



CPCIF.HEC

加速化工行业低碳转型之： 实现绿氨经济性的可行路径





关于落基山研究所(RMI)

落基山研究所(RMI)是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库,与政府部门、企业、科研机构及创业者协作,推动全球能源变革,以创造清洁、安全、繁荣的低碳未来。落基山研究所着重借助经济可行的市场化手段,加速能效提升,推动可再生能源取代化石燃料的能源结构转变。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市及华盛顿特区和尼日利亚设有办事处。

加速化工行业低碳转型之: 实现绿氨经济性的可行路径



中国石油和化学工业联合会氢能产业专业委员会
CPCIF Committee of Hydrogen Energy

关于中国石油和化学工业联合会氢能产业专业委员会

中国石油和化学工业联合会氢能产业专业委员会(简称“石化联合会氢能专委会”)于2021年成立,旨在广泛联系国内外氢能全产业链相关单位,倡导行业自律,促进行业技术革新和转型升级,为相关主管部门制定产业政策提供支撑和建议,做好行业发展的组织协调和服务工作,推动石化化工和氢能产业高质量协同发展。

作者与鸣谢

作者

落基山研究所 (RMI)

李婷
李抒苒
王珮珊
薛雨军
李浩然

石化联合会氢能专委会

孙伟善
李永亮
李淼
朱晓丽
贾奕宸

联系方式

李抒苒, sli@rmi.org

引用建议

落基山研究所, 石化联合会氢能专委会, 加速化工行业低碳转型之: 实现绿氨经济性的可行路径, 2024, <https://rmi.org.cn/insights/green-ammonia-report/>

RMI 重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>
除特别注明, 本报告中所有图片均来自iStock。

鸣谢

感谢落基山研究所的高硕、刘琦宇、李君、刘雨菁、王喆和郝一涵在报告撰写过程中给予的宝贵建议。

本报告作者特别感谢以下专家对报告撰写提供的洞见与建议:

李全伟 东华工程科技股份有限公司
刘思明 石油和化学工业规划院
苏建英 中国氮肥工业协会

本报告所述内容不代表以上专家和所在机构的观点。

目录

前言	5
第一章 概述：从现状到未来.....	7
1.1 政策方向与行动进展	7
1.2 传统生产工艺及碳排放.....	9
1.3 绿氨合成工艺、碳排放及连续稳定生产模式	10
第二章 绿氨生产的经济性挑战.....	12
2.1 理想情况下的生产成本.....	12
2.2 稳定生产对成本的影响.....	13
2.3 利用富余电力对成本的影响.....	14
第三章 多因素协同降本助力多应用场景中绿氨的发展	15
3.1 场景一：农业用氨	15
3.2 场景二：船运燃料	18
3.3 场景三：掺氨发电	21
3.4 绿氨在多应用场景下的展望.....	23
第四章 国际绿氨项目的实践与启示	25
4.1 挪威Yara——补贴、认证、上下游协同共助力绿氨产业链	25
4.2 美国Talus——微型化分布式绿氨系统推动美国绿色农业发展.....	26
4.3 沙特NEOM绿色氢氨项目——全球最大规模绿氨项目实践.....	26
第五章 行动建议	28
参考文献	30

前言

合成氨是重要的基础化工产品，在农业、工业等场景中具有广泛用途。目前，合成氨的主要用途集中在农业领域，全球 70% 以上的合成氨用于生产氮肥，以保障粮食供应。同时，合成氨作为一种新兴的能源，也在航运、发电等场景中有巨大的应用前景。

当前，合成氨的生产主要依赖以煤和天然气为原料的传统路径，约占全球终端能源消耗的 2%、占全球碳排放总量的 1.3%¹，因此碳强度和能耗均处于较高水平。在全球合成氨生产中，以煤为原料的约占 19%，天然气占据更大比例，约为 78%。而在我国，合成氨的原料结构呈现出煤占绝对地位的特点，煤制合成氨产能占比达 75% 以上，单位产品能耗的碳排放均高于全球平均水平。其中，煤制合成氨碳强度约为 4.4–4.8 吨 CO₂/吨氨，为天然气制合成氨的两倍以上。

从绝对量看，我国是全球最大的合成氨生产国与消费国，2022 年，我国合成氨产量约 5321 万吨²，占全球总产量的 30%。2020 年，合成氨行业所产生的直接排放达 2.19 亿吨³，约占我国碳排放总量的 2.2%，占化工行业碳排放总量近 1/5，排放规模在众多化学品中处于前列。同时，合成氨是许多化工产品的基础原料，通过减少合成氨生产过程中的碳排放，可以显著降低化工产品的整体碳足迹，推动行业的低碳转型与可持续发展。因此，合成氨行业的低碳转型不仅对我国化工行业的绿色发展至关重要，同时也对全球化工行业的低碳转型具有重要意义。

合成氨生产中，原料和燃料相关碳减排可占 85% 以上，而以可再生能源电解水制取的绿氢作为替代原料、燃料，是实现大幅度降碳的重要路径。用绿氢和由空气中空分得到的氮气合成的绿氨，也因此受到越来越多关注，其有望成为未来重要的清洁原料和能源，为多个行业的脱碳提供解决方案。目前，我国正积极推进合成氨行业的低碳转型，国家发改委、工信部、生态环境部等多部门相继发布了多项政策文件，如《合成氨行业节能降碳改造升级实施指南》和《工业领域碳达峰实施方案》，明确了在 2025 年前后实现行业碳排放控制的具体目标。同时，风电、光伏等可再生能源的发展也使我国具备了发展绿氢的技术基础和资源条件。国家在“十四五”规划中提出了构建可持续化工产业的目标，鼓励合成氨行业逐步转向基于绿氢等的低碳生产路径。

国际上，多个国家和地区也通过不同维度加速推进绿氢发展。例如，沙特阿拉伯在建一大型绿氢项目，整合超过 4GW 的风电和光伏为绿氢生产提供清洁、具有成本竞争力的电力来源，规划绿氢产能达到 120 万吨/年；日本拟通过政府拨款、税收减免、基础设施投资等方式，加大对绿氢作为燃料应用的支持力度，促进发电、航运和化学品生产等行业的脱碳；欧盟发布的“非生物源可再生燃料”（Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO）法案进一步明确了绿氢及绿氢衍生燃料在附加性、时间性和地理相关性方面的要求，为绿色产品价值兑现和认证提供了重要的参考依据。已有实践表明，绿氢的大规模推广需要多方面的条件，包括清洁能源的供应稳定性、成本经济性、政策激励以及市场规则的支持等，这也为进一步推动绿氢发展提供了重要参照。

在政策和市场的推动下，我国绿氢项目快速铺开，已公布的绿氢规划产能合计已超过 1300 万吨，正处于快速发展的窗口期。然而，技术和成本的双重挑战仍然存在。技术方面，绿氢生产的核心在于使用可再生能源电力，需要将波动性、间歇性的电源通过工艺优化和配套，调整为工业生产所需连续稳定的电力供应；氨合成也需发展新型工艺为可再生电力提供更友好、适配的工况条件，从绿电到绿氢以及绿氢到绿氨的过程仍有待技术的进一步发展。成本方面，绿氨在既有农业场景，以及航运、发电等新兴场景中的应用，不同程度地面临成本远高于传统路径的问题。因此，需要根据不同场景的特性，评估技术迭代、政策支持、市场手段以及需求侧推动等多因素的协同，以便找到绿氨早期应用实现成本平价的可行方案和主要发力点。

本报告从我国绿氨的发展现状与潜力出发，探讨了相关生产技术，及其在可再生能源制氢和氨合成工艺迭代下的关键问题和未来方向。同时，报告给出了多个情景下绿氨生产的成本经济性分析，讨论影响经济性的因素，以及对未来经济性变化情况的预期。以此为基础，报告给出了农业、船运和发电等绿氨应用场景的潜在市场和推广前景，结合这些场景的特性，探讨实现绿氨成本平价的条件与解决路径。在对解决路径的讨论中，本报告给出了政策、下游、碳市场等市场机制的潜在贡献。同时，报告结合国际上较为典型的绿氨项目的实践经验，为我国进一步推动绿氨规模化的方向和重点提供参考。进一步地，报告着重从政策、行业、企业三个维度，提出行动建议，为加速我国绿氨产业的发展，助力推动化工行业实现绿色低碳转型提供有益参照。

第一章 概述：从现状到未来

1.1 政策方向与行动进展

我国是全球最大合成氨生产国与消费国。2022年，我国合成氨产量约5321万吨⁴，占全球氨总产量的30%。基于我国“富煤、贫油、少气”的资源特性，合成氨的生产形成了以煤为主，天然气为辅的生产结构。其中，以煤为原料的合成氨产量约占76%，天然气制合成氨约占21%，另有少部分氨以焦炉煤气为原料制得。

合成氨的生产能耗强度高、原料结构高碳，亟需政策引导与产业转型。自我国提出“碳达峰、碳中和”目标以来，以发改委、工信部、生态环境部、能源局等为代表的政府机构陆续牵头制定了《合成氨行业节能降碳改造升级实施指南》⁵、《工业领域碳达峰实施方案》⁶、《合成氨行业节能降碳专项行动计划》⁷、《加快工业领域清洁低碳氨应用实施方案》⁸等文件（图表1），明确了在2025年前后实现行业碳排放控制的具体目标。国家在“十四五”规划中提出了构建可持续化工产业的目标，鼓励合成氨行业逐步转向基于绿氢等的低碳生产路径。风电、光伏等可再生能源的快速发展使我国初步具备了进一步发展绿氨的技术基础和资源条件。

图表 1 合成氨行业低碳发展主要政策汇总

发布时间	政策及主要内容	发布机构
2022.2.	《合成氨行业节能降碳改造升级实施指南》 到2025年，合成氨行业能效标杆水平以上产能比例达到15%，能效基准水平以下产能基本清零。	发改委、工信部、生环部、能源局
2022.3.	《关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》 鼓励石化化工企业因地制宜、合理有序开发利用“绿氢”，推进炼化、煤化工与“绿电”、“绿氢”等产业耦合示范。	工信部、发改委、科技部、生环部、应急部、能源局
2022.3.	《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》 探索开展可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源的示范。	发改委、能源局
2022.8.	《工业领域碳达峰实施方案》 推动低碳原料替代：鼓励有条件的地区利用可再生能源制氢，优化煤化工、合成氨、甲醇等原料结构；推动工业用能电气化。	工信部、发改委、生环部
2024.6.	《合成氨行业节能降碳专项行动计划》 到2025年底，合成氨行业能效标杆水平以上产能占比提升至30%，能效基准水平以下产能完成技术改造或淘汰退出；重点任务包括优化调整产能布局、加快节能降碳改造和设备更新升级、推进余热余压高效利用、实施低碳原料燃料替代、加快推进数字化赋能。	发改委、工信部、生环部、市场监管总局、能源局
2024.7.	《煤电低碳化改造建设行动方案（2024-2027年）》 提出生物质掺烧、绿氨掺烧（改造后煤电机组应具备10%以上的绿氨能力）、碳捕集利用与封存等3种煤电低碳发电技术路线。	发改委、能源局
2024.12.	《加快工业领域清洁低碳氨应用实施方案》 加快清洁低碳氨在冶金、合成氨、合成甲醇、炼化等行业实现规模化应用，在工业绿色微电网、船舶、航空、轨道交通等领域实现示范应用。	工信部、发改委、能源局

上述系列政策对合成氨行业低碳发展的方向指引包括了以下几个方面：

- **节能降碳改造**：例如，对 2025 年达到能效标杆水平以上的产能比例要求从 15% 提升至 30%，能效基准水平以下产能完成技术改造或淘汰退出；指出加快节能降碳改造和设备更新升级、推进余热余压高效利用等重点任务。
- **实施原料替代**：鼓励有条件的地区利用可再生能源制氢，优化煤化工、合成氨、甲醇等的原料结构。
- **优化产能布局**：合理控制新增合成氨产能，引导新增产能向优势企业和更具比较优势的地区集中；鼓励石化化工企业因地制宜、合理有序开发利用“绿氢”，推进炼化、煤化工与“绿电”、“绿氢”等产业耦合示范。

除了国家层面的政策，地方层面也在积极推进、加速绿氢与传统工业行业的耦合。梳理各省、市、地区的“十四五规划”、“能源发展十四五规划”、“氢能专项规划”、“碳达峰、碳中和实施方案”等政策可见，以青海、宁夏、内蒙古为代表的省份已在多个政策中提及探索绿氢在化工、冶金领域的应用并设定阶段性的可再生能源制氢能力目标（图表 2）。除此之外，国内十余地已出台为绿氢项目落地减少约束的政策⁹，例如“绿氢生产项目可不入化工园区”、“绿氢项目不需取得危险化学品安全生产许可”等。

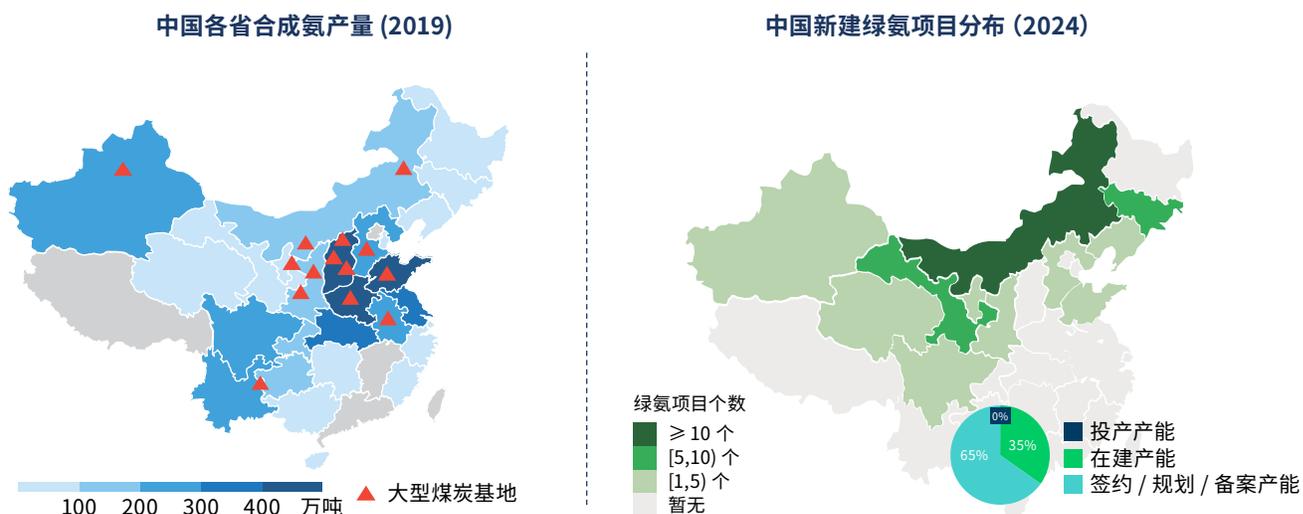
图表 2 中国省级绿氢规划梳理

省份	提及的政策数量	可再生能源制氢能力目标	重点市区	重点领域
宁夏	9	2025年: 8万吨/年	石嘴山	化工、冶金
青海	7	2025年: 4万吨/年 2030年: 30万吨/年 2035年: 100万吨/年	/	冶金、化工
内蒙古	6	2025年: 50万吨/年	鄂尔多斯、包头、乌海	化工、冶金
吉林	6	2025年: 6-8万吨/年 2030年: 30-40万吨/年 2035年: 120-150万吨/年	白城、松原	化工、冶金
上海	5	/	金山区	冶金
山西	4	2025年: 20万吨/年(吕梁)	吕梁、大同、长治	冶金、化工
河南	4	2025年: 0.8万吨/年(新乡)	新乡、濮阳、安阳、焦作	化工、冶金
四川	4	2025年: 11万吨/年(成都) 2030年: 10万吨/年(攀枝花)	成都、攀枝花	冶金、化工
陕西	4	2025年: 11万吨/年(成都) 2030年: 10万吨/年(攀枝花)	榆林	化工、炼化、冶金

在政策和市场推动下，合成氨产能的地理分布从“已建产能靠近大型煤炭基地”向“新建产能就近可再生能源富集地区”拓展，呈现“灰氨”转向“绿氨”的发展趋势，正在形成“绿电-绿氢-绿氨”的新产业链。如图表 3 所示，原有的合成氨产能靠近煤炭资源，分布与大型煤炭基地重合度高，以华东、华中和华北地区为主要产区；新建合成氨产能向风光资源禀赋较优的地区靠拢，布局以华北、东北、西北地区为主。据不完全统计¹，我国已公布的绿氨项目产能合计已超过 1300 万吨，以内蒙古和吉林规划产能最为密集；项目进展方面，1/3 的规划产能处于开工建设阶段，另外 2/3 处于签约、规划、备案等准备阶段；单体项目规模来看，近一半的项目规模在 20 万吨/年以下，这些项目与更大规模的项目相比开工率更高。其中，内蒙古已公布的绿氨项目超过十个，规划产能超过 600 万吨/年，规划产能规模和项目个数均处于全国首位。

i 课题组根据公开信息统计，截止2024年6月。

图表 3 中国合成氨已建产能和新建产能分布



来源: RMI¹⁰, 能景研究¹¹, 本课题组

1.2 传统生产工艺及碳排放

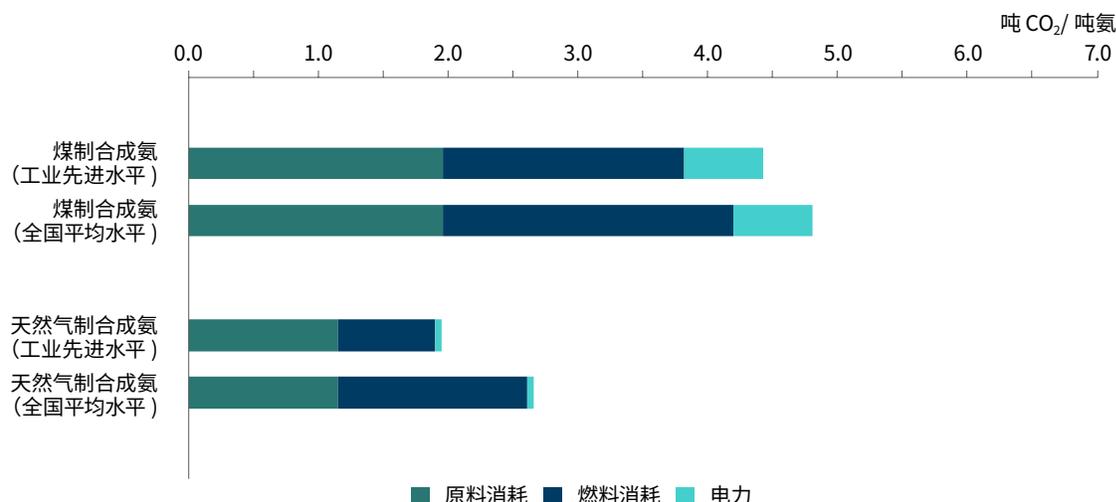
氨合成的传统路径包括煤制合成氨和天然气制合成氨两种，其中煤基合成氨是我国占比最高的生产路径，而气基合成氨则在全球占据主导地位。

煤制合成氨的生产工艺流程可分为原料气生产、净化、氨合成三个部分。无烟煤或粉煤等原料经处理后进行气化制成含有 CO、H₂ 等成分的原料气，然后经过除尘、脱硫去除杂质，再将原料气中的 CO 经过变换反应转化成 CO₂，而后进行脱碳和甲烷化处理得到纯净的 H₂ 和 N₂，该混合气以 1:3 的氮氢比例经过压缩至高温高压条件（400–500°C、15MPa 以上）、借助催化剂（以铁基催化剂最为常见）直接合成氨，最后经过液化将液氨从系统分离。反应过程中的工业余热可回收利用，为其他工序提供热量或转化成电力为生产所用，剩余所需电力则通过向电网购电来满足。

天然气制合成氨的生产工艺同样可以归纳为原料气生产、净化与合成三个部分。首先，天然气需进行脱硫处理除去杂质，预处理后的气体通过两段加压蒸汽转化得到含有 CO、H₂、N₂ 的原料气，再将该原料气进行变换反应使 CO 完全燃烧成 CO₂，而后进行脱碳和甲烷化处理得到纯净的 H₂ 和 N₂，最后仍然在高温高压催化剂的条件下合成氨，并经过液化将氨分离。余热回收利用原理同上。与煤基工艺相比，天然气为原料生产工艺的优势主要体现在三个方面：1) 天然气有更低的碳氢比（1:4）可为氨合成产生更多有效的原料气；2) 更高的反应效率从而降低能源能耗；3) 杂质和副产物更少缩短了除杂和净化的步骤。

基于上述工艺流程对于燃料和原料的消耗，结合我国公开发布的碳排放因子计算可得不同技术水平之下煤基和气基生产一吨合成氨所产生的过程排放。如图表 4 所示，煤制合成氨的碳强度在 4.4–4.8 吨 CO₂/吨氨之间，天然气制合成氨的碳强度在 2.0–2.7 吨 CO₂/吨氨之间，约为煤基路径碳强度的一半，可显著降低生产过程排放。从排放结构来看，原料和燃料消耗所产生的 CO₂ 占过程碳排放的 85% 以上。

图表 4 煤制合成氨和天然气制合成氨的碳排放对比



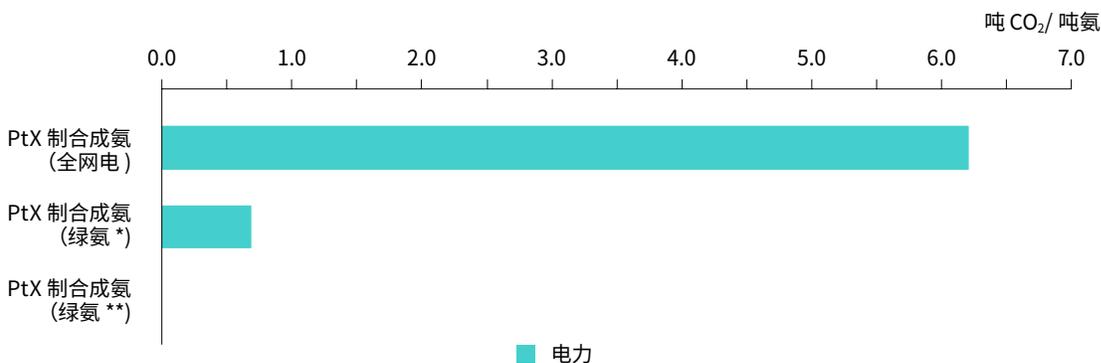
来源：UCSB¹²，本课题组

注：本图只包括氨合成过程所产生的排放，不包括上游原材料开采、加工、运输等环节的排放。

1.3 绿氨合成工艺、碳排放及连续稳定生产模式

除传统工艺外，氨还可以通过电力多元转换 (Power-to-X, PtX) 的方式获得，即主要通过电解水产生氢气，再以氢气为原料生成其他产品。该路径包括水电解和氨合成两个工段，两个工段的用电量比例约为 9: 1，因此整体合成氨碳强度主要取决于水电解工段的电力清洁程度。若在两个工段中均采用网电，则生产的氨的碳排放为 6.2 吨 CO₂/吨氨，显著高于煤制合成氨的单位碳强度，并不能实现减排效果；若仅在水电解工段采用绿电，合成工段为保证稳定运行依然采用网电，则碳排放强度可下降约 85%，达到 0.7 吨 CO₂/吨氨；若在两个工段均采用绿电实现完全电气化，可达到 100% 降碳的效果，实现绿氨的零碳生产。在本研究中，绿氨指利用风光等可再生能源电解水制氢，然后以氢和从空气中分离的氮气为原料制取的合成氨。

图表 5 不同电力来源下 PtX 合成氨的碳排放水平



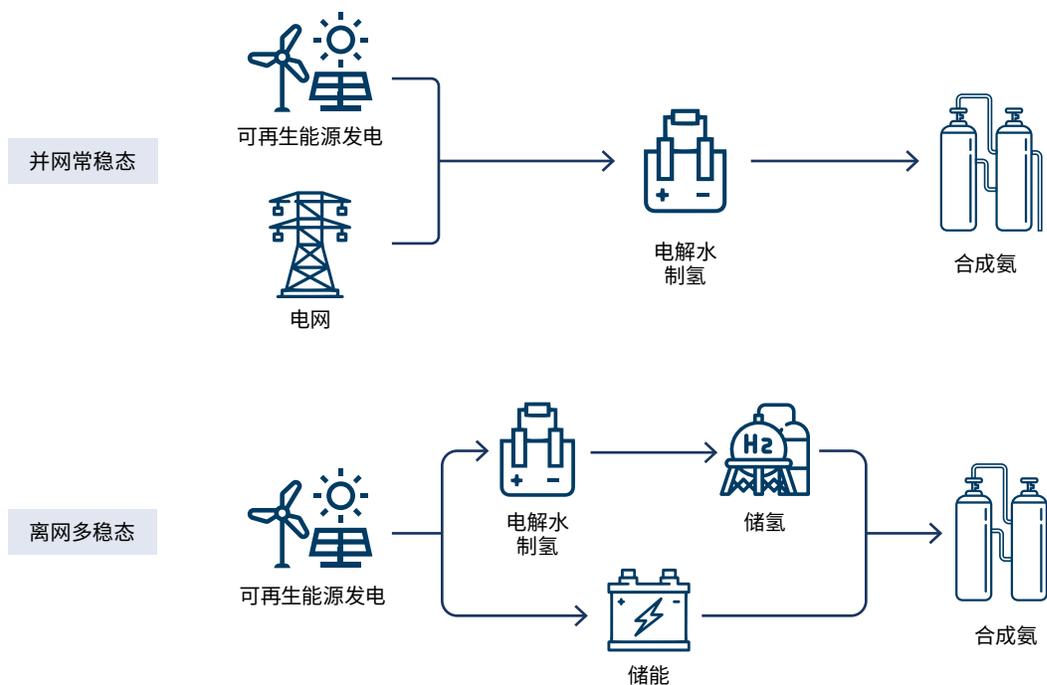
来源：UCSB¹²，本课题组

注：绿氨 * 指用绿电制合成氨，仅制氢环节全部使用绿电，合成环节仍用网电；绿氨 ** 指制氢环节和合成环节的所有用电均来自绿电。另，此处采用的网电排放因子为 0.5942 千克 CO₂/千瓦时¹³，即为不包括市场化交易的非化石能源电量所对应的排放因子，未来随电力市场改革的推进以及可再生能源在装机量和发电量的进一步提升，此因子可能随时间变化。

可再生能源发电的波动性使其难以直接与基于传统 Haber-Bosch 反应的合成氨连续生产工艺适配。应对波动性的解决方案主要有两种（图表 6）：一种是并网常稳态方案，即利用从电网购电补足可再生能源发电不足部分，保证合成氨装置在满负荷状态下稳定运行；另一种是离网多稳态方案，即通过在绿氨生产系统中配备一定规模的储能和储氢装置，且动态优化合成氨装置的负荷使装置按照多个稳态负荷方案运行，属于柔性合成氨工艺。

此外，未来随着低温低压技术和催化剂的突破，小规模、分布式的绿氨生产也将成为可能，并有望具备更高的灵活性，与风光波动特性更加适配。分布式绿氨生产可采用微型化 Haber-Bosch 工艺，降低操作压力和温度，提升催化剂效率，启停灵活，并且能够简化系统对储能和储氢的需求，从而降低成本。

图表 6 并网常稳态和离网多稳态绿色合成氨系统



来源：本课题组

第二章 绿氨生产经济性挑战

与传统的煤制氨和天然气制氨相比，绿氨在生产原料和装置工艺上均存在不同，此外其生产受风光资源的影响，因此需要根据不同地理位置的风光资源和采取的技术路线对绿色合成氨的成本进行测算。

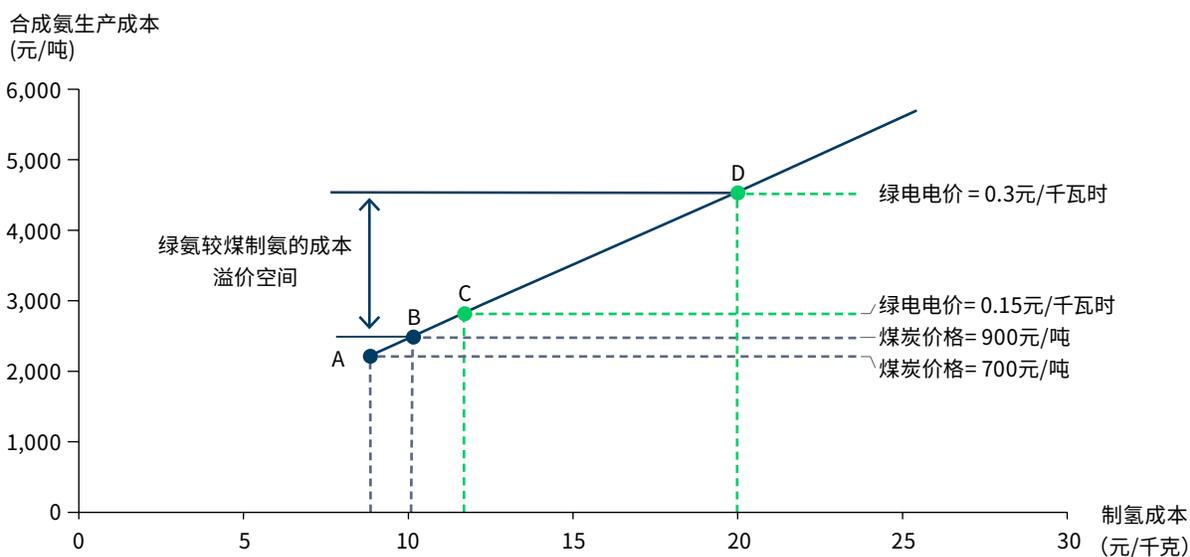
2.1 理想情况下的生产成本

我国大部分合成氨以煤为原料，即为灰氨。当原料煤在 700–900 元 / 吨之间波动的情况下，煤制氢的成本为 9–10 元 / 千克，对应生产的灰氨成本在 2200–2500 元 / 吨之间，如图表 7 所示。原料成本是灰氨成本的主要部分，占总成本的 48%–54%，其次为燃料成本，占总成本的 25%–28%。

与灰氨相比，绿氨路线中可再生能源电解水制绿氢的成本显著高于灰氢成本，由于这一价格向下传导，进一步推升了绿氨成本。当可再生能源发电综合成本（以下简称为绿电电价）在 0.15–0.3 元 / 千瓦时之间时，不考虑风光波动的理想状态下（即无需配置储能、储氢等调节装置），在风光资源优势地区ⁱⁱ采用碱性电解槽路线的绿氢成本达 12–20 元 / 千克，绿氢制绿氨的成本同步上涨至 2920–4600 元 / 吨之间，是煤制氨成本的 1.2–2.1 倍。

制氢成本是导致灰氨与绿氨之间成本差异的主要原因。如图表 7 所示，制氢成本每下降 1 元 / 千克，合成氨成本可下降 190 元 / 吨。由于绿氢的价格极大取决于绿电价格，因此，降低绿氨生产成本的关键因素是使用更低成本的绿电。在上述暂不考虑风光波动的理想情景下，以当前技术水平来计，若要实现绿氨与灰氨的平价，要求绿氨生产成本低于 10 元 / 千克，相应的绿电电价应低于 0.12 元 / 千瓦时。

图表 7 灰氨与绿氨生产成本对比



说明：1. 假设煤制合成氨以并网常稳态每年运行 8000 小时；2. 假设绿色合成氨以离网常稳态每年运行 3905 小时，风光打捆出力小时数以内蒙为参考。离网常稳态无需配储，因此为理想情景。3. 绿电电价为综合电力成本。

来源：本课题组

ii 以内蒙古鄂尔多斯地区的风光资源情况为例，该地光伏发电年有效利用小时数约为1600小时，风力发电年有效利用小时数约为2305小时，风光总出力时间约为3905小时。

2.2 稳定生产对成本的影响

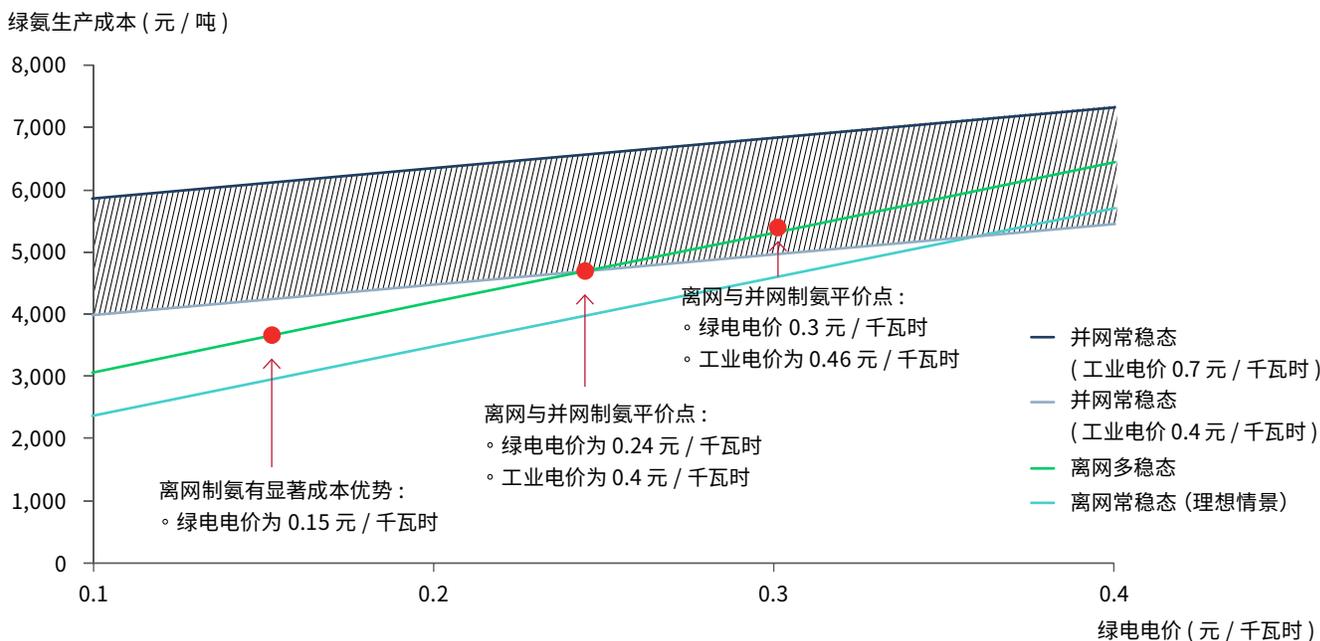
现实情况下，可再生能源的波动性与合成氨连续生产模式存在不匹配。为了在风光波动的情况下利用可再生能源连续稳定生产绿氨，无论采用前文所述的并网常稳态还是离网多稳态路线，与以上部分讨论的理想绿氨相比，都需要付出额外的成本。

以上述风光资源优势地区为例，若新建一套设计负荷为 20 万吨 / 年、年运行时间为 8000 小时的合成氨装置，当采用并网常稳态工艺时，绿电仅能满足 49% 的用电需求，还需要额外采购 51% 的网电以满足稳定生产；当采用离网多稳态路线时，需要配置额外的储能、储氢设施以满足根据风光情况灵活调整合成氨装置生产负荷的要求。参考国内某在建项目提出的多稳态柔性制氨的方案，最佳稳态负荷调整周期为 8 小时，配备的最优储氢规模为 35 万标方的低压储氢罐¹⁴。另外按照内蒙光伏配储的要求，配储比例为 15%¹⁵。参照当前技术水平，采用低压储氢罐周内储氢的单价为 2 元 / 千克¹⁶，电化学储能单价为 0.3 元 / 度¹⁷。基于以上假设条件，计算风光波动下并网常稳态路线生产的绿氨（以下简称“并网绿氨”）和离网多稳态路线生产的绿氨（以下简称“离网绿氨”）在不同的绿电电价和电网代理购电电价（以下简称“工业电价”）条件下的成本，如图表 8 所示。

在风光波动的情况下，并网绿氨和离网绿氨的成本均高于理想情境。其中离网绿氨的溢价主要来源于额外的储能、储氢成本，约占总成本的 15–20%；并网绿氨的溢价则来源于额外向电网购电的成本，溢价比例随工业电价水平变化，比例从 15% 到 65% 不等。

从经济性的角度看，当前应优先发展离网绿氨还是并网绿氨，取决于该地的可再生资源禀赋和原有的工业电力基础。对于可再生资源丰富、绿电电价较低（绿电电价低于 0.24 元 / 千瓦时，如新疆、宁夏、内蒙等西部省份）的地区，离网绿氨具有显著的成本优势。具体来看，当绿电电价为 0.15 元 / 千瓦时，离网绿氨成本分别比低工业电价和高工业电价地区的并网绿氨低 15% 和 40%，因此在这些地区适宜充分释放可再生资源禀赋的优势，选择离网路线发展绿氨。而在可再生资源相对欠丰富的地区，由于绿电价格偏高，离网绿氨和并网绿氨的成本更为接近。此时，若能获取较低价格的工业用电，则有助于并网绿氨获取一定的成本优势。例如当绿电价格为 0.3 元 / 千瓦时，低于 0.46 元 / 千瓦时的工业电价可将并网绿氨成本降低至离网绿氨之下，在这些地区并网绿氨可以作为当前的过渡路线发展。

图表 8 考虑风光条件时不同绿氨路线生产成本对比

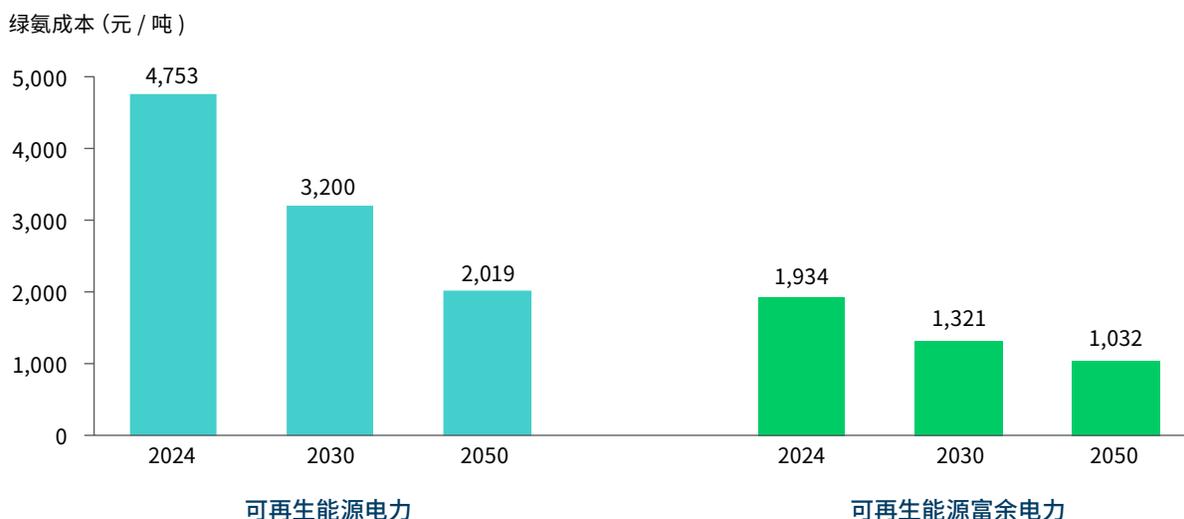


从未来的成本演变趋势来看，随着技术进步和市场成熟，假设绿电电价会逐渐降低，离网绿氨相对于离网绿氨的成本优势将进一步扩大。按照图表 8 分析，在低工业电价（0.4 元 / 千瓦时）地区，若绿电电价从 0.3 元 / 千瓦时降低至 0.1 元 / 千瓦时，离网绿氨的生产成本从比并网绿氨高出 356 元 / 吨，过渡至比并网绿氨低 927 元 / 吨，逐步提升了成本优势；而在高工业电价（0.7 元 / 千瓦时）地区，离网绿氨的成本优势将从 1521 元 / 吨上升至 2804 元 / 吨。因此远期来看，离网多稳态路线是风光波动情况下合成绿氨更具经济性和发展潜力的路线。

2.3 利用富余电力对成本的影响

由于可再生电力成本对绿氨成本具有决定性影响，若能够利用富余电力生产绿氨，将显著降低绿氨生产中的电力成本支出，从而提升成本竞争力。假设理想状态下可再生能源富余电力的电价能够达到 0，对利用可再生富余电力生产绿氨的情景进行测算。如图表 9 所示，根据当前技术水平测算，采用离网多稳态技术路径生产绿氨的成本将从 4753 元 / 吨（以可再生能源电力电价为 0.25 元 / 千瓦时来计）下降至 1934 元 / 吨（以可再生能源富余电力电价为 0 来计ⁱⁱⁱ），可使绿氨生产成本低于灰氨 2200–2500 元 / 吨的成本区间，具有大规模推广的经济性。

图表 9 离网多稳态制绿氨成本对比（可再生能源电力与富余电力）



来源：本课题组

主要假设：1) 可再生能源电力综合成本在 2024、2030、2050 年分别为 0.25、0.18、0.1 元 / 千瓦时；2) 可再生能源富余电力成本为 0。

ⁱⁱⁱ 此处仅考虑理想情景，将富余电力的电价假设为 0。然而，由于可获取的弃风弃光有限、发电设施有固定投资成本、电网备用容量及输配费用等因素，实际可获得的富余电力电价可高于 0。

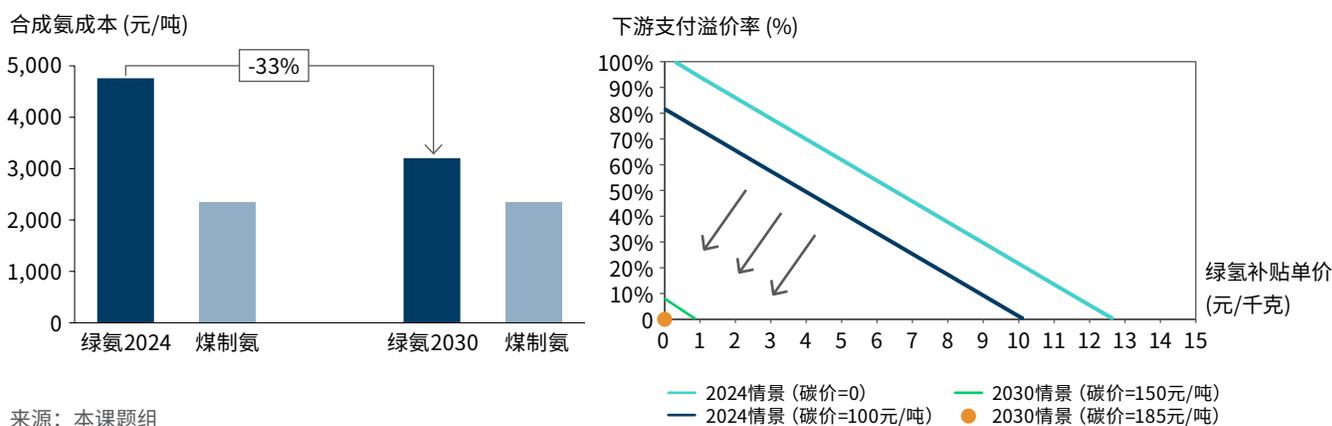
第三章 多因素协同降本助力多应用场景中绿氨的发展

在我国，当前合成氨的应用主要分为农业、工业和能源载体三大用途。其中，农业用氨占比为 70%，工业用氨占比接近 30%。从具体的应用场景看，绿氨在既有农业场景，以及发电、船运等新兴场景中的应用，不同程度地面临与传统路径相比成本过高的问题。本节以上述离网多稳态方案制绿氨并进行应用为例，根据在不同应用场景中实施绿氨替代的成本情况，尝试分析在技术不断提升的情况下所需政策、碳市场以及买方支付溢价水平等推动手段随时间的变化趋势，以期为有效地帮助弥合成本差距，推动绿氨的快速部署与发展提供方案参考。

3.1 场景一：农业用氨

农业是当前合成氨的主要应用场景，目前合成氨的下游需求中，尿素和硝酸铵占比分别为 55% 和 10%，可用于生产氮肥和磷肥。农业应用场景下，当前和 2030 年绿氨生产成本较传统路径的溢价水平如图 10 左图所示。以传统煤制氨 2350 元 / 吨为基准，当前离网绿氨的生产成本为 4753 元 / 吨，约是煤制氨成本的 2 倍。随着可再生能源发电、电解水制氢、储能、储氢等环节的技术进步与转换效率的提升，2030 年绿氨生产成本将有望下降 33%，达到 3200 元 / 吨，但仍比传统煤制氨成本高出 850 元 / 吨，绿氨在农业应用中的平价尚未实现。仅依靠技术进步和规模化发展推动绿氨降本，绿氨与灰氨实现成本平价的时间预计在 2040-2045 年之间。

图 10 农业场景中绿氨路径与传统路径的成本趋势(左)与政策、市场手段对实现平价的作用(右)



来源：本课题组

农业关系到粮食安全，要在该领域推动成本较高绿氨的应用，在早期可借助政策支持开启市场，随着绿氨成本下降，补贴需要有合理的退坡和退出机制，转为由碳市场等市场化手段推动转型。当前，已有的降本手段以针对绿氨生产和应用的补贴支持为主，如吉林、宁东等地都出台了针对绿氨产业链不同环节的补贴政策。碳市场方面，目前全国碳排放权交易市场仅覆盖了发电、钢铁、水泥和电解铝行业，化工行业仍在评估之中，尚未被纳入。在农业领域的下游买方层面，由于化肥作为农业必需品的属性，其价格和供应量的波动会进一步影响粮食安全，因此在我国化肥保供稳价的政策背景下，化肥价格刚性较强，下游对于绿色化肥溢价的接受意愿和程度均较低。在此背景下，如图表 10 右图所示，以当前的技术水平生产绿氨，如果仅考虑已有的绿氨补贴政策，则在农业领域推广绿氨仍需较大的补贴力度（12-13 元 / 千克）才可与煤制氨实现平价；如果煤制氨近期可被纳入碳市场，以现行碳市场交易价格 100 元 / 吨为参考，且下游可适当承受 5% 的绿色溢价水平时，所需的绿氨补贴可降至 9-10 元 / 千克即可实现平价。预计到 2030 年，技术进步和规模化可推动绿氨生产成本降低 33%，尽管仍高于传统煤制氨成本，但此时若合成氨行业已纳入碳市场并且碳价高于 185 元 / 吨，则补贴可完全退出且下游无需支付溢价即可使绿氨实现平价。因此在农业领域，有望通过政策支持主导向市场主导的转变加速绿氨推广。

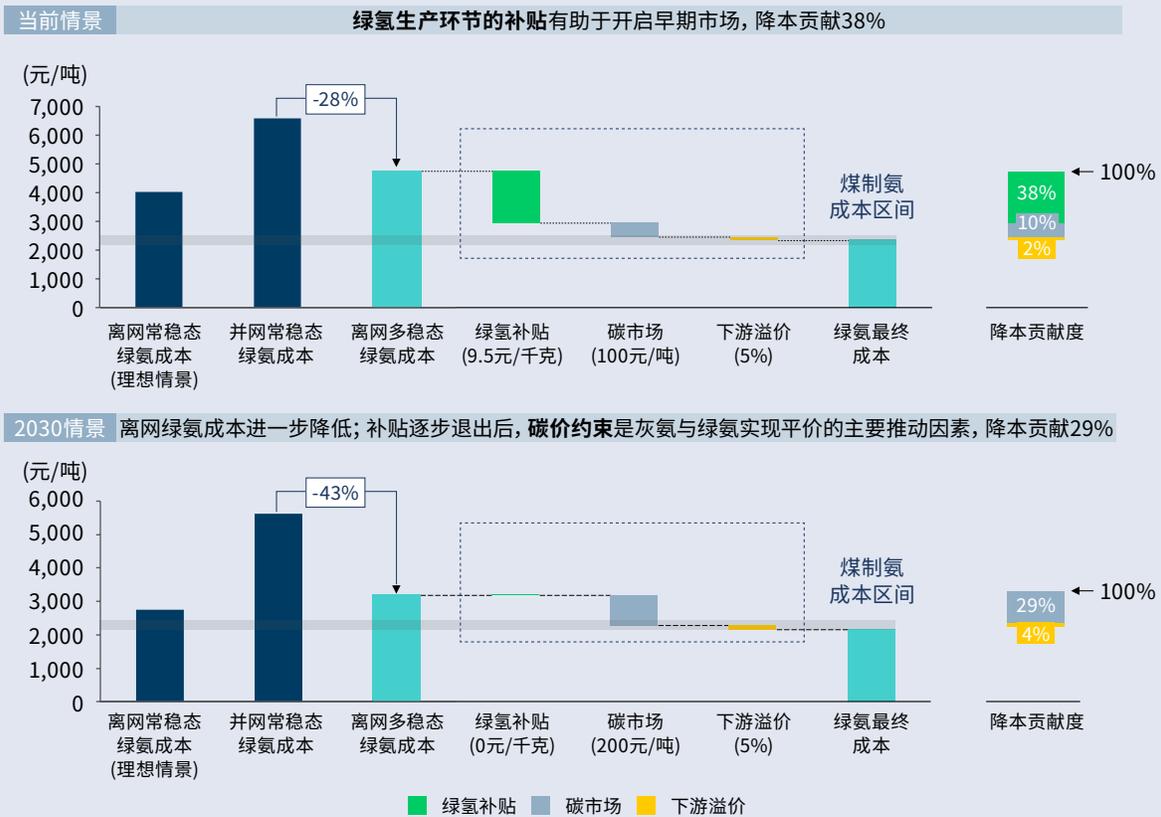
政策支持、下游溢价支付意愿、碳市场价格信号等多因素协同作用

假设合成氨近期能够被纳入碳市场进行交易，且在下游对于绿色化肥溢价的接受意愿和程度均较低的情况下，以煤制氨的平均成本2350元/吨作为基准，下游可承担煤制氨5%溢价，分别针对当前情景和2030情景开展绿氨平价试算，结果如图表11。

当前，推动农业领域绿氨平价需要借助早期的绿氨补贴为主导。当前离网绿氨成本为4753元/吨，碳市场交易价格参考当前碳价水平取100元/吨CO₂时，因单位产品碳排放的差异可使绿氨与煤制氨的成本差距缩小481元/吨。购买者支付溢价水平取5%可进一步缩小成本差距118元/吨，此时对绿氨产业链各环节参与方的补贴水平取9.5元/千克，即通过绿氨补贴使绿氨成本降低1805元/吨时，最终得到的绿氨成本可以降低至2350元/吨，进入与煤制氨平价的区间，绿氨具备一定的成本竞争力。分析各手段的贡献可以发现，以初始成本为100%，此情景下绿氨补贴能够降本38%，而碳市场和下游溢价分别降本10%和2%。

到2030年，补贴有望从较高水平到逐步退坡至退出，绿氨降本可以转变为以碳市场为主导。2030情景对应的初始成本为3200元/吨。假设由于多行业逐步纳入碳市场且交易活跃使得碳价攀升至200元/吨CO₂，则碳价可使绿氨与煤制氨的成本差距缩小914元/吨，购买者支付溢价水平仍保持为5%时可降本118元/吨，最终得到的绿氨成本为2157元/吨，稍稍低于煤制氨的成本区间，绿氨具备较大的成本竞争力。此时各手段的贡献比例将发生变化，碳市场的贡献将达到最高为29%，而下游溢价的贡献为4%，绿氨补贴已经完全退出。

图表11 当前和2030情景下补贴、碳市场和下游支付绿色溢价等因素协同降本



来源：本课题组

国内吉林、宁东案例试算

图12 当前情景和2030情景下补贴政策对于绿氨实现平价的作用

	吉林	宁东
风光出力时间 (小时)	3551	3339
绿氢价格 (元/千克)	17.9	18.1
离网多稳态绿氨成本 (元/吨)	4769	4782
出台补贴政策	对年产绿氢 100 吨以上的项目，以首年每公斤 15 元为标准为基数，采取逐年退坡的方式 (第 2 年按基数的 80%、第 3 年按 60%)，连续 3 年给予补贴支持，每年最高补贴 500 万元	对在宁东基地实施绿氢替代的化工项目，经认定，本级财政按 5.6 元 / 公斤标准给予用氢补贴，单个企业每年不超过 500 万元，最多补贴 3 年
绿氢补贴单价 (元/千克)	15 (第 1 年, 最大规模 333 吨绿氢 / 年) 12 (第 2 年, 最大规模 417 吨绿氢 / 年) 9 (第 3 年, 最大规模 556 吨绿氢 / 年) 0.27(20 万吨绿氨多稳态,18549 吨氢 / 年)	5.6 (最大规模 893 吨绿氢 / 年) 0.27(20 万吨绿氨多稳态,18549 吨氢 / 年)
补贴后绿氨价格 (元/吨)	4718 (实际补贴) 1868 (最大补贴, 无补贴总额上限)	4731 (实际补贴) 3667 (最大补贴, 无补贴总额上限)

来源: 吉林省人民政府¹⁸, 宁东基地管委会¹⁹, 本课题组

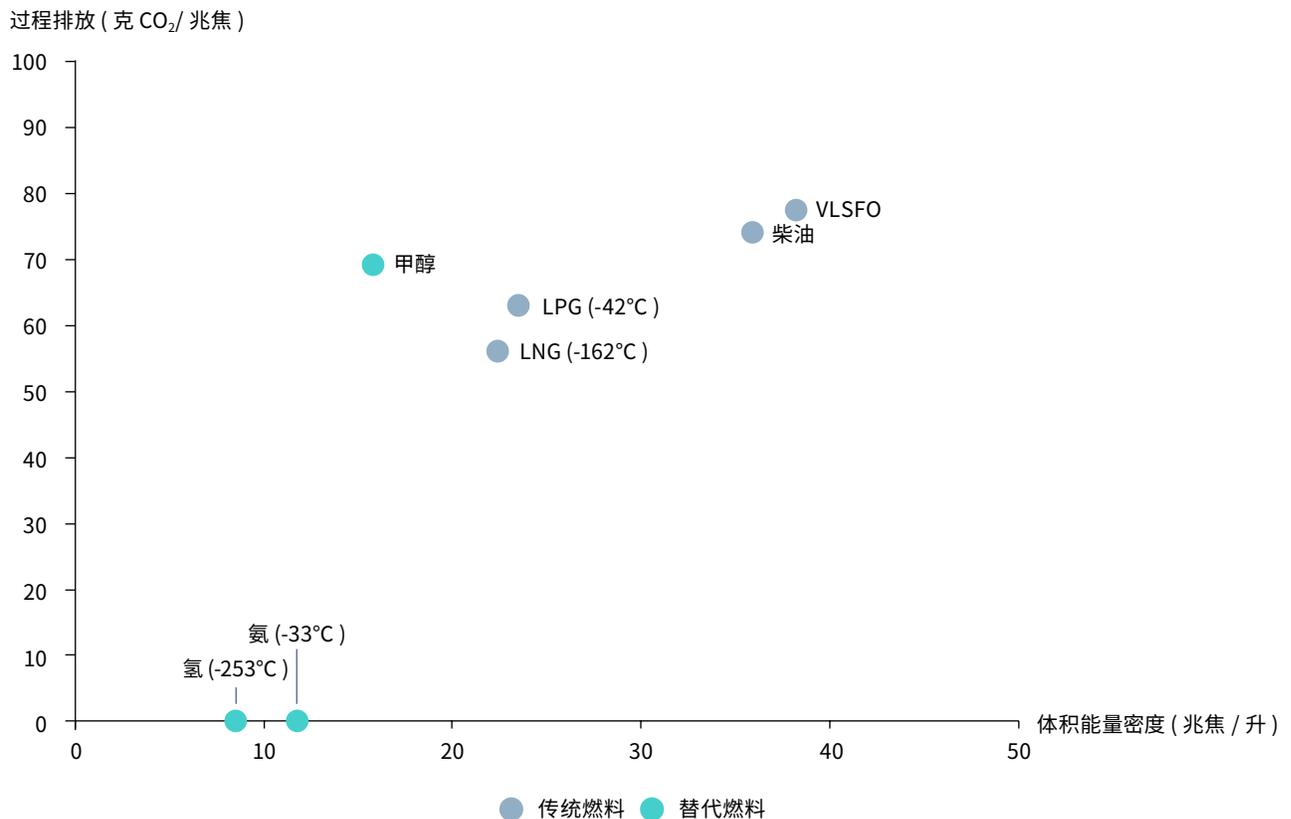
目前, 国内已经有对于绿氢的生产和利用的补贴政策出台, 如吉林省对年产绿氢 100 吨以上 (含 100 吨) 的项目, 以首年每公斤 15 元为标准为基数, 采取逐年退坡的方式 (第 2 年按基数的 80%、第 3 年按基数的 60%), 连续 3 年给予补贴支持。宁东能源化工基地对实施绿氢替代的化工项目, 经认定按 5.6 元 / 公斤标准给予用氢补贴, 单个企业每年不超过 500 万元, 最多补贴 3 年。

尽管相关补贴政策中均提到了较大的补贴力度, 但由于补贴总额的上限, 难以覆盖大规模绿氢项目对补贴的需求。按照吉林和宁东地区的风光资源试算, 当前离网绿氨的成本分别为 4769 元 / 吨和 4782 元 / 吨, 若按照 15 元 / 千克和 5.6 元 / 千克的绿氢补贴强度, 分别能够达到 1868 元 / 吨和 3667 元 / 吨的补贴后绿氨价格。但是两地出台的政策均设置了 500 万元的补贴总额上限, 按照年产约 10 万吨的合成氨产能计算, 补贴仅能将绿氨成本降低至 4718 元 / 吨和 4731 元 / 吨, 降本效果有限。从补贴总额上限来看, 当前政策利好小规模绿氨装置发展。如在吉林当前政策下, 以 15 元 / 千克的补贴力度最多能够支持最大规模 333 吨 / 年的绿氨生产, 在宁东当前政策下, 以 5.6 元 / 千克的补贴力度最多能够支持最大规模 893 吨 / 年的绿氨生产。在我国, 典型合成氨装置的规模均在万吨级以上, 因此补贴总额的上限使得大规模绿氨项目难以真正获得政策中提到的补贴力度支持。

3.2 场景二：船运燃料

在全球船运业的脱碳图景中，以绿氢及其衍生物如绿氨、绿醇为代表的清洁液体替代燃料受到广泛国际关注。和传统燃料如低硫燃料油（VLSFO）和柴油相比，如图表 13 所示，氢氨醇等替代燃料的体积能量密度较低。体积能量密度是比较船运燃料属性的关键指标，意味着要完成一定距离的运输，替代燃料存储容器的体积要是传统燃料的 2-4 倍才能实现与传统燃料相当的体积能量。尽管体积能量密度较低，替代燃料在使用过程中可显著降低碳排放，以绿氢和绿氨为例，因燃料中不含碳元素，燃烧过程均可实现零二氧化碳排放^{iv}；同时，替代燃料在燃料电池船舶的应用可提升能量转化效率。传统燃料（低硫燃料油、LNG、LPG 等）发动机采用内燃机，即将燃料燃烧产生的热能再转化为机械能，因此存在一定的热量损耗进而影响能量转换效率；而替代燃料（氢、氨、甲醇）可采用内燃机或燃料电池，以氨动力船舶为例，若采用直接供氨固体氧化物燃料电池（SOFC）动力系统即可实现化学能到电能直接转化，能量转化效率可达 50-60%，较传统内燃机的转化效率提升 10%²⁰。

图表 13 船运液体燃料属性对比

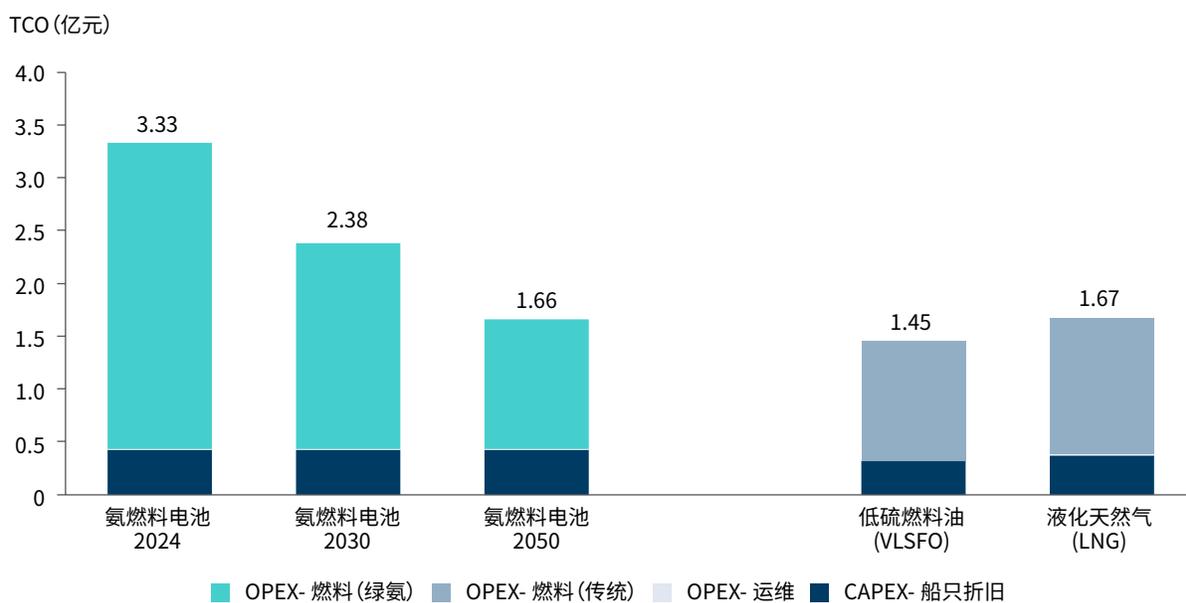


来源：mtu²¹，广东省生态环境厅²²，本课题组

iv 航运领域的过程排放也被称为 Tank-to-wake 排放，即从油罐到尾流，指燃料上船在船只行驶过程中所产生的排放。

对船运业而言，总拥有成本（Total Cost of Ownership, TCO）是衡量船只从购买到报废全生命周期所有经济投入的关键指标，包含初始投资年金现值、燃料成本、运营支出等，因此也被广泛用于比较不同船只的经济性表现。经本报告测算，当前氨燃料电池船只的 TCO 为 3.33 亿元，而传统 VLSFO 船只和液化天然气（LNG）船只 TCO 分别为 1.45 亿元和 1.67 亿元，氨动力船只成本为 VLSFO 船只的 2.3 倍，为 LNG 船只的 2 倍。造成氨燃料电池船只成本高昂的原因主要有两方面，首先氨燃料电池船只生产需要对氨发动机、燃料储罐安全性等进行特殊设计，因此造价（CAPEX）较高，约为低硫燃料油（VLSFO）船只的 1.5 倍。其次燃料成本对船只 TCO 具有决定性影响，占不同动力船舶 TCO 的 80–90%。由于当前绿氨单位能量成本高于传统燃料，进一步推升了氨燃料电池船只的整体成本。未来，随着绿氨成本下降，2030 年和 2050 年氨燃料电池船只 TCO 可下降至 2.38 亿元和 1.66 亿元，并最终在 2050 年前后实现与 LNG 船只成本持平，但仍高于 VLSFO 船，仅依赖技术降本的评价时间晚于 2050 年。

图表 14 不同液体燃料船只的总拥有成本对比

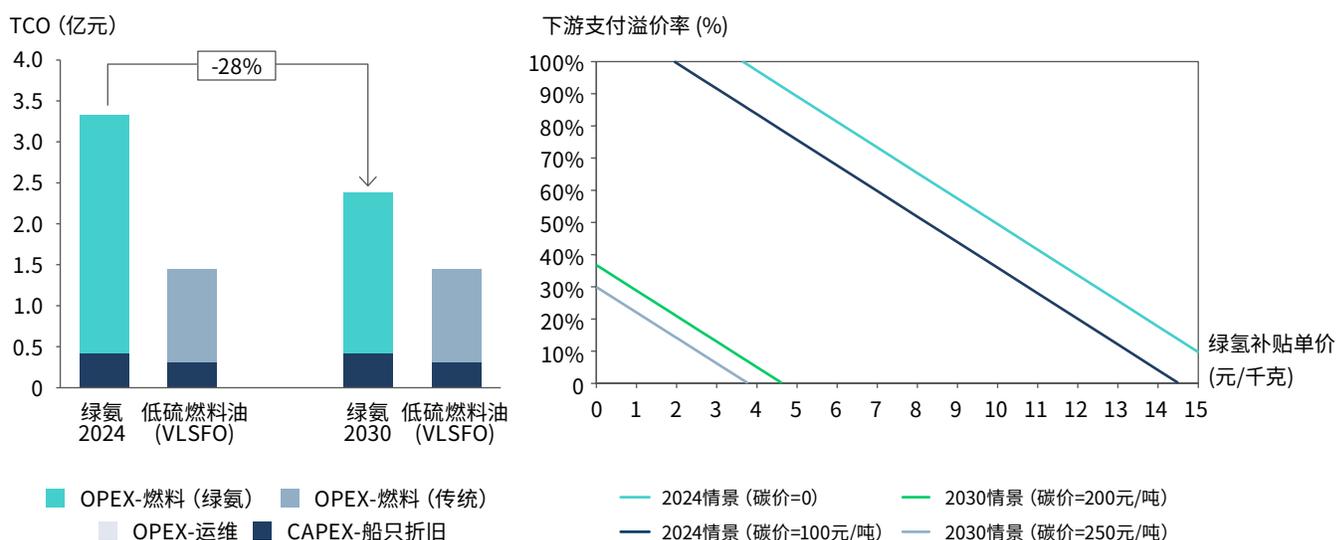


来源：本课题组

主要假设：1) 氨燃料电池采用固体氧化氨燃料电池 (SOFC)，运行寿命 25 年，CAPEX 以直线折旧法，残值为 0；2) 2024、2030、2050 的绿电价格为 0.25、0.18、0.1 元 / 千瓦时；3) 低硫燃料油和液化天然气的单价分别取 4544 元 / 吨和 6000 元 / 吨。

加快绿氨相关标准和认证的国际互认和衔接能够使作为下游的航运业具有更强的绿色溢价支付意愿，从而推动绿氨在航运领域规模化。尽管目前成本高昂，但绿氨对航运脱碳的重要性使得航运业主有可能在早期承担较高的绿色溢价助推氨动力船的运营。如图表 15 所示，在当前情景下，当碳价为 0-100 元 / 吨之间时，下游需要支付 115%-130% 的绿色溢价才能实现氨动力船只与 VLSFO 船只的平价，到 2030 年，当碳价为 200-250 元 / 吨时，需要支付的溢价水平降至 30%-40%。2024 年 7 月，在符合欧盟可再生能源指令（RED II）的绿氨认证下，全球首个绿氨定价在德国的氢衍生物进口计划中产生，中标的绿氨价格较传统合成氨溢价超过 1.9 倍²³。这一国际实践案例说明符合绿色产品标准对于兑现绿氨的绿色价值具有显著正向作用。在标准框架体系下获取绿色溢价将对航运领域弥合绿氨成本差异，实现氨燃料动力船只的部署应用发挥重要影响。因此对我国而言，共建全球绿氨市场对于合成氨行业的低碳转型至关重要，科学、严谨、有效且国际互认衔接的标准体系构建将大大助力可获得差别化溢价的绿氨市场形成。

图表 15 船燃场景中绿氨路径和传统路径的成本趋势 (左) 与政策、市场手段对实现平价的作用 (右)

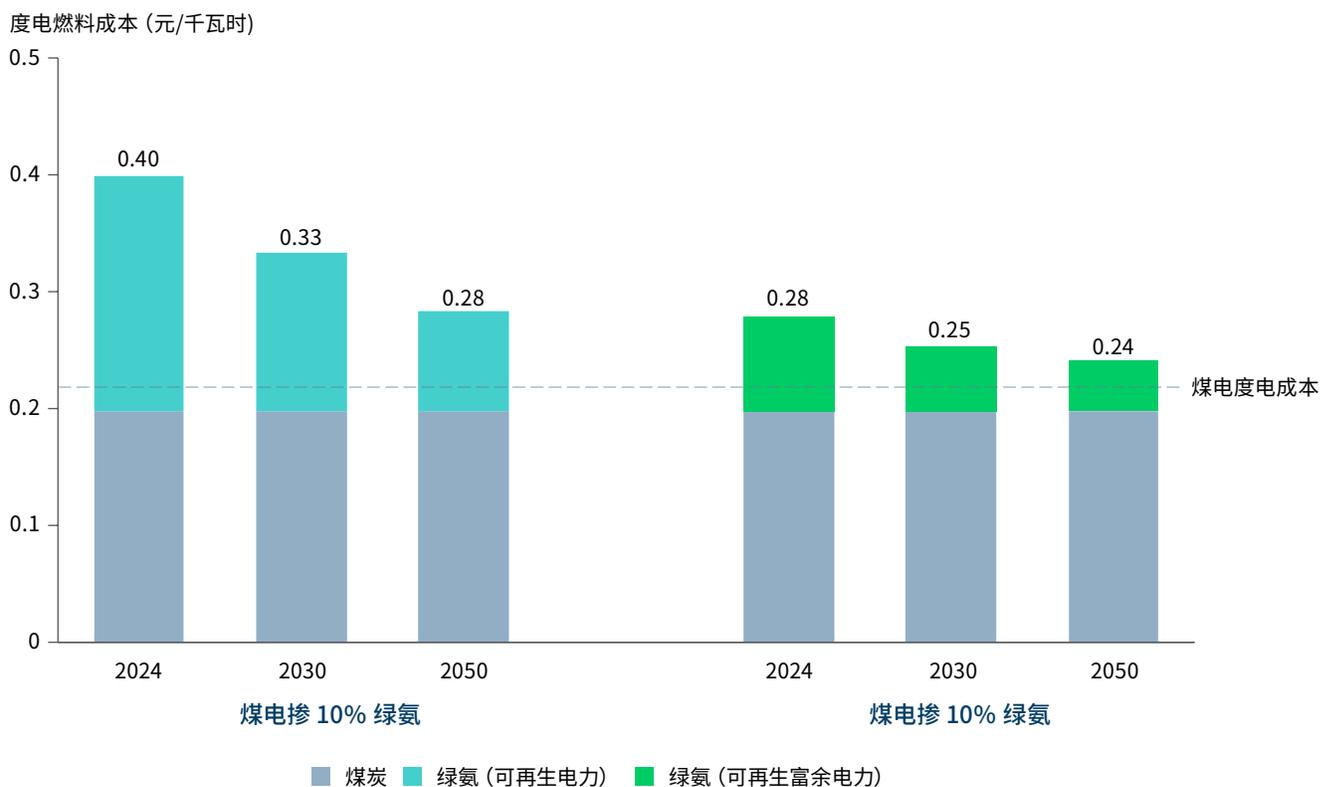


来源：本课题组

3.3 场景三：掺氨发电

当前，电力行业已经被纳入碳市场进行交易，且从2022年到2024年国内碳市场价格已从60元/吨上涨至100元/吨，电力企业尤其是煤电机组的降碳形势迫切。掺氨发电是《煤电低碳化改造建设行动方案（2024-2027年）》提出的生物质掺烧、绿氨掺烧、碳捕集利用与封存三大煤电低碳发电技术路线之一，在发电行业碳减排的过程中，绿氨掺烧可为存量煤电机组的运行贡献一定的减排潜力。与燃煤相比，单位质量合成氨热值为煤炭热值的2/3，提供同等热值耗氨量大于耗煤量。以政策中建议的10%绿氨掺烧比例，按照提供同等热值所需的燃料对掺氨发电路线的度电燃料成本进行测算，如图表16。若使用可再生能源生产的绿氨，在2024、2030和2050年的度电燃料成本分别为0.40、0.33和0.28元/千瓦时。若使用政策建议的富余电力（以电价为0来计）生产的绿氨，由于电力成本降低，度电燃料成本可下降至0.28、0.25、0.24元/千瓦时，但仍高于煤电的度电燃料成本（0.22元/千瓦时），通过技术降本实现平价的时间晚于2050年。

图表 16 10% 绿氨掺烧发电的度电燃料成本比较

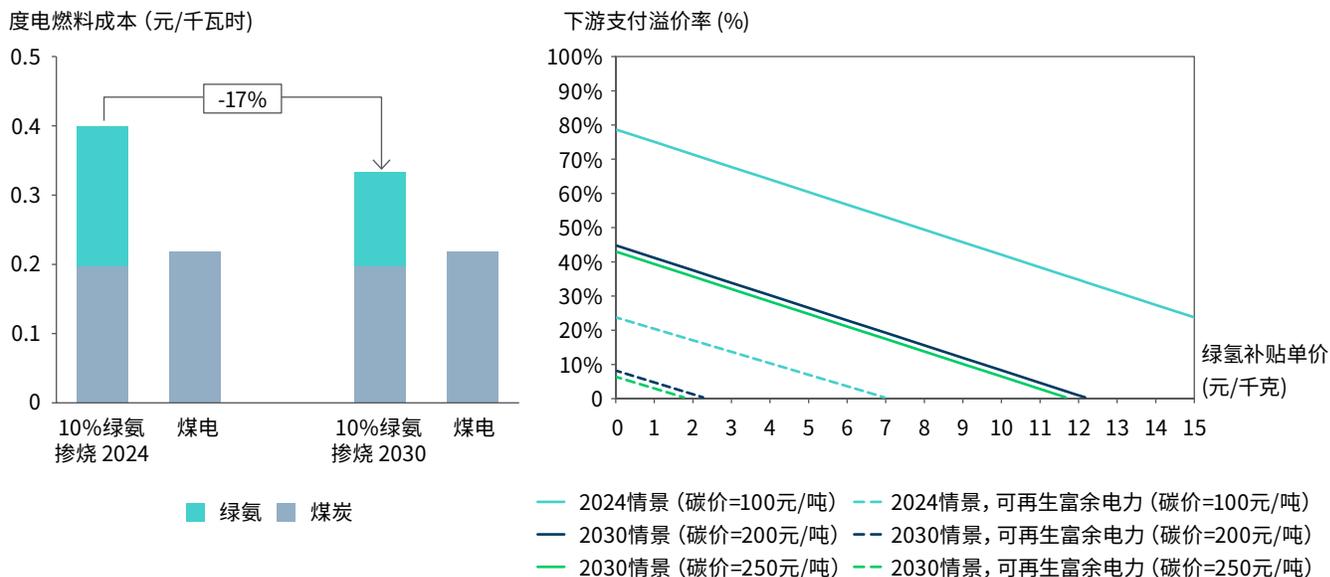


来源：本课题组

主要假设：1) 煤炭价格以800元/吨来计；2) 掺10%绿氨以热值比例来计，即原煤电度电热值的10%用绿氨替代；3) 2024、2030、2050年可再生能源发电电价为0.25、0.18、0.1元/千瓦时，可再生能源富余电力电价假设为0；4) 电解、储氢、电化学储能的技术参数和成本均随时间下降

通过可再生富余电力的低价优势降低绿氨生产成本是掺氨发电领域实现平价的关键。当前，尽管电力行业已被纳入碳市场，但由于绿氨成本相对于燃煤高昂，实现掺氨发电与煤电平价仍需要依靠较大的绿氢补贴力度（大于 15 元 / 千克）或下游溢价水平（80%）推动，对于非技术驱动的降本因素依赖度高。即使随着技术进步带来的绿氨成本下降，到 2030 年对补贴的需求仍高达 12 元 / 千克，平价面临的挑战非常大。不过，若能利用可再生富余电力，则能显著降低对降本手段的需求。如图表 17 所示，既定技术成本和碳价假设之下，使用可再生富余电力制绿氨与传统路径的成本差异进一步缩小，对于补贴和下游支付溢价比例的需求也同步降低（在图表 17 右图中向左下方移动）。当可再生富余电力成本为 0 时，当前和 2030 年实现掺氨发电平价对绿氢补贴的需求能分别降低至 7 元 / 千克和 2 元 / 千克，显著降低平价难度。

图表 17 发电场景中掺氨路径和传统路径的成本趋势(左)与政策、市场手段对实现平价的作用(右)



来源：本课题组

3.4 绿氨在多应用场景下的展望

在绿氨的以上三个应用场景中，绿氨路径相对于传统路径的成本溢价，以及平价所需要的降本手段发力力度呈现出不同的特点。农业领域的溢价水平最低，当前绿氨比煤制氨成本高 102%，2030 年比煤制氨高 36%，并可于 2040-2045 年依靠技术进步实现平价。通过碳市场和下游买方支付溢价，此绿氨替代应用场景有望最早在 2030 年前摆脱补贴，形成市场驱动的发展模式。相对而言，清洁船燃领域的溢价水平偏高，目前氨燃料船只比低硫燃料油船只的成本高 129%，且未来若仅依靠技术进步无法在 2050 年前实现平价。不过，若依靠下游溢价和碳市场，平价时间可以提前至 2040 年前后。与这两个场景相比，掺氨发电场景具备更大的不确定性，若仅利用可再生电力生产的绿氨，难以在 2050 年前通过降本手段实现平价。在此场景下，依靠可在生富余电力的低成本优势降低绿氨生产成本是关键。

图表 18 绿氨在多应用场景下的展望

应用场景	农业 (既有应用)	清洁船燃 (新兴应用)	掺氨发电 (新兴应用)	
传统路径	煤制氨	低硫燃料油	煤电	
绿氨路径	绿电-绿氢-绿氨	氨燃料电池	10%绿氨掺烧发电 (可再生电力)	10%绿氨掺烧发电 (可再生富余电力)
传统路径成本	2350 元/吨	1.45 亿元/年	0.22 元/千瓦时	0.22 元/千瓦时
绿氨路径成本 (较传统路径溢价比例), 2024	4753 元/吨 (102%)	3.33 亿元/年 (129%)	0.40 元/千瓦时 (83%)	0.28 元/千瓦时 (28%)
绿氨路径成本 (较传统路径溢价比例), 2030	3200 元/吨 (36%)	2.38 亿元/年 (64%)	0.33 元/千瓦时 (52%)	0.25 元/千瓦时 (16%)
技术降本的平价时间	2040 分布式生产 2045 集中式生产	晚于2050	晚于2050	晚于2050
下游支付绿色溢价比例	5%	10%	10%	10%
2024 平价所需绿氢补贴 (碳价100元/吨)	9.5 元/千克	13元/千克	18.5 元/千克	4 元/千克
预计最早平价时间 (下游支付绿色溢价、碳市场交易共同降本, 补贴完全退出)	2030 (且无需下游支付溢价)	2040前后	晚于2050	2030

来源：本课题组

在以上三个应用场景中，利用绿氨实现对传统路径的替代同时存在机遇与挑战：

农业领域

绿氨有望重塑合成氨和化肥行业的产能布局，并帮助克服化肥生产季节性不足的问题。从产业区位来看，绿氨可以引导合成氨和化肥产能从煤炭、天然气聚集地区向可再生资源富集地区发展，以东北地区为例，由于本地的传统合成氨产能受化石资源限制，且农业规模和化肥需求大，是化肥的净流入地区，绿氨将有望带来化肥本地化生产的机会。从季节性来看，针对采暖季传统合成氨限产以减少对煤、气的消耗的问题，绿氨能作为替代原料，帮助克服化肥季节性原料波动。东北地区冬季气候寒冷，供暖季长，对于化石能源的需求度高，这部分化石能源与合成氨原料存在潜在竞争关系，若能利用东北充足的风光资源（尤其是冬季的风力资源），将存在利用绿氨作为冬季的化肥生产补充原料的新机遇。

然而，在传统农业应用场景下，国内市场的合成氨产能充足，下游化肥生产的利润空间有限，因此企业的技术替代动力不强或成为大规模应用中的挑战。

航运燃料领域

甲醇和氨燃料在航运业脱碳中被寄予厚望，其中绿氨的产业基础和未来成本方面相较于甲醇存在明显优势。当前，与氨燃料船舶相比，甲醇燃料船舶的清洁燃料制取路径多样、发动机技术及船用标准相对成熟，在订单量和运营量上均具有优势，截止 2024 年 6 月全球甲醇动力船只订单量和运营量分别为 234 艘和 35 艘，而氨动力船只的订单量和运营量只有 25 艘和 1 艘²⁴。但是氨合成技术成熟、产业基础成熟，能够匹配大规模船燃需求，此外氨合成过程的原料仅需要水，而绿色甲醇生产中还需要 CO₂ 作为原料，在未来考虑到从工业过程捕集的 CO₂ 可能不被认可为绿色来源，需要使用直接空气捕集（DAC）获取 CO₂，从而进一步抬升绿色甲醇成本，绿氨将具备更好的经济性。

当前绿氨在航运燃料领域应用的挑战主要在于氨发动机和燃料电池技术尚待成熟，且由于氨的化学毒性，以及面临的燃料泄漏和材料腐蚀风险对氨燃料船只的安全等级提出了更高的要求。

掺氨发电领域

绿氨在煤炭机组改造中的应用可能带来稳定的需求预期，同时掺氨比例的技术突破将使得此场景下的应用具备增长空间。在需求层面，煤电低碳化改造的需求长期存在，预计至 2030 年和 2060 年煤电装机仍将占电力系统总装机容量的 34% 和 8%，煤电发电量占全国发电量的 45% 和 5%²⁵。目前掺氨发电是政策已明确的煤电低碳改造三大技术之一，使得绿氨在这一应用领域的需求预期被看好。在技术层面，当前政策提出了 10% 掺氨的比例，而国内开展的工程试验已经验证了 35% 掺氨的可行性，可见未来更高的掺氨比例技术突破将带来更大的绿氨需求量。

不过，与农业和航运燃料领域绿氨作为主要的脱碳技术路径不同，在煤电低碳化改造场景下，电力企业除采用掺氨外，还拥有生物质掺烧、碳捕集利用与封存等相对成熟且有竞争力的低碳技术选项，而掺氨路径目前还面临综合能量利用效率不高、尾气污染物控制存在技术难度等挑战，未来的应用空间存在不确定性。

第四章 国际绿氨项目的实践与启示

在全球推动绿色氢能和绿氨产业发展的过程中，不同国家和地区已通过各具特色的项目积累了宝贵的经验和教训。这些项目不仅体现了技术创新和政策支持的有机结合，也为我国的绿氨产业发展提供了借鉴与启示。

4.1 挪威 YARA——补贴、认证、上下游协同共助力绿氨产业链

挪威的 Yara 公司是一家大型国际化肥企业，其清洁氨部门（Yara Clean Ammonia）是全球最大氨分销商，致力于抓住航运和电力低排放燃料、低碳食品生产和工业用氨领域的增长机会，推动全球清洁氨的发展。Yara Clean Ammonia 拥有 15 艘船舶，运营着全球最大的氨气网络，并通过 Yara 进入全球 18 个氨气码头和多个氨气生产和消费场所。

Yara Clean Ammonia 的代表性项目是在西澳大利亚 Pilbara 地区的天然气氨厂绿色改造项目，该氨厂是世界上最大的氨生产设施之一，年产 84 万吨氨气，在全球氨贸易中占有约 20% 的市场份额。2022 年，Yara Pilbara 与国际能源公司 ENGIE 合作建设示范性绿氨改造项目，在其厂区内就地建设 10 兆瓦的电解槽、18 兆瓦的太阳能光伏和电池存储，年产 640 吨的绿氢厂，为合成氨装置提供绿氢原料。项目于 2022 年开工生产，于 2024 年开始向氨工厂供应绿氢。

该项目取得早期成功主要得益于补贴、认证和产业链中相关方的合作：

- 政府补贴：Yara Pilbara 项目从澳大利亚政府 ARENA 的可再生氢部署融资轮获得了 4250 万澳元的资助，西澳大利亚州政府还从该州可再生氢基金中提供了 200 万澳元的资助，这些金融支持极大帮助了早期项目的部署和发展，从而使绿氨生产更具经济性。
- 绿色标准认证：由于 Yara Pilbara 工厂承诺利用场内太阳能光伏发电生产可再生氨，获得澳大利亚国内智能能源委员会零碳认证计划的预先认证，成为首个获得该委员会认证的绿色氨项目，在行业中形成示范效应。
- 长期承购协议：2024 年，Yara 与印度能源公司 Acme Cleantech 和 AM Green 分别签署长期承购绿氨协议，进口符合欧盟 RFNBO 和可再生能源指令要求的可再生氨。可再生氨认证体系的建立和长购协议有助于增强绿氨生产商的信心，从而降低供应链风险。
- 与下游航运、发电企业的早期绑定：2021 年，Yara 与日本最大的发电公司 JERA 签署了谅解备忘录，就蓝氨和绿氨的生产、交付和供应链开发进行合作，实现日本零排放火力发电。2023 年，Yara 打造了世界上第一艘使用清洁氨作为燃料的集装箱船，这艘名为 Yara Eyde 的船将成为挪威和德国之间第一艘航行无排放航线的船只。下游应用场景的扩大带来绿氨需求增长。

4.2 美国 TALUS——微型化分布式绿氨系统推动美国绿色农业发展

Talus Renewables 是一家专注于开发和推广可再生能源技术的美国创新公司，致力于实现农业和工业领域的可持续发展。该公司在分布式绿氨（DGA）生产方面取得了显著进展，特别是在将传统的 Haber-Bosch 工艺微型化以适应小规模、模块化的生产设施方面。Talus Renewables 的分布式绿氨技术采用微型化 Haber-Bosch 工艺，将传统的 Haber-Bosch 工艺进行优化，包括降低操作压力和温度，提高催化剂效率，以适应小规模生产。该工艺被设计为集装箱化的模块，可以方便地运输和安装，适用于单一农场或小型合作社的需求。此外，系统设计充分考虑了与风能、太阳能等可再生能源的集成，实现了全绿色生产。

与传统的集中式合成氨相比，分布式绿氨技术给下游的农业生产带来了以下机遇：

- 降低供应链风险：随着分布式氨生产，肥料供应链从跨越数千英里、多模式运输转变为“在农场社区的后院”内，导致供应更加可靠和成本显著降低。简化供应链物流可以保护消费者免受地缘政治不稳定和运输环节的不确定性的影响。
- 增强化肥价格稳定性：分布式绿氨生产通过将氨生产与天然气价格波动脱钩、反之与固定年度可再生电力成本挂钩，减少当前农民因氨价格不断波动而承受的压力，确保农民能够以更稳定和可负担的成本购买化肥。
- 可再生电力集成的运营优势：传统氨生产技术必须持续维持和操作高温高压，当这些工艺从稳定供应的化石原料转向间歇供应的可再生电力时，需要配备储能，从而增加成本和复杂性。更新的小规模氨生产工艺在操作上更加灵活，可以灵活调整生产以应对可再生能源供应的变化，提供了成本降低和系统简化的机会。

4.3 沙特 NEOM 绿色氢氨项目——全球最大规模绿氨项目实践

NEOM 绿色氢能公司（NGHC）是由 ACWA Power、Air Products 和 NEOM 合资成立的一家企业，将整合高达 4GW 的太阳能和风能，到 2026 年建成世界上最大的绿色氢能工厂，以绿氨的形式生产高达 650 吨 / 天的绿氨，年产绿氨 120 万吨，为全球交通运输和工业部门提供经济高效的解决方案，预计每年减排 500 万吨二氧化碳。该工厂目前正在沙特阿拉伯 NEOM 地区的 Oxagon 建设。

作为目前全球最大规模的绿氨项目，NEOM 项目的成功经验可归纳为以下四点：

- 大规模绿色融资：该项目总价值 84 亿美元，由 23 家本地、地区和国际银行和金融机构提供 61 亿美元的无追索权融资。该项目的无追索权融资结构已获得标普全球（作为第三方意见提供商）的认证，符合绿色贷款原则，是绿色贷款框架下实施的最大项目融资之一。
- 签订独家承购协议和拓展国际市场：NEOM 绿色氢公司与 Air Products 公司达成了一项为期 30 年的独家承购协议，涵盖该工厂生产的所有绿色氨，这将释放整个价值链中可再生能源的经济潜力。项目重点开拓国际市场，特别是那些正在积极推进能源转型和碳中和目标的国家和地区，与日本、韩国和欧洲的一些国家和公司签订长期供应协议，满足其对绿色氨和氢的需求。
- 国际先进技术合作：NEOM 与 Air Products 和 ACWA Power 的合作，利用其在工业气体和可再生能源领域的技术和经验，确保项目的技术先进性和可行性。NGHC 与 Air Products 签订了工程、采购和施工协议，Air Products 是整个设施的指定承包商和系统集成商。
- 财政和政策支持：政府投资建设大规模的太阳能和风能发电设施，确保 NEOM 项目获得稳定、低成本的可再生能源供应。沙特政府对参与 NEOM 项目的企业提供所得税减免政策，降低企业的税负，提高企业利润。对于绿氨项目的关键设备和技术实施进口关税减免政策，减少企业的初期投入成本。

从以上三个案例，可总结如下结论（图表 19）：首先，金融支持是绿氨项目取得成功的基础，以上项目中，政府通过提供绿氢补贴、税收减免和支持项目早期绿色融资等方式提供了金融支持，可有助于提升早期绿氨项目的经济性。其次，买方承购意愿是增强绿氨项目长期收益稳定预期的重要基础。在早期项目仍存在绿色生产溢价的情况下，通过签订独家承购协议或长期供应协议可向上游生产端传递稳定生产与供应的信心，有助于增强供应链各环节的长期稳定发展。第三，下游应用场景的开拓对于稳步扩大绿氨的市场需求规模十分重要。除了传统的化肥行业外，在掺氨发电、氨燃料动力船运等新兴领域的应用落地将为绿氨的需求带来增量。第四，绿氢和绿氨的产品标准和认证体系的建立将引导绿氨行业的发展，且有助于兑现绿色产品的环境价值。第五，为了更好的适应可再生能源的波动，创新 Haber-Bosch 反应低温低压新工艺与新型催化剂，以实现启停灵活的绿氨生产对于更大规模的匹配可再生能源电力和进一步降低绿氨的成本将起到关键作用。

图表 19 国际绿氨案例的启示

分类	具体措施	效果	案例1: 挪威Yara	案例2: 美国Talus	案例3: 沙特NEOM	国内现状
金融支持	政府提供绿氢补贴、税收减免、支持项目早期绿色融资	提升绿氨经济性	✓	✓	✓	★★★ 多省份已出台绿氢补贴政策
买方承购意愿	与买方签订独家承购协议和长期供应协议等	增强绿氨项目长期收益稳定预期	✓	✓	✓	★ 买方承购意愿不强
下游应用	在化肥、航运、发电等领域开拓绿氨应用场景	扩大绿氨市场需求规模	✓	✓	✓	★ 化肥应用成熟，航运和发电仍在探索
标准设立	建立绿氢、绿氨产品标准及认证体系	引导绿氨行业发展	✓	✓		★★★ 已有绿氢团体标准，绿氢及衍生物的标准正在制定中
新型工艺	创新哈伯反应低温低压新工艺和新型催化剂	启停灵活，更好适应可再生能源波动		✓		★ 小规模示范性应用

注：★代表处于发展初期；★★代表已有积极进展；★★★代表处于成熟阶段

来源：本课题组

第五章 行动建议

合成氨行业的低碳发展不仅对于整体化工行业的转型至关重要，也对其应用场景涉及的多个行业的低碳转型具有重要意义。一方面，绿氨作为绿氢的重要衍生物，可以通过绿电 - 绿氢 - 绿氨的转化链路解决可再生能源的储运消纳问题，助力可再生能源系统与传统电力系统的耦合；另一方面，作为重要的基础化学品和能源载体，绿氨的发展将为下游化肥、航运、发电等相关行业提供可行的绿色转型路径，从而贡献于工业、交通、电力等领域的脱碳路径与前景。由于可再生电力成本高、合成氨连续生产需要与可再生电力发电波动相适应等因素，当前绿氨的生产成本相比传统路线仍偏高。创新成本分摊机制，并充分发挥技术迭代、政策支持、碳市场以及下游支付溢价等的作用，是绿氨加速实现平价的关键。

基于此，本报告从以下三大维度提出行动建议：

政策层面：制定绿氨产业发展支持政策并尽快研判将绿氨纳入绿色能源体系，在供给侧畅通绿电 - 绿氢 - 绿氨链路，在消费侧培育绿氨在农业、航运、电力等场景中的应用。

- 绿氨兼具化学品属性和能源属性，应尽快研判并将绿氨纳入绿色能源相关政策体系和战略中，为绿氨作为新兴能源的应用创造有利条件。制定绿氨产业发展支持政策，发挥国内相关上下游产业一体化和应用场景丰富且具有一定规模的优势，坚持以市场化手段优先的方式，引导并推动绿氨产业发展。
- 区域和项目规划强调因地制宜，结合自身工业基础逐步推进绿电、绿氢、绿氨的部分和高比例替代。新建绿氨项目应尽可能靠近风电光伏基地，为获得低成本的可再生电力供应创造条件。对于已有的煤制、气制合成氨装置，鼓励绿氢的逐步掺入，实现从灰氨到绿氨的过渡。
- 针对特定应用场景制定支持方案，并确保跨场景政策衔接。例如，在关乎粮食安全的农业场景中，初期不应过多强调下游承担溢价，可以考虑设置适宜的补贴引入机制，以及与技术迭代成本下降相匹配的补贴退出机制，实现从补贴驱动向市场驱动的转变。对于平价时间较晚但脱碳需求较高的航运场景，需要引导相关方进行长期市场培育，综合协调政策支持、碳市场和绿色溢价等手段在短、中、长期的协调。

行业层面：推动绿氨标准认证体系及其国际互认衔接，共建全球市场，同时积极推进柔性合成氨、分布式合成氨等技术和模式的创新和突破。

- 尽早建立绿氨、绿色化肥、绿色燃料等标准与认证体系，推进氢市场与碳市场深度融合，推进绿色氢氨能源全产业链绿色价值认证，建立完善绿色氢氨能源生命周期碳排放核算体系，以碳价值激励绿色氢氨产业规模化；此外推动建立绿电 - 绿证 - 绿氨耦合与互认体系，助力绿氨作为绿色氢基能源的发展。
- 推动绿氨国内与国际标准的互认和对接，参与并贡献于全球绿氨市场的形成与发展。促进基于碳减排属性的差异化市场的形成，提高绿氨产业链上下游各利益相关方对绿色溢价的认可度，力争对绿氨生产和利用过程中实现的碳减排形成市场机制激励。
- 在技术创新方面，通过推进新型催化剂、低温低压合成方法以及柔性工艺等技术的发展，提升绿氨行业整体技术水平，以更好地适应高比例可再生电力生产。在模式创新方面，除了传统的集中式发展模式外，积极探索并因地制宜地实践分布式绿氨生产模式。

企业层面：设定明确的转型目标和绿氨发展规划，强化产业链协作，锚定早期绿氨下游应用机会。

- 在内部发展规划方面，开展企业层面和主要工序层级的碳排放摸底，配合行业目标并设定自身减碳战略及目标，积极为纳入国家碳市场做好准备。同时，对于现有合成氨产能，通过实施清洁能源替代、开展绿电绿证交易、建设可再生能源发电项目等方式推进低碳转型，并在人才储备方面进行配置。
- 对外合作方面，积极与发电企业、存储与运输、化肥生产企业、港口等建立早期的合作伙伴关系，通过促成长期承购协议和创新合作模式，推动绿氨产业链发展。

参考文献

- 1 IEA, Ammonia Technology Roadmap, 2021, <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>
- 2 国家统计局, <https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01&zb=A0E0H&sj=2022>
- 3 熊亚林, 刘玮, 高鹏博等, “双碳”目标下氢能在我国合成氨行业的需求与减碳路径, 2022, <https://esst.cip.com.cn/CN/PDF/10.19799/j.cnki.2095-4239.2022.0364?token=3ad32ad293a74aeb8091a97770a0e702>
- 4 国家统计局, <https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01&zb=A0E0H&sj=2022>
- 5 国家发展改革委、工业和信息化部、生态环境部、国家能源局, 合成氨行业节能降碳改造升级实施指南, 2022, https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202202/t20220211_1315447.html
- 6 工业和信息化部、国家发展改革委、生态环境部, 工业领域碳达峰实施方案, 2022, https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-08/01/content_5703910.htm
- 7 国家发展改革委、工业和信息化部、生态环境部、市场监管总局、国家能源局, 合成氨行业节能降碳专项行动计划, 2024, https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202406/t20240607_1386767.html
- 8 工业和信息化部、国家发展改革委、国家能源局, 加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案, 2024, https://www.miit.gov.cn/jgsj/jns/wjfb/art/2024/art_94d97ac212a3495b82f2a0a352ce2ddd.html
- 9 氢能促进会, 多地政策松绑 绿氢生产可不入化工园区, 2024, <https://cn-heipa.com/newsinfo/7337474.html>
- 10 RMI, 碳中和目标下的中国化工零碳之路, 2022, <https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2022/04/final-RMI-%E5%8C%96%E5%B7%A5%E6%8A%A5%E5%91%8AChina-Chemicals-Decarbonization-CN-Full-Web-0909.pdf>
- 11 能景研究, 数据 | 中国绿氨项目规划投资达 5000 亿元, 2024, <https://mp.weixin.qq.com/s/t5S8vAVjERvs-7bYyLWL-cg>
- 12 University of California Santa Barbara (UCSB), Ammonia Production Process from Energy and Emissions Perspectives: A Technical Brief, 2022, <https://www.c-thru.org/wp-content/uploads/2022/12/Ammonia-Technical-Brief-June2022.pdf>
- 13 生态环境部, 企业温室气体排放核算与报告指南 铝冶炼行业 (征求意见稿), 2024, https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk06/202403/t20240315_1068508.html
- 14 吉旭等, 适用可再生能源不确定特性的合成氨多稳态柔性工艺技术, 2024, <https://jjmjs.com.cn/article/doi/10.13226/j.issn.1006-6772.CN23122701>
- 15 内蒙古自治区人民政府办公厅, 内蒙古自治区支持新型储能发展的若干政策 (2022—2025 年), 2023, <http://www.sntyq.gov.cn/sntyq/zwgk/zfxxgk/fdzdgnr/zfwj0/zfwj/f365ba6ad2fd4eaab04b8567c2120bc5/index.html>
- 16 RMI, 集群化发展助力低碳转型之: 工业场景中大规模绿氢应用模式研究, 2024, <https://rmi.org.cn/insights/transitioning-chinas-industrial-sectors-creating-clusters-for-large-scale-green-hydrogen-integration/>
- 17 InfoLink, 成本下降关键词 - 储能全生命周期度电成本简析, 2024, <https://www.infolink-group.com/energy-article/cn/energy-storage-topic-key-cost-reduction-ess-life-cycle-lcoe-fundamentals>
- 18 吉林省人民政府, 支持氢能产业发展的若干政策及措施 (试行), 2022, https://xxgk.jl.gov.cn/szf/gkml/202212/t20221205_8643380.html
- 19 氢能促进会, 宁东基地管委会发布氢能产业扶持新政, 2024, <https://cn-heipa.com/newsinfo/6863631.html>
- 20 IRENA, A Pathway to Decarbonise the Shipping Sector by 2050, 2021, <https://www.irena.org/Publications/2021/Oct/A-Pathway-to-Decarbonise-the-Shipping-Sector-by-2050>

- 21 mtu, 航运业如何实现绿色航运, 2021, <https://www.mtu-solutions.com/cn/zh/stories/marine/how-does-shipping-go-green.html>
- 22 广东省生态环境厅, 广东省企业(单位)二氧化碳排放信息报告指南(2022年修订), 2022, <https://gdee.gd.gov.cn/attachment/0/483/483550/3836527.pdf>
- 23 Ammonia Energy Association, Fertiglobe success in H2 Global pilot auction marks milestone in renewable ammonia supply for EU, 2024, <https://ammoniaenergy.org/articles/fertiglobe-success-in-h2global-pilot-auction-marks-milestone-in-renewable-ammonia-supply-for-eu/>
- 24 DNV, Maritime Forecast to 2050, 2024, <https://www.dnv.com/maritime/publications/maritime-forecast/>
- 25 国网能源研究院, 中国能源电力发展展望, 2022

落基山研究所, 石化联合会氢能专委会, 加速化工行业低碳转型之: 实现绿氨经济性的可行路径, 2024,
<https://rmi.org.cn/insights/green-ammonia-report/>

RMI 重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享
CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别注明, 本报告中所有图片均来自iStock。



RMI Innovation Center
22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org



石化联合会氢能专委会
北京市朝阳区亚运村街道安慧里四
区十六号楼中国化工大厦7层

www.cpcif.org.cn

© 2024年12月, 落基山研究所版权所有。
Rocky Mountain Institute和RMI是落基山研究所
的注册商标。