; amônia; refinarias; metanol; e-combustíveis; e geração de calor para indústrias.

Entretanto, o trabalho coordenado pela Hypat, em 2023, mostra que permanecem incertezas a respeito das medidas tomadas. Caberá monitorar, nos próximos anos, se os programas lançados, como o REFueEU Aviation Initiative (REFueEU..., 2023) ou mesmo o FueleEU Maritime (FueleEU..., 2023), serão suficientes para desencadear investimentos que promovam ganhos de escala (*scaling up*) da produção e do uso do hidrogênio de baixo carbono.

Em geral, esses programas exigem que o hidrogênio produzido se enquadre, em termos de certificação, às diretrizes colocadas pela RED II e III.¹³

Outros instrumentos se somam à política de quotas para o hidrogênio de baixo carbono. O Banco Europeu do Hidrogênio, por exemplo, com orçamento de € 800 milhões, pode prover *funding* para a realização de leilões de compra e venda de hidrogênio renovável e de seus derivados.

Dessa forma, é possível equalizar os preços dos produtos renováveis, dando sustentação a contratos de longo prazo, entre partes privadas, de produtos derivados do hidrogênio renovável.

12. Terawatt por hora (TWh), equivalente a mil GWh.

13. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en.

TEXTO para DISCUSSÃO

Em abril de 2024, a Comissão Europeia anunciou os resultados do primeiro leilão. Foram comprometidos, com os sete projetos vencedores, € 720 milhões, com a equalização de preços. É previsto que venha a ser produzida 1,58 Mt de hidrogênio em dez anos, com base na eletrólise, implicando a implantação de 1,5 GW de capacidade. O prazo máximo de implantação dos projetos é de cinco anos. Cinco dos sete projetos vencedores, representando cerca de 90% do montante equalizado, estão situados na Espanha e em Portugal. Os outros dois projetos serão implantados na Noruega e na Finlândia. O uso do hidrogênio está direcionado, principalmente, para a produção de amônia e para o refino de petróleo.

Chamou atenção a competitividade demonstrada nesse primeiro certame. Foram inscritas 136 propostas, somando 800 kt/ano, tendo sido vitoriosos menos de 20% desse montante (150 kt/ano). Outro ponto de destaque foi o baixo prêmio obtido para a equalização de preços, abaixo de € 0,48/kg de H₂ produzido. O preço-teto (*ceiling price*) do primeiro leilão foi € 4,50/kg de H₂. Para o próximo leilão, previsto para ocorrer ainda em 2024, é esperado que o preço-teto venha a se reduzir para € 3,50/kg H₂.

De todo modo, esse resultado implicou elevar as FIDs em hidrogênio, com base na rota eletrolítica, em cerca de 8%, passando de 1,8 Mt para 1,95 Mt, ou 150 kt/ano. No entanto, para chegar à produção prevista internamente de 10 Mt/ano em 2030, o número de iniciativas como a do Banco do Hidrogênio deveria se multiplicar por cerca de sessenta vezes até 2027, a fim de que haja tempo para a implantação dos projetos até 2030, o que evidencia ainda mais o desafio.

Em termos orçamentários, mantendo-se o valor da equalização observada no primeiro leilão, o gasto total representaria um compromisso de dispêndios da ordem de € 47,5 bilhões.¹⁴ Certamente, esse valor sofreria redução em função da diminuição da equalização ao longo do tempo, decorrente da maior competitividade que se espera alcançar, mas, ainda assim, seria um número significativo, para ser suportado pelas políticas públicas na Europa.

Desse modo, as iniciativas em curso, no mercado europeu, de projetos com FID ou em implantação, estão ainda distantes da meta de produzir 10 Mt/ano, na UE, com 100 GW de capacidade de eletrólise em 2030. Há projetos em larga escala em implantação, como o projeto H2 Green Steel, na Suécia, no qual é prevista a instalação de 700 MW de eletrolisadores, capazes de destinar 100 kt/ano para consumo na siderurgia.

14. Considerado os resultados do 1º Leilão do Banco Europeu do Hidrogênio, foram comprometidos € 720 milhões para a aquisição, em 10 anos, de 1,5 Mt ou de 150 kt/ano de hidrogênio eletrolítico. Desse modo, para chegar a produção no mercado interno europeu de 10 Mt em 2030, seriam necessários 66 leilões (150 kt/ano x 66 = 10 Mt/ano). Logo, 66 x € 720 M = € 47,5 bi.

Os dois maiores projetos vencedores do leilão do Banco Europeu do Hidrogênio somam 1 GW, absorvendo € 720 milhões de subsídios. Todavia, projetos desse tamanho são pontuais, contando com estruturas com forte incentivo público.

A menos que mecanismos associados à precificação do carbono, aos leilões de compra ou à equalização das diferenças venham a impulsionar, de forma significativa, a demanda nos próximos anos, não se identifica atualmente um volume de investimentos que possam vir a atender uma demanda de 20 Mt/ano de hidrogênio de baixo carbono em 2030.

Em 2022, a demanda de hidrogênio na UE foi de 8,2 Mt/ano (Espitalier-Noël *et al.*, 2023). Grande parte desse consumo deverá, até 2030, ser substituído pelo hidrogênio de baixo carbono, bem como novos usos deverão ser revelados. Entretanto, diferenças de preços dos produtos, de acordo com as rotas tecnológicas de produção, impedem maior velocidade desse processo, uma vez que não se observam no mercado prêmios significativos por produtos de baixo carbono.

Conforme assinalam Cammeraat, Dechezleprêtre e Lalanne (2022), as metas de produção para 2030 estimadas por agências como IEA e Hydrogen Council, a despeito de serem ambiciosas, comparadas com a presente situação observada de projetos com FIDs, não atingem o patamar que é estimado no Cenário Net Zero (IEA, 2021). A capacidade de eletrólise observada na UE era de apenas 218 MW, em 2021. Com FIDs, em 2024, essa capacidade chega a apenas cerca de 2 GW, mostrando o salto na produção que é esperado, quando se considera a ambição da UE de dispor de 100 GW de capacidade em 2030.

2.3 Mercado brasileiro: a estratégia dual para o mercado interno e externo

O Brasil dispõe de um mercado interno que absorve 400 kt/ano de hidrogênio, o que abre possibilidades para o desenvolvimento da indústria do hidrogênio de baixo carbono no país. O refino do petróleo representa o principal uso do hidrogênio, respondendo por cerca de 350 kt/ano, ou praticamente 90% do mercado (EPE, 2022).

A Petrobras, com seu parque de refino, é um ator fundamental, uma vez que o hidrogênio utilizado nas refinarias é, na sua totalidade, de origem fóssil. Parcela expressiva das emissões de CO₂ que ocorrem no processo de destilação do petróleo se dá na produção de hidrogênio. O hidrogênio é utilizado, principalmente, para retirada do enxofre na produção do diesel. A substituição pelo hidrogênio de baixo carbono, por si só, será capaz de reduzir as emissões na produção de derivados do petróleo.

TEXTO para DISCUSSÃO

A capacidade instalada de produção de hidrogênio no Brasil é estimada na ordem de 570 kt/ano, estando mais de 70% sob responsabilidade da Petrobras. Nesse caso, a produção e o consumo se dão no próprio sítio, não implicando uma transação comercial no mercado.

Empresas de gases industriais, como a Linde, também são produtoras de hidrogênio para uso dos seus clientes. Nesse caso, o hidrogênio é transacionado no mercado, mas não há indicadores quanto ao seu preço no mercado, até mesmo pelo fato de sua venda estar associada à prestação de serviços de entrega e estocagem.

Além do setor de refino, o uso do hidrogênio se dá em maior intensidade na indústria química, a partir da amônia e do metanol. A demanda por esses derivados apresentou, no mercado brasileiro, crescimento expressivo, mais do que dobrando, no período de uma década, com taxas médias anuais de 7,6% ao ano.

A amônia é, em grande parte, transformada em ureia, para uso como fertilizante. O metanol tem no mercado do biodiesel um dos seus principais usos no Brasil, mas tanto a amônia como o metanol são produtos cujas importações são expressivas no Brasil, respondendo pela maior parte do abastecimento do mercado interno.

Dessa forma, o mercado desses produtos representa uma alternativa para a expansão do hidrogênio de baixo carbono no país. O tamanho e a densidade industrial da economia brasileira oferecem alternativas de uso industrial, ampliando as possibilidades para desenvolvimento de novos modelos de negócios, com substituição de importações e ganhos de competitividade.

A produção de fertilizantes nitrogenados mais próxima das áreas de consumo – como o projeto da Atlas Agro, em Uberaba/MG – é um exemplo de redução dos custos logísticos, uma vez que as plantas de produção, em menor escala, passam a se dar de forma mais distribuída geograficamente, próximas às zonas de consumo de fertilizante.

O hidrogênio de baixo carbono é também um insumo empregado na produção de metanol e de outros combustíveis sintéticos, como o SAF. Desse modo, a incorporação pela Petrobras de projetos nessa área é imprescindível para promover um maior dinamismo na cadeia de valor da indústria do hidrogênio de baixo carbono no Brasil.

O mercado de biodiesel responde por parcela expressiva (um terço) do mercado de metanol no Brasil. A disponibilidade de CO₂ de origem biogênica em usinas de etanol permite que a produção de metanol venha a se dar, quando se faz uso do hidrogênio eletrolítico, com níveis muito baixos de emissões diretas, uma vez que o CO₂ é proveniente de um processo renovável. Há também outras possibilidades de obtenção de CO₂ de origem biogênica, como a indústria de bebidas (cerveja).

Estudo contratado pelo Banco Mundial (World Bank, 2023)¹⁵ aponta para uma demanda no mercado interno da ordem de 300 kt para o hidrogênio de baixo carbono em 2030. Supondo que 20% do atual mercado de 400 kt venha a ser substituído pelo hidrogênio de baixo carbono (80 kt/ano), restariam 220 kt/ano para serem colocados em novos usos.

Desse modo, pode-se estimar o total do mercado interno de hidrogênio, tanto de origem fóssil como renovável, em 2030, como sendo da ordem de 620 kt/ano. Esse patamar representa um crescimento de cerca de 60% em face do atual mercado, estando em linha com projeções da IEA (2023b) para o mercado mundial do LCH, como um todo, até 2030. A produção de hidrogênio renovável responde por cerca de 300 kt/ano. Os principais usos identificados estão associados à substituição do hidrogênio de origem fóssil na siderurgia, nas refinarias e na produção de amônia (fertilizantes) e metanol.

Novos usos em segmentos industriais – como mineração, siderurgia, cimento, química e os intensivos em processos que envolvem calor, como cerâmica e vidro – também podem impulsionar a demanda local, sendo responsáveis por mais da metade da demanda projetada para o hidrogênio de baixo carbono. A indústria apresenta oportunidades de uso do hidrogênio no seu processo de descarbonização.

Ainda que o quadro atual não aponte para uma equação sustentável econômica e financeiramente para projetos em larga escala de hidrogênio de baixo carbono, observam-se, por outro lado, diversas iniciativas em alguns setores – como o siderúrgico (aço verde), o de fertilizantes e o de refinarias –, buscando-se, por meio do hidrogênio renovável, descarbonizar ou reduzir as emissões de GEEs. São iniciativas em menor escala, do tipo projeto-demonstração.

Em relação ao mercado externo, a IEA (2022, pág.165) aponta o Brasil na quinta posição entre os maiores países exportadores de hidrogênio de baixo carbono e derivados, com um volume de cerca de 800 kt em 2030.¹⁶ Desse volume de produção, considerando que 70% venham a ser produzidos com base na rota eletrolítica, a capacidade instalada, em termos de eletrolisadores, atingiria cerca de 4,0 GW.¹⁷

15. Estudo em fase de elaboração, preparado para o Banco Mundial e o governo da Espanha.

16. Cabe mencionar uma revisão, a menor, das projeções a respeito da produção de hidrogênio de baixo carbono, no Brasil e no Chile, feita em IEA (2024a).

17. Segundo dados de fabricantes de eletrolisadores, são produzidos 17,8 kg de hidrogênio por hora para cada MW de eletrolisador instalado. Supondo-se uma operação em 95% das horas do ano, chega-se a uma produção de 148 t/ano (8.322 horas x 17,8 kg). Logo, 1 GW produz cerca de 1.500 t/ano. 600 kt/ano demanda uma capacidade de 4 GW.

TEXTO para DISCUSSÃO

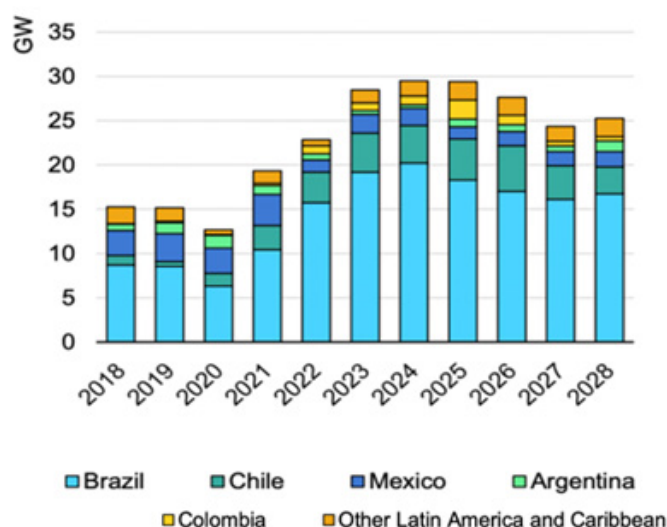
Igualmente relevante, o relatório *Power-to-X Country Analysis* (Hank et al., 2023), tomando por base 39 localidades em doze países, aponta o Brasil (*hubs* nos estados do Rio Grande do Norte, do Ceará e do Rio Grande do Sul) como um dos países que apresenta maior competitividade, em nível mundial, na produção de hidrogênio de baixo carbono e de seus derivados; em especial, a amônia. Boa parte da vantagem competitiva deve-se às condições favoráveis de geração de energias renováveis.

Segundo a IEA (2024b), o Brasil deverá ter um acréscimo de capacidade de geração de 108 GW, no período 2023-2028, representando uma média acima de 15 GW/ano (gráfico 4). A energia solar PV deverá responder por mais de 80% do total, sendo metade na forma de geração distribuída (GD).¹⁸ A energia eólica deverá responder por cerca de 12% do total, um acréscimo de 18 GW. A comercialização dessa energia, em grande parte (85%), se dá por meio de contratações bilaterais no mercado, tanto no mercado livre como na autoprodução por equiparação.

GRÁFICO 4

Projeção de acréscimo da capacidade de geração em energias renováveis em países latino-americanos (2018-2028)

(Em GW)



Fonte: IEA (2024).

Obs.: A figura não pôde ser padronizada e revisada em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

18. O Brasil foi merecedor de destaque no relatório *Renewables 2023*, em razão do bom desempenho, em termos de expansão da capacidade de geração de energia solar, tanto na forma centralizada como também distribuída.

Dessa forma, a estratégia brasileira em hidrogênio de baixo carbono deve contemplar uma estratégia dual, com foco no mercado interno e no externo. Por um lado, deve-se promover o adensamento da cadeia de valor industrial doméstica e, por outro lado, fazer valer suas vantagens competitivas em energias renováveis nas exportações, principalmente para o mercado europeu. A possibilidade de se valer de diferentes rotas tecnológicas (eletrolítica, de gás natural com CCUS e de biomassa/etanol) amplia ainda mais o potencial competitivo do Brasil na indústria do hidrogênio de baixo carbono.

3 CRONOGRAMA DE PROJETOS EM LARGA ESCALA DE HIDROGÊNIO

Deve-se ter em conta que projetos na escala de centenas de MW demandam cerca de quatro anos, entre estudos de viabilidade, *procurement*, implantação e comissionamento (IEA, 2024a). Esse período é dispendido com diversas ações que demandam coordenação, como:

- 1) Definição da rota tecnológica (eletrolisador alcalino, PEM,¹⁹ entre outros exemplos).
- 2) Definição da composição societária do empreendimento (sociedade de propósito específico – SPE) e dos parceiros estratégicos para implantação, operação e comercialização.
- 3) Estabelecimento de pré-contratos de longo prazo, acordos de parceria, com *offtakers* do hidrogênio de baixo carbono.
- 4) Realização de estudos de viabilidade técnica, econômica, jurídica e socioambiental.
- 5) Análise dos requisitos de infraestrutura e logística.
- 6) Análise regulatória.
- 7) Licenciamento ambiental.
- 8) Desenho e implantação do mecanismo de governança e aderência às melhores práticas e normas (*compliance*).
- 9) Definição de fornecedores e prestadores de serviços, bem como das suas obrigações e garantias de *performance* (contrato de engenharia, suprimentos e construção – *engineering, procurement, and construction* – EPC).

19. *Proton exchange membrane* (PEM) é uma tecnologia de eletrolisadores que faz uso de membranas no processo de eletrólise da água, pelo qual suas moléculas são separadas para obtenção do hidrogênio.

TEXTO para DISCUSSÃO

- 10) Estabelecimento de contratos de prestação de serviços de operação e de manutenção preventiva e corretiva (O&M).
- 11) Definição das fontes de recursos não exigíveis (*equity e grants*) e dívidas (financiamentos), bem como grau de alavancagem financeira.
- 12) Negociações com os credores, quanto aos montantes dos financiamentos, às garantias e à definição de cláusulas restritivas presentes nos contratos (*covenants*).
- 13) Monitoramento da implantação físico-financeira do projeto.
- 14) Comissionamento e operação assistida.
- 15) Licença de operação.
- 16) Início da operação comercial.
- 17) Demonstração da *performance* técnica, operacional e financeira aos financiadores.
- 18) Liberação das garantias *pre-completion*.
- 19) *Project finance* sem recurso aos acionistas do empreendimento.

Desse modo, para superar todas as etapas, são necessários cerca de quatro a seis anos, de forma a estabelecer uma interface harmônica e sincronizada, entre diferentes etapas, e compromissos associados à execução físico-financeira e à operação do empreendimento. Nesse espaço de tempo, é preciso que os incentivos públicos sejam estabelecidos corretamente, calibrados, levando-se em conta o horizonte temporal necessário e a intensidade dos impactos dos instrumentos empregados.

O estabelecimento de uma política pública, com marcos temporais críveis e factíveis, permite convergir as expectativas, os tempos e os movimentos de acordo com determinado cronograma (*timeline*).

Como apresentado na seção 2, a produção estimada de hidrogênio de baixo carbono, em todo o mundo, para 2030, com base nas decisões finais de investimento até 2023, é de apenas cerca de 3,4 Mt/ano. Já as intenções e os anúncios de investimento totalizam 49 Mt/ano de hidrogênio, um montante cerca de dez vezes superior ao já comprometido por projetos em execução ou com FIDs.

Ainda assim, os montantes sinalizados pelas intenções de investimento ficam aquém da produção indicada no Cenário Net Zero para 2030 (70 Mt). Enfim, em meio

a valores tão díspares, qual cenário, sob o ponto de vista da oferta e da demanda, é viável que venha a ser concretizado em 2030?

Embora se tenha adotado, para fins de comparação, o mesmo horizonte temporal (2030), os valores apresentados para as projeções de produção, a depender do critério adotado, são bastante distintos.

Levando-se em conta que projetos na escala de centenas de MW demandam cerca de quatro anos entre estudos de viabilidade, *procurement*, implantação e comissionamento, pode-se inferir que, até o final de 2026, uma parcela dos projetos anunciados poderá receber a FID, de tal sorte a impactar o montante de produção a ser realizado em 2030.

Desse modo, o *gap* hoje estimado entre a produção de hidrogênio de baixo carbono com FID e a produção prevista no Cenário Net Zero para 2030 poderá ser reduzido.

4 PRODUTOS DERIVADOS DO HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO

Em 2020, a produção mundial de amônia alcançou 185 Mt, e, até 2030, é previsto que atinja 223 Mt – ou seja, um crescimento de 20%, no período de uma década (IFA, 2021²⁰ *apud* Bonnet-Cantalloube *et al.*, 2023). Cerca de 10% da produção de amônia é transacionada no mercado mundial.

São necessários 180 kg de hidrogênio para produzir uma tonelada de amônia, e, portanto, uma produção, em 2030, de 223 Mt de amônia seria suficiente para gerar uma demanda de 40 Mt de hidrogênio, da qual se espera que uma pequena parte (3,5%) venha a ser atendida pela amônia de baixo carbono.

Estudo da IEA (2021) aponta para uma demanda mundial anual de 8 Mt/ano de amônia de baixo carbono em 2030, sendo 50% pela rota tecnológica de eletrólise (4 Mt) e 50% pela rota de combustível fóssil com CCUS. Dessa forma, com base na rota eletrolítica, promove-se uma demanda de 720 kt de hidrogênio de baixo carbono.²¹

Considerando-se que o metanol e o SAF venham a ter uma demanda de hidrogênio de baixo carbono da mesma ordem daquela estimada para a amônia, chega-se a um

20. IFA – International Fertilizer Association. Supply reports, 2021. In: Bonnet-Cantalloube, B. *et al.* *Clean ammonia in the future energy system*. Bruxelas: Hydrogen Europe, mar. 2023. Disponível em: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/03/2023.03_H2Europe_Clean_Ammonia_Report_DIGITAL_FINAL.pdf.

21. Uma vez que, em 1 t de amônia, são demandados 180 kg de H₂; para produzir 4 Mt de amônia, são necessários 720 kt de H₂ (4 Mt x 0,18 t).

TEXTO para DISCUSSÃO

montante de cerca de 2,5 Mt/ano, como sendo a demanda promovida pelos principais derivados do hidrogênio de baixo carbono em 2030.

Verifica-se, assim, que, para chegar à demanda de hidrogênio de baixo carbono, em 2030, de 70 Mt/ano, prevista no Cenário Net Zero, serão necessários esforços para aumentar sua participação na produção de amônia, metanol e SAF. O setor de refino de petróleo – no qual se concentra a maior parte do consumo do hidrogênio, bem como novos usos industriais e maior substituição nos atuais usos – será fundamental para a expansão do mercado do hidrogênio de baixo carbono.

Vale observar que, em função dos menores requisitos em termos de logística de transporte e manuseio, bem como da existência de infraestrutura portuária e de navios, o leilão H2Global selecionou os derivados do hidrogênio de baixo carbono (amônia, metanol e SAF) como sendo os produtos a serem transacionados nos leilões. Os derivados do hidrogênio de baixo carbono apresentam, no contexto atual, possibilidade para comércio transoceânico, o que não se observa para o hidrogênio, seja na forma gasosa, seja na líquida. As iniciativas em curso encontram-se em fase experimental.

5 O CUSTO NIVELADO DO HIDROGÊNIO E A PRECIFICAÇÃO DO CARBONO

As diferenças (*gap*) entre os preços do hidrogênio via rota de eletrólise (LCOH) – estimados no intervalo entre 4,5 US\$/kg e 6,00 US\$/kg –, *vis-à-vis* um custo médio do hidrogênio de origem fóssil SMR²² – da ordem de 1,5 US\$/kg, a depender do preço do gás –, impedem que o crescimento da indústria de hidrogênio de baixo carbono ganhe tração nesse momento inicial (*take off*).

De forma análoga, os *spreads* entre os derivados de baixo carbono e aqueles de origem fóssil acompanham esse *gap*.

Pratschner *et al.* (2023) e Sollai *et al.* (2023) realizaram estudos sobre a estimativa do custo nivelado de produção do metanol (LCOM), com base em hidrogênio renovável. Os primeiros autores tomaram como referência uma planta de 100 MW de eletrólise e parque gerador com 140 MW de capacidade eólica e 160 MW de solar PV. O objetivo do estudo era avaliar a competitividade do metanol renovável, tendo por base uma planta de demonstração. A produção de metanol renovável alcançou 87.328 t/ano. Como resultado, o valor estimado para o metanol com base na rota eletrolítica de produção

22. SMR é a tecnologia prevalecente em todo o mundo para produção de hidrogênio, a partir da reforma do gás metano, contido no gás natural de petróleo.

de hidrogênio, combinado com o CO₂ de origem biogênica, foi de US\$ 753,00/t, contra uma cotação média anual no mercado europeu, em 2022, de US\$ 573,00/t; um *gap* de cerca de US\$ 200,00/t – ou seja, verificou-se um *spread* entre as moléculas verde e cinza de 30%.

Se a precificação das emissões de CO₂ na produção do hidrogênio²³ cinza alcançasse esse patamar, o metanol verde se mostraria competitivo. Sem a equalização de preços, o fluxo de caixa de um projeto tende a apresentar valores cumulativamente negativos, desestimulando iniciativas de investimento. Nesse cenário, fica evidenciada a necessidade de o Brasil avançar no Marco Legal da Precificação do CO₂.

Conforme colocado em Anderson *et al.* (2021), apesar dos generosos programas de suporte à descarbonização da indústria e da recente introdução da precificação do carbono, as políticas atuais são insuficientes para tornar os projetos de hidrogênio de baixo carbono financeiramente atrativos.

O cenário mais favorável, ainda que deficitário, é aquele no qual se conjuga um maior volume de redução de emissões de CO₂ com menores preços da energia. Nos cálculos de Pratschner *et al.* (2023), com relação ao metanol, para que o fluxo de caixa seja atrativo para os investidores, o custo gerado para o emissor de uma tonelada de CO₂ deve ser de cerca de US\$ 200,00/t, aliado a preços baixos para a energia elétrica consumida no processo produtivo.

Outros mecanismos também podem suprir o *gap* de preços entre os derivados de baixo carbono e o hidrogênio de origem fóssil. O Banco Europeu do Hidrogênio, por meio de leilões, busca dar suporte às políticas de sustentação da demanda, uma vez que o mercado de carbono ainda não tem promovido suficiente estabilidade para impulsionar decisões de investimento. Nesse caso, a equalização direta em contratos privados é uma alternativa para promover a demanda. A proposta consiste em pagar um prêmio fixo por kg de hidrogênio eletrolítico por um período de dez anos. O orçamento comprometido no primeiro leilão, cujos resultados foram divulgados em abril de 2024, foi de € 720 milhões.

6 IMPACTOS DOS CUSTOS DO ELETROLISADOR E DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO LCOH

Dois vetores são fundamentais para a expansão e a sustentabilidade econômico-financeira do mercado do hidrogênio de baixo carbono: i) a redução dos custos de produção (LCOH); e ii) o suporte da política pública.

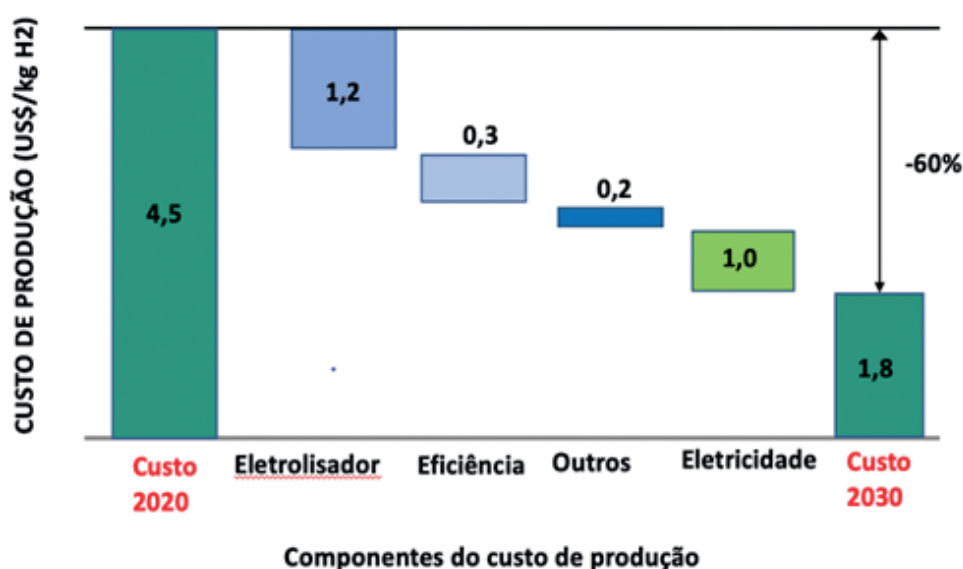
23. Com base no processo SMR, que faz uso do gás natural, são emitidos cerca de 8 t/CO₂ por t/H₂.

TEXTO para DISCUSSÃO

De acordo com o gráfico, 5, 45% da redução esperada do LCOH até 2030 decorrem da diminuição do Capex, associada à aquisição dos eletrolisadores. Estima-se que o custo do eletrolisador diminua em 70% até 2030, dos atuais US\$ 1 mil/kWp²⁴ para cerca de US\$ 300,00/kWp.

GRÁFICO 5

Redução esperada do LCOH



Fonte: Cammeraat, Dechezleprêtre e Lalanne (2022).

Elaboração dos autores.

Obs.: A figura não pôde ser padronizada e revisada em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

Projeta-se que o LCOH venha a sair do atual patamar de US\$ 4,5/kg, para US\$ 1,8/kg, em 2030, dependendo, para tal, de uma queda no Capex associado ao eletrolisador e ao preço da energia renovável. A queda do valor do Capex, por sua vez, depende de ganhos de escala, formando-se uma típica situação do ovo e da galinha (*chicken and eggs*).

Pelo prisma da demanda, incidir em um *spread* pela molécula verde, que represente cerca de três vezes o custo da molécula cinza oriunda de combustíveis fósseis (em torno de US\$ 1,50/kg, a depender do preço do gás natural), não tem se demonstrado uma escolha preferencial pelos *offtakers*, inseridos em um ambiente competitivo, no qual bens intermediários são demandados pelo menor custo. Forma-se, também, sob a ótica da demanda, um quadro paralisante.

24. Mil watts de potência (kWp) são equivalentes a 1 megawatt (MW).

O custo nivelado da energia renovável, seja solar ou eólica, responde por mais de 70% do custo nivelado do hidrogênio. Desse modo, o valor do preço da energia e do Capex dos painéis solares e dos aerogeradores é crítico na determinação de LCOE e, em consequência, na de LCOH. A produção de hidrogênio de baixo carbono é uma atividade capital-intensiva, com participação relativamente baixa do Opex no custo total, especialmente no caso de geração própria de energia. O parque gerador de energia chega a representar mais de 50% do Capex total em um projeto integrado de produção de hidrogênio com base na rota eletrolítica.

Nos casos em que não há geração própria, sendo a energia adquirida no mercado livre, por meio de contratos de compra e venda de energia, muito embora o Capex seja reduzido, há uma elevação do Opex, formando-se um *trade-off*. Entretanto, a ausência de geração própria coloca os empreendimentos sujeitos a eventuais choques de preços, em razão da volatilidade dos preços da energia elétrica. Há uma maior assunção de riscos associados à exposição a variações abruptas dos preços no mercado de energia.

No Brasil, muito embora o LCOE esteja entre os mais competitivos em todo o mundo, conforme indicam estudos de Hank *et al.* (2023), do Instituto Fraunhofer de Sistemas de Energia Solar (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems – ISE), há que se levar em conta que, de modo geral, as unidades de geração renovável e as unidades de eletrólise não necessariamente se localizam no mesmo sítio. Sendo assim, para haver o consumo da energia, é necessário o uso do sistema de transmissão, incidindo os custos relativos à tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), tanto sobre a energia injetada no *grid* (TUSTg) como pela carga absorvida (TUSTc).

Deve-se também considerar, no caso brasileiro, a incidência dos encargos setoriais sobre o consumo de energia, que estão presentes nos contratos de compra e venda de energia. São custos relativos à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) – relacionados, por exemplo, à Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), à geração distribuída, às fontes incentivadas, entre outros.²⁵

O somatório dos custos de transmissão e dos encargos setoriais representa um acréscimo no LCOE (custo de produção da energia) que pode variar de 50% a 80%, a depender da localização do empreendimento. Desse modo, embora seja relevante a estimativa do LCOE das energias renováveis, é preciso levar em conta os custos que incidem sobre o consumo final da energia.

25. O portal Subsidiômetro da Aneel desagrega as rubricas da CDE, que totalizou cifra expressiva de R\$ 40 bilhões em 2023. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/subsidiometro>.

TEXTO para DISCUSSÃO

Em termos de oferta de módulos e de painéis solares PV, o gráfico 6 apresenta projeções realizadas pela IEA (2024), que estimam um excesso de capacidade produtiva estrutural, em nível global, em face da demanda projetada.

Esse cenário de excesso de capacidade, sobretudo com origem na China, poderá contribuir para deprimir os custos, o que, em certa medida, favorece a hegemonia chinesa nesse importante elo da cadeia de valor de energias renováveis. Os gráficos 6 e 7 retratam o quadro de excedente estrutural de capacidade produtiva e a estimativa de queda nos preços dos painéis solares até 2028.

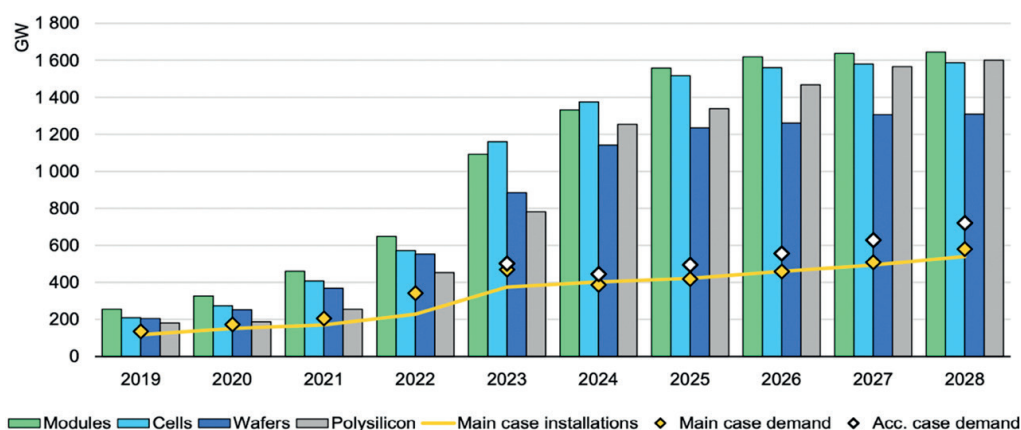
Verifica-se, no gráfico 6, que, quando se decompõem os principais componentes de um painel solar PV (células, módulos, *waffers* e polisilício), nota-se uma estimativa de elevação do patamar de capacidade produtiva de 200 GW/ano, em 2019, para 1.600 GW/ano, em 2026 – ou seja, um crescimento de oito vezes. Por outro lado, o patamar da demanda por esses componentes eleva-se de cerca de 150 GW para 400 GW, nesse período. Nesse sentido, espera-se um excesso de capacidade na indústria de geração de painéis solares.

O gráfico 7, por seu turno, mostra os painéis solares com projeção de queda de preços, de US\$ 0,45/W para cerca de US\$ 0,16/W, no período 2019-2028. Os preços mundiais seguem, em grande medida, os preços ditados pela indústria chinesa, dada a sua hegemonia nesse segmento. Os preços dos painéis produzidos em outras regiões que não a China apresentam valores médios substancialmente elevados. São iniciativas em menor escala, com pouco impacto na média de preços global.

GRÁFICO 6

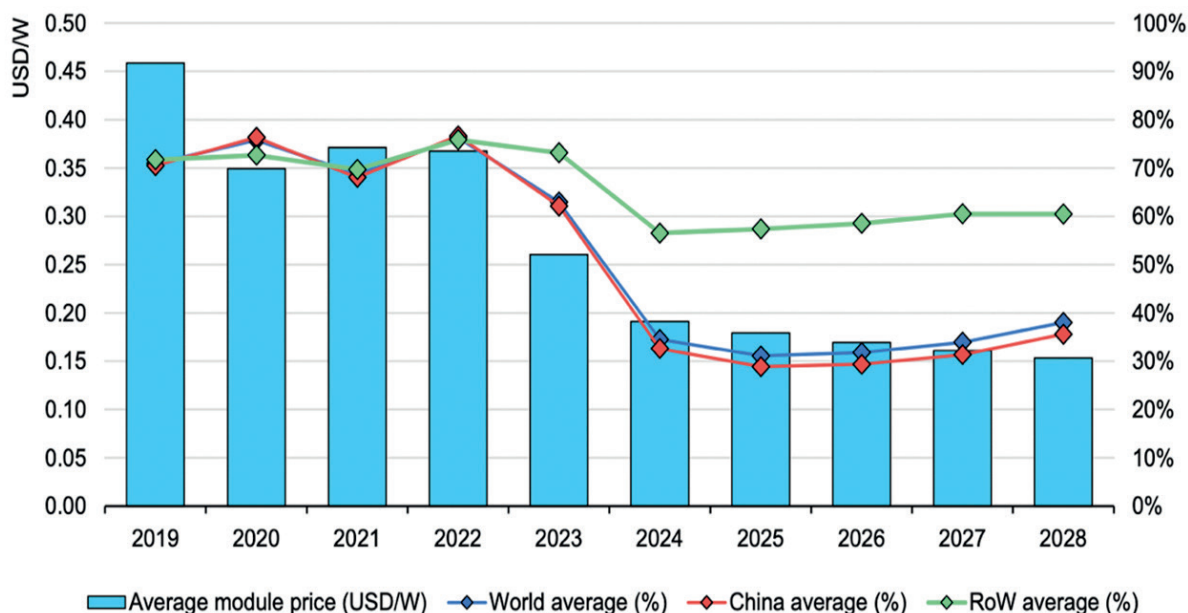
Capacidade de produção versus demanda de painéis solares PV (2019-2028)

(Em GW)



Fonte: IEA (2024b, p.70).

Obs.: A figura não pôde ser padronizada e revisada em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

GRÁFICO 7**Preço médio e grau de utilização de painéis solares PV (2019-2028)**

Fonte: IEA (2024b).²⁶

Obs.: A figura não pôde ser padronizada e revisada em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

Caso o Capex do eletrolisador e o custo da energia renovável venham a cair, conforme sinalizado pela IEA (2024a), ampliam-se as condições para que reduções substanciais no LCOH ocorram nos próximos anos. A demanda por hidrogênio de baixo carbono, nesse contexto, é possível que venha a emergir.

Múltiplos fatores deverão atuar no sentido de promover a correspondência, a combinação (*match*), entre oferta e demanda em volumes mais elevados de produção. Esse processo pode se acelerar nos próximos anos.

De toda forma, observa-se que, atualmente, a ausência de escala e, ao mesmo tempo, a inexistência de demanda – em função dos preços elevados do hidrogênio de baixo carbono – não favorecem queda substancial do LCOH. Cria-se uma circularidade paralisante. Nesse cenário, não se verifica decolagem (*take-off*) da indústria do

26. Observa-se, no gráfico 6, que os países que compõem o resto do mundo (*rest of world* – RoW) na produção de painéis solares apresentam, nas projeções da IEA (2024b), uma perspectiva de queda de preços menor que a dos painéis produzidos na China, que, devido a sua grande capacidade de produção, influencia para baixo os preços da média mundial dos painéis solares. Essa projeção sinaliza, portanto, uma perspectiva de redução da competitividade dos países do RoW na indústria de painéis solares.

hidrogênio de baixo carbono, em condições de mercado. Para romper o círculo vicioso, que impede que a demanda se apresente de forma mais ativa, no sentido de impulsionar a indústria do hidrogênio renovável, é preciso suporte da política pública.

Instituições como a IEA (2024b) e o Hydrogen Council (2021) apontam a necessidade de pôr em prática ações no campo da certificação, da regulação, da tarifa de energia, da infraestrutura, da capacitação de recursos humanos, da promoção da demanda, da cooperação internacional, da pesquisa e do desenvolvimento (P&D), que, necessariamente, implicam apoio da política pública.

7 POLÍTICAS PÚBLICAS PARA O HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO NO BRASIL

7.1 Políticas de estímulo à demanda

Uma importante contribuição da política pública é estabelecer planos, desenhar *road-maps*, indicar metas intermediárias, visando atingir um determinado patamar competitivo no longo prazo.

O estabelecimento de estratégias nacionais de hidrogênio por 45 países (Unido, Irena e Idos, 2023, p. 23) é um indicador de que, em diferentes geografias, se espriam políticas ativas de fomento à nascente indústria do hidrogênio renovável.²⁷

No Brasil, o Programa Nacional de Hidrogênio (PNH2)²⁸ sintetiza o conjunto de iniciativas em diversas áreas – como competitividade, certificação, financiamento, incentivos fiscais – que visam promover apoio à expansão do mercado de hidrogênio de baixo carbono. O PHBC, criado pela Lei nº 14.990/2024 (Marco Legal do Hidrogênio), prevê alocação de incentivos fiscais por meio de processo competitivos.

Há, em curso, a *Chamada Estratégica PDI nº 023/2024* (Aneel, 2024), focada em hidrogênio de baixo carbono, que também representa uma política pública, a qual será objeto de atenção na próxima seção.

As políticas públicas são desenhadas e implantadas, de modo a incentivar que certos marcos e objetivos (*milestones*) sejam alcançados de acordo com um determinado

27. Mapeamento da Global Alliance Powerfuels identificou, em 2020, em todo o mundo, 224 mecanismos de apoio ao hidrogênio, em 44 países e na UE.

28. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-nacional-do-hidrogenio-1>.

cronograma (*timeline*). É preciso que, previamente, a política pública estabeleça pré-requisitos para viabilizar os investimentos privados, como a disponibilidade de infraestruturas (linhas de transmissão, terminais portuários, dutos, disponibilidade de água, entre outros exemplos).

Objetivos comuns entre os entes públicos e privados são definidos com base em uma visão prospectiva sobre as etapas a serem superadas. O crescimento do mercado depende desse alinhamento de expectativas sobre metas factíveis em determinado horizonte temporal.

A mobilização de recursos para os investimentos (*funding*), na forma de recursos próprios dos acionistas (*equity*) e por meio de financiamentos (dívidas), dando substância às FIDs, dá-se com base em estudos de viabilidade econômico-financeiros que indicam a atratividade do modelo de negócios. É preciso que as condições da demanda – em termos de preços, quantidades e prazos contratuais – sejam não apenas identificadas, mas também analisadas sob a ótica técnico-operacional e logística. A escalabilidade do modelo de negócios depende, por parte dos investidores, das expectativas de retorno e, por parte dos financiadores, da capacidade de pagamento, expressa no índice de cobertura do serviço das dívidas (ICSD).

As condições objetivas que proporcionam a atração de recursos (*funding*) privados, em grande escala, na perspectiva apresentada por Pratschner *et al.* (2023), não se fazem presentes atualmente no nascente mercado do hidrogênio de baixo carbono, mesmo se forem considerados seus principais derivados, como a amônia ou o metanol.

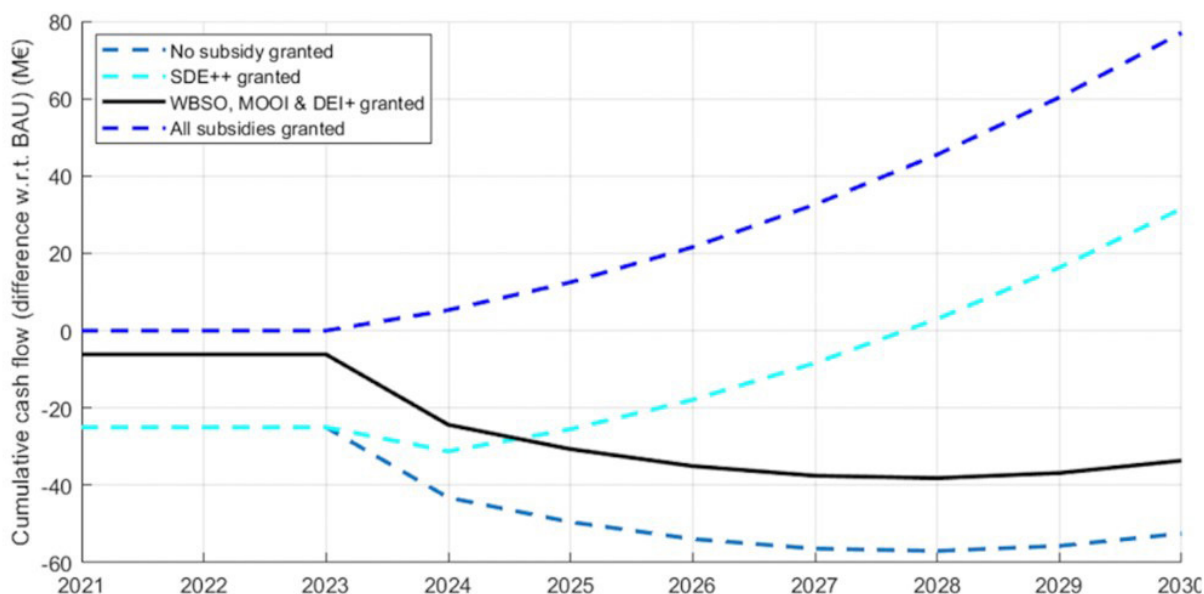
Estudos realizados pela OECD (2021) – relativos à implantação, na Holanda, de um projeto de amônia com 100 MW de eletrólise – mostram que o fluxo de caixa somente se torna crescentemente positivo quando se somam três precondições: i) as políticas públicas de incentivo; ii) a precificação das emissões de carbono; e iii) os preços baixos da energia. O gráfico 7 retrata o efeito do somatório dessas políticas em relação ao fluxo de caixa projetado de um projeto-demonstração de 100 MW de capacidade de eletrólise, voltado para a produção de amônia.

TEXTO para DISCUSSÃO

GRÁFICO 8

Fluxo de caixa estimado: estudo de caso (2021-2030)

(Em € 1 milhão)



Fonte: OECD (2021).

Obs.: A figura não pôde ser padronizada e revisada em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

No caso da Holanda, o Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition (SDE++) é um mecanismo de política pública, semelhante a um contrato por diferença, para o qual foram alocados € 35 milhões/ano. Busca-se incentivar tecnologias de descarbonização, com incentivos de até € 300,00/t CO₂ para projetos de hidrogênio. O Mission-driven Research, Development and Innovation (MOOI) e o Demonstration of Energy and Climate Innovation (DEI+) apoiam projetos-piloto e projetos-demonstração²⁹ que contribuem para redução dos gases de efeito estufa. Os valores aportados nesses projetos representam um subsídio direto, de 25% a 40% do Capex total, limitado a € 15 milhões por projeto. Já o Tax Credit for Research and Development (WBSO) é um mecanismo de crédito fiscal sobre as despesas de P&D.

29. Segundo a OECD (2021), a diferença entre um projeto-piloto e um projeto-demonstração é a aplicação prática. Enquanto o primeiro tem como objetivo a realização de testes, o segundo visa ser comissionado e operado. Ambos os tipos são experimentais e visam à demonstração de uma nova tecnologia.

Conforme se observa no gráfico 8, o fluxo de caixa projetado somente se torna positivo (linha azul escura tracejada) quando se somam os efeitos dos três mecanismos de incentivos das políticas públicas, em um contexto com preços baixos de energia e de precificação do carbono.

O gráfico 8 retrata os resultados obtidos para os estudos da OECD (2021) em relação à amônia verde. O fluxo de caixa somente se torna positivo com apoio de políticas públicas. Verifica-se que os fundamentos necessários para mitigação de riscos, em condições de mercado que suportam as FIDs, não se fazem presentes, sob a ótica da OECD (2021), no mercado do hidrogênio de baixo carbono e de seus derivados.

O projeto em escala de GW em implantação na Arábia Saudita, pela NEOM Green Hydrogen Company (NGHC), com investimento de US\$ 8,4 bilhões, não estaria em curso sem o forte apoio institucional e financeiro do reinado saudita. Situação semelhante é a do projeto de hidrogênio em implantação em Omã. Isso também se aplica aos Estados Unidos, com a Lei da Redução da Inflação (Inflation Reduction Act – IRA), assim como à UE, com o Banco Europeu do Hidrogênio. Foram criados suportes de subsídios, que, em grande medida, reduzem a atratividade de países com vantagens comparativas em energias renováveis, segundo Jorge Arbache (Conceição e Monteiro, 2023).

Nas condições atuais de mercado, não se observa, exceto de forma pontual e com forte suporte público, o estabelecimento de contratos de longo prazo, entre *offtakers* e produtores de hidrogênio de baixo carbono e de seus derivados.

No mercado mundial, apenas algumas iniciativas pontuais até 2030 (IEA, 2023a), que não têm o condão de promover uma escalabilidade do mercado, estão presentes. Entre elas, destacam-se: i) Linde, com compromisso de suprir 1,1 Mt de amônia de baixo carbono para a OCI Global, nos Estados Unidos; ii) Iberdrola e Teal, assegurando o fornecimento de 0,9 Mt de amônia de baixo carbono para a Trammo; iii) Yara e CF Industries, com acordo de fornecimento de 90 kt de hidrogênio, na forma de amônia, para a Jera, para queima em plantas de geração a carvão; e iv) os contratos firmados sob patrocínio do Banco do Hidrogênio, que agregam 150 kt/ano de demanda de hidrogênio com base na eletrólise.

A significativa diferença de preços (*gap*) entre os produtos de origem fóssil e os de baixo carbono, corroborada pelos estudos de Pratschner *et al.* (2023) e da OECD (2021), indicam acumulação de resultados negativos no fluxo de caixa dos projetos.

Nesse contexto, torna-se imprescindível que políticas públicas de estímulo à demanda do hidrogênio de baixo carbono sejam desenhadas e implantadas.

TEXTO para DISCUSSÃO

O quadro 1 apresenta exemplos de políticas públicas que, sob a ótica da IEA (2023a), são direcionadas para estimular a indústria do hidrogênio de baixo carbono.

QUADRO 1

Políticas públicas de estímulo à demanda de hidrogênio de baixo carbono

Política	Descrição	Exemplos
Cotas e mandatos	Governos estabelecem um percentual mínimo de hidrogênio de baixa emissão ou de combustível, com base em hidrogênio para setores específicos.	Noruega anunciou que, a partir de 2026, serão adotadas cotas para consumo de hidrogênio renovável. Índia criou cotas de H ₂ renovável para indústria de fertilizantes e de refino.
Subsídios e incentivos fiscais para uso final	Governos oferecem benefício financeiro para compradores de hidrogênio de baixa emissão ou de combustíveis com base em hidrogênio.	Estados Unidos, Noruega e Nova Zelândia.
Subsídios ao Capex e ao Opex, com incentivos fiscais e financeiros	Governos oferecem subsídios para os gastos com capital ou para compras de FCEVs ou para cobrir outros gastos, como subsídio ao hidrogênio no uso em transportes.	Japão, Coreia do Sul e Estados Unidos têm programas de subsídios a FCEVs.
Contratos por diferença de carbono (CCfDs)	Governos pagam a diferença entre o custo por tonelada de CO ₂ evitada e o preço de referência do CO ₂ .	Aplicado à indústria na Alemanha, para acelerar a saída (<i>phasing-out</i>) de combustíveis fósseis em segmentos intensivos em energia.
Compras públicas	Governos podem usar poder de compra para priorizar contratados que façam uso de produtos de baixa emissão e de ZEVs.	Estados Unidos, Irlanda e Reino Unido.
Padrões de emissões de CO ₂ em combustíveis	Governos estabelecem limites para emissões de CO ₂ e diretrizes para economia de combustível.	- União Europeia - China (fase V): objetivo de 4 l/100 km, em 2025, e de 3,2 l/100 km, em 2030.
Mandatos de veículos elétricos ZEV	Governos estabelecem um percentual mínimo para fomentar FCEVs.	Califórnia e Inglaterra.

(Continua)

(Continuação)

Política	Descrição	Exemplos
Taxação do carbono	Governos podem aplicar taxas para emissões de CO ₂ ou de GEEs em setores específicos ou sobre todo o sistema energético, penalizando emissores.	Chile aplica taxa de carbono em setores industriais, como geração térmica. Isso também ocorre em Portugal.
Sistema de comércio de emissões (ETS)	Governos estabelecem limites de emissões de CO ₂ em setores específicos. São alocadas permissões de emissões. Emissões abaixo do limite geram créditos e as que estiverem acima resultam na necessidade de adquirir créditos. Essas diferenças podem ser comercializadas entre as empresas.	30 ETS já estão operacionais em nível nacional – por exemplo, na China, na União Europeia e no Reino Unido –, como também em nível subnacional – como na Califórnia e no Quebec.

Fonte: IEA (2023a).

Elaboração dos autores.

Obs.: 1. ZEVs – veículos com emissão zero (*zero-emission vehicles*); e FCEVs – veículos elétricos movidos a célula de combustível (*fuel cell electric vehicles*).

As políticas públicas de estímulo ao hidrogênio de baixo carbono podem ser operacionalizadas por mais de um mecanismo de apoio, os quais, muitas vezes, são complementares, como demonstra o exemplo retratado no gráfico 8. Alguns desses instrumentos causam impactos diretos, como no caso das quotas compulsórias, em que se define um percentual mínimo de mistura de hidrogênio em outro combustível. Há também formas indiretas, como os estímulos à demanda de produtos que geram procura por hidrogênio – por exemplo, veículos movidos a célula de combustível – empregados no Japão. Trata-se de veículos elétricos cuja fonte de geração de energia é uma célula de hidrogênio. É um processo inverso à eletrólise no interior do veículo, gerando-se, a partir do hidrogênio, eletricidade e, como subproduto, água.

Há exemplos na literatura sobre hidrogênio renovável que mostram o uso desses instrumentos de criação de demanda compulsória por parte de diversos países. É observável também a conjugação de mais de um instrumento, de modo a potencializar os seus efeitos. De toda forma, a utilização desses instrumentos implica, necessariamente, custos para a sociedade. Para tal, é necessário que as políticas de fomento à transição energética tenham forte apoio no plano político.

TEXTO para DISCUSSÃO

7.2 Precificação das emissões de carbono

Mecanismos que levem a uma precificação das emissões de carbono – como o sistema de comércio de emissões e os mecanismos de ajuste de carbono nas fronteiras (CBAM) – buscam fazer com que produtores e consumidores paguem pelas externalidades ambientais causadas pelos seus produtos. Ao onerar as emissões, são alterados os preços relativos, fazendo com que mecanismos de mercado contribuam para uma descarbonização com maior eficiência em termos de custos (OECD, 2021).

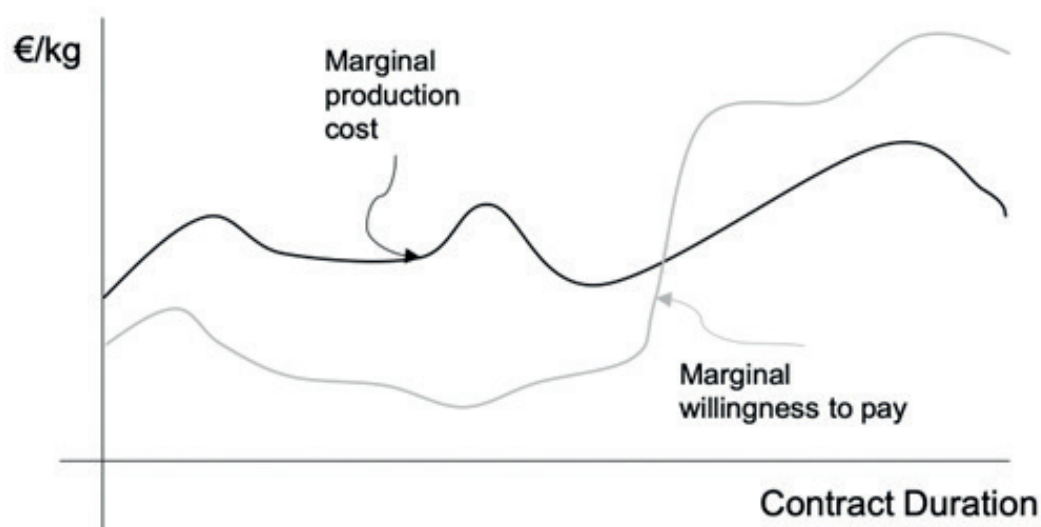
Como efeito indireto da precificação do carbono, há um aumento da propensão dos consumidores a pagarem mais pelos produtos renováveis.

Os contratos por diferença são uma forma de reduzir a incerteza quanto à volatilidade do mercado de carbono. Esses contratos asseguram às contrapartes um determinado valor fixo para precificação do carbono, independentemente do valor de mercado das emissões.

Se, no futuro, o preço do mercado de carbono se elevar acima de um certo patamar, a contraparte que garantiu determinado preço de exercício (*strike price*) arca com o risco da cotação do mercado de carbono. Depois de um dado período, é possível que os CfDs venham a se mostrar superavitários. O gráfico 9 ilustra esse cenário.

GRÁFICO 9

Oferta e demanda de hidrogênio de baixo carbono



Fonte: Vasquez e Hallack (2023).

Obs.: A figura não pôde ser padronizada e revisada em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

No cenário exposto, em algum momento, muda-se, de forma significativa, a propensão a pagar dos demandantes de produtos de baixo carbono. Inverte-se o quadro de operações onerosas, nos contratos por diferença, para operações superavitárias. Nessa perspectiva, no médio e no longo prazo, a política pública não necessariamente é deficitária.

A IEA (2024a) coloca que é urgente tomar medidas apoiadas por políticas públicas, a exemplo dos contratos por diferença, por parte de entes nacionais e/ou subnacionais, que sejam capazes de impulsionar o surgimento de *offtakers* de longo prazo. Algumas iniciativas nesse sentido avançaram em 2023, como a criação do Banco do Hidrogênio e do Leilão Europeu. Foram também implantadas medidas mandatórias de utilização do hidrogênio de baixo carbono por parte de segmentos industriais.

A incerteza que surge nesse ambiente está associada a uma variável exógena à dinâmica do mercado, de natureza regulatória/institucional, que seja capaz de proporcionar a precificação das emissões de carbono. Investimentos nesse ambiente implicam assumir o risco da mudança nos preços relativos que possibilite, nos próximos anos, mobilizar e elevar a demanda pelo hidrogênio de baixo carbono.

Caso venha a ocorrer a elevação dos custos dos produtos de origem fóssil, aumenta-se a propensão a pagar pelos produtos de baixo carbono, o que poderia tornar a demanda mais próxima dos patamares indicados pelo Cenário Net Zero 2050.

É possível que esses efeitos – ou mesmo a expectativa de que tal dinâmica venha a se materializar – induzam, nos próximos anos, a um incremento das FIDs. Nessa perspectiva, o desempenho esperado para 2030 poderá ter um significativo aumento em face do quadro atual.

Todavia, cabe sublinhar que, na ausência da precificação das emissões de carbono, não se identifica uma equação econômico-financeira que favoreça FIDs em projetos de larga escala de hidrogênio de baixo carbono.

7.3 Janela de oportunidade para 2024 a 2028: projetos-demonstração

A despeito das incertezas que se fazem presentes no mercado do hidrogênio de baixo carbono, empresas com forte estrutura de capital, do setor elétrico e de outros setores industriais – como de refino, química, logística, gases industriais, entre outros –, têm buscado, em nível mundial, posicionar-se estrategicamente nesse novo mercado. A busca por uma produção com menor nível de emissões é uma estratégia presente em muitos grupos econômicos.

TEXTO para DISCUSSÃO

Dois elementos que contribuem para reduzir a duração temporal, em termos de oportunidade, para atrair investimentos em países que apresentam vantagens comparativas na produção de energias renováveis – como Brasil, Chile e Austrália, entre outros –, são descritos a seguir.

- 1) Iniciativas, nos países desenvolvidos, de subsídios expressivos à produção e ao consumo de hidrogênio renovável. São exemplos os leilões na Europa e o IRA americano, tornando atrativa a produção local, apesar dos maiores custos em energias renováveis.
- 2) Investimentos em infraestrutura de conexão por meio de gasodutos, promovendo a conexão do norte da África e do Oriente Médio com a Europa, reduzindo os custos logísticos associados ao transporte e manuseio do hidrogênio (Unido, Irena e Idos, 2023).

Desse modo, para os países com vantagens comparativas em energias renováveis, o avanço a ser alcançado, no período 2024-2028, em termos da definição de FIDs, determinará sua posição competitiva.

O crescimento da indústria do hidrogênio de baixo carbono não se dará, em um primeiro momento, com base em projetos de grande escala. Os investimentos totais em um projeto, com parque de geração renovável próprio, com capacidade de 100 kt/ano de amônia, implica investimentos que chegam a superar R\$ 2,5 bilhões.

Os riscos associados são muito elevados para os provedores de *funding*, na forma de *equity* ou dívidas. O processo de crescimento orgânico – no qual o aprendizado em cada etapa serve para balizar as decisões de investimento da etapa subsequente – é uma trajetória que não permite atalhos, para atingir uma produção em maior escala.

Conforme apontado por Unido, Irena e Idos (2023), as políticas públicas devem levar em conta duas importantes dimensões: i) a estrutural, definindo em quais setores o hidrogênio de baixo carbono contribui para a descarbonização; e ii) a temporal, levando em conta o processo da difusão do seu consumo.

Projetos-piloto e projetos-demonstração permitem definir a eficiência na operação, os benefícios em termos de redução de emissões de GEEs para seus usuários e os parâmetros de custos, fornecendo os sinais necessários para a realização de investimentos em maior escala. Há, por parte dos agentes, um processo de aprendizado, não apenas pela realização de determinada atividade (*learning-by-doing*), mas também pela interação com outros agentes da cadeia de produção (*learning-by-interacting*), especialmente quando o projeto é acompanhado de investimentos em P&D e cooperação internacional.

Nesse sentido, iniciativas de políticas públicas podem contribuir para acelerar a agenda do hidrogênio de baixo carbono, por meio do suporte financeiro a projetos-piloto. Torna-se viável estimular a oferta e a demanda em menores patamares de LCOH. Reduções no Capex e/ou no Opex são passíveis de ser efetivadas.

As experiências dos projetos-demonstração são capazes de reduzir o risco (*de-risk*), mitigando incertezas. Essas experiências permitem que, após demonstrada a viabilidade de modelos de negócios, *offtakers* venham a oferecer, em um segundo momento, contratos de compra de longo prazo, com preços acima do LCOH, tornando viáveis projetos de maior escala. Questões associadas à definição dos critérios para certificação do hidrogênio, infraestrutura logística e *funding* precisam ser equacionadas, para que o processo de redução dos riscos (*de-risk*) venha a ser efetivo.

A janela de oportunidade para promover a decolagem (*take off*) da indústria do hidrogênio verde, no caso do Brasil e de outros países com vantagens comparativas em energias renováveis, se dará nos próximos anos, até 2030. Nesse período que antecede a maturação de projetos nos países desenvolvidos, demonstrar a competitividade da produção local é fundamental. Atingir projetos em escala comercial que sejam competitivos em 2030 é um marco (*milestone*) que deve passar por uma fase anterior: a dos projetos-demonstração. Estes são capazes de indicar quais modelos de negócios são passíveis de escalabilidade, em condições sustentáveis econômica e financeiramente.

7.4 Chamada Estratégica de Hidrogênio PDI nº 023/2024 da Aneel

A Chamada nº 023/2024 – Projeto Estratégico: “Hidrogênio no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro” (Aneel, 2024), de março de 2024, no âmbito do programa de PDI da Aneel, é um exemplo de política pública que, sob a ótica das tipologias apresentadas no quadro 1, seria enquadrada como subsídio ao Capex, ao Opex ou mesmo ao uso final. Esse tipo de política deve ser entendido também como um instrumento de fomento à inovação. Esses recursos não reembolsáveis (*grants*) contribuem para a redução do LCOH, viabilizando que projetos-demonstração venham a ser implantados, visto que, de outro modo, não o seriam, pelo menos no horizonte de 2024 a 2028.

Trata-se de uma política pública que busca integrar em rede universidades, centros de pesquisa e institutos de ciência e tecnologia, com iniciativas empresariais em atividades inovadoras. Em uma mesma iniciativa, é possível e desejável que se venha a abarcar mais de uma empresa privada e/ou centro de pesquisa.

A natureza dos recursos empregados pelo programa da Aneel proporciona um *funding* não exigível, que reduz o custo de capital em projetos-demonstração de hidrogênio de baixo carbono. Com menor custo de capital, é possível obter um LCOH competitivo

TEXTO para DISCUSSÃO

(menor), favorecendo que contratos com *offtakers* venham a ser estabelecidos. É possível que novos usos do hidrogênio em processos industriais – nos ramos da siderurgia, da química, dos fertilizantes, da mineração e das refinarias – venham a sinalizar, quando for o caso, modelos de negócios que sejam escaláveis.

A diretriz do programa aponta para duas modalidades: i) peças e componentes; e ii) projetos-piloto. No primeiro caso, são esperados projetos de P&D que visem ao desenvolvimento ou à nacionalização de tecnologias que aumentem a eficiência energética da conversão de eletricidade, envolvendo hidrogênio e armazenamento. A segunda vertente é dedicada à implantação de plantas-piloto de hidrogênio de baixo carbono, usando fontes de energia renováveis (solar, eólica, de biomassa e geotérmica), termoelétricas com CCUS e nucleares. Os projetos devem ter escala mínima de 1 MW e máxima de 10 M. A participação do *funding* incentivado alcança até 90% do valor do eletrolisador. Acima desse limite, é possível o apoio, mas o *funding* passa a ser, na sua totalidade, de responsabilidade do empreendedor.

É esperado que os projetos-piloto venham a indicar novos modelos de negócios, tanto direcionados ao mercado interno como ao externo, favorecendo a estratégia dual. São previstos estudos de viabilidade técnico-econômica, de impactos no setor elétrico, nas redes de transmissão, bem como aprimoramentos regulatórios.

Os níveis de maturidade tecnológica (TRLs) previstos para os projetos-piloto são relativamente elevados (acima de 7), proporcionando escala comercial. São exigidas contrapartidas de recursos financeiros de empreendedores (pelo menos 10%), sendo estimulada a formação de rede, envolvendo não apenas empresas do setor elétrico, mas também institutos de pesquisa e universidades, assim como empresas parceiras, a exemplo do *offtaker* da produção.

São esperados diversos resultados, como análises dos custos de produção do hidrogênio no setor elétrico brasileiro (LCOH); capacitação de centros e de laboratórios de pesquisa; e estudos técnicos, econômico-financeiros, entre outros. Busca-se, em última análise, avaliar os impactos que o crescimento da economia do hidrogênio de baixo carbono poderá ter no setor elétrico brasileiro, com reflexos na economia como um todo. Não são passíveis de receber recursos de P&D os investimentos em geração de energia e em unidades de produção de derivados do hidrogênio.

Foram apresentadas 24 propostas por parte de geradores hídricos, de empresas de transmissão e de concessionárias de distribuição, sendo dezenove relativas a projetos-piloto de hidrogênio, somando 131,7 MW de potência nominal dos eletrolisadores, com investimentos estimados em R\$ 2,6 bilhões e cinco propostas voltadas para peças e componentes (investimentos de R\$ 76,4 milhões).

A maioria das propostas prevê o uso da eletrólise, tanto PEM como alcalina. São previstos usos finais na indústria de amônia para fertilizantes; na produção de combustíveis sintéticos (*power-to-X*); na injeção em redes de gás; e na universalização do acesso à energia (Neves, 2024).

Observa-se, assim, um grande interesse de *stakeholders* do setor elétrico na economia do hidrogênio de baixo carbono. Em certo sentido, é natural esse interesse, visto que, em um projeto de produção de amônia verde, com base na rota eletrolítica, mais de 50% do Capex total de um projeto integrado correspondem a investimentos em geração renovável de energia elétrica. As unidades de produção de hidrogênio (eletrolizador), de captura de nitrogênio e de síntese da amônia, por exemplo, respondem por menos de 50% do Capex total (Sollai *et al.*, 2023; Pratschner *et al.*, 2023).

Unido, Irena e Idos (2023) destacam exemplos de projetos-demonstração, com foco na amônia, em estágios avançados de desenvolvimento em Marrocos (OCP Green Ammonia), Namíbia (Cleanenergy Solutions Namibia) e Emirados Árabes Unidos (Masdar City – Green Falcon). O projeto da Unigel, no Brasil, é também citado, assim como a produção de metanol do Chile (Haru Oni). Na China, é citada a experiência da Sinopec-Kuga, como projeto-piloto voltado para refino, geração solar e produção de 20 kt/ano de hidrogênio, com base na rota tecnológica eletrolítica.

Projetos-demonstração, em diversas geografias do mundo, têm recebido acesso a recursos de P&D, o que contribui para o fortalecimento da competitividade da indústria. As empresas ganham conhecimento prático e incorporam aprendizados (*learning-by-doing*). O suporte público, em geral, é condicionado ao compartilhamento do conhecimento gerado. Nesse processo, é preciso otimizar o uso dos conhecimentos e dos recursos, de modo a evitar a duplicidade de esforços.

A experiência em curso, catalisada pela *Chamada Estratégica PDI nº 023/2024* (Aneel, 2024), é, portanto, uma iniciativa que tem o condão de injetar na economia brasileira, de uma forma coordenada e em uma escala considerável, um conjunto de experiências geradas por projetos-demonstração em hidrogênio de baixo carbono. Cumprir essa jornada é imprescindível para que, em um segundo momento, a indústria venha a ganhar escala. A cadeia do hidrogênio de baixo carbono tem a oportunidade de demonstrar sua competitividade e de revelar modelos de negócios replicáveis.

Outra iniciativa na mesma direção é o PHBC, criado com base na Lei nº 14.990/2024. São previstos que R\$ 18 bilhões em incentivos fiscais venham a dar suporte à comercialização do hidrogênio de baixo carbono, no período 2028-2032.

TEXTO para DISCUSSÃO

É recomendada na lei a adoção de mecanismos competitivos na alocação desses incentivos. À medida que seja possível que os incentivos sejam utilizados tanto pelo produtor como pelo comprador de baixo carbono, vai se tornando mais viável o estabelecimento de contratos de compra e venda de hidrogênio de baixo carbono entre produtores e consumidores. Por um lado, se o produtor se apropriar do incentivo, há possibilidade de redução do LCOH; por outro lado, caso o consumidor use o incentivo, poderá aumentar a sua propensão a pagar pelo H2BC. Representa, portanto, um potente mecanismo de subvenção, capaz de contribuir para a decolagem da indústria do HBC no Brasil.

8 A PRODUÇÃO BRASILEIRA DE HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO EM 2030

A literatura especializada, como IEA (2022), Hinicio, ABL e GME (2023) e Bonnet-Cantalloube (2023), aponta, em seus estudos, projeções relevantes para a produção de hidrogênio de baixo carbono no Brasil para 2030: cerca de 800 kt/ano para o mercado exportador e de 350 kt/ano para o mercado interno, totalizando uma produção total de hidrogênio de baixo carbono de 1.150 kt em 2030. Cabe questionar se essa meta é factível à luz das evidências hoje disponíveis sobre as FIDs.

Observam-se, no mercado interno, algumas iniciativas, como o projeto da Unigel, na Bahia, no qual é prevista a produção de amônia verde, com a implantação de 60 MW de eletrólise alcalina.³⁰ Pode-se citar também a EDP, com um projeto-piloto em Pecém/CE, com 1,25 MW, em fase de início de operação, e com investimentos do governo do estado na infraestrutura do *hub* portuário. O número de MoUs relativos ao hidrogênio com base na eletrólise revela, no estado do Ceará, 38 iniciativas, com capacidade total que supera 6 GW de eletrólise.

Há também o projeto da Atlas Agro em Uberaba/MG, visando à produção de fertilizantes nitrogenados, a partir do hidrogênio eletrolítico, com escala anual de produção de 100 kt/ano. Projeto similar está em implantação pelos *sponsors* – nesse caso, fundos de investimento da Suíça – nos Estados Unidos.

As iniciativas pontuais de investimento em hidrogênio de baixo carbono no mercado brasileiro se somam à *Chamada Estratégica PDI nº 023/2024* (Aneel, 2024). Não há indicativos de que a iniciativa da Aneel, *per se*, seja capaz de alavancar a implantação de mais de 200 MW de potência de eletrolisadores. De toda forma, é uma etapa

30. A Unigel apresenta uma situação econômico-financeira crítica, o que traz incertezas sobre a continuidade do projeto de hidrogênio verde.

fundamental a ser percorrida. Sob o ponto de vista técnico-operacional, de capacitação de recursos humanos, de mobilização da rede de P&D e de impacto regional, as iniciativas que serão desenvolvidas têm um grande significado.

Uma indústria nascente, como a do hidrogênio eletrolítico, não permite queimar etapas no processo de aprendizado, buscar atalhos. Tampouco a sua trajetória é retilínea, unidirecional. Tentativas e erros estão presentes no processo de difusão de novas tecnologias.

Para o Brasil, amplas são as possibilidades de rotas tecnológicas que façam uso do hidrogênio eletrolítico e do CO₂ de origem biogênica (subproduto da produção do etanol), a exemplo do metanol verde. A produção de combustíveis de baixo carbono depende, em grande medida, do hidrogênio, para se tornar um produto certificado.

Não há sinais no mercado brasileiro, nem tampouco condições objetivas que favoreçam FIDs em projetos de grande escala, quando se compara o custo nivelado de produção do hidrogênio renovável e de seus derivados com os preços de mercado dos produtos substitutos de origem fóssil.

Não há informações públicas quanto a FIDs que visem a exportações de produtos derivados do hidrogênio de baixo carbono. Não se identificam patamares de preços competitivos por parte do hidrogênio verde e de seus derivados que venham a dar sustentação a contratos de longo prazo com *offtakers*. Nesse contexto, apenas projetos-piloto, em escala reduzida, atraem as iniciativas das empresas, em que pese o fato de diversos estudos de projetos de larga escala estarem em desenvolvimento. Por exemplo, o projeto da Fortescue, cujo *sponsor* é um grupo australiano com atuação no setor de mineração, visa alcançar, no Porto de Pecém, a escala de GW de potência dos eletrolisadores.

Caso a rota eletrolítica de produção de hidrogênio alcance, no Brasil, em 2030, o patamar de 1 GW a 3 GW de capacidade instalada, com produção anual entre 100 kt/ano e 400 kt/ano, terá superado um importante marco (*milestone*). Essa estimativa tem por base os projetos anunciados de conhecimento público, bem como os impactos estimados decorrentes da Chamada Estratégica PDI nº 023/2024 (Aneel, 2024).

Pode-se supor que o hidrogênio de baixo carbono com base em processos que fazem uso do gás natural, como o SMR, com CCUS, venha a se desenvolver, em menor escala, em paralelo ao maior crescimento do estimado para a rota eletrolítica. Manter essa perspectiva está em linha com a proporção entre essas duas rotas tecnológicas observada no estudo da IEA (2023b). Sendo assim, as estimativas de hidrogênio de baixo carbono, considerando ambas as rotas tecnológicas, somam de 200 kt a 800 kt em 2030. O mercado interno, em um primeiro momento, é o principal vetor de crescimento.

TEXTO para DISCUSSÃO

A estimativa de uma produção de hidrogênio de baixo carbono, com base na identificação de anúncios públicos de FIDs em projetos, é bastante distinta dos números relativos às intenções de investimento – que somam dezenas de GW de capacidade.

Os valores indicados (produção de 200 kt/ano a 800 kt/ano, com capacidade de eletrólise de até 2 GW a 5 GW) são compatíveis, em seu limite superior, com as estimativas apontadas pela IEA (2022) e pela Hinicio, ABL e GME (2023). Todavia, cabe registrar que a IEA (2024b) promoveu recentemente uma redução nas suas estimativas, atribuindo-a, em parte, ao desempenho esperado para o Brasil. O grande intervalo apresentado nas estimativas retrata as incertezas presentes no mercado do hidrogênio renovável.

9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A maneira clássica pela qual os mercados operam é por meio de transações entre compradores e vendedores, de modo que ambas as partes atendam às suas respectivas funções-utilidade. É preciso encontrar um nível de preços que permita a sustentabilidade, o equilíbrio com a demanda (*matching*). Quanto maiores os preços de mercado da molécula cinza em face dos custos nivelados de produção da molécula de baixo carbono, maior a atratividade desta, ampliando a mobilização de recursos para a cadeia de valor do hidrogênio de baixo carbono.

Sob o ponto de vista do comprador, o hidrogênio, seja ele cinza ou de baixo carbono, é uma molécula plenamente substituível, independentemente da rota tecnológica pela qual foi produzido. Todavia, quando a utilização do hidrogênio de origem fóssil implicar penalidades ou sanções financeiras (precificação das emissões de carbono), os seus usuários passarão a estar propensos a pagar um maior valor pelo insumo renovável.

O diferencial de preços entre as alternativas renovável e fóssil será reduzido ou completamente eliminado nos próximos anos, como consequência de quatro vetores: i) precificação do carbono; ii) ganhos de escala na produção dos eletrolisadores; iii) aumento da eficiência técnica da cadeia de valor do hidrogênio e de seus derivados; e iv) redução dos preços das energias renováveis.

A demanda por produtos renováveis tende a ganhar tração crescente, deslocando – à direita – o equilíbrio com curva da oferta do hidrogênio eletrolítico para patamares mais baixos de preços, com quantidades crescentes.

Para que esse processo se acelere e permita aos agentes econômicos desenvolverem vantagens competitivas, será necessário o desenho de políticas públicas que efetivamente enderecem as demandas colocadas à cada etapa que a cadeia de valor do hidrogênio verde venha a alcançar.

Como indústria nascente, o hidrogênio de baixo carbono, em nível internacional, tem recebido crescente apoio, por meio de múltiplas iniciativas, que, em alguns casos, promovem redução do Capex e/ou do Opex. Um exemplo é o IRA, apresentado pelo governo americano, capaz de gerar incentivos de até US\$ 3,00/kg ao hidrogênio eletrolítico, por meio de créditos fiscais. A União Europeia, por sua vez, anunciou leilões para equalizar preços de compra e venda de hidrogênio de baixo carbono, contando com recursos não exigíveis do Fundo de Inovações e Mudanças Climáticas.

Questões regulatórias relacionadas à certificação também terão que ser alinhadas, de forma a mitigar a percepção de riscos dos investidores. Os critérios da adicionalidade, da correlação temporal horária e, até mesmo, da geográfica são passíveis de ser atendidos por empreendedores no mercado nacional. O fato de o subsistema elétrico no qual o projeto se insere ter mais de 90% de energia renovável amplia ainda mais as alternativas de modelos de negócios, uma vez que não se faz necessária geração própria para ter um produto certificado como renovável. Esse é o caso da região Nordeste do Brasil. Nesse caso, o critério da adicionalidade não se faz obrigatório. Todas essas questões precisam se consolidar, tanto nos mercados internacionais como internamente, de modo que empreendedores tenham preenchidas as condições de contorno que viabilizem as FIDs.

É importante que o tema de certificação seja acompanhado com atenção. Temos uma matriz elétrica com forte presença de hidroelétricas que devem ser incorporadas à economia do hidrogênio de baixo carbono. Não se pode tampouco permitir que padrões de certificações venham a causar o trancamento tecnológico de rotas associadas à biomassa.

Questões de políticas públicas, como a racionalização dos encargos e dos subsídios do setor elétrico brasileiro – por exemplo, no que se refere à CDE –, são críticas e devem ser consideradas, uma vez que oneram, sobremaneira, o preço final (tarifa) da energia elétrica. As vantagens comparativas e competitivas do Brasil, por possuir extenso parque renovável de geração de energia a baixo custo, são reduzidas, quando se levam em conta os custos de transação associados a tais subsídios e encargos.

No caso brasileiro, as políticas públicas, a exemplo da iniciativa liderada pela Aneel (2024) na *Chamada Estratégica PDI nº 023/2024*, são indutoras da mudança de patamar (*catch up*) na atuação dos agentes interessados no mercado brasileiro de energias renováveis. Os projetos-demonstração de hidrogênio de baixo carbono serão sinalizadores para a identificação de segmentos industriais e de atividades prioritárias capazes de proporcionar um mercado de maior escala.

TEXTO para DISCUSSÃO

O cenário para 2030 em relação à economia do hidrogênio de baixo carbono no Brasil aponta, com maior probabilidade, para a maturação dos projetos-demonstração nesse intervalo temporal. Espera-se que sejam sinalizados modelos de negócios escaláveis; em especial, a partir dos derivados do hidrogênio de baixo carbono (amônia, metanol e SAF) e da utilização deste em segmentos industriais do mercado interno, como a siderurgia.

A implantação e a operação de projetos de grande escala (acima de 100 MW de eletrólise ou de 15 kt/ano) ocorrerão em menor número e de forma pontual. Desse modo, levando em conta que são necessários quatro anos para a implantação de um projeto, desde a sua concepção original até a entrada em operação, pode-se esperar que a produção brasileira de hidrogênio com base na rota eletrolítica venha a se situar no patamar de 200 kt/ano a 800 kt/ano, no horizonte até 2030.

Considerando-se que o mercado total brasileiro de hidrogênio é estimado em cerca de 500 kt/ano, pode-se verificar que o volume de 800 kt/ano implica um crescimento de 60%, em face do atual patamar. Desse modo, pode-se supor que essa quantidade de hidrogênio de baixo carbono venha a ser preenchida não apenas pelo hidrogênio com base na rota eletrolítica, mas também na molécula de origem fóssil com captura de CO₂.

O mercado interno deverá representar a principal demanda, com plantas de eletrólise, situadas de forma distribuída, próximas aos usuários finais. O hidrogênio de baixo carbono é empregado em novos usos e em substituição ao de origem fóssil já utilizado em processos nas indústrias química e de fertilizantes e no refino de petróleo. O projeto anunciado da Atlas Agro em Uberaba/MG é um bom exemplo desse modelo de negócio.

A estratégia dual, completada com as exportações, demanda que as precondições para projetos de maior escala de produção estejam maturadas, assim como a redução do risco (*de-risk*) associado às decisões de investimento de maior porte. O gradualismo antecede o estabelecimento pleno da dualidade dos mercados de atuação.

Dois vetores apontados neste trabalho como tendências da indústria do hidrogênio de baixo carbono no mundo (redução do Capex dos eletrolisadores e do custo da energia renovável) contribuirão, nos próximos anos, para reduzir o *gap* entre os preços dos produtos de baixo carbono e os dos combustíveis fósseis.

Ainda que o mercado de carbono venha a se desenvolver, somando-se aos esforços para reduzir o *gap* de preços, em curto prazo, não se vislumbra, nos próximos dois anos, efeitos significativos em termos de FIDs, de modo a contribuir para a produção prevista para 2030. O intervalo temporal é reduzido, para que tais efeitos ocorram com a intensidade desejada.

O volume de produção estimado, neste trabalho, para o mercado brasileiro de hidrogênio de baixo carbono é inferior ou, quando muito, equivalente ao montante sinalizado por algumas agências internacionais especializadas no tema, como a IEA (2022) e o Hydrogen Council (2023). Busca-se, ao sinalizar um patamar mais baixo de produção, contribuir para a construção de uma visão realista e factível até 2030. Construir marcos a serem perseguidos, que sirvam de balizadores aos empreendedores e aos financiadores, é essencial para que a coordenação de esforços dos agentes públicos e privados tenha eficácia.

O PNH2 é uma oportunidade para estabelecer um *roadmap* da produção local a partir do engajamento dos diferentes *stakeholders*. É preciso que sejam bem definidos os instrumentos de apoio, os objetivos e os marcos temporais de produção. A regionalização da produção, com a correspondente infraestrutura, é uma variável a ser levada em conta.

No Brasil, a economia do hidrogênio de baixo carbono se tornará competitiva em nível internacional, à medida que superar cada etapa ao longo do processo de adensamento produtivo da cadeia produtiva. Não há atalhos nem tampouco crescimento sustentável sem amadurecimento prévio, racionalidade e mitigação de riscos, de modo a proporcionar atratividade com base na viabilidade econômico-financeira de determinados modelos de negócios.

REFERÊNCIAS

ANDERSON, B. *et al.* **Policies for climate-neutral industry**: lessons from the Netherlands. Paris: OECD, 2021. (OECD Science, Technology and Industry Policy Papers, n. 108). Disponível em: <https://www.oecd.org/netherlands/policies-for-a-climate-neutral-industry-a3a1f953-en.htm>.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Chamada nº 023/2024** – Projeto Estratégico: “Hidrogênio no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro”. Brasília: Aneel, mar. 2024. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp2024778_2.pdf.

BONNET-CANTALLOUBE, B. *et al.* **Clean ammonia in the future energy system**. Bruxelas: Hydrogen Europe, mar. 2023. Disponível em: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/03/2023.03_H2Europe_Clean_Ammonia_Report_DIGITAL_FINAL.pdf.

CAMMERAAAT, E.; DECHEZLEPRÊTRE, A.; LALANNE, G. **Innovation and industrial policies for green hydrogen**. Paris: OECD, fev. 2022. (Science, Technology and Industry Policy Papers, n. 125). Disponível em: <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/f0bb5d8c-en.pdf?expires=1712422337&id=id&acname=guest&checksum=3DCA34CEFB58E-34C6606B2FF6C66D222>.

TEXTO para DISCUSSÃO

CONCEIÇÃO, C.; MONTEIRO, S. Quanto mais compliance ambiental houver no mundo, melhor para o Brasil. **Revista Conjuntura Econômica**, v. 77, n. 4, p. 12-17, abr. 2023. Disponível em: <https://periodicos.fgv.br/rce/issue/view/5053>.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Produção e consumo de hidrogênio nas refinarias no Brasil**. Brasília: EPE, maio 2022. (Nota Técnica, n. EPE/DPG/SDB/2022/01). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-667/NT-EPE-DPG-SDB-2022-01%20-%20Hidrogenio%20em%20Refinarias.pdf>.

ESPITALIER-NOËL, M. *et al.* **Clean Hydrogen Monitor 2024**. Bruxelas: Hydrogen Europe, 2023. Disponível em: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/10/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2023_DIGITAL.pdf.

FUELEU maritime initiative: Council adopts new law to decarbonise the maritime sector. **European Council**, 25 jul. 2023. Disponível em: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/07/25/fueleu-maritime-initiative-council-adopts-new-law-to-decarbonise-the-maritime-sector/>.

HANK, C. *et al.* **Power-to-X country analysis**: site-specific, comparative analyses for suitable power-to-X pathways and products in developing and emerging countries. Breisgau: Fraunhofer ISE, ago. 2023. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/power-to-x-country-analyses.html>.

HINICIO; ABL; GME. **Technical support to accelerate green hydrogen development in Brazil, A1.T2**: Brazil's role in the international value-chain for LCH – export markets and potential of ports. Bruxelas: Hinicio; ABL; GME, nov. 2023.

HYDROGEN COUNCIL. **Policy toolbox for low carbon and renewable hydrogen**: enabling low carbon and renewable hydrogen globally. Bruxelas: Hydrogen Council, nov. 2021. (Policy review). Disponível em: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-Council_Policy-Toolbox.pdf.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Ammonia technology roadmap**: towards more sustainable nitrogen fertilizer production. Paris: IEA, out. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global Hydrogen Review 2022**. Paris: IEA, 2022. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global Hydrogen Review 2023**. Paris: IEA, 2023a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Net Zero Roadmap**: a global pathway to keep the 1.5 °C goal in reach. Paris: IEA, 2023b. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/8ad619b9-17aa-473d-8a2f-4b90846f5c19/NetZeroRoadmap_AGlobalPathwaytoKeepthe1.5CGoalinReach-2023Update.pdf.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global Hydrogen Review 2024**. Paris: IEA, out. 2024a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Renewables 2023**: analysis and forecast to 2028. Paris: IEA, 2024b. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf.

NEVES, L. Chamada da Aneel recebe propostas para 19 plantas piloto de hidrogênio que somam 100MW. **pv magazine**, 19 jul. 2024. Disponível em: <https://www.pv-magazine-brasil.com/2024/07/19/chamada-estrategica-da-aneel-recebe-propostas-para-19-plantas-piloto-de-hidrogenio-que-somam-100-mw/>.

OECD – ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. Competition policy in subsidies and state aid. **OECD Journal Competition Law and Policy**, v. 6, n. 1, p. 109-173, 2004.

PRATSCHNER, S. *et al.* Techno-economic assessment of a power-to-green methanol plant. **Journal of CO2 Utilization**, v. 75, p. 1-14, set. 2023. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212982023001749>.

QUITZOW, R. *et al.* **Mobilizing Europe's full hydrogen potencial**: entry-points for action by the EU and its member States. Karlsruhe: Fraunhofer ISI, 2023. (Hypat Discussion Paper, n. 5). Disponível em: <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/6eb07f2f-f7c9-42dc-8b8c-41f09b415eab/content>.

REFUELEU aviation initiative: Council adopts new law to decarbonise the aviation sector. **European Council**, 9 out. 2023. Disponível em: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/10/09/refueleu-aviation-initiative-council-adopts-new-law-to-decarbonise-the-aviation-sector/>.

SOLLAI, S. *et al.* Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO₂: a techno-economic assessment. **Journal of CO2 Utilization**, v. 68, p. 1-12, fev. 2023. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212982022004644?via%3Dihub>.

TEXTO para DISCUSSÃO

UNIDO – UNITED NATIONS INDUSTRIAL DEVELOPMENT ORGANIZATION; IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY; IDOS – GERMAN INSTITUTE OF DEVELOPMENT AND SUSTAINABILITY. **Green hydrogen for sustainable industrial development**: a policy toolkit for developing countries. 1. ed. Viena: UNIDO, dez. 2023. Disponível em: <https://www.unido.org/sites/default/files/unido-publications/2024-02/Green%20hydrogen%20for%20Sustainable%20Industrial%20Development%20A%20Policy%20Toolkit%20for%20Developing%20Countries.pdf>.

VAZQUEZ, M.; HALLACK, M. **Auctions to reveal consumers' willingness-to-pay for low-carbon hydrogen projects**: combining lessons from renewables and natural gas industries. Paris: Dauphine-PSL, dez. 2023. (Working Paper Series). Disponível em: <https://chaigovreg.fondation-dauphine.fr/en/publication/1662/auctions-reveal-consumers-willingnessto-pay-low-carbon-hydrogen-projects-combining>.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Competitividade do gás natural**: estudo de caso na indústria de fertilizantes nitrogenados. Brasília: EPE, 16 ago. 2019. (Informe Técnico, n. EPE-DEA-IT-001/2019). Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf.

VAZQUEZ, M.; CANUTO, O. **Optimizing value for public investment instruments in low-carbon hydrogen industries**. Rabat: Policy Center for the New South, mar. 2024. (Police Brief, n. 9).

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

EDITORIAL

Coordenação

Aeromilson Trajano de Mesquita

Assistentes da Coordenação

Rafael Augusto Ferreira Cardoso

Samuel Elias de Souza

Supervisão

Ana Clara Escórcio Xavier

Everson da Silva Moura

Revisão

Alice Souza Lopes

Amanda Ramos Marques Honorio

Barbara de Castro

Cláudio Passos de Oliveira

Clícia Silveira Rodrigues

Denise Pimenta de Oliveira

Fernanda Gomes Teixeira de Souza

Nayane Santos Rodrigues

Olavo Mesquita de Carvalho

Reginaldo da Silva Domingos

Susana Sousa Brito

Yally Schayany Tavares Teixeira

Jennyfer Alves de Carvalho (estagiária)

Katarinne Fabrizzi Maciel do Couto (estagiária)

Editoração

Anderson Silva Reis

Augusto Lopes dos Santos Borges

Cristiano Ferreira de Araújo

Daniel Alves Tavares

Danielle de Oliveira Ayres

Leonardo Hideki Higa

Capa

Aline Cristine Torres da Silva Martins

Projeto Gráfico

Aline Cristine Torres da Silva Martins

*The manuscripts in languages other than Portuguese
published herein have not been proofread.*

Ipea – Brasília

Setor de Edifícios Públicos Sul 702/902, Bloco C

Centro Empresarial Brasília 50, Torre B

CEP: 70390-025, Asa Sul, Brasília-DF

Missão do Ipea
Aprimorar as políticas públicas essenciais ao desenvolvimento brasileiro
por meio da produção e disseminação de conhecimentos e da assessoria
ao Estado nas suas decisões estratégicas.