

Masterclass Hidrogênio Verde:

Mercado de Hidrogênio Verde

André Pina, EDP Renováveis



H2BRASIL

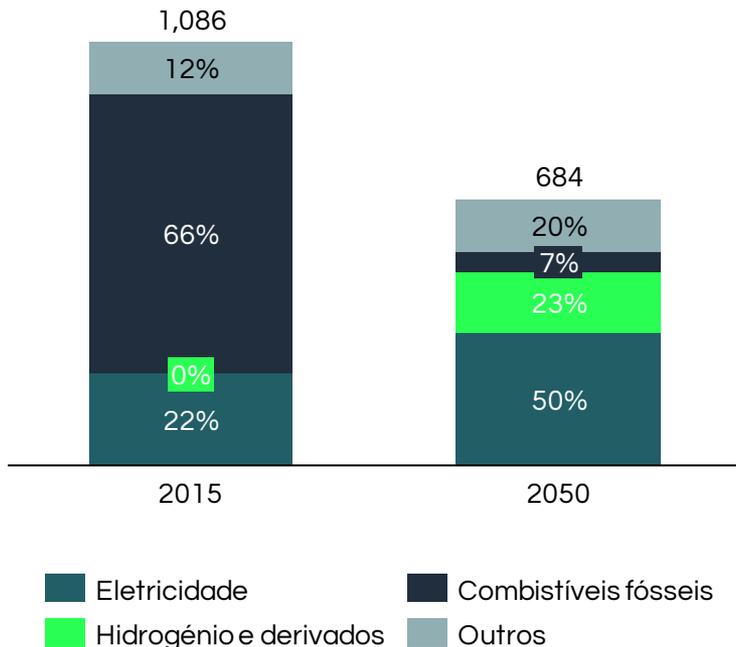


MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



É esperado que a procura de hidrogénio cresça de forma significativa, criando oportunidades para descarbonizar e promover o crescimento económico e social

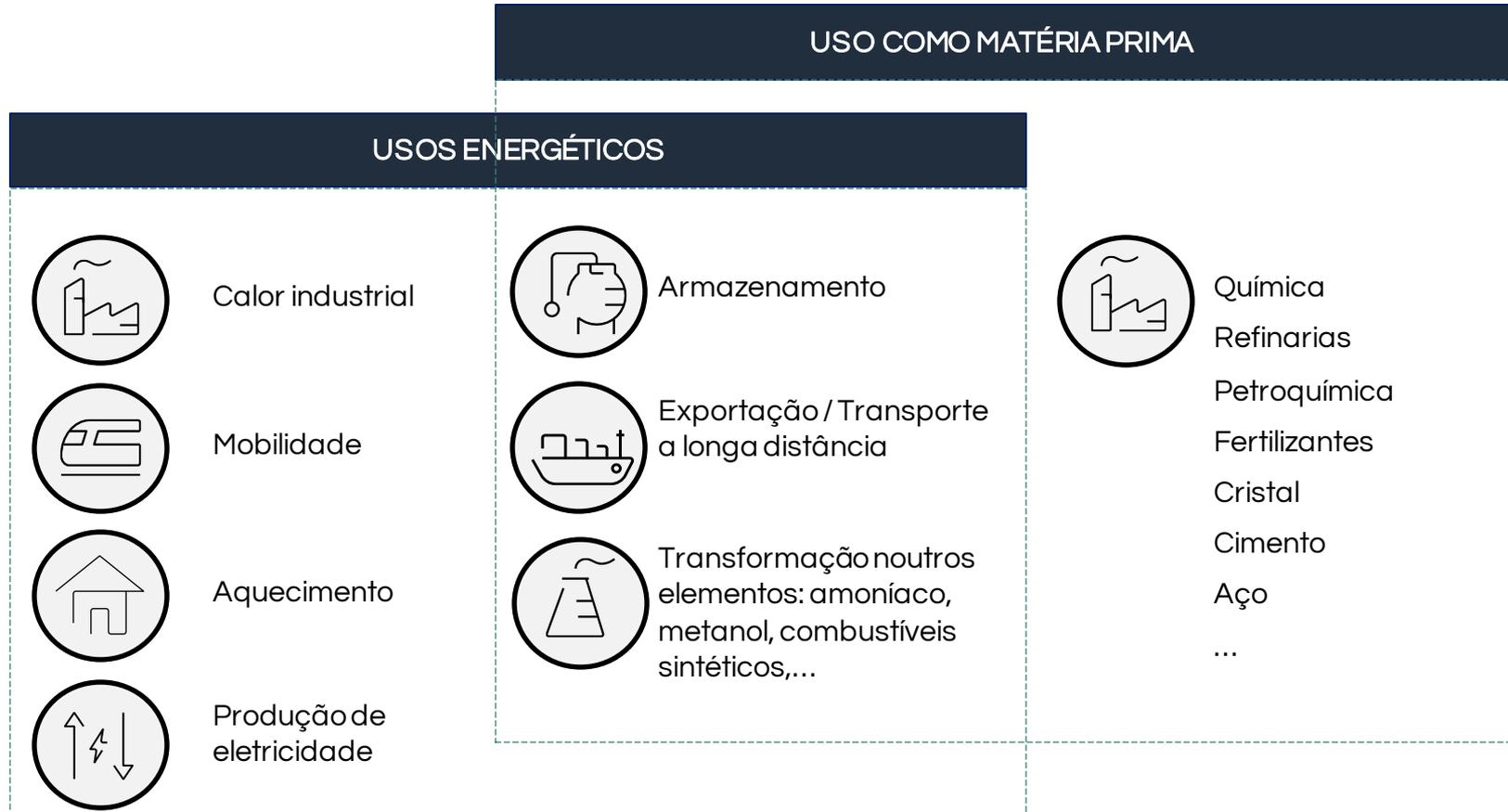
Consumo final de energia na Europa
2015 - 2050, Mtep



Fonte: Comissão Europeia

- **DESCARBONIZAR** usos de energia não eletrificáveis
- **AUMENTAR** a penetração de energias **RENOVÁVEIS**
- Promover **INDEPENDÊNCIA DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS**:
 - Usos energéticos
 - Armazenamento
 - Uso como matéria prima
- Fomentar **SUSTENTABILIDADE** económica e ambiental
- Aumentar **SEGURANÇA ENERGÉTICA**

Os futuros usos de hidrogénio de baixo carbono incluem a substituição de consumos atuais como matéria-prima mas também novos usos energéticos

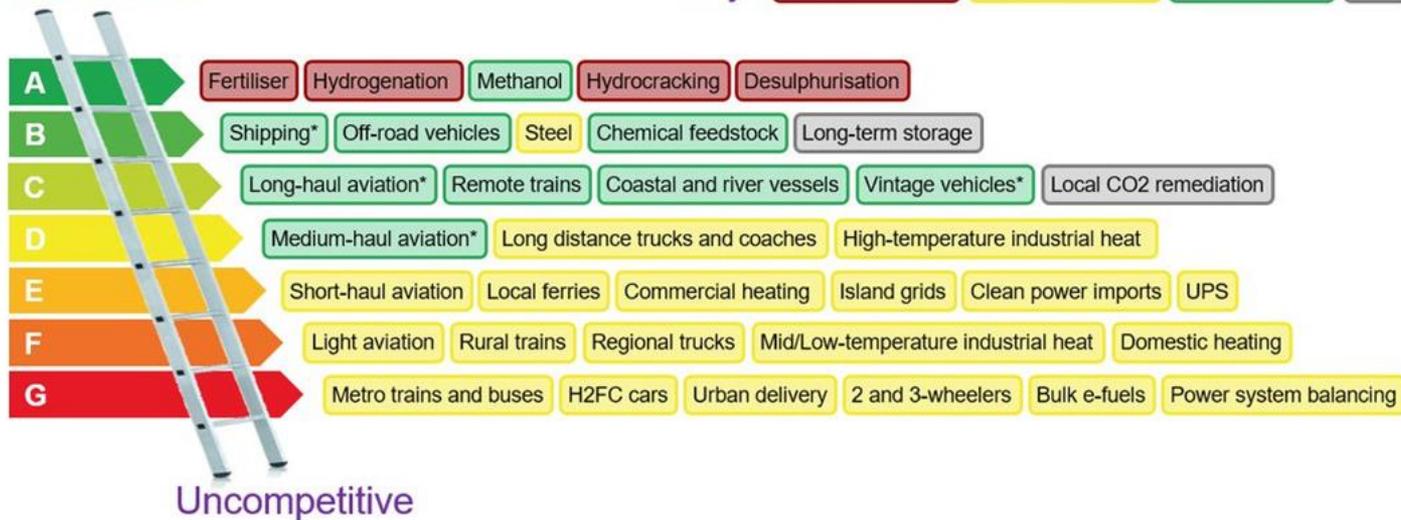


As aplicações do hidrogénio e produtos derivados deverão focar-se em usos energéticos que não podem ser facilmente eletrificados ou como matérias primas

Usos potenciais do hidrogénio e sua competitividade

Unavoidable

Key: No real alternative Electricity/batteries Biomass/biogas Other



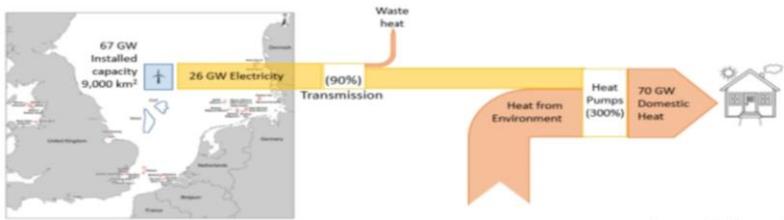
* Via ammonia or e-fuel rather than H2 gas or liquid

Apesar de tecnicamente ser possível utilizar o hidrogénio em várias aplicações do dia a dia, o seu uso deverá ser restrito devido à sua menor eficiência, custo mais elevado e desafios técnicos, particularmente comparado com tecnologias elétricas

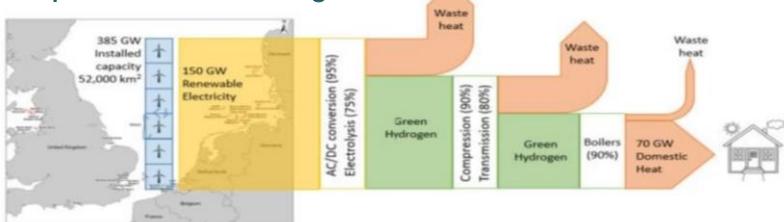
As tecnologias elétricas são muito mais eficientes para aquecimento de baixa temperatura e transporte rodoviário ligeiro que tecnologias a hidrogénio

Calor de baixa temperatura

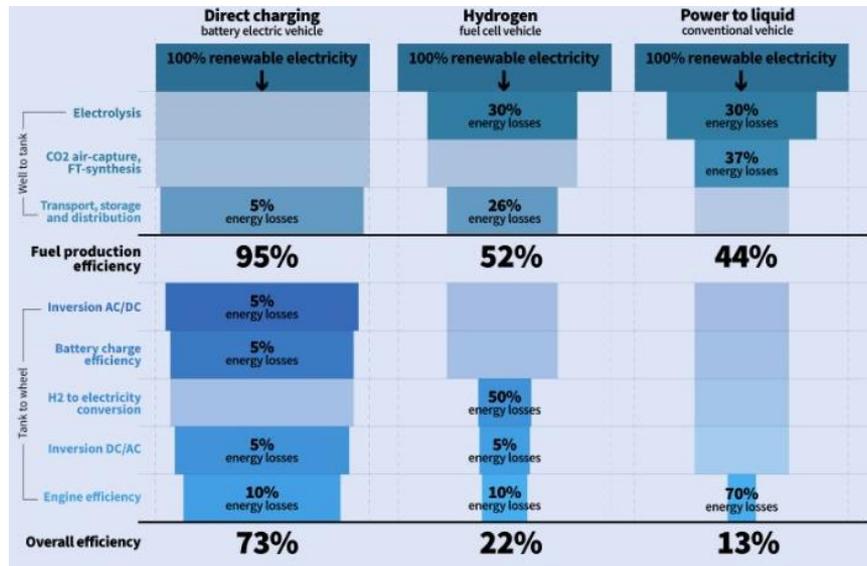
Bombas de calor



Aquecimento via hidrogénio



Transporte rodoviário ligeiro



Vários países estão a desenvolver estratégias para o H2, com a União Europeia, os Estados Unidos e o Japão a estabelecerem as estratégias mais abrangentes

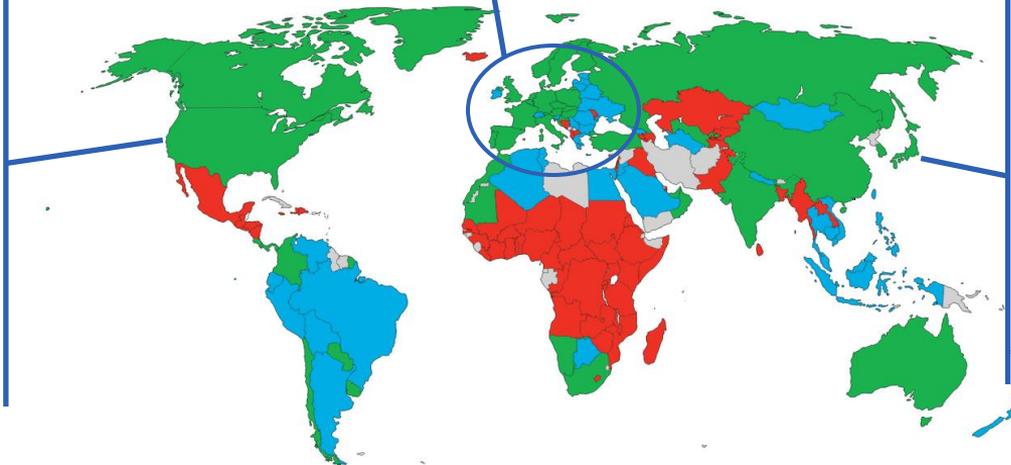
Países com estratégias de H2

>200 GW Eletrolisadores necessários até 2030 para as estratégias de H₂¹

• Os Estados Unidos posicionaram-se recentemente como um player relevante no hidrogénio:

- Inflation Reduction Act que permite um apoio de até 3 \$/kg por 10 anos, e Infrastructure Bill com 8 b\$ para a criação de hubs de hidrogénio
- Estratégia nacional ambiciosa 10 Mt de procura por H2 de baixo carbono (verde e azul) até 2030

■ Available (42) ■ In preparation (36) ■ No activity (63)
■ Not assessed (31)



• A União Europeia tem vindo a liderar a ambição no H2:

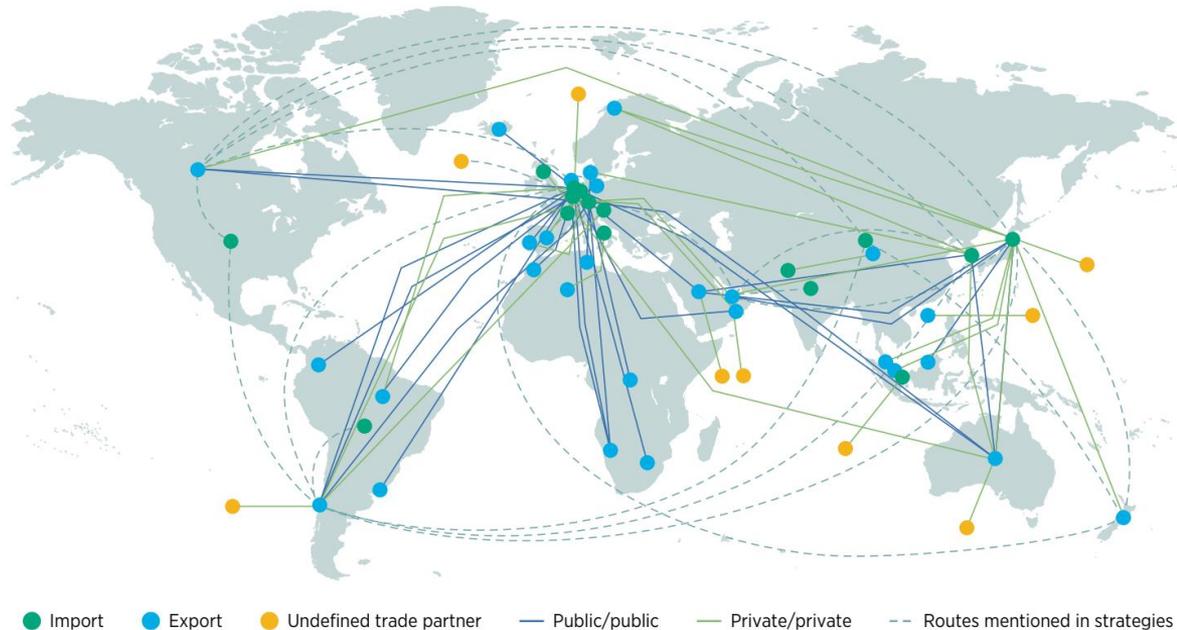
- Estabeleceu um objetivo de 20 Mton de procura até 2030, dos quais 10 Mton devem ser produzidos na UE
- Vários mecanismos de apoio ao investimento existentes, com mecanismos de apoio aos custos variáveis a estarem em preparação

• O Japão tem vindo a desenvolver a sua estratégia há já vários anos:

- Tem apoiado o desenvolvimento de tecnologias de H2
- Estabeleceu o objetivo de aumentar a oferta de H2 de 2 para 3 Mton até 2030
- Está a promover a importação de H2 e derivados

A União Europeia e o Japão têm estabelecido várias parcerias para a importação de hidrogénio, abrindo oportunidades para países com bons recursos energéticos

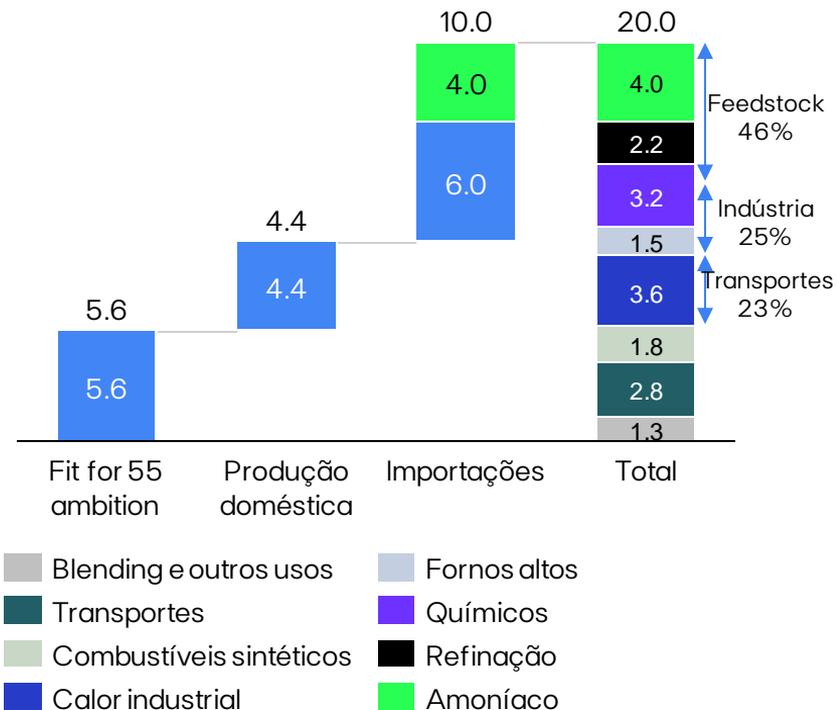
Acordos bilaterais para comércio de hidrogénio, anunciados até Março 2022



- As várias formas de produção de hidrogénio permitem uma maior distribuição nos fornecedores comparativamente aos combustíveis fósseis
- O transporte de hidrogénio é ainda um desafio, estando a ser promovidos gasodutos, transporte marítimo e conversão para outros derivados

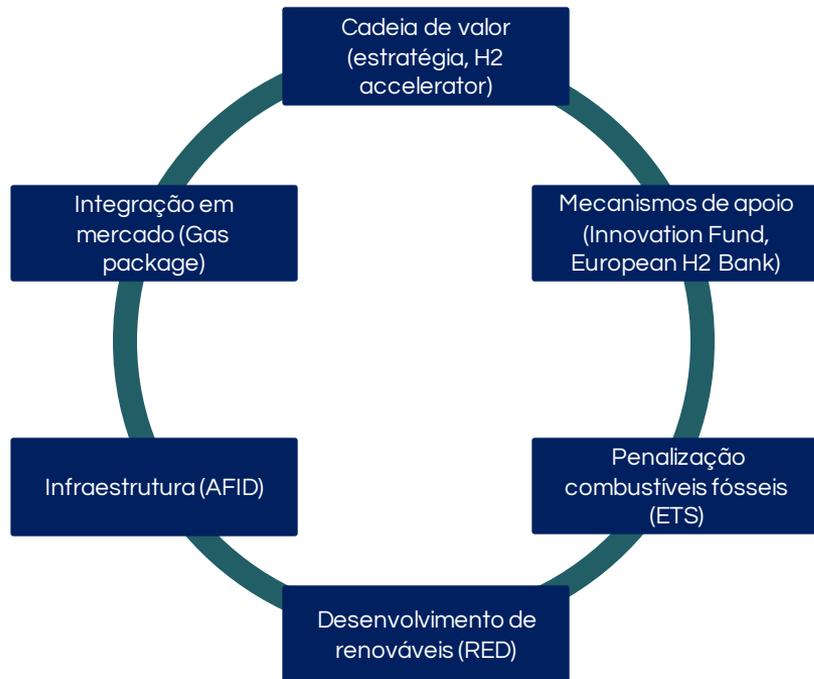
A União Europeia tem vindo a estabelecer o enquadramento regulatório para permitir o crescimento do mercado de hidrogénio verde

Objetivos de uso de hidrogénio, Mt/ano em 2030



Fonte: Comissão Europeia

Vertentes de enquadramento regulatório do H2 na UE



A Comissão Europeia propôs que a definição de hidrogénio renovável requiera adicionalidade de renováveis e correlações temporária e geográfica

REGULATORY FRAMEWORK FOR THE PRODUCTION OF RFNBOs (REDII/REDIII)

RED Art. 25: min. 70% GHG emissions savings from use of RFNBOs

DA Art. 28: total emissions from RFNBOs/RCFs **min. -70%** vs fossil fuel comparator (**94gCO_{2e}/MJ**)



DA Art. 27: **input electricity** qualified as **fully renewable** (=zero emissions) for total emissions calculation (→DA Art. 28) if:

DIRECT CONNECTION

ADDITIONALITY

No grid connection/
smart meter

GRID CONNECTED

If >90% RES:

Max. number of FLH corresp. to grid RES % share

If <18gCO_{2e}/MJ:

RES PPAs

TEMPORAL CR

GEOGRAPH. CR

General grid:

RES PPAs

ADDITIONALITY

TEMPORAL CR

GEOGRAPH. CR

Imbalance settlement

Periods with downward redispatchment of RES

Price signals

Day-ahead power price either < €20/MWh OR < 0.36x ETS EUA

ADDITIONALITY:

- RES installations came into **operation <36 months before RFNBO** production; capacity additions considered part of original if added in <36 months.
- RES installations have **not received net support** (OPEX/CAPEX), excl. before repowering, repaid aid, R&D support

TRANSITION PHASE: additionality rules come **into effect in 2028**; installations coming into operation before 2028 remain exempt until **2038**

TEMPORAL CORRELATION: **monthly** matching between RES and RFNBO production **until 2030**; **hourly correlation from 2030**

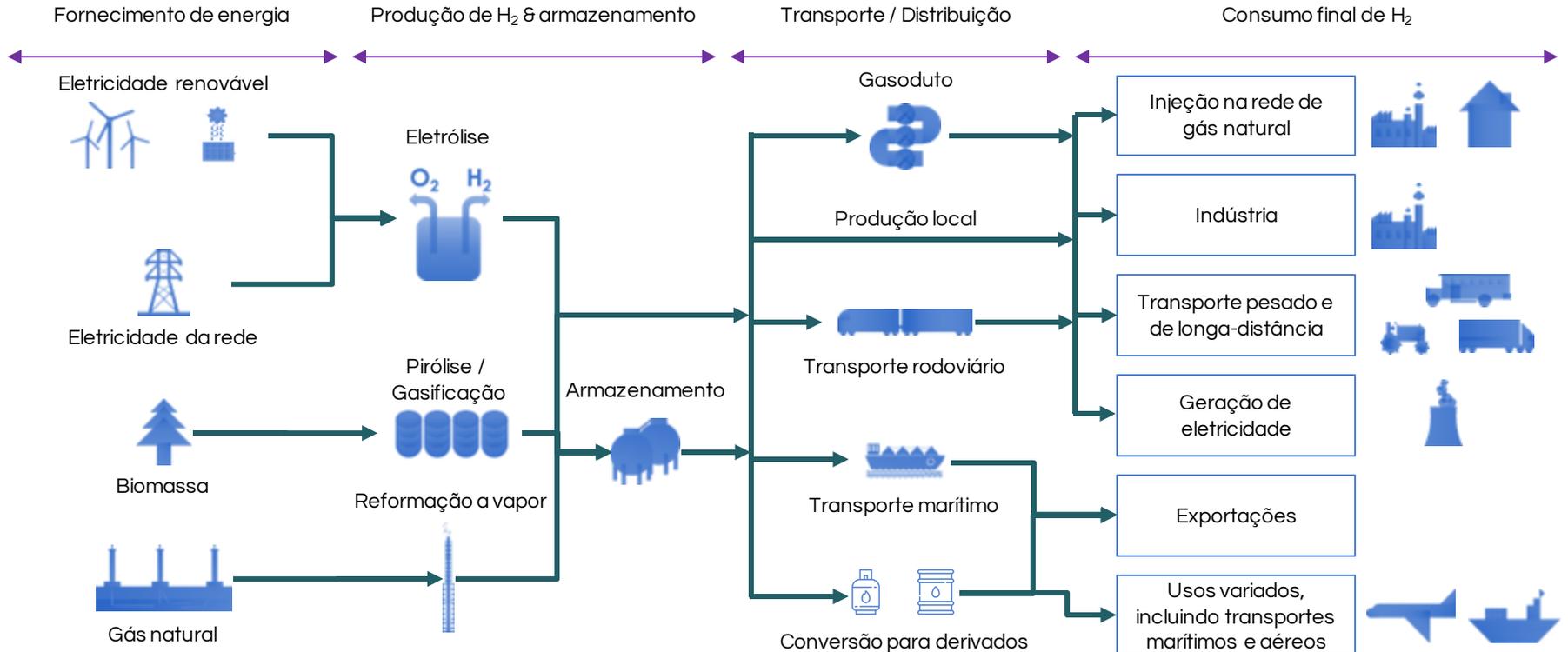
GEOGRAPHICAL CORRELATION: RES installations for RFNBO production are located in the **same bidding zone** / an **interconnected offshore** bidding zone / **interconnected** bidding zone with **lower or equal power prices**

DA Art. 27: Methodology for production of RFNBOs / "Additionality DA"

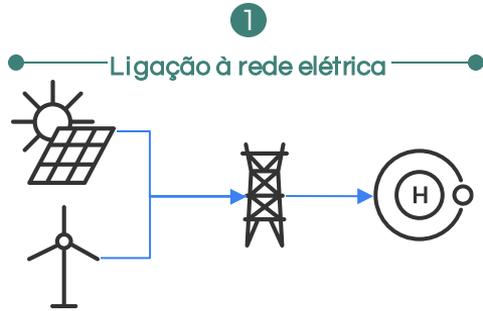
DA Art. 28: GHG emissions savings and accounting methodology for RFNBOs and RCFs

RFNBO: Renewable Fuel of Non-biological Origin; RCF: Recycled Carbon Fuel
RES: Renewable energy source; FLH: Full load hours
ETS EUA: ETS Emission allowance

A criação de um mercado de hidrogénio requer o estabelecimento de uma complexa cadeia de valor, com várias infraestruturas ainda por desenvolver

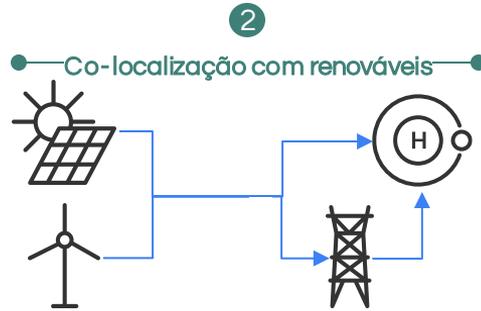


Neste momento estão a ser explorados várias configurações de projetos, com diferentes implicações em infraestruturas necessárias, custos e riscos



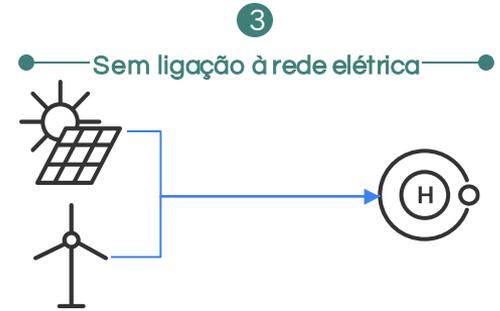
Projetos perto de consumidores industriais ou infraestruturas logísticas

- A ligação à rede das renováveis reduz o risco no seu investimento derivado do projeto de H2 (desenvolvimento e operação), incluindo o fim do período contratado
- As renováveis podem ser vendidas a um preço de oportunidade (potencialmente mais elevado) e o eletrólizador terá que pagar custos de rede
- O eletrólizador pode atingir fatores de utilização elevados e comprar renováveis de vários ativos
- Baixo custo de transporte de hidrogénio



Projetos para a criação de hubs de distribuição de H2 ou perto da rede de gás

- A redução do risco nas renováveis depende da capacidade de injeção elétrica disponível
- O preço das renováveis em autoconsumo pode ser inferior, incluindo evitar custos de rede
- O eletrólizador pode atingir fatores de utilização elevados e comprar renováveis de vários ativos
- Os custos de conversão e transporte de hidrogénio podem ser relevantes, exceto se perto de gasodutos



Hubs de H2 onde a escala e o custo são mais relevantes que o perfil de produção

- Investimento em renováveis dependente do negócio de hidrogénio
- Potencialmente preços mais baixos de renováveis devido à falta de custo de oportunidade e potencial para otimizações de custo de desenvolvimento, com o eletrólizador a poder evitar pagar custos de rede
- O eletrólizador terá menor fator de utilização, exceto se conseguir assegurar ligação à rede
- Custos de armazenamento, transporte e distribuição de hidrogénio muito elevados

Um eletrolisador de 100 MW implica investimentos na ordem dos 2000 milhões de reais, sendo necessário promover a mitigação de risco dos projetos

Custos associados

Originação e desenvolvimento

~ 30 milhões R\$

Construção

~160-275 milhões R\$

Sistema de H2

~440-660 milhões R\$

Eletricidade renováveis

~820-1400 milhões R\$

Estratégias de mitigação de riscos

Decisão de investimento não aprovada

- Promover a venda de outros produtos (por exemplo autoconsumo, eficiência energética)
- Utilizar renováveis identificadas e/ou estudos de engenharia para projetos alternativos

Projeto é cancelado antes de iniciar operação

- Compras de equipamentos (eletrolisadores / renováveis) podem ser reutilizados noutros projetos
- Contratos de aquisição de energia podem ser vendidos em mercado ou a outros consumidores

Projeto é cancelado durante operação

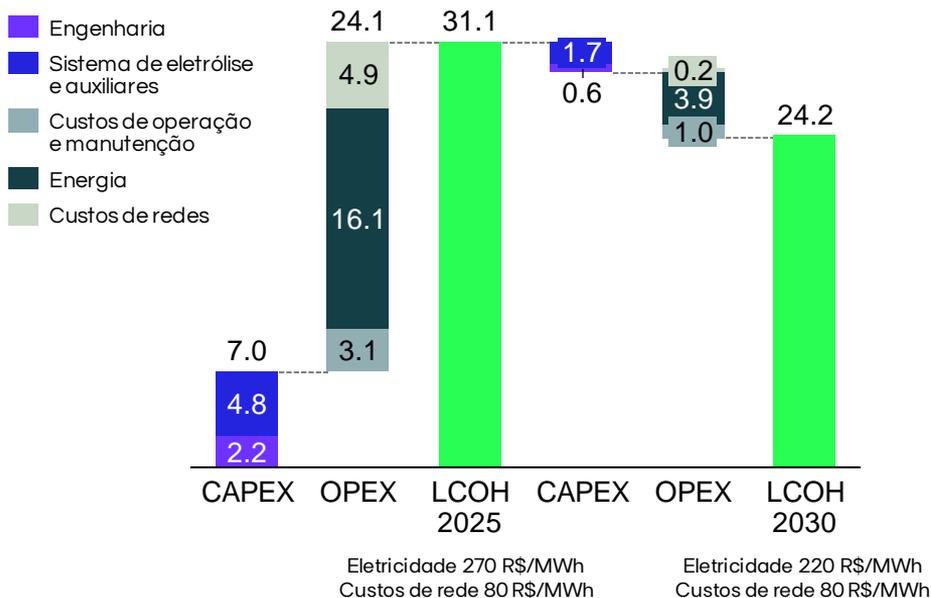
- Identificar consumidores alternativos
- Reutilização de ativos para outros projetos
- Favorecer o uso de contratos de aquisição de energia via rede, para poder vender noutros mercados

Queda de remuneração durante operação

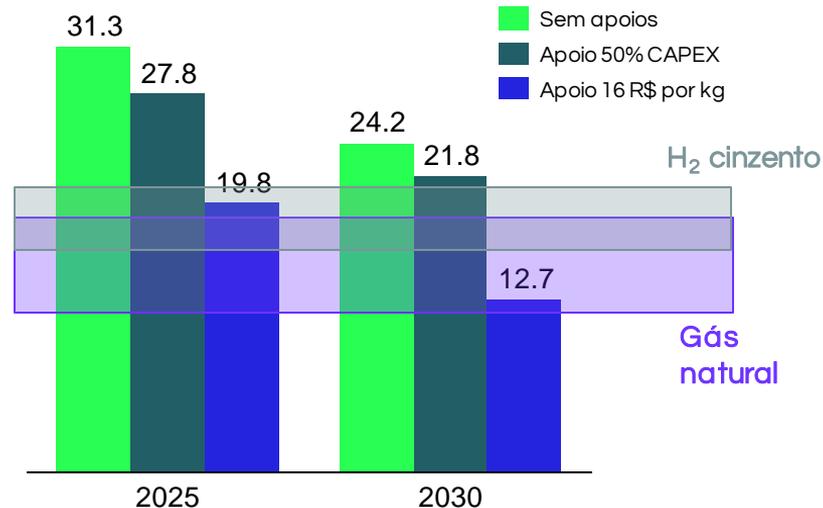
- Promover contratos de venda de longo-prazo
- Inclusão de preços mínimos de venda / retorno
- Estabelecer acordos macro para crescimento futuro

Atualmente, o preço do hidrogénio verde é ainda pouco competitivo, necessitando de apoios além do investimento para concorrer com as alternativas fósseis

Custo nivelado do H2 para projetos com ligação à rede em 2025 e 2030, R\$



Competitividade do H2 em 2025 e 2030, R\$



Pressupostos comuns: Engenharia 2.45 R\$/W em 2025 e 1.9 R\$/W em 2030, eletrolisadores e sistemas auxiliares são 5.5 R\$/W em 2025 e 3.8 R\$/W em 2030, eficiência é 60% em 2025 e 63% em 2030, custos variáveis são 2% do CAPEX, custos fixos são 1% do CAPEX, substituição das membranas custa 30% do CAPEX

Pressupostos de apoios: apoio de 50% do CAPEX para desenvolver a unidade de produção de H2 ou apoio de 16 R\$/kg (~3 €/kg), aumentado com a inflação, por 10 anos

Pressupostos gás natural e hidrogénio cinzento: preços de gás natural entre 80 e 220 R\$/MWh, custos de rede de gás natural de 20 R\$/MWh e preços de CO₂ entre 270 e 550 R\$/tCO₂

É necessário criar as condições que promovam o crescimento do mercado de hidrogénio verde, alinhando com os objetivos de descarbonização



Papel do H₂

- O hidrogénio deve ser promovido em usos onde a eletrificação direta não é uma opção técnica/económica, permitindo o uso indireto de renováveis



H₂ renovável

- O hidrogénio renovável é a única opção consistente com a neutralidade carbónica, sendo necessárias definições claras que promovam a sustentabilidade da transição para o H₂
- Um **enquadramento regulatório para a eletrólise** necessita assegurar os princípios de separação de atividades, evitar duplas taxações na integração com o sistema energético e reconhecer os benefícios que podem ser obtidos nessa integração



Apoios ao H₂

- Os apoios devem cobrir CAPEX e OPEX e priorizar usos e setores alinhados com a neutralidade carbónica, mais próximos da competitividade económica e que maximizem a redução de emissões
- É necessária uma **reforma fiscal baseada no princípio do poluidor-pagador** que permita uma descarbonização custo-eficaz e melhore a competitividade do hidrogénio renovável



Local vs centralizado

- A injeção de hidrogénio na rede de gás pode apoiar o início da economia do H₂, mas a **construção de redes dedicadas de H₂ precisa de análises custo-benefício**
- Dada a modularidade dos eletrolisadores e os custos elevados de transporte de hidrogénio, a **produção local deve ser priorizada no curto-prazo**

Obrigado!

Agradecemos a
participação.

