



云道资本
SIX SIGMA CAPITAL



云点道林
SIX SIGMA RESEARCH

云道资本2024绿色化工系列深度研究报告

完整系列深度研报请关注「云道资本」公众号

2024中国绿氨产业研究报告

2024 China Green Ammonia Industry Research Report

©2024.10 SixSigma Research

支持
单位



合肥综合性国家科学中心能源研究院
Institute of Energy, Hefei Comprehensive National Science Center.

「云点道林 Sixsigma Research」为精品投资银行「云道资本」下属研究机构
以专业的数据信息、敏锐的市场洞察和创造灼见的研究咨询服务赋能中国创业企业、产业

绿色化工必由之路，中国能源转型新阶段的最为关键的一环，2024年正值万亿级新兴市场爆发窗口前夕

报告目录

一、绿氨政策解读分析（P4 - P11）

二、氨的简介与产业概况（P12 - P20）

三、绿氨的定义与认证趋势（P21 - P24）

四、绿氨的合成工艺（P25 - P33）

五、绿氨的应用场景及前景（P34 - P50）

六、绿氨的制备成本与经济性分析（P51 - P61）

七、绿氨的产业进展与玩家代表（P62 - P69）

附录-绿氨与绿色甲醇的对比分析（P70 - P73）

结论&建议

云道资本分析认为，2024年是中国能源转型迈向下一全新阶段的开始，该阶段是以可再生能源系统与传统电力系统的适应耦合发展为主基调，而绿氨产业在此能源转型的新阶段扮演了极为关键的一环，有望在 2-3 年实现爆发性快速增长。云道资本结合产业发展趋势与中早期股权投资角度，认为绿氨产业在合成环节新工艺、绿氨应用-掺烧工艺最值得关注；就成长期投资而言，结合政策分析与产业发展的逐步落地，已拥有三北地区近火电厂的可再生能源项目（清洁电力、绿氢）或者已拥有一定绿氨产能的能源型大型企业有望在 3-5 年内实现规模量产，迎来明显利好。

绿色化工必由之路，中国能源转型新阶段的最为关键的一环，2024年正值万亿级新兴市场爆发窗口前夕



绿氨的政策面确定性强、绿氨应用场景与其之于能源转型的关键作用已十分明晰，绿氨成为中国能源转型新阶段中链接新旧能源系统的关键媒介：

2024年中国能源转型进入了新阶段，不再过于强调可再生能源的主体地位，结束了可再生能源系统与传统电力系统互斥的发展格局，确立了以可再生能源系统与传统电力系统的适应耦合为发展主基调。在火电领域，绿氨作为绿色燃料被强制以一定比例进入煤电掺烧，使得两套能源系统耦合互补促进：可再生能源电力变成了煤电上游前驱体，绿电—绿氢—绿氨—煤电掺氨发电链路即解决了可再生能源电力的储运消纳问题，也解决煤电资产的持续利用问题。此外，由于煤电资产的存量巨大，实现部分掺烧绿氨后，也进一步拉动了绿氨与可再生能源电力端的新发展。



灰氨、绿氨面向不同应用场景的差异催生了制氨新工艺的革新与应用。云道资本坚定看好柔性合成工艺、绿氨掺烧新工艺的发展机会：

绿氨产业链条分为上游原料（清洁电力与绿氢）、中游合成制备、下游利用三个主要环节。在核心的中游合成环节中，传统的高温高压工艺不适应波动性强、储存难的可再生能源场景，绿氨制备更需要波动性强的工况，云道资本坚定看好下一代小型化的柔性合成绿氨的技术路径，该路径可以带来明显的降本速度，在此基础上，云道预测2025年左右应用了新一代柔性合成工艺的最低成本与灰氨持平，甚至低于灰氨实现平价。下游利用环节，绿氨进入煤电场景意义重大，云道资本看好新一代绿氨掺烧工艺与技术改造端的市场机会。



绿氨产业起量的核心在于绿氨快速平价、绿氨产能的扩张速度等核心点，新的制备工艺是支撑绿氨快速实现规模化应用的关键

综合来看，绿氨对直接资金补贴等不可持续的政策性行为依赖程度较低，有望率先实现良性自驱发展。在政策的引导推动下，火电场景可拉动亿吨级体量的绿氨供给需求，而氨作为氢能最大消纳场景与最先能够实现平价的氢基能源，也会对绿氨发展产生重要积极作用。2024年-2027年正是首轮绿氨进入煤电场景掺烧的应用窗口期，从政策层面来看，绿氨进入火电场景掺烧的确定性极强。而绿氨能否快速的规模化的应用在于三大核心点：绿氨产能的供应的充足稳定、绿氨的平价、绿氨掺烧技术的稳定成熟。而解决目前绿氨产业链掣肘的关键在于新的绿氨制备工艺：符合风光耦合特点的柔性化工艺带来更好的工况适应性与快速降本，小型化装置将传统合成氨装置投产周期从3-5年降低至十个月内可以在短期迅速支撑起产能扩张，掺烧工艺则更好解决下游火电厂绿氨掺烧的应用问题。



Part II

绿氨政策分析解读

全球范围来看，各国家及地区关于绿氨的鼓励性政策持续出台，绿氨的发展与规模化应用成为全球主要国家的共识；中日韩则成为了全球绿氨政策确定性最强的地区，中国、澳洲及中东有望凭借成熟的合成氨产业基础以及丰富的风光资源成为未来全球最大的绿氨生产中心。中国已将绿氨的生产与规模化应用作为能源转型新阶段、实现可再生能源系统与传统电力系统耦合适应发展的“国策型”确定性技术路径。

中日韩是全球绿氨政策确定性最强的地区与国家，中国、澳洲及中东有望凭借成熟的合成氨产业基础以及丰富的风光资源成为未来全球最大的绿氨生产中心。

中国能源转型进入新阶段，主基调为传统电力系统与可再生能源系统耦合发展，而绿氨是最为关键的媒介。2024年中相关政策持续出台，绿氨掺烧已成为中国煤电及化工行业低碳化改造、下阶段能源转型的“国策型”确定性技术路径。

日韩由于可再生能源禀赋匮乏、电力系统转型困难，已把氨的利用发展制定为能源领域的国策，并制定了详细的应用进度时间表与细节规划。

而澳大利亚、中东等地区：氨产业基础较为完善成熟且风光条件发达，有望成为未来全球最大绿氨生产中心，成为绿氨的供给生产高地。



中国煤电要求掺烧10%绿氨政策直接释放数千万吨绿氨的需求

煤电低碳化改造建设行动方案
(2024—2027年)

为全面贯彻党的二十大精神，认真落实党中央、国务院决策部署，统筹推进存量煤电机组低碳化改造和新上煤电机组低碳化建设，提升煤炭清洁高效利用水平，加快构建清洁低碳安全高效的新型能源体系，助力实现碳达峰碳中和目标，制定本行动方案。

一、主要目标

到2025年，首批煤电低碳化改造建设项目全部开工，转化应用一批煤电低碳发电技术；相关项目度电碳排放较2023年同类煤电机组平均碳排放水平降低20%左右、显著低于现役先进煤电机组碳排放水平，为煤电清洁低碳转型探索有益经验。

到2027年，煤电低碳发电技术路线进一步拓宽，建设和运行成本显著下降；相关项目度电碳排放较2023年同类煤电机组平均碳排放水平降低50%左右、接近天然气发电机组碳排放水平，对煤电清洁低碳转型形成较强的引领带动作用。



煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）

实施燃煤机组掺烧绿氨发电，替代部分燃煤。要求改建后煤电机组具备掺烧 10%以上绿氨能力



绿氨掺烧前：中国可再生能源电力与煤电系统基本是互斥关系，即相互挤占发电量与设施利用率。在此局面下，可再生电力端需要解决电力储运难、消纳难（制成绿氢后也是此状况），煤电端需要解决煤电资产的持续利用与保障性供电的问题。

而通过绿氨掺烧，可以使得两套能源系统耦合，变成互补、互相促进关系：可再生能源电力变成了煤电的上游，绿电—绿氢—绿氨—煤电掺氨发电的链路既可以解决了可再生能源电力的储运、消纳难问题，又可以解决煤电资产的持续利用问题。同时由于煤电资产的存量巨大，其部分掺烧绿氨后，会进一步拉动绿氨与可再生能源电力端的新发展。



中国能源转型进入全新发展阶段，绿氨成为传统电力系统与可再生能源系统耦合的关键媒介

2024年中，中国能源转型进入新阶段，不再过于强调可再生能源的主体地位，而是传统电力系统与可再生能源系统耦合发展，绿氨成为链接新旧能源体系的关键的环节，政策面确定性强。

煤电低碳化改造建设行动方案 (2024—2027年)

国家能源局 国家发展改革委

中国煤电转型的蓝图性指导文件，标志着中国煤电行业低碳化转型迈入新的历史阶段

改造目的：显著降低煤电的碳排水平，提升煤电机组灵活性和调节能力，更好地适应新型电力系统的需求；

改造方式：生物质掺烧、绿氨掺烧和碳捕集利用与封存三大主要手段；

行动目标：鼓励采用多种煤电低碳发电技术路线耦合的改造建设项目；要求2025年和2027年建成的煤电低碳化改造项目分别实现度电碳排放较2023年降低20%和50%左右。

加快构建新型电力系统行动方案 (2024—2027年)

国家发改委 国家能源局 国家数据局

中国电网换帅后首部系统性行动方案，横跨“十四五-十五五”电力系统的改革纲领性文件

主要目的：提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力。在2024—2027年重点开展9项专项行动，推进新型电力系统建设取得实效。

新一代煤电升级行动：开展新一代煤电试验示范。探索与新型电力系统发展相适应的新一代煤电发展路径……应用零碳或低碳燃料掺烧(生物质/绿氨)、碳捕集利用封存等低碳煤电技术，促进煤电碳排放水平大幅下降。

中共中央 国务院 关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见

中共中央 国务院

首次对全面绿色转型系统性部署文件，中央首次对经济社会全面绿色转型的系统性部署

核心内容节选：推动传统产业绿色低碳改造升级。大力推动钢铁、有色、石化、化工等行业绿色低碳转型，推广节能低碳和清洁生产技术装备，推进工艺流程更新升级；

加快现役煤电机组节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”；

聚焦能源绿色低碳转型、低碳零碳工艺流程再造、新型电力系统……等领域，统筹强化关键核心技术攻关。

能源重点领域 大规模设备更新实施方案

国家发改委 国家能源局

大规模设备更新国策框架下能源领域的指导方案，新旧能源体系设备端发展的指导文件

27年能源重点领域设备投资规模较23年增长25%以上，重点推动实施煤电机组节能改造、供热改造和灵活性改造“三改联动”，提升机组灵活调节能力。

完整深度政策解读，扫码阅读：





绿氨政策分析解读

中国——绿氢制氨、氢氨融合发展是中国氢能发展、工业降碳的确定性路径

中国绿氨相关政策持续推出，绿氢制氨、氢氨融合发展是中国氢能发展、工业降碳的**确定性路径**，绿氨在**作为无碳燃料发电、氢储能、绿电/绿氢消纳等场景**拥有巨大潜在应用市场。绿氨相关的政策重点集中在：**合成原料的清洁化、合成工艺的低碳化、绿氨掺烧应用**等方面。

时间	政策文件名称	相关内容
2022.1	《“十四五”新型储能发展实施方案》	拓展 氢(氨)储能应用领域 ，开展依托可再生能源制氢(氨)的储能试点示范，满足长周期、多时间尺度的储能应用需求；
2022.2	《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南》	优化 合成氨原料结构 ，增加 绿氢原料比例 ；加强 可再生能源生产氨 技术研究，降低合成氨生产过程碳排放；
2022.2	《合成氨行业节能降碳改造升级实施指南》	合成氨行业节能降碳改造,可开展 绿色低碳能源制合成氨技术 研究和示范；
2022.3	《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》	积极引导合成氨等行业由高碳工艺 向低碳工艺转变 ，促进高耗能行业绿色低碳发展，探索开展 可再生能源制氢在合成氨等行业替代化石能源 的示范；
2022.4	《国家重点研发计划重点专项2022年度项目申报指南》	提出包括 分布式氨分解制氢技术 与 灌装母站集成 、 氨燃料电池到掺氨清洁高效燃烧 等与氨有关的技术；
2022.8	《工业领域碳达峰实施方案》	扩大绿色低碳产品供给。大力发展绿色智能船舶,加强船用混合动力LNG动力、电池动力、 氨燃料 、 氢燃料 等低碳清洁能源装备研发； 海上能源岛示范 。主要支持结合 海上风电 开发建设……索推进具有海上能源资源供给转换枢纽特征的海上能源岛建设，建设包括但不限于 海上风电、海上光伏、海洋能、制氢（氨、甲醇）、储能 等多种能源资源转换利用一体化设施；
2023.10	《国家能源局关于组织开展可再生能源发展试点示范的通知》	实施 低碳原料燃料替代 。推进合成氨原料低碳替代， 鼓励可再生能源发电和合成氨企业联营 。 推动以可再生能源替代煤制氢 ，提高绿氢利用比例。加快推进数字化赋能。 推动数字技术与合成氨行业融合发展 ，鼓励有条件的企业建立综合能源管理系统……协同 推进用能数据与碳排放数据收集、分析和管理 ；
2024.5	《合成氨行业节能降碳专项行动计划》	绿氨掺烧 。利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力， 通过电解水制绿氢并合成绿氨 ，实施 燃煤机组掺烧绿氨发电，替代部分燃煤 。改造建设后煤电机组应具备 掺烧 10%以上绿氨能力 ，燃煤消耗和碳排放水平显著降低
2024.7	《煤电低碳化改造建设行动方案》	开展 新一代煤电试验示范：应用零碳或低碳燃料掺烧(生物质/绿氨)、碳捕集利用与封存 等低碳煤电技术路线，促进煤电碳排放水平大幅下降。
2024.8	《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》	探索建设风光 氢氨醇一体化 基地…鼓励发展大容量燃煤锅炉 掺绿氨燃烧 …绿色 氢氨醇 等在船舶、航空领域的试点运行
2024.10	《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》	

数据来源：云道资本整理，截止至2024.10月



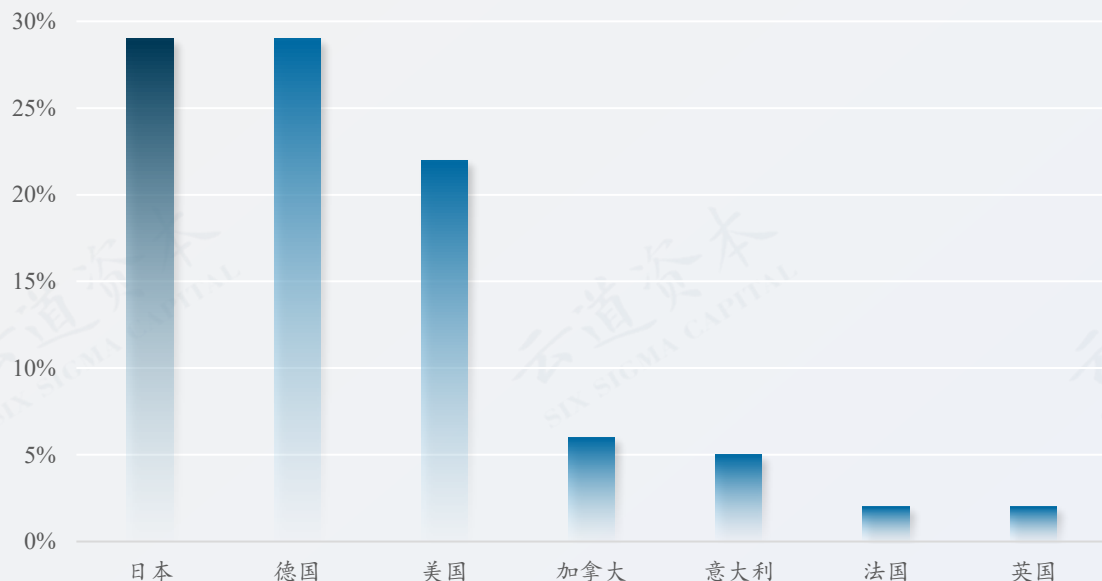
日本——绿氨是其可再生能源发展及社会化应用方向的首要选择，绿氨进口需求强

日本由于可再生能源较贫乏，电力行业脱碳需要依靠一方面大力发展可再生能源，另一方面则通过将氨与煤炭进行混烧，并逐步提高氨比例，最终实现氨纯烧发电。《第六次能源基本计划》已明确提出在2030年前实现燃煤掺烧20%氨的目标，要实现该目标未来需要大量进口清洁氨。

七国集团 燃煤火电占比情况

与其他发达国家相比，日本的电力结构对于燃煤火电的依赖程度更高

德国可再生能源在电力供应结构占比在21年已经达到42%，日本则仅有22%；德国计划通过迅速增加可再生能源的比例来实现电力系统脱碳，于2022年淘汰核电，于2030年淘汰燃煤火电。



日本不能像德国或者中国那样大规模引进可再生能源，同时发电成本也无法降低，因此明确了“通过可再生能源淘汰燃煤火电”行不通。

因此日本式的解决方法除了推广可再生能源，还需要采取其他措施，即把氨作为燃煤与煤炭混烧，并逐步提高掺氨比例，最终实现氨专烧发电。

目前，用于火力发电的燃料氨成本的确很高。日本综合资源会议上表示目前，1标方氢气热量当量的各燃料的价格分别是：煤炭约为7日元（约合0.35人民币），LNG约为13日元（约合0.64人民币），而灰氨约为20日元（约合0.99人民币）。

为缩小与现有燃料的成本差距，日本支持开发清洁氨电解合成技术以逐步取代“哈伯-博世”工艺。另一方面加强与如澳大利亚等氨资源大国的合作，打造低成本、低价格的供应链。



日本在对外上形成资源丰富的多边国家合作协议，同时在国内达成对氨燃料重要性的广泛共识。日本经济产业省的《中期报告》中涵盖了包括氨能、氢能、海上风电、蓄电池、核能、碳捕集和回收、可持续航空燃料等诸多范畴，其中位列名单之首的便是氨能，**氨能的发展与规模化应用**是日本政府在可再生能源发展及社会化应用方向的首要事项。

日本政府氨能发展规划概览



数据来源：日本经济产业省（METI），国家能源科技资源中心, 毕马威



韩政府宣布将**2022年作为氢气氨气发电元年**，并制定发展计划和路线图，力求打造**全球第一大氢气和氨气发电国**。政府将投入400亿韩元用于有关设备基础设施建设，并于2023年前制定“氢气和氨气发电指南”，推广有关技术在LNG发电站使用。

为推动氢气氨气混合发电技术发展，韩国加强电力国企和民企合作，开展无碳环保氨气发电技术联合研发，斗山重工、现代重工和乐天精密化学等企业将参与合作。此外，韩国南部发电计划2023年起利用**氢气氨气混合发电技术**，并在2024年后推动**氢气氨气混合发电技术商用化**。

韩国政府氢能发展规划概览



数据来源：韩国产业通商资源部，毕马威



澳大利亚：是全球的主要氨生产供应国家，其中大部分用于合成肥料。

澳大利亚政府绿氨政策重点方向：



加强政府与行业之间的合作关系
发挥好政府与行业在氨能发展中的作用



大力发展氨在远洋航运场景的应用
为氨动力船舶税收开设安全培训课程



行业和政府共同出资设立氨生产技术研发中心
持续推动氨相关技术的发展迭代



与日本、韩国和新加坡等国建立绿氨有关的能源安全合作
加强氨能的多边合作关系建设

进展案例：澳大利亚已和韩国合作建立180万吨绿色氨绿色能源走廊

澳大利亚向韩国出口绿色氨的首批重大项目，组建的韩澳氨联盟由澳大利亚的方舟能源(Ark Energy)及其母公司Korea Zinc、韩华Impact和SK Gas等韩国企业组成。澳方的北昆士兰拟议的大型项目每年将生产高达180万吨的绿色氨，并将支持方舟能源公司Collinsville绿色能源中心高达4.5GW的可再生能源项目建设。

数据来源：云道资本整理

中东：各国积极布局绿氨产业，将其作为能源转型的重要技术路径：



沙特：沙特阿美目标是到2030年蓝氨产量达到1100万吨/年。其子公司沙特基础工业公司(SABIC)正在利用其基础设施生产蓝氨，以帮助满足全球对可持续解决方案日益增长的需求。此外，沙特阿美联合美国空气产品公司等沙特投资50亿美元的旗舰项目NEOM绿氨/绿氨项目已进入全面执行阶段，计划于2026年投产。



阿联酋：目前，阿布扎比化工衍生品公司(Ta'ziz)牵动了至少50亿美元相关投资。Ta'ziz公司目前处于开发阶段的主要项目，是与Fertiglobe、三井商事和GS能源公司合作的一个世界级规模的蓝色氨厂。三井商事和GS能源公司计划从该工厂购买大量低碳氨，以满足日本和韩国日益增长的需求。



阿曼国有能源公司OQ在与美国空气产品公司和ACWA电力公司积极合作推进的绿氨和绿氨项目。

印度清洁技术公司ACME和挪威可再生能源生产商Scatec也正计划在阿曼杜库姆经济特区建设绿氨项目。该项目第一阶段将生产10万吨/年绿氨，第二阶段完成后该项目绿氨总产能预计将提高到110万吨/年。



Part III

氨的简介与产业概况

氨是大宗基础化工品，具备原料、燃料双重属性，应用场景广泛、当前以生产化肥为主；合成氨属于能量密集型产业，是中国碳排放最高的化工产业，向绿色低碳转型势在必行，受资源禀赋及技术成熟度的影响，各国家地区向绿氨转型的技术路径有所差异。电解水制氢为原料的合成绿氨技术将成为中国合成氨低碳转型的主要技术方向。

氨是全球大宗基础化工品，具有原料、燃料双重属性，当前以生产化肥为主。随着双碳的全球化趋势，氨产业作为碳排放最大的化工产业，其向“清洁氨”的低碳转型势在必行，清洁氨作为工业原料&燃料的用途占比也将持续快速上涨。

全球范围来看，氨产能十分集中且贸易属性强，中国是全球最大的合成氨生产国与消费国，中国氨能的供给侧产能结构调整效果显著，产能集中且稳定，但仍需进口。

中国合成氨主要是煤制合成氨，约占总产能的 75.5%，其余主要为天然气原料，合成氨，是中国碳排放最高的化工产业门类，向绿色低碳转型势在必行。电解水制氢为原料的合成绿氨技术将成为中国合成氨低碳转型的主要技术方向。

全球范围来看，绿氨渗透有望不断快速攀升，2030年绿氨年产量有望超2000万吨，2050年超5.6亿吨。而氨也将始终保持是氢能最大的消纳场景，未来30%~40%的绿氢或将被用于合成绿氨。



氨的简介与产业概况

氨—全球大宗基础化工品，具有原料、燃料双重属性，应用场景广泛、当前以生产化肥为主

氨，化学分子式为 NH_3 ，常温下是一种无色气体，易挥发、可燃、其强烈刺激性气味极具辨识度。氨目前是世界上生产及应用最广泛的基础化学品之一，具有原料和燃料双重属性。



原料用途



化肥



冷冻剂



炸药



污水处理



燃料用途



船舶动力



固定式发电

目前全球80%以上的合成氨用于生产化肥。就中国而言，目前合成氨主要有农业、工业、储能(新增用途)等三大类用途，其中农业用氨占比71%，工业使用占比29%，氨作为储能介质等新兴用途尚未进入产业化应用阶段，占比不足1%。随着双碳的全球化趋势，氨产业作为碳排放量最大的化工产业，其向“清洁氨”的低碳转型势在必行，清洁氨作为工业原料&燃料的用途占比也将持续快速上涨。

中国合成氨的主要用途

71% 农业用氨

29% 工业用氨

数据来源：国家统计局、国际可再生能源署（IRENA）



氨的简介与产业概况

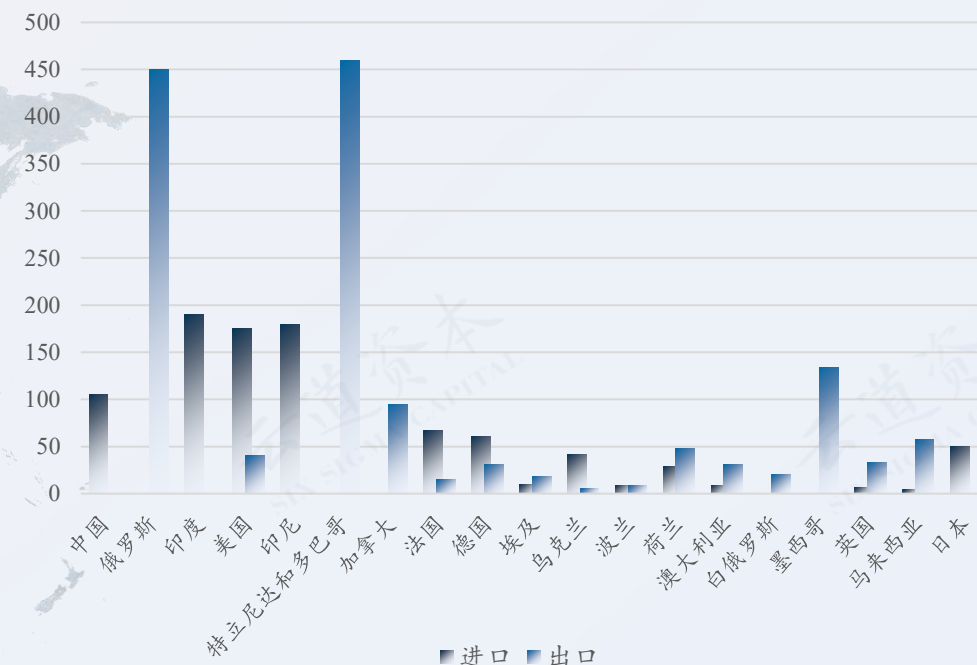
全球范围来看，氨产能十分集中且贸易属性强，中国是全球最大的合成氨生产国与消费国

当前全球每年合成氨产量为2.5亿吨左右，且产能多分布于资源禀赋较为突出和需求增长较快的亚洲地区，以中国、印度、俄罗斯和美国等国为代表。2023年亚洲合成氨产能为1.43亿吨，占全球59%，其中东亚产能为9868万吨，占全球的比重41%。中国是世界上最大的合成氨生产国，2023年国内产能为7750万吨，占全球、亚洲和东亚产能的比重分别达到32%、54%和79%；中国与印度虽然是合成氨产能大国，但由于农业化肥、工业消耗量大等原因，同时也是氨的主要进口国；俄罗斯则是全球主要的净出口国；全球范围来看约70%的合成氨用于进出口及国际贸易。

全球合成氨主要产能区域



合成氨进出口量（万吨）



数据来源：国家统计局、国际可再生能源署（IRENA）



氨的简介与产业概况

国内范围看，氨能的供给侧产能结构调整效果显著，产能集中且稳定，但仍需进口

中国近十年合成氨产业以去产能为主基调，产能利用率稳步上升，供给侧结构性调整效果较为显著，但仍需一定量的进口填补需求缺口。

自20世纪50年代来，中国合成氨工业不断发展壮大并已成为世界上最大的生产国，产量约占全球的30%；但2010年以来中国合成氨产能过剩率已超30%。2016年工信部印发《石化和化学工业发展规划(2016年-2020年)》明确原则上不再新建以无烟块煤和天然气为原料的合成氨装置，且行业主要以去产能为主基调。“十三五”期间，工业和信息化部要求合成氨行业淘汰落后以及过剩产能不得少于1000万吨，同时伴随着相关工艺的改良与成熟，产能有效利用率也在不断上升，因此近年来整体上中国合成氨产业呈现产能逐年减少、产量总体稳定、仍需进口填补缺口的局面。

中国合成氨产量（万吨）



数据来源：国家统计局

中国合成氨进口情况





氨的简介与产业概况

中国合成氨产能地域上较为集中，集中于煤化工发达地区；但行业集中度整体较低

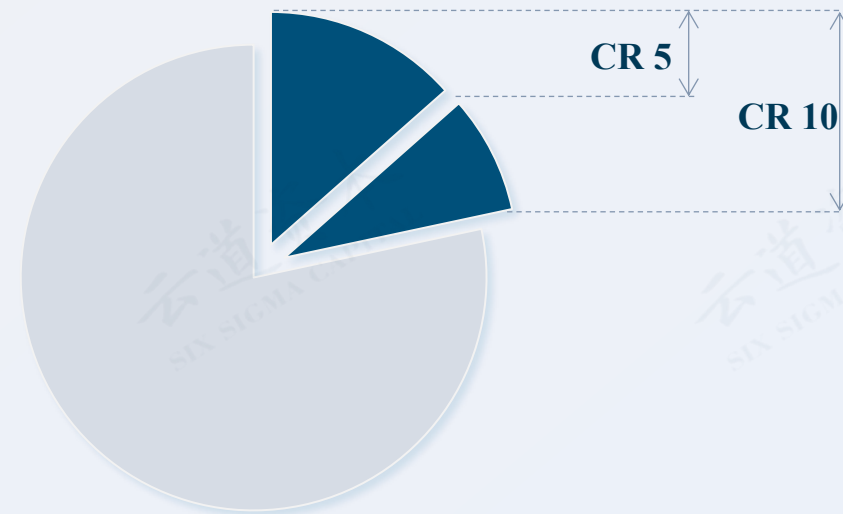
中国合成氨产能分布



从供应地域分布来看，中国合成氨产能集中于华东、华北和华中地区，山东、河南、湖北、山西和内蒙古均为国内合成氨生产大省。2023年以上5省产能均超过600万吨，其中山东产能为1063万吨，占比达13.06%。

尽管合成氨供应在地域上较为集中，但行业集中度并不高。2023年中国合成氨市场的CR 5和CR 10分别为13%和22%左右。

合成氨行业集中度





氨的简介与产业概况

合成氨属于能量密集型产业，是中国碳排最高的化工产业门类，向绿色低碳转型势在必行

全球范围来看

合成氨工业属于能量密集型产业，近些年合成氨的能源消耗约占全球能源消耗的2%（最高时近10%）。

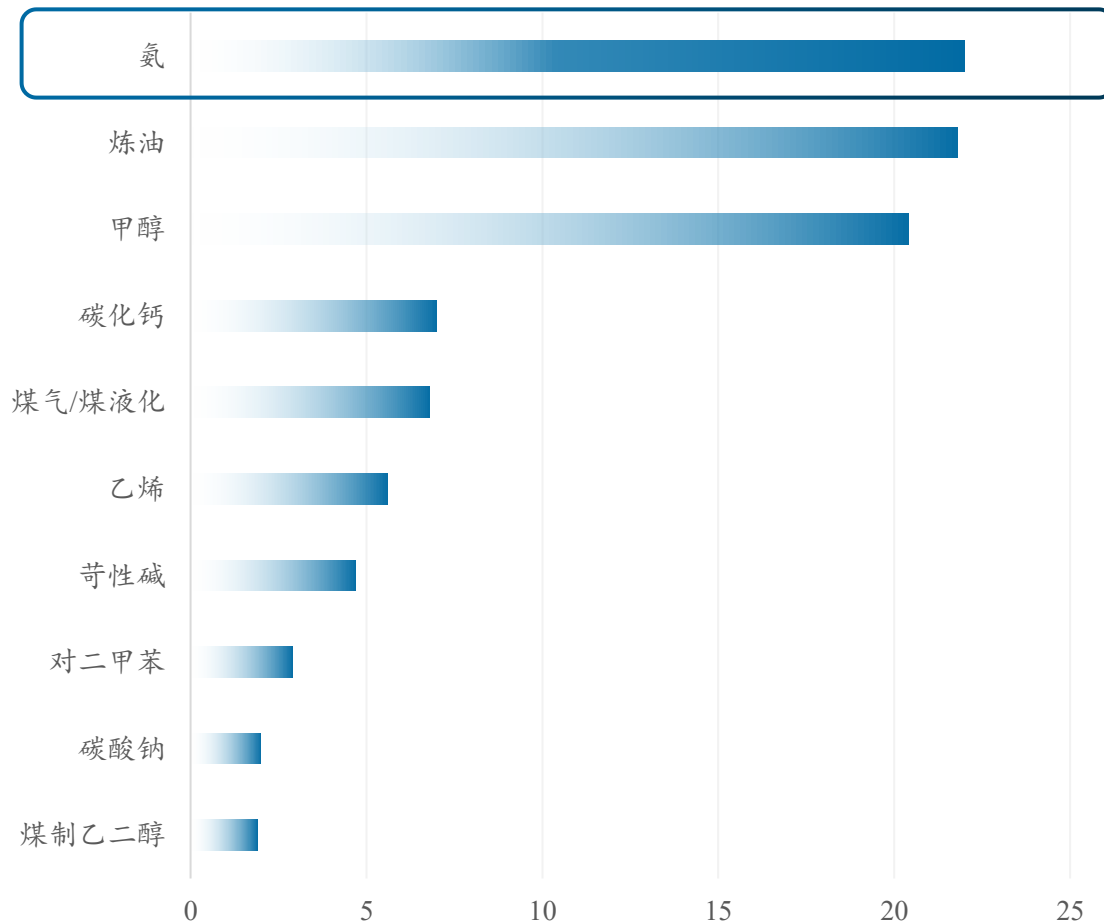
另外，合成氨生产过程中每年约有5亿多吨的二氧化碳排放，约占全球碳排放总量的1-2%、占化工行业CO₂排放的15%-20%。通常每生产1吨氨，释放将近2吨的二氧化碳，合成氨行业的节能减排压力巨大，亟需进行绿色转型。

中国范围来看

中国合成氨主要是煤制合成氨，约占总产能的75.5%，其余主要为天然气原料，约占总产能的21.4%。碳排量巨大，目前合成氨行业已成为中国碳排最高的化工行业。

目前中国的国家政策也在大力鼓励绿色低碳技术生产合成氨，到2025年，合成氨行业能效产能比例将从2020年的7%提高到15%。未来随着行业技术的发展，我国合成氨将新增更多的绿色节能生产装置，行业产量也将不断增长。

中国化工产业不同行业年碳排放量（千万吨）



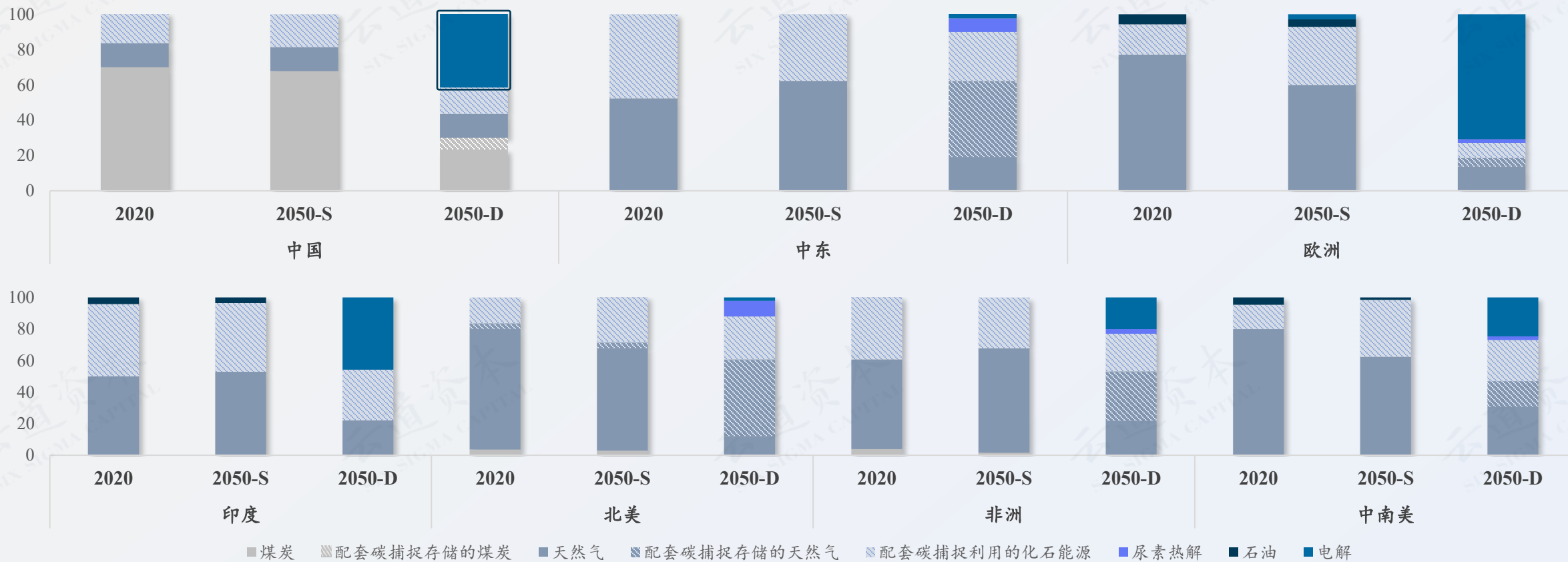


氨的简介与产业概况

全球各氨主产区受资源禀赋、技术成熟度等影响，向清洁制氨转型技术路径各有差异

各氨主产区的工艺路线和清洁生产方案

中国当前合成氨以煤制为主，约占70%；而电解水制氢为原料的合成绿氨技术将成为中国合成氨低碳转型的主要技术路径



注：纵轴为百分比（%）；2050S:既定政策条件；2050D:可持续发展条件（温控目标）

数据来源：国际能源署（IEA）

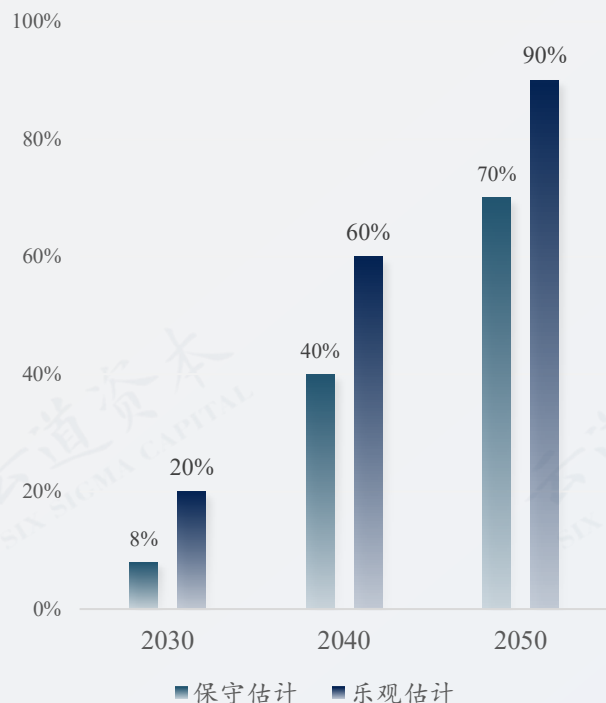


氨的简介与产业概况

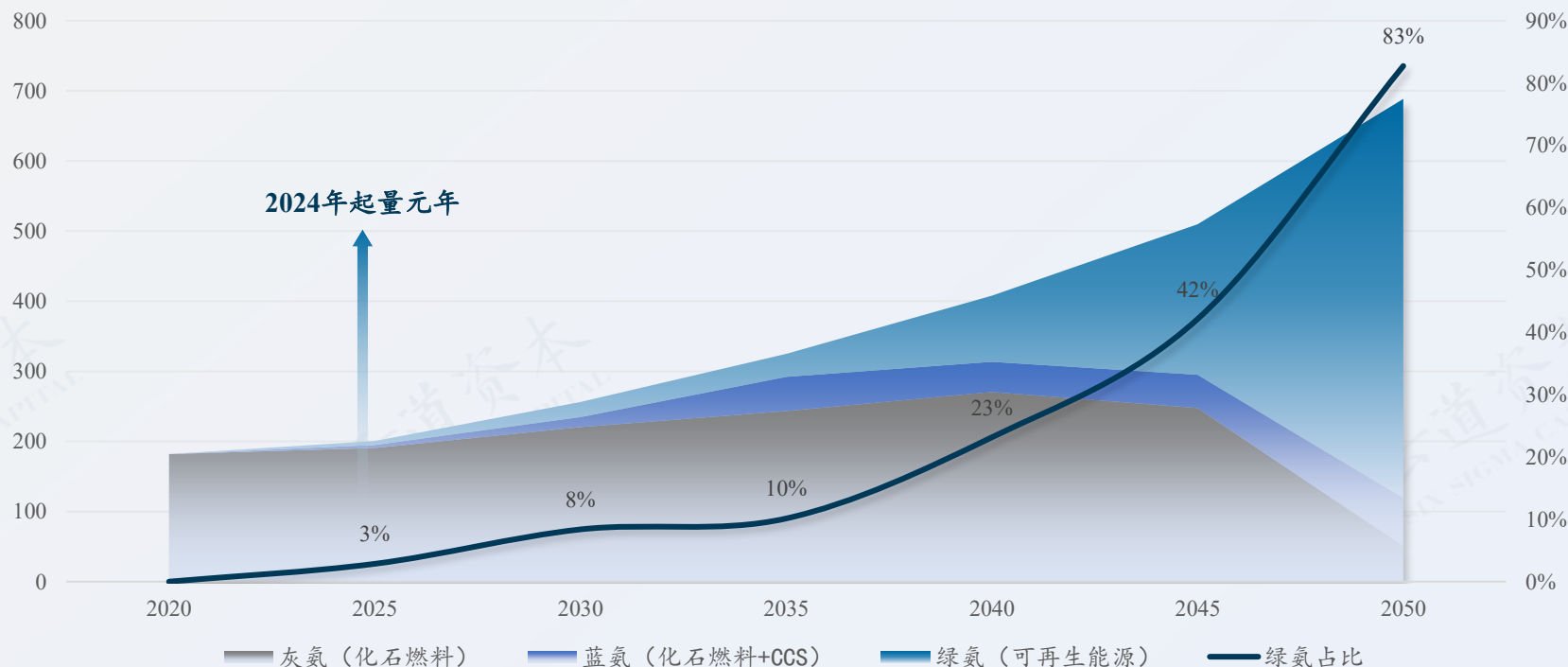
绿氨渗透有望不断快速攀升，2030年绿氨年产量有望超2000万吨，2050年超5.6亿吨

2050年全球对氨的需求预计将是2020年的三倍，且新增的氨供应大部分来自可再生能源生产的绿氨。目前，全球范围来看，大多数合成氨主要由天然气(72%)和煤炭(22%)生产。解决氨生产中的碳排放问题是实现化工和农业部门脱碳的关键，氨作为无碳燃料在交通运输、储能等行业的应用也将不断扩大；预计2030年，全球绿氨年产量将超过2000万吨；2050年将超5.6亿吨，占全球氨产量的80%以上。

绿氨占氨产量的比重预测



2020-2050年1.5°C情景下全球氨产量的预测(百万吨)



数据来源：国际可再生能源署(IRENA)、氨能源协会(AEA)

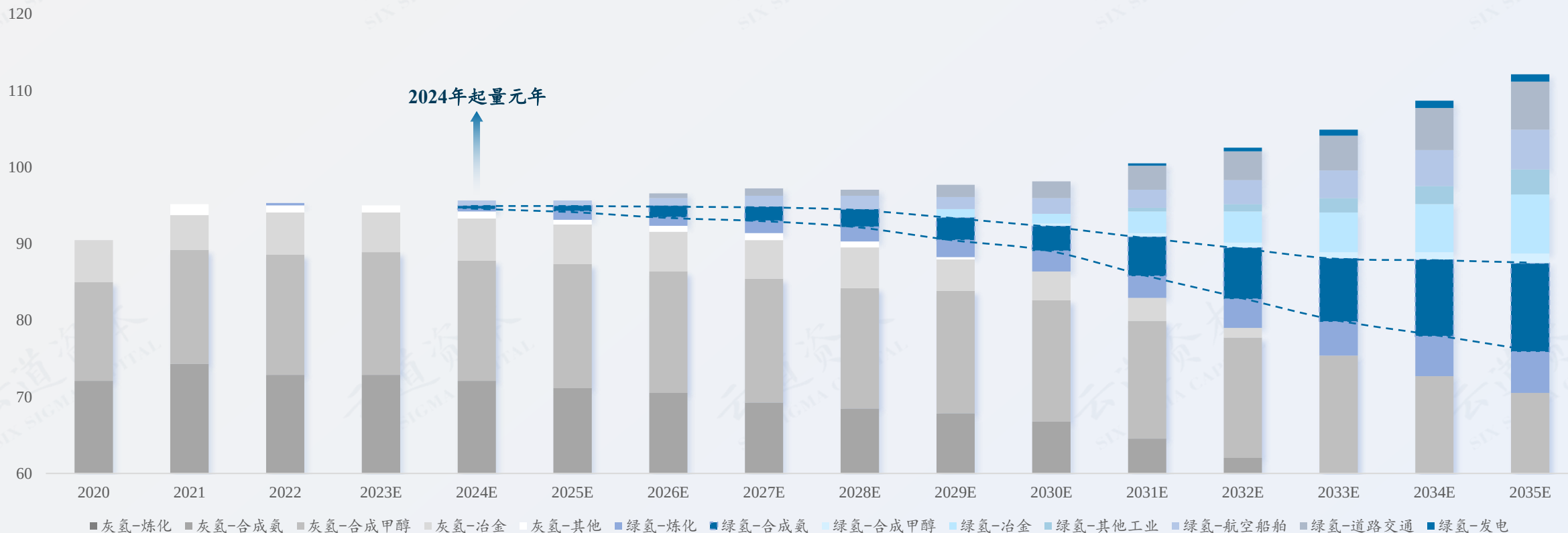


氨的简介与产业概况

氨始终是氢能最大的消纳场景，合成氨是氢能过去、现在、未来的第一大消纳场景

氢能-绿氢未来消纳结构（百万吨）

传统氢能产业中，中国乃至全球**40%左右**的氢都被用于合成氨。绿氢应用场景广泛，并且在氢基能源*中最可能先实现快速平价，**未来30%~40%的绿氢**或将被用于合成绿氨，合成绿氨将长期是绿氢第一大的消纳场景。



数据来源：国际能源署（IEA）、国际可再生能源署（IRENA）； 氢基能源：氨、醇、燃油等以氢为原料的能源/燃料品；



Part III

绿氨的定义与认证趋势

绿氨是无碳化的氨合成与生产，由绿电制取的绿氢与空气分离得到的氮经过一定的合成工艺合成为绿氨；按照欧盟碳税折算，完全绿氨的全链条所用网电不得超过1%–3%，国内尚无明确标准定义，但云道资本预计，中国绿氨认证有望自成体系且并不会同欧盟对齐、标准不会过于严苛。

绿氨，与传统氨的主要区别在于生产过程的无碳性质。主要取决于上游绿氢原料属性以及电力属性。

绿氨认证——各国对于绿氨认证并无统一认证与核算标准，多以氢的碳排强度为直接影响因素。中国目前尚无对绿氨的官方机构和权威组织的统一定义。

中国目前拥有全球最大的合成氨产能，并且具备较完整的下游消纳市场与产业基础，随着中国煤电转型升级的需求与系列政策的出台，中国目前已成为全球绿氨领域政策确定性的引领者，中国将长期占据全球绿氨生产-消纳的主要市场。云道预测中国绿氨将以自产自用为主，绿氨认证有望自成体系且并不会同欧盟对齐、标准不会过于严苛。



绿氨的定义与认证趋势

绿氨—无碳化的氨合成与生产，主要取决于上游绿氢原料属性以及电力属性

绿氨，与传统氨的主要区别在于生产过程的无碳性质。

从原料输入的角度来看，绿氨由两个核心输入组成：氮气、氢气；可以拆分成：水、空气、可再生电力三个要素；首先，氢气由水经可再生电力电解产生，即绿氢；而氮气是从空气中分离出来得到；绿氢与氮通过哈伯-博世等合成氨工艺结合成氨。

在整个绿氨的生产过程中，所有过程均由可再生电力（绿电）驱动，无二氧化碳的排放，满足此标准的生产过程生产出的氨为“绿氨”。

传统合成氨生产过程中每年约有5亿多吨的二氧化碳排放，约占全球碳排放总量的1-2%，也是中国碳排放最高的化工行业，将灰氨转成绿氨生产，是绿色化工转型、落地双碳政策的必由之路。

最新政策动向

根据2023年10月国家生态环境部最新发布的“关于做好2023—2025年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知”内容，氨所在的化工行业是中国接下来减排降碳的重点行业，并且文件中界定了中国电网的“网电”基本不属于“绿电”范畴的概念。这就使得真正完全绿氨的生产过程中的所用电力必须为风光离网电。





绿氨的定义与认证趋势

绿氨认证—各国对于绿氨认证并无统一认证与核算标准，多以氢的碳排强度为直接影响因素

全球主要地区对于绿氢以及绿氨的认证标准

H₂
绿氢

	关于“绿氢”标准认证	排放阈值
欧盟	可再生能源生产设施与制氢设备直接连接所生产的氢气； 在可再生能源比例超过90%的地区采用电网供电所生产的氢气； 在低二氧化碳排放限制的地区签订可再生能源电力购买协议后采用电网供电来生产氢气；	3.4 kg CO ₂ /kgH ₂
日本	从原料生产到氢气生产的碳排放强度低于阈值；	3.4 kg CO ₂ /kgH ₂
美国	“清洁氢”(Clean Hydrogen)包括但不限于:使用带碳捕集、利用和封存技术(CCUS)的化石燃料， 氢载体燃料(包括乙醇和甲醇)，可再生能源，核能等；	生产场所: 2kg CO ₂ /kgH ₂ 全生命周期: 4kg CO ₂ /kgH ₂
国际可再生能源署	“绿氢”(GreenHydrogen):用可再生能源生产的氢能；	/
中国	“绿氢”:通过可再生能源电解水制氢而得到的氢气。	4.9 kg CO ₂ /kgH ₂

NH₃
绿氨

	关于“绿氨”标准认证	排放阈值
欧盟	将基于可再生能源的电力送入电解槽产生气态可再生氢，再由可再生氢生产的氨；	/（按绿氢标准折算约为0.6 kg CO ₂ /kg NH ₃ ）
日本	生产链(含制氢过程)的碳排放强度低于阈值；	0.84 kg CO ₂ /kg NH ₃
国际绿氨组织	由绿氢制成绿氨；	0.3 kg CO ₂ /kg NH ₃
国际可再生能源署	利用可再生电力生产的氢气和从空气中净化的氮气生产的；	0.3 kg CO ₂ /kg NH ₃
中国	无官方机构和权威组织的统一定义。	/

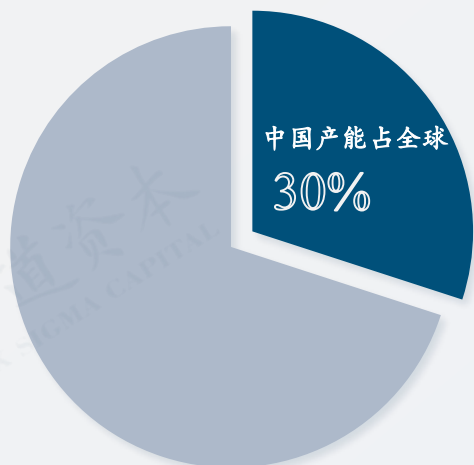


绿氨的定义与认证趋势

认证趋势：云道预测中国绿氨将以自产自销为主，绿氨认证有望自成体系且并不会过于严苛

在云道资本看来，未来的绿氨产业将与绿色甲醇、低碳航空燃油等其他绿色氢能不同，中国的绿氨将以自产自销为主。中国拥有全球最大的合成氨产能、下游消纳市场与产业基础，且随着中国煤电转型升级的需求与系列政策的出台，中国目前已成为全球绿氨领域政策确定性的引领者，中国将长期占据全球绿氨生产-消纳的主要市场。在此背景下，结合国内对绿色认证的门槛与进度，我们判断在中国对于绿氨“绿色”属性的认证不会与欧盟严苛的认证体系对齐，绿氨标准有望自成体系且并不会过于严苛。

中国长期是全球最大的合成氨
的产能与消费国



绿氨的主要应用场景在于火电燃料与船舶燃料（远期）

火电掺烧是绿氨中短期内最主要的应用场景，而中国拥有最大的煤电装机体量，且已出台明确煤电掺烧绿氨政策



随着2024年七月、八月两大行动方案的出台，绿氨掺烧成为中国体量庞大的煤电降碳转型的确定性路径。同时，中国已开工、规划大量可再生能源制取绿氨项目，中国有望在绿氨领域占领全球领先身位。

煤电低碳化改造建设行动方案 (2024—2027年)

为全面贯彻党的二十大精神，认真落实党中央、国务院决策部署，统筹推进存量煤电机组绿色低碳改造和新增煤电机组绿色低碳建设，提升煤炭清洁高效利用水平，加快构建清洁低碳安全高效的新型能源体系，助力实现碳达峰碳中和目标，制定本行动方案。

一、主要目标

到2025年，首批煤电低碳化改造建设项目全部开工，转化应用一批煤电低碳发电技术；相关项目年度电煤碳排放较2023年同类煤电机组平均碳排放水平降低20%左右，显著低于现役先进煤电机组碳排放水平，为煤电清洁低碳转型探索有益经验。

到2027年，煤电低碳发电技术路线进一步拓宽，建设和运行成本显著下降；相关项目年度电煤碳排放较2023年同类煤电机组平均碳排放水平降低50%左右，接近天然气发电碳排放水平，对煤电

电清洁低碳转型提供有力支撑，推动煤电行业绿色低碳发展。

二、改造建设重点

(一) 生物天然气发电。在具备条件的地区，利用生物天然气发电，替代化石能源发电，降低碳排放强度。生物天然气发电应符合国家有关标准，确保安全运行。

煤电低碳化改造 建设行动方案 (2024—2027年)

加快构建新型电力系统行动方案 (2024—2027年)

为深入贯彻落实习近平总书记关于构建新型电力系统的重要指示精神，以及《中共中央办公厅、国务院办公厅关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统意见》有关要求，进一步加大工作力度，在一些关键环节力争取得突破，加快推进新型电力系统建设，为实施碳达峰目标提供有力支撑，制定本行动方案。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大精神，完整、准确、全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，着力推动高质量发展，切实落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，围绕规划建设新型能源体系、加快构建新型电力系统的主要目标，坚持能源安全、绿色低碳、经济高效、保供稳价、提质增效，统筹推进新型电力系统建设。

二、主要任务

(一) 提升电网对清洁能源的消纳能力。在2024—2027年重点开展9项电网工程，提升电网对清洁能源的消纳能力。

二、电力系统稳定保障行动

(一) 优化电源结构。在2024—2027年重点开展9项电源工程，优化电源结构，提升电力系统稳定保障能力。



Part IV

绿氨的合成工艺

由氢与电力的碳足迹决定，氨的制备可分为灰氨、蓝氨、绿氨三类；绿氨—绿电制绿氢 耦合 合成氨生产，实现清洁零碳排放的高效合成氨工艺，技术工艺尚未定型，比较来看，柔性的低温低压法更适应绿氨的生产工况且可以实现绿氨生产的快速降本，有望成为大规模制取绿氨的主流技术路径。产能柔性化、装置小型化灵活化是绿氨合成工艺的主要迭代方向。

绿氨远期需求将达亿吨级，目前已进入示范工程阶段。从全球范围来看，中国、中东、日韩等可再生能源体系发达、氨需求大的国家及地区均已布局了绿氨示范工程，但绿氨的主要技术工艺尚未完全定型，当前的绿氨制备主要是基于传统的哈伯法进行改良。

绿氨核心合成工艺主要可分为两大类：热化学法与电化学法，三大工艺：传统哈伯工艺（热化学）、柔性工艺（热化学）、电化学工艺（电化学）。其中传统工艺哈伯博世法成熟度最高，但用该工艺合成绿氨也存在着诸多问题。而低温低压的柔性工艺可以更好的适应可再生能源工况且可以实现绿氨生产的快速降本，云道认为该工艺将成为绿氨合成的重要技术路径。

云道资本看来，产能柔性化、装置小型化灵活化是绿氨合成工艺的主要迭代方向，均可以给绿氨带来快速的降本与快速应用。



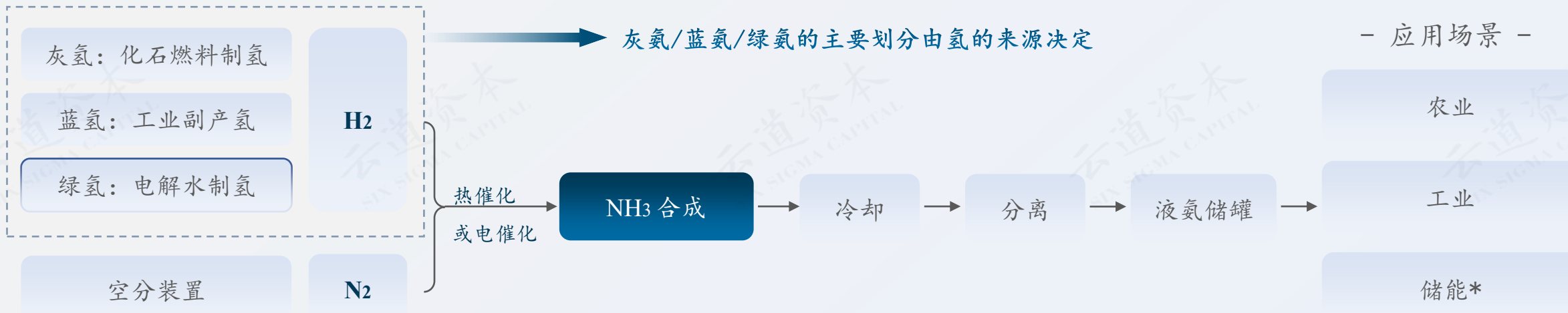
绿氨的合成工艺

灰氨、蓝氨、绿氨的划分，主要由上游原料——氢与电力的碳足迹决定

20世纪初，德国化学家Fritz Haber和Carl Bosch等人提出了Haber-Bosch（哈伯-博世）法，在高温高压的条件下以氮气跟氢气1：3的比例合成氨，从而开启了合成氨大规模的工业化进程，为全球农业、工业的发展提供了稳定的原料供应。目前全球氨年产量约2.5亿吨，其中98%由化石能源制得，其碳排放占全球的2%，是全球碳排放“大户”。

随着全球气候变暖、各国加快降碳减排步伐，合成氨行业也出现了由“灰”向“绿”的转型趋势；与氢类似，根据原料中氢气的碳足迹，合成氨被分为灰氨、蓝氨和绿氨。灰氨中的氢气来源于天然气或者煤炭，由传统的 Haber-Bosch 高温催化工艺制备而成；蓝氨则是将灰氨生产过程中的二氧化碳进行捕集；绿氨是基于可再生能源提供能量来源的前提下，以水为原料提供绿氢，然后与氮气混合通过热催化或者电催化等新型低碳技术制备而成。

合成氨生产链路示意





绿氨的合成工艺

灰氨/蓝氨—工艺成熟、优化空间有限，中国以煤制合成氨为主，完全绿氨产能近乎为零

1913年9月，世界上第一座合成氨装置投产，其采用哈伯法发明的催化合成氨技术，被认为是20世纪催化技术对人类最伟大的贡献之一。经过百余年的发展，合成氨工业已经取得了巨大的进步，其反应压力持续降低，能耗随着降低。单套生产装置的规模已由当初的日产合成氨5t发展到目前的年产百万吨级，反应压力已由100MPa降到了20-50MPa上下，能耗也已接近理论能耗极限，未来传统的哈伯法进一步优化的空间有限。蓝氨则是在灰氨的生产过程中耦合进碳捕捉（CCUS）技术及设施，作为灰氨的减排降碳措施。

中国合成氨-灰氨生产的现状



技术工艺

- 15~22.0MPa 中低压合成技术为主
- 10 万 Nm³ /h 大型空分装置成熟
- 大型煤气化技术成熟
- 掌握30万吨/年 以上大型合成氨装置技术

产能结构

- 煤制合成灰氨--约占总产能 75.5%
- 天然气合成灰氨--约占总产能 21.4%
- 完全绿氨产能几乎为 0

产能分布

- 山东 山西 河南
湖北 四川 等地

数据注释：完全绿氨—完全的绿氨与离网电合成的绿氨

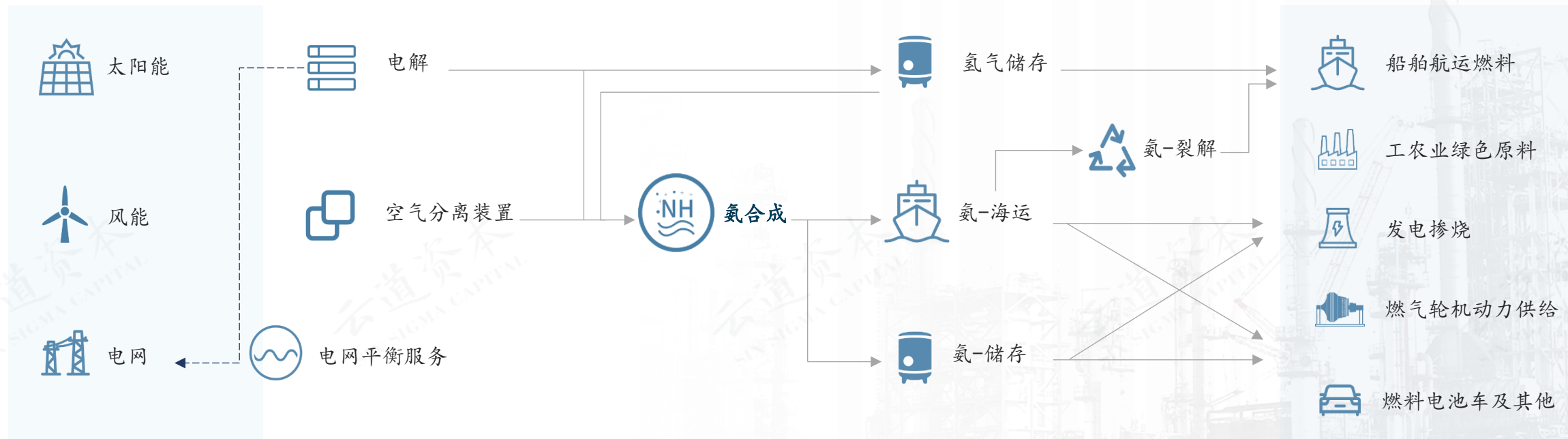


绿氨的合成工艺

绿氨—绿电制绿氢 耦合 合成氨生产，实现清洁零碳排放的高效合成氨工艺

绿氨（可再生氨）的生产工艺主要是指全程以风力、光伏发电等可再生能源为动力开展的电解水制氢及空气分离制氮再通过一定的合成工艺生产绿氨的过程，即通过绿电、绿氢制备绿氨。

绿氨产业链示意





绿氨的合成工艺

绿氨—远期需求将达亿吨级，目前已进入示范工程阶段，但技术工艺尚未完全定型

绿氨替代灰氨生产绿氨是化工行业的碳减排技术路径之一。根据国际可再生能源署 (International Renewable Energy Agency, IRENA) 估算，为了满足《巴黎协定》中全球气温上升控制在 1.5 摄氏度(°C)以内的目标，**到2050年全球将新产生亿吨级的绿氨需求量。**

从全球范围来看，中国、中东、日韩等可再生能源体系发达、氢能需求大的国家及地区均已布局了绿氨的示范工程，但绿氨的主要技术工艺尚未完全定型，当前的绿氨制备工艺主要是基于传统的哈伯法及其改良方案。

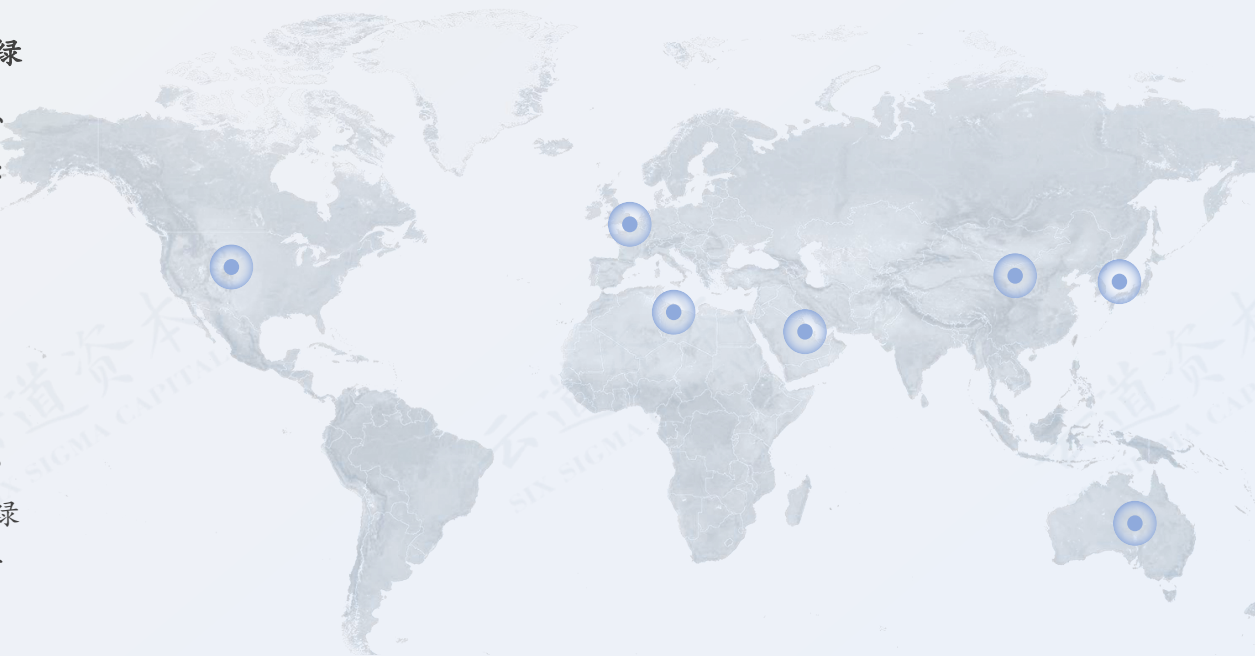
全球开展绿氨示范的国家与地区



西门子在英国设计并建造了世界上第一个可逆绿氨示范工厂，证明了使用绿电电解水制取绿氨、从空气中分离氮通过现有的灰氨主流生产工艺：**哈伯-博世合成技术**，生产绿氨在技术上是可以实现，商业化的绿氨生产就此拉开序幕。



由德国可再生能源公司Svevind Energy Group投建的哈萨克斯坦绿氨生产项目已于2023年启动。据规划，将在2030年前建成容量为20-40GW的绿氨工厂项目，并从2032年起实现每年生产**200万吨**的绿色氢气（对应1100万绿氨产能）。





绿氨的合成工艺

绿氨—以绿氢、清洁电力为原料，传统的高温高压“哈伯-博世法”弊端较为明显

当前，绿氨核心的合成工艺主要可分为两大类：热化学法与电化学法，三大工艺：传统哈伯工艺（热化学）、柔性工艺（热化学，哈伯法的改良方法）、电化学工艺（电化学）。其中传统工艺哈伯博世法成熟度最高，但用该工艺合成绿氨也存在着诸多问题。

I 传统工艺（热化学法）

--绿氢为原料的传统哈伯-博世法（热催化+高温高压）

III 柔性工艺（热化学法，哈伯法改良）

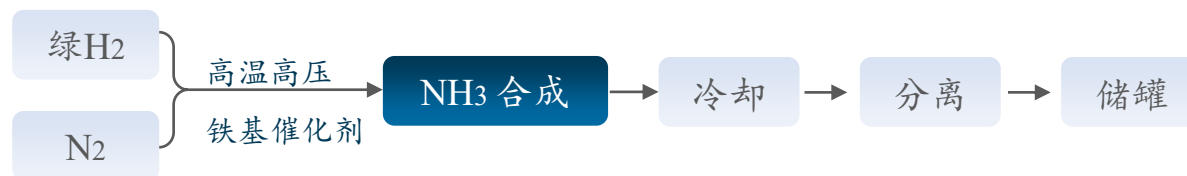
--基于传统哈伯法的改良方法（热催化+低温低压）

IIII 新型工艺（电化学法）

--光催化/等离子体/电化学等耦合绿氢

II 传统工艺

--绿氢为原料的传统哈伯-博世法（热催化+高温高压）：反应压力20~50MPa，反应温度350~500℃，在铁基催化剂作用下，绿氢和氮气合成绿氨



哈伯法的合成氨装置一般由两部分组成，上面部分是接触室，装有粒状的铁基催化剂；下面部分为热交换器；氮气和氢气的混和气体先进入热交换器预热，然后进入接触室经过热催化反应生成氨。从接触室里出来的NH₃的温度较高，进入冷却器使氨液化；再将分离后的液氨进入储罐，未被液化的NH₃和H₂，循环进入合成塔。

本路线可基于现有的合成氨装置，新建可再生能源发电（风电或光伏）和电解水制氢单元，配套储氢储能设施（带来成本飙升），生产绿氨。



III 柔性工艺（哈伯法改良工艺）

--基于传统哈伯法的改良方法（热催化+低温低压）

- 主要针对可再生能源“间歇性、波动性”的特点和氢气储运难的特点，该工艺具有更好的产能灵活调节能力，可以更好的适应上游可再生能源电力与绿氢供应的波动性；
- 该工艺主要通过对催化剂及流程工艺的革新，使得合成氨装置在较低的温度（400℃以下）下和较低的压力下（15MPa以下）仍能实现高效的氨合成过程，有效降低了能耗；
- 该方式通过降低工作温度与压力的限制将合成氨装置的小型化、灵活化变为可能，从技术和工艺流程角度看，该方式更容易实现大规模绿氨生产；
- 柔性工艺方向已成为产业发展共识，目前国内已开展千吨级合成装置示范，正处于示范到商业化应用的窗口期。

IIII 新型工艺（电催化、光催化）

--光催化/等离子体/电化学等 耦合绿氢

- 包括电催化、光催化、生物催化、电磁催化合成氨等，其中，电催化分为液态与固态电解质等不同路线，核心的难点是需要攻克高效可靠的催化剂。光催化合成氨是利用可见光下的空气与水发生氧化还原反应生成氨，同样面临需要开发高效稳定的催化剂的问题；而生物催化合成氨技术依赖于生物质原料暂不适用于规模化工工业路径、电磁催化也尚未有工业化趋势的迹象；
- 总体上各类新型工艺相关的催化剂材料与工艺流程尚不成熟，尚处早期；
- 国内科研院所虽然已展开多种技术路径尝试，但总体上电化学合成氨仅达到公斤级产能，距产业化还有比较大的距离。



绿氨的合成工艺

绿氨—柔性工艺可更好适应可再生能源工况，有望成为绿氨合成环节新的重要技术选择方案

传统的哈伯法是传统灰氨生产的主流成熟工艺，已有百余年的应用历史，从技术成熟度的角度来看，该工艺被认为是最有可能率先实现绿氨规模产业化技术路线。但**该工艺是按照化石燃料稳定持续的原料供应+连续生产要求进行优化迭代的，与可再生能源适配程度较低，作为绿氨合成的工艺，该方法尚存在以下几点难以解决的弊端。而低温低压的柔性工艺可以更好的适应可再生能源工况且可以实现绿氨生产的快速降本，云道认为该工艺将成为绿氨合成的重要技术路径。**

传统哈伯法



高温高压+连续生产



产能调节灵活度低



对原料供应稳定性
要求苛刻

该工艺对原料供应的稳定性要求苛刻，储氢储能设施投资成本大幅上扬带来绿氨成本的飙升

该工艺高温高压的反应过程难以灵活调节功率，使其对绿氢、绿电及氮气的供应稳定性要求极高；为平衡原料的不稳定性会配备大量的储氢与储能设施，直接带来绿氨成本的飙升（具体可见本报告经济性测算部分），从一体化项目的投入成本角度来看，大量的储能与储氢设施投入会占到初始投资成本的40%以上。

可行性的困难—可再生能源项目容量难以满足大型化合成绿氨工艺的能源消耗需求

每吨绿氨需要约30-50MW可再生电力的供应（含绿氢部分），哈伯法过往多成熟用于年产能15万吨及以上的大型合成装置（需要GW级的可再生电力供应和类似规模的电解设备系统与配套储氢输氢设施等），而目前就全国范围来看，目前国内单个单期的风光离网绿电项目多在200MW以下，对于不能上网或“隔墙授电”的绿电绿氢来说，难以满足集中化、大型化的合成绿氨工艺的绿电消耗需求。

安规与绿色认证问题突出

采用了传统哈伯法工艺的大型一体化项目多采取配备大量的储氢与储能设施来保证绿氢绿电原料的稳定供应，并在实操过程中或多或少的会接入弱电网兜底以保证设备连续稳定运行及安全，这就带来绿氨认证的争议问题，同时大量的储氢设施也会涉及到安规审批问题。

数据来源：云道资本根据公开的氨氮醇一体化项目备案信息及自主整理，仅供参考



绿氨的合成工艺

产能柔性化、装置小型化灵活化是绿氨合成工艺的主要迭代方向，全球巨头企业均在积极布局

□ 产能柔性化

柔性工艺更能与上游风光及可再生电力波动性工况匹配。同时可以减少前端的储氢与储能设施的投资成本，使得绿氨有望可以快速平价。

□ 装置小型化灵活化

小型标准化设备可以使得绿氨生产设备布置到上游项目现场，利用起离网电来大幅降低能耗成本；同时装置的交付周期可以大大缩短，安规与运维也变得简单。

全球积极推进绿氨的企业代表

从全球范围来看，目前已涌现一批产业龙头企业在积极布局绿氨领域，均在朝着柔性化工艺或者设备的小型化方向进行创新布局。





Part V

绿氨的应用场景与前景

绿氨在清洁动力燃料、清洁电力（火电掺烧）、储氢载体等新市场拥有极大的应用潜力，绿氨渗透有望不断快速攀升，2030年年产量有望超2000万吨，2050年超5.6亿吨，成为新型清洁能源供应体系的重要一环。尤其是作为发电燃料领域，绿氨掺烧已成为中国电力系统低碳转型的主要技术路径与关键一环。绿氨也将成为中国下一阶段能源转型主要基调：煤电系统与可再生能源系统耦合这一主调的关键。

氨的消费属性正逐渐变化，氨的能源属性和储能属性使其在清洁动力燃料、清洁电力和储氢载体等新市场及应用领域中具有极大的发展潜力，尤其是由可再生能源制取的绿氨。

氨作为动力燃料来看，绿氨应用至内燃机领域作为无碳燃料使用，有利于解决交通运输、发电等领域的碳排放问题。尤其是船运燃料领域，绿氨已成为航运业脱碳的确定性主力燃料，将占据未来船运燃料的20%-40%的份额。

云道资本分析看来，氨作为发电燃料来看，经中国政府政策确定性推动，绿氨掺烧已成为中国煤电及化工行业低碳化改造的“国策型”确定性技术路径。绿氨掺烧利于拉动绿氨的需求、中国煤电资产的持续利用与推动清洁能源整体发展，绿氨成为煤电系统与可再生系统耦合的关键。目前中国在该领域的技术进展与项目示范进程领跑全球。



绿氨的应用场景与前景

绿氨在清洁动力燃料、清洁电力燃料、储氢载体等新应用市场拥有极大的应用潜力

合成氨传统应用市场主要集中在传统的农业与工业方面。农业领域，氨主要作为尿素、复合肥的原料。工业领域，氨则用于生产车用尿素和烟气脱硝等，其中近些年己内酰胺、丙烯腈、硝酸、烟气脱硝等细分工业应用市场对合成氨的需求均有较大增幅势头。但总体上，伴随着双碳下各项节能减排政策的驱动、传统的能源供应与使用体系重构下，氨的消费属性正逐渐变化，氨的能源属性和储能属性使其在清洁动力燃料、清洁电力和储氢载体等新市场及应用领域中具有极大的发展潜力，尤其是由可再生能源制取的绿氨。





绿氨的应用场景与前景

双碳战略目标愿景下，氨助力新的清洁能源体系构建，对低碳社会发展具有重要意义

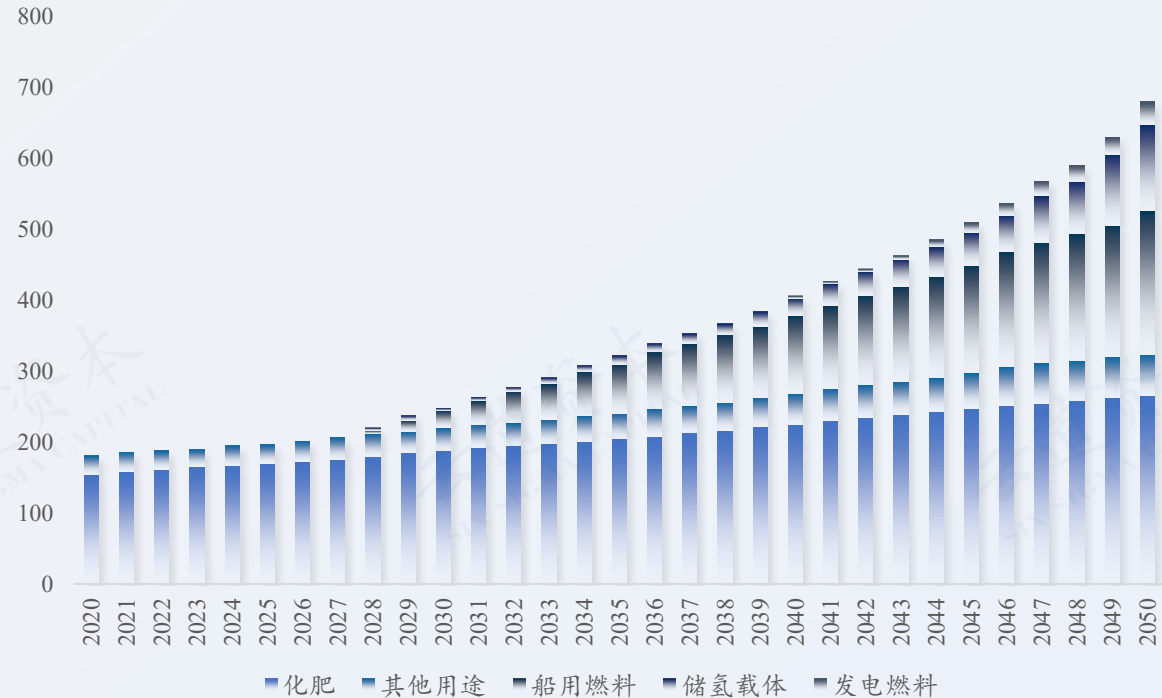
氨-直接用于供能：氨被认为在发电和重型交通运输领域具有脱碳应用潜力。氨直接燃烧或与常规燃料混燃用于发电，有利于构建清洁电力系统；氨用于发动机燃料，有利于解决交通运输领域的碳排放问题。

氨-间接供能与储能介质使用：氨作为储氢介质，利用催化能够实现氨氢转化，可打破传统氢储运方式，为发展“氨氢”绿色能源产业奠定基础。

中国不同产业合成氨用量预测（百万吨）



全球气温至2050年上升至1.5度的氨需求测算（百万吨）



数据来源：毕马威、国际可再生能源署(IRENA)、氨能源协会(AEA)



绿氨的应用场景与前景

一、动力燃料--内燃机的清洁燃料，未来交通运输、尤其是航运业脱碳的确定性主力燃料

压燃式内燃机在重型卡车、船舶等交通运输领域和发电领域的年装机容量巨大，目前以燃油为主，产生的二氧化碳排放量占全球的 3%~4%，碳减排需求显著。而氨作为清洁能源的一种，应用至内燃机领域作为无碳燃料使用，有利于解决交通运输、发电等领域的碳排放问题。

氨作为内燃机燃料的优缺点



- 氨的辛烷值高，抗震爆性好，可以通过更高的压缩比提高输出功率；
- 氨用作内燃机燃料时热效率高达 50%，甚至近 60%；



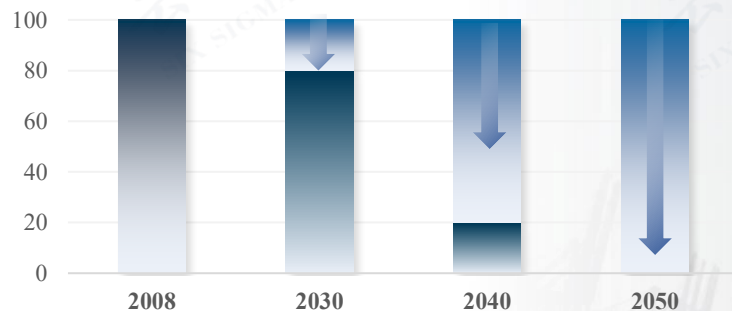
- 相对于汽油、柴油等燃料，氨燃烧时最小点火能量高，层流燃烧速度较低--需将氨与燃烧性能较好的燃料掺混来改善其燃烧；
- 由于氨本身的理化性质，易导致氨燃料燃烧不充分和氧化发生，从而生成温室效应更强的NOx气体排放，掺烧技术路径的差异决定着燃料燃烧是否充分。

燃料品种	沸点（摄氏度）	液态能量密度（MJ/m³）
绿氨	-34	11440
甲醇	65	22700
天然气	-162	20790
液化石油气	-42	27260
氢气	-253	10132



一、动力燃料——内燃机的清洁燃料，未来交通运输、尤其是航运业脱碳的确定性主力燃料

船舶运输是当前国际贸易的主要货运形式,其承担了全球贸易运输总量的90%以上。船用动力机特别是远洋船舶,需要较大的功率输出,目前主要以燃油为主,会排放大量的二氧化碳。



国际海事组织2018年通过了减排初步战略,2023年7月发布了最新的2023减排战略,提出到**2030年全球海运年碳排放总量与2008年相比至少下降20%,力争30%;2040年下降70%,力争100%,2050年实现零碳排。**

- 远洋航行船舶载重吨位大、航程长、靠港频次低、燃料加注相对不便,需要使用能量密度较高的燃料和功率较大的动力装置。在目前关注度较高的零碳能源中,绿氨动力船舶能量密度大大高于氢气,且可利用现有氨供应链和基础设施,在集装箱船等大型船舶远航领域具有较好的推广应用前景。**航运业内普遍认为,绿氨是未来航运业脱碳的主力燃料之一。**
- 氨燃料的高体积能量密度属性可以提高船体空间利用率,并且仅需要对常规内燃机进行改动,改变压缩比和更换耐腐蚀的管线。**因此,氨被认为是一种适合应用于远洋船舶的清洁燃料。**

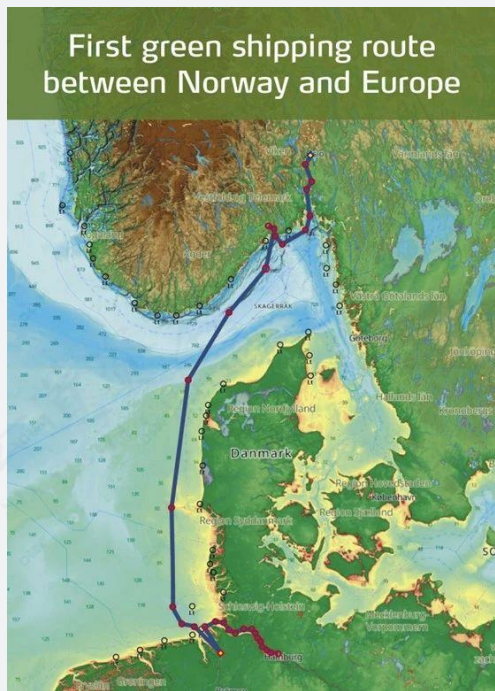


绿氨的应用场景与前景

一、动力燃料——内燃机的清洁燃料，未来交通运输、尤其是航运业脱碳的确定性主力燃料

首艘氨动力集装箱船已在建造中

全球首艘氨动力集装箱船被命名为Yara Eyde号，由中国船舶集团旗下上海船舶研究设计院自主研发设计，并由青岛造船厂旗下青岛扬帆船舶制造有限公司承建。该船可装载约1400个20英尺标准集装箱，配备氨燃料发动机、氨燃料储罐、供给系统和加注系统。



数据来源：克拉克森



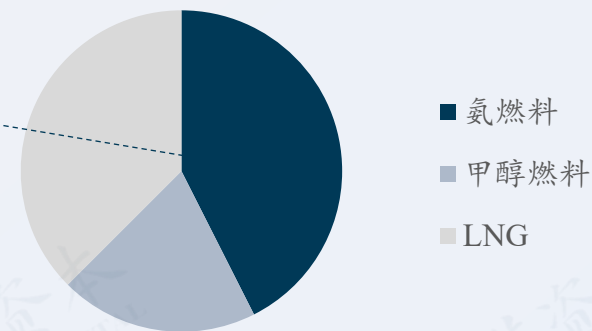
据悉，该船属于欧洲内支线船型，主要服务于挪威-德国航线，将在奥斯陆、波尔斯格伦、汉堡和布莱梅港之间服务，最远距离是奥斯陆和汉堡间，约 818 公里。从 2026 年起，雅苒国际作为货主将会把Porsgrunn生产的化肥以零排放形式运往德国，届时该船每年将使用约10,000吨氨。

氨动力船舶订单不断增加，中国船厂订单数量领跑全球

2024年第一季度，氨燃料预留（Ammonia-ready）船订单量超过了LNG燃料预留（LNG-ready）船订单量和甲醇燃料预留（Methanol-ready）船订单量。其中，氨燃料预留船订单共计23艘、302.7万载重吨；甲醇燃料预留船订单共计39艘、142.0万载重吨；LNG燃料预留船订单共计23艘、266.8万载重吨。

氨燃料订单

43%+



从船厂国来看，中国船厂领先其他竞争对手。氨燃料预留船订单中有19艘由中国船厂承接，按载重吨计占比95.4%，韩国占比4.6%。（甲醇订单按载重吨计占比中国达79.3%，日本占19.4%，其他国家占1.2%；LNG订单按载重吨计中国占比55.0%，韩国占比45.0%）

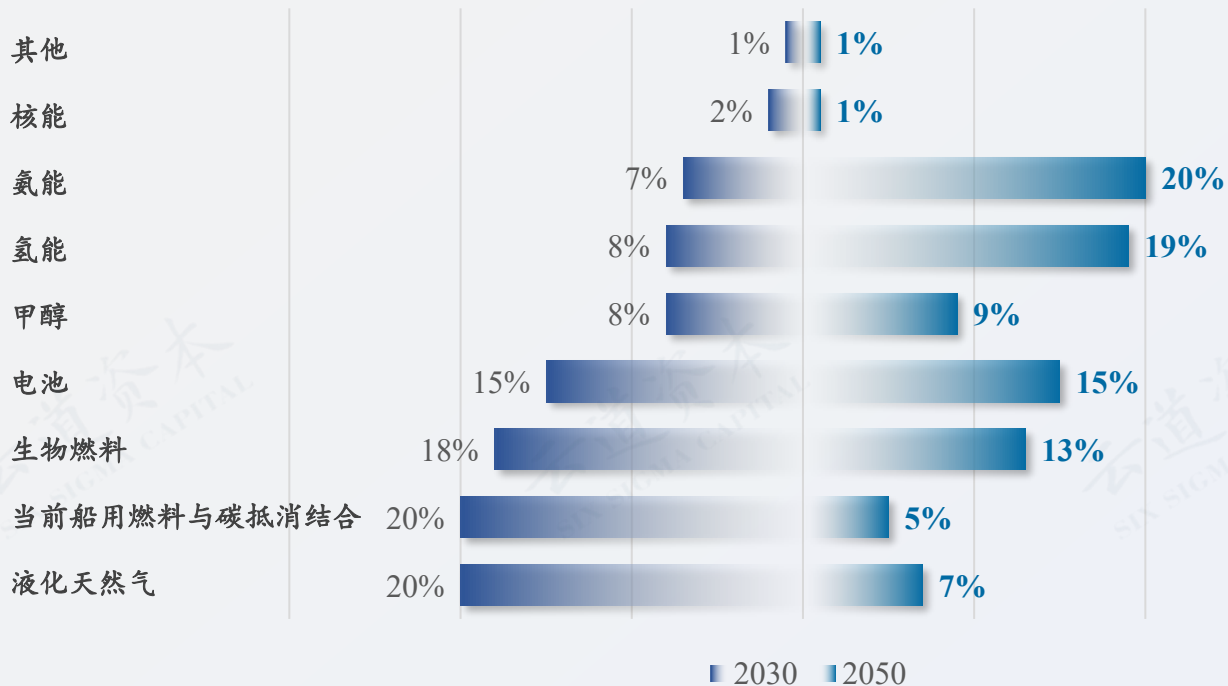


绿氨的应用场景与前景

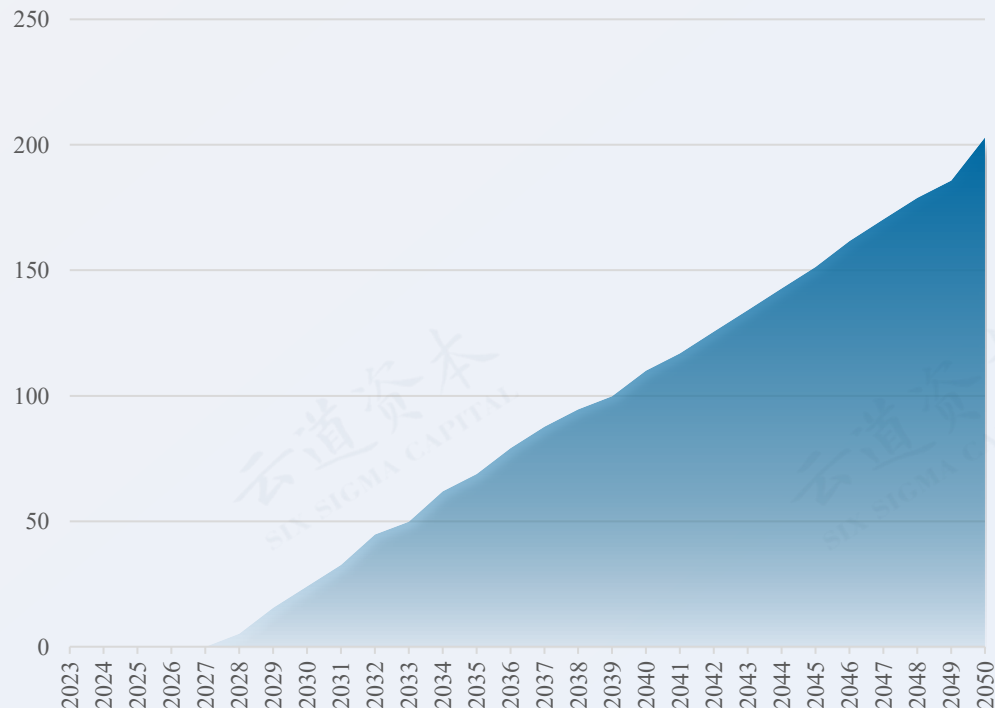
一、动力燃料—内燃机的清洁燃料，未来交通运输、尤其是航运业脱碳的确定性主力燃料

据英国劳氏船级社预测，在2030-2050年间，氨能作为航运燃料的占比将从7%上升为20%，取代液化天然气等成为最主要的航运燃料；目前，日本、韩国和欧盟在绿氨混合燃烧和用于船舶燃料方面的技术研发、产研结合和商业化试点走在世界前列。其中，用于航运业的氨燃料动力船舶成为中国、韩国、日本和欧洲造船业共同关注和研究的焦点，中国船舶、川崎、现代重工等企业陆续宣布了氨动力船舶的研发和交付计划。

航运燃料中不同能源的使用占比预测



全球航运用绿氨需求量（百万吨）



数据来源：毕马威，国际能源署IEA

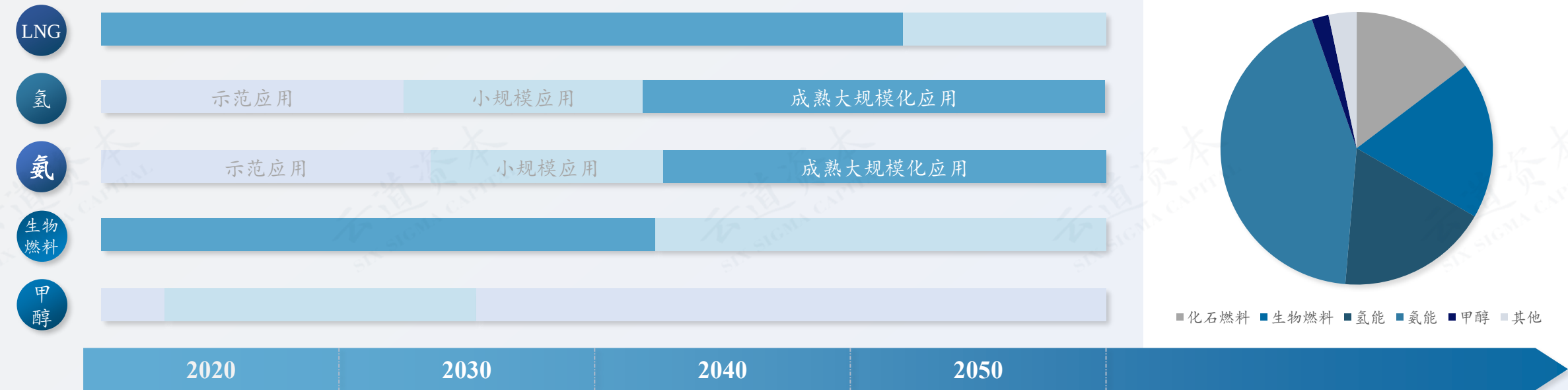


绿氨的应用场景与前景

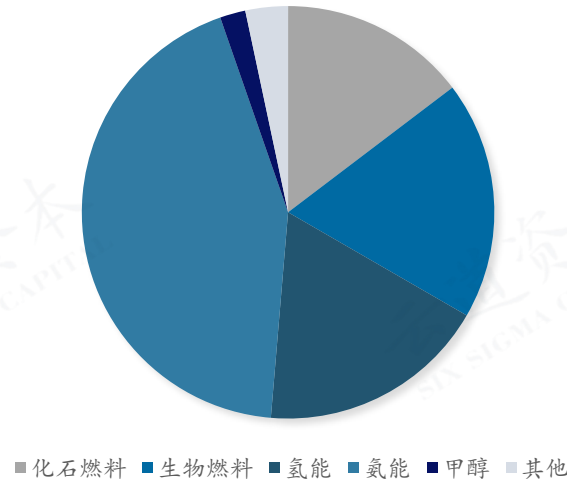
一、动力燃--内燃机的清洁燃料，未来交通运输、尤其是航运业脱碳的确定性主力燃料

云道资本预判，绿色甲醇航运燃料的应用窗口在脱碳前中期，2050年前后，绿氨、绿氢将成为主力航运燃料，根据国际能源署（IEA）最新发布的《2023年净零排放路线图》，在航运业不断发展的去碳化进程中，氨燃料已经完全超过甲醇燃料成为未来主要领跑者。如在绿色甲醇2035前的这一窗口期内，绿醇若无法迅速解决自身经济性问题，甲醇将很有可能丧失航运场景市场，绿色甲醇航运燃料恐同氢燃料电池发展一样，进一步规模应用发展陷入困境；另一方面，如不考虑甲醇燃料路线，2030年前后仍以液化天然气为主，生物燃料为辅助，待氢能/绿氨航运燃料成熟后，直接由液化天然气（按当前碳税框架，LNG可至少应用至2040前后）过渡至绿氢、绿氨路线也可满足当前2030年减排20%要求。

不同航运燃料应用进程表



2050全球航运燃料消耗量预测



数据来源：国际能源署IEA



二、发电燃料——火电机组掺氨或纯氨燃烧是中国电力系统低碳转型的主要技术路径

火电一直是全球碳排的“大户”，中国“富煤、贫油、少气”的能源结构，致使煤电装机容量巨大。煤电发电量长期占据中国60%的发电量以上，而燃煤发电产生的二氧化碳占中国碳排放总量的35-40%，对其进行碳减排是顺利实现我国“双碳”战略目标的重要路径之一。二氧化碳捕集、利用与封存技术是其关键手段，但该技术存在捕集与封存或利用的输送距离远、建造投资成本高等问题。而氨燃烧的灵活性为电力部门实现大幅度降碳提供了一种新选择，且经中国政府政策大力推动，绿氨掺烧已成为中国煤电及化工行业低碳化改造的“国策型”确定性技术路径。

火电排碳量占全部碳排比

燃煤发电的兜底性、保障性、安全属性突出，将长期是中国重要的发电方式，煤电的低碳改造及其与新能源系统的耦合是重中之重。

火电低碳转型的三种路径

降碳路径	评价
生物质掺烧	技术较为成熟，但受制于生物质资源的分布，应用空间与规模比较受限；
绿氨掺烧	潜力最大的煤电降碳转型路线，难点在于绿氨的平价与掺烧技术的发展；煤电厂也有着长期应用氨进行脱硫脱硝的实操经验，对氨接受程度较高；
二氧化碳捕集封存	捕集、封存技术不成熟，初始投资成本高，二氧化碳封存利用市场不成熟；中短期内很难成为主力路径。

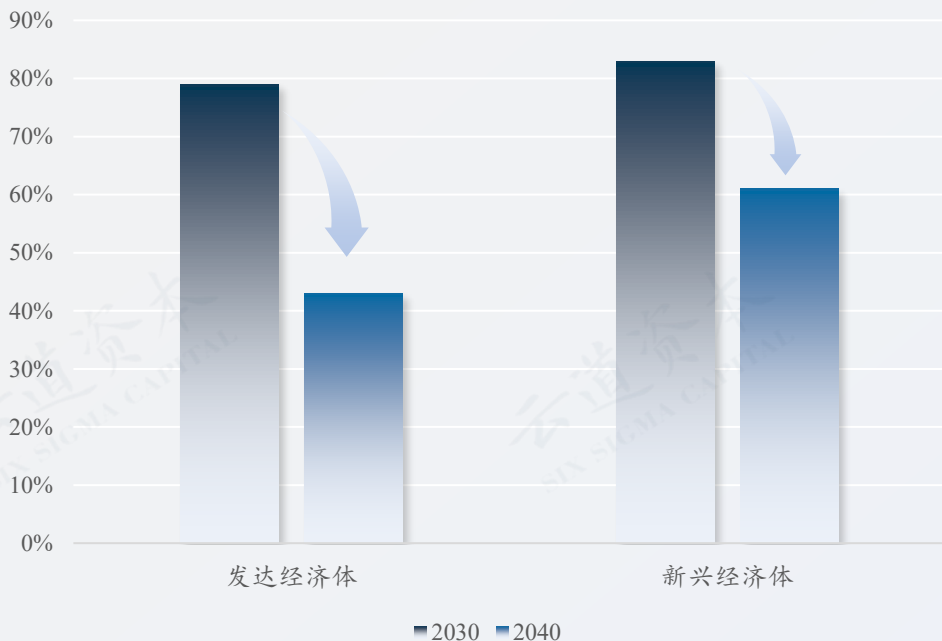




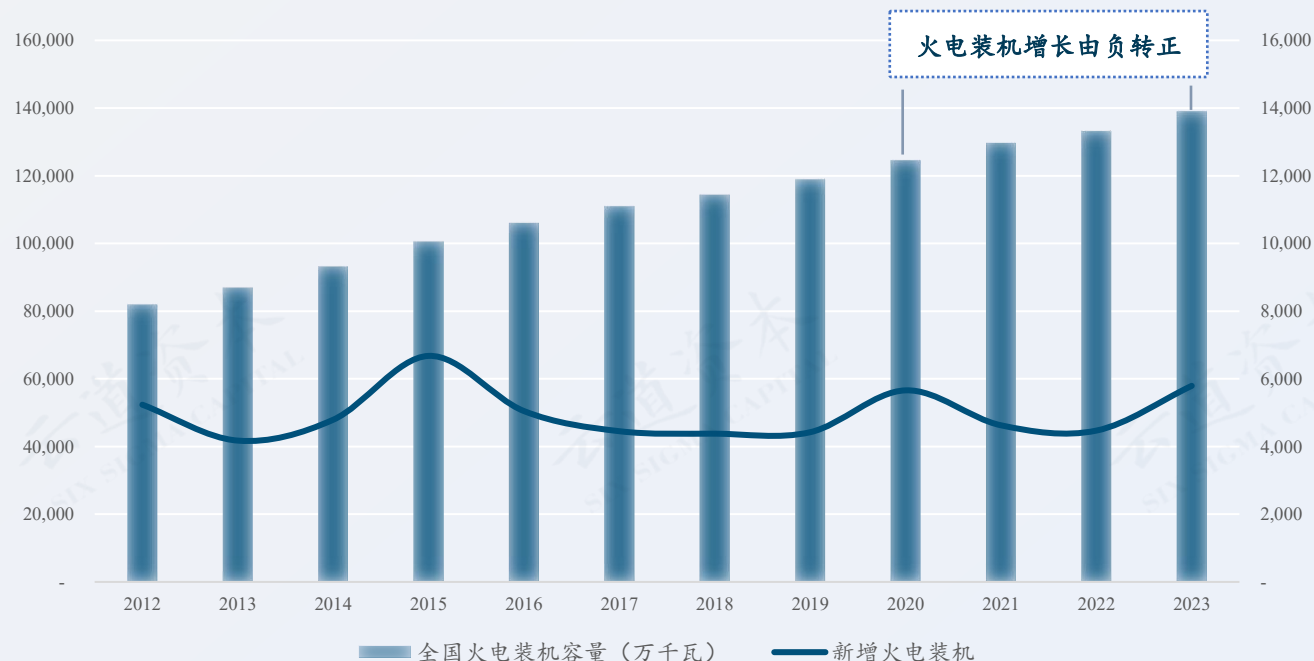
二、发电燃料——火电机组掺氨或纯氨燃烧是中国电力系统低碳转型的主要技术路径

火电进行氨掺烧能够弥补一般可再生能源发电的不稳定性和间歇性，且使得中国大规模存量的火电资产设施能够延续使用，在向清洁能源转型过程中保障电力的安全与稳定供应的同时，将传统能源系统与可再生能源系统耦合发展、互补发展。风电、光伏发电等新能源装机量的增加使得新能源发电的不稳定性和波动性也相应增加，而氨燃烧性能较为良好，易液化、易储存，能够为电力系统提供与传统火电类型的可调节、可调度、可控制的电力电量支撑。

到2030/2040仍可使用的燃煤/气电厂设施比例



规模极庞大的火电是中国能源安全的兜底性保障，长期贡献65%+以上发电量



数据注释：以2023年为起始标准（100%），国家统计局



可再生能源装机量的攀升一方面不断挤压煤电设施的利用率，另一方面可再生能源难上网、储存消纳难（时间上、空间上）问题突出。绿氨的出现作为媒介可以很好的耦合可再生能源与煤电系统，可再生能源发电—制氢—合成氨—煤电掺烧氨的链路下，煤电设施成为可再生能源消纳的最终一环，发电稳定性极好的煤电既充当了可再生能源的消纳场景，又承担起了可再生能源调峰的作用。

传统煤电系统

煤电的保障性、兜底性及能源安全属性长期坚实
煤电资产的持续利用及其与新能源系统耦合是重中之重

可再生能源电力系统

可再生能源发电供需空间错配、时间错配
锂电等新型储能只能解决部分时间错配问题

下游工业应用场景

工业是碳排放的最大来源，燃料是根本
钢铁水泥等传统行业排放严重且无法全改电

绿氨掺烧是煤电系统与可再生能源系统
耦合的关键媒介

绿氨可以同时大规模解决可再生能源的
供需空间错配、时间错配问题

绿氨可以作为零碳清洁燃料成为传统工
业场景脱碳的关键方案

可再生能源发电



电解水制氢



合成绿氨



火电/水泥等绿氨掺烧



中西部

中东部

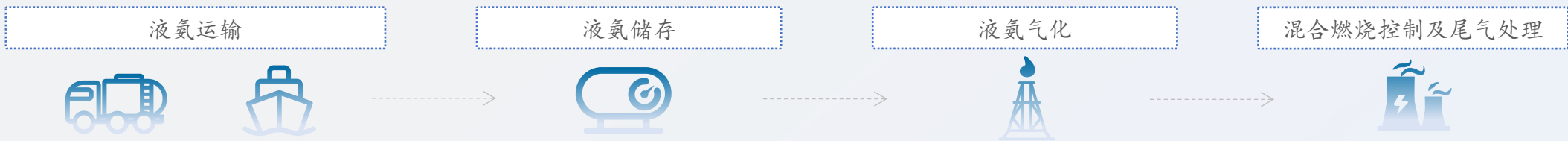
- ✓ 火电场景过去用氨脱硫脱硝，基础设施与经验相对完备
- ✓ 掺烧10%左右，不会对燃烧系统与效率以及成本产生明显影响
- ✓ 掺烧绿氨会使得煤电设施与新能源接轨，既解决了煤电资产利用，又解决了可再生能源消纳与调峰问题



二、发电燃料——掺烧技术难点在于氨储运、混合燃烧控制与尾气处理三个关键环节

掺氨燃烧技术原理是利用可燃的氨气替代一定比例的煤粉，掺混后进入锅炉共同燃烧，并通过控制火焰的轴向温度和空燃比，抑制火焰内氮氧化物的生成。核心在于通过调整掺混的氨气与煤的比例，可以在确保发电效率的同时，显著减少CO₂和其他有害气体的排放。氨在燃烧过程中释放的能量虽然略低于煤炭，但其高氢含量意味着更清洁的燃烧过程。此外，氨的引入还能提高燃烧温度，增强燃烧稳定性，从而间接提升整体发电效率。

煤电掺氨燃烧的核心技术流程主要分为：液氨储运与气化、煤粉与氨的混合燃烧、尾气处理三个关键技术环节：



液氨的储运与气化—需要大流量、远距离的氨供应方案

对于国内主流类型之一的600MW机组，若进行10%掺氨，则满负荷下每小时需要供应约28.8吨氨，需要大量的储氨与气化设施。但根据国内相关安规政策，氨作为危化品，一般不允许发电厂内设置大体量的氨储存与气化设施（2024年7月《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）》也明确提到此点），需要远距离的操控处理。

针对此点，国内已有较为成熟的解决方案：皖能铜陵电厂示范项目中，皖能集团联合合肥能源研究院研制了当时国内最大的20吨/小时双加热回路液氨高效蒸发器，实现了液氨大量、快速气化；并开发出了长距离供氨气化控制系统，最大掺氨量达21吨/小时。

根据政策导向与实际情况而言，率先选择在煤电厂就近的风光基地制绿氨并就近进入火电厂掺烧消纳的思路也可以很好的解决这一问题。



二、发电燃料—掺烧技术难点在于氨储运、混合燃烧控制与尾气处理三个关键环节

混合燃烧环节需要进行反应过程的控制以实现保证燃烧稳定、控制氮氧化物的排放：

由于氨自身的理化性质，氨具有难以燃烧的特点，要实现稳定燃烧，需要煤粉辅燃、等离子体空气等进行辅助；另一方面，氨燃烧后的产物与燃烧条件有关，燃烧过度或不足均易产生过量的NO_x污染物，燃烧不足也容易发生较多氨逃逸。这两点也是限制进一步提高掺氨比例的重要原因；针对此点，有至少两种解决方案：

- 一是混氨式燃烧器方案，最高已实现35%掺氨：同时喷出煤粉、氨气、空气（或氢气）3种燃烧组分，在燃烧器喷口处混合（或喷出前部分混合）并燃烧。通过控制3种组分的喷速、比例、流量等控制火焰条件，实现稳定燃烧并控制NO_x产生量，使其低于氮氧化物排放标准。如日本碧南电厂项目IHI低氮旋流燃烧器（20%）、国家能源集团混氨低氮煤粉燃烧器（35%）；
- 二是纯氨燃烧器方案，最高已实现35%掺氨：利用多个燃烧器——煤燃烧器与纯氨燃烧器共同工作，实现掺氨。其中，纯氨燃烧器有多种技术路线，如通过提前电离空气，形成空气等离子体射流，辅助纯氨气持续燃烧。目前已实现锅炉整体35%比例的掺氨燃烧，如安徽能源集团旗下项目示范案例。

尾气处理环节要实现NO_x污染物的及时检测及处理：

无论是煤炭燃烧还是氨的燃烧，均会产生NO_x等含氮污染物；而根据《火电厂大气污染物排放标准》，国内燃煤发电尾气中NO_x含量不得超过100mg/m³；

- 传统脱硝技术可基本满足现阶段的掺氨项目的需要。国内大部分煤电厂均有着长期利用氨进行脱硫脱硝的实操经验与完善的相应系统设施（SCR或SNCR脱硝系统）利用氨脱硫脱硝的原理为利用氨气与NO等反应，生成无害的氮气。现阶段的掺氨项目一般在燃烧环节控制NO_x产生量，对现有的脱硝装置来说变化不大。如国家能源集团600兆瓦机组煤炭掺氨燃烧试验中，脱硝装置前的NO_x浓度与未掺氨时相当。
- 由于火电厂有着长期使用氨进行脱硫脱硝的经验与设施，使其对于掺烧氨发电技术并不陌生，绿氨掺烧有着较为不错的推广基础。

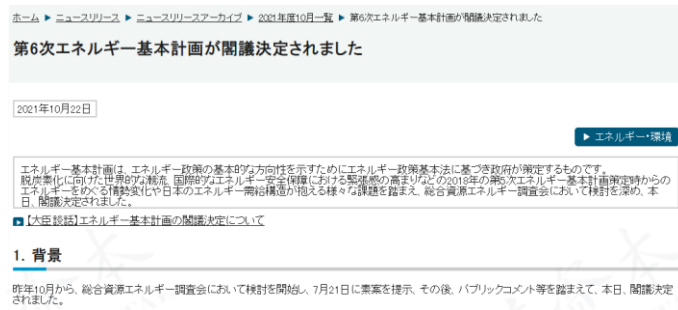


二、发电燃料—应用进展：火电掺氨示范机组的容量、掺氨比例不断突破，中日两国较为领先

火电进行氨掺烧为可再生能源生产条件不利（风光资源差、价格高、产能低）的国家（日本、韩国等）也提供了可行性强的减碳替代方案。从火电掺氨发电进展上看：**总体上，燃煤掺烧氨技术处于示范到小规模应用阶段**，相关工艺仍在迭代中，中国、日本等推行掺氨发电国家目前已在逐步扩大到实际机组容量规模的应用验证阶段；**中日两国煤电掺氨的示范项目最多，技术水平与应用进展处于国际前列水平。**

日本

由于日本能源结构等因素影响，日本在氨能的开发利用上走在前沿，并将火电掺氨发电定为能源国策：



- 2017 年，日本水岛发电厂向155 MW燃煤锅炉中添加0.6%-0.8%，首次实现了氨煤共燃；
- 2021年10月，日本启动的碧南1000 MW热电厂进行了20%混氨燃烧测试，是当前国际上机组容量最大的掺氨实验；
- 日本IHI已建成10 MW的掺氨燃烧示范装置，在积极推进实施 1000 MW 规模的电厂掺氨实验，未来将实现20%混氨稳定燃烧；
- 日本三菱重工正在开发40 MW氨燃气轮机将100%使用氨发电，并把选择性催化还原与新型燃烧技术相结合，降低氮氧化物排放。



中国

国内已经有企业、科研单位率先实现了工程示范验证，标志着我国燃煤锅炉混氨技术进入世界领先赛道：

- 安徽皖能集团：联合 合肥能源研究院实现了100-300MW负荷下燃煤掺氨比例最高达35%多种工况的锅炉安全平稳运行；
- 国家能源集团：搭建的40 MW燃煤锅炉燃烧实现世界最大比例的混氨燃烧（35% 氨气）；国家能源投资集团现有示范结果表明，在掺氨比例和氨注入位置一定的情况下，燃烧后生成的NO_x污染比燃煤工况还要低。若现有煤电机组均实施35%混氨燃烧，每年可减少9.5亿吨CO₂排放量。
- 氢峰科技：已拥有两条示范验证线：火电锅炉掺烧、水泥锅炉掺烧；该团队是全球唯一进行了大型水泥窑氨/氨/煤混烧工业级中试的团队，

中华人民共和国中央人民政府

国家发展改革委办公厅关于印发《绿色低碳先进技术示范项目清单（第一批）》的通知

发改办环资〔2024〕272号

科技部、工业和信息化部、财政部、自然资源部、住房和城乡建设部、交通运输部、国务院国资委、国家能源局、中国民航局办公厅（综合司）、各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委、国家开发银行：

为贯彻落实党中央、国务院决策部署，加快绿色低碳先进技术示范应用和推广，按照《绿色低碳先进技术示范工程实施方案》（发改环资〔2023〕1093号）工作部署，我委会同有关部门组织开展了第一批绿色低碳先进技术示范项目申报遴选工作。经项目单位申报、地方审核推荐、第三方机构评审、部门及地方复核、公开征求意见等遴选审核程序，确定了第一批示范项目清单，现予公布，并就有关事项通知如下：

序号	项目名称	方向	建设内容	地区	实施主体
8	基于熔盐储热的煤电灵活性关键技术示范应用项目	源头减碳	化石能源清洁高效开发利用示范项目。项目采用基于熔盐储能系统的热电耦合、机组深度调峰及保证供热调峰尖峰工况等关键技术，调峰期间实现机组最高发电负荷达到100%额定负荷，并同时满足供热低需求连续运行4小时；压低谷期间实现机组最低发电负荷达到30%额定负荷，并同时满足供热高需求连续运行5小时；机组全容量可满足供热调峰需求连续运行9小时，供热低需求运行15小时。主要建设一套熔盐储能系统，设计储能容量1000MWh。项目建成后，可通过熔盐储能代替机组产汽供热，每年可减少碳排放约8.5万吨。	安徽	国能宿州热电有限公司
9	重型燃气轮机示范电站项目	源头减碳	化石能源清洁高效开发利用示范项目。项目采用燃气轮机自主研发、设计、高温部件制造、运行维护等关键技术，标准工况下单机出力、单机效率、全循环效率达到国内领先水平。主要建设2套75MW等级燃气轮机联合循环机组，同步开展控制系统研发应用、热通道部件检测评估、运行优化、检修维护自主化等，建成国产G50重型燃机首台（套）示范电站。项目建成后，可实现F级重型燃机国产化应用突破。	广东	华电福新清洁能源有限公司
10	燃煤锅炉掺氨清洁高效燃烧成套技术示范项目	源头减碳	化石能源清洁高效开发利用示范项目。项目采用激光互补光伏发电技术，一体化光伏制氨平台，掺氨燃烧技术，自主研发掺氨燃烧设备自动控制系统，纯氨燃烧、额定功率、连续可调的调节方式、等离子体点火，24小时不间断自动控制，额定氨消耗量等达到国内领先水平。主要建设激光一体光伏电站，搭建一体化光伏制氨平台，改造现有300MW燃煤发电机组。项目建成后，可探索燃煤锅炉掺烧绿氨成套技术路径。	安徽	皖能铜陵发电有限公司
11	100MWh重力储能示范项目	源头减碳	先进储能示范项目。项目采用重力储能专用结构，高刚度储能块配工艺、重力储能系统组网方案、重力储能控制系统等，重力储能容量、能量转换率、废弃物利用率等达到国内领先水平。主要建设重力储能库、升压站及附属配套设施，购置重力储能成套装置、主变压器、DCS控制系统等设备。项目建成后，可形成储能容量100MWh/天，发电功率26MW/天的光储规模。	江苏	如东能链储能科技有限公司

该项目也获批国家发改委评审的《绿色低碳先进技术示范项目清单》第一批示范项目，也是首批示范项目里唯一一个绿氨领域的全链条示范项目（“电解水制氢-柔性合成绿氨-绿氨火电厂掺烧”全链条示范）



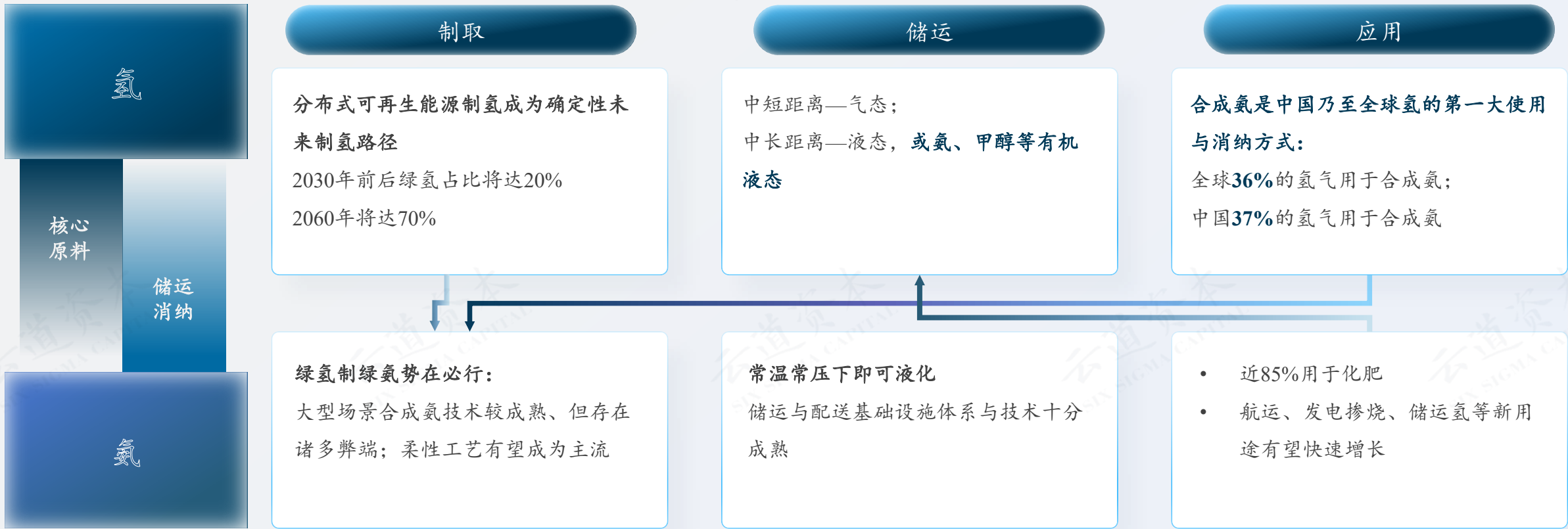
该团队实现了降低了碳排的同时降低了氮氧化物的排放。并得到了央视的报导。



三、氢氨融合—绿氨拉动了氢能乃至可再生能源整体的需求与进一步发展

氢气被认为是最理想的清洁能源之一，但氢气制取成本高、储存及运输困难等问题是制约氢能产业发展的“瓶颈”，而氨被认为也是比较理想的储运氢的有机液态载体，**氢氨产业融合发展是解决氢能产业发展瓶颈、助力氨产业由灰转绿的有效途径。**

氢氨产业融合关系示意





三、氢氨融合—氨是氢最大的使用消纳用途、也是理想的远洋长距离氢储运方式

氨作为氢载体的优势

以氢气为原料的液氨比液氢具有更高的体积能量密度，且氨比氢气更容易液化，常压下氨气在-33℃就可以液化，而氢气需要低于-253℃，且同体积的液氨比液氢多至少60%的氢。

氨的储运基础设施完善，氨的工业化生产和应用已经有百余年的历史，氨有管道、铁路、船舶、公路拖车和仓库等多种运输方式，相关的技术体系和储运基础设施完备。

液氨输氢的远洋运输成本仅为0.1-0.2美元，有望成为未来氢储运最佳选择之一

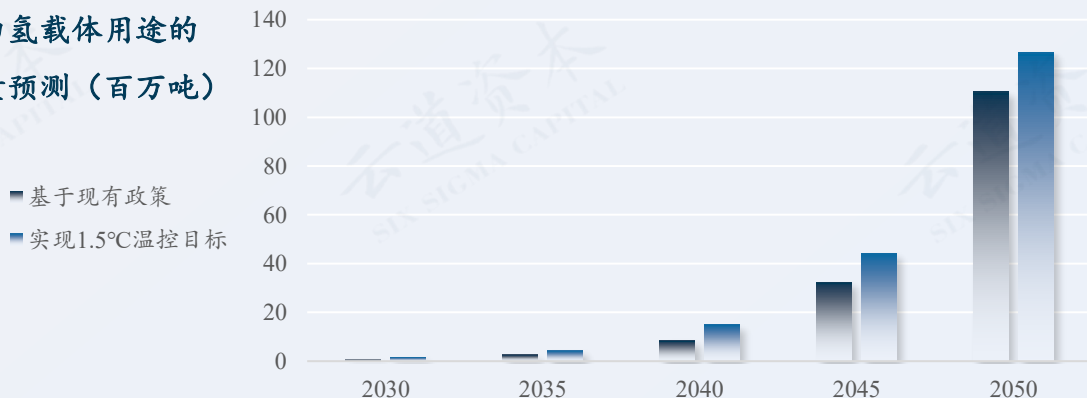
运输渠道（每kg）	200-2000km	2000-3000km
氢运输-管道	0.1-1.3（美元）	1.3-2.1
氢运输-轮船	0.9-1.1	1.1-1.3
氨运输-管道	0.1-0.8	0.8-1.0
氨运输-轮船	0.1-0.2	0.1-0.2

液氨已经在全球范围内开展远洋贸易，全球满足液氨装卸的港口超过120个，2021年全球氨的出口约占总产量的10%。智利、中东、澳大利亚作为世界上可再生能源资源较为丰富地区已启动相关能源规划，利用风光发电制氢，之后利用氨作为氢的载体运输到美国、欧洲、日本等市场。

氢的产业化发展将带动绿氨的发展，绿氨的发展空间广阔。虽然目前氨运输方式不具有经济性，但是考虑到制氢成本的下降及技术创新，未来氨运输方式有望快速增长。根据国际可再生能源署（IRENA），氨作为氢的载体将从2030年的100-300万吨增加到2050年的1.1-1.3亿吨。

数据来源：国际可再生能源署（IRENA）

氨作为氢载体用途的需求量预测（百万吨）





Part VI

绿氨制备成本与经济性分析

随着绿电电价下降与相关电解技术、合成氨技术的成熟，绿氨成本将持续下降；绿氨降本空间：长期依靠清洁电力成本降低，中短期可通过工艺的革新优化生产流程快速降本（新一代柔性工艺的应用有望带来绿氨的快速平价与更低的成本下限）。

从应用场景的经济性来看，绿氨在船舶燃料场景已有一定的竞争力；而在火电掺烧场景，直接的经济性仍不具优势，其在火电场景应用意义更多在于给整个中国电力系统转型带来的降本。

绿氨的成本分为设备摊销、能耗电力两大方面，受清洁电力电价影响明显。电价每差异0.1元/kW·h，影响氨最终成本约1000元/t。

云道资本分析认为，绿氨降本空间主要来自于：绿氨电解槽成本降低、清洁电力成本降低以及Haber Bosch等氨合成工艺优化、灵活性的提高等方面；其中工艺的优化（新一代柔性工艺）有望带来中短期更快降本速度与更低的成本下限。

对于应用新工艺与新的系统结构设计的绿氨生产装置，云道预测2025年左右其最低成本可低于400美元/吨（与灰氨持平，甚至低于灰氨）。



绿氨的制备成本与经济性分析

绿氨的成本分为设备摊销、能耗电力两大方面，受清洁电力电价影响明显

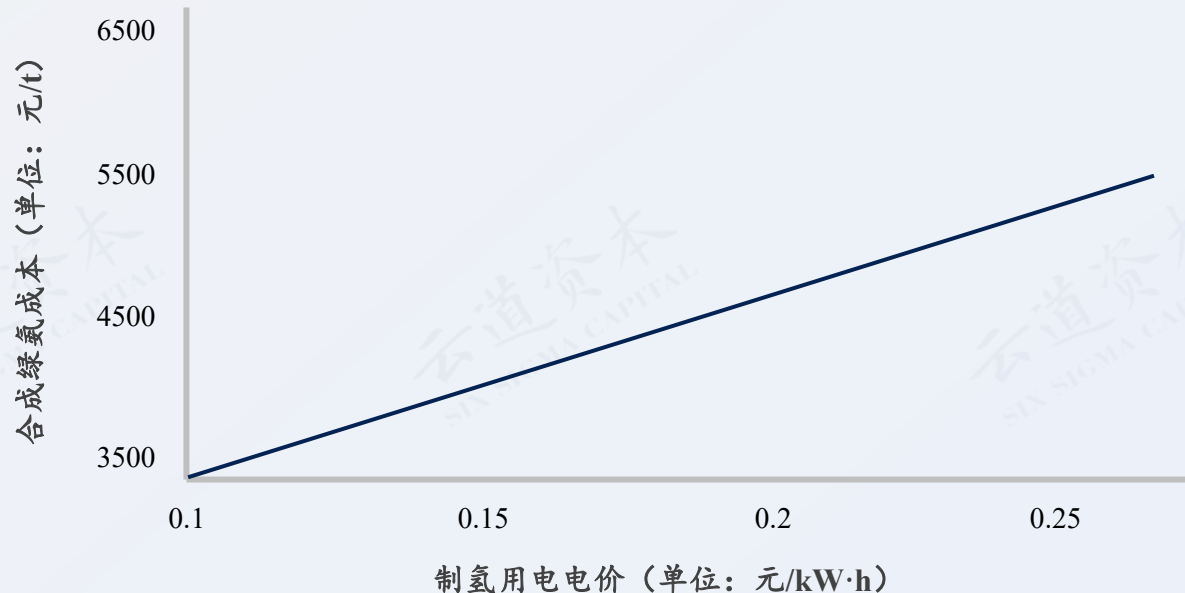
绿氨由电解水制取的绿氢与空分装置捕获的氮气经合成工艺而得，从一体化项目的成本测算角度，绿氨的项目投资成本可分为：制氢电解槽、合成氨装置、储氢装置、储能装置、制氮装置、水处理装置等。而每吨绿氨的成本结构主要分为：设备摊销（包含折旧、运维、水费等）、能耗电力成本两大方面。

从国内示范项目来看，就目前技术条件下合成氨耗氢量约176~180kg/t，全流程耗电10500-12000kwh/t（含制氢、合成、空分及损耗全环节）。现有的合成氨工艺需稳定电源与稳定的氢源，一般采用网电或配储绿电并配比弱电网解决，电价每差异0.1元/kW·h，影响氨最终成本约1000元/t。

合成绿氨的主要成本要素

- 原料上：每吨绿氨需求消耗176kg的绿氢和820kg左右的氮气；
- 能耗上：每吨绿氨合成10500-12000kwh左右电力：电解水9700kwh左右，合成环节600kwh左右，其他环节200kwh左右；
- 当前问题：现有工艺需要绿氢、电力的大规模稳定供应来实现连续生产，储氢、储能段投资巨大（见下页成本测算）。

当前合成绿氨成本-电价对应图



数据来源：云道资本基于2024年H1风电、光伏、储能、电解水制氢设备的最新中标价均价测算，且经过产业访谈验证



绿氨的制备成本与经济性分析

受制于高温高压合成工艺，除能耗成本外，绿氨成本价受储氢、储能段影响最为明显

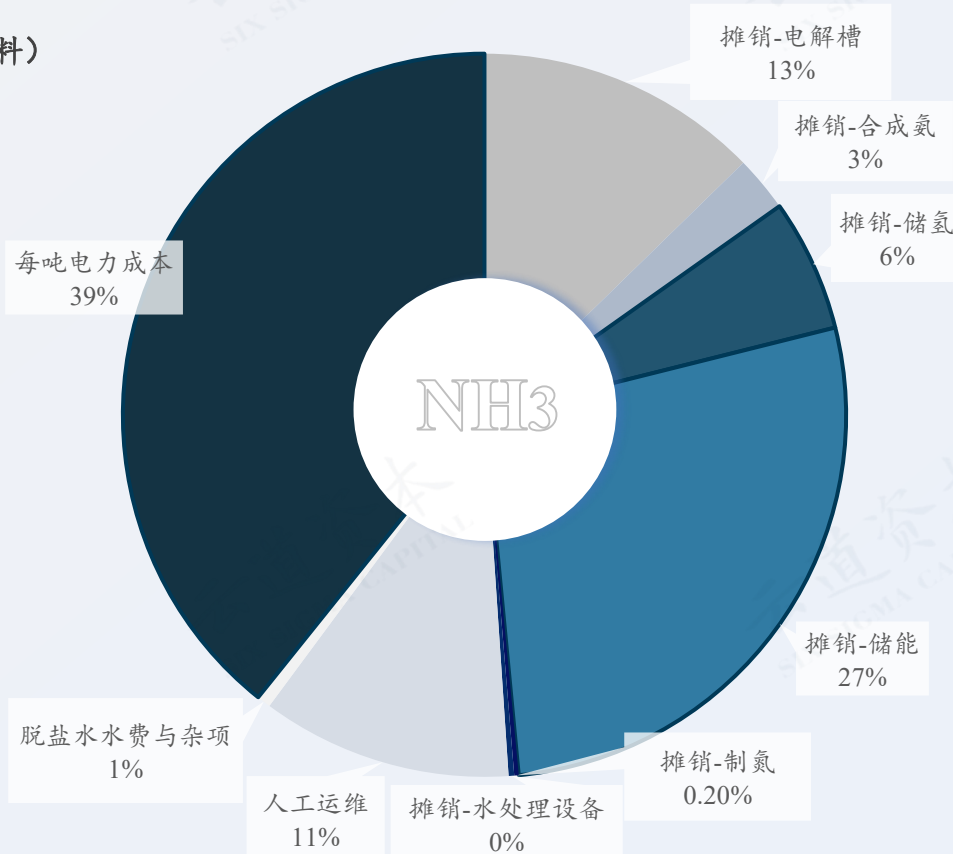
传统高温高压工艺下，产能调节灵活性极其有限，需要绿氢、电力大规模稳定供应实现连续生产，使得氨氮项目成本中用于保证原料稳定供应、平衡原料波动性的储氢、储能段的投资成本与其折旧摊销巨大，拉高了绿氨的吨成本价，在此背景下，国内吨绿氨成本约4000-4500元/吨。

云道资本绿氨成本测算模型——年两万吨合成氨产能为例

□ 以年产能两万吨的合成绿氨装置为例，电力成本假定为0.15元/度（每吨氨需176.5kg左右的氢为原料）

	环节	成本	摊销 元/吨	备注
一次设备投入	电解槽	10200万	510	千标方600万元/套，需17套，寿命10年；
	合成氨	4000万	100	年产量2万吨，每小时耗氢量5000方，寿命20年；
	储氢	9500万	237.5	可再生能源的间歇性，需储存 250000 Nm³氢气保证生产不间断，氢罐总投资约 9500 万元。寿命20年；
	储能	22000万	1100	可再生能源间歇性，需存储 275000kWh 电量保证生产不间断，单位成本 0.8 元/wh，含电池+4S等。寿命10年；
	制氮	320万	8	相应规模的制氮设备投资约320万，寿命20年；
	水处理	400万	10	电解槽制氢需要脱盐水，相应规模的水处理设备投资约400万，寿命20年；
人工运维		900万/年	450	按照设备的总投资成本的 2%计算，900万/年；
脱盐水水费与杂项		50万/年	25	相应规模约50万/年；
电力成本			1576	每吨绿氢合成氨耗电10500kwh左右：电解水耗电 9707.5kwh，合成环节600kwh，其他环节200kwh。

每吨绿氨LCOA成本：4016.5元/吨



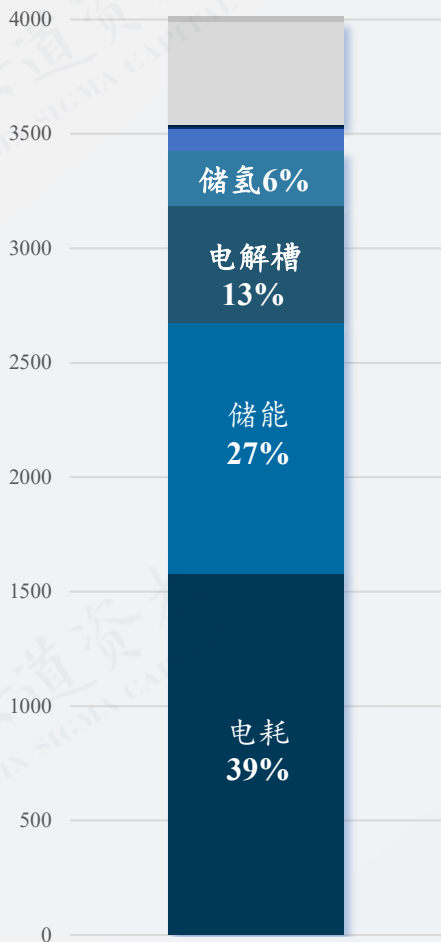
数据来源：所有设备环节成本是云道资本基于2024年H1最新中标价均价测算，且经过产业访谈验证



绿氨的制备成本与经济性分析

绿氨降本空间：长期依靠清洁电力成本降低，中短期可通过工艺的革新优化生产流程快速降本

目前吨氨成本结构（元/吨）



未来绿氨的降本空间

目前绿氨成本构成的前三大成本项：电力成本（~40%）、储氢/能成本（~35%）、制氢电解槽成本（~13%）。云道资本分析认为，绿氨降本空间主要来自于：绿氢电解槽成本降低、清洁电力成本降低以及Haber Bosch等氨合成工艺优化、灵活性的提高等方面；其中工艺的优化有望带来更快降本速度与更低的成本下限。

□ 储能与储氢段成本的下降是中短期拉动绿氨快速降本的有效手段

当前绿氨成本结构中，储氢储能端成本占据30~35%的成本。而造成这一问题的主要原因是目前的绿氨合成工艺仍以传统的哈伯法为主，高温高压的反应条件使其无法灵活调节功率，对绿氢和电力供应的稳定性、大规模供应要求即为苛刻。而可再生能源环境下，绿氢和清洁电力的供应都极不稳定，所以需配备大量昂贵的储氢储能设施来保证生产稳定。近年来，国内与海外产业端均在超工艺的柔性化、小型化方向努力，通过工艺的优化可以使得合成氨装置可以灵活的调节功率产能以适应波动性的原料供应，减少了储氢储能的成本，这样通过工艺的革新带来的生产流程的优化带来绿氨的快速降本。

□ 制氢电解槽成本的下降

制氢电解槽近年来的成本不断降低，2024年电解槽环节中标均价为500-800万/千标方。

□ 清洁电力成本是绿氨成本长期降本的主要空间来源

清洁电力端风电光伏渐趋成熟加之产能过剩的局面，氢氨一体化项目的电力成本价目前已经降到0.12-0.15/kwh区间。

数据来源：所有设备环节成本是云道资本基于2024年H1最新中标价均价测算，且经过产业访谈验证



绿氨的制备成本与经济性分析

绿氨降本空间：新一代柔性工艺的应用有望带来绿氨的快速平价与更低的成本下限

云道资本绿氨成本测算模型——年两万吨合成氨产能为例，传统工艺与新工艺的对比

□ 以年产能两万吨的合成绿氨装置为例，电力成本假定为0.15元/度，以前页成本测算模型为基础；

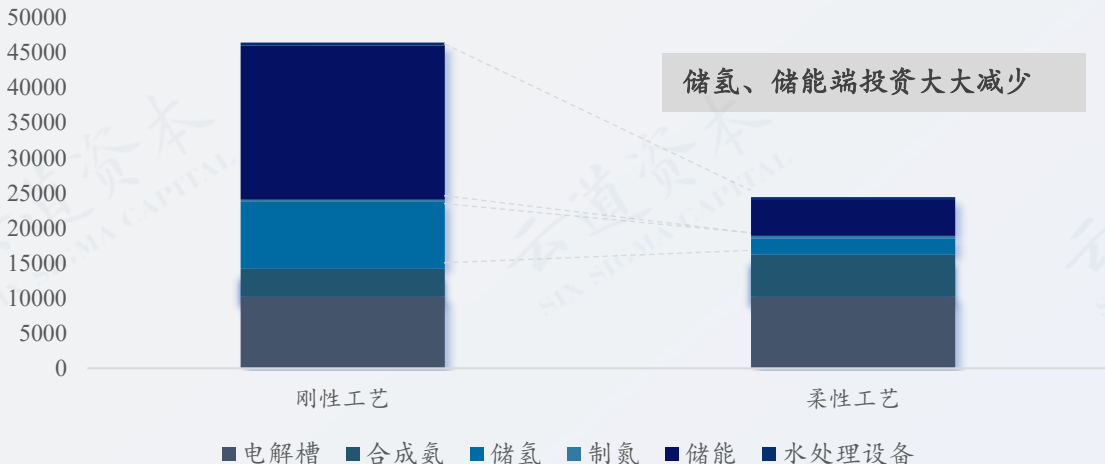
合成氨与制氮环节由于产能柔性化，若需达2万吨产能，其额定功率需要更高

由于柔性的产能调节能力，可以大大减少储氢与储能端投资

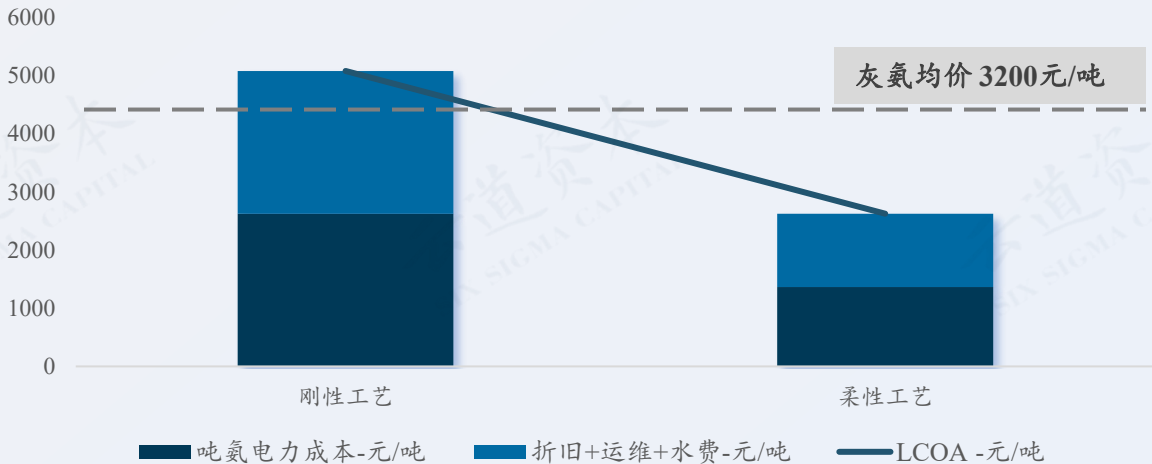
资本支出（万元）		
名称	刚性工艺	柔性工艺
电解槽	10200	10200
合成氨	4000	6000
储氢	9500	2250
制氮	320	420
储能	22000	5110
水处理设备	400	400
合计（万元）	46420	24380

绿氨LCOA（元/吨）		
名称	刚性工艺	柔性工艺
吨氨电力成本-元/吨	1576	1576.
折旧+运维+水费-元/吨	~2450	~1260
LCOA -元/吨	4026	2835

单个一体化项目投资成本（万元）



LCOA吨氨成本（元/吨）



数据来源：所有设备环节成本是云道资本基于2024年H1最新中标价均价测算，且经过产业访谈验证，基于云道资本绿色化工数据库与成本测算模型计算



绿氨的制备成本与经济性分析

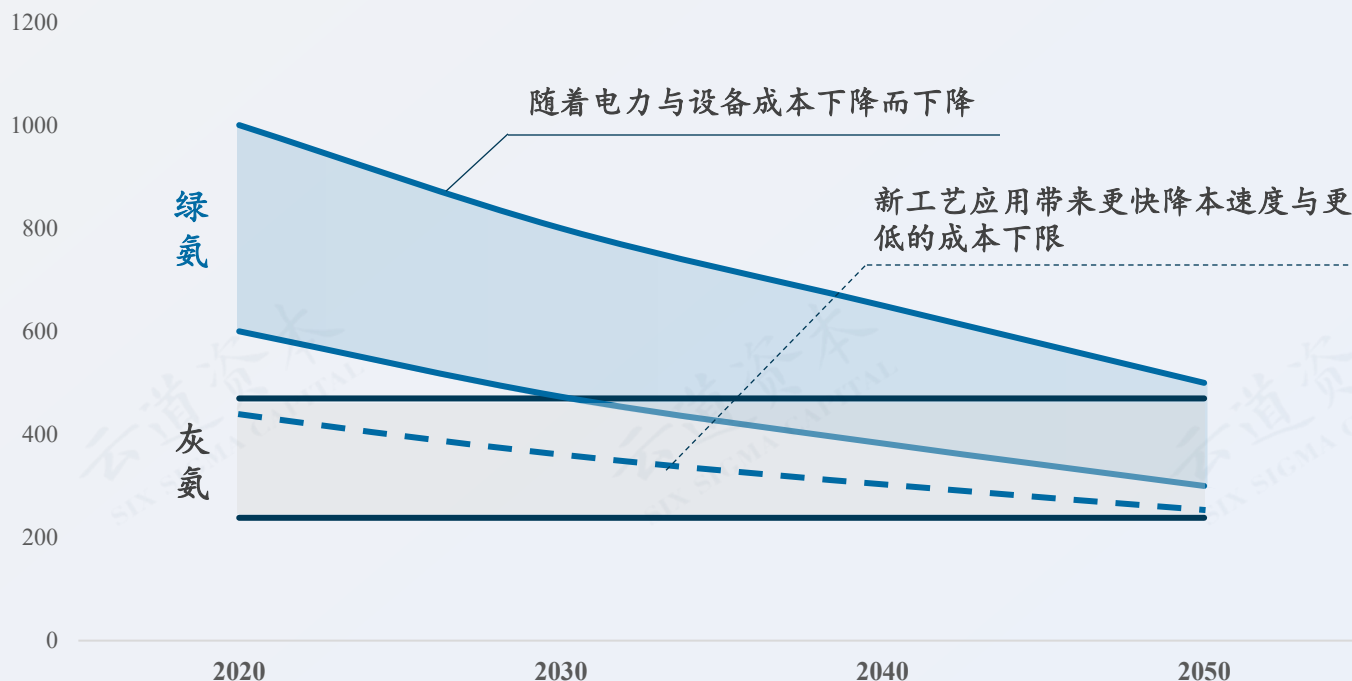
绿氨价格预测：随绿电电价下降与新工艺成熟，绿氨成本将持续下降，三年内实现与灰氨平价

就全球平均水平来看，以传统哈伯法进行绿氨生产，绿氨的生产成本目前在每吨600-1000美元之间，到2050年将降至每吨300-500美元。而对于应用了柔性合成工艺或小型化新结构的绿氨生产装置，其成本有望更快的下降，2025-2030年前完全可以与灰氨拥有较强的竞争力，对于应用新工艺与新的系统结构设计的绿氨生产装置，云道预测2025年左右其最低成本可低于400美元/吨（与灰氨持平，甚至低于灰氨），最迟2030年前实现绿氨完全低于灰氨。

绿氨成本降本路径



绿氨制备的平均成本预测（纵轴，美元/吨）



数据来源：所有设备环节成本是云道资本基于2024年H1最新中标价均价测算，且经过产业访谈验证，基于云道资本绿色化工数据库与成本测算模型计算



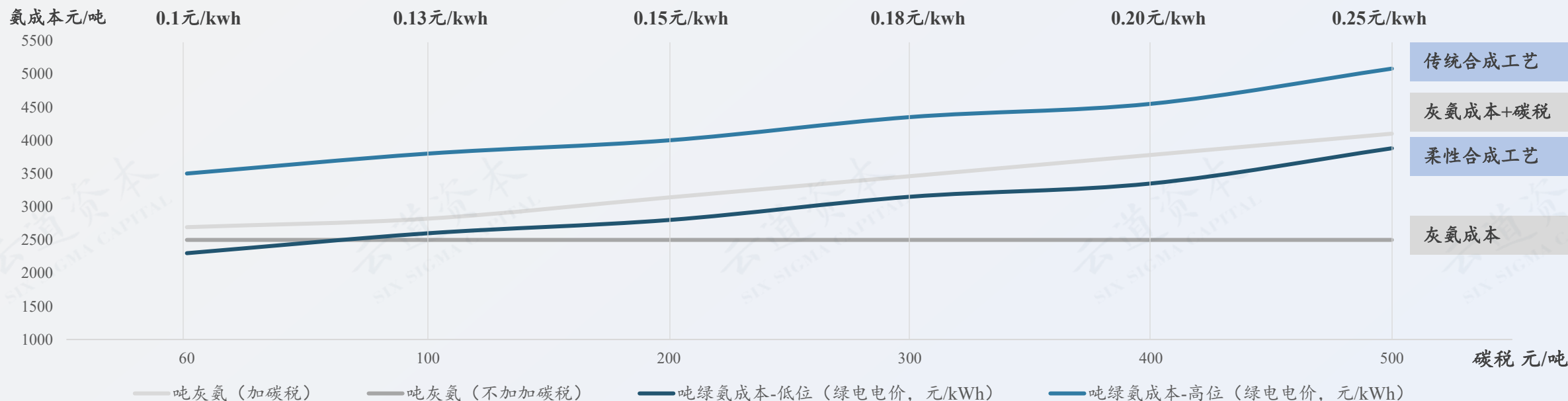
绿氨的制备成本与经济性分析

随着绿电价格降低与碳价影响的叠加，绿氨与灰氨相比已有一定的经济竞争力

中国煤制氨的吨产品碳排放量约为3.2-4t，在煤炭价格800元/t时，煤制合成氨的生产成本价一般约为2500元/t（不含碳价影响）；从合成氨的市场售价方面来看，合成氨价格主要受煤炭价格波动的影响：2021 年前基本在 3200 元/t上下小幅波动；2021年开始随着煤炭不断涨价，中国合成氨价格逐渐攀升，最高达到 5300 元/t；2023年来，合成氨价格又快速回落，当前液氨主产区处于 3000 元/t的市场价水平。

灰氨叠加碳税后（横坐标）以及不同电价水平下的绿氨成本对比如下，可以发现，在电价水平低于等于0.13元/kwh且采用新型柔性工艺的绿氨已与没有碳税的灰氨相比，也拥有足够的经济竞争力。

绿氨考虑减碳效益与灰氨的竞争力对比（元/吨）



数据来源：基于云道资本绿色化工数据库与成本测算模型自主测算



绿氨的制备成本与经济性分析

绿氨作为零碳的船用替代燃料，经济性上与传统燃油相比拥有较强的竞争力

绿氨作为航运燃料的经济性分析：

2022年，国际海事组织 IMO 根据吨位5000吨以上的国际贸易用船舶消耗情况推测出全球的燃油需求总量约2.189亿吨，如考虑进5000吨以下与国内航运的需求量，该数字还会有一定幅度增长。 2.189亿吨的燃油按热值折算，对应绿色甲醇约为5亿吨、绿氨约为5.3亿吨，绿氨在远洋航运场景潜在应用空间巨大。

航运燃料：氨VS 甲醇

减排降碳：液氨燃烧不产生 CO₂，属于零碳燃料，具备减排潜力；而甲醇的碳排仅略低于燃油，会导致大量的碳排；

体积及效率：为了获取等量的热值，液氨容积是燃料油容积的3.2 倍，质量是燃料油质量的 2.35 倍；而甲醇容积是燃料油容积的2.4倍，甲醇质量是燃料油质量的2.26倍；虽然从这些指标看甲醇略优于液氨，但在相同载货量下，甲醇船比传统燃料油船自重更大，需要消耗大量燃料，会导致大量的碳排问题；而液氨则无此问题；

综合来看，液氨相较于甲醇是更为理想的航运燃料。

项目	燃料油	甲醇	液氨	甲醇 /燃料油	液氨 /燃料油
碳含量	86.3%	37.5%	0	0.43	0
低位热值 MJ / kg	43-46	19.6	18.6	0.43-0.47	0.4-0.43
密度 Kg / m ³	840	791	617	0.94	0.74
CO ₂ 排放因子 Kg / GJ	73.6-68.8	70.2	0	0.99	0
体积因子 M ³ / GJ	0.0277-0.0259	0.065	0.087	2.3-2.5	3.1-3.3

数据来源：基于云道资本绿色化工数据库与成本测算模型自主测算



绿氨的制备成本与经济性分析

绿氨作为零碳的船用替代燃料，经济性上与传统燃油相比拥有较强的竞争力

绿氨作为航运用燃料的经济性分析：

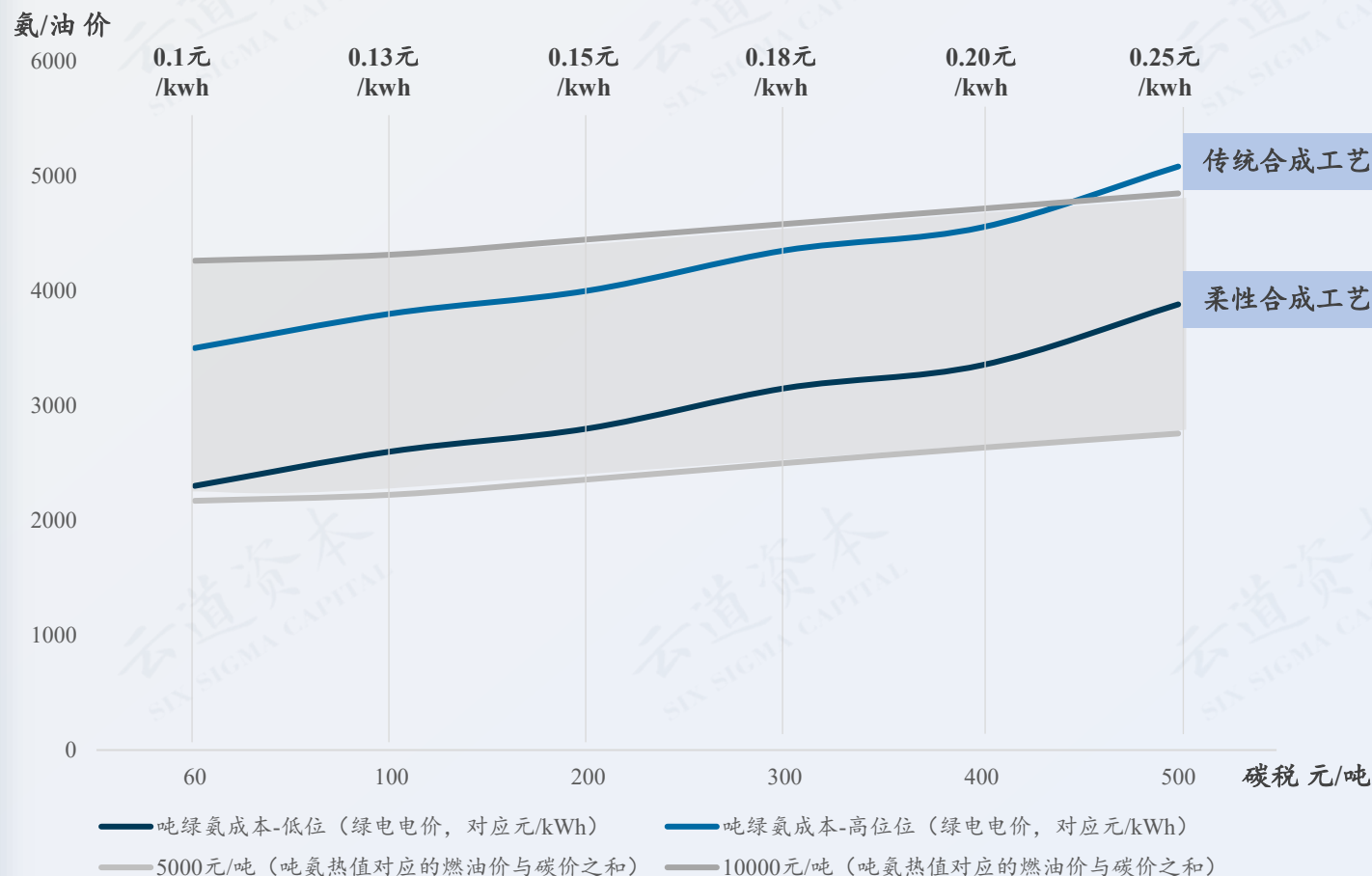
作为船用燃料，与吨氨热值对应的燃油量为0.418t，排放 CO₂ 1.33t；

- 在油价为5000元/t、碳价从60~500元/t变化时，与吨氨热值对应的燃油价和碳价之和为2170~2756元/t；油价10000元/t、碳价从60~500元/t变化时，与吨氨热值对应的燃油价和碳价之和为4313~4846元/t；
- 新能源成本电价0.1元/kWh 对应绿氨成本最低为2300元，与油价5000、碳价为60元/t对应的吨氨热值对应的燃料油价和碳价之和相当；

整体来看，在绿电价格0.1~0.2元/kWh 时，绿氨成本处于燃料油价格5000~7000元区间竞争范围内。

综上，绿氨作为零碳减排的替代船用燃料路线，与传统燃油相比也是具有一定的经济竞争力的。

绿氨作为船用燃料情景下考虑减碳效益与燃料油的竞争力对比



数据来源：基于云道资本绿色化工数据库与成本测算模型自主测算



绿氨的制备成本与经济性分析

掺烧发电虽带来一定的燃料成本上升，但对火电厂与中国整个电力系统拥有明显增益效果

绿氨作为发电掺烧燃料的经济性分析：

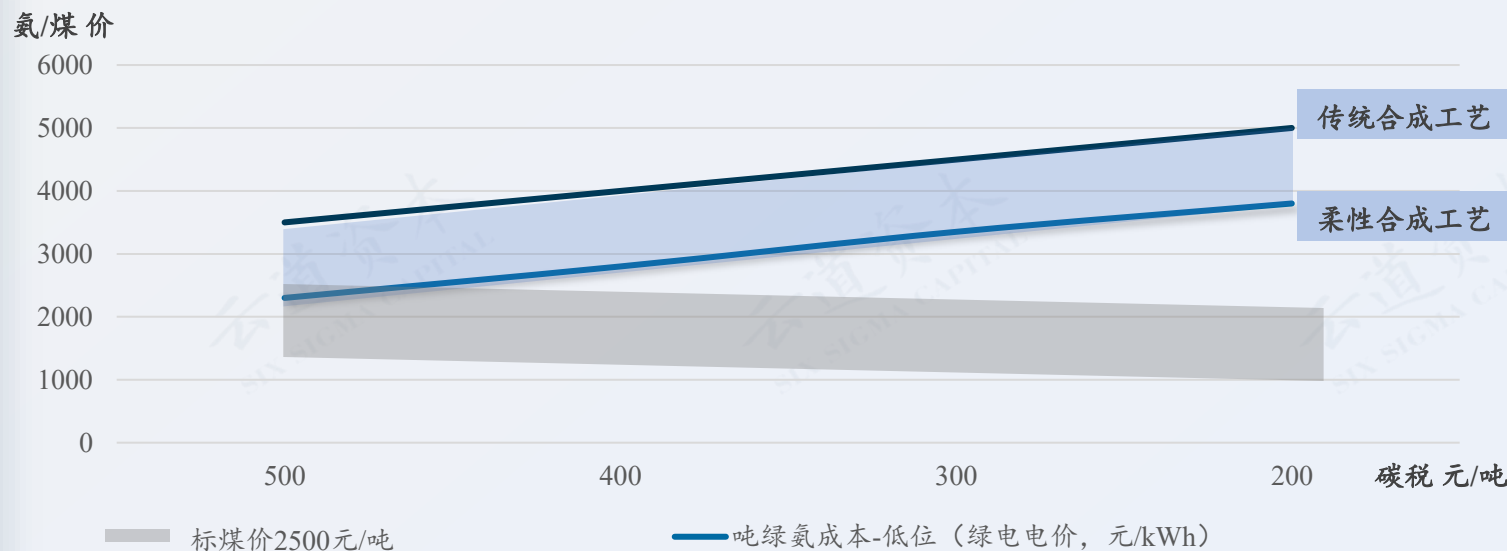
合肥综合性国家科学中心能源研究院、安徽省能源集团有限公司，在皖能电力所属的皖能铜陵发电有限公司300MW 燃煤机组中，大比例掺氨燃烧试验实现了最高掺氨35%的平稳运行，氨燃尽率达到99.99%，氨逃逸率低于2 ppm，氮氧化物浓度可控可降，锅炉效率与燃煤工况相当。

氨作为燃煤掺氨发电用的燃料时，吨氨热值对应的标煤量约为0.64t，该煤量碳排1.65t。在绿电价格为0.1元/kWh时，绿氨的全成本最低为2300元/t（柔性工艺下，传统工艺在3500元/吨左右）；只有当标煤价达到2500元/t、且碳价为500元/t时，与吨氨热值对应的标煤价和碳价之和达到2414元/t；故燃煤掺氨在短期内仅从原料成本测算尚不具备经济性方面的竞争力。

值得关注的是

仅从原料角度测算，绿氨进入火电掺烧确实不具备较好的竞争力，但当前火电掺烧绿氨比例较低，且绿氨掺烧从中国整体电力系统宏观角度看，其可以成为可再生能源系统与传统电力系统耦合的媒介，可以带来电力系统的整体降本与进一步发展。

绿氨作为电厂燃料情景下考虑减碳效益与煤炭的竞争力对比



数据来源：基于云道资本绿色化工数据库与成本测算模型自主测算



绿氨的制备成本与经济性分析

掺烧发电虽带来一定的燃料成本上升，但对火电厂与中国整个电力系统拥有明显增益效果

中国上一阶段的能源转型强调以可再生能源系统为主体，导致可再生能源系统与传统的煤电系统形成互斥关系，可再生能源发电大幅抢占了煤电的发电上网指标、且给电网带来了巨大调峰压力：

一、由于煤电需要主动让渡发电空间以消纳更多新能源，中国煤电设施利用小时数一直维持在3500-4000小时的低位区间（全年8760小时），总体利用率50%左右，且有不断下降趋势，离5500小时的设计值尚有很大距离。这给火电厂的效益带来了巨大冲击。

二、另一方面，由于可再生能源发电的不连续不稳定性，煤电机组被迫进行反向不连续不稳定的调节，以实现正负相抵维持系统平衡的效果，机组无法维持平稳运行，调节或启停频率明显增加，给设备寿命也带来了明显影响。

中国能源转型进入新阶段后，绿氨成为可再生能源系统的终端产品，成为了煤电的掺烧原料。这虽然会对煤电带来一定程度的燃料成本的上升，但进行绿氨掺烧的火电厂将会获得更多的发电小时数。云道资本结合政府及产业访谈，预估未来的绿氨掺烧补贴可能会以两种形式出现：1.绿氨掺烧直接按吨进行资金补贴（广东佛山已出台直接掺烧补贴政策）；2.绿氨掺烧的火电厂获得更多的发电上网指标与利用小时数（2024.7《煤电低碳化改造建设行动方案文件》第五项第三条已明确提及通过掺烧实现减碳的煤电优先上网政策）。

云道预测第二种补贴/扶持方式的落地可能性更大，这一措施的成本低、较为可持续，且更能凸显下一阶段能源转型的重点。掺烧绿氨的火电厂我们预计其年利用小时数量有望实现60%-80%甚至100%的增长。这样火电厂的效益将会大幅提升，完全抵消了绿氨带来的原料成本上升影响。对于电力系统而言，很好的同时解决了可再生能源消纳与煤电资产的持续利用问题。绿氨掺烧的政策型经济性已十分凸显。



Part VIII

绿氨产业进展与玩家代表

全球范围来看，各国家及地区关于绿氨的鼓励性政策持续出台，全球规划中的绿氨产能已近亿吨（但实际落地的仍然较少）；中国在近年来已披露的绿氨产能规划超千万吨、近百个项目，受至于前两年绿氨下游市场不明确、绿氨经济性较差、适应可再生能源工况的工艺不成熟等问题，绿氨项目投产速度缓慢。随着近期政策端的推动与火电消纳场景及绿氨对于下一阶段整个能源转型作用的明晰，预计国内绿氨项目进展会有所加快。

中国境内已披露的绿氨产能超千万吨、近百个项目，但多数处于前期签约、可研、规划、备案中状态，实际在建、投产不足规划产能10%，其原因在于前两年绿氨下游市场不明确、绿氨经济性较差、适应可再生能源工况的工艺不成熟等问题。随着近期政策端的推动与火电消纳场景及绿氨对于下一阶段整个能源转型作用的明晰，预计国内绿氨项目进展会有所加快。

全球已披露规划产能近亿吨，澳大利亚、中东等风光资源禀赋较好的国家地区产能规模庞大，全球有望形成：中、日、韩消费，中、澳、中东生产的总体格局。



绿氨的政策环境与产业进展

中国规划绿氨年产能超千万吨，绿氨项目单项目/单期主流年产能区间在20万吨以下

不完全统计，截至2024年9月，中国境内规划（包含在建、规划、建成）的绿氨项目80余个（不含两年内无实际进展的项目），已披露的绿氨产能近1500万吨/年。但实际在建、投产的占比较低，其原因在于前两年绿氨下游市场不明确、绿氨经济性较差、适应可再生能源工况的工艺不成熟等问题。随着近期政策端的推动与火电消纳场景及绿氨对于下一阶段整个能源转型作用的明晰，预计国内绿氨项目进展会有所加快。

建成项目



2024年国内建成了首个万吨级绿氨项目。该项目为内蒙古赤峰“年产152万吨的零碳氢氨项目”的P0期示范装置，由远景能源与内蒙古赤峰市国资集团共同投资，绿氨产能2万吨/年。

在建与规划中所有绿氨项目中，单项目/单期产能中小型特点突出：

75% 的项目 年产能规模在20万吨以下

25% 超20万吨/年

在建项目

截至2024年9月，实际在建的项目约为11个，合计产能约190万吨/年。

其中，6个项目为2024年年内启动。

特征：在建项目大部分产能总规模不超过20万吨/年，基本所有在建项目的单期规模在20万吨以下。

规划项目

截至2024年9月，处于规划（签约/筹备）阶段的项目约有70余个，合计产能规模超1200万吨/年；

在规划项目中，这些项目部分呈现出较大的产能规模，其中20余个项目超20万吨/年；其余50余个项目在20万吨规模以下。



绿氨的政策环境与产业进展

中国规划绿氨年产能超千万吨，绿氨项目单项目/单期主流年产能区间在20万吨以下



有进展与动作的绿氨项目梳理：

序号	项目名称	主导方	地点	披露时间	绿氨产能规划	当前状态
1	库布其40万千瓦风光制氢一体化示范项目	内蒙古绿电氢能科技（国电投和亿利洁能合资公司）	内蒙古鄂尔多斯市	2024年6月	未披露	暂缓
2	风光制氢合成氨一体化项目	吉电股份	吉林白城大安市	2024年5月	2024投产，建成后年产绿氨18万吨	在建
3	远景零碳技术（赤峰）152万吨/年零碳氢氨项目	远景零碳技术（赤峰）（远景子公司）	内蒙古赤峰市	2022年12月	一期32万吨，二期30万吨，三期90万吨	在建
4	金麒麟新能源研发运维中心综合智慧能源风电耦合PEM制氢项目	通辽金麒麟新能源智能科技	内蒙古通辽市	2024年5月	未披露	在建
5	中能建松原氢能产业园（绿色氢氨一体化）项目	中能建氢能公司	吉林省松原市	2024年6月	绿氨/醇60万吨	在建
6	中煤鄂尔多斯50万吨/年离网型风光制氢合成绿氨技术示范项目	中煤鄂尔多斯能源化工	内蒙古鄂尔多斯市	2024年6月	50万吨	前期研究服务招标
7	中电建赤峰风光制氢一体化示范项目	赤峰新辰新能源（中电建和赤峰城投合资）	内蒙古赤峰市	2024年5月	未披露	EPC招标终止
8	腾格里60万千瓦风光制氢一体化示范项目	内蒙古阿拉善能源	内蒙古阿拉善盟	2024年2月	未披露	废止
9	鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氨项目	深能北方能源控股	内蒙古鄂尔多斯市	2024年1月	15万吨	环评获批
10	华能科左中旗“风光储+制氢”一体化经济多元化示范项目（一期200MW）	华能通辽风力发电	内蒙古通辽市	2024年5月	30万吨	备案过期重新备案
11	太阳能电解制氢储能及应用示范扩建项目	宁夏宝丰能源集团股份	宁夏银川市	2024年1月	10万吨合成氨和50万吨氨水	试车成功
12	国华（沧州）综合能源10万吨/年合成氨项目	国华（沧州）综合能源（国能集团旗下）	河北沧州市	2024年2月	10万吨	环评第二次公示
13	中能建兰州新区绿电制氢氨项目	中能建氢能	甘肃兰州市	2024年3月	9000吨	上游光伏投产
14	科左中旗风光储氢氨一体化产业园	中旗天通能源（中国天楹子公司）	内蒙古通辽市	2024年3月	30万吨	备案批准
15	安达市天楹风光储氢氨醇一体化项目	安达市天楹新能源（中国天楹股份）	黑龙江绥化市	2024年4月	3.8万吨	一期备案

数据来源：政府公开信息、势银能链、云道资本整理，截止至2024.9月



绿氨的政策环境与产业进展

中国规划绿氨年产能超千万吨，绿氨项目单项目/单期主流年产能区间在20万吨以下



序号	项目名称	主导方	地点	披露时间	绿氨产能规划	当前状态
16	北京丽丰新能源离网制氢项目	北京丽丰新能源	宁夏吴忠市	2024年1月	未披露	项目签约
17	德昌县水电制氢制合成氨综合利用项目	地方政府	四川省凉山州	2024年1月	未披露	前期洽谈
18	中能建国创（营口）新能源年产20万吨绿色合成氨一体化项目	中能建国创（营口）新能源	辽宁营口市	2024年1月	20万吨	备案获批
19	沈阳优创新能源氢氨醇一体化及电解水制氢装备制造项目	沈阳优创新能源	辽宁沈阳市	2024年1月	未披露	备案获批
20	华电丹东20万吨合成氨及甲醇一体化示范项目	华电丹东	辽宁铁岭市	2024年1月	20万吨	备案获批
21	双城区风光氢氨醇一体化项目	中能建氢能源	黑龙江哈尔滨市	2024年1月	未披露	合作签约
22	国华（赤城）风电沧州“绿港氢城新材料”绿氨项目	国华（赤城）风电	河北沧州市	2024年2月	5万吨	前期勘察招标
23	国能阿克苏地区沙雅县30万千瓦光伏制氢项目	国家能源集团	新疆-阿克苏地区沙雅县	2024年6月	未披露	光伏区EPC招标
24	辽宁华电赤峰巴林左旗500MW风光制氢一体化示范项目—耦合10万吨合成氨示范项目	白音华金山发电	内蒙古-赤峰市	2024年5月	10万吨合成氨	风电部分可研招标
25	10GW风光储氢氨醇一体化项目	中国天楹股份	甘肃-张掖市	2024年3月	未披露	战略合作框架协议签署
26	玛纳斯正德氨燃新能源科技年产20万吨绿氨、60万吨绿氨一体化建设	玛纳斯正德氨燃新能源科技	新疆-昌吉州玛纳斯县	2024年3月	年产60万吨绿氨	环评第一次公示
27	新和县800MW规模化光伏制氢合成氨一体化项目	长江三峡集团海南分公司、北京科锐配电自动化股份、新疆融颐能源公司	新疆-阿克苏地区新和县	2024年3月	14万吨	项目签约
28	鄂托克旗风光制氢一体化及配套合成绿氨项目	深能北方，能源、深能（鄂托克旗）能源科技	内蒙古-鄂尔多斯市鄂托克旗	2024年5月	未披露	审计招标

数据来源：政府公开信息、势银能链、云道资本整理，截止至2024.9月



绿氨的政策环境与产业进展

中国规划绿氨年产能超千万吨，绿氨项目单项目/单期主流年产能区间在20万吨以下

序号	项目名称	主导方	地点	披露时间	绿氨产能规划	当前状态
29	远景洋浦零碳氨醇项目	远景能源	海南-洋浦经济开发区	2024年4月	氨30万吨/年	预计2024三季度开工
30	阳高县“绿电转化氢+N”绿色合成氨绿甲醇项目	中铁十五局	山西省-大同市阳高县	2024年4月	未披露	项目合作协议签约
31	远景兴安盟能源物联网零碳氨项目	远景绿色气体（兴安盟）	内蒙古-乌兰浩特市兴安盟经济技术开发区	2024年5月	年产30万吨合成氨	项目备案批准
32	府谷县凌沁合成氨10万吨/年绿电制氢合成氨场平项目	府谷县凌沁合成氨	陕西省-榆林市府谷高新技术产业开发区	2024年5月	10万吨/年	备案获批
33	水发清洁能源（松原）前郭县源网荷储氨醇一体化项目	水发清洁能源（松原）	吉林省-松原市前郭尔罗斯蒙古族自治县	2024年5月	5万吨/年	备案获批
34	绿氨合成氨合成甲醇一体化项目	东方电气集团	辽宁-营口仙人岛经济开发区	2024年5月	36万吨/年	项目签约
35	内蒙古华电巴林左旗绿氨耦合18万吨绿色氨醇示范项目	华电（巴林左旗）能源	内蒙古-赤峰市巴林左旗	2024年6月	8.72万吨	风电部分可研中标
36	内蒙古冀众新能源科技四子王旗绿氨建设项目	内蒙古冀众新能源科技	内蒙古-乌兰察布市四子王旗	2024年5月	50万吨	项目备案报批
37	磴口县100万千瓦风光制氨醇一体化项目	华电北方新能源	内蒙古-巴彦淖尔市磴口县	2024年5月	未披露	项目投资框架协议
38	远景（沈阳）零碳新能源产业装备基地项目-远景“随风而动”动态绿能氨氮工厂	远景能源	辽宁-沈阳	2024年5月	未披露	培土开工
39	鄂尔多斯市昊华国泰化工2万吨绿电制氢耦合化工制绿氨-甲胺-DMF产业链示范项目	鄂尔多斯市昊华国泰化工	内蒙古-鄂尔多斯市杭锦旗经济开发区	2024年6月	设计能力12万吨/年	项目备案批准
40	国泰能源生物质能循环产业项目	国泰（陕西）能源科技	新疆-阿克苏地区新和县	2024年6月	绿氨8万吨/年	合作签约
41	酒泉市瓜州县绿电制氨示范项目	三峡科技、玉柴芯蓝	甘肃-酒泉市瓜州县	2024年6月	绿氨7万吨/年	招商引资投资协议签署
42	新疆志臻绿氨能源有限公司绿电规模化制氨、氨项目	新疆志臻绿氨能源	新疆-伊犁哈萨克自治州	2024年6月	新建年产13.2万吨绿氨生产装置	EPC招标
43	荣盛（鄂尔多斯）绿色煤化一体化项目	荣盛能源科技（内蒙古）	内蒙古-鄂尔多斯市准格尔旗	2024年6月	绿氨45万吨/年	设计方案咨询论证采购

数据来源：政府信息公开、势银能链、云道资本整理，截止至2024.9月



绿氨的政策环境与产业进展

全球各国积极布局绿氨示范项目，规划中的绿氨产能已近亿吨

国际可再生能源署统计的全球（不含中国）投入运营/规划中的绿氨项目统计清单（2022年）：

位置	主导企业	开始时间	规模 (万吨/年)	电解技术	电力来源
佩鲁	Enaex	1965	1	ALK	水电
新西兰	Balance Agri-Nutrients,Hiringa Energy	2021	0.5	/（未披露）	风能
西班牙	Fertiberia, Iberdrola	2021 2025（二期）	0.61 5.7（二期）	/	太阳能、电池
阿曼	ACME, Tatweer	2021 待定	待定 77	/	太阳能
澳大利亚	H2U, Mitsubishi, Government of South Africa, ThyssenKrupp	2022 待定	4 70.5-141	ALK	风能、太阳能
挪威	Yara	2022 2025-2026	0.5 50	ALK	水电
丹麦	Skovgaard Invest, Vestas, Haldor Topsøe	2022	0.5	/	海上风电、太阳能
日本	Tsubame BHB	2022	待定	/	风能、太阳能
摩洛哥	Fusion Fuel	2026	18.3	PEM	风能、太阳能
澳大利亚	Yara	2023 2026 2028 2030	< 0.8 4.8-16 48 80	AIK or PEM	海上风电、太阳能

位置	主导企业	开始时间	规模 (万吨/年)	电解技术	电力来源
美国	CF Industries, ThyssenKrupp	2023	20	/	网电
西班牙	Fertibaria, Iberdola	2023 2027	6.2 10	/	太阳能
德国	Haldor Topsøe, Aquamarine	2024	10.5	SOEC	海上风电
荷兰	Yara, Ørsted	2024- 2025	7.5	ALK	海上风电
智利	Enaex, ENGIE	2024 2030	1.8 70	/	太阳能
阿联酋	KIZAD, Helios Industry	2024 2026	4 20	ALK	太阳能
沙特	NEOM, Air Products, ACWA Power	2025	120	ALK	海上风电、太阳能
挪威	Varanger Kraft	2025	9	/	Wind
澳大利亚	Origin	2025	42	/	/（未披露）
澳大利亚	H2U	2025	175	/	/
澳大利亚	Fortescu	2025	25	/	/
肯尼亚	Maire Tecnimont	2025	4.5	/	太阳能，地热

数据来源：国际可再生能源署（IRENA）、云道资本整理



绿氨的政策环境与产业进展

全球各国积极布局绿氨示范项目，规划中的绿氨产能已近亿吨



国际可再生能源署统计的全球（不含中国）投入运营/规划中的绿氨项目统计清单（2022年）：

位置	主导企业	开始时间	规模 (万吨/年)	电解技术	电力来源
澳大利亚	Queensland Nitrates, Incitec Pivot, Wesfarmers JV, Neoen, Worley	待定	2	/	海上风电、太阳能
澳大利亚	待定	待定	17-45	/	/
澳大利亚	BP, GHD, ARENA	待定	2 100	/	风电、太阳能
澳大利亚	HyEnergy	待定	30	/	海上风电、太阳能
澳大利亚	Countrywide Energy, Glenelg Shire Council, Port of Portland	待定	5.6	/	/
苏格兰	Eneus Energy	待定	0.7	/	风电
老挝	Tsubame BHB	待定	待定	/	水电
阿联酋	TAQA Group, Abu Dhabi Ports	待定	120	/	太阳能
挪威	Horisont Energi	待定	/	/	风能
毛里塔尼亚	CWP	待定	1142.5	/	风电、太阳能
埃及	ThyssenKrupp	待定	待定	/	/
巴西	AmmPower	待定	待定	/	/
美国	Maire Tecnimont	待定	8.4	/	海上风电、太阳能

位置	主导企业	开始时间	规模 (万吨/年)	电解技术	电力来源
挪威	Grieg Edge, Arendals Fossekompan	2025	待定	/	风电
加拿大	Hy2Gen	2025	18.3	ALK 或 PEM	水电
智利	AustriaEnergy, Ökowind	2026前 待定	待定 85-100	/	海上风电
丹麦	Copenhagen Infrastructure Partners, Maersk, DFDS	2026	65	/	海上风电
阿曼	DEME Concessions, OQ	2026 待定	15 52	/	风电、太阳能
澳大利亚	InterContinental Energy	2030 2035	300 990	ALK、PEM、SOEC	海上风电、太阳能
澳大利亚	MRHP, Copenhagen Infrastructure Partners	2028	190	PEM	海上风电、太阳能
阿曼	OQ, InterContinental Energy, EnerTech	2028 2038	待定 950-1140	/	海上风电、太阳能
澳大利亚	Province Resources, Total-Eren	2030前	240	/	海上风电、太阳能
澳大利亚	Austrom Hydrogen	待定	112.5	/	太阳能
澳大利亚	InterContinental Energy	待定	2000	/	/
澳大利亚	Dyno Nobel, Incitec Pivot	待定	6	/	太阳能
丹麦	Energifonden Skive	待定	待定	/	风电

数据来源：国际可再生能源署（IRENA）、云道资本整理



绿氨的政策环境与产业进展

绿氨产业重点科研院所及企业代表梳理

中国作为全球最大的氨生产与消费国，在氨的合成与利用领域技术积累坚实。云道资本梳理了一批在绿氨合成、绿氨掺烧利、绿氨产业化项目建设等方面具有标杆效应的科研单位与企业代表：

合成氨与氨掺烧利用领域重点科研院所与实验室



氨氨一体化业主企业、氨掺烧利用企业代表



本页展现的科研单位与企业代表为云道资本经公开信息、产业访谈整理所得，并不能构成一个针对任何标的的投资建议行为与相关标的的出价基础，也不能作为任何投资决策的基础，潜在投资人应该完全依靠自身的判断能力进行考察和商业分析，并作出评估。

数据来源：政府公开信息，云道资本整理，截止至2024.8月

附录

绿氨与绿色甲醇的对比

氢、氨、醇中，绿氨的原料获取难度与绿色认证上优于甲醇，但合成工艺环节对可再生能源工况适应性稍差；从场景与应用空间来看，绿氢绿氨可进入体量极其庞大的发电场景作为发电燃料，想象空间更大。



云道资本
SIX SIGMA CAPITAL

氢氨醇同属氢基能源范畴，从原料获取难度和绿色认证角度来看，绿氨相较于绿色甲醇更容易且绿色认证标准争议较少；从合成工艺角度来看，传统合成氨工艺较合成甲醇对上游波动性强的原料供应工况适应性较差。

从应用场景看，云道资本分析认为：绿醇的优势场景在于：船舶（中短期）、重卡、小型特定场景发电，而绿氨在于船舶（中远期）、火电掺烧发电，而绿氢在于液氢无人机、液氢重卡、燃气轮机掺氢发电。

从目前的发展现状与瓶颈看，绿色甲醇的问题在于低成本的可再生碳源、标准认定以及船运场景的竞争力，绿氢在于液氢技术与氢燃机技术，绿氨在于与波动性强的可再生能源工况适应较好的新工艺迭代、氨掺烧利用、氨燃机环节。



绿氨与绿色甲醇的对比

绿氨的原料获取难度与绿色认证上优于甲醇，但合成工艺环节对可再生能源工况适应性稍差

氢、氨、醇关系示意图



氢氨醇同属氢基能源范畴，其中，绿氨主要以绿氢和氮气为原料，而绿色甲醇需要考虑碳源问题，从原料获取难度和绿色认证角度来看，绿氨相较于绿色甲醇更容易且绿色认证标准争议较少；从合成工艺角度来看，传统合成氨工艺的反应温度与压力较合成甲醇反应要高很多，使其在上游波动性强的原料供应工况适应性上面临挑战。



绿氨与绿色甲醇的对比

氢、氨、醇三类燃料在不同场景表现各有优劣，其中绿氢绿氨可进入发电场景，想象空间更大



主要氨基燃料理化性质的对比

	热值 (MJ/kg)	沸点/°C	闪点/°C	密度/ (kg/m³)	体积能量密度 (MJ/L)	自燃点/°C	可燃极限/%	理论舱容
LNG	50	-162	-175	450	23.4	650	5-15	1.5
甲醇	19.9	65	11	791	15.8	464	6-36	2.2
液氢	120	-253		70.8	8.5	585	4-75	4.1
液氨	18.6	-33		682	12.7	630	15-28	2.8
生物柴油	37	170	170	870-900	33.3	/	/	1.1
动力电池	/	/	/	/	1	/	/	35
HFO	43	350-410	/	820-950	35-37	/	/	1

重点应用场景

绿醇： 船舶（中短期）、重卡、小型特定场景发电等

绿氨： 船舶（中远期）、火电掺烧发电等

绿氢： 液氢无人机、液氢重卡、燃气轮机掺氢发电等

主要氨基燃料技术成熟度评价

项目	氢		氨		甲醇	
	技术成熟度	商业化规模	技术成熟度	商业化规模	技术成熟度	商业化规模
生产（合成环节）	成熟（绿氢-中）	中	成熟（绿氨-低）	高	成熟（绿醇-较高）	高
储运	储存	较高	中	高	成熟	高
	加注	中	低	低	成熟	中
	驳运	中	低	中	成熟	中
应用	发动机	低	低	低	较高	高
	燃料电池	中	高	低	中	中

*理论舱容：以HFO所需的舱容空间为基准； 横向指标对比，技术成熟度：低、中、较高、成熟； 商业化规模：低、中、高



绿氨与绿色甲醇的对比

氢、氨、醇三类燃料均存在不同程度的技术发展与应用瓶颈

氢、氨、醇发展瓶颈分析



瓶颈：低成本的可再生碳源、标准认定

云道认为，甲醇燃料更适用于碳中和的前中期阶段（尤其是在航运场景），虽然目前甲醇具备相对最成熟的内燃机技术与最低的船舶改造成本，但在欧盟碳税等政策影响下，如何在**中短期内获取低成本稳定的可再生碳源、如何与LNG竞争是绿色甲醇抓住窗口期、实现规模应用的瓶颈问题。**



瓶颈：液氢技术与氢燃机技术

液氢是船运、航空等对燃料能量密度要求极高场景的最优储运方案。当前氢液化技术仍面临着技术不成熟、成本高的问题；下游来看，氢目前具有（氢氨醇三者里）最成熟燃料电池技术，但能量密度低且当前成本较高，难满足大型场景需求使其应用空间受限。云道认为，氢最大的应用场景在于燃氢发电及工业燃料（如冶金等），但**内燃机、燃气轮机等相关技术尚不成熟。**



瓶颈：绿氨工艺迭代与氨燃机技术

绿氨被产业内视为火电场景与长远期航运场景的主力燃料方案。绿氨也被视为最先实现平价的氨基能源品类，其**合成工艺如何与波动性强的可再生能源工况适应及其迭代改良是当前的技术难点**，也是其更快的进入火电与航运场景的关键。下游上氨掺烧技术相对进展较快，而用于**船舶的氨燃机技术的不成熟**限制了其在航运场景降碳减排的作用发挥。



版权声明

本报告为中国精品投资银行「云道资本」及其下属产业研究智库「云点道林」，在「合肥综合性国家科学中心能源研究院」等单位支持下制作，由「云道资本」及「云点道林」向市场及客户提供信息参考所用，其版权归属于「云道资本」、「云点道林」，其他组织及个人在引用本报告数据、文字或图表等内容时应当注明信息来源。未经正式书面许可授权，任何组织及个人不得以任何形式复制、再版、发布、披露或输出至中华人民共和国境外。任何未经正式授权使用本报告的相关商业行为都将违反《中华人民共和国著作权法》和其他相关法律法规以及有关国际公约的规定，「云道资本」、「云点道林」团队及公司有权保留法律追究并要求经济赔偿的权利。

免责条款

本报告由中国精品投资银行「云道资本」及其下属产业研究智库「云点道林」，在「合肥综合性国家科学中心能源研究院」等单位支持下制作，本报告中的行业数据、企业数据及市场数据预测等信息为「云道资本」、「云点道林」行业研究团队基于从国家政府机关网站、企业官网、行业研究协会网站等渠道获取的市场公开信息与行业专家访谈、企业访谈内容，通过桌面研究、访谈整理、市场调查等方式得出。

受数据获取资源与研究方法等方面的限制，「云道资本」、「云点道林」对报告内该等信息的准确性、完整性或可靠性作尽最大努力追求，但不作任何保证；「云道资本」、「云点道林」不保证本报告所含信息保持在市场最新状态，在任何情况下，本报告中的信息或所表述的观点均不构成任何商业决策及投资建议，仅为市场及客户提供信息参考，本公司对该报告的数据和观点不承担任何法律责任。

注：「云道资本」相关工商主体：上海久挚管理咨询有限公司、北京云道未来企业管理有限公司



关于 合肥综合性国家科学中心能源研究院

合肥综合性国家科学中心能源研究院—中国能源领域的一流大型综合型研究基地

云道
资本
SIX SIGMA CAPITAL

关于 合肥综合性国家科学中心能源研究院：



合肥综合性国家科学中心能源研究院

Institute of Energy, Hefei Comprehensive National Science Center.

合肥综合性国家科学中心能源研究院〔以下简称“能源研究院”〕依托中国科学院合肥物质科学研究院、安徽理工大学、中国科学技术大学、合肥工业大学等单位建设。

对标国家战略、瞄准世界前沿，结合国家能源中长期发展规划，集聚国内外能源领域创新资源，积极探索新型机制体制，遵循“军种组建、战区主战、以战领建”管理模式，建成突破型、引领型、平台型一体化的具有“一流的研究设施、一流的核心技术、一流的研究团队、一流的科研成果”的大型综合型研究基地，占领未来能源技术发展的战略制高点，为解决我国能源发展问题提供强大理论和技术支撑。

重点部署煤炭清洁高效利用、磁约束聚变、可再生能源以及智慧电力电网四个研究方向，统筹加强基础研究、应用基础研究、技术创新，带动能源领域科研力量优化布局和自主创新能力跃升，形成在能源技术发展领域拥有重要话语权和影响力的战略科技创新力量，打造面向世界科技前沿的“航母级”研究平台。

能源研究院 官网：<https://ie.ah.cn/>



关于云道

云道资本 | 云点道林—中国新能源&绿色化工领域领先的精品投资银行与产业研究机构

云道
资本
SIX SIGMA CAPITAL

关于云道：

「云点道林」为精品投资银行「云道资本」下属研究机构，观云卷 · 听风吟 · 道成简，「云点道林」以专业的数据信息、敏锐的市场洞察和创造灼见的研究咨询服务为中国创业企业、行业赋能。

云道资本成立于2020年，是一家由业内资深人士组建的精品投资银行与股权投资机构，云道资本始终秉持“为顶尖创业者而生”的服务理念与“创造Innovation、正直Integrity、灼见Insight”的行动准则，为创业者提供资金直投、投资银行、产业顾问&研究咨询三大板块业务，彼此协同赋能。

云道资本重点关注新能源、新材料、先进制造、前沿科技等方向，长期稳居新能源领域、新材料领域财务顾问机构前五名，并曾荣获“中国最具产业成长力精品投行TOP10”

“中国股权投资领域财务顾问机构综合榜TOP10”“中国股权投资领域财务顾问机构活跃榜TOP10”等多项荣誉，团队累计融资成交额达数十亿美元。

联系云道：

北京 办公室：北京市 朝阳区 光华路15号 亿利生态广场308A

上海 办公室：上海市 长宁区 天山路1717号 天山soho T2-903

官网 网址： www.6sigmacapital.com



「云道资本」公众号



创业者&投资者关系 负责人