

# 中国绿氢产业发展白皮书（2025 年）

香橙会研究院

2025 年 3 月

## 版权声明

本报告仅供香橙会研究院（以下简称“香橙会”）的客户使用。香橙会不因接收人收到本报告而视其为客户。客户应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，香橙会接受客户的后续问询。

香橙会的销售人员和其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或观点。香橙会没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。

香橙会的投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

香橙会系列报告的信息均来源于公开资料和自采信息，我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，投资者据此做出的任何投资决策与香橙会和作者无关。若本报告的接收人非香橙会的客户，应在基于本报告作出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告的版权归香橙会所有。香橙会对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属香橙会。未经香橙会事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯香橙会版权的其他方式使用。未经授权的转载，香橙会不承担任何转载责任。

## 目 录

第一章 绿氢产业发展概况 .....	1
1.1 绿氢产业支持政策概况 .....	1
1.2 绿氢项目概况 .....	2
1.3 制氢装备市场概况 .....	3
1.4 绿氢消纳发展概况 .....	4
第二章 绿氢项目分析 .....	5
2.1 中国绿氢项目整体情况 .....	5
2.2 已建成绿氢项目分析 .....	7
2.3 已开工项目分析 .....	9
2.4 海外绿氢项目情况 .....	15
第三章 电解槽产业链发展分析 .....	30
3.1 ALK 制氢产业链 .....	30
3.1.1 ALK 产业链发展现状 .....	31
3.1.2 ALK 电解槽成本价格分析 .....	35
3.1.3 ALK 产业链代表企业 .....	36
3.2 PEM 制氢产业链 .....	40
3.2.1 PEM 产业链发展现状 .....	43
3.2.2 PEM 电解槽成本价格分析 .....	53
3.2.3 PEM 产业链代表企业 .....	54
3.3 AEM 制氢产业链 .....	57
3.3.1 AEM 产业链发展现状 .....	58
3.3.2 AEM 产业链代表企业 .....	61
3.4 SOEC 制氢产业链 .....	66
3.4.1 SOEC 产业链发展现状 .....	66
3.4.2 SOEC 产业链代表企业 .....	67
3.5 2024 年中国电解槽市场格局分析 .....	68
3.5.1 电解槽历年出货情况 .....	68
3.5.2 电解槽新品情况 .....	70

3.5.3 电解槽市场订单情况 .....	72
3.5.4 电解槽企业产能情况 .....	78
<b>第四章 绿氢消纳 .....</b>	<b>79</b>
<b>4.1 绿氢消纳场景概况 .....</b>	<b>79</b>
<b>4.2 中国绿氢消纳场景概况 .....</b>	<b>81</b>
<b>4.3 绿色甲醇 .....</b>	<b>82</b>
4.3.1 绿色甲醇及其产业链 .....	83
4.3.2 中国绿色甲醇项目建设情况 .....	85
4.3.3 绿色甲醇应用场景与前景 .....	89
<b>4.4 绿色合成氨 .....</b>	<b>98</b>
4.4.1 绿色合成氨及其产业链 .....	99
4.4.2 中国绿色合成氨项目建设情况 .....	101
4.4.3 绿色合成氨应用场景与前景 .....	103
<b>4.5 可持续航煤 SAF .....</b>	<b>105</b>
4.5.1 SAF 及其产业链 .....	106
4.5.2 中国 SAF 项目建设情况 .....	108
4.5.3 SAF 应用场景与前景 .....	110
<b>4.6 氢冶金 .....</b>	<b>117</b>
<b>4.7 氢储能 .....</b>	<b>118</b>
<b>4.8 海外氢气消纳发展情况 .....</b>	<b>120</b>
4.8.1 日韩市场 .....	120
4.8.2 日本重点氢能应用场景 .....	122
4.8.3 欧盟和美国市场 .....	125

## 图表目录

图 1：中国历年累计建成绿氢产能	2
图 2：电解槽系统中标价格变化	3
图 3：我国绿氢项目区域分布	6
图 4：中国绿氢项目建设推进情况	7
图 5：中国历年建成绿氢产能规模变化	8
图 6：各省份规划绿氢目标达成情况	8
图 7：中国已建成绿氢产能区域分布图	9
图 8：海外氢能项目分布图	16
图 9：海外绿氢项目电力来源	16
图 10：海外绿氢项目技术路线	17
图 11：海外清洁氢项目数量与制氢量	17
图 12：海外各洲清洁氢项目占比	18
图 13：2021 年至 2024 年 10 月海外绿氢项目投决/在建数量产能	18
图 14：海外绿氢项目所处投资阶段	19
图 15：海外各大洲绿氢项目所处投资阶段	19
图 16：2021 至 2024 年 10 月海外各大洲绿氢项目投资状态	21
图 17：欧洲绿氢项目数排名前 10 的国家	22
图 18：欧洲电解水项目制氢技术路线选择	22
图 19：欧洲电解水项目电力来源选择	23
图 20：欧洲绿氢项目状态	23
图 21：美洲氢能项目情况	24
图 22：美洲制氢路线选择	25
图 23：美洲制氢项目电力来源选择	25
图 24：美洲氢能项目所属投资阶段占比情况	26
图 25：中东地区绿氢项目数量与年制氢量分布	27
图 26：中东绿氢项目所处状态	27
图 27：保时来系列电极产品	33
图 28：ALK 电解槽成本结构	35

图 29：动量守恒阳极多孔传输层产品 .....	51
图 30：PEM 电解槽成本结构拆分 .....	54
图 31：全球电解槽历年出货情况 .....	69
图 32：中国电解槽历年出货情况 .....	70
图 33：电解槽单槽产能变化趋势 .....	72
图 34：2024 年中国电解水制氢技术路线需求占比 .....	76
图 35：电解槽报价变化 .....	76
图 36：中国电解槽招投标 TOP10 .....	78
图 37：绿氢消纳场景 .....	80
图 38：中国绿氢项目规划消纳情况 .....	81
图 39：已建成绿氢项目消纳领域分析 .....	82
图 40：甲醇的主要生产路线 .....	83
图 41：绿醇上下游产业链 .....	84
图 42：中国 2024 年新增绿醇项目数量，按省份划分 .....	85
图 43：中国 2024 年新增绿醇项目规划产能占比，按省份划分 .....	86
图 44：中国 2024 年新增绿醇项目规划产能及占比，按项目所处阶段划分 .....	87
图 45：中国累计绿醇项目数量，按省份划分 .....	88
图 46：中国累计绿醇项目规划产能占比，按省份划分 .....	88
图 47：中国累计绿醇项目规划产能及占比，按项目所处阶段划分 .....	89
图 48：全球现有支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按国家/地区划分 .....	91
图 49：全球现有支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按船舶类型划分 .....	91
图 50：全球现有支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按所属公司划分 .....	92
图 51：全球现存订单上支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按国家/地区划分 ..	93
图 52：全球现存订单上支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按船舶类型划分 ..	94
图 53：全球现存订单上支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按计划使用时间划分 ..	94
图 54：全球现存订单上支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按所属公司划分 ..	95
图 55：中国不同绿电和生物质价格情景下绿醇综合成本 .....	98
图 56：合成氨的主要生产路线 .....	99
图 57：绿氨上下游产业链 .....	100
图 58：中国累计绿氨项目数量，按省份划分 .....	101

图 59：中国累计绿氨项目规划产能占比，按省份划分 .....	102
图 60：中国累计绿氨项目规划产能及占比，按项目所处阶段划分 .....	102
图 61：中国不同绿电价格情景下绿色合成氨综合成本 .....	105
图 62：不同 SAF 生产工艺的区别 .....	106
图 63：SAF 上下游产业链 .....	107
图 64：中国累计 SAF 项目数量，按省份划分 .....	109
图 65：中国累计 SAF 项目规划产能占比，按省份划分 .....	109
图 66：IATA 规划的全球 SAF 发展目标 .....	110
图 67：不同 SAF 掺混比例的航煤价格测算 .....	114
图 68：HEFA 工艺成本结构及变化预测 .....	114
图 69：AtJ 工艺成本结构及变化预测 .....	115
图 70：G+FT 工艺成本结构及变化预测 .....	116
图 71：PtL 工艺成本结构及变化预测 .....	116
图 72：日本绿氢项目消纳场景 .....	122
图 73：韩国绿氢项目消纳场景 .....	122
图 74：欧洲绿氢项目消纳领域分析 .....	126
图 75：欧洲交通领域氢能项目规模 .....	126
图 76：南美绿氢项目消纳场景 .....	134
图 77：北美（以美国为主）绿氢项目消纳场景 .....	135
表 1：国家层面绿氢支持政策 .....	1
表 2：国内已开工绿氢项目分布 .....	10
表 3：国内已开工绿氢项目区域及消纳领域分布 .....	11
表 4：海外重点近百兆瓦级绿氢项目情况 .....	20
表 5：2024 年全球主要经济体氢能发展规划 .....	28
表 6：中国碱性电解槽代表企业 .....	30
表 7：天津津纶 pps 膜产品情况 .....	31
表 8：碳能科技产品 .....	32
表 9：苕纳科技 JA 系列碱液电极 .....	33

表 10 : ALK 制氢系统的关键部材发展现状 .....	34
表 11 : 2024 年中国 ALK 电解槽成本拆分 .....	35
表 12 : 青骐骥产能概况 .....	40
表 13 : 泰氢晨代表性项目案例 .....	41
表 14 : 中国 PEM 电解槽代表企业 .....	43
表 15 : 海外厂商质子交换膜产品 .....	44
表 16 : 东岳未来系列产品 .....	45
表 17 : 东岳未来质子交换膜产品 .....	45
表 18 : 氢辉能源质子交换膜产品 .....	45
表 19 : 汉丞科技质子交换膜产品 .....	46
表 20 : 贺利氏 PEM 水电解阳极催化剂产品组合 .....	46
表 21 : 贺利氏 PEM 水电解阴极催化剂产品组合 .....	47
表 22 : 济平新能源 PEM 水电解阳极催化剂产品组合 .....	47
表 23 : 济平新能源 PEM 水电解阴极催化剂产品组合 .....	47
表 24 : 栢水科技膜电极产品 .....	48
表 25 : 亿氢科技膜电极产品 .....	49
表 26 : 擎动科技膜电极产品 .....	50
表 27 : PEM 电解槽气体扩散层产品概况 .....	51
表 28 : PEM 电解槽双极板代表概况 .....	52
表 29 : PEM 制氢系统的关键部材发展现状 .....	52
表 30 : 2024 年中国 PEM 电解槽成本概况 .....	54
表 31 : 赛克赛斯历年出货量 .....	56
表 32 : 国内 AEM 电解槽企业代表 .....	57
表 33 : 国内外阴离子交换膜企业产品技术参数 .....	59
表 34 : 未来氢能 AEM 阴极催化剂 .....	59
表 35 : 未来氢能 AEM 制氢电极产品情况 .....	60
表 36 : AEM 电解槽产业链发展动态 .....	60
表 37 : 稳石氢能 AEM 产品参数 .....	61
表 38 : 中国 SOEC/SOFC 相关企业一览 .....	66
表 39 : 中国历年电解槽新品发布情况（款） .....	70

表 40 : 2024 年中国电解槽新品详情 .....	70
表 41 : 2024 年中国电解槽招投标详情 .....	72
表 42 : 中国电解槽市场竞争格局变化 .....	77
表 43 : 部分代表性企业电解槽产能情况 .....	78
表 44 : 中国 2024 年新增绿醇项目数量及规划产能, 按生产工艺划分 .....	87
表 45 : 中国累计绿醇项目数量及规划产能, 按生产工艺划分 .....	89
表 46 : 《2023 年 IMO 船舶温室气体减排战略》主要目标 .....	90
表 47 : 全球现有支持甲醇燃料船舶的最大甲醇需求测算 .....	92
表 48 : 全球现有支持甲醇燃料船舶的最大甲醇需求测算 .....	95
表 49 : 我国绿醇项目方参与的消纳协议 .....	96
表 50 : 《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》主要目标 .....	97
表 51 : 主要经济体或国际组织对绿氢的定义 .....	99
表 52 : 我国火电掺氢燃烧支持政策 .....	103
表 53 : 我国火电掺氢燃烧研究项目及技术突破 .....	104
表 54 : 中国累计 SAF 项目数量及规划产能, 按生产工艺划分 .....	110
表 55 : 各国家或经济体 SAF 使用计划 .....	111
表 56 : 中国 SAF 市场测算 .....	111
表 57 : 全国 SAF 应用试点工作航班 .....	112
表 58 : 典型氢冶金项目表 .....	117
表 59 : 典型氢储能示范项目 .....	119
表 60 : 日本主要燃料电池热电联供企业一览 .....	123
表 61 : 日韩重点氢能消纳项目 .....	124
表 62 : 欧洲交通领域吉瓦级绿氢应用项目 .....	127
表 63 : 欧洲工业领域兆瓦级绿氢应用项目 .....	130
表 64 : 美国 7 大氢能中心基本情况 .....	133

## 第一章 绿氢产业发展概况

2024 年尽管中国绿氢产业进入了冷静期，产业发展正处在短暂瓶颈，但在政策、项目、装备、消纳等方面仍有不少积极的信号出现。此外，随着能源法的实施，绿氢产业价值也有望迎来价值重估。

### 1.1 绿氢产业支持政策概况

在政策端，一方面，国家级氢能政策在 2024 年集中发布，从年初氢能作为前沿新兴产业首次进入政府工作报告，且排在新兴产业第一位，体现氢能定位的重要性，到年末《能源法》正式将氢能列入能源范畴，与石油、煤炭、天然气、核电、水能等并列作为能源进行管理。在工信部印发的《新型储能制造业高质量发展行动方案》（征求意见稿）中，首次提出要适度超前布局氢储能等超长时储能技术，为氢储能的发展提供了政策支持和指导，有望推动氢储能技术的研发和产业化，加速氢储能市场的形成和发展，此外在《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》中，明确到 2027 年，工业领域清洁低碳氢应用装备支撑和技术推广取得积极进展，清洁低碳氢在冶金、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，形成一批氢能交通、发电、储能商业化应用模式。这一重磅政策为氢能在工业领域的消纳应用打开了巨量的想象空间。

表 1：国家层面绿氢支持政策

发布机构	政策名称	关键内容	日期
工业和信息化部等七部门	发布关于加快推动制造业绿色化发展的指导意见	围绕石化化工、钢铁、交通、储能、发电等领域用氢需求，构建氢能制、储、输、用等全产业链技术装备体系，提高氢能技术经济性和产业链完备性。	2024.02
国家能源局	《2024 年能源工作指导意见》	提出编制加快推动氢能产业高质量发展的相关政策，有序推进氢能技术创新与产业发展，稳步开展氢能试点示范，重点发展可再生能源制氢，拓展氢能应用场景。	2024.03
国家发展改革委和国家能源局	《中华人民共和国能源法（草案）》	《能源法（草案）》将氢能列入能源范畴，与石油、煤炭、天然气、核电、水能等并列作为能源进行管理。	2024.04
国务院	《2024-2025 年节能降碳行动方案》	提出统筹推进氢能发展、加强氢冶金等低碳冶炼技术示范应用、鼓励可再生能源制氢技术研发应用、支持建设绿氢炼化工程、逐步降低行业煤制氢用量。	2024.05

国家发展改革委	《中华人民共和国能源法》	氢能正式纳入能源管理体系，与石油、煤炭、天然气、核电、水能等并列作为能源进行管理	2024.11
工信部	《新型储能制造业高质量发展行动方案》《征求意见稿》	首提适度超前布局氢储能等超长时间储能技术	2024.11
工信部、发改委、能源局	《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》	到 2027 年，工业领域清洁低碳氢应用装备支撑和技术推广取得积极进展，清洁低碳氢在冶金、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，形成一批氢能交通、发电、储能商业化应用模式。	2024.12

来源：公开资料，H2 PlusData(香橙会氢能数据库)

另一方面，地方政府基于本地发展基础的差异化政策，也在为氢能的规模化发展和应用落地提供支持。如更多省市出台政策推动非化工区制氢松绑、危化许可松绑；购置成本优惠、生产补贴、电价优惠、配套奖励和消纳补贴五类绿氢补贴加速出台，政策主要集中在西北、西南等非城市群地区，推动电解水制氢降本。随着新一轮国家及地方政策体系出台，顶层重视层度提升，氢能被正名将重构绿氢产业价值。

## 1.2 绿氢项目概况

截止 2024 年 12 月 31 日，国内已建成绿氢项目累计达到 65 个，建成产能 11.75 万吨，已经提前实现国家中长期发展规划绿氢 10-20 万吨的产能目标。2022 年国内绿氢项目开始加速落地，2023 年绿氢建成产能达到 3.72 万吨，累计建成产能达到 6.35 万吨，2024 年建成产能 5.41 万吨，同比增长 45%。

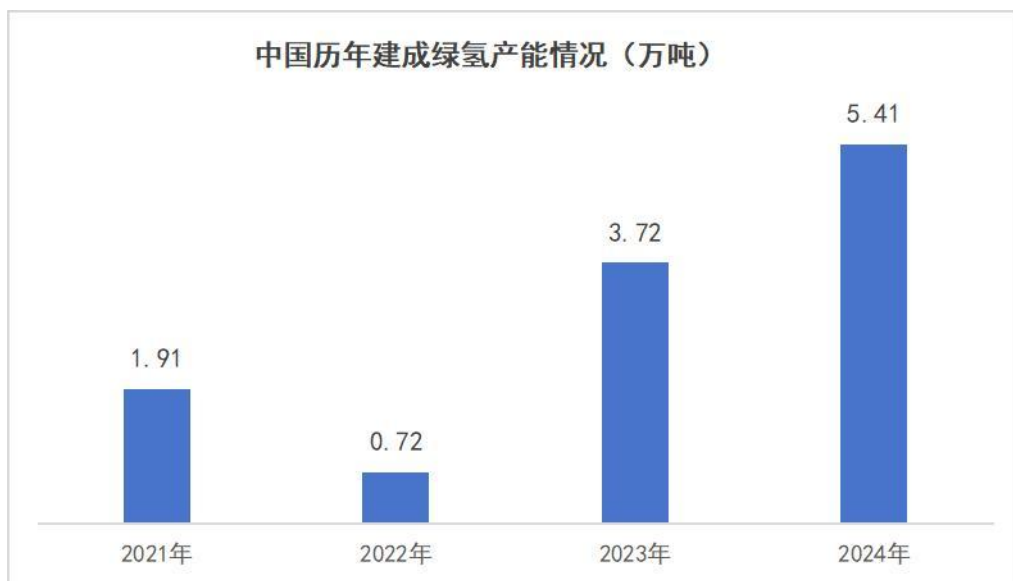


图 1：中国历年累计建成绿氢产能

来源：H2 PlusData

同时，以内蒙、新疆等为代表的三北地区绿氢规划项目仍在持续扩容，两区域规划绿氢项目合计超过 270 个，在国内绿氢项目总量占比中达到 40%，随着各地区规划绿氢项目数量的增多，国内绿氢项目总量已经超过 700 个，合计规划绿氢产能也超过 1100 万吨/年，对应电解槽装机总容量需求超过 143GW。

不过随着绿氢潜在供应容量飙升，但项目推进迟滞，绿氢也陷于消纳的现实困境。绿氢的消纳难题，不仅仅是绿氢价格，更关键的是很多项目周边缺乏可直接消纳的场景，就地消纳无处可去，只能外运。但氢气外运，又缺乏有效的运输方式，更无经济性可言。而绿氢潜在消纳场景的脱虚向实又不得不解决经济平价以及供需错配的结构性问题。基于此，国内绿氢项目从单一氢气制备生产向氢氨醇一体化方向发展，以国电投吉林大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目和中能建吉林松原绿色氢氨醇一体化示范项目为代表的超大型绿氢电化工项目的稳步快速推进，也是对绿氢项目规模化、商业化发展新形式的探索。由于氢能储运成本高企，为了节约成本，可能更多的项目会转向绿氨和绿色甲醇一类。

### 1.3 制氢装备市场概况

2024 年，国内电解水制氢技术多点开花，电解槽成本价格下降明显，1000Nm<sup>3</sup>/h 碱性电解槽和 200Nm<sup>3</sup>/h PEM 电解槽市场最低报价分别降至 436 万元和 535 万元，同比下降分别达到 36%和 27%。



图 2：电解槽系统中标价格变化

来源：H2 PlusData

另外从中标情况所反映的项目技术路线需求看，中标的电解槽还是以 1000 标方的碱槽和 200Nm<sup>3</sup>/h 的 PEM 槽为主，但 2000 标方以及方形电解槽也已经进入项目招标视野，3000 标方电解槽甚至在实际投运项目中有应用。同时越来越多的大标方电解槽产品正在被推出市场，双良氢能的 5000Nm<sup>3</sup>/h 碱性电解槽也已于 2024 年发布，多家企业推出 500Nm<sup>3</sup>/h 的 PEM 电解槽新品。此外，AEM 电解水制氢技术开始进行项目验证，相关电解槽新品达到 13 款。绿氢制备成本也在快速下降，在如新疆、内蒙、青海等风光资源丰富的区域，绿氢成本已经降到 14-16 元/kg，考虑未来若能叠加碳税，绿氢和灰氢的平价时代在部分地区很快就可以到来。

## 1.4 绿氢消纳发展概况

在绿氢的下游市场方面，绿氢潜在消纳场景持续扩容，内外部市场规模化需求合力正在逐步形成。外部市场，欧盟航运碳税开始实施，国际航运减碳需求驱动之下，以马士基、中远海运为代表的国际船东积极推进绿色燃料船舶的建造及应用，正带动全球绿醇、绿氨（现阶段前者主导）等绿色氢基燃料的潜在市场需求，中国也完成了首单绿醇燃料加注，初步形成从绿电到绿醇的商业链条闭环，综合各大船级社的预测，2050 年甲醇船舶燃料市场需求可达 0.7-2.5 亿吨。此外全球清洁航空需求带动 SAF 增量也将绿氢产业链条进一步延伸，IATA（国际航空运输协会）在 2050 年净零排放计划中，规划了全球 SAF 的发展目标，自 2025 年至 2050 年，IATA 规划使用比例将从 2% 上升至 65%，最终实现 3.58 亿吨的使用量。2023 年初，中国民航局宣布正在研究评估实现 SAF 在 2035 年占比达到 10%、2050 年占比接近 50% 的可能性，在理想情况下中国 SAF 年使用量预计将从 43 万吨增长至 0.7 亿吨；内部市场，煤电掺氨低碳化改造实施方案的发布及后续实施，正为绿氨创造巨量的内循环消纳场景，以方案要求的 10% 掺烧能力计算，绿氨需置换 2 亿吨煤炭，按同等热值计算，2 亿吨煤炭需 3.2 亿吨氨进行替换。此外随着工业领域如氢冶金、炼化及储能场景的商业应用示范逐渐跑通，绿氢消纳体系正逐步勾勒完成。

## 第二章 绿氢项目分析

### 2.1 中国绿氢项目整体情况

据香橙会研究院统计，截止 2024 年 12 月 31 日，中国已规划不同阶段绿氢项目数量超 700 个（含规划、签约、备案、在建及建成运营各个阶段项目），同比增长超过 85%，合计规划绿氢产能超过 1100 万吨/年（部分项目含远期产能），对应电解槽需求规模合计达到约 143GW。

从项目的地域分布来看，中国大部分绿氢规划项目主要集中在三北地区（东北、西北、华北），主要是由于这些地区在资源禀赋、政策环境和消纳场景方面具有突出的优势。其中，以内蒙古地区最为突出，规划在该区域落地的绿氢项目数量已经达 158 个，同比增长约 30%（去年同期 122 个），合计规划产能超过 450 万吨，对应电解槽装机需求超过 58.5GW；此外新疆地区绿氢项目规划数量在 2024 年呈现快速增长态势达到 120 个，同比增长超过 110%，项目规划绿氢产能合计也已经超过 170 万吨，对应电解槽装机需求超过 22.1GW，其中最具代表性的项目投资主体新疆俊瑞，一年之内完成 20 个绿氢项目备案，项目备案总规模超过 28.8 万吨，且多个项目已完成 EPC 招标工作。

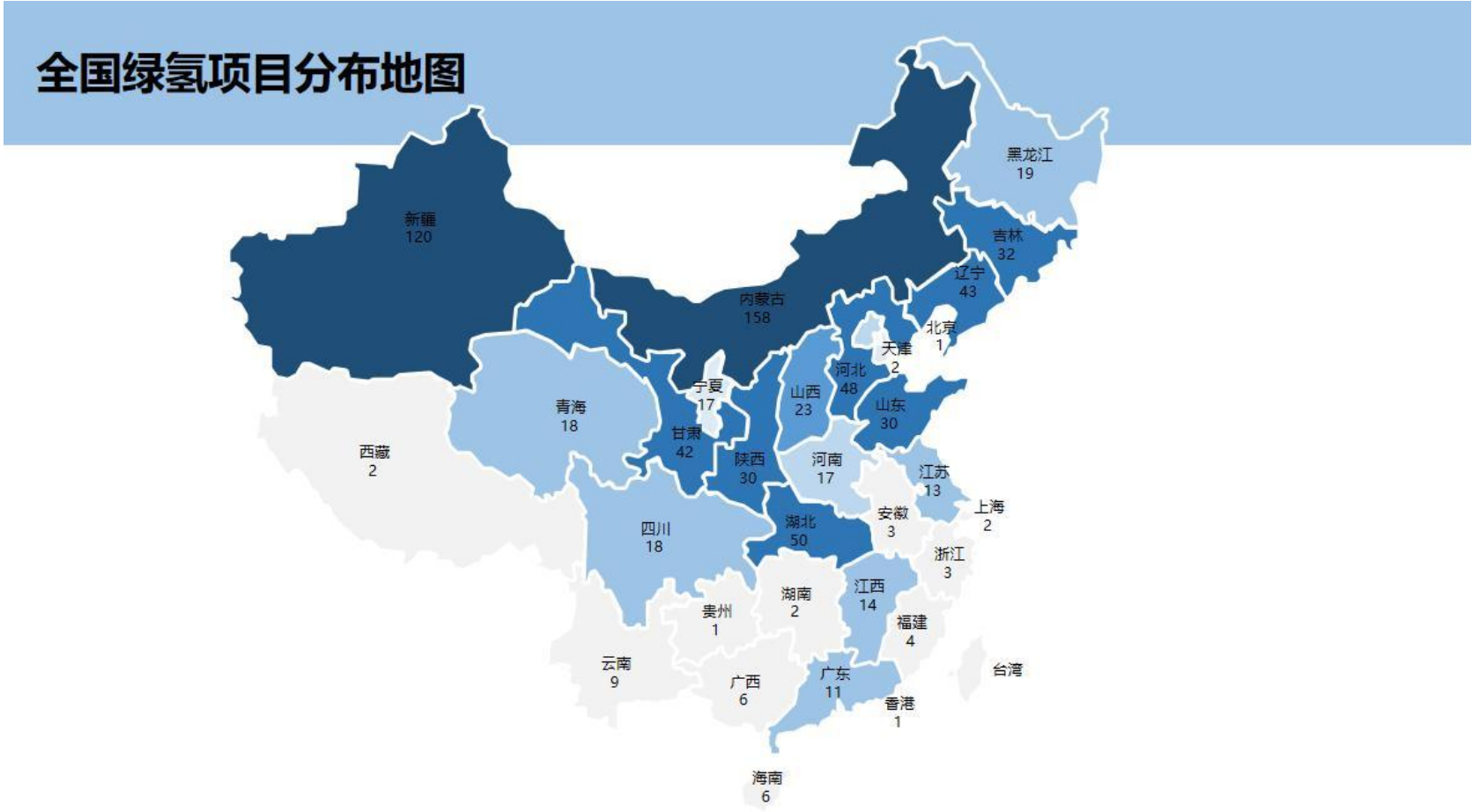


图 3：我国绿氢项目区域分布

来源：H2 PlusData

将国内绿氢项目依据项目建设的推进阶段做进一步拆分，其中处在签约阶段项目数量 215 个，数量占比超过 30.7%，对应项目规划产能合计超过 400 万吨；已完成备案或环评阶段项目数量 358 个，数量占比超过项目总和的一半占比达到 51.1%，产能合计约 433 万吨；已宣布开工在建项目数量 63 个占比仅约 9%，对应产能约为 255.63 万吨（开工产能较去年同期增长 163%）；已建成项目数量占比 9.3%（占比相较于去年同期增长 1.3%），累计已建成绿氢产能达到 11.75 万吨。

中国绿氢项目建设推进情况

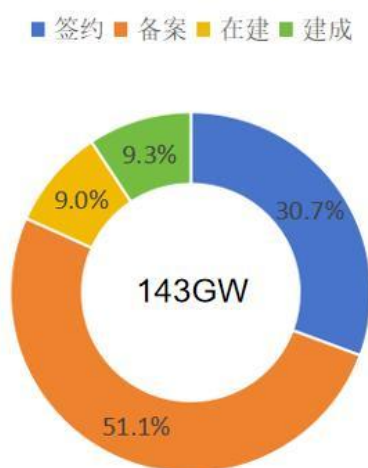


图 4：中国绿氢项目建设推进情况

资料来源：H2 PlusData

## 2.2 已建成绿氢项目分析

从绿氢项目的投产进度来看，中国绿氢项目推进节奏相对稳健，历史累计建成绿氢项目 65 个，累计建成产能约 11.75 万吨，已基本完成国家层面《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》中对于 2025 年 10-20 万吨的年制氢目标。其中 2024 年全年建成绿氢项目 16 个，同比增长 33.3%，全年建成绿氢产能 5.41 万吨，同比增长 54.4%。

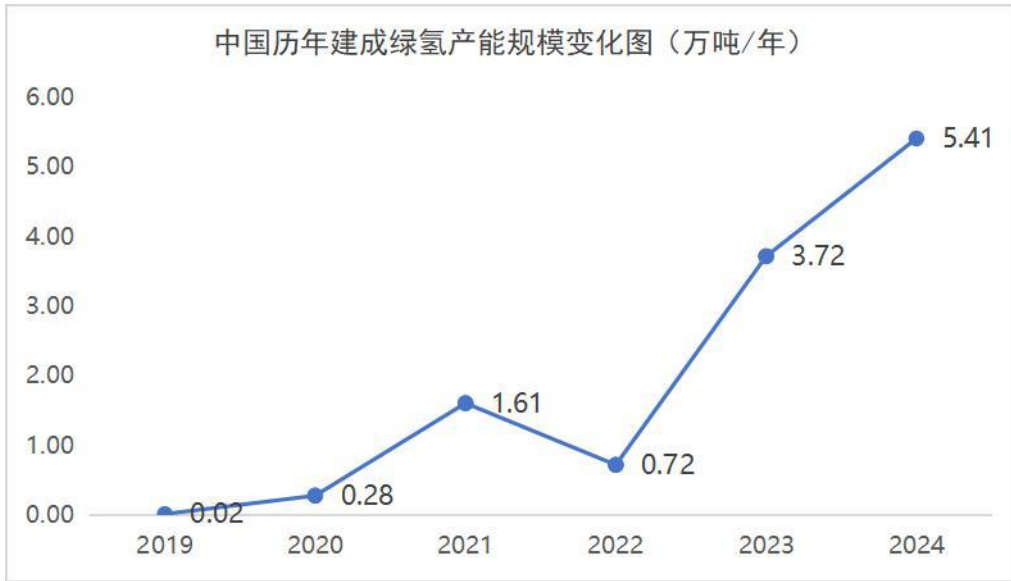


图 5：中国历年建成绿氢产能规模变化

资料来源：H2 PlusData

不过，具体到地方层面，各省份已建成绿氢产能相较各地区最初氢能产业的建设的规划目标整体还相较甚远。2022 年国家目标发布后，全国各省份陆续发布省级氢能规划目标。其中，内蒙古、甘肃、新疆等省份明确绿氢制备规模目标，合计约 110 万吨/年，远超国家目标。



图 6：各省份规划绿氢目标达成情况

资料来源：H2 PlusData

从已建成项目的整体产能分布来看，宁夏、内蒙、新疆分别位列产能前三，已建成产能分别达到 4.45 万吨/年、3.06 万吨/年和 2.1 万吨/年。上述三个省份均

位于三北地区（西北、东北、华北），在风光资源优势、政策支持、消纳场景丰富等因素影响下绿氢产业得到较快发展。以内蒙古为例，2024 年自治区发布《关于进一步加快推动氢能产业高质量发展的通知》、《内蒙古自治区风光制氢醇项目实施细则（试行）》等 10 余条支持政策，明确“允许在化工园区外建设可再生能源制氢项目”、“推动’绿氢+工业’模式”、“并网型风光制氢一体化项目年上网电量不超过总发电量的 20%，配套新能源场站可优先出清”等系列内容。

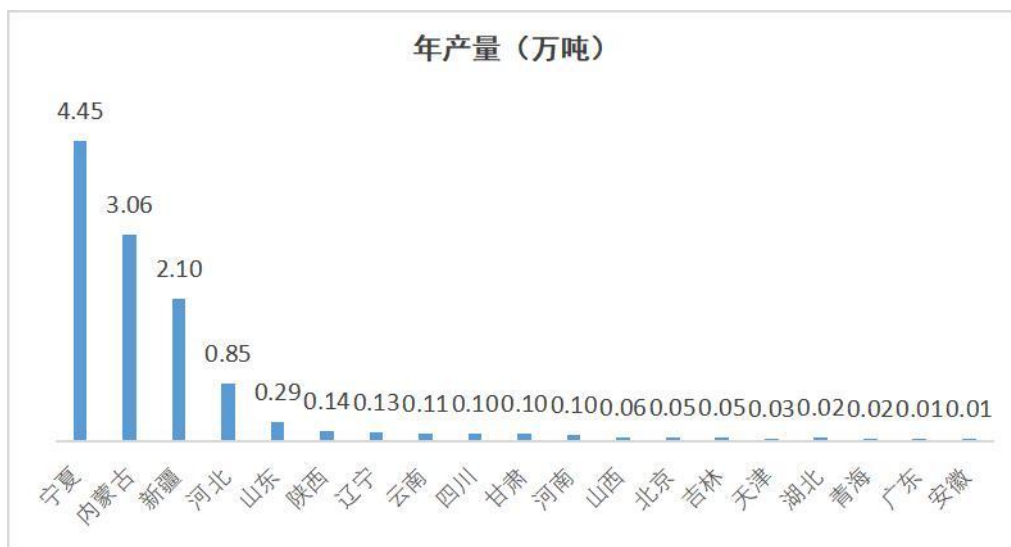


图 7：中国已建成绿氢产能区域分布图

资料来源：H2 PlusData

## 2.3 已开工项目分析

2025 年，国内绿氢项目建设预计将步入新阶段。香橙会氢能数据库动态追踪表明，国内两大代表性氢氨醇一体化项目——“大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目”和“中能建松原绿色氢氨一体化项目”均力争于 2025 年年中建成投产，其中大安项目预计 5 月底投产，有望成为国内首个建成投产的规模化绿色合成氨项目。此外，乌兰察布—燕山石化管道输氢项目或将于今年开工，这是目前国内最长的输氢管道项目，隶属于乌兰察布 10 万吨年风光制氢一体化示范项目。预期受到上述两大央企示范项目的推进影响，更多已经宣布开工的项目或将也会实质性推动项目进程。据香橙会研究院统计，截止 2024 年底，国内已开工绿氢产能已达到 255.63 万吨，对应电解槽装机需求约为 33.23GW，开工项目集中在三北区域。

表 2：国内已开工绿氢项目分布

总计	在建数量	在建规模（万吨）
	65	255.63
内蒙古	9	166.01
新疆	16	45.97
黑龙江	3	20.36
宁夏	4	4.54
吉林	2	7.23
江苏	2	6.03
海南	1	2.00
河北	9	1.04
甘肃	6	0.98
云南	1	0.50
湖北	3	0.51
辽宁	2	0.20
山东	1	0.13
广东	2	0.09
陕西	/	/
四川	/	/
山西	2	/
天津	/	/
青海	1	0.01
西藏	1	0.03
河南	/	/

资料来源：H2 PlusData

其中，内蒙古作为国内氢能产业发展的核心阵地，近年来在绿氢的投资规模和项目数量上都遥遥领先于全国其他省份，其中有多多个百亿规模的绿氢项目，如乌兰察布 10 万吨/年风光制氢一体化项目、中天合创风光融合绿氢化工示范项目等。截至 2025 年初，内蒙古已批复 39 个风光制氢一体化项目。2024 年 12 月初，在中国氢能产业发展大会暨内蒙古自治区第三届氢能产业发展推进会上，内蒙古自治区能源局党组成员、副局长胡成东预计 2025 年内蒙古绿氢产能将达到 20 万吨/年。截止 2024 年底，内蒙古地区正在开工建设的项目 9 个，合计在建产能 166.01 万吨，开工产能位列全国第一，开工项目以大型氢氨醇一体化项目为主。

此外，新疆地区开工项目 16 个，合计开工产能 45.97 万吨，位列全国第二。新疆丰富的风光资源优势，为绿氢制造提供了充足绿电。在政策方面在氢能发展上给予了大力的支持，并致力于打造国家大型绿氢供应和出口基地。从氢气应用

来看，新疆多地绿氢除用于合成甲醇、合成氨、氢交通以外，基于传统煤化工产业所构建的绿氢消纳场景带动多个项目氢气用于煤化工项目耦合，用于生产烯烃、天然气、煤基材料等方向。

表 3：国内已开工绿氢项目区域及消纳领域分布

消纳方向	省份	项目名称	项目主体单位	制氢规模	项目状态
交通	甘肃	瓜州风光氢储车一体化示范项目	格罗夫氢能源科技集团公司	11000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	甘肃	华能东方氢能产业园绿电制氢示范项目	华能张掖能源有限公司	1300Nm <sup>3</sup> /h	在建
	广东	3000KG 级电解水制氢加氢一体化示范站	佛山市高明区佛铁制氢发展有限公司		在建
	河北	张家口尚义风光耦合制氢科技示范项目	国电电力河北新能源开发有限公司（国能投资）	1200Nm <sup>3</sup> /h	在建
	河北	国电投宣化风储氢综合智慧能源示范项目	国家电投集团河北电力有限公司	500Nm <sup>3</sup> /h	在建
	河北	张家口风电光伏发电综合利用（制氢）示范项目	河北鸿蒙新能源有限公司	20000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	河北	上海航融集中制氢项目	上海航融新能源科技有限公司	5000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	河北	河北建投围场大西沟风电制氢项目	承德御景新能源有限公司	2000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	黑龙江	黑龙江省七台河市勃利县 200MW 风电制氢联合运行示范项目	七台河润沐新能源有限公司	1500Nm <sup>3</sup> /h	在建
	湖北	大冶市矿区绿电绿氢制储加用一体化氢能矿场综合建设项目	湖北光谷东国有资本投资运营集团有限公司		在建
	辽宁	海水制氢产业一体化示范项目	大连洁净能源集团有限公司		在建
	内蒙古	申能集团氢能产业与可再生能源	申能集团	7000Nm <sup>3</sup> /h	在建

	一体化项目			
内蒙古	京能查干淖尔风电制氢一体化项目	京能锡林郭勒能源有限公司	500Nm <sup>3</sup> /h	在建
内蒙古	4000 万方/年制氢加氢一体化项目	鄂尔多斯中极新能源有限公司	5000 Nm <sup>3</sup> /h	在建
内蒙古	6000 公斤/日氢能“制储加运”一体化站项目	内蒙古荣程建元氢能科技有限公司	2600Nm <sup>3</sup> /H	在建
宁夏	宁夏京能宁东发电公司氢能制储加一体化项目	京能宁东发电公司	2400Nm <sup>3</sup> /h	在建
宁夏	年产 1.2 万吨电解水制氢项目	宁夏汉氢技术有限公司	80000Nm <sup>3</sup> /h	在建
宁夏	宁夏太阳山年产 10 万吨绿氢制储输用一体化示范项目	赛拉弗重塑（宁夏）氢电能源有限公司	57000Nm <sup>3</sup> /h	在建
青海	东方电气高海拔叶片装备制造及绿色氢能创新基地项目	东方电气集团	可年产 120 吨纯绿氢	在建
西藏	雄韬山南氢能应用示范产业园	武汉雄韬氢雄燃料电池科技有限公司	1000Nm <sup>3</sup> /h	在建
新疆	伊犁州伊宁市绿色氢能创新应用工程	伊宁市联创城市建设（集团）有限责任公司	12000Nm <sup>3</sup> /h	在建
新疆	兆联清通伊宁市制加氢一体站示范项目	新疆兆联清通能源科技有限公司	1000Nm <sup>3</sup> /h	在建
新疆	国富氢能“绿氢工厂”	新疆国富氢能科技服务有限公司	建设年产 10000 吨制氢工厂	在建
新疆	格罗夫木垒 200MW/1600MW. h 氢储能调峰电站及风光氢储车一体化项目	格罗夫氢能源科技集团	88000Nm <sup>3</sup> /h	在建
新疆	呼图壁隆盛达锦华绿氢工厂建设	呼图壁隆盛达锦华氢能科技	14000Nm <sup>3</sup> /h	在建

		项目	服务有限公司		
	新疆	玉都绿氢工厂建设项目	玛纳斯隆盛达玉都氢能科技有限公司	14000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	新疆	巴楚县光伏绿电制储加氢一体化项目		年产绿氢155吨	在建
煤化工替代	甘肃	1000万吨/年低阶煤分级分质清洁高效利用与新能源耦合一体化示范项目	甘肃智汇格林新能源有限公司		在建
	内蒙古	兴安盟京能煤化工可再生资源绿氢替代示范项目	京能清洁能源东北分公司	60000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	内蒙古	绿氢与煤化工耦合碳减排创新示范项目	内蒙古宝丰煤基新材料有限公司		在建
	新疆	新疆东明塑胶有限公司80万吨煤制烯烃项目	新疆东明塑胶有限公司	20000Nm <sup>3</sup> /h	在建
合成氨	吉林	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	大安吉电绿氢能源有限公司	46000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	宁夏	年产1.2万吨电解水制氢项目	宁夏汉氢技术有限公司	80000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	宁夏	宁夏太阳山年产10万吨绿氢制储输用一体化示范项目	赛拉弗重塑（宁夏）氢电能源有限公司	57000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	新疆	国家电投塔城120万千瓦风电配套氢制氨项目	国电投	年产约5万吨氢、30万吨绿氨。	在建
绿醇	甘肃	镇原县制氢制甲醇及重卡一体科技园项目	国家电投五凌电力北京分公司	建成后年生产绿色甲醇可达3万吨	在建
	海南	明阳海上风电制氢和氢能综合利用示范暨百万吨级绿色电氢氨醇实证项目	明阳智慧能源集团		在建
	黑龙江	双鸭山生物制绿色甲醇及绿色航	中能（双鸭山）综合能源有限		在建

		煤一体化项目	公司		
	黑龙江	氢绿龙江讷河100MW 风电制氢示范工程制氢项目	讷河市氢绿能源发展有限公司	12000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	吉林	中能建投通榆绿色氢氨醇一体化项目	中国能建中电工程东北院	30 万吨绿色甲醇	在建
	江苏	50 万吨生物质绿色甲醇航煤项目	岚泽能源		在建
	内蒙古	全球首个亿吨级液态阳光绿色甲醇制造项目	内蒙古液态阳光能源科技有限公司	一期低碳甲醇 50 万吨	在建
	内蒙古	元蝗能源 70 万吨/年绿色甲醇示范项目	鄂尔多斯市元蝗能源科技有限公司		在建
	新疆	中广核塔城地区额敏县年产 2.7 万吨绿氢项目	中广核		在建
	新疆	中能五星新疆塔城年产 12 万吨绿氢项目	新疆中能五星新能源开发有限公司	年产氢（99.999%，高纯氢）12 万吨	在建
	新疆	新疆奇台智慧能源装备产业园项目	中车山东风电有限公司	5 万吨绿醇	在建
	云南	云南省绿色氢能源与液态阳光甲醇示范项目（一期）	国电电力云南新能源开发有限公司		在建
储能	甘肃	甘肃陇南市宕昌县 50 万千瓦风光储氢一体化示范项目	上海电力股份有限公司		在建
	河北	航天鸿源围场 300MW 风储氢一体化项目	航启承德风力发电有限公司	5000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	河北	承德航天天启风光储氢一体化多能互补示范项目	启源围场满族蒙古族自治县新能源科技有限公司	5000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	河北	河北建投围场大西沟风电制氢项	承德御景新能源有限公司	2000Nm <sup>3</sup> /h	在建

		目			
	湖北	凯阳新能源 8000Nm <sup>3</sup> /h 制氢 储氢设施建设项目 (一期 4000Nm <sup>3</sup> /h)	公安县凯阳新 能源有限公司	4000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	湖北	大冶市矿区绿电 绿氢制储加用一 体化氢能矿场综 合建设项目	湖北光谷东国 有资本投资运 营集团有限公司		在建
	辽宁	抚顺清原氢能装 备制造产业项目	辽宁省氢盛新 能源有限公司		在建
	山东	山东华电潍坊氢 储能示范项目	华电潍坊发电 有限公司	5000Nm <sup>3</sup> /h	在建
	山西	孝义光电氢储一 体化项目	鹏飞集团		在建
合成蛋白	甘肃	清洁能源制氢综 合利用示范项目	河北建投新能 源有限公司	2000Nm <sup>3</sup> /h	在建
石油炼化	新疆	新疆颐氢清洁能 源有限公司 26 万 标方电解水制氢 项目	新疆颐氢清洁 能源有限公司	260000Nm <sup>3</sup> /h	在建
炼化	新疆	吐哈油田 70 万千 瓦光伏制氢项目	中国石油吐哈 油田分公司	2 万吨/年绿 电制氢装置	在建
天然气掺烧	新疆	泽普县光伏制氢 一体化示范项目	晶芳科技	储氢规模约 1 万方	在建

来源：H2 PlusData

## 2.4 海外绿氢项目情况

据 IEA（国际能源署）统计，海外自 2000 年左右开始有绿氢项目布局，截至 2024 年 10 月海外（不含中国数据）共规划，设计/规划/建成了氢能项目 2434 项，绿氢项目约 557 项（其中一个项目已于 2018 年退役），合计绿氢产能累计约达 4290.8 万吨/年,其中 48%的项目集中于欧洲，32%的项目集中于美洲。

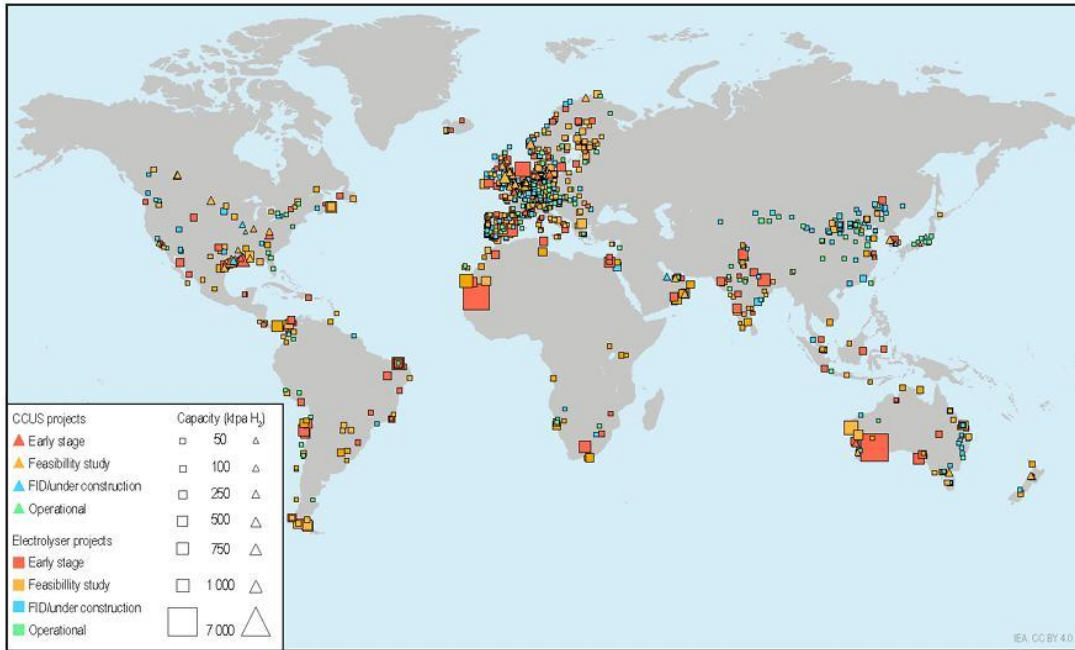


图 8：海外氢能项目分布图

资料来源：IEA, H2 PlusData

据 IEA 统计，截至 2024 年 10 月全球范围内已公布能量来源的 558 个绿氢项目中（不包含中国），有 263 个光伏发电项目，占比 47%；127 个陆上风电项目，占比约为 23%；121 个为海上风电制氢项目，占比约为 22%。在明确披露了技术路线的项目中，PEM 与 ALK 电解制氢占比最高。



图 9：海外绿氢项目电力来源

资料来源：IEA, H2 PlusData

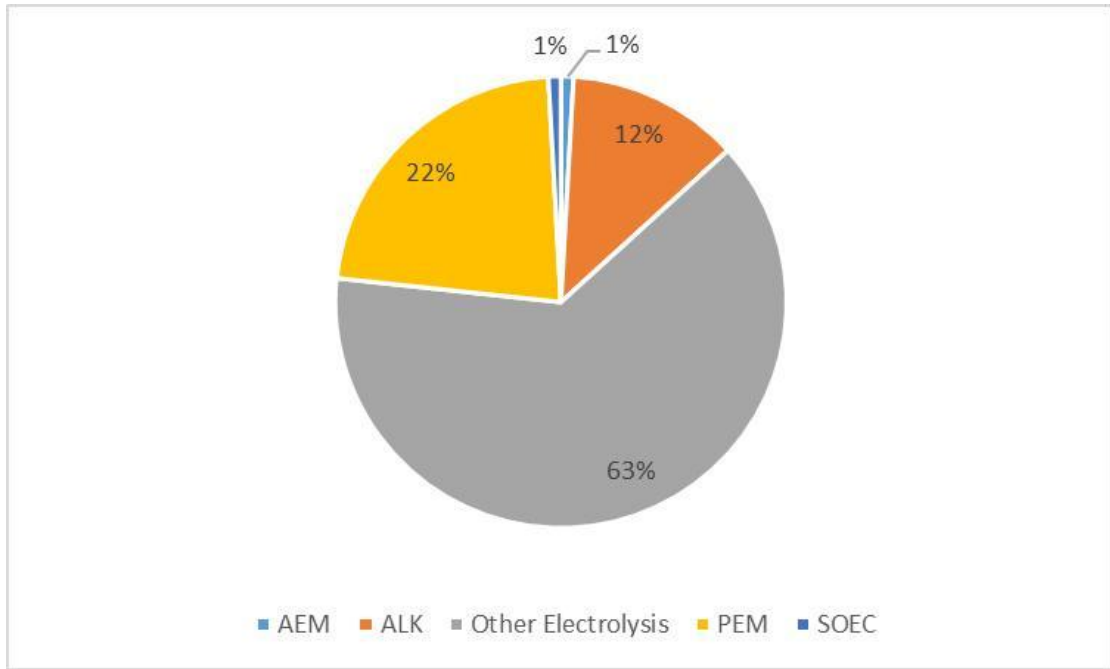


图 10：海外绿氢项目技术路线

资料来源：IEA, H2 PlusData

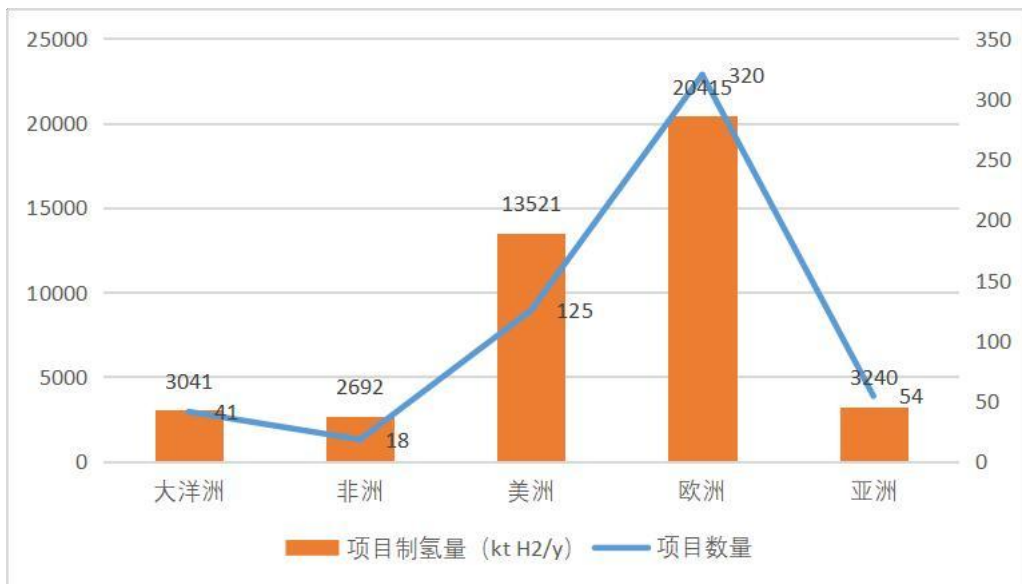


图 11：海外清洁氢项目数量与制氢量

资料来源：IEA, H2 PlusData

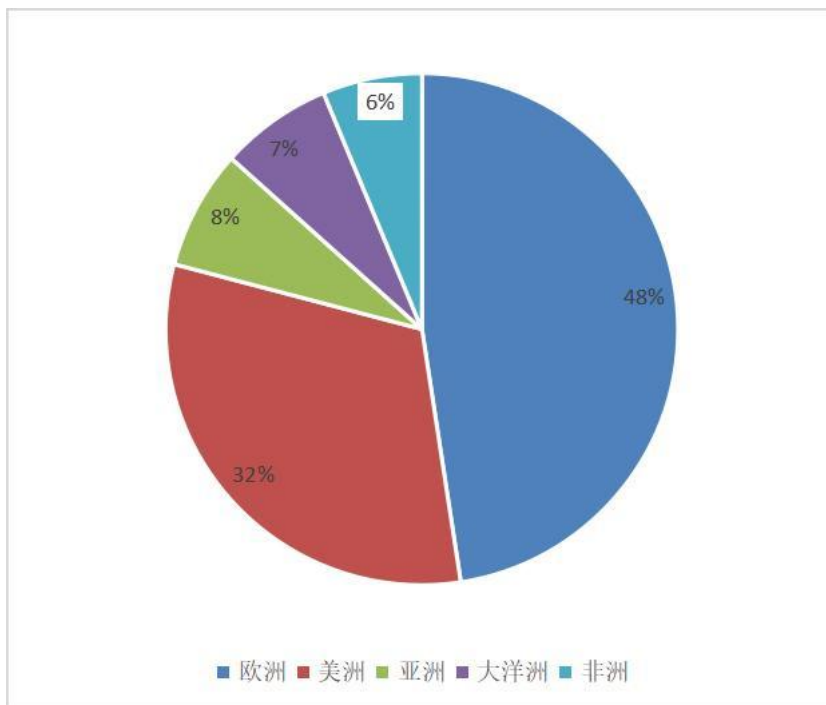


图 12: 海外各洲清洁氢项目占比

资料来源: IEA, H2 PlusData

2024 年海外绿氢项目进一步向商业化发展。近年来，海外对碳达峰、碳中和的政策推动力度显著增强，叠加新能源制造业的发展带动了全球光伏、风电成本的下降，绿氢产业也逐渐开启了其商业化的探索。新增建成项目规模逐年增大。据 IEA 统计，截至 2024 年 10 月，海外绿氢投决/在建产能新增约 4.2 万吨/年，相较 2023 年全年增长了约 5 倍。



图 13: 2021 年至 2024 年 10 月海外绿氢项目投决/在建数量产能

资料来源: IEA, H2 PlusData

截至 2024 年 10 月，海外共有 557 个未退役绿氢项目，这些项目大多集中在可行性研究阶段，这表明目前全球绿氢项目整体仍处于较为早期的投资阶段。其中，欧洲的绿氢项目数量最多，并且欧洲运营中的绿氢项目占其总体项目的比例最高，这一情况反映出欧洲的绿氢项目产业发展处于更为成熟的阶段。

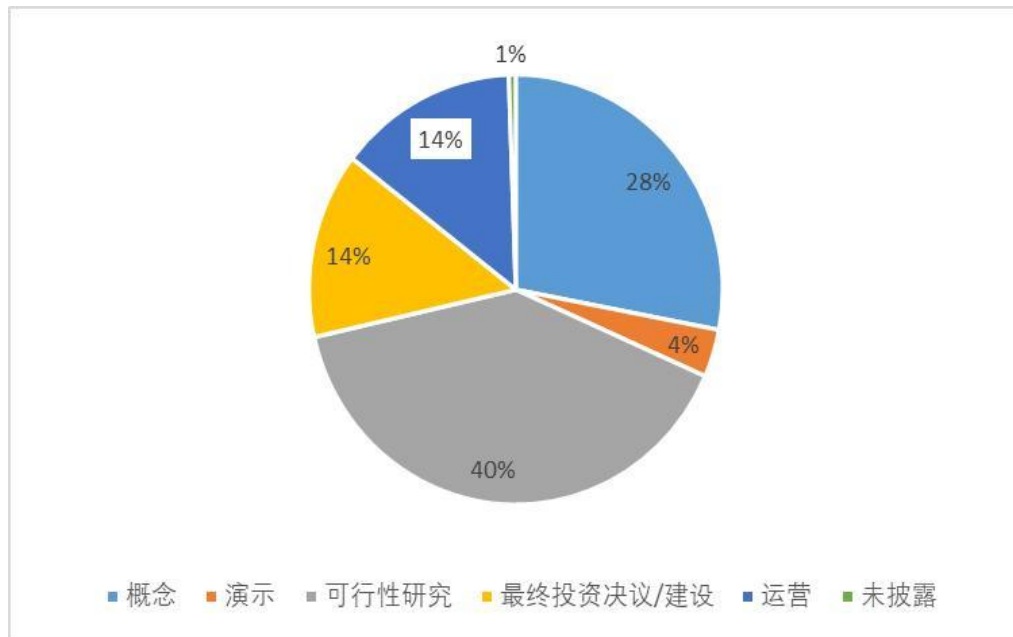


图 14：海外绿氢项目所处投资阶段

资料来源：IEA, H2 PlusData

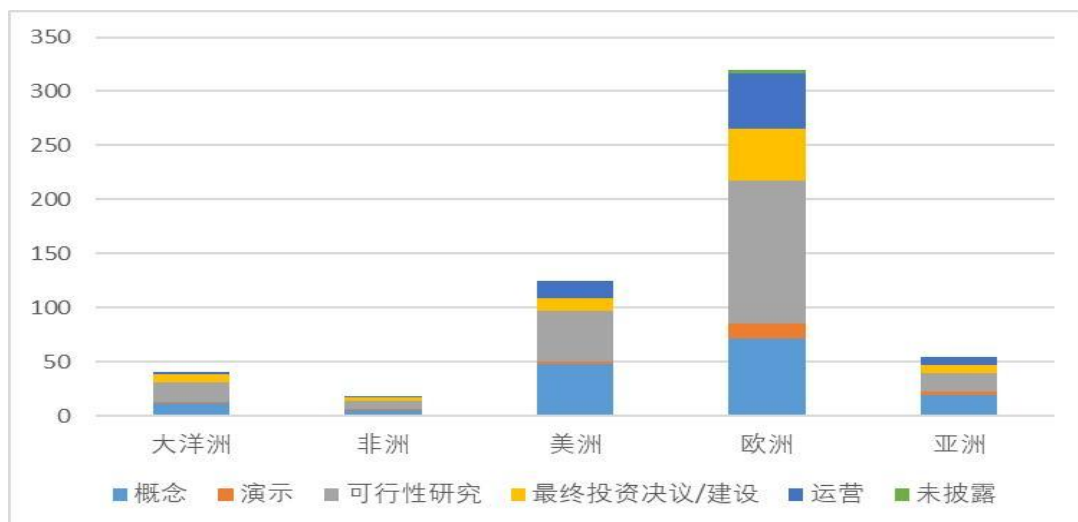


图 15：海外各大洲绿氢项目所处投资阶段

资料来源：IEA, H2 PlusData

2024 年大型化项目开始逐渐落地，海外陆续有多个万吨级的绿氢项目建成或投运，在补贴等因素推动下有多个个百兆瓦级的项目通过投资决议或提上议程，具体项目情况如下：

表 4：海外重点近百兆瓦级绿氢项目情况

名称	时间规划	项目业主	项目规模 (MW)	产量 (吨/年)	项目投资额度 (亿美元)	绿氢消纳场景
壳牌德国 100 MW REFHYNE II 项目	2024 年开工，规划 2027 年建成运营	Shell	100	16,060	1.5	用于生产低排放的交通燃料等能源产品
德国 EWE 的 280 MW “清洁氢海岸线”项目	2024 年开工，规划 2027 年建成运营	德国公用事业公司 EWE	280	26,000	2.5	供应该地区多个工业应用，减少工业排放
丹麦 Aabenraa 电制甲醇项目	2024 年建成运营	丹麦 Repsol 公司	未披露	55,000 (甲醇)	未明确	生产电制甲醇
普拉格 40 MW 电解水及氢液化项目	2024 年建成运营	普拉格公司 (Plug Power)	40	1,000 (绿氢)	未明确	进行液化后储存和运输，供应不同客户
挪威 Ranme 绿氢项目	2024 年开工，规划 2027 年建成运营	挪威 Yara 公司	50	5,000 (绿氢)	10 亿挪威克朗	生产绿氢

资料来源：H2 PlusData

从投决/在建绿氢项目的方面来看，则大洋洲（以澳大利亚为主）、非洲等地区同样开始跟进。项目产能规模上，欧洲投决/在建项目的规模占到全球项目规模的 54%，美洲（以南美为主）占 23%，大洋洲（以澳大利亚为主）占 11%。

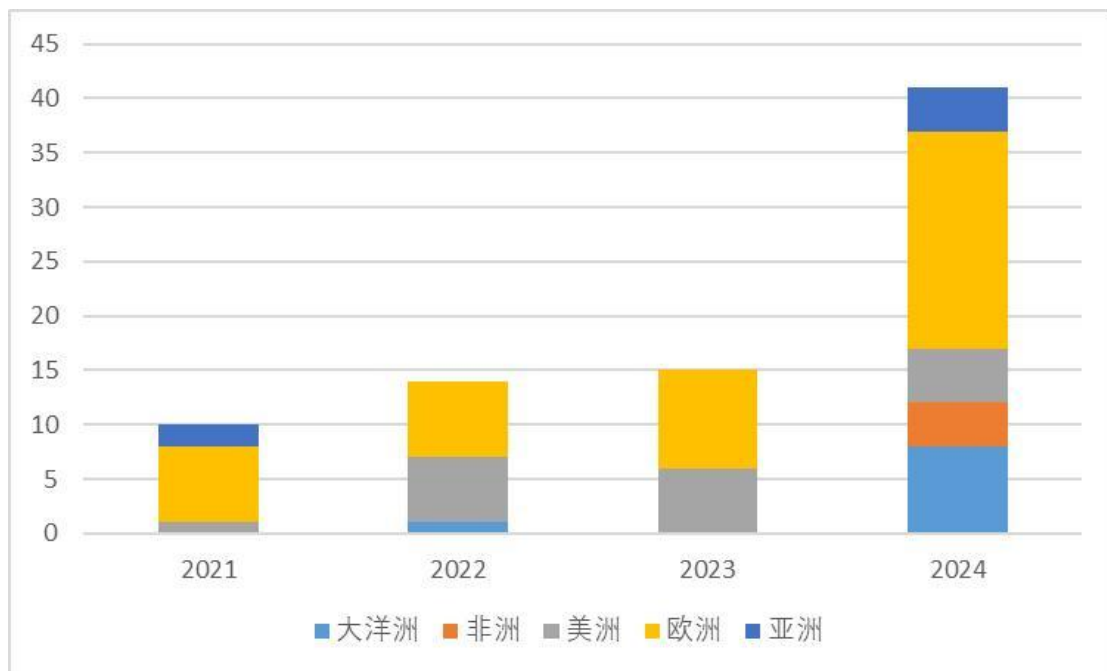


图 16：2021 至 2024 年 10 月海外各大洲绿氢项目投资状态

资料来源：IEA, H2 PlusData

2024 年，欧美将绿氢项目视为能源转型和碳中和的关键，通过政策、资金和标准推动其研发、示范和商业化。凭借政策、技术、基础设施、市场和国际合作优势，欧美绿氢项目发展迅速且集中。随着其他国家政策完善，绿氢的低碳属性和成本可通过国际贸易传导，欧美市场低碳经济规模形成后，或通过碳市场交易和欧洲的示范效应带动其他地区的绿氢市场。

### （1）欧洲氢能项目情况

IEA 统计截至 2024 年 10 月欧洲共有 1286 个氢能项目（绿氢项目共 320 个，年产能绿氢 2041 万吨），项目数量排名前 10 的国家集中分布于北海和伊比利亚半岛附近，绿氢年产量占欧洲全部项目的 86%。

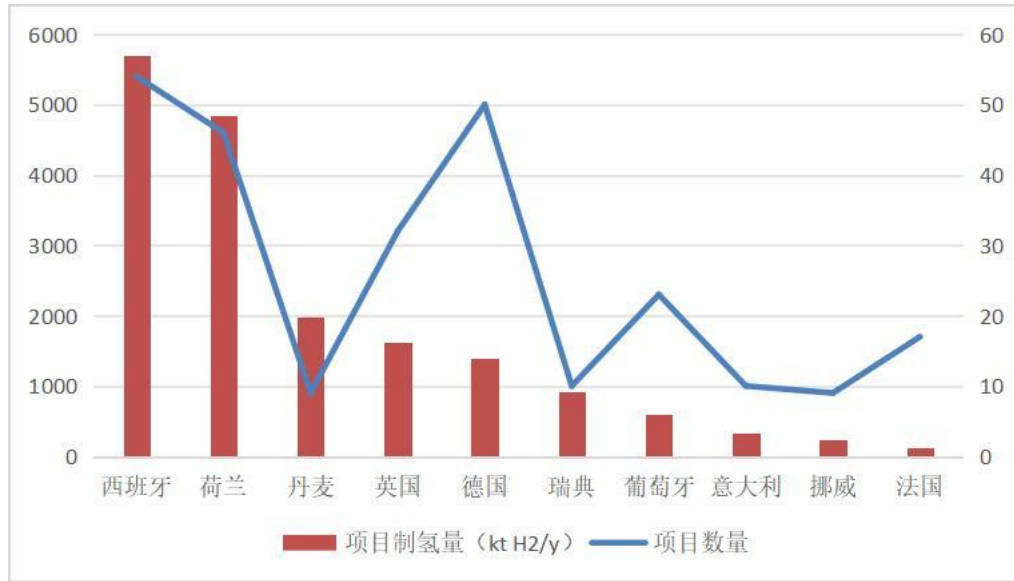


图 17: 欧洲绿氢项目数排名前 10 的国家

资料来源: IEA, H2 PlusData

在制氢技术的选择上，PEM 和 ALK 是主流技术选择，在明确披露了技术路线的电解水制氢项目中，两种技术路线分别占比为 37%和 52%。而针对项目的能量来源，欧洲多采用风电制氢，在明确披露了电力来源的项目中，使用风电的项目占比约为 70%。

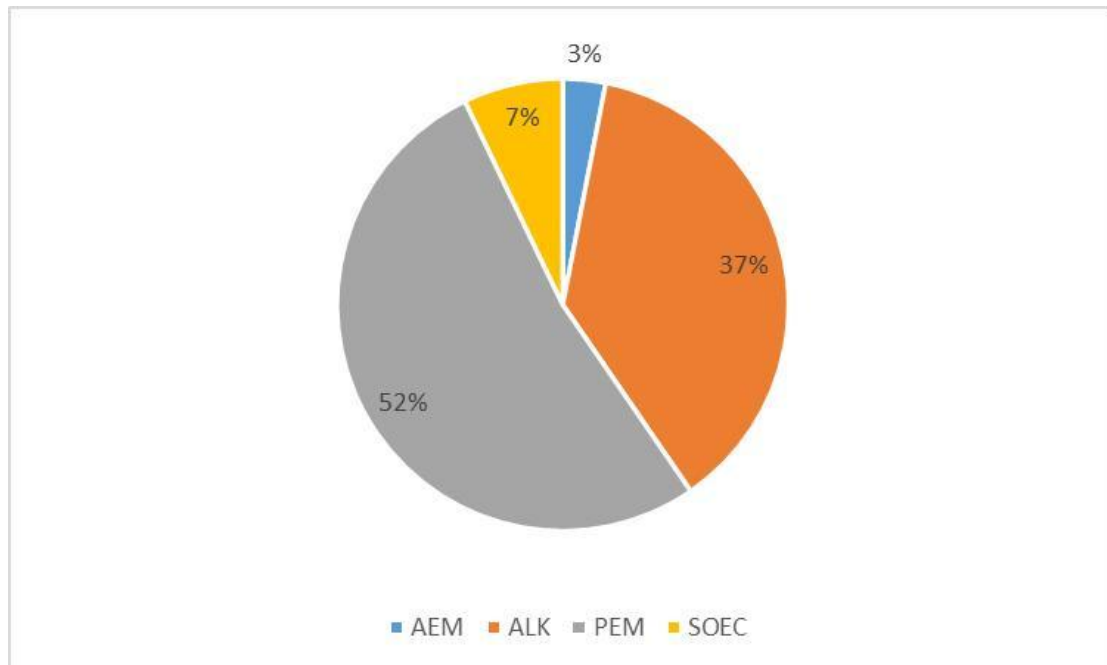


图 18: 欧洲电解水项目制氢技术路线选择

资料来源: IEA, H2 PlusData

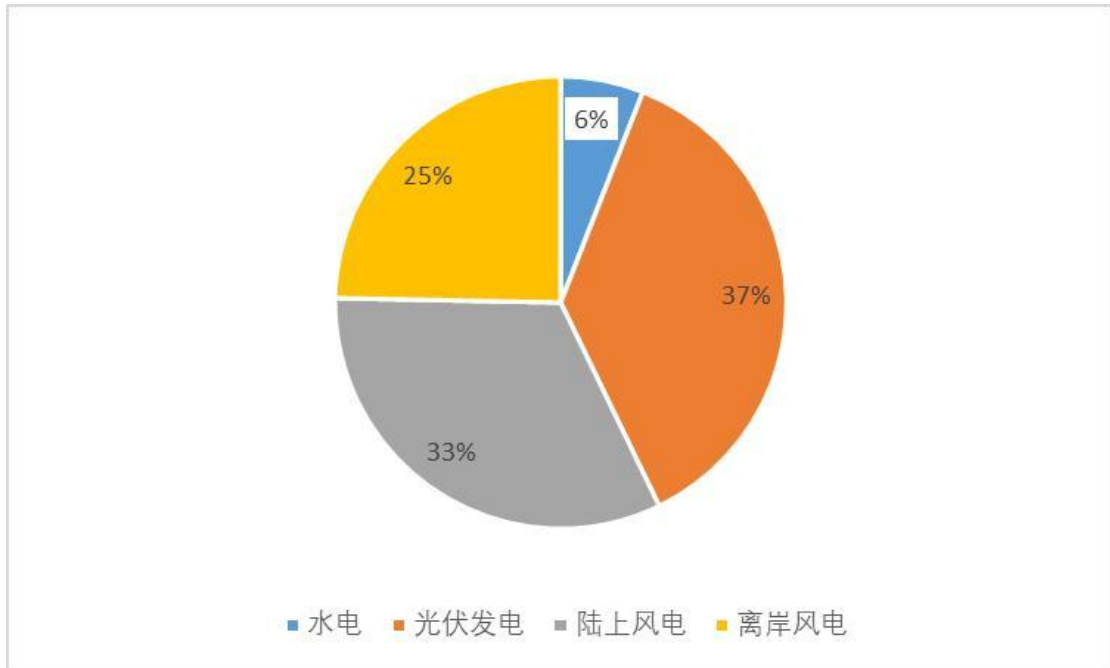


图 19：欧洲电解水项目电力来源选择

资料来源：IEA, H2 PlusData

目前欧洲仅有 15% 的项目处于运行中，38% 的项目仍处于可行性研究阶段，进入最终投资决策/建设阶段的项目仅有 13%。

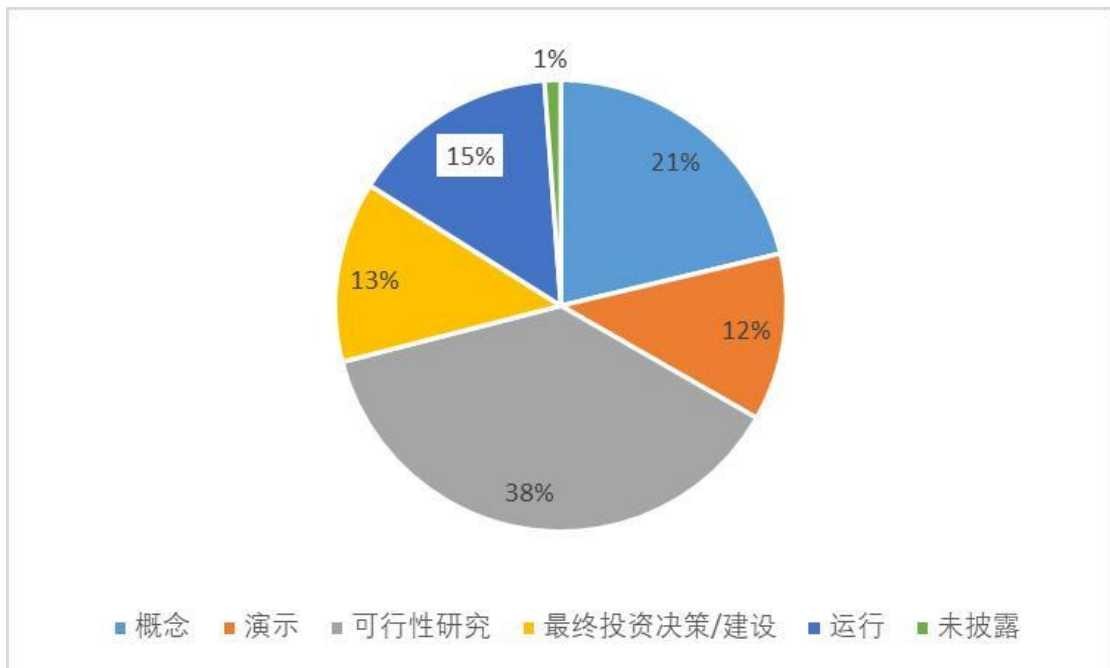


图 20：欧洲绿氢项目状态

资料来源：IEA, H2 PlusData

## （2）美洲氢能项目情况

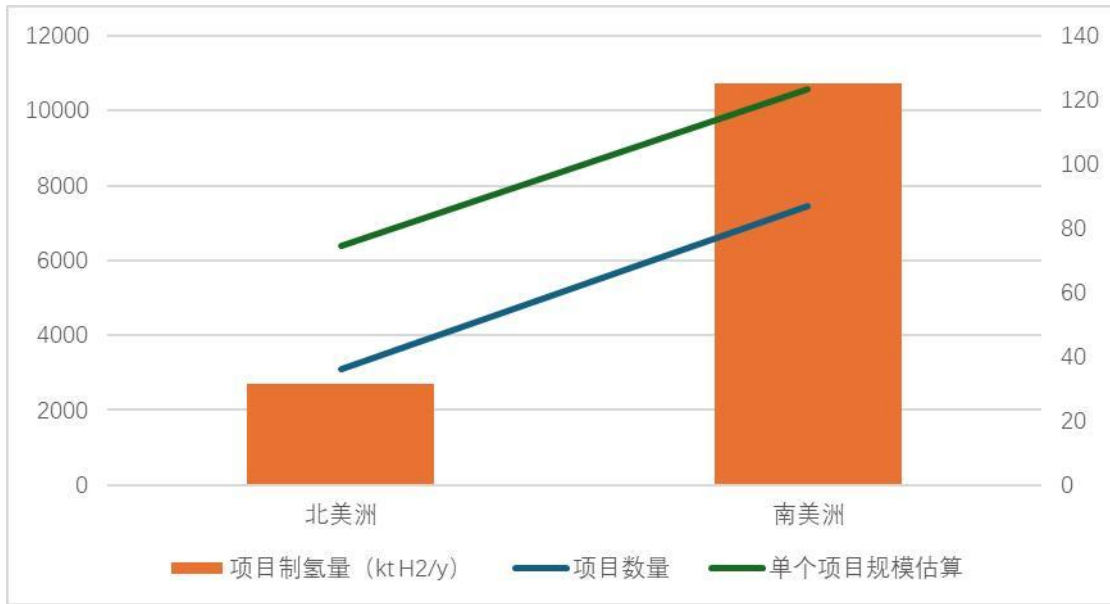


图 21：美洲氢能项目情况

资料来源：IEA, H2 PlusData

根据国际能源署（IEA）的统计数据，截至 2024 年 10 月，美洲共有 123 个绿氢项目，年制氢总量约为 1352 万吨。其中北美洲的项目数量占比约为 30%，而南美洲的项目数量占比约为 70%。值得注意的是，南美洲的单个项目制氢量平均比北美洲的项目高出 65%。这种差异主要源于两个大陆在氢能战略上的不同定位。南美洲则凭借其丰富的可再生能源资源如光能资源，大力发展大规模绿氢生产项目，以满足国内外市场的需求；北美（以美国为主）则是关注氢能全产业链，重点发展高价值的绿氢应用领域。

在美洲，制氢主要采用电解水技术，其中质子交换膜（PEM）电解技术是主流路线。在电解制氢的能量来源方面，美洲约 84% 的项目依赖可再生能源发电，其余项目多使用可再生能源与电网结合的方式。对于明确披露可再生电力来源的项目，美洲大多采用光伏发电作为制氢的能量来源。

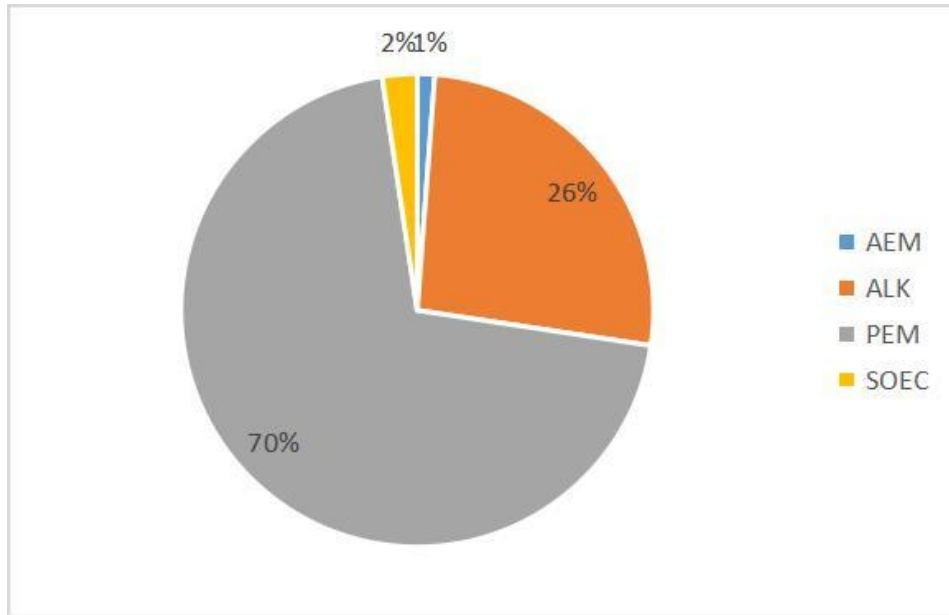


图 22：美洲制氢路线选择

资料来源：IEA, H2 PlusData

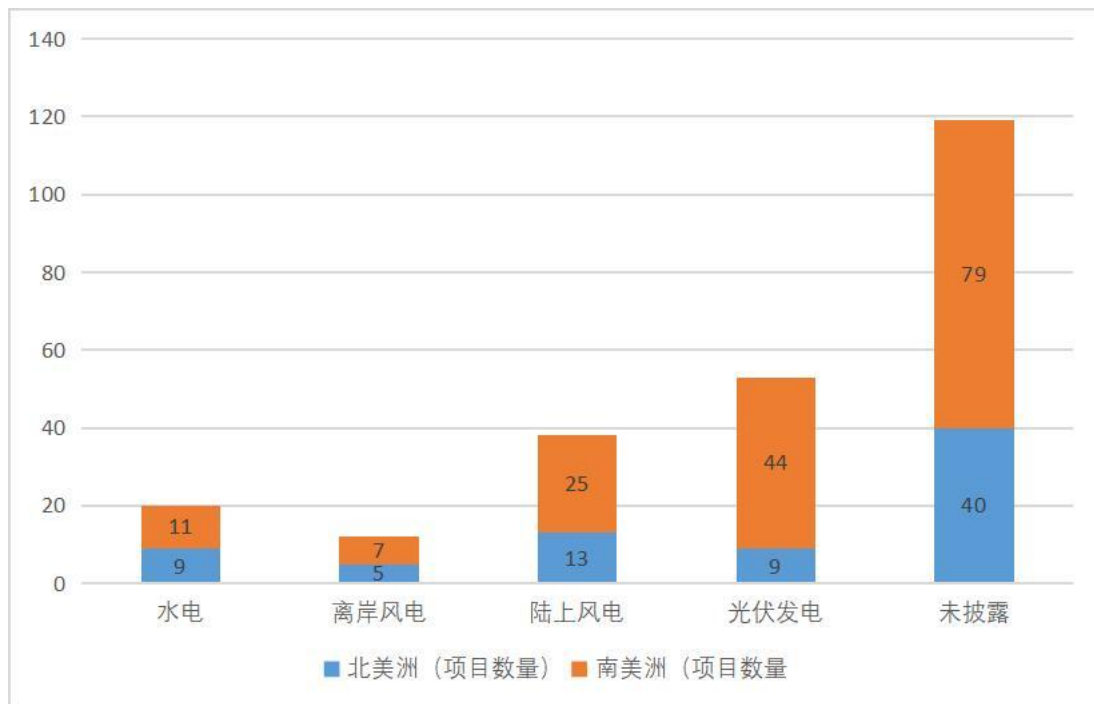


图 23：美洲制氢项目电力来源选择

资料来源：IEA, H2 PlusData

目前美洲全部的氢能项目中，仅有 9% 的项目处于运营阶段，而集中于可行性研究阶段和概念阶段的项目占比高达 78%。这种分布情况表明，无论是南美洲

还是北美洲，大多数氢能项目仍处于早期规划和研究阶段，实际投入运营的项目相对较少。南美洲和北美洲的项目所属阶段情况基本一致。

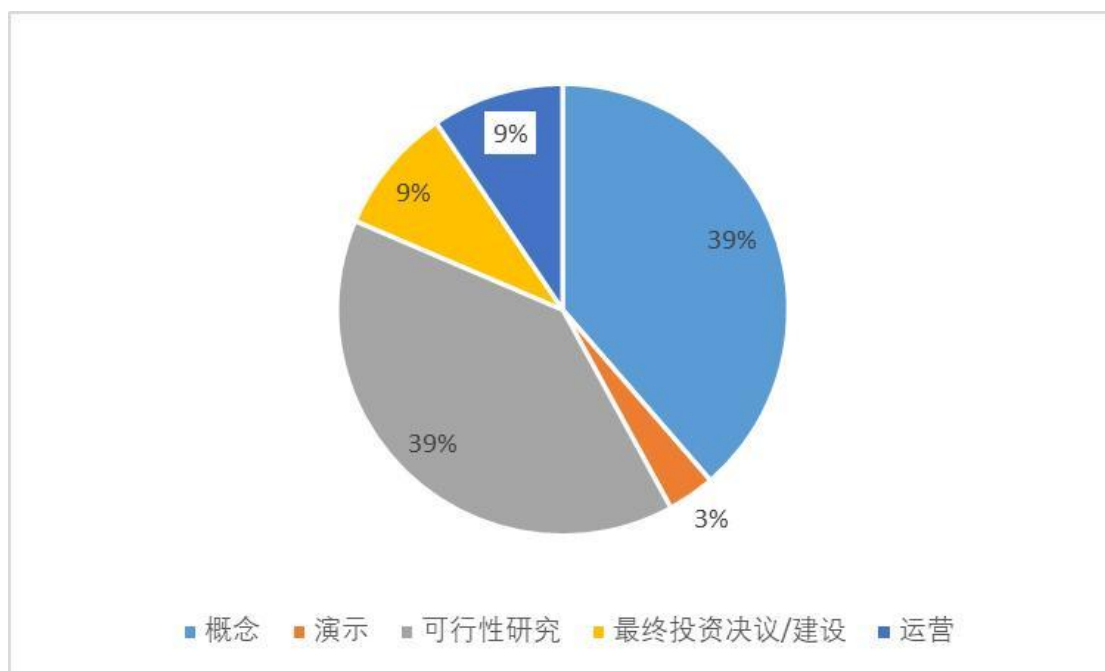


图 24：美洲氢能项目所属投资阶段占比情况

资料来源：IEA, H2 PlusData

### （3）中东氢能项目情况

中东氢能项目建设的情况在 2024 年明显加速，截至 2024 年 10 月中东地区共有 49 个项目（均为绿氢项目），所有项目（包括规划/设计/在建/运营中的项目）年制氢量为 770 万吨，占全球绿氢项目年制氢量约 18%，亚洲绿氢项目年制氢量约 29%，项目集中于阿曼，约旦，阿联酋，沙特四国，项目电力来源均为可再生能源发电（具体来源未披露），均采用电解水制氢（具体制氢路线选择未披露）。针对明确披露了应用场景的绿氢项目，中东的绿氢项目集中于制氨和炼钢。这与中东出口导向的绿氢战略定位相一致，跟据 IEA 的《Hydrogen Review 2024》报告和 IRENA（国际可再生能源署）发布的《Green Hydrogen Strategy Design》报告，中东绿氢主要面向欧洲和亚洲市场。欧洲计划到 2030 年进口 1000 万吨绿氢，中东凭借地理优势成为重要供应方。沙特和阿联酋还计划通过绿氨载体（如液氨）向日本、韩国出口。

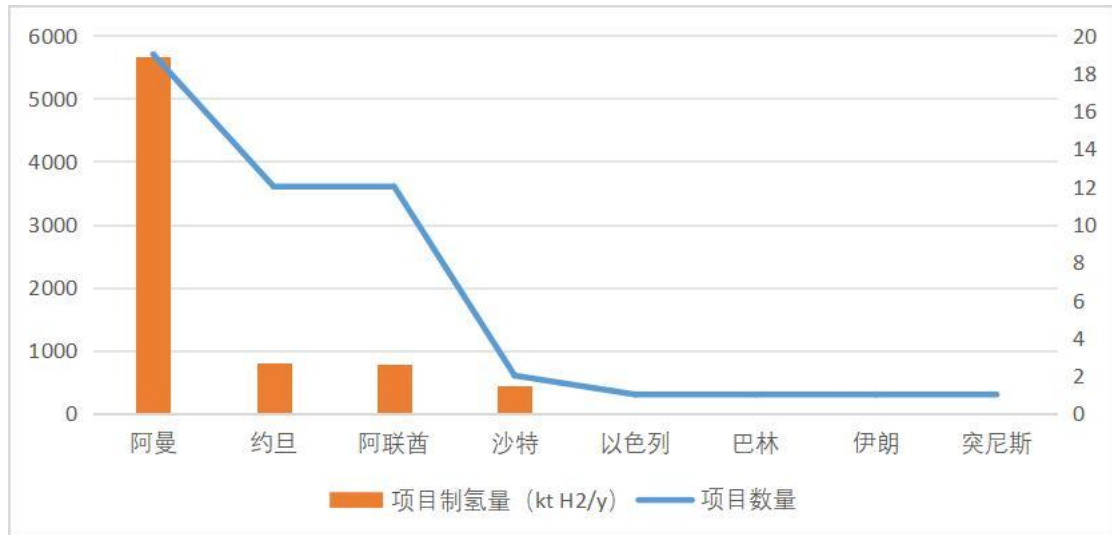


图 25: 中东地区绿氢项目数量与年制氢量分布

资料来源：IEA, H2 PlusData

目前中东地区的氢能项目仍处在较早期的阶段，仅有 2 个项目处在运营阶段（1 个在突尼斯，1 个在伊朗），2 个项目处在最终投资决定/建设阶段（1 个在阿联酋，1 个在沙特），其余项目都处在设计/演示/可行性研究阶段。

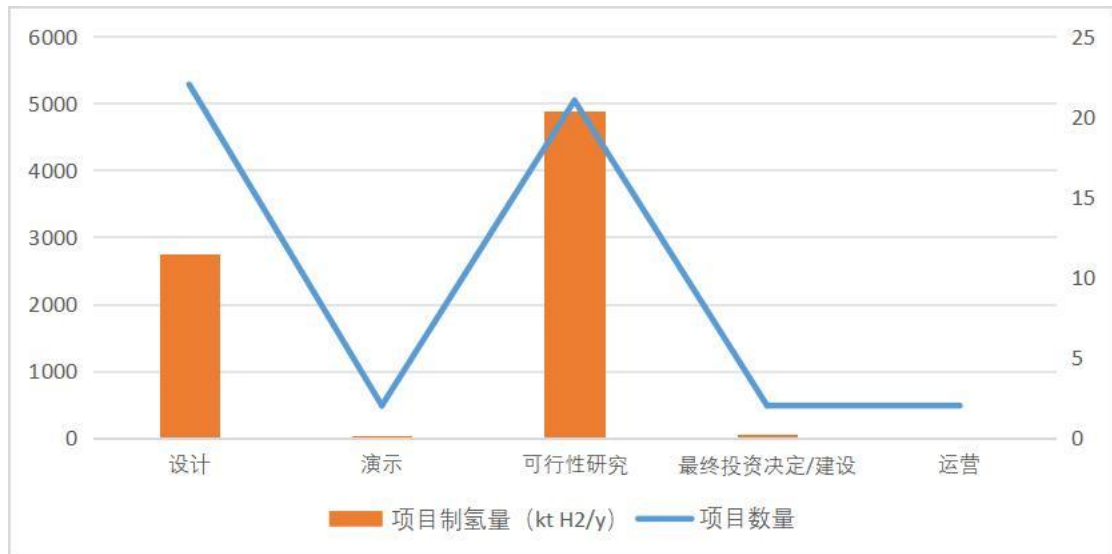


图 26: 中东绿氢项目所处状态

资料来源：IEA, H2 PlusData

2024 年，海外主要经济体加速推进绿氢产业布局，政策重心从规划转向实施，核心目标直指可再生能源制氢规模化与商业化。欧盟于 2 月启动“IPCEI Hy2Infra”计划，法国、德国等 7 国联合投资 69 亿欧元支持 33 个绿氢项目，包括敦刻尔克 1GW 电解槽和北海风电制氢枢纽，计划 2030 年建成覆盖生产、储

运、应用的全链条网络；同时更新《净零工业法案》，强制要求 2030 年工业领域 42%的氢能必须为绿氢，航空燃料中 1.2%需来自绿氢合成，并通过碳关税（CBAM）将灰氢纳入征税范围。

美国延续《通胀削减法案》（IRA）对绿氢的税收抵免政策，2024 年进一步放宽“三同时”规则，允许部分时段外购绿电制氢，企业最高可获 3 美元/公斤补贴，推动 80 亿美元的区域清洁氢中心（H2Hubs）建设，覆盖交通、工业与电力领域；《国家清洁氢能战略路线图》明确 2030 年绿氢年产量 1000 万吨目标，重点支持钢铁与化工脱碳。

澳大利亚于 2024 年 9 月修订《国家氢战略》，全面转向绿氢，终止对蓝氢的公共补贴，规划 3 个百万吨级绿氢出口基地，并试点绿氢炼钢与氢能调峰电站。日韩强化供应链布局：日本 2024 年更新《氢能基本战略》，计划 2030 年进口绿氢 720 万吨，与阿曼、澳大利亚签署长期采购协议；韩国推出“清洁氢认证制度”，仅认证绿氢和蓝氢可享受 2.3 美元/公斤税收抵免，并强制要求 2030 年发电领域清洁氢混烧比例达 2.1%。

中东借助《COP28 氢能认证宣言》（2023 年底签署，2024 年实施）建立区域绿氢标准，阿曼、阿联酋等计划 2030 年产能超 400 万吨，其中阿曼 Hyport Duqm 项目规划 25GW 风光电制氢。南美与非洲则受欧盟需求驱动加速绿氢出口：巴西依托水电与风电规划 2030 年绿氢出口 500 万吨，南非在开普敦设立氢能经济特区吸引欧洲投资。

全球政策呈现三大共性：一是基础设施大规模投入（如欧盟输氢管网、美国 H2Hubs）；二是通过强制性比例与认证规则（如欧盟 CBAM、韩国清洁氢认证）倒逼绿氢需求；三是聚焦工业脱碳（钢铁、航空）与出口经济，标志着绿氢从战略构想迈入产业化爆发期。。

表 5: 2024 年全球主要经济体氢能发展规划

地区/国家	政策具体内容
美国	<ul style="list-style-type: none"> <li>2025 年 1 月 3 日，美国财政部和国税局针对 2022 年 8 月签署通过的《通胀削减法案》（IRA 法案）第 45V 节规定的清洁氢能生产减税政策发布了最终规则，旨在推动行业增长，同时满足严格的排放标准。这些规则明确了使用电力、碳捕获天然气、可再生天然气（RNG）和煤矿甲烷的生产商的资格，以及生产 1 公斤氢气的二氧化碳排放量低于 4 公斤即可获得最高每公斤 3 美元的税收减免。</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 虽然特朗普于 2025 年上台后已结《通胀削减法案》中尚未发放的所有资金，但这并不适用于该立法中公布的税收抵免，因为它是从未来的税收中扣除的，而不是直接发放的资金。美国农业合作社 Landus 和技术公司 Talus 已确认位于爱荷华州的 Boone 绿氢项目获得该法案的清洁氢生产税收抵免支持</li> </ul>
欧盟	2024 年 11 月 23 日，欧盟正式启动欧洲氢银行的首轮氢气拍卖。拍卖专项预算为 8 亿欧元（约合 62 亿元人民币），绿氢生产商最高可获得欧盟提供的固定补贴 4.5 欧元/千克（约合 35 元人民币/千克），为期十年。拍卖中标者必须在签署拨款协议后五年内开始运营既定项目，且新安装的电解槽容量至少达到 5 兆瓦并符合其他标准。欧盟规划 2030 年实现 2000 万吨可再生氢产量，其中 1000 万吨进口，并规划建设 5 条氢气管道走廊、5.3 万公里氢能管网
日本	2024 年 5 月 17 日，日本议会通过《氢能社会促进法案》，提出未来 15 年将花费 3 万亿日元（约 1456.9 亿元人民币）补贴清洁氢的生产。该法案规定经济、贸易和工业部的自然资源和能源局应向任何类型的“低碳氢”供应商提供补贴。只要在 2030 年前开始供应，生产商就可获得 15 年的补贴，但生产商必须承诺在 15 年支持期结束后再继续供应 10 年清洁氢，每个项目还需要在日本为其氢（或衍生品）找到最终用户才能获得补贴资格。日本的目标是到 2050 年实现 2000 万吨氢气供应。
韩国	2024 年 12 月 2 日，韩国政府计划 2028 年启动全球首个清洁氢能发电市场。韩国电力公社旗下南部发电公司中标 2024 年清洁氢能发电竞标，计划 2028 年起在三陟市火力发电厂采用掺混 20% 氢燃烧发电，供应固定价格电力 15 年，相比传统燃料可显著减少温室气体排放。韩国制定了氢能发电中长期发展路线图，目标是将 LNG 发电的氢燃烧比例提升至 100%，煤炭发电的氢燃料发电比例提升至 50%，并计划到 2030 年将清洁氢能发电市场规模扩大到每年 13 太瓦时。
东南亚地区	<p>泰国：2024 年 5 月，泰国能源政策和规划办公室表示，当局计划将氢燃料纳入修订版的电力发展计划，目标是使氢能发电占总电力供应的 5%。东盟的氢能发展“三步走战略”也为泰国提供了区域合作框架，从开发灰氢、蓝氢到绿氢，逐步推动氢能在电力部门和运输部门的应用 泰国已经和老挝签署清洁能源协议，用于发展氢能。</p> <p>越南：2024 年越南政府批准了《到 2030 年越南氢能发展战略和 2050 年愿景》，在具备潜力的领域推动氢能生产和氢基燃料发展，以形成从氢气生产到储存、运输、分配、使用的完整氢能产业生态体系。力争到 2050 年利用可再生能源和其他碳捕获工艺实现氢气年产量达到 1000 万至 2000 万吨，形成以可再生能源、新能源、绿色氢能为主的能源产业生态系统，成为可再生能源及绿色氢能出口国及地区清洁能源产业中心。</p>
南美地区	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 秘鲁：秘鲁于 2024 年 4 月发布《绿色氢能行动计划 2023-2030》。目标包括：到 2030 年安装至少 1 吉瓦电解槽，到 2050 年增加到 13 吉瓦；将氢气生产成本从 2030 年的每公斤 1.6 美元降低到 2050 年的每公斤 1 美元；到 2030 年，绿色氢在工业领域渗透率超 40%，并逐步拓展至交通、矿业等领域。</li> <li>● 智利：2024 年 5 月，智利政府发布《绿色氢能战略行动计划 2023-2030》，分为两个阶段。第一阶段（2023-2026 年）包括简化项目审批流程、提供税收优惠和补贴、通过“Ventana al Futuro”计划分配国有土地、加强研发法律支持、设立 10 亿美元的金融设施“Facility H2V”以及引入碳</li> </ul>

澳大利亚	<p>排放交易系统（ETS）。第二阶段（2026-2030 年）则聚焦于推动绿色氢产业区域化发展、加强基础设施建设、完善碳排放交易系统以及加强国际合作，推动绿色氢出口。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 2024 年 5 月，澳大利亚发布新版《国家氢能战略》，提出到 2050 年每年至少生产 1500 万吨可再生氢，力争达到 3000 万吨；到 2030 年每年至少出口 20 万吨可再生氢，力争达到 120 万吨。2024 年 12 月，澳大利亚政府通过《2024 年澳大利亚制造未来（生产税收抵免和其他措施）法案》，推出“氢能生产税收激励计划”，在 2027/2028 财年至 2039/2040 财年期间，为每个项目提供“每公斤可再生氢气奖励 2 澳元”的激励措施，优惠期最长为十年。</li> </ul>
------	---

资料来源：H2 PlusData

## 第三章 电解槽产业链发展分析

### 3.1 ALK 制氢产业链

截至 2024 年 12 月 31 日，中国碱性电解槽企业数量已经超过 200 家，其中已经正式对外发布电解槽产品的企业就超过 60 家，产品类型包括了常压、带压、圆形、方形等各类电解槽，参与企业涵盖在碱性电解水制氢行业深耕多年的传统企业、近几年入局的风光新能源企业和央国企装备制造企业、以及科研院校背景的氢能初创企业等，且在国内大多数省份均有分布，可以说中国的碱性电解槽市场已经形成了多点开花的格局。

表 6：中国碱性电解槽代表企业

企业	隔膜	电流密度 (kA/m <sup>2</sup> )	工作能耗 (kwh/Nm <sup>3</sup> )	产氢压力 (MPa)	成套规模 (MW)	负荷范围	类型
阳光氢能	pps	6~15	≤4.5	1.8	5~20	25%-110%	圆形带压 (新势力代表)
派瑞氢能	pps	/	≤4.5	1.6	5~30	50%-100%	圆形带压 (老三家代表)
海德氢能	pps	2~10	≤4.3	1.8	5~20	20-110%	方型带压
北化机	复合隔膜	1~12	3.94-4.8	0.04	5~50	/	方形常压 (氯碱转型代表)

资料来源：公开资料，企业官网

### 3.1.1 ALK 产业链发展现状

同时在绿氢市场爆发的驱动之下，国内碱性电解槽核心材料本土化发展已经形成完整的供应能力，主要原材料和三大核心零部件均已实现国产化。

#### (1) 隔膜

碱性电解槽隔膜对电解槽性能影响至关重要。用于碱性电解槽的隔膜目前主流使用的是聚苯硫醚 PPS 隔膜，但市场仍主要由东丽、AGFA 等厂商垄断，国外进口隔膜在中国市场的占比超过 80%，且每平方米价格在 400-900 元左右，按 1000 标方的电解槽所需 1200 平米隔膜计算，单台电解槽的隔膜成本在 48000 元左右。

尽管国内已经形成了以天津津纶/沧州工苑膜材、天津凯瑞、苏州月莫新材、浙江嘉菲立、江苏聚烁、江苏氢耀等为代表的一批国产 PPS 膜供应商，但是 PPS 隔膜的国产化过程中，国内企业面临着原材料供应、生产工艺、产品性能以及终端客户给予验证的机会、如何快速验证等多方面的挑战。首先，高品质的 PPS 原材料长期依赖进口，国内产能有限；其次，PPS 隔膜的生产涉及纺纱、整经、编织、水洗定型、磺化等多个环节，每个环节的关键指标都直接影响最终产品的性能以及稳定性；然后终端应用对原有隔膜供应商有依赖性，不太积极去尝试以及付出验证或失败成本去培育新型国产隔膜供应链。

表 7：天津津纶 pps 膜产品情况

项目	项目2	单位	牌号	牌号2	测试标准
			JZ-450	JZ-730	
克重		g/m <sup>2</sup>	450±20	730±20	GB/T4669-2008
厚度		mm	0.80±0.10	1.0±0.10	JIS1096-2010
有效尺寸	宽幅	mm	≤2000	≤2000	GB/T4666-2009
	每卷长度	m	20	15	
拉伸强力	经向	N/5cm	≥1800	≥1800	GB/T3923-2013
	纬向		≥1800	≥1800	
断裂伸长率	经向	%	≥30	≥30	GB/T3923-2013
	纬向		≥20	≥20	
气密性		mmH <sub>2</sub> O	≥500	≥700	JC/T211-2009
吸水时间		S	≤10	≤10	GB/T21685-2008
膜电阻 (60°C)			0.1~0.15	0.15~0.2	/

资料来源：天津津纶

而在 PPS 隔膜表面涂覆氧化锆等陶瓷涂层，就形成了第三代复合隔膜，即聚合物基底加陶瓷涂层，基底通常是 PPS 网布，少数使用聚砜或聚醚醚酮薄膜。与

PPS 织物隔膜相比，复合隔膜亲水性更好，因此离子通过率更优。目前国内也已形成以碳能科技、通微新能源、刻沃刻、中科氢易、元泰能材等在内的第三代复合隔膜创新企业。

表 8：碳能科技产品

参数	碳能复合隔膜	PPS 膜
亲水性：电解液浸润时间	s	min
气密性：	$\geq 2.0 \pm 1$	$\leq 0.1$
泡点 (bar)	$\leq 150$	$\geq 10000$
表面孔径 (nm)		
孔隙率 (%)	$60 \pm 10$	60-70
电阻：面电阻 ( $\Omega \cdot \text{cm}^2$ )	$\leq 0.3 (30^\circ\text{C})$	$> 1.0 (30^\circ\text{C})$
抗拉强度 ( $\text{N}/\text{mm}^2$ )	20	40
厚度 ( $\mu\text{m}$ )	$500 \pm 50$	$\geq 700$
最高使用温度 (度)	110	110
使用寿命 (年)	$\geq 7$	$\geq 7$

资料来源：碳能科技

不过尽管目前有复合隔膜、ISM 等新型材料陆续进入市场，但是产品是否能大规模商业化仍有待验证，现阶段 PPS 隔膜在性能和成本上更具竞争力，在国内市场或仍将在相当长的时间内是绝对主力。

## (2) 电极

碱性电解槽的电极，是电化学反应发生的场所，也是决定电解槽制氢效率的关键。目前国内大型碱性电解槽使用的电极，已经全部实现国产化供应。但是目前在大型电解槽中用的催化剂大多是镍基的，纯镍网或者泡沫镍或者以此为基底喷涂的高活性镍基催化剂（雷尼镍、活化处理的硫化镍、NiMo 合金或者活化处理的 NiAl 等），发展方向则是在催化剂材料上进行改进。目前国内能够提供电极成品的企业超过 10 家，另外还有以青骊骥为代表的槽商采用自研电极以保证产品的最佳适配性，其已建成年产能 6 万片，可满足 100 套  $1000\text{m}^3/\text{h}$  电解槽需求的电极产线。

国内碱性电解槽电极保时来市场占比最高达 70%，目前产能可满足 600 套/年  $1000\text{Nm}^3/\text{h}$  电解槽电极产品的供货需求。保时来目前已量产雷尼镍电极 1-4 代产品，同时在研多种适用于不同工况的高电密、低能耗电极制造技术。系列产品可在  $3000-6000\text{A}/\text{m}^2 @ 2.0\text{V}@80^\circ\text{C}$  条件下稳定使用，并突破解决了  $8000\text{A}/\text{m}^2$

@2.0V@80℃条件下催化剂涂层使用中脱落等众多行业难点、痛点问题。BSL1.0代电极产品是国内仅有通过 DEKRA 德凯（世界知名第三方专业检测认证机构）认证的绿氢电极产品。

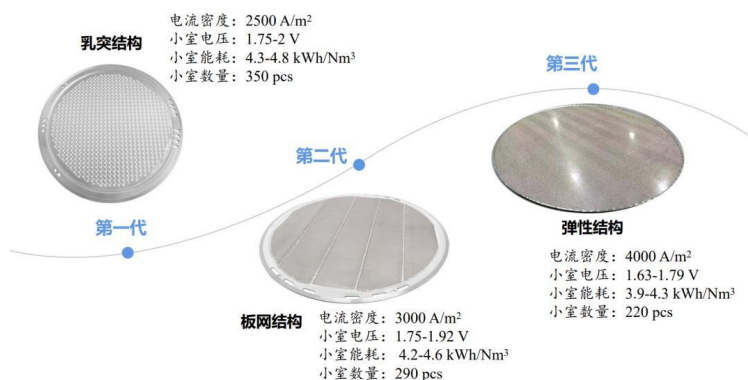


图 27：保时来系列电极产品

资料来源：保时来

另外，保时来电极结合电解槽的支撑结构，设计了新一代的柔性支撑一体化电极，相对于传统的乳突支撑结构和板网支撑结构，不仅优化了电解槽流场，还实现了零极距的设计，从而在同等条件下降低了能耗、减少了小室数量，进一步提升了电解槽的性能。

除此之外，根据香橙会研究院调研，基于更高效率和性能为出发点的碱性电解槽贵金属电极也已经有不少电解槽和电极厂商已经展开了技术储备，如莒纳科技也已推出 JA 系列碱液电极，并已经实现出货。

表 9：莒纳科技 JA 系列碱液电极

参数	指标
电流密度	1000-11900A/m <sup>2</sup>
尺寸	≤1900*1900mm
厚度	0.5-5.0mm
催化剂成分	Ni、Pt 等
析氧过电位 $\eta_{10}$	≤250 mV@10mA/cm <sup>2</sup> @25° C
析氢过电位 $\eta_{10}$	≤90 mV@10mA/cm <sup>2</sup> @25° C
基底材料	泡沫镍、镍网、镍毡等

资料来源：莒纳科技（注：电流密度运行工况：2.0V@80° C，复合隔膜，平板+支撑层结构）

### （3）极板

从主极板的材质来看，主极板和极框目前常用碳钢材料加工而成。主极板一般厚 2mm，通过冲压工艺加工而成。随着碱槽向大标方发展，为减轻碱槽重量、降低成本、提升耐腐蚀性，也有企业将极框由金属换成工程塑料。

碱槽极板市场，目前有传统行业做金属件加工的企业，如济南章力机械、翌嘉（天津）金属，也有看到氢产业机会的新企业，如氢骐科技、常州瓦思特能源、江苏青盛能源、奇点低碳智能等。目前传统的碳钢极框，主极板生产企业基本会连带极框一起生产。单独供应极框的企业多数为可供应塑料极框。目前常用的塑料极框材质有 PTFE（聚四氟乙烯）、PSU（聚砜），这些材料的成型工艺是注塑成型，具有减重、缩小体积、不惧电腐蚀等优点。极框供应企业中有国内的企业，也有一些国外的企业。

其中青骐骥旗下氢骐科技已经建成复合镀生产线和机械加工生产线，年产能 10 万片，可满足 300 套 1000m<sup>3</sup>/h 电解槽的需求。

ALK 制氢系统的关键部材发展现状总结如下表：

表 10：ALK 制氢系统的关键部材发展现状

核心部件	供应链企业代表	发展现状
极板、极框	氢骐科技、常州瓦思特能源、江苏青盛能源、奇点低碳智能、章力机械、翌嘉（天津）金属、氟达氢能、路阳科技、塞拉尼斯、SYENSQO 等	极板已经 100%国产化，技术要求较低，槽商多采用委外加工形式；部分小众工程塑料极框亦有外企参与
电极	锐优创、保时来、德清恒川、莒纳新材、奥德源、江阴科诚、邯郸科领新材料、科隆化工、北矿新材、徕阳氢能源、迪诺拉、山东嘉虹化工等	整体国产化率较高，主流以镍基电极为主，其中保时来市场占比超 70%；部分企业正布局多元合金、贵金属等新型电极，暂未规模化应用
隔膜	东丽、天津津纶、天津凯瑞、苏州月莫新材、浙江嘉菲立、江苏聚烁、江苏氢耀、AGFA、碳能科技、通微新能源、刻沃刻、中科氢易、元泰能材	国产化率偏低，国产膜还在商业化验证中，东丽占超 80%的市场份额
密封垫片	氟达氢能、科赛新材、林炜新材料等	完全国产化
制氢电源	英特尔、阳光电源、雷动智创、中车时代电气、汇川技术、天马电源、英杰电气等	100%国产化，多为传统电源企业布局

资料来源：H2 PlusData

### 3.1.2 ALK 电解槽成本价格分析

而基于电解槽本地供应链的优势，国内碱性电解槽也凸显了成本优势，1000 标方碱性电解槽成本从 2022 年的 1841 元/KW 降低至 2024 年的 1510 元/KW。不过由于行业整体内卷较为严重，使得市场电解槽报价已经接近甚至低于了成本线。

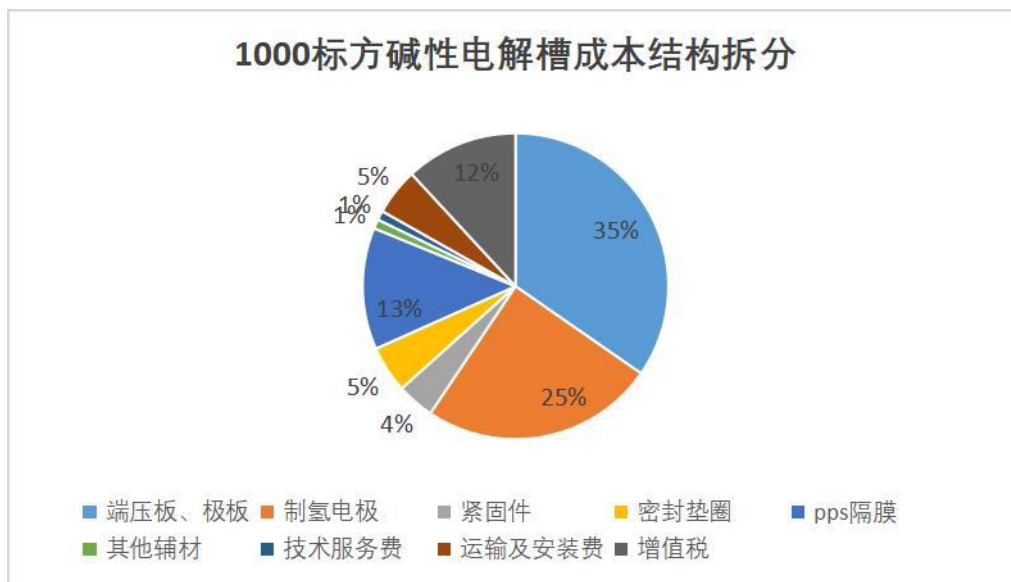


图 28：ALK 电解槽成本结构

资料来源：H2 PlusData

在当前 1000 标方碱性电解槽的成本占比中，占比最大的是端压板和极板，达到 35%，占比第二位的是制氢电极即阴极网和阳极网，达到 25%，占比第三的是隔膜（目前电解槽仍以 pps 膜为主），达到 13%，这三项占比达到 70%以上了，是单体电解槽的主要成本组成。

表 11：2024 年中国 ALK 电解槽成本拆分

序号	费用	占比	详情	
1	端压板、极板	1400000	35%	端压板、端极板、中间极板、左右极板
2	制氢电极	1000000	25%	阴极网、阳极网、喷涂
3	紧固件	170000	4%	螺栓、螺母、碟簧、绝缘垫圈、导向套环管垫、压片
4	密封垫圈	180000	5%	
5	pps 隔膜	500000	13%	
6	其他辅材	40000	1%	套管、法兰、垫片、螺柱、底座等
7	技术服务费	30000	1%	
8	运输及安装费	200000	5%	
9	增值税	480000	12%	

		4000000	100%	合计
--	--	---------	------	----

资料来源：H2 PlusData（注：以上价格仅供参考，不同厂家在材料、工艺技术以及价格方面差异较大，市场价格还有 380 万、340 万的，也有更高的 450 万以上的）

按照上述表格，当前 1000 标方碱性电解槽的含税价格大概在 400 万/台。加上分离和纯化，电解槽系统的价格在 550-600 万/套（不含电源）。中能建 2024 年框招中标候选人电解槽系统平均价格 600 万/套（不含电源，含气液分离和纯化等），价格已经逼近成本线。

### 3.1.3 ALK 产业链代表企业

#### (1) 阳光氢能

##### 1. 企业介绍

阳光氢能科技有限公司是阳光电源(股票代码:300274)子公司，专注于水电解制氢技术的研究，主要产品有碱性电解槽、PEM 电解槽、PWM 制氢电源、电解槽数字化管理系统、气液分离与纯化设备、智慧氢能管理系统。

##### 2. 核心产品

核心产品关键技术指标：

1) 数智化大型电解槽：直流产氢电耗 $\leq 4.02 \text{ kWh/Nm}^3 \text{ H}_2$ ；电流密度 $\geq 4 \text{ kA/m}^2$ ；系统负荷调节速率 $\geq 10\%/s$ ；负载波动范围 20%-110%，工作压力 1.8 MPaG。

2) PEM 电解槽：直流产氢电耗 $\leq 4.15 \text{ kWh/Nm}^3 \text{ H}_2$ ，电流密度为 1.8 A/c m<sup>2</sup>，变载速率 $\geq 10\%/s$ ，负载波动范围 5%-110%，工作压力 3.5MPaG。

3) 气液分离与纯化设备：处理下限 $\leq 15\%$ ，完成动态波动工况下稳定控制，压力波动小于等于 0.05MPa，液位波动范围 $\pm 20 \text{ mm}$ 。

4) 制氢电源：单机柜最大直流输出电流 $\geq 6000 \text{ A}$ ，最大直流输出电压 $\geq 750 \text{ V}$ ，最大直流输出功率 $\geq 2000 \text{ kW}$ 。最大转换效率 $\geq 97.5\%$ ，直流电流纹波有效值 $\leq 1\%$ 。

5) 智慧氢能管理系统：实现能量管理控制及智能化监控系统，可支持监测点 $\geq 1000$  个，数据采集频率 $\geq 1 \text{ Hz}$ ，控制指令响应时间 $\leq 100 \text{ ms}$ 。

##### 3. 市场竞争力

阳光氢能同时拥有碱性、PEM 两条技术路线。公司研发队伍硕士及以上学历

人员占比超过 90%，已建立 30MW 水电解制氢实证基地、产品研究中心、关键材料研究中心、欧洲研究所氢能技术实验室等多个领先的研发平台及 3GW 智能制造中心，和苏州大学、中国科学技术大学等院校科研单位建立良好的技术研究合作。

阳光氢能已申请 480 余项专利、著作权证书，主持和参与起草了多项标准，还获得必维、莱茵在内的超 10 项产品认证；掌握了先进的电氢耦合控制技术，在国内最早推出可再生能源柔性制氢系统。该系统能够充分适应光伏、风电功率快速波动和间歇特性，实现“荷随源动”，电解槽设备适应每秒 5%以上功率浮动，可在 30%的功率下平稳运行，实现了行业技术领跑。

2024 年，阳光氢能全年电解槽中标量合计 257MW，市占率位居行业第一，包含中能建松原绿色氢氨醇一体化、辽源天楹风光储氢氨醇一体化、清北氢能潜江绿色氢气等多个大型绿氢绿色氢氨醇项目。2025 年 1 月，阳光氢能与印度 ACME 集团成功签署供货合同，成为中标阿曼 320MW 绿色合成氨项目水电解制氢系统最大份额的企业。

#### 4. 截至 2024 产能情况

截至 2024 年，阳光氢能智能制造中心电解槽产能达 3GW，通过引进国内领先的电解槽自动化装配新产线和落实“数字+”系列举措，实现了制氢装备智能制造、实证测试、智慧运营的跨越升级。

#### 5. 代表项目案例

凭借领先的电氢耦合技术及高效的交付能力，阳光氢能柔性制氢系统获得市场充分认可，参与多个大型光伏制氢、氢氨醇一体化等示范项目，为国内、外绿氢产业发展树立标杆。

继吉林大安绿氢合成氨项目，在中能建松原氢能产业园示范项目中，阳光能再次连续中标制氢电源和电解槽设备，同样是该项目唯一一家制氢电源与电解槽设备双双中标的企业，这是目前全球最大规模的绿色氢氨醇一体化项目，也是国家发改委首批绿色低碳先进技术示范项目。

在国家清洁低碳氢能创新应用工程——大冶市矿区绿电绿氢制储加用一体化氢能矿场综合建设项目中，阳光氢能开创性地实现碱性与 PEM 制氢系统联合运行，大幅拓宽系统运行负荷范围，提升系统动态响应能力和运行效率。这也是我国首个地下岩穴储氢项目，阳光氢能将助力建成制、储加氢、用氢的氢能源全产

业链生态，打造国内“全环节应用、一体化运行”氢能矿场。

在湖北长江电力绿电绿氢示范项目，阳光氢能提供了 200 Nm<sup>3</sup>/h PEM 集装箱式的柔性制氢系统，为国内首艘入级中国船级社氢燃料电池动力船“三峡氢舟 1”号及坝区内旅游巴士提供高纯度氢气动能。该项目被誉为“万里长江第一氢”，对我国内河水域船舶零污染、零排放转型具有重要示范意义。

在鄂尔多斯上海庙经济开发区光伏制氢项目中，阳光氢能独家为项目提供了 9000Nm<sup>3</sup>/h 碱水制氢系统，目前已顺利产氢，应用于工业、交通领域，替代燃煤发电，减排二氧化碳，对内蒙古“双碳实践先行区”建设具有重要的示范引领作用。

## （2）青骊骥

### 1. 企业介绍

青骊骥聚焦氢能技术研发、装备制造与产业化应用，是国内氢能电解槽全产业链布局的领军企业。青骊骥作为拥有目前全行业大型电解槽最优实跑数据的碱性电解槽制造企业，在工业化投运项目中实测直流电耗低至 3.92kWh/Nm<sup>3</sup>（2500A/m<sup>2</sup>）和 4.13kWh/Nm<sup>3</sup>（4000A/m<sup>2</sup>），宽负荷波动范围 15%-120%，快速调节速率可达 10%/s 以上，工程投运一年以上实测衰减率<0.1%/1000h，以上数据正在不断刷新电解槽行业投运数据峰值。

青骊骥以苏州总部为核心，已在甘肃酒泉和江苏常州建成两大氢能装备制造基地，同时也是目前国内产业链最齐全、最完整的企业，核心材料自给率达到 68%以上，其中制氢催化剂技术全行业领先，氢能双极板产能全行业最大。并在南北设立科创中心和测试中心，已形成氢能材料研发、装备制造、系统集成、测试认证的完整生态链。

### 2. 核心产品及业务模式

青骊骥作为国内领先的碱性电解水制氢核心部件及电解槽成套设备供应商、解决方案服务商，以“核心部件自主研发+电解槽成套设备规模化生产”为核心，形成“材料研发-设备制造-系统集成”全产业链闭环，构建三级业务体系：

1) 电解槽设备制造：覆盖 0.3-3000Nm<sup>3</sup>/h 全规格碱性电解槽，直流产氢电耗 3.92 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>；电流密度大于等于 4k A/m<sup>2</sup>；系统负荷调节速率≥10%/s；负载波动范围 15%-120%；工作压力 1.6 MPaG。装备制造年产能 2GW，覆盖分布

式到规模化绿氢项目需求。

2) 核心部件供应：电解槽核心材料自给率达 68%。

电极催化剂：采用自主研发的非贵金属镍基合金配方及负载工艺，实现催化剂额定电流密度 $\geq 5000\text{A}/\text{m}^2$ ，析氢过电位仅 200mV（ $5000\text{A}/\text{m}^2$ ），产品通过必维国际认证，并成功应用于中石油玉门油田 1000  $\text{Nm}^3/\text{h}$  绿氢项目，验证了其高活性、长寿命的性能优势；

双极板：采用卷圆退火+激光焊接+复合镀镍工艺，实现极板平整度 $\leq 1\text{mm}$ 、镀层孔隙率为零的行业领先指标，产品已应用于中国华能、阳光氢能、中集安瑞科等头部企业项目，市场占有率超 55%。

3) 系统解决方案：整合电解槽、气液分离、纯化及控制系统，提供“设计-生产-安装调试”服务，适配风光电波动特性（功率调节范围 15-120%），支持风光电耦合制氢场景。

### 3. 市场竞争力

青骊骥技术团队汇聚清华、上海交大、哈工大等顶尖院校的十余名博士及硕士，并聘请多位在催化剂、表面处理、装备制造领域拥有 20 年以上经验的行业专家。团队累计申请专利四十余项，主导制定多项行业标准，形成“产学研用”深度融合的创新体系，公司与上海交通大学共建氢能联合实验室，加速前沿技术产业化落地。

青骊骥是目前国内唯一实现“催化剂-双极板-电解槽-系统集成”全链条自主可控的企业。技术竞争力方面，青骊骥目前已应用到工程化项目中的电解槽实跑数据最优，电解槽直流电耗低至  $3.92\text{kWh}/\text{Nm}^3$ （ $2500\text{A}/\text{m}^2$ ）和  $4.13\text{kWh}/\text{Nm}^3$ （ $4000\text{A}/\text{m}^2$ ），支持 15%-120%宽负荷动态条件下稳定运行，快速调节速率可达 10%/s 以上，工程投运一年以上实测衰减率 $<0.1\%/1000\text{h}$ 。以上数据分别通过国际权威机构 BV 及 TÜV 认证，并获得了中国氢能联盟的见证。2024 年青骊骥市场化订单中标规模位列行业第三。

### 4. 出货及产能布局

青骊骥已参与国内多个大型绿氢项目，如中石油玉门油田、华能张掖氢能产业园等，并接连斩获中能建、南瑞吉电、东方电气、欧洲某制氢企业、古丰新能源、鹤壁市山海氢能公司、新疆可再生能源制氢等氢能项目订单。其电解槽产品

在交付速度和稳定性上获得客户认可，已累计交付超 50 台电解槽，双极板年出货量 8 万片。

产能方面，截止 2024 年，青骊骥已建成电解槽产能 2GW/年，双极板产能 10 万片/年，电极催化剂 12 万片/年。

表 12：青骊骥产能概况

产品	产能	基地位置	技术优势
电极催化剂	12 万片/年	甘肃酒泉	等离子喷涂+焙烧工艺
双极板	10 万片/年	江苏常州	复合电镀工艺，孔隙率 0%
电解槽	2GW/年	甘肃+江苏双基地	冷热紧工艺，装配周期 12 天/台

资料来源：青骊骥

## 5. 代表项目案例

### 1) 中石油玉门油田规模化可再生能源制氢项目

该项目系中石油集团首个规模化可再生能源制氢项目，青骊骥是该项目一期二期唯一中标单位。青骊骥创造了行业内最快的交货速度：2 个月设备到场、3 个月完成安装、4 个月实现产气，累计运行超过 3500h，衰减率 $<0.1\%/1000h$ ，是目前少数几个长期在运行的项目。

电解槽整体表现：能耗低、操作范围宽、性能衰减小

规模：4 台  $1000\text{Nm}^3/\text{h}$  电解槽+ $4000\text{Nm}^3/\text{h}$  分离纯化系统；

成果：直流电耗  $3.92\text{kWh}/\text{Nm}^3\text{H}_2$ ，衰减率 $<0.1\%/1000h$ ，项目投运数据通过中国氢能联盟、必维国际双重认证，并获业主表扬信。

### 2) 华能集团张掖光伏制氢示范项目

青骊骥  $1300\text{Nm}^3/\text{h}$  电解槽在该项目中实现 15%-120%宽负荷调节，具备了匹配风光发电波动性的工业级调节能力。该项目系目前央企已投运工程项目中指标要求最高的项目。

创新点：电解槽长度 4.6 米（行业平均 5.6 米），功率调节范围 15%-120%，电流调节速率达  $10\%/s$ 。

认证：通过 TÜV 现场测试。

## (3) 泰氢晨

### 1. 企业介绍

上海泰氢晨能源科技有限公司是正泰集团旗下专注于电解水制氢装备研发

和生产制造的企业。公司自主研发的绿电制氢装备能够将绿电高效转化为绿氢，支持后端绿色化工、绿色交通等多场景应用，上海泰氢晨于 2023 年完成 Pre-A 轮融资，融资金额高达 1.5 亿元人民币，吸引了高榕资本、博裕资本等多家知名投资机构参与。

## 2. 核心产品及业务模式

2024 年底，在已有一代电解槽基础上，泰氢晨成功开发出高电密、宽负荷、长寿命二代碱性电解槽系统。该电解槽在催化电极、隔膜和电解槽结构件方面进行改进提升，达到系统电密 4500A/m<sup>2</sup>，直流能耗 4.0~4.2kWh/Nm<sup>3</sup>，氢中氧、氧中氢浓度持续降低，将电解槽使用下限再降低 5%达到 20~110%的水平。以满足风光波动下对电解水系统的要求。

- 1) 使用高催化性阴极、阳极电极，实现电流密度突破 4500A/m<sup>2</sup>。
- 2) 使用陶瓷复合隔膜，实现气体透过率降低，提升氧中氢、氢中氧性能。
- 3) 使用纯镍阳极支撑体，提高抗腐蚀能力。

## 3. 市场竞争力

泰氢晨公司初代 1000Nm<sup>3</sup>/h 电解水制氢产品已通过德凯和中国氢能联盟双认证，性能优异。公司重视体系建设已经通过 ISO9001、ISO14001 和 ISO45001 体系认证。为强化材料端的核心竞争力，上海泰氢晨通过股权合作的方式，积极构建绿氢生态圈。公司已先后投资了制氢电源、先进隔膜、电极材料等领域的优质企业，协同研发高品质、高国产化率的新一代产品与技术，推动氢能产业链的创新发展。

## 4. 代表项目案例

表 13：泰氢晨代表性项目案例

案例 1	光伏离网制氢储氢及发电一体化项目
客户所属行业	科研教育领域
项目需求点	解决光伏离网制氢及科研园区小规模储氢安全课题
面临挑战	1、光伏规模较大，需要解决离网制氢；2、所处科研院校不能存储气态氢气；3、科研实时调整设备诉求
解决方案	解决方案主要包括：屋顶光伏发电系统、碱性电解水制氢系统、固态储氢系统、氢燃料电池发电系统、氢能高尔夫小车等多系统，通过电解水制氢系统将光伏电站所发绿电制备为高纯度绿色氢气，储存在固态储氢系统中，通过快换的方式实现高尔夫球车在校内的运营；通过氢燃料电池系统完成对实验室大楼的备用电源功能；

	在完成以上功能的同时，通过提供的操作界面和展示平台，为科研院校的教学、研究提供新的平台；
核心指标	电解水制氢能耗 $\leq 4.3\text{kwh}/\text{Nm}^3$ ，最大产氢量 $50\text{Nm}^3/\text{h}$ ，固态储氢系统能力 $\geq 80\text{kgH}_2$ ，氢燃料电池系统热电联供效率 $\geq 90\%$ ，每公斤氢气发电量 $>19\text{kwh}$ 。
项目规模	300kw 光伏电站+250kw 碱性电解水制氢系统+30kw 氢燃料发电系统+80kg 固态储氢系统
项目效益	实现园区屋顶光伏的全离网消纳，保障了科研楼的供电电源，解决了科研园区内人员流通的小车用能课题。
案例 2	风光制氢储氢及加氢充氢输氢一体化项目
客户所属行业	能源交通领域
项目需求点	解决交通领域氢能重卡绿氢供应课题，解决焦化领域脱碳
面临挑战	1、制氢规模较大，项目所在地光伏资源更优；2、项目成本要求高；
解决方案	解决方案主要包括：规模化碱性电解水制氢系统； 依托风光电站提供的绿电，确保整体制氢系统通过离网储能系统的稳压功能，实现实时制氢； 通过风光耦合电源系统、先进二代碱性电解槽及分离控制系统等，降低整体制氢能耗，实现风光电站低出力状态下的氢气制备输出；
核心指标	电解水直流制氢能耗 $\leq 4.2\text{kwh}/\text{Nm}^3$ ，电流效率 $\geq 91\%$ ；
项目规模	项目产氢量 $21000\text{Nm}^3/\text{h}$
项目效益	通过耦合风光绿电，实现交通和焦化深加工领域的脱碳，项目实现 IRR5%以上。
案例 3	风光制氢制醇一体化项目
客户所属行业	能源领域
项目需求点	解决航运领域深度脱碳课题
面临挑战	1、制氢规模较大，项目所在地风光资源更优；2、项目成本要求高；3、工艺复杂程度高
解决方案	解决方案主要包括：规模化碱性电解水制氢系统；依托风光电站提供的绿电，确保整体制氢系统通过适度并网调度系统的稳压功能，实现实时制氢；通过风光耦合电源系统、先进二代碱性电解槽及分离控制系统等，降低整体制氢能耗，实现风光电站低出力状态下的氢气制备输出；
核心指标	电解水直流制氢能耗 $\leq 4.2\text{kwh}/\text{Nm}^3$ ，实际流量计法下核算制氢能耗 $\leq 4.4\text{kwh}/\text{Nm}^3$ ，电流效率 $\geq 93\%$ ；
项目规模	项目产氢量 $21000\text{Nm}^3/\text{h}$
项目效益	通过耦合风光绿电，实现交通和焦化深加工领域的脱碳，项目实现 IRR5%以上。
案例 4	工业领域制氢项目
客户所属行业	多晶硅/单晶硅生产领域
项目需求点	解决重复冷启动情况下电解槽寿命课题
面临挑战	1、制氢规模较小，氢气需求处于波动状态，车间无保温措施；

	2、多套设备均出现漏液课题；3、能耗影响实际运营成本
解决方案	解决方案主要包括：柔性碱性电解水制氢系统；通过改善垫片、隔膜等多重零部件革新，实现多重冷启动情况下设备的可靠性保障；通过提高电解槽电密降低电解槽能耗；通过优化流道设计等方式降低整体制氢能耗；
核心指标	电解水直流制氢能耗 $\leq 4.2\text{kWh}/\text{Nm}^3$ ，实际流量计下核算制氢能耗 $\leq 4.5\text{kWh}/\text{Nm}^3$ ，电流效率 $\geq 93\%$ ；
项目规模	项目产氢量 $1000\text{Nm}^3/\text{h}$
项目效益	实际解决客户长期波动用氢难题。

资料来源：泰氢晨

### 3.2 PEM 制氢产业链

2024 年尽管中国 PEM 电解槽在市场层面出现一定程度的需求萎缩，但在技术和应用层面却取得跃迁式发展。一方面，企业新产品推出数量达到 13 款相较于 2023 年有进一步增加，产业链关键零部件降本加速迭代，其中搭载析水新一代膜电极的测试性 PEM 电解槽 SSTS-4001 的成本仅为 117.7 万/MW，此外电解槽单槽产氢量也实现兆瓦级跨越，多家企业推出 2.5MW 新品，有部分企业甚至推出  $1000\text{Nm}^3/\text{h}$  的 PEM 电解水制氢装备。另一方面国内最大的 PEM 电解水订单完成生产测试，运抵大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目现场，华电德令哈、达茂旗等多个制氢项目投产并实现商业化运行，中国石化中原油田兆瓦级可再生电力电解水制氢示范项目平安运行超 1 万小时。

表 14：中国 PEM 电解槽代表企业

企业	直流能耗 ( $\text{kWh}/\text{Nm}^3$ )	额定功率(MW)	电流密度 ( $\text{A}/\text{cm}^2$ )	压力 (MPa)	负载范围 (%)
鹭岛氢能	4.4	2.5	3	/	5-130
赛克赛斯	/	2.5	1.5-2	3.8	0-130
国氢科技	4.4	2.5	1.8	/	/
中车株洲所	/	2.5	3	3	5-130
康明斯	/	5	1.5-3	3	5-125
氢辉能源	$\leq 4.2$	1	/	3.5	5-150
文景能源	$\leq 4.3$	1	/	3	5-120

资料来源：各企业，H2 PlusData

#### 3.2.1 PEM 产业链发展现状

综合来看，PEM 电解槽在电流密度、能耗、响应速度、体积等方面更有优势，但其高昂的初始投资成本高昂，限制了推广与应用。目前国内厂商对于 PEM 电解

槽的降本研发主要集中在降低贵金属载量、提升耐久性、规模化使用国产化核心材料等方面，已初步取得成效。如鹭岛氢能推出的单堆 500 标方电解槽其中 98% 核心材料均已国产化，铱载量降低至 0.4mg/cm<sup>2</sup>（低于行业 1mg/cm<sup>2</sup> 水平）。

不过整体而言，我国的 PEM 电解槽关键材料对于进口的依赖程度还比较高。但基于降本和产业链本土化的驱动，国内 PEM 电解槽产业链上的不少企业已经开展了核心零部件的本土化研发推广，并开始在新产品中提高本土化技术和材料的使用比例，且已经形成了一批本土化企业集群。

### （1）质子交换膜

PEM 电解槽通常采用全氟磺酸质子交换膜，目前，全氟磺酸膜，制备工艺复杂，长期被美国和日本企业垄断，如科慕 Nafion™ 系列膜、陶氏 XUS-B204 膜、旭硝子 Flemion® 膜、旭化成 Aciplex®-S 膜等。其中科慕 Nafion™ 系列膜具有低电子阻抗、高质子传导性、良好的化学稳定性、机械稳定性、防气体渗透性等优点，是目前电解制氢选用最多的质子交换膜。

表 15：海外厂商质子交换膜产品

厂家	膜型号	厚度/μm	每摩尔磷酸盐基团的聚合物干重 E·W 值 / (g/mol)	特点
科慕	Nafion™ 系列	25-250	1100-1200	全氟型磺酸膜，市场占有率最高，高湿度下导电率高，低温下电流密度大，质子传导电阻小，化学稳定性强，机械强度高
陶氏	XUS-B204 膜	125	800	含氟侧链短，难合成，价格高
旭硝子	Flemion 系列膜	50-120	1000	支链较长，性能接近 Nafion 膜
旭化成	Aciplex-S 膜	25-1000	1000-1200	支链较长，性能接近 Nafion 膜

资料来源：各企业，H2 PlusData

国内企业也早已开始纷纷加码质子交换膜的研发与生产，如东岳未来、科润新材料、浙江汉丞、氢辉能源企业均已推出质子交换膜产品，并在产品关键性能及产能规模上持续突破，本土企业产品已逐步开始验证，国产化替代的步伐不断加快。

#### 1) 东岳未来

其中在水电解领域，东岳未来氢能已拥有 DME670、DME6321、DME6525 以及 DME6725 等系列产品。

表 16: 东岳未来系列产品

型号	厚度 ( $\mu\text{m}$ )	克重 ( $\text{g}/\text{m}^2$ )
DME670	$175 \pm 10$	$350 \pm 10$
DME6321	$120 \pm 10$	$250 \pm 10$
DME6525	$80 \pm 4$	$155 \pm 8$
DME6725	$50 \pm 3$	$98 \pm 5$

资料来源：东岳未来

关键性能指标如下所示：

表 17: 东岳未来质子交换膜产品

项目	DME670	DM6321A	测试方法
拉伸强度(横向/纵向) (MPa)	$\geq 25/25$	$\geq 28/28$	ASTM D 882
断裂伸长率(横向/纵向) (%)	$\geq 200/200$	$\geq 200/200$	ASTM D 882
杨氏模量(TD/MD) (MPa)	$\geq 180/180$	$\geq 200/200$	ASTM D 882
尺寸变化率(TD/MD/Z) (%)	$\leq 25/25/25$	$\leq 25/25/25$	ASTM D570
质子传导率(mS/cm)	$\geq 140$	$\geq 140$	GB/T 20042.3-2009

资料来源：东岳未来

## 2) 氢辉能源

氢辉能源的 BriPEM®系列增强型电解水质子交换膜具有低阻抗、高选择性、高机械稳定性和在腐蚀性环境中的高化学稳定性等特点，可广泛应用于高压差电解水制氢，膜分离等领域。

表 18: 氢辉能源质子交换膜产品

	单位	BriPEM®-801	BriPEM®-802	BriPEM®-1001	BriPEM®-1002
厚度	$\mu\text{m}$	$80 \pm 5$	$80 \pm 5$	$100 \pm 5$	$100 \pm 5$
吸水率	%	23	23	24.2	23
面溶胀度	%	$\leq 3.5$	$\leq 3.0$	$\leq 3.5$	$\leq 3.5$
拉伸强度	Mpa	$\geq 40$	$\geq 40$	$\geq 35$	$\geq 35$
弹性模量	Mpa	$\geq 500$	$\geq 500$	$\geq 400$	$\geq 400$
离子交换容量 (80°C, 80%RH)	mmol/g	0.95-1	0.95-1	0.95-1	0.95-1
质子传导率	mS/cm	$\geq 120$	$\geq 120$	$\geq 120$	$\geq 120$

(ppm, 0.5MPa, 1A/cm <sup>2</sup> )					
------------------------------------	--	--	--	--	--

资料来源：氢辉能源

### 3) 汉丞科技

汉丞科技拥有自主研发生产体系的全氟磺酸树脂分散方式，制作树脂分散液高效快捷。公司相关产品已经应用于 CCM 浆料制作质子交换膜生产、特种电化学粘结剂等多个领域。

表 19：汉丞科技质子交换膜产品

产品型号	产品厚度	增强层	推荐应用领域
HPM-2055	55 μm	√	小型电解槽、医疗健康
HPM-2080	80 μm	√	分布式发电、大型电解槽

资料来源：汉丞科技

## (2) 催化剂

现阶段，PEM 电解槽阴极铂碳催化剂已经基本实现国产供应，阳极氧化铱催化剂进口和本土化产品并行。海外企业以贺利氏、优美科、庄信万丰和田中贵金属等占据大部分市场份额，国内企业如济平新能源、中科科创、氢电中科、动量守恒、研水科技、莒纳科技等已经具备量产化供应能力。

### 1) 贺利氏

贺利氏通过开发显著降低贵金属负载量的 PEM 水电解制氢催化剂，实现了突破性的创新。H2-EL-xxIrO-S 是一种低负载型催化剂，与早期产品相比，可将催化剂性能提高三倍，同时将 CCM 中的贵金属负载量降低 50-90%。贺利氏于 2023 年实现 PEM 电解槽用氧化铱催化剂的中国本地化生产。

表 20：贺利氏 PEM 水电解阳极催化剂产品组合

Catalyst	H2EL-Ir	H2EL-IrO	H2EL-xxIrO-S	H2EL-xxIrRuO
Features	High metal purity	High surface area material	Reduced Ir content, supported material	Reduced Ir content
Performance focus	Highly active, stable	Highly active, highly stable	Excellent activity and material efficiency	Excellent activity and material efficiency

Ir crystallite size [nm] via XRD	3	2-4	2.5-3.5, partly amorphous	1.8-5.5
BET surface area [m <sup>2</sup> /g]	21-25	>180	20-150	120-200
Mass activity @ 1.45 V <sub>cell</sub> (IR-free) [A/g]	~79	~86	~570 (30%)	~450 (H2EL-50IrRuO)

资料来源：贺利氏

表 21：贺利氏 PEM 水电解阴极催化剂产品组合

催化剂	H2FC-xxPt-C240	H2FC-xxPt-C700	Platinum Black
主要特点	中比表面积碳载体 高分散铂催化剂	高比表面积碳载体 高性能铂催化剂	高纯度铂粉
关键性能	高铂可接近性	高电化学活性面积	高稳定性
电化学活性表面积 [m <sup>2</sup> /g]	> 75	> 85	> 30
平均铂金担持量	20 - 50 wt% Pt	20 - 60 wt% Pt	散装材料 (>97%)

资料来源：贺利氏

## 2) 济平新能源

济平新能源也已经推出 PEM 电解水阴极和阳极系列催化剂产品，产品也已进入终端企业验证。

表 22：济平新能源 PEM 水电解阳极催化剂产品组合

名称	Ir%	IrO <sub>2</sub> 晶型	IrO <sub>2</sub> 晶体粒径 (nm)	OER 活性 @1.6V VS. RHE22 C, mA/mg Ir
100IRO-H	85%	Rutile		
100IROP-H	78%	Rutile	6-8	>170
100IROP-M	71%	Rutile	6-7	>180
100IROP-L1	62%	Rutile	6-7	>240
100IROP-L2	54%	Rutile		
Supported Catalyst	41%	Rutile	载量 2mg Ir/cm <sup>2</sup> , 1.70V@1A/cm <sup>2</sup> , 1.84V@2A/cm <sup>2</sup> , 80° C	

资料来源：济平新能源

表 23：济平新能源 PEM 水电解阴极催化剂产品组合

名称	质量比活性 A/mg Pt	电化学表面积范围*ECSA (m <sup>2</sup> /g)	铂粒子晶体粒径范围* XRD nm
----	---------------	-----------------------------------	-------------------

40% Pt/C	0.27-0.29	65-79	3.8-4.5
50% Pt/C	0.26-0.28	60-75	4.2-5.6
60% Pt/C	0.27-0.29	60-77	4.0-5.0
70% Pt/C	0.25-0.27	53-68	4.0-4.8
50% PtCo/C	0.47-0.49	38-46	4.4-5.4
100% Pt	E1/2, 0.88-0.89V	26-32	5.0-7.0

资料来源：济平新能源

### （3）膜电极

膜电极作为 PEM 电解槽最为核心的集成式零部件，目前整体国产化程度较高，现阶段市场主要包括两类参与者：一类是赛克赛斯、派瑞氢能、阳光氢能、长春绿动等 PEM 电解槽企业，自主掌握膜电极核心技术。另一类是鸿基创能、武汉理工氢电、擎动科技、亿氢科技、莒纳科技、氢辉能源、中科科创新能源、枞水新能源等主攻氢能关键材料研发、生产的企业，凭借较强的技术背景和高性能材料研发生产经验成为中国制氢膜电极市场的中坚力量。2024 年包括擎动科技、枞水科技、亿氢科技等在内的几家企业（排序不分先后）均在膜电极领域获得了重大收获。

#### 1) 枞水科技

2024 年 10 月 16 日，枞水科技发布新一代 PEM 膜电极，据悉，堆叠这款新一代膜电极的测试型 PEM 电解槽 SSTS-4001 的成本仅为 117.7 万/兆瓦。枞水科技在开发新一代 PEM 膜电极过程中，采用 50 微米质子交换膜、自研 SS-3001 催化剂及独特的催化层设计（第三代 GRC 技术）等。然而，质子膜变薄导致膜电极性能不稳定、电流效率下降等问题。为此，枞水科技研发出第四代氧中氢控制技术——Xiangge Layer，成功研发出薄质子膜与低贵金属载量的新一代膜电极，在大幅降低成本的同时，仍能在实际测试中展现优异性能：适应风光电的波动性、电氢转化效率高、安全性高、维护成本低、全生命周期成本低。

表 24：枞水科技膜电极产品

规格参数	列 1
性能	4A/cm <sup>2</sup> @1.8V
工作温度	60°C
质子膜	50 μm
铂载量	1mg/cm <sup>2</sup>

铂载量	0.4mg/cm <sup>2</sup>
透氢率	≤0.3%@0.2A/cm <sup>2</sup> 3MP 背压
电流效率	>97%
负载	1%-150%

资料来源：桥水科技

## 2) 氢辉能源

氢辉能源 BriMEA™系列多重抗渗氢膜电极 (MEA) 使用特殊联合分散技术，增加催化剂浆料稳定性，通过三相界面的精准构筑，提高催化剂的利用效率，利用多重消氢技术，能够有效降低氧中氢浓度。

表：氢辉能源膜电极系列产品

	BriMEA™-801	BriMEA™-802	BriMEA™-115	BriMEA™-117
主要应用场景	氢健康产品	工业级电解槽	工业级电解槽	工业级电解槽
i-V 性能	≤1.75V@1A/cm <sup>2</sup>	≤1.8V@3A/cm <sup>2</sup>	≤2.0V@3A/cm <sup>2</sup>	≤2.1V@3A/cm <sup>2</sup>
操作温度(°C)	常温	60-65	60-65	60-65
涂布方式	卷对卷涂布			
产品结构	3 合 1 或 5 合 1			
封边材料	PEN/PI/PPS（支持定制）			

来源：氢辉能源

## 3) 亿氢科技

2024 年 11 月 21 日，亿氢科技总部的卷对卷全自动化二号产线正式步入批量投产阶段，年产能将达到 100 万片。2024 年 11 月 25 日，亿氢科技推出了 1800cm<sup>2</sup> 电解水制氢 PEM 膜电极，以其超大的有效面积和卓越的性能指标，能使 250 标方 PEM 电解槽提升制氢效率，更为 PEM 电解制氢大规模商业化应用奠定了坚实基础。新品规则参数如下表：

表 25：亿氢科技膜电极产品

规格参数	列 1
性能	1.80V@2A/cm <sup>2</sup>
工作温度	60°C
质子膜	N115
氧化铱载量	1mg/cm <sup>2</sup>

透氢率	<1.0%@3MPa
电压衰减	<10 $\mu$ V/h

资料来源：亿氢科技

#### 4) 擎动科技

2024 年擎动科技推出高性能、长耐久电解水膜电极（HPCW-R930C）各项指标均达到行业领先水平。

表 26：擎动科技膜电极产品

HPCW-R930C	列 1
阳极催化剂/载量	IrO <sub>2</sub> , 1.0mgIr/cm <sup>2</sup>
阴极催化剂/载量	Pt/C, 0.4mgPt/cm <sup>2</sup>
氢中和铂载量	0.08mgPt/cm <sup>2</sup>
质子膜厚度	105 $\pm$ 5 $\mu$ m
CCM 总厚度	120 $\pm$ 5 $\mu$ m
氢气渗透率	<0.1% (3.5MPa, 2A/cm <sup>2</sup> )
性能	1.70 V@2A/cm <sup>2</sup>
预期寿命	>60000 小时

资料来源：擎动科技

#### （4）气体扩散层

但目前的钛毡、扩散层产品工艺和路线五花八门，市场缺少验证，能批量供应的合格产品不多，一定程度上增加了供应链的试错成本，目前主要仍以进口为主，国内 PEM 电解槽从材料到设备的验证到规模化应用预期还有还需要一定时间。

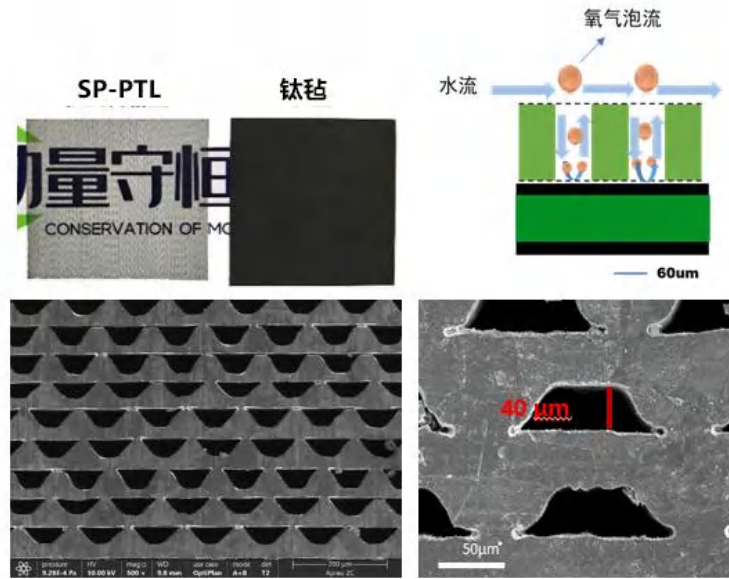


图 29：动量守恒阳极多孔传输层产品

来源：动量守恒

目前国内包括浙江菲尔特、西安菲尔特、玖昱科技、惠同新材、动量守恒、通用氢能（碳基）、上海嘉资等企业均可为 PEM 电解设备企业提供相应气体扩散层产品。其中动量守恒推出独创的高有序化直通孔结构阳极多孔传输层（SP-PTL），每平米拥有规则直通孔数量超过 1.7 亿个，孔径在 25-80  $\mu\text{m}$  之间、孔隙率范围在 30-60%、厚度 150-300  $\mu\text{m}$  且厚度公差  $\leq \pm 5 \mu\text{m}$ 。对比市场上传统多孔传输层，如钛毡、钛颗粒板和多孔钛板，SP-PTL 具有表面平整度高、接触电阻小、机械强度高、对膜电极支撑性好等优势。。

表 27：PEM 电解槽气体扩散层产品概况

企业	产品	产能	参数
浙江菲尔特	钛毡	具备 10 万平方钛纤维气体扩散层的生产能力	常规厚度(mm):0.25、0.4、0.6(可定制);孔隙率:60%-80%
浙江玖昱	钛毡	钛纤维毡的产能为 3000 平米/月	常规厚度(mm):0.2、0.25、0.3、0.4、0.5、0.6、0.8、1(可定制);孔隙率:50%-75%
惠同新材	钛毡	纤维毡 3 万平米/年	0.2mm-5mm 常制厚度(0.25、0.4、0.6、0.8、1.0mm);孔隙率:50%-90%

动量守恒	钛基多孔传输层	/	0.15mm-0.3mm 常制厚度；孔隙率 30%-60%
上海嘉资	电解水制氢用碳纸	已具备电解水制氢用碳纸产品生产能力和产线	/

资料来源：H2 PlusData

### （5）双极板

PEM 电解槽双极板和燃料电池双极板的结构和使用材料有很大的区别。在结构方面，PEM 电解槽双极板不需要加入冷却液对设备进行冷却，使用一板两场的结构就可以满足运行需求，相比于燃料电池双极板两板三场的结构更为简单。目前，双极板已经实现国产化供应。

全球 PEM 电解槽双极板市场竞争激烈，国外企业如 Dana、SITEC Industrietechnologie GmbH、Grabener，国内企业如冶臻股份、金泉益、江苏亿安腾、浙江菲尔特、云帆氢能、三佳机械等。这些公司在技术研发、产品创新、市场拓展等方面都有较强的实力，处于行业领先地位。

表 28：PEM 电解槽双极板代表概况

企业	产品	产能	技术指标	工艺
冶臻股份	EC500 金属双极板	150 万片/年	极板厚度 2.6mm；长宽：397*281mm；建议反应面积：500cm <sup>2</sup>	冲压
金泉益	PEM 钛极板	30 万片/年	/	蚀刻
浙江菲尔特	金属双极板	300 万片/年（各类产品合计产能）	/	蚀刻
云帆氢能	钛金属双极板组件	10 万片/年（燃料电池和电解槽用双极板混合产线），百万片级产能正在建设中，今年 5 月投用	产品有效面积：100-2000cm <sup>2</sup> ；支持 1-200 标方 PEM 电解槽；支持电解槽实现 1600mA/cm <sup>2</sup> 下 1.8V 的高效运行	冲压/蚀刻

资料来源：H2 PlusData

PEM 制氢系统的关键部材发展现状总结如下表：

表 29：PEM 制氢系统的关键部材发展现状

关键部材	供应链现状	本土企业代表	外资企业代表

膜电极	电解槽企业自制膜电极或第三方膜电极企业，国产化程度高	赛克赛斯氢能、中船派瑞氢能、中科院大连化物所、长春绿动、鸿基创能、亿氢科技、氢辉能源	Johnson Matthey (庄信万丰)、Greenerity
催化剂	铱基催化剂进口、国产兼具，铂碳催化剂已可实现国产化供应	宁波中科科创、济平新能源、青岛创启信德新能源、中石大新能源、合肥动量守恒	Heraeus (贺利氏)、Umicore (优美科)、BASF (巴斯夫)、TKK (田中贵金属)
质子交换膜	进口依赖程度较高，本土企业产品已在验证阶段	东岳未来氢能、汉丞科技、通用氢能、科润新材料、武汉绿动	Chemours、Fumatech、Solvay、AGC
多孔传输层	以进口为主，已有本土企业实现小批量出货	浙江菲尔特、西安菲尔特、惠同新材、中钛国创、安泰环境、金通科技、动量守恒	Bekaert、MeliCon GmbH、GKN Sinter Metals
双极板	已实现国产化供应	治臻新能源、金泉益、浙江菲尔特、西安泰金新能、博远新能源、云帆氢能	DANA、Grabener、Feintool

资料来源：H2 PlusData

### 3.2.2 PEM 电解槽成本价格分析

降本，是 PEM 电解槽领域近几年来被持续讨论且最被关注的议题，也是企业技术研发的最核心的方向之一。当前国内 PEM 电解槽市场尚未起量，近三年国内市场从应用端的角度看 PEM 电解槽的累计需求比例仅约 7%，对 PEM 电解槽的需求规模合计约 110MW，因此工业领域最有效的规模化降本措施暂且没能形成市场需求支撑，企业现阶段更多依靠技术降本、供应链完善以及国产化。随着国内 PEM 电解槽市场参与者的不断增多，产业链上各类企业主体也都正在推出自己的降本解决方案。国产质子交换膜、催化剂技术等逐渐实现规模化，可在一定程度上缓解当前进口核心材料供应不稳定、价格高等问题。

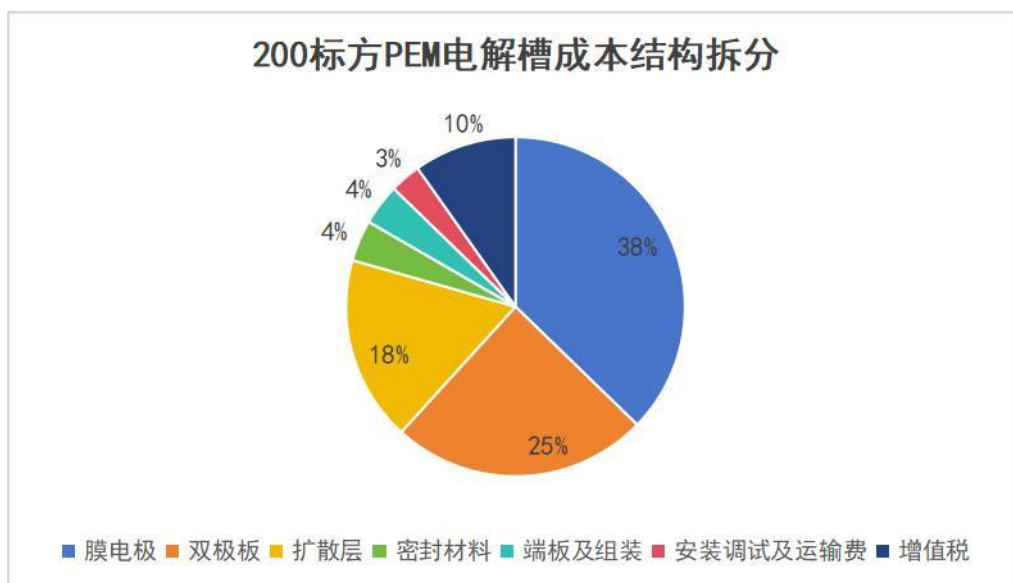


图 30：PEM 电解槽成本结构拆分

资料来源：H2 PlusData

对现阶段国内 PEM 电解槽成本做拆分，在当前 200 标方 PEM 电解槽的成本占比中，占比最大的是膜电极，作为电解槽最核心的关键零部件其成本占比达到 35%，占比第二位的则是双极板，达到 25%，占比第三的是气体扩散层，达到约 18%，这三项占比合计达到约 80%以上，是单体 PEM 电解槽的主要成本组成。

表 30：2024 年中国 PEM 电解槽成本概况

序号	零部件	费用/元	占比	备注
1	膜电极	1500000	38%	质子交换膜、OER/HER 催化、制备
2	双极板	1000000	25%	
3	扩散层	700000	18%	
4	密封材料	150000	4%	
5	端板及组装	150000	4%	
6	安装调试及运输费	100000	3%	运输、安装、调试
7	增值税	400000	10%	设备增值税，不含服务/运输税费
		4000000	100%	合计

资料来源：H2 PlusData（注：以上价格仅供参考，不同厂家在材料、工艺技术以及价格方面差异较大）

按照上述表格，当前 200 标方 PEM 电解槽的含税价格大概在 400 万/台。加上分离和纯化以及辅助系统，电解槽系统的价格在 600 万/套（不含电源）。根据此前中能建 2024 年度中标候选人 PEM 电解槽系统报价测算，其平均价格约为 600 万/套（不含电源，含气液分离和纯化等），现阶段国内商业化 PEM 电解槽产品价格同样也在成本线上下浮动。

### 3.2.3 PEM 产业链代表企业

#### （1）赛克赛斯

##### 1. 企业介绍

山东赛克赛斯氢能源有限公司成立于 2007 年，是国内首家从事 PEM 纯水电解制氢装备的国家高新技术企业。公司集研发、设计、制造、销售和服务于一体，可为客户提供绿氢“制、储、加、用”一体化解决方案。

##### 2. 产品及业务模式介绍

赛克赛斯的主要产品为自主研发的 PEM 电解水制氢设备（电解槽/电解系统）、相关核心零部件等。其膜电极产品仅用于自身电解水制氢设备及核心零部件产品，尚未直接对外销售交付。

赛克赛斯主要产品的具体情况如下：

赛克赛斯所研发的电解水制氢设备（电解槽+电解系统）产品具有成本低、使用寿命长、效率高、制氢规模大等特点，系统可以快速响应、长耐久和高可靠性等技术优势。电解水制氢设备产品完全由公司自主设计开发，核心零部件 95% 已实现国产化。其已经实现交付的产品分为用于传统场景的中小标方产品，和用于能源级的大标方产品。覆盖 0-1000 标方范围（包括 0-100ml/min，100-500ml/min，500ml/min-2 标方/h，2-10 标方/h，10-30 标方/h，30-50 标方/h，50-200 标方/h、500-1000 标方/h 等级别），实现电流密度 1.5-2A/cm<sup>2</sup>，出口压力最高达 4MPa。

### 3. 市场竞争力与行业地位

赛克赛斯是国内少数可自主生产兆瓦级 PEM 电解水制氢设备交付的企业。公司主营 PEM 制氢设备是绿色高效制氢产品，全系产品通过 CE、Rohs 认证，自主研发的 MW 级 PEM 制氢单电解堆对标进口品牌，填补我国能源级 PEM 制氢装备空白。产品“QL 型氢气发生器”获国家重点新产品证书；自主研发的“风力发电制氢系统”获得山东省中小企业科学技术进步奖。产品广泛应用于高端实验室、电子半导体厂、电厂氢站、制氢站、氢储能等领域。赛克赛斯拥有 PEM 电解水制氢设备核心部件膜电极设计、工艺开发、批量制造能力，可以有力支撑 PEM 电解水制氢技术产品快速迭代和成本下降，打破了国外在膜电极的技术垄断，为解决我国膜电极“卡脖子”问题提供了技术和产业支撑。同时掌握了 PEM 电解水制氢电解槽组装技术及 PEM 电解水制氢系统集成技术，具备 PEM 电解水制氢设备独立设计开发和量产能力，国内唯一实现 PEM 制氢电堆全型号覆盖。

目前，赛克赛斯制作的单槽产氢量超过 500m<sup>3</sup>/h，已于内蒙古自治区实现了 6MW 制氢项目落地商业运行，电力来源为风电可再生能源电力，采用“500m<sup>3</sup>/h（2.5MW）+500m<sup>3</sup>/h（2.5MW）+200m<sup>3</sup>/h（1MW）”的组合运行方式。在此基础上，赛克赛斯正研制产氢量超过 1000m<sup>3</sup>/h 的单电解槽，该项目一旦落地，将会是世界第一。

#### 4. 历年产品出货规模

2018 年至 2024 年，赛克赛斯已累计完成超 200 余套 PEM 制氢设备销售，点解槽出货规模从 2021 年的 1.14MW 增长至 2024 年的 11.31MW。

表 31：赛克赛斯历年出货量

年度	电解槽出货量（单位：MW）
2021 年	1.14
2022 年	7.19
2023 年	8.89
2024 年	11.31

资料来源：赛克赛斯

#### 5. 产能情况

赛克赛斯开发系 PEMWE 开辟了模块化组装系统的先河，装备过程实现了流程化与标准化。公司配备了膜电极生产线两条、催化剂自动喷涂设备 2 台、大面积膜电极检测平台 1 处、数控机床 5 台、电解电堆、制氢系统装配生产线 4 条，具备完整的测试系统及装配系统，年生产电解槽上万台，制氢系统不少于 30 套。

#### 6. 研发及创新

赛克赛斯 2020 年至今累计投入研发费用 5000 余万元，用于研发设施升级、创新平台建设及高层次人才引进及前沿先进成果转化。在创新平台建设方面，公司拥有研发场地 2000 余平方米，配备了先进的研究开发、检验分析和测试的高端仪器设施 300 余台（套），为新产品、新工艺、新技术的研发提供保障。建设有山东省一企一技术研发中心、济南市 PEM 制氢设备工程研究中心、济南市 PEM 制氢技术重点实验室，与中国科学院青岛生物能源与过程研究所联合共建“氢能关键材料山东省工程研究中心”。

在人才队伍建设方面，聘请中科院长春应化所先进化学电源实验室主任、中国化学会电化学专业委员会主任邢巍博士为首席科学家，培养高级工程师 8 人，现有科技工作者 40 余人，其中博士 3 人，硕士 12 人，中高级职称人员 20 余人，形成科技创新为基础、产品转化为目标、市场需求为导向得“产学研用”团队，为公司在 PEM 制氢领域得可持续高质量发展夯实人才基础。公司先后参与制定国家标准 2 项，主导、参与制定团体标准 4 项，授权发明专利 16 项，完成多项新产品成果转化。

## 7. 优势及代表项目案例

赛克赛斯提出“绿电+绿氢”柔性制氢系统解决方案，解决了行业内波动电力适配、完全离网设计的难题，可实现离网运行、荷随源动，形成了源网荷储“绿电+绿氢”一体化解决方案，能极大降低弃风弃光比例和储能配置，是国内 PEM 纯水电解制氢领域唯一具有 MW 级市场化“绿电+绿氢”大规模应用及制加氢一体化的解决方案提供商，打通了绿电-绿氢-绿色交通-绿色化工路径，为我国可再生能源制氢储能产生了较强的示范带动作用。

### 1) 内蒙古金麒麟 6MW PEM 风电制加氢项目

内蒙古金麒麟 6MWPEM 风电制氢项目，是国内首个市场化 6MW PEM 风电制氢项目，系统制氢量达 1200 Nm<sup>3</sup>/h，并于 11 月 5 日实现首次充氢，并实现氢气当地销售，是国内首个氢能源制、储、运、用全体系商业化应用实例。

### 2) 中国石油首套 PEM 电解水制氢站项目

该项目是由赛克赛斯氢能和石油化工研究院合作开发的 50 标方/小时质子交换膜（PEM）电解水制氢示范站，与玉门油田可再生光伏电力耦合，产氢速率达 50 Nm<sup>3</sup>/h，氢气纯度达 99.999%。该项目为 PEM 电解水制氢技术进行大规模试验奠定了坚实基础。

## 3.3 AEM 制氢产业链

AEM 电解设备的总体产业化程度较低，全球仅有少数几家企业在尝试将 AEM 技术商业化，产业链尚且不够成熟，最关键核心的阴离子交换膜还在技术攻关中。不过 2024 年是中国 AEM 电解槽爆发元年，有超过 13 款电解槽新品发布，部分企业宣布已经具备 MW 级制氢系统生产能力。国内 AEM 电解槽供应商数量已超 20 余家其中包括稳石氢能、氢鸢科技、未来氢能、亿纬氢能、文景能源等已经实现相关小标方产品的出货，产品已经进入场景验证中，且有部分企业已经获得兆瓦级产品的订单。目前国内已推出 AEM 电解槽以小功率为主，集中在 0.25-10kW。不过，受限于当前 AEM 制氢功率过小，AEM 电解水制氢技术尚无实际应用在大绿氢项目中。

表 32：国内 AEM 电解槽企业代表

公司	产氢量 (Nm <sup>3</sup> /h)	运行压力 (MPa)	电流密度 (A/cm <sup>2</sup> )	能耗 (kWh/Nm <sup>3</sup> )	寿命 (h)	负载范围
----	-----------------------------	---------------	------------------------------	---------------------------	--------	------

中电绿波	10	3.2	1.14	/	/	/
稳石氢能	2	1.6	/	4.3	>50000	0%-100%
亿纬氢能	25	1.6	1	4.3-4.5	/	10%-120%
泰极动力	100	/	/	<4.8	/	5%-120%
清能股份	100	2.0-3.0	/	3.6-4.3	/	5%-120%
氢鸾科技	40	/	/	4.3-4.8	/	10%-110%
文景能源	5-50	3	1	≤ 4	> 30000	5%-120%

资料来源：各企业，H2 PlusData

### 3.3.1 AEM 产业链发展现状

现阶段，全球 AEM 电解水制氢技术并未有明显的代际差异，各国发展水平基本一致。中国下游市场相对活跃正带动 AEM 供应链趋于完善。

#### （1）阴离子交换膜

目前国内已经有超 10 家供应企业，其中包括汉丞科技、立膜科技、嘉膜科技、中科氢易、聚石氢友等专门做膜的企业，还包括稳石氢能、未来氢能、亿纬氢能、清能股份、氢涑科技、氢鸾科技、南京大全中科氢能源等 AEM 电解槽及系统等企业。

现阶段，阴离子交换膜通常选用聚合物作为其主要材料，与 PEM 制氢用的全氟磺酸质子交换膜相比，成本相对低廉，易于市场推广。目前国内外阴离子交换膜主要有两种路线：

1) 聚芳醚类阴离子交换膜和基于此进行技术改进后的阴离子交换膜。代表企业如北京未来氢能、加拿大 Ionomr 公司等。

2) 无芳基醚键阴离子交换膜（如基于聚(苄-co-三联苯-N,N'-二甲基哌啶鎓)(PFTP-13)的阴离子交换材料，在碱性条件下具有高离子传导性和耐用性），代表企业如亿纬氢能已推出 W-25（厚度  $25 \pm 2 \mu\text{m}$ ，均质膜）和 W-75（厚度  $75 \pm 5 \mu\text{m}$ ，主要为电解水制氢开发）两款阴离子交换膜（AEM）产品（温度均适用于 20-80℃），该系列产品可应用于水电解器、碱性燃料电池、CO<sub>2</sub> 还原等领域。

但香橙会研究院通过调研了解到，当前阶段（声称已经商业化或正在商业化）的阴离子交换膜产品都存在以下问题：一是还没有完全满足工业应用的产品，一般只提供实验小样且价格昂贵（中石化对市场上已近出现的阴离子交换膜产品测

试结果表明，产品经过长时间测试使用后会出脆化问题、性能下降。）；二是主要是初创科技公司提供的实验小样；三是没有经过长期工况应用验证。

表 33：国内外阴离子交换膜企业产品技术参数

品牌	公司	产地	型号	厚度 ( $\mu\text{m}$ )	IEC ( $\text{meq/g}$ )	电导率 ( $\text{mS/cm}$ )	面电 阻 ( $\Omega$ / $\text{cm}^2$ )	拉伸 强度 ( $\text{MPa}$ )
Aemmion	Ionomr	加拿大	AF1-HNN8-50-X	50	2.1-2.5	>80	0.13	60
Sustainion	Dioxide Mateirals	美国	Sustainion37-50	50	/	/	/	/
Orion TMI	Orion Polymer	美国	Orion TMI	/	2.19	>120	/	30
Xergy			Xion-Pention	/	3.4-3.6	>120	/	40-50
Xergy	Xergy	美国	Xion-Dappion	/	/	/	/	
Xergy			Xion-Durion	/	2.0-2.3	150	/	>30
PiperION	Versogen	美国	A-40	40	2.35	>150	/	>50
Alkymer	亿纬氢能	中国	W-25	25 $\pm$ 2	/	$\geq$ 150	/	$\geq$ 30
			W-75	75 $\pm$ 5	/	$\geq$ 130	/	/
阴离子膜	中科莘阳	中国	/	/	/	/	/	/
阴离子膜	稳石氢能	中国	/	80	2.35	>150	/	>50

资料来源：H2 PlusData

## (2) 高效 OER 催化剂/HER 催化剂

AEM 系统中使用的 OER 催化剂主要基于 Ni 和稀土金属，OER 过程易受到外部条件影响。已发现 Ni-Mo 合金材料、Co<sub>3</sub>O<sub>4</sub> 纳米晶体、Fe 和 Ni-Fe 合金表现出良好的 OER 性能，但是需要提高寿命与稳定性。HER 催化剂的开发还应同时关注成本特性、提高催化活性、稳定性和转化效率。目前国内 AEM 电解槽用催化剂多以企业自主研发为主，外部供应商如济平新能源和莒纳科技等也已推出相应产品。

表 34：未来氢能 AEM 阴极催化剂

阴极催化剂	未来氢能
过电位 (200mA/cm <sup>2</sup> )	70mV
稳定性 (5000h v-t)	25mV
活性表面积 (ECSA)	68.7m <sup>2</sup> /g
电荷转移电阻	0.19 $\Omega$
工艺生产	1KG/次

资料来源：未来氢能

## (3) 膜电极

MEA 是 AEM 电解槽的核心部件，是电化学反应和传质的主要场所，决定电解性能和稳定性。提高其性能和寿命、降低成本具有非常重要的意义，可以加速 AEM 电解水大规模商业化进程。传统方法（CCS 法和 CCM 法）制备的 MEA 在结构上存在缺陷，制约了催化剂的利用率和系统传质能力，有序化 MEA 被认为是未来膜电极的重要发展趋势。开发制备工艺简单、性能稳定、成本低的有序化 MEA，并促进商业化应用是未来研究的主要方向。

AEM 电解槽膜电极结构设计具有多样性，既可按照碱性电解槽一体化电极和扩散电极模式，如未来氢能，已能够提供成品阴阳极电极产品，又能按照 PEM 电解槽膜电极结构设计（将催化剂附着在膜上）。或者将阴极催化剂附着在膜上，将阳极催化剂附着在扩散层。现阶段，膜电极也多以槽商自主研发为主。

表 35：未来氢能 AEM 制氢电极产品情况

阴极电极	技术参数	阳极电极	技术参数
过电位（200mA/cm <sup>2</sup> ）	70mV	过电位（200mA/cm <sup>2</sup> ）	275mV
稳定性（8000h v-t）	30mV	稳定性（5000h v-t）	30mV
导电性	8 Ω	活性表面积（ECSA）	130m <sup>2</sup> /g
气体透过率（ml/cm <sup>2</sup> ·s）	9	电流密度（A/V）	2A/1.8V
规格	500mmx500mm	规格	500mmx500mm

资料来源：未来氢能

表 36：AEM 电解槽产业链发展动态

AEM 电解槽产业链环节	代表企业	企业进展
阴离子交换膜	大全氢能	2024 年 8 月，位于江苏南京江北区的中试项目已验收合格。预计 AEM 碱性膜产能可达 5000 平方米/年。
	嘉膜科技	公司成熟产品为 Kmem 系列，目前已实现 40cm 宽幅批量化生产。一条幅宽 0.7m、年产能约 2 万平方米 AEM 制膜中试产线预计在今年 12 月投入使用。
催化剂	济平新能源	2024 年，济平科技推出 AEM 铂镍合金催化剂，产品性能已达国际领先水平。
	大连化物所	2024 年 4 月，自支撑非贵金属镍铁合金阳极电极在 AEM 海水电解研究中取得重要进展。
	未来氢能	2024 年 11 月，未来氢能发布具有自主知识产权的 AEMCat. HER 阴极催化剂、AEMWE HER 阴极电极、AEMWE OER 阳极电极三款产品
气体扩散层	玖昱科技	已发布 AEM 电解槽专用泡沫镍扩散层产品。

	苏州铂瑞	全资子公司米氢能源生产 AEM 镍基气体扩散层和金属双极板，产能预计达 500MW。
	动量守恒	依托自主知识产权的直通孔型多孔传输层制造工艺，成功研发出具有高度有序化结构的镍基多孔传输电极（Ni-SP-PTL）
双极板	浙江菲尔特	金属表面涂层厚度已可实现 2 纳米-300 微米，预计未来拥有年产 300 万片金属极板的产能。

资料来源：H2 PlusData

### 3.3.2 AEM 产业链代表企业

#### (1) 稳石氢能

##### 1. 公司简介

深圳稳石氢能科技有限公司是一家专注第三代 AEM（阴离子交换膜）电解水制氢领域相关产品研、产、销一体化运作的国家级高新技术企业，是南方电网集团参股公司，是招商局集团、南方电网、三峡集团、中远海运等行业头部企业的战略伙伴公司。

公司聚焦氢能源产业上游高端技术装备研发及制造，深耕制氢工程应用开发服务，发展至今，稳石氢能已拥有 30 多项核心发明专利和实用新型专利，同时拥有“AEM 膜、催化剂、膜电极、设备自动化远程控制系统”100%自主知识产权。

稳石氢能汇集国内氢能领域卓越的技术团队和管理团队，董事长及总工程师有近 30 年央企及航天科技集团工作经历。公司拥有 3 位全职博士，研发人员占比高达 60%，本科以上学历占比 90%。国外技术团队由美国工程院院士带领 AEM 技术顶尖研发团队提供技术保障。

##### 2. 产品及业务模式

深圳稳石氢能科技有限公司开发的 AEM 电解水制氢设备采用了高强度、高电导率阴离子交换膜，配备自研的非贵金属催化剂制备膜电极，通过稳石氢能自主开发的集控系统实时调控，实现高效率、高纯度、长寿命、安全稳定的氢气输出。

稳石氢能 AEM 电解水制氢设备拥有响应速度快，产业化成本低两大核心优势，既能深度适配新能源波动电力，又具备大幅度产业应用降本空间，AEM 电解水制氢是未来绿氢制备与应用领域最具市场潜力的技术路线。

表 37：稳石氢能 AEM 产品参数

产品型号	单位	WS-600L	WS-2000L
额定氢气产率	L/h	500	2000
额定功率	kW	2.5kW	10kW
电气接口	V/A	单相 AC220/16	三相 AC380/16
耗水量	L/h	约 0.6	约 2.3
纯净水电导率	$\mu\text{S/cm}$	$\delta < 20$	$\delta < 20$
进水压力	bar	0.1~6	0.1~6
氢气输出纯度	%	摩尔分数 99.5	
干燥后氢气纯度 (干燥器选配)	%	摩尔分数 99.995	
氢气输出压力	MPa	标称值 1.6	
氧气输出压力	bar	大气压力	
系统寿命	年	10	
电解槽工作寿命	h	>30,000	
0~100%启动时间	min	约 5min @25℃	
动态响应时间	s	<30	
外型尺寸（宽×高×深）	mm	482×266×634	582×382×634
质量	kg	50	108

资料来源：稳石氢能

#### 业务模式：

**产品销售：**向有需求的客户销售标准 AEM 产品（WS-600L、WS-2000L），获得产品销售收益。

**方案服务：**根据客户实际应用场景与多元化的应用需求，稳石氢能提供 0.6 ~ 200 标方不同产氢率的定制化技术支持和设备解决方案。

**技术授权：**将 AEM 制氢技术授权给其它国内为设备制造商或能源公司，获得技术许可收益。授权境外公司代理市场销售和系统集成制造。

**合作开发：**依托公司领先的技术研发团队与国内外科院校和企业建立合作关系，共同开展 AEM 制氢技术课题的研发工作，推动技术进步，优化产品性能。

### 3. 市场竞争及行业影响力

稳石氢能自成立至今持续投入 AEM 膜、催化剂、膜电极与控制技术等核心板块的研发，2024 年，研发投入占比 66%，目前公司获得 30 多项核心发明专利和实用新型专利，已成功建立“AEM 膜、催化剂、膜电极、设备自动化远程控制系统”100%自主知识产权壁垒。

稳石氢能是国内第三代电解水制氢技术的先行者，2023 年首发国内 2.5kW 使用 AEM 制氢技术的电解槽，同年发布全球首台套 10kW -AEM 电解水制氢系统，2024 年完成单槽 250kW 测试验证，中标全球首套单系统 1.25MW -AEM 电解水制氢项目。

行业认可：2024 年荣获氢能行业品牌榜“年度电解槽十大品牌”与“年度制氢十大供应商”两大奖项，还在工信部火炬中心主办的第 13 届中国创新创业大赛全国赛中获得新能源、新能源汽车和节能环保决赛成长组第 1 名。

#### 4. 市场影响力

2024 年是国内 AEM 电解槽高光之年，稳石氢能凭借较早的布局获得了一定的订单积累，已确认的订单规模就同时段来看，在国内市场占比约为 50%-60%。由于国内市场仍处于起步阶段，众多新进 AEM 行业的厂家尚处于新品发布阶段，鲜见有产品在市场上销售。

国外 AEM 商业化市场发展较快，总体出货量相对较大，众多国外客户到稳石氢能调研。目前产品已交付至智利、台湾，正在补充签订新的订单。

#### 5. 历年产品出货规模

稳石氢能 2023 年发布自主研发的 AEM 电解水制氢设备，2024 出货主要以小功率单槽产品为主，至年底累计完成出货 250kW。

#### 6. 截至 2024 年订单及产能

稳石氢能 2024 年确认订单规模为 10MW，年产能约为 10MW，产能基本覆盖订单需求，2025 年订单规模将有大幅增长，产能扩充已在落地中。

#### 7. 优势及代表项目案例

得益于在国内较早布局 AEM 领域相关技术与产品研发，稳石氢能在这一赛道具备先发优势，公司在国内率先完成了 2.5kW/10kW 标准产品的商用，推动了 AEM 技术商业化的进程。2024 年完成了 250kW/50Nm<sup>3</sup> 单槽 AEM 产品设计实验，实现

了 AEM 电解水制氢技术大标方产品的生产落地。2024 年 9 月 2 日，稳石氢能中标了全球首套单系统 1.25MW-AEM（阴离子交换膜）电解水制氢项目，率先开启了国内兆瓦级 AEM 商业化应用示范，推动 AEM 电解水制氢产业化进入新阶段。

## （2）氢鸾科技

### 1. 公司简介

上海氢鸾科技有限公司是一家专注于阴离子交换膜（AEM）水电解制氢技术的科技创新型企业。公司核心技术团队源自上海交通大学、佛山仙湖实验室、中科院大连化物所，致力于开发世界领先的绿色制氢关键装备。公司已实现从阴离子膜、催化剂、膜电极、电解池到系统集成的完全自主产权，先后推出单槽 3kW、30kW、200kW 及 MW 级 AEM 电解制氢系统，属国内首台套。公司正推动“风/光绿电+AEM 现场离网制氢+绿色产业链”的规模示范应用，解决行业离网制绿氢的“卡脖子”问题。

### 2. 产品及业务模式介绍

**核心产品：**AEM 电解制氢系统，涵盖 3.2kW、30kW、200kW 及 MW 级电解槽。产品特点包括高电流密度（1-2A/cm<sup>2</sup>）、低直流电耗（4.3-4.8kWh/Nm<sup>3</sup>）、无贵金属依赖、快速启停能力（秒级响应）和离网制氢能力，适用于分布式能源、备用电力、移动能源及氢能交通等领域。

**业务模式：**提供核心零部件销售、电解水制氢系统解决方案及全生命周期技术服务。公司通过技术研发、产品制造、系统集成和售后服务，满足不同客户的定制化需求，推动 AEM 技术在各行业的应用。

### 3. 市场竞争力与行业地位

**研发投入情况：**公司持续投入研发，2024 年已投入 2000 万元用于技术优化和产品升级。公司已建立完善的研究体系，涵盖催化剂、碱性膜、膜电极、电解槽组装及系统集成等核心技术领域。

**技术先进性证明：**

1) **高活性、长寿命催化剂：**采用独创的离子热合成技术，实现非贵金属催化剂的公斤级制备，性能国际领先。

2) **增强型碱性膜：**基于多孔支撑结构，寿命大幅提升，是国内少数可实用

的碱性膜之一。

3) 高可靠结构膜电极：基于注塑技术，实现膜电极的最大保护，催化层制备工艺达到国际先进水平。

4) 高精密电解槽装配技术：采用多节分段误差自适应补偿消除的方法，确保多节单池之间的平衡和高一致性。

5) 模块化系统集成与分布式控制技术：具有动态波动适应性和宽负荷调节能力，用户体验好。

#### 4. 市场影响力

氢鸢科技在 AEM 领域展现出强劲的市场竞争力，其 2024 年累计出货量在国内市场中稳居前列。公司在 AEM 电解制氢领域具有显著的技术优势和市场影响力，特别是在技术研发、产品性能和示范项目方面表现突出。随着技术的不断优化和市场推广的加速，氢鸢科技在未来继续保持其在 AEM 领域的领先地位。

#### 5. 历年产品出货规模（截至 2024 年底）

截至 2024 年：AEM 出货量达到 1.3MW，涵盖 3.2kW、10kW、30kW 和 200kW 以及 MW 级产品，应用于科研机构、化工灰氢替代、分布式能源、备用电力、制加氢一体等不同领域。

#### 6. 截至 2024 年订单及产能

订单情况：截至 2024 年底，公司已签订订单总量约为 3MW，主要来自科研机构、能源央企和分布式能源项目。

产能情况：公司已建成中试生产线，具备年产 10MW 级 AEM 电解槽的生产能力。2025 年计划扩建产能至 100MW，满足市场需求。

#### 7. 优势及代表项目案例

技术优势：公司 AEM 电解制氢技术具有本质安全、高效匹配可再生能源、离网制氢能力、无贵金属依赖等特点，成本效益高，适合大规模推广应用。

在推进的项目案例：

1) 科研示范项目：与大学、央国企、研究院所等合作，完成多个 AEM 技术为基础的电解水制氢系统的研发和测试，为科研机构提供高性能制氢设备。

2) 离网制加一体项目：提供 30kW 级 AEM 电解制氢系统，实现现场制氢和加

氢一体化，满足项目利用光伏制氢随用随制，用于小型氢能交通领域应用。

3) 火电厂制氢冷却项目：交付 30kW 级 AEM 制氢系统给某火电厂用于机组冷却，验证了系统的工业级应用能力。

4) 绿氢耦合煤焦油固定床加氢中试项目：在某分布式能源示范项目中，公司提供的 200kW 级 AEM 电解制氢系统实现光伏离网制氢，提供稳定的绿氢供应，用于下游化工加氢需求，验证 AEM 技术耦合煤化工灰氢替代的可靠性。

5) 粗苯加氢裂解示范项目：即将交付 MW 级 AEM 制氢系统给某粗苯加氢裂解国家重点项目，展示公司在化工绿氢替代方向的技术实力。

### 3.4 SOEC 制氢产业链

#### 3.4.1 SOEC 产业链发展现状

中国在 SOEC 领域起步较晚，但近年来发展迅速，主要依靠国内科研院所和企业的自主技术积累。潮州三环集团和潍柴动力等企业在 SOEC 技术研发和产业化方面取得了显著进展。目前中国 SOEC 应用主要是央企、国企等开展示范项目，示范规模通常较小，多在数十千瓦至百千瓦级。

表 38：中国 SOEC/SOFC 相关企业一览

领域	企业名称	核心业务
上游	潮州三环	SOFC 隔膜板量产，Bloom Energy 隔膜板供应商
	中自环保	SOFC 连接体和电堆专利技术
	壹石通	联合中科大布局 SOFC 电解质材料研发
	徐州铭寰（深冷股份入股）	涉足 SOFC 燃料重整器、热管理系统开发
中游	中弗新能源	电池片连续化生产线（3MW 产能）、10kW SOFC 超级充电站
	质子动力	20x20cm <sup>2</sup> 大尺寸单电池片技术，MW 级电池片/电堆产线
	华科福赛	kW 级 SOFC 发电系统（燃料利用率 69.8%，电效率 49.7%）
	浙江臻泰	ZTSOC 高温燃料电池片、电堆及集成系统

领域	企业名称	核心业务
	翌晶能源	SOEC/SOFC 电堆自动化产线、制氢系统集成
	新奥燃气	2023 年发布 30kW SOFC 发电系统
	佛山燃气/深圳燃气	开发百千瓦级 SOFC 热电联供系统
	中广核集团	自主开发 SOFC/SOEC 系统，实现 20kW 并网发电
	广东能源集团	2023 年建成 200kW SOFC 并网发电项目
	国家能源集团（北京低碳院）	100kW 煤制气 SOFC 发电技术
	潍柴集团	入股 Ceres Power，累计投入 20 亿元研发 SOFC
下游	南方电网	2022 年引进 60kW SOFC 发电系统
	华电集团	采购 SOFC 发电系统用于试点项目
	杭锅股份	投资浙江臻泰，布局 SOFC 产业链
	深冷股份	入股徐州铭寰，提供燃料重整配套技术
	宁波东睦	入股氢邦科技，参与 SOFC 材料研发

资料来源：公开资料，H2 PlusData

### 3.4.2 SOEC 产业链代表企业

#### （1）氢邦科技

##### 1. 企业介绍

浙江氢邦科技有限公司由中国科学院宁波材料技术与工程研究所孵化，成立于 2019 年 12 月。公司关注固体氧化物燃料电池（SOFC）和电解槽（SOEC）的研发与应用，致力于推动氢能 2.0 时代发展，提供高效能源转换解决方案。

##### 2. 产品及业务模式介绍

产品：核心产品包括 SOFC 电堆（功率覆盖 100W 至 5kW）及相关系统（甲醇/天然气发电、CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O 电解）。2024 年 3 月发布会进一步推出 10kW 甲醇/甲烷发电系统和 20kW 电解系统，支持 1kW~50kW 订单需求。SOEC 电解槽制氢直流电

耗低至 3.6kWh/Nm<sup>3</sup>，效率达 85%，并可通过共电解 CO<sub>2</sub> 和水生成合成气。

**业务模式：**覆盖全产业链，上游提供粉体材料、单电池，中游整合电堆、重整器、系统，下游对接能源央企（如中石油、南方电网）。采用模块化、标准化设计，平管式电堆技术（抗折强度提升 20 倍，热循环超 100 次性能稳定）为核心竞争力。

### 3. 市场竞争力与行业地位

**技术优势：**国内唯一掌握平管式和平板式电堆量产技术，自主研发的平管型电堆单片输出功率超百瓦，大面积单电池有效面积达 250cm<sup>2</sup>。SOFC 发电效率达 53%（甲醇系统）至 65%，燃料适应性广（氢气、天然气、绿氨等）；SOEC 电解效率最高达 95%，支持 CO<sub>2</sub> 循环利用。

**行业地位：**平管型技术达国际先进水平，入选能源央企采购名录，客户超百家。2023 年成为国家高新技术企业，获中国创新创业大赛优秀企业奖。

### 4. 产能情况

建成 20MW 级电池与电堆生产线（原计划 2MW，后升级）。

### 5. 研发及创新

**研发投入：**与宁波材料所合作超 18 年，承担国产化产业链技术整合，研发场地 2000 m<sup>2</sup>，设备 300 余台。

**技术突破：**2023 年发布国内首款平管型 SOEC 系统，实现全面国产化；2021 年完成 500W 和 1kW 电堆量产，2024 年推出 5kW 样机。

## 3.5 2024 年中国电解槽市场格局分析

### 3.5.1 电解槽历年出货情况

得益于各国政府氢能政策的支持和企业对绿色能源转型发展的重视，再加上新进入者的持续涌现，电解水设备市场保持极快的增长速度。根据国际能源署及弗若斯特沙利文的统计，2018 年-2023 年期间，全球电解槽出货量从 140MW 增长至 1908.2MW，复合增长率达到 68.6%，其中碱性电解槽出货量从 114.8MW 增长至 1412.1MW，复合增长率为 65.2%，PEM 电解槽出货量从 25.2MW 增长至 496.1MW，复合增长率达到 81.5%。

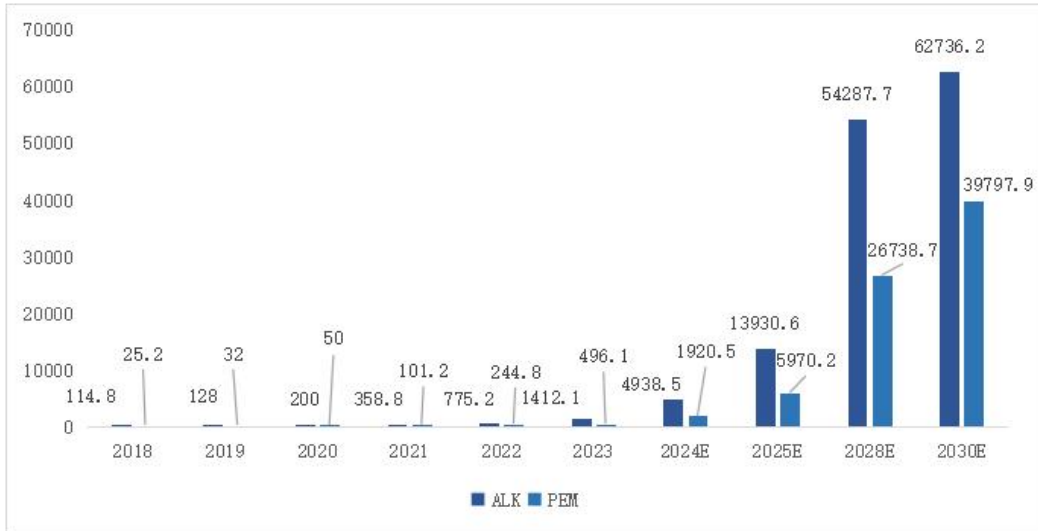


图 31: 全球电解槽历年出货情况

资料来源：国际能源署、弗若斯特沙利文、H2 PlusData

自 2020 年 9 月，国家主席习近平在第七十五届联合国大会上提出 2030 年实现“碳达峰”与 2060 年实现“碳中和”目标。当年，我国电解槽出货量开始大幅增加，同比增长大约 4 倍（2018-2020 年我国电解槽出货量分别仅为 1.84MW、5.02MW、23.47MW）。从这一年开始，我国电解槽产品出货量开始逐年递增，电解槽行业迎来新的发展阶段。

2021 年，总出货量超过 350MW，同比大幅度增长 140%，碱性电解槽占比 98.2%。2022 年国内电解槽总出货量近 800MW，同比增长 120%，其中碱性电解水制氢设备的出货量占比达 97%。2023 年国内电解槽出货进一步增长，全年累计出货超 1200MW，2024 年中国电解槽出货量预期累计达到 1500MW。



图 32：中国电解槽历年出货情况

资料来源：H2 PlusData

### 3.5.2 电解槽新品情况

2024 年，国内电解槽企业新品发布热度虽然相较于同期有所降低，但企业积极冲刺发布大标方产品，特别是 ALK、PEM 路线大型化趋势进一步凸显。AEM 电解槽新品数量达到前所未有的新高度。

表 39：中国历年电解槽新品发布情况（款）

	ALK	占比	PEM	占比	SOEC	占比	AEM	占比	合计
2021	3	75%	1	25%	0	/	0	/	4
2022	17	77%	4	18%	1	4.50%	0	/	22
2023	28	62.20%	12	26.70%	2	4.40%	3	6.70%	45
2024	11	28.2%	13	33.30%	2	5.10%	13	33.3%	39

资料来源：H2 PlusData

据香橙会研究院统计，2021 年，国内仅有 4 款电解槽新品发布，碱性电解槽新品占比 75%，PEM 电解槽新品占比 25%；2022 年电解槽新品数量 22 款，其中碱性电解槽新品占比 77%，PEM 电解槽新品占比 18%，SOEC 新品占比 4.5%；2023 年全年电解槽新品达 46 款，其中碱性、PEM、SOEC、AEM 电解槽新品数量分别为 63.04%、28.26%、4.34%、4.34%。2024 年中国电解槽新产品数量合计 39 款，较 2023 年有所下降，但 AEM 电解槽新品发布数量出现爆发式增长，AEM 电解槽新品数量超 13 款，同比增长超 333%，在 2024 年电解槽新品数量中占比超 33%。

表 40：2024 年中国电解槽新品详情

公司	产氢量(Nm <sup>3</sup> /h)	类型	压力(MPa)	电流密度(A/cm <sup>2</sup> )	能耗(kWh/Nm <sup>3</sup> )	负载范围
康明斯	1000	PEM	/	/	/	5%
清能股份	200	PEM	/	/	/	/
阳光氢能	300	PEM	3.5	/	4.15	5%~110%
亿纬氢能	20	AEM	1.6	1	/	10%~120%
德林海	1	AEM	22	1	4.2	
派瑞氢能	3000	ALK	/	/	/	30%~110%
氢器时代	2000	ALK	1.6	0.6	4.26	20%~167%
双良节能	2000	ALK	1.6	0.6	/	10%~100%
氢运新能源	250	PEM	/	/	4.2	/
氢锐科技	250	PEM	/	/	4.1	/
兴燃科技	200	PEM	3	/	/	5%~200%
新工绿氢	10-500	PEM	/	/	/	/

清能股份	/	AEM	/	/	3.75	/
宁氢新能源	1000	ALK	/	/	/	/
阳光氢能	2000	ALK	1.8	1.5	/	20%-110%
航天工程	2000	ALK	/	0.6	4.28	/
双良节能	5000	ALK	/	1.06	3.875(3000)	10%-100%
中车株洲所	2000	ALK	1.6	0.4	≤4.3	25%-110%
华秦新能源	2000	ALK	/	0.4	/	/
明天氢能	1000	ALK	/	/	3.9 - 4.5	20%-120%
希倍优氢能	1000-2000	ALK	常压	0.5	4	15%-100%
蓝昆氢能	1000	ALK	常压	/	/	/
派瑞氢能	3000	ALK	1.5-2.5	/	≤4.3	30%-110%
中车株洲所	500	PEM	3	3	/	5%-130%
三一氢能	50-500	PEM	3	/	4.25	5%-120%
国氢科技	500	PEM	/	1.8	4.4	/
赛克赛斯	500	PEM	3.8	/	/	0%-130%
鹭岛氢能	500	PEM	/	3	4.4	5%-130%
明天氢能	200	PEM	/	2	3.9 -4.3	/
氢蓝时代	1-300	PEM	/	/	≤4.4	5%-120%
清能股份	200	PEM	/	/	3.6-4.3	/
氢涑科技	/	AEM	/	1	/	/
清能股份	100	AEM	2.0~3.0	/	3.6~4.3	5%~120%
卧龙英耐德	210	AEM	/	0.8	4.2	0%-100%
氢鸾科技	40	AEM	/	/	4.3~4.8	10%~110%
大全集团	2	AEM	≤3	/	≤4.5	/
中电丰业	4-200	AEM	/	/	4.4	10%-120%
奥扬绿能	1.2	AEM	/	1	4.3	/
文景能源	1	AEM	≤3	/	4.5-4.8	/
亿孚科技	0.5	AEM	/	/	4.8	0%~110%
质子动力	5	SOEC	/	/	/	/
电堆科技	/	SOEC	/	/	/	/

资料来源：H2 PlusData

2024 年，电解槽单槽产氢量大型化趋势明显加快。单槽 2000Nm<sup>3</sup>/h 产氢规模碱性电解槽产品虽然还未在绿氢项目中批量验证应用但已成行业基础产品，以阳光氢能、中车株洲所、航天工程等为代表的制氢新势力合计在 2024 年发布了 7 款 2000Nm<sup>3</sup>/h 产品，此外，双良氢能发布的碱性电解槽新品单槽产氢量最大已达 5000Nm<sup>3</sup>/h；PEM 电解槽新品单槽规模同样在加速，包括中车株洲所、三一氢能、国氢科技、赛克赛斯、鹭岛氢能在内的 5 家企业先后都发布了单槽 500Nm<sup>3</sup>/h 的 PEM 电解槽新品。AEM 单槽制氢量也已达 100Nm<sup>3</sup>/h,系统制氢量达

1000Nm<sup>3</sup>/h。目前国内稳石氢能、卧龙英耐德、氢鸾科技、清能股份等企业已拥有 MW 级 AEM 制氢系统生产能力。但值得注意的是，电解槽企业新品迭代速度在加快，但产品的工程验证速度却并未有明显变化，市场未来对于缺乏验证的产品的接受度有待进一步观察。

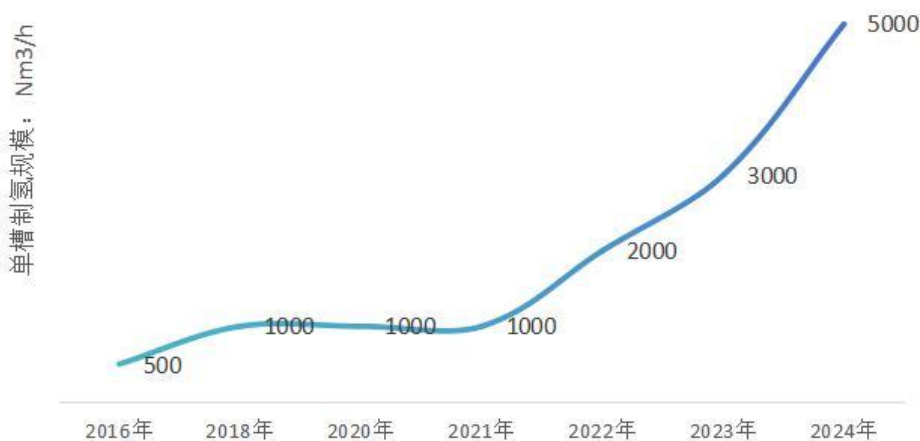


图 33：电解槽单槽产能变化趋势

资料来源：H2 PlusData

### 3.5.3 电解槽市场订单情况

经过 2 年爆发式增长，2024 年绿氢产业发展进入冷静期，电解槽市场需求增长也随之放缓。据香橙会研究院统计，2024 年 1-12 月中国电解水设备公开招标需求规模超 2139MW，相较于 2023 年 1695.52MW 的总需求规模增长约 26%（而 2023 年同比增长约 112%）。2024 年全年累计中标规模达到约 1273.3MW，同比增长约 20.6%。项目详情见下表（此处中标参照 2023 年同一统计口径，剔除 2024 中能建集中采购招标 565MW 需求）。

表 41：2024 年中国电解槽招投标详情

序列	招标项目	电解槽类型	实际招标规模	中标企业
1	山东华电潍坊氢储能示范项目	ALK	25	中电丰业
2	西湖大学阴离子膜电解水制氢电解槽项目	AEM	0.0025	笠泽制道氢能
3	许继电气宁夏风光火氢大型能源项目	PEM	0.05	豫氢动力
		ALK	0.15	中电丰业
4	鄂尔多斯市伊金霍洛旗圣圆能源风光制氢加氢一体化项目(二期)(标段一)	ALK	30	派瑞氢能
5	鄂尔多斯市伊金霍洛旗圣圆能源风光制氢加氢一体化项目(二	ALK	15	海德氢能

	期) (标段二)			
6	鄂尔多斯市伊金霍洛旗圣圆能源风光制氢加氢一体化项目(二期) (标段五)	ALK	15	派瑞氢能
7	大同湖东电厂配套制氢站项目	PEM	0.05	氢器时代
8	大唐多伦 15 万千瓦风光制氢一体化示范项目	ALK	20	3 家企业供货
		ALK	20	
		ALK	30	
9	洮南市风电耦合生物质绿色甲醇一体化示范配套制氢项目	ALK	40	氢器时代
		PEM	1	氢器时代
10	青岛胶州 90MW(交流侧)渔光互补项目	ALK	20	氢器时代
11	国家电投集团科学技术研究院有限公司 2024 年第六批集中招标	PEM	0.3	/
12	华电新疆哈密 2×100 万煤电项目	PEM	0.05	普顿(北京)制氢
13	清北氢能潜江年产 1500 吨绿氢示范项目	ALK	10	阳光氢能
14	国华投资沧州 10 万吨/年合成氨及配套项目	ALK	65	中车株洲所
15	北元化工废水制氢及综合利用技术研究项目	ALK	2	派瑞氢能
16	内蒙古嘉联氢能光储氢示范项目(邀标)	ALK	10	阳光氢能
17	新疆俊瑞制氢项	ALK	80	明阳氢能
		ALK	40	阳光氢能
		ALK	120	中纯氢能
18	中石化制氢加氢站项目招标	ALK	2.5	山东鸿华
19	陕煤石门 2x66 万千瓦扩能升级改造项目	PEM	0.05	氢器时代
20	京能绿电制氢项目	ALK	18.75	派瑞氢能
		PEM	1.25	派瑞氢能
21	西藏农牧学院清洁能源高效利用实验室建设(二次)(邀标)	PEM	0.025	阳光氢能
22	青岛国际院士港交通能源科技有限公司 PEM 电解水制氢项目	PEM	0.5	氢导汉珏
23	三峡兆瓦级碱性电解水制氢设备采购招标	ALK	1	大陆制氢
24	中能建松原绿色氢氨醇一体化项目	ALK	80	阳光氢能
		ALK	80	派瑞氢能
		ALK	20	氢器时代
		ALK	40	京电设备
		ALK	80	大陆制氢
		ALK	20	华光环能
25	内蒙古能源集团准大电厂 2×100 万千瓦煤电一体化扩建项目制氢设备招标	PEM	0.05	普顿(北京)制氢
26	内蒙古能源集团金山热电厂 2×100 万千瓦煤电联营扩建项目供氢系统招标	PEM	0.05	吉力电力装备
27	宁夏电力六盘山电厂 2×1000MW 机组扩建工程制氢系统设备采购公开招标	PEM	0.05	派瑞氢能
28	延安石油化工厂制氢站电解槽购置招标	ALK	1	陕西明大汇通

29	中广核 AD 项目 LOT3 制氢站项目	PEM	0.09	派瑞氢能
30	南网储能公司储能科研院先进阴离子交换膜电解水制氢设备技术研究项目	AEM	1.25	稳石氢能
31	国电南瑞电解水制氢项目	ALK	5	青骊骥
32	阴离子交换膜电解水模块系统项目	AEM	0.0075	卧龙英耐德
33	0.5 标方阴离子交换膜电解制氢设备	AEM	0.0025	文景能源
34	吉林润金氢能科技长岭二期制氢项目	ALK	6	海德氢能
35	山东港口渤海湾港滩潍坊港区制氢站项目	ALK	1	奥氢动力
36	新疆绿氢项目 1	ALK	40	青骊骥
37	吉电盐城绿氢制储运加用一体化示范项目（一期）	ALK	40	三一氢能
38	中核建中核燃料元件有限公司集装箱式水电解制氢装置	ALK	1	石化机械
39	中石油深圳新能源研究院有限公司 200 标方 PEM 电解槽采购项目	PEM	1	氢盛创合
40	河南某氢能公司制氢项目	ALK	10	青骊骥
41	中石油蓝海高端聚烯烃新材料项目电解水制氢装置电解槽设备采购项目	ALK	10	隆基氢能
42	中能建 2024 年集中采购招标	ALK	550	14 家入围
		PEM	15	7 家入围
43	中海油 MW 级 PEM 电解槽加工项目	PEM	1	鹭岛氢能
44	唐山古丰新能源科技有限公司氢能产业发展示范基地	ALK	20	青骊骥
45	中国天楹风光储氢氨醇一体化项目	ALK	80	阳光氢能
		ALK	80	通辽国氢
		ALK	40	中电丰业
		ALK	80	未公开
46	崆峒区峡门风电项目协同配套产业氢能制储运一体化项目 PC	ALK	5	海德氢能
47	吉电股份“可再生能源+PEM 制氢+加氢”一体化项目二阶段制氢项目 400 标方电解槽采购	PEM	2	长春绿动
48	新疆绿氢制取项目	ALK	80	青骊骥
49	广东新型储能国家研究院有限公司 100kw 阴离子交换膜制氢电解槽系统全套设计	AEM	0.1	氢辉能源
50	喀什华电 2x66 万千瓦热电联供项目制氢设备	PEM	0.05	/
51	新疆天科隆化学 4 台 2000 标方电解槽	ALK	40	/
52	内蒙绿氢科技制氢项目	ALK	5	青骊骥
53	中能建葛洲坝葛油气公司制氢设备采购	ALK	5	/
54	中煤鄂尔多斯 10 万吨液态阳光项目新能源制储氢工程项目	ALK	216	/
55	嘉庚创新实验室 5MW 碱性-质子交换膜混连制氢系统项目	ALK	5	华商厦庚
		PEM	1	鹭岛氢能
56	燕山钢铁电解水制氢项目	ALK	20	/
57	陕西氢能产业发展有限公司	ALK	15	/
		PEM	5	/
58	部分企业自主邀标项目订单汇总	ALK/PEM	100	暂不披露
合计			已公布中标规模	1503.2775

	MW
招标总规模	2369.3275
	MW

资料来源：H2 Plus Data（注：数据统计范围包括电解槽直接招投标、企业自主邀标签约项目等，或有遗漏）

从招标项目、电解槽路线和企业性质来看，2024 年电解槽招投标呈现以下几个特征：规模化制氢项目驱动电解槽需求、碱性路线压倒性引领市场、新势力全面登场。

如上表所示，2024 年共计有 53 个公开的电解水设备订单需求，同比增长约 66%。其中，中能建松原绿色氢氨醇一体化项目单体项目电解水制氢装备需求就高达 320MW，约占据全年累计中标规模的 25%。超过 50MW 电解槽需求的大型风光项目订单有 6 个，累计电解槽需求规模就达到 1035MW，占总需求规模的约 81.3%。这就意味着不足 15% 的项目数量却产生了超过 80% 的装备订单，绿氢项目的“二八定律”凸显。

从技术路线来看，碱性电解槽需求规模占比进一步提高，从 2023 年的 95.5% 已增长至 2024 年的 98.6%，全年招标需求规模达到 2109.4MW；而 PEM 电解槽招标需求规模和占比双降，2024 年公开订单需求规模合计 28.565MW，需求占比仅约 1.3%（2023 年订单规模 76.02MW，占比约 4.5%）。

值得一提的是，2024 年 AEM 电解槽的市场需求开始逐渐出现（尽管订单规模尚小），合计有 5 项基于科研以及示范项目的需求带动全年公开 AEM 电解槽订单规模达到 1.3625MW。

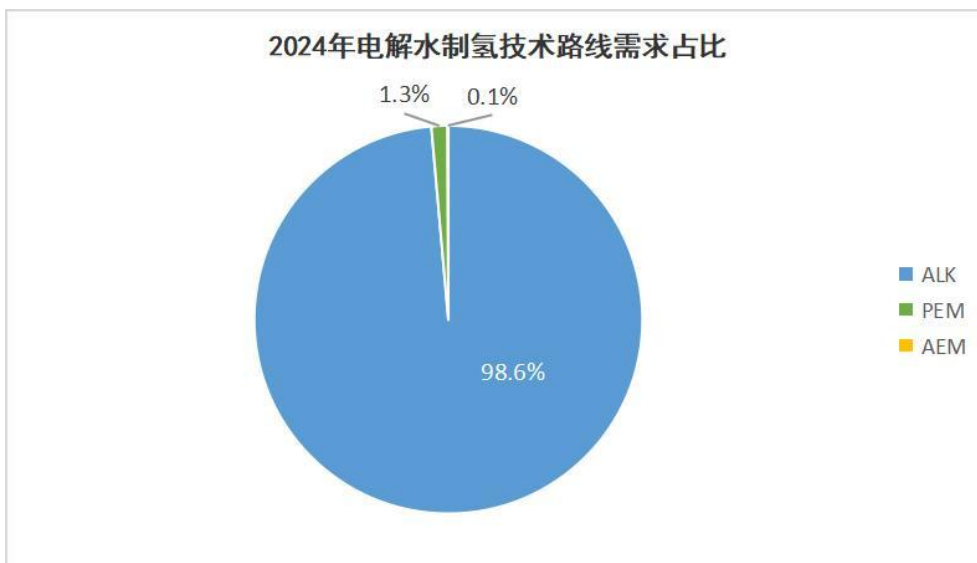


图 34：2024 年中国电解水制氢技术路线需求占比

资料来源：H2 Plus Data

从中标价格来看，电解槽市场的价格内卷持续加剧。2024 年单槽 5MW 规模碱槽每台套最低中标价格已降至 436 万元附近；单槽 1MW 规模 PEM 电解槽最低中标价格也已降至 535 万元附近（价格详情见香橙会氢能数据库）。据香橙会研究院测算，2024 年国内碱性电解槽招投标均价约为 1500 元/KW，PEM 电解槽均价约为 6300 元/KW。ALK 和 PEM 电解系统价格目前已经逼近甚至低于成本线，短期内继续降本空间已然有限。



图 35：电解槽报价变化

资料来源：H2 Plus Data

从供给结构来看，电解槽新势力已经开始全面展开市场角逐，电解槽市场格局也发生较为明显的变化。

表 42：中国电解槽市场竞争格局变化

排名	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
1	考克利尔竞立	考克利尔竞立	派瑞氢能	阳光氢能
2	派瑞氢能	派瑞氢能	隆基股份	派瑞氢能
3	赛克赛斯	隆基氢能	考克利尔竞立	青骐骥
4			华电重工	隆基氢能
5			航天思卓	中纯氢能
6			天津大陆	氢器时代
7			中集集电	大陆制氢
8			双良新能源	明阳氢能
9			中电丰业	通辽国氢
10			长春绿动	中电丰业
市场集中度	CR3=82%	CR3=73%	CR5=54%	CR5=53%

资料来源：H2 Plus Data

2021 年电解槽出货排名前三的企业分别是考克利尔竞立、派瑞氢能和赛克赛斯，这三家企业占据了国内电解槽市场的 82% 份额。

2022 年的前三甲隆基取代了赛克赛斯，这意味着新组建的电解槽企业开始动摇老牌电解槽的地位，市场集中度略有下降，CR3 下降至 73%。

到 2023 年派瑞氢能出货量排名第一，隆基氢能跻身第二，考克利尔竞立的排名下滑至第三。与此同时，大量新进企业使得 2023 年电解槽市场集中度大幅下降，TOP5 厂商市占率合计为 54%，同比 2022 年大幅下降 25%。

到 2024 年，行业竞争格局再次发生变化。截至 2024 年 12 月 31 日，全年 53 笔项目订单已经有 46 个公布了订单结果，其中 1273.3MW 的中标规模中超过 1025MW 均由制氢新势力获得，但这也意味着新势力之间的市场争夺战也已打响。其中中标规模前十的企业中，也有中纯氢能、通辽国氢等新面孔出现。

据香橙会研究院统计，2024 年企业中标订单 TOP5 分别为阳光氢能、派瑞氢能、中纯氢能、氢器时代、大陆制氢，合计规模 706MW，全年 CR5 约为 53%。

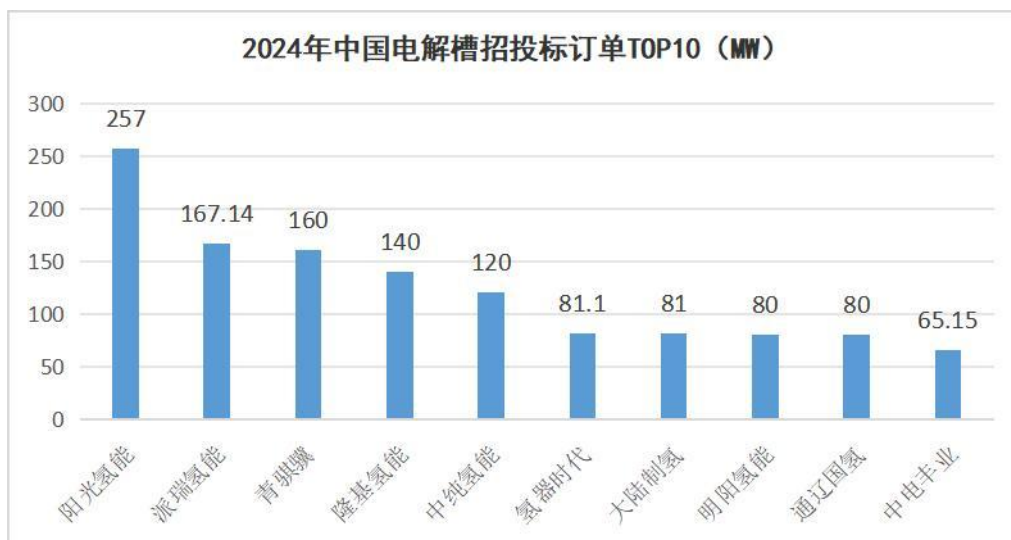


图 36：中国电解槽招投标 TOP10

资料来源：H2 Plus Data

### 3.5.4 电解槽企业产能情况

目前，国内已有超过 200 家电解槽相关企业，在市场有效需求尚未开始规模化释放的情况下，市场玩家获得订单的难度正在持续加大，但碱性电解槽企业产能布局并未停止。据香橙会研究院统计，2024 年国内碱性、PEM 两种主流电解槽的名义总产能已超 28GW，碱性电解槽占比超 95%，头部碱性电解槽制造商的产能大部分已超 1GW，单家 PEM 电解槽制造商的产能在 0.5GW 以下。超五成具备真实产能的电解水制氢设备制造商正在进行扩产，新生电解槽势力也正加紧产线建设。2024 年投产的碱槽产能共计 10.3GW（含 2025 年 1 月 2 日派瑞氢能 3.5GW 产能投产），在建的产能共计 13.4GW。

表 43：部分代表性企业电解槽产能情况

技术路线	企业名称	2024 年产能 (GW)	25 年及后期规划产能 (GW)
碱性	派瑞氢能	3.5	6
碱性	隆基氢能	2.5	5—10
碱性	国富氢能	2.5	/
碱性	航天思卓	2.5	/
碱性	考克利尔竞立	1.5	/
碱性	阳光氢能	1	3
碱性	天津大陆	1	1.6
碱性	三一氢能	1.5	/
碱性	华易氢元	1.5	/
碱性	中能氢能	1.5	/
碱性	中电丰业	0.5	/

碱性	亿利洁能	0.25	2.5
碱性	华光环能	1	/
碱性	双良节能	3	/
碱性	昇辉科技	0.1	0.25
碱性	华电重工	0.6	/
碱性	龙蟠科技	1	/
碱性	兰石重装	0.5	/
碱性	上海电气	0.5	/
碱性	中集集电	1	/
碱性	京电设备	1	/
碱性	奥扬科技	1	/
碱性	瑞麟科技	0.5	1
碱性	凯豪达	0.8	/
碱性	希倍优	1	/
碱性	国盛利华	0.3	1
碱性	苏州青骊骥	2	3
		2024 年产能 (MW)	25 年及后期规划产能 (GW)
PEM	赛克赛斯	50	1
PEM	康明斯恩泽	500	1
PEM	绿动氢能	100	1
PEM	卡沃罗	/	1
PEM	鹭岛氢能	200	/
PEM	上海电气	100	/

资料来源：H2 Plus Data

## 第四章 绿氢消纳

### 4.1 绿氢消纳场景概况

氢气的主要应用场景包括交通、能源以及工业领域，绿氢的消纳也不外乎在于这些传统领域的绿色替代。



图 37：绿氢消纳场景

资料来源：IEA, H2 Plus Data

氢能在交通领域直接作为能源使用，是零碳交通的重要组成部分和关键技术路径之一，在不断进步的燃料电池技术、不断建设完善的氢能基础设施、强有力的政策等因素的推动下，氢能交通迅速发展，尤其是长途重载卡车领域。一旦燃料电池交通应用场景的经济成本具备市场竞争力，燃料电池汽车将成为短中期内氢能需求的增长引擎之一。

氢以能源载体形式用于储能和发电被认为是其最具前景的应用。绿氢是可再生电力为主导的电网系统中最理想的长期储能方式，也是灵活发电的清洁能源。目前，在燃气轮机的掺氢和纯氢发电、锅炉的掺氢掺氨发电、燃料电池热电联供等领域，都已有丰富的探索和商业实践。尽管在技术和成本等方面仍存在一定挑战，但氢能的能源化应用场最正在迅速发展，并带动产业的大规模增长。

氢能在工业领域具有成熟的应用基础，几十年来一直做为各领域的工业原料被广泛使用，而近年来，随着工业脱碳趋势的发展，绿氢替代灰氢的浪潮开始涌现。现有的氢气运输储存和利用的基础设施以及规模化的输氢管道建设或将有效地促进绿氢在工业领域的应用和落地。

## 4.2 中国绿氢消纳场景概况

中国国家政策导向表明，“绿氢+绿色氢基燃料/氢冶金”模式备受重视。2024 年 12 月 30 日，工信部、发改委和国家能源局联合印发《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》，明确到 2027 年，清洁低碳氢在冶金、合成氨、合成甲醇、炼化等行业实现规模化应用。目前国内市场的绿氢消纳场景主要包括以下几个方面，首先是以绿氢电化工为代表的绿醇、绿色合成氨以及 SAF 等绿色氢基燃料，作为航运业或航空业低碳转型的绿色能源，另外在火电低碳化转型场景中，国家层面开始鼓励火电掺氢燃烧为绿氢消纳也创造了巨量的潜在消纳场景，但这一领域尚未有规模化的实践案例，此外工业场景中，氢冶金、炼化、煤化工场景的绿色替代也是重要的方向。从目前统计到的绿氢项目的规划消纳方向来看，化工、交通、煤化工及石油炼化、储能电力等是现阶段绿氢消纳规划的主要路径。其中绿氢化工应用占比约为 90.49%，规划消纳绿氢产能约 995.65 万吨，主要用于以绿醇、绿氨以及 SAF 等为代表的氢基能源制备。

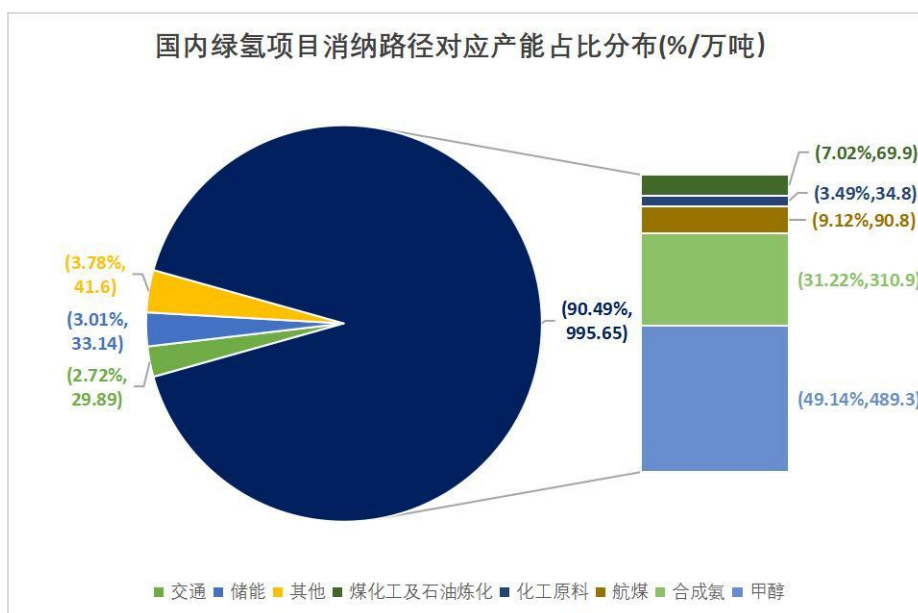


图 38：中国绿氢项目规划消纳情况

资料来源：H2 Plus Data

通过对已建成绿氢项目的应用分布做进一步分析，从数量上来看，目前国内 65 个已建成绿氢项目中 42 个项目涉及应用方向为交通领域，绿氢供给加氢站用于燃料电池汽车供能，涉及到的绿氢产能约为 4.21 万吨；涉及化工领域应用的项目 5 个（不含甲醇、合成氨等），对应的产能规模约为 1.53 万吨；涉及用于

甲醇生产的绿氢项目 6 个，对应的已建成绿氢产能规模约 4.49 万吨；涉及用于合成氨成产项目 5 个，对应的绿氢产能规模合计约 1.43 万吨；涉及炼化领域绿氢项目 5 个，对应绿氢产能规模 2.07 万吨；此外涉及储能领域项目 4 个，对应绿氢产能规模约 0.07 万吨；氢冶金用绿氢项目 1 个，涉及绿氢产能约 0.32 万吨。

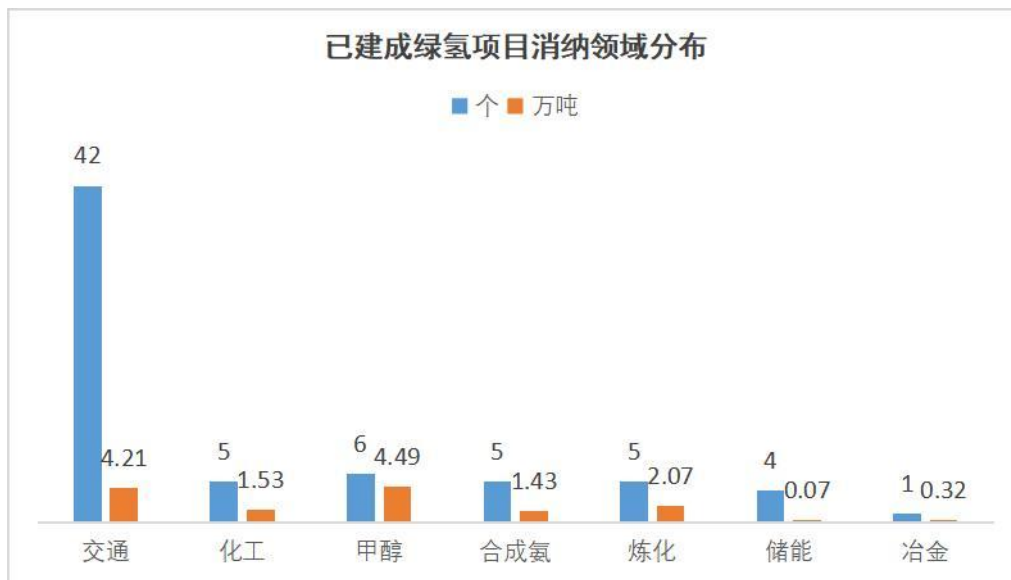


图 39：已建成绿氢项目消纳领域分析

资料来源：H2 Plus Data（注：单个项目存在多个消纳方向，此处统计存在交叉情况，不做具体拆分）

### 4.3 绿色甲醇

甲醇与乙烯、丙烯、氨同为生产化学品的四种关键基础化学原料，甲醇的应用范围十分广泛，可以合成多种重要的下游产品，包括甲醛、MTP、MTO、醋酸、二甲醚等。我国是全球最大的甲醇生产国和消费国，2024 年全球甲醇产能达到 1.76 亿吨，中国甲醇产能达到 1.1 亿吨，约占全球产能的 62.5%；全球甲醇消费量达到 1.39 亿吨，中国甲醇表现消费量 10510 万吨，约占全球消费的 75.6%。目前，甲醇主要由化石燃料制取而成，国内约 75% 的甲醇产能采用煤制工艺路线，天然气与焦炉气为原料的甲醇产能约占 24%。化石燃料制醇的碳排放较高，以煤制醇为例，每生产 1 吨甲醇约排放 3 吨二氧化碳，化石燃料路线为主的生产方式也使得甲醇行业成为当前减碳压力最大的化工行业之一，中国甲醇行业的年碳排放量在 2.5 亿吨以上。相比高碳排的化石燃料制甲醇，通过可再生能源及可再生资源生产的绿色甲醇全生命周期碳排放极低，是双碳背景下甲醇行业降低碳排放的主要渠道。

### 4.3.1 绿色甲醇及其产业链

甲醇的绿色与否主要取决于甲醇的合成原料——氢气/合成气及二氧化碳的来源。2021 年国际可再生能源署（IRENA）发布《创新场景：可再生甲醇》，报告指出用于生产绿色甲醇的所有原料和能源都必须为可再生的能源或原料，尽管后续甲醇燃烧时还会产生二氧化碳，绿醇的碳原料来自可再生资源，全生命周期碳排放几乎为 0。绿色甲醇的生产途径为生物质绿醇和电制绿醇两种。

**生物质绿醇：**由可持续生物质生产的甲醇。可持续生物质原料包括农林业废弃物及副产品、垃圾填埋场沼气、污水、城市固体废物等。将生物质原料进行预处理后，通过热解气化，产生含有一氧化碳、二氧化碳、氢气的合成气，再经过催化剂合成生物甲醇。此外，将生物质厌氧发酵产生的沼气直接重整，或将二氧化碳分离后加氢重整，也可制成生物质绿醇。

**电制绿醇：**利用太阳能、风能等可再生能源获得绿色电力，电解水制得的绿氢和捕集的二氧化碳经过高温高压合成电制甲醇。

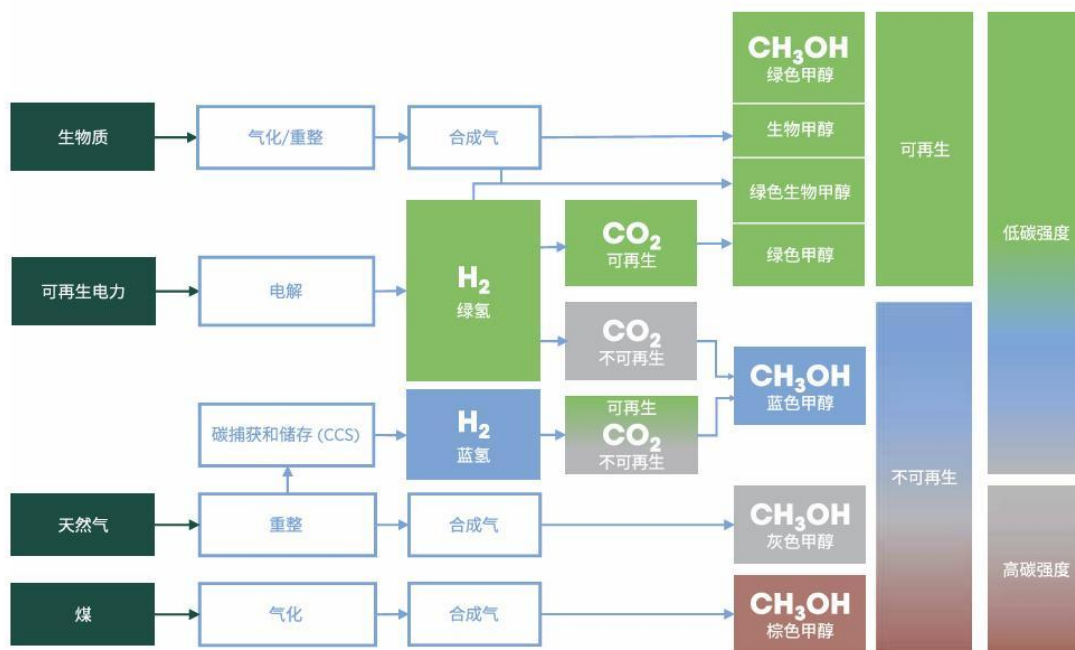


图 40：甲醇的主要生产路线

资料来源：IRENA

目前，国际上并无明确通用的绿色甲醇标准界定，已有的代表性绿色甲醇定义由欧盟制定。基于可再生燃料产品组“RFNBO”，欧盟《可再生能源指令

《REDII》的补充条例中提出，考虑到脱碳进程，在短期内，利用已计入欧盟排放交易体系，在工业中捕集获得的二氧化碳制备的甲醇可以暂时认作“可再生甲醇”，但全生命周期碳排放不能超过 28.2 克二氧化碳当量/兆焦，相当于每千克甲醇的全生命周期碳排放量不能超过 0.56 千克。

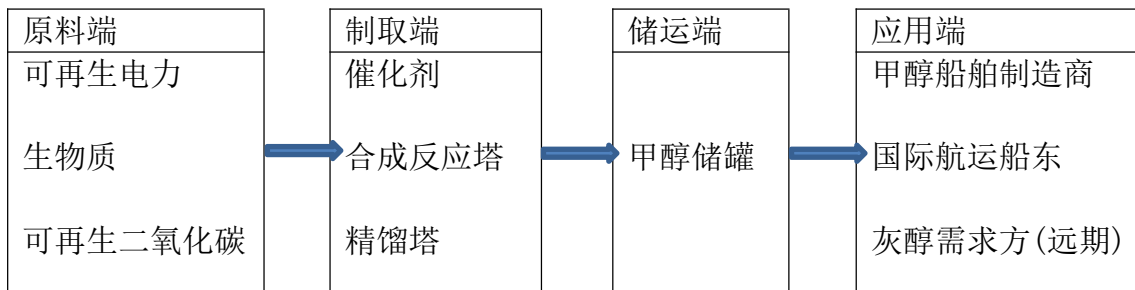


图 41：绿醇上下游产业链

资料来源：公开资料

绿醇相关上下游产业链如上图所示。

原料端包含可再生电力、可再生二氧化碳、生物质。其中，可再生电力以风电、光伏电力为主；可再生二氧化碳通过直接碳捕集技术（DAC）获得，目前国内碳源以工业尾气碳捕集为主，但该种方式得到的二氧化碳仍属不可再生二氧化碳；生物质包括秸秆等废弃生物质的造粒、气化及绿色沼气的重整，可得到生物质合成气或生物质碳。

制取及储运端技术较为成熟。制取端包含催化剂、合成反应塔、精馏塔。其中，常见催化剂包括 Cu 基系催化剂、金属氧化物催化剂、贵金属催化剂等，但主要侧重于 Cu 基系催化剂；合成反应塔方面，目前世界上新建或扩建的甲醇装置几乎都采用低压法或中压法，以低压法居多，按结构型式分为水冷和气冷两大类；精馏塔将混合物分离成各种纯度较高的组分，按形状分类可分为板式塔和填料塔两大类。储运端方面，工业上最常见的方式为储罐，大型的甲醇储罐多选用内浮顶储罐，单罐容积最多可达 20000 立方米，最大储量可达 1.4 万吨。

绿醇下游目前的主要应用为航运业替代低碳燃料，涉及甲醇燃料船舶制造商及国际航运船东；远期在高碳排的化工业纳入我国碳交易体系后，灰醇需求厂商将成为主要应用方。

### 4.3.2 中国绿色甲醇项目建设情况

2024 年绿色甲醇项目整体新增数量 91 个，新增规划产能每年 3034.5 万吨。

按照项目所在省份划分，从项目数量来看，绿醇项目集中在北方的可再生资源丰富的地区，排名前五的省份依次为内蒙古、吉林、辽宁、黑龙江、新疆，具体个数分别为 25、13、8、8、6。

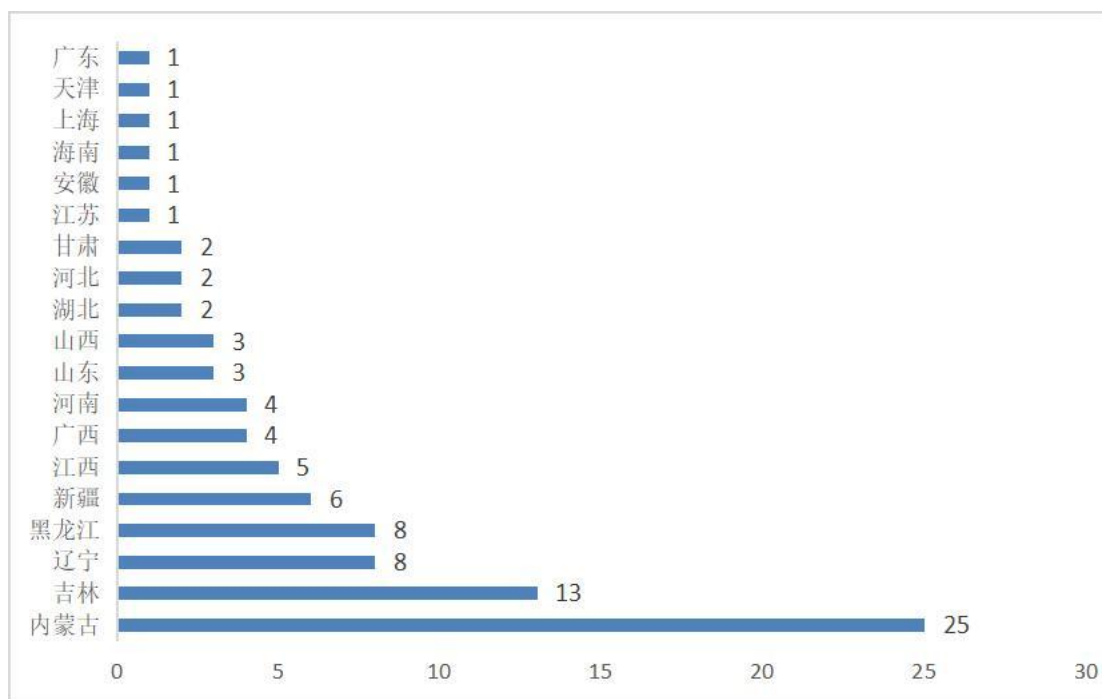


图 42：中国 2024 年新增绿醇项目数量，按省份划分

资料来源：H2 Plus Data

从项目产能来看，规划产能最多的五个省份依次为内蒙古、吉林、辽宁、湖北、新疆，具体规划产能及百分比分别为 739.2 万吨（24%）、649.1 万吨（22%）、350 万吨（12%）、320 万吨（11%）、156 万吨（5%）。

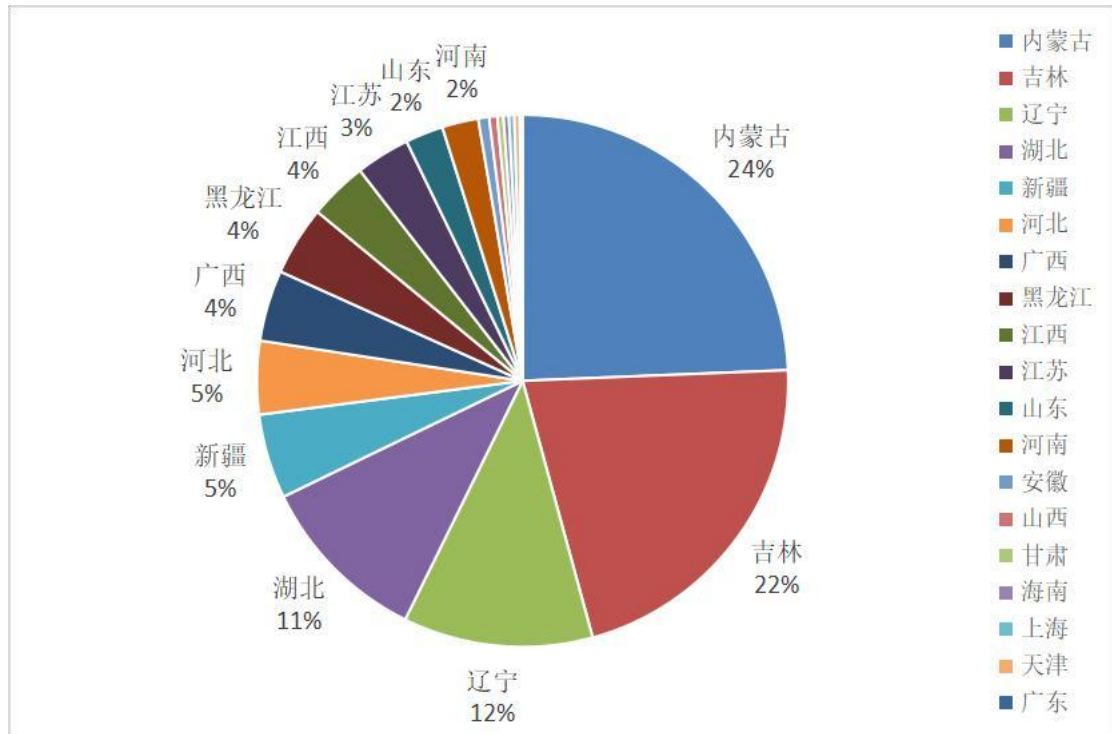


图 43：中国 2024 年新增绿醇项目规划产能占比，按省份划分

资料来源：H2 Plus Data

从项目所处阶段来看，2024 年大部分项目处于早期阶段，公开签约或备案阶段的项目有 80 个，对应规划产能每年 2777.5 万吨，超过总规划产能的 91%；规划招标中的项目有 5 个，对应规划产能每年 180 万吨，约为总规划产能的 6%；建造中的项目有 6 个，对应规划产能每年 77 万吨，约为总规划产能的 3%。各阶段对应的规划产能及百分比如下。

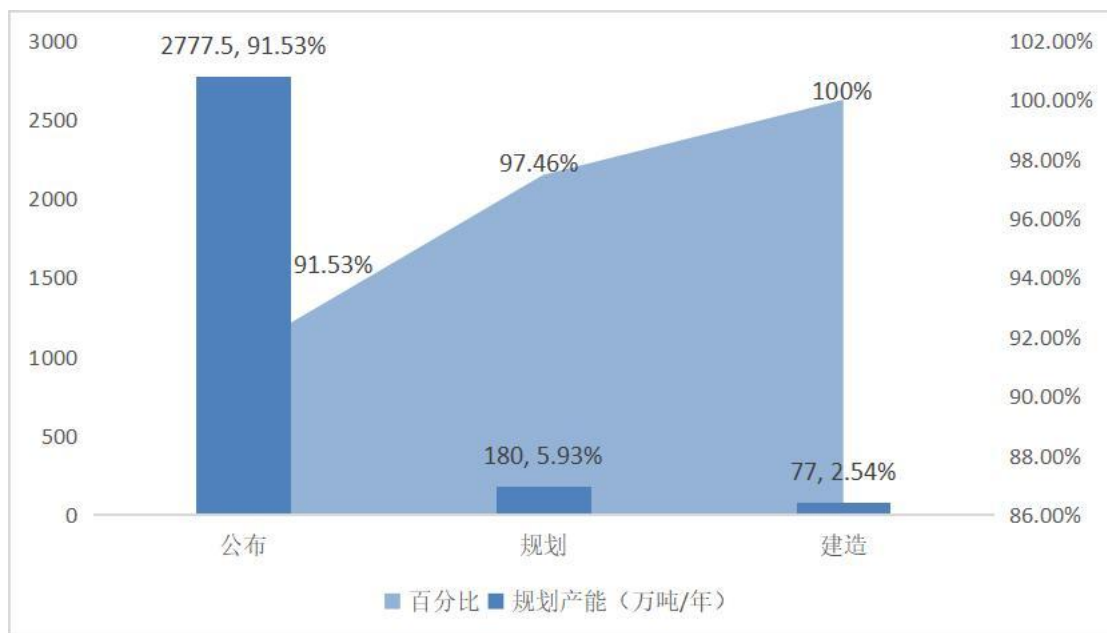


图 44：中国 2024 年新增绿醇项目规划产能及占比，按项目所处阶段划分

资料来源：H2 Plus Data

从生产工艺来看，2024 年新增项目中 57 个项目选择了生物质绿醇的技术路线，对应规划产能为每年 1374.5 万吨，生物质绿醇个数占比为 63%，规划产能占比为 45%。其余部分除少数项目采用了电制甲醇路线外，大部分项目只公布了项目的所在地及规划产能，暂未明确公开所采用的技术路线。

表 44：中国 2024 年新增绿醇项目数量及规划产能，按生产工艺划分

技术路线	项目数量	规划产能（万吨/年）	规划产能百分比
生物质甲醇	57	1374.5	45.3%
电制甲醇	7	880	29.0%
暂未公布	28	780	26.7%

资料来源：H2 Plus Data

截至 2024 年末，中国绿色甲醇项目累计数量为 146 个，累计规划产能为每年 5677.69 万吨。

按照项目所在省份划分，从项目数量来看，绿醇项目排名前五的省份集中在北方地区，依次为内蒙古、吉林、辽宁、黑龙江、新疆，具体个数分别为 40、20、20、11、8。

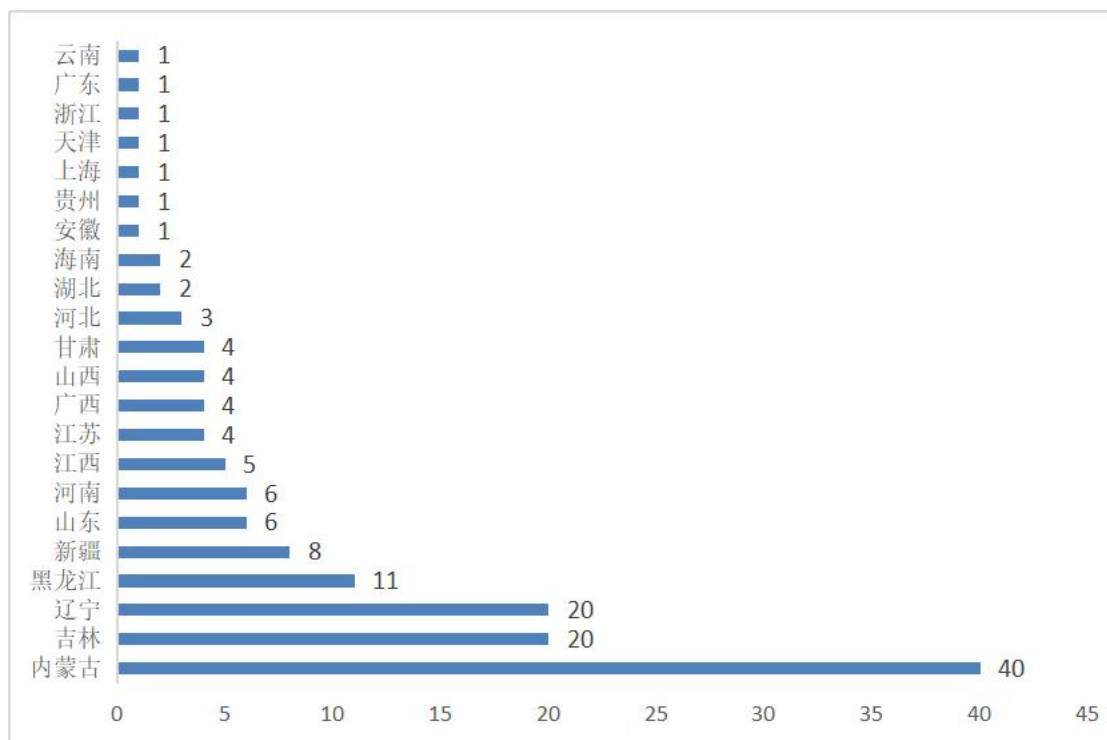


图 45：中国累计绿醇项目数量，按省份划分

资料来源：H2 Plus Data

从项目产能来看，规划产能最多的五个省份依次为内蒙古、辽宁、吉林、湖北、黑龙江，具体规划产能及百分比分别为 1941.2 万吨（34%）、989 万吨（18%）、862.8 万吨（15%）、320 万吨（6%）、293 万吨（5%）。

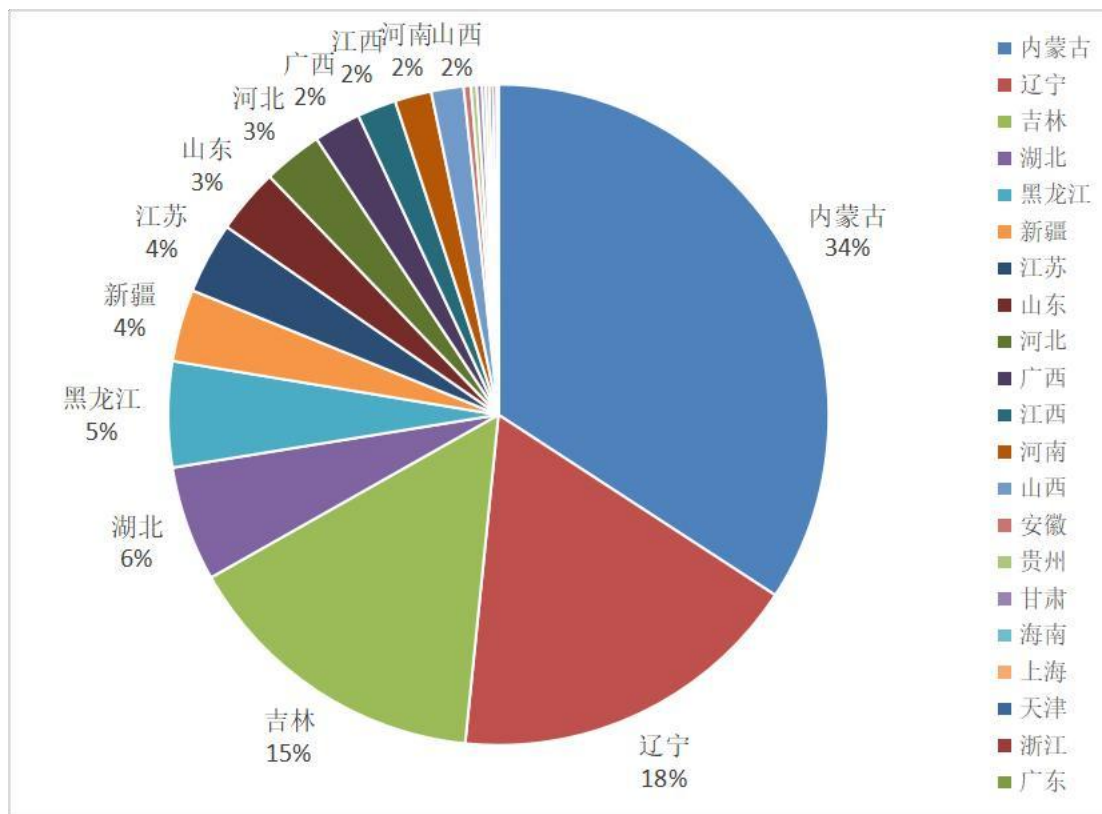


图 46：中国累计绿醇项目规划产能占比，按省份划分

资料来源：H2 Plus Data

从项目所处阶段来看，大部分项目仍停留在公开签约或备案阶段，尚未有进一步的规划。具体为，公开签约或备案阶段的项目有 123 个，对应规划产能每年 4922.39 万吨，约占总规划产能的 86%；规划招标中的项目有 11 个，对应规划产能每年 484.7 万吨，占比约为 8%；建造中的项目有 13 个，对应规划产能每年 323 万吨，占比约为 6%；运营中的项目为 2 个示范项目，年产能共 6000 吨。各阶段对应的规划产能及百分比如下。

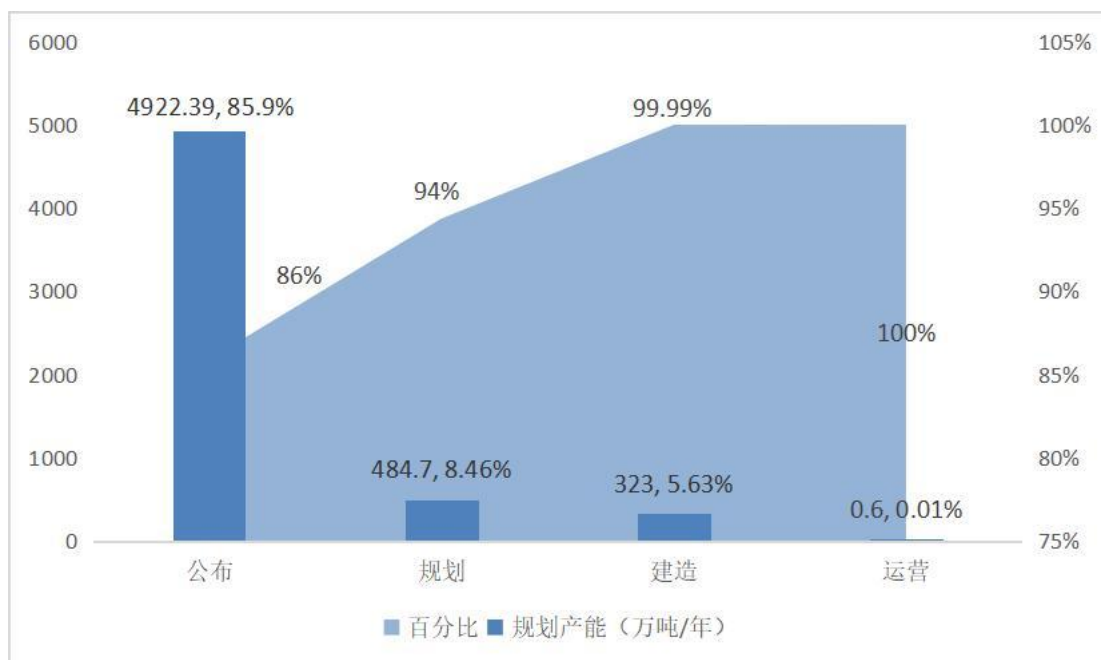


图 47：中国累计绿醇项目规划产能及占比，按项目所处阶段划分

资料来源：H2 Plus Data

从生产工艺来看，累计的绿色甲醇项目中 82 个项目选择了生物质绿醇的技术路线，对应规划产能为每年 2361.09 万吨，生物质绿醇个数占比为 56%，规划产能占比为 41.6%。电制甲醇个数为 19 个，项目数量占比为 13%，对应规划产能为每年 2192.6 万吨，规划产能占比为 38.6%。其余 45 个项目暂未明确公开所采用的技术路线，对应规划产能为每年 1124 万吨。

表 45：中国累计绿醇项目数量及规划产能，按生产工艺划分

技术路线	项目数量	规划产能（万吨/年）	规划产能百分比
生物质甲醇	82	2361.09	41.6%
电制甲醇	19	2192.6	38.6%
暂未公布	45	1124	19.8%

资料来源：H2 Plus Data

### 4.3.3 绿色甲醇应用场景与前景

绿醇作为碳达峰碳中和时代的产物，在下游应用方面与全球碳排放政策关联紧密。在中短期内，绿醇可以主要应用于航运业的降碳进程。

国际海事组织（IMO）海洋环境保护委员会第八十次会议（MEPC 80）于 2023 年 7 月通过了《2023 年 IMO 船舶温室气体减排战略》，主要目标如下所示。

表 46: 《2023 年 IMO 船舶温室气体减排战略》主要目标

到 2030 年	零/近零温室气体排放技术、燃料和/或能源使用占比至少达到 5%，并力争达到 10%。国际海运温室气体年度排放总量比 2008 年至少降低 20%，并力争降低 30%。
到 2040 年	国际海运温室气体年度排放总量比 2008 年至少降低 70%，并力争降低 80%。
接近 2050 年前后	达到净零排放

资料来源：H2 Plus Data

而在全球的碳税政策中，欧盟已经将航运业纳入了欧盟碳排放交易体系（EU ETS）中，规定使用传统海运燃料（柴油、重油）的商船出入欧洲，船东从 2024 年起必须交纳“碳配额”。该体系适用于总吨位在 5000 吨以上的大型船舶，并且对欧盟域内及域外航行的船舶均适用。过渡期为 2024-2026 年，在此三年间分别将 40%、70%、100% 的航运排放量纳入 EU ETS，而来自可持续生物质和碳捕获技术的二氧化碳将不需要交纳碳配额。2024 年 12 月 31 日，欧盟碳配额价格为 69.96 欧元/吨。

至于全球性的航运业碳税，国际航运工会（ICS）于 2025 年 1 月 9 日与 47 国政府提议采用海上温室气体（GHG）排放定价机制，要求从事国际航行船舶的航运公司按每吨二氧化碳当量排放量向新的“国际海事组织温室气体战略实施基金”缴纳温室气体摊款，助力到 2050 年实现国际航运温室气体净零排放。该提案提出了三种可能的税率，按全生命周期内每吨二氧化碳当量排放交纳 18.75 美元、100 美元、150 美元的费率设定。如果该提案在 2025 年 4 月获 IMO 批准，则预计其应于 2027 年初在全球生效，并从 2028 年起将向船舶征收年度温室气体排放税。

常见的替代航运燃料包括氢气、甲醇、合成氨。在三个燃料之中，甲醇目前具备最成熟的内燃机技术与最低的船舶改造成本，在中短期内更适用于航运业脱碳。根据克拉克森数据，目前支持甲醇燃料的船舶共有 50 艘，总载重吨位（dwt）为 3037796。载重吨位和船舶数量排在前五的国家/地区为丹麦、日本、瑞典、加拿大、新加坡，总载重吨位依次为 1598695、553711、310340、199528、103587，船舶数量依次为 10、12、7、4、8。

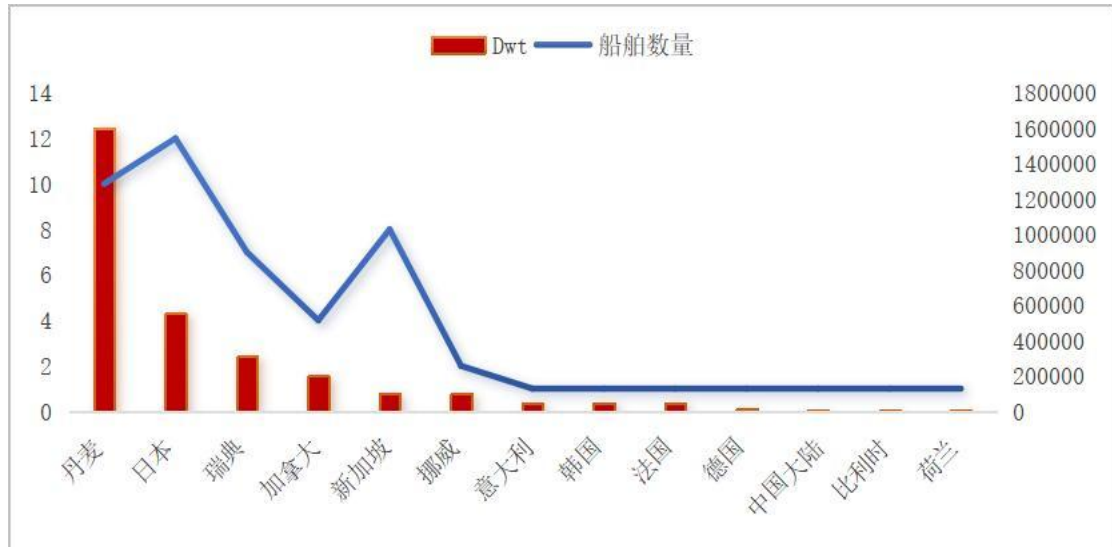


图 48：全球现有支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按国家/地区划分  
资料来源：克拉克森研究

现有支持甲醇燃料的船舶中，船舶类型主要为集装箱船（container ships）、成品油轮（product tankers）、化学品船（chemical tankers），总载重吨位依次为 1720922、1003035、299670，船舶数量依次为 19、21、6。

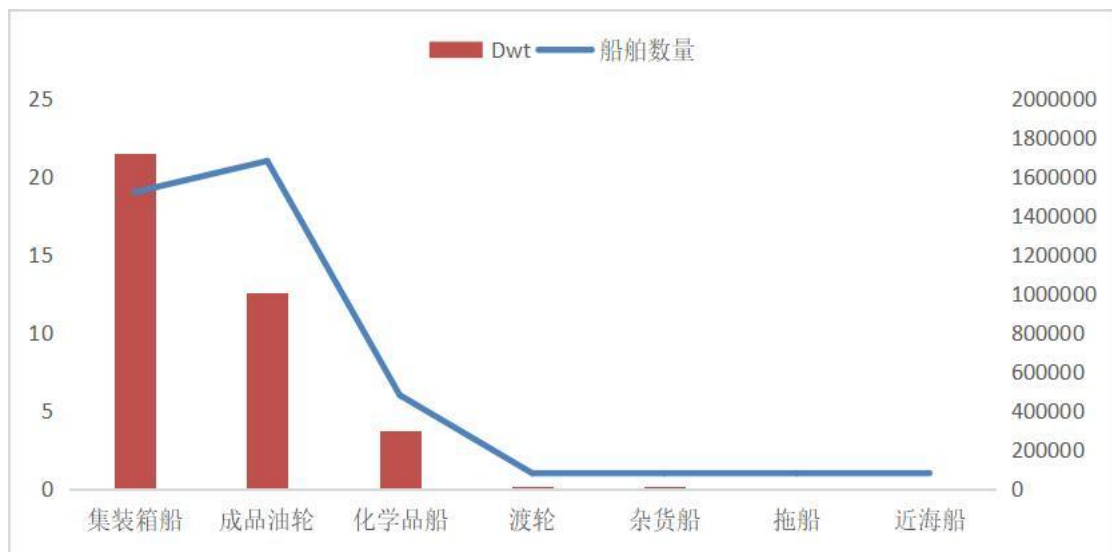


图 49：全球现有支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按船舶类型划分  
资料来源：克拉克森研究

从所属公司来看，拥有最多甲醇燃料船舶载重吨位的公司为马士基（Maersk）、Proman Stena Bulk（瑞士甲醇生产商 Proman 与瑞典船东 Stena Bulk 的合资公司）、三井（Mitsui OSK Lines）、WFS & Marininvest JV（沃尔玛与瑞典船东 Marininvest 的合资公司）、日本邮船公司（Nippon Yusen Kaisha），总载重

吨位依次为 1598695、299670、202908、199528、149847，拥有最多甲醇燃料船舶数量的公司为马士基（Maersk）、凯祺瑞达（X-Press Feeders）、Proman Stena Bulk（瑞士甲醇生产商 Proman 与瑞典船东 Stena Bulk 的合资公司）、三井（Mitsui OSK Lines）、WFS & Marininvest JV（沃尔玛与瑞典船东 Marininvest 的合资公司），船舶个数依次为 10、8、6、4、4。

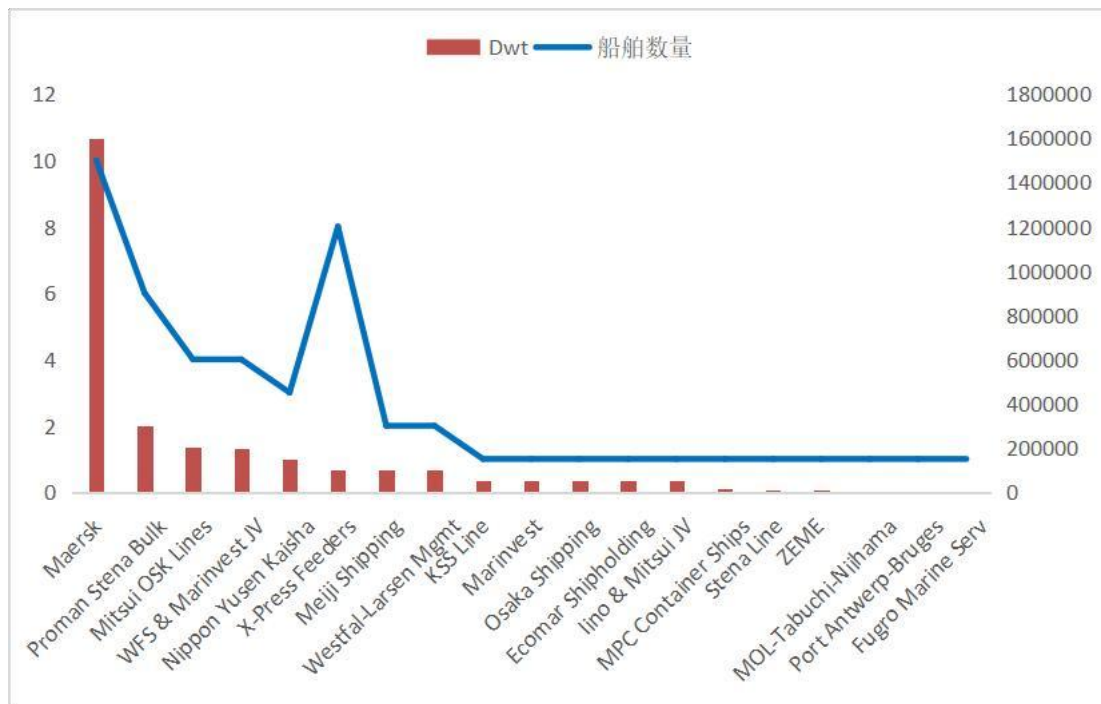


图 50: 全球现有支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按所属公司划分

资料来源：克拉克森研究

Ship&Bunker 的报告以 2022 年的数据为基准统计了各类型船舶按载重吨位划分的年燃油消耗量，我们将燃油消耗量数据与甲醇燃料船舶数据结合，假设船舶使用单一甲醇燃料，测算现有支持甲醇燃料的船舶对应的年最大甲醇消耗量。其中，以同等热值计算，甲醇消耗量应为燃油消耗量的 2.1 倍，消耗量已按照每艘船舶的载重吨位分别计算，得到结果如下，对应年甲醇数量为 933450 吨。

表 47: 全球现有支持甲醇燃料船舶的最大甲醇需求测算

船舶类型	船舶数量	Dwt	每年该船型燃油消耗量（吨/年）	对应甲醇燃料消耗量（吨/年）
集装箱船	21	1720922	151000	317100
成品油轮	19	1003035	244500	513450
化学品船	6	299670	45000	94500
渡轮	1	10670	1000	2100
杂货船	1	2469	1000	2100
拖船	1	584	1000	2100

近海船	1	446	1000	2100
总计	50	3037796	444500	933450

资料来源：H2 PlusData

现有订单上支持甲醇燃料的船舶共有 248 艘，总载重吨位为 22768738。载重吨位和船舶数量排在前五的国家/地区为中国大陆、台湾、法国、日本、丹麦，总载重吨位依次为 6076600、4950000、3645300、3369100、2525227，船舶数量依次为 52、34、30、28、21。

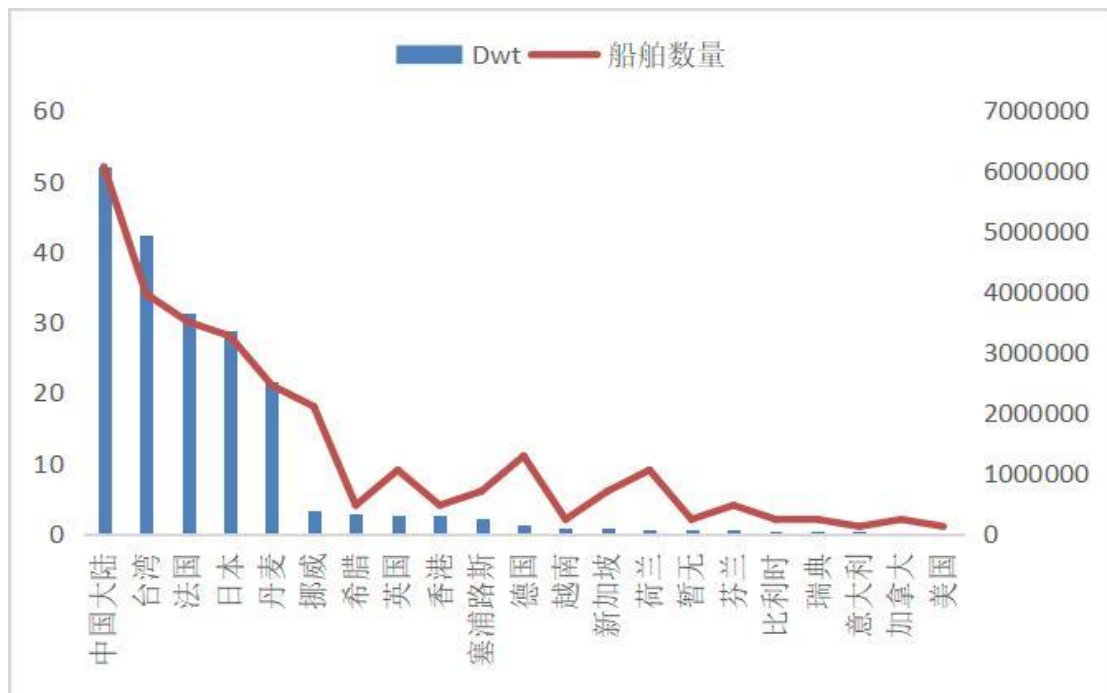


图 51：全球现存订单上支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按国家/地区划分

资料来源：克拉克森研究

现有订单上支持甲醇燃料的船舶中，载重吨位排在前五的船舶类型为集装箱船（container ships）、散货船（bulklers）、原油轮（crude tankers）、成品油轮（product tankers）、汽车运输船（PCC），总载重吨位依次为 17991848、2702500、642600、583400、546000，船舶数量排在前五的船舶类型为集装箱船（container ships）、散货船（bulklers）、汽车运输船（PCC）、近海船舶（offshore）、成品油轮（product tankers），依次为 127、39、22、14、13。

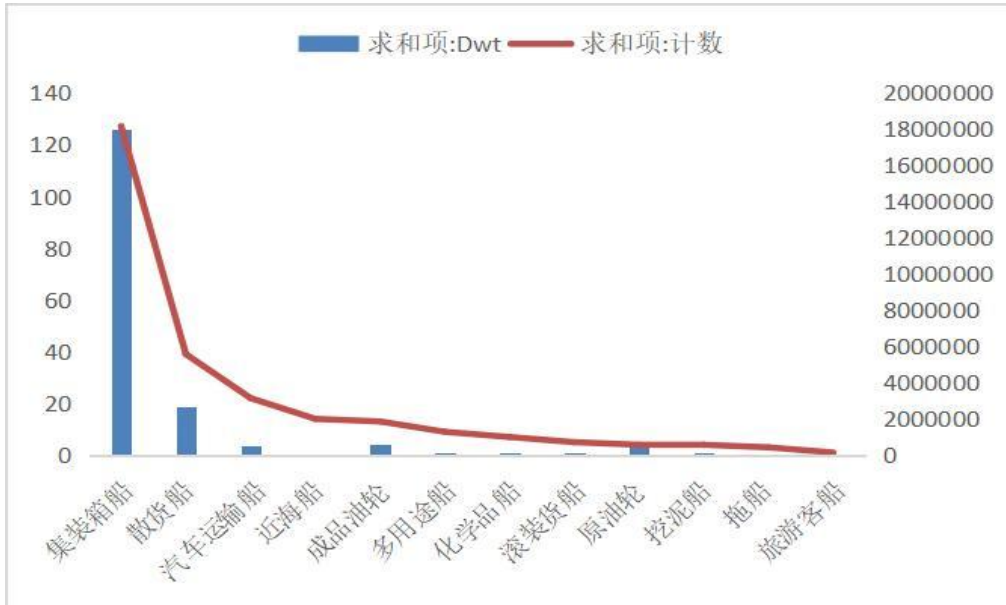


图 52: 全球现存订单上支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按船舶类型划分  
资料来源：克拉克森研究

从投入使用年份来看，订单船舶大部分将在未来三年内投入使用，2025-2027 年可投入使用的船舶在载重吨位上占比 81%，在个数上占比 84%，三年投入使用船舶的总载重吨位分别为 3761658、7143980、7583900，个数分别为 56、86、67。

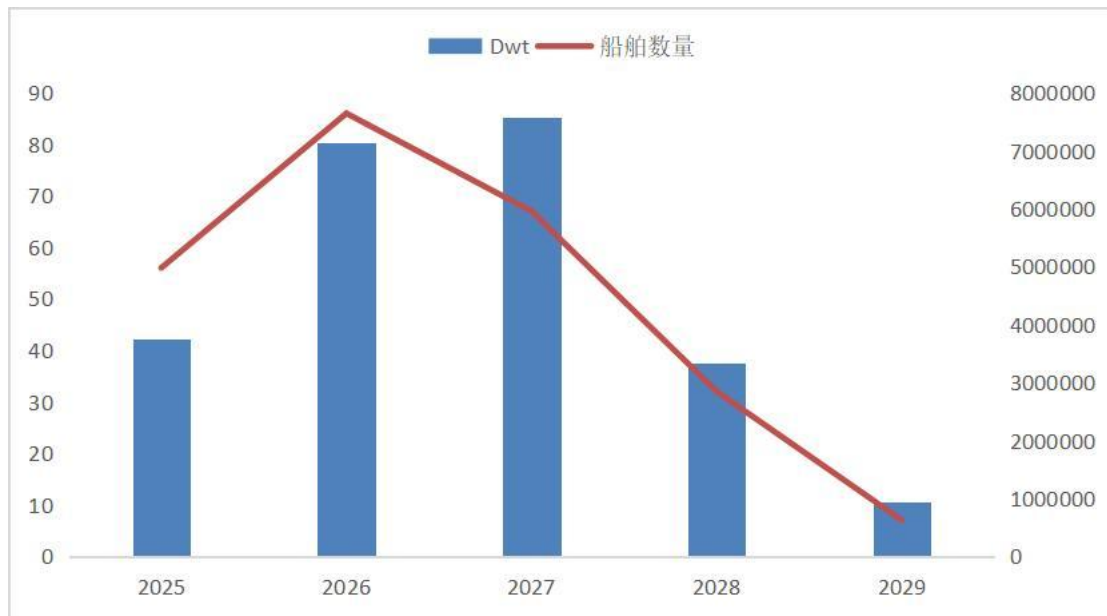


图 53: 全球现存订单上支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按计划使用时间划分  
资料来源：克拉克森研究

从所属公司来看，订单上甲醇燃料船舶载重吨位及船舶数量最多的公司为长荣海运（Evergreen Marine）、达飞集团（CMA CGM）、中国远洋海运（COSCO Shipping Lines）、海洋网联（ONE）、马士基（Maersk），总载重吨位依次为 4590000、3480000、2865000、2465000、2268027，船舶个数依次为 30、24、17、17、15。

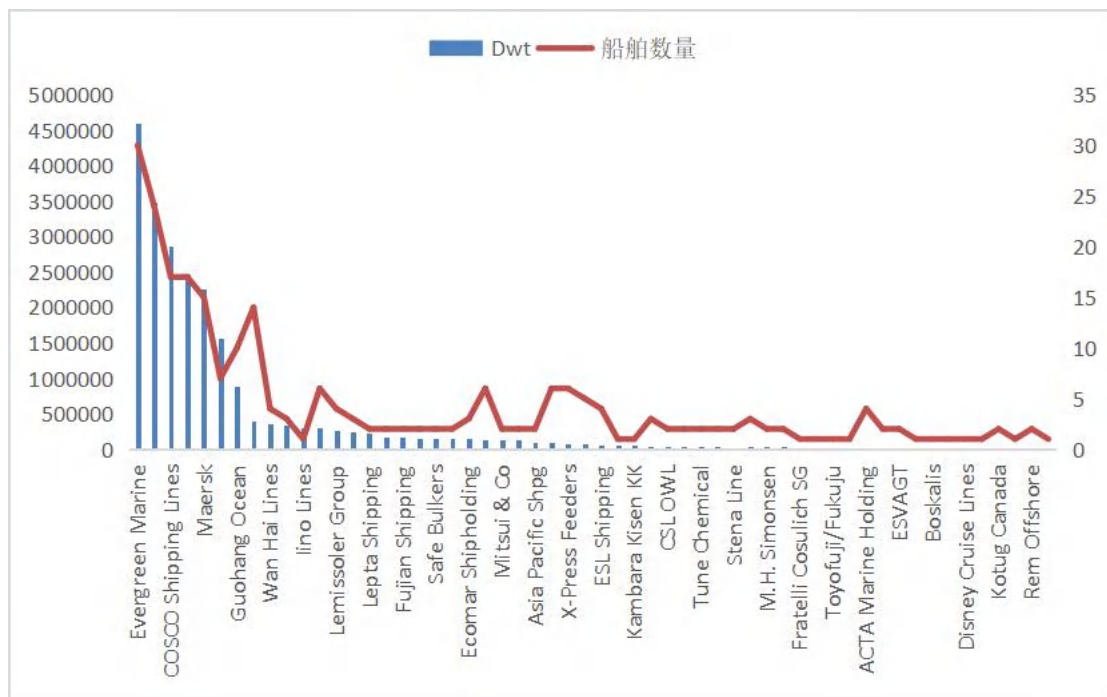


图 54: 全球现存订单上支持甲醇燃料船舶的数量及载重吨位，按所属公司划分

资料来源：克拉克森研究

以上文同等方式计算订单船舶的年最大甲醇消耗量，计算结果如下，部分船舶暂未有载重吨位数据，不纳入计算，计算对应年甲醇数量为 6787200 吨。

表 48: 全球现有支持甲醇燃料船舶的最大甲醇需求测算

船舶类型	船舶数量	总载重吨位	每年该船型燃油消耗量 (吨/年)	对应甲醇燃料消耗量 (吨/年)
集装箱船	127	17991848	2455500	5156550
散货船	39	2702500	207000	434700
汽车运输船	22	546000	409000	858900
近海船	14	16900	9000	18900
成品油轮	13	583400	87500	183750
多用途船	9	/	/	/
化学品船	7	67590	17500	36750
滚装货船	5	34900	22500	47250
原油轮	4	42000	9000	18900
挖泥船	4	642600	15000	31500

拖船	3	/	/	/
旅游客船	1	/	/	/
总计	248	22768738	3232000	6787200

资料来源：H2 PlusData

综上，现有甲醇燃料船舶及订单甲醇燃料船舶每年最大可消纳甲醇 7720650 吨。中远期来看，根据各船级社的预测，清洁燃料将取代半数的传统化石燃料。美国船级社（ABS）较为激进，在 2024 年《低碳航运展望》年度报告中预测，未来甲醇燃料的使用比例将增至 42%；挪威船级社（DNV）的预测相对保守，在《2024 年能源转型展望》报告中，预测到 2050 年，航运业以电制甲醇为主的电子燃料占比将达到 12%。

ABS 报告中，预测 2050 年全球船燃使用量将达到 6 亿吨，结合 ABS 与 DNV 的甲醇燃料使用比例预测，2050 年甲醇船舶燃料市场可达 0.7-2.5 亿吨。

国际船东、船用燃料供应商正在全球范围内积极寻找可以合作的绿醇燃料供应商，以下为我国绿醇项目方参与的消纳协议：

表 49：我国绿醇项目方参与的消纳协议

项目方及绿醇项目	国际船东、船用燃料供应商
香港中华煤气有限公司(煤气公司)鄂尔多斯 15 万吨绿色甲醇项目	中燃远邦石油化工有限公司
中国天楹股份有限公司辽源等 80 万吨绿色甲醇项目	中国船燃/中远海运物流供应链有限公司
中广核新能源巴林左旗年产 20 万吨绿色甲醇项目	
上海电气洮南 5 万吨绿色甲醇项目	上海国际港务(集团)股份有限公司
中集安瑞科控股有限公司湛江 5 万吨绿色甲醇项目	A.P.穆勒-马士基/中国石化燃料油销售有限公司
隆基绿能科技股份有限公司许昌 12 万吨绿色甲醇项目	A.P.穆勒-马士基
绿色技术银行张掖 10 万吨绿色甲醇项目	
金风科技兴安盟风电耦合制 50 万吨绿色甲醇项目	

目（在建）	
金风科技兴安盟风电耦合制 25 万吨绿色甲醇项目（暂未建）	德国赫伯罗特船舶公司（照付不议合同）
元鲸能源年产 70 万吨绿色甲醇示范项目	希腊 Marine Plus S.A

资料来源：H2 PlusData

绿醇在中远期的另一主要消纳领域在化工业，尽管目前化工业并未被纳入到我国碳税体系中，化工业大概率将在 2030 年碳达峰目标实现前被纳入到全国碳市场中。2024 年 8 月，国务院办公厅印发了《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》，主要目标如下：

表 50：《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》主要目标

第一阶段，到 2025 年	完善地方、行业、企业、产品碳排放统计核算体系，提升“双碳”相关计量、统计和监测能力。
第二阶段，“十五五”时期	在全国范围内实施碳排放双控制度，以强度控制为主、总量控制为辅。建立碳达峰碳中和综合评价考核制度，健全重点用能和碳排放单位管理制度，开展项目碳排放评价，建立健全产品碳足迹管理体系和碳标识认证制度，确保如期实现碳达峰目标。
第三阶段，碳达峰后	调整优化碳排放双控制度，以总量控制为主、强度控制为辅。建立碳中和目标评价考核制度，进一步强化对各地区及重点领域、行业、企业的碳排放管控要求，推动碳排放总量稳中有降。

资料来源：H2 PlusData

在甲醇行业正式进入碳排放市场后，绿醇将逐渐取代部分或全部现有化石燃料甲醇，以 2023 年至 2024 年甲醇表现消费量增长 7% 计算，2030 年预计甲醇消费量为 15700 万吨，以 10% 绿醇替代比例计算，2030 年化工业可消纳 1570 万吨绿醇。

经济性方面，目前绿醇的主要生产路线是生物质甲醇，各部分成本具体拆解如下。取目前常见情况，绿电价格 0.25 元/千瓦时，绿氢价格每标方 1.9 元，生物质价格 700 元/吨，制得的绿醇综合成本为 3912 元/吨，同时假定煤炭价格为

800 元/吨，煤制醇综合成本为 2050 元/吨。达到绿醇与灰醇平价的主要渠道是绿电价格的下降与碳价的上涨，假定生物质价格不变，在绿电价格下降到 0.15-0.2 元/千瓦时、碳价格上升到 300 元/吨时，绿醇综合成本将在 2800 元/吨左右，与计入碳税的灰醇价格平齐。绿电与碳价格目前尚不支持绿醇的经济性，需等待进一步的绿电价格下探及碳市场价格完善。

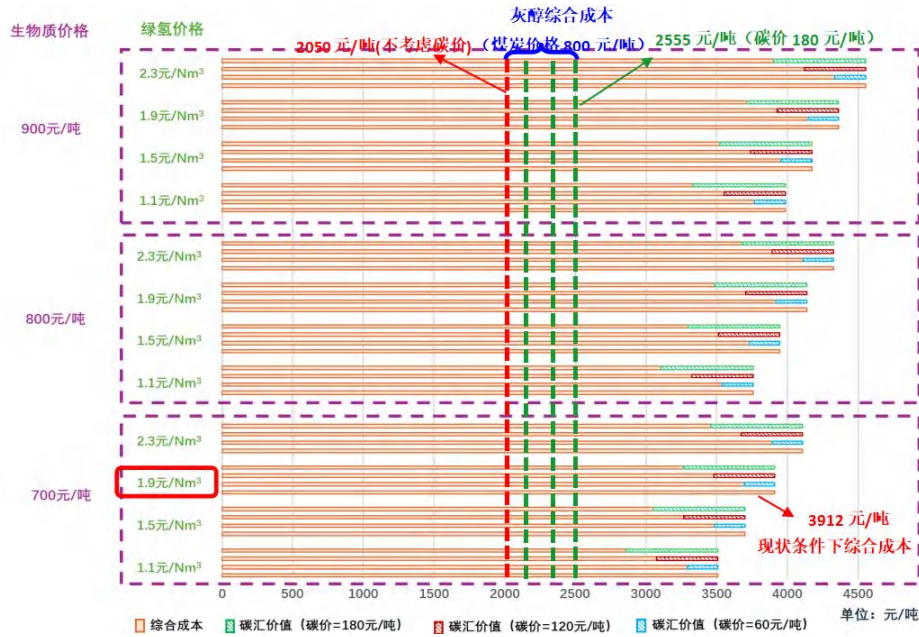


图 55：中国不同绿电和生物质价格情景下绿醇综合成本

资料来源：国家发展改革委能源研究所

#### 4.4 绿色合成氨

合成氨与甲醇同在生产化学品的四大关键基础化学原料之中，氨主要应用于农业和工业，农业用氨主要用于尿素、磷肥、氯化铵等肥料的生产，工业用氨类别有在脱硫脱硝过程做还原剂、生产硝酸铵、丙烯晴等。我国是全球最大的合成氨生产国和消费国，2024 年全球氨产能预计达到 2.47 亿吨，中国氨产能预计达到 8033 万吨，约占全球产能的 32.5%；全球氨消费量预计达到 1.8 亿吨，中国氨表现消费量预计为 5933 万吨，约占全球消费的 32.9%。目前，合成氨主要由化石燃料制取而成，国内 75%的氨为煤制氨，其余大部分为天然气制氨，约占总产能的 22%。化石燃料制得的合成氨每吨大概排放 2 吨的二氧化碳，中国合成氨行业的年碳排放量也在 2 亿吨以上，目前合成氨已是中國碳排最高的化工行业。全生命周期无碳化的绿氨是降低合成氨行业高碳排的主要方式。

### 4.4.1 绿色合成氨及其产业链

绿氢的无碳化主要体现在原材料的绿色属性，包括氢气、氮气及电力属性。2022 年，国际可再生能源署（IRENA）与氢能协会（AEA）联合发布《创新展望：可再生氨》，报告定义可再生氨利用可再生电力电解水制的氢气和从空气中分离的氮气生产，用于生产氨的所有原料和能源都必须是可再生的。报告对于绿氢全生命周期的碳排放暂无明确规定。

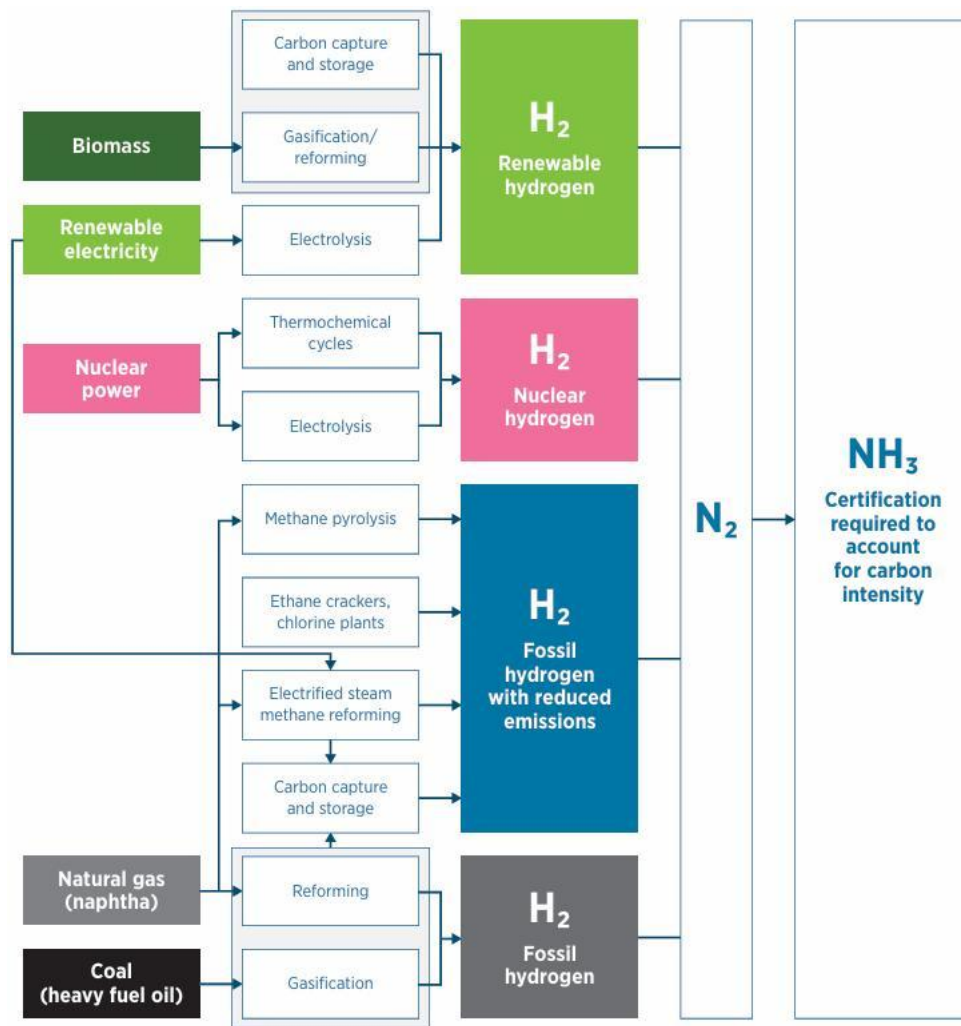


图 56：合成氨的主要生产路线

资料来源：IRENA、AEA

除 IRENA 外，其他主要的经济体或国际组织也对绿氨进行了定义。

表 51：主要经济体或国际组织对绿氨的定义

欧盟	欧盟《可再生能源指令》中定义，基于可再生氢生产的液态燃料，如氨、甲醇等，被视为可再生燃料产品组 RFNBO。欧盟对于生产绿氨的碳排放也没有明确
----	---

	规定。
日本	日本经济产业省 2023 年 6 月 6 日《氢能基本战略》中规定，低碳氨生产链的碳排放强度低于 0.84 千克二氧化碳当量/千克氨。
国际绿氢组织 GH2	GH2 在 2023 年 1 月 14 日宣布绿氨新标准，规定绿氨的温室气体排放强度标准不超过 0.3 千克二氧化碳当量/千克氨。

资料来源：公开资料，H2 PlusData

绿氨合成工艺与灰氨合成工艺相同，主要包含传统合成氨工艺、柔性合成氨工艺、新型合成氨工艺三类生产工艺。其中，传统合成氨工艺的应用最为成熟。

**传统合成氨工艺：**基于传统的哈伯-博世法耦合绿氢制取合成氨。

**柔性合成氨工艺：**基于新型低温低压催化剂或传统铁基催化剂耦合绿氢制取合成氨，在宽负荷范围内实现小时级的负荷调整。

**新型合成氨工艺：**基于光催化、电化学、等离子体、化学链等工艺耦合绿氢制取合成氨。

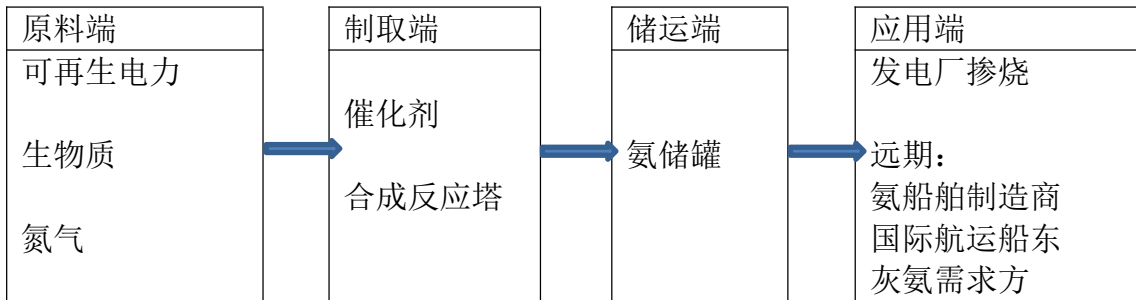


图 57：绿氨上下游产业链

资料来源：公开资料，H2 PlusData

绿氨相关上下游产业链如上图所示。

原料包含用于制绿氢的可再生能源、生物质，以及另一大原料氮气。其中，可再生能源以风电、光伏电力为主；生物质包括秸秆等废弃生物质的造粒、气化及绿色沼气的重整合成气；氮气通过空气分离制得。

制取及储运端技术较为成熟。制取端包括催化剂及合成反应塔，常见的催化剂包括铁基氨合成催化剂、钌基氨合成催化剂、纳米氨合成催化剂和其他氨合成催化剂。储运端方面，主要的方式为储罐，合成氨通常以液态储存，大规模储氨

则以低温储存为主，多采用双层结构绝缘圆柱形钢罐，单罐存储容积可达 8 万立方米，容量可达 5 万吨。

绿氨下游目前的应用为发电厂天然气掺烧或煤电掺烧，远期在氨燃烧技术成熟后可用于航运业替代燃料，涉及氨燃料船舶制造商及国际航运船东，在化工业纳入我国碳交易体系后主要应用于传统灰氨需求方。

#### 4.4.2 中国绿色合成氨项目建设情况

截至 2024 年末，中国绿色合成氨项目累计数量为 100 个，累计规划产能为每年 2037.33 万吨。

按照项目所在省份划分，从项目数量来看，绿氨项目排名前五的省份集中在三北地区，依次为内蒙古、新疆、辽宁、甘肃、吉林，具体个数分别为 34、12、11、9、8。

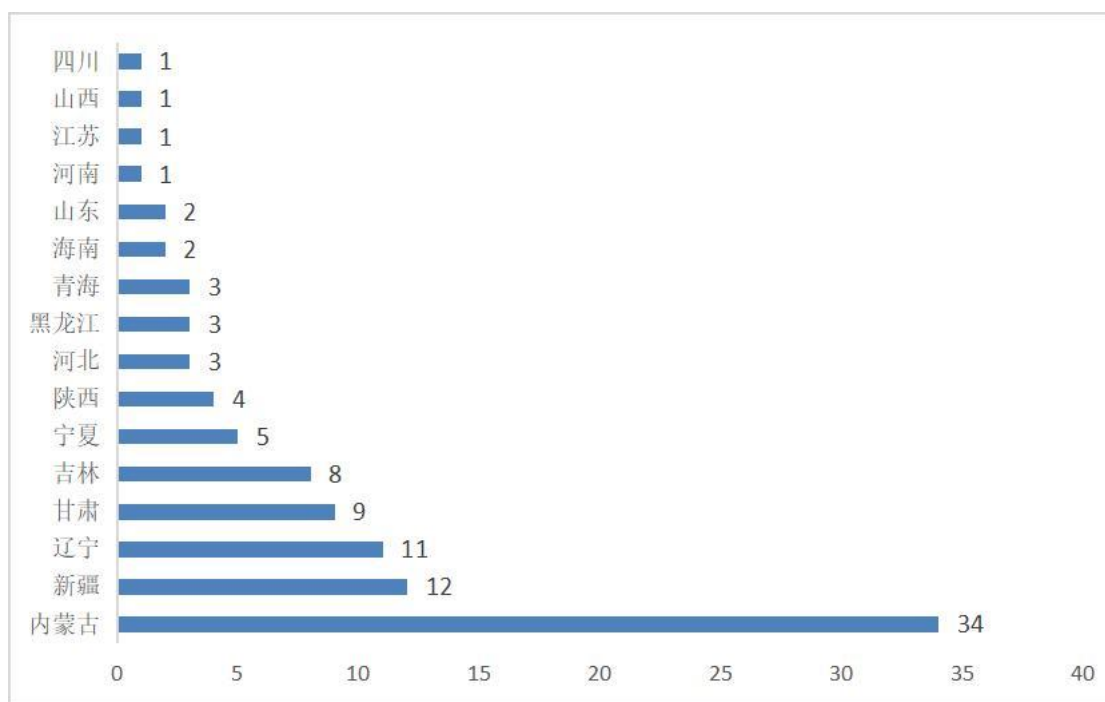


图 58：中国累计绿氨项目数量，按省份划分

资料来源：H2 PlusData

从项目产能来看，规划产能最多的五个省份依次为内蒙古、新疆、吉林、辽宁、宁夏，具体规划产能及百分比分别为 1042.26 万吨(51%)、436.37 万吨(21%)、205 万吨（10%）、120 万吨（6%）、61 万吨（3%）。

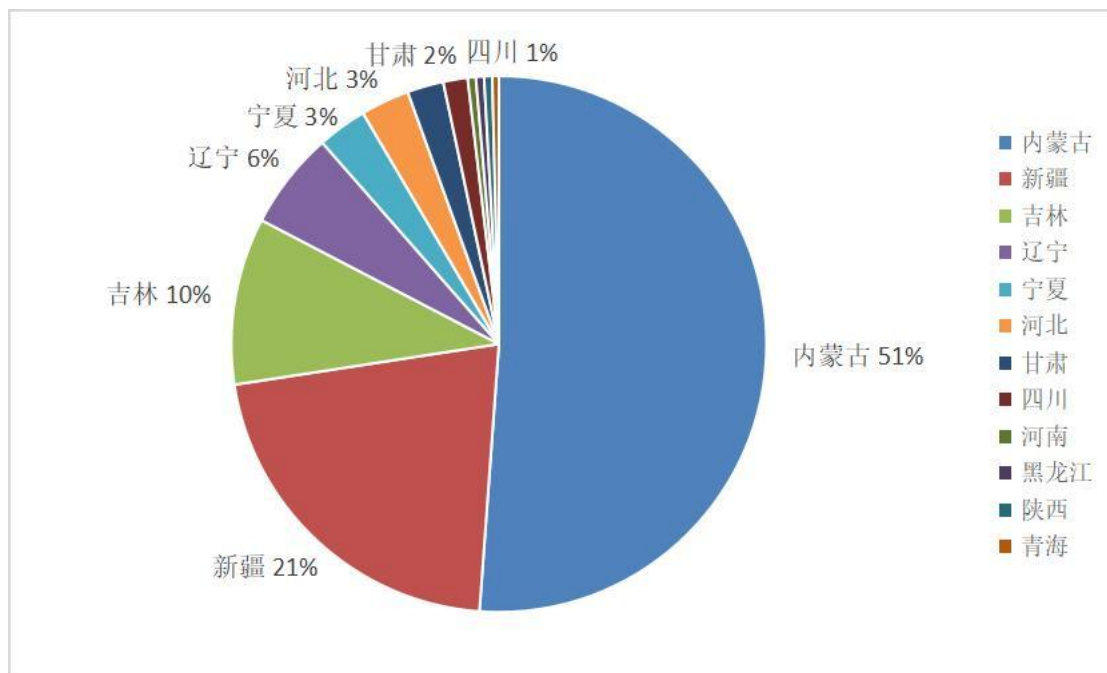


图 59：中国累计绿氢项目规划产能占比，按省份划分

资料来源：H2 PlusData

从项目所处阶段来看，公开签约或备案阶段的项目有 68 个，对应规划产能每年 1362.26 万吨，占到总规划产能的 67%；规划招标中的项目有 16 个，对应规划产能每年 304.87 万吨，规划产能占比 15%；建造中的项目有 12 个，对应规划产能每年 327.2 万吨，规划产能占比 16%；运营中的项目为 4 个，年产能共 43 万吨，规划产能占比 2%。各阶段对应的规划产能及百分比如下。

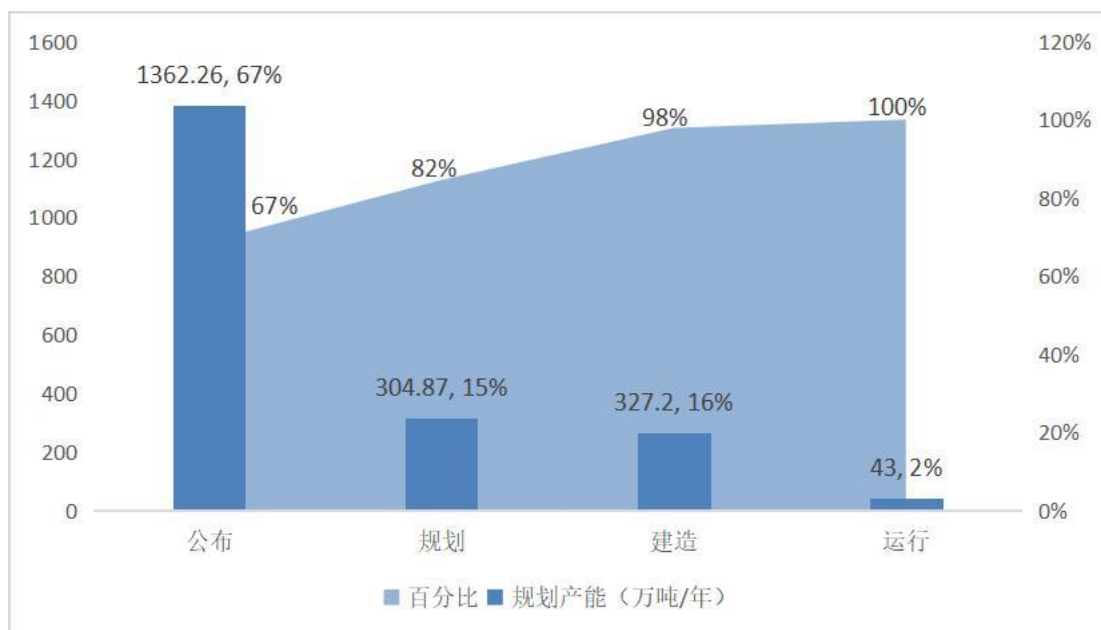


图 60：中国累计绿氢项目规划产能及占比，按项目所处阶段划分

资料来源：H2 PlusData

#### 4.4.3 绿色合成氨应用场景与前景

绿氨于 2024 年在发电行业的降碳排放上得到了进一步应用，具体方式是绿氨与传统化石燃料发电的掺烧，包括煤电掺烧、天然气发电掺烧、水泥锅炉掺烧等。

氨掺烧发电虽然会不可避免带来成本的上升，但对火力发电厂与电网系统会有明显的增益效果。

在可再生能源优先上网的背景下，煤电机组无法维持平稳运行，调节或启停频率明显增加，设备寿命因此受到较大影响。而在进行绿氨掺烧后，火电厂可以获得更多的发电上网指标与利用小时数，同时降低了部分碳排放，可以使火力发电厂的效益大幅增加，减缓可再生能源发电带来的冲击。

绿氨掺烧发电在 2024 年正式得到了国家、地方层面的政策支持。

表 52：我国火电掺氨燃烧支持政策

国家发展改革委、国家能源局《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》：2024 年 8 月联合印发，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；到 2027 年，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。同时为了推动掺氨燃烧技术的研发和应用，《行动方案》要求改造建设后煤电机组应具备掺烧 10%以上绿氨能力。

同时明确了加大资金支持力度、强化政策支撑保障、优化电网运行调度、加强技术创新应用等 4 方面保障措施，包括发挥政府投资放大带动效应，利用超长期特别国债等资金渠道对符合条件的煤电低碳化改造建设项目予以支持；电网企业要优化电力运行调度方案，优先支持碳减排效果突出的煤电低碳化改造建设项目接入电网等。

佛山市南海区发改局发布《佛山市南海区支持“高耗能”企业氨氢融合技术应用扶持方案（征求意见稿）》：2024 年 9 月发布，提出扶持区内在生产加工环节以氨替换或部分替换天然气燃烧应用，对向南海区提交资格申请并经资格审核确认的前 5 家企业提供扶持补贴，补贴基准为 1000 元/吨，补贴规模基准为 4000 吨/年。

资料来源：公开资料，H2 PlusData

2023 年我国电力企业消耗煤炭约 20 亿吨，以《行动方案》要求的 10%掺烧能力计算，绿氨需置换 2 亿吨煤炭，煤炭国家标准热值为 29.3MJ/kg，合成氨热值为 18.61MJ/kg，则按同等热值计算，2 亿吨煤炭需 3.2 亿吨氨进行替换。

国内已经有企业、科研单位针对掺氨燃烧进行了工程示范验证，火电掺氨技术已在世界领先水平，在机组容量、掺氨比例等方面不断突破。目前的研究项目及技术突破如下：

**表 53：我国火电掺氨燃烧研究项目及技术突破**

皖能集团、合肥能源研究院：于 2023 年 4 月实现了 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：于 2022 年搭建 40MW 燃煤锅炉燃烧，实现世界最大比例 35%的混氨燃烧；于 2023 年 12 月在中国神华广东台山电厂 600MW 燃煤发电机组上成功实施煤炭掺氨燃烧试验，实现 500MW、300MW 等多个负荷工况下燃煤锅炉掺氨燃烧平稳运行，氨燃尽率达到 99.99%。

佛山欧神诺陶瓷：“建筑陶瓷工业窑炉氨燃烧（零碳燃料）技术”项目于 2022 年 12 月进行示范试产，成功烧制出全球首块零碳氨燃料烧制的绿色瓷砖。

氢峰科技：已拥有火电锅炉掺烧、水泥锅炉掺烧两条示范验证线，进行了大型水泥窑氨/氨/煤混烧工业级中试。

东方锅炉：于 2024 年 11 月首次天然气掺氨燃烧试验取得圆满成功，解决了天然气高比例掺氨燃烧存在的速率不匹配、NO<sub>x</sub> 生成差异大、燃烧不稳定等关键技术瓶颈。

华电集团：于 2024 年 11 月在内蒙古自治区包头市达尔罕茂明安联合旗实施的工业天然气掺烧绿氢示范项目点火成功，是国内最早实现工业天然气掺烧绿氢并运用于工业供能的项目，该项目天然气掺氨目标比例为 20%。

华能集团：于 2023 年 7 月旗下西安热工院自主研发建设的兆瓦级全比例氨/煤混燃技术试验成功，华能旗下电厂已实现了在 200MW 燃煤机组上稳定掺烧绿氨。在为期三个月的试运行期间，平均绿氨掺烧比例达到 15%，最高掺氨量每小时可达 15 吨，氨燃尽率稳定在 99%以上。

资料来源：公开资料，H2 PlusData

除掺氨燃烧发电外，绿氨在中远期的主要消纳领域在航运业和化工业。航运业方面，氨燃料船舶目前的内燃机技术还不成熟，燃料不能充分燃烧的问题尚待

解决，但绿氨带有零碳属性，是航运场景远期的主力燃料方案之一。ABS 与 DNV 预测 2050 年航运业氨燃料的使用比例分别为 33%、24%，按照 6 亿吨的船燃总量计算，航运业在 2050 年可消纳绿氨 1.4 亿-2 亿吨。化工业方面，在 2030 年碳达峰化工业纳入碳市场后，绿氨将逐渐取代部分或全部现有灰氨市场，以 2023 年至 2024 年氨消费量增长 6% 计算，2030 年预计氨消费量为 8400 万吨，以 10% 绿氨替代比例计算，2030 年化工业可消纳 840 万吨绿氨。

经济性方面，取现状条件绿电价格 0.25 元/千瓦时，绿氨综合成本为 4290 元/吨，同时假定煤炭价格为 800 元/吨，煤制氨综合成本为 2265 元/吨。绿氨平价的主要条件依然是绿电价格的下降与碳成本的上升，在绿电价格下降到 0.15 元/千瓦时、碳价格上升到 180 元/吨时，绿氨综合成本将在 3100 元/吨左右，与计入碳税的灰氨价格平齐。绿电与碳价格目前尚不支持绿氨的经济性，需等待进一步的绿电价格下探及碳市场价格完善。

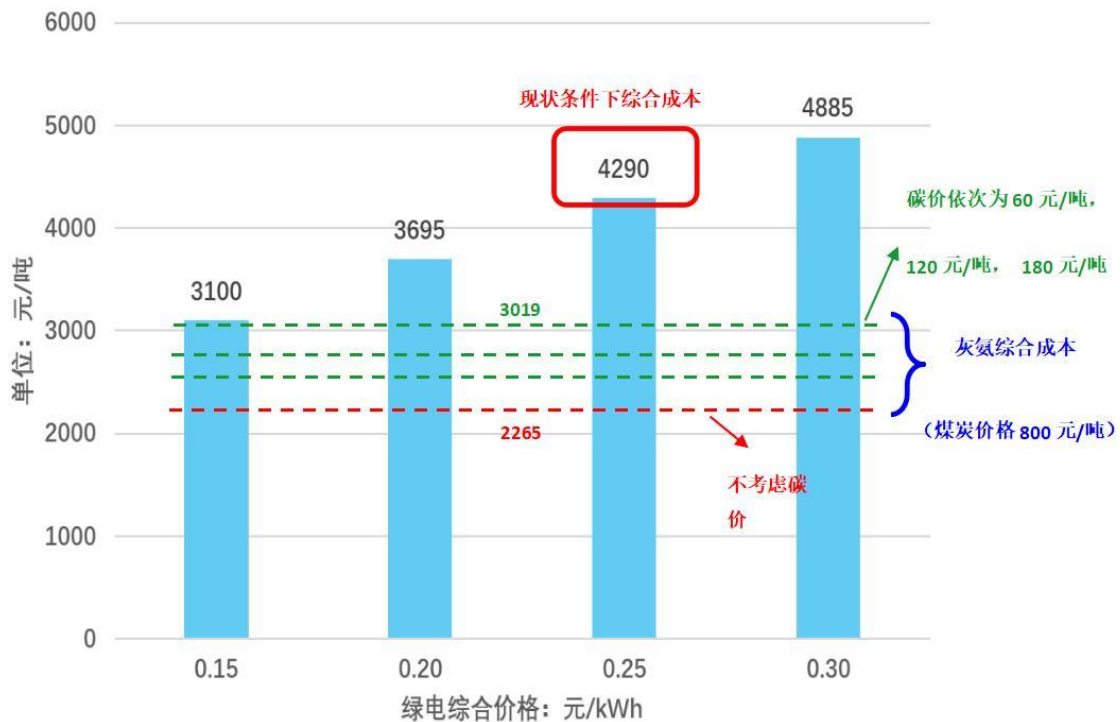


图 61：中国不同绿电价格情景下绿色合成氨综合成本

资料来源：国家发展改革委能源研究所

#### 4.5 可持续航煤 SAF

航空燃料是为飞行器专设的燃油品种，分为航空汽油和航空煤油两大类，其中的航空煤油用于在上万米高空作业的燃气涡轮发动机，密度适中，燃值高，有

较好的低温性、安定性、蒸发性、润滑性以及无腐蚀性，通过直接炼制和二次加工从原油中提炼制得。据联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）发布的报告，2019 年航空业的温室气体排放在全球总排放中占比 1.8%（约 10.6 亿吨 CO<sub>2</sub> 当量），而且因航空业温室气体大部分是在高空排放，其造成的温室效应是在低空排放的 3-4 倍。根据国际民用航空组织（ICAO）预测，如果不控制航空运输业的碳排放，到 2050 年该类碳排放将占据全球碳排放总量的 25%。国际航空运输协会（IATA）在 2050 实现净零排放的规划中认为，65%的减排将通过使用可持续航空燃料（SAF）实现。SAF 又称绿色航煤，是由各种可持续重复获得的原料经过化学反应生成的替代液体燃料，全生命周期碳排放相比化石燃料可减少 80%甚至更多，并且可以与现有航空煤油掺混使用，是降低航空业碳排放的主要方式。

#### 4.5.1 SAF 及其产业链

SAF 的可持续性在于生产原料的可持续性及其显著减少的全生命周期碳排放量。虽然燃烧 SAF 的碳排放量与化石燃料基本相同，但 SAF 的生产原料是可再生能源，例如废弃油脂、农林废弃物等，还可以通过合成氢气和捕获的 CO<sub>2</sub> 来生产，因此相比化石燃料，SAF 的全生命周期碳排放量会显著减少。

	HEFA	AtJ G+FT	PtL
<b>机遇描述</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>安全、可靠、先进技术</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>发展中期具备潜力</li> <li>技术经济不确定性</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>主要在有大量低价绿电供应的地方应用</li> </ul>
<b>技术成熟度</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>成熟</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>商业试点</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>研发中</li> </ul>
<b>原材料</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>废弃油脂、能源油料植物</li> <li>可运输并利用现有供应链</li> <li>可满足航油总需求的5%-10%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>农林废弃物、城市固体废物、纤维素能源作物，</li> <li>便宜且原料供应广，但收集零散</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>二氧化碳、绿电</li> <li>原料可从空气中捕获，几乎不受限</li> </ul>
<b>相较化石燃料的温室气体减排比例</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>73%~84%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>85%~94%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>99%</li> </ul>
<b>中国市场的机遇</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>原材料丰富</li> <li>产业基础较好</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>原材料丰富</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可再生能源产业发展基础</li> <li>已有较好探索</li> </ul>
<b>中国市场的挑战</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>原料分布分散，收集成本高</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>缺乏技术储备和研发基础</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>缺乏技术储备，成本较高</li> </ul>

图 62：不同 SAF 生产工艺的区别

资料来源：君恒生物

SAF 产品需经过一系列的国际标准认定，最主要的是美国材料与试验学会（ASTM）发布的 D1655 及 D7566 标准。目前主要的 SAF 生产工艺共有 4 种。

**酯和脂肪酸加氢工艺 HEFA：**将植物油、餐饮废油、动物脂肪通过催化加氢、脱氧脱羟、裂化和异构化反应加工提炼成 SAF。

**醇喷合成工艺 AtJ：**将糖和淀粉类原料通过发酵产生醇类物质，再通过脱水、低聚、加氢转化以及蒸馏转化为 SAF。

**费托合成工艺 G+FT：**将农林废弃物、城市有机固体废物等含碳材料气化为合成气，再经过酸气脱除、加氢调节生成 SAF。

**电转液工艺 PtL：**通过光伏和风能产生的绿电进行水电解，产生氢气，再将氢气与碳捕的二氧化碳通过费托合成或甲醇合成转化为 SAF。

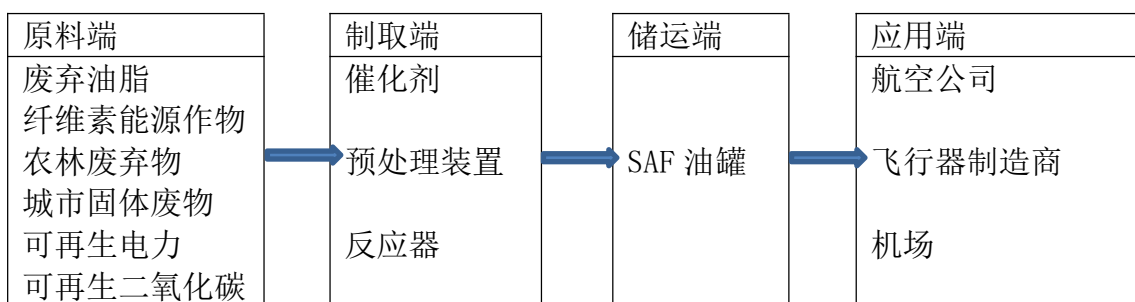


图 63：SAF 上下游产业链

资料来源：公开资料，H2 PlusData

SAF 相关上下游产业链如上图所示。

四种生产工艺对应的原料端及制取端各有不同。HEFA 的原料以废弃油脂为主，预处理过程包括酸洗、水洗、沉降脱水、白土吸附和过滤离心等，加氢处理催化剂主要沿用了石油工业催化剂，主要是 NiMo、CoMo 或 NiW 体系，异构催化剂多为分子筛为载体的贵金属催化剂，反应器包括加氢反应器、异构化反应器等。

AtJ 的主要原料为淀粉、糖、木质纤维素等，将原料发酵转化制成醇，醇制煤反应器的过程包括脱水、烯烃低聚、中间馏分加氢和最后的精馏制航煤，常用的催化剂有过渡金属氧化物、沸石催化剂和杂多酸催化剂。

G+FT 的原料主要为农林废弃物、城市固体废物等，经过预处理后原料气化转化为合成气，Fe 基和 Co 基催化剂是常用的费托合成催化剂，费托合成工艺按

反应温度可分为低温费托合成工艺和高温费托合成工艺，低温费托合成工艺常采用固定床或浆态床反应器，高温费托合成工艺常采用流化床（循环流化床、固定流化床）反应器。

PtL 的主要原料是以可再生电力水电解、DAC 为主的技术制得的可再生氢气及可再生二氧化碳，涉及风电、光伏、电解槽、DAC 设备，并通过二氧化碳加氢反应生成合成气或甲醇的中间体，再分别通过费托合成或甲醇合成制取 SAF，二氧化碳加氢的催化剂以 Cu 基和 Fe 基为主，主要反应器包括气固相反应器与筒式反应器。

SAF 属油品类化工品的一种，储运技术较为成熟，主要大规模储存方式为油罐，较为适用航空煤油的是内浮顶油罐，该类油罐为拱顶罐和浮顶油罐相结合的一种油罐，最大容积为 50000 立方米，相应容量为 37500 吨。

SAF 下游应用单一，用以替代高碳排的航空煤油，下游需求方包括航空公司、航空飞行器制造商以及各个机场。

#### 4.5.2 中国 SAF 项目建设情况

截至 2024 年末，中国 SAF 项目累计数量为 35 个，累计规划产能为每年 956.2 万吨。

按照项目所在省份划分，从项目数量来看，SAF 项目排名前三的省份集中在北方地区，依次为吉林、内蒙古、新疆，项目个数分别为 6、5、4。次之为河北、黑龙江、浙江三省，项目个数为 3。

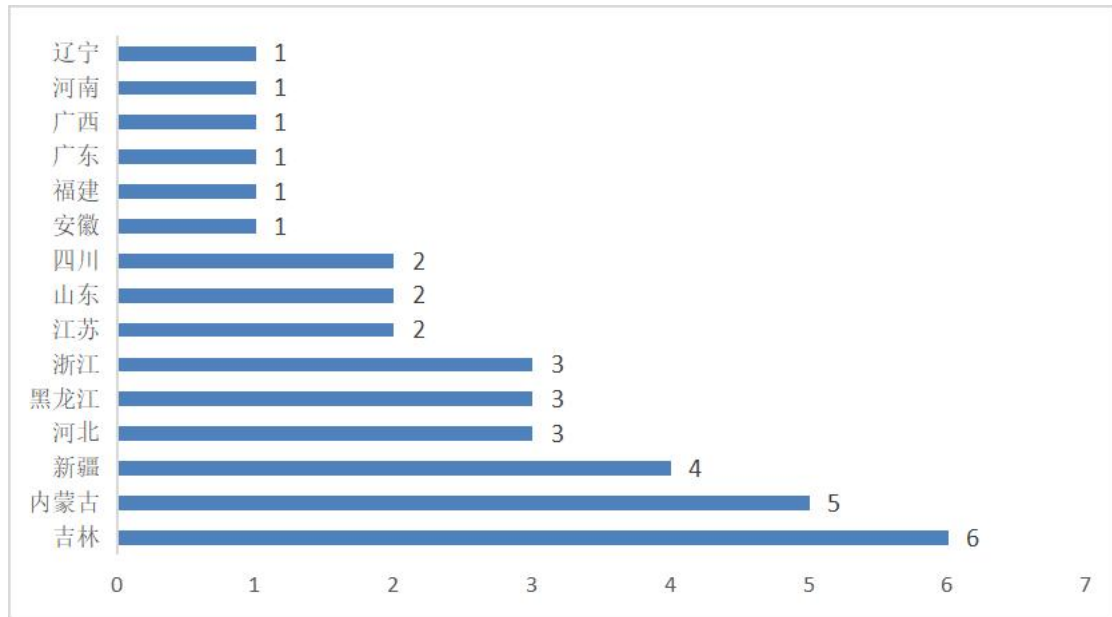


图 64：中国累计 SAF 项目数量，按省份划分

资料来源：H2 PlusData

从项目产能来看，规划产能最多的五个省份依次为吉林、广东、河南、河北、内蒙古，具体规划产能及百分比分别为 101.2 万吨（10.6%）、100 万吨（10.5%）、100 万吨（10.5%）、100 万吨（10.5%）、95 万吨（9.9%）。

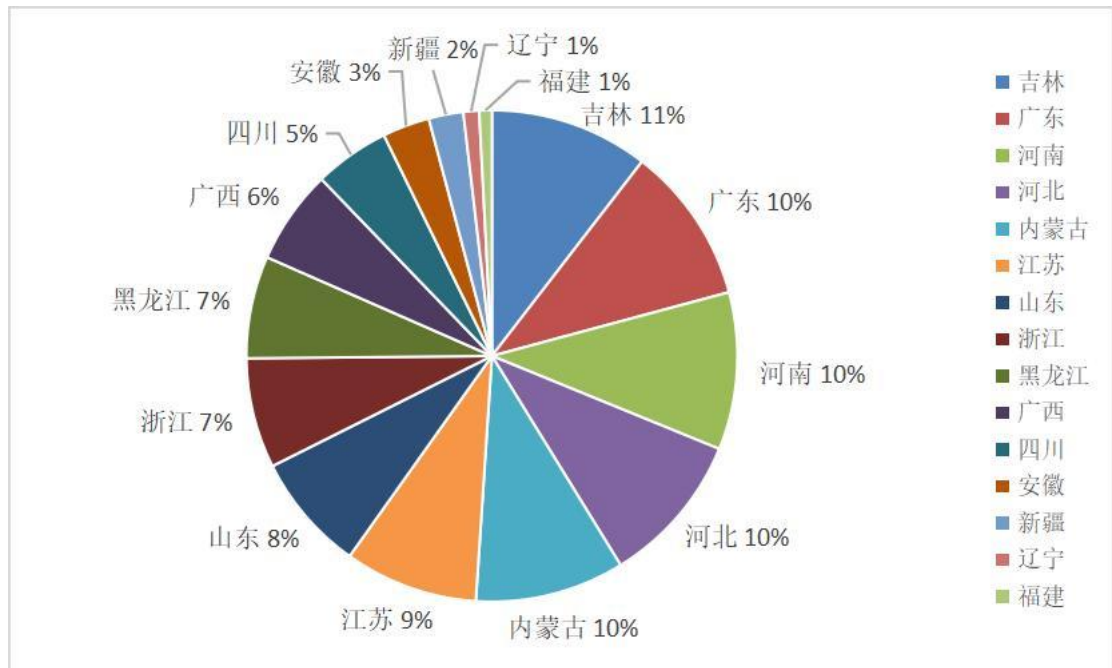


图 65：中国累计 SAF 项目规划产能占比，按省份划分

资料来源：H2 PlusData

从生产工艺来看，HEFA 与 PtL 路线为国内 SAF 项目主要选择的技术路线，16 个项目选择 HEFA 路线，对应规划产能为每年 653 万吨，对应产能占比为 68%；15 个项目选择 PtL 路线，对应规划产能为每年 262.2 万吨，对应产能占比为 27%。G+FT 与 AtJ 路线目前项目较少，项目个数都为 2，G+FT 路线规划产能为 30 万吨，AtJ 路线规划产能为 11 万吨。

表 54：中国累计 SAF 项目数量及规划产能，按生产工艺划分

技术路线	项目数量	规划产能（万吨/年）	规划产能百分比
HEFA	16	663	69%
PtL	15	262.2	27%
G+FT	2	30	3%
AtJ	2	11	1%

资料来源：H2 PlusData

#### 4.5.3 SAF 应用场景与前景

IATA 在 2050 年净零排放计划中，规划了全球 SAF 的发展目标。2020 年 SAF 的使用量只有 5 万吨，占全球航煤用量的 0.1%。自 2025 年至 2050 年，IATA 规划使用比例将从 2% 上升至 65%，最终实现 35800 万吨的使用量。



图 66：IATA 规划的全球 SAF 发展目标

资料来源：IATA

各个国家或经济体也推出了各自的 SAF 使用计划，具体如下：

表 55：各国家或经济体 SAF 使用计划

国家或经济体	强制掺混比例及时间
挪威	2020 年 0.5%，2030 年 30%
瑞典	2021 年 1%，2030 年 30%
法国	2022 年 1%，2024 年 1.5%，2025 年 2%，2030 年 5%，2050 年 50%
欧盟	2025 年 2%，2030 年 6%，2035 年 20%，2040 年 34%，2045 年 42%，2050 年 70%
英国	2025 年 2%，2030 年 10%，2035 年 15%，2040 年 22%
新加坡	2026 年 1%，2030 年 3%-5%
印度	2027 年 1%，2028 年 2%
日本	2030 年 10%
韩国	2027 年 1%
马来西亚	2050 年 47%

资料来源：H2 PlusData

国内暂未正式推出与强制掺混比例相关的政策，十四五规划中，我国提出力争到 2025 年 SAF 年消费量达到 5 万吨。2023 年初，中国民航局宣布正在研究评估实现 SAF 在 2035 年占比达到 10%、2050 年占比接近 50% 的可能性。按照理想情况，假设 2026-2030 年，强制掺混比例从 1% 上升至 5%，2035 年比例达到 10%，2050 年比例达到 50%；结合航空煤油市场数据，2024 年我国航空煤油消费量达 3940 万吨，设定年均增长比例 5%，得出如下预测，2026-2050 年，中国 SAF 年使用量将从 43 万吨增长至 7005 万吨。

表 56：中国 SAF 市场测算

年份	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2050
强制掺混比例	/	1%	2%	3%	4%	5%	10%	50%
航煤消费量(万吨)	4137	4344	4561	4789	5029	5280	6739	14009
SAF 使用量(万吨)	5	43	91	144	201	264	674	7005

资料来源：H2 PlusData

我国对于 SAF 的应用推广已在 2024 年 9 月正式启动。2024 年 9 月国家发改委已同中国民航局启动全国 SAF 应用试点工作。此次试点分两阶段实施，将围

绕供油保障、油品质量监控、效果评估、机制标准建设等关键领域，同步开展研究探索。第一阶段自 2024 年 9 月至 12 月，参与单位为表格中的国航、南航、东航及出发机场北京大兴机场、成都双流机场、郑州新郑机场、宁波栎社机场。第二阶段为 2025 年全年，参与单位将逐步增加。以下为此次试点工作包含的 12 个航班：

表 57：全国 SAF 应用试点工作航班

航空公司	航班
国航	CA4119 成都双流-北京首都
	CA4043 成都双流-武汉天河
	CA1916 郑州新郑-北京首都
	CA1542 宁波栎社-北京首都
南航	CZ6161 北京大兴-成都双流
	CZ8765 郑州新郑-广州白云
	CZ6625 郑州新郑-广州白云
	CZ3959 郑州新郑-广州白云
东航	MU2110 北京大兴-西安咸阳
	MU6171 成都双流-杭州萧山
	MU5150 宁波栎社-北京大兴
	MU9192 北京大兴-上海虹桥

资料来源：H2 PlusData

同月，发改委动了第二批绿色低碳先进技术示范项目申报工作，对《绿色低碳先进技术示范工程实施方案》中包括的 30 个具体技术方向提出了细化要求，并新增 9 个技术方向纳入绿色低碳先进技术示范工程支持范围。其中，SAF 作为单独的生产示范项目申报品类被提及，生产方面重点支持 HEFA 工艺，出油率应超过 40%；掺混加注方面，重点支持建设以管道装置或管内自循环装置完成掺混的项目，掺混后的航油应符合适航要求，且不同点位取样密度差不得超过 3%；应用方面，重点支持在商业航班上使用掺混 SAF 的项目，且已连续运营半年以上。

相关官方机构已成立两家，6 月 3 日，中国民航大学“可持续航空燃料技术研究平台”项目立项报告获中国民用航空局批复，项目将在中国民航大学东丽校区建设可持续航空燃料安全性认证实验室和可持续性认证实验室，该项目是中国国内首个可持续航空燃料认证前瞻性技术研究的开放平台；7 月 1 日，中国民用航空第二研究所在四川成都正式揭牌成立了可持续航空燃料发展研究中心（SAF

中心）。成立该中心的目标是深入研究原料工艺路径，建立中国自主的航空燃料可持续认证体系（CSCS），解决制约我国 SAF 产业发展的认证难题。

国内的公开 SAF 采购也于 2024 年 8 月完成第一例。2024 年 8 月 8 日，中国政府采购网发布《中国民航大学可持续航空燃料（SAF）采购项目成交公告》，河南省君恒实业集团生物科技有限公司中标（成交）一宗总量 60 吨的可持续航空燃料（SAF）供应标的，货物单价 28000 元，中标成交金额 168 万元。此次采购用于中国民航大学“可持续航空燃料技术研究平台”的 SAF 验证测试，该项目立项（代可研）报告已于 6 月 3 日获得中国民用航空局批复。项目将建设在中国民航大学东丽校区南区，建设内容包括可持续航空燃料安全性认证实验室和可持续性认证实验室，项目总投资 5 亿元。

从第一单采购价格来看，SAF 对比化石燃料航煤目前并不具有经济性。按照 2024 年 8 月 8 日同时期计算，中航油华东公司披露的 2024 年 8 月份航空煤油执行价格为 6510 元/吨，IATA 公布的当周全球喷气燃料周平均价格为 735.94 美元/吨，约合 5260 元/吨，SAF 的价格 28000 元/吨分别是上述两个价格的 4.3 倍和 5.3 倍。

国际上的 SAF 与传统航煤的价格差异比国内略小，但国际 SAF 价格仍是传统航煤价格的 3 倍左右。标普全球大宗商品进行了掺混 SAF 的航煤价格测算，使用月平均的普氏西北欧航空货运到岸价（Platts CIF Northwest Europe Jet Cargo price）和欧洲 ARA 三港的 SAF 到岸价（CIF ARA SAF price）按掺混比例计算加权价格，时间取 2024 年 4 月。掺混价格拟合以 860.07 美元/吨的无 SAF 掺混价格作为基准，每提升 1% 的掺混比例，价格上升 19.14-19.15 美元/吨，到 100% 的掺混比例，即纯 SAF 的价格为 2774.36 美元/吨。

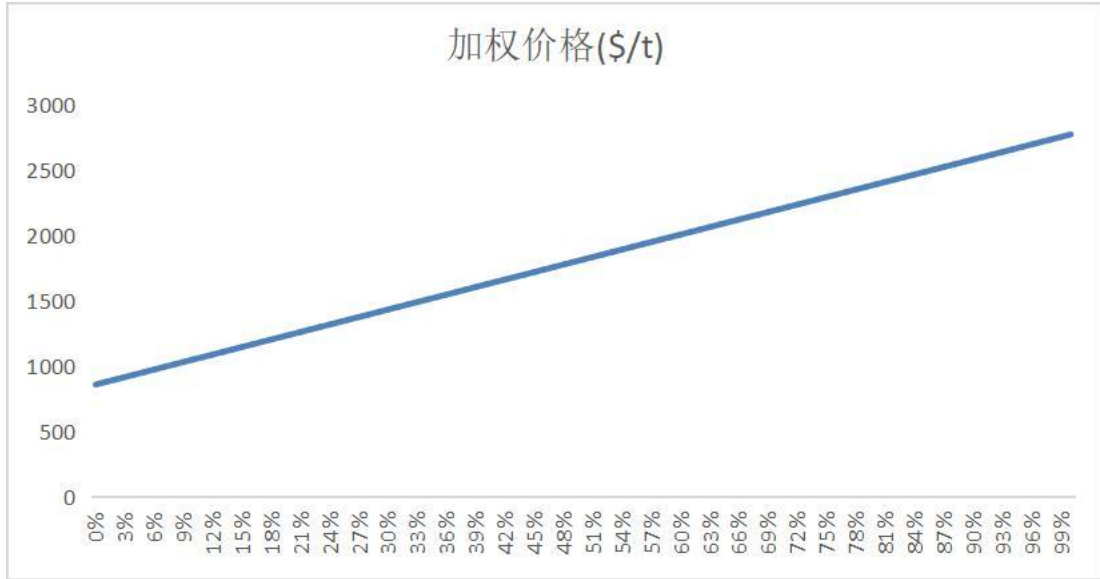


图 67: 不同 SAF 掺混比例的航煤价格测算

资料来源: S&P Global

SAF 的降本路径根据生产路线的选择各有不同,根据麦肯锡与世界经济论坛的报告, SAF 的成本区间将在 2050 年下降至每吨 7665 元-11826 元。

HEFA 路线的成本集中在油脂原料和氢气上。我国油脂原料的出口退税政策已于 2024 年 12 月取消,国内废弃油脂流向本地生物柴油、HEFA SAF 生产的比例将有一定提升,原料价格也会有一定下降,但油脂原料的市场竞争较为激烈,可提供的降本有限。HEFA SAF 的降本主要还是要看氢气价格的下降,预计到 2050 年整体成本将通过绿氢降本降低 22%。



图 68: HEFA 工艺成本结构及变化预测

资料来源：世界经济论坛、McKinsey

AtJ 生产路线技术目前尚不成熟，成本下降将在制醇固定成本、制醇可变成本、醇制煤固定成本、醇制煤可变成本上随着技术迭代得到体现。国内 AtJ 路线的原材料与技术并不具备优势，尤其是原材料方面的降本预计较为困难。



图 69：AtJ 工艺成本结构及变化预测

资料来源：世界经济论坛、McKinsey

G+FT 路线的成本主要集中在固定成本上，包括工厂建造成本、设备成本等，占据了总成本的 80%，原材料成本的理论占比不到 10%。技术方面，我国具备煤化工费托合成的技术基础，可在技术改进后沿用到费托合成 SAF 上。原材料方面，我国可用于费托合成的可再生原料丰富，仅秸秆一项原料在我国的产量就超过 8 亿吨，即使只有 10%的秸秆能被用于 SAF，对应的产能也将超过 1000 万吨，主要的问题是目前我国原材料相关的收集处理体系仍处于相对空缺的状态，使得当前的可收集总量和成本都不够理想。因此在原料收集体系建立、规模化生产后，具有极大的降本潜力，可在 2050 年的时候将成本降低 24%。



图 70：G+FT 工艺成本结构及变化预测

资料来源：世界经济论坛、McKinsey

PtL 路线以三个重要技术为基础：可再生电力水解制氢、碳捕捉和利用、氢气和碳源合成 SAF 技术。该路线的主要成本集中在绿氢的成本，包括固定成本和非固定成本，可以占到总成本的 80%-90%。该技术路线的降本潜力取决于能否将水电解绿氢的成本压下去，在理想状况下，PtL 的成本可以在 2050 年降低 67%，成为四种路线中成本较低、产能较高，也是可以达成零碳的路线，将是未来最理想的航空业降碳方案。



图 71：PtL 工艺成本结构及变化预测

资料来源：世界经济论坛、McKinsey

## 4.6 氢冶金

目前，我国氢冶金基本是先从传统钢铁流程开始着手，降低长流程炼钢碳排放；然后发展非高炉炼铁技术，推进我国由“传统长流程炼钢模式”向“直接还原铁+废钢-电炉炼钢短流程炼钢模式”转型。同时，加大对氢冶金有关高品位铁精矿及氧化球团生产新工艺的扶持力度，逐步开展大规模氢冶金工艺，加强核心技术知识产权保护和全球化布局。

从现有进展来看，国内氢冶金取得了跨越式进展，参与者增多，技术路线百花齐放，支持政策、发展标准相继发布。然而，从氢气供应、钢铁产能和现有“绿钢”市场规模来看，氢冶金仍面临较大的挑战。从氢气供应来看，氢能源的价格因素是决定应用规模的主要因素。最低的工业副产氢成本约为 15 元/kg，最高的电解水制绿氢成本约为 40 元/kg。即使使用最便宜的工业副产氢，也不及长流程冶金的成本竞争力。从钢铁产能来看，我国鼓励氢冶金 1：1 等量置换钢铁产能。但是，钢铁企业新建产能必须执行产能置换工作。从原有产能置换为新建长流程工艺产能，然后置换为氢冶金，不仅损失钢铁产能，还需购买合规副产氢产能进行氢冶金生产，经济压力大。另外，从“绿钢”市场来看，尚未形成。虽然有企业签订了合作订单，但绝大多数企业尚未对“绿钢”提出明确需求，市场仍需培育。目前国内典型的氢冶金项目如下：

表 58：典型氢冶金项目表

日期	状态	项目名称	企业
2022 年 3 月	完成验证	高炉喷吹纯氢冶炼技术开发试验	兴国精密机件公司、上海大学
2022 年 9 月	运行	晋钢控股集团烧结富氢项目	晋钢控股集团
2022 年 12 月 1 日	试运行	中晋冶金氢基直接还原铁工业化试验装置	中晋冶金科技有限公司
2023 年 3 月 28 日	完成	山西晋钢 2 号烧结富氢喷吹项目	山西晋钢

2023 年 5 月 26 日	投产	河钢张宣科技氢能源开发和利用工程示范项目	中冶京诚、河钢集团
2023 年 9 月 28 日	投产	八钢低碳冶金 2500 立方米 HyCROF 商业示范项目	中国宝武
2023 年 12 月 23 日	投产	国内首套百万吨级氢基竖炉项目	中国宝武
2024 年 1 月 6 日	投产	中国钢研科技集团氢冶金项目	中国钢研科技集团

资料来源：H2 PlusData

## 4.7 氢储能

氢储能对我国这样的风光新能源大国来说，是最有价值的大规模储能方式。2024 年 11 月 6 日，工信部等发布《新型储能制造业高质量发展行动方案（征求意见稿）》中，提出要“适度超前布局氢储能等超长时储能技术”。

氢储能作为一项新型储能技术，是怎么发展到这一步的？最早引入氢储能概念的国家级政府文件，是 2022 年 1 月，国家能源局、国家发改委出台的《“十四五”新型储能发展实施方案》。

文件提出，到 2025 年，氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破，推动长时间电储能、氢储能、热（冷）储能等新型储能项目建设，开展“十四五”新型储能技术试点示范、可再生能源制储氢（氨）、氢电耦合等氢储能示范应用。显然，这一阶段，政策重点是氢储能的示范。2 个月之后出台的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，进一步对氢储能示范做了明确规定。重点在可再生能源资源富集、氢气需求量大的地区，开展集中式可再生能源制氢示范工程，探索氢储能与波动性可再生能源发电协同运行的商业化运营模式。

这期间最典型的氢储能示范项目，是中石化新疆库车绿氢示范项目。

新疆库车绿氢示范项目，是将光伏发的绿电，制成绿氢，用储罐存储，输送给临近的塔河炼化公司，贯通绿氢生产、输送、利用全流程。项目于 2021 年 11 月 30 日启动，2023 年 6 月 30 日产出绿氢，项目设计年制氢能力 2 万吨，是我国首个规模化绿电制绿氢项目。

除了中石化新疆库车绿氢示范项目，我们先后已建成超过 10 个氢储能示范项目。

表 59：典型氢储能示范项目

序号	项目名称	项目概况	项目地点	建成时间
1	张家口 200MW/800MWh 氢储能发电工程	装机容量：200MW/800MWh 电压等级：220kV 变压器：220MVA*2 制氢系统：1000Nm <sup>3</sup> /h 电解水制氢装置，80 套储氢系统：吸放氢固态储氢装置，96 套燃料电池模块：640kW 逆变、升压电气设备	河北张家	2023
2	国家电网浙江台州大陈岛氢能综合利用示	制氢发电功率 100kW 储氢容量 200Nm <sup>3</sup> ，供电时间 2 小时以上 “制氢-燃料电池热电联供”全系统综合能效超过 72%	浙江台州	2022
3	安徽六安 1MW 分布式氢能综合利用站	装机容量：1MW，占地：10 亩使用 PEM 电解水制氢设备，产能为 220 标方每小时；项目配备 20MPa 储氢容器和 6 套 200KW 燃料电池发电系统，国内首座兆瓦级氢能综合利用示范站	安徽六安	2022
4	中能绿电张掖氢能综合应用示范项目	装机容量：5MW 建设 1000Nm <sup>3</sup> /h 电解水制氢站、500kg/d 加氢能力的油电气氢综合能源加注站和 5MW 自备光伏电站各 1 座。项目是中国能建首个光伏发电、制氢、加氢一体化工程。	甘肃张掖	2023
5	鄂托克前旗 250 兆瓦光伏电站及氢能综合	装机容量：250MW 项目设计年产氢量 6000 吨。该项目配套建设和总装机规模为 250MW 的光伏电站，提供电解水制氢的绿色电源	内蒙鄂托	2023

6	空气产品久泰高效氢能综合利用示范项目	年产 1 万吨绿色液氢能源项目，该项目将完成氢气提纯、液化、压缩、液氢贮存、装车系统及液氢供应链，建成日产 30 吨液氢能源项目，并在呼和浩特市主城区和托克托县投资建设 20 座液态加氢站及氢发电项目	内蒙呼和	2023
7	贵州(美锦能源)六枝特区“煤-焦-氢综	建设内容主要有焦化制氢工厂项目、干熄焦余热发电项目、焦炉煤气制氢联产合成氨、LNG 项目、氢能综合推广应用项目等。	贵州六枝	2023
8	辽宁营口化工类氢储能电站项目	装机容量：10MW 国内最大的化工类氢储能电站项目该电站采用 5 个模组并联的方式，氢电转化效率大于 58%，通过电能与热能的互联互通，综合能源利用率超过 90%。该电站寿命大于 15 年，燃料电池寿命长达 60000 小时。	辽宁营口	2022
9	浙江正泰新能源设计燃料电池储能电站	储能电站、光伏发电、制氢、燃料电池发电、电力并网装机容量：10kW	浙江温州	2022
10	中船 712 所 100kW 级氢燃料电池固定式电站	由中船 712 所提供的 100kW 级氢燃料电池固定式电站在西北甘肃的戈壁滩完成项目验收。作为中国船舶“风光氢储”示范站最重要的一部分，该示范站采用风、光发电，对电能进行存储，采用电解水制氢，最后使用中船 712 所提供的氢燃料电池消纳氢气	甘肃	2024

资料来源：H2 PlusData

## 4.8 海外氢气消纳发展情况

### 4.8.1 日韩市场

日本和韩国均将氢能视为实现能源转型和碳中和的核心手段。日本 2023 年更新《氢能基本战略》，目标是降低成本并拓宽氢能在交通、建筑、重工业等领域的使用，构建氢能源社会。韩国在 2018 年将“氢能经济”确定为创新增长战

略投资领域，计划投入 2.5 万亿韩元。2019 年发布《氢能经济发展路线图》，目标是成为氢能经济领先国家。2022 年发布新政策方向，聚焦扩大规模、强化基础与制度、升级产业与技术。计划到 2050 年使氢能占最终能源消耗的 33%，发电量的 23.8%，成为最大能源。

日本的氢能战略侧重于在发电、工业过程和交通领域大规模生产和使用氢气。日本在 2023 年修订的《氢能基本战略》中提出，计划到 2030 年构建产能达 100 万吨的清洁氢能生产体系，并将清洁氢能比重升至 50%。到 2030 年普及约 80 万辆氢燃料电池乘用车，加氢站数量达到 1000 座，普及 300 万台家用燃料电池热电联产系统。据 IEA 统计，截至 2024 年 10 月日本共有的 36 个绿氢项目中，绿氢消纳方式集中于交通和发电领域。

韩国优先考虑将氢应用于发电和交通领域。韩国政府将扩大氢动力汽车的生产能力，并将氢燃料汽车技术广泛应用到移动出行工具，还将进一步扩大氢能发电规模。2024 年 12 月 2 日，韩国政府计划 2028 年启动全球首个清洁氢能发电市场，目标是到 2027 年，每年利用清洁氢气发电 3,000-3,500 千兆瓦时。竞标者将根据所生产电力的投标价格以及制氢产生的温室气体（GHG）排放量进行选择。据 IEA 统计，截至 2024 年 10 月韩国共有 19 个绿氢项目，针对其中 10 个披露了绿氢消纳方式的项目，其主要消纳方式集中于交通领域和发电领域。（单个项目存在多个消纳方向，此处统计存在交叉情况，不做具体拆分）。

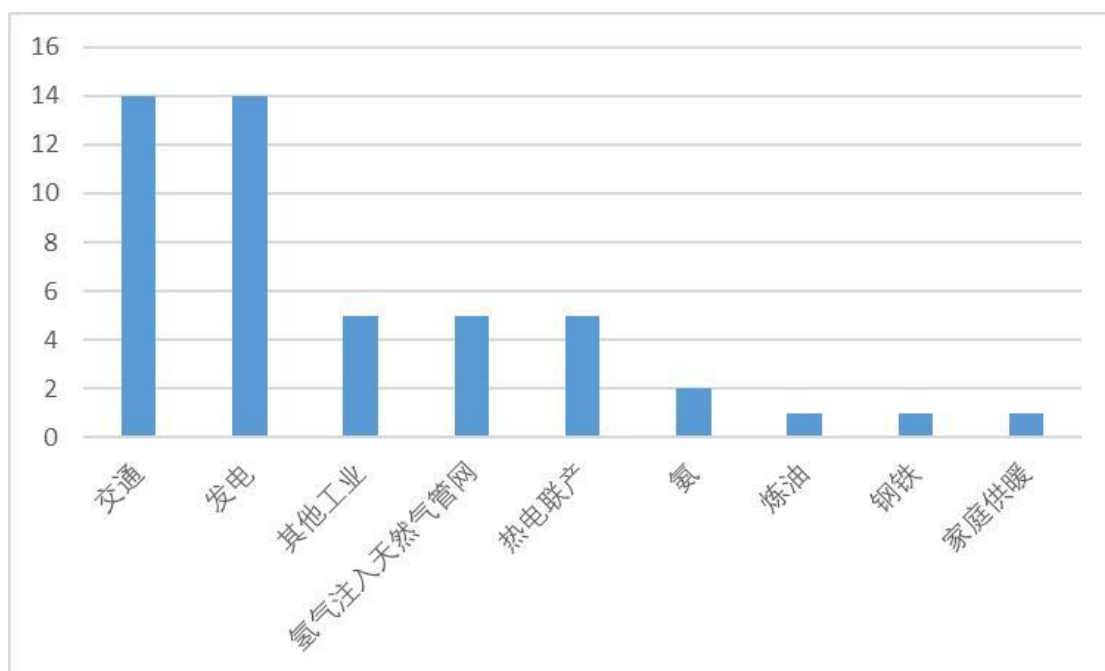


图 72：日本绿氢项目消纳场景

资料来源：IEA, H2 PlusData

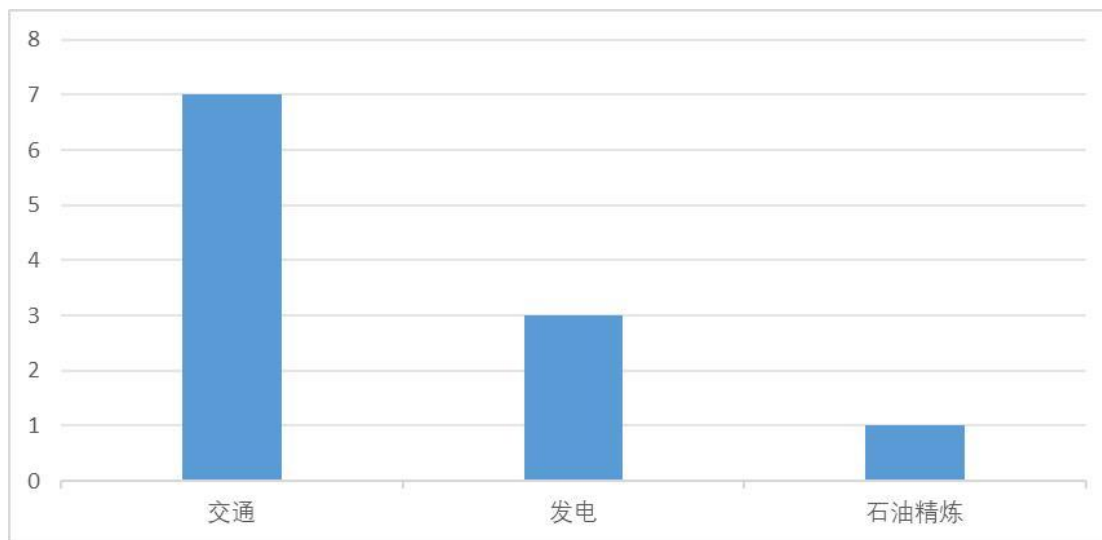


图 73：韩国绿氢项目消纳场景

资料来源：IEA, H2 PlusData

#### 4.8.2 日本重点氢能应用场景：家用氢能热电联产

家用氢能热电联产是日本氢能应用的重点领域之一。日本在全球小型热电联供系统市场中占据重要地位，并在氢能利用方面取得了显著进展。特别是通过 Ene-Farm 项目，日本在建筑领域大力推广微型热电联产系统。Ene-Farm 项目由日本政府推动，旨在通过提高能源利用效率，实现家庭和小型商业建筑的节能减排目标。Ene-Farm 项目的核心技术是利用氢气作为燃料电池的燃料（氢气可来自重整的天然气），通过化学反应产生电力和热能。该系统主要采用固体氧化物燃料电池（SOFC）或质子交换膜燃料电池（PEMFC）技术，发电效率可达 39%，热利用效率为 56%，能源综合利用率达到 95%。NEDO 统计截至 2023 年底，日本已有超过 503,276 万台 Ene-Farm 装置投入运行。此外，2020 年东京奥运村的宿舍也采用了 SOFC 热电联供方式。

Ene-Farm 项目由日本政府主导推动，燃气公司、制造企业、地产商和金融企业共同执行。自 2009 年启动以来，该项目已销售超过 40 万套产品。政府对 Ene-Farm 项目提供了大量补贴，早期每套补贴高达 140 万日元，以降低系统成本并推动市场普及。随着技术进步和成本降低，补贴逐渐减少，并于 2019 年取消。

表 60：日本主要燃料电池热电联供企业一览

企业名称	产品型号	产品类型	应用场景
松下	FC-70LR	PEMFC	小型家用
松下	COREMO	PEMFC	
爱信精机	ENE-FARM TYPE S（城市燃气）	SOFC	
爱信精机	ENE-FARM TYPE S（液化石油气）	SOFC	
京瓷	ENE-FARM MINI	SOFC	
京瓷	ENE-FARM TYPE S	SOFC	
大阪燃气	192-AS11/AS12	SOFC	
大阪燃气	191-PA11	SOFC	
东芝	HREX	PEMFC	
东芝	H2ONE	PEMFC	
三菱电力	MEGAMIE 250kW	SOFC	

三菱电力	MEGAMIE 1000kW	SOFC	
------	----------------	------	--

资料来源：公开资料，H2 PlusData

表 61：日韩重点氢能消纳项目

国家	绿氢消纳领域	项目名称	项目详情介绍
日本	工业	苫小牧绿色氢气项目	项目业主：JX 工程公司、出光兴产公司和北海道电力公司（Hokuden）
			时间线：2024 年启动，计划 2030 年投入运营
			项目详情：该项目旨在在北海道苫小牧市建设一个至少 100 兆瓦电解能力的绿色氢气工厂，规划每年将生产 1 万吨氢气，氢气将供应给当地炼油厂及其他企业
	交通领域	福岛氢能研究场（FH2R）项目	项目业主：日本新能源产业技术综合开发机构（NEDO）、东芝能源系统与解决方案公司、东北电力公司和岩谷公司 项目时间线：2018 年 7 月开工，2020 年 2 月完成。 项目详情：该项目旨在为固定式燃料电池供电，并支持当地燃料电池汽车和公交车的运行。该项目由 20MW 光伏发电制氢，采用 ALK 制氢设备，规模为 10MW，每年生产约 900 吨氢气。
韩国	氢发电	Dangjin 绿色能源中心	项目业主：韩国东南电力公司、三星 C&T 公司和忠清南道地方政府
			项目时间线：2024 年 11 月签约，预计 2032 年投入运营 项目详情：该项目将是韩国首个燃料电池氢能发电厂。它将利用一个 900 兆瓦的氢气发电厂和 300 兆瓦的电池储能系统，为一个大型数据中心提供支持。氢气将使用当地供应商提供的可再生能源生产
	交通	济州岛绿色氢气示范项目	项目业主：Bloom Energy、SK ecoplant、韩国南部电力公司（KOSPO）和当地政府 项目时间线：预计于 2025 年底启动 项目详情：该项目旨在利用 Bloom Energy 的固体氧化物电解槽（SOEC）技术大规模开发绿色氢气。项目将生产 1.8 兆瓦（MW）的绿色氢气，用于济州岛的交通燃料。这些氢气将用于为公共交通工具提供动力，并支持济州岛的“2030 碳中和岛”计划，

			该计划旨在到 2030 年将所有车辆和电力生产完全转换为可再生能源
	热电联产项目	东海市热电联产（CHP）项目	项目业主：Bloom Energy 和 SK ecoplant
			时间线：2021 年开始建设，预计 2025 年投入运营
			项目详情：这是韩国首个 4.2MW 固体氧化物燃料电池（SOFC）热电联产项目。项目每年将生产 35,000 兆瓦时的电力，并捕获 400 万兆卡的热能。这些热能将用于为东海市的北坪休闲和体育中心提供供暖和热水

资料来源：公开资料，H2 PlusData

#### 4.8.3 欧盟和美国市场

欧洲将绿氢视为实现碳中和与能源转型的关键技术之一，根据《欧盟氢能战略》，到 2050 年，氢能占欧盟能源消费的比重将由现阶段的不足 2% 提高到 13%~14%。欧盟规划 2030 年实现 2000 万吨可再生氢产量，其中 1000 万吨进口。为满足欧盟规划配额的可再生氢需求，各国电解槽建设迈入高增速时期，当前欧洲已建成电解槽年产能约 6GW，预计 2025 年产能达到 9.43GW。欧盟针对氢能全产业链制定明确的发展规划并细化配套政策，如补贴规则、可再生氢定义、碳关税等，加速氢能产业化进程。

欧洲氢能消纳方式集中于集中于交通和工业领域（单个项目存在多个消纳方向，此处统计存在交叉情况，不做具体拆分）。应用于交通领域的项目集中于德国、法国、英国、西班牙和挪威，这五国交通领域的应用项目占欧洲该类项目的 74%。

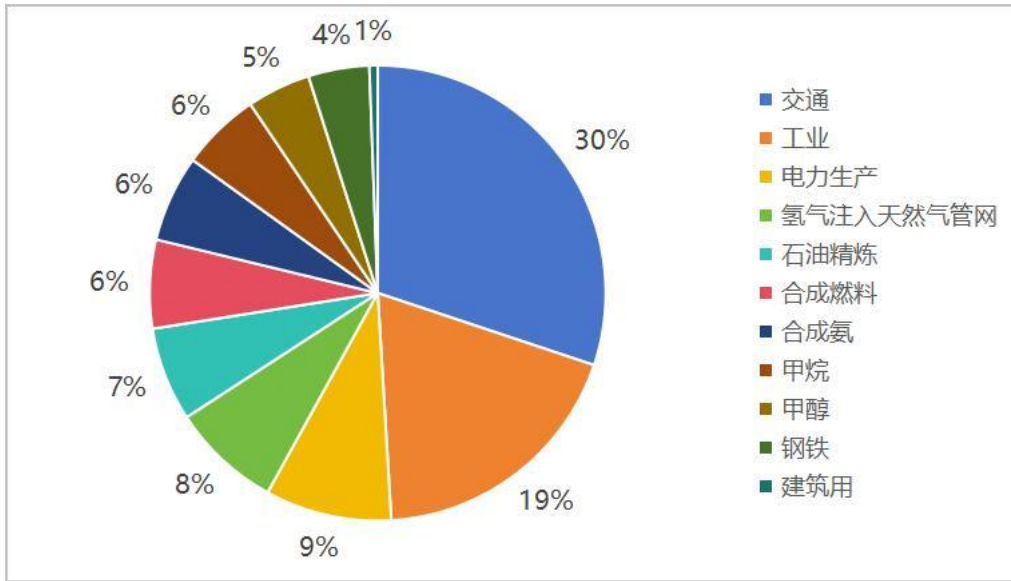


图 74：欧洲绿氢项目消纳领域分析

资料来源：IEA, H2 PlusData

欧洲交通领域的绿氢项目以兆瓦级项目居多，占 82%。吉瓦级项目共有 8 个，占 3%，该类项目集中于德国和丹麦，其中规模最大的项目是法国和西班牙合建的 HyDeal Ambition 项目，据 HyDeal 项目官网称，该项目计划到 2030 年，项目将通过 9.5 吉瓦的太阳能发电和 6.7 吉瓦的电解槽产能，每年生产约 360 万吨绿色氢气用于丹麦工业和交通领域的脱碳。

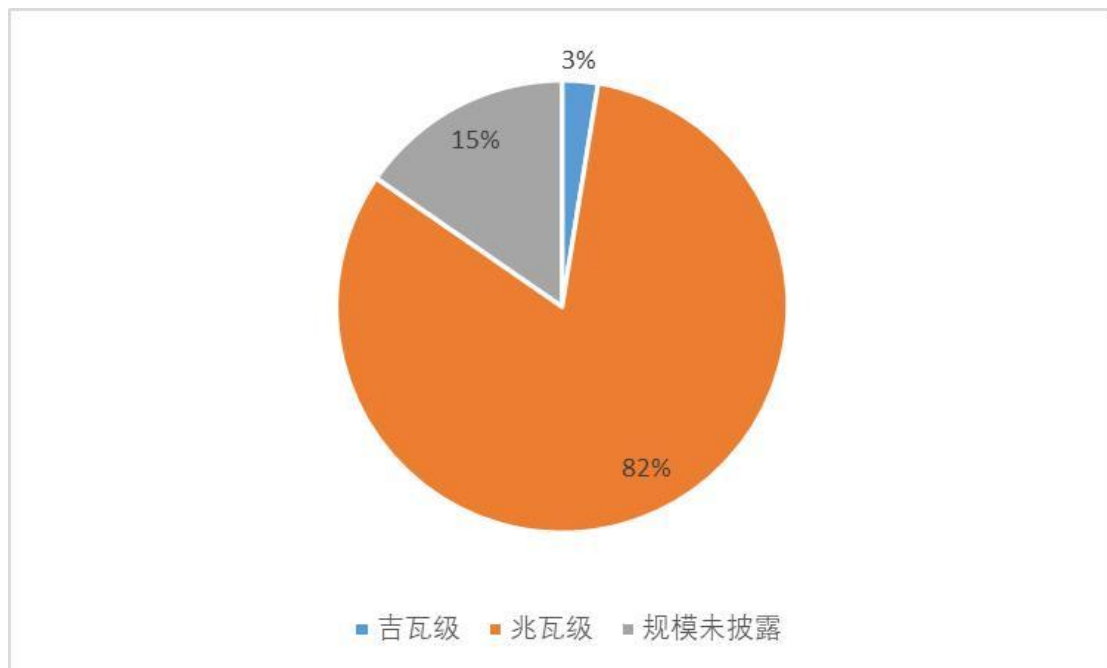


图 75：欧洲交通领域氢能项目规模

资料来源：IEA, H2 PlusData

表 62：欧洲交通领域吉瓦级绿氢应用项目

项目名称	项目所属国家	规划运营时间	项目目前所属阶段	项目电力来源	项目规划规模	项目业主	项目详情
Høst - Esbjerg green ammonia plant	丹麦	2026	概念	可再生能源	1GW	哥本哈根基础设施合伙公司 (Copenhagen Infrastructure Partners, CIP)	该工厂计划将海上风电转化为绿色氨气, 年产约 90 万吨, 用于制造化肥和航运燃料
HyDeal Ambition	西班牙 & 法国	2030	概念	可再生能源	67GW	由 30 家欧洲公司组成的财团, 包括西班牙天然气运营商 Enagás、国际钢铁制造商阿塞洛米塔尔 (ArcelorMittal)	在西班牙、法国和德国等地建设 95 吉瓦的太阳能和 67 吉瓦的电解槽容量, 年产 360 万吨绿色氢气, 供应能源、工业和交通等领域
EI-H2 - Aghada (phase 2)	爱尔兰	2030	概念	离岸风电	2.7GW	由爱尔兰能源公司 ESB 和法国能源公司 Engie 联合开发	利用电解设备制氢支持爱尔兰的工业和交通脱碳

<p>H2 Energy Europe Esbjerg green hydrogen</p>	<p>丹麦</p>	<p>2025</p>	<p>可行性研究</p>	<p>离岸风电</p>	<p>1GW</p>	<p>瑞士能源公司 H2 Energy</p>	<p>利用电解设备制氢支持丹麦的工业和交通脱碳</p>
<p>Wasserstoffpark Lingen</p>	<p>德国</p>	<p>2035</p>	<p>可行性研究</p>	<p>离岸风电</p>	<p>1.5 GW</p>	<p>德国能源公司 Uniper 和 RWE 联合开发</p>	<p>利用电解设备制氢支持德国林根的工业和交通脱碳</p>

HH2E - Met Northeast Germany, phase 2	德国	2030	概念	可再生 能源	1 GW	HH2E 公司	利用电解设备 制氢支持德国 东北部的工业 和交通脱碳
Borna Hydrogen Plant, phase 2	德国	2030	概念	未披露	1GW	德国能源公司 Energiequelle 和 EnBW 联合开 发	利用电解设备 制氢支持德国 博尔纳的工业 和交通脱碳

GreenGo Tarm plant (Megaton)	丹麦	2030	可行性研究	可再生能源	2GW	丹麦 GreenGo Energy 公司	规划每年利用点解设备生成超过 100 万吨绿色燃料,用于集装箱船等重型交通工具
------------------------------	----	------	-------	-------	-----	----------------------	---

资料来源：公开数据，H2 PlusData

在工业领域，欧洲共有 7 个项目，均为兆瓦级别，集中于德国和英国。德国和英国在绿氢领域的集中布局，既是其工业结构转型的必然选择，也得益于两国在政策、资金和技术上的长期投入。德国和英国的钢铁、化工等高碳排行业面临欧盟碳关税（CBAM）压力，绿氢成为唯一可行的脱碳路径。例如，德国钢铁行业需通过绿氢替代焦炭，而英国化工也依赖绿氢生产可再生燃料。德国拥有西门子、蒂森克虏伯等工业巨头，在电解槽技术、氢能应用场景上具备先发优势；英国则通过海上风电与电解制氢结合，探索低成本绿氢生产模式。

表 63：欧洲工业领域兆瓦级绿氢应用项目

项目名称	项目所属国家	规划运营时间	项目目前所属阶段	项目电力来源	项目规划规模	项目业主	项目详情
Trailblazer-Siemens-Air Liquide Oberhausen, Phase 1&2	德国	2024	运营	可再生能源	20MW	液化空气集团	项目客户： 冶金行业：蒂森克虏伯钢铁公司 化工行业：OQ Chemicals。  项目详情：在奥伯豪森建设 PEM 电解槽 20MW，用于生产绿色氢气。该电解槽将
		2025	最终投资决策/建设	可再生能源	30MW		

							连接到 Air Liquide 现有的氢气管道，为莱茵-鲁尔地区的钢铁、化工企业和无排放交通提供可再生氢气。
GET H2 Nukleus, phase 1&2&3	德国	2025	最终投资决定/ 建设	离岸风电	100 MW	BP、Evonik、Nowega、OGE 和 RWE	<p>项目客户： 化工行业： <b>Evonik</b> 计划在其马尔化学园区使用绿色氢气进行生产。</p> <p>冶金行业：蒂森克虏伯钢铁公司计划在其杜伊斯堡工厂使用绿色氢气进行氢基直接还原铁生产。</p> <p>能源行业：<b>RWE</b> 计划在其林根电厂使用绿色氢气进行发电。</p> <p>项目详情 电解槽建设：在 <b>RWE</b> 位于下萨克森州林根的电厂建设一个 300 兆瓦的电解槽，其中 2025 年实现 100 兆瓦的运营。</p> <p>管道改造： <b>Nowega</b> 和 <b>OGE</b> 现有的天然气管道将被改造为 100% 的氢气</p>
		2027	最终投资决定/ 建设	离岸风电	200 MW		
		2027	最终投资决定/ 建设	离岸风电	300 MW		

							管道。
Tees Green Hydrogen, phase 1 &2	英国	2026	最终投资决定/建设	离岸风电	7.5 MW	EDF Renewables UK 和 Hynamics (EDF 集团的一个子公司)	项目客户：PD Ports, 将使用绿氢为其港口运营提供动力。 项目详情：利用附近 Teesside 海上风电场的绿色电力和一个新的太阳能农场的电力来驱动氢气电解槽。第一阶段将建设一个 30-50 兆瓦的电解槽。为当地企业客户提供氢气。
		2030	概念	离岸风电	207.5 MW		

资料来源：公开数据，H2 PlusData

美洲是全球氢能发展较为领先的地区，但南美洲和北美洲对氢能的政策定位略有不同。两者的共同点在于均将氢能视为能源转型的关键，但北美更注重国内氢能全产业链整合，政策覆盖生产、应用与出口，关注氢能的高价值应用方向。针对氢能生产，美国于 2023 年发布《国家清洁氢战略和路线图》，明确到 2030 年实现年产 1000 万吨清洁氢、2050 年达到 5000 万吨的目标，并通过《两党基础设施法》和《通胀削减法案》投入 95 亿美元资金及生产税收抵免政策，推动全产业链发展。2025 年 1 月，美国进一步扩大氢能税收减免范围，允许核能、甲烷发电等纳入清洁氢生产支持，强化多元能源整合。针对氢能应用，美国于 2023 年 7 月投资 70 亿美元设立“氢能跨机构工作组（HIT）”，建立 6-10 个区域性清洁氢能中心，协调 11 个联邦机构，聚焦工业脱碳、重型交通和储能等高价值领域。例如，钢铁制造、可持续航空燃料（SAFs）和电网储能被列为重点应用方向。

表 64：美国 7 大氢能中心基本情况

名称	预计投入	覆盖范围	布局重点
阿巴拉契亚氢能中心	最高 9.25 亿美元	西弗吉尼亚州、俄亥俄州、宾夕法尼亚州	氢气管道、加氢站和发展永久二氧化碳储存
加州氢能中心	最高 12 亿美元	加利福尼亚州	从可再生能源和生物质中生产氢
墨西哥湾沿岸氢能中心	最高 12 亿美元	德克萨斯州	使用碳捕获天然气和可再生能源电解进行大规模氢生产，并利用墨西哥湾沿岸地区丰富的可再生能源和天然气供应来降低氢成本
心脏地带氢能中心	最高 9.25 亿美元	明尼苏达州、北达科他州、南达科他州	利用丰富的能源资源产氨，重点帮助农业部门化肥生产脱碳，降低清洁氢的区域成本，并促进清洁氢在各领域的使用
中大西洋氢中心	最高 7.5 亿美元	宾夕法尼亚州、特拉华州、新泽西州	重点创新电解槽技术，利用可再生能源和核电开发可再

			生氢生产设施
中西部氢中心	最高 10 亿美元	伊利诺伊州、印第安纳州、密歇根州	通过战略性氢用途实现脱碳，包括钢铁和玻璃生产、发电、炼油、重型运输和可持续航空燃料
太平洋西北氢气中心	最高 10 亿美元	华盛顿、俄勒冈州、蒙大拿州	研发电解生产清洁氢气

资料来源：公开资料，H2 PlusData

南美在氢能顶层战略设计部分，以资源驱动与绿氢出口导向为主。南美国家（如智利、巴西）依托丰富的太阳能和风能资源，定位为全球绿氢主要出口地。德勤 2023 年 8 月发布的《绿氢如何重塑全球能源格局》报告预测，到 2050 年南美绿氢产量将占全球贸易的 10%，年出口量达 4400 万吨氢当量，市场规模达 2800 亿美元。智利 2024 年已启动《2023~2030 绿氢行动计划》，计划到 2030 年成为全球最低成本绿氢生产国（目标成本低于 1.5 美元/公斤）。因此，南美国家通过吸引外资和技术合作推动氢能项目。例如，巴西与德国合作开发亚马孙地区绿氢项目，阿根廷与沙特合作建设大型电解厂。德勤于 2023 年发布的报告《氢能有望重塑全球能源版图》中预测，南美需在 2050 年前吸引 3.1 万亿美元投资，主要用于可再生能源制氢和港口基础设施建设。

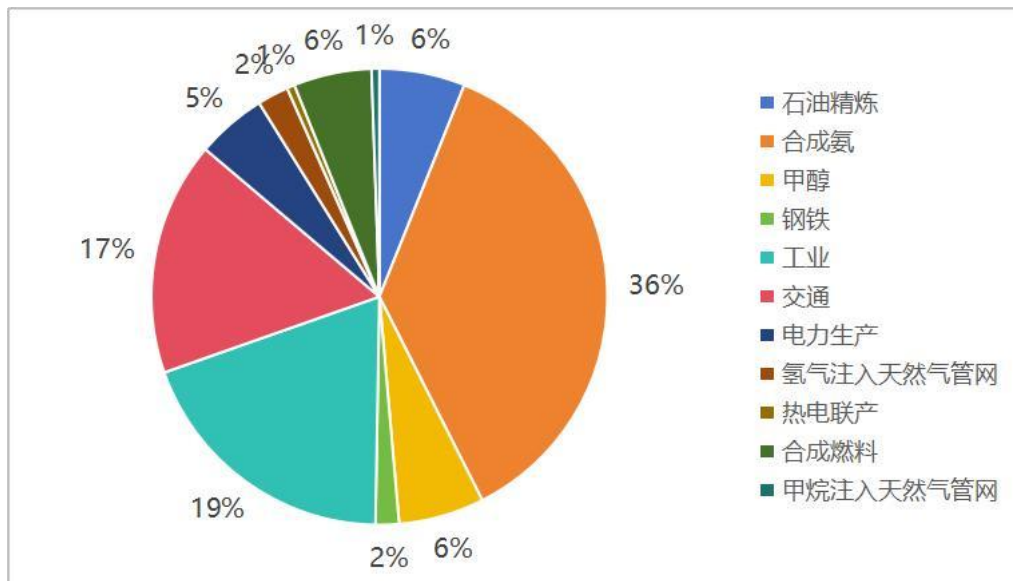


图 76: 南美绿氢项目消纳场景

资料来源：IEA, H2 PlusData

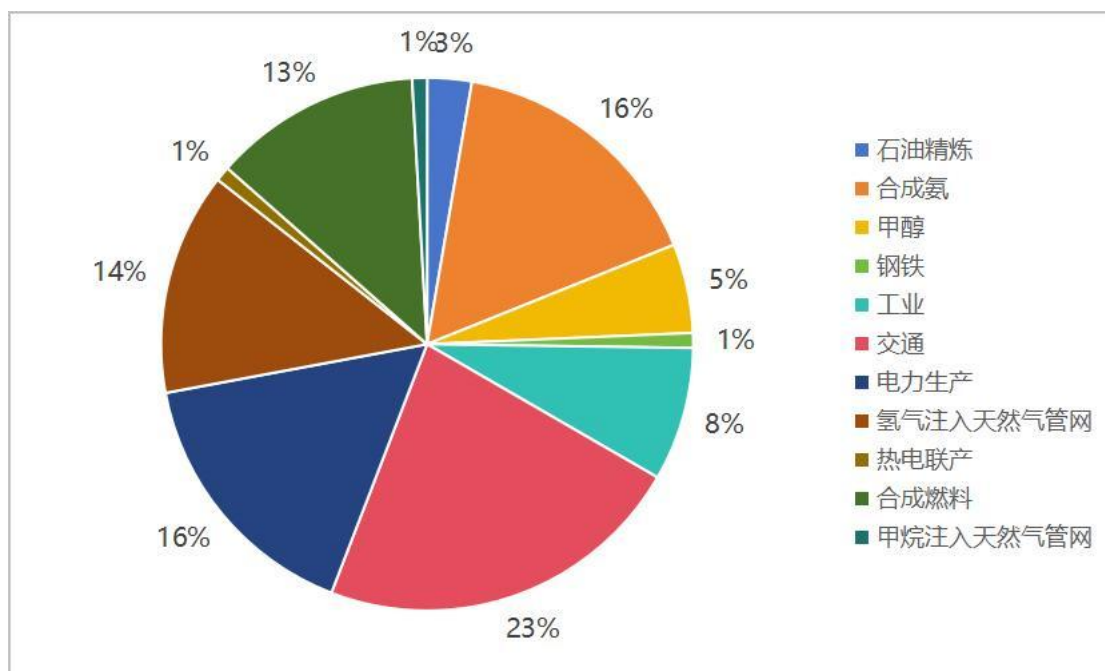


图 77：北美（以美国为主）绿氢项目消纳场景

资料来源：IEA, H2 PlusData

南美洲的氢能应用场景主要集中在石油精炼、合成氨、交通和其他工业领域，这与其丰富的油气资源和工业结构密切相关。北美洲的氢能应用场景更为广泛，涵盖了工业、交通、电力生产和合成燃料等领域，这与其国家清洁氢战略和多样化的市场需求相一致。两地的政策和市场需求差异导致了氢能应用场景的不同。

合成氨是美洲最主要的氢能消纳场景，这主要得益于政策支持和市场需求的双重驱动。从政策角度来看，政策支持方面，北美洲国家如美国出台了一系列政策以支持氢合成氨的发展。例如，美国能源部宣布将为绿氢项目提供贷款担保，旨在提振美中西部农业发展。此外，美国的《减通胀法案》（IRA）加快了对清洁项目的一系列投资，为绿色氢生产引入了高达 3 美元/千克的补贴，并为碳捕集与封存（CCS）提供了支持。南美洲国家如哥伦比亚也在积极推动绿色低碳转型，支持发展绿色氢能和合成氨项目，计划到 2050 年实现碳中和，并通过发展绿色氨项目来支持国家碳中和目标和交通行业的去碳化。

从需求层面看，北美洲和南美洲重点发展氢合成氨的原因在于其在农业、工业和能源领域的广泛应用。氢合成氨作为农业生产的关键原料，对于保障粮食安全至关重要。例如，合成氨在农业中的应用占比高达 70%，主要用于生产氮肥等

农用品。此外，随着全球对环保和可持续发展的重视，氢合成氨作为一种清洁能源替代品，其市场需求逐渐增加。例如，氢合成氨可以作为“零碳燃料”，在交通领域具有广阔的应用前景。

经济优势方面，北美洲在氢合成氨生产方面具有显著的经济优势。美国拥有丰富的天然气资源和可再生能源，为氢合成氨的生产提供了充足的原料和能源保障。此外，据 2023 年 6 月阿格斯 Argus 发布的《清洁氨北美市场周报》统计，美国的氨工厂效率水平比全球平均高 25%，这使得其在氢合成氨生产方面更具成本效益。南美洲国家如玻利维亚拥有丰富的天然气资源，为合成氨的生产提供了充足的原料保障，降低了生产成本。

技术发展方面，美国在氢合成氨生产技术方面取得了显著进展。例如，2024 年 12 月美国纽约州立大学布法罗分校的研究团队开发出了一项新型的电化学合成氨装置，该装置具有高效、稳定、环保等优点，能够在室温条件下实现长时间运行。这种新技术不仅能够提高氨的生产效率，还能为生产能力有限的国家提供一种合理、低成本的解决方案，帮助他们自主生产化肥，推动农业发展。南美洲国家如苏里南在合成氨生产技术方面也取得了显著进展，新型催化剂的研发、生产工艺的优化以及节能减排技术的应用，都极大地提高了合成氨的生产效率和产品质量。

除合成氨之外，石油精炼和交通领域是南美洲绿氢消纳的最主要场景。南美洲的石油精炼行业对氢气的需求主要集中在脱硫和脱碳过程中。氢气在石油精炼中用于去除硫和其他杂质，提高燃料的质量和环保性能。例如，据能源咨询公司伍德麦肯兹 2021 年的估算，到 2040 年，巴西绿氢潜在需求介于 720 万~900 万吨，大部分氢气需求都来自的在巴西国家石油公司的炼厂。

在交通领域，2024 年南美洲已有多项绿氢消纳案例，具体如中国中车为智利安托法加斯塔省打造的南美首台氢能源机车，采用“氢燃料电池+动力电池”动力组合，专门用于港口至波特·瑞罗站之间的货物运输。该机车实现了零二氧化碳、零硫化物排放，且针对当地盐雾、紫外线等恶劣环境进行了定制化设计，具有大功率、低噪音和维护便捷等优势。其应用场景覆盖港口调车、冶金和石化工业运输，显著提升了区域绿色交通水平。中国国家电网巴西电力 CPFL 公司与巴西米祖公司合作，在巴西北里奥格兰德州建设 1 兆瓦全链条绿色制氢站，覆盖

制取、储运和应用环节。项目投产后每小时可生产 200 标准立方米的绿氢，主要用于重型卡车运输和工业领域，助力当地能源转型。该州州长指出，绿氢技术将推动巴西东北部工业绿色发展，并提升清洁能源在交通领域的渗透率。此外，2025 年 2 月乌拉圭宣布将在里奥内格罗省建该国首个绿氢项目，通过 8000 块太阳能板制氢，年产绿氢 77 吨，重点应用于重型卡车运输业及林业、造纸业等工业场景。项目预计 2026 年投产，每年减少二氧化碳排放 870 吨。乌拉圭政府计划通过绿氢路线图，到 2040 年将氢燃料电池汽车普及率提升至 35%，并推动绿氨、绿色甲醇等衍生品在航运和航空中的应用。

美国氢能应用呈现多领域协同发展态势，在工业、交通和能源领域形成具有战略意义的产业链布局。根据《美国国家清洁氢战略和路线图》的规划框架，各领域应用呈现以下特征：

**工业领域深度脱碳：**作为全球第二大氢能消费国，美国工业部门年消耗氢气超 1000 万吨，其中炼油行业占比达 54%，合成氨生产占 28%，甲醇及其他化工应用占 18%（美国能源信息署 2022 年数据）。在减排压力驱动下，石油巨头埃克森美孚与林德工程合作，在得克萨斯州 Baytown 炼化基地建设世界级蓝氢装置，预计 2030 年可满足全美炼油行业 15% 的清洁氢需求。钢铁行业创新方面，克利夫兰克利夫斯公司采用 Midrex H2™ 技术，在俄亥俄州建成北美首个直接还原铁（DRI）工厂，通过掺混 70% 绿氢使吨钢碳排放较传统高炉工艺降低 60%。

**重载交通突破性进展：**美国能源部 2021 年通过“氢能地球”计划投入 80 亿美元建设区域氢能中心，重点支持重载运输领域。巴拉德动力系统公司为加拿大太平洋堪萨斯城铁路（CPKC）提供的 200kW 燃料电池模块，已实现氢能机车连续运行 12 小时、续航里程超 1000 公里的技术突破。在港口物流领域，尼古拉汽车公司开发的 Nikola Tre 氢燃料电池重卡获得沃尔玛等企业超 500 辆订单，其搭载的 70MPa 储氢系统可实现载重 40 吨、续航 800 公里的运营指标。截至 2023 年底，加州已建成 55 座加氢站，支持 1500 辆燃料电池卡车常态化运营。

**能源系统变革性应用：**在电网调节方面，美国能源部联合太平洋西北国家实验室开发的氢储能系统，已在犹他州 Delta 建成全球最大规模（150MW/1.2TWh）地下盐穴储氢示范项目。根据 2023 年《基础设施法案》实施细则，计划到 2030 年部署 10GW 氢能调峰电站，其中长岛电力局正在建设的混合氢燃气轮机项目，

可通过掺烧 50%氢气实现碳排放强度下降 33%。值得注意的是，加州“可再生氢储能计划”已实现 17MW 燃料电池机组的商业化运营，其系统效率达到 58%，较传统抽水蓄能提升 20 个百分点。

美国通过政策引导（《通胀削减法案》提供 3 美元/kg 氢生产税收抵免）、技术创新（能源部年投入 3.5 亿美元支持电解槽研发）和市场驱动（加州低碳燃料标准给予氢能 1.5 倍积分系数）的三维联动，构建氢能经济生态系统。2019 年 11 月，美国发布了《美国氢能经济路线图》，指出到 2030 年氢能产业每年创造 1400 亿美元收入和 70 万个就业机会，到 2050 年满足美国 15%的能源需求。