

Atravessando o Rio Sentindo as Pedras

Nota sobre a Estratégia e o Roadmap Chinês para o Hidrogênio Verde

São Paulo-SP | Julho de 2026

ABIHV
Associação Brasileira da Indústria do Hidrogênio Verde

Sumário

Sumário Executivo 3

Fundamentos Estruturais e Contexto Geopolítico 4

Roadmap Nacional 2021-2035: Fases e Metas 7

Fase 1 - Incubação e Demonstração (até 2025) 8

Fase 2 - Comercialização e Paridade (até 2030) 9

Fase 3 - Diversificação Sistêmica (até 2035) 9

Discrepância Estratégica: Metas Nacionais vs. Ambição Regional 12

Metas agregadas provinciais 12

Lógica dessa discrepância 12

Geografia Econômica do Hidrogênio: Eixo Oeste–Leste 13

Bases de suprimento no Norte e Noroeste 13

Polos de inovação e consumo no Leste e Sul 15

Aplicações Setoriais Prioritárias 16

Química e refino - demanda âncora 16

Siderurgia verde - fronteira tecnológica 16

Transporte pesado - “baterias para carros, hidrogênio para caminhões” 17

Armazenamento de energia e sistema elétrico 17

Gestão da demanda e flexibilidade na estratégia chinesa de hidrogênio 17

Panorama Tecnológico e Industrial 22

Eletrólise: vantagem em ALK, corrida em PEM e SOEC 22

Curva de custos e paridade 22

Atualização Jurídica e Institucional (2024-2025) 24

Registro corporativo e capitalização 24

Resolução de disputas e segurança contratual 24

Desafios Estruturais e Riscos 25

Conclusão: Capitalismo de Estado Adaptativo e a “Era do Hidrogênio Chinês” 26

Referências 29

Sumário Executivo

A República Popular da China encontra-se em um ponto de inflexão na sua trajetória de modernização industrial e transição energética. A política para hidrogênio não é tratada como agenda setorial isolada, mas como pilar de segurança energética, competitividade industrial e liderança tecnológica em soluções de baixo carbono. A análise integrada de documentos oficiais chineses (Plano 2021–2035), estudos setoriais (como os da *Boston Consulting Group*/BCG e do *Rocky Mountain Institute (RMI)*, em parceria com a *China Hydrogen Alliance*) e inteligência jurídica recente (Lei de Energia de 2025 e reformas regulatórias correlatas) evidencia uma estratégia deliberada de "piso nacional + ambição provincial", desenhada para consolidar escala, reduzir custos e evitar distorções típicas de ciclos de subsídios [1–4].

O governo central estabeleceu metas conservadoras para a produção de 100–200 mil t/ano de hidrogênio renovável até 2025, com cerca de 50 mil veículos elétricos a célula a combustível (*Fuel Cell Electric Vehicles*, FCEVs) e uma rede piloto de abastecimento, em contraste com um mercado doméstico já gigantesco, da ordem de 34 Mt/ano de hidrogênio consumido, ainda majoritariamente fóssil [2]. Em paralelo, planos provinciais e iniciativas industriais projetam uma expansão muito mais agressiva, com metas combinadas que superam 1 Mt/ano de hidrogênio renovável até 2025, lideradas por regiões como a Mongólia Interior (meta de 480 mil t/ano) [2,5]. Na prática, a meta nacional funciona como um "piso" de qualidade e coordenação, enquanto a execução em escala se dá por meio de competição e experimentação descentralizada.

A China organiza o desenvolvimento do hidrogênio como uma "competição de torneio regional". Províncias ricas em recursos (Mongólia Interior, Xinjiang, Gansu, Ningxia, Qinghai) disputam o papel de grandes bases de produção de baixo custo, enquanto polos industriais costeiros (Xangai, Jiangsu, Zhejiang, Guangdong) competem por liderança tecnológica, cadeias produtivas e aplicações industriais de alto valor (células a combustível, logística pesada, química e siderurgia). Esse desenho reduz o risco sistêmico do planejamento central: experimentos bem-sucedidos são escalados, avançam em maturidade tecnológica e são replicados nacionalmente; fracassos ficam circunscritos regionalmente. Em termos simples, a China opera um "campeonato" entre províncias para acelerar curva de aprendizado, consolidar padrões e internalizar rapidamente a cadeia de suprimentos [2,5].

Essa estratégia é viabilizada por uma base material decisiva: a China já construiu, nas últimas duas décadas, a maior expansão mundial de energia eólica e solar, reduzindo o custo marginal da eletricidade renovável e criando condições para acoplamento em escala com eletrólise (*power-to-hydrogen*) [2,3,6]. Os documentos analisados tratam esse acoplamento não apenas como rota de produção de hidrogênio, mas como mecanismo de integração de renováveis, redução de *curtailment* e monetização de excedentes estruturais de geração, especialmente no Norte e Noroeste, conectando diretamente a política de hidrogênio à estratégia nacional de redes e à reconfiguração industrial regional [2,3,5].

No horizonte de longo prazo, relatórios industriais chineses (como o *China Hydrogen Energy Industry Outlook*, da Sinopec, [1]) projetam que, até 2060, a demanda de hidrogênio na China poderá

atingir cerca de 86 Mt/ano, respondendo por aproximadamente 12% do consumo final de energia, com a produção dedicada cada vez mais baseada em fontes não fósseis, especialmente renováveis [1]. Nesse enquadramento, o hidrogênio é definido como indústria emergente estratégica e tratado como vetor de crescimento industrial e tecnológico, ao lado de renováveis, baterias e outras cadeias críticas de baixo carbono, reforçando o caráter estrutural, e não marginal, da política chinesa de hidrogênio para as metas de "*Dual Carbon*" [1,2].

Fundamentos Estruturais e Contexto Geopolítico

Segurança energética e metas "*Dual Carbon*"

A China é o maior importador mundial de petróleo e gás e, portanto, carrega vulnerabilidades estratégicas relevantes, inclusive em rotas de suprimento críticas, como o Estreito de Malaca. Nesse quadro, o hidrogênio verde é tratado como vetor de redução de exposição à volatilidade dos fósseis e a riscos geopolíticos.

Pequim enquadra o hidrogênio verde como um instrumento de soberania energética. Ao converter os vastos recursos eólicos e solares do interior do país, sobretudo no Norte e no Noroeste, em uma molécula transportável e utilizável pela indústria, a China reduz vulnerabilidades de suprimento, amplia a resiliência do sistema energético e diminui a exposição à volatilidade dos fósseis e a riscos geopolíticos.

Na prática, a estratégia combina expansão acelerada de renováveis, eletrólise e logística industrial para transformar um recurso abundante, porém geograficamente distante dos grandes centros consumidores, em energia e insumo químico de alto valor.

Desde 2020, com o anúncio das metas de "*Dual Carbon*" (pico antes de 2030, neutralidade até 2060), o hidrogênio de origem renovável é apontado como indispensável para descarbonizar setores "*hard-to-abate*": siderurgia, cimento, refino, petroquímica, fertilizantes e transporte pesado [6]. A centralidade do tema decorre, em grande medida, da escala do uso atual de hidrogênio de origem



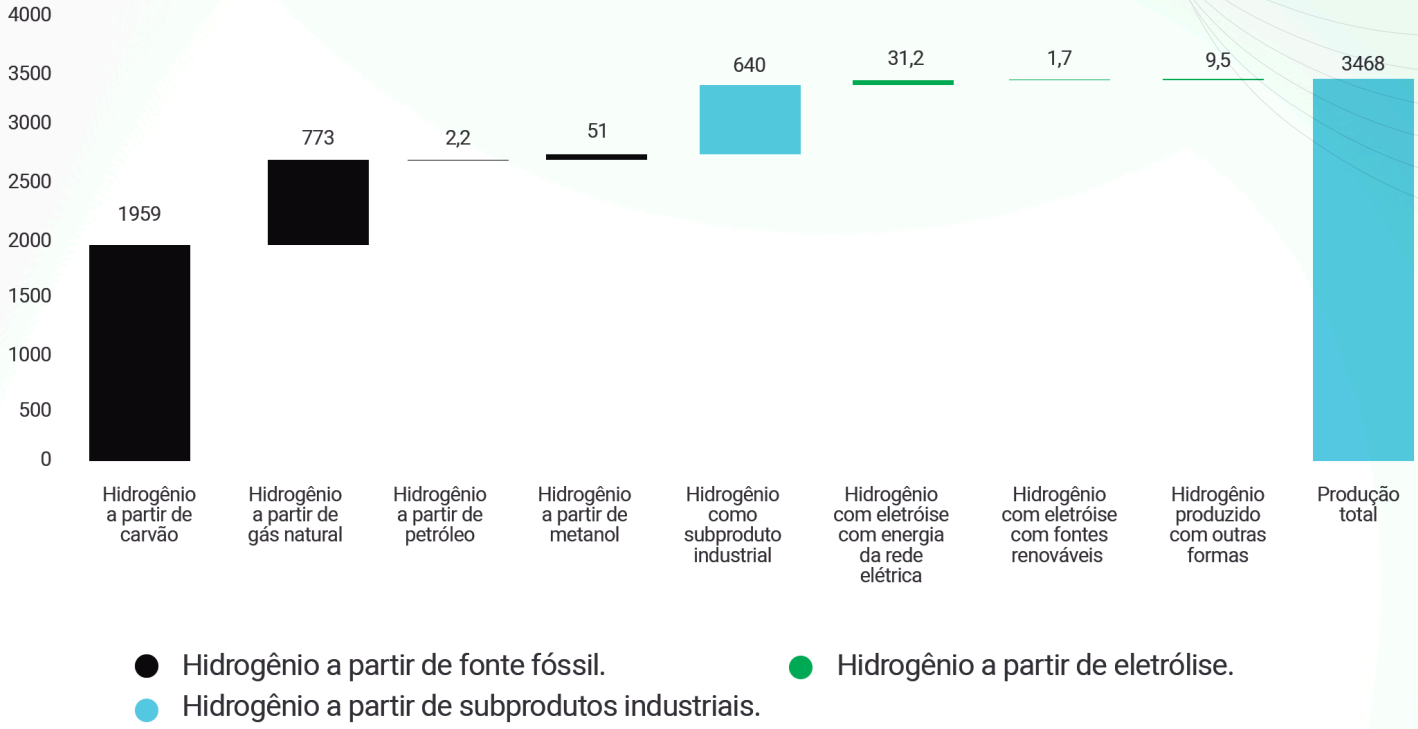


Figura 1. Produção de hidrogênio na China por recurso energético em 2021. Fonte: Adaptado de China Hydrogen Alliance e análise da Accenture [7]

fóssil na China, conforme mostra a **Figura 1**.

Da classificação de "químico perigoso" a "recurso energético"

Historicamente, o hidrogênio na China foi tratado sobretudo como "produto químico perigoso", o que na prática impôs restrições de zoneamento, exigências de segurança e limites para implantação de infraestrutura fora de parques industriais, incluindo estações de abastecimento (HRSs) e soluções distribuídas. Esse enquadramento funcionou como barreira material ao crescimento do hidrogênio verde, porque elevou o custo regulatório e reduziu a flexibilidade de localização dos projetos [2,5,7].

O ponto de inflexão é claro: no planejamento setorial recente, o hidrogênio deixa de ser apenas insumo industrial e passa a ser tratado como elemento do futuro sistema energético, além de vetor para viabilizar a transição industrial de baixo carbono.

Isso redefine o papel do hidrogênio verde na política energética chinesa, conectando expansão renovável, segurança energética e competitividade industrial.

Ao reposicionar o hidrogênio como "energia secundária" e conectá-lo de forma mais direta ao planejamento energético, a estratégia chinesa cria as condições institucionais para que o hidrogênio verde deixe de ser apenas um tema industrial e passe a ser organizado como infraestrutura e política energética [2,3,7].

Essa mudança ganha consistência jurídica com a Lei de Energia da República Popular da China, em vigor desde 1º de janeiro de 2025 [8]. A interpretação jurídica consolidada no *China Legal Briefing*

indica que a Lei incorpora o hidrogênio no conjunto de tecnologias estratégicas do setor de energia e reforça o papel do Estado na coordenação de mercados, infraestrutura e inovação, criando um guarda-chuva legal para tratar o hidrogênio como recurso energético regulado e não apenas como insumo químico. Para o hidrogênio verde, isso é relevante porque reduz incerteza de governança e aumenta a previsibilidade para projetos integrados com renováveis, redes e usos industriais. Na prática, esse arcabouço viabiliza a coordenação do setor em torno de grandes empresas estatais



Figura 2. Ecossistema do consórcio chinês de hidrogênio liderado por estatais. Adaptado de [9].

e de um consórcio ampliado com institutos de pesquisa, universidades e empresas privadas, como sintetiza a **Figura 2** [4,9].

Em termos práticos, a importância dessa alteração regulatória é que ela muda o "lugar institucional" do hidrogênio e destrava escala. Ao aproximar o hidrogênio da governança energética, amplia-se o espaço para atuação de grandes atores do setor de energia, facilita-se o licenciamento e a implantação de infraestrutura em ambientes logísticos e urbanos, e cria-se uma base mais robusta para padronização e integração entre oferta renovável, transporte e consumo industrial. É esse tipo de reclassificação e harmonização que sustenta a passagem do piloto para a implantação em massa



e ajuda a explicar por que a China combina cautela nacional com aceleração regional na construção da economia do hidrogênio verde [2,5,7].

Roadmap Nacional 2021-2035: Fases e Metas

A leitura do *Roadmap* Nacional 2021–2035 fica mais clara quando se observa que a China chega a esse plano após décadas de construção incremental do seu mercado de hidrogênio. Hoje, o país reúne o maior consumo do mundo, com uma base madura de produção e uso predominantemente industriais. Ao mesmo tempo, esse mercado ainda é majoritariamente atendido pelo hidrogênio cinza, e a aplicação como combustível permanece minoritária, o que ajuda a explicar por que o hidrogênio verde é tratado como transição em curso, e não como realidade plenamente consolidada.

A **Figura 3** sintetiza essa trajetória, combinando a evolução do consumo com marcos estruturantes do setor. Ela evidencia a passagem de uma fase inicial, de formação do sistema de oferta e consumo, para um período de desenvolvimento acelerado no contexto da industrialização e da reforma e abertura, até chegar ao estágio mais recente, em que as metas de Duplo Carbono e os planos

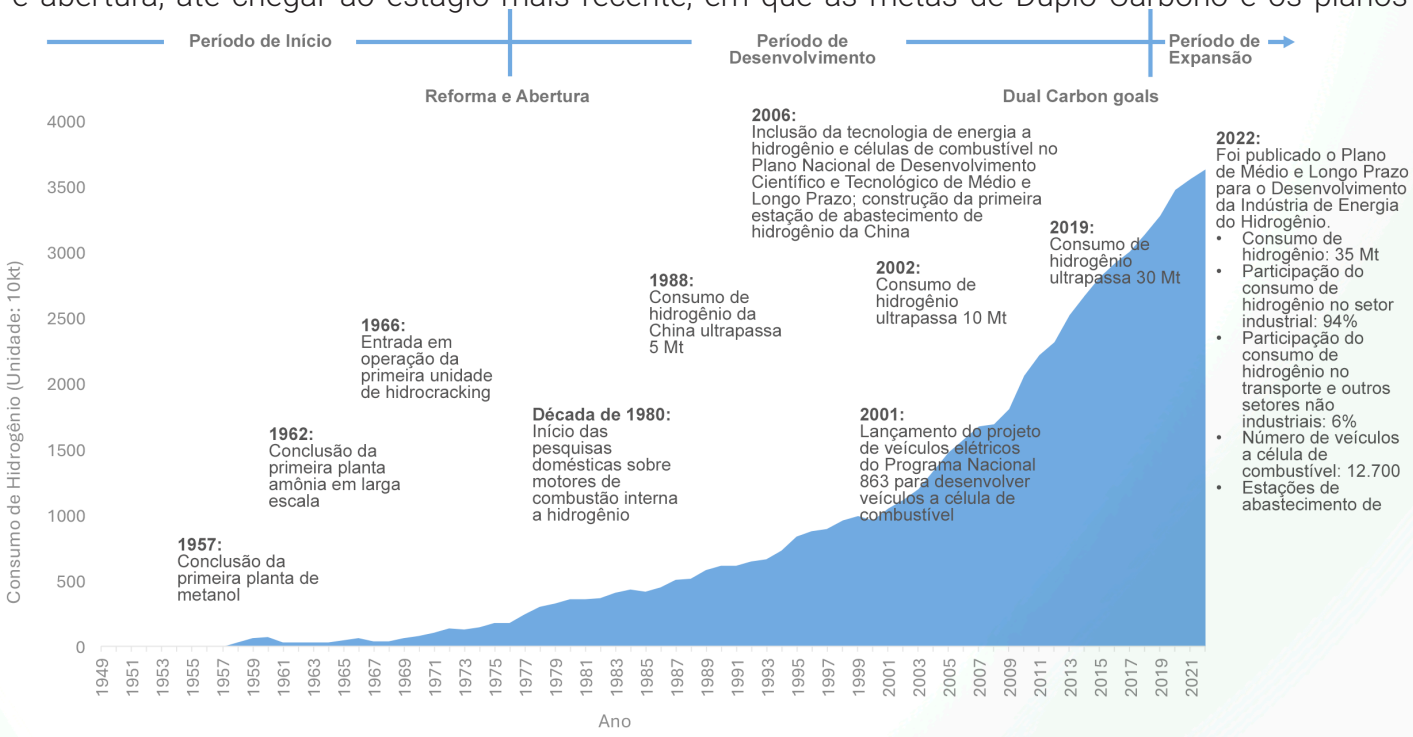


Figura 3. Tendência de evolução do consumo de hidrogênio na China. Adaptado de [1]. Dados aproximados.

nacionais passam a orientar a transição para uma indústria verde, de baixo carbono, diversificada e de maior valor agregado.

Esse histórico é relevante porque ajuda a justificar a lógica faseada do *Roadmap* 2021-2035. O plano parte de uma base industrial existente e busca reorientá-la por meio de políticas, padrões e investimentos em inovação, promovendo a integração da cadeia completa, da produção ao uso, com

ênfase crescente em projetos de demonstração, infraestrutura e aplicações industriais e energéticas associadas ao hidrogênio verde.

O Plano 2021–2035 organiza a trajetória em **três fases**, com metas pensadas para evitar os erros de sobrecapacidade e subsídios descontrolados observados em solar e VEs [2].

Fase 1 - Incubação e Demonstração (até 2025)

Metas oficiais para 2025:

Indicador	Meta 2025 (Plano)	Comentário
Produção de hidrogênio renovável	100–200 mil t/ano	<1% do consumo atual (~34 Mt). Meta deliberadamente modesta para focar em demonstração tecnológica e qualidade dos projetos.
FCEVs	~50.000 veículos	Foco em veículos comerciais (ônibus, caminhões, logística). Carros de passeio seguem dominados por veículos elétricos a bateria (Battery Electric Vehicles, BEVs).
Infraestrutura	Rede piloto de HRSs	*Clusters* de demonstração em cinco grandes aglomerações urbanas (Pequim, Xangai, Guangdong, Henan, Hebei).

Diretriz de transição: controle das rotas fósseis sem captura

O Plano é enfático: as rotas baseadas em carvão sem captura deixam de ser prioridade regulatória. O novo esforço das estatais deve ser direcionado para:

- Curto Prazo: projetos com captura, uso e armazenamento de carbono (CCUS).
- **Longo Prazo: foco em eletrólise acoplada a fontes renováveis.**

Impacto: Isso sinaliza um controle estrito da expansão fóssil e uma migração acelerada para o baixo carbono.

Redução de CO_2	1–2 Mt/ano	Impacto inicial limitado, mas importante como prova de conceito de descarbonização industrial e de transporte.

Ao mesmo tempo, os cenários de longo prazo não pressupõem um abandono imediato das rotas fósseis. A produção de hidrogênio cinza, proveniente de carvão, atingirá o pico em torno de 2030 e começará a declinar progressivamente. Essa produção será gradualmente substituída por hidrogênio azul, com CCUS, e, principalmente, por hidrogênio renovável. Até 2060, a produção de hidrogênio será composta por 7% de fontes fósseis e 93% de fontes não fósseis, com o hidrogênio renovável representando mais de 80% do total, enquanto o hidrogênio azul manterá um papel residual como

medida de segurança de suprimento.

Essa transição será gradual, com o hidrogênio azul funcionando como um intermediário entre as fontes fósseis e renováveis. O foco está na implementação de tecnologias emergentes que permitam uma mudança suave para uma economia de baixo carbono, garantindo estabilidade no fornecimento.

A infraestrutura de hidrogênio, incluindo armazenamento em larga escala e redes de distribuição, será fundamental para viabilizar essa transição. A expansão de gasodutos e estações de reabastecimento será crucial para balancear produção e consumo de hidrogênio de forma eficiente.

Por fim, a inovação tecnológica, como a melhoria na eletrólise e nos eletrolisadores, será central para reduzir custos e aumentar a competitividade do hidrogênio renovável, impulsionando a transição da China para um sistema de energia de baixo carbono [1].

Fase 2 - Comercialização e Paridade (até 2030)

Embora o plano nacional não estabeleça metas numéricas rígidas para 2030, a combinação de documentos oficiais e análise de *think tanks* converge em três eixos:

Iniciativa "*Renewable Hydrogen 100*"

O *Rocky Mountain Institute* (RMI), em parceria com a *China Hydrogen Alliance*, propõe como referência de escala a instalação de **100 GW de capacidade de eletrólise até 2030**, o que seria suficiente para produzir cerca de **7,7 milhões de toneladas por ano** de hidrogênio renovável. Trata-se de uma proposta e projeção setorial, útil como parâmetro de ambição e dimensionamento industrial, e não de uma meta oficial do plano nacional [3,6].

Integração industrial

O hidrogênio verde passa de "piloto" para se tornar um **insumo padrão** em setores selecionados, especialmente na indústria química e em aplicações industriais de difícil abatimento, impulsionado por exigências de descarbonização e por sinais econômicos associados ao mercado de carbono. Em termos práticos, a estratégia busca normalizar o hidrogênio verde como insumo padrão em cadeias industriais já consolidadas antes de expandir para usos mais difusos [3].

Fase 3 - Diversificação Sistêmica (até 2035)

Para 2035, o objetivo é um **ecossistema de hidrogênio maduro**, articulando:

Aplicações multissetoriais: além de química e transporte, hidrogênio em armazenamento de longo prazo, geração distribuída e cogeração (CHP) em edifícios/indústrias [3].

Matriz energética: crescimento expressivo da participação do hidrogênio de renováveis no consumo final de energia, como pilar da transição verde [2].

Arcabouço jurídico e regulatório: Lei de Energia + regulamentações específicas para hidrogênio, padrões, certificação e segurança.

Em uma visão estendida até 2060, cenários chineses de referência projetam que a demanda total de

hidrogênio poderá alcançar cerca de 86 Mt/ano, com o hidrogênio representando aproximadamente 12% do consumo final de energia do país. Nesse horizonte, a estrutura de produção de hidrogênio dedicado tende a ser amplamente descarbonizada, com cerca de 93% do volume vindo de fontes não fósseis e mais de 80% a partir de hidrogênio renovável, consolidando o papel do hidrogênio como um dos pilares do sistema energético chinês [1].

Conforme ilustrado na **Figura 4**, os cenários chineses de longo prazo indicam que o consumo final de energia ainda cresce nesta década, atingindo um pico por volta de **2030**. No **Cenário de Desenvolvimento Coordenado (*Coordinated Development Scenario*, CDS)**, o consumo final total aumentaria de aproximadamente **3,176 bilhões de toneladas equivalentes de carvão (billion tonnes of coal equivalent, btce)** em 2020 para cerca de **3,644 btce em 2030** e, em seguida, passaria a cair gradualmente para aproximadamente **2,738 btce em 2060**.

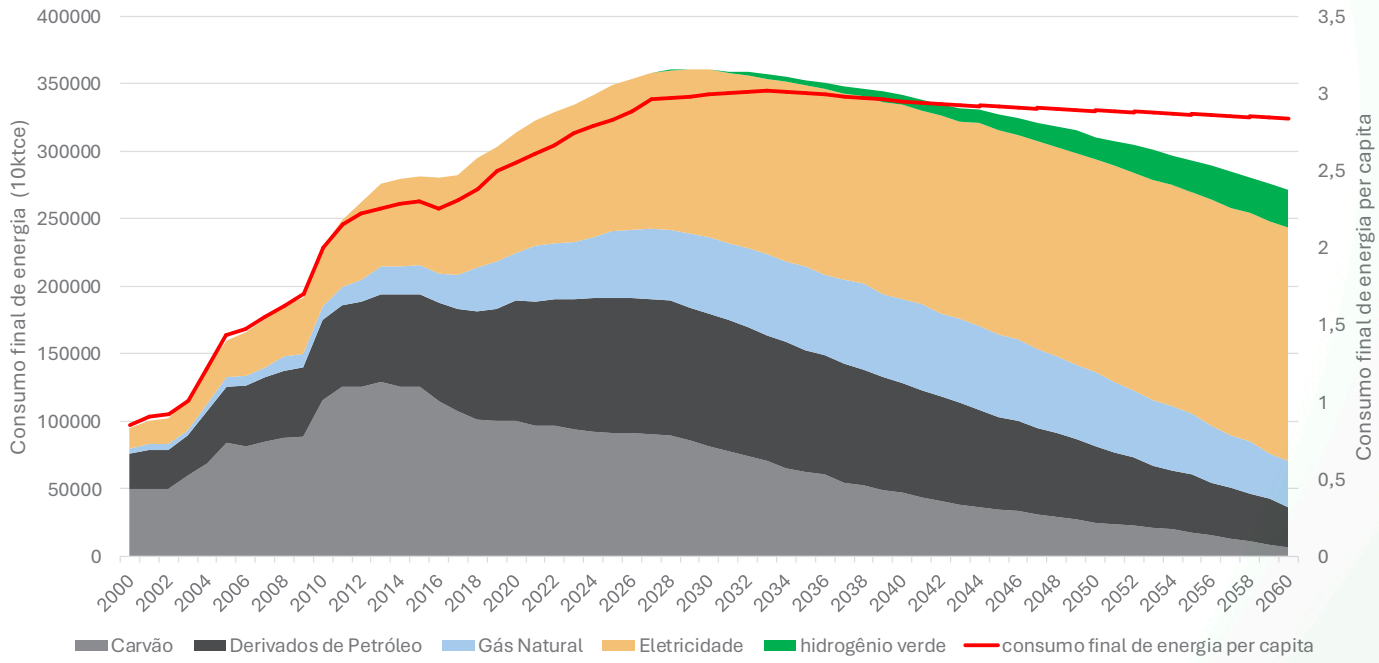


Figura 4. Projeção do consumo final de energia da China (2020–2060). Adaptado de [10].

Além do volume total, a **Figura 4** evidencia uma mudança estrutural na cesta de energia final. A participação de **carvão, derivados de petróleo e gás natural** tende a perder espaço ao longo do tempo, enquanto **eletricidade** e, de forma crescente, **hidrogênio verde** aparecem como vetores relevantes na transição do consumo final. A curva de consumo final **per capita** também reforça a tendência de estabilização e posterior redução no horizonte de 2060, coerente com o objetivo de neutralidade de carbono.

O Salto da Eletrificação Industrial

Projeta-se que a eletricidade se consolide como a principal fonte energética industrial nas próximas décadas, com um crescimento robusto de sua participação na matriz:

- **2020:** 29,4% de participação.
- **2060:** 65,8% de participação.

Este dado evidencia a eletrificação irreversível dos processos produtivos, posicionando o setor elétrico (e o hidrogênio verde) no centro da estratégia industrial global.

A **Figura 5** sintetiza a mudança estrutural projetada no *mix* de consumo de energia da indústria chinesa até 2060. Em linha com o cenário descrito até aqui, observa-se uma queda contínua da participação do carvão, que recua de 45,4% em 2020 para cerca de 35% em 2030 e atinge 4,1% em 2060, refletindo a substituição progressiva de combustíveis fósseis por vetores de menor intensidade de carbono. No mesmo horizonte, a eletricidade se consolida como principal fonte energética industrial, elevando sua participação de 29,4% em 2020 para 65,8% em 2060, evidenciando a eletrificação crescente dos processos produtivos.

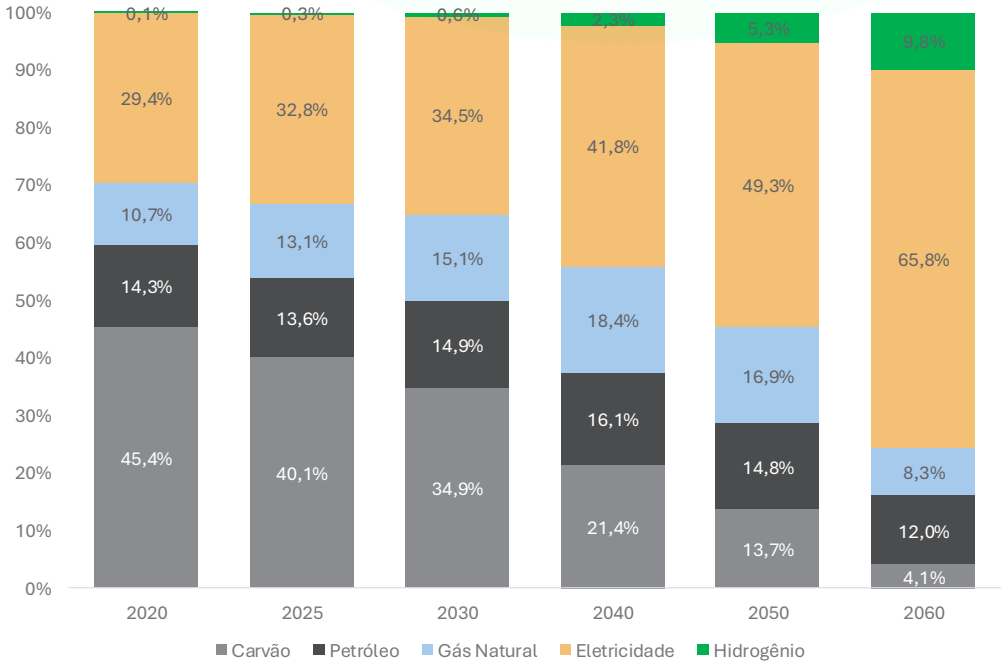


Figura 5. Mudança na Composição do Consumo no Setor Industrial da China. Adaptado de [10].



O gás natural aumenta sua relevância no médio prazo, com pico de participação em torno de 2040, associado ao movimento de "*coal-to-gas*", mas perde espaço posteriormente, chegando a 8,3% em 2060, à medida que é substituído por eletricidade e hidrogênio. Por fim, o hidrogênio emerge como vetor industrial relevante, saindo de participação residual no início do período para 9,8% em 2060, associado ao uso como agente redutor e combustível para calor de alta temperatura, contribuindo para a redução das emissões diretas do setor após o pico antes de 2030.

Discrepância Estratégica: Metas Nacionais vs. Ambição Regional

Uma marca central da estratégia chinesa é a **diferença entre a cautela do centro e a agressividade das províncias**. O número de empresas chinesas atuando no setor de hidrogênio já é expressivo e revela um ecossistema industrial em rápida consolidação.

Metas agregadas provinciais

Levantamentos de planos provinciais (CGEP/Columbia [5], RMI [3], Agora [6]) mostram que:

- As metas combinadas de hidrogênio renovável até **2025** alcançam aproximadamente **1,1 a 1,2 Mt/ano,** ou **5 a 12 vezes** a meta nacional (100–200 kt/ano) [5].
- A Mongólia Interior sozinha define meta de 480 mil t/ano de hidrogênio renovável em 2025 e projeta capacidade potencial de até 1,4 Mt/ano quando considerados projetos planejados [5].

Com base apenas em projetos **operacionais + em construção**, a capacidade anual da Mongólia Interior já **ultrapassa a meta nacional de 100–200 kt/ano**, o que ilustra como "uma ou duas províncias-chave" podem cumprir e superar a meta central [5].

Lógica dessa discrepância

Não é erro de coordenação; é **modelo de governança**:

Teste de estresse descentralizado - Pequim define diretrizes e um piso; as províncias "atravessam o rio sentindo as pedras", assumindo risco de superinvestimento. O que funciona é replicado nacionalmente.

Competição interprovincial por capital e subsídios - Províncias competem para atrair empresas estatais (*State-Owned Enterprises*, SOEs) e investidores, alavancando recursos eólicos/solares para oferecer hidrogênio de baixo custo a clusters industriais [5].

Mitigação de risco sistêmico - Eventuais fracassos de projetos permanecem "localizados"; sucessos são escalonados como modelos.

Geografia Econômica do Hidrogênio: Eixo Oeste–Leste

A geografia do hidrogênio reflete o "padrão estrutural" de energia da China: **recursos no Oeste/Norte; consumo no Leste/Sul**.

Bases de suprimento no Norte e Noroeste

Regiões como **Mongólia Interior, Xinjiang, Gansu, Ningxia, Qinghai, Jilin** são o núcleo de **"megabases" de hidrogênio** [3]. Para tornar essa lógica espacial mais concreta, a **Figura 6** ilustra exemplos de megabases de hidrogênio verde já existentes e potenciais, conectadas a corredores industriais e logísticos.

Essas "megabases" funcionam, na prática, como ***hubs* integrados de hidrogênio verde**: a produção não é pensada como projeto isolado, mas como arranjo territorial que combina recurso renovável abundante, escala industrial e conexão com cadeias existentes para acelerar curva de aprendizagem e reduzir custo. A **Figura 6** ajuda a materializar esse desenho, ao mostrar onde estão as bases de oferta e como elas se conectam a corredores industriais e logísticos.

Na leitura dos documentos que fundamentam o mapa, há três traços recorrentes nesses *hubs*: (i) **complexos eólico-solares de grande porte** em áreas semiáridas, (ii) **integração da eletrólise com polos industriais**, especialmente química pesada, e (iii) **condicionalidades regulatórias locais** que reforçam o uso de renováveis adicionais, evitando que os projetos dependam da rede e "canibalizem" eletricidade existente.

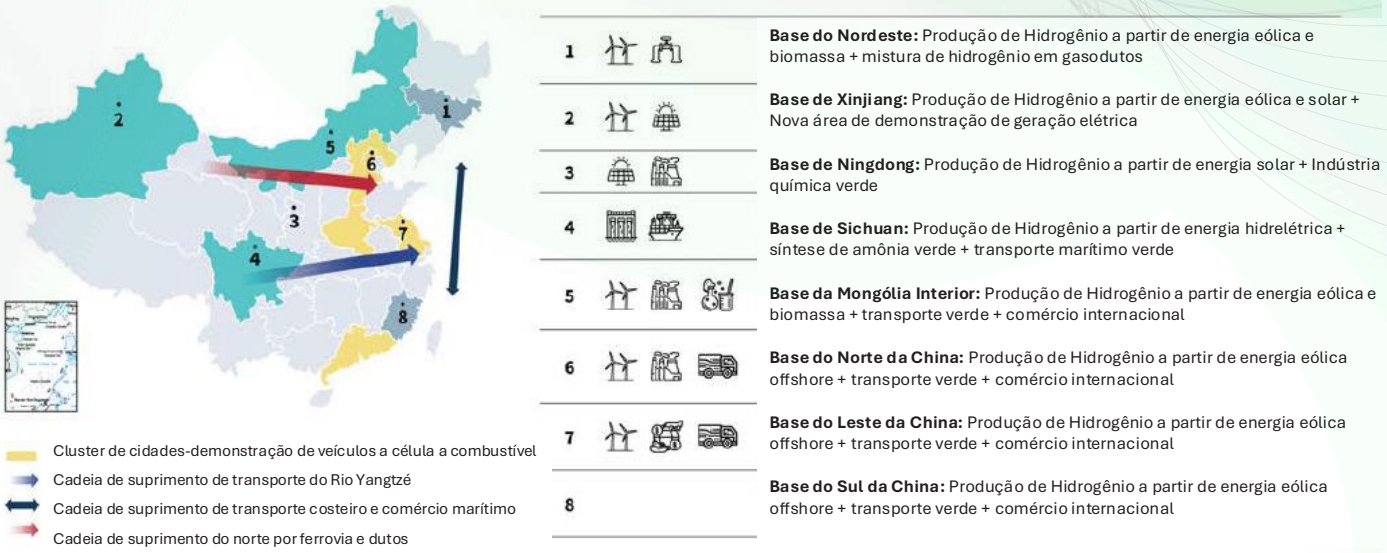


Figura 6. Megabases existentes e potenciais de hidrogênio verde na China e seus principais corredores de integração. Adaptado de [3].

Além disso, a lógica de *hub* não se sustenta sem escoamento. Por isso, o eixo Oeste–Leste depende de corredores dedicados, com projetos de dutos e planejamento de malha para conectar as bases de menor custo aos grandes centros industriais costeiros, reforçando a leitura de que as "megabases" são parte de uma estratégia de infraestrutura e não apenas de portfólio de projetos.

Esta figura ajuda a visualizar a lógica das megabases ou *hubs* no Norte e no Noroeste, onde a disponibilidade de recursos eólicos e solares, áreas disponíveis e integração com cadeias industriais existentes permitem reduzir custo e acelerar escala. Na prática, essas bases compartilham três características recorrentes.

- Grandes complexos eólico-solares em áreas semiáridas (Gobi e adjacências).
- Integração de eletrolisadores com complexos químicos (ex.: Ningxia, projetos de "*coal-to-chemicals*" usando hidrogênio verde para reduzir intensidade de carbono) [3]. Um exemplo emblemático dessa estratégia é o projeto de hidrogênio verde da Sinopec em Kuqa (Xinjiang), onde um complexo solar dedicado alimenta eletrolisadores integrados a uma planta química existente. O hidrogênio renovável produzido passa a substituir, de forma progressiva, o hidrogênio de origem fóssil utilizado na mesma área industrial, reduzindo a intensidade de carbono sem exigir mudanças estruturais imediatas nos equipamentos de uso final [1].

Estudo de Caso: Projeto Sinopec Kuqa (Xinjiang)

Um exemplo real da transição energética eficiente:

- **Infraestrutura:** Complexo solar dedicado alimentando eletrolisadores integrados a uma planta química existente.
- **Estratégia:** Substituição progressiva do hidrogênio fóssil pelo renovável no mesmo sítio.
- **Vantagem Competitiva:** Redução da intensidade de carbono sem exigir mudanças estruturais nos equipamentos de uso final.

Lição para o Brasil: O modelo demonstra a viabilidade de integrar o hidrogênio verde a polos industriais e químicos já estabelecidos, como o de Pecém (CE).

- Políticas locais, como a da Mongólia Interior, exigem comprovação de que projetos de hidrogênio não estão **"canibalizando" energia de rede** (isto é, que de fato usam renováveis adicionais/dedicadas) [3].

Polos de inovação e consumo no Leste e Sul

Polos do Delta do **Yangtzé (Xangai, Jiangsu, Zhejiang)** e da **Grande Baía (Guangdong)** concentram:

- Demanda industrial (refino, petroquímica, química fina, aço), capital e capacidade tecnológica [2].
- Foco em **"economia do hidrogênio" de alto valor agregado** – fabricação de células a combustível, veículos, componentes, estações de abastecimento, aplicações portuárias [2].
- Inovação regulatória, como Guangdong, que flexibiliza o uso de terrenos não químicos para as estações de abastecimento de hidrogênio (*hydrogen refueling stations,* HRSs) - modelo observado como referência potencial para reforma nacional.

A conexão Oeste–Leste depende de **novos corredores de hidrogênio**, incluindo o gasoduto **Ulanqab–Pequim (400 km, 0,1–0,5 Mt/ano)**, primeiro duto de longa distância integrado ao planejamento nacional [5].

De forma mais ampla, a infraestrutura de dutos de hidrogênio ainda é embrionária: em 2022, existiam pouco mais de 100 km efetivamente em operação. Entretanto, os cenários oficiais projetam



a construção de cerca de 2.000 km de dutos dedicados até 2030 e aproximadamente 30.000 km até 2060, o que corresponderia a algo próximo de um quarto da malha atual de gasodutos de gás natural. Esses "corredores de hidrogênio" Oeste-Leste e Norte-Sul são vistos como peças centrais para conectar bases renováveis de baixo custo aos grandes polos industriais costeiros [1].

Aplicações Setoriais Prioritárias

Embora a visibilidade pública esteja nos veículos, a estratégia chinesa é **profundamente industrial**. O centro de gravidade do hidrogênio verde na China está na substituição de insumos e rotas produtivas em grandes cadeias já existentes, como refino, amônia/fertilizantes, metanol e, crescentemente, siderurgia, com foco em escala, custo e competitividade. **Esse enquadramento oferece uma referência importante para o Brasil, onde a narrativa ainda tende a se concentrar mais no projeto em si do que na transformação industrial e na estruturação de demanda âncora de longo prazo**.

Química e refino - demanda âncora

A maior parte das ~34–35 Mt/ano de hidrogênio consumidas hoje é usada em **amônia, metanol e refino**:

- A "primeira onda" de hidrogênio verde consiste em **substituir hidrogênio cinza sem alterar o uso final**. Essa é uma alavanca central da estratégia chinesa, pois permite escalar rapidamente ao trocar simplesmente a fonte de hidrogênio nos processos existentes, como fertilizantes, rotas de metanol para olefinas e dessulfurização em refino. Isso reduz barreiras de adoção, porque não exige a reinvenção do processo industrial a jusante, apenas a substituição do suprimento, acelerando volume e aprendizado com menor risco operacional [6].

Há também forte foco em **metanol verde**, produzido a partir de hidrogênio verde e dióxido de carbono capturado ou de origem biogênica, aproveitando a liderança chinesa na cadeia do metanol e sua capacidade instalada existente. Esse vetor é tratado como rota pragmática para acelerar combustíveis marítimos e insumos químicos de baixo carbono, porque combina demanda potencial elevada com infraestrutura e competências industriais já consolidadas no país.

Siderurgia verde - fronteira tecnológica

Como maior produtor mundial de aço, a China considera estratégica a rota de ferro reduzido diretamente a hidrogênio (*Direct Reduced Iron*, DRI):

- Grupos como **Baowu** e **HBIS** pilotam DRI a hidrogênio, visando reduzir exposição a barreiras de carbono como o **CBAM** europeu [3].
- Documentos do RMI e BCG indicam que a substituição de hidrogênio cinza por verde em rotas com DRI é um dos casos "***no-regret***" para a década de 2030 [2].

Transporte pesado - "baterias para carros, hidrogênio para caminhões"

A China não prioriza os veículos leves de passeio nas políticas de mobilidade a hidrogênio. A estratégia é:

- **Baterias para veículos leves; hidrogênio para veículos pesados.**
- Meta de 50 mil FCEVs até 2025 focada em **caminhões pesados, ônibus, logística urbana, caminhões de mineração**, segmentos em que a densidade energética do hidrogênio é uma vantagem [2].
- Subsídios focados em "***city clusters***" que constroem **cadeias de valor completas** (produção, abastecimento, frota), em vez de subsídio apenas ao veículo.

Armazenamento de energia e sistema elétrico

Com adições recordes de solar/eólica, a China enfrenta *curtailment* relevante. O hidrogênio entra como:

- **Carga flexível** - eletrolisadores absorvem excedentes de renováveis, convertendo em hidrogênio para uso industrial ou armazenamento sazonal [2].
- Componente de **microrredes e cogeração hidrogênio-eletricidade-calor** em aplicações industriais/distribuídas [3].

Gestão da demanda e flexibilidade na estratégia chinesa de hidrogênio

No contexto da China, o hidrogênio não é concebido apenas como insumo industrial ou combustível alternativo, mas como **recurso estratégico de flexibilidade pelo lado da demanda** do sistema elétrico. Embora a terminologia ocidental de *demand response* (DR) apareça de forma pontual, a política e a literatura chinesas tratam o tema principalmente por meio de conceitos próprios, como a integração "**Fonte–Rede–Carga–Armazenamento**" e os mecanismos de "**corte de picos e preenchimento de vales**". Em essência, esses conceitos descrevem um modelo em que a carga deixa de ser passiva e passa a responder dinamicamente aos sinais

da rede, com o hidrogênio ocupando um papel central [3,7,11].

Nesse arranjo, as plantas de eletrólise são tratadas como **cargas flexíveis programáveis**. Em bases renováveis do Norte e Noroeste (Mongólia Interior, Xinjiang, Gansu), a produção de hidrogênio é modulada em função da geração eólica e solar: aumenta quando há excedente de renováveis e preços baixos (preenchendo "vales" de demanda) e reduz a operação quando a rede está congestionada ou em horário de ponta, utilizando hidrogênio armazenado ou redirecionando a energia para outros usos. O modelo "eólica/solar + hidrogênio" (*power-to-hydrogen*) é explicitamente promovido como forma de reduzir *curtailment* e estabilizar a operação da rede, deslocando parte da função de regulação que antes recaía sobre usinas térmicas [2].

Do ponto de vista tecnológico, a China combina a **eletrólise alcalina (ALK)**, mais barata e adequada para produção de base, com tecnologias mais responsivas, como **PEM** e sistemas híbridos com baterias, para permitir rampas rápidas e prestação de serviços auxiliares. Essa arquitetura converte as plantas de hidrogênio em "cargas controláveis" sofisticadas, capazes de participar de esquemas de regulação de frequência, ajuste de pico e resposta a preços horários. Em paralelo, o armazenamento de hidrogênio (incluindo projetos de cavernas de sal) é desenhado como solução de **armazenamento de longa duração**, complementando baterias na gestão de desequilíbrios diários, semanais e sazonais [2,12].

Na China, a permanência da eletrólise alcalina como rota dominante depende não apenas de escala industrial, mas de ganhos de eficiência e de flexibilidade operacional, o que explica a priorização de frentes específicas de P&D na cadeia de célula, *stack* e sistema.

A **Figura 7** ilustra esse movimento. No período de 2021 a 2022, a eletrólise alcalina foi a tecnologia predominante nos projetos de hidrogênio verde na China, tanto em número de projetos quanto em capacidade instalada ou planejada. No painel da esquerda, isso aparece de forma clara: a eletrólise alcalina responde pela maior parcela dos projetos confirmados e, sobretudo, pela maior parte da capacidade total, indicando que ela é a rota escolhida para iniciativas de maior escala.

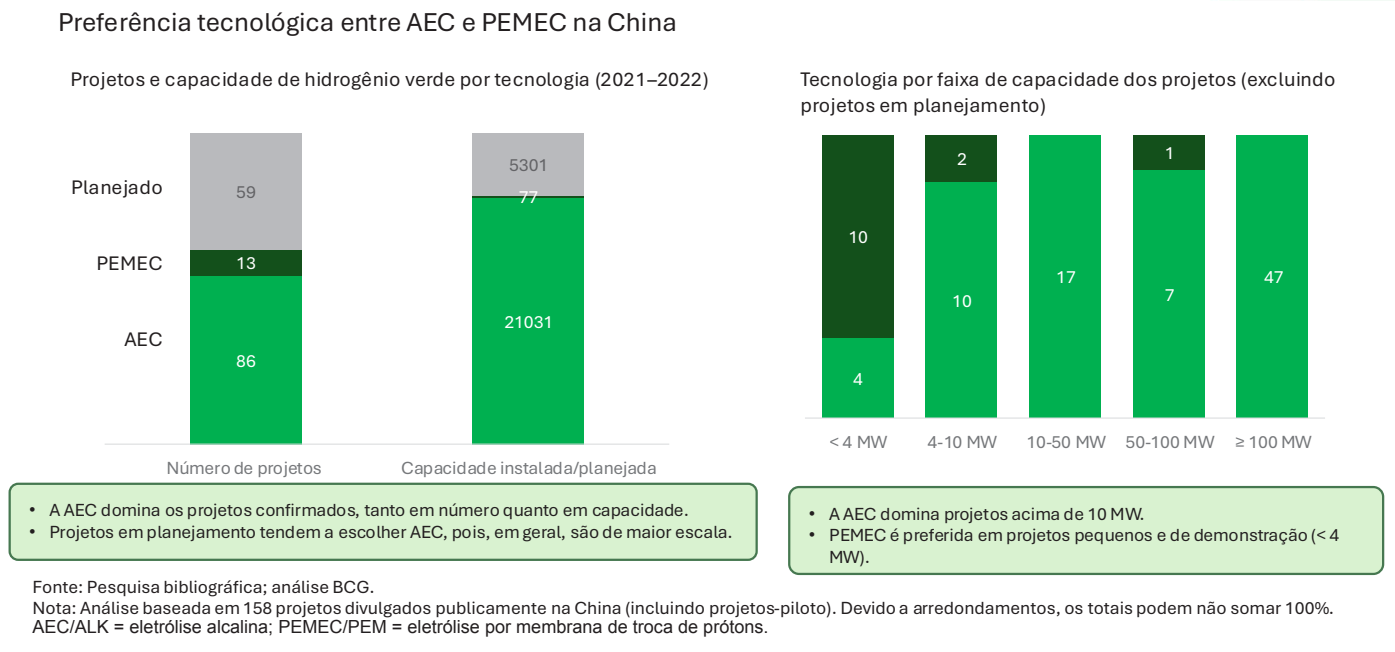


Figura 7. Preferência tecnológica entre AEC e PEMEC na China, 2021 a 2022. Adaptado de [2].

A **Figura 8** sintetiza como essa competitividade é buscada por meio de duas alavancas de engenharia e industrialização. A primeira é o grau de padronização do produto, que determina o potencial de produção seriada e de redução de custo de manufatura em larga escala. A segunda é a adoção de sistemas pressurizados, que aumenta a eficiência para aplicações a jusante ao reduzir a necessidade de compressão adicional, melhorando a economia do sistema no uso final.

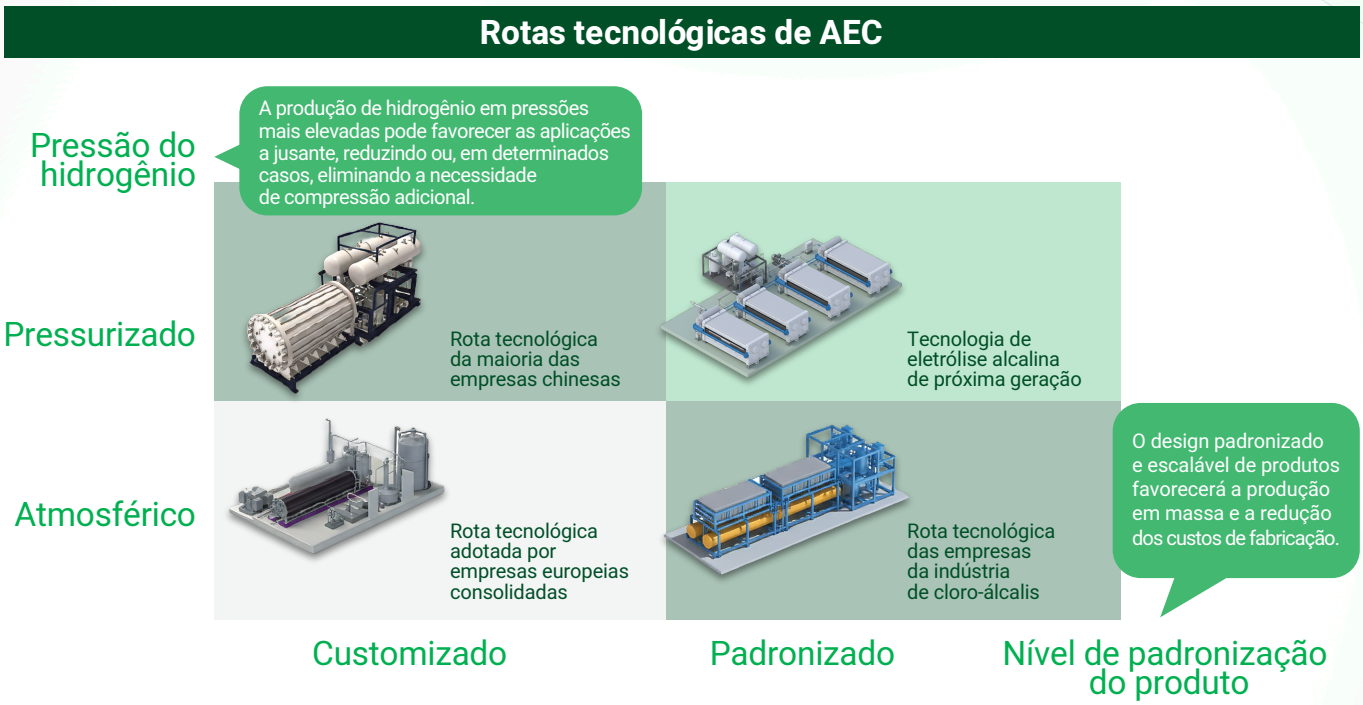


Figura 8. Rotas tecnológicas da eletrólise alcalina para produção de hidrogênio verde. Adaptado de [2].



Os sistemas de eletrólise alcalina estão avançando para maior eficiência, impulsionados por inovações em dimensões críticas como densidade de corrente, consumo de energia, flexibilidade operacional, pressão de operação e conveniência de manutenção. No caso da China, onde a eletrólise alcalina segue como a rota predominante para viabilizar escala e redução de custos na produção de hidrogênio verde, esse esforço de aprimoramento incremental é tratado como parte da estratégia de industrialização da cadeia, com ganhos distribuídos desde a célula até o sistema completo.

A **Figura 9** organiza essas frentes de melhoria e as direções futuras de pesquisa e desenvolvimento para eletrolisadores alcalinos e seus sistemas periféricos, evidenciando os *trade-offs* que precisam ser equilibrados em diferentes níveis, célula, *stack* e sistema, para tornar a tecnologia mais adaptável à produção em larga escala e ao acoplamento com renováveis.

Áreas de Melhoria							Direções futuras de P&D:
		Densidade de corrente	Consumo de energia	Flexibilidade	Pressão operacional	Facilidade de manutenção	
Célula	Eletrodo / catalisador	✓	✓	✓			Reduzir a impedância e a degradação de desempenho por meio da otimização de materiais
	Membrana	✓	✓	✓	✓		Melhorar a estanqueidade e reduzir perdas com melhor design e materiais de membrana
	Campo de fluxo	✓	✓	✓			Redesenhar campos de fluxo e canais para melhor distribuição do eletrólito e maior eficiência
Pilha (Stack)				✓	✓	✓	Otimizar a pilha com design modular e estruturas inovadoras
Sistema			✓	✓			Adaptar o sistema para diferentes aplicações

Figura 9. Eletrolisadores alcalinos na China: áreas de melhoria e direções futuras de P&D. Adaptado de [2].

Outra dimensão importante da estratégia chinesa é o desenvolvimento de Usinas Virtuais (*Virtual Power Plants*, VPPs) acopladas eletricidade–hidrogênio. Nesse arranjo, o hidrogênio verde deixa de ser apenas um produto industrial e passa a operar como um **recurso de flexibilidade do sistema elétrico**, porque a eletrólise pode funcionar como **carga elástica**, com potência modulável e capacidade de deslocar consumo no tempo.

Na prática, a elasticidade dos eletrolisadores significa que eles podem **reduzir, pausar ou elevar** rapidamente sua demanda elétrica conforme sinais de rede, disponibilidade de renováveis e preços horários, convertendo excedentes eólicos e solares em hidrogênio quando a eletricidade está abundante e barata, e recuando quando o sistema precisa aliviar congestionamentos ou atender picos de demanda. Em Xangai e Guangdong, reguladores já criaram marcos específicos para VPPs que agregam geração renovável distribuída, cargas flexíveis — incluindo eletrolisadores e estações de abastecimento de hidrogênio — e, em alguns casos, células a combustível para VPPs que agregam geração renovável distribuída, cargas flexíveis, incluindo eletrolisadores e estações de hidrogênio e, em alguns casos, células a combustível. Nesses arranjos, os ativos de hidrogênio podem combinar fontes de receita: vendem hidrogênio como *commodity* industrial e, ao mesmo tempo, são remunerados por serviços de flexibilidade e ajuste de carga à rede, melhorando o custo nivelado do hidrogênio [6].

A aplicação prática desse gerenciamento pelo lado da demanda é **regionalmente diferenciada**. No Norte/Noroeste, o foco é absorver o máximo possível de renováveis locais via megabases de hidrogênio (projetos *off-grid* ou em redes fracas, totalmente acoplados à geração). No Leste/Sul industrializado, o hidrogênio entra em **microrredes urbanas**, parques industriais e corredores de hidrogênio (Yangtzé, Grande Baía), funcionando como recurso de flexibilidade distribuída para aliviar congestionamentos, mitigar flutuações de tensão e apoiar a confiabilidade em redes densas [5,6].

Apesar do alinhamento político claro, a China reconhece desafios relevantes para escalar esse modelo de gerenciamento pelo lado da demanda (Demand-Side Management, DSM), com hidrogênio: o **custo da flexibilidade** (especialmente em tecnologias como PEM), a **infraestrutura ainda incipiente** de transporte e armazenamento (gasodutos e cavernas de sal) e a necessidade de **evoluir marcos regulatórios e de mercado** que permitam a participação plena do hidrogênio em mercados de energia, serviços auxiliares e carbono. Ainda assim, a direção estratégica é inequívoca: no desenho chinês, o hidrogênio é parte integrante do "novo sistema energético", funcionando simultaneamente como vetor de descarbonização industrial e como uma espécie de "bateria em escala de sistema" acionada pelo lado da demanda [3,7,12].

O Hidrogênio como Pilar do "Novo Sistema Energético"

A estratégia chinesa posiciona o hidrogênio de forma inequívoca com uma função dupla e complementar:

1. Vetor de Descarbonização: Redução direta das emissões em processos industriais pesados.
2. "Bateria em Escala de Sistema": Atuando como um mecanismo de equilíbrio da rede, acionado pela demanda para absorver e estocar excedentes de energia.

Por que isso importa: Este modelo transforma o hidrogênio em uma peça-chave da segurança energética, e não apenas em um insumo industrial.



Panorama Tecnológico e Industrial

Eletrólise: vantagem em ALK, corrida em PEM/SOEC

No eixo da eletrólise, a China parte com clara vantagem na tecnologia alcalina, também referida como AEC ou ALK. A cadeia de suprimentos de eletrolisadores alcalinos já é amplamente dominada localmente e viabiliza CAPEX em patamar significativamente inferior ao observado em fornecedores ocidentais, em torno de um terço a metade, o que favorece projetos de grande escala e acelera a formação de mercado doméstico [2].

Já na tecnologia PEM, eletrolisadores de membrana de troca de prótons, há um reconhecimento explícito de que o desempenho operacional tende a ser mais aderente a sistemas com alta participação de eólica e solar, por conseguir acompanhar melhor a variabilidade da eletricidade. Ainda assim, componentes críticos, como membranas e catalisadores baseados em metais do grupo da platina, permanecem mais dependentes de importação, razão pela qual os documentos apontam esforços direcionados de P&D para nacionalização e redução de gargalos tecnológicos [2].

Por fim, aparecem tecnologias em estágio mais inicial, como a eletrólise de óxido sólido (SOEC). Essa tecnologia ainda figura majoritariamente em laboratório e demonstração, mas integra a agenda de inovação como opção de médio e longo prazo, sobretudo diante de seu potencial de eficiência e integração industrial [13,14].

Curva de custos e paridade

O custo do **hidrogênio verde** ainda permanece substancialmente acima do hidrogênio produzido a partir de carvão. As estimativas consolidadas nos estudos citados colocam o hidrogênio verde na faixa de aproximadamente **33 a 40 RMB por kg**, enquanto o hidrogênio de carvão permanece em torno de **10 RMB por kg** nas condições atuais de oferta [3].

Ainda assim, os documentos destacam duas alavancas objetivas para reduzir esse diferencial. A primeira é o acesso a **eletricidade renovável muito barata**. Estudos associados à **RMI** e à China Hydrogen Alliance indicam que, quando o custo da eletricidade renovável cai abaixo de **RMB 0,15 por kWh,** o hidrogênio verde pode atingir níveis **inferiores a RMB 15 por kg**, aproximando-se da paridade econômica, sobretudo quando se considera a internalização de custos associados ao carbono [3].

A segunda alavanca é a estratégia de **escala industrial**. O cenário setorial de **100 GW de capacidade de eletrólise até 2030**, proposto pelo RMI em parceria com a China Hydrogen Alliance, é apresentado como referência para capturar ganhos de aprendizagem industrial e reduzir o CAPEX ao longo do tempo, replicando dinâmica semelhante à observada nas cadeias solar e de baterias [3].

Além da queda do custo da eletricidade renovável e da manufatura em escala de eletrolisadores, a política de preço de carbono desempenha um papel crescente na economia do hidrogênio. A trajetória esperada para o mercado de carbono chinês prevê valores da ordem de 100 RMB/tCO_{2eq} até 2030, evoluindo para patamares de algumas centenas de RMB/tCO_{2eq} nas décadas seguintes [1]. Esse movimento tende a encarecer progressivamente o hidrogênio cinza e os combustíveis fósseis, encurtando o caminho para a paridade de custo do hidrogênio verde e do hidrogênio azul em setores industriais intensivos em carbono [1].

Acelerador de Competitividade: Paridade de Custo

Observa-se um movimento de mercado que altera a viabilidade financeira dos projetos:

- **Pressão de custo sobre os fósseis:** O encarecimento progressivo do hidrogênio cinza e de combustíveis tradicionais.
- **Encurtamento do Prazo:** A combinação de eletricidade renovável barata, escala industrial e precificação de carbono pode encurtar o caminho para a paridade de custo entre hidrogênio verde, hidrogênio azul e hidrogênio cinza em setores intensivos em carbono.

Impacto: Isso reduz as barreiras financeiras para a adoção industrial e acelera a transição em setores "*hard-to-abate*".



Atualização Jurídica e Institucional (2024-2025)

Para além da Lei de Energia, o *China Legal Briefing* (jan/2025) sinaliza mudanças relevantes no ecossistema jurídico que afetam a estruturação e a governança de empresas e projetos vinculados ao hidrogênio, com impactos diretos sobre capitalização, credibilidade societária e apetite de investidores [4].

Registro corporativo e capitalização

As **Medidas de Implementação para Gestão de Registro de Empresas (2025)** ampliam a possibilidade de integralização de capital com **ativos intangíveis**, incluindo propriedade intelectual e certos direitos de uso, o que tende a ser particularmente relevante para *startups* e *joint ventures* intensivas em tecnologia, que frequentemente têm ativos de conhecimento robustos, mas menor disponibilidade de caixa no estágio inicial [4].

Ao mesmo tempo, o mesmo pacote endurece o escrutínio sobre estruturas de **capital social inflado** e prazos excessivamente longos para integralização, induzindo maior disciplina e transparência. No contexto do setor, a leitura é que isso contribui para reduzir assimetrias de informação e melhorar a qualidade dos veículos societários, o que pode favorecer a atração de capital institucional para projetos associados ao hidrogênio, inclusive em cadeias de hidrogênio verde [4].

Resolução de disputas e segurança contratual

Orientações recentes do sistema judicial chinês, citadas no *China Legal Briefing*, indicam uma tendência de aumentar a previsibilidade no tratamento de disputas empresariais complexas. Entre os sinais práticos, destacam-se o incentivo à consolidação de litígios interconectados em uma mesma análise judicial, especialmente quando envolvem cadeias contratuais longas, como EPC, regras de acesso a dutos e controvérsias sobre uso de redes e infraestrutura correlata [4].

O mesmo material aponta esforços para reduzir rejeições processuais arbitrárias e para fortalecer soluções mais eficientes em conflitos com alto teor técnico, com preferência por mediação e negociação quando a disputa envolve acesso a infraestrutura, coordenação entre agentes e interpretação de obrigações técnicas [4].

Para projetos de hidrogênio em escala industrial, isso é diretamente relevante: trata-se de empreendimentos com múltiplas partes e contratos simultâneos, integrando geração renovável, eletrólise, logística e distribuição, dutos e *offtakers*, além de interfaces com governos locais. Um ambiente judicial que favorece consolidação, previsibilidade e mecanismos consensuais tende a reduzir risco de execução e custo de transação na fase de implantação e operação [4].

Desafios Estruturais e Riscos

Apesar do dinamismo recente, os documentos indicam que a estratégia chinesa para o hidrogênio enfrenta desafios estruturais que podem limitar ritmo, eficiência e integração nacional.

No eixo de infraestrutura, a logística continua sendo um gargalo: a malha de gasodutos dedicados ao hidrogênio ainda é incipiente e a expansão depende de projetos de referência. Nesse contexto, o duto Ulanqab–Pequim é tratado como um marco por ser um dos primeiros corredores de longa distância incorporados ao planejamento nacional, sinalizando uma transição do modelo baseado em transporte rodoviário para uma lógica de rede troncal [5].

Em paralelo, há um vetor regulatório que importa diretamente para competitividade externa. A China ainda está consolidando padrões e critérios para diferenciar, de forma verificável, "hidrogênio verde" e "hidrogênio de baixo carbono". Essa lacuna de taxonomia e certificação pode criar fricções para exportações em cadeias sujeitas a exigências de rastreabilidade e a mecanismos de ajuste de carbono, como o CBAM, sobretudo quando o destino já opera com critérios mais maduros e padronizados [5].

Por fim, a competição entre províncias, embora acelere projetos, também pode gerar distorções. A literatura menciona o risco de protecionismo local por meio de requisitos de conteúdo local como condição para acesso a subsídios e incentivos. Se esse comportamento se intensificar, tende a fragmentar o mercado doméstico, reduzir ganhos de escala e dificultar a consolidação eficiente da cadeia de suprimentos em nível nacional [5].



Conclusão: Capitalismo de Estado Adaptativo e a “Era do Hidrogênio Chinês”

A estratégia chinesa para o hidrogênio verde é um caso emblemático de capitalismo de Estado adaptativo. Há uma direção estratégica central bem definida, ancorada nas metas de Duplo Carbono, no Plano 2021–2035 e no reforço institucional trazido pela Lei de Energia. Ao mesmo tempo, a execução é deliberadamente descentralizada, com províncias e estatais conduzindo experimentos em escala, testando arranjos tecnológicos e modelos de negócio que, quando bem-sucedidos, tendem a ser normalizados e replicados em âmbito nacional, em um ciclo de aprendizado iterativo [1].

Nesse enquadramento, o desempenho observado até 2025 não deve ser avaliado apenas pelo cumprimento das metas mínimas, mas também pela capacidade de destravar gargalos de infraestrutura e governança. Dois pontos se destacam: viabilizar corredores e soluções de transporte que permitam escala contínua e, em paralelo, harmonizar padrões para reduzir fricções regulatórias e consolidar um mercado nacional mais integrado, com regras mais previsíveis para investimentos e para certificação [1].

Já no horizonte 2030–2035, o teste decisivo é de integração setorial. O vetor crítico será o grau em que o hidrogênio verde se incorpora de forma material à indústria pesada e aos mecanismos de flexibilidade do sistema elétrico, ampliando a capacidade chinesa de converter recursos renováveis do interior em energia e insumos industriais transportáveis. É essa integração, mais do que anúncios de projetos, que indicará se o país conseguirá migrar de um padrão econômico fortemente ancorado em carvão e produção intensiva em energia para um modelo sustentado por renováveis e tecnologias de baixo carbono [1].

Na perspectiva até 2060, os cenários chineses indicam que o sucesso será medido menos pela quantidade de projetos e mais pela transformação estrutural da matriz energética. O objetivo implícito é que o hidrogênio renovável se torne componente estável do consumo final, com participação de dois dígitos, e que a produção dedicada seja majoritariamente baseada em fontes não fósseis. Nesse cenário, a China tende a deixar de ser apenas a maior consumidora global de hidrogênio para consolidar liderança como fornecedora de tecnologia, equipamentos e soluções integradas na economia internacional do hidrogênio verde [1].

O que a China está fazendo com hidrogênio verde não é apenas uma política doméstica: é uma estratégia de escala industrial que tende a reprecificar equipamentos, insumos e modelos de projeto no mercado internacional. Quando um país organiza demanda, padroniza rotas e acelera capacidade produtiva, o efeito prático é reduzir custo unitário, encurtar prazos e tornar certas arquiteturas tecnológicas “o novo normal” para investidores e compradores globais, mesmo fora da China [6, 7].

O paralelo com solar e eólica é direto. A trajetória histórica mostra que, quando a China decide industrializar uma cadeia, a curva de aprendizado se acelera e o mundo passa a operar com um novo

patamar de custo e disponibilidade. Esse efeito não depende de consenso geopolítico: ele se impõe pela economia de escala, pela velocidade de execução e pela difusão de fornecedores e pacotes tecnológicos completos [6, 7].

Isso não significa que "todos vão para onde a China aponta" em termos regulatórios. Estados Unidos e União Europeia podem seguir com exigências próprias, conteúdo local e critérios de sustentabilidade distintos. Mas, mesmo nesses cenários, a referência de custo e a capacidade de entrega associadas à escala chinesa tendem a pressionar concorrentes e a influenciar decisões de compra e investimento globalmente, do desenho de *hubs* industriais à seleção de tecnologias e contratos de suprimento [6, 7].



Para o mercado mundial, a implicação central é que o hidrogênio verde tende a migrar de narrativas de "projeto piloto" para competição por produtividade, padronização e volume. Em outras palavras, a discussão passa a ser menos sobre intenção e mais sobre quem consegue fechar a conta, montar infraestrutura e integrar produção, logística e uso industrial com risco controlado. É nesse ambiente que a estratégia chinesa funciona como sinal de direção: ela não obriga a adoção, mas redefine o referencial de competitividade e o ritmo de maturação do setor.

Dimensão	Situação de referência (2023/24 – estimada)	Meta 2025 (piso nacional)	Projeção indústria (2030)	Visão 2035/2060
Produção de hidrogênio verde	< 50 mil t/ano	100–200 mil t/ano	Até ~7,7 Mt/ano no cenário setorial de 100 GW de eletrólise proposto por RMI/ China Hydrogen Alliance	Hidrogênio renovável passa a ter peso crescente na produção de hidrogênio e no consumo final de energia
FCEVs	~15–20 mil veículos	~50 mil veículos	Expansão concentrada em transporte pesado, logística, ônibus e mineração	Adoção mais ampla em nichos de difícil eletrificação direta
Foco regional	Projetos fragmentados	*Clusters* piloto em 5 regiões	Integração Oeste–Leste por dutos e cadeias logísticas (amônia/metanol)	Rede nacional de produção, transporte e consumo de hidrogênio verde relativamente unificada.
Tecnologias-chave	ALK madura; PEM emergente; SOEC em P&D	Consolidação da cadeia de ALK doméstica	Paridade de custo hidrogênio verde/ cinza em regiões de melhor recurso; início de escala em PEM	Liderança global em ALK e posição forte em PEM/SOEC, com cadeia de suprimentos majoritariamente doméstica.
Aplicações principais	Química (hidrogênio cinza) e pilotos em transporte	Transporte pesado (demonstração) e substituição pontual de hidrogênio cinza	Forte penetração em química, aço e transporte pesado; início em armazenamento de energia	Uso sistêmico em indústria, transporte, armazenamento sazonal e geração distribuída (CHP).
Demanda total de hidrogênio (t/ano)	~33–34 Mt/ano (predominante-mente hidrogênio cinza usado em química e refino)	Não há meta numérica específica de demanda total; foco em qualificar e descarbonizar parte do volume já existente	~35 Mt/ano, com início da substituição relevante por hidrogênio de baixo carbono em química, refino, siderurgia e transporte pesado	Caminho para ~60 Mt/ano em 2050 e ~86 Mt/ano em 2060, com participação crescente de hidrogênio renovável e papel cada vez mais relevante no consumo final de energia da China

Referências

[1] Sinopec Economics & Development Research Institute Company Limited. China Hydrogen Energy Industry Outlook. Springer; 2025.

[2] Boston Consulting Group (BCG). China Hydrogen Industry Outlook. 2023.

[3] RMI. China's Green Hydrogen New Era: A 2030 Renewable Hydrogen 100 GW Roadmap. 2022.

[4] WENFEI ATTORNEYS-AT-LAW LTD. China Legal Briefing No. 302. Beijing: Wenfei Attorneys-at-Law Ltd., January 2025. Disponível em: http://www.wenfei.com/publications.html. Acesso em: 22 jul. 2026.

[5] Center on Global Energy Policy. China's Hydrogen Strategy: National vs. Regional Plans. 2023.

[6] AGORA ENERGIEWENDE. Prospects of Renewable Hydrogen in China and Its Role in Industrial Decarbonization. Berlin: Agora Energiewende, 2023.

[7] WORLD ECONOMIC FORUM. Green Hydrogen in China: A Roadmap for Progress. Geneva: World Economic Forum, 2023.

[8] Climate Cooperation China. China releases its first Energy Law 2025. https://climatecooperation.cn/climate/china-releases-its-first-energy-law/ (accessed December 14, 2025).

[9] GIZ. China's Hydrogen Sector 2025: Balancing Growth and Challenges: Sino-German Energy Partnership. 2025.

[10] Sinopec Economics & Development Research Institute Company Limited. China Energy Outlook 2060. 2025.

[11] Geopolitics of the energy transformation: the hydrogen factor. International Renewable Energy Agency; 2022.

[12] HOVE, Anders. Assessing China's power sector low-carbon transition: a framing paper. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, Feb. 2023. OIES Paper: CE4. ISBN 978-1-78467-218-8

[13] HAUCH, A.; KÜNGAS, R.; BLENNOW, P.; HANSEN, A. B.; HANSEN, J. B.; MATHIESEN, B. V. et al. Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis. Science, v. 370, 2020. DOI: https://doi.org/10.1126/science.aba6118.

[14] Institute for Sustainable Process Technology (ISPT). Next Level Solid Oxide Electrolysis: Upscaling potential and techno-economical evaluation for 3 industrial use cases. 2024.

ABIHV
Associação Brasileira da Indústria do Hidrogênio Verde

@abihv_br

/company/abihv

contato@abihv.org.br

abihv.org.br

Endereço: Alameda Santos, 1940, 3º andar - Jardim Paulista, São Paulo - SP