



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十七

——绿氢经济性可期，高碳场景替代加速

行业观点

本篇报告写在光储大幅降价的背景下，市场主要关注点集中在光储平价端，鲜少关注到其降价带来的延伸应用影响，我们本篇报告引领性地分析了光储降价带来的对氢能行业经济性的重要影响：一是光储降价后，绿氢制取的经济性开始显现；二是绿氢成本下降后，其在化工、交通、储能和冶金领域的经济性逐步开启，应用场景得到打开。

光储降价叠加政策溢价，绿氢成本提前进入经济性区间。绿氢经济性分为上游制取和下游应用，针对上游端，分为网电和自发电用，区别在于折算电费进绿氢制取成本的比例，前者 100%，后者电费为中间量，影响源头是新能源设备价格，按新能源发电供给制氢端的电量比例扣除弃电比例折算。考虑到长远发展及经济性效益，光储氢等一体化模式，新能源发电部分上网、部分制氢的项目，有望成为绿氢发展的主要模式，集中在风光资源丰富的三北地区，在以光伏电站 3.1 元/W、储能系统 1.06 元/W 价格测算下，绿氢制取的经济性开始显现；对于纯外接网电制氢，当电价 ≤ 0.2 元/kWh，绿氢将有望具备经济性，大多应用将发生在低电价以及给予优惠电价的地区。那么当上游绿氢制取成本下降后，以就地消纳为前提，综合考虑成熟度、经济性和规模，化工和交通领域将率先规模化应用，储能及冶金领域将从示范逐步向规模化应用推进。同时，碳税将抬高原有能源使用成本、推动绿氢的平价进程加速，以欧盟 100 欧元/吨的碳价测算，灰氢成本将上涨 19.3 元/kg，碳税落地下对比使得绿氢的经济性更加显著。

绿醇、绿氨经济性可期，碳税打开新需求。绿色甲醇应用受到欧盟碳税倒逼驱动，据我们测算，电价低于 0.15 元/kWh 时，绿色甲醇将初步具备竞争力，此时与煤价为 800 元/吨时的煤制甲醇生产成本齐平，而在碳税下绿色甲醇经济性显现，650 元/吨碳税下绿色甲醇与煤制甲醇价差每吨将达到 1000 元，相较传统化工行业的甲醇替代，凭借着绿色溢价，其在绿色航运及海外出口等对碳排放控制要求高或是碳价高的行业及地区中体现更为明显。绿氨方面，据我们测算，0.15 元/kWh 电价时，绿氨可实现与煤制氨（煤价 650 元/吨）、天然气制氨（气价 0.8 元/m³）成本持平，此外在欧盟碳税 100 欧元/吨下，煤制氨生产成本上升 137%，此时绿氨成本优势显著。

交通领域氢价接受度最高，运营成本可实现平价。交通领域氢价接受度最高，据我们测算氢气售价 37.5 元/kg 时，百公里能耗费用基本与柴油车齐平，当加氢站氢气售价 30 元/kg 时，外供加氢站、制加氢一体化站分别在 0.3、0.35 元/kWh 电价时可实现平价，在 0.18 元/kWh 谷电的蓄冷电价优惠下，氢气售价将低至约 20 元/kg，经济性凸显。

氢储能具备大规模、长周期、跨区域特性，氢储能作为风光电消纳经济性渐起。大规模电消纳压力下，配储时长与规模要求逐步提高。氢适用大规模、长周期储能，边际扩容成本经济性更优。据我们测算，氢储能系统初始投资度电成本为 1300 元，低于磷酸铁锂和液流电池，对于度电储能扩容成本，氢储能最低，约为 120 元/kWh。

氢冶金示范项目起步，绿氢降本下应用渗透开启。绿氢示范应用已开启，绿氢降本下，氢冶金正迈向平价区间。以焦炭价格 2500 元/吨测算，平价时对应氢气的价格为 9.55 元/kg，当碳税为 200 元/吨，氢气成本抬高至需低于 12.36 元/kg 时，氢冶金才更具成本优势，当前光储降本下，氢冶金开启了可实现经济性的预期。此外，弃光制氢+氢储能+火电 20%掺氢燃烧的示范工程在大部分场景下可实现更优的经济性。

投资建议

新能源设备的大幅降价及绿色能源的政策性溢价成为行业发展的重要驱动力，上游制氢端及下游应用领域开始陆续具备经济性，重点看好制氢端设备机会。核心推荐组合：华光环能、华电重工、科威尔、昇辉科技、石化机械。

风险提示

降本速度不及预期、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。



内容目录

一、光储降价叠加政策溢价，绿氢成本提前进入经济性区间	4
1.1 绿氢制取成本下行，核心看电力和设备降本	4
1.2 光储系统降价超预期，绿氢经济性初现	6
1.3 政策陆续出台，保障产业前期发展	8
1.4 碳税抬高现有能源成本，绿氢经济性进一步凸显	10
二、绿醇、绿氨经济性可期，碳税打开新需求	11
2.1 欧盟碳税倒逼绿色甲醇应用，打开航运及海外新需求	11
2.2 绿氨经济性可期，适用于替代传统高碳路线	12
三、交通领域氢价接受度最高，运营成本可实现平价	14
3.1 交通领域氢价接受度最高，可实现运营成本平价	14
3.2 交通领域带动氢气新领域应用，燃料电池产业链受益	15
四、大规模、长周期、跨区域，氢储能作为风光电消纳经济性渐起	16
4.1 风光大规模装机下，储能时长与规模标准抬高	16
4.2 氢适用大规模、长周期储能，边际扩容成本经济性更优	17
五、氢冶金示范项目起步，绿氢降本下应用渗透开启	17
5.1 绿氢为工业脱碳关键原料，示范应用开启	17
5.2 渗透加速看成本经济性，绿氢降本下迈向平价区间	18
六、投资建议	20
七、风险提示	21

图表目录

图表 1: 碱性电解槽制氢成本拆分 (0.2 元/kwh)	4
图表 2: PEM 电解槽制氢成本拆分 (0.2 元/kwh)	4
图表 3: 2023 年制氢系统设备价格下降约 25%	4
图表 4: 电解水制氢发展趋势	4
图表 5: 2023 年 2 月-2023 年 12 月各地电网代理购电价格一览表 (元/kWh)	5
图表 6: 2023 年 3 月-12 月光伏电力现货价格 (元/kWh)	5
图表 7: 2023 年 3 月-12 月风电电力现货价格 (元/kWh)	5
图表 8: 网电平均碳排放达到 0.57t/MWh	5
图表 9: 电价 0.2 元/kWh 以下时绿氢和灰氢可达成平价	6
图表 10: 光伏系统造价及 LCOE 持续下降 (USD/kW, USD/kWh)	6
图表 11: 储能系统加权平均中标价格持续下降 (元/Wh)	6
图表 12: 不同组件价格/制氢系统价格下的绿氢成本可实现平价	7
图表 13: 不同组件价格/制氢系统价格下的 IRR, 设备降本下项目经济性逐步显现	7
图表 14: 绿氢成本正在向全面平价点逼近	8
图表 15: 氢气政策管理条例开始逐步松绑	8
图表 16: 各地制氢端补贴陆续出台, 给予 3-12 元/kg 不等补贴	9
图表 17: 补贴下绿氢实现与煤制氢直接平价	9



图表 18:	碳税落地抬高灰氢成本, 绿氢全面平价进程加速	10
图表 19:	50 欧元/吨碳价下, 灰氢价格高于绿氢	10
图表 20:	制氢电价 0.15 元/kWh 以下时绿色甲醇与 800 元/吨煤制甲醇成本持平	11
图表 21:	650 元/吨碳税下绿色甲醇与煤制甲醇价差每吨达 1000 元	11
图表 22:	绿色甲醇航运燃料溢价高将带动绿氢消纳	12
图表 23:	全球氢气利用中合成氨占比第一 (万吨, %)	12
图表 24:	我国合成氨 CO ₂ 排放量占比达 20% (万吨, %)	12
图表 25:	制氢电价 0.15 元/kWh 时绿氢与 650 元/吨煤价和 0.8 元/m ³ 天然气价的合成氨成本持平	13
图表 26:	在煤价 800 元/吨及 50 元/吨碳价下, 电价仅需到 0.2 元/kWh 绿氢即可实现平价	13
图表 27:	550 元/吨碳税下绿氢与煤制氢价差每吨高达 2200 元	14
图表 28:	37.5 元/kg 以下氢气价格即可在交通领域实现能源平价	14
图表 29:	外供加氢站 0.3 元/kWh 电价可实现氢气平价 (元/kg)	15
图表 30:	制加氢一体化加氢站 0.35 元/kWh 电价可实现氢气平价 (元/kg)	15
图表 31:	示范城市群相关城市谷电给予优惠电价 (元/kg)	15
图表 32:	制加氢一体化加氢站 0.18 元/kWh 电价氢气进一步凸显 (元/kg)	15
图表 33:	氢气使用端从交通领域切入打开应用市场 (辆)	16
图表 34:	近三年光伏利用率相对较低——省份逐月利用率情况	16
图表 35:	电化学储能适用于日内短时, 氢储能更适用于日间长时储能	17
图表 36:	1MWh 储能下氢能初始投资建设的度电成本较低 (元/kWh)	17
图表 37:	1kWh 储能扩容下氢能度电储能边际成本最低 (元/kWh)	17
图表 38:	氢能热值比其他传统化石能源的数倍	18
图表 39:	近期已宣布的氢冶金试点项目产能达到 1345 万吨	18
图表 40:	制氢电价 0.11 元/kWh 以下时氢冶金与 2500 元/吨的焦炭冶金成本持平	19
图表 41:	650 元/吨碳税下氢冶金平价成本每千克可抬高 0.13 元	19
图表 42:	煤炭发电电力成本随煤炭和碳税价格的波动 (元/吨)	20
图表 43:	煤炭发电 (掺氢 20% 燃烧) 电力成本随煤炭和碳税价格的波动 (元/吨)	20
图表 44:	氢能行业公司估值 (亿元, 倍)	21

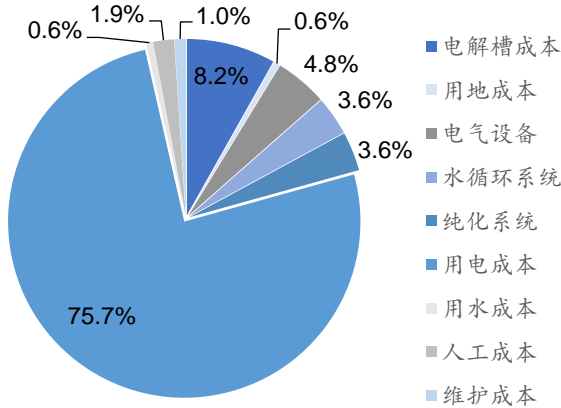


一、光储降价叠加政策溢价，绿氢成本提前进入经济性区间

1.1 绿氢制取成本下行，核心看电力和设备降本

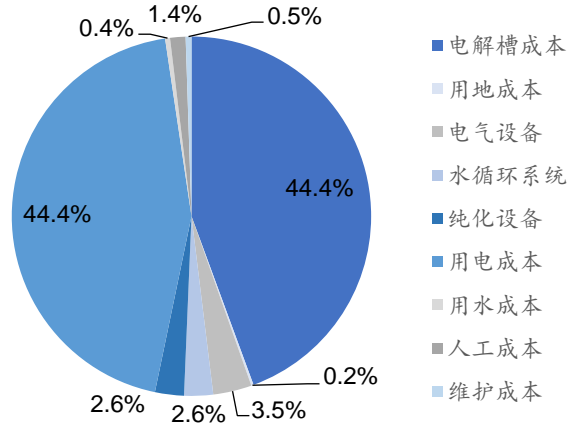
经济性是绿氢大规模应用的前提，降本的核心在于制氢电价与电解槽设备的价格和效率。采用制氢装置电解槽，电解水制备出来的氢气通常被称为可再生氢/绿氢，经济性是绿氢规模化应用的前提，本质上看，绿氢是替代原有领域传统能源或者是替代煤/天然气制备氢气的新型能源和原料，绿氢平价意味着其使用成本要与特定领域原有能源或传统方式制氢的使用成本相同或者更低才能有望实现替代。从绿氢成本拆分来看，用电成本和设备成本占据制氢总成本的 80% 以上，针对绿氢降本，核心在于制氢电价和制氢设备成本。

图表1：碱性电解槽制氢成本拆分 (0.2 元/kwh)



来源：IEA、国金证券研究所

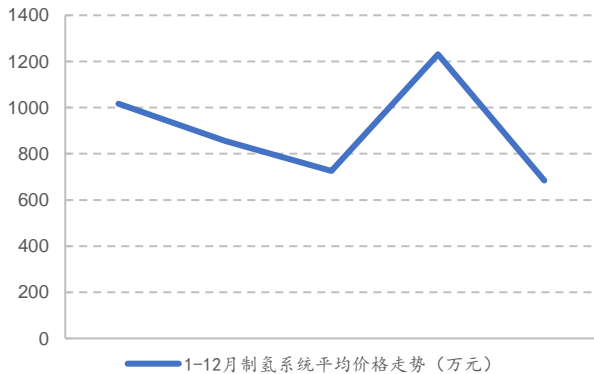
图表2：PEM 电解槽制氢成本拆分 (0.2 元/kwh)



来源：CHEC2023、国金证券研究所

制氢设备的成本核心是电解槽，降本取决于电解槽规模化与技术迭代升级，高效化、低成本与规模化是电解槽发展趋势。规模上看新增 1.9GW 电解槽招标，同比翻倍；成本上看，1 月和 12 月的设备招标价格对比，同比下降 25%；从效率上看，电解槽耗电量由 5 kWh/Nm³ 降至最低 4.3 kWh/Nm³。整体看，2023 年设备发展迅速，全年降价 25%。规模效应叠加技术迭代驱动了设备成本的快速下降，具体来看：1) 高效化：提升能源转化效率，降低电耗；2) 低成本：配合“三弃”实现低价值波动能源有效利用；3) 规模化：从设备层面着手，包括技术更新及规模化降本。

图表3：2023 年制氢系统设备价格下降约 25%



来源：中国招标与采购网、国金证券研究所

图表4：电解水制氢发展趋势



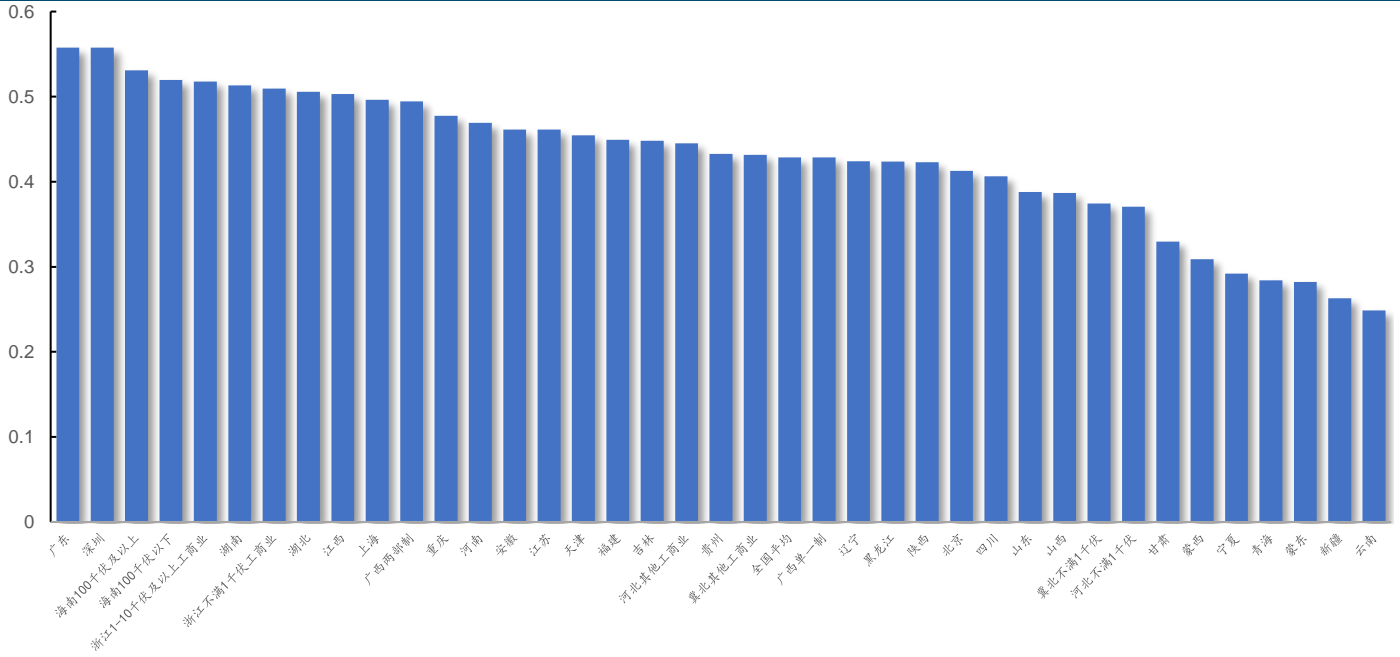
来源：国金证券研究所测算

制氢电价分三步逐层递进：便宜、绿色、便宜且绿色。现阶段多省市给予电价优惠或绿氢制取补贴政策，后续随着碳税的落地及设备的降本增效，便宜且绿色的电将成主流。

便宜的电助力降本，是发展的第一步。制氢的电来源分为网电和新能源发电两大类，从测算结果看，0.2 元/kWh 及以下的电价才有望具备竞争优势。从电力来源看，电网购电价格偏高，仅个别地区电价在 0.3 元/kWh 以下，新能源发电价格均价在 0.2 元/kWh，并且随着光伏组件和储能等新能源设备价格的下降，叠加电力市场政策的不断落地，有望获得更便宜的新能源发电电价。因此，当前从发展初期角度看，只要电价够便宜，可以不论电力来源，便宜的电才是首要重点，绿氢发展应当首要选择能够提供低电价的地区，例如西北地区便宜的新能源发电电价、东部部分地区给予的优惠电价政策。



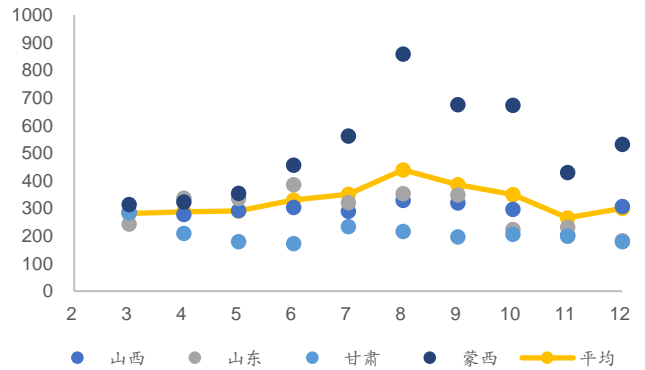
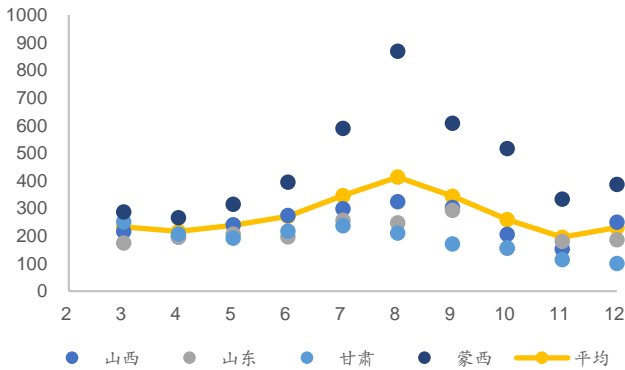
图表5: 2023年2月-2023年12月各地电网代理购电价格一览表 (元/kWh)



来源: 北极星售电网、国金证券研究所

图表6: 2023年3月-12月光伏电力现货价格 (元/kWh)

图表7: 2023年3月-12月风电电力现货价格 (元/kWh)



来源: Lambda、国金证券研究所

来源: Lambda、国金证券研究所

绿色的电清洁低碳,是发展的关键。随着减碳政策、欧盟碳关税等相关碳政策的落地,能源和电力清洁化正在不断推进,国内的绿电核算标准也在进一步明确,国家生态环境部发布了《关于做好2023—2025年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知》,核算排放量范围由电力扩容到石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸和民航7个行业,网电平均碳排放为0.5703t CO₂/MWh,因而网电并不属于绿电。随着全球碳政策的推进和落实,要实现绿氢的全过程零碳排放,使用绿色的新能源发电才是终极解决方案。

图表8: 网电平均碳排放达到0.57t/MWh

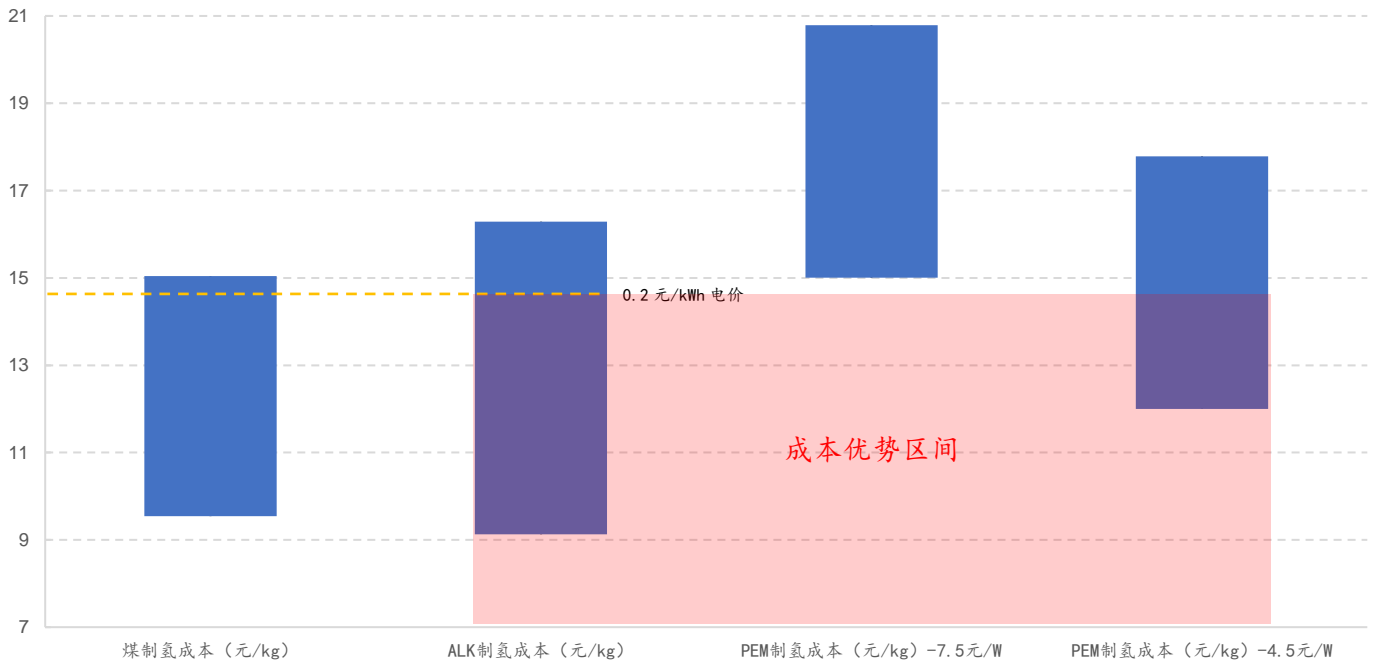
电力来源	碳排放
全国电网	0.5703t CO ₂ /MWh
火电	0.824t CO ₂ /MWh
新能源发电	0

来源:《关于做好2023—2025年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知》、《中国电力行业年度发展报告2023》、国金证券研究所

便宜且绿色的电,是终极目标。采用绿氢的终极目标是为获取零碳且低成本的能源和原料,随着减碳政策落地以及新能源设备成本下降,绿色电力有望逐步获得经济性,当新能源的发电电价大规模降至0.2元/kWh甚至0.1元/kWh时,绿氢将大范围具备经济性,足够便宜且绿色的电力才是绿氢能够实现应用的终极前提条件。



图表9：电价 0.2 元/kWh 以下时绿氢和灰氢可达成平价



来源：国金证券研究所测算，注：煤制氢成本测算区间对应煤价 400-1050 元/吨，ALK 和 PEM 制氢成本测算区间对应电价 0.1-0.23 元/kWh。

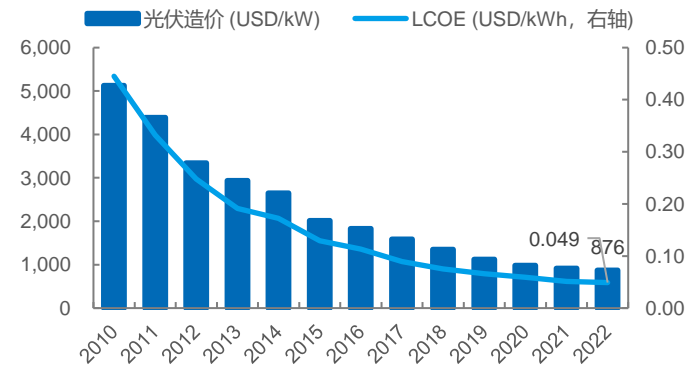
制氢的低电价，前期阶段可通过政策优惠或适当通过降低、取消过网费以支持绿氢的发展，使得电价整体控制在 0.2 元/kWh，在设备可以做到满负荷运转的同时，绿氢的成本将直接持平灰氢，产业有望达到破局点。

1.2 光储系统降价超预期，绿氢经济性初现

电价是绿氢平价关键，光储氢一体化项目为破局要点。制氢设备成本快速下行的背景下，制氢电价成为氢气成本的核心。0.2 元/kWh 以下的电价是实现绿氢平价的关键，根据上文测算，采用电网电力的绿氢成本整体看仍偏高。长远看，低电价甚至零电价（考虑弃电消纳）只可能发生在采用新能源发电的情况下，这意味着绿氢的发展将主要以风光氢储等一体化能源大基地的形式带动，因此降低用电成本的关键点体现在光伏组件/风电机组的价格上。

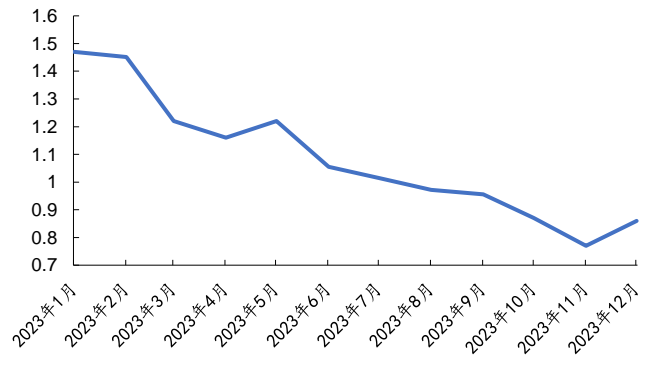
光储系统价格降幅速度超预期。光伏方面，据 IRENA 数据，2010 至 2022 年间光伏系统造价及 LCOE 分别下降 83%/89%，其中组件成本下降贡献了 51% 的光伏系统造价下降、45% 的 LCOE 下降。储能方面，随着年底碳酸锂供需的走弱，系统中标价格呈现加速下跌的趋势，11 月国内 2 小时磷酸铁锂电池储能系统加权平均中标价格降至 0.8 元/Wh，较年初均价下降 46%。

图表10：光伏系统造价及 LCOE 持续下降 (USD/kW, USD/kWh)



来源：IRENA、国金证券研究所

图表11：储能系统加权平均中标价格持续下降 (元/Wh)



来源：北极星储能网、中关村储能产业技术联盟，国金证券研究所

光储大幅降价下绿氢经济性出现时点提前，光储氢一体化项目可行性可期。随着光伏组件和储能的价格下降进程的超预期，阶段性的绿氢经济性初步显现。



- 假设项目 70%的电量上网，剩余 30%电量用于制氢，弃电率 20%，根据我们的测算，在光伏组件1元/W、单位投资3.1元/W，储能电芯0.5元/Wh、单位投资1.06元/Wh，电解槽1.2元/W、单位投资1.35元/W的情况下，对应的制氢成本在6.48元/kg，项目 IRR 达到 5.7%。意味着在当前光储氢设备均可达到的价格下，在此模式下绿氢制取的成本已经可实现与灰氢平价，未来随着光储氢设备的技术迭代及规模化等带来的进一步降价，项目将实现经济性，绿氢消纳光伏发电电量占比也将大幅提升。

图表12: 不同组件价格/制氢系统价格下的绿氢成本可实现平价

绿氢制取成本 (元/kg)		电解槽价格 (元/W)												
		0.80	0.85	0.90	0.95	1.00	1.05	1.10	1.15	1.20	1.25	1.30	1.35	1.40
光伏组件价格 (元/W)	0.86	6.22	6.24	6.27	6.29	6.32	6.34	6.36	6.39	6.41	6.43	6.46	6.48	6.50
	0.88	6.23	6.25	6.28	6.30	6.33	6.35	6.37	6.40	6.42	6.44	6.47	6.49	6.51
	0.90	6.24	6.26	6.29	6.31	6.34	6.36	6.38	6.41	6.43	6.45	6.48	6.50	6.53
	0.92	6.25	6.28	6.30	6.32	6.35	6.37	6.39	6.42	6.44	6.46	6.49	6.51	6.54
	0.94	6.26	6.29	6.31	6.33	6.36	6.38	6.40	6.43	6.45	6.47	6.50	6.52	6.55
	0.96	6.27	6.30	6.32	6.34	6.37	6.39	6.41	6.44	6.46	6.48	6.51	6.53	6.56
	0.98	6.28	6.31	6.33	6.35	6.38	6.40	6.42	6.45	6.47	6.50	6.52	6.54	6.57
	1.00	6.29	6.32	6.34	6.36	6.39	6.41	6.43	6.46	6.48	6.51	6.53	6.55	6.58
	1.02	6.30	6.33	6.35	6.37	6.40	6.42	6.44	6.47	6.49	6.52	6.54	6.56	6.59
	1.04	6.31	6.34	6.36	6.38	6.41	6.43	6.46	6.48	6.50	6.53	6.55	6.57	6.60
	1.06	6.32	6.35	6.37	6.39	6.42	6.44	6.47	6.49	6.51	6.54	6.56	6.58	6.61
	1.08	6.33	6.36	6.38	6.40	6.43	6.45	6.48	6.50	6.52	6.55	6.57	6.59	6.62
1.10	6.34	6.37	6.39	6.41	6.44	6.46	6.49	6.51	6.53	6.56	6.58	6.60	6.63	

来源: 国金证券研究所测算, 注: 1.06元/Wh 储能成本

图表13: 不同组件价格/制氢系统价格下的 IRR, 设备降本下项目经济性逐步显现

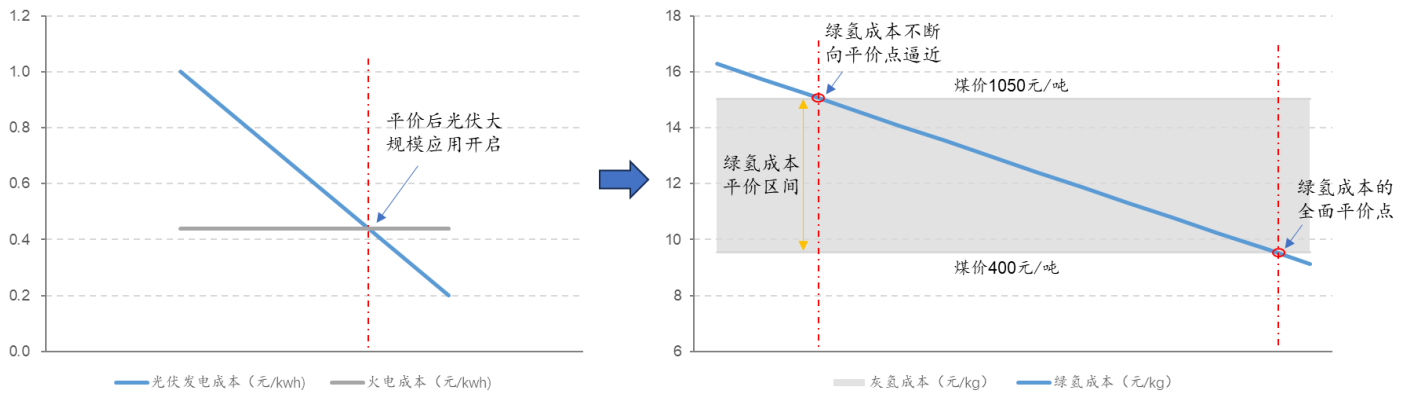
风光氢一体化项目 IRR (%)		电解槽价格 (元/W)												
		0.80	0.85	0.90	0.95	1.00	1.05	1.10	1.15	1.20	1.25	1.30	1.35	1.40
光伏组件价格 (元/W)	0.86	6.45%	6.44%	6.43%	6.42%	6.40%	6.39%	6.38%	6.37%	6.36%	6.34%	6.33%	6.32%	6.31%
	0.88	6.35%	6.34%	6.32%	6.31%	6.30%	6.29%	6.28%	6.26%	6.25%	6.24%	6.23%	6.22%	6.21%
	0.90	6.24%	6.23%	6.22%	6.21%	6.20%	6.18%	6.17%	6.16%	6.15%	6.14%	6.13%	6.11%	6.10%
	0.92	6.14%	6.13%	6.12%	6.11%	6.09%	6.08%	6.07%	6.06%	6.05%	6.04%	6.03%	6.01%	6.00%
	0.94	6.04%	6.03%	6.02%	6.00%	5.99%	5.98%	5.97%	5.96%	5.95%	5.94%	5.92%	5.91%	5.90%
	0.96	5.94%	5.93%	5.92%	5.90%	5.89%	5.88%	5.87%	5.86%	5.85%	5.84%	5.83%	5.81%	5.80%
	0.98	5.84%	5.83%	5.82%	5.81%	5.79%	5.78%	5.77%	5.76%	5.75%	5.74%	5.73%	5.72%	5.71%
	1.00	5.74%	5.73%	5.72%	5.71%	5.70%	5.69%	5.67%	5.66%	5.65%	5.64%	5.63%	5.62%	5.61%
	1.02	5.64%	5.63%	5.62%	5.61%	5.60%	5.59%	5.58%	5.57%	5.56%	5.55%	5.54%	5.52%	5.51%
	1.04	5.55%	5.54%	5.53%	5.52%	5.50%	5.49%	5.48%	5.47%	5.46%	5.45%	5.44%	5.43%	5.42%
	1.06	5.45%	5.44%	5.43%	5.42%	5.41%	5.40%	5.39%	5.38%	5.37%	5.36%	5.35%	5.34%	5.33%
	1.08	5.36%	5.35%	5.34%	5.33%	5.32%	5.31%	5.30%	5.28%	5.27%	5.26%	5.25%	5.24%	5.23%
1.10	5.27%	5.26%	5.24%	5.23%	5.22%	5.21%	5.20%	5.19%	5.18%	5.17%	5.16%	5.15%	5.14%	

来源: 国金证券研究所测算, 注: 1.06元/Wh 储能成本

绿氢大规模应用拐点将出现在光储氢平价点，现阶段正向全面平价点逼近。新能源的大规模应用往往出现在其与原有能源的成本平价的时点之后，例如光伏行业的爆发是在2018年平价上网政策之后，对应看氢能行业的爆发拐点将出现在光储氢平价点之后。现阶段看，在新能源成本下行的背景下，阶段性的区域绿氢平价已实现，绿氢成本正在向全面平价点逼近，绿氢的大规模应用处在爆发前夜。



图表14: 绿氢成本正在向全面平价点逼近



来源: 国金证券研究所测算

1.3 政策陆续出台, 保障产业前期发展

保障政策陆续出台, 绿氢应用限制逐步放开。受限于能源管理条例, 初期氢能发展应用推广相对较缓, 今年以来, 氢气的政策管理条例开始逐步松绑, 氢能能源属性政策破冰, 体现在绿氢生产不需危化品许可、允许在非化工园区建制加氢站等等, 极大程度上放开了绿氢的生产和使用限制, 也降低了额外的无效成本支出, 政策的松绑扫除了绿氢推广路上的重要障碍之一, 当前内蒙古、广东等多地均已出台相关政策, 预计其他地区后续将陆续开放。

图表15: 氢气政策管理条例开始逐步松绑

环节	放松/利好政策	地区	政策名称
制氢	绿氢生产项目不需在化工园区内建设。绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可。	河北	《河北省氢能产业安全管理办法(试行)》
		辽宁大东区	《大东区支持氢燃料电池汽车产业高质量发展的若干政策措施(征求意见稿)》
		吉林	《吉林省氢能产业安全管理办法(试行)》
		内蒙古	《内蒙古自治区工业园区绿色供电项目实施细则2023年修订版(试行)》
储运	IV型储氢瓶国家标准发布。 液氢在运输环节标准规范的细化, 也是实现民用液氢道路运输的前提。 支持输氢管道建设和前期手续办理。	国家标准	《GB/T 42612-2023 车用压缩氢气塑料内胆碳纤维全缠绕气瓶》
		交通部	《氢气(含液氢)道路运输技术规范》
		内蒙古鄂尔多斯	《鄂尔多斯市支持氢能产业发展若干措施》
		内蒙古	《内蒙古自治区新能源倍增行动实施方案》
加氢站	推动输氢管道规划布局, 变输电为输氢, 以绿氢为载体实现新能源跨区域输送。 允许在非化工园区建设制氢加氢一体站。 加氢站参照天然气加气站管理模式, 经营性加氢站应取得燃气经营许可证或批复。 参照燃气管理办法, 规范加氢站审批、建设、验收标准。 加氢站参照城镇燃气加气站管理, 由住建部门核发燃气经营许可证。	广东	《广东省燃料电池汽车加氢站建设管理暂行办法》
		河北	《河北省氢能产业安全管理办法(试行)》
		辽宁大东区	《大东区支持氢燃料电池汽车产业高质量发展的若干政策措施(征求意见稿)》
		安徽六安	《六安市燃料电池汽车加氢站建设管理暂行办法(征求意见稿)》
		吉林	《吉林省氢能产业安全管理办法(试行)》
		新疆布尔津	《布尔津县加氢站管理办法(暂行)(征求意见稿)》
		内蒙古	《内蒙古自治区加氢站管理暂行办法》
		河北	《河北省氢能产业安全管理办法(试行)》
吉林	《吉林省氢能产业安全管理办法(试行)》		
辽宁大东区	《大东区支持氢燃料电池汽车产业高质量发展的若干政策措施(征求意见稿)》		
新疆布尔津	《布尔津县加氢站管理办法(暂行)(征求意见稿)》		

来源: 各地政府官网、国金证券研究所



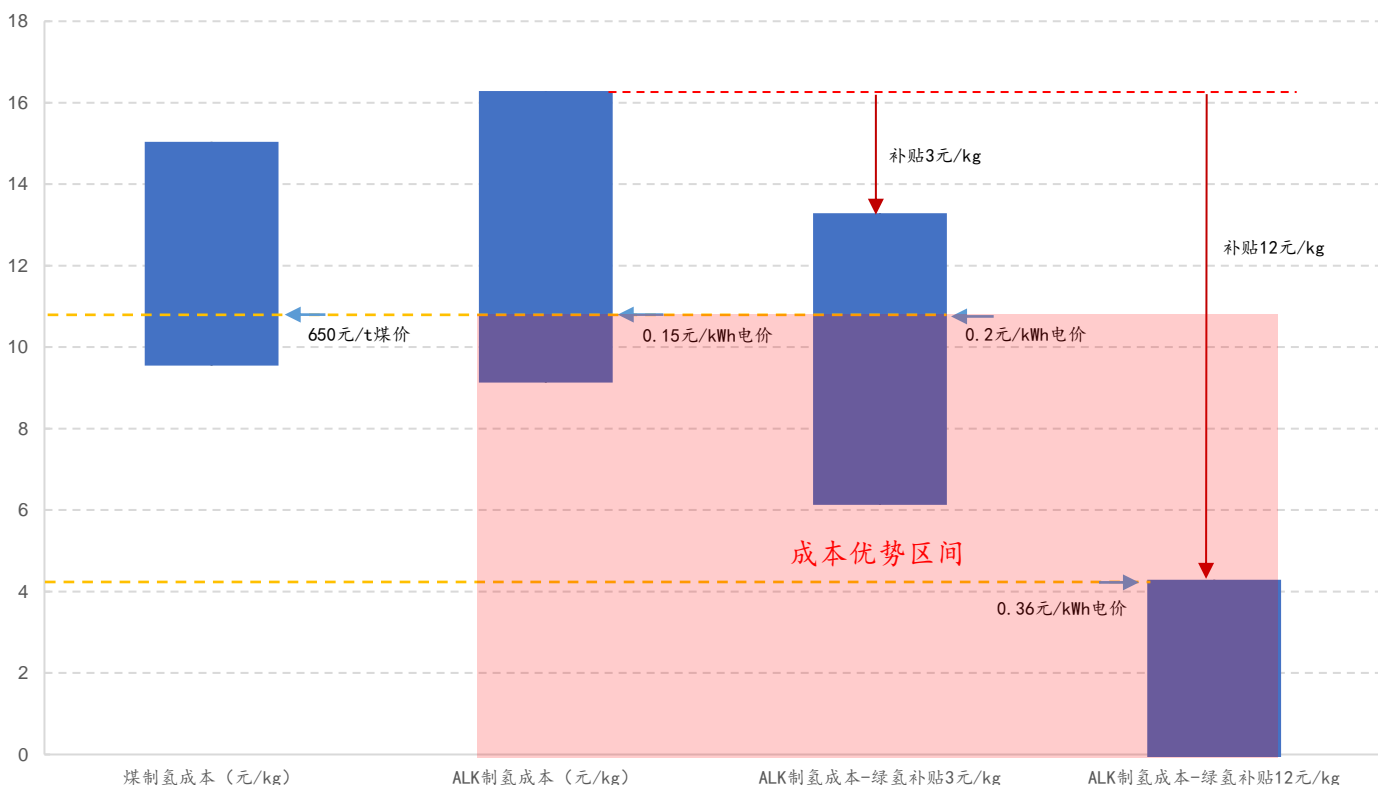
各地制氢端补贴出台，补贴下绿氢将直接实现与煤制氢的平价。多省市出台绿氢电价优惠、绿氢制造与生产等补贴政策，现阶段绿氢项目和补贴大多集中在三北地区，内蒙古、甘肃、吉林、新疆、大连等给予 3-12 元/kg 不等的绿氢补贴，补贴下绿氢与煤制氢平价，解决项目业主及应用方使用绿氢的核心阻碍，补贴将使绿氢项目建设落地速度大幅提速，并且从各地政策出台上看，给予绿氢设备及生产补贴、确保制氢端设备落地的各项实施细则逐步趋严。

图表16：各地制氢端补贴陆续出台，给予3-12元/kg不等补贴

省份	政策名称	补贴条件	补贴标准		
			2023	2024	2025
吉林	《支持氢能产业发展若干政策措施（试行）》	对年产绿氢100吨以上（含100吨）的项目	15元/kg	12元/kg	9元/kg
内蒙古鄂尔多斯	《支持氢能产业发展若干措施的通知》	对落地鄂尔多斯且氢气产能大于5000吨/年的风光制氢一体化项目主体	4元/kg	3元/kg	2元/kg
河南濮阳	《濮阳市促进氢能产业发展扶持办法（2023年修订版）》	对绿氢出厂价格不高于同纯度工业副产氢平均出厂价格，且用于本市加氢站加注的	15元/kg	12元/kg	9元/kg
新疆克拉玛依	克拉玛依市支持氢能产业发展的有关扶持政策	对落地克拉玛依且氢气产能大于5000吨/年的风光制氢一体化项目主体	-	3元/kg	1.5元/kg
甘肃张掖	《关于促进氢能产业高质量发展的若干措施（暂行）》（征求意见稿）	对已和市内加氢站签订中长期供气合同的绿氢制造企业，出厂价格不超过30元/公斤的	10元/kg	10元/kg	-
辽宁大连	《大连市氢能产业发展专项资金管理办法（2023-2025）》（征求意见稿）	前款加氢站气来源为可再生能源发电制取、电解水“零碳”绿氢的，对提供氢源的制氢企业	10元/kg	10元/kg	-
宁夏宁东	《宁东基地促进氢能产业高质量发展的若干措施2024年修订版（意见征求稿）》	对在宁东基地实施绿氢替代的化工项目	-	5.6元/kg	5.6元/kg

来源：各政府官网、国金证券研究所

图表17：补贴下绿氢实现与煤制氢直接平价



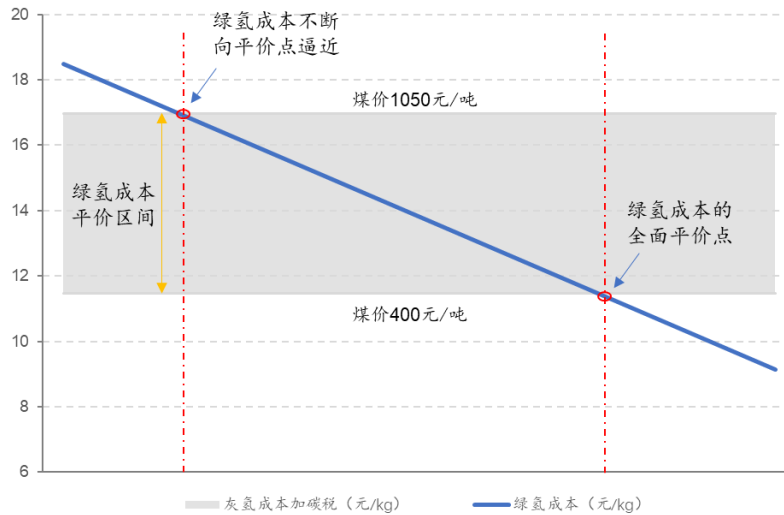
来源：国金证券研究所测算，注：煤制氢成本测算区间对应煤价400-1050元/吨，ALK制氢成本测算区间对应电价0.1-0.23元/kWh



1.4 碳税抬高现有能源成本，绿氢经济性进一步凸显

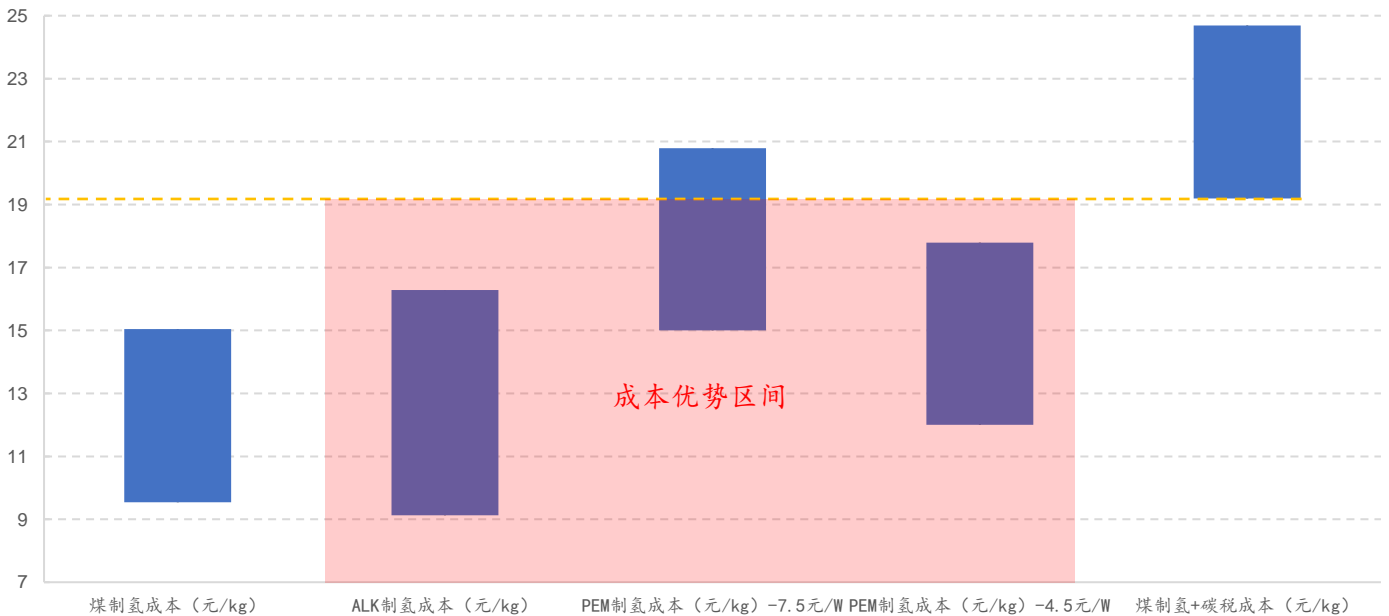
碳税落地将抬高原有能源使用成本，绿氢平价进程加速。现阶段看，在新能源设备价格下行的背景下，阶段性的区间平价可期。此外，欧盟碳税已于2023年10月开启试运行，2026年正式运行，碳税的落地将抬高原有灰氢成本，因而变相加速绿氢的平价进程。2022年欧盟平均碳价约为88.36欧元/吨，2023年平均碳价预计为97.66欧元/吨，每千克灰氢（煤制氢）约产生的25kg二氧化碳，以欧盟50、100欧元/吨的碳价测算，对应的灰氢成本将上涨9.7、19.3元/kg。碳税逐步落地下，绿氢的平价进程将加速，绿氢的大规模应用时点或将提前。

图表18：碳税落地抬高灰氢成本，绿氢全面平价进程加速



来源：国金证券研究所测算

图表19：50欧元/吨碳价下，灰氢价格高于绿氢



来源：国金证券研究所测算，注：煤制氢成本测算区间对应煤价400-1050元/吨，ALK和PEM制氢成本测算区间对应电价0.1-0.23元/kWh。

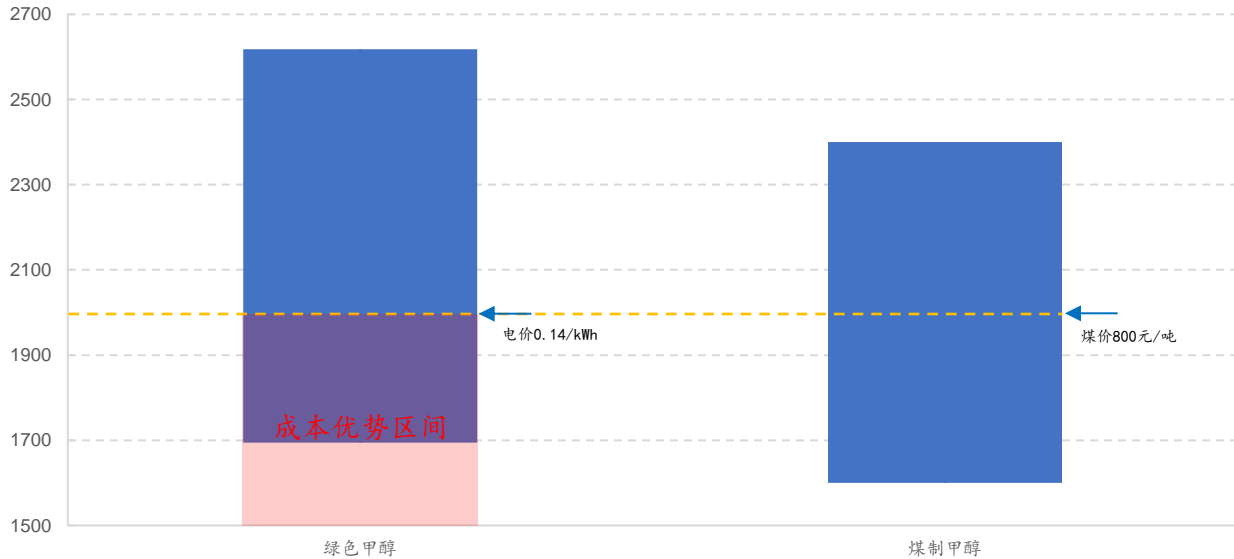


二、绿醇、绿氨经济性可期，碳税打开新需求

2.1 欧盟碳税倒逼绿色甲醇应用，打开航运及海外新需求

低电价下，绿色甲醇经济性开始显现。中国由于“富煤、缺油、少气”的资源现状，因此多采用煤为原料生产甲醇，二氧化碳加氢制甲醇反应技术也已逐步成熟，实现真正的减碳，需在加氢过程中应使用绿氢，此方式生产出来的甲醇被称为绿色甲醇/液态阳光甲醇。根据我们测算，电价低于 0.15 元/kWh 时，绿色甲醇将初步具备竞争力，此时将与煤价为 800 元/吨时的煤制甲醇生产成本基本齐平。

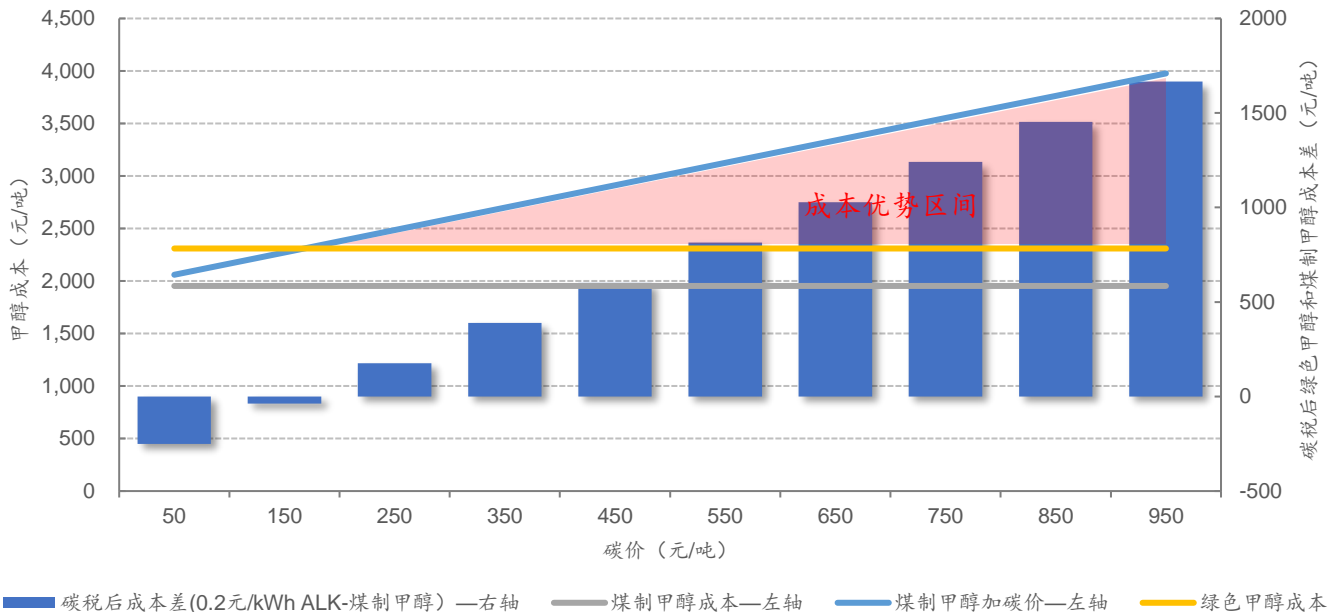
图表20：制氢电价 0.15 元/kWh 以下时绿色甲醇与 800 元/吨煤制甲醇成本持平



来源：《中国氢能综合应用技术与项目年度报告 2022》、国金证券研究所测算，注：煤制氢成本测算区间对应煤价 650-1000 元/吨，ALK 制氢成本测算区间对应电价 0.1-0.25 元/kWh

叠加碳税成本，绿色甲醇成本优势开始凸显。煤制甲醇过程碳排放量为 2.13 吨/吨甲醇，传统煤制甲醇路线在征收碳税下，若碳价在 50-100 欧元/吨，按汇率 EUR/CNY 为 7.8 换算，则对应每吨煤制甲醇将额外支出 390-780 元，相较 0.2 元/kWh 的绿色甲醇成本，650 元/吨碳税下，两者差价达到 1000 元/吨，碳税加持下绿色甲醇成本优势开始逐步凸显。

图表21：650 元/吨碳税下绿色甲醇与煤制甲醇价差每吨达 1000 元

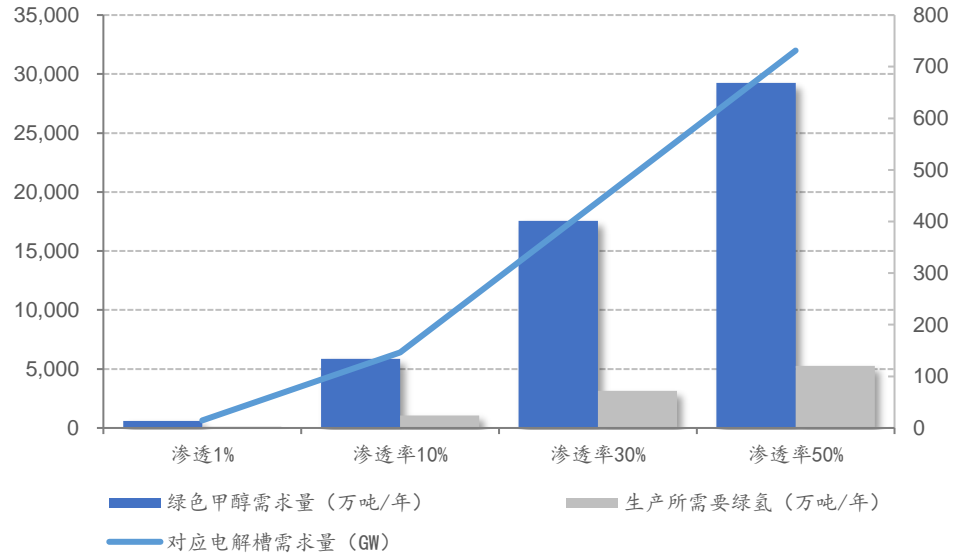


来源：国金证券研究所测算，注：煤制甲醇成本对应煤价为 800 元/吨，绿色甲醇对应电价为 0.2 元/kWh。



绿色甲醇航运使用及出海逻辑逐步开启。相较传统化工行业的甲醇替代，凭借着绿色溢价，其在绿色航运及海外出口等对碳排放控制要求高或是碳价高的行业及地区中体现更为明显，或将成为未来绿色甲醇重要消纳领域。受欧盟碳税影响，甲醇船订单需求高增，绿色甲醇将成为未来较长一段时间的重要燃料来源。

图表22：绿色甲醇航运燃料溢价高将带动绿氢消纳

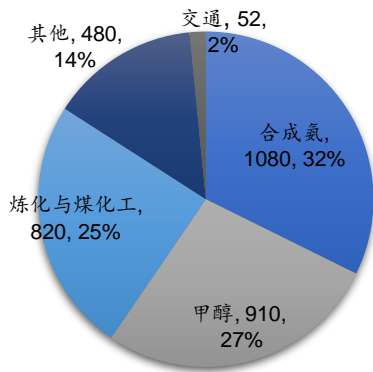


来源：国金证券研究所测算

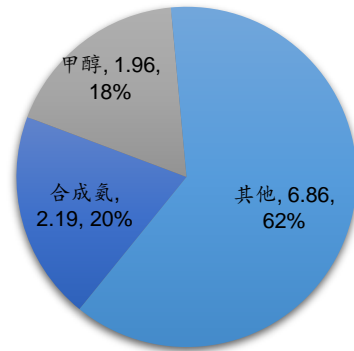
2.2 绿氢经济性可期，适用于替代传统高碳路线

合成氨传统路线碳排放量高，采用绿氢替代路线将实现大幅减碳。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%。工业合成氨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，实现除供热环节外的零碳排放。

图表23：全球氢气利用中合成氨占比第一 (万吨, %)



图表24：我国合成氨CO₂排放量占比达20% (万吨, %)



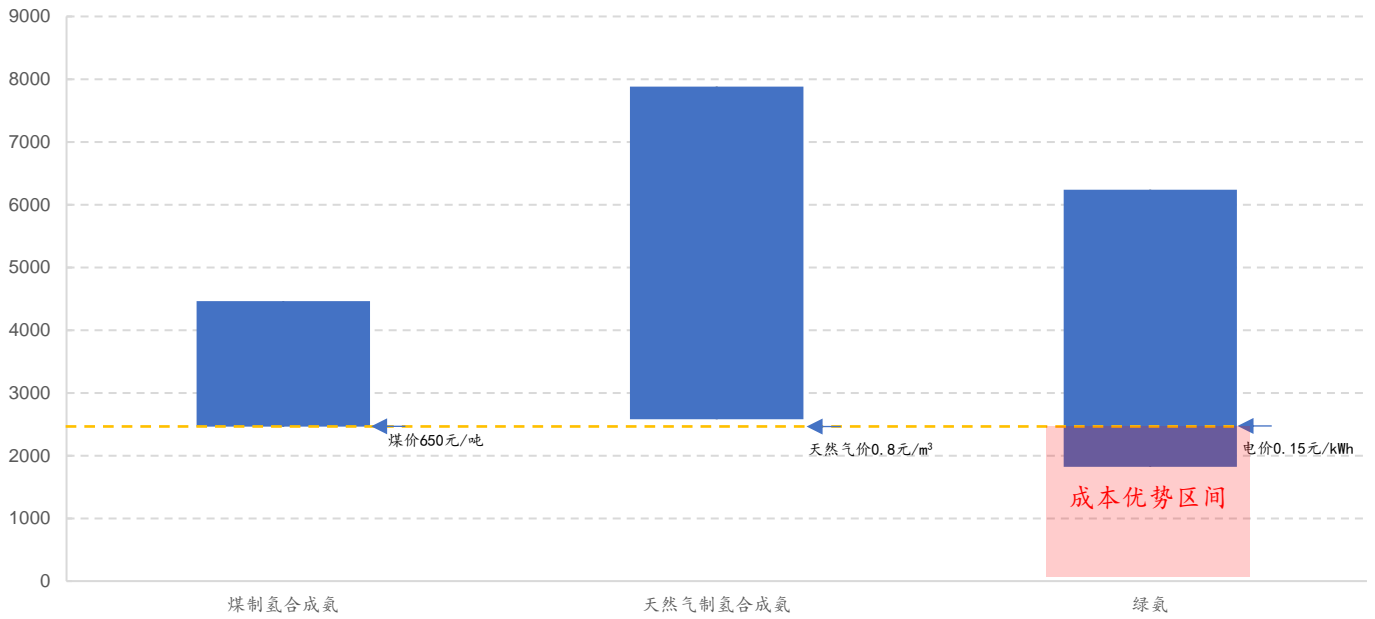
来源：中国氢能联盟、国金证券研究所

来源：中国氮肥工业协会、国金证券研究所

低电价下绿氢可与传统合成氨路线的成本持平。当前 ALK 制氢合成氨路线在 0.2、0.15 元/kWh 度电成本、1.5 元/W 购置成本下，可实现与煤制氢合成氨（煤价 950、650 元/吨）、天然气制氢合成氨（气价 1.2、0.8 元/m³）的成本持平。



图表25: 制氢电价 0.15 元/kWh 时绿氨与 650 元/吨煤价和 0.8 元/m³ 天然气价的合成氨成本持平



来源:《石油炼制与化工》、《焦炉煤气制氢气和天然气工艺及成本效益研究》、《天然气制氢、甲醇制氢与水电解制氢的经济性对比探讨》, 国金证券研究所测算。
注: 煤制氨成本测算区间对应煤价 650-2000 元/吨, 天然气制氨成本测算区间对应天然气价 1-5.5 元/m³, ALK 制氨成本测算区间对应电价 0.1-0.55 元/kWh。

碳税加持下绿氨平价进程将加速。煤制氨合成氨成本主要由煤炭价格决定, 绿氨合成氨成本主要由电价决定。在国内煤炭价格波动、绿氨生产成本逐渐降低、碳交易政策和细则逐步落地的情况下, 绿氨替代煤制氨合成氨的经济性进一步显现。在 50 元/吨碳税下, 煤制氨生产成本上升约 9%, 800 元/吨碳税下 (以欧盟碳税 100 欧元/吨为基准换算), 煤制氨生产成本上升 137%, 此时绿氨制氨具备明显成本优势。在煤价 800 元/吨左右, 50 元/吨的碳交易价格加持下, 电价提升至 0.2 元/kWh 时 (无碳税时需 0.18 元/kWh), 绿氨便可实现平价。

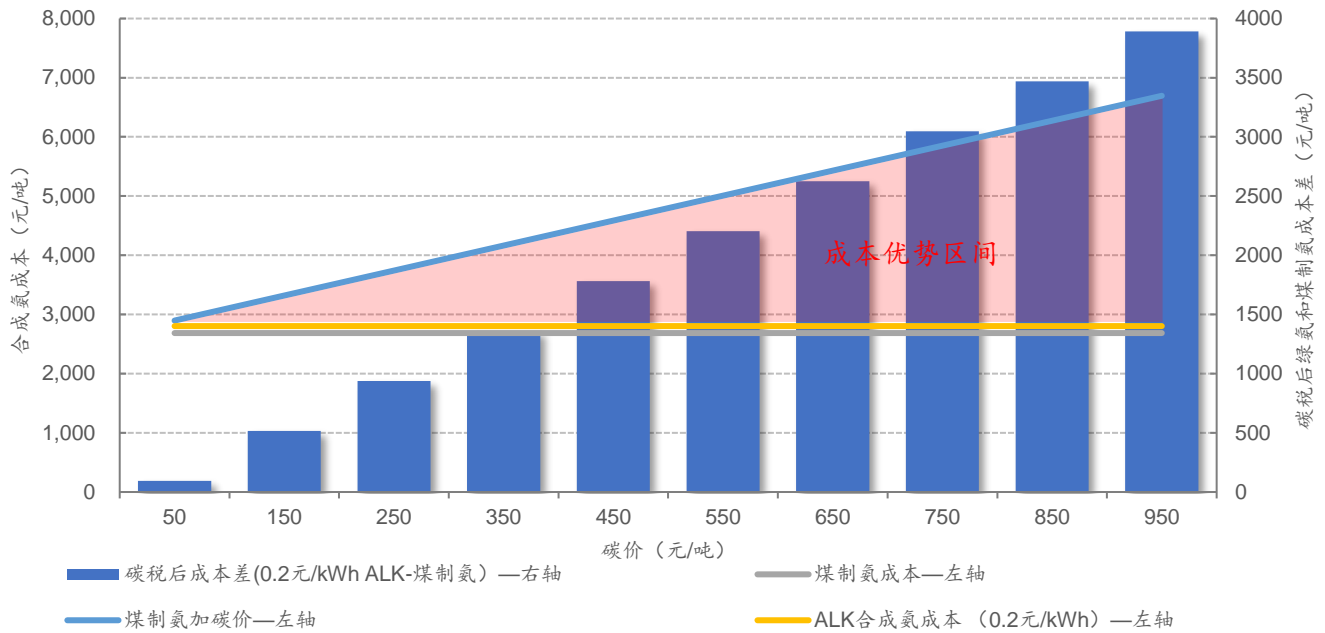
图表26: 在煤价 800 元/吨及 50 元/吨碳价下, 电价仅需到 0.2 元/kWh 绿氨即可实现平价

煤价 (元/t)	煤制氨成本 (元/t)	煤制氨 +50 元/吨碳价 (元/t)	煤制氨 +800 元/吨碳价 (元/t)	电价 (元/kWh)	绿氨成本-ALK 路线 (元/t)
650	2463	2674	5839	0.10	1822
800	2685	2896	6061	0.15	2313
950	2908	3119	6284	0.20	2803
1100	3130	3341	6506	0.24	3196
1250	3352	3563	6728	0.27	3490
1400	3575	3786	6951	0.28	3510
1550	3797	4008	7173	0.29	3686
1700	4019	4230	7395	0.30	3785

来源:《石油炼制与化工》、《焦炉煤气制氢气和天然气工艺及成本效益研究》、《天然气制氢、甲醇制氢与水电解制氢的经济性对比探讨》, 国金证券研究所测算



图表27: 550 元/吨碳税下绿氨与煤制氨价差每吨高达 2200 元



来源：国金证券研究所测算，注：煤制氨成本对应煤价为 800 元/吨。

三、交通领域氢价接受度最高，运营成本可实现平价

3.1 交通领域氢价接受度最高，可实现运营成本平价

氢气价格接受度最高，运营经济性准备就绪。燃料电池汽车百公里氢耗随车型大小、运营工况、系统装机容量、系统控制逻辑变化，参考FCV实际运营数据，49t燃料电池重卡百公里氢耗取 8kg。燃油车百公里油耗约 40-50L，油价在 6-7 元/L，则氢气枪口售价 37.5 元/kg 时，百公里能耗费用基本与柴油车齐平。

图表28: 37.5 元/kg 以下氢气价格即可在交通领域实现能源平价

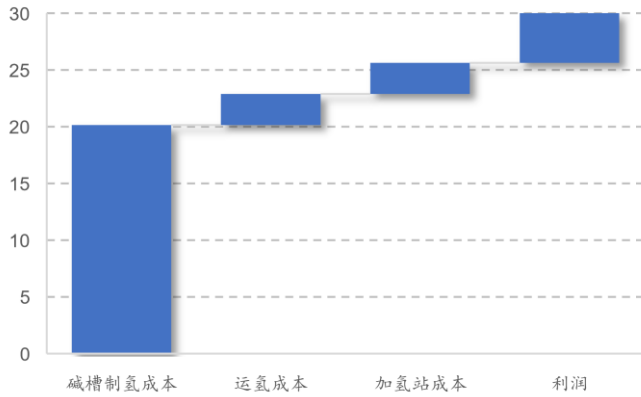
指标	参数
百公里油耗 (L)	50
百公里氢耗 (kg)	8
柴油价格 (元/kg)	6
氢气平价枪口售价 (元/kg)	37.5

来源：国金证券研究所测算

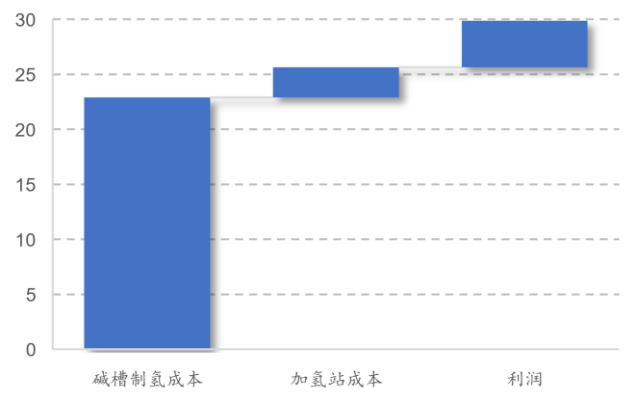
加氢站氢气售价在 30 元/kg 时，从外供加氢站氢气模型看，0.3 元/kWh 电价可实现平价，从制加氢一体化站模型看，电价为 0.35 元/kWh 时可实现平价。



图表29: 外供加氢站 0.3 元/kWh 电价可实现氢气平价 (元/kg)



图表30: 制加氢一体化加氢站 0.35 元/kWh 电价可实现氢气平价 (元/kg)

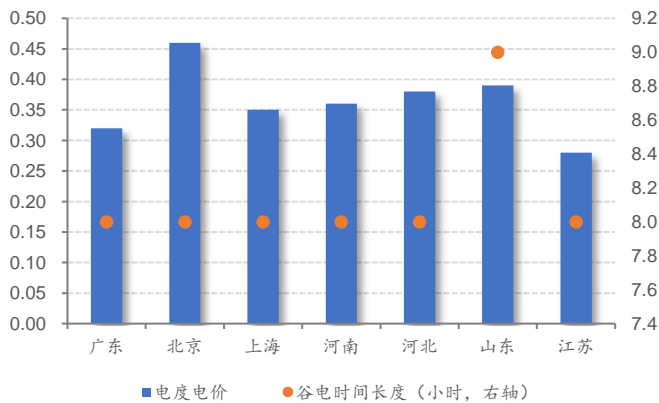


来源: 国金证券研究所测算, 假设加氢站氢气售价在 30 元/kg

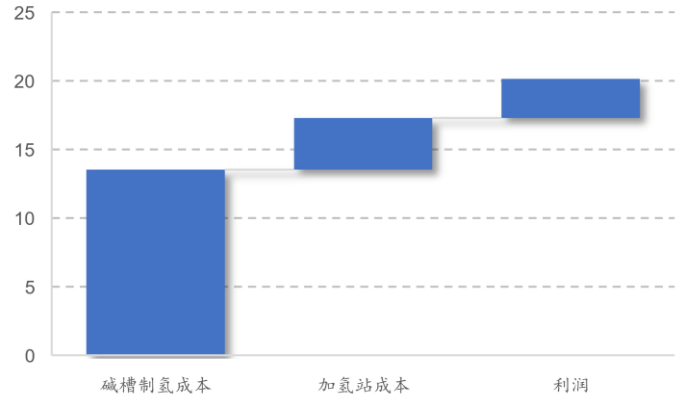
来源: 国金证券研究所测算, 假设加氢站氢气售价在 30 元/kg

电价补贴下, 交通领域氢气能源使用经济性进一步凸显。东部地区, 例如广东给予站内加氢制氢一体化站 0.18 元/kWh 谷电的蓄冷电价优惠, 此时电解水制氢在交通领域的售价将低至 20 元/kg 左右, 远低于与柴油车的能源成本对比。

图表31: 示范城市群相关城市谷电给予优惠电价 (元/kg)



图表32: 制加氢一体化加氢站 0.18 元/kWh 电价氢气进一步凸显 (元/kg)



来源: 各省国家电网, 国金证券研究所。注: 只考虑大工业的电度电价国金证券研究所

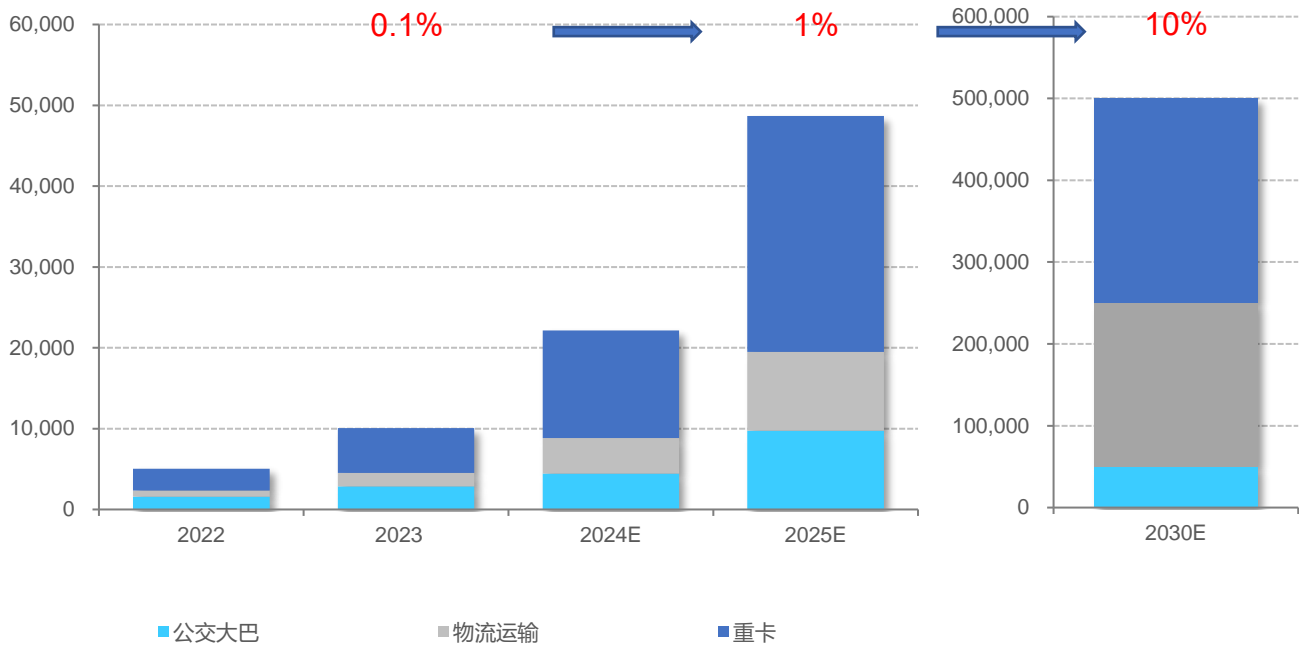
来源: 国金证券研究所测算

3.2 交通领域带动氢气新领域应用, 燃料电池产业链受益

氢气使用端从交通领域切入将塑造燃料电池产业链。原有的化工、工业端使用氢大多为存量替换市场逻辑, 除非国内碳税全面落地, 否则灰氢向绿氢转变的过程将很难对现有化工、工业领域企业进行估值重塑; 燃料电池产业链符合高增速、市场空间广的特点, 仅从交通领域入手, 商用车市场足够支撑千亿市值企业, 分布式发电也将进一步提升企业估值, 向乘用车切入时, 万亿市场格局将打开。当前氢气供给无法满足未来燃料电池在交通领域使用, 百万台预期存量下, 对应氢气需求量超 5000 万吨, 足以拉动整个上游氢气制备端。



图表33: 氢气使用端从交通领域切入打开应用市场 (辆)



来源: 国金证券研究所测算

四、大规模、长周期、跨区域，氢储能作为风光电消纳经济性渐起

4.1 风光大规模装机下，储能时长与规模标准抬高

西北外送电省份消纳压力突出，新能源装机高增和本地电量富余为主因。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。在“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，未来西北地区仍将成为风光装机快速渗透的主战场。

图表34: 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	22全年	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月
西藏	80%	74%	78%	76%	78%	86%	88%	87%	89%	69%	76%	81%	78%	80%	72%	73%	73%	82%	76%	77%	79%	77%	85%	81%	77%
青海	86%	96%	91%	90%	90%	84%	85%	87%	95%	93%	95%	94%	96%	91%	97%	98%	95%	90%	92%	88%	87%	91%	90%	93%	89%
新疆	98%	99%	98%	98%	96%	99%	99%	99%	98%	94%	88%	97%	100%	97%	99%	99%	98%	99%	98%	99%	98%	98%	93%	93%	96%
蒙西	97%	97%	90%	97%	98%	98%	98%	99%	100%	98%	98%	98%	98%	97%	84%	98%	95%	96%	97%	99%	98%	96%	98%	99%	96%
宁夏	98%	98%	98%	94%	98%	99%	99%	99%	99%	94%	96%	97%	98%	97%	91%	98%	98%	96%	97%	99%	99%	98%	94%	92%	96%
陕西	98%	98%	98%	96%	97%	98%	98%	99%	99%	98%	98%	97%	97%	98%	97%	98%	97%	97%	97%	99%	99%	98%	97%	91%	94%
河北	98%	98%	94%	96%	97%	98%	99%	100%	100%	99%	99%	97%	98%	98%	91%	98%	96%	97%	98%	99%	99%	97%	100%	99%	97%
吉林	99%	100%	100%	95%	95%	98%	99%	100%	100%	99%	100%	96%	98%	98%	98%	98%	97%	93%	95%	98%	100%	97%	97%	97%	98%
甘肃	99%	99%	99%	97%	97%	96%	98%	99%	99%	98%	99%	99%	100%	98%	99%	99%	97%	97%	97%	99%	98%	98%	97%	93%	90%
全国	98%	98%	96%	97%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	98%	98%	99%	98%	97%	99%	98%	98%	98%	99%	99%	99%	98%	98%	97%

来源: 全国新能源消纳监测预警中心、国金证券研究所

大规模的电消纳压力下，配储的时长与规模要求逐步提高。2023 年全球光伏新增装机规模或高达 380GW，并且在乐观预计下，2024 年全球光伏需求有望同比增长 30%，在新能源装机铺开及高增的背景下，弃电的规模也将开始迈入 MW 级别，对应的储能要求也在相应提高，体现在储存的时长、规模，亦或是跨区域和季节的灵活调配，此时仅依靠电化学储能难以满足多样化需求，氢作为和电化学互补的储能方式，将共同构成主流路径。



图表35：电化学储能适用于日内短时，氢储能更适用于日间长时储能

参数指标	蓄电池			氢储能
	磷酸铁锂电池	钠离子电池	液流电池	
能量密度 (MJ/kg)	0.5	0.4	0.4	140
储能循环效率	85%	85%	80%	36%
月度自放电率	受温度和湿度影响，产生不同程度衰减，一般在10%以下			无
循环寿命(次)	3000	2000	>10000	无

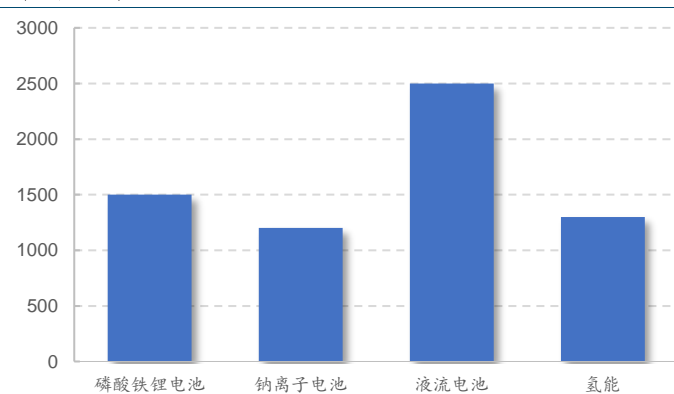
来源：《中国低碳技术创新需求评估报告》，DeepTech，国金证券研究所

4.2 氢适用大规模、长周期储能，边际扩容成本经济性更优

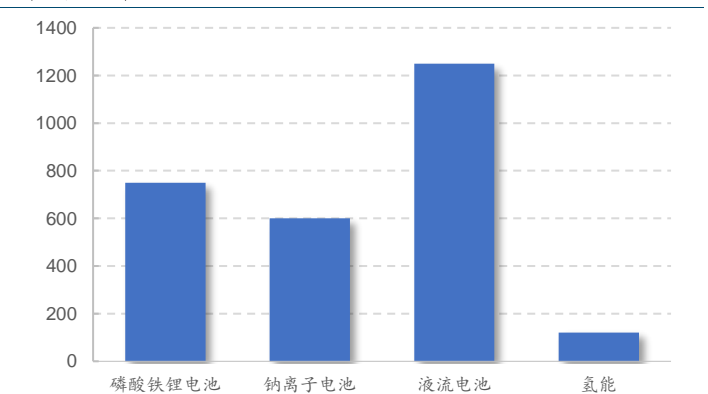
氢在大规模储能下具备成本优势，并且扩容成本更低，现阶段适配风光的规模化消纳。测算逻辑与假设如下：

- 蓄电池储能综合了充电、储电、放电三个功能于一体，然而对于氢储能系统来说则分别需要电解槽、储氢罐、燃料电池来实现以上三个功能。我们以1MWh的储能需求为测算基准，考虑氢储能系统综合效率36%，一天工作10小时，将0.28MW的碱性电解槽、8个20MPa的储氢瓶以及0.17MW的燃料电池系统看成一个日均存储电能1MWh的整体，最终测算氢储能系统初始投资的度电成本为1300元，低于磷酸铁锂电池和液流电池。
- 后续扩容对于蓄电池类的磷酸铁锂电池、钠离子电池和液流电池，需要配套扩充相应的锂电池、钠电池和钒电解液，以扩建成本占总投资成本的50%测算度电扩容成本，氢储能由于扩容仅需扩充氢罐，因此度电扩容成本测算以对应扩充的氢罐价值测算。最终测算度电储能边际成本氢最低，约为120元/kWh，和蓄电池类度电扩容对比最低，且随着储能容量的增大，价差将逐步拉大，100度电的储能扩容需求时，最大成本差可达11万。

图表36：1MWh储能下氢能初始投资建设的度电成本较低 (元/kWh)



图表37：1kWh储能扩容下氢能度电储能边际成本最低 (元/kWh)



来源：《中国低碳技术创新需求评估报告》、DeepTech、国金证券研究所

来源：《中国低碳技术创新需求评估报告》、国金证券研究所

五、氢冶金示范项目起步，绿氢降本下应用渗透开启

5.1 绿氢为工业脱碳关键原料，示范应用开启

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38: 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	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

氢气炼钢开启试点项目, 项目产能累计规模达 1345 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。

图表39: 近期已宣布的氢冶金试点项目产能达到 1345 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
中国钢研	山东临沂	成套纯氢竖炉技术	5
兴国铸业、中船 718 所、隆基氢能、豫氢装备	河北昌黎	高炉富氢冶炼	研发阶段
邢台钢铁	河北邢台	氢基熔融还原加电炉炼钢	165 (铁)、225 (钢)
安宁铁钛	四川攀枝花	氢冶金直接还原	100
合计			1345

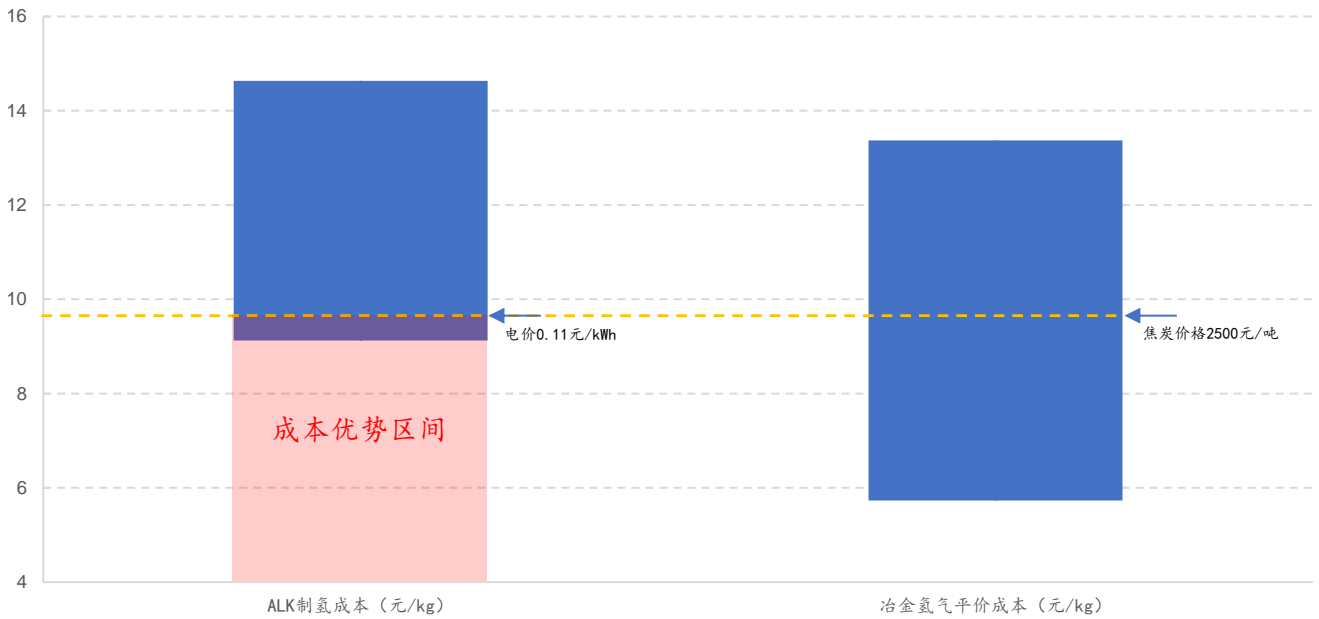
来源: 《中国 2030 年“可再生氢 100”发展路线图》、国金证券研究所

5.2 渗透加速看成本经济性, 绿氢降本下迈向平价区间

光储降本下氢冶金经济性逐步可期。生产 1 吨铁需焦炭 340 kg, 二氧化碳排放量约 1.25 吨; 生产 1 吨铁需氢气 89 kg。以焦炭价格 2500 元/吨测算, 不考虑碳税的情况下, 平价时对应氢气的价格为 9.6 元/kg, 当碳税为 200 元/吨, 氢气成本抬高至需低于 12.4 元/kg 时, 氢冶金才更具有成本优势。当前光储降本下, 氢冶金开启了可实现经济性的预期。

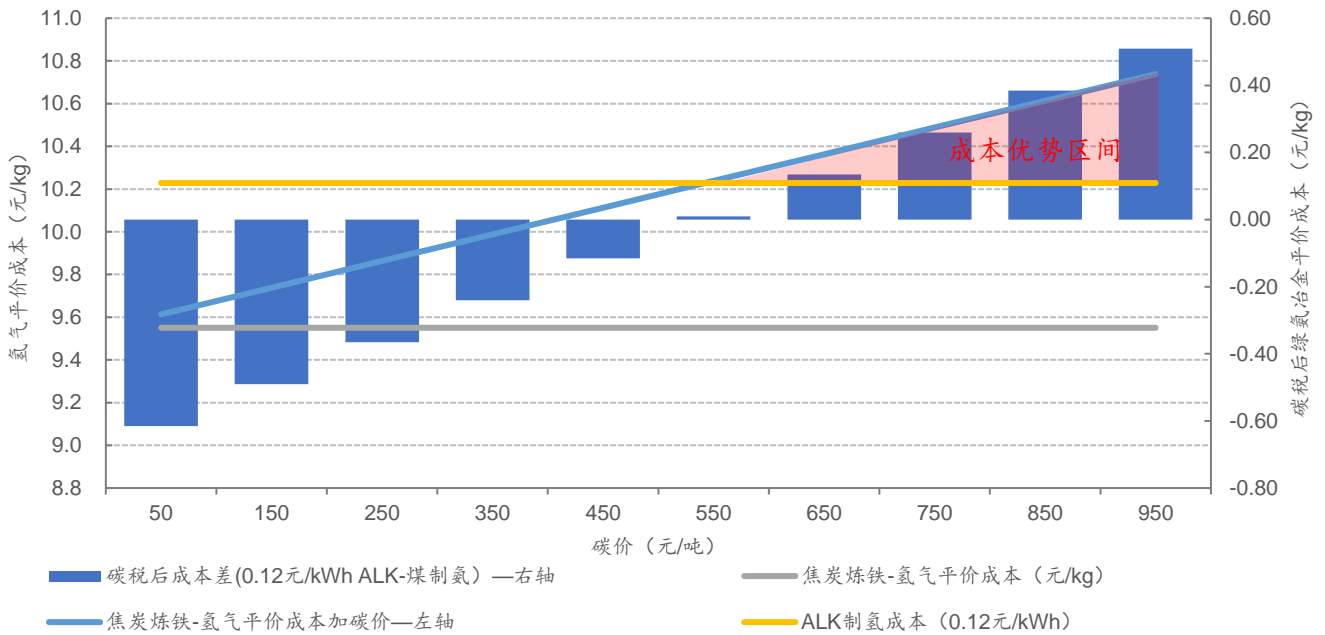


图表40: 制氢电价 0.11 元/kWh 以下时氢冶金与 2500 元/吨的焦炭冶金成本持平



来源: 国金证券研究所测算, 注: 冶金氢气平价成本测算区间对应焦炭价格 1500-3500 元/吨, ALK 制氢成本测算区间对应电价 0.1-0.2 元/kWh。

图表41: 650 元/吨碳税下氢冶金平价成本每千克可抬高 0.13 元



来源: 国金证券研究所测算, 冶金氢气平价成本测算区间对应焦炭价格 2500 元/吨

光伏+氢储能+火电灵活性运行示范工程可行性分析 (掺烧 20%), 在大部分场景下, 弃光制氢+氢储能+火电 20%掺氢燃烧的方案可实现更优经济性。

- 测算逻辑: 1 吨煤发电量为 3333kWh, 对应排放 2.62 吨二氧化碳, 以不同情况下的煤炭价格测算其基础电力成本, 在后续碳税价格叠加下, 测算其发电的电力成本, 对比弃光制氢 (零发电成本)+氢储能+火电 20%掺氢燃烧, 大部分场景下后者更具经济性。



图表42: 煤炭发电电力成本随煤炭和碳税价格的波动(元/吨)

电力成本(元/kWh)		碳税价格(元/吨)								
		0	50	100	150	200	250	300	350	400
煤炭价格 (元/吨)	500	0.150	0.189	0.229	0.268	0.307	0.347	0.386	0.425	0.464
	700	0.210	0.249	0.289	0.328	0.367	0.407	0.446	0.485	0.524
	900	0.270	0.309	0.349	0.388	0.427	0.467	0.506	0.545	0.584
	1100	0.330	0.369	0.409	0.448	0.487	0.527	0.566	0.605	0.644
	1300	0.390	0.429	0.469	0.508	0.547	0.587	0.626	0.665	0.704
	1500	0.450	0.489	0.529	0.568	0.607	0.647	0.686	0.725	0.764
	1700	0.510	0.549	0.589	0.628	0.667	0.707	0.746	0.785	0.824

来源: Wind, 国金证券研究所, 黑色方框的综合电力成本, 燃煤掺烧 20%氢比纯燃煤燃烧发电更具经济性

图表43: 煤炭发电(掺氢 20%燃烧) 电力成本随煤炭和碳税价格的波动(元/吨)

电力成本(元/kWh)		碳税价格(元/吨)								
		0	50	100	150	200	250	300	350	400
煤炭价格 (元/吨)	500	0.251	0.259	0.268	0.276	0.285	0.293	0.302	0.310	0.319
	700	0.285	0.293	0.302	0.310	0.319	0.327	0.336	0.344	0.352
	900	0.319	0.327	0.336	0.344	0.352	0.361	0.369	0.378	0.386
	1100	0.352	0.361	0.369	0.378	0.386	0.395	0.403	0.412	0.420
	1300	0.386	0.395	0.403	0.412	0.420	0.429	0.437	0.446	0.454
	1500	0.420	0.429	0.437	0.446	0.454	0.463	0.471	0.480	0.488
	1700	0.454	0.463	0.471	0.480	0.488	0.496	0.505	0.513	0.522

来源: Wind, 国金证券研究所, 黑色方框的综合电力成本, 燃煤掺烧 20%氢比纯燃煤燃烧发电更具经济性

六、投资建议

新能源设备的大幅降本以及绿色能源的政策性溢价共同推动了行业大发展, 上游制氢端以及各下游应用领域逐步开始具备经济性, 绿氢项目将陆续开工, 行业进入兑现阶段。

方向选择: 重点布局制储相关设备企业

1) 绿氢生产由项目持续落地所带动, 板块整体表现将取决于招标的持续性与绝对量, 随着近一年来电解槽项目招标要求逐步提高, 标的首选具备进入大型项目供应商以及具备海外出货企业, 重点看好电解槽相关设备端机会。

2) 产业大发展下, 中下游同步推广, 看好加氢站建设带来的设备机会以及燃料电池核心零部件。

具体投资组合&主线:

1) 板块整体受行业大贝塔驱动, 直接受益于绿氢项目高增带来的制氢端设备相关企业: 华光环能、华电重工、科威尔、昇辉科技、亿利洁能;

2) 中游随着产业大发展配套推广, 推荐关注加氢站、液氢及管道建设带来的设备端机会: 石化机械、蜀道装备、冰轮环境、厚普股份、中泰股份;

3) 下游燃料电池汽车及氢储能电站推广加速, 带来燃料电池需求高增, 推荐关注核心零部件企业: 国鸿氢能、富瑞特装、亿华通、京城股份、致远新能。



图表44: 氢能行业公司估值 (亿元, 倍)

环节	证券代码	名称	货币	股价	总市值	PB	2022年归母净利润	2023E		2024E		2025E		氢能业务
								归母净利润	PE	归母净利润	PE	归母净利润	PE	
制氢	600475	华光环能*	CNY	8.28	78.14	0.98	7.29	9.37	9.57	8.17	10.96	7.13	10.96	电解槽
	601226	华电重工*	CNY	5.54	64.63	1.55	3.10	22.05	4.09	15.81	5.01	12.91	5.01	电解槽、气体扩散层、质子膜
	300423	昇辉科技*	CNY	5.00	24.88	0.93	-9.81	-	-	-	-	-	-	电解槽、电源设备
	600277	亿利洁能*	CNY	1.99	70.86	0.42	7.31	-	-	-	-	-	-	电解槽、绿氢项目
	601012	隆基绿能	CNY	18.17	1376.93	1.94	148.12	146	13	194	10	244	8	电解槽
	300274	阳光电源	CNY	79.99	1187.97	4.65	35.93	98.76	12	122.71	10	160.28	8	电解槽、电源设备
	603169	兰石重装	CNY	4.07	53.17	1.62	1.76	2.85	30	3.74	23	4.85	18	电解槽、储罐
	000852	石化机械	CNY	5.46	52.18	1.71	0.52	0.90	49.55	1.47	31.21	2.50	21.89	电解槽、压缩机、管道钢材
	688551	科威尔	CNY	42.66	35.72	3.31	0.62	1.28	29.73	1.88	20.28	2.63	14.54	电解槽和燃料电池检测设备
	300405	科隆股份*	CNY	4.22	12.00	2.06	-118.75	-	-	-	-	-	-	电极
	603063	禾望电气	CNY	17.72	78.54	2.05	266.81	3.45	35.71	5.13	24.00	7.01	17.54	电源
	300124	汇川技术	CNY	59.35	1588.61	7.07	4,319.76	42.06	43.93	54.35	33.00	69.65	26.53	电源
	300124	许继电气*	CNY	18.35	186.99	1.74	759.22	9.39	19.91	12.03	15.55	14.96	12.50	电源
603269	海鸥股份*	CNY	8.55	13.47	1.43	73.75	1.05	12.83	1.53	8.82	2.25	5.99	冷却塔	
储运	3899.HK	中集安瑞科*	HKD	6.35	130.62	1.27	10.55	12.60	9.40	14.92	7.94	17.36	6.82	储氢罐、车载储氢瓶、高压气瓶
	300228	富瑞特装	CNY	5.70	32.80	1.85	-2.23	1.2	29.54	3.1	11.44	4.7	7.54	氢气阀门
	300540	蜀道装备*	CNY	15.79	26.02	2.65	-0.25	0.57	45.65	0.84	30.98	0.99	26.28	液氢装备、加氢站成套设备
	603856	东宏股份*	CNY	9.61	24.69	1.11	1.49	2.77	8.93	3.47	7.11	4.37	5.65	输氢管道钢材
加氢站	300471	厚普股份*	CNY	7.62	30.80	2.41	-1.36	-	-	-	-	-	-	加氢站设备及EPC
	000811	冰轮环境*	CNY	9.06	69.19	1.30	4.26	6.79	10.19	8.54	8.10	10.38	6.66	压缩机、车用空压机、氢循环泵
燃料电池	9663.HK	国鸿氢能*	HKD	17.00	89.83	3.39	-2.73	-	-	-	-	-	-	电堆、系统、双极板
	688339	亿华通*	CNY	28.76	46.73	1.55	-1.66	-1.75	-27.13	-0.71	-66.95	0.16	292.69	系统
	2402.HK	亿华通*	HKD	27.95	57.09	1.50	-1.66	-	-	-	-	-	-	系统
	002733	雄韬股份*	CNY	10.06	38.65	1.39	1.57	-	-	-	-	-	-	系统
	000338	潍柴动力*	CNY	15.10	1268.64	1.70	49.05	87.12	15.12	109.88	11.99	134.89	9.77	系统
	601678	美锦能源*	CNY	3.34	68.74	0.61	11.78	-	-	-	-	-	-	整车、加氢站运营等
	002639	雪人股份*	CNY	5.23	40.41	1.62	-2.03	-	-	-	-	-	-	空压机、氢循环泵
	600860	京城股份*	CNY	7.79	36.72	4.15	0.18	-	-	-	-	-	-	车载储氢瓶
	300985	致远新能*	CNY	21.85	29.13	2.46	-51.56	-	-	-	-	-	-	车载储氢瓶
	0189.HK	东岳集团*	HKD	5.20	118.32	0.75	3.86	-	-	-	-	-	-	质子交换膜
	601208	东材科技*	CNY	8.10	74.34	1.72	4.15	4.21	17.67	6.00	12.39	8.11	9.17	质子交换膜
688737	中自科技*	CNY	19.82	23.83	1.27	-0.87	0.62	38.43	1.99	11.99	2.88	8.27	催化剂	
600459	贵研铂业*	CNY	11.86	90.25	1.43	4.07	5.33	16.93	7.04	12.83	8.41	10.73	催化剂	

来源: Wind, 国金证券研究所 (带“*星号”公司采用Wind一致盈利预期, 其余公司采用国金证券盈利预测, 股价采用2024/2/5收盘价)

七、风险提示

降本速度不及预期: 绿氢制取成本受到光伏组件、储能设备及制氢设备价格的影响, 若后续新能源相关设备降本速度不及预期, 可能将影响绿氢的平价进程及应用推广。

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。

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》，本报告仅供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