

可再生能源制氢行业

报告日期：2022年7月21日

上下游产业双向驱动 释放可再生能源制氢发展潜力

—可再生能源制氢行业深度报告

分析师：张雷 执业证书编号：S1230521120004
电话：021-80108036
邮箱：zhanglei02@stocke.com.cn

行业评级

可再生能源制氢 中性

投资要点

□ 新型电力系统构建及传统行业绿色转型双轮驱动，绿氢市场增量巨大

2060年左右，氢气年均总需求约1.3亿吨，可再生能源电解水制氢占比将超过70%，将成为有效供氢主体。以可再生能源为主体的电力系统长周期、大容量储能与调峰对可再生能源制氢产业的电力输出，叠加钢铁、化工、水泥、交通运输等行业通过与绿氢产业耦合释放大规模氢能消费需求潜力，将成为未来可再生能源制氢产业发展的两大主要驱动力。

□ 可再生能源发电装机增加助推可再生能源制氢占据氢能供应主体地位

结合我国未来可再生能源发电装机规模，2030年，风电、太阳能发电总装机容量将达到12-20亿千瓦；2060年风电、太阳能发电总装机容量将达到66亿千瓦，以5%-10%配置电解水制氢装置测算，2030年、2060年可提供约500万吨、1亿吨氢气，占碳中和氢能需求的77%，支撑我国清洁氢供给结构需求。

□ 高弹性、大功率PEM电解槽是可再生能源制氢的发展趋势

国家规划重点布局可再生能源电解水制氢及PEM电解槽技术攻关，提高转化效率及单台制氢规模是可再生能源制氢装置发展的主要趋势。离网制氢可有效提高电能利用效率、减少整流、并网等设备投资，适应可再生能源制氢大规模发展的需要，其对可再生能源功率波动的兼容性要求也将进一步推动PEM电解水制氢成为“绿电+绿氢”生产模式的主流发展趋势。

□ 2025-2035年有望实现可再生能源制氢与化石能源制氢平价，PEM成本略有优势

现阶段AWE制氢成本相比于PEM具有27%的优势。可再生能源制氢成本主要受固定成本、电价、运营时间的影响：

(1) 2025年，当电价为0.3元/kWh，在现有固定成本下可再生能源制氢成本约17~25元/kg H₂，与煤制氢+CCS存在一定差距；

(2) 2025-2035年，当电价下降到0.2元/kWh，可再生能源制氢成本开始下降至15元/kg H₂，有望实现与煤制氢+CCS平价；

(3) 2035年之后，当电价成本降至0.13元/kWh以下时，可再生能源制氢成本与煤制氢+CCS相比具有一定竞争优势；

(4) 2050年，PEM制氢系统固定成本存在至少75%的降本区间，在0.1元/kWh的电价预期下，PEM制氢成本达到6-9元/kg H₂，与化石能源制氢（不含CCS）相当或具有一定成本优势，与AWE制氢相比，略有优势。

□ 投资分析意见：随着新型电力系统快速发展，PEM电解电堆技术的迭代、系统运行时间的增加、电力成本的降低将推动可再生能源制氢产业大规模发展。看好前期布局的相关运营商及设备商，建议关注：隆基股份、阳光电源、宝丰能源、禾望电气、林洋能源、金风科技、富瑞特装、威孚高科。

□ 风险提示

(1) 可再生能源发电成本下降及装机规模不及预期；(2) 电解槽技术及产业发展不及预期；(3) 政策规划不及预期

相关报告

报告撰写人：张雷

联系人：黄华栋



正文目录

1. 可再生能源制氢是实现氢能产业低碳发展的基石	5
2. 政策端明确可再生能源制氢发展方向	9
3. 多行业深度脱碳创造氢能需求增量空间	12
4. 新型电力系统构建释放可再生能源规模制氢潜力	16
5. 可再生能源电解水制氢有望进入平价区间	21
5.1. 电解水制氢成本拆分及核心部件解析	21
5.2. 电解水制氢的经济性及成本敏感性分析	24
6. 投资建议	29
7. 风险提示	30



图表目录

图 1: 可再生能源制氢及上下游产业链	5
图 2: 全球(左)、日本(中)和中国(右)氢源结构对比(单位: %)	6
图 3: 全球煤炭资源分布(单位: %)	6
图 4: 全球天然气资源分布(单位: %)	6
图 5: 各种制氢方式碳排放量(单位: kg CO ₂ /kg H ₂)	7
图 6: 各种制氢方式成本(单位: 元/kg)	7
图 7: 碱性电解池、质子交换膜电解池、阴离子交换膜电解池、固体氧化物电解池工作原理	7
图 8: 各种电解槽制氢装置启动时间(单位: 分)	9
图 9: 全球 P2H 电解槽装机情况(单位: MW, 个)	9
图 10: 我国二氧化碳排放分布情况(单位: 亿吨, %)	13
图 11: 碳中和的实现途径(单位: 亿吨)	13
图 12: 碳中和情景下氢能需求量预测(单位: 万吨)	13
图 13: 2060 年碳中和情境下各领域氢气需求占比(单位: %)	13
图 14: 中国交通运输碳排放量及占比(单位: 百万吨, %)	14
图 15: 2019 年各国千人汽车保有量(单位: 辆)	14
图 16: “十三五”以来我国汽车电气化程度(单位: 万辆, %)	14
图 17: 分车型新能源车渗透率(单位: %)	14
图 18: 交通部门氢气需求量(单位: 万吨)	15
图 19: 2060 年碳中和交通运输各领域氢气需求占比(单位: %)	15
图 20: 工业领域氢气需求量(单位: 万吨)	15
图 21: 2060 年碳中和工业各领域氢气需求占比(单位: %)	15
图 22: 2020 年全球主要国家粗钢产量占比(单位: %)	16
图 23: 2019 年我国碳排放量前十行业(除电力)(单位: 亿吨)	16
图 24: 氢气用于合成燃料的转化方式	16
图 25: 高耗能行业热量需求需求(单位: EJ)	16
图 26: 中国氢气供给结构及预测(单位: %)	17
图 27: 2020-2060 年氢源供给结构展望(单位: 元/kg)	17
图 28: 2019-2060E 我国发电量结构(单位: %)	18
图 29: 2019-2060E 我国电源累计装机结构(单位: %)	18
图 30: 可再生能源电解水制氢系统关键组件	21
图 31: AWE 电解制氢系统成本构成(单位: %)	21
图 32: PEM 电解制氢系统成本构成(单位: %)	21
图 33: PEM 电堆结构及核心部件	23
图 34: PEM 电堆单电池结构及核心部件	23
图 35: 电解槽关键材料供应国家分布(单位: %)	23
图 36: AWE 电解水成本占比(单位: %)	25
图 37: PEM 电解水成本占比(单位: %)	25
图 38: 电力成本变化预测(单位: 元/kWh)	25
图 39: AWE 电解水制氢成本对电价的敏感性(单位: 元/kgH ₂)	25
图 40: 阳泉煤业煤炭综合售价(单位: 元/吨)	26
图 41: 煤制氢成本随煤炭价格变化趋势(单位: 元/吨, 元/kgH ₂)	26



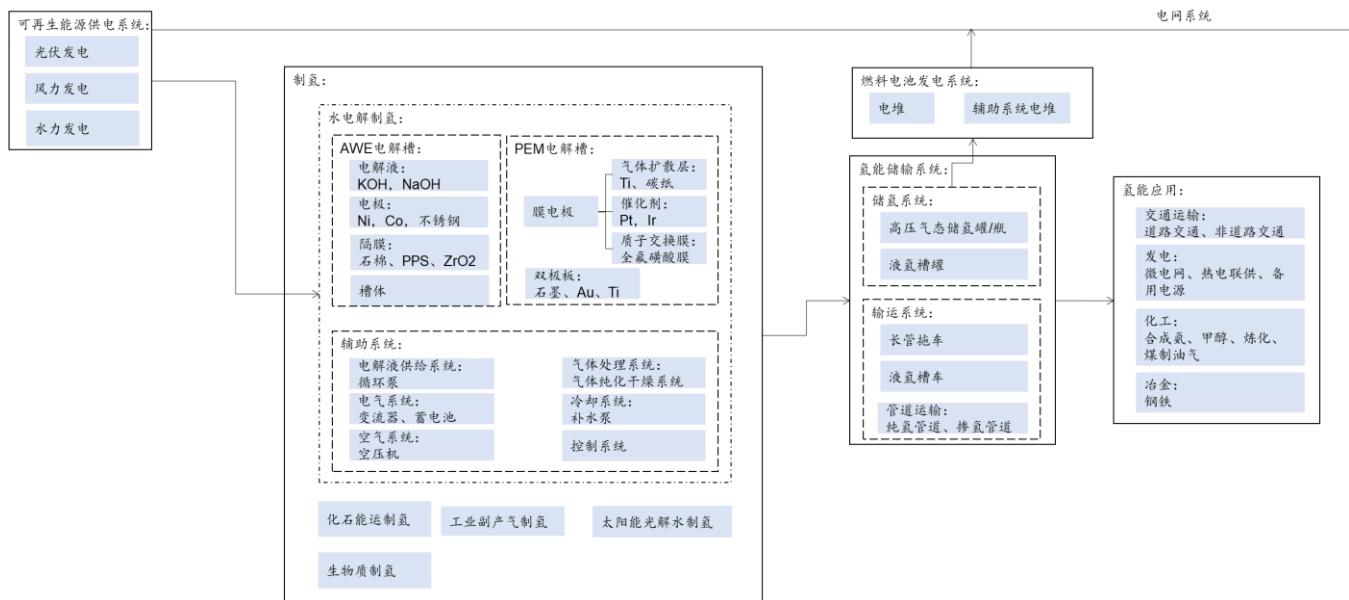
图 42: 各地工业天然气市场价 (单位: 元/Nm ³)	26
图 43: 天然气制氢成本随天然气价格变化趋势 (单位: 元/Nm ³ , 元/kgH ₂)	26
图 44: PEM 电解水制氢成本对电价的敏感性 (单位: 元/kg H ₂)	28
图 45: PEM 电解水制氢对固定成本的敏感性 (单位: 元/kg H ₂)	28
表 1: 四种电解水制氢方式比较	7
表 2: 2022 年以来出台的绿氢相关国家政策及规划	10
表 3: 中国工业副产氢制氢的供应潜力 (单位: 万吨、万辆)	17
表 4: 季节性储能与短期储能不同方式的典型参数对比 (单位: TWh, GWh,MWh,% ,h, 年, 元/kWh)	19
表 5: 可再生能源制氢规模及电解装置装机量测算 (单位: 亿 kW、万亿 kWh、kWh/m ³ 、万吨、%)	20
表 6: 国外运营及建设储能项目的电解槽装机情况 (单位: kW)	20
表 7: 国内运营及建设储能项目的电解槽装机情况 (单位: kW)	21
表 8: 电解槽装机情况现阶段及 2050 年 AWE 电解水制氢系统成本拆分 (单位: 元/kW)	22
表 10: PEM 电解槽贵金属使用情况	23
表 9: 现阶段及 2050 年 PEM 电解水制氢系统成本拆分 (单位: 元/kw)	24
表 11: AWE、PEM 电解水制氢成本计算假设	24
表 12: 现阶段不同电价、运营时间下 AWE 制氢成本测算 (单位: 元/kWh, h, 元/kgH ₂)	27
表 13: 0.1 元/kWh 电价下不同固定成本、运营时间下 AWE 制氢成本测算 (单位: 元/kWh, h, 元/kgH ₂)	27
表 14: 现阶段不同电价成本、运营时间下 PEM 制氢成本测算 (单位: 元/kWh, h, 元/kgH ₂)	28
表 15: 0.1 元/kWh 电价时不同固定成本、运营时间下 PEM 制氢成本测算 (单位: 元/kWh, h, 元/kgH ₂)	29
表 16: 可再生能源制氢产业链主要上市公司	29
表 17: 行业重点公司盈利预测与估值 (单位: 亿元, 元/股, 倍)	30



1. 可再生能源制氢是实现氢能产业低碳发展的基石

制氢处于氢能产业链的上游，是推动氢能产业发展的基石。氢能制取主要有三种较为成熟的技术路线：（1）基于煤炭、天然气等化石燃料重整制氢；（2）以焦炉煤气、氯碱工业、丙烷脱氢、乙烷裂解为代表的工业副产气制氢；（3）基于新型清洁能源的可再生能源制氢，可再生能源制氢主要分为可再生能源电解水制氢、生物质制氢、太阳能光解水制氢三种，主要是采用电解水制氢。可再生能源制氢处于氢能产业链的上游，可再生能源发电的下游。可再生能源转化的多余电能通过变流器调压后进入电解水制氢装置，在电解槽中进行水电解制氢，制备的氢气经过提纯进入氢气储存系统。一部分气体通过燃料电池发电系统实现电网侧调峰；另一部分气体通过长管拖车、液氢槽车或者管网运输等方式进入用能终端或加氢站，氢气以满足交通运输、发电、化工生产及冶金等行业下游氢能消费需求，解决可再生能源利用和氢能产业发展的区域协调。

图 1：可再生能源制氢及上下游产业链

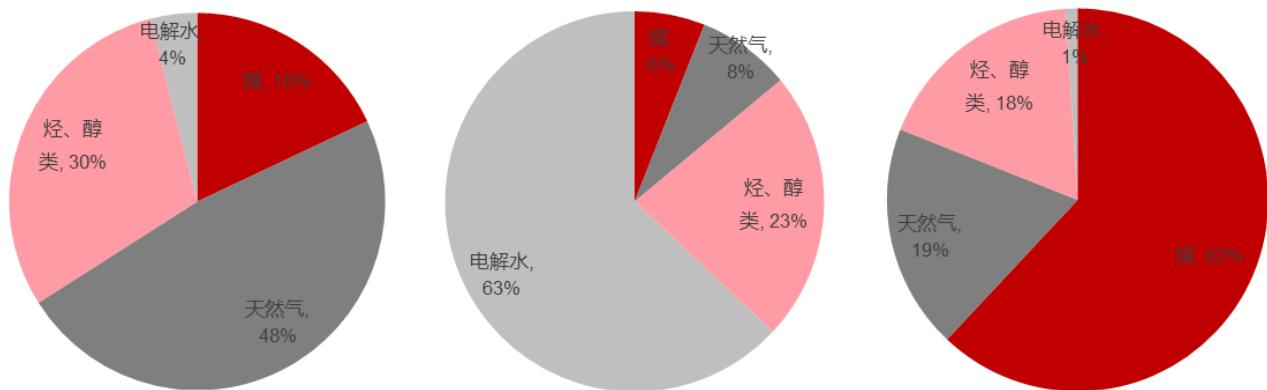


资料来源：浙商证券研究所

我国氢源结构清洁化程度低于国际水平。现阶段，我国氢源结构以煤为主，清洁度低于国际平均水平，与日本等发达国家存在较大差距。我国煤炭资源储量丰富，占全球煤炭资源的48%，决定了煤气化制氢在原料的可获得性和成本的经济性上具有很强的竞争优势，2020年煤制氢量占62%，是我国最主要的氢气来源。受资源禀赋限制，天然气制氢是我国第二大氢气来源，占总制氢量的18%。天然气重整制氢技术较为成熟，是国外主流制氢方式，但我国天然气储量较少，仅占全球储量的6.63%，考虑我国能源“富煤，缺油，少气”的资源禀赋，仅少数地区，如四川等存在天然气资源过剩的省份，具有发展天然气制氢的优势。

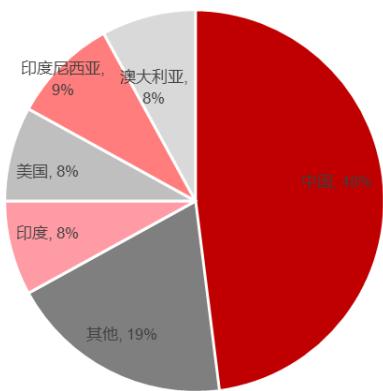


图2：全球（左）、日本（中）和中国（右）氢源结构对比（单位：%）



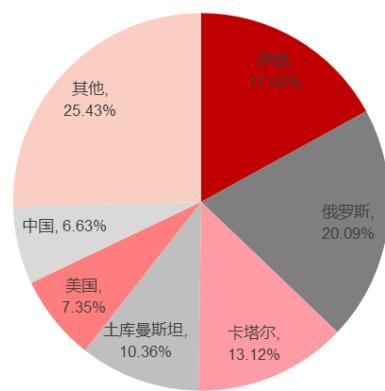
资料来源：中国氢能标准化技术委员会，浙商证券研究所

图3：全球煤炭资源分布（单位：%）



资料来源：BP，浙商证券研究所

图4：全球天然气资源分布（单位：%）



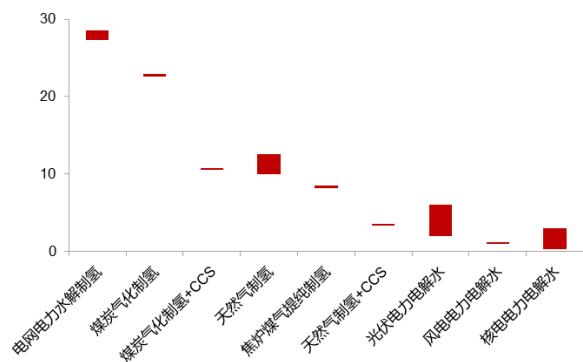
资料来源：BP，浙商证券研究所

可再生能源制氢是实现氢能低碳制取的有效途径。煤制氢会产生 SO₂，粉尘，废渣等废弃物排放，碳排放约 22.66 kg CO₂/kg H₂，化石能源低碳制氢需要配合 CCS 技术，可将煤制氢碳排放降至 10.52 kg CO₂/kg H₂。煤炭制氢成本约为 6.77-12.14 元/kg H₂，CCS 技术在有效降低煤炭制氢 GHG 排放量的同时，也使制氢成本增加约 5 元/kg H₂。按照当前中国电力的平均碳排放强度核算，使用电网电力进行电解水制氢的碳排放约为 30 kg CO₂/kg H₂，其二氧化碳排放和成本均远高于使用化石能源直接制氢。可再生电力电解水制氢的单位碳排放量可降低至灰氢（化石能源重整制氢）的 5%-70%、蓝氢（工业副产氢、化石能源重整制氢+CCS）的 10%-50%，因此电解水制氢需要配合可再生能源发电才能实现低碳发展的终极目标。

电解水制氢是可再生能源制氢的主要方式。可再生能源电解水制氢是将弃风、弃光等可再生能源所发电力接入电解槽电解水，通过电能供给能量，使得电解槽内水分子在电极上发生电化学反应，分解成氢气和氧气，进行储存或运输。根据电解质的不同，电解水制氢技术可分为四类，分别是碱性 (AWE) 电解水制氢、质子交换膜 (PEM) 电解水制氢、固体聚合物阴离子交换膜 (AEM) 电解水制氢、固体氧化物 (SOEC) 电解水制氢。

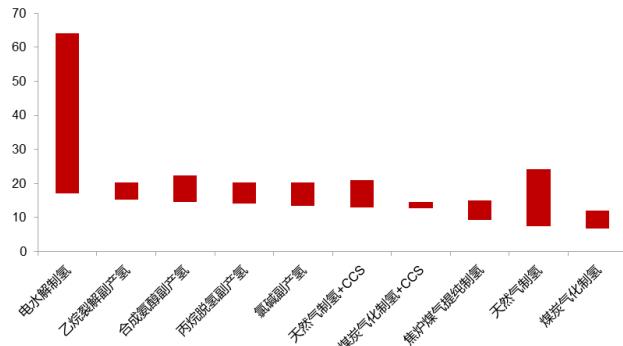


图 5：各种制氢方式碳排放量（单位：kg CO₂/kg H₂）



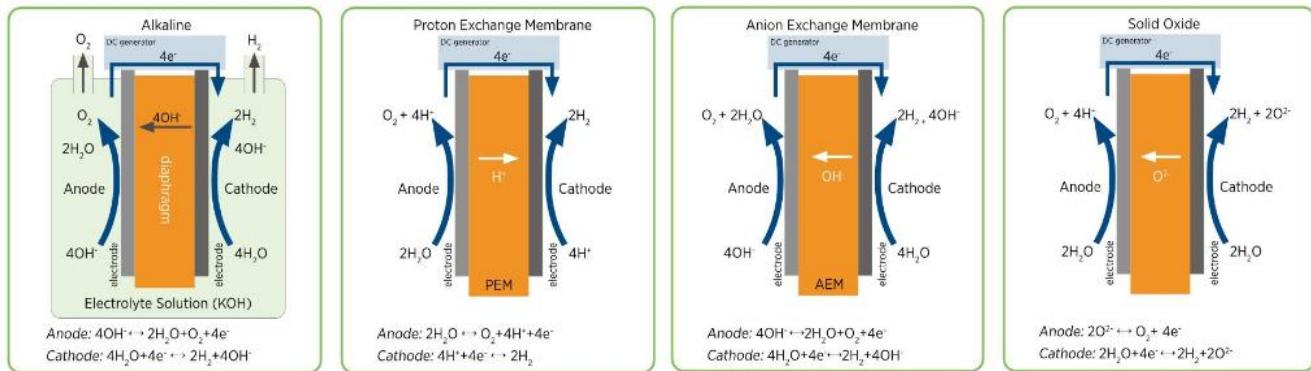
资料来源：中国煤炭制氢成本及碳足迹研究，浙商证券研究所

图 6：各种制氢方式成本（单位：元/kg）



资料来源：中国氢能源及燃料电池产业白皮书，中国氢能产业发展报告，浙商证券研究所

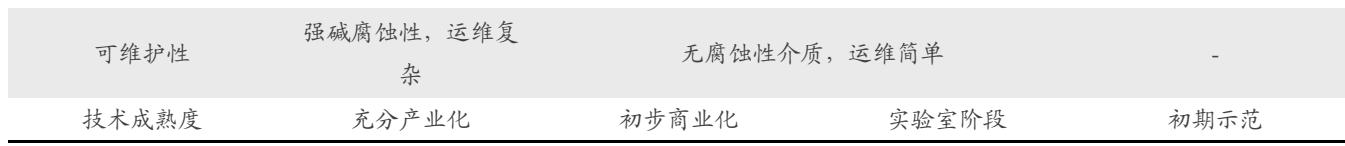
图 7：碱性电解池、质子交换膜电解池、阴离子交换膜电解池、固体氧化物电解池工作原理



资料来源：IRENA，浙商证券研究所

表 1：四种电解水制氢方式比较

比较项目	AWE	PEM	AEM	SOEC
电解质	20%-30% KOH 或 NaOH	PEM(常用 Nafion)	阴离子交换膜	Y_2O_3/ZrO_2
电流密度 (A/cm ²)	< 0.8	1-4	1-2	0.2-0.4
电耗 (kWh/m ³)	4.5-5.5	3.8-5.0	-	≈ 3.6
电解效率/%	64-78	70-90	-	85-100
工作温度/°C	60-80	50-80	60	600-1000
工作压力/bar	1-30	30-80	-	1
产氢纯度/%	≥ 99.8	≥ 99.99	≥ 99.99	-
工作负载/%	40-120	20-150	-	-
相对设备体积	1	~1/3	-	-
后端压力		~3.5MPa	-	-
操作特征	需控制压差，产氢需脱碱	快速启停，仅水蒸汽	启停不便，仅水蒸汽	



资料来源：IEA，大连化物所，浙商证券研究所

AWE 电解水技术最为成熟，但与可再生能源适配性较差。 AWE 电解水制氢具有技术安全可靠、制造成本低、操作简单、运行寿命长等优点。AWE 电解槽中的隔膜为石棉或以聚苯硫醚（PPS）织物为基底的新型复合隔膜等材料，电极一般采用镍基材料，避免使用贵金属导致成本增加。AWE 电解水制氢主要存在三点问题：(1) 液体电解质和隔膜上的高欧姆损耗造成了 AWE 电解槽的电解效率较低，一般为 60%~75%，导致碱性电解水制氢的能耗较高；(2) 由于传质的滞后性，以及经分离后的氢气需配合脱附剂以除去其中的水分和碱雾，不仅影响气体纯度，而且碱性电解槽无法快速启动及变载，与可再生能源发电的适配性较差；(3) 在低负荷下阳极侧氧气产率较低，氢气分压上升可能导致氢氧混合危险，因此碱性电解槽工作负荷范围较小，对可再生能源波动的调节范围较窄。为克服 AWE 电解制氢动态特性差、碱液腐蚀、串气安全等问题，阴离子交换膜电解技术采用具有良好气密性、低电阻性、成本较低的阴离子交换膜替代 AWE 中的隔膜，碱液中的 OH⁻通过阴离子交换膜形成电解槽的电流回路，目前处于实验室研发阶段。

我国 AWE 电解槽技术成熟，已在工业上实现量产。 我国可生产出多种不同型号和不同规格的电解水制氢设备，单台最大产气量为 1500m³/h，技术指标已达到国际先进水平，代表性单位包括中船重工第七一八研究所、苏州竞争力制氢设备有限公司等。截至 2020 年，我国 AWE 装置的安装总量为 2000 套左右，多数用于电厂冷却用氢的制备。

质子交换膜电解水制氢技术与可再生能源发电匹配优势明显，是唯一能满足欧盟技术指标的可再生能源电解水制氢方式。 质子交换膜电解水技术与碱性电解水制氢技术原理不同，区别在于 PEM 技术采用高分子聚合物阳离子交换膜代替了 AWE 技术中的隔膜和液态电解质，起到隔离气体和离子传导的双重作用。PEM 技术的核心部件仍是电解槽，由 PEM 膜电极、双极板等部件组成。相比于 AWE 电解水制氢技术，PEM 电解水制氢具有以下优点：1) 安全性和产物纯度较高；2) PEM 电解质膜厚度可小于 200μm，能量损耗低、传质效率高，提升了电解效率，电解槽的结构也更加紧凑；3) 纯水作为 PEM 电解池的电解液，对槽体几乎无腐蚀，且电解反应产物不含碱雾；4) 质子交换膜电解槽负荷范围宽，对峰电调节更加灵活。根据“十四五”国家重点研发计划重点专项规划，PEM 电解槽可适应的功率波动性将进一步扩展到 5%-15%；启动时间相较于碱性电解水制氢技术快 2 倍以上，对可再生能源波动的响应更加迅速，更适用于平抑可再生能源并网的波动性。欧盟规定了电解槽制氢响应时间小于 5s，目前只有 PEM 电解水技术可达到这一要求。

固体氧化物电解水制氢距离规模化制氢应用尚需相关材料和催化剂技术进一步攻关，短期难以大规模投入实际应用。 固体氧化物电解水是一种在高温状态下电解水蒸气制氢技术，该技术工作温度在 600~1000°C，主要结构包括阴极、阳极和电解质层。阴极通常使用 Ni/YSZ 多孔金属陶瓷，阳极为含稀土元素的钙钛矿（ABO₃）氧化物、电解质层为氧离子导体（YSZ 或 ScSZ 等）。固体氧化物电解技术氢气转化率高，实验室电解制氢效率接近 100%；操作灵活且规模可控；SOEC 具有在电池和电解池模式间可逆运行的优势。然而，从整体能量使用率来看，SOEC 技术的高温条件会造成热能的损失以及水资源的过量使用，同时增大了对电解池材料的要求，使得该技术目前只能在特定的高温场合下应用。



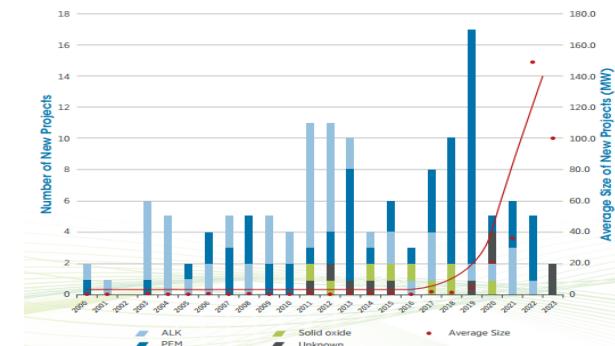
全球电解槽装机呈现大功率、PEM化的发展趋势。目前，世界范围内投入运行的电解装置不断增多，多数电解水制氢项目位于欧洲，少数位于澳大利亚、中国和美洲。根据2018年的全球Power to Hydrogen制氢项目统计，项目平均容量由2000年0.1MW增加到2019年的5MW，呈现大功率的发展趋势；随着质子交换膜技术的不断发展，PEM电解水制氢装机规模在新增装机中占比逐渐提升，成为主流的电解制氢发展技术路线。

图8：各种电解槽制氢装置启动时间（单位：分）



资料来源：IRENA，浙商证券研究所

图9：全球P2H电解槽装机情况（单位：MW, 个）



资料来源：European Commission，浙商证券研究所

2. 政策端明确可再生能源制氢发展方向

氢能首次纳入国家能源战略，定位提上新高度。2022年以来，围绕氢能能在可再生能源消纳、新型储能系统建设、交通运输及工业领域脱碳等方面的作用，国家相关部门密集出台了支持可再生能源制氢及其上下游产业链发展的政策及规划，将氢能产业纳入战略性新兴产业和重点发展方向。

国家积极布局可再生能源PEM电解水制氢技术攻关。根据国家规划，工业副产氢及可再生能源制氢在中短期是氢能制取的两条主要技术路线，中长期来看，国家对制氢路线的布局重点围绕可再生能源电解水制氢及PEM电解槽技术攻关，风电、光伏有望成为可再生能源电解水制氢的两大主要电力来源。提高转化效率及单台制氢规模是可再生能源制氢装置发展的主要趋势，高弹性、大功率PEM电解槽是未来可再生能源制氢装置技术攻关及应用推广的重点方向，但现阶段仍处于样机研制阶段。

PEM电解水制氢有望成为“绿电+绿氢”生产模式的主流发展趋势。为匹配可再生能源制氢应用规模扩大对大规模储能的需要，国家对可再生能源离网制氢技术进行了研发规划。目前，我国离网条件下风电耦合制氢技术尚处于起步阶段，相对于并网制氢，离网制氢可有效提高电能利用效率、减少整流、并网等设备投资、避免入网审批、缩短建设周期的优点，但由于缺少大电网的稳定支撑，对于电解槽兼容可再生能源功率快速波动提出了更高的要求，这也进一步推动PEM电解水制氢成为“绿电+绿氢”生产模式的主流发展趋势。

同步打通制氢储输加用全产业链发展堵点，支持氢能供给及时向下游传递。国家规划通过大规模管网铺设及掺氢天然气等方式进行绿氢的长距离运输，解决氢能产业长期发展存在的绿氢生产与需求错配问题，为提高绿氢在各应用领域渗透程度提前布局。合成氨、炼油、烧碱、焦化等化工行业，钢铁、水泥等高耗能行业以及交通运输行业作为氢



能产业的重要消费端，通过与绿氢产业耦合释放氢能大规模需求潜力，叠加以可再生能源为主体的电力系统长周期、大容量储能与调峰对可再生能源制氢产业的电力输出，将成为未来可再生能源制氢发展的两大主要驱动力。

表 2：2022 年以来出台的绿氢相关政策及规划

日期	相关部门	政策名称	主要内容
2022.1	工信部、住建部、交通运输部、农业农村部、国家能源局	智能光伏产业创新发展行动计划（2021-2025年）	1.发展智能光储系统，建设一批电源侧光伏储能项目，保障光伏发电高效消纳利用； 2.拓展智能光伏技术耦合，支持智能光伏制氢等试点示范项目建设，加快开展制氢系统与光伏耦合技术研究。
2022.1	国家能源局	2022 年能源行业标准计划立项指南	将大规模新能源消纳技术、电解质制氢及综合应用、氢电耦合技术、氢燃料电池发电站、燃料电池关键零部件作为能源行业标准计划立项重点方向。
2022.1	工信部	关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见	1.发展目标：力争到 2025 年，钢铁工业基本形成绿色低碳可持续的高质量发展格局；氢冶金等先进工艺技术取得突破进展；80%以上钢铁产能完成超低排放改造； 2.重点围绕低碳冶金加大创新资源投入，制定氢冶金行动方案，加快推进低碳冶炼技术研发应用。
2022.1	国务院	十四五节能减碳综合工作方案	1.推动绿色铁路、绿色公路、绿色港口、绿色航道、绿色机场建设，有序推进加氢等基础设施建设； 2.提高城市公交、出租、物流、环卫清扫等车辆使用新能源汽车的比例。
2022.2	国家发改委、工信部、生态环境部、国家能源局	高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南	1.炼油行业：推动渣油浆态床加氢等劣质重油原料加工技术开发； 2.合成氨行业：优化合成氨原料结构，增加绿氢原料比例； 3.烧碱行业：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；促进可再生能源与氯碱用能相结合，推动副产氢气高值利用技术改造； 4.水泥行业：加快研发绿色氢能煅烧水泥熟料关键技术； 5.建筑、卫生陶瓷行业：研究应用氢能的新型烧成技术及装备；建筑陶瓷研发氢燃料辊道窑烧成技术与装备； 6.钢铁行业：重点围绕焦炉大富氢冶炼、氢冶炼等低碳前沿技术，依托钢铁企业副产煤气富含的大量氢气，生产高附加值化工产品； 7.焦化行业：发挥焦炉煤气富氢特性，有序推进氢能开发利用。
2022.3	科技部	“十四五”国家重点研发计划（2022 年重点专项申报指南）	针对氢能绿色制取与规模转存体系的重点专项包括：兆瓦级电解水制氢质子交换膜电解堆技术、电解水制高压氢电解堆及系统关键技术、固体氧化物电解水蒸汽制氢系统与电解堆技术、质子交换膜电解水制氢测试诊断技术与设备研发、高温质子导体电解制氢技术。
2022.3	国家发改委、国家能源局	“十四五”新型储能发展实施方案	1.开展依托可再生能源制氢（氨）的氢（氨）储能试点示范，针对新能源消纳和系统调峰问题，推动大容量、中长时间尺度储能技术示范，重点试点包括示范可再生能源制氢等更长周期储能技术； 2.结合以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设开展新型储能试点示范，统筹推进张家口可再生能源示范区新型储能发展，探索风光氢储等源网荷储一体化和多能互补的储能发展模式。



2022.3	国家能源局	2022 年能源工作指导意见	加快能源绿色低碳转型：因地制宜开展可再生能源制氢示范，探索氢能技术发展路线和商业化应用路径。
2022.3	国家发改委、国家能源局	“十四五”现代能源体系规划	<ol style="list-style-type: none">1.适度超前部署一批氢能项目，着力攻克可再生能源制氢和氢能储运、应用及燃料电池等核心技术；2.实施高效可再生能源氢气制备、储运、应用和燃料电池等关键技术攻关及多元化示范应用；氢能可在可再生能源消纳、电网调峰等场景示范应用。
2022.3	国家发改委	氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）	<ol style="list-style-type: none">1.基本原则：以绿色低碳为方针，加强氢能的绿色供应；构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系；重点发展可再生能源制氢，严格控制化石能源制氢；在风光水电资源丰富地区，开展可再生能源制氢示范，逐步扩大示范规模，探索季节性储能和电网调峰；2.发展目标：2025 年：清洁能源制氢取得较大进展，初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系，可再生能源制氢量达到 10-20 万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分，实现二氧化碳减排 100-200 万吨/年；2030 年：形成清洁能源制氢及供应体系，可再生能源制氢广泛应用；2035 年：可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用；3.加快提高可再生能源制氢转化效率和单台装置制氢规模。
2022.4	国家能源局和科学技术部	十四五能源领域科技创新规划	<ol style="list-style-type: none">1.先进可再生能源发电及综合利用、适应大规模高比例可再生能源友好并网的新一代电网、新型大容量储能、氢能及燃料电池等关键技术装备全面突破；2.聚焦大规模高比例可再生能源开发利用，攻克高效氢气制备、储运、加注和燃料电池关键技术，推动氢能与可再生能源融合发展；3.突破适用于可再生能源电解水制氢的质子交换膜和低电耗、长寿命高温固体氧化物电解制氢关键技术，研发可再生能源离网制氢关键技术；开展多应用场景可再生能源-氢能的综合能源系统示范；4.针对电网削峰填谷、集中式可再生能源并网等储能应用场景，开发储热蓄冷、储氢、机械储能等能量型/容量型储能技术；5.发展目标：2023 年，完成大功率质子交换膜制氢电解槽样机研制，2023-2025 年，进行示范，2025-2030 年进行制氢推广；2025 年，建成掺氢比例 3%-20%，最大掺氢量 200Nm³/h 的掺氢天然气管道示范项目。
2022.4	工信部 国家发改委 科学技术部 生态环境部 应急管理部 国家能源局	关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见	<ol style="list-style-type: none">1.加快突破“绿氢”规模化应用等关键技；2.鼓励石化化工企业因地制宜、合理有序开发利用“绿氢”，推进炼化、煤化工与“绿电”、“绿氢”等产业耦合示范
2022.6	发展改革委、能源局、财政部、自然资源局、生态环境厅、住房和城乡建设厅、农业农村厅、气象局、林业和草原局	“十四五”可再生能源发展规划	<ol style="list-style-type: none">1.推进陆上风电和光伏发电基地建设：利用省内省外两个市场，依托既有和新增跨省跨区输电通道、火电“点对网”外送通道，推动光伏治沙、可再生能源制氢和多能互补开发，重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯等新能源基地。2.推进具有海上能源资源供给转换枢纽特征的海上能源岛建设示范，建设海洋能、储能、制氢、海水淡化等多种能源资源转换利用一体化设施。3.存储消纳，高比例利用可再生能源加快建设可再生能源存储调节设施，强化多元化智能化电网基础设施支撑，提升新型电力系统对高比例可再生能源的适应能力。加强可再生能源发电终端直接利用，扩大可再生能



源多元化非电利用规模，推动可再生能源规模化制氢利用，促进乡村可再生能源综合利用，多措并举提升可再生能源利用水平。

4. 用高比例新能源示范在有条件的地区，利用新能源直供电、风光氢储耦合、柔性负荷等技术，通过开发利用模式创新，推动新能源开发、输送与终端消费的一体化融合，打造发供用高比例新能源示范，实现新能源电力消费占比达到70%以上。

5. 规模化可再生能源制氢示范。在可再生能源发电成本低、氢能储输用产业发展条件较好的地区，推进可再生能源发电制氢产业化发展，打造规模化的绿氢生产基地。

6. 化工、煤矿、交通等重点领域绿氢替代。推广燃料电池在工矿区、港区、船舶、重点产业园区等示范应用，统筹推进绿氢终端供应设施和能力建设，提高交通领域绿氢使用比例。在可再生能源资源丰富、现代煤化工或石油化工产业基础好的地区，重点开展能源化工基地绿氢替代。积极探索氢气在冶金化工领域的替代应用，降低冶金化工领域化石能源消耗。

7. 可再生能源前沿技术和核心技术装备攻关，突破适用于可再生能源灵活制氢的电解水制氢设备关键技术，推进适用于可再生能源制氢的新型电解水设备研制；加快大容量、高密度、高安全、低成本新型储能装置研制。

8. 科技创新支撑。加大对能源研发创新平台支持力度，重点支持可再生能源、新型电力系统、规模化储能、氢能等技术领域，整合资源、组织力量对核心技术方向实施重大科技协同研究和重大工程技术协同创新。

9. 可再生能源与新能源技术创新合作。围绕构建新型电力系统，开展新能源发电技术、储能、氢能等先进技术上的务实合作。

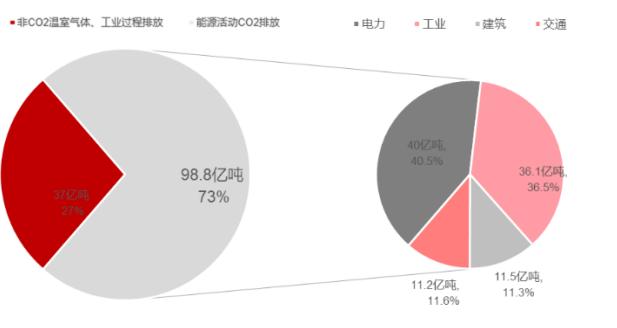
资料来源：政府官网，浙商证券研究所

3. 多行业深度脱碳创造氢能需求增量空间

碳中和背景下我国各行业减碳空间巨大。2020年，我国的温室气体排放量约125亿吨，其中二氧化碳排放量约112亿吨，能源活动二氧化碳排放量约99亿吨，其中电力领域二氧化碳排放量约40亿吨，工业领域二氧化碳排放量约36.1亿吨（其中，钢铁、水泥与化工行业的二氧化碳排放量占61%），建筑与交通领域二氧化碳排放量分别约为11.5亿吨和11.2亿吨。2030年碳达峰情境下，温室气体排放量峰值不超过130亿吨，能源活动二氧化碳排放量峰值不超过105亿吨，碳汇约9亿吨；2060年实现碳中和时，我国的温室气体排放量不超过15亿吨，碳汇约15亿吨，其中能源活动二氧化碳排放量约5亿吨。

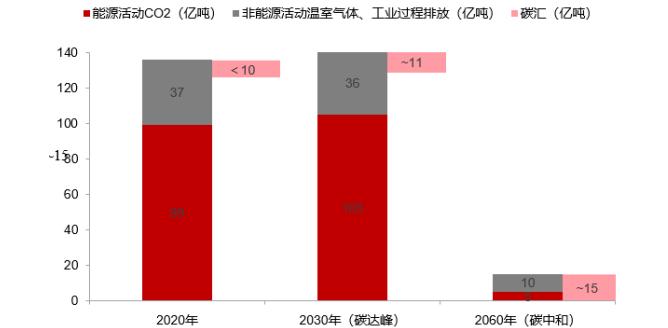


图 10：我国二氧化碳排放分布情况（单位：亿吨，%）



资料来源：中国氢能联盟，浙商证券研究所

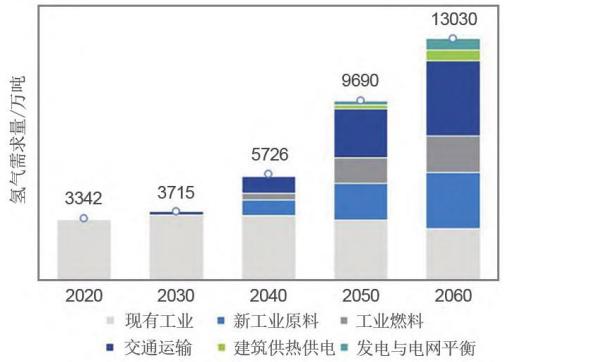
图 11：碳中和的实现途径（单位：亿吨）



资料来源：中国 21 世纪议程管理中心，浙商证券研究所

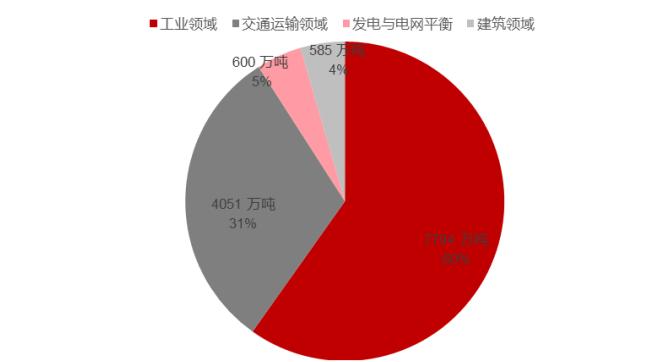
能源消费的绿色转型是我国实现双碳目标的关键。《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2020》提出“脱碳是本轮氢能产业发展的第一驱动力”。根据中国氢能联盟预计，在 2030 年碳达峰情景下，我国氢气的年需求量将达 3715 万吨，在终端能源消费中占比约为 5%，可再生氢产量约 500 万吨/年；在 2060 年碳中和情景下，我国氢气的年需求量将增至 1.3 亿吨左右，在终端能源消费中占比约为 20%，2020-2060 年氢气需求量 CAGR35%。碳中和情境下工业领域用氢占比仍然最大，约 7794 万吨，占氢能总需求量 60%；交通运输领域用氢 4051 万吨，占总需求量的 31%，是氢能消费的最大增量；在氢发电领域，氢能为高比例可再生能源发电波动性提供消纳途径，预计约 10%可再生氢通过燃料电池以电力形式回到电网，发电与电网平衡用氢 600 万吨，占氢气总需求的 5%；建筑领域以纯氢替代 20%天然气供暖需求，并通过一定比例的掺氢实现脱碳，预计 2060 年氢气消费量将达到 585 万吨，占总需求的 4%。

图 12：碳中和情景下氢能需求量预测（单位：万吨）



资料来源：中国氢能联盟，浙商证券研究所

图 13：2060 年碳中和情境下各领域氢气需求占比（单位：%）

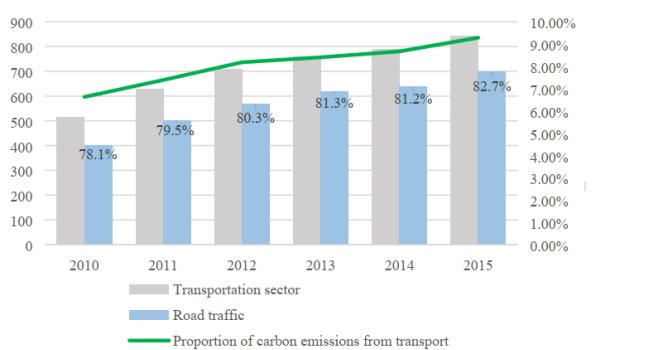


资料来源：中国氢能联盟，浙商证券研究所

交通运输领域是氢能需求的最大增量。实现碳中和需要道路交通全面电气化，航空和船运逐步替换使用零碳燃料。2015 年，中国交通运输部门产生了 8.439 亿吨二氧化碳，占全国总排放量的 9.3%，其中 6.983 亿吨来自道路交通。交通运输部门的碳排放年均增速保持在 5%以上，成为温室气体排放增长最快的领域之一，与此同时，中国千人汽车保有量仍远低于发达国家。因此，交通运输部门能源需求量预计仍会惯性增加。

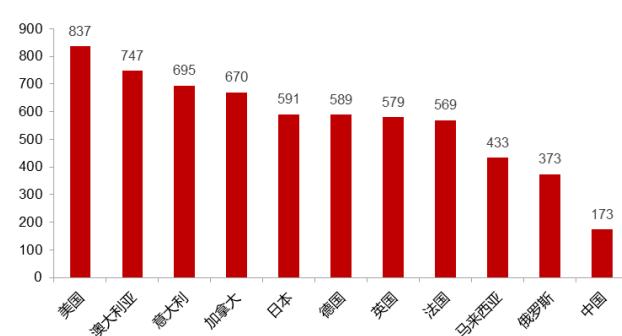


图 14：中国交通运输碳排放量及占比（单位：百万吨，%）



资料来源：国际能源署，浙商证券研究所

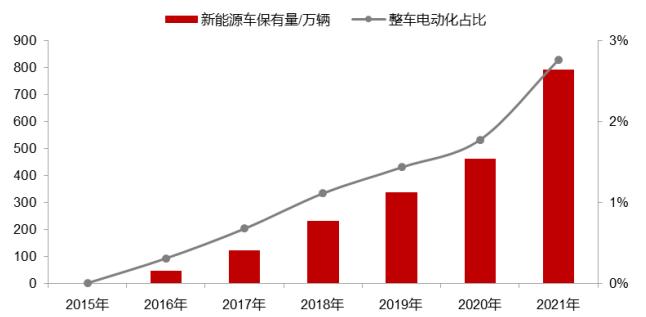
图 15：2019 年各国千人汽车保有量（单位：辆）



资料来源：麦肯锡，浙商证券研究所

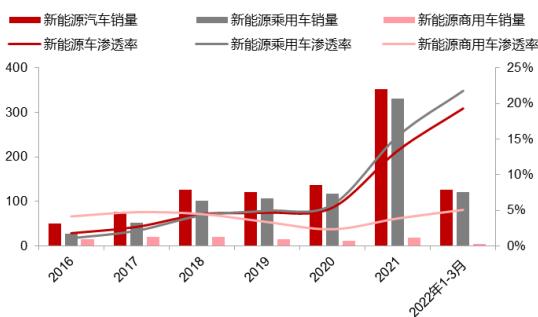
道路交通的氢能需求在交通运输领域中占比最大。目前我国汽车保有量的电气化率不足 3%，碳中和目标要求道路交通实现全面电气化。22 年 Q1 新能源车销量渗透率约 20%，新能源商用车渗透率约 5%，电气化仍处于起步阶段。中国氢能联盟预计 2025 年我国燃料电池汽车保有量约 10 万辆，2035 年约 120 万辆，2060 年增加至 1100 万辆（中重型燃料电池商用车 750 万辆，在全部中重型商用车中占比接近 65%，燃料电池乘用车约 15%）。结合燃料电池与动力电池技术，道路交通有望在 2050 年前实现净零排放。预计 2060 年道路交通氢气消费量 3570 万吨，占交通运输用氢的 88%。

图 16：“十三五”以来我国汽车电气化程度（单位：万辆，%）



资料来源：中汽协，浙商证券研究所

图 17：分车型新能源车渗透率（单位：%）

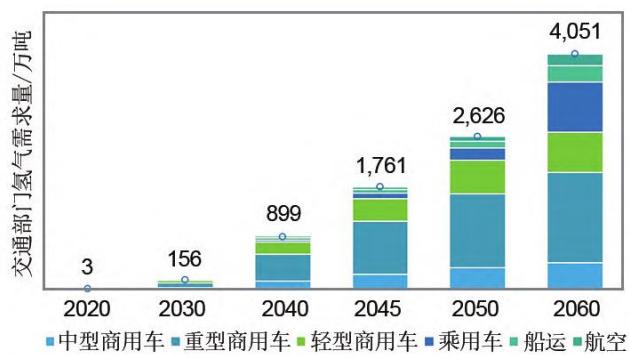


资料来源：中汽协，浙商证券研究所

氢能通过多种技术路线参与船运及航空领域脱碳。通过动力电池和氢燃料电池技术可实现内河和沿海船运电气化，通过生物燃料或零碳氢气合成氨等新型燃料实现远洋船运脱碳。预计 2030 年开始推广燃料电池船，到 2050 年约 6% 的船运能源消耗将通过氢燃料电池技术实现，氢气消费量接近 120 万吨，2060 年氢气消费量 280 万吨。航空领域将以生物燃料、合成燃料为主，以氢能等为辅共同实现脱碳。以氢为燃料的飞机可能成为中短途航空飞行的一种脱碳路径，目前，全世界已有多种机型正在开发和试验。在长距离航空领域，仍须依赖航空燃油，可通过生物质转化或零碳氢气与二氧化碳合成制得。预计 2060 年氢气消费量 200 万吨，提供 5% 左右航空领域能源需求。

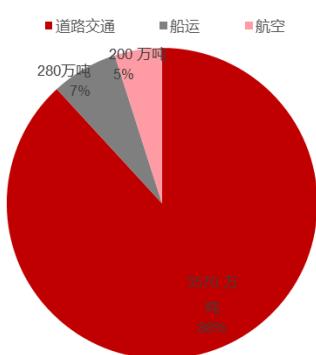


图 18：交通部门氢气需求量（单位：万吨）



资料来源：中国氢能联盟，浙商证券研究所

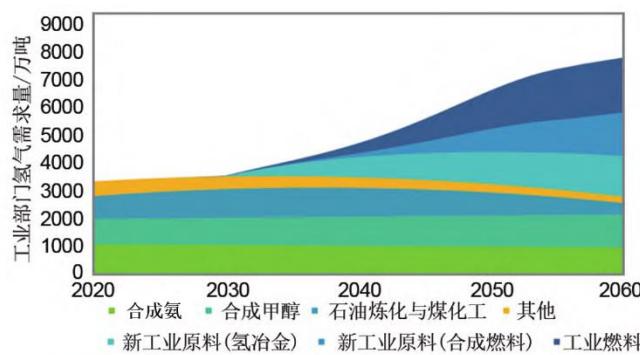
图 19：2060 年碳中和交通运输各领域氢气需求占比（单位：%）



资料来源：中国氢能联盟，浙商证券研究所

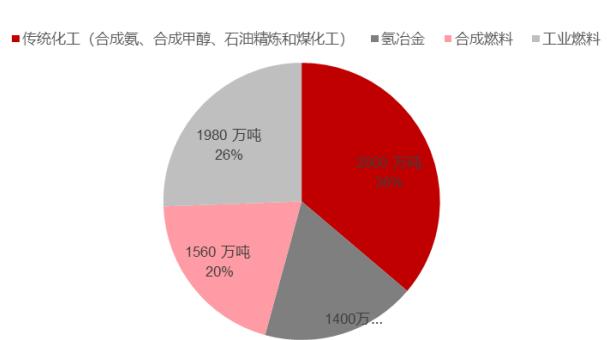
碳中和情境下工业领域用氢占比最大。工业是当前脱碳难度最大的终端部门，化石能源不仅作为工业燃料，还是重要的工业原料。在氢冶金、合成燃料、工业燃料等行业增量需求的带动下，中国氢能联盟预计 2060 年工业部门氢需求量将到 7794 万吨，占氢能总需求的 60%。

图 20：工业领域氢气需求量（单位：万吨）



资料来源：中国氢能联盟，浙商证券研究所

图 21：2060 年碳中和工业各领域氢气需求占比（单位：%）



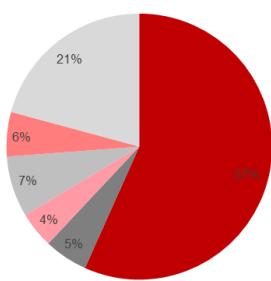
资料来源：中国氢能联盟，浙商证券研究所

传统工业中氢气需求整体呈现先微增后下降的趋势。在传统工业中，氢气是合成氨、合成甲醇、石油精炼和煤化工行业中的重要原料，小部分副产氢气作为回炉助燃的工业燃料使用。目前，工业用氢基本全部依赖化石能源制取，未来通过低碳清洁氢替代应用潜力巨大。随着石油消费量的增长和成品油品质要求的不断提升，石油炼制行业的氢气消费量有望持续增加，2030 年以后，由于油品标准达到较高水平以及交通部门能源效率和电气化率持续提升，炼厂氢气消费将大幅下降，带动现有工业氢气需求量将呈现先增后降趋势，2060 年将降低至 2800 万吨。



图 22：2020 年全球主要国家粗钢产量占比（单位：%）

■中国 ■印度 ■日本 ■欧盟28国 ■北美自贸区 ■其他



资料来源：CEADs，浙商证券研究所

图 23：2019 年我国碳排放量前十行业（除电力）（单位：亿吨）

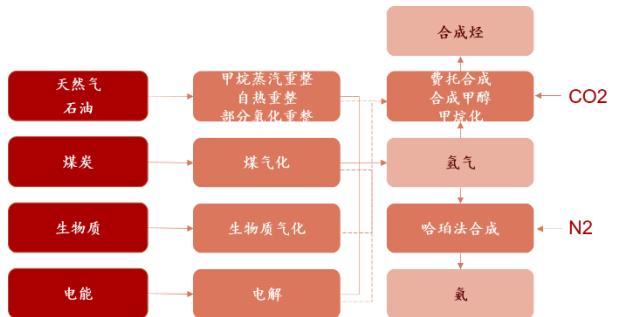


资料来源：中国氢能联盟，浙商证券研究所

新工业领域氢气消费将成为碳中和情境下工业领域氢能消费的主要增量和消费主体。氢气作为新工业原料，通过氢冶金、合成航空燃料、合成氨作为运输用燃料等方式，在钢铁、航空、船运等难以脱碳行业中发挥重要作用。2020 年我国粗钢产量首次达到 10.65 亿吨，占全球产量超过 50%，同时，我国冶金行业的碳排放量在除电力外的全行业居首，绿色转型下钢铁行业具有巨大清洁氢气需求。预计 2030 年后，氢气作为冶金还原剂的需求开始释放，到 2060 年电炉钢市场占比有望提升至 60%，超过 30% 钢铁产量采用氢冶金工艺，氢冶金领域氢气需求量超过 1400 万吨。合成燃料方面，氢气与一氧化碳经费托合成可生成氢基柴油、航空燃料等，与氮气在高温高压和催化剂存在下合成氨燃料，从而对重型货运、水运及工业领域传统石油及柴油形成替代。2060 年，合成燃料方面氢气需求量 1560 万吨，占船运与航运能源需求总量的 40%。

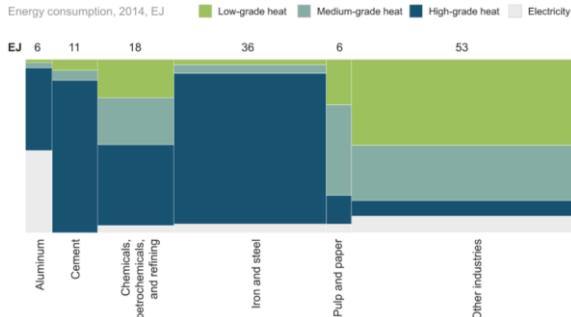
氢气作为新工业燃料提供高品质热源。氢气通过专用燃烧器提供高品质热源，从而代替部分天然气和其他化石燃料，弥补电力在该领域的不足。高能耗的水泥、钢铁、炼化行业中需要大量的高温热量，其中钢铁和水泥热耗中高品质热占比近 87.5%。预计 2060 年氢气在钢铁和水泥高品质能耗中将提供 35% 热量需求，需求量将达到 1980 万吨。

图 24：氢气用于合成燃料的转化方式



资料来源：CEADs，浙商证券研究所

图 25：高耗能行业热量需求（单位：EJ）



资料来源：IEA, Hydrogen Council，浙商证券研究所

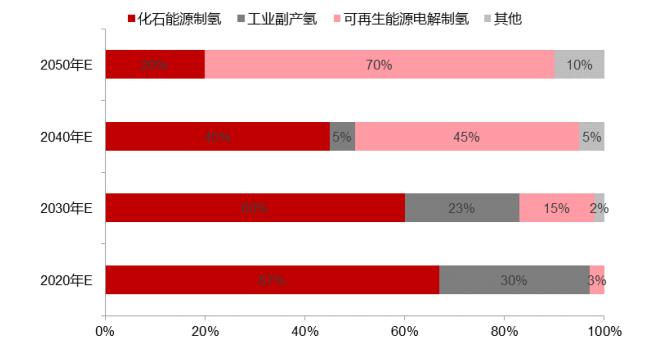
4. 新型电力系统构建释放可再生能源规模制氢潜力

大规模制氢是大规模用氢的前提，我国氢能供给结构将从化石能源为主的非低碳氢向以可再生能源为主的低碳清洁氢过度。随着深度脱碳的需求增加和可再生能源电解水



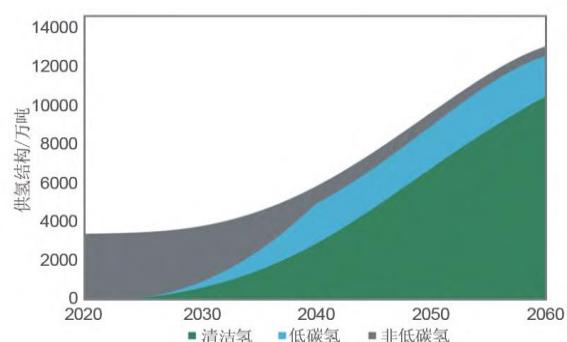
制氢经济性的提升，2040-2050年，可再生能源制氢在氢能供应中超过50%，我国的能源结构从传统化石能源为主转向以可再生能源为主的多元格局，可再生能源电解水制氢将成为有效供氢主体，煤制氢+CCS技术、生物制氢和太阳能光催化分解水制氢等技术成为有效补充，预计2060年我国可再生氢产量提升至1亿吨，约占氢气年度总需求的77%。

图 26：中国氢气供给结构及预测（单位：%）



资料来源：中国氢能联盟，浙商证券研究所

图 27：2020-2060 年氢源供给结构展望（单位：元/kg）



资料来源：中国氢能联盟，浙商证券研究所

受规模限制及供给端清洁化转型需求，工业副产氢可支持中短期终端氢气消费量。我国工业副产氢主要来源包括轻烃利用（丙烷脱氢、乙烷裂解）、氯碱行业、焦炉煤气提纯、合成氨醇弛放气提纯。从我国工业副产氢的放空量现状来看，供应潜力可达到450万吨/年，能够支持约97万辆公客车全年运营，但存在地域分布性差异（PDH及乙烷裂解主要分布于华东及沿海地区、较大规模的氯碱厂主要分布在新疆、山东、内蒙古、上海、河北等省市，焦化厂主要分布在话内积华东地区，合成氨醇企业主要分布在山东、陕西和河南等省份）。在氢能产业发展初期，由于需求增量有限，工业副产氢接近消费市场、经济性佳、提纯技术较为成熟，是氢能供应体系的重要补充。2060年，氢气总需求量将达到1.3亿吨，受工业副产氢的产业规模限制，产量提高潜力较小；同时，钢铁、化工等工业领域需要引入无碳制氢技术替代化石能源实现深度脱碳，将从氢气供给方转变为需求方。因此，随着氢能全产业链深度脱碳，工业副产氢的产量也将逐渐萎缩。

表 3：中国工业副产氢制氢的供应潜力（单位：万吨、万辆）

制氢方式	现有年产制氢潜力（万吨）	可供公交车数量（万辆）
轻烃利用	30	6.5
绿电副产氢	33	7.1
焦炉煤气副产氢	271	58.9
合成氨醇等副产氢	118	25.6
合计	450	97.6

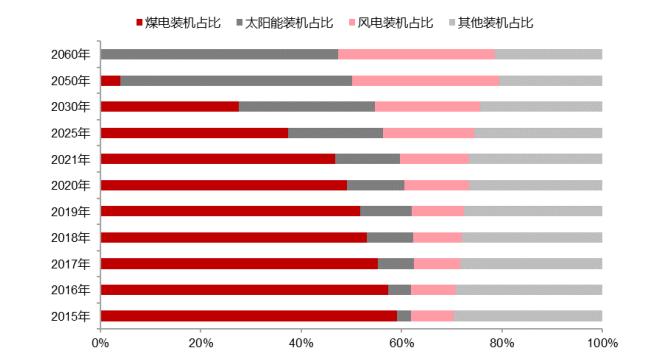
资料来源：车百智库，浙商证券研究所

电力结构清洁化趋势构筑可再生能源规模制氢的基石。“十三五”以来，煤电装机和发电量占比持续下降，太阳能及风力发电装机及发电量稳步增长。2021全国发电装机容量约23.8亿千瓦，同比+7.9%。其中，风电装机容量约3.3亿千瓦，同比+16.6%；光伏装机容量约3.1亿千瓦，同比+20.9%。2021年，全国可再生能源发电量达2.48万亿kWh，占



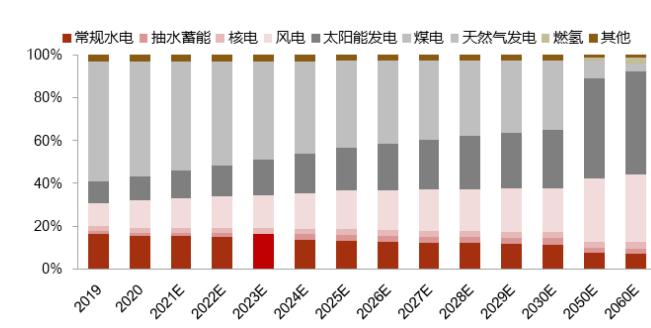
全社会用电量的 29.8%。其中，风电 6526 亿 kWh，同比增长 40.5%；光伏发电 3259 亿 kWh，同比增长 25.1%。随着“十四五”电力规划的实施，到 2025 年，我国风电、太阳能发电总装机及发电量将达 10.87 亿 kW、1.87 万亿 kWh，到 2030 年，我国风电、太阳能发电总装机容量将达 12 亿 kW 以上(全球能源互联网发展合作组织预估为 18.25 亿 kW)。到 2050 年，清洁能源成为电源装机的增量主体，90%的电量将由水电、太阳能发电、风电、核电等清洁能源共同承担。2060 年，在碳中和情境下，风电、太阳能发电总装机有望达到 63 亿千瓦，2021-2060 年风光装机量增长近十倍。

图 28：2019-2060E 我国发电量结构（单位：%）



资料来源：全球能源互联网发展合作组织，浙商证券研究所

图 29：2019-2060E 我国电源累计装机结构（单位：%）



资料来源：中电联、全球能源互联网发展合作组织，浙商证券研究所

可再生能源发电成为电力供应的主体，储能需求逐步凸显。随着风光等新能源大规模接入，平抑新能源出力波动，解决新能源消纳，提升能源利用效率等需求逐渐凸显，储能技术可以提升电力系统灵活性、经济性、安全性，在以新能源为主体的新型电力系统构建及改造过程中发挥重要作用。

氢储能是大容量、长周期储能的唯一解决方案。各种储能方式在储能时间和储能时长上优势互补，目前应用较为广泛的电化学储能、抽水蓄能等技术只能解决电力系统的短期调节问题，且受成本等因素制约，月度调节和季度调节还存在很大障碍。氢储能的容量大、周期长，覆盖的储能周期及容量跨度广，在时间周期及储能容量上具有调节的灵活性，针对电网削峰填谷、集中式可再生能源并网等应用场景需要氢储能作为大容量长周期储能技术参与可再生能源波动性调节。氢储能目前多采用碱性电解槽技术配合高压气态储氢技术以及质子交换膜燃料电池完成可再生能源储存及电-电转化，能量转化效率有待提升。通过改善碱性电堆、电极与隔膜材料，优化质子交换膜电解槽的设计和制造工艺提高可再生能源储能效率，通过提高储氢压力、开发氢气液化装备及储罐提升储氢效率，预计 2025 年可实现 40-45%的电-电转化效率以及 15-20mol/L 的储氢密度。



表 4：季节性储能与短期储能不同方式的典型参数对比（单位：TWh, GWh,MWh,% ,h, 年, 元/kWh）

属性与性能	季节性储能			短期储能
	储气	储热/冷	储电	
储能形式	天然气/氢/甲醇/氨	热水、冰雪、热冷空气	大型抽蓄/压缩空气	电化学储能、超级电容及飞轮储能
功能划分	能量型储能			功率及能量行储能
参与功能	季节性调峰，平衡系统季节不平衡电量			平滑可再生能源出力波动，参与调频和日内调峰
潜在瓶颈	协同异质能源系统 供给用户端多能复合 建设成本高 高压储氢技术、地下储气库的风险与运行管理、储运配套建设等	建设成本、储热戒指材料技术等	建设成本、地理条件限制、效率提升等	高成本、电力市场激励不足、安全风险、商业模式缺失、经济效益提升
容量等级	1TWh	10GWh	抽蓄：30GWh 压缩空气：240MWh (国内单站最大 10MW)	目前最大 100WHh 级
能量转换效率	储氢： 电-氢-电： < 30% 电-氢-电/热： > 50%	储热： 50-90%	抽蓄： 75-80% 压缩空气： 60-70%	电化学： 80-90%
能量自耗散率	≈ 0	0.05-3.0%	低	0.1-0.6%
持续放能时间	1-24h 以上	1-24h 以上	1-24h 以上	秒级~小时级
适合的储能期限	小时~月	小时~月	小时~月	秒级~小时级
寿命	5-25 年	5-15 年	20-60 年	5-25 年 1000-15000 次循环
成本	储氢： 50 元/kWh(季节性储能 投资成本) 1.8-6 元/kWh(季节性储能度电成本)	储热 (相变)： 350-400 元/kWh(投资成本)	抽蓄： 600 元/kWh(日调节投资) 0.1 元/kWh(日调节度电成本)	电化学 (锂电池)： 1500 元/kWh(日调节投资) 0.5 元/kWh(日调节度电成本)

资料来源：中关村储能联盟，车百智库，浙商证券研究所

可再生能源装机的大规模发展，叠加大容量氢储能在可再生能源季节性调峰中的作用，使可再生能源规模制氢成为可能。2020 年，全国可再生能源发电量达 22148 亿 kWh，如果按 1% 的比例进行电解水制氢，制氢效率按照 5kWh/Nm³ 测算，可制取氢气约 40 万吨/年。根据全球能源互联网发展合作组织预计，2025 年风电、太阳能发电总装机容量将达到 5.36 亿 kW、5.59 亿 kW；2030 年风电、太阳能发电总装机容量将达到 8 亿 kW、10.5 亿千瓦；2050 年风电、太阳能发电总装机容量将达 22 亿 kW、34.5 亿 kW；2060 年风电、太阳能发电总装机容量将达 25 亿 kW、38 亿 kW。按照可再生能源装机量 1-15% 配置电解水制氢装置，参与发电量 5%-30% 的季节性储能调峰比例接入电解水制氢系统，预计 2025 年、2030 年、2050 年、2060 年电解水制氢效率可达到 5 kWh/Nm³、4.5 kWh/Nm³、4kWh/Nm³、4kWh/Nm³，可再生能源制氢量将达到 40 万吨、500 万吨、6500 万吨、1 亿吨氢气，能够满足节能与新能源汽车技术路线图 2.0 及中国氢能联盟对我国氢气需求量的预计，支撑我国清洁氢供给结构需求。假设 2025 年、2030 年、2050 年、2060 年的电解



装置全功率运行时间分别为 2000h、3000h、4500h、5000h，对应电解装置装机规模将达到 0.12 亿 kW、0.84 亿 kW、6.49 亿 kW、8.99 亿 kW。

表 5：可再生能源制氢规模及电解装置装机量测算（单位：亿 kW、万亿 kWh、kWh/m³、万吨、%）

项目	2025 E	2030E	2050E	2060E
风电装机量（亿千瓦）	5.36	8	22	25
年均利用（h）	2250	2500	3000	3200
光伏装机量(亿千瓦)	5.59	10.25	34.5	38
年均利用（h）	1200	1500	2000	2200
风光发电量(万亿千瓦时)	1.87	3.54	13.5	16.36
季节性储能调峰比例（%）	1.2	7.2	19.5	24.7
制氢装置配置比例（%）	1.09	4.62	11.49	14.27
电解水装机量（亿千瓦）	0.12	0.84	6.49	8.99
电解水效率（kWh/m ³ ）	5	4.5	4	4
电解槽全功率运行时间（h）	2000	3000	4500	5000
制氢量（万吨）	40	500	6500	10000

资料来源：节能与新能源汽车技术路线图 2.0，全球能源互联网发展合作组织，浙商证券研究所

氢储能已在国内外开放示范运行，国内在建项目占比较大。截止至 2021 年底，主要发达国家在运营氢储能设施已有 9 座，电解槽装机量合计 17.33MW。其中，最大的两处均在德国，电解槽装机量为 6000kW；另有两处氢储能设施在建，电解槽装机量合计 2.8MW。我国在建和示范运行的氢储能设施共有 7 座。其中，位于张家口在建的“张家口 200MW/800MWh 氢储能发电项目”是目前全球规模最大的氢储能项目，将安装 80 套 5000kW 电解槽，项目建设期为 2 年，预计 2023 年投入运行。

表 6：国外运营及建设储能项目的电解槽装机情况（单位：kW）

国家	项目名称	电解槽装机量 (kW)	状态
德国	Audi e-gas Project	6000 kW	运营
德国	Energiepark Mainz	6000 kW	运营
丹麦	HyBalance-Air Liquide Advanced Business	1250 kW	运营
意大利	INGRID Hydrogen Demonstration Project	1250 kW	运营
德国	Grapzow 140MW Wind Park with 1MW Power to Gas System	1000 kW	运营
德国	E. ON ‘Power to Gas’ Pilot Plant Falkenhagen	1000 kW	运营
德国	EnBM Stuttgrat Hydrogen Testing Facility	400 kW	运营
德国	Thügs-Demonstrations project Strom zu Gas-ITM Power plc	320 kW	运营
法国	University of Corsica MYRTE Test Platform	160 kW	运营
加拿大	Hydrogen Power-to-Gas	2000 kW	建设
德国	Power to Gas Plant in Reitbrook	800 kW	建设

资料来源：香橙会，浙商证券研究所



表 7：国内运营及建设储能项目的电解槽装机情况（单位：kW）

项目名称	电解槽装机量	状态
江苏如皋光伏制氢、氨基储能的微电网项目	未披露	运营
浙江嘉兴红船基地“零碳”燃料电池热电联供电站	20 kW	运营
安徽六安1WM分布式氢能综合利用站	1000 kW	建设
大陈岛“绿氢”综合能源系统示范工程	100 kW	建设
浙江湖州滨湖综合能源站	未披露	建设
张家口200MW/800MWh氢储能发电项目	80*5000 kW	建设
西藏“风光电-氢-电热”示范项目	未披露	建设

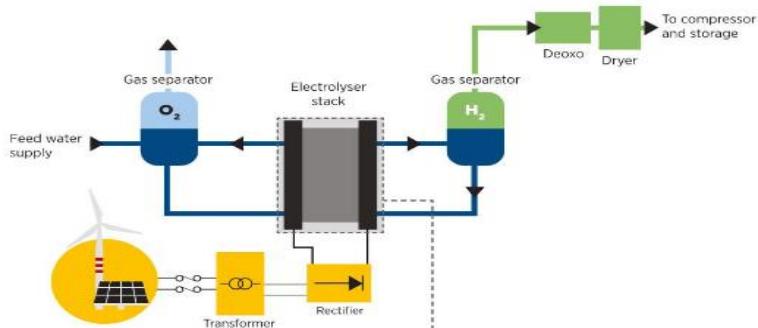
资料来源：香橙会，浙商证券研究所

5. 可再生能源电解水制氢有望进入平价区间

5.1. 电解水制氢成本拆分及核心部件解析

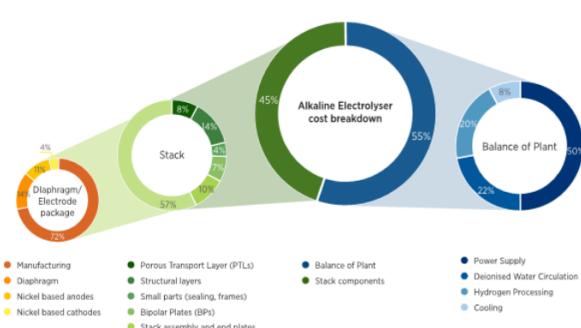
电堆是电解水制氢系统的核心，成本占比最高。电解水制氢系统由电解电堆及辅助系统组成。电堆是电解反应发生的主要场所，是电解水制氢系统的根本部分，在电解系统成本中占45%；辅助系统包括电气系统、去离子水循环系统、氢气处理及纯化系统、气体冷却系统，在电解系统成本中占55%。

图 30：可再生能源电解水制氢系统关键组件



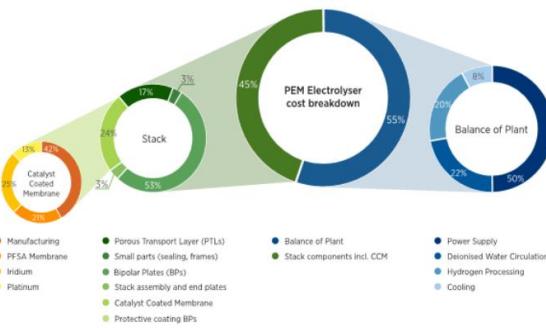
资料来源：IRENA，浙商证券研究所

图 31：AWE 电解制氢系统成本构成（单位：%）



资料来源：IRENA，浙商证券研究所

图 32：PEM 电解制氢系统成本构成（单位：%）



资料来源：IRENA，浙商证券研究所



现阶段国内 AWE 电解系统成本价格接近目标价格。对 AWE 电解系统，电堆成本主要由电极、膜片等核心部件的成本驱动，占电堆成本的 57%；碱性电解槽的双极板材料使用镀镍钢，材料便宜，设计及加工简单，占电堆成本的 7%。根据中石化“库车绿电示范项目”招标价格，2022 年我国碱性电解系统价格已降至 1500 元/kW。根据IRENA 测算，2050 年的 1MW 碱性电解槽电堆投资成本目标价格将小于 100 美元/kW；10MW 碱性电解水系统的目 标价格将小于 200 美元/kW。根据隆基氢能测算，2030、2050 年，国内 AWE 电解槽成本将降至 700-900 元/kW、530-650 元/kW。

表 8：电解槽装机情况现阶段及 2050 年 AWE 电解水制氢系统成本拆分（单位:元/kW）

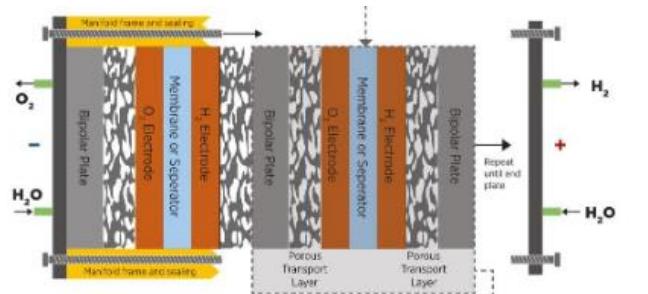
成本项	1MW	10MW	1MW@2050 年	10MW@2050 年
电解系统	1592.1	1328.3	1444.4	1300.0
制备	289.9	241.9	263.1	236.7
隔膜/电极	57.2	47.7	51.9	46.7
膜片材料	57.2	47.7	51.9	46.7
组件	44.9	37.5	40.8	36.7
Ni 极阳极	44.9	37.5	40.8	36.7
Ni 极阴极	16.3	13.6	14.8	13.3
电堆	71.6	59.8	65.0	58.5
电堆组装及端板	71.6	59.8	65.0	58.5
双极板	50.2	41.8	45.5	41.0
密封、框架	28.7	23.9	26.0	23.4
结构层	100.3	83.7	91.0	81.9
多扩孔扩散层 PTLs	57.3	47.8	52.0	46.8
电气系统	437.8	365.3	397.2	357.5
辅助系统	192.6	160.7	174.8	157.3
去离子水循环	192.6	160.7	174.8	157.3
氢气处理及纯化	175.1	146.1	158.9	143.0
气体冷却	70.1	58.4	63.6	57.2

资料来源：IRENA，浙商证券研究所测算

现阶段 PEM 电解系统投资成本较高，未来降幅空间有望超过 70%。对 PEM 电解制氢系统，电堆成本主要由双极板等核心部件的成本驱动，占电堆总成本的 53%，主要因为 PEM 双极板通常需要使用 Au 或 Pt 等贵金属涂层达到抗腐蚀的目的，如使用 Ti 等低廉涂层替代贵金属，可实现双极板成本的大幅下降；稀有金属 Ir 是膜电极中阴极催化剂的重要组成部分，Ir 在整个 PEM 电解系统中成本占比不到 10%，但存在供需不平衡的问题。根据IRENA 测算，对 1MW 碱性电解槽电堆，现阶段投资成本为 400 美元/kW，2050 年的目标价格将小于 100 美元/kW；对于 10MW 碱性电解水系统，现阶段的投资成本约为 700-1400 美元/kW，2050 年的目标价格将小于 200 美元/kW。

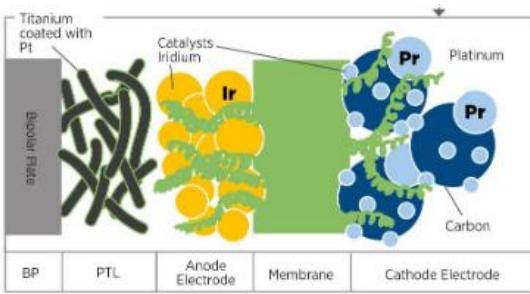


图 33：PEM 电堆结构及核心部件



资料来源：IRENA，浙商证券研究所

图 34：PEM 电堆单电池结构及核心部件



资料来源：IRENA，浙商证券研究所

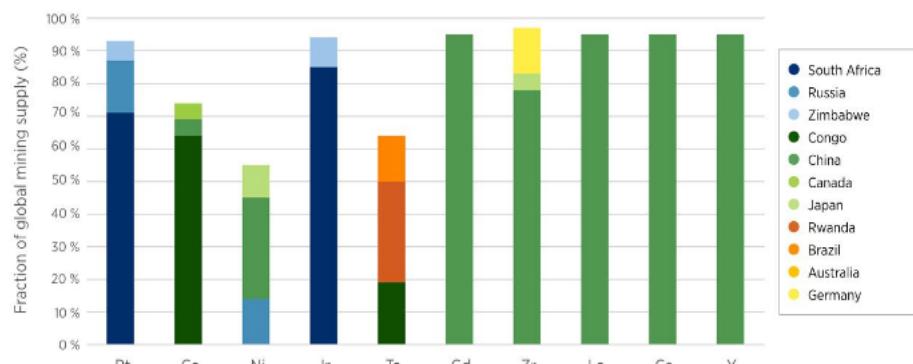
贵金属催化剂用量及资源供给是 PEM 电解槽发展应解决的首要问题。按照 IRENA 统计，现阶段 PEM 电解槽 Ir 用量约为 1.3t/GW，全球 Ir 金属产量约为 7~7.5t/年，只能支持 5.4~5.7GW/年的全球装机量。根据规划，Ir 的目标含量有望下降至现有水平的 3/10，在不增加现有 Ir 产量的假设下，仅支持全球每年装机量 17.5~18.8GW/年。因此，降低 Ir 金属载量或开发非 Pt 系 (Pt, Ir) 催化剂是 PEM 电解槽大规模发展的前提。PEM 电解槽的关键金属由少数国家主导，南非供应全球 70%以上的 Pt 以及超过全球 85%的 Ir，PEM 电解槽的发展将与上游原材料的主要供给国家紧密相关。我国的贵金属资源 Pt、Ir 极度匮乏，PEM 电解槽大规模发展所需的 Pt 系金属需要依赖进口。

表 9：PEM 电解槽贵金属使用情况

项目	现状 (IRENA)	现状 (国际先进水平)	目标 (IRENA)	目标 (DOE)
电流密度 (A/cm ²)	2	3.2A/cm ² @1.85V	5	-
电极面积(cm ²)	1200	-	5000	-
Ir 载量 (mg/cm ²)	5	1mg/cm ² 量级	0.2	-
Ir 载量 (t/GW)	1.3	-	0.4	-
Pt 载量 (mg/cm ²)	2	0.4-0.6mg/cm ² 量级	0.05	-
Pt 载量 (t/GW)	0.5	-	0.1	-
Pt 系金属 (mg/cm ²)	7	2-3 mg/cm ²	0.25	0.125

资料来源：IRENA, DOE, 浙商证券研究所

图 35：电解槽关键材料供应国家分布（单位：%）



资料来源：European Commission, 浙商证券研究所



表 10：现阶段及 2050 年 PEM 电解水制氢系统成本拆分（单位：元/kW）

成本项	1MW	10MW	1MW@2050 年	10MW@2050 年
电堆	电解系统	5777.8	4550.0	1444.4
	制备	443.0	348.9	110.8
	质子交换膜	87.4	68.8	21.8
	Ir	68.6	54.1	17.2
	Pt	25.0	19.7	6.2
	电堆组装及端板	78.0	61.4	19.5
	双极板	1378.0	1085.2	344.5
	密封、框架	78.0	61.4	19.5
	多扩孔扩散层 PTLs	442.0	348.1	110.5
	电气系统	1588.9	1251.3	397.2
辅助系统	去离子水循环	699.1	550.6	174.8
	氢气处理及纯化	635.6	500.5	158.9
	气体冷却	254.2	200.2	63.6

资料来源：IRENA，浙商证券研究所测算

5.2. 电解水制氢的经济性及成本敏感性分析

现阶段大部分地区电解水制氢尚不具备经济性，AWE 制氢成本优势明显。目前 AWE 电解槽和 PEM 电解槽已经工业化，而 AEM 电解水以及 SOEC 电解槽尚处于实验室阶段，还未商业化，主要针对前 AWE、PEM 制氢进行成本分析。制氢成本分为固定成本和可变成本，固定成本包括设备折旧、人工、运维等，可变成本包括制氢过程的电耗和水耗。在现有条件及假设下，AWE、PEM 电解水制氢成本分别为 22.88 元/kg H₂、28.01 元/kg H₂，由于较高的电耗成本及折旧成本，使电解水制氢成本远超过煤制氢（含 CCS）、天然气重制氢（含 CCS）以及工业副产氢，超过煤制氢成本 1 倍左右，在成本上暂无竞争力。

表 11：AWE、PEM 电解水制氢成本计算假设

成本项	AWE	PEM
电解槽成本（元/kW）	1592.1	5777.8
设备折旧期（年）	20 (直线折旧，无残值)	
原料水 (t/kgH ₂)	0.009	
冷却水 (t/kgH ₂)	0.009	
水价(元/t)	5	
电耗(kWh/kg)	56.18	50.56
电价 (元/kWh)	0.35 (2020 年光伏电站指导价@ I 类资源区)	
每年工作时间	2000h	
人工及运维费用 (元/年)	78	115.56

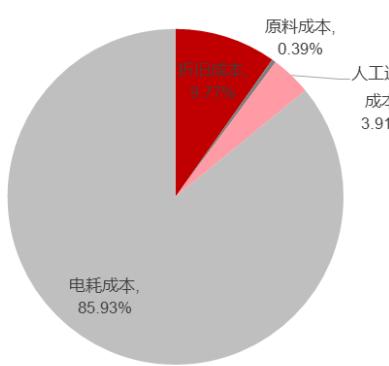
资料来源：IRENA，浙商证券研究所



电耗成本是现阶段电解水制氢降本的关键因素之一。电耗成本在电解水制氢成本中占比最高，AWE、PEM 电解水分别约为 85.93%、63.18%，其次为折旧成本，AWE、PEM 电解水分别约为 9.77%、26.07%，这两项成本占比均达到总成本的 90%。由于人工运维和原料属于刚性支出，降本路径主要依赖电解槽电解效率提高和可再生能源制氢电力成本下降带来的电耗成本降低、电解槽成本下降带来的折旧减少、单台制氢产量增加带来的固定成本均摊下降。

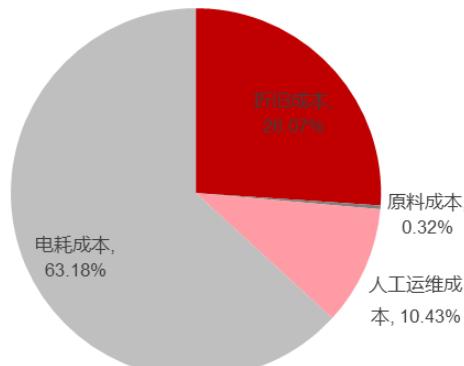
随着可再生能源发电成本的降低，在其他成本不变的前提下，AWE 电解水制氢有望具备一定的经济性。根据中国十四五电力发展规划，2025 年光伏发电成本将降至 0.3 元/kWh 左右，2035 年、2050 年将降至 0.13 元/kWh、0.1 元/kWh。对于 AWE 制氢，在电耗成本的降低主要依赖电价的下降。随着电价的降低，AWE 电解制氢成本和电力成本占比也同步降低。按照光伏电价规划，2025 年光伏制氢成本为 20.07 元/kg，电耗成本降低至 20.1%，2035 年、2050 年光伏制氢成本将达到 10.52 元/kg、8.83 元/kg，相对于天然气制氢及煤制氢相比已经具备了一定的竞争优势。现阶段，对于部分可再生能源发电成本较低的地区，AWE 制氢已存在一定的经济性。

图 36：AWE 电解水成本占比（单位：%）



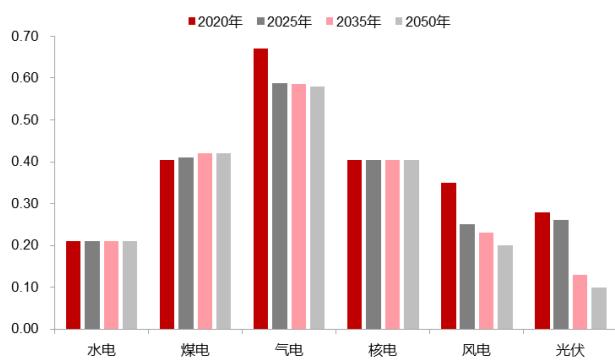
资料来源：IRENA，浙商证券研究所测算

图 37：PEM 电解水成本占比（单位：%）



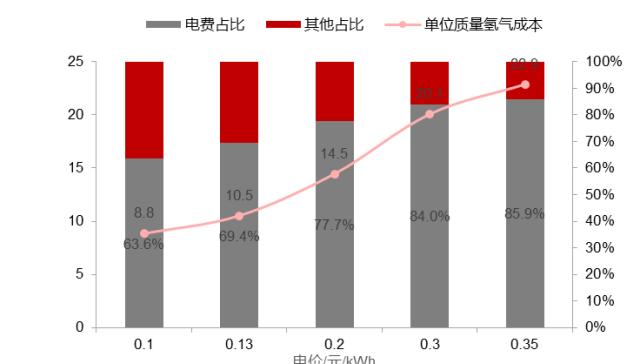
资料来源：IRENA，浙商证券研究所测算

图 38：电力成本变化预测（单位：元/kWh）



资料来源：中国十四五电力发展规划，浙商证券研究所

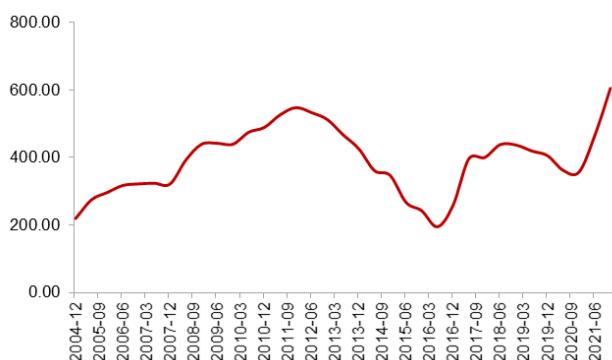
图 39：AWE 电解水制氢成本对电价的敏感性（单位：元/kgH₂）



资料来源：IRENA，浙商证券研究所测算

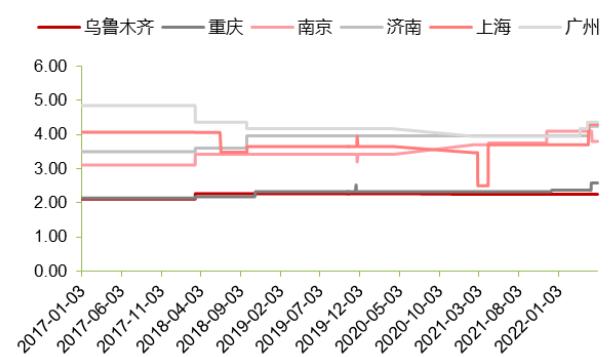


图 40：阳泉煤业煤炭综合售价（单位：元/吨）



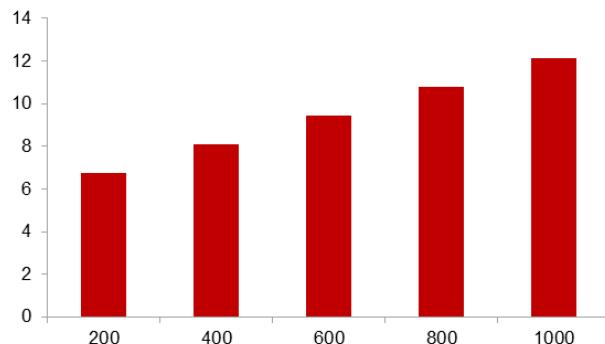
资料来源：wind，浙商证券研究所

图 42：各地工业天然气市场价（单位：元/Nm³）



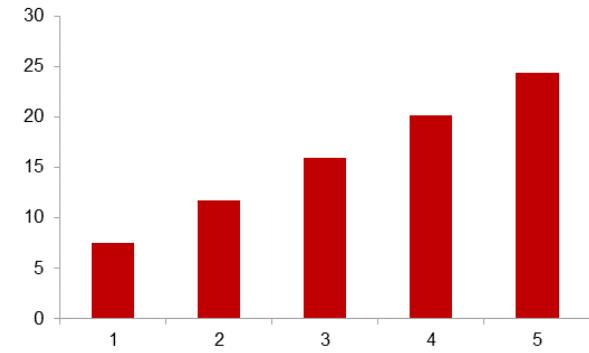
资料来源：wind，浙商证券研究所

图 41：煤制氢成本随煤炭价格变化趋势（单位：元/吨，元/kgH₂）



资料来源：未势能源，车百智库，浙商证券研究所

图 43：天然气制氢成本随天然气价格变化趋势
(单位：元/Nm³，元/kgH₂)



资料来源：未势能源，车百智库，浙商证券研究所

可再生能源储能需求增加可带来电解槽运营时间增加，在与电价降低的协同作用下，AWE 电解水制氢有望具备一定的经济性。随着氢能行业的发展，当氢气需求达到一定水平，并且可再生能源电力储能取得突破，可以通过延长电解槽工作时间以摊薄其固定成本。在不同电价条件下，随着电解槽工作时间的延长，由于单位氢气固定成本的降低，制氢成本随之下降，但成本下降空间随工作时间延长逐渐趋缓。2025 年，当电价为 0.3 元/kWh，在现有固定成本下 AWE 制氢成本约 18~20 元/kg H₂，无法实现与煤制氢+CCS 平价；当电价下降到 0.2 元/kWh，制氢成本开始下降至与煤制氢+CCS 成本相当或具有一定竞争优势；2035 年之后，当电价成本降至 0.13 元/kWh 以下时，制氢成本将与煤制氢+CCS 成本相比具有较大竞争优势。



表 12：现阶段不同电价、运营时间下 AWE 制氢成本测算（单位：元/kWh、h、元/kgH₂）

电价成本 运营时间	0.1	0.13	0.2	0.3	0.35
2000	8.84	10.52	14.46	20.07	22.88
3000	7.80	9.48	13.41	19.03	21.84
4000	7.27	8.96	12.89	18.51	21.32
5000	6.96	8.65	12.58	18.20	21.01
6000	6.75	8.44	12.37	17.99	20.80
7000	6.60	8.29	12.22	17.84	20.65
8000	6.49	8.18	12.11	17.73	20.54

资料来源：浙商证券研究所测算

在电价、运营时间、固定成本三重作用下，AWE 电解水制氢有望具备极强的经济性。

按照IRENA预计，到2050年10MW级别的AWE制氢电解系统成本将小于200美元/kW，光伏电价将降至0.1元/kWh，在2000-8000h运营时间下电解水制氢成本将与煤制氢（不含CCS）成本相当且具备一定的竞争力。

表 13：0.1 元/kWh 电价下不同固定成本、运营时间下 AWE 制氢成本测算（单位：元/kWh、h、元/kgH₂）

固定成本 运营时间	800	900	1000	1100	1300
2000	7.56	7.7	7.84	7.98	8.26
3000	6.94	7.04	7.13	7.22	7.41
4000	6.63	6.71	6.78	6.85	6.99
5000	6.45	6.51	6.56	6.62	6.73
6000	6.33	6.37	6.42	6.47	6.56
7000	6.24	6.28	6.32	6.36	6.44
8000	6.17	6.21	6.24	6.28	6.35

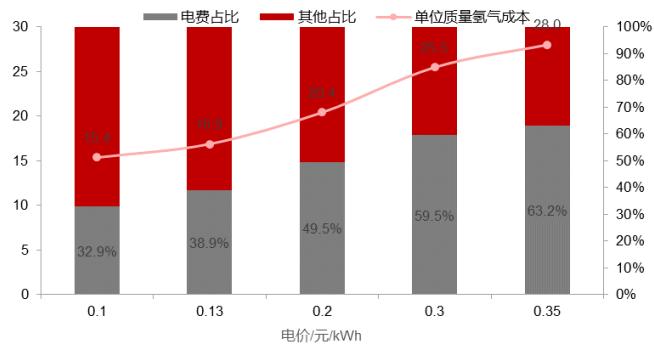
资料来源：浙商证券研究所测算

随着可再生能源发电成本的降低，在其他成本不变的前提下，PEM 电解水制氢有望具备一定的经济性。按照光伏电价规划，2025年电价约为0.3元/kWh，PEM制氢成本为25.5元/kg，电耗成本降低至59.5%，2035年、2050年光伏制氢成本将达到16.9元/kg、15.4元/kg。

在固定成本单一变量降低的前提下，PEM 电解水制氢难以具备一定的经济性。PEM 电解槽的固定成本在未来的降幅较大。但在固定成本单一变量下降的情境下，PEM 制氢成本无法落至煤制氢+CCS 成本竞争力区间。

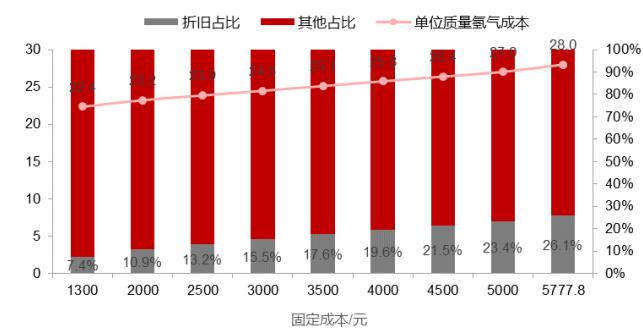


图 44: PEM 电解水制氢成本对电价的敏感性 (单位: 元/kg H₂)



资料来源：浙商证券研究所测算

图 45: PEM 电解水制氢对固定成本的敏感性 (单位: 元/kg H₂)



资料来源：浙商证券研究所测算

在现阶段固定成本下，电价和运营时间双重作用有望使 PEM 电解水制氢具备一定的经济性。2025 年，当电价为 0.3 元/kWh，在现有固定成本下 PEM 制氢成本约 18~26 元/kg H₂，无法实现与煤制氢+CCS 平价；当电价下降到 0.2 元/kWh，运行时间 4000h 时，制氢成本开始下降至与煤制氢+CCS 成本相当或具有一定竞争优势；2035 年之后，当电价成本降至 0.13 元/kWh 以下时，制氢成本将与煤制氢+CCS 成本相比具有较大竞争优势。

表 14: 现阶段不同电价成本、运营时间下 PEM 制氢成本测算 (单位: 元/kWh、h、元/kgH₂)

电价成本 运营时间	0.1	0.13	0.2	0.3	0.35
2000	15.37	16.89	20.43	25.48	28.01
3000	11.96	13.48	17.02	22.08	24.60
4000	10.26	11.78	15.31	20.37	22.90
5000	9.24	10.75	14.29	19.35	21.88
6000	8.55	10.07	13.61	18.67	21.19
7000	8.07	9.58	13.12	18.18	20.71
8000	7.7	9.22	12.76	17.81	20.34

资料来源：浙商证券研究所测算

在电价、运营时间、固定成本三重作用下，PEM 电解水制氢的经济性相比 AWE 制氢具有微弱优势。根据IRENA 估计，到 2050 年，PEM 制氢系统固定成本至少存在 75% 的降本区间，在 0.1 元/kWh 的电价预期下，PEM 制氢成本与化石能源制氢（不含 CCS）相当或具有一定成本优势。由于 PEM 制氢的效率较高，因此，相比于 AWE 电解水制氢，PEM 制氢成本具有微弱优势。



表 15: 0.1 元/kWh 电价时不同固定成本、运营时间下 PEM 制氢成本测算 (单位: 元/kWh、h、元/kgH₂)

固定成本 运营时间	800	1300	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5777.8
2000	9.08	9.71	10.6	11.23	11.86	12.49	13.12	13.76	14.39	15.37
3000	7.77	8.19	8.78	9.2	9.62	10.04	10.46	10.89	11.31	11.96
4000	7.11	7.43	7.87	8.19	8.5	8.82	9.13	9.45	9.77	10.26
5000	6.72	6.97	7.33	7.58	7.83	8.08	8.34	8.59	8.84	9.24
6000	6.46	6.67	6.96	7.17	7.38	7.59	7.81	8.02	8.23	8.55
7000	6.27	6.45	6.7	6.88	7.06	7.24	7.43	7.61	7.79	8.07
8000	6.13	6.29	6.51	6.67	6.82	6.98	7.14	7.3	7.46	7.7

资料来源：浙商证券研究所测算

6. 投资建议

可再生能源制氢未来发展空间大，确定性强，多家公司加速布局。可再生能源制氢是氢能产业实现绿色、低碳、可持续发展的基础和前提，也是制氢产业发展的必然趋势。在“双碳”目标下，能源行业纷纷向清洁方向转型，风力、光伏等可再生能源发电装机增加与可再生能源制氢加速推进相辅相承。当前，可再生能源制氢产业处于产业导入初期，PEM 电解电堆技术的迭代、系统运行时间的增加、电力成本的降低将推动可再生能源制氢成本与化石能源制氢成本相当，推动可再生能源制氢产业大规模发展，看好前期布局的相关运营商及设备商。建议关注：隆基股份、阳光电源、宝丰能源、禾望电气、林洋能源、金风科技、富瑞特装、威孚高科。

表 16: 可再生能源制氢产业链主要上市公司

代码	公司	具体业务
600989.SH	宝丰能源	2022 年 4 月，全球最大一体化太阳能水电解水制氢项目在宁夏投产，共使用 30 台单套产能 1000Nm ³ /h 电解槽，年产 2.4 亿 Nm ³ 绿氢，未来每年将以新增 3 万标方/小时绿氢的速度扩大产能，形成年产百亿标方、百万吨绿氢产业规模
601012.SH	隆基股份	2021 年 10 月，下线首台碱性水电解槽下线，2022 年 4 月，隆基氢能 3 台套 1000Nm ³ /h AWE 制氢设备下线发运
300274.SZ	阳光电源	2022 年规划 1.5GW 电解水制氢设备，5 年内形成 5-10GW 电解水制氢设备产能
601857.SH	中国石油	2021 年发布国内首款绿氢 SEP50 PEM 电解槽，功率 250kW，公司拥有全国首套光伏离网制氢系统，全国最大 PWM 制氢整流电源 5MW。
600938.SH	中国海油	中国石油玉门东 200 兆瓦光伏发电项目投运，160 兆瓦光伏制氢示范项目启动
601727.SH	上海电气	2022 年 4 月成立中还有北京新能源分公司，主要业务为开展海路风光发电，加大 CCS 科技攻关、探索培育氢能等
600028.SH	中国石化	上海电气电站集团与化物所成立 PEM 电解水制氢技术研发中心，签订兆瓦级模块化高效 PEM 电解水制氢装备及系统开发项目合作协议
601222.SH	林洋能源	绿氢炼化项目-鄂尔多斯 10000 吨绿电制氢项目正在推进，预计 2022 年全面建成，设计年产能 2 万吨；康明斯和中国石化恩泽基金共同出资设立合资公司，将领先的 PEM 电解水制氢技术在中国进行本地化产品开发、生产和销售



603063.SH 禾望电气 禾望电气是一家全球化的新能源解决方案提供商，现已成为国内海上风电、光伏领域领先的高新技术企业。禾望电气与深圳大学与共同开展海水直接制氢技术攻关，推动技术装备产业化，将立足深圳、粤港澳大湾区，布局未来海洋绿氢产业。

688599.SH 天合光能 2017 年开始氢能领域研发布局，在光伏电解水制氢，氢储运，氢能的综合应用等方面逐步形成知识积累，正在积极推动首个光伏制氢和氢储运的示范项目落地

002202.SZ 金风科技 正在推进吉林长岭风电制氢项目

资料来源：Wind，浙商证券研究所

表 17：行业重点公司盈利预测与估值（单位：亿元，元/股，倍）

代码	简称	最新收盘价 2022.5.10	总市值 亿元	EPS (元/股)				PE			
				21A	22E	23E	24E	21A	22E	23E	24E
601012.SH	隆基股份	68.42	3703.54	1.69	2.60	3.30	4.10	40	26	21	17
300274.SZ	阳光电源	67.36	1000.44	1.08	2.16	2.97	3.72	62	31	23	18
600989.SH	宝丰能源	14.52	1064.80	0.97	1.12	1.52	2.02	15	13	10	7
603063.SH	禾望电气	28.08	122.65	0.64	0.99	1.38	1.82	44	28	20	15
601222.SH	林洋能源	7.04	145.04	0.51	0.64	0.83	0.96	14	11	9	7
002202.SZ	金风科技	11.55	488.00	0.79	0.94	1.10	1.31	15	12	10	9
								平均值	32	20	15
											12

资料来源：Wind，浙商证券研究所

7. 风险提示

1) 可再生能源发电成本下降及装机规模不及预期。由于当前可再生电力成本是制约可再生能源制氢进一步推广的重要因素，因此光伏、风电等可再生能源成本如不能按照预期下降，可再生能源制氢平价难以实现，装机规模及发电量不及预测则难以支持制氢产业的电力需求；

2) 电解槽技术发展不及预期。PEM 电解槽的需要通过技术迭代及规模化推进实现可靠性提升及成本下降，PEM 电解催化剂等技术提升对于产业发展至关重要；

3) 政策规划不及预期。当前氢能行业仍处于产业规模化发展初期，政策的有效推动对产业发展起到积极作用，如政策支持力度低于预期，将影响产业发展积极性。



股票投资评级说明

以报告日后的 6 个月内，证券相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、买入：相对于沪深 300 指数表现 +20% 以上；
- 2、增持：相对于沪深 300 指数表现 +10% ~ +20%；
- 3、中性：相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10% 之间波动；
- 4、减持：相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业指数相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、看好：行业指数相对于沪深 300 指数表现 +10% 以上；
- 2、中性：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10% 以上；
- 3、看淡：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重。

建议：投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者不应仅仅依靠投资评级来推断结论

法律声明及风险提示

本报告由浙商证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，经营许可证编号为：Z39833000）制作。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但浙商证券股份有限公司及其关联机构（以下统称“本公司”）对这些信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不发生任何变更。本公司没有将变更的信息和建议向报告所有接收者进行更新的义务。

本报告仅供本公司的客户作参考之用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告仅反映报告作者的观点和判断，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，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本公司的交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理公司、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告版权均归本公司所有，未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、发布、传播本报告的全部或部分内容。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明本报告发布人和发布日期，并提示使用本报告的风险。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

浙商证券研究所

上海总部地址：杨高南路 729 号陆家嘴世纪金融广场 1 号楼 25 层

北京地址：北京市东城区朝阳门北大街 8 号富华大厦 E 座 4 层

深圳地址：广东省深圳市福田区广电金融中心 33 层

上海总部邮政编码：200127

上海总部电话：(8621) 80108518

上海总部传真：(8621) 80106010

浙商证券研究所：<https://www.stocke.com.cn>