

# 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

## 氢能&燃料电池行业产业链系列报告之十五

### ——碳中和及储能背景下，千亿氢能市场一触即发

#### 行业观点

双碳背景下可再生能源发电比例持续上升，新型能源结构转型催生储能需求。电力行业成为碳交易市场的先行试验田，双碳政策背景下我国向新型能源结构转型，可再生能源装机迎来高增，预计到2030年可再生能源发电占比超4成。风光发电具备波动性，新型能源结构下催生储能需求，其中长时储能需满足大规模应用和时间边际成本低特性。

氢储能将成为长周期、大规模储能场景的最优选择，是非电能源消费领域碳中和的关键。氢储能属于广义储能，利用风光富余电能电解水制氢，在终端应用环节直接使用的方式。氢能大规模应用和时间边际成本低：1MWh储能下度电存储成本只需1300元，低于锂/液流电池1500/1400元；扩容成本低于蓄电池类，氢储能扩容仅需增加储氢罐而非使用资源矿，并且无自衰减更适配长周期储能。此外，氢能是与电同等重要的二次能源，是非电能源消费碳中和的关键。非电能源消费占比过半且大多为碳排放大头，非电能源消费领域的脱碳关键在氢能。上游侧耦合风光设备电解水制氢，可解决可再生能源电消纳及上网问题，风光氢储一体化项目正逐步落地，而下游多样化零碳应用将打开需求侧市场。

氢储能对应电解槽市场千亿规模，碱性率先起量、PEM后起更适配风光。基于对可再生能源发电量及氢储能需求量测算，预计2030年储能领域电解槽累计装机57GW，对应绿氢约230万吨，千亿市场规模。电解槽技术方面，碱性电解槽率先起量，长期看PEM电解槽有望开启替代进程。主流电解槽分为碱性电解槽（ALK）、质子交换膜电解槽（PEM）和固态氧化物电解槽（SOEC），前两种已商用化，SOEC仍处向产业化过渡状态。当前示范项目推广下，购置成本为首要因素，碱性电解槽优势显著，预计2025年前占比超九成；逐步向市场化运营发展下，全生命周期成本为关键，当PEM成本为碱性成本3-4倍时，两者可实现制氢成本基本持平，当前80%ALK+20%PEM两者混合搭配是成本最优解。

#### 投资建议

碳中和及储能背景下，氢储能将迎来千亿级规模的电解水制氢蓝海市场机会，其中布局相关高价值量及关键核心装备：电解水制氢设备、氢能项目EPC和制氢电源的企业将率先受益，推荐电解水制氢设备厂商：昇辉科技、华电重工、亿利洁能；氢能项目EPC承包商：陕西建工以及IGBT制氢电源企业：时代电气。

代码	公司	市值/亿元	EPS/元				PE				相关业务
			2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E	
300423	昇辉科技	53	-1.97	-	-	-	-	-	-	-	碱性电解水设备
601226	华电重工	86	0.27	0.38	0.47	0.59	21.39	18.49	14.99	11.92	碱性电解水设备
600277	亿利洁能	146	0.21	-	-	-	20.37	-	-	-	碱性电解水设备
600248	陕西建工	231	0.97	5.61	4.90	4.05	4.31	1.11	1.27	1.54	氢能项目EPC
688187	时代电气	557	1.80	2.00	2.25	2.58	30.24	23.88	21.25	18.49	IGBT制氢电源

来源：Wind，国金证券研究所，数据截至2023年4月28日。注：时代电气预测值来自国金预测，其余为Wind一致预期。

#### 风险提示

技术研发进度不及预期，下游氢能需求不佳，政策落地不及预期。

## 内容目录

一、双碳政策下可再生能源装机高增，新型能源结构转型催生储能需求	5
1.1 全国碳排放权交易市场正式启动，电力行业成碳交易市场先行试验田	5
1.2 双碳政策下能源结构转型，可再生能源装机迎来高增	6
1.3 新型能源结构催生储能需求，长时储能需满足大规模应用和时间边际成本低特性	7
二、氢能是大规模、长周期储能最优选，是非电能源消费领域碳中和的关键	10
2.1 氢能适用于大规模和长周期储能，大规模应用和时间边际成本低	10
2.2 上游耦合风光制氢、下游多领域零碳应用，氢能终章将推动可再生能源二次装机	14
三、氢储能对应电解槽市场千亿规模，碱性率先起量、PEM 后起更适配风光	20
3.1 长时储能需求带动电解槽放量，风光配储下千亿市场空间	20
3.2 碱性电解槽率先起量，长期看 PEM 电解槽有望开启替代进程	22
四、投资建议及相关公司	26
4.1 昇辉科技（300423.SZ）	26
4.2 华电重工（601226.SH）	26
4.3 亿利洁能（600277.SH）	27
4.4 陕西建工（600248.SH）	27
4.5 时代电气（688187.SH）	28
4.6 中国电研（688128.SH）	28
4.7 兰石重装（603169.SH）	29
4.8 中集安瑞科（3899.HK）	30
五、风险提示	31

## 图表目录

图表 1：国内碳排放结构	5
图表 2：2016-2022 年我国发电量结构（亿 kWh）	5
图表 3：2016-2022 年火力发电量（亿 kWh）及碳排放量（万吨）	5
图表 4：全国碳排放权交易市场收盘价（元/吨）	6
图表 5：2021-2030 年光伏、风电、水电、核电、火电累计装机量预测（亿 kW）	7
图表 6：2021-2030 年发电结构预测（亿 kWh）	7
图表 7：储能在电源侧、电网侧、用户侧的作用	8
图表 8：某地不同天气光伏发电的秒-分钟变化	8
图表 9：德国发电-用电量的小时-天变化	9
图表 10：2019-2022 年平均每月发/用电量占全年比例	9

图表 11:	高比例可再生能源电力系统年持续净负荷曲线	10
图表 12:	狭义与广义季节性储能原理示意图	10
图表 13:	氢储能在电力领域的应用链条	11
图表 14:	氢储能 7 天运行特性	11
图表 15:	氢储能全年储氢容量变化	11
图表 16:	四种储能方式的对比	11
图表 17:	各种储能方式的最优储能容量、储能时长	12
图表 18:	主流电化学储能方式对比	12
图表 19:	1MWh 储能下主流电化学储能初始投资建设的度电成本对比 (元/kWh)	13
图表 20:	1kWh 储能扩容下度电储能边际成本对比 (元/kWh)	13
图表 21:	度电储能边际成本随扩容容量变化测算 (元/kWh)	14
图表 22:	电力能源与非电能源分类	14
图表 23:	高炉炼钢和氢炼钢技术路线	15
图表 24:	低碳社会中绿氢与电力互融互补、战略地位相同	15
图表 25:	氢能与其他非电传统能源对比	16
图表 26:	氢能与碳捕捉对比	16
图表 27:	氢储能应用产业链	17
图表 28:	煤炭发电电力成本随煤炭和碳税价格的波动 (元/吨)	17
图表 29:	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)	17
图表 30:	2023 年开工风光氢储一体化项目一览	18
图表 31:	氢能产业链及应用场景	19
图表 32:	2025 年中国绿氢市场空间及对应反推动光伏装机量测算	19
图表 33:	跨季度储能需求量测算原理	20
图表 34:	2021-2030 年跨季度储能氢气用量预测 (万吨)	20
图表 35:	日度储能需求量测算原理	21
图表 36:	2021-2030 年日度储能氢气用量预测 (万吨)	21
图表 37:	2021-2030 年电力储能领域累计市场空间 (亿元)	22
图表 38:	三种电解水制氢技术对比	22
图表 39:	碱性电解槽降本趋势, 单位: 元/m <sup>3</sup>	23
图表 40:	PEM 电解槽降本趋势, 单位: 元/m <sup>3</sup>	23
图表 41:	三种电解槽搭配方案的 TCO 成本 (单位: 元/m <sup>3</sup> )	24
图表 42:	2021-2025 年电解制氢降本预测 (元/kg) (以 0.3 元/kWh 电费测算)	25
图表 43:	碱性电解槽 (左) 与 PEM 电解槽 (右) 的成本结构	25
图表 44:	昇辉科技电解槽设备	26
图表 45:	华电重工氢能发展布局	27

图表 46: 亿利洁能氢能相关业务 .....	27
图表 47: 陕西建工子公司承建氢能项目介绍 .....	27
图表 48: 宝丰能源集团电解水制氢项目 .....	28
图表 49: 时代电气大功率 IGBT 制氢电源产品 .....	28
图表 50: 中国电研储氢及新能源电池领域 .....	29
图表 51: 兰石重装氢能产品布局 .....	29
图表 52: 神华宁煤球罐工程 .....	29
图表 53: 中石油兰州石化分公司 4000m <sup>3</sup> 球罐 .....	29
图表 54: 中集安瑞科氢能板块相关产品 .....	30
图表 55: 中集安瑞科氢气管束 .....	30
图表 56: 中集安瑞科液氢储罐 .....	30

## 一、双碳政策下可再生能源装机高增，新型能源结构转型催生储能需求

### 1.1 全国碳排放权交易市场正式启动，电力行业成碳交易市场先行试验田

- 火力发电是我国碳排放的主要来源。中国是全球碳排放主要贡献者，碳排放量常年占比全球碳排总量的30%，2021年碳排放超199亿吨。从排放结构角度看，电力行业为我国碳排放的主要来源，占比超过42%，几乎所有碳排放均来自于燃煤发电，占比高达99%。制造业碳排放量其次，占比超38%，其中5大高耗能产业（石油化工及炼焦、黑色金属冶炼、非金属矿物冶炼、化工、有色金属冶炼）是重点排放对象，贡献国内制造业90%的碳排放。交通行业考虑生产过程的碳排放以及行驶过程中的碳排放，总碳排放量占比则超5%。

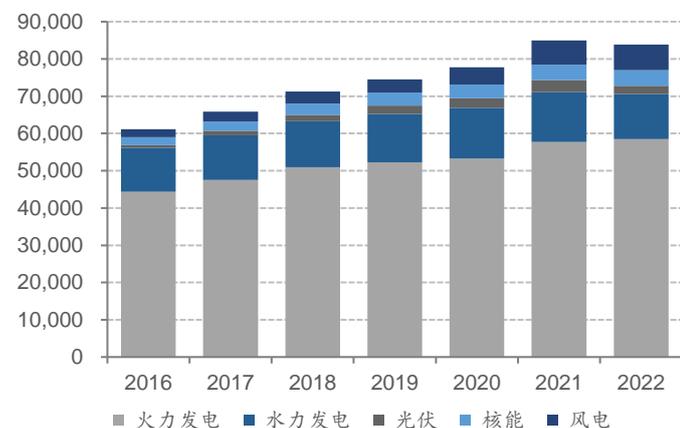
图表1：国内碳排放结构



来源：国家统计局，国金证券研究所

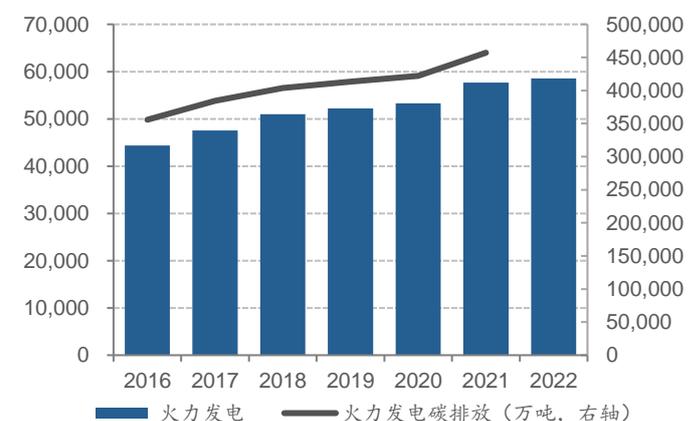
- 火力发电碳排放量仍呈现逐年上涨态势。近五年火力发电量占比逐年下降，从2017年的72%下降到2021年的71%，但是因为社会总用电量不断上升，火力发电的绝对数值仍然持续增加，从2017年的4.8万亿kWh增加到2021年的5.8万亿kWh，进而带来的碳排放量的增长，减碳形势不容乐观。

图表2：2016-2022年我国发电量结构（亿kWh）



来源：国家能源局，国金证券研究所

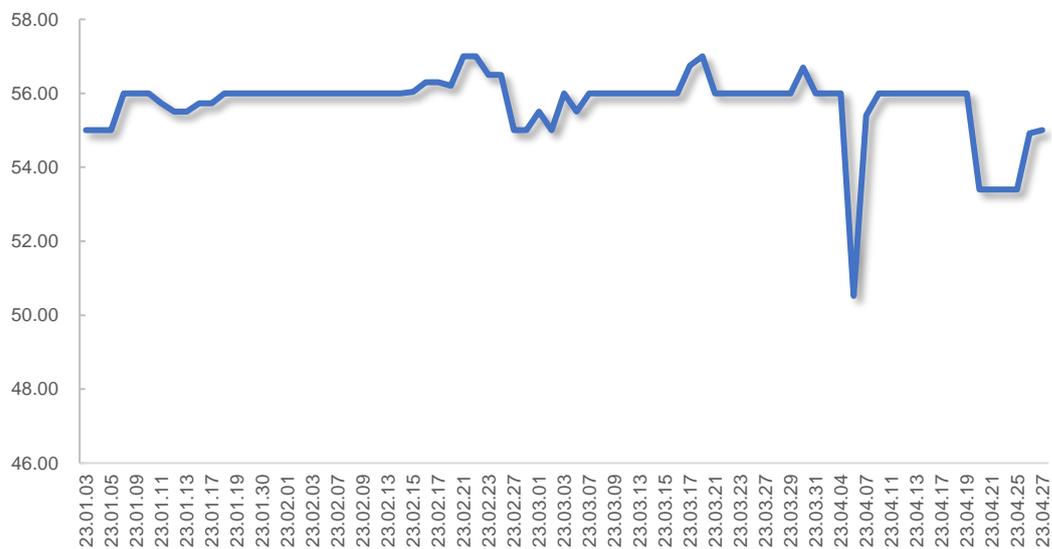
图表3：2016-2022年火力发电量（亿kWh）及碳排放量（万吨）



来源：国家能源局，国金证券研究所

- 电力行业成碳交易市场先行试验田。全国碳排放权交易市场于2021年7月16日正式启动交易，成为全球覆盖碳排放规模最大的碳市场。目前中国碳市场覆盖发电行业控排企业2162家，控排企业的年排放量超过40亿吨二氧化碳，占全国碳排放比例超40%，从规模方面讲已超过欧盟碳市场覆盖的排放量(2019年约为19亿吨二氧化碳)，成为全球“覆盖碳排放量”大的碳市场。

图表4：全国碳排放权交易市场收盘价（元/吨）

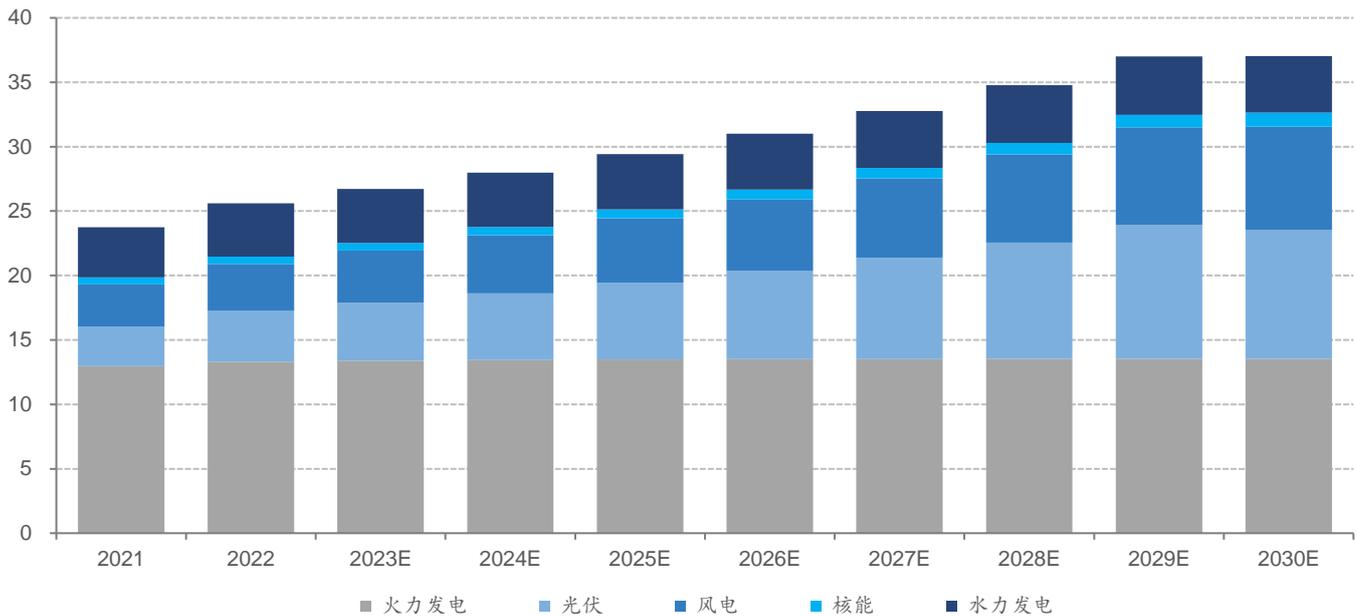


来源：全国碳排放权交易市场，国金证券研究所

## 1.2 双碳政策下能源结构转型，可再生能源装机迎来高增

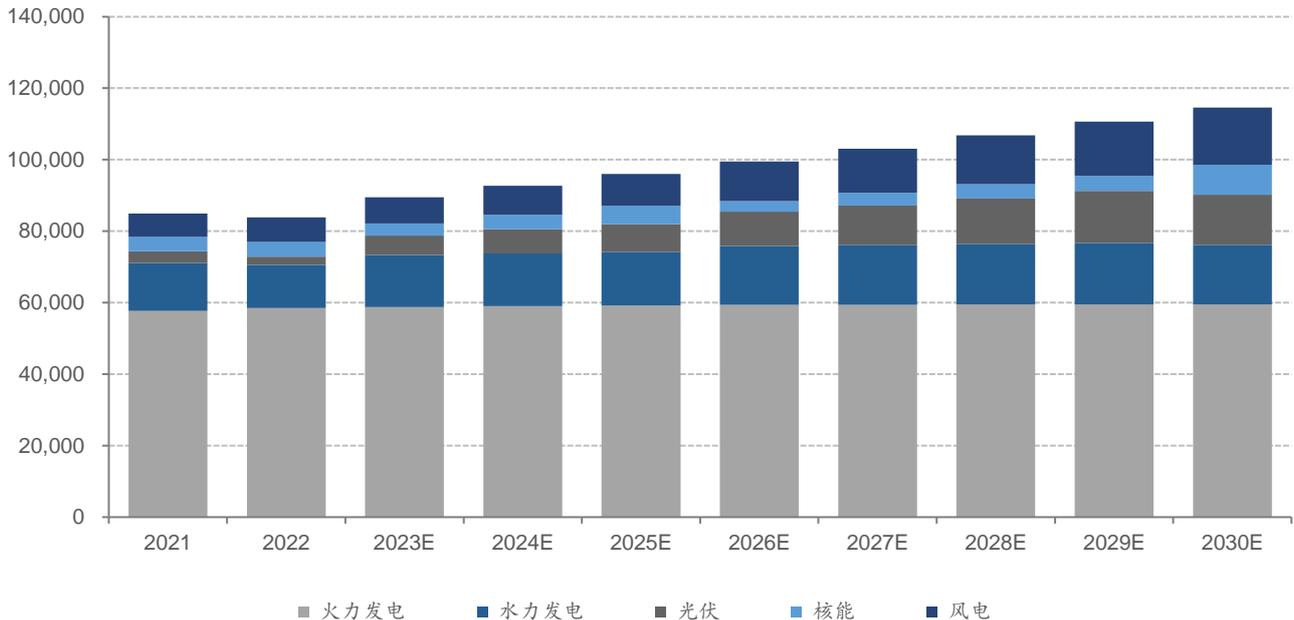
- 碳达峰、碳中和背景下，可再生能源发电将逐渐成为发电主体。2021年3月15日，习近平总书记主持召开中央财经委员会第九次会议，会议指出“十四五”是碳达峰的关键期、窗口期，要重点做好构建清洁低碳安全高效的能源体系，控制化石能源总量，实施可再生能源替代行动，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统。
  - 《“十四五”可再生能源发展规划》，到2025年可再生能源年发电量达到3.3万亿千瓦时左右。“十四五”期间，可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过50%，风电和太阳能发电量实现翻倍。即相较2020年，推算2025年可再生能源发电量占比将至少达到18%左右。
  - 2023年政策层面端再加码，国家能源局出台《新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）》，规划到2030年新能源装机占比超过40%，发电量占比超过20%。文件制定了新型电力系统“三步走”发展路径，包括加速转型期（当前~2030年）、总体形成期（2030~2045年）、巩固完善期（2045~2060年），并明确指出打造“新能源+”模式，加快提升新能源可靠替代能力，推动新能源成为电量增量主体。
- 预计到2030年可再生能源发电占比超4成。根据国家统计局数据，2021年我国水、光、风可再生能源发电量合计2.3万亿千瓦时，约占总发电量的28%。根据《中国2060年前碳中和研究报告》结合国家政策规划，预计到2025/2030年，可再生能源装机量可依次达到15/22亿千瓦，可再生能源发电量占全社会用电的比例将达到35%/44%，到2030年可再生能源年度发电量将超5万亿千瓦时。
  - **测算逻辑：**根据国家发改委下设全球能源互联网发展合作组织2021年3月发布的《中国2060年前碳中和研究报告》数据，预计到2030年全社会总用电量将达到11万亿千瓦时，光伏、风电、水电总装机将分别达到10/8/4.4亿kW，假设光伏、风电、水电的年利用小时数分别为1400/2000/3800小时，预计光伏、风电、水电、火电在发电结构中占比将分别达到27%/22%/12%/36%。

图表5: 2021-2030年光伏、风电、水电、核电、火电累计装机量预测(亿kW)



来源: 国家统计局, 国家能源局, 《中国2060年前碳中和研究报告》, 国金证券研究所

图表6: 2021-2030年发电结构预测(亿kWh)



来源: 国家统计局, 国家能源局, 《中国2060年前碳中和研究报告》, 国金证券研究所

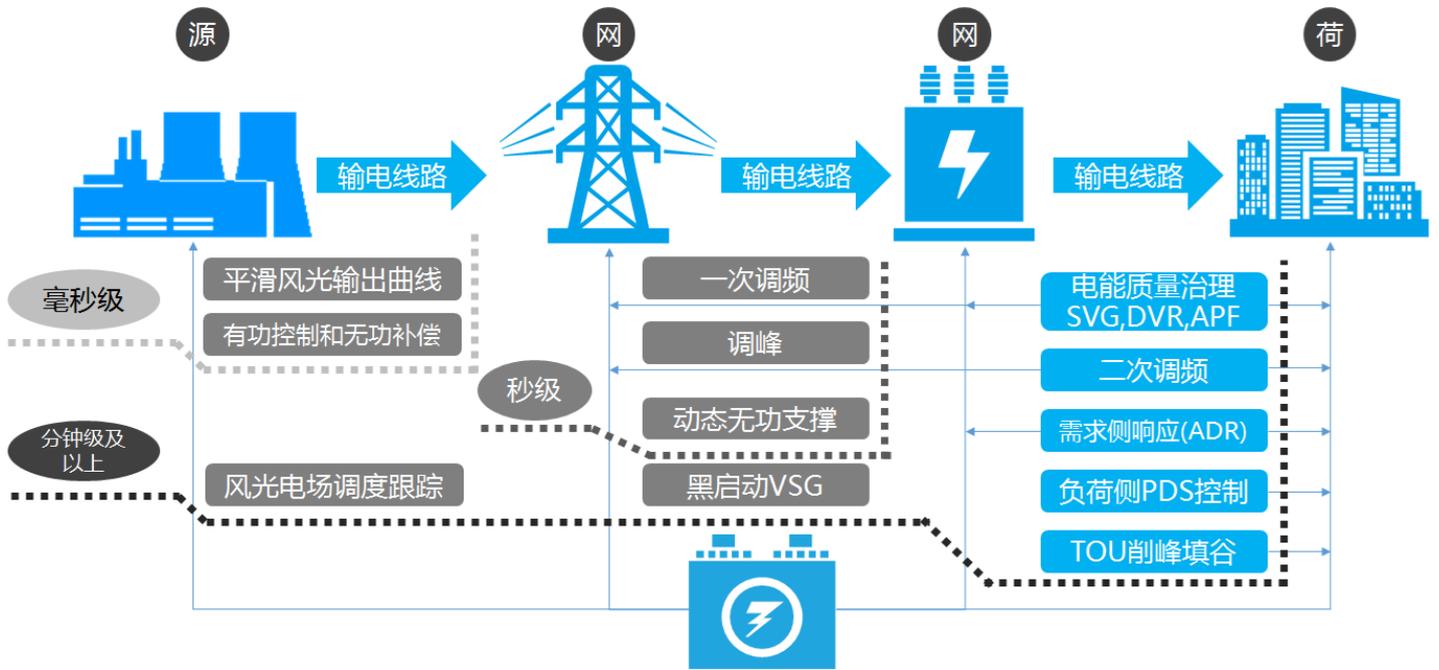
### 1.3 新型能源结构催生储能需求, 长时储能需满足大规模应用和时间边际成本低特性

- 可再生能源发电具备波动性, 需配储调节。储能可分为电源侧储能、电网侧储能和用户侧储能, 核心均为实现电能的跨时间应用, 但具体到每一侧, 储能的作用又有细微不同。
  - **电源侧:** 1) 平滑、调峰作用: 由于光伏、风电、水电的随机性、波动性特征, 电源侧需要储能以实现电力从秒级到季度的供需平衡; 2) 黑启动: 借助储能电量带动无自启动能力发电机组。
  - **电网侧:** 调频: 可再生能源上网电量的波动可能会造成火力发电量的波动, 进而影响火力发电机组转子的转速, 改变交流电的频率, 因此储能还起到调节电网交

流电频率的作用。

- **用户侧:** 1) 削峰填谷: 允许用户调整用电时间, 降低用电成本; 2) 分布式发电: 推动户用可再生能源发电装置的发展; 3) 备用电源。

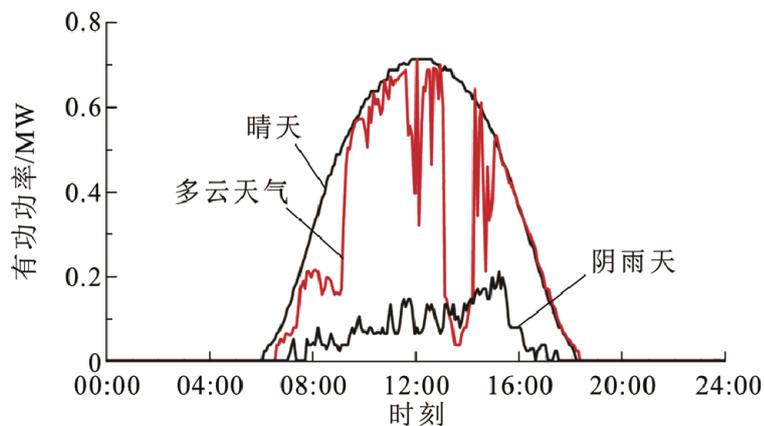
图表7: 储能在电源侧、电网侧、用户侧的作用



来源: 科鑫能源官网, 国金证券研究所

- 电源侧日度级别和季度级别储能需满足容量高、储能时间长、大规模应用成本低特性。电源侧的可再生能源发电因其具有随机性、波动性的特点, 表现为时间维度上的出力不均。
- 秒-分钟变化: 可再生能源波动性需储能平滑。光伏发电的输出与光照强度直接相关, 因此其输出特性受天气影响明显。晴天光伏出力均匀且类似正态分布, 多云和阴雨天因光照强度波动较大, 光伏出力也会发生分钟级的变化。分钟级波动会造成发电机组转子的转速波动, 进而影响到发出的交流电频率, 造成系统失稳, 因此需要储能装置频繁的充放电平滑分钟级的波动, 因此该种储能适合动态响应快、效率较高的储能形式, 如锂电池储能。

图表8: 某地不同天气光伏发电的秒-分钟变化

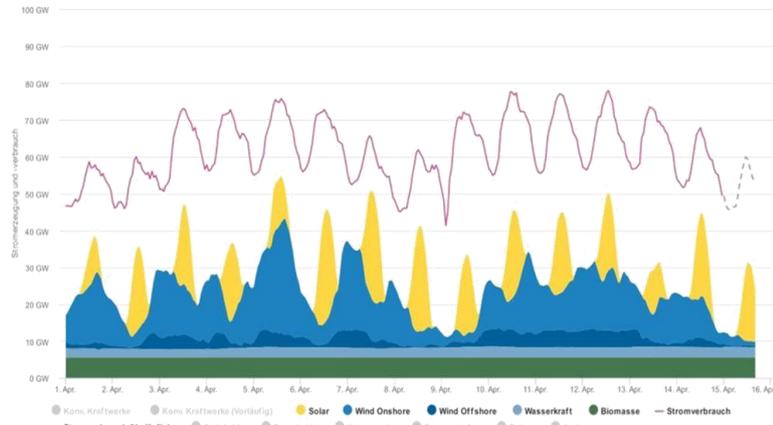


来源: 中国电力科学研究院, 国金证券研究所

- 小时-天变化: 光伏昼夜不均需储能调峰。光伏发电出力时间集中在 6: 00-18: 00 之间, 10: 00-14: 00 为出力高峰期, 夜晚出力几乎为零, 一天的输出功率变化区间为 0-100%, 昼夜差别巨大, 同理风力发电在有风天气和无风天气功率输出

差别也很大，需要储能进行昼夜甚至跨日间的调峰，此种储能要求储能容量大，因此适合能量密度高、大规模应用成本低的储能方式，如氢储能、压缩空气储能、抽水储能。

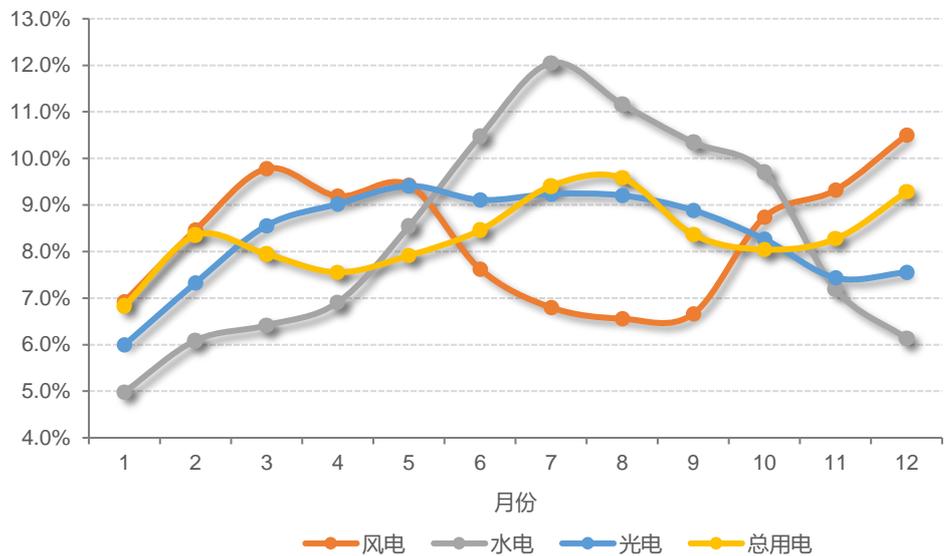
图表9：德国发电-用电量的小时-天变化



来源：Agora，国金证券研究所

- 季度变化：可再生能源季节性差异需储能调峰。观察 2019–2022 年平均每月发电量情况可以发现，用电侧高峰期出现在夏、冬季，光伏发电高峰期出现在春、秋季，风力发电高峰期出现在春季以及 12 月，水力发电则只有夏季偏多，其余季度很少。为了解决可再生能源的季度发电不均衡现象，储能则为必要的手段。此种储能要求储能时间长、储能容量巨大，因此适合无自衰减、大规模应用成本低的储能方式，如氢储能、抽水储能。

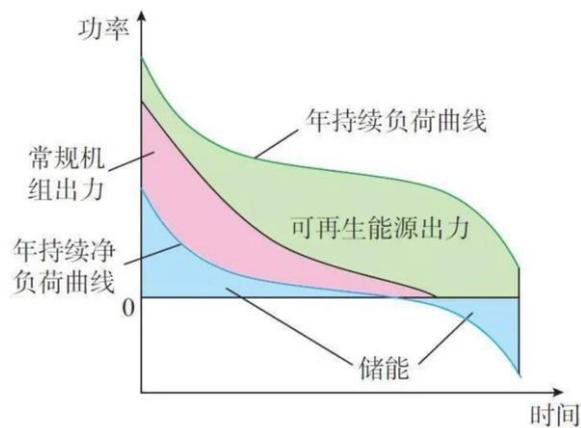
图表10：2019–2022 年平均每月发/用电量占全年比例



来源：国家统计局，国金证券研究所

- 季节性储能可实现长时及广域空间的能量转移，多为跨能源形式的长期储能与利用。当前电力系统中应用的如电化学储能等储能方式主要提供面向电力系统的日内调峰、调频、爬坡等，用于平抑短时（秒、分钟、小时）尺度的电力波动，难以应对长时间（周、月、年）尺度下可再生能源出力与负荷需求的电量不平衡问题。为实现长时间尺度的能量平移，平抑数日、数周乃至季节性的电量波动，参与月、季乃至年调节过程，需要采用长时间、大容量的储能技术，即季节性储能。其在电力系统电能富余时将电能转化为其他可长期存储的能量形式进行储存，实现跨能源形式的长期储能与优化利用。

图表11: 高比例可再生能源电力系统年持续净负荷曲线



来源:《电力系统自动化》, 国金证券研究所

## 二、氢能是大规模、长周期储能最优选, 是非电能源消费领域碳中和的关键

### 2.1 氢能适用于大规模和长周期储能, 大规模应用和时间边际成本低

- 广义储能改善用电负荷季节性, 终端运用方式多样化。
  - 广义储能: 利用电力系统中的富余电能, 将其转化为其他能源或产品, 在利用环节不转换回电能而直接利用所存储能量形式的储能方式, 用于进行大规模存储、转移并直接利用。广义储能仅完成电能-其他形式能量的能量转换过程, 终端负荷需求为多重能量形式, 实现了跨能源品种的季节性储能与优化利用, 主要包括电化学储能、热储能和氢储能三类。
  - 狭义储能: 完成了电能-其他形式能量-电能的能量转变, 具有与电力系统强耦合的特点, 即最终途径为上网, 在2次能量转化过程增加了储能的能量损耗, 包括电转气、抽水蓄能与压缩空气储能等。

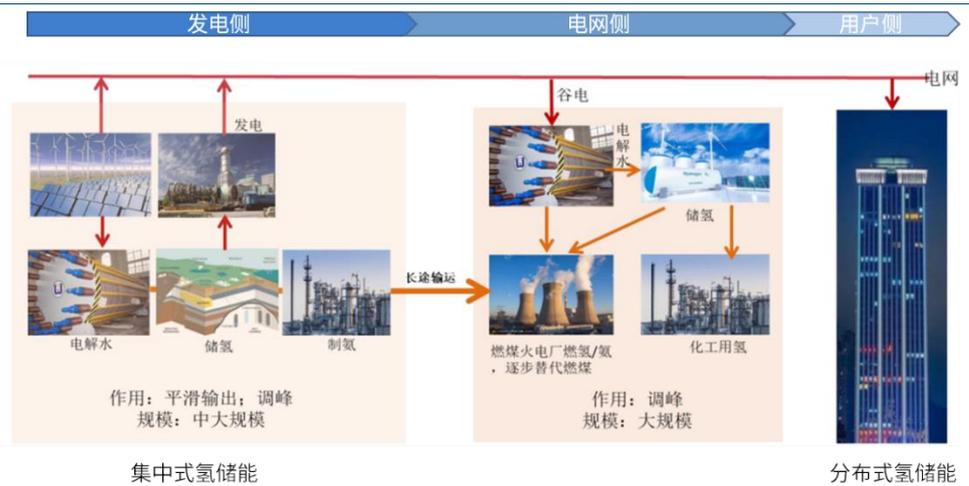
图表12: 狭义与广义季节性储能原理示意图



来源:《电力系统自动化》, 国金证券研究所

- 氢储能属于广义储能, 即利用电力系统如光伏和风电中的富余电能, 通过电解水制氢设备将其转化为氢, 并在终端应用环节直接使用氢气而非必须转换回电能上网的储能方式, 间接改善了用电负荷的季节性特征, 实现能量季节性转移 (3-9月氢气净储存, 10-2月氢气净消耗), 同时也实现单位电力碳排放强度的下降 (由 950g/kWh 降低为 569g/kWh)。

图13: 氢储能在电力领域的应用链条



来源: 《新能源革命的技术瓶颈与路径》, 国金证券研究所

图14: 氢储能7天运行特性

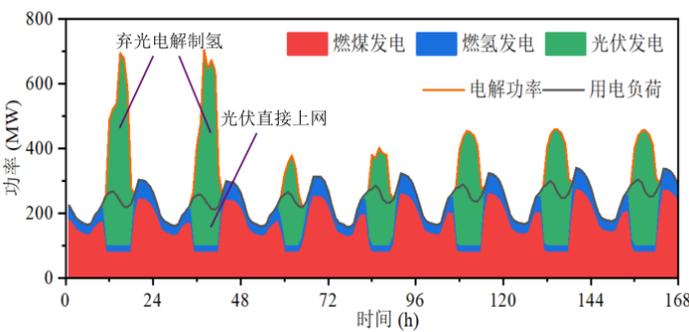
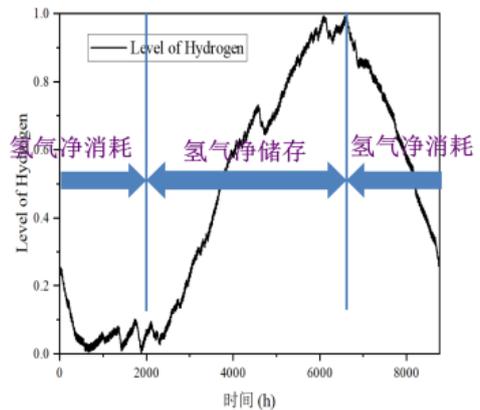


图15: 氢储能全年储氢容量变化



来源: 《新能源革命的技术瓶颈与路径》, 国金证券研究所

来源: 《新能源革命的技术瓶颈与路径》, 国金证券研究所

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

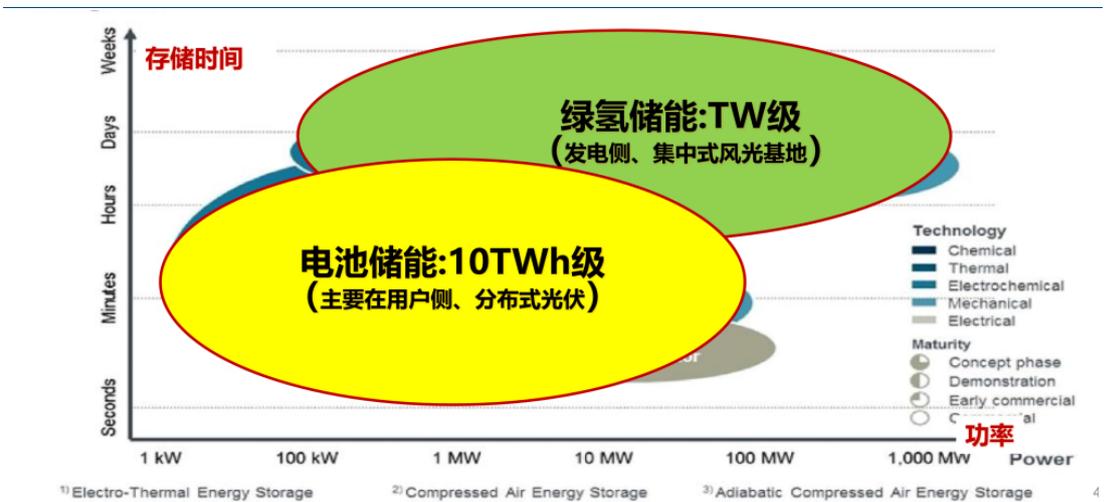
图16: 四种储能方式的对比

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

来源: 《中国低碳技术创新需求评估报告》, CNESA, 国金证券研究所

- 储能技术呈现多样化，其中电池和氢能两者互补，共同构成主流储能方式。
  - 锂电储能：锂电储能适用于日度调峰以及调频，因为效率更高且动态响应更快。相反氢储能不适用于调频场景，因为调频场景需要的响应速度更快，并且所需储能容量小无法体现大规模氢储能的成本优势。然而针对大规模、长周期的储能场景，氢储能的优势更明显，因为氢储能无自衰减，且针对大规模储能氢储能只需增加储氢设备，边际成本低。
  - 液流电池：将正负极电解液分开后各自循环的一种高性能蓄电池。电池容量取决于储存罐的大小，容量可达 MW 级。液流电池有多个体系，如铁铬体系，锌溴体系、多硫化钠溴体系以及全钒体系，其中全钒液流电池应用最广。目前全钒液流电池技术成熟，但离子交换膜和电解液材料成本较高。
  - 钠离子电池：钠离子电池具有与锂离子电池相似的工作原理和储能机理。钠离子电池虽然原材料成本低，但功率密度低，相较锂电池更适合储能场景而不是动力电池，当前产业链需进一步发展。

图表17: 各种储能方式的最优储能容量、储能时长



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

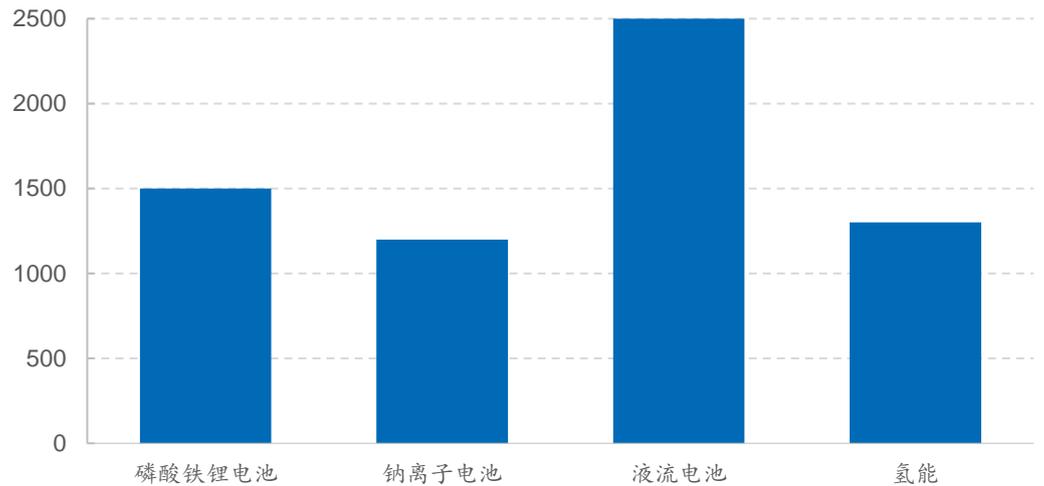
- 大规模氢储能成本优势明显，1MWh 储能下初始建设的度电成本只需 1300 元。
  - 测算逻辑：蓄电池储能综合了充电、储电、放电三个功能于一体，然而对于氢储能系统来说则分别需要电解槽、储氢罐、燃料电池来实现以上三个功能。我们以 1MWh 的储能需求为测算基准，考虑氢储能系统综合效率 36%，一天工作 10 小时，将 0.28MW 的碱性电解槽、8 个 20MPa 的储氢瓶以及 0.17MW 的燃料电池系统看成一个日均存储电能 1MWh 的整体，最终测算氢储能系统初始投资的度电成本为 1300 元，低于磷酸铁锂电池和液流电池。

图表18: 主流电化学储能方式对比

参数指标	蓄电池			氢能
	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
初始投资成本 (元/kWh)	1500	1200	2500	1300

来源：《中国低碳技术创新需求评估报告》，DeepTech, 国金证券研究所

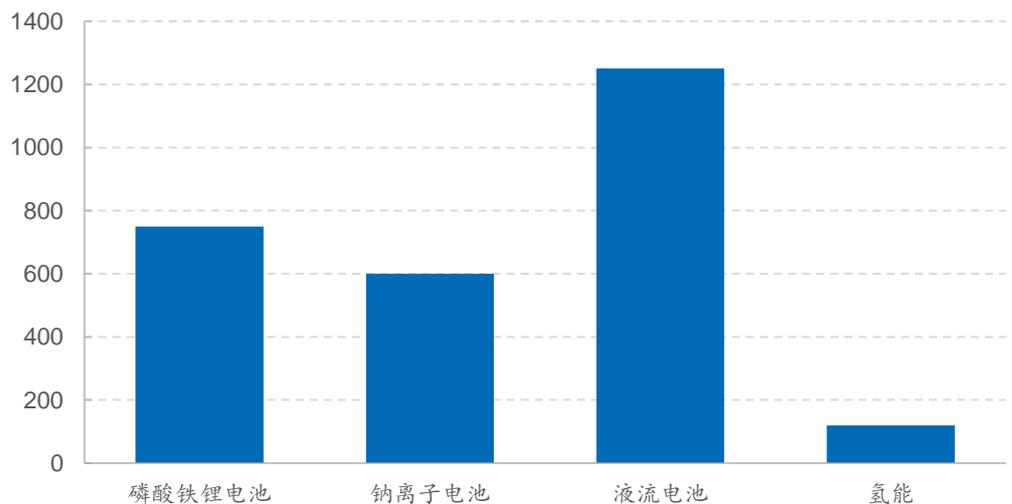
图表19: 1MWh 储能下主流电化学储能初始投资建设的度电成本对比 (元/kWh)



来源:《中国低碳技术创新需求评估报告》, DeepTech, 国金证券研究所测算

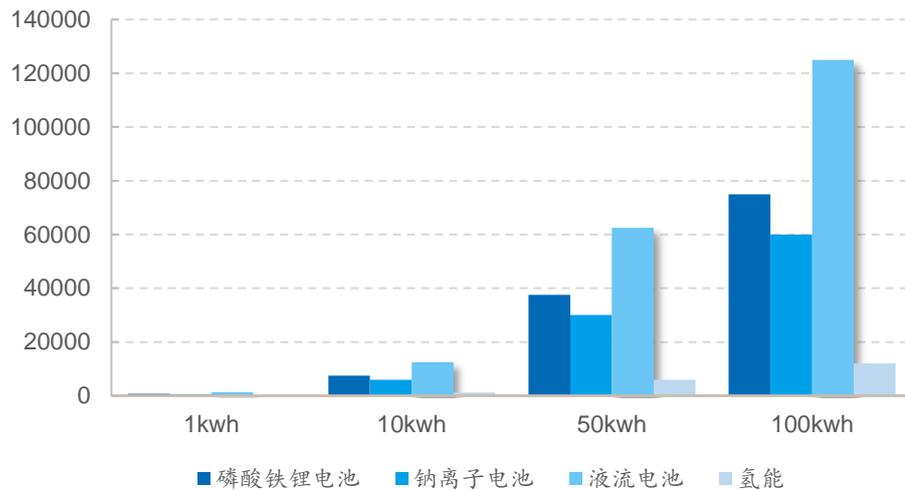
- 氢能长时储能边际成本低, 无自衰减更适配长周期。从各类型储能技术看, 蓄电池类的磷酸铁锂电池、钠离子电池和液流电池, 边际扩容成本较高, 需要配套扩充相应的锂电池、钠电池和钒电解液, 并从资源矿中提取, 价格还将随上游原材料供需波动。对比氢储能的扩容, 仅需同比例增加储氢罐的数量, 规模效应下, 储氢罐成本下降, 边际扩容简易且可移动场景储存, 如盐穴储氢等, 不占用发电设备所在地面积。此外, 氢气作为储能在氢罐内月度损耗不到万分之一, 而电池类储能电池拥有个位数自衰减率, 相对氢损耗较高, 例如锂离子电池自放电率每月为 2%-5%。
- 测算逻辑: 后续扩容对于蓄电池类的磷酸铁锂电池、钠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20: 1kWh 储能扩容下度电储能边际成本对比 (元/kWh)



来源:《中国低碳技术创新需求评估报告》, 国金证券研究所测算

图表21：度电储能边际成本随扩容量变化测算（元/kwh）



来源：《中国低碳技术创新需求评估报告》，国金证券研究所测算

## 2.2 上游耦合风光制氢、下游多领域零碳应用，氢能终章将推动可再生能源二次装机

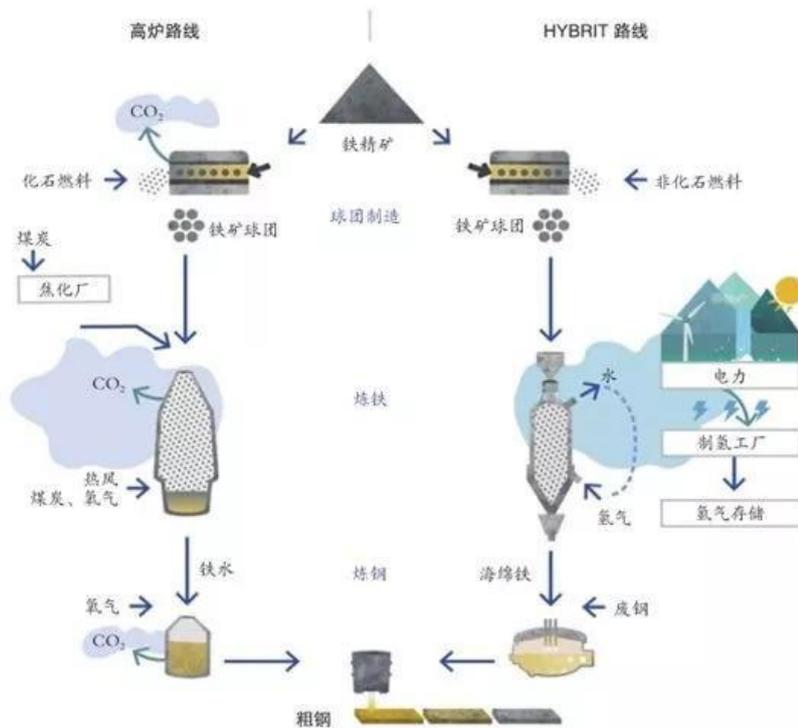
- 能源使用形式可分为电力和非电能源，非电能源应用占比过半且脱碳难度高。能源使用形式可分为电力及非电能源，在使用过程中的某些领域由于特定需求，能源需要拥有更高能量密度、更长期的储存周期或以燃料形式存在用来燃烧，即使用电需求不断高增，但在某些领域的需求电是无法替代非电能源的，例如金属冶炼、焦炉炼钢、合成氨等。根据国家统计局能源消费和燃煤发电数据推算，当前非电能源的消费应用占比过半，并且非电能源行业大多为碳排放量占比高却又难以脱碳的领域，例如工业、化工等。假设到 2060 年中国电气化率高达 70%，对应仍然存在 20-30 亿吨标准煤的能源需完成脱碳，因此需其他能源形式以实现碳中和。

图表22：电力能源与非电能源分类

电力能源	非电能源
热电厂（化石燃料、核能、生物质能）	油、气
光伏及地热发电	煤炭
水电	生物燃料

来源：《基于混合生命周期模型的非电能源低碳转型耗水影响研究》，国金证券研究所

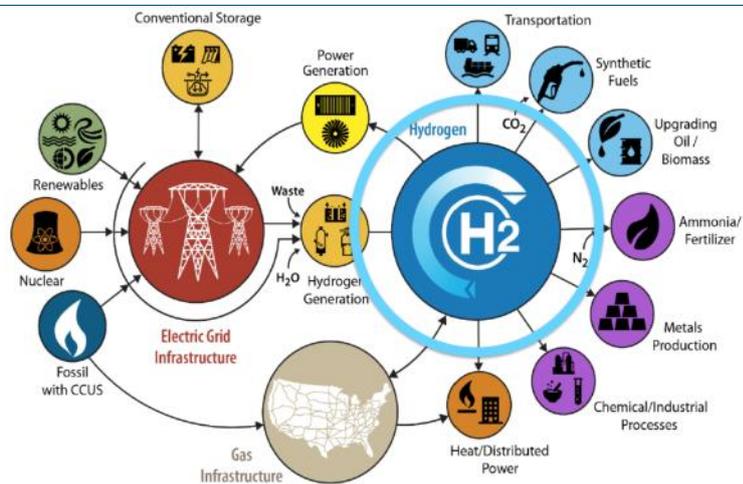
图表23: 高炉炼钢和氢炼钢技术路线



来源: HYBRIT, 国金证券研究所

- 氢能是与电同等重要的二次能源, 非电能源消费领域的脱碳关键在氢能。如果说电气化是能源碳中和的主力军, 那么氢能则是能源碳中和的最后关键一环。在清洁性、能量密度、安全性以及商业化进度等方面具备可行性。

图表24: 低碳社会中绿氢与电力互融互补, 战略地位相同



来源: 《新能源革命的技术瓶颈与路径》, 国金证券研究所

- 清洁性: 燃料最终产物是水, 无碳排放和污染;
- 能量密度及热值: 具备高质量能量密度, 燃烧热值高, 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25: 氢能与其他非电能传统能源对比

指标	氢气	天然气	汽油	酒精	焦炭
气态密度 (kg/m <sup>3</sup> )	0.089	0.736	4.14	2.009	-
液态密度 (kg/m <sup>3</sup> )	70.8	450.0	700-780	789	400-520 (固态)
沸点 (°C)	-253	-162	30	78.3	-
单位热值 (MJ/kg)	142.3	25.5	44	36	30
能量密度 (MJ/kg)	0.010	0.035	46	29.29	-
燃烧速度 (cm/s)	346	38	35	-	-
自燃温度 (°C)	585	270	427	323	450

来源: 中国氢能产业联盟, 国金证券研究所

- 安全性: 电解水制取出 99.999% 的高纯氢并不易燃, 且扩散系数是汽油的 12 倍, 发生泄漏后极易扩散, 不易形成可爆炸气雾;
- 商业化可行性: 非电能源脱碳还可采用的碳捕捉技术, 碳捕捉技术需政策推动及成本商业化等的进一步突破, 而氢能在政策指引、补贴规划、产业发展、技术迭代、应用范围等方面优势更强, 将成为首要选择。

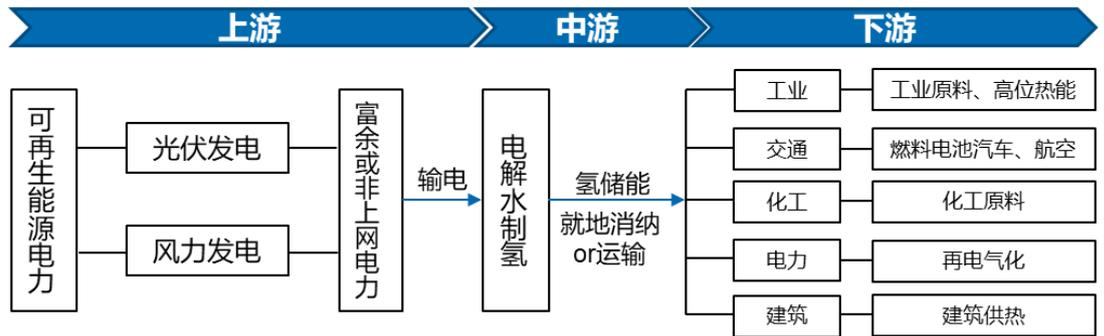
图表26: 氢能与碳捕捉对比

	氢能	碳捕捉
政策指引	《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》	无国家级政策没明确指引
政策补贴	《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》	无国家级政策没明确补贴
产业发展	向商业化过渡, 当前补贴下可实现平价	实验室、示范项目
技术迭代	燃料电池核心零部件基本实现国产化, 产业链已成型, 技术迭代速度快	成本较高, 尚未形成产业集群; 关键技术有待进一步突破, 商业模式尚未成熟
应用范围	交通-氢燃料电池车、工业-氢冶金、氢炼钢、替代煤作水泥窑燃料、储能-耦合风光电解水制氢 储能、化工-化肥、化工原料等	燃煤或燃气发电、工业化工等

来源: 政府官网, Global CCS Institute, 国金证券研究所

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

图表27: 氢储能应用产业链



来源:《中国氢能产业发展报告》, 国金证券研究所

- 氢储能示范项目: 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备经济性。

图表28: 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29: 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

- 配储需求从供给侧推动氢能放量, 风光氢储一体化项目逐步落地。风光配储成为刚需, 各地政府陆续发布强制配储需求, 配储比例最高可达 30%, 为实现碳中和目标, 若在风光装机量达到 50 亿千瓦、年发电量 10 万亿度的时候, 按 10%-30%的配储比例, 储

能容量将在 1 万亿-3 万亿度，意味着储能必须满足低成本、规模化、无地域限制、长寿命等要求。当前氢能与传统的电池等技术同被认定为储能，纳入了强制配储需求可计算的比例内，可再生能源装机叠加强制配储需求，上游供给侧放量将推动氢储能发展，风光一体化项目也处于不断规划与落地的状态。

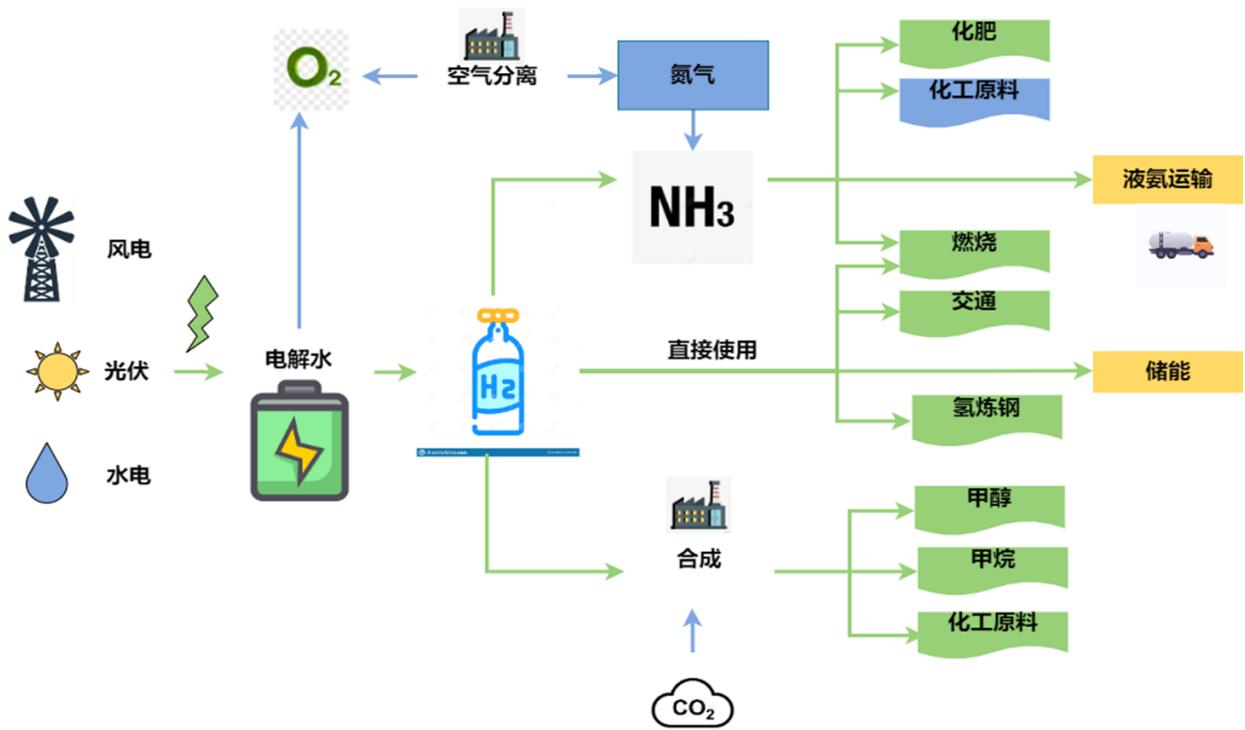
图表30：2023 年开工风光氢储一体化项目一览

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

来源：各地政府官网，Wind，国金证券研究所

- 下游多样化应用打开需求侧市场，反推动氢能甚至二次推动可再生能源装机。氢气只需储存在氢瓶里即可，意味着氢可即刻就地使用或随时向需求端运输转移，除直接储能外，可在交通、工业、化工等领域逐步渗透应用，多样化应用领域将逐步打开需求侧市场，反推动氢储能需求，甚至在未来氢对工业、化工等领域实现了高渗透率的情况下，大概率还将成为可再生能源装机量增长继度电成本平价后的后继驱动力。

图表31：氢能产业链及应用场景



来源：《中国氢能产业发展报告》，国金证券研究所

- 欧盟提出可再生氢（绿氢）定义规则，三大条定义核心全部与可再生能源发电挂钩，制取氢气电力中的90%是可再生能源发电，这样制取的氢才能称为绿氢。因此，基于光伏年发电小时数的限制，电解槽一年的运行时间与光伏设备运营时间高度相关。以电解槽匹配光伏制氢为例测算，分乐观情况下，电解槽年运行1400小时和中性情况下，年运行2500小时，分别对应90万吨绿氢规划总量下，可装电解槽37.8GW和21.2GW，反推动光伏装机量47.3GW和26.5GW。预计在未来技术迭代和成本逐步下降的情况下，2025年后电解水设备及绿氢市场将持续加速，反推动可再生能源量也将高增。

图表32：2025年中国绿氢市场空间及对应反推动光伏装机量测算

中国绿氢市场空间预测（乐观估计）				中国绿氢市场空间预测（中性估计）			
绿氢需求量(万吨)	内蒙古	50	绿氢需求量(万吨)	内蒙古	50		
	宁夏	8		宁夏	8		
	吉林省	8		吉林省	8		
	甘肃	20		甘肃	20		
	青海	4		青海	4		
	新疆	10		新疆	10		
绿氢规划总量		100	绿氢规划总量		100		
当前绿氢产能统计(万吨)		4	当前绿氢产能统计(万吨)		4		
绿氢市场缺口(万吨)		96	绿氢市场缺口(万吨)		96		
光伏可利用时间(小时)		1400	对应光伏可利用时间(小时)		2500		
外购电力可利用时间(小时)		4000	外购电力可利用时间(小时)		4000		
电解水装机量(GW)		20.2	电解水装机量(GW)		16.5		
对应反推动光伏装机量(GW)		10.50	对应反推动光伏装机量(GW)		5.88		

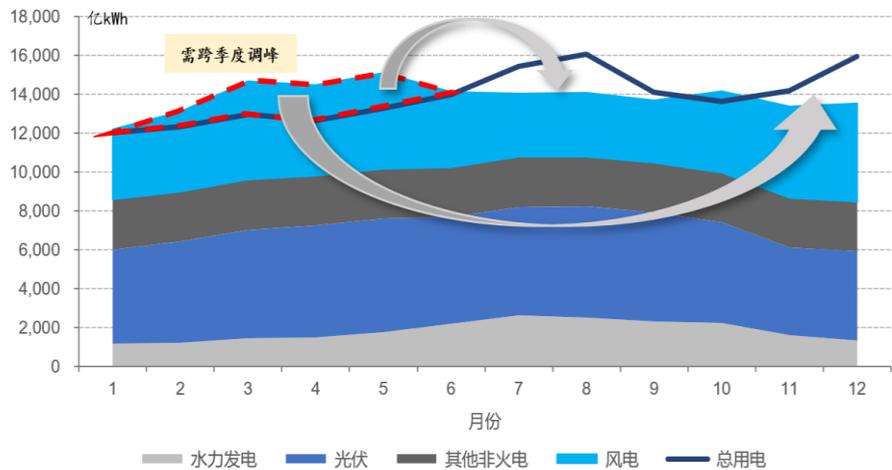
来源：各地政府官网，国金证券研究所

### 三、氢储能对应电解槽市场千亿规模，碱性率先起量、PEM 后起更适配风光

#### 3.1 长时储能需求带动电解槽放量，风光配储下千亿市场空间

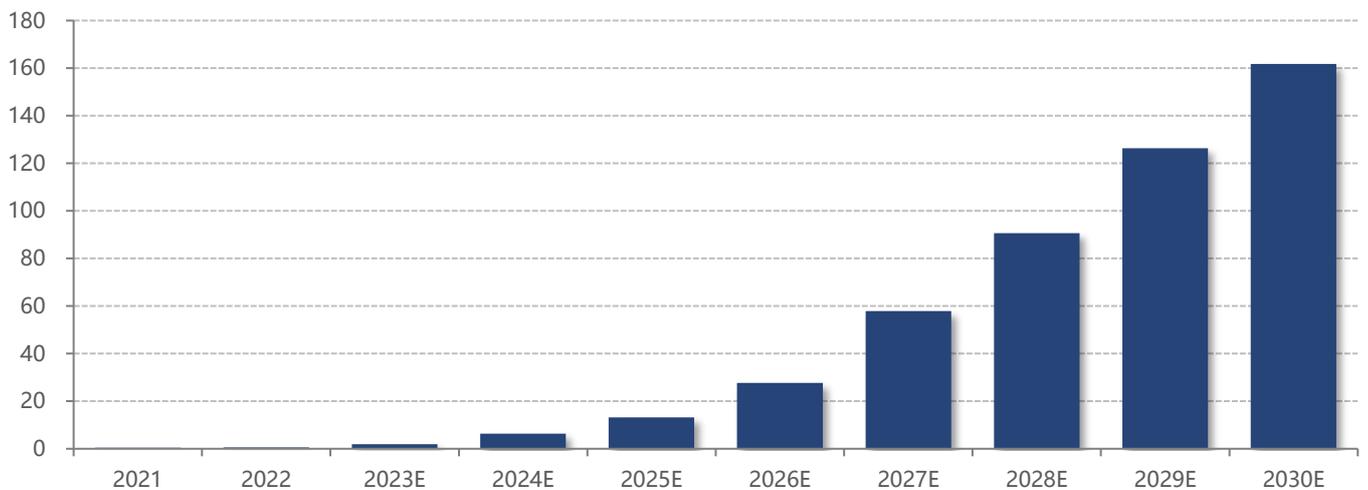
- 2030 年储能领域氢气需求预计约 230 万吨，对应电解槽装机约 57GW，千亿市场规模。氢储能可分为日度和季度储能。
  - 季度调峰氢气需求量测算：可再生能源发电呈现上半年多于下半年的趋势，因此需要采用跨季度储能手段进行调控，氢能是适合长周期储能的重要方式，并且依据氢能中长期规划中对可再生能源制氢的规划，预计氢能渗透率将逐年上升，根据我们的测算，2030 年季度调峰氢气需求量为 162 万吨，年复合增长率 70%。
  - 测算逻辑与假设：根据上文对 2023-2030 年发电结构和总社会用电量的预测，得出所需储存的电量，结合氢储能渗透率从 2021 年的 0.04% 上升至 2030 年的 10%、设备 1200h-1800h 的年工作时长以及 4.5-5.5kWh/L 的制氢电耗测算。2025 年为氢能中长期规划的第一个结算点，在前期基础设施、设备技术以及成本已初步具备商业化可行性时，2025 年将迎来爆发。

图表33：跨季度储能需求量测算原理



来源：国家统计局，国金证券研究所

图表34：2021-2030 年跨季度储能氢气用量预测（万吨）



年份	2021	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
氢储能渗透率	0.02%	0.1%	0.3%	0.5%	1.0%	2.0%	4.0%	6.0%	8.0%	10%

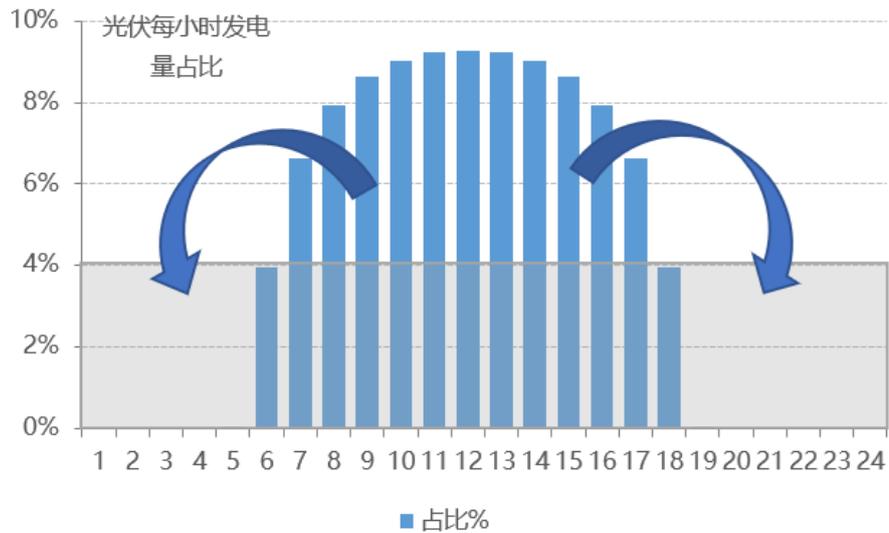
来源：Pveducation，国金证券研究所

- 日度调峰氢气需求量测算：光伏具有明显的昼夜分布不均现象，在未来可再生能源发

电占主导的背景下，为实现 24h 供电全部使用光伏，必须采用储能手段。日内光照富余时段的发电量通过电解制氢进行储存，夜间将氢气通过燃料电池转化为电能，最终实现 24h 不间断稳定供电。根据我们的测算，2030 年日度调峰氢气需求量为 66 万吨，年复合增长率为 67%。

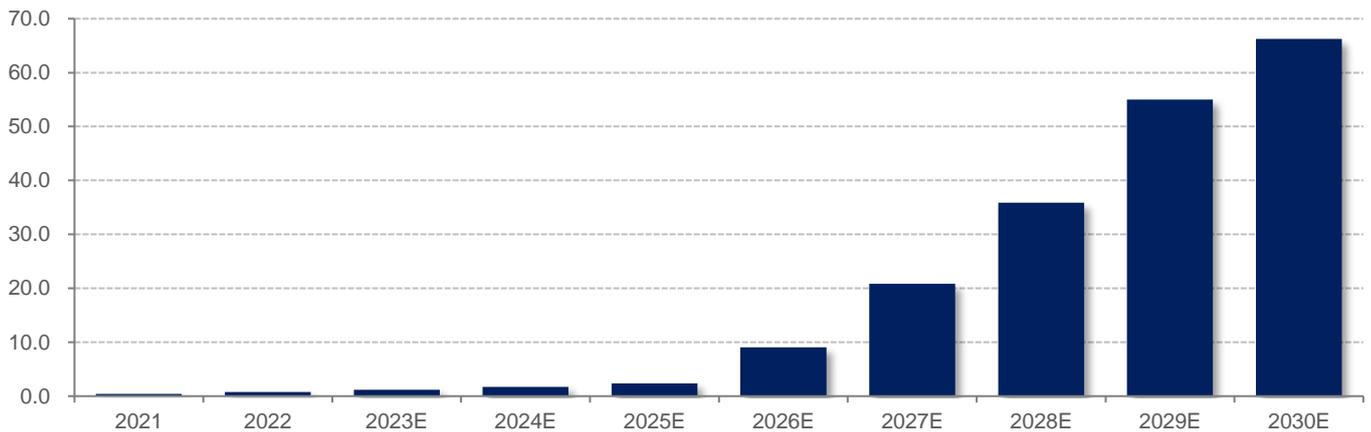
- 测算逻辑与假设：假设全国光伏平均利用小时 1200 小时、光伏发电效率 14%、电解槽工作 10 小时/天、一年工作 365 天、耗电量为 5 度电制取 1 标方氢气，理论上日度调峰储能不适合使用氢能，因为存在电-氢-电转化效率低（40%）的问题，但氢储能具有大规模使用后的成本优势，在可再生能源装机量高增叠加电解槽成本逐步具备商业化可行性的背景下，2025 年后氢储能渗透率将呈现较快速攀升态势。

图表35：日度储能需求量测算原理



来源：Global Solar Atlas, 国金证券研究所

图表36：2021-2030 年日度储能氢气用量预测（万吨）



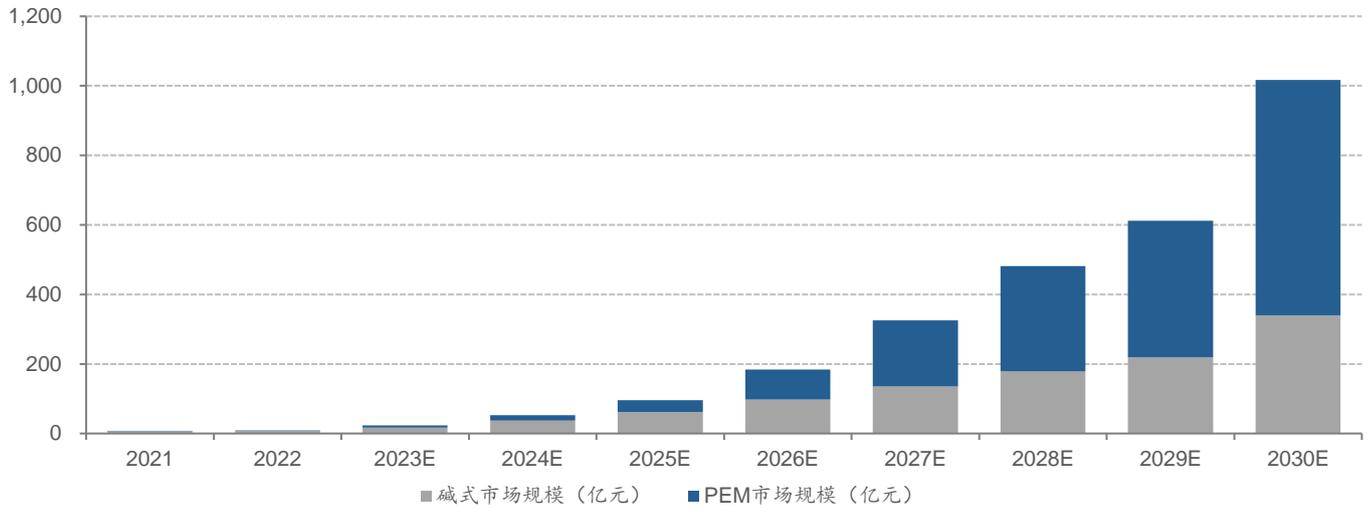
年份	2021	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
氢储能渗透率	0.2%	0.3%	0.4%	0.5%	0.6%	2.0%	4.0%	6.0%	8.0%	10%

来源：国家统计局, Pveducation, 国金证券研究所

- 综上，2030 年电解槽市场将达到 1000 亿市场规模。
- 测算逻辑与假设：分碱性和 PEM 电解槽测算，假设电解槽产氢量为 200 标方/MW，一天工作 4.5-6 小时，一年工作 365 天，由于 2021-2025 年主要以示范项目为主，购置成本成为了电解槽选择考虑的首先要素，当前碱性电解槽的购置成本远低于 PEM 电解槽，碱性电解槽以更成熟的技术和更低的初装设备成本，占据了更大的市场份额。随着行业发展逐步进入商业化阶段，全生命周期成本将成为重点，同

时叠加 PEM 设备成本的快速下降，预计 2021-2025 年 PEM 电解槽市场占比将从 1%增长至 10%，2025 年-2030 年从 10%增长至 40%。通过分别测算碱性和 PEM 电解槽的市场空间，预计 2030 年电解槽累计市场规模超千亿元。

图表37：2021-2030 年电力储能领域累计市场空间（亿元）



年份	2021	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
碱性电解槽占比	99%	99%	95%	93%	90%	85%	78%	73%	67%	60%
PEM 电解槽占比	1%	1%	5%	7%	10%	15%	22%	27%	33%	40%

来源：国家统计局，Pveducation，国金证券研究所

### 3.2 碱性电解槽率先起量，长期看 PEM 电解槽有望开启替代进程

- 碱性电解槽当前技术更成熟、价格更低，PEM 效率更高、动态响应更快，SOEC 是未来技术发展方向。当前电解水制氢技术有三种，碱性电解槽 (ALK)、纯水电解槽 (PEM) 和固体氧化物电解槽 (SOEC)，其中碱性电解槽技术更成熟，且价格更低，当前大规模应用更具备经济性，但启停时间相对 PEM 较长，且能耗更高、体积更大；PEM 效率更高、动态响应能力更强、更适合于与风光耦合、体积更小，但当前成本偏高，未来随着技术进步与规模效应，成本将逐步下降；SOEC 效率高，最高可达 90%，目前尚处实验室阶段。

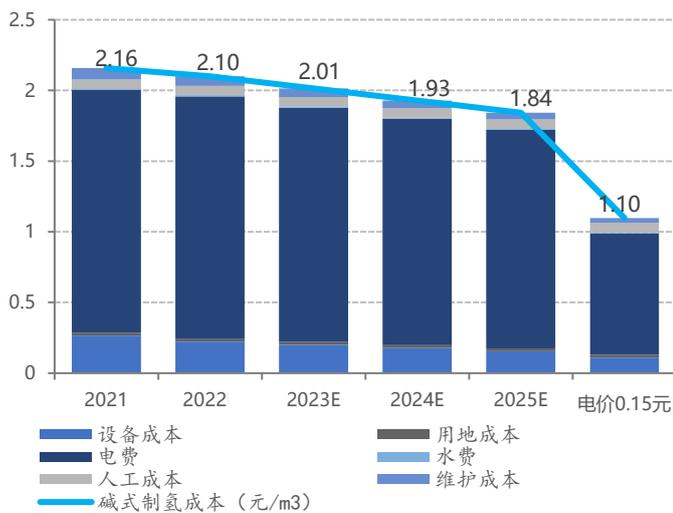
图表38：三种电解水制氢技术对比

	碱性电解槽 (ALK)	纯水电解槽 (PEM)	固体氧化物电解槽 (SOEC)
电解质	20-30%KOH	PEM (Nafion 等)	Y <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /ZrO <sub>2</sub>
工作温度 °C	70-90	70-80	700-1000
电流密度 A/cm <sup>2</sup>	0.25	1 左右	1-10
能耗 kWh/Nm <sup>3</sup>	4.5-5.5	3.8-5.0	3.0-3.6
操作特征	启停较快	启停快	启停不便
动态响应能力	较强	强	/
电能质量需求			
系统运维	有腐蚀性液体，后期运维复杂，成本高	无腐蚀性液体，运维简单，成本低	目前以技术研究为主，尚无运维需求
电堆寿命	可达到 120000h	已达到 100000h	/
技术成熟度	商业化	国外商业化	实验室研发
有无污染	碱液污染	清洁无污染	无污染

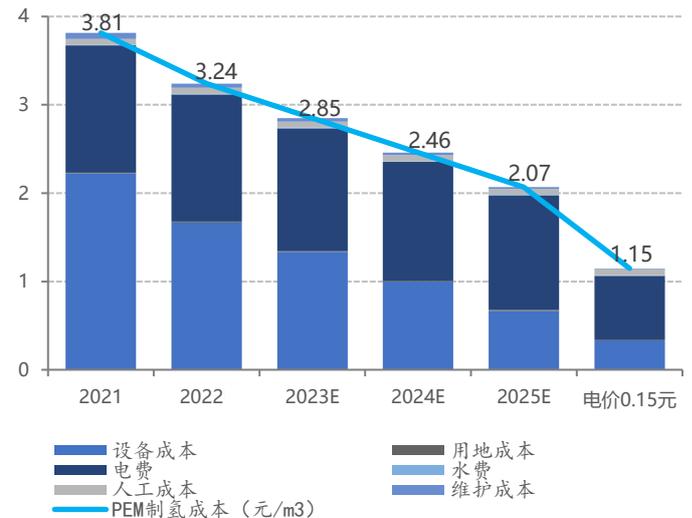
来源：IRENA，国金证券研究所

- 短期内碱性设备以更低廉的价格，更适用西部大规模电站，长期看 PEM 设备有望在与碱性制氢成本平价时开启替代进程。
- (1) 从应用场景来看，短期和长期逻辑有所区别：
  - 短期：碱性适用于西部大规模制氢，PEM 适用于东部站内电解水制氢。由于碱性电解槽的大占地面积和高制氢规模，其更适合在土地资源相对充足的西部大规模建设，西部丰富的风光资源以及低廉的电价可支撑大规模制氢的需求；PEM 电解槽的小体积使其更适用于东部的站内制氢，作为加氢站的重要氢源补充，当前政策也鼓励站内电解水制氢，广东地区给予其蓄冷优惠电价。
  - 长期：西部大规模制氢可使用碱性和 PEM 电解槽的结合方案，且在 PEM 制氢成本与碱性持平的情况下可开启对碱性电解槽的替代进程。长期来看，随着技术的不断迭代升级，PEM 电解槽内的铱等贵金属催化剂用量预计将大幅下降，带来 PEM 电解槽成本的快速下行。PEM 电解水设备更适用于风光氢储一体化，当 PEM 与碱性的 TCO 趋向持平时，西部大规模制氢可使用碱性和 PEM 电解槽的结合方案，且在 PEM 成本与碱性持平的情况下，预计 PEM 将开启对碱性电解槽的替代进程。
- 以运行 15 年进行测算，预计当电价相同时，PEM 的设备成本为碱性设备成本的 3-4 倍时，PEM 的单位制氢成本与碱性的单位制氢成本持平。
  - 测算逻辑与假设：以 1MW 级的碱性电解槽与 1MW 级的 PEM 电解槽为例进行成本平衡点的测算，碱性电解槽效率为 PEM 电解槽的 90%，功率范围窄造成的效率损失约为 10%，两种电解槽均运行 15 年产氢约 900 万方。随着 PEM 电解槽成本持续的下降，在电价相同的情况下，预计 PEM 的设备成本为碱性设备成本的 3-4 倍时，PEM 的单位制氢成本与碱性的单位制氢成本持平。

图表39：碱性电解槽降本趋势，单位：元/m<sup>3</sup>



图表40：PEM 电解槽降本趋势，单位：元/m<sup>3</sup>



年份	2021	2022	2023E	2024E	2025E	度电价 0.15元
碱性单价 (元/W)	2	1.8	1.5	1.3	1.2	1
电费 (元/kWh)	0.3	0.3	0.29	0.28	0.27	0.15

年份	2021	2022	2023E	2024E	2025E	度电价 0.15元
PEM 单价 (元/W)	6	5.5	5	4.5	4	3
电费 (元/kWh)	0.3	0.3	0.29	0.28	0.27	0.15

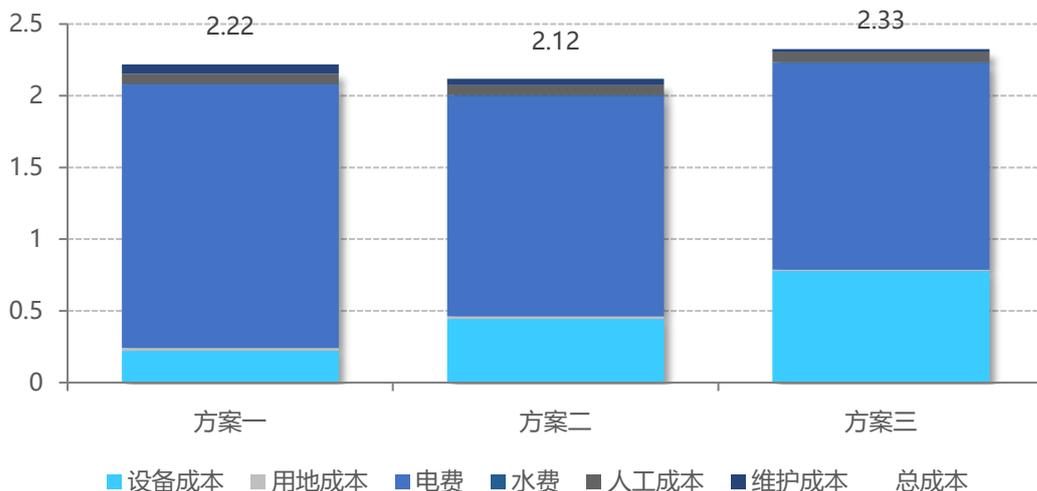
来源：The Clean Hydrogen Revolution, 国金证券研究所

来源：The Clean Hydrogen Revolution, 国金证券研究所

- 碱性和 PEM 电解槽的结合方案，80%碱性+20%PEM，电解槽的制氢成本为 2.12 元/m<sup>3</sup>，为搭配最佳选择。对 1MW 级的电解槽进行成本测算，电解槽单价采用 2021 年的数据，电费为 0.3 元/kWh，电解槽寿命为 15 年产氢约 900 万方，分为设备成本和运营成本测算，其中碱性电解槽由于波动性匹配区间较窄，将会损耗 15% 的效率。三种方案测算制氢的 TCO 成本如下：
  - 方案一：100%碱性，电解槽的制氢成本为 2.22 元/m<sup>3</sup>。全采用碱性电解槽虽然可以减低设备的购置成本，但因为碱性电解槽效率低，再加上最低启动功率限制造成效率 10% 的损失，运营成本会有所上升。

- 方案二：80%碱性+20%PEM，电解槽的制氢成本为 2.12 元/m<sup>3</sup>。此种电解槽配置方案 TCO 成本最低，因为在可再生能源发电功率不及碱性最低启动功率时可以采用小功率 PEM 电解槽制氢，避免了电量损失。此外 80%的碱性电解槽配比也保证了较低的购置成本，因此 TCO 为三种方案最低。
- 方案三：100%PEM，电解槽的制氢成本为 2.33 元/m<sup>3</sup>。此种电解槽配置方案 TCO 成本最高，因为目前 PEM 电解槽的购置成本最高，预计到 2030 年此种方案有望成为成本最优方案。

图表41：三种电解槽搭配方案的 TCO 成本（单位：元/m<sup>3</sup>）

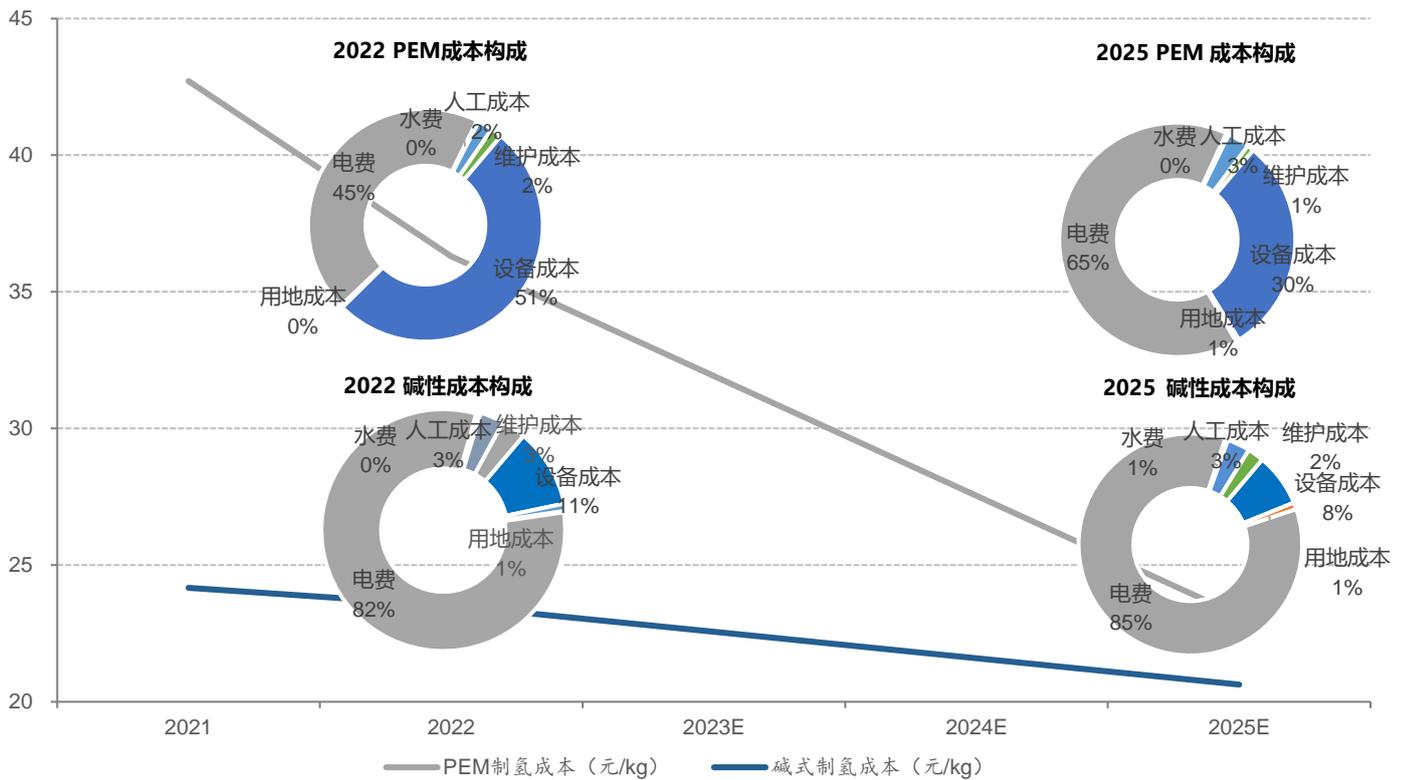


条件			
电费 (元/kwh)	0.3	0.3	0.3
PEM (元/w)	-	10.0	7.0
碱性 (元/w)	2.0	2.0	-
碱性效率损失	15%	0%	0%

来源：IRENA, The Clean Hydrogen Revolution, 国金证券研究所

- (2) 从发展阶段来看，示范阶段更注重初装成本，商业化运营需考虑全生命周期成本。当前电解水项目大多处于示范阶段，碱性电解槽技术更成熟、设备价格也相对更低，示范阶段更倾向于碱性电解槽的应用。未来进入商业化运营时，全生命周期成本成为首要考虑因素，即需加入运营成本进行考量，碱性电解槽运营成本占其全生命周期成本的 75%-80%，PEM 则是占 30-40%，在 PEM 电解槽设备逐年降本以及其更适合与风光耦合的情况下，PEM 电解槽的应用将呈现逐年上升趋势。

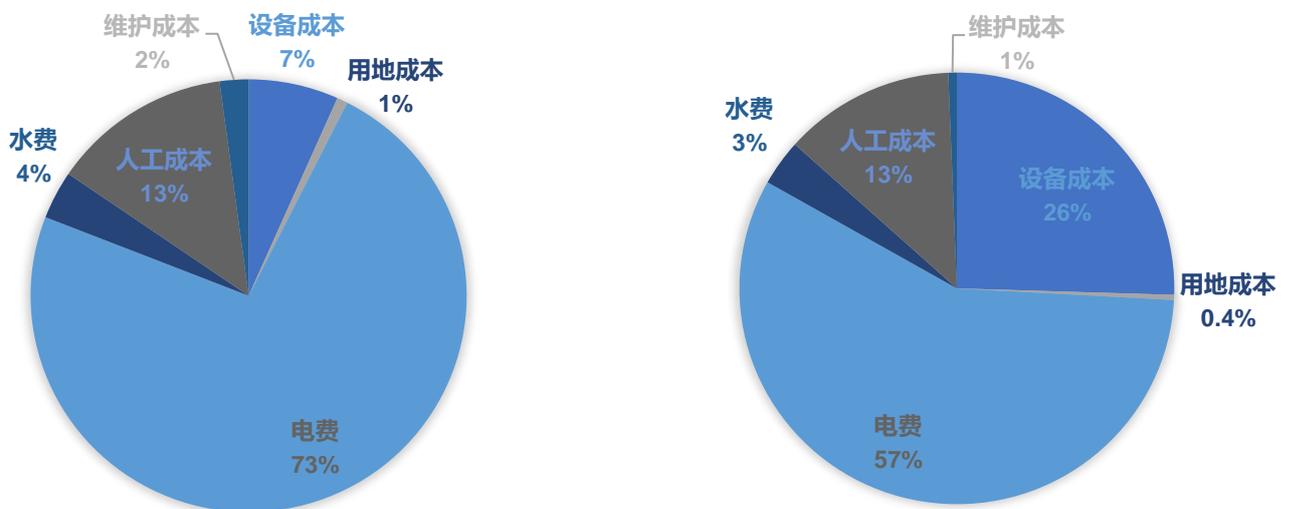
图表42：2021-2025年电解制氢降本预测（元/kg）（以0.3元/kWh电费测算）



来源：The Clean Hydrogen Revolution, 国金证券研究所

- 碱性电解槽购置成本较低。碱水电解技术成熟度较高，同时没有贵金属作为设备生产原料，因此单价相对较低。但由于需要保证电解槽两侧氢氧平衡，碱性电解槽需在额定功率的20%以上才可以工作，且效率不如PEM，因此在相同条件下，制氢量不及PEM。
- PEM成本较高，国内尚未实现大功率规模化应用。目前国内可再生能源制氢示范应用项目及主流企业核心产品基本以碱性电解槽为主，尚未形成大功率规模化应用，技术成熟度落后于NEL、ITM、西门子等海外企业，同时受制于生产原料中的贵金属，PEM成本相较碱性较高。但由于PEM效率更高且动态响应更快，更适合与光伏、风能设备串联使用，运营阶段成本相对较低。

图表43：碱性电解槽（左）与PEM电解槽（右）的成本结构



来源：IRENA, 国金证券研究所

#### 四、投资建议及相关公司

- 氢储能将带来千亿级规模的电解水制氢蓝海市场机会，布局相关高价值量及关键核心装备：电解水制氢设备、氢能项目 EPC 和制氢电源的企业将率先受益，推荐电解水制氢设备厂商：昇辉科技、华电重工、亿利洁能；氢能项目 EPC 承包商：陕西建工以及 IGBT 制氢电源企业：时代电气。

图表44：相关公司业绩及估值

代码	公司	市值/亿元	EPS/元				PE				相关业务
			2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E	
300423	昇辉科技	53	-1.97	-	-	-	-	-	-	-	碱性电解水设备
601226	华电重工	86	0.27	0.38	0.47	0.59	21.39	18.49	14.99	11.92	碱性电解水设备
600277	亿利洁能	146	0.21	-	-	-	20.37	-	-	-	碱性电解水设备
600248	陕西建工	231	0.97	5.61	4.90	4.05	4.31	1.11	1.27	1.54	氢能项目 EPC
688187	时代电气	557	1.80	2.00	2.25	2.58	30.24	23.88	21.25	18.49	IGBT 制氢电源

来源：Wind，国金证券研究所，数据截至 2023 年 4 月 28 日。注：时代电气预测值来自国金预测，其余为 Wind 一致预期。

##### 4.1 昇辉科技（300423.SZ）

- 电解水制氢设备定位大湾区切入，为广东提供稳定且经济的氢源，深耕佛山重点发展站内制氢和车辆运营。
- 制氢装备方面，昇辉科技参股广东盛氢设备有限公司，100 和 1000 标方/小时的碱性电解水成套装备分别于 2022 年 8 月和 2023 年 1 月在佛山下线，其中，整流柜、控制器、AC/DC 等电气设备由昇辉科技配套提供，在广东缺乏大量氢源及大力推广站内制氢的背景下，公司的电解水制氢设备有望受益，并且将向西北地区搭配光伏储能以及有望出口产品至中东等海外地区，进一步拓展市场空间。

图表45：昇辉科技电解槽设备



1000 标方碱性制氢设备，单槽制氢产量 1000 标方/小时及以上，  
氢气纯度达 99.9995%，能耗低至 4.6kWh/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>

来源：昇辉科技官网、国金证券研究所

##### 4.2 华电重工（601226.SH）

- 公司为工程整体解决方案供应商龙头，是华电集团科工产业的重要组成部分，目前业务已拓展至电力、冶金、石油、化工等多个行业。自 2020 年，华电重工开始筹划发展氢能业务，定位于可再生能源制氢、储氢、用氢等技术开发、装备制造、工程总承包及项目投资、运营为一体的能源服务商，在新能源领域多点开花。
- 2022 年 3 月成立中国华电氢能技术研究中心，主要生产碱性电解槽、气体扩散层等；同年 5 月，公司通过并购深圳通用氢能获得了气体扩散层及质子交换膜生产能力，7 月，碱性电解槽下线。目前国内氢能项目多为招标，公司依托华电集团具有获取订单的优势，目前已承包内蒙古华电包头市达茂旗 20 万千瓦新能源制氢项目 PC 总承包合同制氢站部分。

图表46: 华电重工氢能发展布局

中国华电氢能发展布局	
合作	华电重工成立了氢能事业部，与华电集团下属各区域公司合作，积极推进新型碱性无机隔膜电解水制氢装置的开发及在泸定项目中的应用，寻求以氢燃料电池核心材料、关键部件为切入点进入产业链的下游。
兼并	并购深圳市通用氢能科技有限公司，其拥有质子交换膜燃料电池关键材料技术，产品涵盖燃料电池核心材料产品气体扩散层、质子交换膜及催化剂。

来源：中国华电公告，国金证券研究所

#### 4.3 亿利洁能（600277.SH）

- 公司致力于由传统的能源化工向以高效清洁热力生产为核心的清洁能源行业转型，打造产融网一体化的清洁高效热能投资和运营商。借助控股股东亿利资源集团，建设并开发依托大西北优质资源的循环经济园区，同时大力发展以热力、燃气、光伏业务为主的清洁能源的多能互补。
- 打造新能源土地+电解槽+下游自有化工一体化链条，深耕全国最大新能源绿氢规划内蒙古地区。大力推进风光氢储产业集群，当前内蒙古绿氢项目规划量已达72万吨，对应约15-20GW电解槽装机，占比达到全国总量的42%；同时依托大西北优质资源，集团拥有丰富的光伏装机土地资源，具备以光伏资源兑换电解槽订单的优势。
- 1000标方碱式电解槽于去年9月下线，公司规划产能2022/2024年底前达到50/500台套。并与国电投合资成立库布其绿电氢能公司，其400MW的库布其沙漠风光制氢示范项目已于1月启动，且下游自有内蒙古化工厂应用，从上游到终端形成应用闭环。

图表47: 亿利洁能氢能相关业务

项目	内容详情
上游地面光伏电站	集团拥有丰富的光伏装机土地资源，最近400MW的库布其沙漠风光制氢示范项目于2023年1月启动，大力发展光伏治沙模式。
电解槽	2022年9月下线1000标方/h碱性电解槽，单方电耗电量达到4.6度/m <sup>3</sup> ，亿利阳光谷库布其低碳产业园同步投产下线，预计2024年实现年产500台套（共2.5GW）碱性水电解制氢设备。
下游煤化工应用	亿利库布其治沙成果和亿利库布其两大煤化工园区，可解决氢气的就近消纳，打造绿色化工。

来源：亿利洁能官网，国金证券研究所

#### 4.4 陕西建工（600248.SH）

- 公司主要业务为各类大型工程施工、设备制造及销售以及工程技术服务等。目前公司成立了多家子公司，进驻建筑光伏一体化、太阳能电解水制氢、绿氢零碳智慧工厂等新能源或生态环保领域，取得了一系列成就，其中子公司陕建安装积极探索新能源领域，初步形成上游布局管桩、塔筒、支架及配套产品，下游拓展项目运营、能源管理及资源配套业务的产业链条。
- 子公司陕西化建承建宝丰能源集团15×1000Nm<sup>3</sup>/h电解水制氢项目，子公司陕建安装集团承建“鄂尔多斯市准格尔旗纳日松光伏制氢产业示范项目制氢部分EPC项目”。

图表48: 陕西建工子公司承建氢能项目介绍

项目	介绍
宝丰能源集团15×1000Nm <sup>3</sup> /h电解水制氢项目	项目包括20万千瓦光伏发电装置和产能2万标方/小时的电解水制氢装置，预计每年可减少煤炭资源消耗25.4万吨，减少二氧化碳排放44.5万吨。
鄂尔多斯市准格尔旗纳日松光伏制氢产业示范项目制氢部分EPC项目	产业示范项目位于鄂尔多斯市准格尔旗，40万千瓦光伏、1万吨/年电解水制氢、8-10座35MPa加氢站和500辆氢能重卡。

来源：陕西化建、陕建安装公司官网，国金证券研究所

图表49: 宝丰能源集团电解水制氢项目



来源: 科创中国官网、国金证券研究所

#### 4.5 时代电气 (688187. SH)

- 公司作为中国中车旗下的核心科技企业和能源“风光储网”系统解决方案提供商,在制氢电源领域取得了一系列成就。今年3月,时代电气分别展示了风冷、水冷以及一体机三个系列的制氢电源产品,其模块化的设计能够匹配不同规模应用场景的需求,集成 IGBT 技术,基于智能控制平台,可实现快速精准控制,且高效、对电网友好,可为电解槽提供最优的电源方案。
- 2022年8月,时代电气中标国内首个批量应用大功率 IGBT 电源技术的绿电制氢项目——三峡纳日松项目,目前即将实现交付;全球四大铁矿石生产商之一的 FMG 集团,计划投入 2000 亿美元在 2030 年生产 1500 万吨绿氢,时代电气已被列入第一批供应商名录。

图表50: 时代电气大功率 IGBT 制氢电源产品



来源: 时代电气官网、国金证券研究所

#### 4.6 中国电研 (688128. SH)

- 公司作为国家首批转制科研院所,长期从事电器产品环境适应性基本规律与机理研究,是国内最早从事同步电机励磁装备研发的厂家之一,也是国内规模最大的励磁装备专业制造商之一,技术水平领先,励磁市场占有率居国内前列,产品广泛应用于水电、火电、制氢、新能源发电等领域。
- 其全资子公司中国电研广州擎天实业有限公司已与无锡隆基氢能科技有限公司签订

了供货协议，将为隆基氢能公司提供绿氢生产专用电源设备（利用光伏等再生能源电解水制氢设备所需的专用工业电源装置）。

图表51：中国电研储氢及新能源电池领域

板块	业务范围
智能装备业务	成套装备业务基于工业机器人系统集成、先进控制等技术，自主研制系统；电气装备业务基于电能转换技术、控制技术，自主研制出励磁装备、新能源电池自动检测系统和工业电源等产品。
电池检测设备	可提供全套锂电池全自动后处理系统，产品具有自动化程度高、精度高、效率高、可靠性高等特点。
同步电机励磁装备	国内规模最大的励磁装备专业制造商之一，产品应用于水电、火电、新能源发电等领域。

来源：中国电研公司公告，国金证券研究所

#### 4.7 兰石重装（603169.SH）

- 兰石重型是中国石化装备制造业的先行者，业务涵盖新能源装备（光伏多晶硅、核能、氢能等领域）、工业智能装备（快速锻造液压机组等）以及节能环保装备。
- 氢能方面，兰石重装“制、储、运、加”一体化布局，1) 制氢方面：生产煤气化制氢相关装备、研发电解水制氢装备等；2) 储氢方面：生产低压氢气球罐、高压储氢装备等；3) 运输方面：研发高压气固组合储氢容器等；4) 加氢站方面：研发换热冷却装置微通道换热器等。并与中石化合作的“超高强度、高压储氢用材料及装备研究”项目已完成了中期评审。储能方面，围绕氢电耦合储能、压缩空气储能等领域，兰石重装积极开展研发工作。

图表52：兰石重装氢能产品布局

主要产品描述	
制氢领域	依托瑞泽石化，巩固和完善现有化石能源制氢技术联合兰石研究院，加快大型电解水制氢装置开发应用开拓碱性制氢、生物乙醇重整制氢等新型制氢技术加强催化剂研发及配套制氢设备、余热锅炉等核心设备研发。
储运领域	低压气态储氢球罐、中高压气态储氢容器开发、高压气态储氢容器、低温液态储氢技术及装备开发碳纤维缠绕设备研制。
运输领域	高效紧凑式微通道换热器(PCHE) 推广应用，尽快完成甘肃省首座示范加氢站项目方案及可行性研究。
应用领域	依托公司子公司瑞泽石化在化工工艺行业优势，探索氨+氮合成氨、二氧化碳+氢合成甲醇等气化工途径。

来源：兰石重装公告，国金证券研究所

图表53：神华宁煤球罐工程



来源：兰石重装公司官网，国金证券研究所

图表54：中石油兰州石化分公司 4000m³球罐



来源：兰石重装公司官网，国金证券研究所

#### 4.8 中集安瑞科 (3899.HK)

- 中集安瑞科立足能源、化工、食品装备行业，为客户提供运输、储存、加工的关键装备、工程服务及系统解决方案。自 2006 年起开展氢能业务，产品涵盖了氢能储、运、加等各细分领域。2020 年初，与挪威的 HEXAGON PURUS 成立合资公司，携手将欧洲已成熟运用的 IV 型储氢瓶技术国产化，布局中国及东南亚快速增长的高压氢气储运的市场。安瑞科是较早发力液氢储运领域的装备制造厂商之一，在 2013 年成功为海南文昌交付 300m<sup>3</sup>液氢储罐。

图表55：中集安瑞科氢能板块相关产品

板块	业务范围
高压氢气储运装备	高压气氢事业部，以石家庄安瑞科气体机械有限公司为依托，进行高压氢气储运装备的研发与制造。
液氢储运装备	液氢事业部，以张家港中集圣达因低温装备有限公司为依托，进行液态氢能储运装备的研发与制造。
加氢站及核心装备	氢气集成事业部，以安瑞科廊坊能源装备集成有限公司为依托，进行加氢站、撬装加氢站及核心装备的研发与制造，并提供加氢站设计、建造与运营的全流程解决方案。
海上氢能整体解决方案	海上氢能事业部，以南通中集太平洋海洋工程有限公司为依托，进行海上制氢模块、氢能储运船及氢能燃料电池动力船的设计研发与制造。
车载瓶及供氢系统	当前国内市场应用较为成熟的 III 型车载瓶及供氢系统，进行了系列化产品的研发与制造；国际市场领先的 IV 型车载瓶及供氢系统，依托两家合资公司，中集合斯康氢能科技与中集合斯康氢能发展进行生产研发。

来源：中集安瑞科公司官微，国金证券研究所

- 中集安瑞科 ISO 液体罐箱产销量、高压运输车产销量居世界前列；低温运输车及低温储罐市场占有率国内领先，LNG 接收站大型储罐、LNG 加气站模块化产品及 CNG 加气站在国内市场占有率均排名前三。

图表56：中集安瑞科氢气管束



来源：中集安瑞科公司官网，国金证券研究所

图表57：中集安瑞科液氢储罐



来源：中集安瑞科公司官网，国金证券研究所

## 五、风险提示

- 技术研发进度不及预期：电解水制氢设备处于技术快速迭代的进程，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。
- 下游氢能需求不佳：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。
- 政策落地不及预期：燃料电池五大城市群已确定，但全部细则仍未落地，计划推广数量存在一定不确定性。

**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	北京	深圳
电话：021-60753903	电话：010-85950438	电话：0755-83831378
传真：021-61038200	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	传真：0755-83830558
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮编：100005	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	地址：北京市东城区建内大街26号	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路1088号	新闻大厦8层南侧	地址：中国深圳市福田区中心四路1-1号
紫竹国际大厦7楼		嘉里建设广场T3-2402