

制氢行业深度报告：绿氢电解槽，方兴未艾

——氢能行业专题二

评级：推荐(维持)

杨阳(分析师)

S0350521120005

yangy08@ghzq.com.cn

李永磊(分析师)

S0350521080004

liy103@ghzq.com.cn

董伯骏(分析师)

S0350521080009

dongbj@ghzq.com.cn

钟琪(联系人)

S0350122020016

zhongq@ghzq.com.cn

最近一年走势



相对沪深300表现

表现	1M	3M	12M
公用事业	-2.0%	2.6%	-2.7%
沪深300	-1.3%	3.4%	-2.0%

相关报告

《——汽车传感器行业专题报告一：汽车智能化趋势确定，千亿车载传感器市场启航（推荐）*公用事业*杨阳》——2022-06-24

《——公用事业行业深度研究：电力市场辅助服务：市场化势在必行，千亿市场有望开启（推荐）*公用事业*杨阳》——2022-02-26

《——新型电力系统专题一：绿电：风光正好，把握碳中和下的时代机遇（推荐）*公用事业*杨阳》——2022-02-12

《——双碳深度之一：二氧化碳加氢制甲醇有望迎来产业化（推荐）*化工*李永磊》——2021-12-18

重点关注公司及盈利预测

重点公司代码	股票名称	2023/4/3 股价	EPS			PE			投资评级
			2021	2022E	2023E	2021	2022E	2023E	
601226.SH	华电重工	8.09	0.26	0.26	0.37	30.8	31.2	22.0	未评级
600277.SH	亿利洁能	4.24	0.23	-	-	18.4	-	-	未评级
600475.SH	华光环能	11.43	1.06	0.82	1.09	10.8	13.9	10.5	未评级
300423.SZ	昇辉科技	11.53	0.42	-	-	27.2	-	-	未评级
002438.SZ	江苏神通	12.52	0.52	0.51	0.76	24.0	24.5	16.4	未评级

资料来源：Wind资讯，国海证券研究所（注：未评级企业盈利预测来源于WIND一致预期）

核心提要

◆ 需求侧：脱碳和氢储催生需求，化工和交通领域是用能主体

- I. **需求源起：氢能是清洁零碳的二次能源，能源转型不可或缺。当前绿氢难言经济性，我们认为欧盟碳关税和双碳政策将成为氢能需求的直接驱动因素。**一是欧盟碳关税将于2026年起征，叠加国内双碳政策，氢气将成为部分工业或交通等电气脱碳受限领域的最佳选择；二是新能源快速发展的背景下，氢能作为优质的大规模跨季长时储能，配置需求将逐渐提升。
- II. **需求方：2021年我国氢气产量为3300万吨，化工需求量占比达84%（2019年）。**据《中国2030年“可再生氢100”发展路线图》预测，2030年我国氢气的年需求量将达到3700万吨左右，可再生能源制氢约700万吨；2060年增至1.0-1.3亿吨，可再生能源制氢0.75-1.0亿吨。据中国氢能联盟预计，化工、交通领域将成为用氢主流，氢气用量占比将达到60%/31%。

◆ 供给侧：绿氢将逐渐替代灰氢成为主流

- I. **煤制氢是当前我国供氢主体。**2019年我国煤制氢/天然气制氢/工业副产氢产量占比为64%/14%/21%，电解水制氢占比近约1.5%。综合考虑碳排放量、制氢成本，我们认为低成本的化石能源制氢（+CCUS）是我国氢能产业发展中前期的供氢主体；工业副产氢作为中期低成本过渡性氢源，在分布式氢源市场起补充作用；而绿氢将逐步取代灰氢成为市场供氢主体。
- II. **经济性：电价下降至0.3元/KWh时，电解水制氢具备一定经济性。**电价是影响电解水制氢成本的核心。根据我们测算，当电价为0.3元/KWh、制氢系统价格1000万元/台、年利用小时数为4000h时，碱性电解水制氢成本为22元/kg；利用小时数不变，当电价下降至0.2元/KWh、制氢系统价格下降至3000万元/台时，PEM制氢成本为21.2元/kg，相较蓝/灰氢均已具备一定经济性。根据我们测算，当5500大卡煤价为700元/吨时，煤制氢/工业副产氢成本分别为10.1/18.6元/kg。

◆ 电解槽：方兴未艾，群雄逐鹿

- I. **碱性电解水是当前电解槽供应主体。**碱性电解水（ALK）、PEM电解水是目前相对成熟的电解水制氢路线。目前碱性电解水技术已完全实现商业化，是当前出货量的主体。2022年碱性电解水制氢设备出货量776MW，PEM电解水约24MW。对比来看，PEM电解水动态响应速度快，更加适配风光等波动性电源，有望成为未来电解水制氢的主流。

核心提要

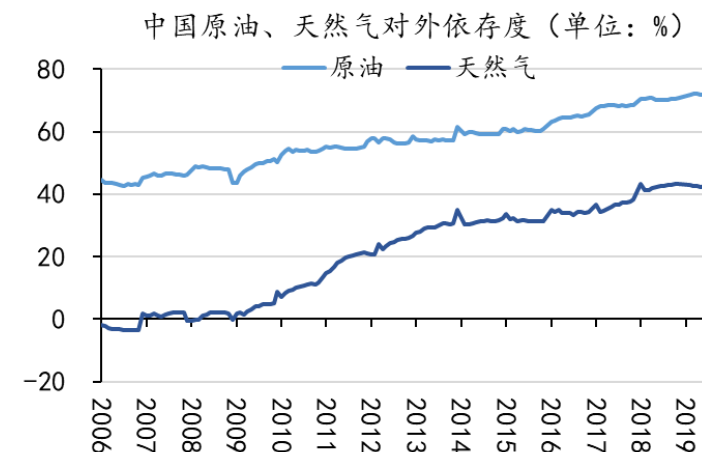
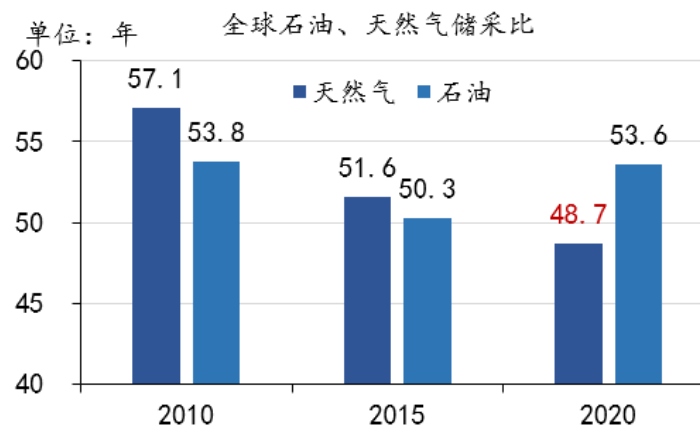
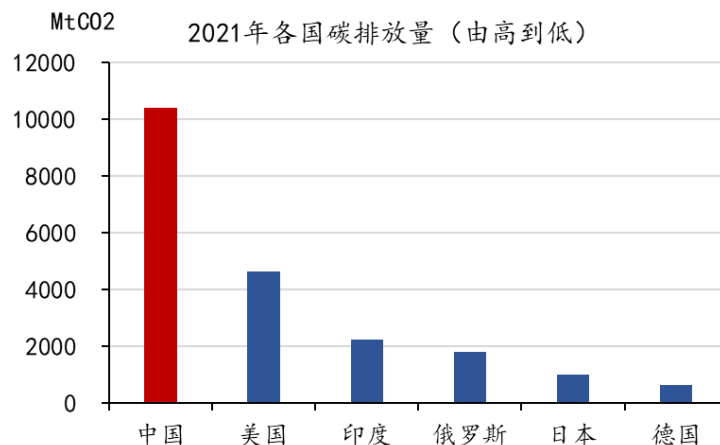
- II. **技术进展：**电解槽是电解水制氢系统中的核心设备，成本占比近五成。碱性电解槽技术成熟，1000Nm³/h的产品已趋于成熟，正迈向1500-2500Nm³/h。而制约PEM电解水制氢大规模商用的核心是技术成熟度不够，国内最大的制氢设备不超过500Nm³/h，反映到经济性上则是PEM 电解水制氢设备成本高。当前PEM电解槽价格为7000-12000元/kW，是碱性电解槽（1500-2500元/kW）的4倍以上。
- III. **市场空间：**我们预计2030年超3000亿。据GGII等预计，2025年国内电解槽需求量将超过2GW，2030年可再生氢累计装机将达到100GW，预计2060年绿氢累计装机将达到500-750GW。基于此，我们假设2030年碱性/PEM电解水成本相较当前下降20%/40%，碱性:PEM电解槽装机=6:4，则2030年我国电解槽累计市场空间超3000亿元。
- IV. **竞争格局：**群雄逐鹿。2022年中船718所、天津大陆、苏州竞立占据我国电解槽出货量的8成。需求快速起量叠加技术进步，当前国内电解槽行业群雄逐鹿。目前国内已有超百家企业布局或规划碱性电解槽的研发或生产，2022年碱性电解槽企业已披露产能接近12GW；近20家企业在PEM电解水制氢领域布局，但目前仅有少数企业具备兆瓦级制氢设备的生产能力。
- ◆ **投资建议：**脱碳和氢储催生绿氢需求，绿氢经济性拐点渐行渐近。维持行业“推荐”评级。个股方面，建议关注电解槽制造商华电重工、亿利洁能、华光环能、昇辉科技，氢能阀门标的江苏神通。
- ◆ **风险提示：**政策变动风险；技术进步不及预期；装机不及预期；行业竞争加剧；测算存在主观性，仅供参考；重点关注公司业绩不及预期。

1 氢能：脱碳和氢储催生需求，化工+交通领域是主体	7
1.1 氢能：清洁零碳的二次能源，能源转型不可或缺	8
1.2 氢能优势①：跨季长时储能	10
1.2 氢能优势②：电气化受限领域脱碳的最佳选择	11
1.3 欧盟碳关税和双碳政策是当前氢能需求的直接驱动因素	12
1.4 预计2060年氢能供能占比达到20%，化工和交通领域是主体	13
2 制氢：绿氢将逐渐替代灰氢成为主流	18
2.1 绿氢有望成为未来供应主体，预计2050年产量比重达到70%	19
2.2 煤制氢：当前经济性最佳，碳减排是未来主要制约因素	21
2.3 天然气制氢：经济性尚可，受制于资源禀赋难以长期大规模应用	27
2.4 工业副产氢：我国中期过渡性低成本、分布式氢源	31
2.5 电解水制氢：电价低于0.2元/kWh时，经济性可媲美蓝/灰氢	34
3 电解槽：方兴未艾，群雄逐鹿	39
3.1 碱性电解水路线是目前主流，PEM路线尚处于商业化初期	40
3.2 碱性电解槽：向大标方、低能耗迈进，2022年产能接近12GW	41
3.3 PEM电解槽：技术进步+降本是目前主线	45
3.4 预计2030年我国电解槽合计市场空间超3000亿元	50
3.5 竞争格局：群雄逐鹿	52
4 投资建议及重点关注个股	53
5 风险提示	55

一、氢能：脱碳和氢储催生需求，化工+交通领域是主体

1.1 氢能：清洁零碳的二次能源，能源转型不可或缺

- 传统化石能源存在碳排放高、储量有限、我国能源对外依存度高等诸多问题。



1) 2021年中国碳排放量居世界首位，碳中和背景下，降碳势在必行。

2) 全球化石能源储量有限。

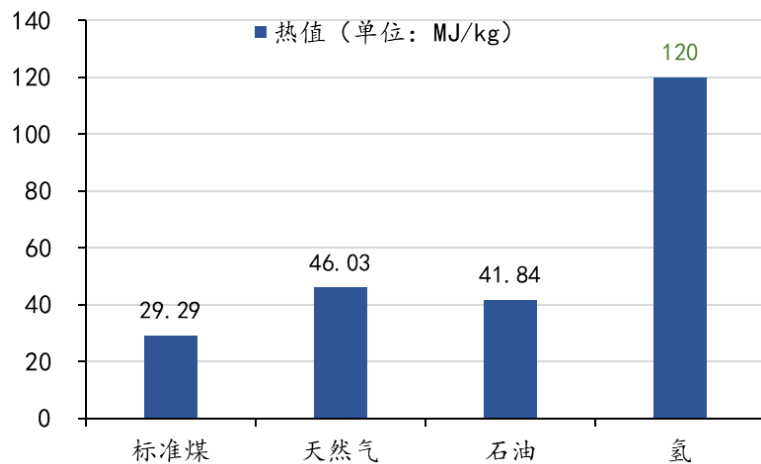
3) 由于“缺油少气”的国情，我国能源对外依存度较高，原油对外依存度超过70%，直接影响到我国能源安全。



- 我国亟需使用清洁低碳的新型能源逐步替代传统化石能源，实现能源转型。然而随着能源转型的推进，可再生能源两大问题逐渐凸显。
 - 问题1：风能、太阳能往往通过发电设备转化为电能，在建筑、工业供热等电气化受限的领域无法被有效利用；
 - 问题2：风能、太阳能时空分布不均且波动性强，常出现弃风、弃光问题，且跨日甚至跨季长时储能稀缺。
- 氢能的出现为电气化领域受限领域脱碳、长时储能稀缺提供了优秀的解决方案。

1.1 氢能：清洁零碳的二次能源，能源转型不可或缺

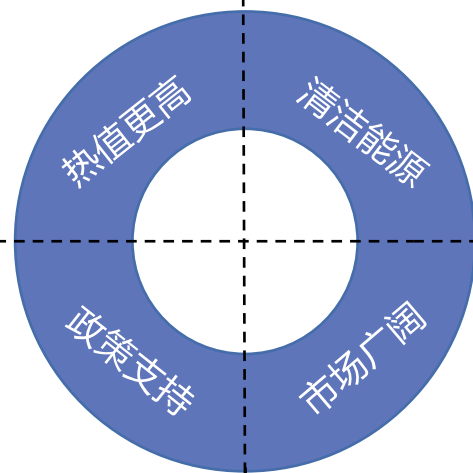
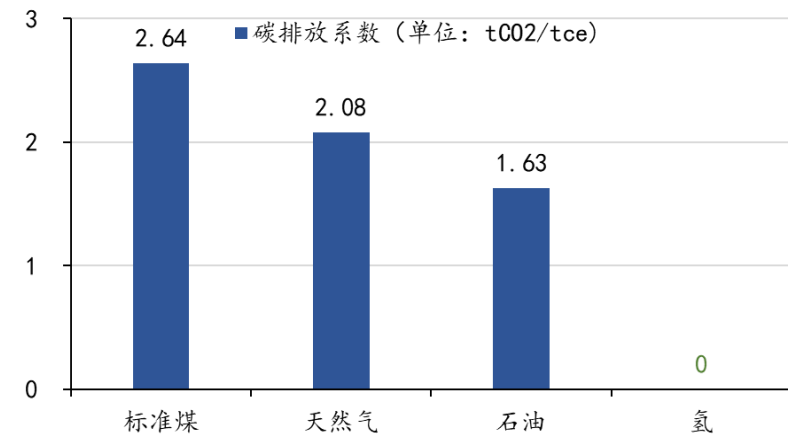
氢与煤、天然气等化石燃料的热值对比



氢热值高，是同质量煤、石油等化石燃料热值的3~4倍。

氢是公认的零排放清洁能源，具有环保属性。氢燃烧产物是水，在燃烧过程中不会产生温室气体和大气污染物。

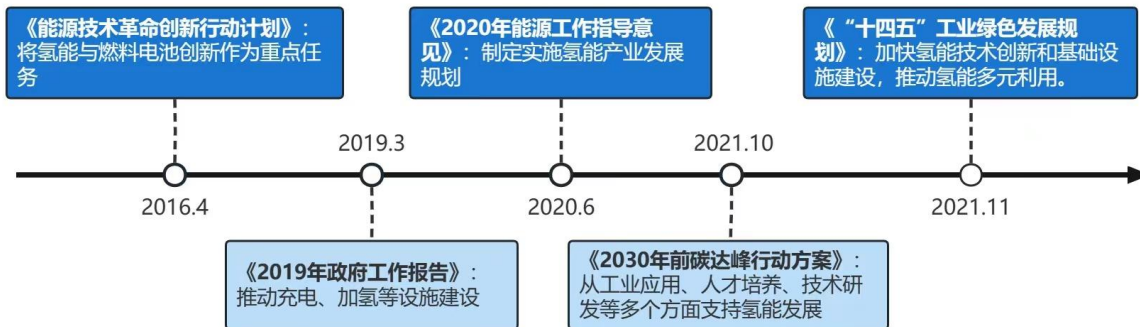
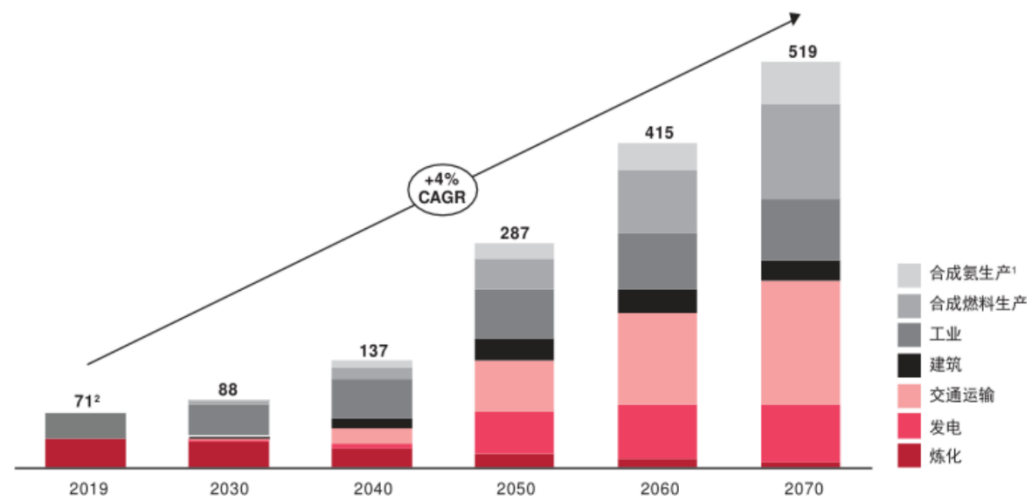
氢与煤、天然气等化石燃料的碳排放系数对比



“十三五”以来，我国对氢能领域的重视程度显著提升。氢能支持政策出台频率更加密集，支持力度不断增加。

国际能源署：氢能用途广泛，且各行业对氢气需求持续上升。

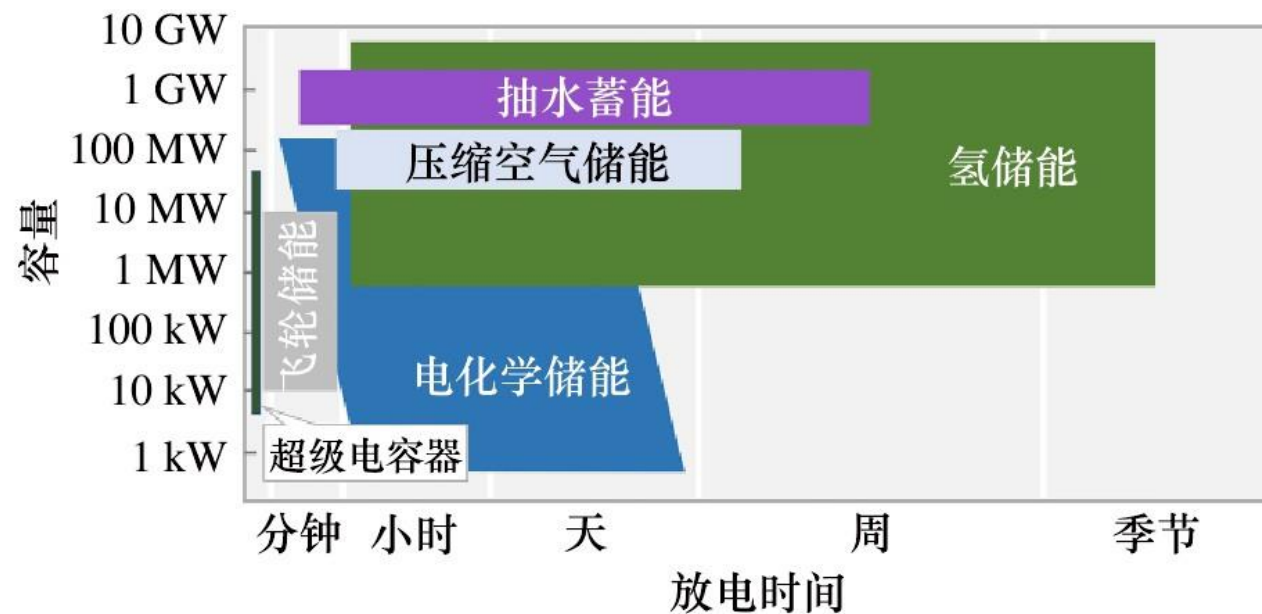
可持续发展情景下全球不同行业对氢气的需求（2019-2070年，百万吨）



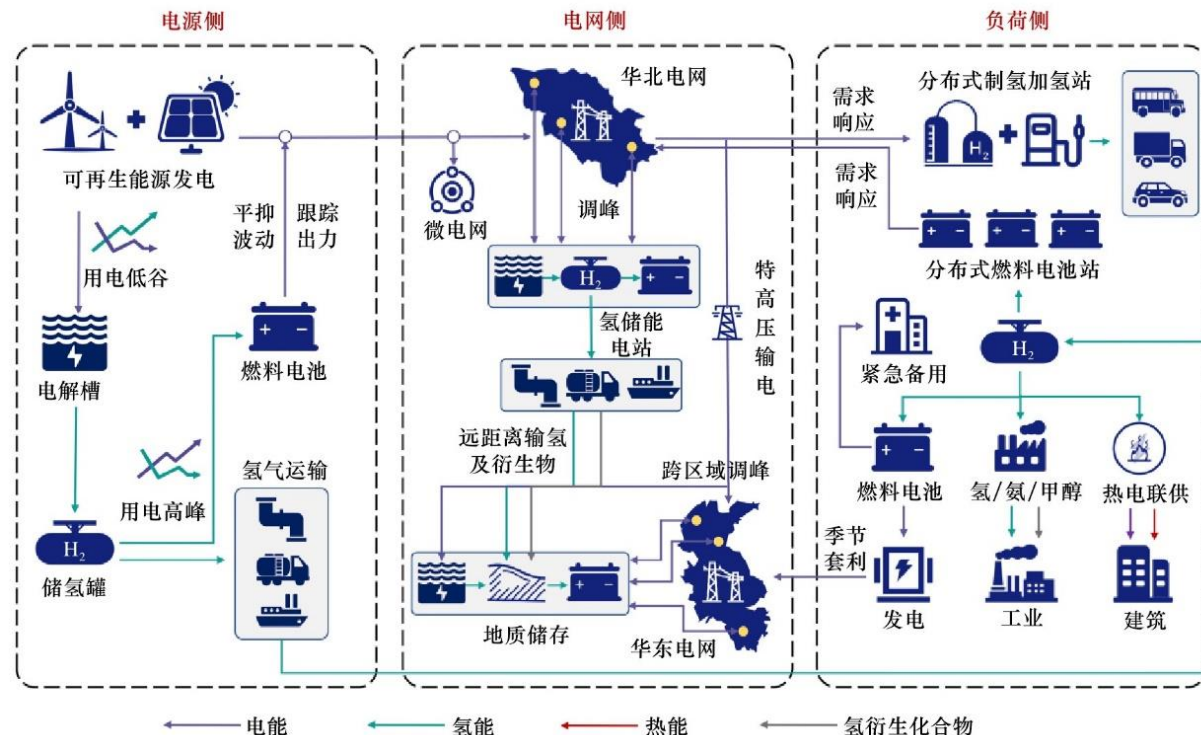
1.2 氢能优势①：跨季长时储能

- 据《氢储能在我国新型电力系统中的应用价值、挑战及展望》显示，氢储能在新型电力系统中的定位是长周期、跨季节、大规模和跨空间储存；同时，氢能是目前极少数可以实现小时至季节的长时间、跨季节的储能类型。

图表1：各类储能放电时间和容量性能的对比，氢储能具有突出优势



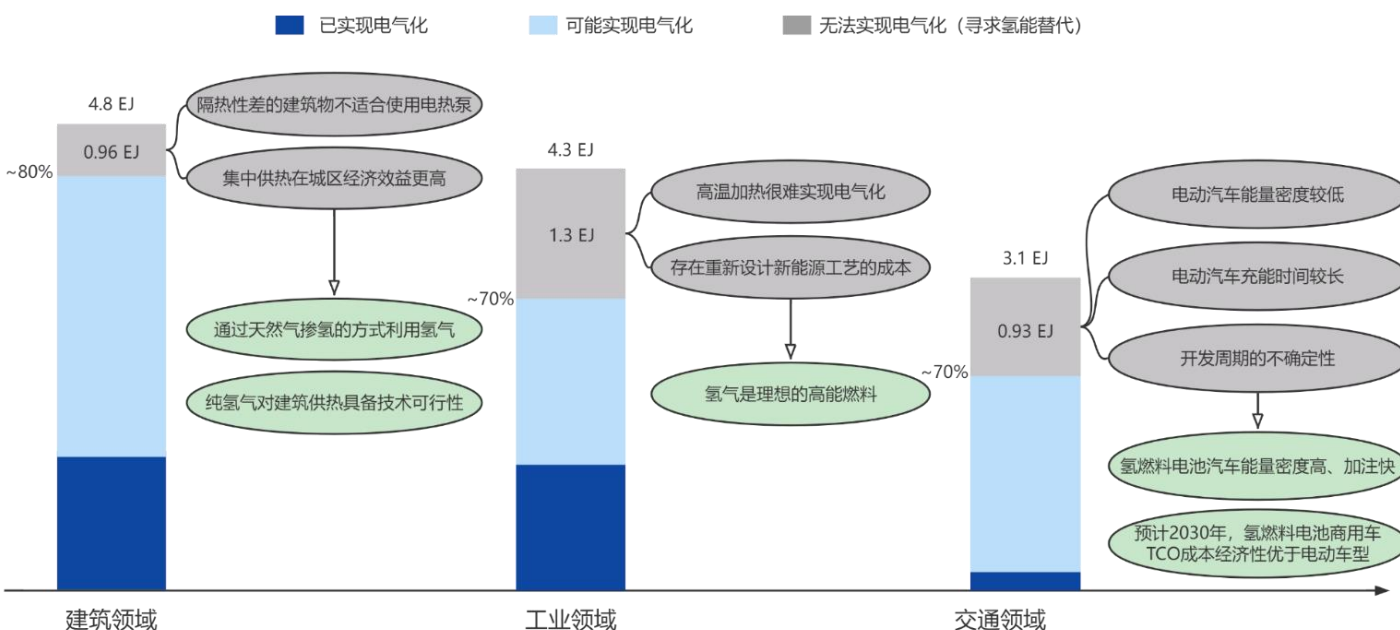
图表2：氢储能在新型电力系统“源网荷”的应用场景



1.2 氢能优势②：电气化受限领域脱碳的最佳选择

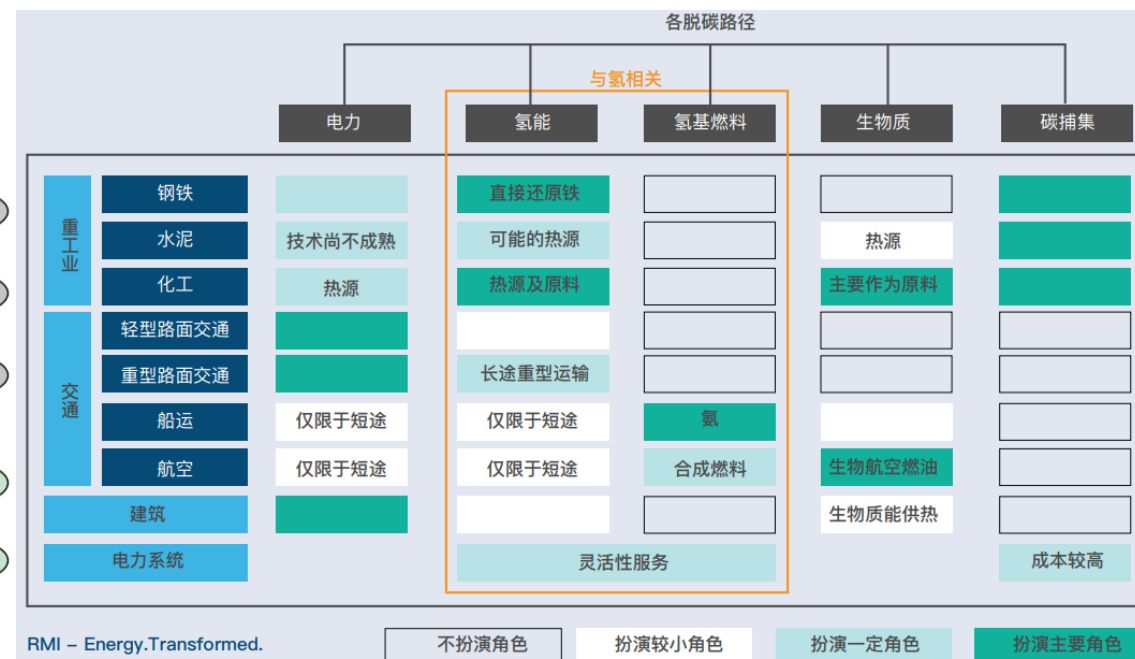
- 在过去，氢气仅作为合成氨、合成甲醇的工业原料存在。2020年，国家能源局将氢能列入能源范畴；2022年3月发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》进一步明确了氢的能源属性。
- 风能、太阳能等可再生能源一般通过发电设备转化为电能后在建筑、工业等领域进行利用，电能作为过程性能源难以大规模贮存，在一些领域存在电气化受限的情况。氢气作为一种含能体能源应用范围更加广泛，是电气化受限领域脱碳的最佳选择。

图表3：预计2050年各领域能源电气化潜力及氢能替代方案



注：电气化数据参考《欧统局能源平衡表》（2020，德国、荷兰、比利时）

图表4：氢能在各行业扮演脱碳路径中扮演的角色

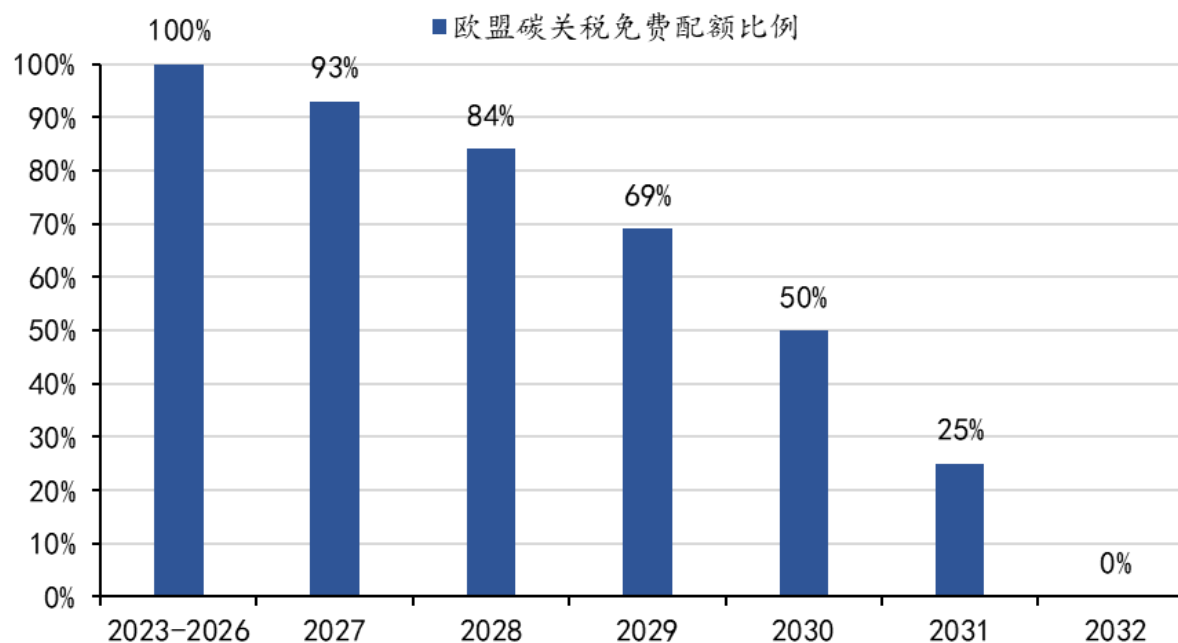


资料来源：德勤《“能源的未来”系列刊物：为碳中和，创造可行的氢经济》，中国氢能联盟《中国2030年“可再生氢100”发展路线图》，西门子《迈向无碳未来——氢能引领去碳化进程》，中国氢能联盟《中国氢能及燃料电池产业手册2020年版》，青瞳视角，中国电动汽车百人会《中国氢能产业发展报告2020》，科尔尼《中国氢能产业发展白皮书》，科的气体公司官网，国家能源局，国海证券研究所

1.3 欧盟碳关税和双碳政策是当前氢能需求的直接驱动因素

- **欧盟碳关税：**据欧洲议会，2022年12月欧盟确定碳边境调节机制(即碳关税)将从2026年正式起征，2023年10月至2025年底为过渡期。同时从2026年开始削减欧盟企业免费配额，逐步到2034年实现全部取消。碳关税征收行业主要包括钢铁、铝、水泥、化肥、电力、有机化学品、氢、氨等，同时纳入间接碳排放（制造商使用的外购电力、热力产生的排放）。
- **国内双碳政策：**一是2030年碳达峰、2060年碳中和对企业或交通等领域的排碳量也提出了要求，其同样需肩负减碳责任；二是新能源快速发展的背景下，氢能作为优质的跨季长时储能，配置需求将逐渐提升。
- **碳关税实行时间逐渐临近，叠加我国双碳政策，我国工业企业、交通领域脱碳需求将更加迫切，拉动氢能需求。**

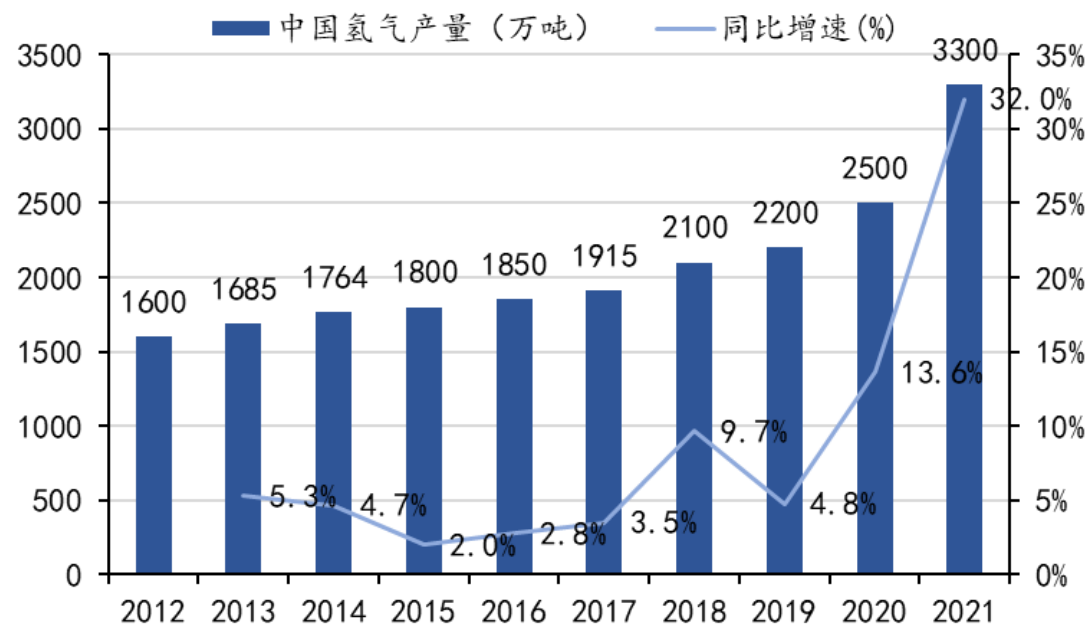
图表5：欧盟碳关税免费配额将从2027年开始逐年减少



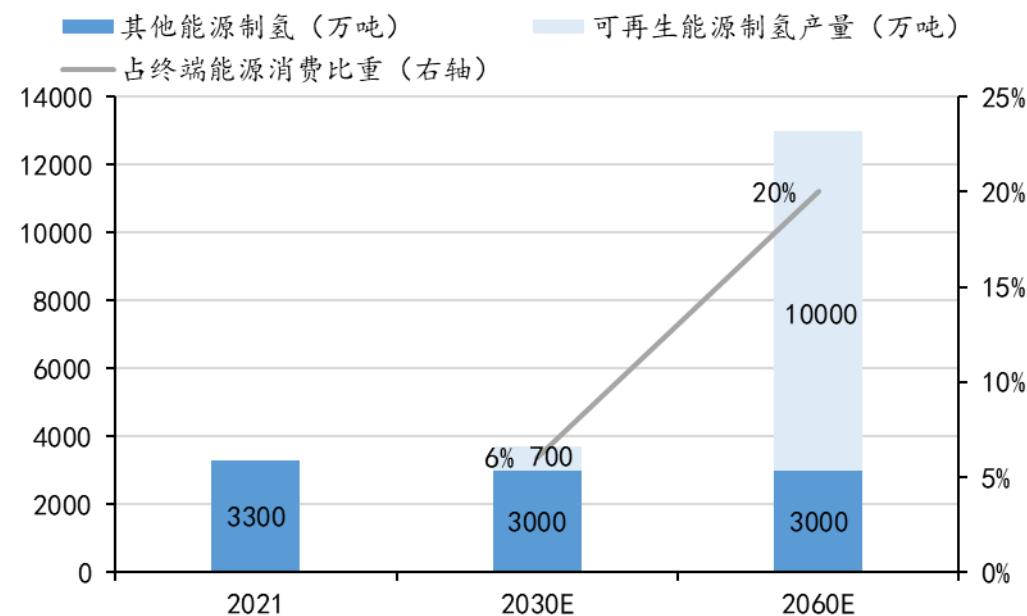
1.4 预计2060年氢能供能占比达到20%，化工和交通领域是主体

- 据毕马威《一文读懂氢能产业》显示，2021年我国氢气产量为3300万吨，同比增长32%，增速创历史新高。据《中国2030年“可再生氢100”发展路线图》预测，2030年我国氢气的年需求量将达到3700万吨左右，可再生能源制氢产量约770万吨，占比21%；2060年我国氢气的年需求量将增至1.0-1.3亿吨，其中，可再生能源制氢产量约0.75-1.0亿吨。
- 据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书2020》预测，2030/2060年氢能将在我国终端能源消费中占比达到6%/20%。

图表6：2021年我国氢气产量3300万吨，同比增长32%



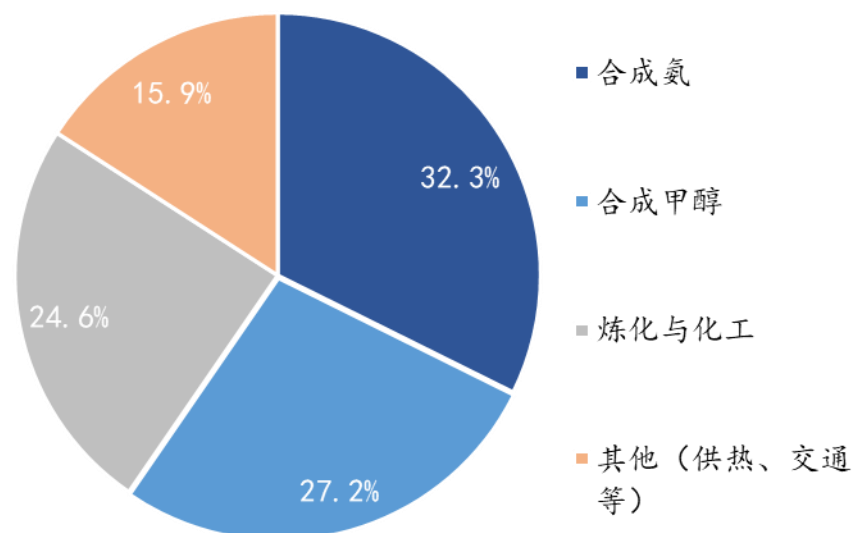
图表7：预计2060年氢能占终端能源消费比重达到20%



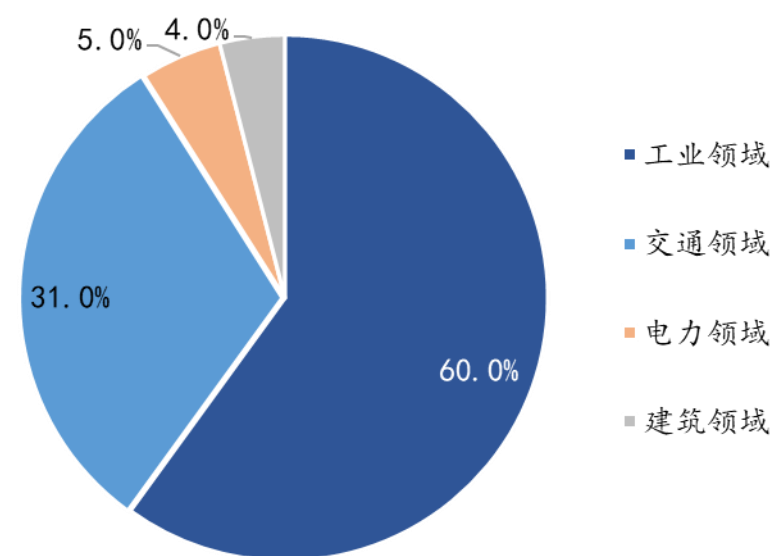
1.4 预计2060年氢能供能占比达到20%，化工和交通领域是主体

- 目前氢能的成本较高，使用范围较窄，氢能应用处于起步阶段。从结构上看，2019年氢气主要应用于化工领域的合成氨、合成甲醇、炼化等，氢气用量合计占比84%，在建筑、发电和发热等领域仍然处于探索阶段（来源于《一文读懂氢能产业》）。
- 展望未来，双碳背景下，化工等工业领域、以氢燃料电池车为代表的交通领域等将成为用氢主流。根据中国氢能联盟预测，到2060年工业领域和交通领域氢气使用量占比将分别达到60%和31%。

图表8：2019年我国化工领域氢气需求量合计占比84%



图表9：预计2060年工业和交通领域是用氢需求主体



1.4 预计2060年氢能供能占比达到20%，化工和交通领域是主体

- 分区域看，考虑到传统产业转型速度、自然资源禀赋、可再生氢能利用程度等因素，2030年传统产业转型升级的需求和可再生资源自然禀赋相匹配的西北、东北区域将成为可再生氢的重要发展基地，装机规模相对较大，可获取较低成本的可再生氢。重点围绕“载荷锚定”的规模化应用场景，利用丰富且具备成本竞争力的风光资源开展本地化可再生氢制备，以副产氢做为补充，用于满足钢铁、化工等产业的脱碳需求（来源中国氢能联盟）。

图表10：2030年各区域可再生氢发展路线



图表11：2030年中国可再生氢在各区域发展格局

	绿氢需求	绿氢供给	区域储运潜力	主要挑战	绿氢产量 (万吨)
华东	交通、化工	海风制氢、小规模风光制氢	罐车&区域管网	工业副产氢较丰富，与新增可再生氢形成竞争	110
华北	交通、钢铁	风电制氢	罐车&区域管网		121
华南	交通	水电/海风制氢	罐车	绿电成本高	78
西南	化工	水电制氢	罐车&区域管网	新增项目分散	82
西北	钢铁、化工	风光大基地	区域管网&示范液氢	产能投资需求大	264
东北	化工	风光大基地	区域管网	供需距离远	68
华中	交通	水电制氢	罐车	绿电资源有限	47

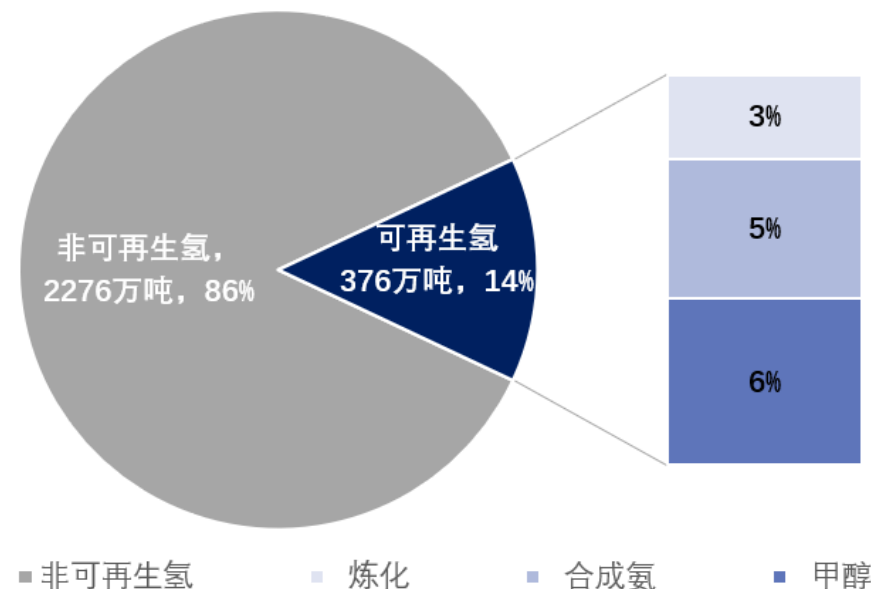
1.4 预计2060年氢能供能占比达到20%，化工和交通领域是主体

- 我国化工行业仍然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。石油炼化，以及合成氨、甲醇对氢气的需求量大，目前仍采取化石燃料制氢作为主要氢气供给方式。而随着双碳政策和碳关税政策的实施，氢基绿色化工将成为产能转型的重要突破口。
- 根据《中国2030年“可再生氢100”发展路线图》预测，到2030年，化工行业总可再生氢消费量将达到376万吨，占整个化工行业用氢需求比重14%，是中国最大的可再生氢需求市场。其中，甲醇领域是可再生氢应用量最多的细分领域，其次是合成氨和炼化领域。

图表12：2030年化工行业可再生氢需求

	总计	炼化	合成氨	甲醇
可再生氢应用场景	替代灰氢新增绿氢	炼厂用氢替代	产能置换替代灰氢	可再生氢耦合化工
可再生氢消费量(万吨/年)	376	73	138	165
2020-2023产量变化	-	持平	持平	增长约20%

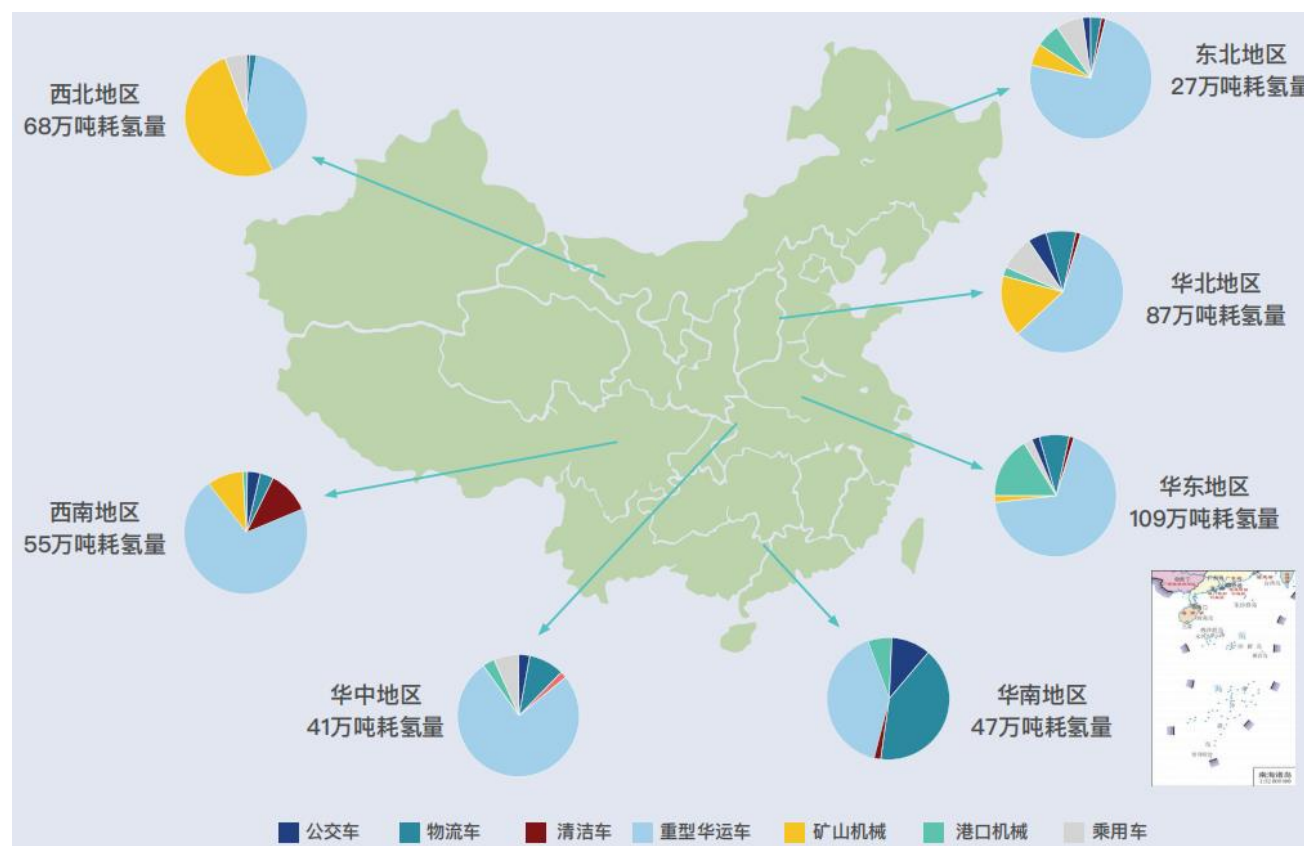
图表13：2030年化工行业可再生氢需求占比



1.4 预计2060年氢能供能占比达到20%，化工和交通领域是主体

- 相较于在乘用车和商用车已具备经济性的锂电池技术，氢燃料电池更多聚焦于重型卡车、冷链物流、城际巴士、公交车和港口矿山作业车辆等对续航里程稳定性要求较高的使用场景。
- 根据《中国2030年“可再生氢100”发展路线图》预测，到2030年，中国氢燃料电池汽车保有量将达到62万辆，总耗氢量为每年434万吨，其中可再生氢为301万吨。其中，氢燃料电池重卡的发展速度最快，预计在2030年将达到28万辆。

图表14：2030年交通行业耗氢分布图



二、制氢路线：绿氢将逐渐替代灰氢成为主流

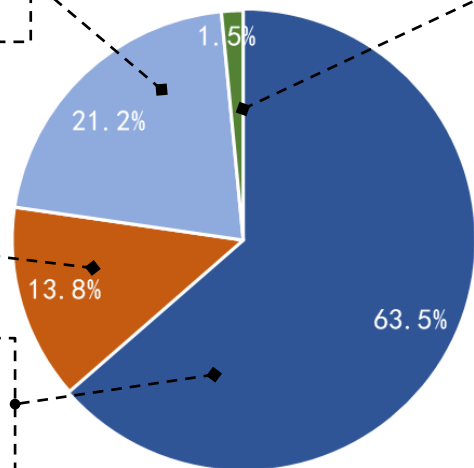
2.1 绿氢有望成为未来供应主体，预计2050年产量比重达到70%

工业副产氢是指在生产化工产品时得到的氢气。成本略高于煤制氢，多为工厂自产自用。

中国天然气储量有限且含硫量较高，天然气制氢经济性远低于国外。

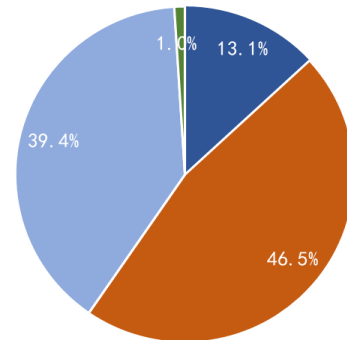
煤制氢商业模式成熟，在原料的可获得性和经济性上具有竞争力，是中国目前主流制氢方式。

2019年中国氢源结构



电解水制氢尚未体现经济性。中国目前应用规模较小。

2019年全球氢源结构



- 煤制氢
- 天然气制氢
- 工业副产氢
- 水电解制氢

图表15：制氢方式的经济性比较（测算值）

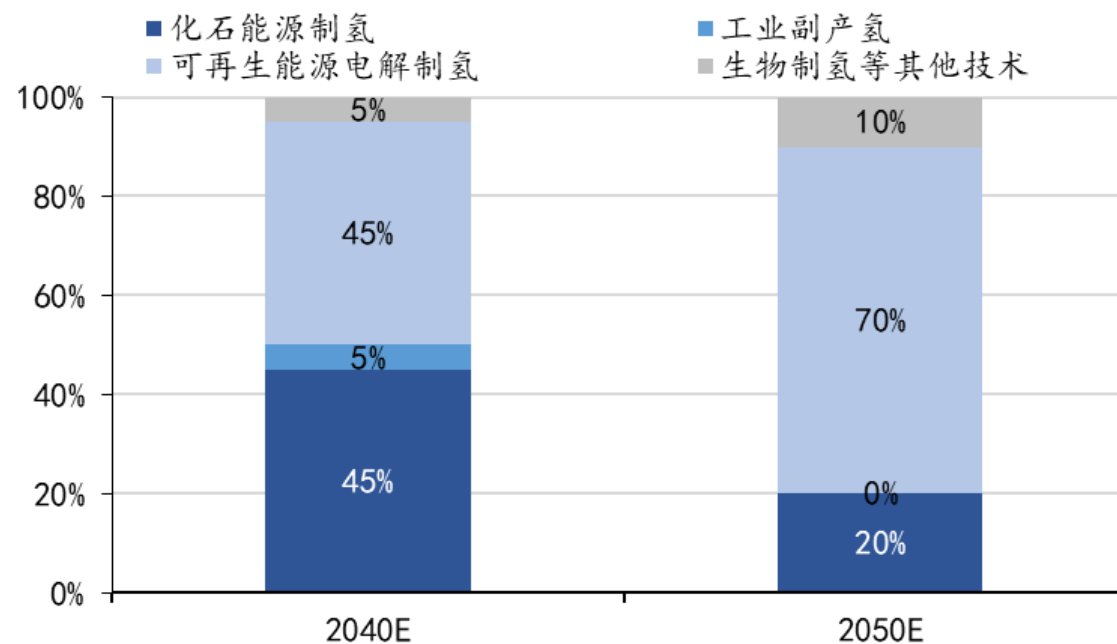
制氢方式	原料价格	制氢成本 (元/kg)			制氢碳排放 (kgCO ² /kgH ²)	优点	缺点	测算备注
		下限	上限	中枢值				
化石能源制氢 (灰氢)	煤制氢	600~1200 元/吨	9.3	14.4	11.9	煤炭资源丰富且廉价，商业模式成熟	碳排放量高	5500大卡煤价
	煤制氢+CCUS (蓝氢)	600~1200 元/吨	16.6	21.7	19.2			
	天然气制氢	2.5~5 元/Nm ³	19.5	33.1	26.3	9.5	天然气储量有限，碳排放量较高	
工业副产氢 (灰氢)	600~1200 元/吨	16.5	28.7	22.6	-	产量充足，短期供应潜力大	受地区资源禀赋限制	以焦炉煤气副产氢为例
电解水制氢 (绿氢)	碱性电解水	0.1~0.6元/kWh	9.9	40.5	25.2	碳排放量极少	成本相对高昂	电解槽价格1000万元/台，年利用小时数4000h
	PEM电解水		20.6	51.2	35.9			电解槽价格5000万元/台，年利用小时数4000h

资料来源：中国电动汽车百人会《中国氢能产业发展报告2020》，中国氢能联盟《中国氢能及燃料电池产业手册2020年版》，碳交易网，南方财经，中国科普浏览，程婉静等《两种技术路线的煤制氢产业链生命周期成本分析》，张彩丽《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，化学空间，郭文萍等《煤制氢装置联产燃料气工艺路线对比》，杨小彦等《不同原料制氢工艺技术方案分析及探讨》，崔杨等《考虑碳捕集电厂能量转移特性的弃风消纳多时间尺度调度策略》，李家全等《中国煤炭制氢成本及碳足迹研究》，张贤等《中国煤制氢CCUS技术改造的碳足迹评估》，魏世杰等《燃煤电厂碳捕集、利用与封存技术和可再生能源储能技术的平准化度电成本比较》，《中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021)》，商欢涛等《天然气制氢工艺及成本分析》，王周《天然气制氢、甲醇制氢与水电解制氢的经济性对比探讨》，程婉静等《两种技术路线的煤制氢产业链生命周期成本分析》，陈毕杨等《焦炉煤气制氢方法的比较及成本分析》，徐进等《电解水制氢厂站经济性分析》，国海证券研究所

2.1 绿氢有望成为未来供应主体，预计2050年产量比重达到70%

- 综合考虑技术水平、碳排放量和产氢成本三个方面因素，我们认为：**技术成熟、成本较低的化石能源制氢是我国氢能产业发展中前期的供氢主体；工业副产氢作为中期低成本过渡性氢源，在分布式氢源在市场中起到补充作用；氢能产业发展中期，更加清洁、高效的可再生能源电解水制氢占比逐渐扩大，并逐步取代化石能源制氢成为市场供氢主体。**

图表16：预计2050年可再生能源制氢占比将达到70%

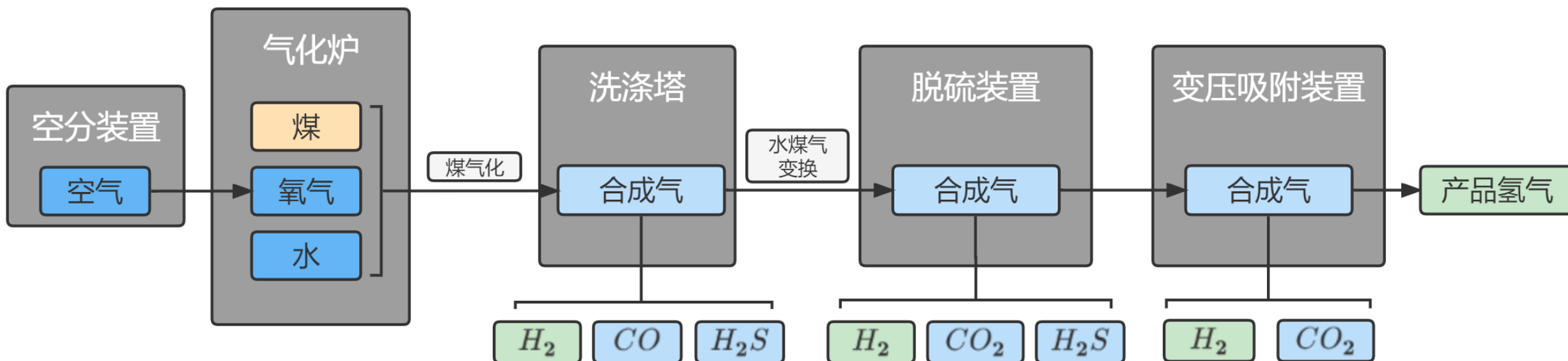


2.2 煤制氢：当前经济性最佳，碳减排是未来主要制约因素

2.2.1 经济性最佳，煤价是影响成本的核心

- 煤气化制氢是目前我国主流制氢方式。据中国氢能联盟统计，2019年煤制氢在我国氢源结构中占比高达63.5%。
- 煤气化制氢技术的工艺过程包括煤气化、煤气净化、CO变换及氢气提纯等主要生产环节。具体来看，煤和氧气在高温气化炉内发生反应生成合成气后，首先经过水煤气变换，一氧化碳与水蒸气发生反应生成更多氢气，再经煤气净化除去硫化氢等杂质气体，最终经过变压吸附后得到高纯氢气。

图表17：煤气化制氢流程示意图



2.2 煤制氢：当前经济性最佳，碳减排是未来主要制约因素

2.2.1 经济性最佳，煤价是影响成本的核心

- 煤制氢成本主要由燃煤成本、设备折旧等构成，其中，燃煤成本是主要来源。根据我们测算，当5500大卡煤价在700元/吨时，煤制氢成本为10.1元/kg，煤炭成本6元/kg，占制氢成本比重约60%。
- 煤价是影响煤制氢成本的主要因素，根据我们测算，5500大卡煤价每降100元/吨，将降低制氢成本0.9元/kg。

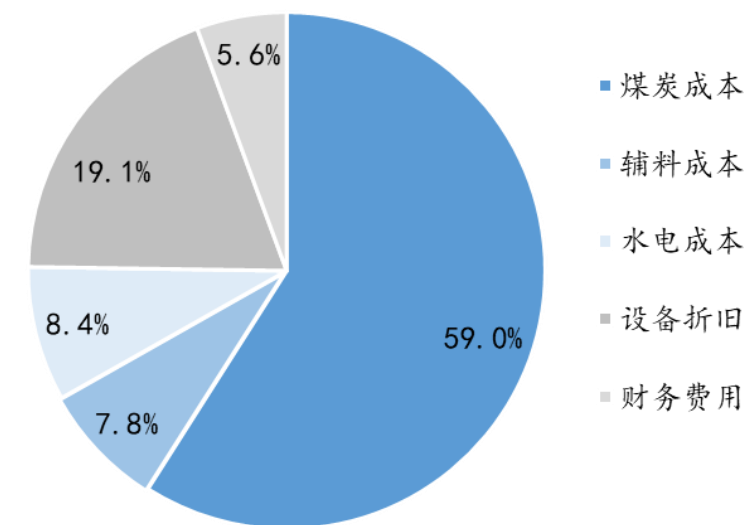
图表18：煤制氢成本测算表

成本拆分	成本分项	单位成本 (元/kg)	核心假设
可变成本	煤炭成本	6.0	5500大卡煤价700元/吨
	辅料成本 (催化剂、燃料气等)	0.8	
	水电成本	0.9	
固定成本	设备折旧	1.9	采用水煤浆技术，独立制氢装置规模90000m ³ /h，年利用小时数7500h
	财务费用	0.6	投资额12.4亿元，借款比例70%，利率4%
成本合计		10.1	

图表19：煤制氢成本敏感性测算

5500大卡煤价 (元/吨)	单位制氢成本 (元/kg)	煤价每降100元/吨对应的制氢成本降幅 (元/kg)	煤炭成本占比
600	9.3		55%
700	10.1	-0.9	59%
800	11.0	-0.9	62%
900	11.9	-0.9	65%
1000	12.7	-0.9	67%
1100	13.6	-0.9	69%
1200	14.4	-0.9	71%
1300	15.3	-0.9	73%

图表20：煤炭成本占煤制氢成本约60% (5500大卡煤价700元/吨)

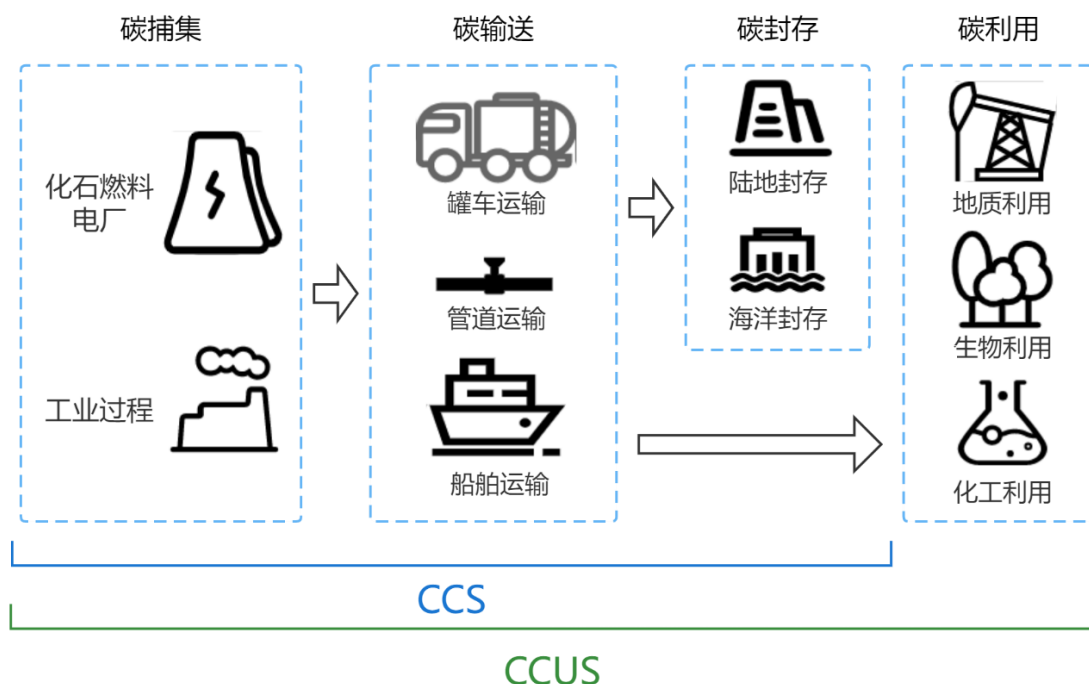


2.2 煤制氢：当前经济性最佳，碳减排是未来主要制约因素

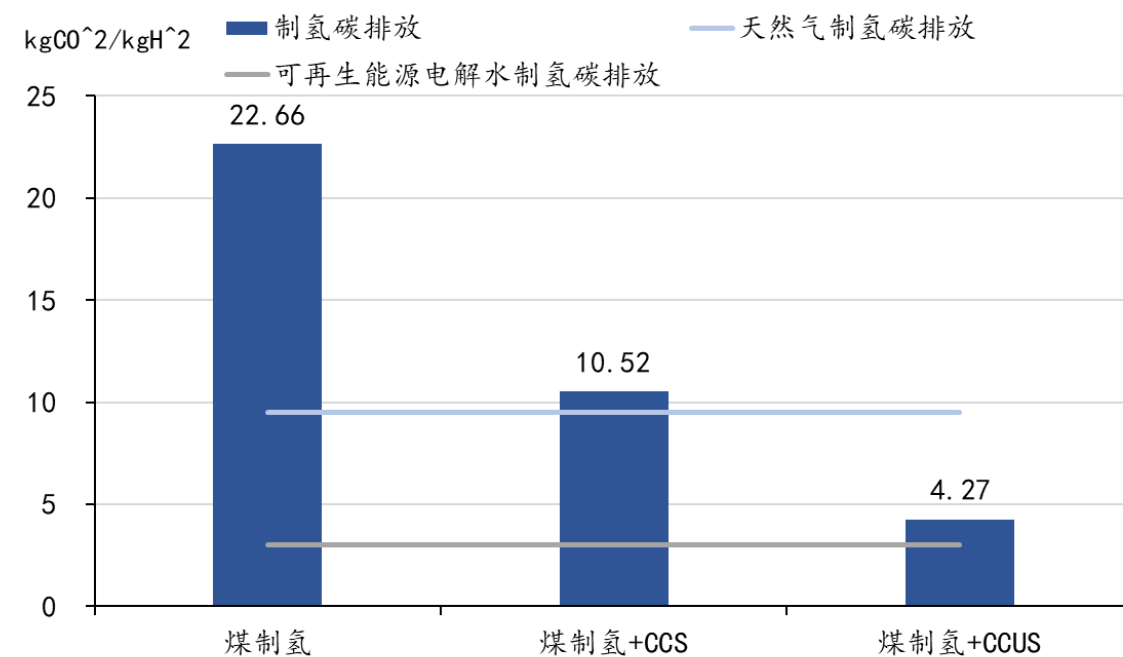
2.2.2 中期仍是供应主体，结合碳减排技术后仍具备相对经济性

- 碳排放是制约煤制氢未来大规模应用的约束条件之一，而与CCS/CCUS技术结合对煤制氢的碳减排效果显著。碳捕集与封存技术（CCS）可以将二氧化碳捕集分离，通过罐车等输送到适宜的场地封存，最终实现二氧化碳永久减排。而碳捕集、利用和封存技术（CCUS）则是在CCS技术的基础上，将生产过程中产生的二氧化碳提纯后进行资源化再利用。
- 根据《中国煤炭制氢成本及碳足迹研究》、《中国煤制氢CCUS技术改造的碳足迹评估》，结合CCS技术可降低煤制氢碳排放约50%，结合CCUS技术则可降低约80%。

图表21：CCS/CCUS技术示意图



图表22：煤制氢结合CCS/CCUS技术碳减排效果显著



2.2 煤制氢：当前经济性最佳，碳减排是未来主要制约因素

2.2.2 中期仍是供应主体，结合碳减排技术后仍具备相对经济性

- 我国已具备大规模捕集利用与封存二氧化碳的工程能力。据《中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021)》，中国CCUS技术项目遍布19个省份，已投运或建设中的CCUS示范项目约为40个，捕集能力300万吨/年。国家能源集团鄂尔多斯CCS示范项目已成功开展了10万吨/年规模的CCS全流程示范。

图表23：中国CCUS技术各环节发展情况

CCUS环节		技术特点	发展阶段	
二氧化碳捕集	第一代捕集技术	燃烧前捕集	燃烧前将碳从燃料中脱除	商业应用阶段
		燃烧后捕集	从燃烧生成的烟气中分离CO ₂	中试阶段
		富氧燃烧	具有潜力的燃煤电厂大规模碳捕集技术	中试阶段
	第二代捕集技术（如新型膜分离技术、新型吸附技术等）		技术成熟后能耗和成本将比第一代捕集技术降低30%以上	实验室研发阶段
二氧化碳运输	罐车/船舶运输		应用于10万吨/年以下规模的CO ₂ 输送	商业应用阶段
	管道运输		输送量大，运输距离远	中试阶段
二氧化碳封存		尚未有相关技术达到商业化应用阶段		
二氧化碳利用		CO ₂ 地浸采铀技术、CO ₂ 转化为食品和饲料技术已实现商业化应用		

2.2 煤制氢：当前经济性最佳，碳减排是未来主要制约因素

2.2.2 中期仍是供应主体，结合碳减排技术后仍具备相对经济性

- 从应用CCUS技术的经济性来看，根据我们测算，当5500大卡煤价在700元/吨时，煤制氢成本将增加7.3元/kg至17.4元/kg，但相较天然气制氢（天然气价格>2.5元/方）和电解水制氢仍有优势。根据《中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021)》预测，第二代捕集技术突破后，其能耗和成本将比第一代技术降低30%，按此测算，则CCUS技术成本将下降30%至5.6元/kg，煤制氢成本将下降至15.8元/kg。

图表24：CCUS技术应用后或增加单位煤制氢成本5-7元/kg
(5500大卡煤价700元/吨)

成本拆分	测算指标	单位	技术突破前	技术突破后
单位氢气CCUS设备成本	设备总投资	万元	162800	113960
	残值率	--	5%	5%
	折旧年限	年	15	15
	设备年折旧额	万元	10311	7217
	氢气年产量	万立方米	67500	67500
	单位成本	元/kg	1.70	1.19
单位氢气CCUS捕集成本	单位氢气二氧化碳排放量	kg/kg氢气	22.7	22.7
	二氧化碳捕集率	--	80%	90%
	单位捕碳量能耗	千瓦时/kg	0.27	0.19
	外购电	元/千瓦时	0.6	0.6
	单位成本	元/kg	2.93	2.30
单位氢气CCUS运输成本	二氧化碳由排放源到封存地的运输成本	元/(kg·千米)	0.001	0.0007
	运输距离	千米	100	100
	单位成本	元/kg	1.81	1.43
单位氢气CCUS封存成本	二氧化碳封存成本	元/kg	0.05	0.03
	单位成本	元/kg	0.86	0.68
单位CCUS成本(合计)		元/kg	7.30	5.60

图表25：CCUS技术应用后单位煤制氢成本敏感性测算

煤价(元/吨)	单位成本(元/kg)	煤炭成本占比	CCUS成本占比(技术突破前)
600	16.6	31%	44%
700	17.4	34%	42%
800	18.3	37%	40%
900	19.2	40%	38%
1000	20.0	43%	36%
1100	20.9	45%	35%
1200	21.7	47%	34%
1300	22.6	49%	32%

2.2 煤制氢：当前经济性最佳，碳减排是未来主要制约因素

2.2.2 中期仍是供应主体，结合碳减排技术后仍具备相对经济性

- 中期来看，随着技术突破和项目规模的扩大，CCUS技术的设备投资/捕集/运输成本均有较大下降空间，煤制氢+CCUS技术有望成为中期过渡性制氢技术。

图表26：煤制氢+CCUS成本仍有较大下降空间

成本分类	降本趋势
设备成本	中国已有的CCUS示范项目规模较小，随着项目规模的扩大和技术的成熟设备成本或将大幅降低。
捕集成本	第二代碳捕集技术有望在2035年前后大规模推广应用，第二代技术成熟后捕集成本将比第一代技术降低30%以上。
运输成本	我国管道运输技术尚处于中试阶段，随着管道运输规模的扩大运输成本将降低。

2.3 天然气制氢：经济性尚可，受制于资源禀赋难以长期大规模应用

2.3.1 经济性尚可，天然气价格是成本的核心影响因素

- 天然气制氢是目前全球最主要的制氢方式，据绿色能源统计，在全球每年约7000万吨的氢气产量中约48%来自于天然气制氢。与煤制氢相比，天然气制氢初始设备投资低、二氧化碳排放量小、氢气产率高，是化石原料制氢路线中理想的制氢方式。
- 天然气制氢主要分为蒸汽转化制氢、部分氧化制氢、催化裂解制氢、自热重整制氢四种类型。其中，天然气蒸汽转化制氢技术最为成熟，是当前天然气制氢的主流技术路线。

图表27：四种天然气制氢方式对比

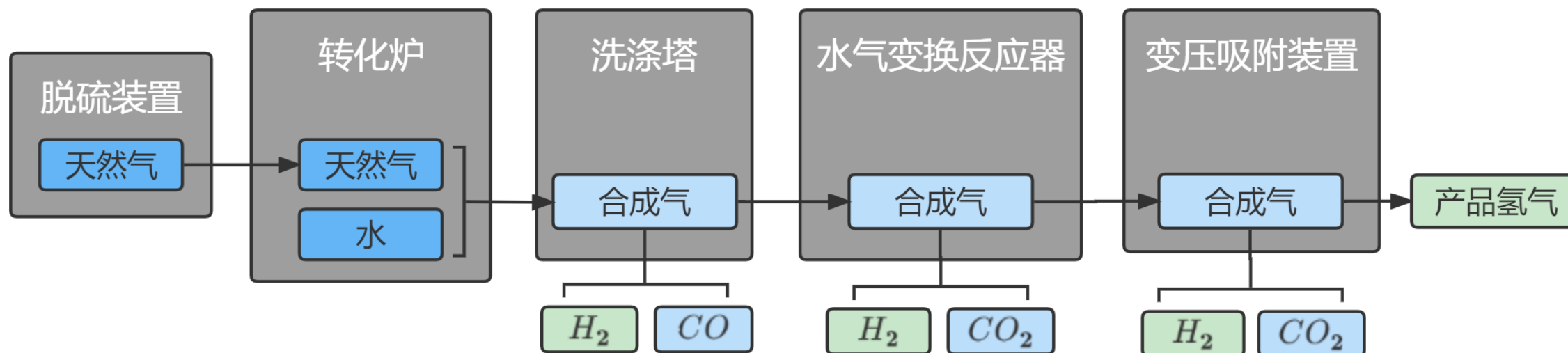
制氢方式	反应原理	优点	缺点
蒸汽转化制氢	$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2$	技术成熟	吸热反应能耗较高
部分氧化制氢	$\text{CH}_4 + \text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2$	在制备 $\text{H}_2:\text{CO}=2:1$ 的合成气时具有优势	需配置空分系统，建设投资较大
催化裂解制氢	$\text{CH}_4 \rightarrow \text{C} + \text{H}_2$	制氢成本和二氧化碳排放量均较低	目前处于研发阶段
自热重整制氢	$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2$	可实现自供热，反应能耗大大降低	需配置空分系统，建设投资较大

2.3 天然气制氢：经济性尚可，受制于资源禀赋难以长期大规模应用

2.3.1 经济性尚可，天然气价格是成本的核心影响因素

- 以应用最为广泛的天然气蒸汽转化制氢为例，天然气制氢的工艺路线为：天然气经脱硫装置净化后，在高温转化炉中与水蒸气发生反应生成由氢气、一氧化碳等气体组成的合成气。合成气中的一氧化碳经过水气变换转化为二氧化碳并产生更多的氢气，最终合成气经变压吸附后可得到高纯的产品氢气。

图表28：天然气蒸汽转化制氢流程示意图



2.3 天然气制氢：经济性尚可，受制于资源禀赋难以长期大规模应用

2.3.1 经济性尚可，天然气价格是成本的核心影响因素

- 天然气制氢成本主要由天然气成本、设备折旧等构成，其中，天然气成本是主要来源。根据我们测算，当天然气价格在3元/立方米时，天然气制氢成本为22.2元/kg，其中天然气成本16.4元/kg，占制氢成本比重**73.5%**。
- 天然气价格是影响天然气制氢成本的核心因素，根据我们测算，天然气价格每降低0.5元/立方米，将降低制氢成本2.7元/kg。

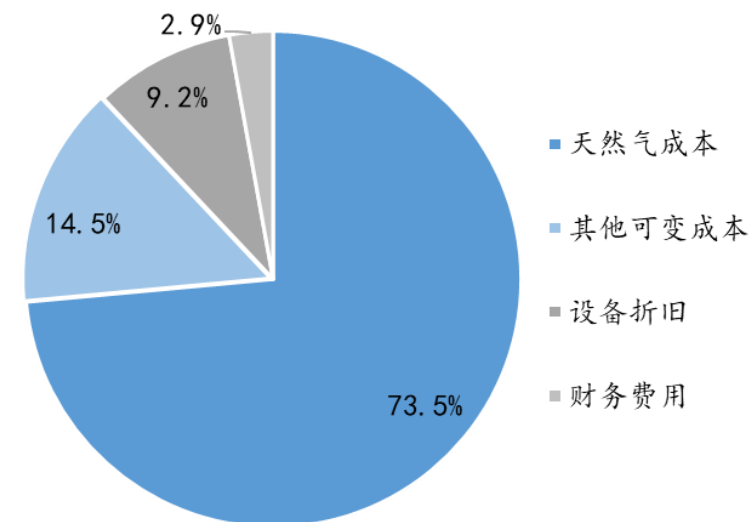
图表29：天然气制氢成本测算表

成本拆分	成本分项	单位成本 (元/kg)	核心假设
可变成本	天然气成本	16.4	天然气价格3元/立方米
	其他可变成本	3.2	
固定成本	设备折旧	2.0	制氢装置规模1000m ³ /h, 设备投资额1300万元, 年利用小时7500h
	财务费用	0.6	
成本合计		22.2	

图表30：天然气制氢成本敏感性测算

天然气价格 (元/立方米)	单位成本 (元/kg)	天然气价格每降0.5元/立方米对应的制氢成本降幅 (元/kg)	天然气成本占比
2.5	19.5		70%
3.0	22.2	-2.7	74%
3.5	25.0	-2.7	76%
4.0	27.7	-2.7	79%
4.5	30.4	-2.7	81%
5.0	33.1	-2.7	82%
5.5	35.9	-2.7	84%
6.0	38.6	-2.7	85%

图表31：天然气成本占制氢成本超7成 (天然气价格3元/立方米)

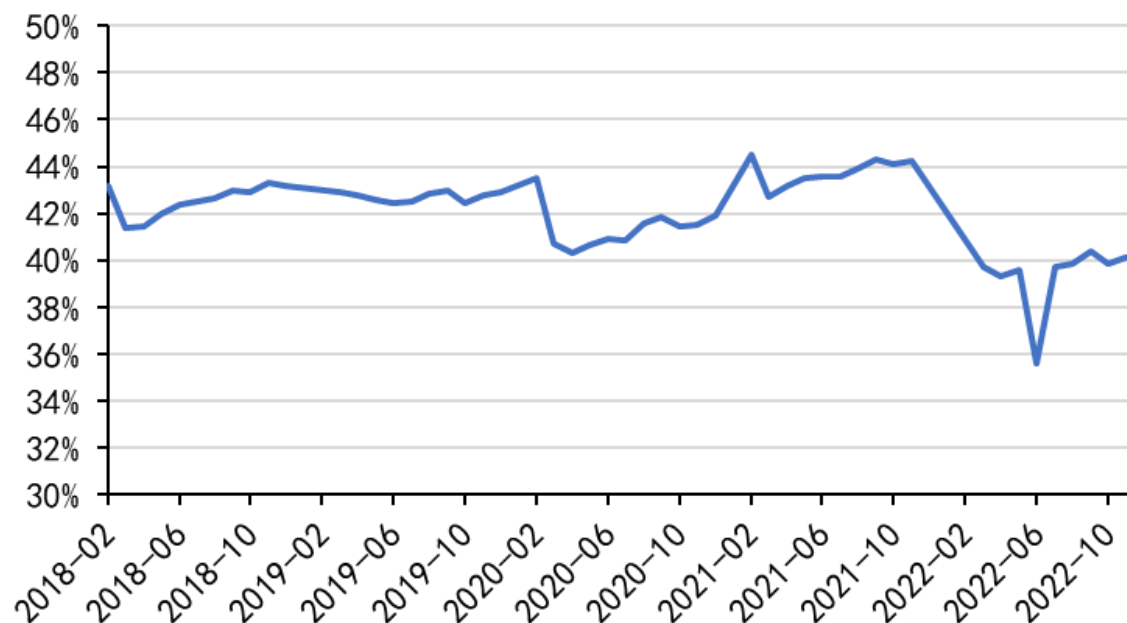


2.3 天然气制氢：经济性尚可，受制于资源禀赋难以长期大规模应用

2.3.2 存在资源约束且地域分布不均，难以长期大规模应用

- 中国天然气制氢大规模应用存在资源约束和成本约束。据中国氢能联盟统计，天然气制氢在中国氢源结构中占比为15%左右。中国天然气资源供给有限且分布不均，集中分布在新疆、四川、陕西等西部省份。从经济性来看，天然气制氢成本较高，与煤制氢相比不具有成本优势。

图表32：我国天然气对外依存度整体保持在40%以上



2.4 工业副产氢：我国中期过渡性低成本、分布式氢源

- 工业副产氢是指一些化工过程中的副产物或者弛放气中含有的未重新进入化工过程的氢气，通过分离提纯后可得到高纯氢。
- 工业副产氢按照工业过程不同可分为四种类型：焦炉煤气、氯碱化工、合成氨与甲醇、轻烃利用。在我国，焦炉煤气副产氢供应潜力最大。

图表33：四种工业副产氢制氢方式对比

工业副产氢类别	化工过程	供应潜力
焦炉煤气副产氢	煤炭在炼焦炉中经高温干馏形成焦炭，同时产生氢气含量较高的焦炉气（湿法熄焦）	271万吨
合成氨、合成甲醇副产氢	氢气作为原料合成氨或合成甲醇，最终弛放气中含有未参与反应的氢气	118万吨
氯碱化工副产氢	电解饱和氯化钠溶液制取氢氧化钠，同时电解池阴极析出氢气	33万吨
轻烃利用副产氢	丙烷在高温和催化剂作用下裂解，形成丙烯和氢气	30万吨

2.4 工业副产氢：我国中期过渡性低成本、分布式氢源

- 焦炉煤气副产氢成本主要由燃煤成本、设备折旧等构成，其中，燃煤成本是主要来源。根据我们测算，当5500大卡煤价在700元/吨时，焦炉煤气副产氢成本为18.6元/kg，煤炭成本14.1元/kg，占制氢成本比重约76%。
- 煤价是影响焦炉煤气副产氢成本的核心因素，根据我们测算，5500大卡煤价每降100元/吨，将降低制氢成本2元/kg。

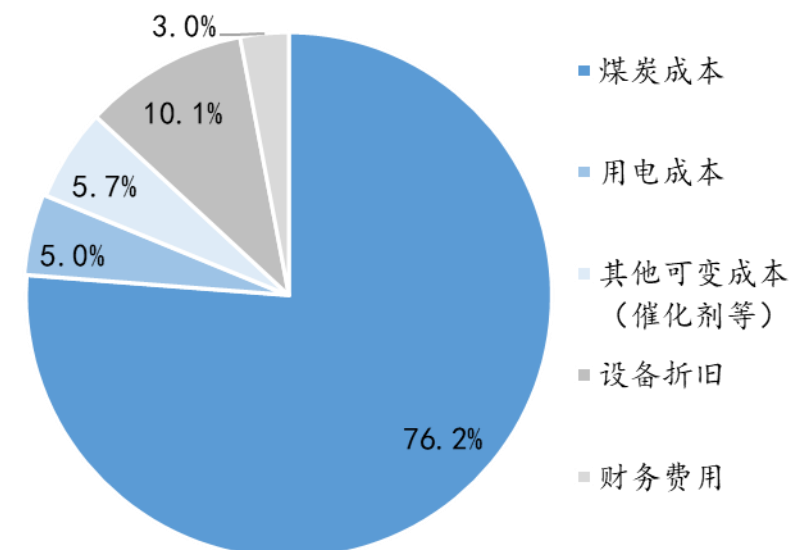
图表34：焦炉煤气副产氢成本测算表

成本拆分	成本分项	单位成本 (元/kg)	核心假设
可变成本	煤炭成本	14.1	5500大卡煤价700元/吨
	用电成本	0.9	
	其他可变成本 (催化剂等)	1.1	
固定成本	设备折旧	1.9	仅考虑设备投资；氢气产量8250m ³ /h，投资额1.1亿元
	财务费用	0.6	
成本合计		18.6	

图表35：焦炉煤气制氢成本敏感性测算

5500大卡煤价 (元/吨)	单位成本 (元/kg)	煤炭成本占比	煤价每降100元/吨对应的制氢成本降幅 (元/kg)
600	16.5	73%	
700	18.6	76%	-2.0
800	20.6	79%	-2.0
900	22.6	80%	-2.0
1000	24.6	82%	-2.0
1100	26.6	83%	-2.0
1200	28.7	85%	-2.0
1300	30.7	86%	-2.0

图表36：煤炭成本占焦炉煤气制氢成本76% (5500大卡煤价700元/吨)



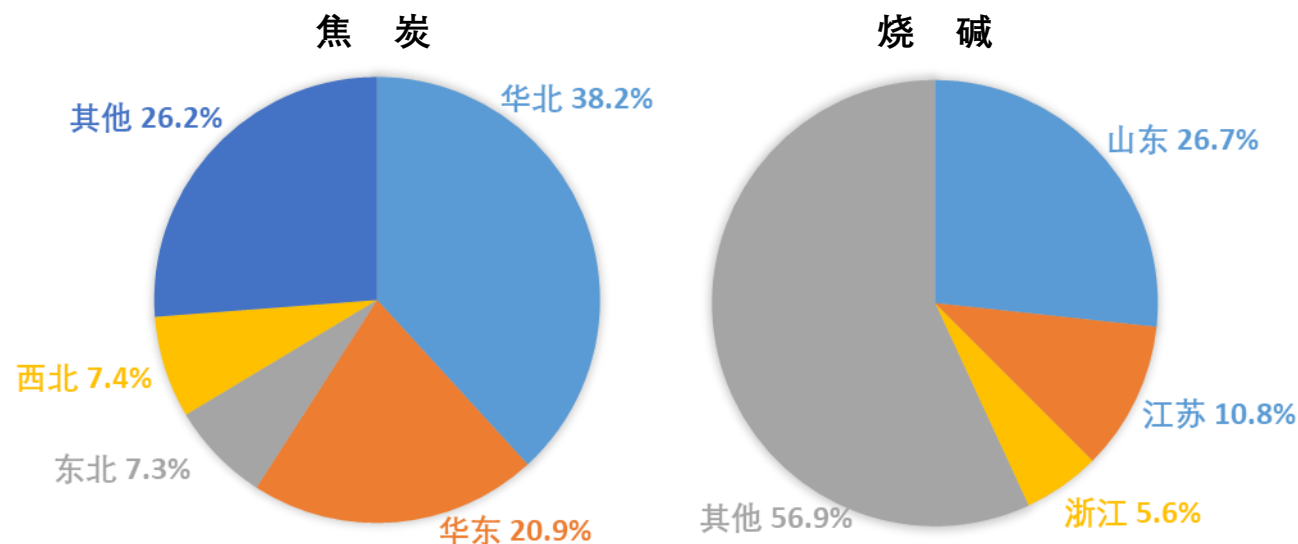
2.4 工业副产氢：我国中期过渡性低成本、分布式氢源

- 工业副产氢可作为低成本氢源与煤制氢相互补充，满足我国中期的用氢需求。根据上文测算，工业副产氢制氢成本略高于煤制氢，考虑到煤制氢碳排放较高的缺点，工业副产氢具有一定的竞争力。
- 中国工业副产氢资源丰富，据《中国氢能产业发展报告2020》统计，中国工业副产氢现有年制氢潜力可达450万吨。但工业副产氢的发展受地区资源禀赋限制，一般直接在焦炭、氯碱等工厂投建氢气分离提纯装置并就近供应氢气，适合在华北、华东等焦炭、氯碱工业发达的地区发展，无法成为我国主要的氢气供应来源。

图表37：煤制氢与焦炉煤气副产氢成本及碳排放比较

制氢方式	单位成本制氢 (5500大卡煤价为700元/吨时)	碳排放
煤制氢	10.1 元/kg	较高
煤制氢+CCUS (技术突破前)	15.8 元/kg	较低
焦炉煤气副产氢	18.6 元/kg	较低

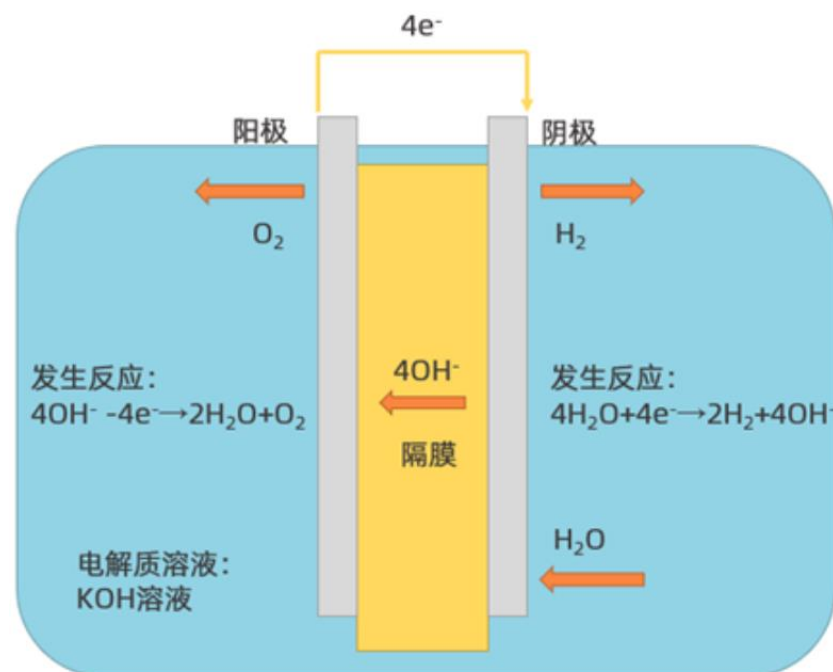
图表38：中国各地区焦炭和烧碱产量占比



2.5 电解水制氢：电价低于0.2元/kWh时，经济性可媲美蓝/灰氢

- 电解水制氢技术按照工作原理和电解质的不同，主要包括碱性电解水和PEM电解水两条主流技术路线，其中碱性电解水技术较为成熟，PEM技术尚处于商业化初期。
- 碱性电解水制氢是指在碱性电解质环境下进行电解水制氢的过程，电解质一般为30%质量浓度的 KOH 溶液或者 26%质量浓度的 NaOH 溶液。在直流电的作用下，水分子在阴极一侧得到电子发生析氢还原反应，生成氢气和氢氧根离子，氢氧根离子在电场和氢氧侧浓度差的作用下穿过物理隔膜到达阳极，并且在阳极一侧失去电子发生析氧氧化反应，生成氧气和水。

图表39：碱性电解水工作原理



2.5 电解水制氢：电价低于0.2元/kWh时，经济性可媲美蓝/灰氢

- 碱性电解水制氢的成本主要是用电成本。根据我们测算，当电价为0.4元/KWh、电解槽价格1000万元/台、年利用小时数为4000时，碱性电解水制氢成本为28.3元/kg，其中用电成本24.5元/kg，占制氢成本比重87%。
- 用电成本是影响电解水制氢成本的核心因素，利用小时数和电解槽价格次之。根据我们测算，利用小时数为4000h时，电价每降低0.1元/KWh，将降低制氢成本6.1元/kg。

图表40：碱性电解水制氢成本测算

成本拆分	成本分项	单位成本 (元/kg)	成本占比	核心假设
可变成本	用电成本	24.5	86.6%	电价0.4元/KWh 生命周期大修一次，大修费用占设备成本比重20%；日常维护费占设备成本比例3%
	维护成本	1.3	4.6%	
	其他（用水成本等）	0.0	0.2%	
固定成本	设备折旧	1.4	5.1%	制氢装置规模1000m ³ /h，单价1000万元，年利用小时4000h
	财务费用	1.0	3.6%	
成本合计		28.3	100.0%	

图表41：碱性电解水制氢成本敏感性测算-电价和电解槽价格

电价 (元 /KWh)	电解槽价格 (万元)							
	700	800	900	1000	1100	1200	1300	
0.1	9.0	9.3	9.6	9.9	10.2	10.5	10.8	
0.2	15.1	15.4	15.7	16.0	16.3	16.6	16.9	
0.3	21.3	21.5	21.8	22.1	22.4	22.7	23.0	
0.4	27.4	27.7	28.0	28.3	28.6	28.8	29.1	
0.5	33.5	33.8	34.1	34.4	34.7	35.0	35.3	
0.6	39.6	39.9	40.2	40.5	40.8	41.1	41.4	
0.7	45.7	46.0	46.3	46.6	46.9	47.2	47.5	

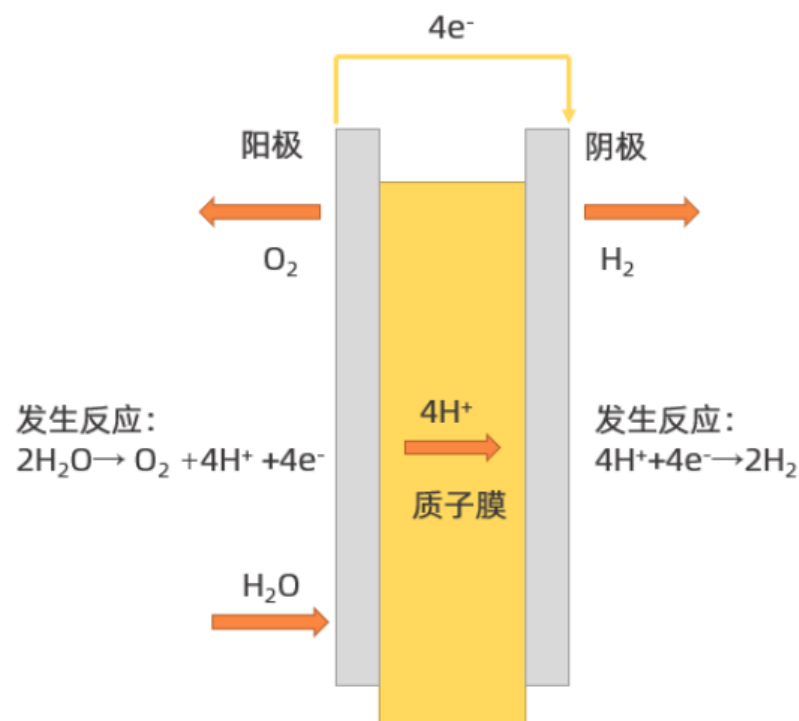
图表42：碱性电解水制氢成本敏感性测算-电价和利用小时数

电价 (元 /KWh)	年利用小时数 (h)							
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	
0.1	13.6	11.1	9.9	9.2	8.7	8.3	8.0	
0.2	19.8	17.3	16.0	15.3	14.8	14.4	14.2	
0.3	25.9	23.4	22.1	21.4	20.9	20.5	20.3	
0.4	32.0	29.5	28.3	27.5	27.0	26.7	26.4	
0.5	38.1	35.6	34.4	33.6	33.1	32.8	32.5	
0.6	44.2	41.7	40.5	39.7	39.2	38.9	38.6	
0.7	50.3	47.9	46.6	45.9	45.4	45.0	44.7	

2.5 电解水制氢：电价低于0.2元/kWh时，经济性可媲美蓝/灰氢

- PEM电解制氢技术使用质子交换膜作为固体电解质替代了碱性电解槽使用的隔膜和液态电解质（30%质量浓度的KOH溶液或者26%质量浓度的NaOH溶液），并使用纯水作为电解水制氢的原料，避免了潜在的碱液污染和腐蚀问题。

图表43：PEM电解槽工作示意图



2.5 电解水制氢：电价低于0.2元/kWh时，经济性可媲美蓝/灰氢

- PEM电解水制氢的成本主要是用电成本。根据我们测算，当电价为0.4元/KWh、电解槽价格5000万元/台、年利用小时数4000h，碱性电解水制氢成本为38.9元/kg，其中用电成本24.5元/kg，占制氢成本比重63%。
- 用电成本是影响电解水制氢成本的核心因素，电解槽成本和年利用小时数次之。根据我们测算，电价每降低0.1元/KWh，将降低制氢成本6.1元/kg；电解槽价格每降低1000万元，将降低制氢成本2.7元/kg。

图表44：PEM电解水制氢成本测算

成本拆分	成本分项	单位成本 (元/kg)	成本占比 (%)	核心假设
可变成本	用电成本	24.5	62.9%	电价0.4元/KWh 日常维护费占设备成本比例3%
	维护成本	4.4	11.3%	
	其他（用水成本等）	0.0	0.1%	
固定成本	设备折旧	5.9	15.1%	制氢装置规模1000m ³ /h, 单价5000万元，年利用小时4000h
	财务费用	4.1	10.6%	
成本合计		38.9	100.0%	

图表45：PEM电解水制氢成本敏感性测算—电价和电解槽价格

		电解槽价格 (万元)						
		1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000
电价 (元 /KWh)	0.10	9.7	12.4	15.1	17.9	20.6	23.3	26.0
	0.15	12.7	15.5	18.2	20.9	23.6	26.4	29.1
	0.20	15.8	18.5	21.2	24.0	26.7	29.4	32.1
	0.30	21.9	24.6	27.4	30.1	32.8	35.5	38.3
	0.40	28.0	30.8	33.5	36.2	38.9	41.7	44.4
	0.50	34.2	36.9	39.6	42.3	45.1	47.8	50.5
	0.60	40.3	43.0	45.7	48.4	51.2	53.9	56.6

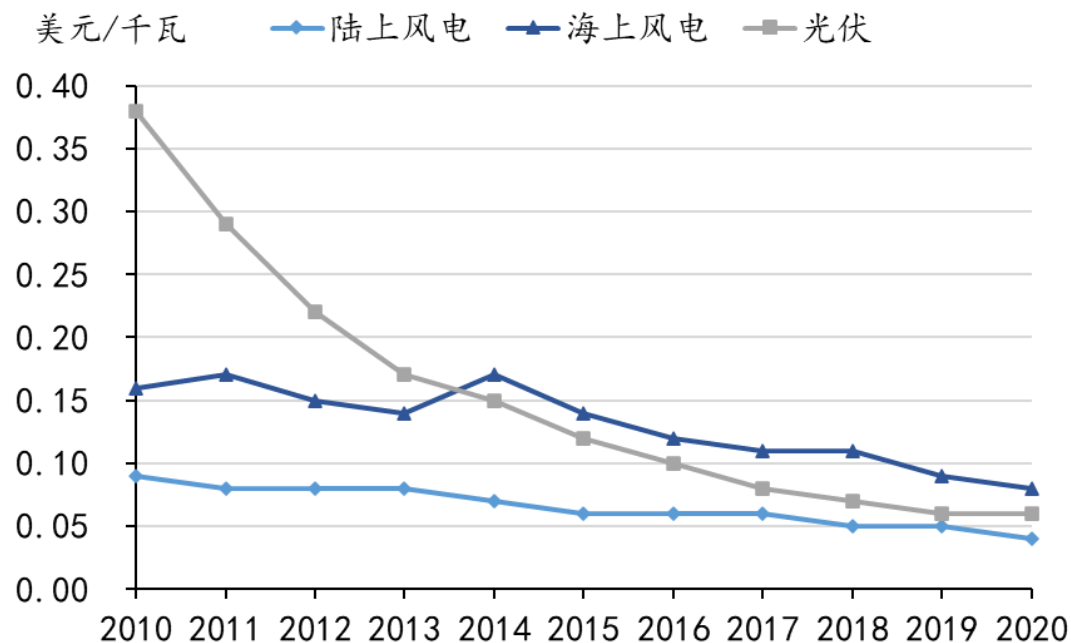
图表46：PEM电解水制氢成本敏感性测算—电价和利用小时数

		年利用小时数 (h)						
		2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
电价 (元 /KWh)	0.10	35.0	25.4	20.6	17.7	15.8	14.4	13.4
	0.15	38.1	28.4	23.6	20.8	18.8	17.5	16.4
	0.20	41.1	31.5	26.7	23.8	21.9	20.5	19.5
	0.30	47.2	37.6	32.8	29.9	28.0	26.6	25.6
	0.40	53.4	43.7	38.9	36.1	34.1	32.8	31.7
	0.50	59.5	49.9	45.1	42.2	40.2	38.9	37.8
	0.60	65.6	56.0	51.2	48.3	46.4	45.0	44.0

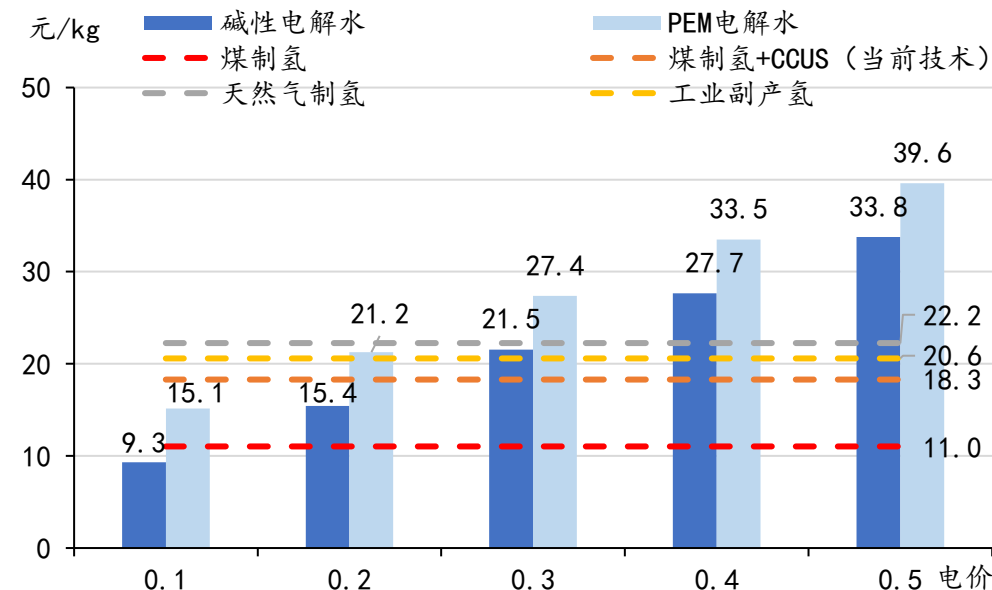
2.5 电解水制氢：电价低于0.2元/kWh时，经济性可媲美蓝/灰氢

- 可再生能源电解水制氢降本空间较大。投资成本方面，随着电解水技术进步和规模效应的体现，电解槽成本有望降低。据《中国2030年“可再生氢100”发展路线图》，到2030年碱性电解水、PEM电解水成本降幅潜力分别为20%、40%。电价方面，风电、光伏的技术进步有望拉动可再生能源度电成本继续下降。
- 根据我们测算，当电价下降至0.2元/kWh，1000Nm³/h的碱性/PEM电解槽单台价格分别为800/3000万元时，可再生能源电解水制氢成本相较灰氢和蓝氢具备一定经济性。

图表47：全球风电、光伏平准化度电成本变化情况



图表48：当电价下降至0.2元/kWh时，电解水制氢经济性明显



注：煤价800元/吨，天然气价格2.5元/方；碱性/PEM电解槽价格分别为800/3000万元/台

三、电解槽：方兴未艾，群雄逐鹿

3.1 碱性电解水路线是目前主流，PEM路线尚处于商业化初期

- 按照工作原理和电解质的不同，电解水制氢技术可分为4种：碱性电解水（ALK）、质子交换膜电解水（PEM）、高温固体氧化物电解水（SOEC）和固体聚合物阴离子交换膜电解水（AEM）。目前碱性电解水技术最为成熟，已完全实现商业化，PEM电解水技术处于商业化初期，SOEC、AEM技术还处于研发和示范阶段，在国内尚未进行商业化应用。
- 对比来看，虽然PEM电解水技术尚处于完善中，但其动态响应速度快、电流密度大、氢气纯度高，相较碱性电解水技术更加适配风电光伏等波动性电源。展望未来，随着PEM电解水技术的完善，其将逐步成为电解水制氢的主流路线。

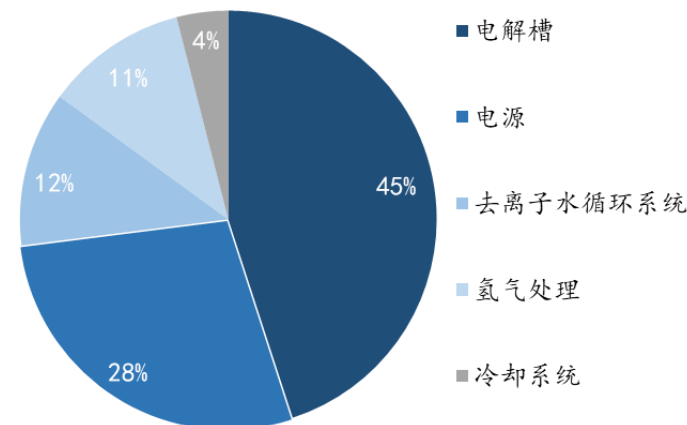
图表49：四种制氢电解水制氢技术

	ALK	PEM	SOEC	AEM
电解质	30%浓度 KOH 溶液	质子交换膜	陶瓷材料 YSZ (钇稳定的氧化锆)	苯乙烯类聚合 (DVB)
电流密度 (A/m ²)	3000-6000	10000 以上	-	-
氢气纯度	99.80%	99.99%	99.99%	-
产氢压力 (MPa)	1.6	4	4	3.5
直流能耗 (kWh/Nm ³)	4.2-5.5	4.3-6	3.0-4.0	4.5-5.5
发展进度	完全商业化	商业化初期	研发和示范阶段	研发和示范阶段
最大单槽制氢规模 (Nm ³ /h)	1500-2500	260	-	-
电源稳定性需求	需要稳定电源	可快速启停	需要稳定电源	可快速启停
维护需求	强碱性溶液腐蚀性强，维护成本高	无腐蚀性介质，维护成本低	-	-

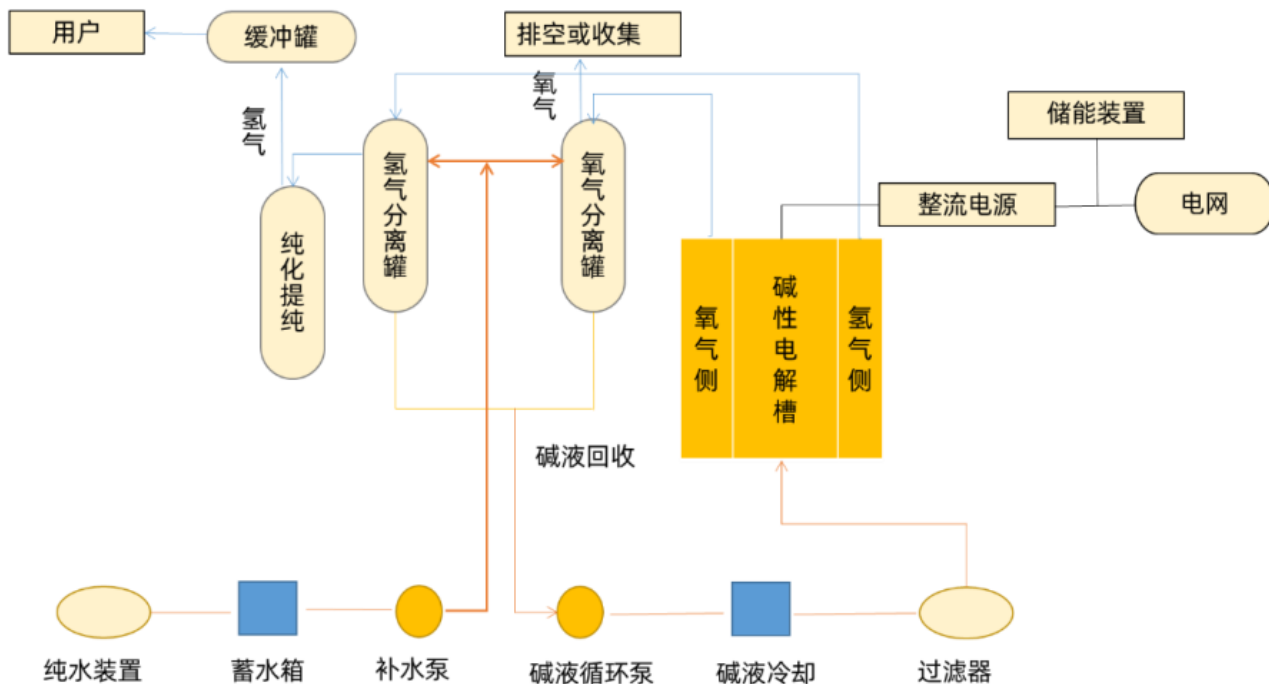
3.2 碱性电解槽：向大标方、低能耗迈进，2022年产能接近12GW

- 据《“双碳”目标下电解制氢关键技术及其应用进展》显示，碱性电解水制氢系统包括碱性电解槽主体、辅助系统，其中，电解槽占制氢系统成本比重近五成，是电解水制氢系统中的核心设备。

图表50：电解槽占1MW碱性电解水系统成本比重45%



图表51：碱性电解水工作原理



图表52：碱性电解水制氢系统辅助设备

系统	设备	作用
电源供应系统	整流器、变压器	将交流电转化为稳定的直流电源
控制系统	制氢、PLC控制柜控制柜	实时监测装置内温度、压力、流量气体纯度等
气液分离系统	气液分离罐、捕滴器、气体冷却器	将氢气和氧气分别与碱液进行分离
纯化系统	纯化设备	气体提纯
碱液系统	碱液箱、碱液过滤器、碱液循环泵	保证碱液的稳定、连续供给
补水系统	补水泵、水箱	保证水源的稳定、连续供给
冷却干燥系统	换热器、冷却器	降温或冷却从干燥器出来的再生气体
附属系统	氮气吹扫系统、附属框架、管阀件	调节阀、氢气/氧气纯度检测仪、液位计、压力表、流量计等

3.2 碱性电解槽：向大标方、低能耗迈进，2022年产能接近12GW

- 碱性电解槽技术相对成熟，但存在运行效率低等缺陷。当前低能耗、大标方已成为其主流研究方向。
 - I. **大标方：**国内碱性电解水制氢设备正在快速向大标方迈进中。据高工氢电网报道，单体槽制氢设备的成本低于采购同等产量多台套设备，在当前市场规划项目需求均在万吨/年以上的背景下，设备投资要求进一步提高，2022年碱性电解槽1000 Nm³/h的产品已趋于成熟，**2022年10月明阳智能已下线单体产氢量为1500-2500Nm³/h的碱性电解槽。**
 - II. **低能耗：**据高工氢电网报道，当前行业的普遍电耗水平在4.5-4.6 kWh/Nm³，降低电解槽的直流电耗是电解槽技术升级的重要方向，同时也是碱性电解水制氢走向规模化的前提。隆基氢能的碱性电解水制氢设备ALK Hi1系列产品电耗最低可达4.0kWh/Nm³。

图表53：部分企业碱性电解槽重要性能参数对比

企业	中船718所（派瑞氢能）	苏州竞立	天津大陆	隆基股份	奥扬新能源
产品型号	CQD系列	DQ系列	FDQ系列	LHy-A系列	AQ系列
氢气产量 (Nm ³ /h)	1000	1000	1000	1000	1200
运行温度 (°C)	95±5	95±5	95±5	95±5	95±5
氢气纯度	≥99.8%	≥99.99%	≥99.99%	≥99.99%	≥99.99%
氧气纯度	≥99.5%-99.2%	≥98.5%	≥99.5%	≥98.5%	≥98.5%
工作压力 (Mpa)	1.5-2.0	1.6	3.0	1.6	1.6
运行负荷	30%-100%	30%-100%	30%-110%	25%-115%	30%-110%
能耗 (kWh/Nm ³)	≤4.3	≤4.4	≤4.4	≤4.4	≤4.4

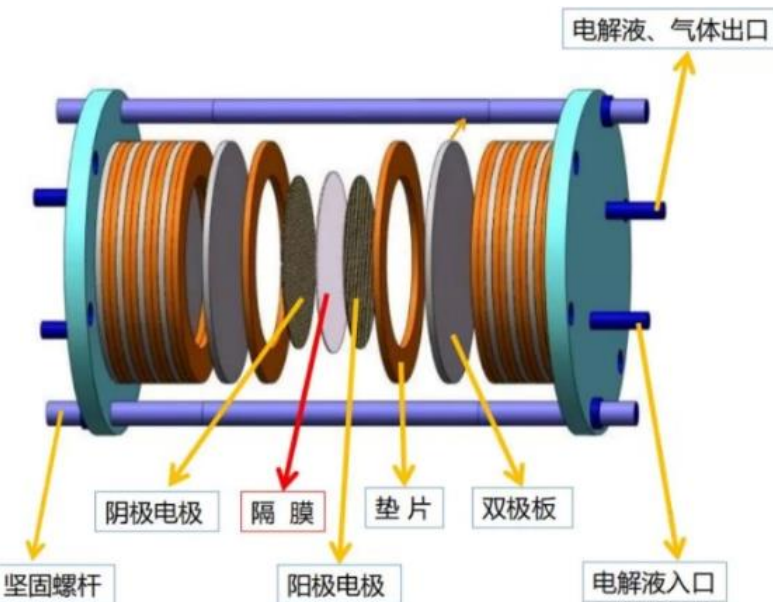
3.2 碱性电解槽：向大标方、低能耗迈进，2022年产能接近12GW

- 提升碱性电解槽产氢量：扩大电解槽的体积大小或增加运行电流密度。电极是电化学反应发生的场所，主要有镍网喷涂雷尼镍、泡沫镍等形式，占电解槽成本约30%，决定了制氢电解槽的制氢效率，而电流密度是衡量电极性能的主要指标。据高工氢电网显示，传统碱性电解槽的电流密度为3000-4000A/m²，而莒纳科技JA系列最高可达11900A/m²。
- 降低能耗：隔膜质量的好坏直接关系到氢/氧气的纯度和电耗。“复合隔膜”是碱性电解水隔膜材料升级发展方向，具备良好的稳定性及低电阻、低能耗。

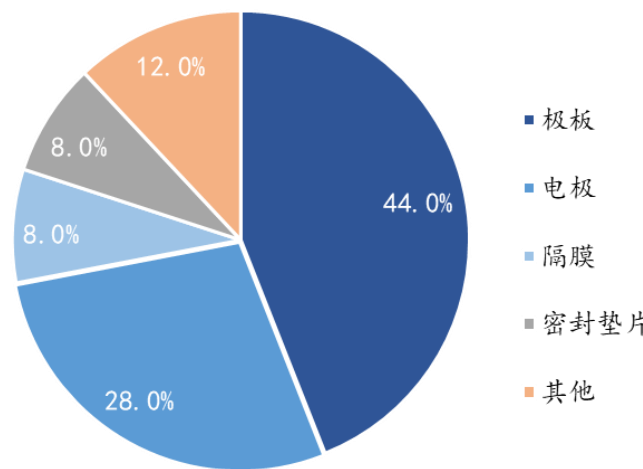
图表54：第三代隔膜是发展方向

代际	石棉 (第一代)	聚苯硫醚(PPS) (第二代)	复合隔膜(在PPS基底两面涂覆浆料) (第三代)
隔气性	隔气性差	隔气性差	隔气性好
能耗	能耗高	能耗较低	能耗最低
应用	已退出市场	亚洲国家	欧美应用，国内起步

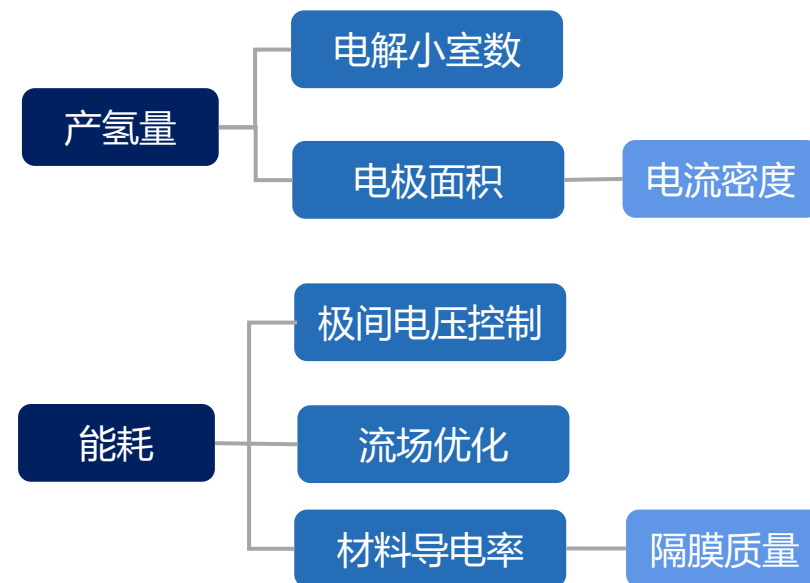
图表55：碱性电解槽构成



图表56：极板和电极是碱性电解槽的成本主体



图表57：影响碱性电解槽性能因素



3.2 碱性电解槽：向大标方、低能耗迈进，2022年产能接近12GW

- 据TrendBank统计，国内已有超百家企业布局或规划碱性电解槽的研发或生产，2022年碱性电解槽企业已披露产能接近12GW。

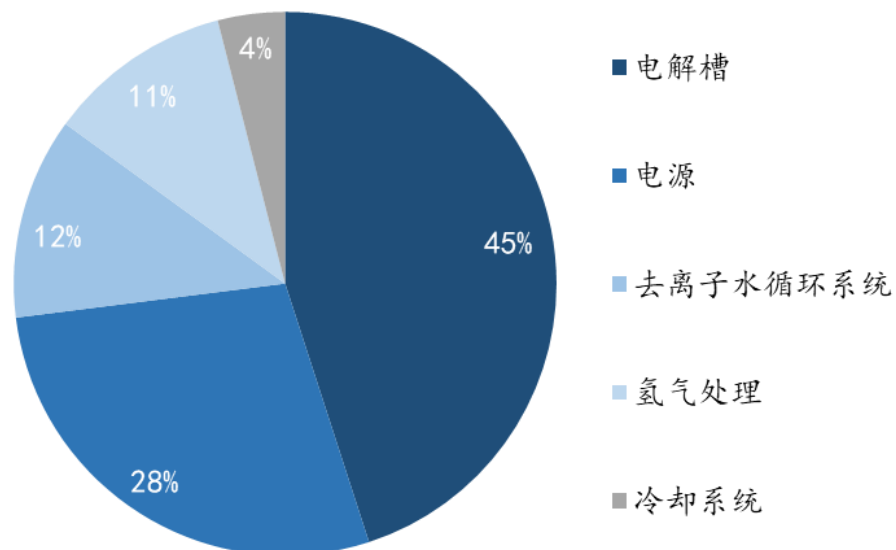
图表58：2022年碱性电解槽企业已披露产能接近12GW

省份	电解水装备企业	2022年产能
河北	中船718所（派瑞氢能）	1.5GW（碱性+PEM）
江苏	苏州竞立	1GW
天津	天津大陆	1GW
陕西	隆基氢能	1.5GW
安徽	阳光氢能	1.GW
广东	凯豪达氢能	300台套
江苏	国富氢能	0.25GW
北京	中电丰业	0.5GW
江苏	苏州希倍	1GW
北京	航天四卓氢能科技有限公司	0.5GW
广东	瑞麟科技	0.3GW
山东	奥扬新能源	1GW

3.3 PEM电解槽：技术进步+降本是目前主线

- 据《“双碳”目标下电解制氢关键技术及其应用进展》显示，PEM电解水制氢系统包括PEM电解槽主体、辅助系统，其中，电解槽占制氢系统成本比重近五成，是电解水制氢系统中的核心设备。

图表59：PEM电解槽占1MW电解水系统成本比重45%



图表60：PEM电解槽辅助系统

系统	设备	作用
电源供应系统	电流传感器、变压器	将交流电转化为稳定的直流电源
干燥纯化系统	氢气纯化设备及相关仪表阀门	对生产的氢气进行干燥和纯化
去离子水系统	央企分离器、循环泵及相关仪表阀门	为电解槽提供达标的去离子水
冷却系统	换热器、冷却泵、冷凝器等	降温或冷却从干燥出来法的气体

3.3 PEM电解槽：技术进步+降本是目前主线

- PEM制氢处于商业化初期，相较碱性电解水，制约当前PEM电解水制氢大规模商用的核心是技术成熟度不够。据高工氢电网和《中国氢能与燃料电池产业年度蓝皮书2022》报道，碱性电解槽单槽产能最大已达2500Nm³/h，1000Nm³/h产品已规模化应用，而我国PEM电解槽制氢规模最大不超过500Nm³/h。
- 反映到经济性上则是PEM电解水制氢技术目前设备成本较高，单位成本是碱性电解槽的4-5倍。据高工氢电网，碱性电解槽价格在1500-2500元/kW；而国内PEM电解槽整体的价格高达7000-12000元/kW。

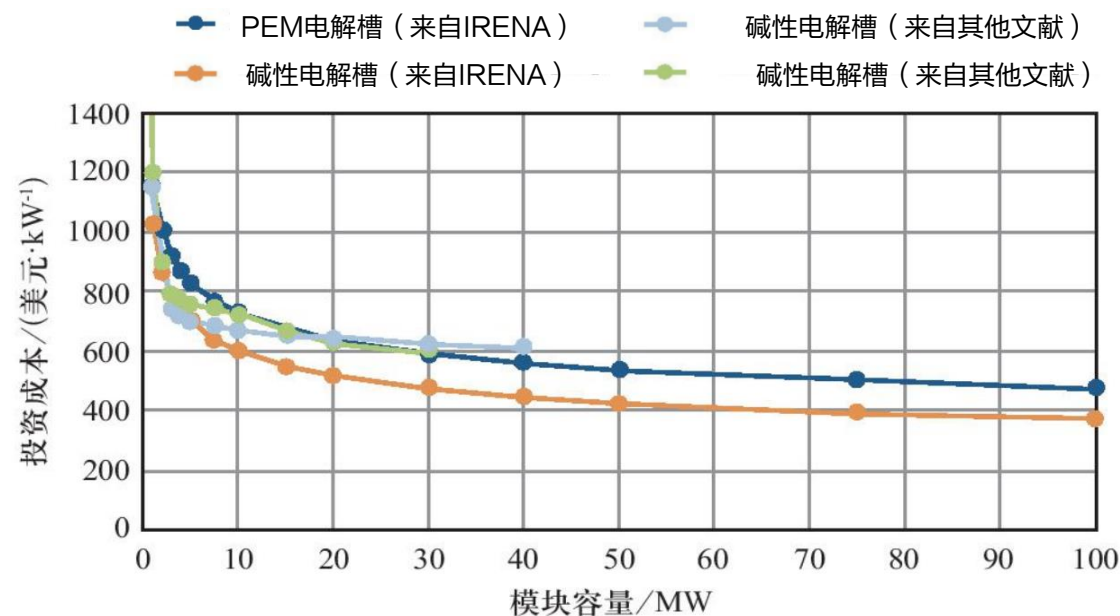
图表61：部分代表性企业PEM电解槽进展

企业名称	制氢规模 (Nm ³ /h)	氢气纯度	氢气压力 (MPa)	运行负荷
中船718所 (派瑞氢能)	0.01-300	99.999%	4	0-100%
赛克赛斯	0.5-260	99.999%	3	0-100%
阳光氢能	200	99.999%	3.5	5-110%

3.3 PEM电解槽：技术进步+降本是目前主线

- 具体来看，导致PEM电解槽高成本的因素主要包括：
 - I. 单体槽规模较小：我国PEM电解槽单槽制氢规模最大不超过500Nm³/h；
 - II. 催化剂等材料昂贵：PEM电解槽需要在强酸性和高氧化性的工作环境下运行，设备对于价格昂贵的贵金属材料如铱、铂、钛等更为依赖；
 - III. 进口依赖度高：我国质子交换膜仍主要依赖进口。

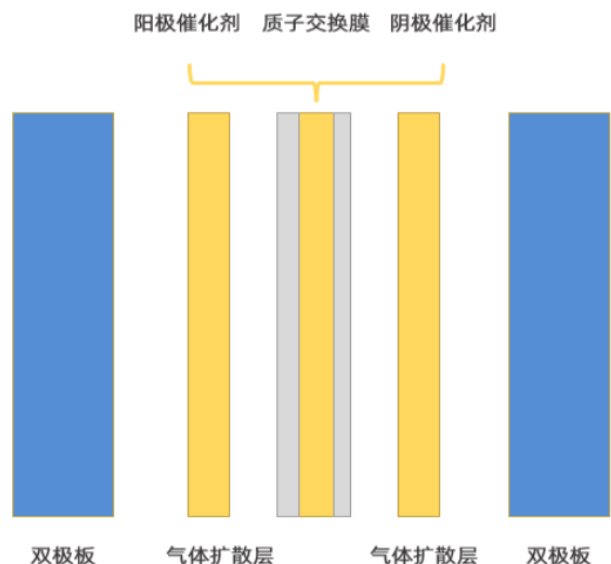
图表62：电解槽投资成本与单槽规模呈现负相关



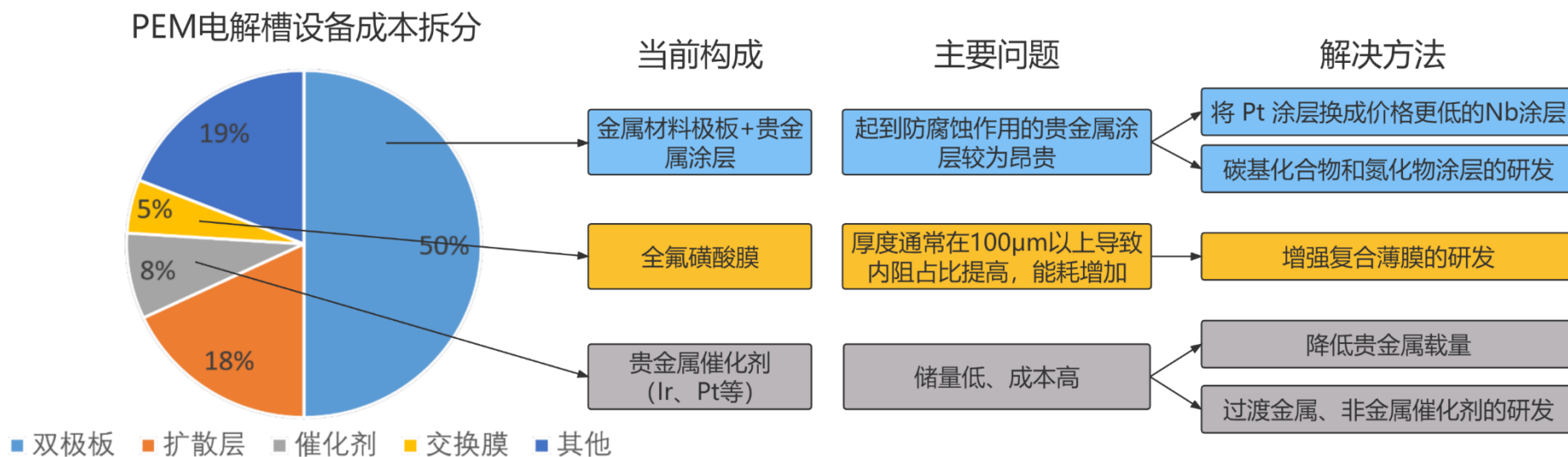
3.3 PEM电解槽：技术进步+降本是目前主线

- **质子交换膜**：加工难度大，进口为主。作为质子交换的通道、防止阴阳极产生的氢气和氧气互相接触，质子交换膜性能直接影响PEM电解槽的运行效率和寿命。据《中国氢能与燃料电池产业年度蓝皮书2022》，电解槽使用的质子交换膜厚度150-200 微米，是燃料电池的10倍以上，加工难度更大。目前使用的质子交换膜多采用全氟磺酸基聚合物作为主要材料，并主要由欧美和日本垄断。
- **催化剂**：贵金属供给受限，价格高昂。阴、阳极催化剂是电化学反应的场所，其需具备良好的抗腐蚀性、催化活性、电子传导率和孔隙率等。作为催化剂的铂、铱、钌等贵金属产量稀少、成本高昂。如2022年全球铱的产量约7 吨/年，远少于其他贵金属（2021年铂的年产量约180吨），其中 85%左右的铱产自南非，且铱的价格高昂（1000元/g 以上）。降低催化剂中贵金属的含量是目前催化剂技术开发的主要方向。

图表63：PEM电解槽内部结构



图表64：PEM电解槽降本路径



资料来源：TrenBank《中国氢能与燃料电池产业年度蓝皮书2022》，Paige Shirvanian, Frans van Berkel《Novel components in Proton Exchange Membrane (PEM) Water Electrolyzers (PEMWE): Status, challenges and future needs》，米万良等《质子交换膜（PEM）水电解制氢技术进展及应用前景》，俞红梅等《电解水制氢技术研究进展与发展建议》，孟凡等《高效电解水制氢发展现状与技术优化策略》，胡兵等《碳达峰与碳中和目标下PEM电解水制氢研究进展》，国海证券研究所

3.3 PEM电解槽：技术进步+降本是目前主线

- 据TrendBank统计，截至2022年底，我国约有20家企业在PEM电解水制氢领域布局。但目前仅有少数企业具备兆瓦级制氢设备的生产能力，如中船718所（派瑞氢能）、赛克赛斯、长春绿动氢能、阳光氢能等。

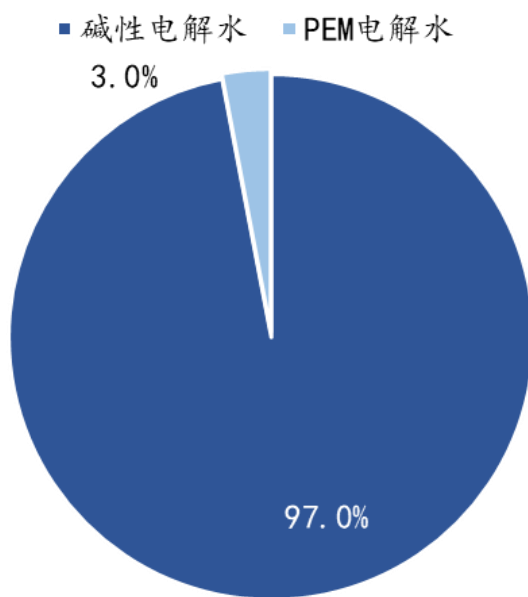
图表65：部分企业PEM电解槽产能和动态

企业名称	制氢规模 (Nm ³ /h)	氢气压力 (MPa)	运行负荷	产能统计	相关动态
中船718所 (派瑞氢能)	0.01-300	4	0-100%	年产120套PEM制氢设备	2021年向马来西亚某大型化工企业交付一套产氢量为300Nm ³ /h的PEM制氢设备
赛克赛斯	0.5-260	3	0-100%	产能达到百兆瓦级	中标全国首个6MW的PEM纯水电解制氢项目—金麒麟新能源在内蒙古打造的最大的风电制氢就地消纳项目
阳光氢能	200	3.5	5-110%		2021年3月发布SEP50PEM电解槽；2022年7月向宁夏宁东基地发货一套兆瓦级制氢设备
绿动氢能	-	-	-	规划达到1000套PEM制氢设备	兆帕级PEM制氢设备与于2022年7月完成运行测试和鉴定，交付中韩示范区“可再生能源PEM制氢加氢”一体化示范项目
康明斯氢能	-	-	-		位于广东的PEM制氢设备生产基地于2022年1月正式动工，初期规划产能500MW
治臻新能源	-	-	-		目前已拥有生产50Nm ³ /h PEM电解槽的能力，应用于苏州常熟生产基地的光储示范项目

3.4 预计2030年我国电解槽合计市场空间超3000亿元

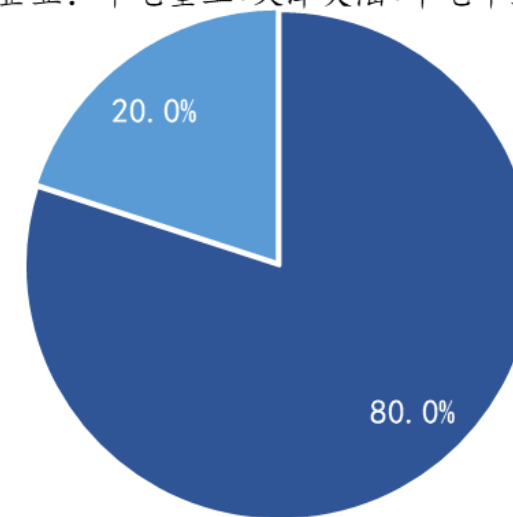
- 碱性电解槽是绿氢电解槽装机量的主体。据TrendBank统计，2022年中国电解槽总出货量约800MW，在2021年基础上实现翻番，其中，碱性电解水制氢设备的出货量约776MW，PEM电解水制氢设备的出货量约24MW。
- 据GGII预计，2025年国内电解水制氢设备市场需求量将超过2GW。据《中国2030年“可再生氢100”发展路线图》显示，国内可再生能源制绿氢的项目正在快速增加当中，将拉动上游电解水制氢设备的出货规模，**预计2030年我国可再生氢累计装机将达到100GW；若碳中和情境下氢能在整体能源体系中的比例约15%-20%，可再生氢占比超过70%，则2060年绿氢装机至少需要达到500-750GW。**

图表66：2022年碱性电解水制氢设备出货量占比97%



图表67：2022年电解槽行业CR3=80%（出货量口径）

- TOP3企业：中船派瑞氢能+考克利尔竞立+隆基氢能
- 其他企业：华电重工+天津大陆+中电丰业等



3.4 预计2030年我国电解槽合计市场空间超3000亿元

- 预计2030年我国电解槽合计市场空间超3000亿元。
 - I. 装机量：根据《中国2030年“可再生氢100”发展路线图》测算，按照2030年氢能总需求达到3700万吨、其中可再生氢供给770万吨，且可再生氢累计装机达100GW，粗略假设碱性电解槽：PEM电解槽装机=6：4
 - II. 价格：据中国电动汽车百人会《中国氢能产业发展报告2020》显示，碱性电解槽价格在2000-3000元/kW，PEM电解槽整体价格7000-12000元/kW。据《中国2030年“可再生氢100”发展路线图》测算，到2030年碱性电解水、PEM电解水成本降幅潜力分别为20%、40%。

图表68：2030年我国电解槽合计市场空间超3000亿元

	单位	2022年	2025E	2030E
我国氢气年需求量	万吨	3300	3400	3700
电解水制氢渗透率		1.4%	1.5%	20.8%
我国电解水制氢产量	万吨	46.2	51	770
电解槽年利用小时	小时	4000	4000	4000
电解槽能耗	千瓦时/标方	5	4.8	4.5
碱性电解槽占比		97%	97%	60%
PEM电解槽占比		3%	3%	40%
碱性电解槽总装机量	GW	0.776	6.6	58.2
PEM电解槽总装机量	GW	0.024	0.2	38.8
电解槽总装机量	GW	0.8	6.9	97.0
碱性电解槽单位价格	元/kW	2000	1700	1600
PEM电解槽单位价格	元/kW	9000	7200	5400
碱性电解槽市场规模	亿元	15.5	113.0	931.4
PEM电解槽市场规模	亿元	2.2	14.8	2095.6
电解槽总市场规模	亿元	17.7	127.8	3027.0

3.5 竞争格局：群雄逐鹿

图表69：截至2023年3月我国具备电解槽生产能力的部分公司

公司	技术路线	单槽最大制氢率 (Nm ³ /h)	2022年底产能 (GW)	2023年底产能 (GW)	直流电耗 (kWh/Nm ³)	实际情况说明
苏州竞立	碱性	1500	1	2.5	≤4.4	2022年下半年将交付1500Nm ³ /h电解水制氢设备
派瑞氢能	碱性	2000	1.5	1.5	≤4.3	2022年12月，派瑞氢能单台2000立方制氢设备下线
	PEM	300			≤5.4	
隆基股份	碱性	1500	1.5	2.5	3.9-4.4	2023年2月，ALK Hi1系列产品能耗低至4.0kWh/Nm ³
天津大陆	碱性	1000	-	-	≤4.4	2018年生产出1000立方米的电解槽
扬州中电	碱性	1000	-	-	≤4.3	-
中电丰业	碱性	2000	0.5	0.5	≤4.8	现已基本实现年产能500MW的目标
	PEM	400			-	
	AEM	50			-	
凯豪达氢能	碱性	1000	0.3	0.5	-	-
华易氢元科技	碱性	1350	-	-	-	-
赛克塞斯	PEM	200	-	-	≤5	-
苏氢制氢	碱性	1000	-	-	≤4.4	-
国富氢能	碱性	1000	0.5	1	-	2022年4月，首套1000Nm ³ /h碱性电解槽顺利下线
阳光电源	碱性	1000	1.1	1.1	-	2021年3月发布国内首款绿氢SEP50 PEM电解槽
	PEM	200			-	
双良节能	碱性	1000	-	-	-	2022年9月，首套1000Nm ³ /h绿电智能制氢系统下线
明阳智能	碱性	2500	-	-	-	2022年10月，全球最大单体碱性水电解制氢装备在广东成功下线，单体产氢量可达1500-2500Nm ³ /h
中集集电	碱性	1200	-	-	4.2-4.5	2023年1月，首套1200Nm ³ /h碱性电解槽下线
华电重工	碱性	1200	-	-	-	2022年7月，1200Nm ³ /h碱性电解水制氢装置下线
	PEM	-	-	-	-	MW级PEM电解水制氢装置入选青海省2022年度能源领域首台（套）重大技术装备申报项目
昇辉科技	碱性	1000	-	0.5	≤4.6	2023年1月，1000标方碱性电解水制氢成套设备下线
奥扬科技	碱性	2000	1	1	≤4.4	2022年8月，下线1200Nm ³ /h碱式电解水制氢装备
亿利洁能	碱性	1000	-	-	4.3-4.6	2022年9月，500台套碱性电解槽生产线正式投产，内蒙古首台1000标方电解槽正式下线
华光环能	碱性	1500	-	-	-	2023年3月，成功研发并下线产氢量1500Nm ³ /h的碱性电解槽

四、投资建议及重点关注个股

投资建议及重点关注个股

- 脱碳和氢储催生绿氢需求，绿氢经济性拐点渐行渐近。维持行业“推荐”评级。个股方面，建议关注电解槽制造商华电重工、亿利洁能、华光环能、昇辉科技，氢能阀门标的江苏神通。

图表70：重点关注公司及盈利预测

重点公司代码	股票名称	2023/4/3	EPS			PE			投资评级
		股价	2021	2022E	2023E	2021	2022E	2023E	
601226.SH	华电重工	8.09	0.26	0.26	0.37	30.8	31.2	22.0	未评级
600277.SH	亿利洁能	4.24	0.23	-	-	18.4	-	-	未评级
600475.SH	华光环能	11.43	1.06	0.82	1.09	10.8	13.9	10.5	未评级
300423.SZ	昇辉科技	11.53	0.42	-	-	27.2	-	-	未评级
002438.SZ	江苏神通	12.52	0.52	0.51	0.76	24.0	24.5	16.4	未评级

资料来源：Wind资讯，国海证券研究所（注：未评级企业盈利预测来源于WIND一致预期）

五、风险提示

- 政策变动风险
- 技术进步不及预期
- 装机不及预期
- 行业竞争加剧
- 测算存在主观性，仅供参考
- 重点关注公司业绩不及预期

研究小组介绍

公用事业&中小盘小组介绍

杨阳，中央财经大学会计硕士，湖南大学电气工程本科，5年证券从业经验，现任国海证券公用事业和中小盘团队首席，曾任职于天风证券、方正证券和中泰证券。获得2022年新财富分析师公用事业入围，2021年新财富分析师公用事业第4名，21世纪金牌分析师和Wind金牌分析师公用事业行业第2名，21年水晶球公用事业入围，2020年wind金牌分析师公用事业第2，2018年新财富公用事业第4、水晶球公用事业第2核心成员。

罗琨，香港浸会大学经济学硕士、湖南大学会计学本科，5年证券从业经验，曾任财信证券资管投资部投资经理、研究发展中心机械研究员、宏观策略总监。

钟琪，山东大学金融硕士，现任国海证券公用事业&中小盘研究员，曾任职于方正证券、上海证券。

许紫荆，对外经济贸易大学金融学硕士，现任国海证券公用事业&中小盘研究员。

化工小组介绍

李永磊，天津大学应用化学硕士，化工行业首席分析师。7年化工实业工作经验，7年化工行业研究经验。

董伯骏，清华大学化工系硕士、学士，化工联席首席分析师。2年上市公司资本运作经验，4年半化工行业研究经验。

汤永俊，悉尼大学金融与会计硕士，应用化学本科，化工行业研究助理，1年半化工行业研究经验。

刘学，美国宾夕法尼亚大学化工硕士，化工行业研究助理。5年化工期货研究经验。

陈雨，天津大学材料学本硕，化工行业研究助理。2年半化工央企实业工作经验。

陈云，香港科技大学工程企业管理硕士，化工行业研究助理，3年金融企业数据分析经验。

杨丽蓉，浙江大学金融硕士，浙江大学化学工程与工艺本科，化工行业研究助理。

分析师承诺

杨阳，李永磊，董伯骏，本报告中的分析师均具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立，客观的出具本报告。本报告清晰准确的反映了分析师本人的研究观点。分析师本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收取到任何形式的补偿。

国海证券投资评级标准

行业投资评级

推荐：行业基本面向好，行业指数领先沪深300指数；

中性：行业基本面稳定，行业指数跟随沪深300指数；

回避：行业基本面向淡，行业指数落后沪深300指数。

股票投资评级

买入：相对沪深300 指数涨幅20%以上；

增持：相对沪深300 指数涨幅介于10%~20%之间；

中性：相对沪深300 指数涨幅介于-10%~10%之间；

卖出：相对沪深300 指数跌幅10%以上。

免责声明和风险提示

免责声明

本报告的风险等级定级为R3，仅供符合国海证券股份有限公司（简称“本公司”）投资者适当性管理要求的客户（简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户及/或投资者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，需以本公司的完整报告为准，本公司接受客户的后续问询。

本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告中的信息均来源于公开资料及合法获得的相关内部外部报告资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证，不保证其中的信息已做最新变更，也不保证相关的建议不会发生任何变更。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。报告中的内容和意见仅供参考，在任何情况下，本报告中所表达的意见并不构成对所述证券买卖的出价和征价。本公司及其本公司员工对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。

风险提示

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向本公司或其他专业人士咨询并谨慎决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议。

任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

郑重声明

。未经本公司的明确书面特别授权或协议约定，除法律规定的情况外，任何人不得对本报告的任何内容进行发布、复制、编辑、改编、转载、播放、展示或以其他方式非法使用本报告的部分或者全部内容，否则均构成对本公司版权的侵害，本公司有权依法追究其法律责任。

国海证券 · 研究所 · 公用事业/化工研究团队

心怀家国，洞悉四海



国海研究上海

上海市黄浦区福佑路8号人保寿险大厦7F

邮编：200010

电话：021-60338252

国海研究深圳

深圳市福田区竹子林四路光大银行大厦28F

邮编：518041

电话：0755-83706353

国海研究北京

北京市海淀区西直门外大街168号腾达大厦25F

邮编：100044

电话：010-88576597