



氢能&燃料电池行业研究

买入（维持评级）
行业深度研究
证券研究报告

氢能组

分析师：姚遥（执业 S1130512080001）
yaoy@gjzq.com.cn

联系人：唐雪琪
tangxueqi@gjzq.com.cn

氢能&燃料电池行业产业链系列报告之十六

——潜在亿吨放量空间，绿氢消纳及驱动力探讨

投资逻辑

氢气消纳潜在上亿吨量级，带动万亿市场规模启动。氢气消纳主要集中在化工、钢铁、储能和交通四大领域，从短、中期以及理论极限值分析来看，短期已立项规划的绿氢项目可带动上百万吨氢气需求和上百亿元市场空间，而在绿氢全面渗透下，潜在的消纳空间高达亿吨，将催生氢气和相应设备的万亿市场规模。

绿氢放量高增趋势已成，新增绿氢消纳问题逐步凸显。中国绿氢项目数量及政策规划量双高增，当前已立项产能达 242 万吨、2025 年各地政策规划总量达 100 万吨，将带动电解槽的装机高增。根据政策规划，2025 年电解槽装机量在中性/乐观情况下将达到 19/28GW，目前招标已达 GW 级别，2023-2025 年 CAGR 将达 180%，放量高增已成趋势。当前国内氢气供需趋于平衡，化工行业氢气产量/消耗量约 3800/3540 万吨，根据统计和测算的已立项/短期/中期绿氢产能 270/341/9000 万吨看，供给端将高速增长，绿氢消纳问题逐步显现。基于氢气工业原料和能源产品的双重属性，以及碳排放双控等政策下多个行业开启的绿色化转型，未来氢气消纳将集中在化工、钢铁、交通、电力四大行业。

化工：氢气作为工业原料直接消纳，项目升级减碳将带动绿氢消纳。传统高碳排放工业新增产能受控，氢基绿色化工将成为产业转型的重要突破口，绿氢需求先后受替代渗透和新增项目带动。（1）合成氨：供需趋紧下产能有望迎来逐步恢复，制氢环节是合成氨主要碳排放来源，电解水制氢可实现零碳排放，绿氢规划已超 800 万吨，带动百万吨氢气增量；（2）甲醇：考虑到煤制甲醇新项目难以获批，绿色甲醇有望成为新增产能突破口，当前规划量已达到 450 万吨，对应约 86 万吨氢气增量；（3）炼化：高端化、绿色化发展成新趋势，氢炼化将成为石化工业碳中和关键，《“十四五”全国清洁生产推行方案》提出石化化工行业实施绿氢炼化降碳工程，炼厂绿氢渗透率有望稳步提升。

钢铁：行业开启绿色转型，碳税下绿氢渗透有望提速。钢铁行业脱碳难度高、体量大，其碳排放量约占中国碳排放总量的 15%，脱碳转型需求迫切。电气化难以实现完全脱碳，氢气具备高能量密度及热值，采用绿氢替代焦炭还原及煤掺烧绿氢供热将成为钢铁领域脱碳的关键路径，国内大型钢铁企业已开启氢冶金试点项目，产能规模达到 740 万吨，对应将带动约 40.7 万吨氢气需求。钢铁领域对氢气成本敏感度高，碳税落地将驱动绿氢渗透提速。以焦炭价格 2500 元/吨测算，无碳税下，氢炼铁与焦炭炼铁平价时的氢气成本为 9.55 元/kg，50 欧元/吨碳税下，将提升至 15 元/kg，此时绿氢的制取成本对应电价为 0.2 元/kWh，并且低于灰氢加碳税的成本。

储能：风光消纳压力提升，大规模、长周期氢储能迎机遇。可再生能源大规模应用根本性问题在于消纳，在源侧实现风光消纳并发展大规模长时储能，是实现绿色大电网稳定供电的关键，也是绿电外送的前提。氢储能是长周期、大规模储能的优选项，大规模应用和时间边际成本低，上游侧耦合风光设备电解水制氢，可解决风光消纳及上网问题，新能源配储需求推动氢储能放量，风光氢储一体化项目逐步落地，开工的一体化项目对应制氢产能已达 28 万吨。

交通：率先打开绿氢消纳第一缺口，放量确定性高。当前燃料电池重卡在补贴下可实现 TCO 平价，平价下绿氢应用场景加速率先突破，根据 2025 年各地区政策规划，燃料电池汽车保有量达到 11.8 万辆，放量具备较高确定性，将拉动绿氢在需求侧的消纳，预计 2025 年氢气需求量达 160 万吨。

投资建议

绿氢产能放量高增已成趋势，绿氢全面渗透下潜在消纳空间高达亿吨，将催生氢气和相应设备的万亿市场规模，布局相关氢能核心装备企业将率先受益，电解槽：华电重工、昇辉科技、华光环能、亿利洁能；检测设备：科威尔。

风险提示

技术研发进度不及预期、下游氢能推广滞后、政策和项目落地不及预期。

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费



内容目录

综述：氢气潜在亿吨消纳空间，带动万亿市场起步	5
一、绿氢放量高增趋势已成，新增绿氢消纳问题逐步凸显	6
1.1 规划和招标逐步落地，绿氢放量高增已成趋势	6
1.2 绿氢规划高增下，消纳问题逐步凸显	9
1.3 四大场景消纳绿氢，放量潜力多集中于三北地区	11
二、化工：氢气作为工业原料直接消纳，项目升级减碳将带动绿氢需求	13
2.1 传统高碳排放工业新增产能受控，氢基绿色化工将成为产业转型重要突破口	13
2.2 合成氨产能有望迎来逐步恢复，绿氢合成氨将率先实现规模化示范应用	15
2.3 甲醇产能整合升级，绿色甲醇有望成为甲醇新增产能突破口	19
2.4 高端化、绿色化发展成新趋势，绿氢炼化将成为石化工业碳中和的关键	21
三、钢铁：行业开启绿色转型，碳税下绿氢成为脱碳关键原料及能源	22
3.1 钢铁行业脱碳难度高、体量大，政策引导下行业开启绿色升级	22
3.2 绿氢成为钢铁行业脱碳关键原料及能源，碳税下绿氢渗透有望提速	23
四、储能：风光消纳压力提升，大规模、长周期氢储能迎机遇	25
4.1 可再生能源大规模应用根本性问题在于消纳，以西北为代表的新能源消纳压力显现	25
4.2 储能需求逐步高增，源侧发展长周期、大规模储能是绿色大电网稳定供电的关键	27
4.3 氢储能大规模应用和时间边际成本低，是长周期、大规模储能的优选项	28
五、交通：率先打开绿氢消纳第一缺口，放量确定性强	30
5.1 实现补贴下全生命周期成本平价，率先打开绿氢消纳	30
5.2 燃料电池汽车放量确定性高，带动绿氢需求侧增量确定性较强	31
六、投资建议	33
七、风险提示	34

图表目录

图表 1：氢气消纳理论极限上亿吨，带动万亿市场规模	5
图表 2：四大领域氢气消纳短中期及理论极限规模测算值	5
图表 3：2022-2023 年已立项绿氢项目合计约达到 270 万吨	6
图表 4：各地政府政策规划绿氢量在 2025/2030/2035 年达到 100/100/250 万吨（万吨/年）	6
图表 5：2025 年中国对应电解槽装机量预计将达到 19/28GW	7
图表 6：2023 年绿氢项目电解槽招标情况	8
图表 7：2023 年绿氢项目开工和 EPC 招标情况	9
图表 8：氢气具备工业原料和能源产品双重属性	9
图表 9：氢气能在各行业脱碳路径中承担角色	10
图表 10：氢气使用结构以合成氨、甲醇、炼油及直接燃烧为主	10
图表 11：氢气供需趋紧	11
图表 12：化工、钢铁、交通和储能领域使用绿氢路径	11
图表 13：全球相关机构对氢在各领域中的应用渗透率逐年提高	12
图表 14：三北地区绿氢成本与规模具备规模化发展优势	12



图表 15:	《产业结构调整指导目录（2023 年本）》鼓励氢能应用并且限制及淘汰部分传统高碳排放产业 ...	13
图表 16:	《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022 年版）》提出引导各化工行业绿色化升级改造	14
图表 17:	化工行业氢能利用路径分为现有替代以及新增需求两种模式	14
图表 18:	绿氢在化工领域应用场景主要为替代原有灰氢	15
图表 19:	2017-2022 年我国合成氨产能、表观消费量、产量走势图（万吨）供需趋紧	15
图表 20:	全球氢气利用中合成氨占比第一（万吨，%）	16
图表 21:	我国合成氨 CO ₂ 排放量占比达 20%（万吨，%）	16
图表 22:	绿氢合成氨可实现除供热环节外的全零碳排放	16
图表 23:	绿氢、绿氨制取过程	17
图表 24:	绿氨规划已超 800 万吨（下表为部分项目示例）	18
图表 25:	2017-2022 年我国甲醇产能、表观消费量、产量走势图（万吨）	19
图表 26:	绿色甲醇规划已达 450 万吨	20
图表 27:	全球运营和在建的甲醇燃料船舶达 60 余艘	21
图表 28:	以绿色、低碳、循环为特征的综合性炼厂	21
图表 29:	《“十四五”全国清洁生产推行方案》提出石化化工行业将实施绿氢炼化等降碳工程	22
图表 30:	国内制造行业碳排放量占比达到 36%	22
图表 31:	绿氢替代焦炭直接还原铁并配加电炉炼钢是钢铁行业完全脱碳的关键模式之一	23
图表 32:	氢能热值比其他传统化石能源的数倍	23
图表 33:	氢基零碳工业园区发展模式	24
图表 34:	氢冶炼技术分类	24
图表 35:	近期已宣布的氢冶金试点项目产能达到 740 万吨	24
图表 36:	灰/蓝/绿氢成本及加碳税后成本（元/kg）	25
图表 37:	氢/焦炭炼铁成本平价时的氢气价格（元/kg）	25
图表 38:	近三年风电按利用率相对较低省份逐月利用率情况	26
图表 39:	近三年光伏利用率相对较低省份逐月利用率情况	26
图表 40:	2022 年各省风电、光伏累计装机占比三北地区居前列	27
图表 41:	2022 年各省风电、光伏新增装机占比三北地区居前列	27
图表 42:	电解水制氢联动能源基地与用能负荷协同发展	28
图表 43:	氢储能适用于季度调峰	28
图表 44:	各种储能方式的最优储能容量、储能时长	28
图表 45:	光伏、风电制氢典型场景	29
图表 46:	电解水制氢的应用场景	29
图表 47:	氢储能应用产业链	30
图表 48:	2023 年开工风光氢储一体化项目对应制氢产能已达 28 万吨	30
图表 49:	燃料电池重卡全生命周期成本测算框架	31
图表 50:	FCV 和 BEV 重卡 TCO 对比（短岛）	31
图表 51:	FCV 和 BEV 重卡 TCO 对比（长途）	31
图表 52:	燃料电池汽车 5 大示范城市群	32
图表 53:	“以奖代补”补贴政策对比过往更聚焦于各地方政府	32
图表 54:	2021-2025 年氢能汽车保有量测算超 10 万辆（辆）	32



图表 55: 2025 年各地方燃料电池车推广目标加总达到 11.8 万辆	33
图表 56: 2025 年交通领域氢气需求量将达到 160 万吨 (吨)	33



综述：氢气潜在亿吨消纳空间，带动万亿市场起步

氢气消纳潜在上亿吨量级，带动万亿市场规模。根据全文以及我们之前发布的氢能产业链系列深度报告之十三——“绿氢催生新兴市场启动，电解水设备技术路线与成本之争”的测算和分析，氢气消纳主要集中在化工、钢铁、储能和交通四大领域，从短、中期以及理论极限值分析来看，短期已立项规划的绿氢项目可带动百万吨氢气需求和百亿元市场空间，而在绿氢全面渗透下，潜在的消纳空间高达亿吨，将催生氢气和相应设备的万亿市场规模。

图表1：氢气消纳理论极限上亿吨，带动万亿市场规模

领域	类型	绿氢潜在可渗透的行业规模	使用绿氢的对应产品规划量	短期规划对应绿氢量
化工	合成氨	6000 万吨	805.1 万吨	141.7 万吨
	甲醇	8000 万吨	478.85 万吨	89.8 万吨
	炼油	7 亿吨	假设 3% 渗透	23.1 万吨
钢铁	钢铁冶炼	18.9 亿吨	740 万吨	40.7 万吨
储能	储存电能	6000 亿 kWh	28.18 万吨	28.18 万吨
交通	商用车	839 万辆	假设 15% 渗透率	18.4 万吨
潜在市场规模		短期	中期	理论极限
氢气需求规模 (万吨)		341	8964	30959
电解槽装机规模 (GW)		208	3646	6726
氢气市场规模 (亿元)		930	16277	30025
电解槽市场规模 (亿元)		490	7146	13451

来源：国金证券研究所测算

图表2：四大领域氢气消纳短中期及理论极限规模测算值

氢气消纳规模 (万吨)	短期	中期	理论极限
合计	341	8964	30959
化工	255	998	3326
钢铁	40	5292	17639
储能	28	228	2382
交通	18	2447	7611
电解槽装机规模 (GW)	短期	中期	理论极限
合计	208	3646	6726
化工	155	406	723
钢铁	25	2152	3832
储能	17	93	518
交通	11	995	1653
氢气市场规模 (亿元)	短期	中期	理论极限
合计	930	16277	30025
化工	694	1812	3226
钢铁	110	9609	17107
储能	77	414	2311
交通	50	4442	7382
电解槽市场规模 (亿元)	短期	中期	理论极限
合计	490	7146	13451
化工	365	795	1445
钢铁	58	4219	7664
储能	40	182	1035
交通	26	1950	3307

来源：国金证券研究所测算

测算说明：(1) 短期：以当前已落地或立项的绿氢相关项目作为指引测算，部分无明确规划项目的以绿氢渗透率估算；(2) 中期：以 30% 的绿氢渗透率为假设测算；(3) 理论极限：以绿氢全面渗透为假设测算。氢气及设备相关假设和分析见系列深度报告之十三。



一、绿氢放量高增趋势已成，新增绿氢消纳问题逐步凸显

1.1 规划和招标逐步落地，绿氢放量高增已成趋势

绿氢项目数量高增，已立项产能合计约达到 270 万吨。当前已投产的项目规模达到 4.9 万吨，其中位于新疆库车的国内最大光伏制氢示范项目于 2023 年 8 月 30 日全面投产，我国首个万吨级绿氢炼化示范项目正式落地，绿氢工业化规模应用逐步开启，电解槽进入规模化验证时代。绿氢项目规划持续高增，近两年已立项的绿氢项目合计约达到 270 万吨，放量高增已成趋势。

图表3：2022-2023 年已立项绿氢项目合计约达到 270 万吨

省区	已投产 万吨/年	2022 年 万吨/年	2023 年 万吨/年	下游应用领域
内蒙古	1.1	101.3	40.3	化工、交通、热电联供
新疆	2	0.07	0.5	化工、交通
甘肃	0.04	1.3	0.8	化工、交通、液氢
辽宁		6.6	1.1	化工、交通、储能、液氢
吉林		3.2	4.5	化工
宁夏	1.4	13.3		化工、交通
河北	0.24	0.2	91	化工、交通、储能
河南	0.02		1	交通、工业
山东	0.02		0.32	交通、综合加能站
黑龙江		0.05		
陕西		2.1		化工、交通
江苏			0.14	
天津			1.3	化工、交通
湖北			0.01	化工、交通
安徽	0.78			交通、热电联供
浙江	0.08			发电、热电联供
吉林	0.04			
青海	0.02			
合计	4.9	128	141	

来源：政府官网、中国招标采购网、国金证券研究所，数据截至 2023/10/17

绿氢政策规划量高增，2025 年各地合计达 100 万吨。自国家层面发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》后，各地积极规划可再生能源制氢（绿氢），根据各地政府发布的相应氢能政策规划，绿氢产能合计规划量到 2025/2030/2035 年已达 100/100/250 万吨。当前国内政策规划地区全部集中于风光资源较为丰富的三北地区，其中内蒙古 2025 年规划量达到 50 万吨/年，占比达到当年加总规划的一半，是全国绿氢推广重点区域。

图表4：各地 2025/2030/2035 年绿氢规划量达到 100/100/250 万吨（万吨/年）

地区	2025 年规划量	2030 年规划量	2035 年规划量
内蒙古	50	-	-
宁夏	8	30	-
吉林	8	30-40	120-150
甘肃	20	-	-
青海	4	30	100
新疆	10	-	-
合计	100	90-100	220-250

来源：各地政府官网、国金证券研究所

绿氢规划量带动电解槽装机量高增，2025 年预计在中性/乐观情况下达到 19/28GW。绿氢将采用电解槽电解水制取氢气，绿氢规划量的高增将带动相应设备的需求。以电解槽匹



配光伏制氢为例测算，乐观情况以及中性情况下，在对应 100 万吨绿氢规划总量分别可装电解槽 28GW 和 19GW。预计在未来技术迭代和成本逐步下降的情况下，2025 年后电解水制氢设备及绿氢市场将持续加速。测算假设与过程如下：

- 以 1000 标方/小时碱性电解槽为例测算，基于电解槽不同的年运营小时数，绿氢生产规划量对应的电解槽装机规模将有所区别，当电解水制氢的电来自于光伏时，根据光伏年发电小时数，乐观和中性情况下预计电解槽分别年运行 1100 和 1500 小时，同时考虑到部分电解槽的电采用外购电力的情况，假设 2025 年光伏供电和外购电力占比均为 50%、外购电力年利用小时数为 4000 小时，100 万吨绿氢对应乐观和中性情况下电解槽装机量分别为 28GW 和 19GW。

图表5：2025 年中国对应电解槽装机量预计将达到 19/28GW

中国绿氢市场空间预测（乐观估计）			中国绿氢市场空间预测（中性估计）		
绿氢规划量(万吨)	内蒙古	50	绿氢规划量(万吨)	内蒙古	50
	宁夏	8		宁夏	8
	吉林	8		吉林	8
	甘肃	20		甘肃	20
	青海	4		青海	4
	新疆	10		新疆	10
	合计	100		合计	100
匹配光伏设备年运营时长（小时）		1100	匹配光伏设备年运营时长（小时）		1500
匹配外购电力年运营时长（小时）		4000	匹配外购电力年运营时长（小时）		4000
电解槽装机量（GW）		28	电解槽装机量（GW）		19

来源：各地政府官网、国金证券研究所

电解槽招标已达 GW 级别，2023-2025 年 CAGR 将达 180%。2023 年 1-10 月绿氢项目电解槽招标量达到 1.3GW，结合 2025 年乐观情况下 28GW 的规划装机量，预计 2023-2025 年 CAGR 将达 180%，放量已成趋势。从 2023 年绿氢项目开工及 EPC 招标情况看，共 7.82 万吨绿氢项目，773 Nm³/h、260 余套电解槽短期内将迎来招标。从下游应用领域看，主要集中在交通、化工、储能、工业四大领域应用。


图表6：2023 年绿氢项目电解槽招标情况

	项目名称	项目地	电解槽招标 (MW)	制氢量/台套数	技术路线	应用
1	涞源县 300MW 光伏制氢项目	河北保定	6	600 Nm ³ /h, 2 套	碱性电解槽	煤化工
2	深能库尔勒绿氢制储加用一体化示范项目	新疆库尔勒	5	1000 Nm ³ /h, 2 套	碱性电解槽	交通、热电联供
3	鄂托克前旗上海庙经济开发区光伏制氢项目	内蒙古鄂尔多斯	45	9000 Nm ³ /h	碱性电解槽	加氢站
4	平凉海螺崆峒区峡门乡 100 兆瓦风力发电及制氢项目	甘肃平凉	-	1 套	碱性电解槽	管道输送氢气至加氢站
5	乌审旗风光融合绿氢化工示范项目一期	内蒙古鄂尔多斯	390	30000 吨/年	碱性电解槽	煤化工
6	国能宁东可再生氢碳减排示范区一期项目	宁夏宁东	105	20000 Nm ³ /h, 21 套	碱性电解槽	煤化工、加氢站
7	七台河勃利县 200MW 风电制氢项目	黑龙江七台河	7.5	1500 Nm ³ /h, 2 套	碱性电解槽	-
8	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	吉林大安	50	10000 Nm ³ /h, 50 套	PEM 电解槽	合成氨
9	山东华电潍坊氢储能示范项目	山东潍坊	35	5000 Nm ³ /h, 5 套	碱性电解槽	交通
10	华能清能院 1300Nm ³ /h 碱性电解制氢系统试制设备招标	甘肃张掖	6.5	1300 Nm ³ /h, 1 套	碱性电解槽	-
11	海水制氢产业一体化示范项目一期	辽宁大连	60	12000 Nm ³ /h, 12 套	碱性电解槽	孤网运行模式
12	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	吉林大安	195	39000 Nm ³ /h, 39 套	碱性电解槽	合成氨
13	鄂尔多斯市纳日松 40 万千瓦光伏制氢产业示范项目	鄂尔多斯	35	7000 Nm ³ /h, 7 套	碱性电解槽	煤化工
14	河北鸿蒙新能源项目	河北保康县	40	8000 Nm ³ /h, 8 套	碱性电解槽	-
15	内蒙古兴安盟京能煤化工可再生资源绿氢替代示范项目	内蒙古呼和浩特	300	1000 Nm ³ /h, 60 套	碱性电解槽	煤化工
16	内蒙古鄂尔多斯市准格尔旗纳日松光伏制氢产业示范项目	内蒙古鄂尔多斯	20	4000 Nm ³ /h, 4 套	碱性电解槽	煤化工、加氢站
17	辽宁华电铁岭新台子一期 25MW 离网风电储能制氢一体化项目	辽宁铁岭	5	1000Nm ³ /h, 1 套	碱性电解槽	-
	合计	-	1305	-	-	-

来源：中国招标与采购网、国金证券研究所，数据截至 2023/10/17


图表7：2023 年绿氢项目开工和 EPC 招标情况

	项目名称	项目地	项目阶段	制氢量 万吨/年	制氢量 Nm ³ /h	电解槽量 MW	电解槽 台套数	技术路线	开工时间
1	大冶市绿电绿氢制储加用一体化氢能矿场综合建设项目	湖北黄石	EPC 招标	-	2250	8.5	3	碱性+PEM 电解槽	2023.6
2	玉门油田可再生能源制氢示范项目	甘肃酒泉	项目开工	0.21	16000	80	5	-	2023.8
3	鄂尔多斯中核新能源 4000 万方制氢加氢一体化项目	内蒙古鄂尔多斯	项目开工	0.36	-	-	-	-	2023.8
4	大唐风光制氢一体化项目制氢	内蒙古锡林郭勒盟	EPC 招标	0.54	14000	70	14	碱性电解槽	2023.11
5	中能建松原氢能产业园（绿色氢氨醇一体化）	吉林松原	项目开工	4.5	64800	324	62	碱性+PEM 电解槽	2023.9
6	张掖绿氢合成氨一体化示范项目	甘肃张掖	项目开工	-	4000	20	-	碱性电解槽	2023.9
7	华能蒙东公司华能兴安盟 100 万千瓦风电制氢一体化示范项目一期	内蒙古兴安盟	风电工程、送出工程可研及勘察设计技术服务预招标	2.21	54000	270	54	碱性电解槽	2023
8	中国能建 2023 年制氢设备集中采购招标	甘肃酒泉	制氢设备集中采购招标	-	2250	8.5	125	碱性+PEM 电解槽	2023-2024
合计				7.82	155050	773	263		

来源：中国招标与采购网、国金证券研究所，数据截至 2023/10/17

1.2 绿氢规划高增下，消纳问题逐步凸显

氢气具备工业原料和能源产品双重属性。氢气作为一种二次能源，目前已经广泛应用于化工、电子、冶金、能源、航空航天以及交通等诸多领域，当前社会上主要利用化石能源作为原料制备氢，再将氢作为化工、冶金等生产过程物料加以利用。氢气作为可持续发展的清洁可再生能源，同时具有工业原料和能源产品的双重属性，可作为全球降低二氧化碳排放、实现碳中和的重要能源载体。

图表8：氢气具备工业原料和能源产品双重属性

氢气用途	应用领域
工业原料	氢气将广泛应用于化工、冶金等行业。
能源产品	氢气将以替代石油、天然气等化石能源为最终目标，广泛应用于交通运输、民用、航空航天、储能等领域。

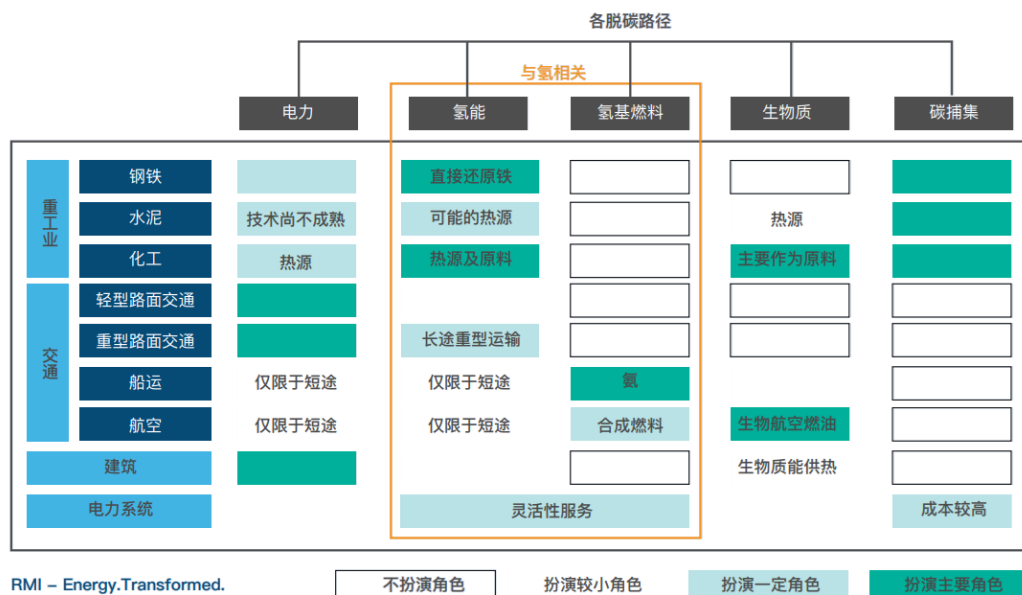
来源：《我国氢气生产和利用现状及展望》、国金证券研究所

氢气可在多个生产和消费环节作为替代能源和原料，在工业、交通、电力、建筑等行业中均有不同的应用，其中最主要的用途包括燃料用氢、原料用氢，以及储能用氢三类。

- **燃料用氢**：主要场景包含重型道路交通、船运、航空、发电等领域。氢气易燃且热值高，燃烧产物仅为水，不排放二氧化碳等温室气体，与传统的化石燃料（石油、天然气、煤炭）相比，氢是终端零排放的清洁能源，可作为供热或供电的燃料。目前燃料用氢的应用在全球范围内尚为有限，主要限制因素是燃氢轮机等设备设施的技术成熟度不高，相应的基础设施和政策标准尚不完善。
- **原料用氢**：主要场景包含钢铁、化工等领域。氢气是重要的工业气体，氢元素的强还原性被用于多种化学反应，是众多化合物的基础元素之一。化工行业需要用氢制备甲醇、合成氨等多种产品，冶铁需要利用氢气作为还原剂，多种高端材料的制造在生产流程中均需要使用氢气进行加工。
- **储能用氢**：主要场景包含电力储能领域。作为广义储能的一种形式，在一定的环境条件和容器中储存液态氢或气态氢，通过燃料电池用于电力调峰以调节长时间和跨区域的储能，或将氢转换为化合物，例如合成氨，增强氢能用于燃料/原料的灵活性。



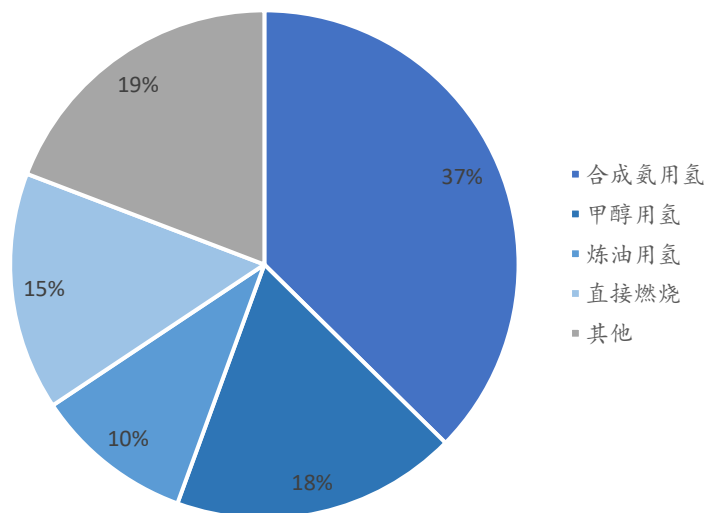
图表9：氢能在各行业脱碳路径中承担角色



来源：《中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图》、国金证券研究所

氢气使用结构以合成氨、甲醇、炼油及直接燃烧为主。从氢气的用途来看，最大应用领域是作为生产合成氨中间原料，氢气产能占比约为 30%；第二是生产甲醇，包括煤经甲醇制烯烃的中间原料，氢气产能占比约为 28%；第三是焦炭和兰炭副产氢的综合利用，占比约为 15%（已扣除制氨醇，避免重复计算）；第四是炼厂用氢，占比约为 12%；第五是现代煤化工范畴内的煤间接液化、煤直接液化、煤制天然气、煤制乙二醇的中间原料氢气，占比约为 10%；其他方式氢气利用占比约为 5%。

图表10：氢气使用结构以合成氨、甲醇、炼油及直接燃烧为主

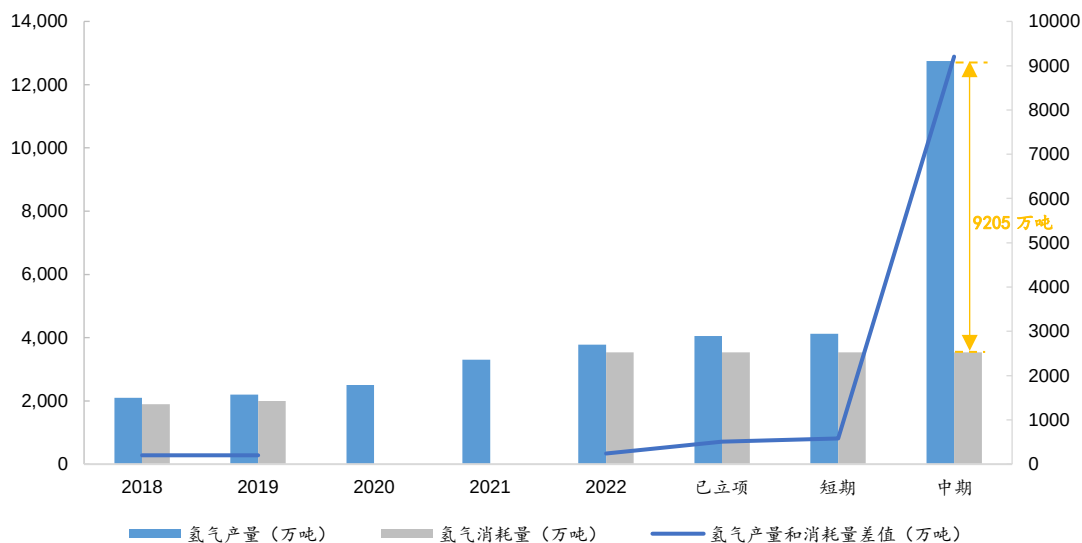


来源：《2022 年中国氢能及燃料电池产业发展趋势报告》、国金证券研究所

当前氢气供需趋于平衡，消纳问题逐步显现。当前国内外氢气主要在石化化工行业被较为广泛的生产和利用，根据对石化化工行业主要涉氢产品生产能力的统计，当前我国石化化工行业氢气总产能约为 4000 万吨，氢气产量约 3800 万吨，氢气消耗量约为 3540 万吨，从氢气产量和消耗量来看，我国氢气供需趋于平衡。根据上文统计的绿氢新增产能数据，已立项绿氢产能 270 万吨、短期 341 万吨、中期近 9000 万吨的量级看，绿氢规模将在未来几年内高速增长，在当前氢气供需趋于平衡的情况下，绿氢消纳问题可预见性的将逐步显现。



图表11: 氢气供需趋紧

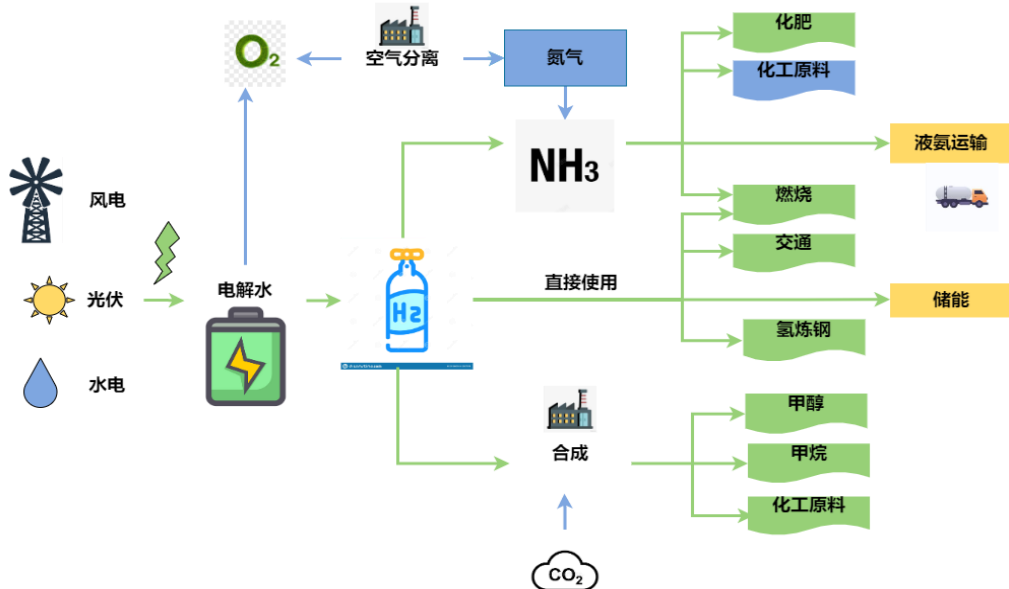


来源: 中国氢能联盟、中国煤炭工业协会、国金证券研究所, 注: 假设以已立项、短期和中期的氢气消耗量不变测算

1.3 四大场景消纳绿氢, 放量潜力多集中于三北地区

氢气需求未来仍将持续稳步增长, 化工、钢铁、交通和储能成为氢气四大应用消纳场景。“工业+绿氢”将在石化和钢铁行业开展示范, 交通用氢逐步提升。石化工业和钢铁工业是氢气最大的应用领域, 绿氢促进工业脱碳意义重大, 效果也将更加明显。随着我国光伏发电和风力发电成本不断下降, 西北“绿电”价格已低于 0.2 元/(kW·h), 初步具备提供工业绿氢的经济性, 从已有绿氢项目和政策看, 西北地区率先开展了绿氢+煤化工示范, 绿氢制合成氨生产绿氨、绿氢制甲醇生产绿醇等技术方案也在开展。

图表12: 化工、钢铁、交通和储能领域使用绿氢路径



来源: 《中国氢能产业发展报告》、国金证券研究所

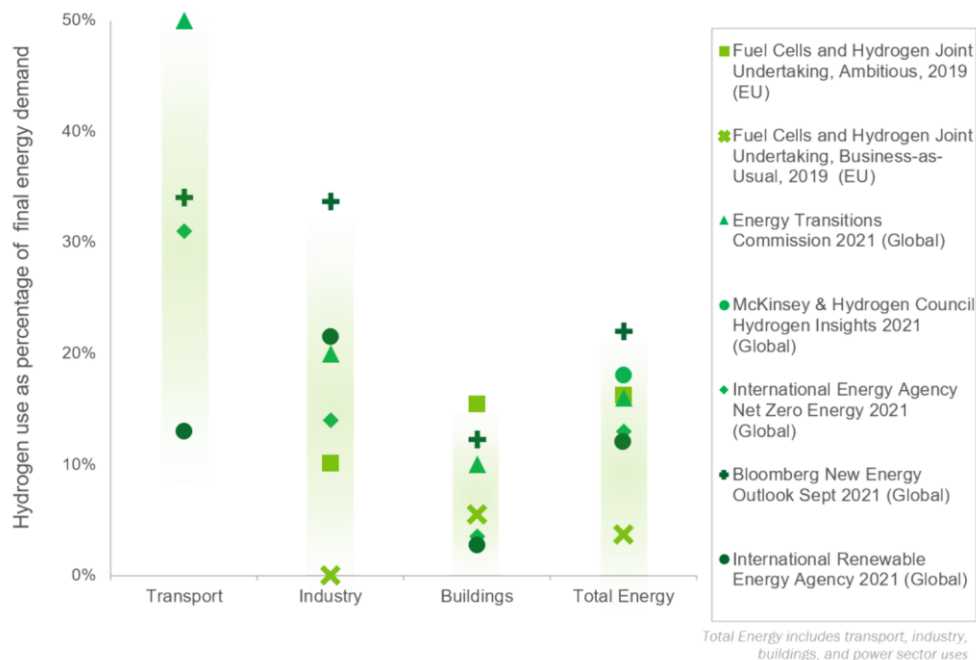
- 化工氢气生产利用将持续增长, 成为氢气消纳的重要场景。石化化工行业产品需求随全社会国民经济发展而发展, 产品需求总体上仍将稳步增长, 例如工业氮肥、甲醇化工、甲醇燃料和中间氢气产能预计未来仍将增长, 总体上将会促进氢气需求增长。当前过半氢气下游应用集中于合成氨、甲醇及炼油领域, 并且大多已立项的绿氢项目应用也集中于化工领域, 未来化工领域将成为氢气消纳的重要场景。
- 钢铁行业氢气需求结构面临调整, 基于氢气的新技术有望迎来突破性增长。在钢铁工业中, 副产的焦炉煤气中含氢为 55%-60%, 高煤气含氢为 1%-4%, 转炉煤气含氢为 0.2%-0.3%, 另外利用 COREX 技术(熔融还原法)在生产铁水过程中产生的煤气含氢为 10%-30% (上述焦炉煤气的含氢量已与焦化合并统计)。目前我国钢铁行业每年生产



约 1400 万吨的含氢副产品，其中高炉炼铁使用约为 900 万吨/年，电炉炼铁消耗约为 400 万吨/年。根据国家有关钢铁行业去产能、确保粗钢产量同比下降等要求，以及废钢回收和氢气直接还原铁等技术逐步推广，预计未来基于传统高炉炼铁所需要的焦化产能将有所下降，焦化副产氢相应下降；基于氢气直接还原铁技术的氢气需求或将得到突破性增长。

- 我国氢能利用现阶段以车用氢能为主，处于起步初期示范阶段。截至 2021 年底，我国燃料电池车保有量约为 9000 辆，车型以商用车中的重卡、公交大巴、轻卡、物流车为主，截止到目前，已建成加氢站约 300 座，当前车用氢能用量不到 1 万吨，根据 2025 年各地区政策规划，燃料电池汽车保有量达到 11.8 万辆，放量具备确定性高，将拉动绿氢在需求侧的消纳，预计 2025 年氢气需求量达 160 万吨。

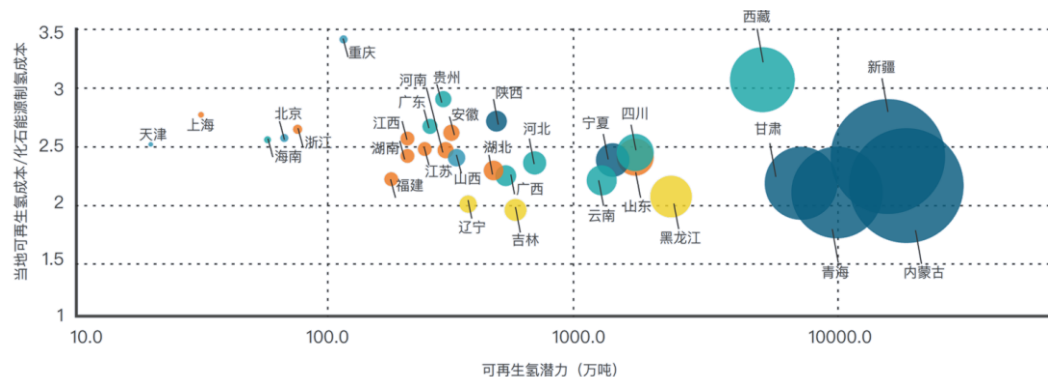
图表13：全球相关机构对氢在各领域中的应用渗透率逐年提高



来源：DOE、国金证券研究所

绿氢放量潜力多集中于三北地区，成本和规模具备发展优势。各地可再生资源条件的差异导致区域性绿氢发展分化，三北地区等区域可再生能源资源丰富，其低电价致使这些地区范围内的绿氢与传统制氢路径的成本差异较小，在多种应用场景具备经济性，也因而绿氢在三北地区以风光氢大基地形式率先进行示范与规模化应用。东部和中部地区资源相对匮乏，同时电力需求旺盛导致绿电溢价，海上风电成本尚处于准平价阶段，使得绿氢成本与传统制氢路径成本具备一定差距，因而规模化释放节奏滞后于三北地区，然而燃料电池汽车示范城市群均处沿海地带，部分地区给予电解水制氢谷电优惠电价，预计东部地区以分布式为主进行发展。

图表14：三北地区绿氢成本与规模具备规模化发展优势



来源：《中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图》、国金证券研究所



二、化工：氢气作为工业原料直接消纳，项目升级减碳将带动绿氢需求

2.1 传统高碳排放工业新增产能受控，氢基绿色化工将成为产业转型重要突破口

推动能耗双控转向碳排放双控，高碳排放产业受控。我国逐步把碳排放总量纳入考虑，实施碳排放双控可以有效避免能源总量控制的局限性，在控制化石能源消费的同时鼓励可再生能源发展，并且给予地方政府更多的绿色空间。国家发改委发布的《产业结构调整指导目录（2023 年本）》由鼓励、限制和淘汰三类目录组成，传统方式制备的工业合成氨、甲醇、炼化、冶金等被归类为限制或淘汰类，其新增产能将会受到限制。

图表15：《产业结构调整指导目录（2023 年本）》鼓励氢能应用并且限制及淘汰部分传统高碳排放产业

类别	定义	投资及批准意见	相关内容示例
鼓励类	主要是对经济社会发展有重要促进作用的技术、装备及产品。	对鼓励类投资项目，按照国家有关投资管理规定进行审批、核准或备案；鼓励金融机构按照市场化原则提供信贷支持。对鼓励类投资项目的其他优惠政策，按照国家有关规定执行。	氢能技术与应用：高效经济制氢、运氢及高密度储氢技术开发应用及设备制造，加氢站及车用清洁替代燃料加注站，移动新能源技术开发及应用，新一代氢燃料电池技术研发与应用，可再生能源制氢，液态、固态和气态储氢，管道拖车运氢，管道输氢，加氢站，氢电耦合等氢能技术推广应用。 可再生能源利用技术与应用：电解水制氢和二氧化碳催化合成绿色甲醇。 电力消纳和存储：电化学、压缩空气、飞轮、储氢（氨）、蓄热等各类新型储能技术推广应用。 清洁能源和新能源船舶：LNG 动力、纯电动、燃料电池动力船舶等，甲醇燃料、氨燃料、生物质燃料等替代燃料动力船舶。
限制类	主要是工艺技术落后，不符合行业准入条件和有关规定，不利于安全生产，不利于实现碳达峰碳中和目标，需要督促改造和禁止新建的生产能力、工艺技术、装备及产品。	对属于限制类的新建项目，禁止投资。投资管理部门不予审批、核准，各金融机构不得发放贷款，自然资源、建设、生态环境、水利、市场监管、消防、海关等部门不得办理有关手续。对属于限制类的现有生产能力，允许企业在一定期限内采取措施改造升级，金融机构按信贷原则继续给予支持。	天然气制甲醇（CO ₂ 含量 20%以上的天然气除外），100 万吨/年以下煤制甲醇生产装置。 以石油、天然气为原料的氮肥，采用固定层间歇气化技术合成氨，铜洗法氨合成原料气净化工艺。 钢铁联合企业、独立焦化企业未同步配套建设干熄焦、装煤、推焦除尘、VOCs 治理装置的炼焦项目。
淘汰类	主要是不符合有关法律、法规规定，严重浪费资源、污染环境，安全生产隐患严重，阻碍实现碳达峰碳中和目标，需要淘汰的落后工艺技术、装备及产品。	对淘汰类项目，禁止投资。各金融机构应停止各种形式的授信支持，并采取措施收回已发放的贷款；各地区、各部门和有关企业要采取有力措施，按规定限期淘汰。在淘汰期限内国家价格主管部门可提高供电价格。	半水煤气氨水液相脱硫、天然气常压间歇转化工艺制合成氨。 不达标的单机容量 30 万千瓦级及以下的常规燃煤火电机组（综合利用机组除外）、以发电为主的燃油锅炉及发电机组（先立后破，根据发布的年度淘汰计划有序淘汰）。

来源：《产业结构调整指导目录（2023 年本）》、国金证券研究所

产业结构转型背景下，传统化工工业绿色升级改造受到积极引导。目前国内化工工业行业仍属于以化石燃料为主要能源基础和原料的高耗能高碳排放行业，新型产业结构转型背景下，传统高耗能、高碳排放的项目新增产能将受到扩张限制。《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022 年版）》，针对炼油、煤化工、合成氨等化工行业出台了具体的实施指南，提出引导工艺和技术绿色化水平的升级改造、相关前沿技术加强攻关并加快淘汰不符合绿色低碳转型要求的落后设备和技术，相关政策为以可再生氢为基础的清洁化工产业发展奠定了发展基础。



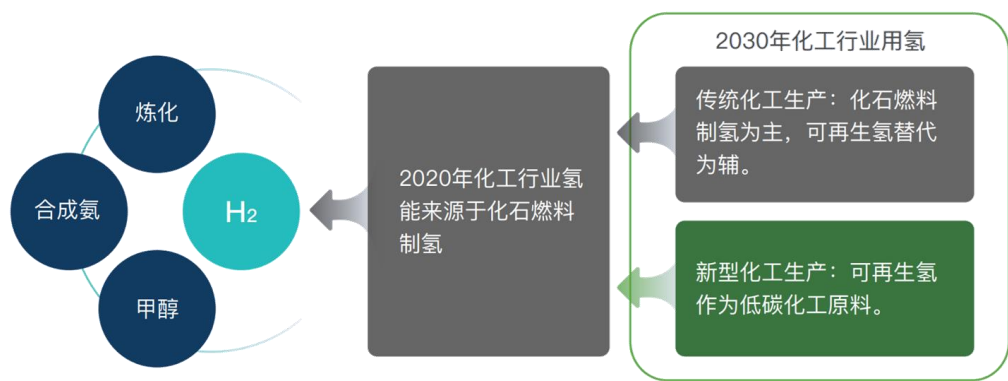
图表16: 《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南(2022年版)》提出引导各化工行业绿色化升级改造

序号	附件名称	相关内容示例
附件1	《炼油行业节能降碳改造升级实施指南》	氢气系统优化。加强装置间物料直供。推进炼厂氢气网络系统集成优化。采用氢夹点分析技术和数学规划法对炼厂氢气网络系统进行严格模拟、诊断与优化,推进氢气网络与用氢装置协同优化,耦合供氢单元优化、加氢装置用氢管理和氢气轻烃综合回收技术,开展氢气资源的精细管理与综合利用,提高氢气利用效率,降低氢耗、系统能耗和二氧化碳排放。
附件4	《现代煤化工行业节能降碳改造升级实施指南》	推动合成气一步法制烯烃、绿氢与煤化工项目耦合等前沿技术开发应用。
附件5	《合成氨行业节能降碳改造升级实施指南》	绿色技术工艺。优化合成氨原料结构,增加绿氢原料比例。选择大型化空分技术和先进流程,配套先进控制系统,降低动力能耗。加大可再生能源生产氨技术研究,降低合成氨生产过程碳排放。
附件7	《烧碱行业节能降碳改造升级实施指南》	加强储氢燃料电池发电集成装置研发和应用,探索氯碱—氢能—绿电自用新模式。加强烧碱蒸发和固碱加工先进技术研发应用。
附件11	《水泥行业节能降碳改造升级实施指南》	积极开展水泥行业节能低碳技术发展路线研究,加快研发超低能耗标杆示范新技术、绿色氢能煅烧水泥熟料关键技术。
附件13	《建筑、卫生陶瓷行业节能降碳改造升级实施指南》	研究建筑、卫生陶瓷应用电能、氢能、富氧燃烧等新型烧成技术及装备,能耗智能监测和节能控制技术装备。建筑陶瓷研发电烧辊道窑、氢燃料辊道窑烧成技术与装备,微波干燥技术及装备。
附件14	《钢铁行业节能降碳改造升级实施指南》	重点围绕副产焦炉煤气或天然气直接还原炼铁、高炉大富氧或富氢冶炼、熔融还原、氢冶炼等低碳前沿技术,加大废钢资源回收利用,加强技术源头整体性的基础理论研究和产业创新发展,开展产业化试点示范。
附件15	《焦化行业节能降碳改造升级实施指南》	发挥焦炉煤气富氢特性,有序推进氢能发展利用,研究开展焦炉煤气重整直接还原炼铁工程示范应用,实现与现代煤化工、冶金、石化等行业的深度产业融合,减少终端排放,促进全产业链节能降碳。

来源:《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南(2022年版)》、国金证券研究所

氢基绿色化工将成为产业转型的重要突破口,绿氢需求先后受替代渗透和新增项目带动。氢气在化工领域被广泛运用为原料,随着环保、准入等政策的出台和实施,传统化工加清洁能源配套项目受到积极推广,氢基绿色化工将成为化工产业的重要转型方向。绿氢在化工行业驱动力来自现有替代及新增需求两部分,包括既有传统工艺流程的绿氢替代和新型化工生产的绿氢利用两种模式。由于现代化工项目工艺复杂、投资大且周期长,绿氢作为原料在化工生产中的大规模利用需要进行较多产线的升级改造,短期内成本较高且风险较大,因此短期内绿氢将主要在既有传统工艺流程中发挥对传统化石能源制氢的替代作用,并在条件相对成熟的少部分绿氢新型化工项目中逐步开展试点应用。新型化工路径采取的工艺技术不同于现有传统生产路径,已有项目进行改造的难度大,因而仅适用于新建项目。

图表17: 化工行业氢能利用路径分为现有替代以及新增需求两种模式



来源:《中国2030年“可再生氢100”发展路线图》、国金证券研究所

- 合成氨、甲醇的生产在中国以煤化工为主要路径,工厂大多采用煤气化制氢的传统方式获取氢气。
- 石油炼化作为石油化工行业的主要生产环节,对氢气的需求量大,大型炼化厂几乎均有场内制氢设备,采取天然气重整或煤气化作为主要氢气供给方式。



图表18：绿氢在化工领域应用场景主要为替代原有灰氢

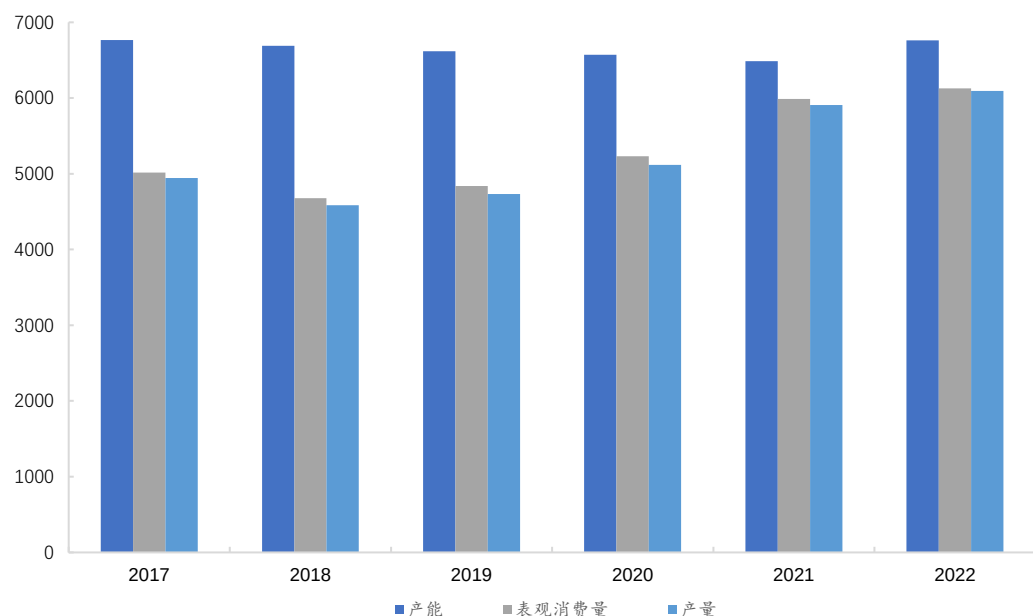
总计	合成氨	甲醇	炼化
替代灰氢 新增绿氢	产能置换替代灰氢	可再生氢耦合化工	炼厂用氢替代

来源：《我国氢气生产和利用现状及展望》、国金证券研究所

2.2 合成氨产能有望迎来逐步恢复，绿氢合成氨将率先实现规模化示范应用

合成氨供需趋紧，产能有望迎来逐步恢复。过去国内合成氨产能面临严重过剩问题，从统计数据看，2017 年国内合成氨产能超过同年合成氨表观消费量约 25.9%，十三五以来，工信部要求合成氨行业淘汰高碳排放的落后工艺缩减产能，从 2016 年到 2022 年国内合成氨产能下降近 700 万吨/年（2016 年产能 7156 万吨）。受农业需求拉动，合成氨表观消费量与产量快速增长，供需态势趋紧。我国合成氨消费中农业消费量（尿素等氮肥）占到了总消费量的约七成，2018 年起国内开始调整种植结构，农作物播种面积上涨、氮肥需求增加，根据国家统计局数据，2018 年至 2021 年氮肥产量年均增长率达 3.2%，合成氨表观消费量跟随上涨，年均增长 8.6%。

图表19：2017-2022 年我国合成氨产能、表观消费量、产量走势图（万吨）供需趋紧

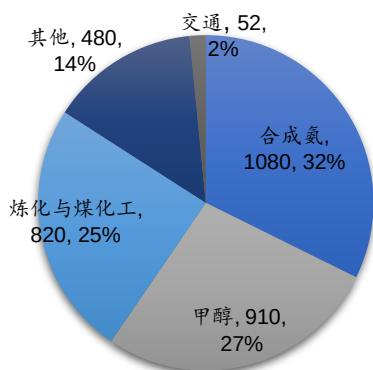


来源：中国氮肥工业协会、国金证券研究所

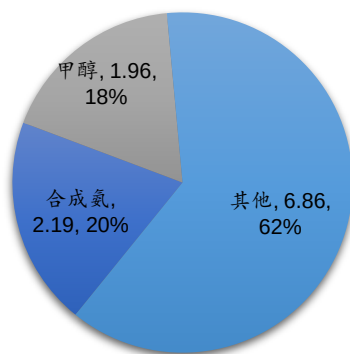
合成氨制备过程需大量氢气，传统制备方式碳排放量高。氨是最基础的化工原料之一，在化工领域被广泛应用，作为工业上最基本、结构最简单的含氮原料，几乎所有的含氮化合物的最上游都源自于氨。氨可用于尿素等化肥农业原料（氮肥）、以及硝酸等化工产品生产，也可用作新型绿色燃料。工业上高温高压下氮气与氢气反应合成氨，传统的合成氨在生产氢气原料的过程中采用的是煤或者天然气制氢，生产过程中产生大量碳排放。根据中国气体工业协会数据，2020 年我国合成氨行业二氧化碳的总排放量 2.19 亿吨，占到了化工行业排放总量的 19.9%。



图表20: 全球氢气利用中合成氨占比第一 (万吨, %)



图表21: 我国合成氨 CO₂ 排放量占比达 20% (万吨, %)



来源: 中国氢能联盟、国金证券研究所

来源: 中国氮肥工业协会、国金证券研究所

制氢环节是工业合成氨主要碳排放来源, 电解水制氢可实现零碳排放。合成氨工业对氢气来源无特殊要求, 可采用绿氢替代煤制氢与天然气制氢, 替代煤制氢后减碳超 2 亿吨/年, 实现除供热环节外的零碳排放。传统工业合成氨生产采用 Harber—Bosch 工艺, 反应方程式为 $3H_2+N_2 \rightarrow 2NH_3$, 其中的 N_2 来自空气分离, 工艺简单, 氢气来自煤制氢或天然气制氢, 工艺较为复杂。煤制氢合成氨以及天然气制氢合成氨都是“留氢去碳”, 碳排放较为严重, 是合成氨工业主要的碳排放来源。

- 电解水制氢: 反应方程式为: $2H_2O \rightarrow 2H_2+O_2$ 。根据电解水制氢方程式, 生产氢气不产生碳排放。
- 煤制氢: 反应方程式为: 煤炭+ $O_2 \rightarrow CO+H_2$, $CO+H_2O \rightarrow H_2+CO_2$ 。煤制氢工厂平均每生产 1 吨氢气碳排放约 25 吨, 仅从原料消耗角度看, 煤制氢路线的合成氨碳排放约为 4.2 吨/吨氨, 依据我国约 6000 万吨/年的合成氨产量、70%为煤制氨计算, 煤制氨碳排放约 2 亿吨/年。
- 天然气制氢: 反应方程式为: $CH_4+O_2 \rightarrow CO_2+2H_2$ 。根据天然气制氢方程式, 生产 1 吨氢气约排放二氧化碳 10 吨, 仅从原料消耗角度看, 天然气制氢路线的合成氨碳排放约为 2 吨/吨氨。

图表22: 绿氢合成氨可实现除供热环节外的全零碳排放

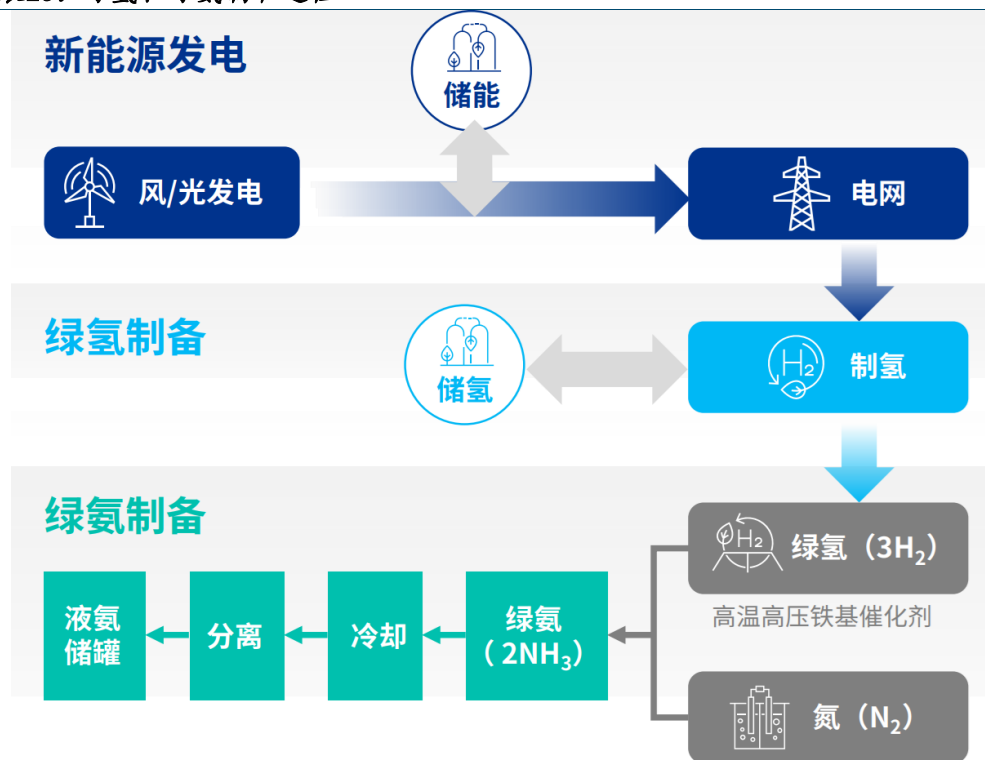
制氢方式	反应方程式	碳排放量 (吨/吨氨)
煤制氢	煤炭+ $O_2 \rightarrow CO+H_2$, $CO+H_2O \rightarrow H_2+CO_2$	25
天然气制氢	$CH_4+O_2 \rightarrow CO_2+2H_2$	10
电解水制氢	$2H_2O \rightarrow 2H_2+O_2$	0

来源: 《炼钢焦炉煤气提纯氢气与天然气转化制氢经济性对比》、国金证券研究所

绿氢规划已超 800 万吨, 有望率先实现规模化示范, 将带动百万吨氢气增量。根据当前绿氢各项目规划统计, 规划量级已超 800 万吨, 项目地点多集中于内蒙古、河北、甘肃、辽宁等地区, 根据合成氨工艺流程, 每吨合成氨需氢约 0.18 吨, 800 万吨绿氢规划对应约 144 万吨氢气增量。



图表23：绿氢、绿氨制取过程



来源：《绿氨行业概览与展望》、国金证券研究所


图表24：绿氢规划已超 800 万吨（下表为部分项目示例）

项目	项目地点	计划竣工	项目简介	年产合成氨 (万吨)
乌拉特后旗绿氢技术有限公司 30 万吨绿氢合成氨项目	内蒙古巴彦淖尔	2022/07-2025/06	建设年产 30 万吨绿氢合成氨项目	30
达茂旗绿氢技术有限公司绿氢合成氨项目	内蒙古包头	2022/07-2025/07	建设年产 30 万吨绿氢合成氨项目	30
包头市达茂旗风光制氢与绿色灵活化工一体化绿氢制绿氨项目	内蒙古包头	2024/3	以氢气和氮气为原料合成液氨产品，年产 10 万吨	10
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	吉林大安、吉林西部(大安) 清洁能源化工产业园	2023/7-2024/12	制氢合成氨部分:总投资 254977.93 万元。安装 1 套 18 万吨合成氨装置	18
新能源制氢联产无碳燃料项目	内蒙古包头达茂旗	2023/4-2024/12	120 万吨绿氢化工项目	120
风光氢氨一体化新型储能示范项目	内蒙古巴彦淖尔	-	利用风光发电分解水制取高品质氢气，再用于生产 30 万吨绿氨	30
风光储氢制绿氨项目	内蒙古锡林郭勒	-	预计电解制氢规模日产 300 吨，年产绿氨规模达 60 万吨	60
中国能建辽宁铁岭 5.6 万吨绿氢、30 万吨绿氨项目	辽宁台安县	-	年产 30 万吨绿氢制绿氨，总规划投资额 108.85 亿	30
中国能建氢能吉林省松原 60 万吨(一期 20 万吨) 绿氨项目	吉林松原	-	项目总投资 296 亿元年产绿色合成氨 60 万吨	60
三一重能乌拉特中旗甘其毛都口岸加工园区风光氢储氨一体化示范项目	内蒙古巴彦卓尔	2023/4-2023/12	该项目总投资 42.7 亿元，年生产绿氢 3.6 万吨、绿氨 15 万吨	15
内蒙古深丰绿氢化工年产 15 万吨绿氢合成绿氨项目	内蒙古赤峰	2023/7-2024/10	该项目总投资 5 亿元，新建年产 15 万吨绿氢合成绿氨生产线一条，项目原料为氢气和氮气	15
鄂托克旗风光制氢一体化合成绿氨项目	内蒙古鄂尔多斯	2023/6/21-2024	该项目总投资 38 亿元，下游新建配套年产 15 万吨绿氢合成氨装置	15
通辽千万千瓦级风光储氢氨一体化零碳产业园项目	内蒙古通辽	2023	该项目总投资 600 亿元，绿氢 5 万吨/年，绿氨 30 万吨/年	30
阿拉善高新区 600 兆瓦风光氢氨基础设施一体化低碳园区示范项目	内蒙古阿拉善	-	该项目每年可利用绿电制氢并合成氨 14 万吨	14
府谷县绿电制氢合成氨及储氢电池产业链项目	陕西榆林	-	该项目拟建设 60000m³/h 电解水制氢项、20 万吨/年绿色合成氨项目	20
新能源制氢制氨项目	辽宁台安	2023	该项目年产 5.6 万吨电解水制氢、30 万吨绿氢制绿氨，总规划投资额 108.85 亿元。	30
张家口风光制氢合成氨项目	河北张家口	-	该项目制氢 90 万吨/年，合成氨建设规模 50 万吨/年	50
50 万吨/年离网型风光制氢合成绿氨技术示范项目	内蒙古鄂尔多斯	2024/4-2026/3	该项目估算总投资约 245 亿元，预计绿氨年产量 50 万吨	50
国能阿拉善高新区 40 万吨绿氢合成氨示范项目	内蒙古阿拉善	2023/03-2025/03	建设年产 40 万吨绿氢合成氨生产线	40
远景通辽风光制氢氨醇一体化项目	内蒙古通辽	2024/03-2028/08	总投资 98.4 亿元，分三期建设，一期、二期分别建设一套 30 万吨/年绿氢制合成氨装置	60
绿氢制 50 万吨绿色甲醇项目	内蒙古兴安盟	2023/12-2025/12	项目总投资 30 亿元，新建 15 万吨绿氢合成氨装置	15
绿电制氢氨项目	甘肃兰州	-	总投资 150 亿元，分三期建设，项目一期主要建设以年产 6 万吨绿氨示范的应用中心	6
10 万吨/年合成氨及配套项目	河北沧州	-	本项目以电解水制氢为原料，得到年产 10 万吨级合成氨，最终得到液氨产品	10
年产 3.5 万吨合成氨及其配套设施项目防腐保温工程	河北唐山	2023/10/18-2024/11/22	项目投资额约 5 亿元，建设年产 3.5 万吨合成氨及其配套设施项目	3.5
中能建石家庄鹿泉区光伏制氢及氢能配套产业项目	河北鹿泉	-	该项目计划投资 32 亿元，项目涵盖电解水制氢、综合加能站以及风电光伏等	5.7
太阳能电解制氢储能及应用示范扩建项目	宁夏	2023/3/1-2024/12	该项目建设年产 10 万吨/年合成氨、50 万吨氨水生产线	10
国能阿拉善高新区百万千瓦风光氢氨+基础设施一体化低碳园区示范项目	内蒙古阿拉善	2023/11-2024/12	该项目总投资 51 亿元，项目投产后可年产 2.5 亿 Nm³ 绿氨	14
中能建巴林左旗绿色氨基化工基地示范项目	内蒙古赤峰	-	该项目计划投资 50 亿元，拟建设年产约 2 万吨/年电解水制氢设施，年产 10 万吨/年低压合成氨装置	10
中国能建甘肃酒泉 1.7 万吨绿氢、3.9 万吨绿氨项目	甘肃酒泉	-	规划建设绿氨年产量 1.7 万吨、绿色合成氨年产量 3.9 万吨，总投资 76.25 亿元	3.9
合计				805.1

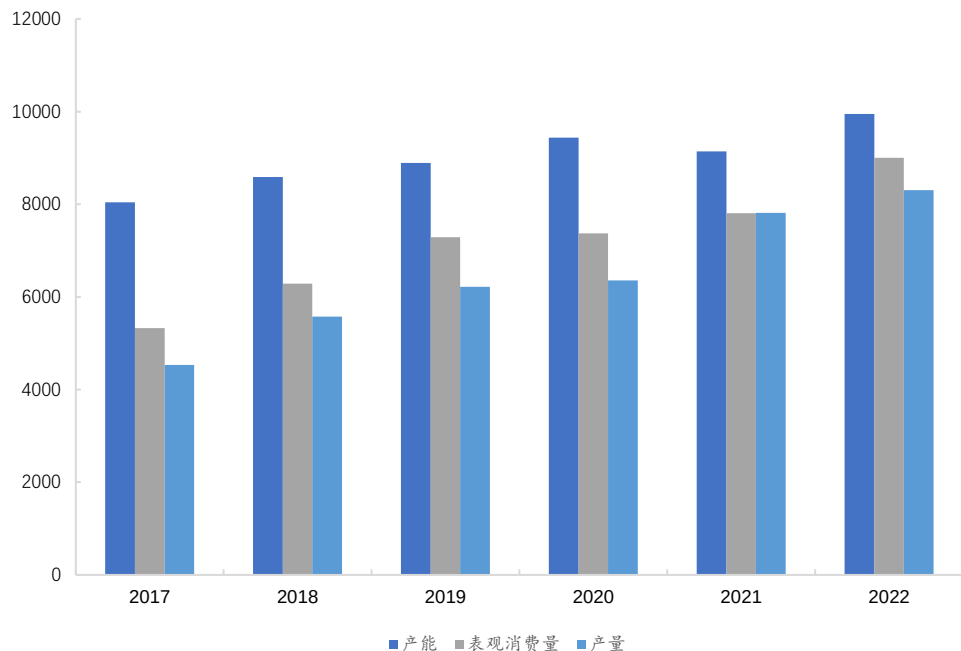
来源：中国招标与采购网、国金证券研究所



2.3 甲醇产能整合升级，绿色甲醇有望成为甲醇新增产能突破口

目前国内甲醇产业整体供过于求且各区域差异大，原料结构对煤炭的依赖度高，易受国外低成本甲醇的冲击。未来预计甲醇下游消费增长将以 MTO/MTP（甲醇制烯烃）、甲醇燃料等新兴下游带动，政策引导下优胜劣汰产能整合升级以提高竞争力。

图表25：2017-2022 年我国甲醇产能、表观消费量、产量走势图（万吨）



来源：中国氮肥工业协会、国金证券研究所

碳排放双控下，绿色甲醇有望成为甲醇新增产能突破口。考虑碳排放双控下煤制甲醇新项目难以获批，采用绿氢制备的绿色甲醇将成为未来增加甲醇产能的突破口，相关项目逐渐在西北、西南等地区开展，例如“液态阳光”等新型工艺示范项目。根据甲醇合成工艺流程，每吨绿色甲醇需氢约 0.19 吨，450 万吨绿色甲醇规划对应约 86 万吨氢气增量。


图表26：绿色甲醇规划已达450万吨

项目	项目地点	计划竣工	项目简介	年产(万吨)
中煤鄂能化10万吨/年液态阳光—二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目	内蒙古鄂尔多斯	2023/6-2025/7	项目下游配套建设10万吨/年绿色甲醇合成装置	10
赤峰风光制氢百万吨绿色甲醇项目	内蒙古巴林左旗、阿鲁科尔沁旗	-	全国第一个地市级百万千瓦风电基地	100
中车山东风电有限公司新疆奇台智慧能源装备产业园项目	新疆昌吉	-	产业园整体建设成绿氢绿色甲醇45万吨工程	45
兴安盟扎赉特旗200万千瓦风电制氢制甲醇项目	内蒙古乌兰浩特	2023/12-2025/12	项目总投资30亿元，建成后年产50万吨绿色甲醇	50
巴彦淖尔新能源制氢、生物制绿色甲醇及绿氢设备装备制造项目	内蒙古赤峰	2023/12-2025/12	采用可再生能源制绿色甲醇，建设年产30万吨生物质甲醇生产线	100
南京江北新区年产38万吨绿色甲醇项目	南京江北	2024	项目首期投资33亿元，年产绿色甲醇38万吨	38
江苏斯尔邦石化有限公司CO2制绿色甲醇项目	江苏连云港	2023	本次扩建项目建设1套年产10万吨的CO2制绿色甲醇装置	10
兰州新区液态太阳燃料合成示范项目	兰州新区	已投运	在未来可以放大实现10万吨级甚至100万吨级的工业化生产	0.1
张家口“液态阳光”加氢站	河北张家口	已投运	将氢气与二氧化碳耦合转化为甲醇等液体燃料，实现制氢加氢一体化	-
滦州天润巴彦淖尔市200万千瓦风电制氢制50万吨甲醇项目	内蒙古巴彦淖尔	-	项目金额140亿，200万千瓦风电制氢制50万吨甲醇	50
年产30万吨生物质甲醇项目	内蒙古自治区赤峰	2023/12-2025/12	采用可再生能源制绿色甲醇，建设年产30万吨生物质甲醇生产线	30
年产33.75万吨绿色合成甲醇项目	内蒙古鄂托克旗	-	年产33.75万吨绿色合成甲醇项目总投资24.8亿元	33.75
风电制氢合成绿色甲醇项目	辽宁大连	-	全球首个利用风电制氢合成绿色甲醇年产量达万吨的项目	1
安阳顺利环保科技有限公司CO2加氢制绿色低碳甲醇联产LNG项目	河南安阳	已投运	项目生产甲醇11万吨/年和联产LNG 7万吨/年	11
中国大唐集团新能源股份有限公司多伦15万千瓦风光制氢一体化示范项目	内蒙古锡林郭勒	2023/6-2024/12	新建14套1000Nm ³ /h碱性水电解制氢装置，下游配套2台2000m ³ 氢气球罐、2台氢气压缩机以及辅助的冷冻水机组等	-
辽宁营口500MW风光氢储一体化示范项目	辽宁营口	-	项目年产绿氢1万吨，副产高纯氧气8万吨	-
上海电气吉林挑南绿氢+一体化项目	吉林白城	-	将风能资源转化为电能，通过电解水制氢和生物质气化耦合的方式来制造绿色甲醇	-
合计				478.85

来源：中国招标与采购网、国金证券研究所

船舶转型绿色燃料技术路线，带动甲醇新增需求。国际海事组织(IMO)公布的数据显示，船舶行业每年的碳排放量约为10.76亿吨，占全球二氧化碳排放总量的2.89%，并呈继续增加的趋势。近期，MEPC8会议、欧盟Fit for 55等计划加速推进航运领域脱碳进程，同时国际海运温室气体年度排放总量标准规划出台，规定2030/2040年较2008年至少降低20%/70%、力争降低30%/80%。脱碳目标将推动船舶向清洁能源转型，即LNG动力、甲醇动力、氨动力、氢动力等船舶在未来船舶新增的比例里将进一步提升。甲醇作为其中最受关注的可替代燃料之一，需求将受益于船舶绿色化转型带动。



图表27: 全球运营和在建的甲醇燃料船舶达 60 余艘

动力类型	特点	发展现状
甲醇	环境友好、经济型较好、更易于储存和利用、适用性强	目前全球投入运营和在建的甲醇燃料船舶 60 余艘，主要为化学品运输船、集装箱船和海上风电安装船
LNG	来源广、供应充足，相比同功率柴油发动机，可降低二氧化碳排放量降低 25%，减少 Sox 及 PM 排放 100%	已实现大规模实船应用，供应链体系成型，可用于散货船、集装箱船等多重船型
液氨	燃烧无碳排放、储运方便、供应链成熟	氨动力主机处于研发中，在航运领域前景较好
氢动力	清洁燃料、无碳排放、能量效率高	是未来船舶零碳排放的解决方案之一，技术发展较为迅速
生物燃料	结构简单、运营成本较低、	未来船舶减排的重要组成部分

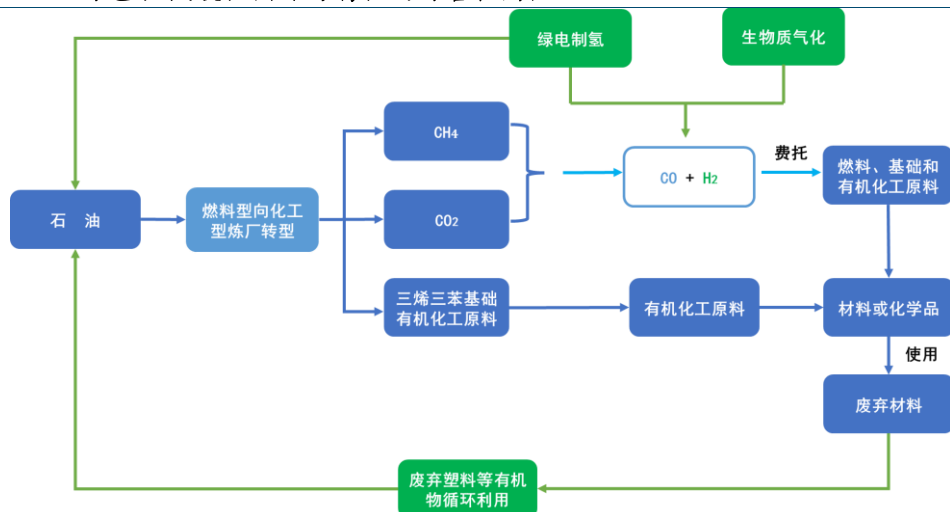
来源：智能新能源船舶技术创新产业联盟、信德海事网、国金证券研究所

2.4 高端化、绿色化发展成为新趋势，绿氢炼化将成为石化工业碳中和的关键

“十四五”期间，化工产品高端化、绿色化发展成为新趋势。目前炼厂加氢装置对氢气的的需求主要靠重整氢，重整氢气是炼厂最重要的廉价氢气资源，重整的氢气产率为进料 2.5%—3.5%，每吨进料可提供 300—500Nm³ 副产氢，但原油中 65—165℃ 馏分加上加氢裂化装置的石脑油，重整原料约占原油的 15%，因此重整副产氢最多只占原油产量的 0.5%，而全厂用氢量一般占原油的 0.8%—1.4%。随着加氢装置的陆续建成，重整氢已不能满足对氢气日益增大的需求。炼化新工艺的发展意味着工艺环节的精细化，对加氢的数量和质量提出了更高的要求。随着大量炼化一体化园区的投产，预计在中短期内，炼化会成为氢气大规模应用的下流领域，根据中国石油经济研究院的数据，目前每年全国大约有 6 亿吨的原油加工量规模，对应的氢气需求量约为 900 万吨。

- 绿氢炼化的标志性项目已投产：中石化 6 月 30 日新疆库车绿氢示范项目顺利产氢，产出的氢气通过管道输送到中国石化塔河炼化，替代现有天然气化石能源制氢。该项目实现了绿氢生产到利用全流程贯通，也标志着我国首次实现万吨级绿氢炼化项目全产业链贯通。

图表28: 以绿色、低碳、循环为特征的综合性炼厂



来源：科技日报、中国石化科院、国金证券研究所

石化工业减碳已成趋势，绿氢炼化将成为石化工业实现碳中和的必由之路。绿氢炼化已列入《“十四五”全国清洁生产推行方案》中，文件明确提出石化化工行业实施绿氢炼化降碳工程，炼厂绿氢渗透率将有望稳步提升。受到上游原料供应来源、工业基础以及下游消费市场等因素影响，目前炼厂的区域布局以东部沿海地区为主。随着“双碳”和相关行业政策的推进，石化产品市场总需求虽然增长显著度不高，但未来大型炼化一体化装置的投产仍然将增长部分产能，同时部分规模较小的独立炼厂将面临淘汰或兼并重组，炼厂总产量预计与目前水平持平。尽管目前炼油厂采用绿氢的成本高于化石燃料制氢的



成本，但随着中国整体石化行业升级转型和愈发明确的政策信号，考虑产能替换减碳、重大项目落地和绿氢成本下降加速等因素，未来西南、西北、东北等地区炼厂绿氢渗透率将稳步提升。

图表29：《“十四五”全国清洁生产推行方案》提出石化化工行业将实施绿氢炼化等降碳工程

专栏名称	相关内容示例
大力推进重点行业清洁低碳改造	严格执行质量、环保、能耗、安全等法律法规标准，加快淘汰落后产能。全面开展清洁生产审核和评价认证，推动能源、钢铁、焦化、建材、有色金属、石化化工、印染、造纸、化学原料药、电镀、农副食品加工、工业涂装、包装印刷等重点行业“一行一策”绿色转型升级，加快存量企业及园区实施节能、节水、节材、减污、降碳等系统性清洁生产改造。在国家统一规划的前提下，支持有条件的重点行业二氧化碳排放率先达峰。
重点行业清洁生产改造工程	石化化工行业。开展高效催化、过程强化、高效精馏等工艺技术改造。推进炼油污水集成再生、煤化工浓盐废水深度处理及回用、精细化工微反应、化工废盐无害化制碱等工艺。实施绿氢炼化、二氧化碳耦合制甲醇等降碳工程。
清洁生产审核创新试点工程	以钢铁、焦化、建材、有色金属、石化化工、印染、造纸、化学原料药、电镀、农副食品加工、工业涂装、包装印刷等行业为重点，选取 100 个园区或产业集群开展整体清洁生产审核创新试点，探索建立具有引领示范作用的审核新模式，形成可复制、可推广的先进经验和典型案例。
探索清洁生产区域协同推进	在实施京津冀协同发展等区域发展重大战略中，探索建立清洁生产协同推进机制，统一清洁生产评价认证和审核要求，联合开展技术推广，协同推进重点行业清洁生产改造。京津冀及周边地区、汾渭平原、长三角地区、珠三角地区、成渝地区等区域重点实施钢铁、石化化工、焦化、包装印刷、工业涂装等行业清洁生产改造，推动细颗粒物（PM _{2.5} ）和臭氧（O ₃ ）协同控制。长江、黄河等流域重点实施造纸、印染、化学原料药、农副食品加工等行业清洁生产改造，减少氨氮和磷污染物排放。

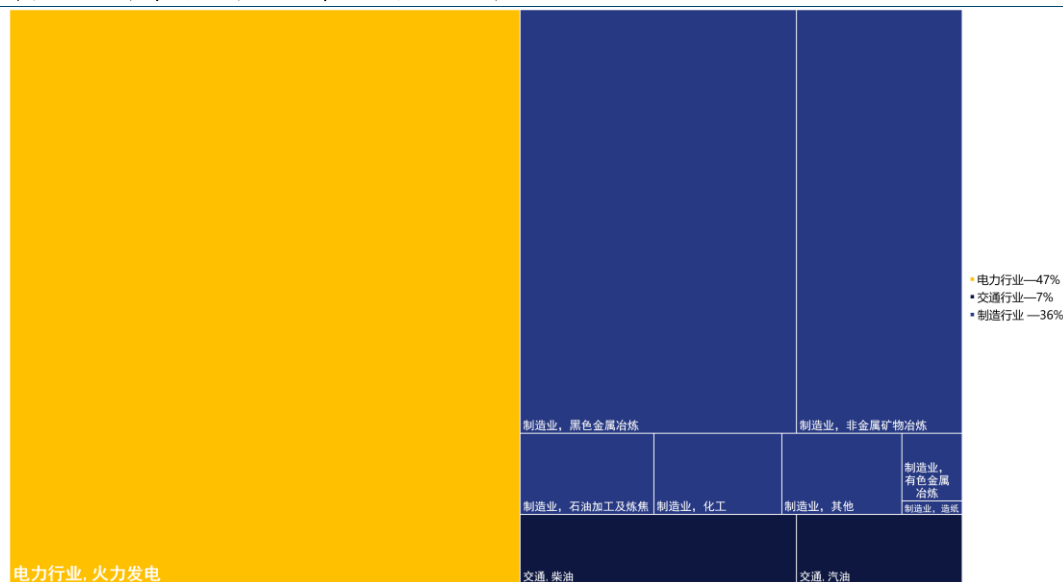
来源：《“十四五”全国清洁生产推行方案》、国金证券研究所

三、钢铁：行业开启绿色转型，碳税下绿氢成为脱碳关键原料及能源

3.1 钢铁行业脱碳难度高、体量大，政策引导下行业开启绿色升级

钢铁行业脱碳难度高、体量大，是碳排放密集程度最高、脱碳压力最大的行业之一。碳排放约占全球排放总量的 7.2%，钢铁行业的脱碳在国内尤为为重要，目前，中国钢铁行业碳排放量约占中国碳排放总量的 15%，是碳排放量最高的制造行业，全球每年生产和使用高达 18 亿吨钢铁，其中将近 50%的钢产于中国内地，中国钢铁行业碳排放量也约占全球钢铁行业碳排放总量的 50%。

图表30：国内制造行业碳排放量占比达到 36%



来源：国家统计局、国金证券研究所

钢铁行业开启脱碳转型需求迫切，电气化难以实现完全脱碳。钢铁行业是我国工业的支柱性行业，约占我国 GDP 的 5%，然而，目前我国钢铁行业仍以碳排放强度高的长流程为主，粗钢产能约占 90%，在碳中和以及去产能的双重压力下，我国钢铁行业面临严峻挑战，钢铁行业的快速脱碳尤为重要。由于中国钢铁生产中用于提供高温的燃料燃烧造成的排放和以焦炭为主要还原剂的反应过程排放，因而难以通过电气化的方式实现完全脱碳。


图表31：绿氢替代焦炭直接还原铁并配加电炉炼钢是钢铁行业完全脱碳的关键模式之一

低碳炼钢技术路径	碳排放量 (kg/吨)
长流程炼钢	2.2
电弧炉	0.3
球团替代烧结	N/A
直接还原铁工艺（焦炉煤气）	1.4
直接还原铁工艺（绿氢）	0

来源：《炼钢焦炉煤气提纯氢气与天然气转化制氢经济性对比》、国金证券研究所

3.2 绿氢成为钢铁行业脱碳关键原料及能源，碳税下绿氢渗透有望提速

氢气具备高能量密度及热值，适用于钢铁行业减碳工程。在某些特定领域，能源需要拥有更高能量密度、更长期的储存周期或以燃料形式存在用来燃烧，即使用电需求不断高增，但在某些领域的需求，电是无法替代非电能源，例如金属冶炼、焦炉炼钢等。假设到 2060 年中国电气化率高达 70%，对应仍然存在 20-30 亿吨标准煤的能源需完成脱碳，因此需其他能源形式以实现碳中和。氢气凭借其高能量密度和热值，适用于工业领域脱碳，其热值是汽油的 3 倍，酒精的 3.9 倍，天然气的 5 倍，焦炭的 4.5 倍。

图表32：氢能热值比其他传统化石能源的数倍

指标	氢气	天然气	汽油	酒精	焦炭
气态密度 (kg/m³)	0.089	0.736	4.14	2.009	-
液态密度 (kg/m³)	70.8	450.0	700-780	789	400-520 (固态)
沸点 (°C)	-253	-162	30	78.3	-
单位热值 (MJ/kg)	142.3	25.5	44	36	30
能量密度 (MJ/kg)	0.010	0.035	46	29.29	-
燃烧速度 (cm/s)	346	38	35	-	-
自燃温度 (°C)	585	270	427	323	450

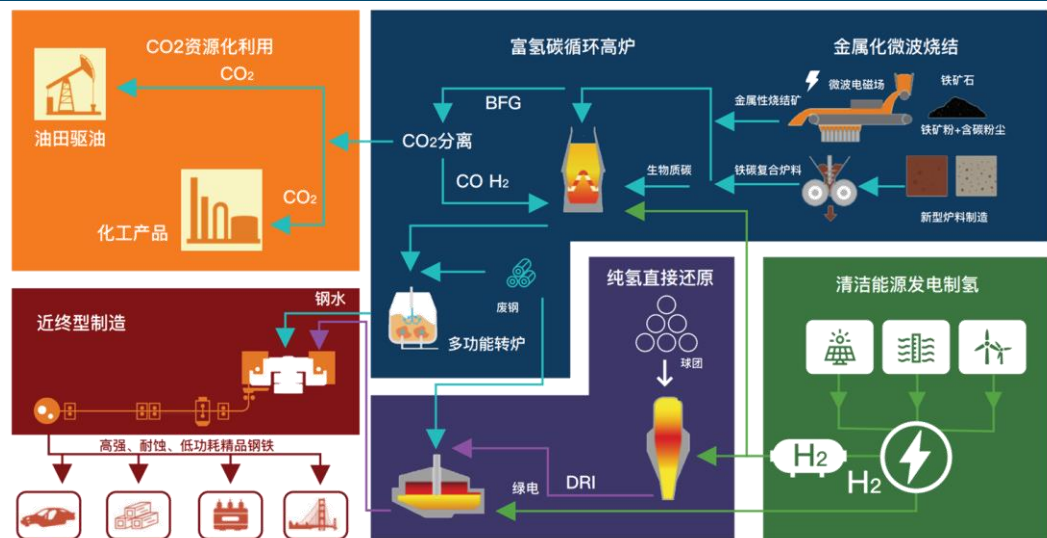
来源：中国氢能产业联盟、国金证券研究所

利用绿氢替代焦炭进行直接还原铁生产并配加电炉炼钢的模式将成为钢铁行业完全脱碳关键且具备前景的解决方案之一。基于氢气的直接还原技术是用氢替换碳作为炼铁还原剂，使炼铁工序中产生水而不是二氧化碳，从而大幅减少温室气体排放，被视为钢铁工业的绿色生产方法。

掺烧绿氢供热也是钢铁生产领域脱碳的重要路径之一。由于钢铁生产中用于提供高温的燃料燃烧造成的排放难以通过电气化的方式实现完全脱碳，且能效提升和废钢利用等方式的减排潜力有限，因此利用将绿氢掺烧至原有供热能源中，例如煤掺氢燃烧，可推动钢铁领域碳排放的下降。



图表33：氢基零碳工业园区发展模式



来源：《中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图》、国金证券研究所

图表34：氢冶炼技术分类

用氢场景	示意图	技术说明	减排潜力	技术成熟度	试点项目	优点	局限性
高炉富氢冶炼		在高炉顶部喷吹含氢量较高的还原性气体	20%	5-9	八一钢铁富氢碳循环高炉；THYSSENKRUPP“以氢代煤”高炉炼铁项目	改造成本低，具备经济性，具有增产效果	理论减排潜力有限，技术上难以实现全氢冶炼
氢能直接还原炼铁		在气基竖炉直接还原炼铁中提升氢气的比例	95%	6-8	河钢富氢气体直接还原铁项目；ARCELORMITTAL 德国直接还原铁项目	理论减排潜力较高，可供参考的国际经验相对较多	改造难度较高，基础技术较薄弱
氢能熔融还原冶炼		在熔融还原炼铁工艺中注入一定比例的含氢气体	95%	5	内蒙古建龙塞斯普氢基熔融还原冶炼	理论减排潜力高	国际先进经验较少，改造难度较高，基础技术较薄弱

来源：《中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图》、国金证券研究所。*：减排潜力在零碳电力的支持下将达到最大值，其中直接还原铁与电炉结合，熔融还原与转炉结合。

氢气炼钢开启试点项目，项目产能累计规模达 740 万吨。钢铁行业对氢气的利用集中在新增产能的生产工艺流程，行业领先企业占据先发地位，近年来国内大型钢铁企业已经逐步开启了氢冶金技术工艺试点项目。以 1 吨钢使用 55kg 氢气测算，已宣布的 740 万吨氢冶金试点项目产能，对应将带动约 40.7 万吨氢气需求。

图表35：近期已宣布的氢冶金试点项目产能达到 740 万吨

钢铁企业	地点	技术	产能（万吨）
宝武-八一钢铁	新疆乌鲁木齐	富氢高炉技术	研发阶段
宝武-湛江钢铁	广东湛江	富氢气基竖炉技术	2×100
河钢集团	河北张家口、唐山、邯郸	富氢气基竖炉技术	3×120
酒钢集团	甘肃嘉峪关	氢气直接还原铁	研发阶段
建龙集团	内蒙古乌海	氢气熔融还原冶炼	30
日照钢铁	山东日照	氢气直接还原铁	50
晋南钢铁	山西临汾	高炉喷氢	100
合计			740

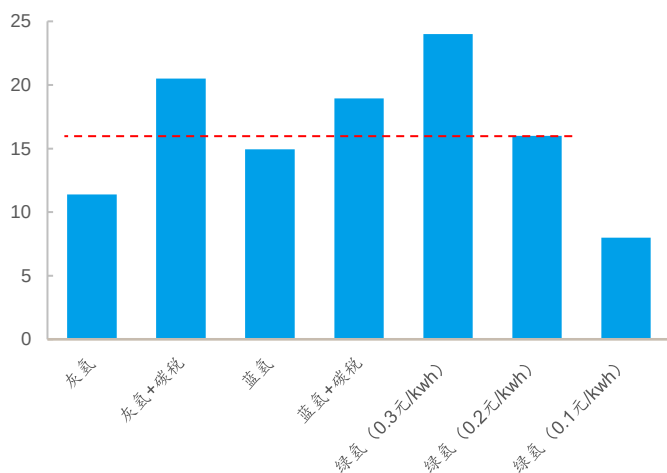
来源：《中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图》、国金证券研究所

钢铁领域氢气成本敏感度最高，碳税落地驱动绿氢渗透提速。钢铁领域对氢气成本敏感程度高，10 元/kg 左右氢气成本才可与原有焦炭炼钢成本持平，然而碳税的落地将抬高

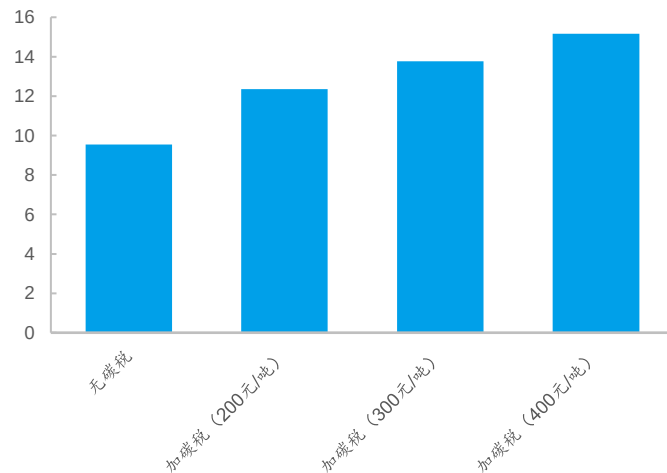


原有能源使用成本，从而推动氢气平价进程的加速。欧盟碳关税（CBAM）于 2023 年 10 月起开始运行，行业范围涵盖钢铁、铝、氢、水泥、化肥和电力。灰/蓝/绿氢生产 1kg 氢气产生 CO₂ 分别为 25/11/0kg，根据炼铁时所需的焦炭和氢气量，以焦炭价格 2500 元/吨测算，在不考虑碳税的情况下，氢气成本为 9.55 元/kg 时，采用焦炭炼铁和氢炼铁成本相当；以 50 欧元/吨的碳税价格测算，氢气平价的可接受成本将提升至为 15 元/kg，此时绿氢的制取成本对应电价为 0.2 元/kWh，并且低于灰氢加碳税的价格。由此可见，碳税是驱动绿氢需求的关键，将推进绿氢在钢铁领域的渗透应用加速。

图表36：灰/蓝/绿氢成本及加碳税后成本（元/kg）



图表37：氢/焦炭炼铁成本平价时的氢气价格（元/kg）



来源：国金证券研究所测算

来源：国金证券研究所测算

四、储能：风光消纳压力提升，大规模、长周期氢储能迎机遇

4.1 可再生能源大规模应用根本性问题在于消纳，以西北为代表的新能源消纳压力显现

从新能源利用率看，西北外送电省份消纳压力突出。国家电网《新能源消纳运行评估及预警技术规范》设置了新能源消纳监测预警红/黄/绿色区域，进入红色预警的地区或面临暂停风光电接入的风险，主要判断指标为新能源利用率。从 2021 年-2023H1 各省逐月利用率数据来看：

- 区位上：利用率偏低区域主要集中在西北地区（内蒙古、甘肃、宁夏、青海、新疆等省份）。目前，西北地区第一批大型风光基地装机总容量 97GW 已全部开工建设，其中约 50%电量外送消纳。预计通过提升已建输电通道利用效率共计可提升跨区域输电能力 4200 万千瓦，基本满足了第一批大基地的外送需求；第二批项目（规划“十四五”投产 200GW）正在陆续开工，风光项目建设周期一般为 6-12 个月，原则上 2023 年并网，其中约 75%电量外送消纳；第三批项目审查抓紧推进。随着第二批风光项目投运，消纳问题将进一步突出。
- 时间上：Q2 为弃电高峰期。消纳问题最核心影响因素仍是终端用电需求，在迎峰度冬、迎峰度夏两个时间节点上用电需求旺盛可平抑短时供大于求的矛盾；此外，2022 来水偏丰，同为“看天吃饭”的可再生能源类型、具有长期不可预测性，水电超发在一定程度上也影响到了风光消纳。



图表38：近三年风电按利用率相对较低省份逐月利用率情况

	2021 年	2022 年												2023 年					
	21 年全年	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
蒙东	98%	99%	97%	96%	86%	88%	86%	93%	95%	88%	91%	91%	91%	89%	94%	90%	86%	90%	95%
蒙西	91%	94%	87%	87%	86%	86%	95%	98%	99%	98%	97%	96%	97%	85%	96%	91%	92%	92%	94%
青海	89%	96%	90%	96%	96%	93%	89%	89%	97%	91%	93%	90%	92%	95%	97%	95%	93%	96%	96%
甘肃	96%	99%	93%	94%	92%	82%	93%	94%	96%	96%	97%	98%	100%	97%	97%	95%	94%	92%	94%
河北	95%	98%	96%	96%	93%	95%	98%	99%	99%	98%	97%	92%	94%	91%	97%	92%	92%	97%	98%
吉林	97%	98%	96%	90%	89%	94%	96%	100%	100%	99%	98%	95%	97%	97%	97%	95%	94%	94%	99%
新疆	93%	99%	95%	93%	92%	93%	95%	97%	96%	98%	97%	98%	99%	99%	99%	99%	98%	95%	95%
陕西	98%	94%	96%	92%	94%	96%	96%	96%	97%	99%	98%	96%	96%	97%	99%	98%	98%	98%	99%
全国	97%	98%	97%	96%	95%	95%	97%	98%	99%	98%	98%	97%	98%	96%	99%	97%	96%	97%	98%
河南	98%	97%	97%	95%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	98%	98%	97%	94%	99%	96%	96%	98%	99%
山东	99%	98%	90%	98%	97%	97%	100%	99%	100%	100%	98%	99%	100%	97%	99%	98%	98%	97%	99%
湖南	99%	100%	100%	100%	96%	87%	90%	98%	100%	100%	100%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	99%	99%
宁夏	98%	97%	98%	96%	99%	100%	99%	99%	100%	100%	98%	98%	98%	96%	98%	98%	97%	98%	99%

来源：全国新能源消纳监测预警中心、国金证券研究所

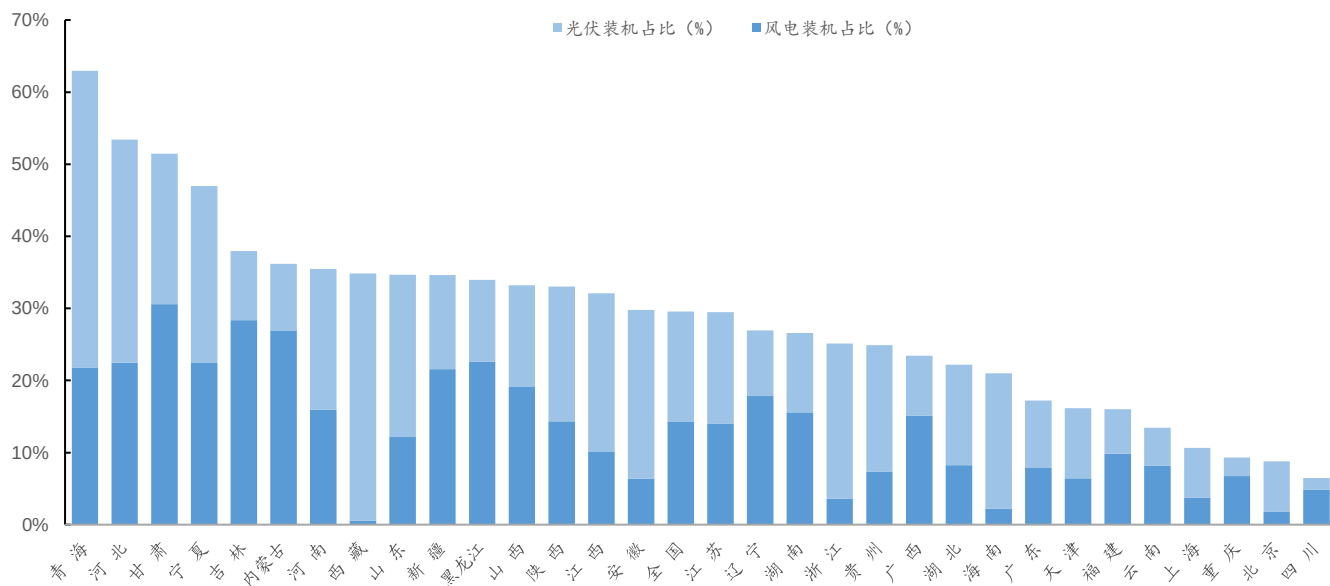
图表39：近三年光伏利用率相对较低省份逐月利用率情况

	2021 年	2022 年												2023 年					
	21 年全年	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
西藏	80%	74%	78%	76%	78%	86%	88%	87%	89%	69%	76%	81%	78%	72%	73%	73%	82%	76%	77%
青海	86%	96%	91%	90%	90%	84%	85%	87%	95%	93%	95%	94%	96%	97%	98%	95%	90%	92%	88%
蒙西	97%	97%	90%	97%	98%	98%	98%	99%	100%	98%	98%	98%	98%	84%	98%	95%	96%	97%	99%
宁夏	98%	98%	98%	94%	98%	99%	99%	99%	99%	94%	96%	97%	98%	91%	98%	98%	96%	97%	99%
新疆	98%	99%	98%	98%	96%	99%	99%	99%	98%	94%	88%	97%	100%	99%	99%	98%	99%	98%	99%
甘肃	99%	99%	99%	97%	97%	96%	98%	99%	99%	98%	99%	99%	100%	99%	99%	97%	97%	97%	99%
陕西	98%	98%	98%	96%	97%	98%	98%	99%	99%	98%	98%	97%	97%	97%	98%	97%	97%	97%	99%
吉林	99%	100%	100%	95%	95%	98%	99%	100%	100%	99%	100%	96%	98%	98%	98%	97%	93%	95%	98%
河北	98%	98%	94%	96%	97%	98%	99%	100%	100%	99%	99%	97%	98%	91%	98%	96%	97%	98%	99%
全国	98%	98%	96%	97%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	98%	98%	99%	97%	99%	98%	98%	98%	99%
山东	99%	97%	93%	97%	97%	98%	100%	100%	100%	100%	99%	100%	100%	98%	100%	100%	99%	99%	100%
蒙东	99%	100%	98%	97%	97%	99%	99%	100%	100%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	98%	97%	99%	100%
辽宁	100%	100%	99%	98%	99%	100%	100%	100%	100%	99%	100%	100%	100%	98%	99%	100%	99%	99%	100%

来源：全国新能源消纳监测预警中心、国金证券研究所

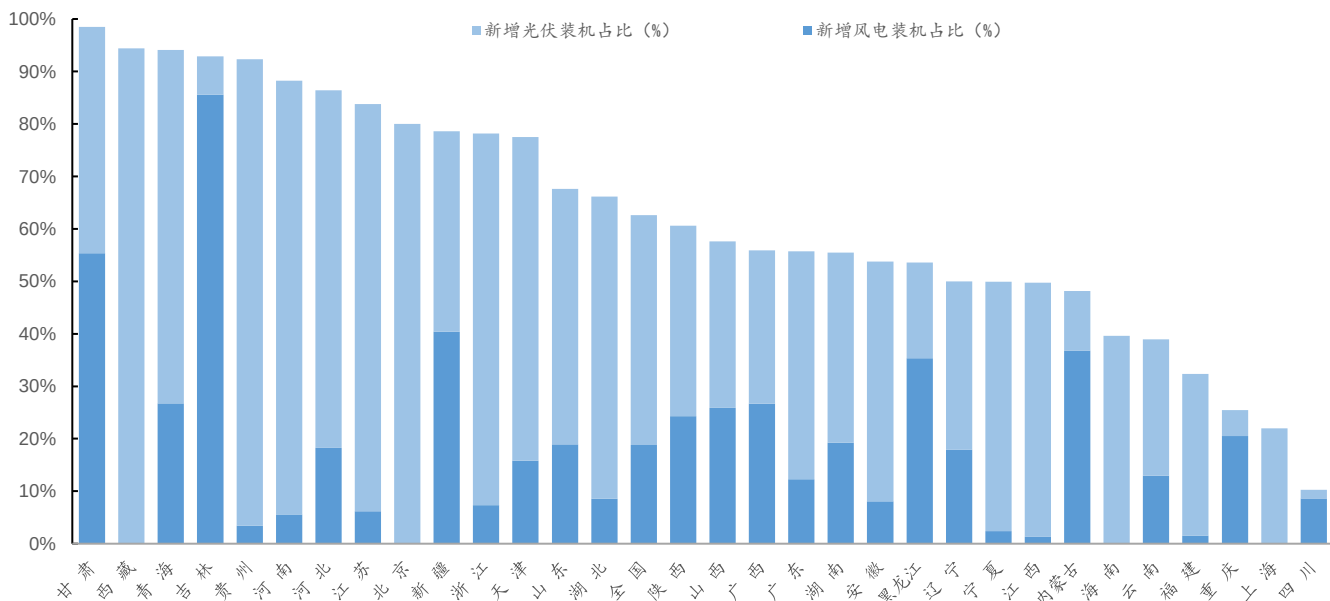
新能源装机高增、本地电量富余为西北消纳问题突出主因。“源荷分离”规划下，西北新能源装机高增，目前青海、甘肃、宁夏、内蒙、新疆风光装机占电源总装机比例已超过35%，随着大基地建设推进，未来仍将成为风光装机快速渗透的主战场。

图表40：2022 年各省风电、光伏累计装机占比三北地区居前列



来源：中电联、国金证券研究所

图表41：2022 年各省风电、光伏新增装机占比三北地区居前列



来源：中电联、国金证券研究所

4.2 储能需求逐步高增，源侧发展长周期、大规模储能是绿色大电网稳定供电的关键

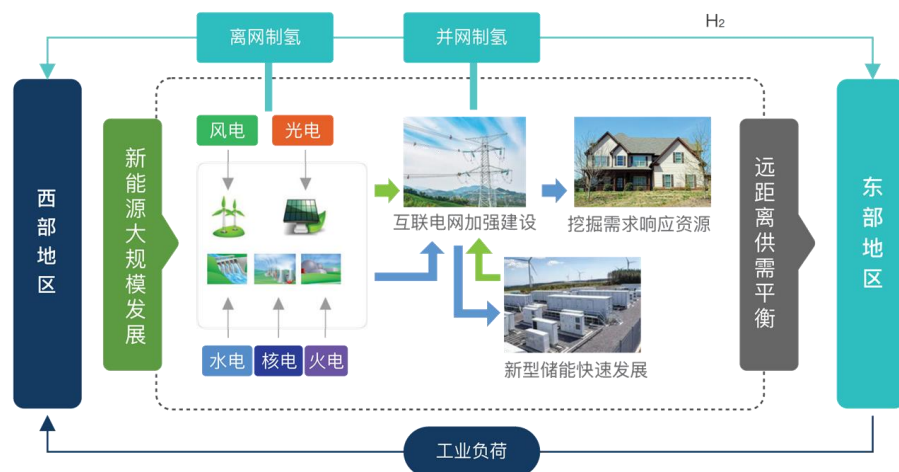
储能能在发电侧、电网侧以及负荷侧的驱动因素不同。在发电侧其驱动力在于国家强制性新能源配套储能政策；在电网侧储能驱动力则是基于新能源比例提升后电力系统对调峰、调频等辅助服务的巨大需求；在负荷侧储能驱动力在于峰谷价差拉大套利空间、部分地区（例如：浙江、江苏、山东）分布式电源配储政策等。

在源侧实现风光消纳并发展大规模长时储能,是实现绿色大电网稳定供电的关键,也是绿电外送的前提,氢储能就是其中的关键。我国大规模可再生能源利用中的根本性问题是西北和华北地区的大光伏和大风电的外运或消纳问题,当前可行方案分为两类:

- 外送绿电：风/光伏发电+零碳/低碳灵活电厂同步配置，通过特高压外输绿电，适用于西北和华北大光伏和大风电，电力企业等作为主导方。
- 离网制氢：风/光伏发电+电解水制氢→氢能多样化应用，适用于大多数风电和光伏储能，石化能源等企业主导。



图表42：电解水制氢联动能源基地与用能负荷协同发展



来源：《中国2030年“可再生氢100”发展路线图》、国金证券研究所

4.3 氢储能大规模应用和时间边际成本低，是长周期、大规模储能的优选项

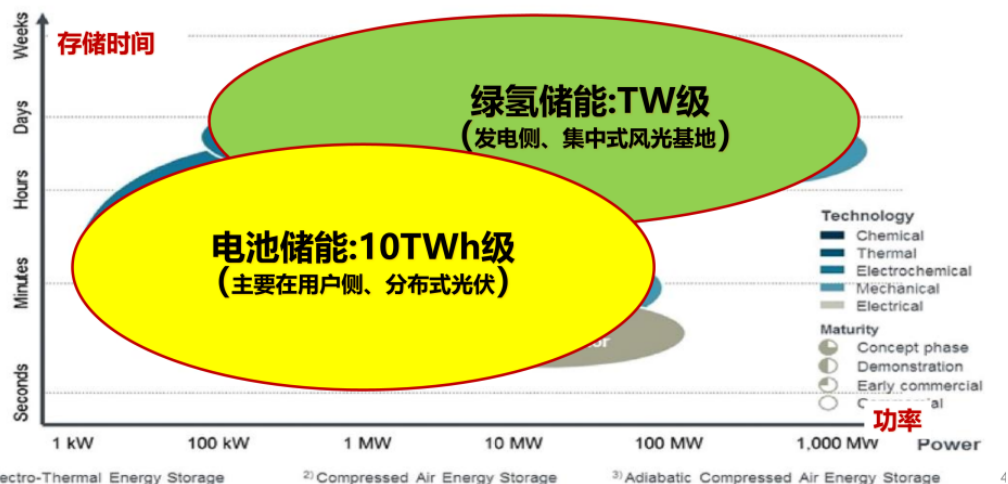
氢能适用于大规模和长周期的储能，具备无自衰减、扩容成本低等特性。氢储能主要指将太阳能、风能等间歇性可再生能源余电或无法并网的弃电，通过电解水制氢的方式储存，可就地消纳、时经燃料电池进行发电或管道、长管车运输等方式供应于下游应用终端。相较于抽水储能、压缩空气储能、蓄电池储能（锂电）具有无自衰减、扩容成本低、能量密度大、能源发电转移便捷等优点，凭借其无自衰减的特性，尤其适用于跨周和季度的储能。基于扩容成本低的特点，即仅需增加氢瓶即可扩充储能容量，适用于大规模的储能。

图表43：氢储能适用于季度调峰

储能方式	原理	优点	缺点	适用场景
抽水储能	将多余电能转换为水的势能	技术成熟	地形要求高，无法大规模使用	地形优势地区，日度调峰
压缩空气储能	将多余电能转换为空气的势能和内能，驱动燃气轮机发电	安全、容量大	效率低、有污染	与其他热机共用
蓄电池储能	将多余电能储存到蓄电池	响应时间快，无地理位置限制	自衰减、边际成本高	日度调峰、调频
氢储能	将多余电能通过电解水转化为氢气的化学能	无自衰减、能量密度高、边际成本低	效率低	季度调峰

来源：《中国低碳技术创新需求评估报告》、CNESA、国金证券研究所

图表44：各种储能方式的最优储能容量、储能时长

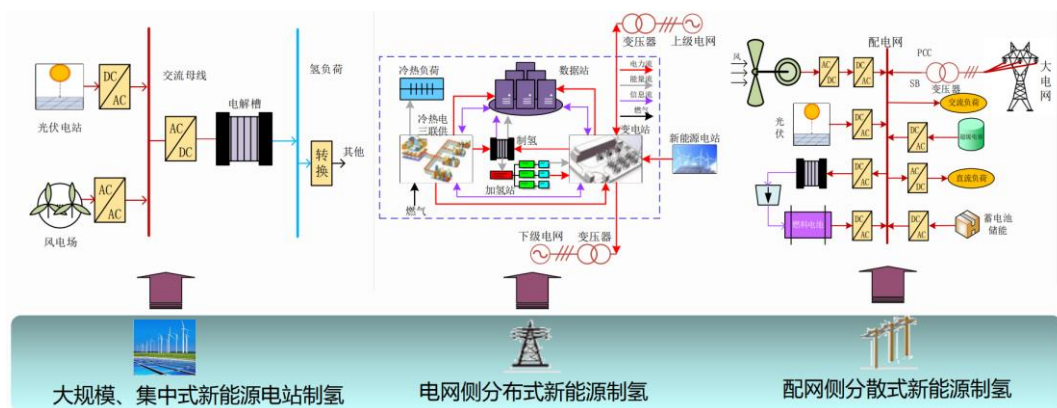


来源：Progress in Energy and Combustion Science、国金证券研究所



上游侧耦合风光设备电解水制氢，可解决可再生能源电消纳及上网问题。电消纳及上网问题随光伏和风电装机规模高增逐步凸显，风光耦合电解水制氢可实现风光装机无地域限制。近十年来，我国光伏和风电成本快速下降，为装机规模快速提升奠定了基础，但风光发电波动性的特点制约了其进一步扩大规模，因而配储以平抑波动性。现阶段大部分可再生能源发电终局为上网，储能大多仅作为可再生能源电力上网前电源侧波动性的暂时储存电力的方案，在光伏和风电大规模装机至一定规模后，上网及电消纳将成为可预见性需要解决的问题。因此，将风光设备耦合电解槽制取氢气储能，氢气再作为能源使用，将解决储存能量的大规模时空转移特性，实现交通网与能源网的深度耦合。

图表45：光伏、风电制氢典型场景



来源：中国电机工程学会、国金证券研究所

图表46：电解水制氢的应用场景

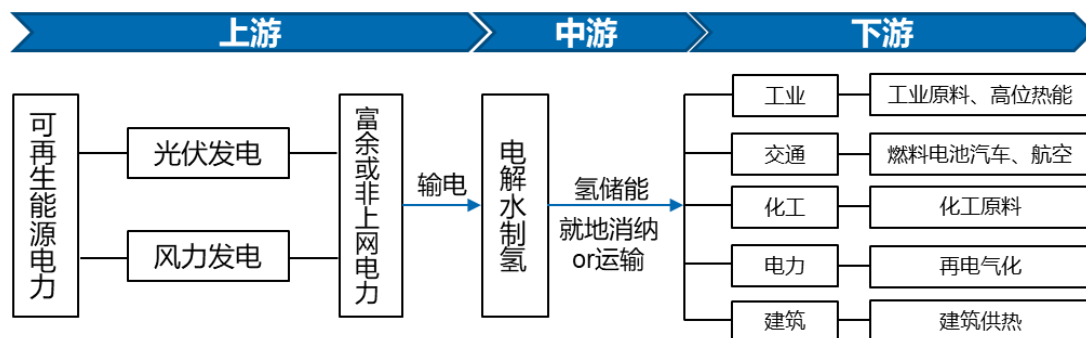


来源：中国电机工程学会、国金证券研究所

能源配储需求推动氢储能放量，风光氢储一体化项目逐步落地。风光配储成为刚需，各地政府陆续发布强制配储需求，配储比例最高可达 30%，为实现碳中和目标，若在风光装机量达到 50 亿千瓦、年发电量 10 万亿度的时候，按 10%-30% 的配储比例，储能容量将在 1 万亿-3 万亿度，意味着储能必须满足低成本、规模化、无地域限制、长寿命等要求。当前氢能与传统的电池等技术同被认定为储能，纳入了强制配储需求可计算的比例内，可再生能源装机叠加配储需求，上游供给侧放量将推动氢储能发展，风光氢一体化项目正处于不断规划与落地的状态，2023 年开工风光氢储一体化项目对应制氢产能已达 28 万吨。



图表47：氢储能应用产业链



来源：《中国氢能产业发展报告》、国金证券研究所

图表48：2023年开工风光氢储一体化项目对应制氢产能已达28万吨

项目名称	项目类型	制氢能力（吨/年）	用氢场景
兴安盟京能煤化工可再生能源绿氢替代示范项目	离网型	26816	兴安盟乌兰泰安能源化工合成氨
京能查干淖尔风电制氢一体化项目	离网型	383.93	发电机厂冷却及重卡加氢
三一重能乌拉特中旗甘其毛都口岸加工园区风光氢储氨一体化示范项目	离网型	36000	合成氨装置用氢
中能建巴彦淖尔乌拉特中旗绿电制氢制氨综合示范项目	离网型	10000	其中 7000 吨制液氨，3000 吨外销
中核科右前旗风储制氢制氨一体化示范项目	并网型	21600	用于该项目一体化制氨
赤峰市能源物联网零碳氨氢一体化示范项目	并网型	24200	合成氨
中电建赤峰风光制氢一体化示范项目	并网型	18600	合成氨
中国大唐集团新能源股份有限公司多伦 15 万千瓦风光制氢一体化示范项目	并网型	5419	大唐多伦化工氢制甲醇
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	并网型	5445	燃料电池汽车应用
10 万吨/年液态阳光-二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目	并网型	21000	液态阳光-二氧化碳加绿氢制甲醇
国际氢能冶金化工产业示范区新能源制氢联产无碳燃料配套风光发电一体化示范项目	并网型	28009	合成氨
乌兰察布兴和县风光发电制氢合成氨一体化项目	并网型	25700	合成氨、制尿素
国能阿拉善高新区百万千瓦风光氢氨+基础设施一体化低碳园区示范项目	并网型	22300	国能阿拉善高新区一期 14 万吨绿氨合成氨
腾格里 60 万千瓦风光制氢一体化示范项目	并网型	20827	庆华腾格里精细化工合成氨项目及己内酰胺装置产能提升项目
鄂尔多斯库布其 40 万千瓦风光制氢一体化示范项目	并网型	15460	向下游绿肥企业销售
总计		281759.93	

来源：各地政府官网、国金证券研究所

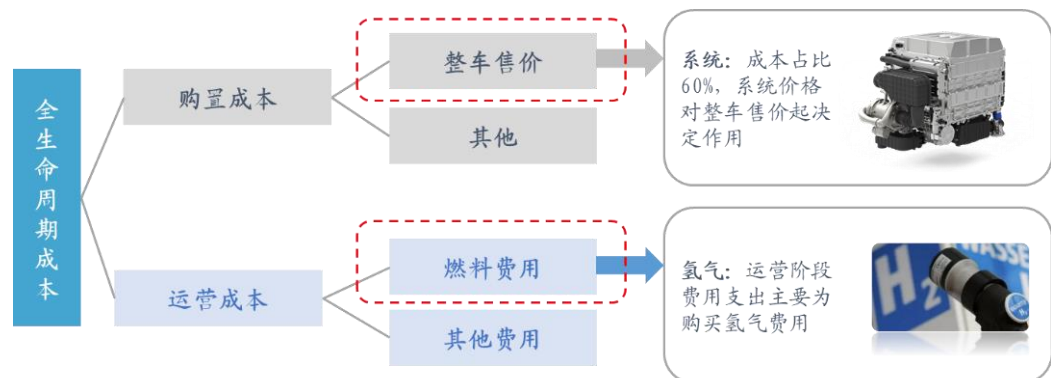
五、交通：率先打开绿氢消纳第一缺口，放量确定性强

5.1 实现补贴下全生命周期成本平价，率先打开绿氢消纳

全生命周期成本是衡量重卡经济性的核心指标。成本是评估技术路线商用化可行性的关键，全生命周期成本（TCO）是从卡车整个生命周期来考量成本，包含车辆购置成本以及运营成本。当燃料电池重卡 TCO 比纯电动重卡更低时，燃料电池重卡便是终端用户的经济性更优选择。目前燃料电池系统占整车成本约 60%，运营阶段主要以氢气费用为主，因而系统单价和氢气售价是影响燃料电池重卡 TCO 的主要因素。



图表49：燃料电池重卡全生命周期成本测算框架

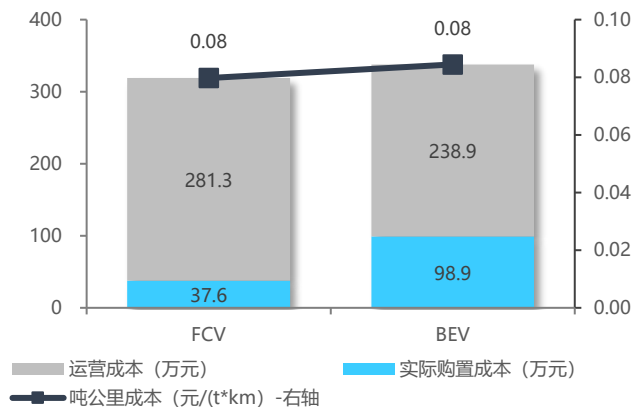


来源：CNKI、国金证券研究所

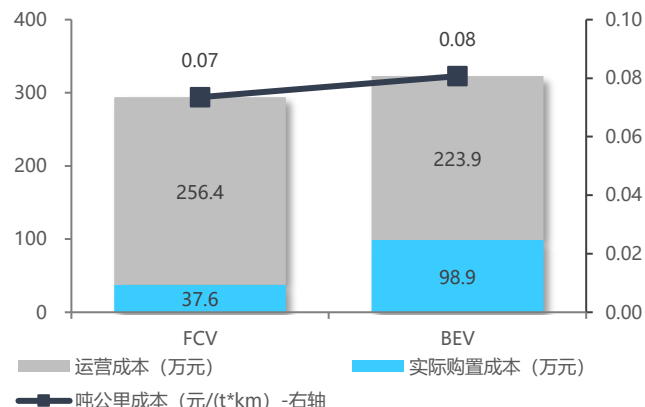
当前燃料电池重卡在补贴下可实现 TCO 平价，平价下绿氢应用场景加速率先突破。根据我们发布的氢能&燃料电池深度专题报告《重卡与叉车：交通领域燃料电池经济性及潜在市场空间分析》内的测算结果看，当前燃料电池重卡（FCV）已具备成本经济性，其降本成效显著，现阶段补贴后 TCO 低于电动重卡。平价是绿氢大规模应用的关键条件，平价下绿氢在交通领域的应用场景将加速率先突破。

- 基于扶持期产业链成本情况和政策方案，在短岛和长途场景下，FCV 全周期经济性均优于换电重卡，在高补贴、氢气资源优势地区具备性价比优势。以 49t 重卡为例，假设全生命周期运营里程 100 万公里，测算得到短岛场景下燃料电池重卡 TCO 约 318.93 万元，电动重卡约 337.82 万元，长途高速场景下燃料电池重卡 TCO 约 294.01 万元，电动重卡约 322.79 万元。燃料电池重卡经济性均优于电动重卡，即在当前成本水平及政策条件下，燃料电池重卡已实现 TCO 低于电动重卡，考虑部分地区氢气资源丰富，相应燃料电池重卡的经济性将更加明显。

图表50：FCV 和 BEV 重卡 TCO 对比（短岛）



图表51：FCV 和 BEV 重卡 TCO 对比（长途）



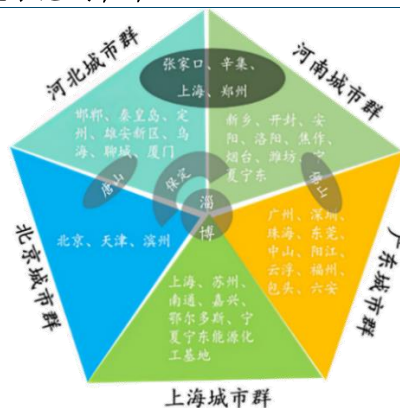
来源：中交兴路、国金证券研究所测算

来源：中交兴路、国金证券研究所测算

5.2 燃料电池汽车放量确定性高，带动绿氢需求侧增量确定性较强

燃料电池汽车示范城市群落地，“以奖代补”激励产业发展。“3+2”燃料电池汽车示范城市群落地，从 2021 年底起的四年示范期间，五部委将采取“以奖代补”，对入围的城市群按照其目标完成情况给予奖励，最高可达 17 亿，地级市（区）也可按照 1:1 针对燃料电池汽车和氢气发放补贴，考核内容主要包括“燃料电池汽车推广应用”、“关键零部件研发产业化”和“氢能供应”三部分。各地政府也积极出台相应的规划政策，加速推进氢能汽车市场化进程。

图表52: 燃料电池汽车5大示范城市群



来源：《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》、国金证券研究所

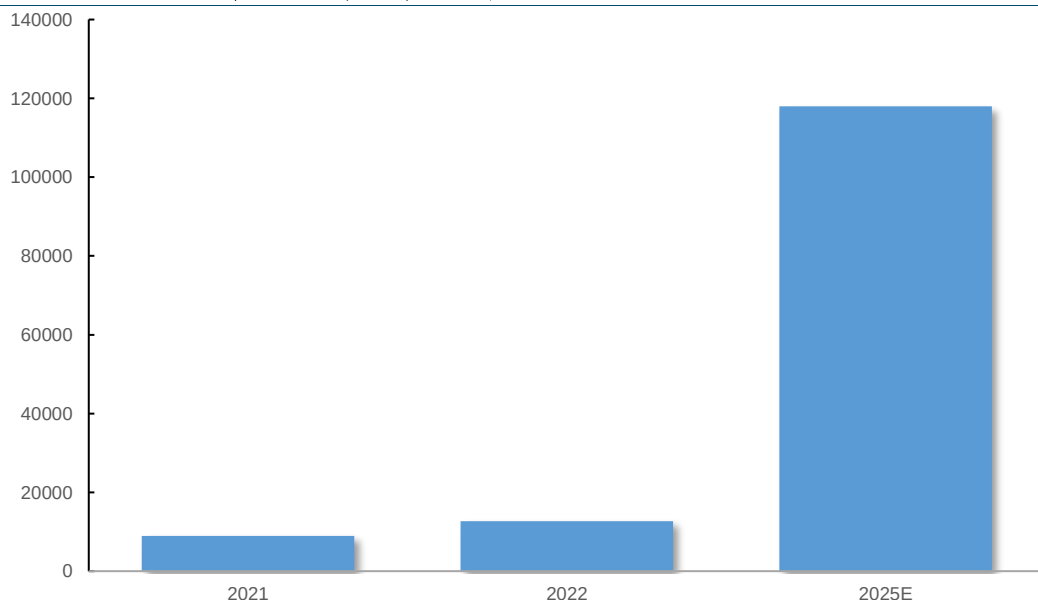
图表53: “以奖代补”补贴政策对比过往更聚焦于各地方政府

项目	2020 年 9 月前	2020 年 9 月之后
获取范围	中国各地区均可获得中央政府的补贴支持	只有示范城市群可以获得中央政府奖励；非示范地方群的政府也可自行制定奖励政策
来源及分配	企业可从两处（中央和地方政府）获得补贴。对于来自中央政府的部分，企业可直接向其申请并获得补贴	企业仅从一处（地方政府）获得补贴。对于来自中央政府的补贴，地方政府可以决定将其如何分配给企业
地方政府联系	地方政府可制定具有高度自主权的产业刺激政策；燃料电池企业需要与地方政府密切沟通合作，实现与地方政策高度一致化	
现状	超过 20 个具有燃料电池产业愿景的地方政府已经公布各自的燃料电池产业规划，并将在公布示范城市群敲定后出台具体政策	

来源：《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》、国金证券研究所

氢燃料电池汽车市场化进程加速，2025 年政策规划突破 10 万辆。根据各地政策目标推广量统计，2025 年氢燃料电池汽车保有量超 10 万台，以 2021 年氢燃料电池汽车保有量约 9000 台为基准测算，则 2021-2025 年示范期内车辆年复合增速达 90.6%。

图表54: 2021-2025 年氢能汽车保有量测算超 10 万辆 (辆)



来源：中汽协、各地政府官网、国金证券研究所



图表55：2025年各地方燃料电池车推广目标加总达到11.8万辆

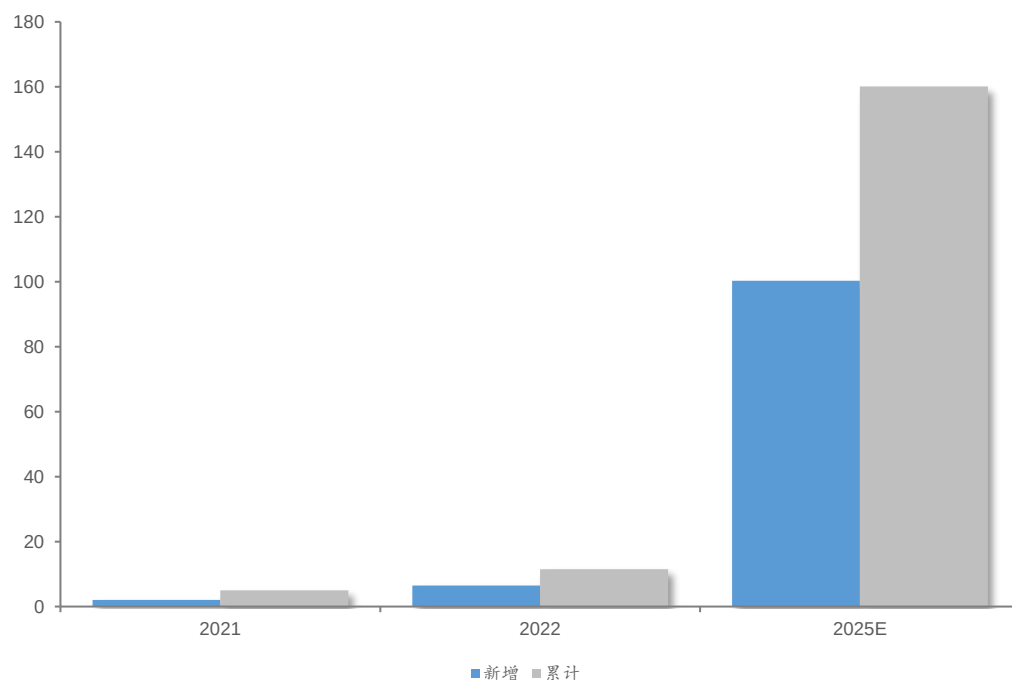
省份	规划发布时间	2025年燃料电池车推广目标（辆）	省份	规划发布时间	2025年燃料电池车推广目标（辆）
北京	2020年10月	10000	河南	2023年2月	5000
上海	2022年6月	10000	安徽	2022年11月	5000
陕西	2022年7月	10000	福建	2022年12月	4000
山西	2022年10月	10000	辽宁	2022年8月	2000
山东	2022年7月	10000	重庆	2022年6月	1500
广东	2022年8月	10000	新疆	2023年4月	1500
河北	2021年7月	10000	贵州	2022年7月	1000
江苏	2019年8月	10000	宁夏	2022年5月	500
四川	2020年9月	6000	江西	2023年1月	500
浙江	2021年11月	5000	吉林	2022年10月	500
内蒙古	2022年2月	5000	湖南	2022年11月	500
2022年底保有量为12682辆；2025年各地燃料电池车推广目标合计为118000辆					

来源：中汽协、各地政府官网、国金证券研究所

燃料电池汽车放量确定性高，率先带动绿氢需求侧增量。根据2025年各地区政策规划，燃料电池汽车保有量达到11.8万辆，放量具备确定性高，将拉动绿氢在需求侧的消纳，预计2025年氢气需求量达160万吨。测算逻辑与假设如下：

- 氢耗随车型大小、运营工况、系统装机容量、系统控制逻辑变化，参考燃料电池汽车实际运营数据、以2025年保有量11.8万辆的测算，公交、物流车、重卡百公里氢耗分别取4-5、2-4、8-9kg，平均年运营里程250、450、700公里，车型结构占比20%、20%、60%进行测算，5年年复合增速达100%。

图表56：2025年交通领域氢气需求量将达到160万吨（吨）



来源：中汽协、国金证券研究所测算

六、投资建议

绿氢产能放量高增已成趋势，传统高碳排放工业新增产能受控、风光消纳压力提升等因素驱动需求，绿氢的消纳集中于化工、钢铁、储能和交通等领域，绿氢全面渗透下，潜在消纳空间高达亿吨，将催生氢气和相应设备的万亿市场规模，布局相关高价值量及关键核心装备企业有望率先受益，电解水制氢设备：华电重工、昇辉科技、华光环能、亿利洁能；检测设备：科威尔。



七、风险提示

技术研发进度不及预期：电解水制氢设备处于技术快速迭代的过程，技术的进步将带来成本的下降，若技术研发不及预期，将影响商业化进程推广。

下游氢能推广滞后：氢能应用场景广阔，当前渗透率较低，存在后续氢能应用推广不及预期的情况。

政策和项目落地不及预期：当前氢能推广主要受政策规划驱动，项目和车辆推广进程受制于补贴下发周期和项目勘探批复等多重因素影响，政策和项目落地的具体时间具备一定的不确定性。



行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海
 电话：021-80234211
 邮箱：researchsh@gjzq.com.cn
 邮编：201204
 地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号
 紫竹国际大厦 5 楼

北京
 电话：010-85950438
 邮箱：researchbj@gjzq.com.cn
 邮编：100005
 地址：北京市东城区建内大街 26 号
 新闻大厦 8 层南侧

深圳
 电话：0755-83831378
 传真：0755-83830558
 邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
 邮编：518000
 地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心
 18 楼 1806



【小程序】
 国金证券研究服务



【公众号】
 国金证券研究