

中国耦合CCUS制氢机遇



INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 31 member countries, 11 association countries and beyond.

Please note that this publication is subject to specific restrictions that limit its use and distribution. The terms and conditions are available online at www.iea.org/t&c/

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Source: IEA. All rights reserved.
International Energy Agency
Website: www.iea.org

IEA member countries:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
Lithuania
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Republic of Türkiye
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA association countries:

Argentina
Brazil
China
Egypt
India
Indonesia
Morocco
Singapore
South Africa
Thailand
Ukraine



摘要

氢能和碳捕集利用与封存（CCUS）技术将互为补充地在中国 2030 年前实现达峰和 2060 年前实现碳中和承诺的进程中发挥重要作用。氢能可以通过在工业过程中用作燃料和原料、燃料电池电力运输以及生产用于航运和航空的合成烃燃料等方式为中国的能源系统脱碳战略做出贡献。本报告中的情景分析表明，到 2060 年，可再生能源电解产生的氢气可满足大部分氢气需求，为现有氢气生产设施配备 CCUS 可作为减少排放和扩大低排放氢气供应的补充战略。

本报告是与中国 21 世纪议程管理中心（ACCA21）合作编写。报告根据国际能源署和中国氢能联盟独立开发的情景，探讨了中国目前氢能和 CCUS 发展现状，并分析到 2060 年中国经济产业各部门对于氢气需求的潜在演变过程。报告还对不同制氢路线的经济性和生命周期排放进行了比较评估。最后，报告讨论了在部署 CCUS 和氢能方面的潜在协同效应，并阐述了在中国部署 CCUS 耦合制氢所需的融资机制和支持政策。

致谢

本报告由国际能源署（IEA）可持续发展、技术和展望局的 Timur Gül 主任领导的能源技术政策部门与黄晶主任领导的中国 21 世纪议程管理中心（ACCA21）合作编制。

IEA 的领衔作者是 Mathilde Fajardy，以及前 IEA 人员 Niels Berghout 和徐冬。前 IEA CCUS 工作组负责人 Samantha McCulloch 对报告的撰写提供了大力支持和指导。Praveen Bains, Simon Bennett, Jose Miguel Bermudez Menendez, Sara Budinis, Elizabeth Connelly, Araceli Fernandez Pales, Carl Greenfield, Peter Levi, Rebecca McKimm, Rachael Moore, Uwe Remme, 和朱尔璞等 IEA 其他人员对报告提供了宝贵的意见和建议。杨碧晴，杨志宇及 Caroline Abettan 也提供了必要的支持。

中国二十一世纪议程管理中心的领衔作者是张贤。黄晶、柯兵和陈其针在报告准备过程中提供了重要审查和指导意义。在马乔、贾国伟、刘家琰、吕昊东、张东阳、张雪晶、杨念的协助下，史明威、彭雪婷完成了报告里部分数据的提供和分析工作。

来自中国各相关机构的专家学者们在北京理工大学魏一鸣副校长统一协调组织下，参与了报告的准备、数据分析和编写工作，为报告的完成付出了大量努力。具体参与单位及人员名单包括：

- 中国氢能联盟研究院（CHARI）：在中国氢能联盟秘书长刘玮的指导下，万燕鸣组织熊亚林，王雪颖和肖晨江为本报告编制提供了高质量的数据支持和分析研究。
- 国家能源集团新能源技术研究院(NETRI)：在崔青汝副总的指导下，徐冬和王志勇开展了相关数据支撑和报告撰写修改等工作。
- 北京理工大学(BIT)：在魏一鸣副校长指导下，李家全在李小裕，杨波，廖华，梁巧梅，康佳宁，张云龙，赵鲁涛，戴敏，徐硕，崔鸿莖，彭淞，纪一卓的协助下开展了部分报告的编制工作。
- 北京师范大学：刘兰翠教授为本报告提供了数据分析和报告修改工作。
- 中国矿业大学(北京)：樊静丽教授组织李凯、王钰璇、项小娟、毛依帆、鲜玉娇、王兵等一起开展了部分报告主体的编制。

- 中国科学院岩土力学研究所(IRMSM): 魏宁研究员在刘胜男的协助下开展了部分报告分析和案例分析等工作。

国际能源署通信和数字办公室协助并完成了最终报告和网站材料的制作, 相关人员包括 Astrid Dumond, Clara Vallois, Lucile Wall 和 Therese Walsh。该报告由 Kristine Douaud 负责编辑。

在史明威、王志勇、李家全、万燕鸣、刘兰翠、樊静丽、魏宁、杨志宇, 杨碧晴和 Rebecca McKimm 等人的协助下, 张贤和徐冬组织并完成了报告的翻译工作。

目录

执行摘要	7
第一章：中国的氢能机遇	10
中国的碳中和承诺	10
温室气体减排中的氢能价值	11
中国氢能产业发展现状	12
中国氢能产业发展机遇	13
低排放制氢中的 CCUS 技术	16
中国的低排放氢标准	21
第二章：中国氢能工业展望	23
中国氢能产业未来蓝图	23
中国氢能供需关系展望	24
氢能在工业和燃料转化中的应用	26
氢能在交通领域的应用	29
氢能在发电领域的应用	31
氢能在建筑领域的应用	31
第三章：低排放氢生产路线	33
氢能耦合 CCUS	33
其他低排放制氢路径	36
制氢路线比较	41
第四章：促进氢与 CCUS 的协同效应	45
氢能和 CCUS 的潜在协同作用	45
氢与 CCUS 在产业集群中的协同定位	46
低成本 CO ₂ 捕集机会	47
CO ₂ 利用可产生收益	47
生物质制氢结合 CCUS 技术实现碳移除	52
政策建议	53
参考文献	55
附录	60
附录 A：中国氢能项目	60
附录 B：中国煤化工 CCUS 案例研究	62
缩写对照表	67
术语表	67

执行摘要

中国氢能和 CCUS 技术发展机遇

氢能和碳捕集利用与封存（CCUS）技术将互为补充地在中国实现碳中和进程中发挥重要作用。中国承诺 2030 年前实现达峰，并在 2060 年前实现碳中和，这需要能源系统的深刻变革。中国碳中和政策文件已将低排放氢能和 CCUS 技术作为关键优先领域。

中国氢能产量居世界首位，但当前生产过程具有高碳排放量的特征。2020 年，中国氢产量约为 3300 万吨，约占全球产量的 30%。目前，氢的需求主要来自化工与炼油行业，中国的领先产量源于在全球化学品市场中的巨大份额和庞大的炼油产能。中国是目前世界上唯一大规模采用煤炭制取氢气的国家。2020 年，中国约有三分之二的氢产自煤制氢工厂，制氢业共排放 3.6 亿吨 CO₂。

现有制氢设施加装 CCUS 是减少排放和扩大低排放氢供应的关键举措。要使氢气为中国碳中和目标实现做出贡献，将制氢过程转向低排放排放至关重要。最具前景的低排放制氢路线包括可再生电力电解水制氢，或耦合 CCUS 的化石燃料制氢。中国很多现有煤制氢工厂在近期建成，碳排放量大，且可能在未来数十年运行，加装 CCUS 将对这些工厂的减排具有关键作用。

在煤炭资源丰富和具备 CO₂ 封存条件地区，CCUS 还可为新增制氢产能提供可行的、具有成本效益的选择。考虑到中国本土天然气资源有限，以及中国庞大的煤气化工厂数量，耦合 CCUS 的煤制氢技术仍将持续为中国重要的化石燃料制氢路线。不过，从 21 世纪 30 年代起，电解水制氢很可能逐步成为中国主要的制氢技术路径。到 2060 年，随着电解槽和可再生能源预期成本降低，可再生电力电解水制氢占中国氢供应总量的比例可达 80%。

氢能在经济社会系统中发挥越来越重要的作用

氢能的利用可以解决中国目前在能源和排放方面面临的一系列挑战。低排放氢能可助力多部门（包括长途运输、化工和钢铁等）的深度减排。将氢气作为能源载体还可以改善空气质量，降低能源进口依赖，并促进技术创新。基于上述原因，中国氢能联盟提出倡议：到 2060 年，将氢能在中国终端能源需求中的占比提高到 20%。

氢能将在中国 2060 年前实现碳中和目标的战略中发挥重要作用。在国际能源署（IEA）的承诺目标情景（APS）中，为实现气候目标，到 2060 年，中国氢能需

求可能增加 3 倍以上。其中，三分之二的增长来自交通部门的氢气和氢基燃料需求，近三分之一与工业过程中的氢燃料和原料需求有关。

在 IEA 承诺目标情景下，到 2030 年，中国氢气需求量将增长至 3100 万吨，部分原因是由于氢制甲醇、炼油和煤化工等传统需求的增长；同时氢能的新用途（包括作为燃料或原料在非化学工业、交通、建筑等部门中的应用）也在逐步发展。氢市场将在 21 世纪 30 年代开始迅速发展，到 2060 年需求将超过 9000 万吨，主要原因是燃料电池重型卡车和航运、航空氢基燃料市场的快速增长，以及工业部门对于氢基燃料和氢基原料需求不断增长。

有针对性的支持举措能够扩大中国的氢能需求。中国氢能联盟的分析表明，针对性氢能政策和支持举措可以带来更大的市场需求。基于不同于能源系统模型框架的自下而上方法，中国氢能联盟对中国氢能的技术和商业潜力进行了详细评估。结果表明，到 2030 年，中国氢需求将增至 3700 万吨，到 2060 年将增至 1.3 亿吨，其中交通和工业领域中氢和氢基燃料的增长尤为显著。

CCUS 支持具有成本竞争力的氢能技术发展

在中国煤炭资源丰富、CO₂ 封存条件较好、可再生能源有限的地区，耦合 CCUS 的煤制氢技术将是一种低成本制取低排放氢的选择。中国的制氢成本因地而异，受多方面因素影响，其中资本成本、可再生能源的成本和可获得性是关键。目前中国耦合 CCUS 的煤制氢的成本为 1.4~3.1 美元/kg H₂。可再生能源电力电解水制氢更为昂贵，受电力的来源和可获得性影响，成本为 3.1~9.7 美元/kg H₂。预计中期成本将大幅下降；在太阳能和风能资源条件良好的地区，远期成本有望降到 1.5 美元/kg H₂ 左右。

高 CO₂ 捕集率和低上游排放是保证耦合 CCUS 的煤制氢路径低排放的决定性因素。在捕集率为 90~95%、考虑上游燃料排放的情况下，中国化石能源耦合 CCUS 技术制取的低排放氢温室气体（GHG）排放强度为：煤制氢 3.5~4.5 kg CO₂eq/kg H₂，天然气制氢 2.6~3.1 kg CO₂eq/kg H₂。

在目前的电力系统下，采用电网电力电解水制取的氢气 GHG 排放强度为 29~31 kg CO₂/kg H₂。如果包括制氢装置制造过程排放，可再生能源电力电解水制氢的排放强度平均为 0.3~0.8 kg CO₂/kg H₂。结合 CCUS 技术的煤制氢或天然气制氢部署 CCUS 技术排放强度，可满足目前中国“清洁氢”标准——低于 4.9 kg CO₂eq/kg H₂（全球首个该领域正式标准）。然而，随着时间的推移，该门槛可能进一步收紧，从而在未来匹配目前正在制定的国际市场标准。

推动氢能与 CCUS 协同，助力中国实现碳中和

氢能和 CCUS 共同部署可达到互利共赢和相互促进的效果。化石燃料制氢过程产生的 CO₂ 纯度相对较高，是 CCUS 设施以最低成本捕集 CO₂ 的选择之一，同时其为 CCUS 技术发展和 CO₂ 相关基础设施投资提供了早期机会。在承诺目标情景中，2060 年中国能源部门的 CO₂ 捕集量将达到 26 亿吨。

工业集群可成为扩大低排放氢生产和 CCUS 技术部署的神经中枢。氢的供需主要集中在工业集群中，其中部分位于潜在的 CO₂ 封存地距离附近。因此，对现有制氢设施进行 CCUS 改造可为扩大低排放制氢基础设施规模提供低成本途径，同时带动 CO₂ 运输和封存基础设施建设。此外，由于潜在需求聚集（例如重型卡车），工业集群同时也是将氢能应用拓展到其他部门的理想场所。

捕集的 CO₂ 和氢气是未来合成燃料的关键原料。尽管目前生产成本较高，但合成燃料是长途运输特别是航空业为数不多的减排方案之一，因为直接使用氢能或者电气化对其具有挑战性。此外，中国捕集 CO₂ 也可以用于提高石油采收率（CO₂ enhanced oil recovery, CO₂-EOR）、生产化学品和建筑材料。在某些用途中，CO₂ 可能会被重新释放到大气中（包括合成燃料燃烧排放），因此需要严谨的核算来确定减排量。

生物质制氢耦合 CCUS 具备碳移除效应，可抵消其他经济部门排放。在中国实现碳中和的进程中，碳移除技术将发挥抵消工业和交通部门剩余碳排放的重要作用。尽管生物质制氢耦合 CCUS 技术仍处于早期发展阶段，但其可实现碳移除。但是，该技术路线需要可持续的生物质供应，面临与燃料制备（如生物煤油）等其他生物质利用途径的竞争。

第一章：中国的氢能机遇

摘要

- 低排放氢可以成为中国 2060 年前实现碳中和战略的重要组成部分。低排放氢提供了包括长途运输、化工和钢铁在内的一系列领域实现深度减排的途径。此外，它的使用还有利于改善空气质量、减少对进口燃料的依赖，并推动技术创新。
- 中国在氢气的生产和使用方面处于全球领先地位。2020 年，中国的氢气产量在 2600~3300 万吨之间，具体值取决于对于副产氢产量的考虑。中国的领先地位源于其庞大的化学工业和炼油能力，这是当今主要的氢气消费领域。
- 中国超过三分之二的专用氢气生产来自煤炭，其余几乎全部来自天然气。这也导致了大量的碳排放。根据 IEA 数据，使用化石燃料制氢导致每年排放约 3.6 亿吨二氧化碳（不包括甲醇和尿素生产中捕集并直接利用的 1.15 亿吨 CO₂）
- 碳捕获、利用和封存（CCUS）可以支持和中国加速扩大具有成本效益的低排放制氢规模。CCUS 的主要作用是解决现有制氢厂的排放问题，特别是其中许多制氢厂可能会在未来几十年内运行，同时其还可以为煤炭成本低、拥有 CO₂ 封存地，以及风能和太阳能稀缺地区的新增制氢产能提供具有成本竞争力的选项。

中国的碳中和承诺

2020 年 9 月，中国国家主席习近平在联合国大会上承诺，中国将在 2030 年之前实现 CO₂ 排放量达到峰值，并在 2060 年前实现碳中和。这一承诺的宣布是国际气候政策的一个重要里程碑，并在全球范围内产生了连锁效应。根据 IEA 数据，2020 年中国能源相关 CO₂ 排放量超过了 110 亿吨，约占全球的三分之一。（IEA, 2021a）

向碳中和经济转型，需要中国能源部门进行快速而深刻的转型，通过广泛的技术组合实现所有经济部门的深度减排。能源效率和可再生能源供给能力的快速提高是实现碳中和关键，但仍需要大幅加速部署包括氢和 CCUS 在内的一系列清洁能源技术。

温室气体减排中的氢能价值

氢能在能源系统低排放转型中具有较大的前景。氢能有一些行业中有许多潜在的应用，特别是在那些几乎没有替代减排解决方案的行业中，如长途运输和重工业。具体来说，氢气的潜在用途包括用作燃料电池汽车（**Fuel Cell Electric Vehicles, FCEVs**）动力源，化学品和合成运输燃料（如氨和煤油）的原料，钢铁生产等工业过程的还原剂，以及在某些地区用于建筑物供暖。

氢气可从多种能源制取，包括天然气、煤炭、生物质、可再生能源电力和核电。其中，电解水制氢，即将水分解为氢气和氧气的过程，允许在电气化困难的其他经济部门间接使用低排放电力。

当前，氢氢能的使用主要是工业应用和炼油。具体来说，在全球范围内，氢气（包括纯氢和与其他气体混合的混合氢）有三大应用领域，分别是石油精炼（44%）、合成氨生产（38%）和甲醇生产（13%）（IEA, 2021b）。近几十年，全球氢需求量迅速增长，已从2000年的约6000万吨/年增至2020年的约9000万吨/年，且未来将进一步增加¹。从能源角度看，2020年全球的氢气需求量约为10 EJ。

氢气碳足迹高低主要取决于用于制氢的一次能源。尽管氢气在使用过程中不会排放CO₂，但广泛使用煤炭和天然气制氢，会致使当前氢气碳足迹居高不下。当今世界上生产的绝大多数氢来自化石燃料。2020年约80%的氢气是在“专用”制氢设施中生产的，这意味着氢是主要产品，其中74%和24%的氢气分别来自没有采取减排措施的“专用”天然气和煤炭制氢设施，相当于约240亿立方米天然气（2020年占全球天然气需求的6%）和1.15亿吨标准煤（全球需求的2%）。

全球剩余20%的氢气供应是副产氢，来自主要用于生产其他产品的设施和工艺，例如钢铁或甲醇生产工艺。副产氢通常需要经过脱水或其他净化处理工艺，再输送至各类用氢工艺和设施。石油精炼厂的石脑油催化重整（**catalytic naphtha reforming, CNR**）工艺是副产氢的主要来源之一。2020年，仅有不到0.8%的氢气产量来自水电解（约0.03%）或配备CCUS技术的化石燃料制氢设施（约0.7%），这是目前可用的两条最成熟的低排放制氢路线。2020年全球氢气的生产（专用制氢设施和副产氢制备设施）造成了近9亿吨的CO₂排放²（IEA, 2021b）。

¹ 包括7000多万吨的纯氢和低于2000万吨的与甲醇生产和钢铁冶炼过程中的含碳气体混合的混合氢，不包括约3000万吨存在于工业过程残余气体中的用于供热和发电的氢气。供热和发电的利用方式与残余气体中固有的氢气存在有关，与任何氢气需求无关，因此这些氢气在这里不被视为氢需求。

² 包括捕集并现场用于合成氨和甲醇生产的2.65亿吨CO₂（最终会释放到大气中）。

中国氢能产业发展现状

由于工业部门对氢气需求不断增长和低廉的制氢原材料成本，中国自 2010 年以来一直是全球最大的氢气生产国和消费国。据中国氢能联盟统计（中国氢能联盟，2020a），自 2010 年以来中国氢气消费量增长了 30%，并在 2020 年达到 3300 万吨左右，占全球氢气总消费量的 30%。上述统计数据包含了钢铁冶炼厂煤炭焦化与氯碱电解制氯气和烧碱过程产生并就地用于热电联产的氢气。由专用制氢设备制取的氢气和 CNR 工艺的副产氢（IEA 评估依据），合计约为 2600 万吨³（IEA，2021a）。

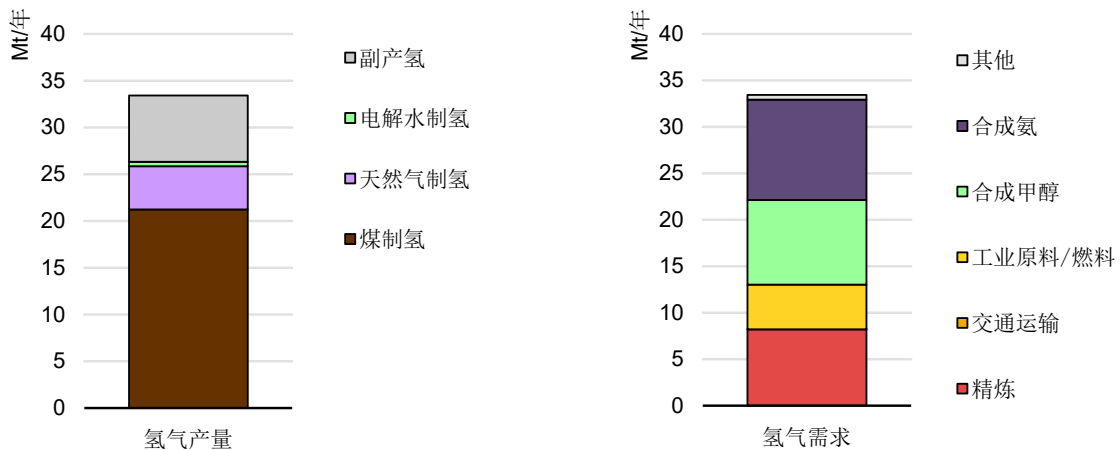
由于中国的合成氨、甲醇以及其他高值化学品产能占全球总产能约 30%，使得中国成为全球氢气需求量最大的国家（IEA，2021a）。同时，中国也是世界第二大炼油产能国，2021 年炼油产能达到 1700 万桶/天（IEA，2021c）。合成氨生产（耗氢 1000-1100 万吨/年，根据不同数据，来源数值有所差异）和石油精炼（耗氢 800-900 万吨/年）是目前最大的纯氢消费需求领域。甲醇（耗氢 700-900 万吨/年）以与其他气体（如一氧化碳）混合的混合氢作为原料进行生产吨）。作为燃料直接进行现场使用为其他工业流程提供高品位热的氢气需求量大约 500 万吨/年（中国氢能联盟，2020a）。目前，只有不到 2 万吨的纯氢被用于以 FCEVs 为代表的新型交通工具⁴。

煤炭仍然是中国氢生产的主要原料，当前近三分之二的氢气（约 2100 万吨）通过煤气化生产。中国用于制氢的煤炭消费量占煤炭总消费量的 5%。天然气重整则是另一种主要的专用制氢方式，年产量约 500 万吨。目前只有极少部分氢气来自电解水制氢工艺。此外，钢铁冶炼厂煤炭焦化、氯碱电解生产氯气与烧碱、脱氢、轻油馏分与裂化、CNR 过程等生产了大量工业副产氢，产量约为 700 万吨（中国氢能联盟，2020a）。

³ 由于使用工业副产气中的氢气发电与供热（如钢铁生产中的煤焦化、氯碱电解等）与其中固有氢气组分有关，与任何氢气需求无关，因此上述氢气使用量在 IEA 的定义中不被视为氢气需求。

⁴ 目前，在交通领域应用的氢气主要是工业副产氢。

2020 年中国氢气生产与需求概况



IEA. CC BY 4.0.

注：工业副产氢来源包括钢铁冶炼厂煤炭焦化、氯碱电解生产氯气与烧碱、脱氢、轻油馏分与裂化以及 CNR 工艺。专用制氢设备制取的氢气和 CNR 工艺的副产氢（IEA 评估依据），合计约为 2600 万吨。

来源：中国氢能联盟（2020a），《中国氢能及燃料电池产业发展报告 2020》。

IEA 的分析表明，广泛使用化石燃料制氢导致中国每年排放约 3.6 亿吨的 CO₂（不包括甲醇和尿素生产中捕集并直接利用的 1.15 亿吨 CO₂）。

中国氢能产业发展机遇

中国政府致力于扩大低排放氢的生产规模，并创造新的氢能终端应用场景，例如作为 FCEVs 的燃料，以解决空气污染和弃风弃光等问题。

多年来，中国一直在积极发展氢能产业，除了应对气候变化因素外，还有经济增长和其他方面的驱动因素：

- **引领全球氢能技术的机遇。** 氢能领域的技术创新可以开辟国内外新兴市场，并推动经济增长。创新驱动型增长模式与中国政府的“十四五”规划布局及技术自立战略高度吻合。
- **减少本土空气污染。** 在工业制造和交通运输行业中广泛使用的化石燃料是空气污染物的主要来源。氢能源应用于交通工具和制热用途，无颗粒物产生和排放。城市空气污染及其关联引发的健康和环境问题，已成为中国能源战略决策的主要考量因素。
- **保障能源供应安全。** 中国的石油、天然气对外依存度高，供应严重依赖进口。氢能可使中国通过利用更具成本优势国内资源替代部分油气，如煤（结合 CCUS 进行利用时）与可再生能源（包括弃掉的风电和光电），使中国一次能源供给更加多样化。庞大的国内制氢资源基础甚至可以使其在未来出口氢气。

中国氢能联盟在其发布的《中国氢能及燃料电池产业发展报告 2020》中进行了详尽分析并指出，中国氢能产业面临巨大的发展机遇，其中氢 FCEVs、工业燃料

与原料用氢、氢基合成燃料被认为是未来氢能应用的关键市场（中国氢能联盟，2020a）。

中国对氢能产业的支持

中国支持氢能和燃料电池发展的悠久历史可以追溯到 20 世纪 50 年代早期。自 1980 年代以来，中国政府陆续通过“863 计划”和“973 计划”等多项国家级研发项目，加速氢能技术的开发和商业化。截至 2019 年底，中国在氢能相关研究、开发和示范项目上的研发支出超过 20 亿元人民币（3 亿美元）（中国氢能联盟，2020 b）。

中国氢能及燃料电池研究历程，1991–2020

时期	研发过程	资金
1991-1995	<ul style="list-style-type: none"> 中国科学院长春应用化学研究所开展质子交换膜燃料电池（proton exchange membrane fuel cell, PEMFC）研究。 中国科学院上海硅酸盐研究所、过程工程研究所（原化学冶金研究所）和清华大学启动燃料电池研究。 	
1996-2000	<ul style="list-style-type: none"> 对 PEMFC 及燃料电池系统研究。 	4000 万元人民币 (600 万美元)
2001-2005	<ul style="list-style-type: none"> 国家高技术发展计划（863 计划）：中国科学院大连化学物理研究所牵头开展 FCEVs 研究。 清华大学、浙江大学开展研究 PEMFC 与储氢技术。 	12 亿元人民币。 (1.8 亿美元)
2006-2010	<ul style="list-style-type: none"> 国家基础研究计划（973 计划）和 863 计划：设立开展制氢、储氢及燃料电池组件材料技术研究。 	3.5 亿元人民币 (5300 万美元)
2011-2015	<ul style="list-style-type: none"> 建设燃料电池技术创新平台，开始关注甲醇燃料电池的发展，拓宽小型燃料电池应用领域和 FCEVs 示范运营。 	1.6 亿元人民币 (2400 万美元)
2016-2020	<ul style="list-style-type: none"> “十三五”期间，中华人民共和国科学技术部在武汉理工大学召开的氢能与燃料电池技术研讨会，重点研讨燃料电池和 FCEVs 及其关键技术开发。 	5 亿元人民币 (7500 万美元)

资料来源：中国氢能联盟（2020b），中国氢能及燃料电池产业手册。

“十三五”期间（2016-2020 年），围绕氢能和燃料电池的研发活动进一步被重视，科技部通过“可再生能源与氢能技术”重点专项支持了 27 个氢能研发项目。此外，2022 年北京冬奥会引入了三个氢能“科技冬奥”项目，包括氢气的生产和储存、千辆 FCEVs 示范运营和相关的加氢基础设施（完整项目清单见附件 1）（中国氢能联盟，2020b）。2015 年，国务院将氢能和 FCEVs 列为“中国制造 2025”的关键技术之一。

过去三年的政策和监管措施发展表明，氢能在中国的战略利益越来越关键。仅 2019 年发布的政策文件，就有 10 份涉及氢能，其中包括强调氢能基础设施发展的《国务院政府工作报告》。2020 年上半年，又有六份来自不同部委的政策文件给予氢能技术支持，特别是对氢能在交通领域的应用（Yue et al., 2020）。2020 年 4 月，国家能源局在《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》中将氢能定义为“能源”。

保持这一趋势，氢经济在 2021 年 3 月通过的“十四五”子行业规划中占据突出地位。2022 年 3 月，中华人民共和国国家发展和改革委员会发布了《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，制定了中国首个发展低排放氢能产业的国家级规划。该计划目标到 2025 年氢 FCEVs 保有量达到 5 万辆，可再生能源制氢量达到 10~20 万吨/年（通过电解水或生物质制氢），到 2035 年持续扩大氢能基础设施规模（中华人民共和国国家发展和改革委员会，2022）。

地方和地区政府发展氢能的热情高涨。截至 2019 年底，至少有 10 个省市出台了氢能及燃料电池行动规划，并视其为推动经济增长的机会。仅在 2020 年前六个月，地方政府就发布了 30 项支持氢能产业发展的政策（Tu, 2020）。政策的成功体现在氢 FCEVs 销量的增长和氢能关联产业的扩张。

近年来，北京、广东、河北、江苏、山东、上海等地方政府根据产业和资源基础，相继发布了区域氢能发展规划。这些省市拥有中国新兴氢能企业总数的一半左右。2020 年，广东、北京、河北三地氢 FCEVs 销量占当年中国总销量的 80%。京津冀、上海和广东的 FCEVs 城市群，旨在促进氢能制取-输配-利用全链条研发和大规模示范，这也证明中国在交通领域发展氢能的雄心。

2014-2022 年中国支持氢能产业发展的政策和文件清单

年	当局	政策或文件	关键
2014	国务院	《能源发展战略行动计划（2014-2020）》	氢能与燃料电池技术正式成为能源技术创新的战略方向
2016 年	中共中央、国务院	《国家创新驱动发展战略纲要》	氢能是能源技术发展策略中的重要元素

年	当局	政策或文件	关键
2018	多个部委*、国家能源局和中国人民银行	《2019 年绿色产业指导目录》	鼓励氢能基础设施、燃料电池、新能源汽车和氢能在航运中的应用
2019	全国人民代表大会	《2019 年政府工作报告》	首次提及推进氢能基础设施建设
2020 年 4 月	国家能源局	《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》	将氢能定义为“能源”
2020 年 4 月	国家能源局	《关于做好可再生能源发展“十四五”规划编制工作有关事项的通知》	推动氢能等新技术融合
2021 年 9 月	多个部委**、国家能源局	《关于启动燃料电池汽车示范应用工作的通知》	城市群计划：选择京津冀、上海、广东等 12 个城市开展 FCEVs 规模化示范。
2022 年 3 月	中华人民共和国国家发展和改革委员会、国家能源局	《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》	到 2025 年氢 FCEVs 保有量达到 5 万辆，可再生能源制氢量达到 10~20 万吨/年；到 2035 年继续扩大氢能基础设施规模。

* 中华人民共和国生态环境部、中华人民共和国住房和城乡建设部、中华人民共和国工业和信息化部、中华人民共和国自然资源部、中华人民共和国国家发展和改革委员会。

** 中华人民共和国财政部、中华人民共和国工业和信息化部、中华人民共和国科学技术部、中华人民共和国国家发展和改革委员会。

资料来源：中国氢能联盟（2020 b），中国氢能及燃料电池产业手册；IEA（2021a），中国能源行业碳中和路线图。中国国家发展和改革委员会（2022），《氢能产业发展中长期规划（2021-2035）》。

低排放制氢中的 CCUS 技术

CCUS 在实现中国的应对气候变化雄心方面发挥着重要和多样化的作用。它可以大幅减少包括水泥、钢铁和化工等在内的关键工业部门的排放，以及用于减少现有燃煤和燃气发电厂的排放。CCUS 还是构成从大气中去除 CO₂ 的技术的重要基础，这对实现能源系统净零排放至关重要。

CCUS 技术可以通过以下三个关键方面支持并扩大低排放制氢及其利用的规模：

- 减少现役制氢设施的排放。** 中国拥有一些全球最为年轻的化工生产和炼油设施。目前甲醇厂和氨厂的平均使用年限分别为 8 年和 17 年，而典型的化工厂寿命一般为 30 年（IEA，2020a）。较低的平均使用年限意味着这些工厂的 CO₂ 排放有在未来几十年被锁定的风险。如果维持近年来典型运行条件，中国现有的所有能源基础设施和工厂将在 2020~2060 年间累计排放约 1750 亿吨 CO₂（IEA，2021a）。为工厂加装 CCUS 技术能够使其继续运行，同时显著减少排放。目前，全球有 15

个加装 CCUS 设施的大型化石燃料制氢项目正在运行，CO₂ 捕集量超过 1000 万吨/年。

- **为部分地区新增制氢产能提供了一种具有成本效益的手段。**随着时间的推移，电解水制氢的成本有望大幅下降，并且在中国太阳能和风能资源丰富的地区成为具有成本效益的生产途径。同时，在其他地区，如果煤炭开采过程产生的甲烷排放能够降至足够低，则可以利用煤制氢结合 CCUS 技术扩大低排放制氢的规模。在 CO₂ 封存能力高、可获取低成本化石燃料和可再生资源有限的地区，煤制氢结合 CCUS 技术在中短期内可能仍然是一种具有成本效益的选择。目前，全球多个地区正在规划或建设加装 CCUS 技术的化石燃料增制氢新产能，预计每年生产超过 1000 万吨/年的氢气，并捕集超过 8000 万吨/年的 CO₂。
- **提供捕集的 CO₂ 和氢气生产运输燃料。**CO₂ 可以用来将氢气转化为碳基合成燃料，其易于处理并可作为气态或液化化石燃料的替代品，但具有更少的 CO₂ 足迹。CO₂ 可以从一系列来源（例如，碳密集的化石和生物燃料、空气）捕集，但是由于所利用的 CO₂ 将在燃料燃烧时释放出来，因而捕集源类型将对所实现的减排效果产生重要影响。为了实现碳中和，CO₂ 需要逐步更多地从生物源或空气中捕集。在一些难以直接使用电力或氢能而需要继续依赖碳基燃料的行业（例如航空），合成燃料将变得重要。在全球范围内，已有几家致力于氢气和 CO₂ 合成液体燃料的公司，正在运营试点规模或正在建设工业规模设施。同时，中国政府因也在探索将低排放燃料用于长途运输的潜力（中国能源基金会，2020）。

全球正在运行的大型 CCUS 制氢设施

国家	项目	投运时间	CO ₂ 来源	CO ₂ 捕集规模（百万吨/年）	主要封存技术
美国	Enid fertiliser	1982	化肥制造	0.7	提高石油采收率（enhanced Oil Recovery, EOR）
荷兰	Shell heavy residue gasification Pernis	1997	精炼	0.4	EOR
美国	Great Plains Synfuel plant	2000	煤制气	3.0	EOR
加拿大	Horizon H ₂ capture tailings CCS	2009	精炼	0.4	EOR
美国	PCS Nitrogen	2013	化肥制造	0.3	EOR
美国	Port Arthur Air Products SMR	2013	精炼	0.9	EOR
美国	Coffeyville Gasification	2013	化肥制造	1.0	EOR

国家	项目	投运时间	CO ₂ 来源	CO ₂ 捕集规模 (百万吨/年)	主要封存技术
法国	Port Jerome	2015	精炼	0.1	利用
加拿大	Quest	2015	制氢	1.0	封存
阿布扎比	Al Reyadah phase 1	2016	钢铁	0.8	EOR
中国	新疆克拉玛依敦化甲醇厂	2016	化工 (甲醇)	0.1	EOR
加拿大	Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) with Agrium CO ₂ stream	2020	化肥制造	0.3	EOR
加拿大	ACTL with NWR Sturgeon Refinery CO ₂ stream	2020	制氢	1.3	EOR
中国	中国石化齐鲁石化-胜利油田	2022	化肥制造	0.2	EOR

注：表中涉及项目的 CO₂ 捕集规模不低于 10 万吨/年。

来源：IEA tracking and GCCSI (2021), CCS Facilities Database 2021。

中国的 CCUS 项目和政策支持

过去十年，中国发展和部署 CCUS 方面取得了显著进展。2021 年，中国有近 50 个处于不同发展阶段和不同重点领域的 CCUS 示范和商业规模项目，规划的总捕集能力约为 700 万吨/年。目前，中国在运商业和示范项目每年可捕集接近 300 万吨的 CO₂ (张贤等, 2021a)。

中国石油天然气集团公司 (CNPC) 吉林项目自 2008 年投产以来，每年从天然气处理厂捕集约 60 万吨 CO₂，并通过 50 公里长的管道输送到吉林油田，用于 EOR。同时，中国石化齐鲁石化公司的 CCUS 设施于 2022 年 1 月竣工。该项目旨在每年从齐鲁炼油厂捕集 100 万吨 CO₂，并通过管道将其运输到距离超过 75~150 公里的油田，同样用于 EOR。此外，该项目还将产生氢气，既可作为纯氢用于合成氨生产，也可与其他气体混合用于化学品生产。近十年，中国已有几个与燃煤电厂和化学设施相关的小型捕集和封存示范项目已成功运行。

中国正在运行的 CCUS 示范和商业设施

项目	地点	CO ₂ 点源	捕集能力 (万吨/年)	CO ₂ 封存/利用
中石化和南化公司 CCUS 合作项目	江苏南京	化工厂	20	EOR
国家能源集团国华电力锦界电厂	榆林	制氢（天然气处理）	15	EOR
华中科技大学 35MW 富氧燃烧示范	湖北武汉	燃煤电厂	10	-
海螺集团水泥窑烟气 CO ₂ 捕集和纯化示范项目	安徽芜湖	水泥厂	5	用作防护气体和灭火原料（干冰）
中电投重庆双槐电厂碳捕集示范项目	重庆	燃煤电厂	1	-
中石化华东油田 CCUS 全链示范项目	江苏盐城	化工厂	5	EOR
长庆油田 EOR 项目	陕西西安	甲醇厂	5	EOR
中联煤驱煤层气项目（柳林）	山西柳林	燃煤电厂	-	强化煤层气开采
中联煤驱煤层气项目（柿庄）	山西沁水	燃煤电厂	-	强化煤层气开采
大庆油田 EOR 示范项目	黑龙江大庆	天然气处理	16	EOR
敦华甲醇厂 EOR 项目	新疆克拉玛依	甲醇厂	10	EOR
华能集团高碑店电厂	北京	燃煤电厂	0.3	-
华润电力海丰碳捕集测试平台	广东海丰	燃煤电厂	2	-
华能整体煤气化联合循环项目	天津	燃煤电厂（整体煤气化联合循环）	10	-
中国国电集团电厂	天津	燃煤电厂	2	-
清洁能源动力系统研究设施	江苏连云港	燃煤电厂（整体煤气化联合循环）	3	-
中石化胜利油田 EOR 项目	山东东营	燃煤电厂	4	EOR
华能集团石洞口电厂	上海	燃煤电厂	12	-

项目	地点	CO ₂ 点源	捕集能力 (万吨/年)	CO ₂ 封存/利 用
中国核工业集团有限公司通辽地浸采铀	内蒙古通 辽	-	-	浸铀工艺
延长石油煤化工 CCU 示范项目	陕西西安	煤炭气化厂	5	EOR
吴起白豹碳 CCUS 示范区	陕西延安	煤化工企业	5	EOR
中国能源投资公司金杰发电厂示范项目	陕西榆林	燃煤电厂	15	-
钢渣和煤灰粉的间接矿化利用 CO ₂ 示范	山西吕梁	燃煤电厂	1.5	化工利用
中石油吉林油田 CO ₂ -EOR 研究示范	吉林	油田	64	EOR
CO ₂ 矿化脱硫 CCU 示范	四川西昌	燃煤、电力、钢铁	1.5	化工利用

来源：IEA tracking; GCCSI (2021), CCS Facilities Database 2021; 中华人民共和国生态环境部环境规划院 (2020), China Status of CO₂ Capture, Utilization and Storage (CCUS) 2019.

此外，中国还计划在西北部开发一个大型 CCUS 枢纽，用以捕集和封存炼油厂制氢装置产生的 CO₂。该项目将逐步部署 CCUS，计划从 2020-2023 年每年捕集 150 万吨 CO₂，增加到 2030-2040 年每年捕集 1000 万吨 CO₂（张贤等，2021a）。

中国支持 CCUS 发展的政策和举措越来越多，这反应了中国 CCUS 的兴趣和重视。尽管过去有多个政府官方报告强调了 CCUS 的重要性并着力推动 CCUS 技术研发，但“十四五”规划（2021-2025 年）是第一个提到在山西、陕西、内蒙古和新疆等重要产煤地区部署大规模 CCUS 示范的五年规划。

此外，多个部委已经出台了与 CCUS 直接相关的政策，包括全面建设中国国家碳排放交易体系（ETS）。中国政府于 2021 年 10 月发布了《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，将 CCUS 确定为减排计划的关键支撑技术之一。在地区层面，CCUS 也在逐渐受到更多关注，目前在 34 个省级行政区中已有 29 个发布了 CCUS 相关政策（张贤等，2021a），在国家和区域两级皆开展了相关研发活动。

2019 年，中国 21 世纪议程管理中心发布了《中国 CCUS 技术发展路线图》，该报告提出了中国 CCUS 技术发展的总体愿景（中国 21 世纪议程管理中心，2019）。报告明确了到 2050 年的多个 5 年阶段性目标。到 2030 年，CCUS 技术开始进入商业应用阶段并具备产业化能力，建成具有输送能力达 200 万吨/年的陆地长输管道，同时，CO₂ 捕集成本和能耗到 2030 年比目前降低 10~15%，到 2040 年进一步降低 40~50%。到 2050 年，CCUS 技术将实现广泛部署，建成多个 CCUS 产业集群。此外，路线图还指定了多个可优先开展 CCUS 集群的地区。

中国的低排放氢标准

扎实落实排放核算框架，贯彻执行排放标准，确保氢气生产过程低排放目标。

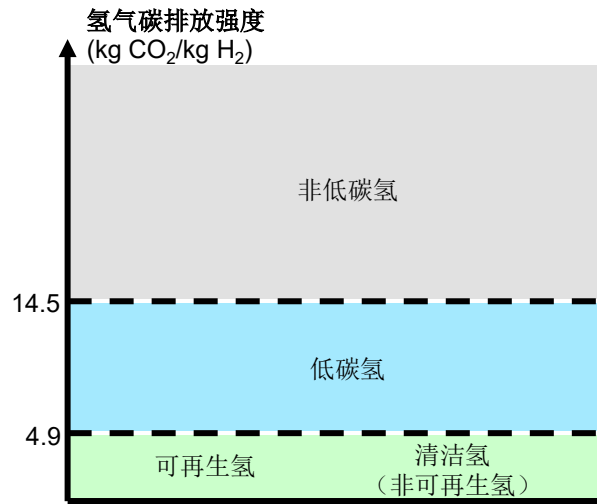
2020年9月，中华人民共和国财政部、工信部等五部委发布了《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》（以下简称《通知》），鼓励企业采用低排放的制氢工艺。该通知文件的目的是为氢 FCEVs 示范城市群创造安全、稳定和经济可行的供气体系，并推动可再生能源制氢技术进步和成本降低（中华人民共和国财政部，2020）。

2020年底，中国氢能联盟正式发布了《低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价》团体标准，这是目前全球首个包含一系列制氢方式的全生命周期制氢碳强度的评价原则、系统边界和量化标准（中国氢能联盟，2020c）的标准文件，旨在支持中国氢能和燃料电池产业的示范和推广。

中国的低碳清洁氢标准立足于中国制氢产业发展现状评估和实测数据收集，深入调研了煤制氢+CCUS 项目与传统煤制氢项目。经实际数据核算，包含上游（煤矿开采、洗选和运输）和下游 CO₂ 排放（基于当前电网电力碳强度，用于 CO₂ 压缩、运输和储存的电力）的煤气化制氢全生命周期 CO₂ 排放估值为 29.0 kg CO₂/kg H₂（张贤等，2021b）。根据《国家应对气候变化规划（2014-2020）》中提出的 50% 减排目标，以煤气化制氢全生命周期碳排放的 50% 进行折算，作为“低碳氢”的全生命周期碳排放阈值上限，为 14.5 kg CO₂/kg H₂。

根据《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》要求的 65% 减排目标，相对于“低碳氢”全生命周期碳排放降低 65% 和传统煤气化制氢的碳排放减少了 80% 以上进行折算，作为“清洁氢”的全生命周期 CO₂ 排放阈值上限，为 4.9 kg CO₂/kg H₂。当氢气制取的全生命周期碳排放低于 4.9 kg CO₂/kg H₂，且氢气生产所消耗的能源为可再生能源时（如可再生电力电解水制氢、生物质制氢等），才能被称为“可再生氢”。

中国的氢气制取全生命周期碳强度阈值



注：“低碳氢”、“清洁氢”和“可再生氢”等术语来自中国氢能联盟《低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价》（T/CAB 0078-2020）团体标准，不代表国际能源署对低排放氢等的定义。“可再生氢”包括可再生电力电解水制氢和生物质制氢等方式。

来源:中国氢能联盟（2020c）《低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价》（T/CAB 0078-2020）。

虽然目前尚未制定关于低排放氢的国际标准，但未来对“低碳”和“清洁”氢的定义将日趋严格。IEA 设定情景中的低排放氢只包括可再生能源电力与核电电解水制氢、生物质制氢和耦合 CCUS 的化石燃料制氢。此外，只有在上游排放足够低、生产工艺相关的所有 CO₂ 都进行高比率捕集、并且所有 CO₂ 都被永久封存以防止其释放到大气中的情况下，耦合 CCUS 的化石燃料制氢才能定义为低排放氢。

第二章：中国氢能工业展望

摘要

- 本章节基于两个分析框架，评估包含化石燃料制氢+CCUS 在内的氢能产业发展前景。一是 IEA 的承诺目标情景分析框架，该情景考虑了所有燃料品类和技术，以达成中国宣布的在 2030 年前实现 CO₂ 达峰和 2060 年前实现碳中和的目标。另一个是中国氢能联盟的不同于能源系统建模框架的自下而上的分析框架，基于该模型中国氢能联盟对中国氢能技术和商业潜力提供了详细的评估。
- IEA 和中国氢能联盟的分析均表明了氢能在实现中国能源和气候目标中的重要作用。承诺目标情景统筹可负担性、气候减缓和能源安全等考虑，指出在中国经济产业中氢能的新应用场景推动下，氢气需求量将在 2030 年增长至 3100 万吨，到 2060 年将超过 9000 万吨。而中国氢能联盟认为中国氢能的市场前景更广阔，2030 年氢气需求量将增长至 3700 万吨，2060 年将增长至 1.3 亿吨。有针对性的氢能支持政策，对于未来市场规模增长和中国氢能潜力充分发挥至关重要。
- 尽管分析框架和预测氢气需求量存在差异，但 IEA 和中国氢能联盟的研究都发现，约 60% 的氢需求增长来自交通运输相关行业（包括用于生产航运和航空的合成氨、氢基合成烃类燃料等），30% 来自工业过程（包括钢铁生产，氢用作原料、还原剂和燃料）。其他较小规模的氢能应用场景包括建筑物供暖、灵活发电和储能等。
- 到 2060 年，在石油精炼和合成氨（非燃料应用）产业中的氢气需求将呈下降趋势。未来十年内，由于对汽油品质的要求更加严格，石油精炼行业的氢气需求量缓慢攀升，但随能源效率和交通领域电气化率提升，将在 2030 年后大幅缩减。根据 IEA 承诺目标情景，随化肥使用效率提高，合成氨工业的氢气需求量将下降 50%，而甲醇生产的氢气需求量会略有增加。
- IEA 和中国氢能联盟的分析均表明，中国氢能供应体系将逐步多元化与低排放化。2030 年，耦合 CCUS 的化石能源制氢和可再生能源电力电解水制氢的产量都将有所增加，而传统的没有采取减排措施的化石能源制氢产量将下降。到 2060 年，80% 的氢气需求将由可再生能源电解水制氢满足，16% 的氢气需求由耦合 CCUS 的化石燃料制氢厂供应。

中国氢能产业未来蓝图

在能源系统脱碳减排等一系列重大挑战的推动下，中国氢能产业即将迎来雄心勃勃的转型和增长。本节根据 IEA 承诺目标情景模型（IEA, 2021a）和中国氢能联盟模型（中国氢能联盟, 2020a）的预测结果，分析到 2060 年中国经济产业各部门对于氢气需求的潜在演变过程。

IEA 承诺目标情景制定了中国能源部门实现碳中和的途径，即在 2030 年前实现 CO₂ 达峰，并在 2060 年实现 CO₂ 净零排放，其与中国提出目标相符。该情景描绘了以一种技术不可知、符合实际且具有成本效益的方式，实现中国气候目标所需的能源部门转型和潜在技术变革进程。

中国氢能联盟在其发布的《中国氢能源及燃料电池产业发展报告 2020》中，对中国氢能和燃料电池产业的技术、市场和政策方面进行了详细研究，并提出了到 2060 年的氢能市场展望。与 IEA 承诺目标情景相比，中国氢能联盟旨在评估中国氢能潜力，而不是将氢作为更广泛的能源系统脱碳应用的一部分（中国氢能联盟，2020a）。

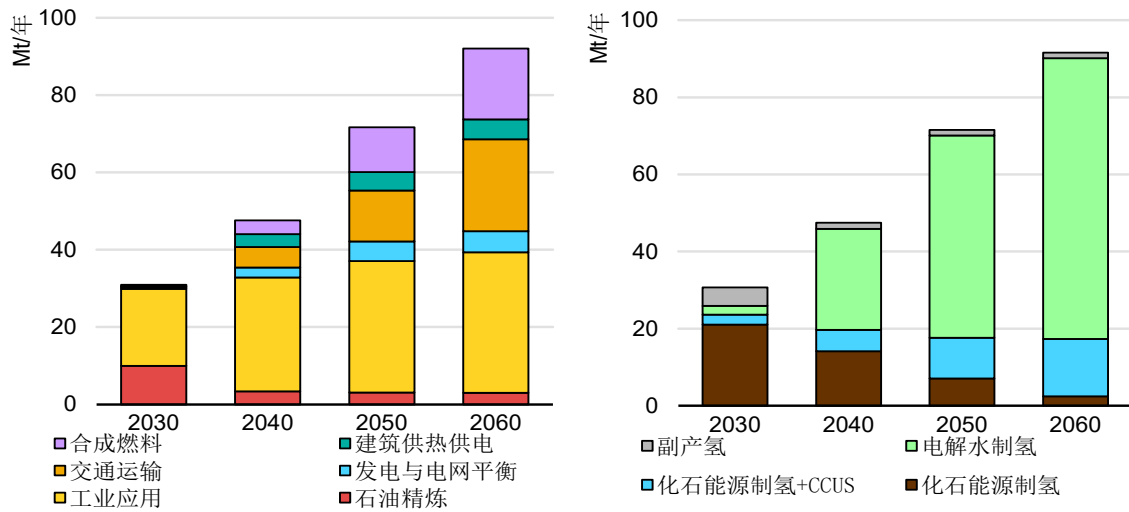
尽管在设计理念上难分伯仲，但两个模型的对比分析与展望可以提供重要见解：中国氢能联盟自下而上的分析工作，体现出国内专家组织对各细分应用场景氢能潜在市场规模的期望；而通过与 IEA 承诺目标情景比较，我们可以认识到为了达成气候、可承受和能源安全等重要目标所需要开发的氢能市场潜力。如果评估结果出现不同，可能表明中国氢能联盟评估的氢能发展潜力考虑了如特定技术的支持政策等其他驱动因素或影响条件，而 IEA 承诺目标情景未考虑上述因素。

中国氢能供需关系展望

在上述两种模型之下，2030 年后氢和氢基合成燃料对中国能源转型的贡献将强劲增长，直至 2060 年仍然保持逐步增加。到 2030 年，氢气总需求量将增加 11~20%，到 2060 年将增加 3~4 倍。在 IEA 承诺目标情景中，2060 年氢能源需求量将达到 9000 万吨以上，占中国终端能源需求的 6%⁵。而在中国氢能联盟模型中，氢能将在中国能源转型中发挥更大的作用，预计到 2060 年氢需求量将达到 1.3 亿吨，占中国终端能源消费量的 20%。

⁵ 6%的测算结果不包含工业部门的现场氢气生产和使用，到 2060 年，工业部门的现场氢气生产和使用约占 IEA 承诺目标情景工业能源需求的 8%。若计入上述氢气消耗，氢气和氢基燃料可满足中国终端能源消费量的 10%。

IEA 承诺目标情景下中国氢气需求量（左）与产量（右）展望，2030~2060 年



IEA. CC BY 4.0.

注：“工业应用”包含商用和现场使用氢气供热和作为生产原料于合成甲醇和氨（用于化肥）等。“合成燃料”包括氨作为燃料的生产。“建筑供热供电”包含天然气管网掺氢。

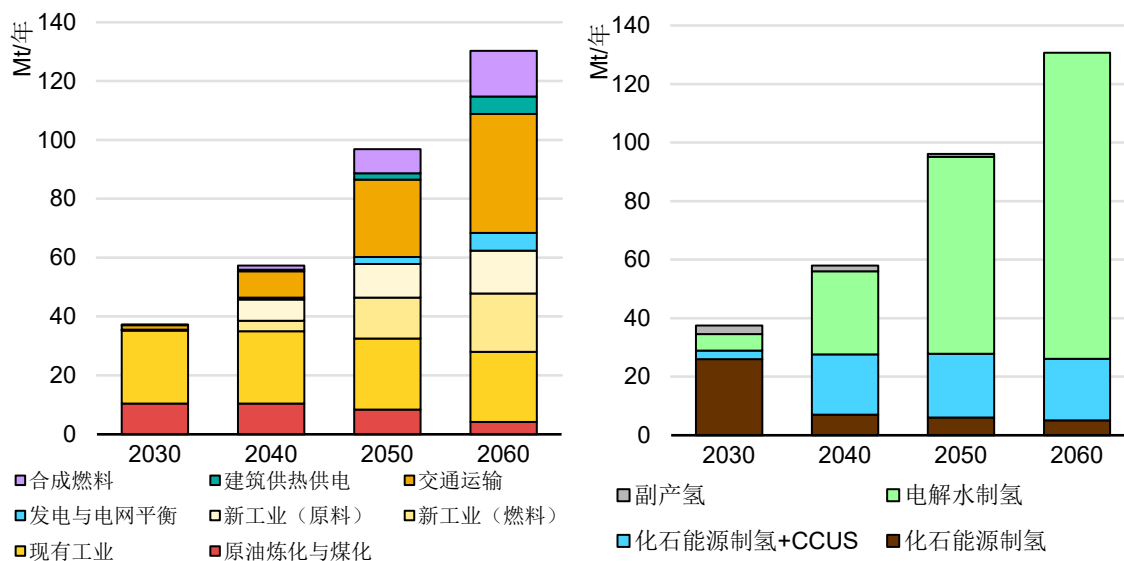
资料来源: IEA (2021a), An Energy Sector Roadmap to Carbon Neutrality in China。

从增长比例看来，由于 FCEVs 的部署，交通运输业在 IEA 承诺目标情景和中国氢能联盟的模型场景中都是氢能应用增速最快的部门（36-42%），其次是合成碳氢化合物和合成氨生产（16-28%），以及工业过程（30-35%），上述部门使用氢气作为原料及燃料。

在短期内，可再生能源电解水制氢对低排放氢生产的增长贡献最大（鉴于电解槽可以规模化制造、新建基础设施需求低，电解水制氢项目的开发时间往往较短）。2030 年电解水制氢可满足氢气总需求量的 8~15%。在 IEA 承诺目标情景中，近 90% 的电解水制氢生产来自化工行业（电解水制氢合成氨和甲醇）和钢铁行业（氢基直接还原铁（Direct Reduced Iron, DRI））。

在 IEA 承诺目标情景和中国氢能联盟的预测中，到 2060 年，几乎全部的氢气需求都将由低排放技术满足，其中近 80% 是电解水制氢，届时电解水制氢将成为具有成本竞争力的制氢工艺，耦合 CCUS 的化石能源制氢产量则将满足 16% 的氢气需求。

中国氢能联盟对中国氢气需求量（左）与产量（右）的展望，2030~2060 年



IEA. CC BY 4.0.

注:CTL:煤化工。“合成燃料”包括氨作为燃料的生产。“建筑供热供电”包含天然气管网掺氢。“现有工业”包括现有用于甲醇和合成氨生产的氢气和工业供热。“新工业（燃料）”包括用于工业供热的新型氢能用途，“新工业（原料）”包括用于工业过程的新型氢原料用途（DRI）。

来源:中国氢能联盟（2020a），中国氢能源及燃料电池产业发展报告 2020。

至 2060 年，中国使用低排放氢及氢基燃料可实现累计减少 160~230 亿吨 CO₂ 排放（IEA, 2021a; 中国氢能联盟, 2020a）。在 IEA 承诺目标情景中，到 2060 年，制氢环节的 CO₂ 排放量将下降 80%，直接排放量（不包括使用尿素和甲醇等氢气衍生产品的下游排放量）将从 2020 年的 3.6 亿吨下降到 2040 年的 2.8 亿吨和 2060 年的 6000 万吨，其中配备了碳捕集设施的工厂仍有少量的碳排放。

现有的化石燃料制氢工厂通过 CCUS 技术改造来减少排放。氢能利用减排效益的最大受益者是工业部门，尤其是化工和钢铁行业，可以实现 50% 以上碳减排目标；航运中使用的氢和氨以及航空中的合成煤油实现碳减排目标的 20%，公路运输中使用的氢能实现碳减排目标的 13%。

氢能在工业和燃料转化中的应用

目前，中国生产的氢气几乎全部消耗在工业和燃料转化领域，可以通过化石燃料制氢结合 CCUS 技术、可再生电力电解水制氢或生物质制氢等清洁技术满足该部门氢气需求，进而实现脱碳。此外，氢能在拓展新的用途方面有很大的潜力，诸如作为工业过程的原料（例如在炼钢过程中的直接还原铁）、用作工业供热的燃料、作为长途运输燃料的生产原料（如合成煤油）。

因此无论是在 IEA 承诺目标情景还是中国氢能联盟的模型中，工业和燃料转化领域都是未来氢气需求量增加的主要因素之一。在 IEA 承诺目标情景中，考虑到替

代技术方案的可行性和成本因素，以及限制能源需求的措施，到 2060 年工业部门氢气需求量将达到近 4000 万吨/年。在中国氢能联盟模型分析中，2060 年工业部门氢气需求将增至 6200 万吨/年（中国氢能联盟，2020a；IEA, 2021a）。

化学工业与氢基燃料

化工行业是中国最大的氢气需求源。近年来，甲醇和氨这两种化学品在中国的产量都有所增加，其中甲醇产量的增幅更大。氨的需求主要来自农业部门，用于制造氮肥。尽管粮食需求不断增加，但预计到 2060 年，考虑化肥应用效率的提升和其他施肥方法的发展，用于化肥制造的氨消费量将保持不变或略有下降。氨消费需求的另一来源是用于采矿、采石和隧道工程等的工业炸药制造，预计无减排措施的燃煤电厂的逐步淘汰，氨需求也会随之减少。不过，氨还可作为能源载体储存可再生电力，或用作运输和电力部门的零碳燃料。

目前用于生产当前用途的合成甲醇用氢的消费量将缓慢增长，预计到 2060 年该领域氢气消费量将达到 1100~1200 万吨/年左右（IEA, 2021a；中国氢能联盟，2020a）。当前甲醇在工业上最常用来制造其他化学品，并进一步加工为塑料、油漆和纺织品。未来甲醇的应用场景包括用作车辆燃料或作为制造诸如烯烃（乙烯、丙烯）和芳烃（苯、甲苯和二甲苯）等重要石化工业产品的基础材料。

一种新的生产工艺是将氢气与一氧化碳、二氧化碳或氮气结合，生产合成碳氢化合物（如甲醇、柴油和煤油）或氨⁶。不同的化学品和生产途径对氢和能源的需求差异很大。氢基合成原料和燃料的重要性预计将在未来逐步增长。到 2060 年，氨（作为燃料）和氢基合成碳氢化合物燃料产生的氢气需求可能达到 1600~1800 万吨/年，主要用于实现航运和航空部门的脱碳（IEA, 2021a；中国氢能联盟，2020a）。

石油精炼与煤化工

目前，石油精炼和煤制化学品也是氢的主要使用途径。炼油厂使用氢气作为生产原料与能源，加氢处理和加氢裂化是炼油厂主要的耗氢工艺。加氢处理用于去除以硫为主的杂质，其耗氢量占炼油厂氢能需求总量的很大一部分。加氢裂化则是一种利用氢气将重质渣油升级为高价值石油产品的工艺流程。除了加氢处理和加氢裂化，炼油厂使用或生产的部分氢气并没有被经济地回收，而是作为混合废气的一部分作为燃料燃烧。在炼油工艺过程，氢气作为 CNR 工艺的副产物，在现场用于满足炼厂内部部分耗氢工艺需求。

⁶ 在本报告中，合成碳氢燃料指通过氢气和二氧化碳的混合气经合成工艺的产品，而化石基合成燃料包含煤制油（CTL）和煤制气（CTG）产品。

在煤化工行业中，氢化反应是主要的耗氢工艺。虽然目前该行业在中国的燃料和石油衍生品（如烯烃、芳烃、乙二醇等）的生产中发挥重要作用，但预计在 2030 年以后，随着煤炭逐步淘汰，该行业的产量也将下降（中国氢能联盟，2020a）。

由于对更严苛的成品油品质要求（即更低的硫含量），预计石油精炼中的氢气需求在未来十年将略有增长。2030 年后，由于能源效率的不断提高和交通运输部门替代能源渗透率提升，石油精炼工艺的氢气需求预计将大幅下降。总体而言，预计到 2030 年，石油精炼行业的氢气需求将增长至 1000 万吨/年，随后在 2060 年下降至 300~400 万吨/年（IEA, 2021a；中国氢能联盟，2020a）。

钢铁制造与其他工业

如今，钢铁行业在其主要初级生产路线高炉-碱性氧气炉（Blast Furnace-Basic Oxygen Furnace, BF-BOF）工艺中，已经实现氢气与其他气体混合气的副产气生产（焦炉煤气）。其中，部分焦炉煤气在生产过程中消耗，另一部分则分配到其他地方使用，例如用于合成甲醇或现场热电联产。钢铁行业的另一种主要生产路线是直接还原铁-电弧炉直接还原（Direct Reduction of Iron-Electric Arc Furnace, DRI-EAF）路线，使用氢气和一氧化碳的混合物作为还原剂，有助于从铁矿石分子中分离氧原子。

氢气在上述两种主要生产路线中可以取代一氧化碳作为还原剂，进而有效减少碳排放。使用 100% 可再生能源电解水制氢的 DRI 的氢冶金技术，目前处于原型开发阶段（技术成熟度，Technology Readiness Level，简称 TRL，TRL 6），当前，全球正在努力开发与测试氢冶金相关技术，预计最早到 2026 年实现工业规模生产。

此外，低排放氢可以整合到现有的基于天然气和煤制氢的冶金工艺中，以降低总体碳强度。无论是在 BF-BOF 工艺中部分使用氢气与煤制焦炉煤气混合气，还是在 DRI-EAF 工艺中使用天然气-氢气混合气，均处于准商业化示范阶段（TRL 7）。近两年来，国内钢铁的企业如宝武钢铁集团、河北钢铁集团等先后签署框架协议，开展氢冶金示范项目。

然而，氢的使用会大幅增加钢铁制造的成本。例如，使用 100% 电解水制氢的 DRI-EAF 工艺成本可能比基于天然气的同类工艺路线高 20~70%，具体取决于天然气和电力成本。只有当电价低于 20 美元/MWh（135 元/MWh）时，氢冶金工艺路线才具有成本竞争力。在中国，部分地区可以通过使用当地的低成本可再生资源，满足上述电价成本要求，但在全国各地实现以上成本目标具有一定挑战性（IEA, 2020b）。

目前正在探索的其他低排放钢铁生产工艺中，CCUS 技术处于更成熟的发展阶段。使用 CCUS 技术的 DRI 项目已经投入商业化运营（TRL 9），使用 CCUS 技术的

熔炼还原工艺也处于商业示范阶段（TRL 7）。在当前的能源价格背景下，CCUS 技术路线通常比氢基 DRI 成本降低 10~50%（IEA, 2020b）。

氢能源还可以替代煤炭和天然气作为低排放燃料，为水泥、钢铁、化工和石油精炼等行业提供高品位热。氢能源是为数不多能以低排放方式提供高温热量的燃料之一，但锅炉和炉膛须进行改造以支持氢气燃烧的特殊燃烧器。

根据 IEA 承诺目标情景，到 2060 年，作为钢铁生产原料和工业供热燃料的氢气使用量将增至 2000 万吨（IEA, 2021a），该估值仅为中国氢能联盟预测的该领域需求潜力的 50%左右，后者预期作为高热燃料的氢气需求量为 2000 万吨/年，作为钢铁制造业原料的氢气需求量为 1500 万吨/年⁷。

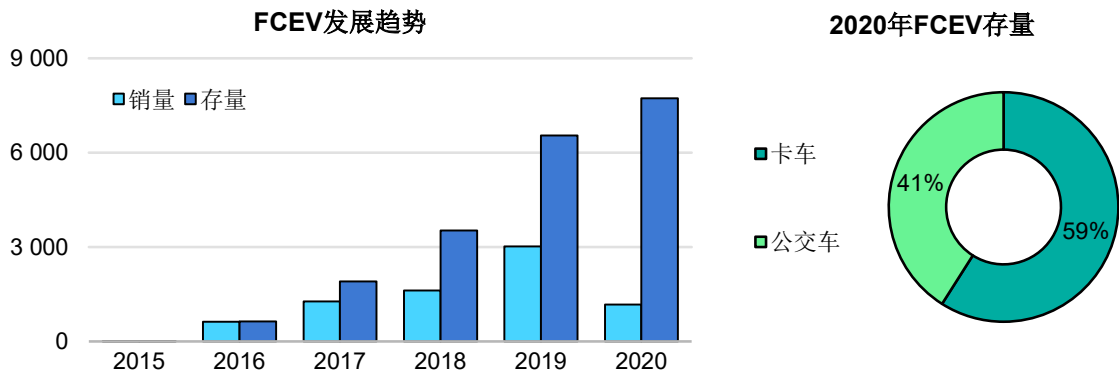
氢能在交通领域的应用

到 2060 年，IEA 承诺目标情景和中国氢能联盟的分析都表明，交通运输业对于氢能需求量的增长贡献最大。长期以来中国大力支持 FCEVs 的发展，但直到 2016 年 FCEVs 的保有量才开始明显增加，并在 2019 年达到历史最大增幅。根据中国氢能联盟的数据显示，截至 2020 年底，中国已经部署了超过 7700 辆 FCEVs，主要是公交车和卡车，这使中国成为全球最大的 FCEVs 市场国（中国氢能联盟，2020a）。鉴于中国汽车市场的规模及其燃料需求量，交通运输行业在未来可能迅速成为氢能的巨大需求领域。

然而，氢能在交通领域的实际应用情况将取决于许多因素，比如汽车的整体销售趋势、氢能 FCEVs 销售价格以及与电动汽车价格的对比、加氢基础设施建设、氢燃料生产成本以及配套支持政策。迄今为止，中国电动汽车产业的发展已经抢占先机，是世界上最大的轻型电动汽车销售市场。

⁷ 与 IEA 承诺目标情景相比，中国氢能联盟预测氢气将更多利用于现场供热，部分原因是中国氢能联盟模型涵盖了更广泛的氢气现场用于工业生产的情况，比如钢铁生产中的焦炉煤气、氯碱电解等，而上述情况不包括在 IEA 承诺目标情景设定的情景中。

2015~2020 年中国 FCEVs 的发展趋势



IEA. CC BY 4.0.

来源:中国氢能联盟(2020a), 中国氢能源及燃料电池产业发展报告 2020。

IEA 承诺目标情景认为, FCEVs 在低碳交通中发挥着引领作用, 到 2060 年, 道路运输氢气需求量将增至 2400 万吨/年 (IEA, 2021a), 这一数字仅少许超过中国氢能联盟预测道路运输潜力评估结果的一半, 后者认为届时全国燃料电池汽车氢气需求量将达到 4100 万吨/年。而挖掘这一需求潜力可能需要其他手段和特定技术支持, 这在 IEA 承诺目标情景中并未考虑。

根据中国氢能联盟的研究, FCEVs 的销售情况受限于目前燃料电池 (约 800 美元/千瓦) 和储氢瓶 (约 120 美元/千瓦) 的高成本, 致使燃料电池卡车的价格比同类型汽油或柴油卡车高 3~4 倍 (中国氢能联盟, 2020a)。但随着生产规模化、技术工艺进步, 燃料电池和储氢瓶等设备的成本有望在未来得到下降。其中储氢瓶的成本降幅略低, 主要是由于原材料成本在总成本中所占的比例较高。因此, 中国氢能联盟判断, FCEVs 成本的降低有利于保有量提升, 将从 2020 年的不到 1 万辆增长到 2060 年的 7200 多万辆, 其中客运 FCEVs 占总数的 85% 以上。

另一关键的成本因素是燃料价格。对于使用汽柴油等传统燃料的重型和中型卡车, 燃料费用约占总成本的 60~70%。根据中国氢能联盟的数据, 目前氢气生产并配送到加氢站的成本约为 7 美元/kg H₂, 即超过 50 元/kg H₂ (不包含加氢站成本)。但如果氢能行业实现规模化发展, 氢能供应链总成本可能会迅速下降 (中国氢能联盟, 2020a)。

在航运方面, 内陆和沿海运输可以通过动力电池或氢燃料电池技术实现运输行业的脱碳, 但长途远洋船舶可能还需要如生物燃料、氢或零碳氨等其他替代燃料。目前燃料电池船舶的技术发展处于大规模原型阶段 (TRL 7), 落后于已经开始商业化运营的动力电池船舶 (TRL 8-9)。到 2060 年, 中国氢能联盟量化的航运部门 300 万吨/年的氢能需求需要开发, 以满足 IEA 承诺目标情景中广泛的能源系统脱碳目标 (300 万吨/年) (IEA, 2021a; 中国氢能联盟, 2020a)。

长途航空领域将越来越需要依靠生物燃料、氢气和 CO₂ 的合成煤油来实现脱碳，而直接电气化和燃料电池是中短途飞机的潜在脱碳技术选择。目前，全球已有多款氢能飞机型号处于研制和试验阶段。由于氢能飞机仍处于技术概念/原理样机阶段（TRL 3-4），并且考虑到航空业可以使用生物燃料、合成燃料等低排放替代燃料，IEA 承诺目标情景中并未考虑在航空业中直接使用氢气（IEA, 2021a）。而中国氢能联盟预测，2060 年航空领域的氢气消费量将达到 200 万吨，约占航空能源总需求的 5%（中国氢能联盟, 2020a），展现出一定需求潜力。

氢能在发电领域的应用

如今，中国拥有世界上最大的电力部门，2019 年中国发电能源消耗量占全国一次能源消费总量的 46%，但电力部门的氢气使用量几近于零。

在发电中使用氢主要有两种主要途径。第一个是在燃气轮机中（混）燃烧氢气，这可能是中国高比例可变可再生能源电力系统的低排放灵活性来源。富氢燃气轮机示范项目已在意大利、日本和韩国成功运行。氢气也可以与氮气结合制成氨，氨可以在燃气或煤电厂中（混）燃烧。随着混合物中氢（或氨）的增加，混烧有助于减少电力部门的排放。

第二个途径是在燃料电池中使用氢来灵活发电。2020 年全球燃料电池发电系统容量约为 2.2 GW_e，这些系统主要安装在美国和韩国。目前系统中大多数是使用天然气作为燃料，最大的氢燃料电池发电厂是韩国的 50MW 斗山发电厂（IEA, 2021b）。在中国，目前唯一运营的氢燃料电池电站示范项目是位于辽宁省营口市的一座 2 MW_e 示范电站。

氢或氢基燃料（如氨），也可用于长期和季节性的电力储存。因此，这些燃料可用于在风和/或阳光很少的情况下长时间提供电力。盐洞因其密封性和污染风险低而成为地下储存纯氢的最佳选择。此外，研究者们也在开展替代地下储氢方案研究，例如在枯竭的油气田中储存。大型钢罐也普遍用于化肥工业中氨的储存。

鉴于电力部门对灵活供电的需求不断增长，氢气发电具有巨大的部署潜力。在 IEA 的承诺目标情景中，预计 2060 年电力中的氢气需求量将达到 600 万吨/年左右（中国氢能联盟, 2020a; IEA, 2021a）。

氢能在建筑领域的应用

2020 年，中国建筑行业占最终能源需求的近 20%，包括大部分用于取暖、烹饪、家用电器和照明等的电力消耗（IEA, 2021a）。

在建筑物中使用氢气供暖有两种主要途径。第一是将氢气混合到现有的天然气管道网络中，这在西欧和北美地区广受关注。如果需要改造，只需对天然气基础设施和最终用户设备进行微小改动，就可以混合少量氢气。最大允许混合份额因最终用途类型和管网状态而异，目前正在试验的体积比上限为 **20%**（IEA, 2019a）。

随着中国天然气管网的完全整合，该国可通过将氢气混合到燃气网中，尽管环境效益可能受限，但可以实现以氢气的形式储存大量能量。从长远来看，部署和发展必要的氢基础设施且提高氢锅炉的竞争力（目前为 TRL 9），能实现氢能在专用锅炉中 **100%** 燃烧。

第二条路线是目前日本一直在推行的建筑层面的小规模热电联产。日本已经部署了超过 **35** 万个家庭燃料电池热电联产系统（称为“ENE-FARM”，尽管目前使用的是天然气），并且不再需要安装补贴。

从两份展望来看，**2060** 年建筑物的氢需求量可能达到 **500~600** 万吨（IEA, 2021a; 中国氢能联盟, 2020a）。

第三章：低排放氢生产路线

摘要

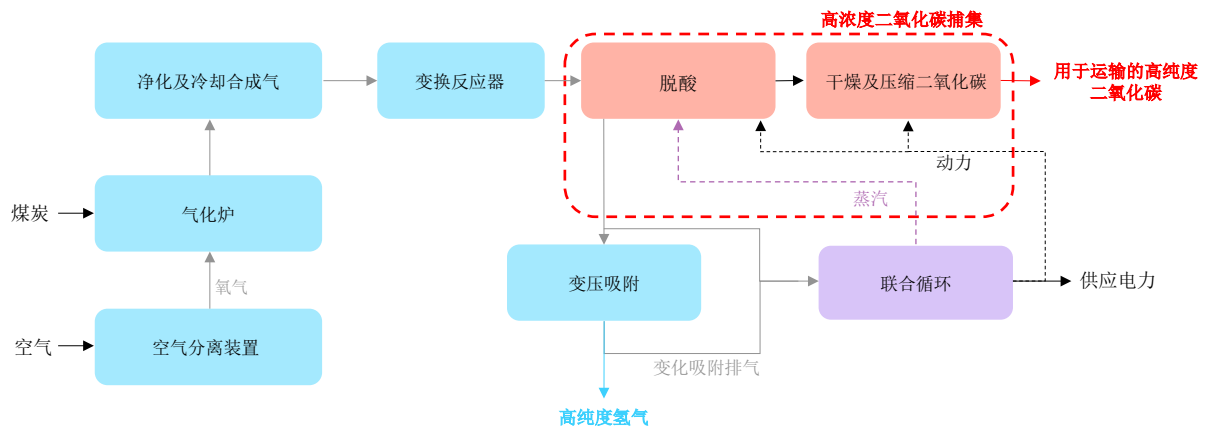
- 目前，中国的专用氢气生产以煤炭制氢为主，占总产量的近三分之二。
- 从中期来看，在煤炭成本廉价、CO₂ 封存条件好以及可再生能源可用性较低的地区，使用耦合 CCUS 的煤气化技术制氢仍然是一种经济高效的方式（约 1.4-3.1 美元/kg H₂）。通过规模经济和技术学习，基于 CCUS 的生产路线的成本将有所下降，但可能比电解水制氢更为有限。
- 需要大规模部署使用低排放电力电解水制氢设施，以将成本降低到与配备 CCUS 的煤制氢相当的水平。在风能和太阳能资源丰富的地区，电解水制氢的成本可能降至 1.5 美元/kg H₂ 左右。
- 直接和间接排放核算对于确保所有生产路线的氢气生产符合中国“清洁”氢气标准至关重要。对于耦合 CCUS 的化石燃料制氢技术，CO₂ 捕集率和燃料来源是决定生命周期排放的关键因素。对于耦合 CCUS 的生物质制氢技术，生物质供应的可持续性对于最大限度地发挥负排放潜力以及最大限度地减少环境影响至关重要。

氢能耦合 CCUS

煤制氢

在中国，煤气化制氢作为一项成熟应用的技术，几十年来一直被化工和化肥行业用以生产氨和甲醇。气化过程指将煤炭转化为由一氧化碳和氢气组成的合成气，合成气可以进一步与额外的 CO₂ 反应转化为甲醇，也可以在水煤气变换反应器中反应制取更多的氢气和 CO₂。在后一种情况下，利用酸性气体去除装置将氢气和 CO₂ 混合气体分离，然后经变压吸附可产生高纯度氢气流，其可直接使用或用于生产氨。CO₂ 可以从酸性气体去除装置中直接回收。

通过煤气化结合碳捕集技术制氢



IEA. CC BY 4.0.

注：集成联合循环单元可以同时产生蒸汽和电力供内部使用或向电网输出，CO₂捕集所需部分能量（用于化学吸收的蒸汽和用于气体压缩的电力）从此过程获取，因此减少了能够向电网输出的电量。

在全球正在运行的约 130 家煤气化工厂中，80%以上位于中国。国家能源集团作为中国最大的电力集团，同时也是世界上最重要的氢气生产商，其 80 座煤气化炉年产氢能约 800 万吨（IEA，2019）。

煤气化炉产生高浓度高压的 CO₂ 气体流（浓度约 80%⁸，来自酸性气体去除装置），这意味着去除杂质（如硫、氮）后的 CO₂ 捕集会相对容易，总体 CO₂ 捕集率可达 90~95%。集成联合循环单元能够生产蒸汽和电力以供内部使用并向电网输出，同时可供应捕集 CO₂ 所需的部分能量（用于化学吸收的蒸汽和用于压缩的电力），但会减少了向电网输出的电量。

CO₂ 的运输成本取决于运输距离和运输方式（驳船、轮船、卡车或管道）。在中国，对于一条 100 公里且 CO₂ 运输能力在 100~3500 万吨/年之间的管道，CO₂ 运输成本为 0.01~0.12 美元/吨每公里（0.05 元~0.75 元/吨每公里）（Wei et al. 2016）。CO₂ 的封存成本也会因封存类型的不同而有很大差异。在中国，CO₂ 封存和监测成本约为：枯竭油气田 8 美元/吨 CO₂（50 元/吨 CO₂），陆上咸水层 9 美元/吨 CO₂（60 元/吨 CO₂），离岸咸水层 50 美元/吨 CO₂（300 元/吨 CO₂）（中国 21 世纪议程管理中心，2019）。

但是，捕集的 CO₂ 用于 EOR 提高石油采收率产生的收益可以抵消 CO₂ 捕集和运输成本。在驱油过程中，大部分 CO₂ 能够被永久地封存在地下，但需要对 CO₂ 的注入和封存进行严密监控。然而，EOR 的经济可行性主要取决于 CO₂ 成本和石油价格。附录 B 给出了宁东地区一家煤气化工厂 CCUS 改造的技术经济性研究案例，探讨了是否将 CO₂ 用于 EOR 的影响。案例结果表明，当结合 CCUS 时，煤气化

⁸ 在本报告中，浓度以每单位体积百分比（%）表示

制氢的成本将会增加 40%，但当 40%所捕集的 CO₂ 用于 EOR 时，其成本增加幅度可限制在 23~30%。

天然气制氢

全球范围内，天然气是制氢的主要燃料来源，但在中国，它是继煤炭和工业副产品之后的第三大燃料来源。在中国，由于供应量有限且产品价格较高，天然气使用量相对低于煤炭。天然气制取的氢气消费主体主要是合成氨、甲醇和炼油行业。

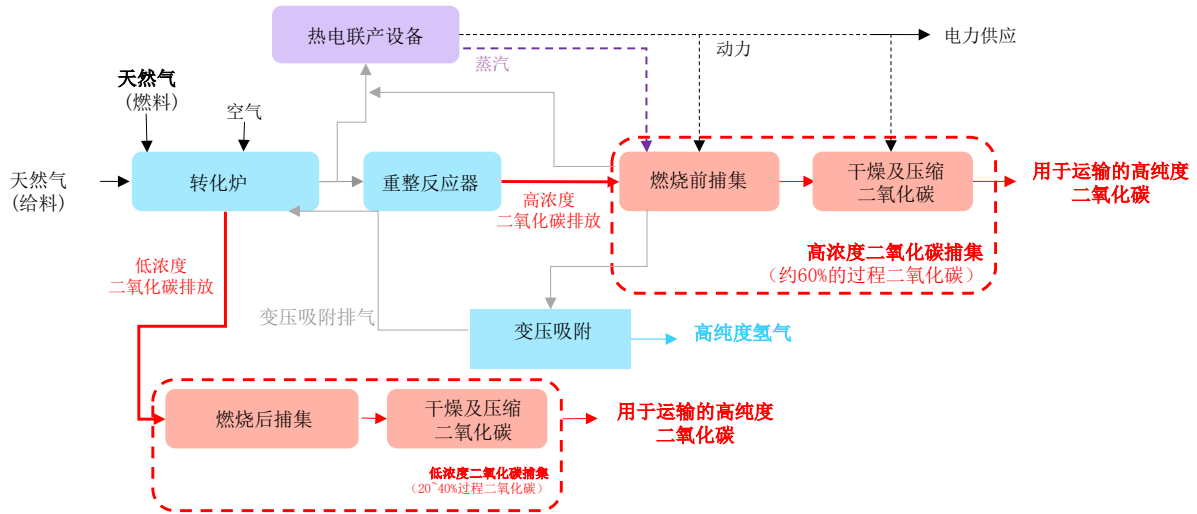
蒸汽甲烷重整（**Steam Methane Reforming, SMR**）是目前应用最广泛的天然气制氢方法。该工艺包括两个连续过程：首先天然气与蒸汽重整后生成由一氧化碳和氢气组成的合成气，然后通过水煤气变换反应（需更多的蒸汽）生成氢气和 CO₂，以获得高纯度氢气。通常情况下，该工艺中 30~40%的天然气用作燃料进行燃烧，从而产生“稀释”的 CO₂ 气流，而剩余的天然气分解成氢气和高浓度 CO₂ 气流。自热重整（**Autothermal Reforming, ATR**）是 SMR 的一种替代技术，所需的热量由转化炉本身产生，即所有的 CO₂ 都存在于转化后的合成气中。其他技术还包括气热转化技术和天然气部分氧化技术。

中国天然气重整工艺设施每年直接排放约 4500 万吨 CO₂⁹，应用 CCUS 技术可实现其深度减排。SMR 工厂捕集 CO₂ 有多种途径。一个可行方案是利用燃烧前捕集系统，可以从高 CO₂ 浓度合成气中回收整个工艺排放的大约 60%的 CO₂。同时，还可以采用燃烧后捕集技术从更稀释的炉膛烟气中捕集 CO₂，捕集率可达 90~95%，该途径可以使整体减排水平提高到 90%或更高，但也会增加成本和额外能耗。

同时，集成热电联产单元能够产生蒸汽和电力，可供内部使用以及向电网输送。CO₂ 捕集所需的能量（用于溶剂再生的蒸汽和用于压缩的电力）通常可以从该工艺单元获取，但会减少输出到电网的电量，并略微增加天然气的使用量。应用 ATR 技术时，大部分的 CO₂ 可以从转化炉中的合成气中捕集。

⁹ 假设平均排放系数为 10 kg CO₂/kg H₂。

SMR 结合碳捕集技术制氢



IEA. CC BY 4.0.

注：集成热电联产单元可以同时产生蒸汽和电力供内部使用和向电网输出。利用燃烧前捕集技术，可以从高 CO₂ 浓度合成气中回收整个工艺排放的大约 60% 的 CO₂，其余的可以通过燃烧后捕集技术从转化炉低 CO₂ 浓度的炉膛废气中回收。同时，CO₂ 捕集所需的能量（用于溶剂再生的蒸汽和用于压缩的电力）通常可以从该工艺单元获取，但会减少输出到电网的电量，并略微增加天然气的使用量。ATR 过程由转化炉产生的热量所驱动，这意味着大部分 CO₂ 可从合成气中回收。

其他低排放制氢路径

电解水制氢

电解水是将水分解为氢气和氧气的电化学反应。当前，中国每年电解水制氢产量仅有几千吨，主要用于需要高纯度氢气的领域（如电子产品生产）（中国氢能联盟，2020a）。除了电解水制氢外，在氯碱电解生产氯气和烧碱过程中也会产生少量高纯度副产氢。

目前，电解槽技术主要有三类：碱性电解槽、质子交换膜（proton exchange membrane, PEM）电解槽和固体氧化物电解池（solid oxide electrolysis cells, SOECs）。碱性电解槽技术是一种效率较高（63~70%¹⁰）的商业化技术，该技术广泛应用于浮法玻璃、电子行业和食品行业制氢。PEM 电解槽技术尚未普遍推广，其具有设备体积小、可产高压氢（利于储存）的优点，但存在需要昂贵的催化剂和膜材料、效率较低（56-60%）、寿命短（目前仅为碱性电解槽的一半）等问题（IEA，2019a）。

SOECs 是以陶瓷作为电解质，材料成本低，但其技术成熟度低，该技术在高温下电效率高（74~81%）的优点，但因需要蒸汽形式的水，制氢时不仅需要电力和水资源，还需要热力。未来 SOECs 技术发展的关键挑战是解决高工作温度导致的材

¹⁰ 效率按低位热值（LHV）计算。

料降解问题。随着技术研发的持续推进，三类电解槽技术性能都将显著提升（IEA，2019a）。

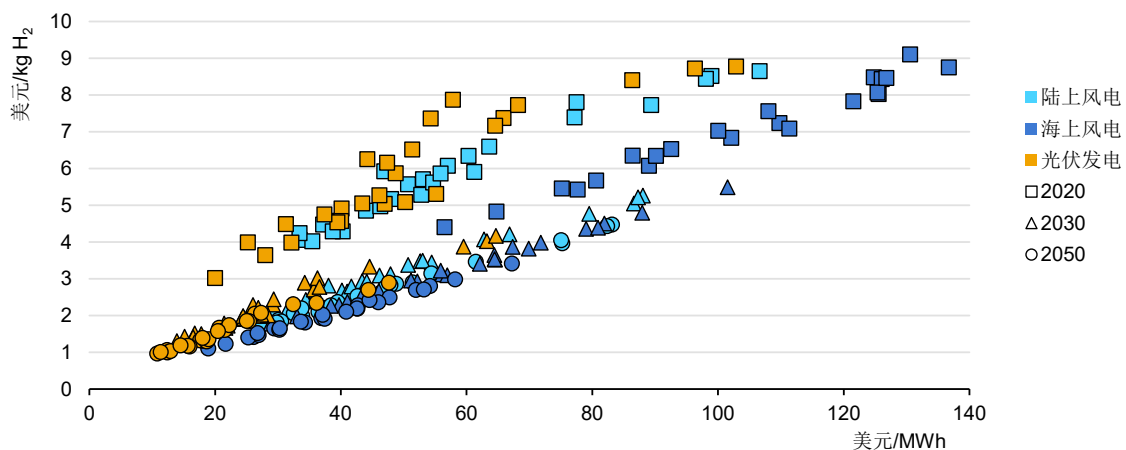
随着可再生能源电力（尤其是光伏发电和风力发电）成本的下降，中国对电解水制氢的兴趣日益增长。近年来，越来越多的大容量电解水项目投产或宣布建设，尤其是为支持 2022 年北京冬奥会可持续发展议程，在张家口沽源县建设的 20 兆瓦风电制氢项目。

电解水制氢成本受多种因素影响，其中电力成本、转换效率、资本投入和年运行小时数影响最大。电力成本是影响最大的因素，占总制氢成本的 50~90%（IEA，2019a）。电价上涨十倍会导致制氢成本上涨六倍。

电力成本和运行时间主要取决于地点和电力来源，而资本要求和转换效率因电解槽技术而异。随着电解槽运行时间的增加，资本成本对氢平准化成本（LCOH）的影响降低。因此，获得足够数量的低成本电力来确保电解槽运行的较高满载时间，对于生产低成本氢气至关重要。

电解槽系统可以通过多种方式运行，每种方式都会影响年运行小时数、电力成本和碳足迹。电力低排放则电解水制取的氢气低排放。中国电力行业碳强度高，使得电解槽无法利用电网供给电力生产低排放氢。在未来具有高比例不稳定可再生能源电力的脱碳电力系统中，过剩电力可能低成本获得。然而，目前这种低成本电力通常仅在一年中极少数时间可用，这意味着电解槽的利用率很低，进而会推高资本成本对制氢成本的影响。

2020、2030 和 2050 年不同电价下的全球制氢成本



IEA. CC BY 4.0.

数据来源：IEA（2021b），Global Hydrogen Review 2021。

当然，也可以选择满负荷运行电解槽，但运营商需要为用电高峰时的高电价买单。最佳运营机制的确定需要在资本成本和电价之间进行权衡，在多数情况下为 3000~6000 当量满载小时（IEA, 2019a）。

然而，在中国部分地区过剩可再生能源电力的利用潜力较大。2021 年中国可再生能源发电装机容量达到 1063GW，占电力系统总装机容量的近 45%，发电量为 2480TWh，占电力系统总发电量的近 30%，使中国成为了可再生能源发电的全球领导者（国家能源局，2022）。

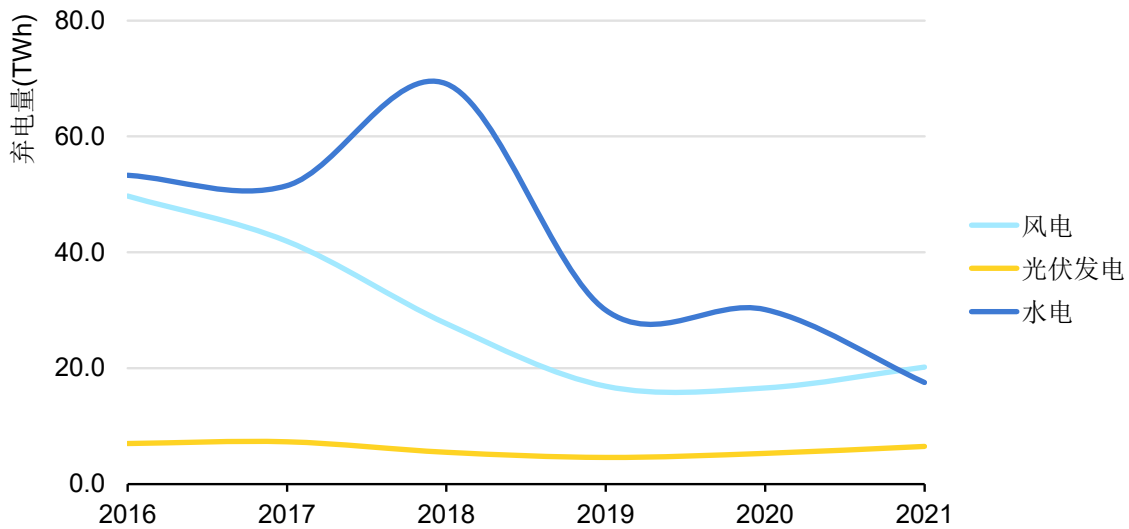
然而，中国可再生能源资源分布不均：陆上风能资源主要集中在北部，太阳能资源主要集中在北部和东部，水电资源集中在中部（四川省）和南部（云南省）。当前中国电网传输能力有限，致使可再生能源在全国范围内大规模调配存在挑战。在中国部分地区，发电企业经常被迫在当地需求低迷时弃掉部分可再生能源电力，因为它们无法将更多电力输送到其他地区。2016 年，水电、风电和太阳能发电的弃电量高达 110TWh。

虽然近年来有所下降，但（可再生能源）弃电量到 2021 年仍有 44TWh。中国电力体制改革，市场化交易的推进，以及电网输配能力的提高，是推动弃电量下降的主要因素。利用 2016~2021 年的可再生能源弃电量（44~110 TWh/年），理论上可以生产 80-210 万吨氢气¹¹。如果在未来几年没有其他（本地）需求，这些弃电的价格将很低甚至为零。低电价利于低成本制氢，但由于完全利用弃电的电解设备利用率极低，即使假设电价为零，制氢成本仍高达 6.4~7.1 美元/kg H₂¹²。

¹¹ 按 51 kWh/kgH₂ 的用电量计算。

¹² 按设备利用率 10% 计算。

2016~2021 年中国水电、风电和太阳能发电的弃电量



IEA. CC BY 4.0.

注：2021 年中国可再生能源发电量为 2480TWh。

数据来源：国家能源局（2017），2016 年风电并网运行情况；中国能源报（2017），2016 年风光水“三弃”近 1100 亿度；国家能源局（2018a），2017 年风电并网运行情况；国家能源局（2018b），2018 年将继续减少弃水弃风弃光电量；国家能源局（2019），2018 年可再生能源并网运行情况；国家能源局（2020），2019 年可再生能源并网运行情况；国家能源局（2021），国家能源局 2021 年一季度网上新闻发布会文字实录；国家能源局（2022），2021 年可再生能源并网运行情况。

另一种选择是采用专用的离网可再生能源发电站为电解槽供电。此外，核电也可以用于电解水制氢，可为电解槽提供稳定且低碳的电力。中国核工业集团公司已经启动了一些核电制氢示范项目（Energy Iceberg, 2020）。日本和加拿大也在进行相关项目示范。

副产氢回收

中国约五分之一的氢气供应为工业副产氢，达到 710 万吨/年，这些氢气主要来自于生产氢气以外其他产品的设施和工艺，主要来源是石油精炼、钢铁制造和化工生产。大约一半的副产氢被用作工业锅炉制热的燃料，而另一部分则被回收并分配到其他使用途径。产出的副产氢通常需要脱水或其他净化处理工艺，然后才能被送往其他的氢气使用工艺或设施中。副产氢中还有一小部分被直接放空。

在石油精炼中，副产氢主要来自 CNR 工艺，这一过程生成了高辛烷值汽油混合组分同时伴生了氢气。具有综合石化业务的炼油厂也从原油蒸汽裂解中获取副产氢。所有这些副产氢都被现场消耗，用于石油精炼脱硫和加氢裂化工艺（参见“石油精炼用氢”一节），而没有用于其他用途。

同时，钢铁行业生产大量的氢气与其他气体混合的工业副产气，包括焦炉煤气、高炉煤气和碱性氧炉气，均由煤或其他化石燃料产生。焦炉煤气由氢气

（55~60%）、甲烷（23~27%）、一氧化碳（5~8%）和少量二氧化碳（1.5~3%）组成。一部分副产气可以在现场用于辅助加工工艺，如加热轧钢厂的熔炉，剩余部分用于场内或场外热电联产。

如今，焦炉煤气由于含氢量高，在国内广泛被用作生产甲醇的原料。焦炉煤气中的氢气可利用变压吸附法进行回收。按 2019 年国内焦炭产量 4.71 亿吨（国家统计局，2019）计算，焦炉煤气中氢气的技术可回收量高于 700 万吨/年。目前，焦炉煤气在中国广泛被用作合成甲醇、钢铁生产的原料，以及用于区域供热。（这其中隐含着利用低排放燃料来替代焦炉煤气使用的契机。）

副产氢的另一主要来源是化学工业。用于生产高值化学品（大多数塑料的前体）的蒸汽裂解工艺和丙烷脱氢工艺产生了大量的副产氢，而生产氯气和烧碱的氯碱工业是另一副产氢的重要来源，值得注意的是，氯碱工业是副产纯氢的唯一来源，而在其他工艺过程中氢气都是以气体混合物的形式产生。

中国的烧碱年产量稳定在 3000~3500 万吨/年，副产氢产能达到 75~87.5 万吨/年。其中，大约 60%的氢气用于其他化学品的生产，剩余的 28~34 万吨/年可用于其他用途。用于生产高值化学品的蒸汽裂解工艺和丙烷脱氢工艺可产生大约 46 万吨/年的副产氢，而如苯乙烯生产等其他工艺产生的副产氢较少¹³。

中国副产氢氢源主要分布在沿海发达地区，特别是在长三角、环渤海和珠三角地区。上述地区分布有包含燃料电池产业的高科技产业集群，这是近期氢气需求的重要增长点。

利用工业副产氢提供了以低成本扩大中国纯氢市场的机遇。与专用制氢工程项目相比，回收利用副产氢的投资小且化石燃料投入少。大多数富氢副产气只需经过脱水或其他净化处理流程便可交付使用。挖掘工业副产氢利用潜力不仅可以提高资源利用效率，还可减少温室气体排放。虽然工业副产氢不能代表未来低排放制氢的发展趋势，但却是打开氢能先发市场的有力抓手。

目前中国每年大约有 10 万吨工业副产氢可用于 FCEVs。根据燃料电池卡车每百公里氢耗 3~4kg、日行驶里程 200 公里计算，副产氢可满足大约 3.5~4.5 万辆燃料电池卡车的燃料需求；根据燃料电池乘用车每百公里氢耗 1~1.3 kg、日行驶里程 100 公里计算，副产氢可满足大约 21~27 万辆燃料电池乘用车的燃料供给。

生物质制氢

由于生物质的处理流程较为复杂，因此通常是一种比太阳能或风能电解水制氢成本更高的低排放氢制备方法。大规模生物质制氢产业的发展潜力受到生物质原料

¹³ 以 2020 年丙烷脱氢装置（PDH）总产能 776 万吨/年、平均开工率 80%、产氢率为 38 kg H₂/吨丙烷计算。乙烷蒸汽裂解工业的副产氢估计为 22 万吨/年。

资源的可获得性（可持续性、成本等）限制。但对于如航空等其他难以实现产业脱碳的行业，生物煤油是为数不多的低排放能源，所以可能出现可持续生物质能的需求竞争。此外，生物质制氢结合 CCUS 是一种潜在的负排放技术，这可能在实现碳中和目标进程中发挥重要作用。

生物质制氢的碳强度因生产特性而异，取决于原料类型、运输条件需求、生物质转化工艺以及是否采用 CCUS 技术等。

氢气可以利用各种生物质来源通过多种技术路线来生产。在生物化学转化工艺中，微生物作用于有机质产生沼气（这一过程称为厌氧消化）或酸类、酒精和气体的混合物（这一过程称为发酵）。而热化学转化工艺中，生物质制氢的方法包括气化、热解和水热处理，其中生物质气化是目前最成熟的技术（技术成熟度已达到 TRL 5），其反应原理与煤气化类似，在一定热力条件下，生物质转化为一氧化碳、CO₂、氢气和甲烷的混合物。

生物转化方面，厌氧消化则是一种已经完全商业化的技术（TRL 9-10），因此是最成熟的生化生产路线，但只能处理污水污泥、农业、食品加工和生活垃圾，以及少数能源作物。酶发酵法可以加工植物不可食用的纤维素部分，但仍处于技术原型阶段（TRL 5）。生物转化技术的主要优势是低能耗。

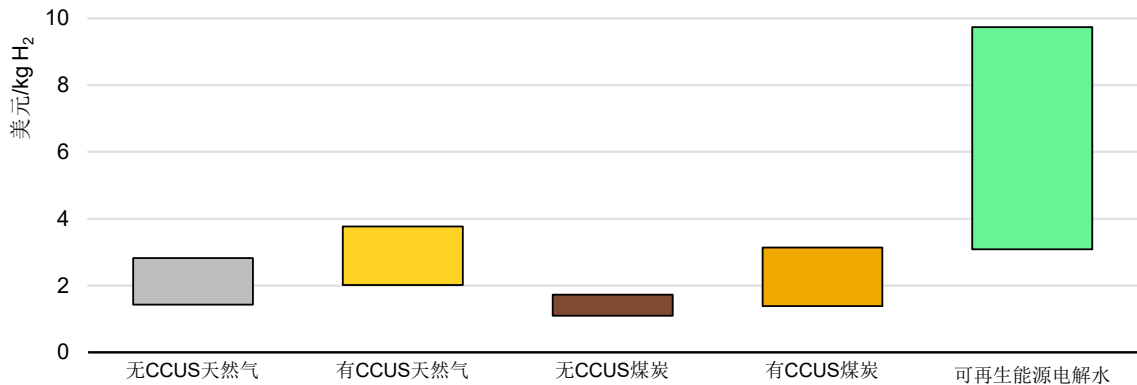
生物质气化工艺理论上可以转化生物质中所有的有机物，包括最难分解的木质素。尽管国内用于发电和供热的小型生物质气化设施（一般低于 200 kWe）已经商业化开发和运营，但大规模生物质气化成套设备尚不成熟。目前，国内尚未有生物质气化合成气经费托合成液态燃料（bio-FT）工厂投入运营，但数个生物质气化项目正在筹备中，不过均不以氢气生产为目的，例如位于黑龙江省的 40MW 农林生物质热电联产项目；位于吉林省的 660MW 超临界燃煤机组锅炉耦合 20MW 生物质气化发电项目。

制氢路线比较

成本

煤气化是目前中国最具成本效益的制氢方法，这主要是由于廉价煤炭的可用性以及中国在煤气化方面具备丰富的经验。据估计，中国煤气化制氢的成本约为 1.1~1.7 美元/kg H₂（7~11 元/kg H₂）（IEA, 2021a；王彦哲等，2021；李家全等，2021；Fan et al. 2022）。根据煤炭价格的不同，燃料成本约占总生产成本的一半左右，其次是运营成本和资产支出。引入 CCUS 技术（若将 CO₂ 封存于咸水层）会使制氢成本增加到 1.4~3.1 美元/kg H₂（9~20 元/kg H₂）。应用 CCUS 的制氢技术路线具备成本降低的潜力，但整体的成本降低幅度相比电解水制氢技术可能会更加有限。

2020 年中国不同技术方案的制氢成本



IEA. CC BY 4.0.

注：技术经济参数假设由国际能源署（2021a）提供。燃料价格假设：天然气 24~48 美元/MWh（152~312 元/MWh）；煤炭 9~14 美元/MWh（59~91 元/MWh）；电力 25~86 美元/MWh（161~550 元/MWh）；2020 年 CO₂ 价格假设为 0~11 美元/吨 CO₂（0~72 元/吨 CO₂）；效率假设 73~76%（SMR），66~69%（SMR 结合 CCUS），60~64%（煤制氢），56~58%（煤制氢结合 CCUS），51~65%（电解水制氢）；CO₂ 运输及封存成本为 18~26 美元/吨 CO₂（119~170 元/吨 CO₂）

数据来源：IEA（2021a），An Energy Sector Roadmap to Carbon Neutrality in China; Fan et al.（2022）；王彦哲等，（2021）；李家全等，（2021）。

天然气制氢的气体燃料成本对生产成本的影响最大，占总成本的 70% 以上，然后是资本支出。中国的天然气价格远高于制氢成本普遍较低的中东、北美或俄罗斯等地区。在不结合 CCUS 技术时，中国的天然气制氢成本估计为 1.4~2.8 美元/kg H₂（9~18 元/kg H₂），结合 CCUS 技术时为 2~3.8 美元/kg H₂（13~24 元/kg H₂）（IEA，2021a；王彦哲等，2021）。

在大多数地区，当前电解水制氢比结合 CCUS 技术的煤和天然气制氢更贵。在中国，根据不同的电力来源，可再生能源电力制氢的成本为 3.1~9.7 美元/kg H₂（20~62 元/kg H₂）（IEA，2021a；Fan et al. 2022；王彦哲等，2021）。但是，随着太阳能光伏和风能发电成本的逐渐下降，由可再生能源电力驱动的电解水制氢技术在未来将变得更具竞争力。尽管在太阳能和风能资源丰富的地区，氢气的生产成本可能为 1.3~1.5 美元/kg H₂（8.4~9.7 元/kg H₂）（IEA，2021a），但必须持续供应可再生能源，以确保电解槽利用系数保持足够高水平，从而摊销资本成本。

工业副产氢的成本主要取决于富氢混合气的价格或经济价值。假设焦炉煤气价格在 3.5~6.6 美元/GJ（21~42 元/GJ），焦炉煤气的氢气回收成本约为 2.2~3.8 美元/kg H₂（14~24 元/kg H₂）（王彦哲等，2021）。

温室气体排放

制氢生命周期温室气体排放量因制氢技术而异。当前未应用 CCUS 技术的天然气制氢直接过程 CO₂ 排放量（8.9~9.8 kg CO₂/kg H₂）约为未应用 CCUS 技术的煤炭制氢的一半（17.8~21.6 kg CO₂/kg H₂）（IEA，2019b；王彦哲等，2021；李

家全等, 2021; 张贤等, 2021b)。然而, 应用 CCUS 可以显著减少制氢过程的 CO₂ 排放量。捕集率为 90%~95%的煤炭制氢 CO₂ 排放量可降至 1.0~2.2 kg CO₂/kg H₂, 部分捕集 (56%) 的天然气制氢 CO₂ 排放量为 4.3~5.4 kg CO₂/kg H₂, 完全捕集 (95%) 的天然气制氢 CO₂ 排放量可降至 0.5~0.6 kg CO₂/kg H₂。高捕集率 (高于 90%) 和低上游排放对于最大限度地减少结合 CCUS 技术的化石燃料制氢技术的剩余排放至关重要。

若考虑制氢上游燃料和材料的间接温室气体排放 (包括 CO₂、甲烷和氧化亚氮), 毫无疑问会增加制氢温室气体排放量。煤炭制氢上游的温室气体排放量取决于与煤炭开采工艺 (露天开采、浅层开采)、运输距离和上游甲烷排放量。中国煤炭制氢上游的温室气体排放量为 1.8~3.4 kg CO₂eq/kg H₂ (IEA, 2019b, 张贤等, 2021b; 李家全等, 2021), 这仅略微增加了未应用 CCUS 技术的煤炭制氢温室气体排放水平, 但却会使结合了 CCUS 技术的煤炭制氢温室气体排放量增加一倍以上。

天然气制氢的上游温室气体排放量因区域而异, 取决于甲烷泄漏量和供应链结构。若考虑上游中国天然气供应相关的温室气体排放, 天然气制氢的碳足迹将增加 2.0~2.2 kg CO₂eq/kg H₂。

根据中国标准, 直接和间接温室气体排放总量低于 4.9 kg CO₂eq/kg H₂ 的氢气属于“清洁氢”, 其中系统边界包括燃料 (开采和运输) 或电力供应, 以及氢气生产过程 (中国氢能联盟, 2020c)。应用 CCUS 的煤炭或天然气制氢气都可以达到中国的“清洁氢”标准, 但随着时间的推移, 可以设置更低排放水平门槛, 以支持碳中和目标和/或满足潜在的国际出口市场要求, 这些要求也可能变得更严格。

减少上游排放并确保以高捕集率捕集所有工艺排放 CO₂, 对于满足更严格的标准和最小化应用 CCUS 技术的天然气制氢的上游甲烷排放至关重要。生物质制氢也可能产生高生命周期排放, 生物质上游排放量的高可变性取决于原料类型、来源和运输距离。

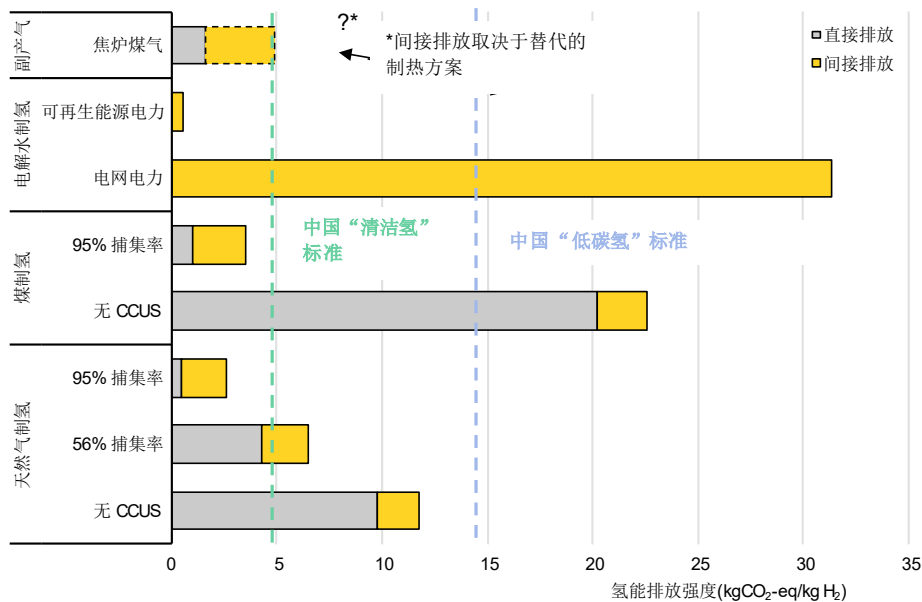
电解水制氢的温室气体排放强度 (仅 CO₂) 取决于投入电力的温室气体排放强度。如果将制造和建造生产资产产生的排放包括在内, 可再生能源电力制氢可产生 0.3~0.8 kg CO₂/kg H₂ (王彦哲等, 2021)。其实可再生能源产生的氢气可被视为近零碳排放, 因为这些排放通常不在化石燃料制氢路线生命周期温室气体排放的评估范围内。

中国使用电网电力制氢会产生约 29~31 kg CO₂/kg H₂, 远远高于未应用 CCUS 技术的煤制氢技术 (王彦哲等, 2021), 这是因为目前中国近 70% 的电力来自燃煤电厂, 发电过程存在转换损失, 致使使用煤电制氢, 相比直接使用天然气或煤炭制氢产生更高的 CO₂ 排放强度。

因此，需要对电网电力进一步脱碳或使用专用可再生能源电力制氢，以实现氢气生命周期的近零排放。除可以促进减排外，采用可再生能源电力制氢还有其他好处，即基于可再生能源电力的制氢耗水量比煤气化制氢少 4~9 倍。因此，从长远来看，中国对水资源紧张的日益担忧，强化了电解制氢的重要性。

对于自焦炉煤气回收副产氢工艺，如果采用电网电力进行氢气纯化，会产生 2.0 kg CO₂/kg H₂。将副产氢用于其他用途，意味着必须用替代能源来满足原利用氢气工艺的高等级热量需求。替代能源必须是低排放的，以确保与直接使用副产氢相比，将副产氢用于其他用途可以实现系统性减排。因此，决定将副产氢用于现场工业供热或其他应用，需要对能源系统进行全面审视，并取决于行业类型和低排放热生产替代方案的可用性。

中国各类制氢技术路线温室气体排放强度



IEA. CC BY 4.0.

注：中国煤制氢上游间接排放包括 2018 年煤炭开采、运输过程和甲烷排放，总量为 11.9 kg CO₂eq/GJ。天然气制氢上游间接排放包括全球天然气供应非甲烷平均排放水平（6.2 kg CO₂eq/GJ）和中国天然气供应相关的上下游甲烷排放（6.2 kg CO₂eq/GJ）。电网电力碳强度为 610g CO₂ /kWh。煤制氢和天然气制氢生命周期排放不包括工厂建设排放。可再生能源电力制氢生命周期排放包括工厂建设排放。

数据来源：IEA（2019a），The Future of Hydrogen；IEA（2019b），World Energy Outlook 2019；IEA（2021d），Methane Tracker 2021；IEA（2021a），An Energy Sector Roadmap to Carbon Neutrality in China。

第四章：促进氢与 CCUS 的协同效应

摘要

- 利用低排放氢能和 CCUS 技术将在推进中国 2060 年前实现碳中和目标中发挥重要作用。在 IEA 承诺目标情景中，中国到 2060 年实现的累计减排量的 13% 由氢能和 CCUS 来实现。
- 氢能和 CCUS 之间存在显著的协同作用，它们的部署可实现互利共赢和相互促进的效果。作为 CO₂ 捕集成本最低的机会之一，将 CCUS 应用于氢气生产可以支持扩大 CCUS 早期规模。同样，配备 CCUS 的制氢方式能在短期内成为中国低排放制氢的一种具有成本效益的途径。
- 氢和 CCUS 在工业集群中的共同定位可以支持规模经济，并降低运输和储氢及 CO₂ 所需的基础设施成本。基础设施的可用性可以产生新的投资机会，并使扩大低排放氢规模成为焦点。中国现有的氢气供应和需求大部分位于工业中心，近 80% 的甲醇厂、氨厂和炼油厂位于 CO₂ 封存场地 100 公里范围内。
- 通过利用自制氢工艺 CCUS 设施捕集而来的 CO₂，可以为这些设施带来额外的收入来源，并有助于缩小与传统生产方式的盈利差距。中国目前和新兴的 CO₂ 利用市场包括 EOR、燃料和化学品生产及建筑材料制造。然而，CO₂ 利用并不总是与减排理念相符。对于配备 CCUS 的制氢装置来说，要将其视为低排放，CO₂ 通常需要永久封存。
- 生物质制氢结合 CCUS 会形成负排放，用于抵消能源系统其他在技术上难以直接减排或是减排成本太高部分的排放。生物源 CO₂ 可作为一种碳中和原料用于合成燃料。如今，基于生物质的氢气生产路线处于早期发展阶段，需要进行创新和早期示范，以了解其在中国的成本和潜力，并仔细考虑对可持续生物质供应的限制和生物质的潜在竞争用途。

氢能和 CCUS 的潜在协同作用

化石燃料制氢耦合 CCUS 可以在中国的氢经济建设中发挥关键作用。对炼油和工业部门现有的制氢设施进行脱碳是一种具有成本效益（有时是唯一）的技术选择。在中短期内，其也可能是具有低成本煤炭和 CO₂ 封存能力地区，新增低排放氢气产能最具竞争力的选择。在其他太阳能和风能资源丰富的地区，电解水制氢可能是未来更具成本效益的途径。因此，支持扩大电解水制氢和结合 CCUS 的化石燃料制氢生产规模，应是中国探索氢能发展机会的战略基础。

氢能和 CCUS 之间存在多种协同，并实现相互促进。CO₂-EOR 或其他商业最终用途的收入，有助于推动对现有以及未来氢气工厂 CO₂ 捕集技术的投资。煤炭和天然气制氢为 CCUS 的低成本发展提供了机会，这可以成为在其他部门部署 CCUS 的基石。工业活动集群和港口为开发 CO₂ 和氢气的共享运输和储存基础设施提供了重要机会。

从长远来看，两者之间还有其他几种协同方式可实施。捕集的 CO₂ 可用于将氢气转化为合成运输燃料，用于航空等直接使用氢气较困难的领域。CCUS 还可以应用于生物质制氢的脱碳过程，这将在实现 2060 年前碳中和目标中发挥重要作用。目前，这两种应用还处于早期发展阶段。

氢与 CCUS 在产业集群中的协同定位

产业集群为加快低排放氢和 CCUS 的部署提供了重要机会。在产业集群中发展氢能和 CCUS 的好处主要是为建立运输和储存基础设施枢纽提供可能性，因为低排放氢和 CO₂ 的需求和供应位于同一地点。这可以通过提高基础设施效率和减少基础设施重复建设，以实现规模经济从而降低单位成本。

对中国现有产业集群内氢产能脱碳，可以带来一些优势和机遇。它可以让现有的基础设施和供应链继续运行，维持就业并吸引新的投资。例如，产业集群有望扩大氢气供应以满足新的需求，包括交通运输。具有共享基础设施的产业集群还可以支持小型工业制氢装置配备 CCUS，这对于专用氢气和（或 CO₂）运输和储存基础设施来说可能不切实际或不经济。氢气和 CO₂ 基础设施的可用性也可能吸引外部面临脱碳需求的产业，从而为该地区提供经济增长机会。

中国在发展氢集群和 CCUS 枢纽方面处于特别有利的地位：

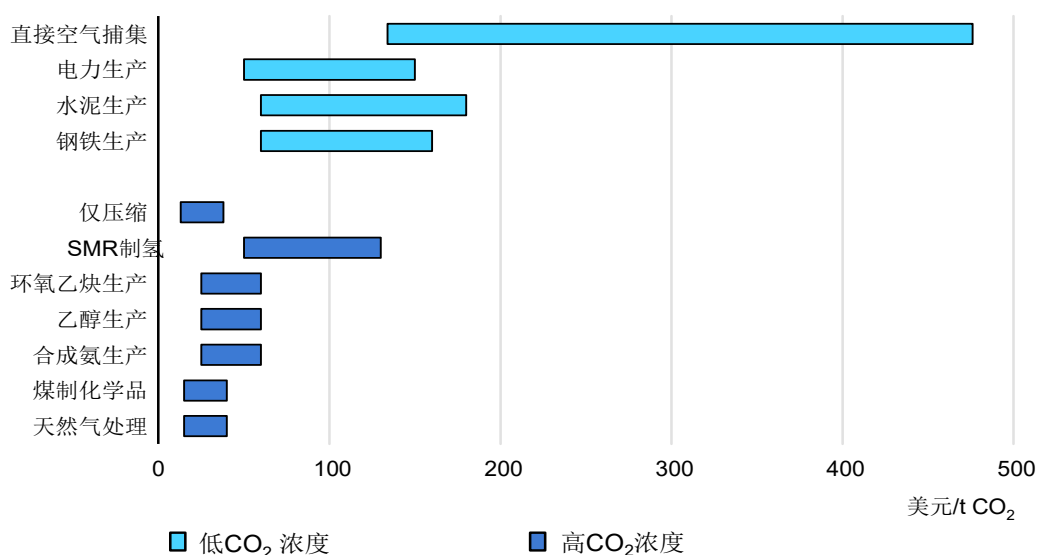
- 中国现有的氢气需求来源与几乎所有的专用氢气和管道基础设施已经集中在产业集群中。氨工业主要分布在河南、山东、山西等省，甲醇工业主要分布在内蒙古、山东、宁夏、陕西和河南。炼油厂主要集中在中国沿海和一些内陆油田附近（IEA, 2021a）。
- 现有的氢气需求和供应源位于潜在的 CO₂ 封存场地附近，63%的氨厂、甲醇厂和炼油厂位于潜在 CO₂ 封存场地 50 公里范围内，近 80%位于 100 公里范围内（IEA, 2021a）。
- 许多产业集群位于具有 CO₂-EOR 机会的地区，为捕集的 CO₂ 创造了潜在的收入来源，包括东部沿海省份（如山东和辽宁），以及黑龙江、内蒙古、宁夏、河南、吉林、陕西和新疆等北部内陆省份。
- 位于海岸的产业集群拥有港口设施，可以通过船舶进行国际氢贸易，使用氢和合成燃料作为海运和内陆航运燃料，以及进行 CO₂ 的海上封存。中国第一个海上 CO₂ 封存项目于 2021 年 8 月正式启动。

低成本 CO₂ 捕集机会

CO₂ 捕集成本与排放源 CO₂ 浓度密切相关。排放高浓度 CO₂ 烟/废气的天然气处理厂和生物乙醇厂是低成本 CCUS 应用领域的代表，全球平均捕集成本分别为 15-25 美元/吨 CO₂ 和 25-35 美元/吨 CO₂。相比于采用燃烧后捕集技术的烟道气 CO₂ 浓度（燃煤锅炉约为 12-14%，燃气锅炉约为 4-6%），采用燃烧前捕集技术的煤气化工艺排放废气的 CO₂ 浓度也相对较高（酸气脱除单元排放 CO₂ 浓度超过 80%）。

低成本捕集机会（如制氢）有助于 CCUS 技术吸引投资，并支持 CCUS 基础设施的早期开发。目前，全球 CCUS 项目主要集中在天然气处理（占世界在运行捕集能力的 60%）、生物乙醇合成（如美国伊利诺伊州的 ADM 工厂）和氢气生产（如加拿大的 Quest 项目）行业。

2019 年不同 CO₂ 排放浓度的各行业全球平均 CO₂ 捕集成本



IEA. CC BY 4.0.

注：SMR：蒸汽甲烷重整

数据来源：IEA（2020c），CCUS in Clean Energy Transitions。

CO₂ 利用可产生收益

CO₂ 需求可成为投资配备 CCUS 制氢技术的重要驱动力，并推动 CCUS 项目的广泛部署。中国每年会在各种商业用途中消耗大量 CO₂。2015 年，中国消耗了约 6000 万吨 CO₂，相当于全球总消耗量的四分之一左右（IEA，2019c），其中大部分用于化肥行业的尿素生产，少量用于 CO₂-EOR、食品和饮料生产、水处理和其他用途。在 2019 年版 CCUS 路线图中，中国政府表达了开发 CO₂ 利用商业机

会的雄心，特别是 CO₂-EOR 和将 CO₂ 转化为燃料、化学品和建筑材料的新途径（中国 21 世纪议程管理中心，2019）。

CO₂ 的利用并不总是减排的。若利用 CO₂ 生产产品（例如化学品）替代生命周期排放量更高的工艺，或在利用的同时将捕集的 CO₂ 永久封存在产品（如建筑材料）中时，即可获得气候效益。不过，气候效益的量化可能很复杂，需要全面的生命周期评估。

利用 CO₂ 提高石油采收率

CO₂-EOR 是一项成熟的商业化技术，是通过向油田注入 CO₂ 来提高原油产量的技术。据估计，2017 年全球 CO₂-EOR 项目消耗了约 7000 - 8000 万吨 CO₂，这些项目集中在北美（IEA, 2019c）。2010-2017 年，中国 CO₂-EOR 项目累计的 CO₂ 利用量超过 150 万吨（中国 21 世纪议程管理中心，2019）。

目前，全球 70% 以上的在运营 CO₂ 捕集能力依赖于 EOR 的 CO₂ 销售收入。虽然最新的统计报告显示，CCUS 项目正逐步从 EOR 转向单纯的地质封存（预计单纯的地质封存将占计划 CO₂ 捕集能力的 50% 以上），但预计 EOR 将在中国 CCUS 技术的发展中发挥作用。例如，中国至少有三个正在开发的商业化规模 CCUS 项目计划将 CO₂ 用于 EOR。

CO₂-EOR 技术可以实现 CO₂ 永久封存，因为在项目的整个生命周期内，注入的大部分 CO₂ 都储存在储层中。不过，要将 CO₂-EOR 技术视为真正的气候缓解措施，CO₂ 必须来自人为排放源，如发电站，天然气处理厂或大气。此外，可能需要进一步加强场地特征评估，排放与地下储层监测，并调整弃井关闭工艺（IEA, 2015）。

中国具有巨大的 CO₂-EOR 技术应用潜力。对 296 个陆上油田（约占中国陆上成熟油田总数的 70%）的评估表明，陆上 CO₂-EOR 技术可采出约 77 亿桶原油（11 亿吨），并可实现净收益，在此过程中并可实现 22 亿吨的 CO₂ 封存（Wei et al., 2015）。这些潜力集中在中国西北（新疆）、中部（甘肃、宁夏、陕西）和东北（黑龙江、吉林）。CO₂-EOR 项目利用的 CO₂ 净成本为 -100~0 美元/吨，具体取决于油田质量（如采油率、原油粘度、残余油饱和度）（Wei et al., 2015）。

据报道，中国已经开展了 34 个不同类型的 CO₂-EOR 项目，主要集中在以下含油气盆地：松辽盆地（中国东北部）、环渤海地区（中国东部）、渤海盆地（北京南部）、鄂尔多斯盆地（中国中北部）、南黄海盆地（山东东部沿海）、准噶尔盆地（新疆西北部）。目前，多数用于 EOR 项目的 CO₂ 由卡车运输，但也有一些项目采用短距离管道运输，如中石油吉林油田 CCUS 项目。

中国具有形成 CCUS 集群潜力且已开展 EOR 项目的地质盆地

盆地	省份	CO ₂ 排放源	现有 EOR 项目
准噶尔和吐哈盆地	新疆（中国西北部）	电力、化工、水泥、钢铁和石油精炼	敦华石油甲醇厂 EOR 项目 新疆 CCUS 集群项目
鄂尔多斯盆地	山西、陕西、宁夏、甘肃（中国北部）	电力、化工、水泥、钢铁和石油精炼	中石油长庆甲醇厂 EOR 项目 延长石油煤化工 CO ₂ 捕集示范项目
南黄海盆地	山东（沿海）		中石化华东油田全流程 CCUS 示范项目
渤海盆地	北京、天津、河北、山东（中国北部）	电力、化工、水泥、钢铁和石油精炼	中石化胜利油田燃煤电厂 EOR 项目中 石化中原油田化肥厂 EOR 项目
松辽盆地	黑龙江、吉林（中国东北部）	电力、化工、水泥、钢铁和石油精炼	大庆油田天然气处理厂 EOR 项目

新型利用途径-将 CO₂ 转化为产品

利用或回收利用 CO₂ 的新技术正在出现，将增加 CO₂ 需求。虽然涉及化学和生物技术的新型 CO₂ 利用途径仍处于早期开发阶段，但已在早期发展机会中得以实现。CO₂ 基产品主要有三大类：燃料、化学品和建筑材料。

目前，多数 CO₂ 利用途径都无法与传统工艺竞争，其未来发展前景将在很大程度上取决于人们对其减缓潜力的认识而制定的支持政策。不过，部分 CO₂ 利用领域，如某些 CO₂ 基塑料和建筑材料，已具备竞争力并产生收益。

燃料

CO₂ 中的碳元素可用于将氢转化为与气态或液态化石燃料一样易于处理和使用的燃料，包括甲烷、甲醇、汽油和航空燃料。CO₂ 基燃料可以在难以直接使用电力或氢气的行业领域中发挥重要作用，例如航空领域。CO₂ 基合成燃料的生产是高度能源密集型的，其气候变化减缓效果与 CO₂ 来源和氢气碳强度密切相关。随时间推移，碳排放限制将更为严格，CO₂ 基燃料生产所用的 CO₂ 须越来越多地来自生物源或空气，确保 CO₂ 原料是碳中性的。

目前，技术上最成熟的 CO₂ 基燃料转化路线有两类：一是直接将 CO₂（加氢）转化为甲醇和甲烷；二是间接转化，即首先将 CO₂ 转化为 CO，然后配制 CO/H₂ 合成气，然后基于 CO/H₂ 合成气生产一系列其他燃料。

CO₂ 加氢制甲醇技术已在甘肃省兰州开展了规模为 1000 吨/年的示范。总部位于河北的新奥集团已建成 20 吨/年的生物柴油中试工厂，该工厂利用微藻从煤化工厂每

年吸收 110 吨 CO₂，并将微藻转化为生物质油，然后再转化为生物柴油（中华人民共和国科学技术部，2010）。据估计，到 2050 年，理论上中国将每年直接利用 6100~8700 万吨 CO₂ 用于合成气、液体燃料和甲醇生产（黄晶等，2022）。

中国首个利用可再生能源和 CO₂ 制备合成液体燃料的示范工厂

2020 年 1 月，中国科学院大连化学物理研究所在甘肃省兰州，委托建成了产能为 1000 吨/年的利用可再生能源生产液体燃料示范装置。该装置利用专用可再生能源（太阳能光伏）电力电解水生成氢气，然后与从煤制合成氨厂捕集的 1400 吨 CO₂ 反应制备甲醇。该技术能够在燃料生产中使用可再生能源电力，并通过在电力供给处于低位或下降时降低负荷和在供给处于高位或提升时消纳多余电力，为电网提供服务。

该项目采用了由中国科学院大连化学物理研究所开发的两项创新技术：1) 采用新型电催化剂，大规模、低成本的电解水制氢；2) 采用新型高效 ZnO-ZrO₂ 固溶体催化剂，低成本 CO₂ 加氢制甲醇。

本项目采用碱性电解技术生产氢气。虽然碱性电解槽在工业部门早已实现商业化应用，但工业规模较小（50~200 立方米/小时或 1.6~6 MW）且能耗高，约 4.7~5.0 kWh/立方米 H₂（低位热值效率为 60~65%）。该项目使用的电解槽容量为 1000 立方米/小时（30 MW），且使用新型催化剂将能耗降低到 4.0~4.2 kWh/立方米 H₂（低位热值效率为 72-76%）。这是目前世界上报道的转化效率最高的大型碱性电解槽。

该项目总投资约 1.4 亿元人民币（2200 万美元）。其中，约 5000 万元人民币（800 万美元）用于 10MW 的太阳能光伏设施，其他用于电解槽和 CO₂ 转化装置（刘万生等，2020）。

化学品

CO₂ 中的碳元素还可作为化石燃料碳元素替代品，用于生产塑料和中间化学品，如甲醇、烯烃和芳烃，它们是石化行业的主要组成部分。一些化学品需要碳元素形成结构并使其具备某些性能，而氢和能源需求将因生产方法和化学品而异。

与 CO₂ 基燃料一样，将 CO₂ 转化为甲醇和甲烷是技术上最成熟的 CO₂ 利用途径。CO₂ 基甲醇可加工成各种烯烃和芳烃。相比而言，其他转化途径仍处于开发的早期阶段，如 CO₂/甲烷混合气干重整制甲醇以及 CO₂ 的生物转化。近年来，中国在 CO₂ 转化技术和示范项目开发方面取得了较大的进步（见下面文本框）。

据估计，到 2050 年，中国制备燃料和化学品的 CO₂ 利用量将达到 0.96~1.38 亿吨/年，生物转化工艺 CO₂ 利用量增至 800~1200 万吨/年（黄晶等，2022）。氢

气和 CO₂ 的采购价格以及甲醇的销售价格对 CO₂ 生产甲醇的经济性具有决定性影响。仅在有利的定价假设下，利用从制氢厂捕集的 CO₂ 生产甲醇才可盈利。在全球范围内，氢衍生甲醇生产的利润可能从目前的 -230 美元/吨 CO₂（生产成本高于甲醇市场价值）到远期的 4 美元/吨 CO₂ 不等（IEA, 2019c）¹⁴。

CO₂ 制备化学品技术进展

近年来，中国在 CO₂ 制备化学品技术方面取得了积极进展和一些突破。

生物可降解塑料：中国科学院长春应用化学研究所的研究人员开发了一种 CO₂ 基生物可降解塑料薄膜，并为中国 330 公顷农田建造了温室。这一塑料历时二十年研发而实现工业化生产，年产 5 万吨，可用于制备塑料袋、快递包装等（科技日报，2018）。

CO₂ 基塑料和材料生产线：江苏中科金龙环保新材料有限公司设计并建成了一条生产能力为 5 万吨/年的 CO₂ 聚碳酸亚丙酯生产线，生产塑料及其他材料。该生产线核心技术来自中国科学院广州化学研究所等单位，主要生产产品是各类 CO₂ 基塑料、材料和涂料（江苏中科金龙环保新材料有限公司，2021）。

甲烷 CO₂ 自热重整制 H₂/CO 合成气装置：2017 年，山西潞安集团利用甲烷 CO₂ 自热重整技术成功满负荷制备合成气。该工厂日产 20 万立方米合成气，日转化利用 CO₂ 高达 60 吨（中国科学院，2017）。

建筑材料

CO₂ 还可以与矿物或废弃物（如钢渣）反应形成碳酸盐，用作高价值的建筑材料。与制备燃料和化学品相比，该转化途径的能源强度通常较低，并且可以将 CO₂ 永久封存在涉及材料中。

中国已经启动了一些 CO₂ 制备建筑材料的示范项目，包括 10 万吨级转化工业废弃物磷石膏为硫酸铵（化肥）的装置，5000 吨/年规模的转化钾长石为钾化合物（钾肥）和碳酸钙（建筑材料）的装置，以及 5 万吨/年转化钢渣为骨料（建筑材料）的装置（中华人民共和国科学技术部，2017）。

据估计，到 2050 年，中国制备建筑材料的 CO₂ 利用量将达到 0.85-1.15 亿吨/年（黄晶等，2022）。据中国现有示范项目，钢渣转化为骨料可产生约 30 美元/吨 CO₂ 的利润¹⁵。

¹⁴ 按甲醇价格 350 美元/吨，CO₂ 原料成本 30 美元/吨计算。

¹⁵ 假设每吨钢渣利用 0.25 吨 CO₂。

生物质制氢结合 CCUS 技术实现碳移除

在 IEA 承诺目标情景中，中国到 2060 年需要通过移除 CO₂ 抵消难减排行业的剩余排放。预计碳移除技术将从 2035 年开始投入使用，每年移除 6000 万吨 CO₂，到 2060 年将增长近 10 倍达到 5.7 亿吨/年。其中，80% 的移除量通过生物能碳捕集与封存（BECCS）技术实现，其余通过直接空气捕集技术实现。

目前，生物质能在中国是仅次于煤炭、石油和天然气的第四大能源，占 2020 年终端能源消费量的 4%（IEA, 2021a）。近年来，中国一直在快速开发其庞大的生物质能资源。根据 IEA 数据，中国 2020 年生物质发电新增装机 7GW，主要由垃圾发电项目组成，约占全球新增装机总量的 60%。中国国家可再生能源中心预测，到 2035 年，中国生物质发电的总装机容量可能会增至 55 GW。（中国国家发展和改革委员会能源研究所/可再生能源发展中心，2019）。

生物质制氢结合 CCUS（Bioenergy with CCUS, BECCS）可能是未来实现碳移除的重要途径。用于制氢的生物质原材料范围很广，包括秸秆和林业残余物、纸浆和纸张、生物精炼废物、城市固体废物和畜禽粪便。2020 年中国以废弃物和残余物（玉米秸秆、稻草、麦秸、林业废弃物和动物粪便）形式收集的生物质资源量为 10~18 EJ¹⁶（Kang et al., 2020; Nie et al., 2018）。

这相当于 2020 年中国一次能源消费总量的 7~12%。上述生物质资源完全用于制氢，理论上可每年产生氢气 4000~7500 万吨¹⁷，若再结合 CCUS 技术理论上可产生 4~16 亿吨 CO₂ 的负排放¹⁸。如果考虑其他原材料，如城市固体废物、纸浆和造纸废料以及生物精炼，中国生物质制氢潜力可能会更高。

中国在生物质利用技术研发和示范方面取得了长足的进步，特别是在生物质发电和生物质制乙醇领域。2019 年，黑龙江省集贤县与金通灵科技集团股份有限公司签署了一项生物质气化提氢的项目合同。该项目将每年利用 75 万吨的原材料（包括林业和农业废弃物和粪便），生产 2 亿立方米 H₂（双鸭山人民政府网，2019）

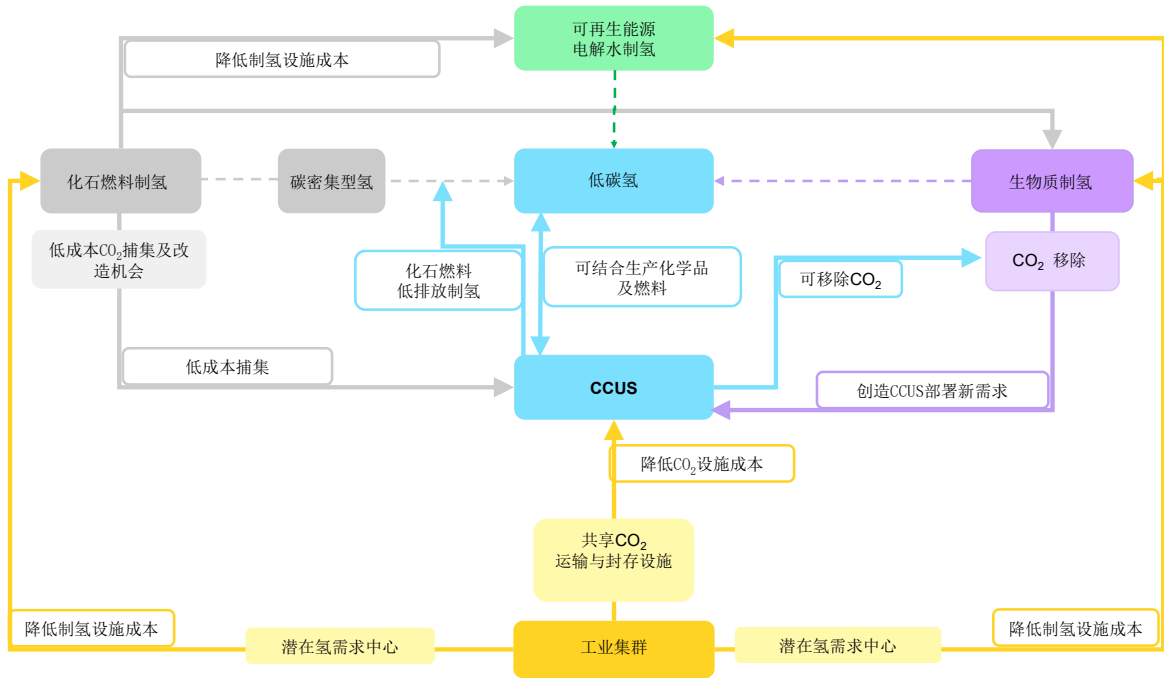
鉴于制氢工艺会产生高浓度 CO₂，此类项目可为 CCUS 技术提供良好的应用机会。迄今为止，中国在 CCUS 研发活动主要集中在常规电力和煤化工领域，虽然 BECCS 技术研发和示范一直落后，但考虑到其在 2060 年前实现碳中和的重要性，预计将在未来几年内获得重视和研发支持。

¹⁶ 废弃物和残留物的利用率既受到收集技术可行性的影响，也受到将残留物用于其他非能源目的（如保持土壤有机碳含量）的需要的影响。

¹⁷ 按生物质转化为氢气的平均效率（低位热值 50%）计算。

¹⁸ 下限按基于结合化学循环的玉米秸秆热解制氢生命周期评估结果设置（玉米秸秆中只有约 30% 的初始碳被捕集）（Heng et al. 2018）。上限基于 100 kgCO₂/GJ 的生物质排放因子和 90% 的整体碳效率设置。

中国 CCUS 与氢气行业的协同效应



IEA. CC BY 4.0.

政策建议

制氢和 CCUS 都属于跨领域技术，与许多能源系统的子部门具有相互作用关系。此外，两种技术还具有一些共同的创新需求，例如扩大示范规模和形成商业化规模下的工业过程集成。因此，对于中国政府来说，这是一个恰当的时机，实施相关政策鼓励制氢和 CCUS 技术协同的发展，支持低排放燃料和产品制备。促进制氢结合 CCUS 的关键政策支持方向包括：

- 现有制氢设施的 CCUS 技术改造：** 需要政策支持来发挥 CCUS 技术改造的潜力，因为 CCUS 技术改造的动力不足。CO₂ 捕集技术难以创收或成本折扣，亟需政策支持，例如直接资助初始项目、运营补贴或监管要求，以鼓励现有氢气设施进行 CCUS 技术改造。监管还可以确保新装置的设计与 CCUS 开发兼容，从而降低改造成本。
- CO₂ 管理基础设施：** CCUS 的大规模部署取决于 CO₂ 运输、储存和利用基础设施的及时推出。所有省份和地区的基础设施规划需要考虑排放源和潜在封存场地的位置。围绕产业集群进行早期规划可产生规模经济，并为共享运输和封存基础设施创造机会，因此初步规划可以侧重于发展这些枢纽。政府在协调和规划所有潜在利益相关者（排放者、土地所有者和封存开发商）之间以及跨省的投资方面发挥作用将非常重要。

根据覆盖了所有类型清洁能源投资的中国《关于建立绿色金融体系的指导意见》，公私合营模式可能适用于运营 CO₂ 管理基础设施。同时，运输服务运营商模式可

以很好的适用于 CO₂ 管道运输。此外，调整现有基础设施用途，用于氢气、氢衍生燃料和 CO₂ 运输，也有助于降低成本。最后，政府需要进一步勘探潜在的 CO₂ 封存资源，并将勘探结果提供给潜在的开发商和研究人员。

- **氢气基础设施：**发展氢气、氨和氢基合成燃料需更新现有的供应基础设施，并开发新的生产和分销设施，如专用加氢站和终端以及潜在出口装运船舶。2021 年 2 月中国发布的最新基础设施规划《国家综合立体交通网络规划纲要》，可能会扩展到低排放燃料的供应领域。此外，基础设施规划还需要注重统筹，以促进制氢行业与 CCUS 的协同。
- **低排放氢市场开发和融资：**可以促进建立和扩大低排放氢市场的政策工具多种多样。市场拉动措施，如标签、公共采购和销售税退税，有助于提高低排放氢的需求。若对石油精炼、钢铁和合成氨行业的低排放氢消费比例或近零排放产品比例实行强制性配额，可助力形成工业领域低排放氢的需求（配额随着时间的推移增加）。以新的在“城市群”竞赛政策中，可以纳入氢气碳强度上限并制定具有雄心的时间表，以及低排放氢的奖励分数。中国近期启动的国家碳排放权交易体系（ETS）也可能产生重要影响，但前提是 CO₂ 价格高且稳定，足以降低项目风险，以确保氢和 CCUS 项目所需的高资本投资。

政府还可以通过引入法规树立强有力的标杆，以优化生命周期排放。支持国际社会制定氢气制取、运输和分配碳排放核算的统一标准和方法，这是确保制氢满足净零目标要求的关键。政府还可以通过可持续债务和过渡金融市场，帮助企业筹集资金发展低排放技术。CCUS 技术已于 2020 年被纳入《绿色债券支持项目目录（2020 年版）》，这可能是 CCUS 项目融资的关键杠杆。早期融资项目在融资结构上的经验有助于优化融资机制，使后期项目受益。

- **创新：**推动 CCUS 和氢气技术的创新是推动其部署的重要杠杆。在中国，油气、化工、钢铁类国有企业拥有部署 CCUS 的专业知识和资源。政府可以通过不同激励措施协调不同利益相关者来支持这些企业。CCUS 还可以从中国科技型中小企业技术创新基金中获益。事实上，建立 CCUS 创新中心有助于设计和快速验证新技术和工艺，尤其是 CO₂ 捕集技术。示范项目可以帮助测试和验证各类技术，但不足以加快 CCUS 的创新步伐。

为了从创新走向商业化规模，政府需要通过协调各行业企业整合潜在市场，探索共同的挑战和推动投资的政策机制，以快速扩大规模。在氢气方面，需要鼓励氢气价值链所有阶段的创新，包括供应、分销和使用。领先的化工和钢铁行业国有企业可以在应对研发挑战方面发挥重要作用。现有氢气产业（如钢铁、合成氨和甲醇）的低排放氢商业化规模项目发展，将有助于在氢需求占较大份额的产业集群中扩大低排放氢生产，进而可以推动重型燃料电池卡车的氢技术和商业模式的发展，形成类似的中国快速部署轻型 FCEVs 的集群模式。中国还拥有领导国际项目的绝佳机会，以确保技术发展和经验教训造福所有国家。

参考文献

- ACCA21 (Administrative Centre for China's Agenda 21) (2019), Roadmap for Carbon Capture, Utilization and Storage Technology in China 2019, Science Press, <https://www.las.ac.cn/front/book/detail?id=321299b0229f36916ae9edbc02c8ca5c>
- 中国 21 世纪议程管理中心 (2019), 中国碳捕集利用与封存技术发展路线图 (2019 版), 科学出版社. <https://www.las.ac.cn/front/book/detail?id=321299b0229f36916ae9edbc02c8ca5c>
- CAEP (Chinese Academy of Environmental Planning) (2020), China Status of CO₂ Capture, Utilization and Storage (CCUS) 2019, 10.13140/RG.2.2.19465.88168.
- 中华人民共和国生态环境部环境规划院 (2020), China Status of CO₂ Capture, Utilization and Storage (CCUS) 2019, 10.13140/RG.2.2.19465.88168.
- CHA (China Hydrogen Alliance) (2020a), China Hydrogen Energy and Fuel Cell Industry Development Report, <https://item.jd.com/13451504.html>.
- 中国氢能联盟 (2020a). 中国氢能源与燃料电池产业发展报告, <https://item.jd.com/13451504.html>.
- CHA (2020b), China Hydrogen and Fuel Cell Industry Handbook. (in Chinese), <https://www.chinah2data.com/#/client/database/ReportBaseListhttp://h2cn.org.cn/en/publicati/295.html>.
- 中国氢能联盟 (2020b), 中国氢能及燃料电池产业手册 2020. <https://www.chinah2data.com/#/client/database/ReportBaseListhttp://h2cn.org.cn/en/publicati/295.html>.
- CHA (2020c), Standard and Evaluation of Low-Carbon Hydrogen, Clean Hydrogen and Renewable Hydrogen, <http://www.ttbz.org.cn/Pdfs/Index/?ftype=st&pms=42014>.
- 中国氢能联盟 (2020b). 低碳氢、清洁氢及可再生氢标准及评价. <http://www.ttbz.org.cn/Pdfs/Index/?ftype=st&pms=42014>.
- China Energy News (2017), Nearly 110 TWh of electricity was abandoned in 2016, <https://news.bjx.com.cn/html/20170329/817264.shtml>.
- 中国能源报. (2017). 2016 年风光水“三弃”近 1100 亿度. <https://news.bjx.com.cn/html/20170329/817264.shtml>.
- China, MOF (Ministry of Finance) et al. (2020), Notice on the Development of Fuel Cell Vehicle Demonstration Applications, http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2020-09/21/content_5545221.htm.
- 中华人民共和国财政部 (2020), 关于开展燃料电池汽车示范应用的通知. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2020-09/21/content_5545221.htm.
- China, MOST (Ministry of Science and Technology) (2017), The national science and technology support plan project of “carbon dioxide mineralization and utilization technology research and development and engineering demonstration” of the 12th Five-Year Plan passed the acceptance, http://www.most.gov.cn/kjbgz/201707/t20170714_134077.htm.
- 中华人民共和国科学技术部 (2017), “十二五”国家科技支撑计划“二氧化碳矿化利用技术研发与工程示范”项目通过验收. http://www.most.gov.cn/kjbgz/201707/t20170714_134077.htm.

- China, MOST (2010), China's clean energy in progress, <http://losangeles.china-consulate.gov.cn/eng/hzjl/tech/corporation/201006/P020210814221452616283.pdf>.
- 中华人民共和国科学技术部 (2010), China's clean energy in progress, <http://losangeles.china-consulate.gov.cn/eng/hzjl/tech/corporation/201006/P020210814221452616283.pdf>.
- China, NDRC (National Development and Reform Commission) (2022), Medium and long-term plan for the development of hydrogen energy industry (2021-2035), http://zfxgk.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525630.htm (in Chinese).
- 中华人民共和国国家发展和改革委员会 (2022), 氢能产业发展中长期规划 (2021-2035 年). http://zfxgk.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525630.htm.
- Chinese Academy of Sciences (2017), 10 000 cubic meter unit of methane and carbon dioxide autothermal reforming to syngas realized stable operation, http://www.cas.cn/zkyzs/2017/08/114/kyjz/201708/t20170814_4611126.shtml.
- 中国科学院 (2017), 甲烷二氧化碳自热重整制合成气万方级装置实现稳定运行. http://www.cas.cn/zkyzs/2017/08/114/kyjz/201708/t20170814_4611126.shtml.
- Energy Foundation China (2020), China's New Growth Pathway: From the 14th Five Year Plan to Carbon Neutrality, Energy Foundation China, <https://www.efchina.org/Reports-en/report-iceg-20201210-en>.
- 中国能源基金会 (2020), 中国现代化的新征程: “十四五”到碳中和的新增长故事. https://www.efchina.org/14FYP-zh/Reports-zh/report-iceg-20201210-zh?set_language=zh.
- Energy Iceberg (2020), Ten Chinese Green Hydrogen Companies Poised to Lead. <https://energyiceberg.com/ten-chinese-green-hydrogen-companies/>.
- ERI/CNREC (Energy Research Institute/China National Renewable Energy Centre) (2019), China Renewable Energy Outlook 2019, <https://www.thinkchina.ku.dk/documents/CREO-2019-EN-Final-0316.pdf>.
- 中华人民共和国国家发展和改革委员会能源研究所/可再生能源发展中心 (2019), China Renewable Energy Outlook 2019, <https://www.thinkchina.ku.dk/documents/CREO-2019-EN-Final-0316.pdf>.
- Fan, J.-L. et al. (2022), A levelized cost of hydrogen (LCOH) comparison of coal-to-hydrogen with CCS and water electrolysis powered by renewable energy in China, Energy, Vol. 242, 123003.
- GCCSI (Global CCS Institute) (2021), CCS Facilities Database, <https://co2re.co/> (accessed 18 October 2021).
- Heng, L., R. Xiao and H. Zhang (2018), Life cycle assessment of hydrogen production via iron-based chemical-looping process using non-aqueous phase bio-oil as fuel, International Journal of Greenhouse Gas Control, Vol. 76, pp. 78-84.
- Huang, J. et al. (2022), National Assessment Report on Development of Carbon Capture Utilization and Storage Technology in China, Science Press.
- 黄晶, 陈其针, 仲平, 张贤 (2022). 中国碳捕集利用与封存技术评估报告, 科学出版社.
- IEA (2021a), An Energy Sector Roadmap to Carbon Neutrality in China, <https://www.iea.org/reports/an-energy-sector-roadmap-to-carbon-neutrality-in-china>.
- IEA (2021b), Global Hydrogen Review 2021, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>.
- IEA (2021c), Key World Energy Statistics 2021, <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021>.

- IEA (2021d), Methane Tracker 2021, <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2021>.
- IEA (2020a), Energy Technology Perspectives 2020, <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>.
- IEA (2020b), Iron and Steel Technology Roadmap, <https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap>.
- IEA (2020c), CCUS in Clean Energy Transitions, <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>.
- IEA (2019a), The Future of Hydrogen, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
- IEA (2019b), World Energy Outlook 2019, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.
- IEA (2019c), Putting CO₂ to Use, <https://www.iea.org/reports/putting-co2-to-use>.
- IEA (2015), Storing CO₂ through Enhanced Recovery, <https://www.iea.org/reports/storing-co2-through-enhanced-oil-recovery>.
- Jiangsu Zhongke Jinlong Environmental Protection New Material Co. Ltd (2021), Company profile, http://www.zhongkejinlong.com.cn/bk_23012596.html.
- 江苏中科金龙环保新材料有限公司 (2021). 公司简介. http://www.zhongkejinlong.com.cn/bk_23012596.html.
- Kang, Y. et al. (2020), Bioenergy in China: Evaluation of domestic biomass resources and the associated greenhouse gas mitigation potentials, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 127.
- Li, J. et al. (2021), Study on cost and carbon footprint of hydrogen production from coal in China, Energy of China, Vol. 43, pp. 51-54, <https://www.cnki.com.cn/Article/CJFDTotal-ZGLN202101013.htm> (in Chinese).
- 李家全, 刘兰翠, 李小裕, 杨波, 颜瑞. (2021). 中国煤炭制氢成本及碳足迹研究. 中国能源, 43: 51-54. <https://www.cnki.com.cn/Article/CJFDTotal-ZGLN202101013.htm>.
- Liu, W., J. Wang and T. Liu (2020), The world's first large-scale solar fuel synthesis demonstration project was successfully commissioned, China Science News, <http://news.sciencenet.cn/htmlnews/2020/1/434933.shtm>
- 刘万生 王集杰 刘铁峰 (2020), 全球首套规模化太阳燃料合成示范项目试车成功. 中国能源报. <http://news.sciencenet.cn/htmlnews/2020/1/434933.shtm>.
- National Bureau of Statistics (2019), <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2019/indexeh.htm> (accessed October 2020).
- 国家统计局 (2019), <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2019/indexeh.htm>.
- NEA (National Energy Administration) (2022), Grid-connected operation of renewable energy in 2021, http://www.gov.cn/xinwen/2022-01/29/content_5671076.htm.
- 国家能源局 (2022). 2021 年可再生能源并网运行情况. http://www.gov.cn/xinwen/2022-01/29/content_5671076.htm.
- NEA (2021), Transcript of the online press conference of the National Energy Administration in the first quarter of 2021, http://www.nea.gov.cn/2021-01/30/c_139708580.htm.
- 国家能源局, 2021. 国家能源局 2021 年一季度网上新闻发布会文字实录. http://www.nea.gov.cn/2021-01/30/c_139708580.htm.

- NEA (2020), Grid-connected operation of renewable energy in 2019, http://www.nea.gov.cn/2020-03/06/c_138850234.htm (in Chinese).
- 国家能源局 (2020), 2019 年可再生能源并网运行情况. http://www.nea.gov.cn/2020-03/06/c_138850234.htm.
- NEA (2019), Grid-connected operation of renewable energy in 2018, http://www.gov.cn/xinwen/2019-01/28/content_5361939.htm#1 (in Chinese).
- 国家能源局 (2019), 2018 年可再生能源并网运行情况. http://www.gov.cn/xinwen/2019-01/28/content_5361939.htm#1.
- NEA (2018a), Grid-connected operation of wind power in 2017, http://www.gov.cn/xinwen/2018-02/02/content_5263096.htm (in Chinese).
- 国家能源局 (2018a), 2017 年风电并网运行情况. http://www.gov.cn/xinwen/2018-02/02/content_5263096.htm.
- NEA (2018b), In 2018, we will continue to reduce the abandonment of wind power, photovoltaic and hydropower, http://www.gov.cn/xinwen/2018-01/25/content_5260301.htm (in Chinese).
- 国家能源局 (2018b), 2018 年将继续减少弃水弃风弃光电量. http://www.gov.cn/xinwen/2018-01/25/content_5260301.htm.
- NEA (2017), Grid-connected operation of wind power in 2016, http://www.gov.cn/xinwen/2017-01/28/content_5164027.htm (in Chinese).
- 国家能源局 (2017), 2016 年风电并网运行情况. http://www.gov.cn/xinwen/2017-01/28/content_5164027.htm.
- Nie, Y. et al. (2018), Spatial distribution of usable biomass feedstock and technical bioenergy potential in China, *GCB Bioenergy*, Vol. 12, pp. 54-70.
- Science and Technology Daily (2018), Mass production of new carbon dioxide-based biodegradable plastics, http://digitalpaper.stdaily.com/http_www.kjrb.com/kjrb/html/2018-10/25/content_406436.htm?div=-1.
- 科技日报 (2018), 二氧化碳合成的新型生物降解塑料实现量产. http://digitalpaper.stdaily.com/http_www.kjrb.com/kjrb/html/2018-10/25/content_406436.htm?div=-1.
- Shuangyashan People's Government Network (2019), Jixian County has attracted 1.32 billion yuan to build the largest hydrogen base in Northeast China, <https://shuangyashan.dbw.cn/system/2019/08/07/058242732.shtml>.
- 双鸭山人民政府网 (2019), 集贤县招商引资 13.2 亿大项目打造东北三省最大氢能源基地. <https://shuangyashan.dbw.cn/system/2019/08/07/058242732.shtml>.
- Tu, K.J. (2020), Prospects of a Hydrogen Economy with Chinese Characteristics, *Études de l'Ifri*, October 2020, https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/tu_china_hydrogen_economy_2020_1.pdf.
- Wang, Y. et al. (2021), Cost analysis of different hydrogen production methods in China, *Energy of China*, Vol. 43, No. 05, pp. 29-37, <https://www.cnki.com.cn/Article/CJFDTotals-ZGLN202105008.htm> (in Chinese).
- 王彦哲, 周胜, 周湘文, 欧训民, 2021. 中国不同制氢方式的成本分析. *中国能源*, 43 (05):29-37. <https://www.cnki.com.cn/Article/CJFDTotals-ZGLN202105008.htm>.

- Wei, N. et al. (2021), Decarbonizing the coal-fired power sector in China via carbon capture, geological utilization, and storage technology, *Environmental Science & Technology*, Vol. 55, pp. 13164-13173, doi:10.1021/acs.est.1c01144 (2021).
- Wei, N. et al. (2016), Budget-type techno-economic model for onshore CO₂ pipeline transportation in China, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 51, pp. 176–192, <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.05.010>.
- Wei, N. et al. (2015), Economic evaluation on CO₂-EOR of onshore oil fields in China, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 37, pp. 170–181, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583615000304>.
- Yue, M. and C.N. Wang (2020), Hydrogen: China's progress and opportunities for a Green Belt and Road Initiative, Green Belt and Road Initiative Center, <https://green-bri.org/hydrogen-chinas-progress-and-opportunities-for-a-green-belt-and-road-initiative>.
- Zhang, X. et al. (2021a), Development of carbon capture, utilization and storage technology in China, *Strategic Study of CAE*, Vol. 23, No. 6, pp. 70-80, <https://www.engineering.org.cn/en/10.15302/J-SSCAE-2021.06.004>.
- 张贤, 李阳, 马乔, 刘玲娜, (2021a), 中国碳捕集利用与封存技术发展研究. *中国工程科学*, 23 (6) : 70-80. <https://www.engineering.org.cn/en/10.15302/J-SSCAE-2021.06.004>.
- Zhang, X. et al. (2021b), Carbon footprint assessment of China's coal-to-hydrogen coupled CCUS technology based on full-process analysis, *China Population, Resources and Environment*, Vol. 31, No. 12, pp. 1-11 (in Chinese).
- 张贤, 许毛, 徐冬, 仲平, 彭雪婷, 樊静丽, (2021b), 中国煤制氢 CCUS 技术改造的碳足迹评估. *中国人口·资源与环境*, 2021, 31 (12) : 1-11.

附录

附录 A：中国氢能项目

2018–2020 年中国部分氢能研发项目

年份	项目描述
2018	太阳能光催化、光电催化和水热分解制氢基础研究
	基于储氢材料的高密度储氢基础研究
	高效固体氧化物燃料电池的退化机理及使用寿命延长策略研究
	基于低成本材料系统的新型燃料电池研究
	采用固体聚合物电解质电解水的兆瓦级制氢技术
	质子交换膜燃料电池长寿命电堆的工程制备技术
	固体氧化物燃料电池电堆的工程开发
	燃料电池电堆及辅助系统部件测试技术
	大规模风能/太阳能互补制氢关键技术研究示范
	车用燃料电池膜电极批量制备技术
2019	车用燃料电池空压机的研发
	车用燃料电池氢气再循环泵的研发
	70MPa 车载高压储氢瓶技术
	车载液氢储供技术
	燃料电池汽车氢气净化技术
	加氢站高安全固体氢储供技术
	70 MPa 加氢站加压充氢关键设备

年份	项目描述
	加氢关键部件安全性能测试技术
	车用耐高温低湿质子膜及成膜聚合物批量制备技术
	碱性离子交换膜的制备技术及应用
	扩散层碳纸的批量制备技术及应用
	车用燃料电池催化剂的批量制备技术
2020	质子交换膜燃料电池板专用基板的开发
	车用燃料电池电堆和空压机材料及部件的耐久性测试技术及规范
	公路运输用高压大容量管束容器储氢技术
	液氢制取、储存、运输和加注关键设备及安全性研究
	乙醇重整冷热电联产制氢燃料电池系统集成技术

来源: 中国氢能联盟 (2020b), 中国氢能源及燃料电池产业白皮书.

附录 B：中国煤化工 CCUS 案例研究

中国的氢气生产以煤炭制氢技术为主，煤制氢生产装置的资产相对年轻，因此探索利用 CCUS 改造这些装置的机会是重要的。案例研究由武汉岩土力学研究所的魏宁教授编写，分析了在 CCUS 示范重点地区-宁东地区，煤制氢装置 CCUS 的成本分布。

中国的 CCUS 集群

中国已经确定了五个煤制氢生产枢纽，其储存地点具有相似的地质特征。案例研究选取宁夏东部的宁东能源基地。作为 CCUS 早期示范和集群发展的优选区域之一，宁东能源基地的特点优势为：1) 工业集群的 CO₂ 排放源集中、排放量较大；2) 毗邻鄂尔多斯盆地西部，具有大量较适宜的 CO₂ 地质利用与封存场地；3) 从附近的浅矿场运输相对廉价的煤炭。

ITEAM-CCUS 框架

案例研究采用 CO₂ 捕集、地质利用与封存综合技术经济评价模型 (ITEAM-CCUS)。该方法结合了基于地理信息系统 (GIS) 的空间分析与技术经济模型，评估广泛的煤基工业的经济可行性。

源汇匹配是对合适的 CO₂ 封存场地和 CO₂ 排放源进行匹配，以确定最佳的 CCUS 项目。

技术经济评估涵盖了全链 CCUS，包括 CO₂ 捕集、压缩、管道运输、强化深部咸水开采 (Enhanced Water Recovery, EWR)、EOR 与地质封存。每个链条的成本包括投资成本、运维成本、及可能的收入。与 CO₂ 利用相关的收入包括出售由 EOR 生产的额外的原油，或 EWR 生产的深部咸水 (淡化后才可出售)。

煤制氢的背景

中国煤制氢的主要制氢工艺是煤气化。煤制氢厂的大部分 CO₂ 排放 (66-78%) 发生在酸性气体脱除单元。大部分 CO₂ 的纯度较高 (>99%)，可直接送至压缩，少量纯度较低 (80%)，需低温蒸馏使纯度达到 95%。煤制氢厂剩余的 CO₂ (22~34%) 排放到合成气燃烧阶段，浓度较低 (12~15%)，需要通过燃烧后捕集技术进行捕集并压缩。

假设燃烧后捕集的效率为 90%，则可达到 90% 的净工艺捕集效率。在未进行 CO₂ 捕集的情况下，制氢阶段 CO₂ 排放量为 17~19kg CO₂/kg H₂。通过 CO₂ 捕集可使

排放降低到 1.7~1.9 kg CO₂/kg H₂。煤制氢总成本为 1.2~2.1 美元/kg H₂（7.7~13.5 元/kg H₂）。

技术假设

ITEAM-CCUS 框架下案例研究，为辅助合成气锅炉上采用燃烧前 CO₂ 捕集和基于胺的燃烧后捕集的煤气化厂，以及 CO₂ 压缩、运输和封存或用于 EOR/EWR 模块。煤制氢厂的产能为 18 万吨/年，产量为 10 万吨/年（即总产能利用系数为 55%）。

根据燃料组成和工艺效率，煤制氢的直接 CO₂ 排放强度为 17.8 kgCO₂/kgH₂，每年产生 175 万吨 CO₂ 排放。煤制氢 CO₂ 排放设定为：66%的 CO₂（即 115 万吨/年）在 H₂-CO₂ 分离阶段以高纯度排放，其余的（60 万吨/年）在合成气锅炉尾气中以低纯度排放。总体捕集率为 90%。

辅助锅炉产生的 CO₂ 通过胺基燃烧后捕集系统捕集，以达到 95%的纯度，并与合成气甲醇酸气去除装置（低温甲醇洗工艺）产生的高纯度 CO₂（高于 99%）混合。

5 级压缩机将气态 CO₂ 压缩至超临界状态，压力由 0.15MPa 增加至 7.38MPa，然后使用 1 级增压泵将 CO₂ 的压力增至指定的管道入口压力，一般增加至 12MPa。

超临界 CO₂ 被管道运输到 50km 半径范围内的咸水层封存场地或油田。利用 GIS 空间分析方法确定了鄂尔多斯盆地的延长组、和尚沟组、刘家沟组和石千峰组为适宜封存储层。本案例选取了延长组和刘家沟组进行 CO₂ 注入和封存。

案例研究中的 CO₂ 包括制氢阶段排放的 CO₂、与捕集压缩所需的额外动力/热量有关的直接和间接 CO₂ 排放、及上游煤炭开采与运输阶段的能源和材料消耗所产生的间接 CO₂ 排放。总的间接排放量估计在 1~3 kg CO₂/kg H₂ 之间。而工厂建设、设备制造和运输的排放超出了本研究的范围。

关键模型假设

煤制氢排放的 CO ₂	排放比例	捕集	压缩	运输
从富含 H ₂ -CO ₂ 的合成气中分离出纯（99%）CO ₂	66%	甲醇洗涤脱除酸气（捕集率 90%）	通过 5 级压缩和 1 级增压至超临界 CO ₂ ，压力为 12 MPa	50 km 管道运输（途中无增压），入口压力为 12 MPa
合成气燃烧产生的废气	34%	胺基捕集（捕集率 90%）		

情景方案

本研究探索了两种 CO₂ 地质利用与封存的情景：1) 100%的 CO₂ 用于 CO₂-EWR 和封存；2) 40%的 CO₂ 出售给油田用于 EOR，60%用于 EWR 和封存。

技术经济假设

煤制氢排放的 CO ₂	情景①	情景②
捕集规模	1.75 Mt CO ₂ /年	1.75 MtCO ₂ /年
CO ₂ 最终用途	100%EWR	60% EWR, 40% EOR
捕集率	90%	90%
容量因子	80%	80%
项目周期	25 年	25 年
运输距离	50 km	50 km
折现率	10%	10%
电价	0.35 元/kWh	0.35 元/kWh ¹⁹
水价	5.5 元/t	5.5 元/t
煤价	336 元/t	336 元/t ²⁰

成本分布

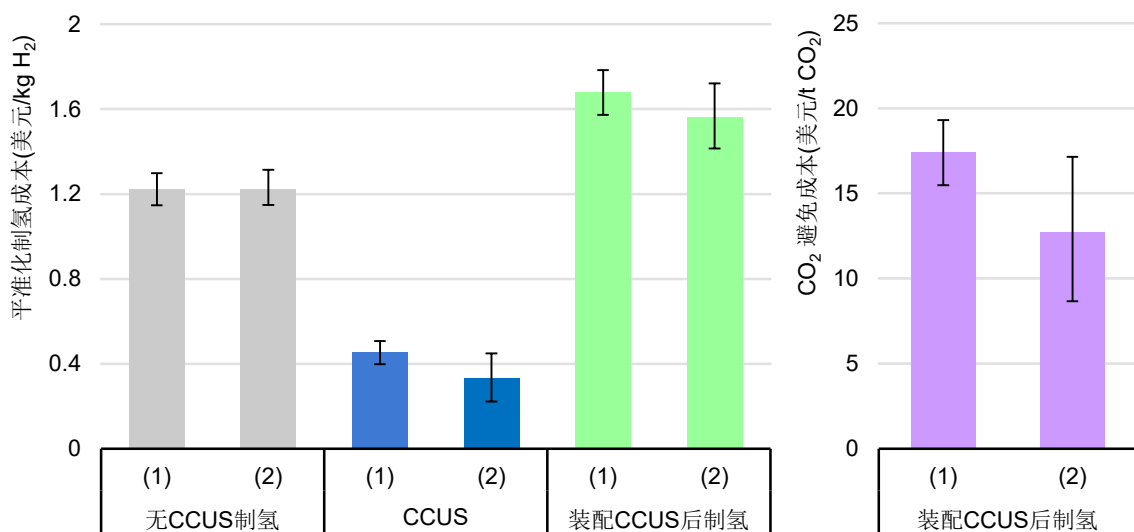
影响煤制氢 CCUS 的成本的参数包括石油价格、容量因子、贴现率、征地成本等。这些参数是可变的，因此参数取值以平均值的 5%标准差分布。对所有变量组合进行随机分析，得到平准化制氢成本、CCUS 平准化成本、装配 CCUS 后煤制氢平准化成本、及 CO₂ 避免成本的概率分布曲线。

煤制氢平准化成本范围是 1.1~ 1.3 美元/kg H₂ (7.4~8.4 元/kg H₂)，平均值为 1.2 美元/kg H₂ (7.9 元/kg H₂)。情景 1 中，装配 CCUS 后的煤制氢的平准化成本范围是 1.6~1.8 美元/kg H₂ (10.1~11.5 元/kg H₂)，平均值为 1.7 美元/kg H₂ (10.8 元/kg H₂)。CCUS 的平准化成本范围是 0.4~0.5 美元/kg H₂ (2.6~3.3 元/kg H₂)，CO₂ 避免成本范围是 15.5~ 19.3 美元/吨 CO₂ (100~125 元/吨 CO₂)。

在情景 2，40%捕集的 CO₂ 用于 EOR 项目来提高煤制氢 CCUS 的经济性。装配 CCUS 后的煤制氢的平准化成本降低为 1.4~1.7 美元/kg H₂ (9.1~11.1 元/kg H₂)，平均值为 1.6 美元/kg H₂ (10.1 元/kg H₂)。CCUS 平准化成本是 0.2~0.4 美元/kg H₂，CO₂ 避免成本是 8.7~17.1 美元/吨 CO₂ (56~111 元/吨 CO₂)。

¹⁹ 电价来自于魏宁等人 (2021)。

²⁰ 国家能源集团的原煤价格约为不同省份原煤价格的三分之二。

不同情景的煤制氢平准化成本和 CO₂ 避免成本

IEA. CC BY 4.0.

注: 情景 1 = 100% EWR; 情景 2 = 60% EWR 和 40% EOR.

碳减排分析

宁东地区的煤碳深度浅、运距短，采运成本较低，采运阶段的 CO₂ 排放因子预计为 1.0 ~ 3.0kg CO₂/kg H₂，制氢阶段的 CO₂ 排放因子假设为 17.8 kg CO₂/kg H₂，CO₂ 净捕集率设为 90%，则装配 CCUS 后在制氢阶段的 CO₂ 排放为 1.8 kg CO₂/kg H₂，氢气全生命周期（包括采运和生产阶段）的 CO₂ 排放约为 3.0 ~ 5.0kg CO₂/kg H₂。

结论

案例研究提出了结合 CCUS 的煤制氢平准化成本分布，为了便于比较还调查了煤制氢未安装 CCUS 设施的成本范围。研究探索了两种 CO₂ 利用封存方案：第一种方案是封存的全部（100%）CO₂ 用于 EWR，第二种方案中 40% 的 CO₂ 用于 EOR，60% 的 CO₂ 用于 EWR。

结果表明，采用 CCUS 后的煤制氢的平准化成本提高了 37~38%。如果将一部分 CO₂ 用于 EOR，成本增加幅度可以限制在 23~31%。

尽管 CCUS 在减少煤制氢直接排放方面具有巨大潜力，但间接排放量仍然很高。煤制氢装配 CCUS 后的直接排放量为 1.8 kg CO₂/kg H₂，此时煤炭开采和运输的间接排放量（1~3 kg CO₂/kg H₂）占比最大。

装配 CCUS 的煤制氢成本仍低于天然气制氢和电解水制氢技术。装配 CCUS 后的煤制氢成本为 1.7 美元/kg H₂（CO₂-EWR 情景下的平均值），而天然气制氢的成本通常为 2.0~3.8 美元/kg H₂，电解水制氢的成本在 3.1~9.7 美元/kg H₂之间。

宁东能源基地临近的鄂尔多斯盆地，具有较为适宜的场地条件开展咸水层 CO₂-EWR 和油田 CO₂-EOR，以及煤化工生产企业，为源汇匹配提供了巨大机遇。因此，建议在此地区发展 CCUS 集群，CCUS 和氢能基础设施共享，可以大幅降低 CO₂ 的运输和封存成本。

缩写对照表

ACTL	Alberta Carbon Trunk Line 艾伯塔省碳干线
APS	Announced Pledges Scenario 承诺目标情景
ATR	Autothermal reforming 自热重整
BECCS	Bioenergy with carbon capture and storage 生物能碳捕集与封存
BF-BOF	Blast furnace-basic oxygen furnace 高炉-碱性氧气炉
CCUS	Carbon capture, utilisation and storage 碳捕集利用与封存
CNPC	China National Petroleum Corporation 中国石油天然气集团公司
CNR	Catalytic naphtha reforming 催化石脑油重整
DRI	Direct reduction of iron 直接还原铁技术
DRI-EAF	Direct reduction of iron-electric arc furnace 直接还原铁-电弧炉直接还原
EOR	Enhanced oil recovery 提高石油采收率
ETS	Emissions trading scheme 国家碳排放权交易体系
EWR	Enhanced water recovery 强化深部咸水开采
FCEV	Fuel cell electric vehicles 燃料电池电动汽车
GHG	Greenhouse gas 温室气体
LCOH	Levelised cost of hydrogen 平准化制氢成本
LHV	Lower Heating Value 低位热值
PEM	Proton exchange membrane 质子交换膜
PEMFC	Proton exchange membrane fuel cell 质子交换膜燃料电池
SMR	Steam methane reforming 蒸汽甲烷重整
SOEC	Solid oxide electrolysis cell 固体氧化物电解池
TRL	Technology readiness level 技术成熟度

术语表

EJ	exajoule 艾焦 (耳)
Gt	gigatonne 千兆吨
GtCO ₂	gigatonne of carbon dioxide 千兆吨二氧化碳
GtCO ₂ /yr	gigatonnes of carbon dioxide per year 千兆吨二氧化碳每年
GW _e	gigawatt electric 千兆瓦电力
kg H ₂	kilogram of hydrogen 千克氢气
kg CO ₂ -eq	kilogram of carbon dioxide equivalent 千克二氧化碳当量
km	kilometer 千米
kWh	kilowatt hour 千瓦时
kWh _e	kilowatt hour electric 千瓦时电
Mb/d	million barrels per day 百万桶/日
Mt	Million tonnes 百万吨

MW	megawatt 兆瓦
MW _e	megawatt electric 兆瓦电力
tCO ₂	tonne of carbon dioxide 吨二氧化碳
TWh	terawatt-hour 埃瓦时

IEA and ACCA21 (2022). All rights reserved.

No reproduction, translation or other use of this publication, or any portion thereof, may be made without prior written permission. Applications should be sent to: rights@iea.org.

This publication is the result of a collaborative effort among the International Energy Agency (IEA) and The Administrative Center for China's Agenda 21 (ACCA21).

This publication reflects the views of the IEA Secretariat and ACCA21 but does not necessarily reflect those of their respective individual member countries or their funders. The publication does not constitute professional advice on any specific issue or situation. ACCA21 and the IEA make no representation or warranty, express or implied, in respect of the publication's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the publication. For further information, please contact: ccusinfo@iea.org

The IEA and ACCA21 are the authors of the original English version of this publication; however the IEA takes no responsibility for the accuracy or completeness of this Chinese version translation of the publication, for which ACCA21 is solely responsible.

国际能源署与中国21世纪议程管理中心是本报告英文原版的共同作者。国际能源署对本报告中文翻译版的准确度或完整性不承担任何责任，该版本由中国21世纪议程管理中心全权负责。

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Typeset in France by IEA - November 2022

Cover design: IEA

Photo credits: © Shutterstock

