

电力设备及新能源行业 2024 年年度策略报告

新市场与新技术破局，结构性机会可期

强于大市（维持）

行情走势图



证券分析师

皮秀 投资咨询资格编号
S1060517070004
010-56800184
PIXIU809@pingan.com.cn

研究助理

苏可 一般证券从业资格编号
S1060122050042
suke904@pingan.com.cn
张之尧 一般证券从业资格编号
S1060122070042
zhangzhiyao757@pingan.com.cn



平安观点：

- **风电：成长性和供需形势较好，海风出口正当时。**2023 年导致国内海上风电需求不及预期的因素已经消退，沿海各省海上风电呈现加速发展态势，深远海海上风电项目开启竞配和示范项目申报，我们预计未来两年国内海上风电新增装机复合增速达到 50% 左右。从供给端看，海上风电主要制造环节新进者较少，竞争有所加剧但程度温和，海上风电整体供需形势较好，2024 年整机、海缆、管桩等主要环节头部企业都将受益于海上风电需求起量。国内海风制造相对海外的竞争优势越趋明显，海上风电产业链迎来出海契机，尤其是海上风电整机环节有望实现突破。
- **光伏：供需形势难言改善，新型电池可能是潜在机会点。**2022-2023 年全球光伏需求呈现爆发式增长，受多重因素影响，未来两年全球光伏新增装机增速可能降至 20% 以内。2024 年，潜在的贸易保护可能对出口层面带来一定的不确定，库存累积问题对需求的影响可能偏负面，且组件产业链主要环节产能扩张仍有惯性，整体供需形势难言改善。当前，各类电池新技术竞相发展，HJT、BC 等有望通过技术进步实现性价比和商业化前景的提升。
- **储能：海外大储格局较优，关注国内工商储运营。**储能市场需求端呈现分化，大储和工商储市场高速增长，户储需求增速放缓。国内大储市场“价格内卷”，竞争格局尚不明朗；海外大储准入门槛相对较高，竞争格局和盈利情况相对较好，看好扎实布局海外大储的集成企业。工商储方面，相对看好运营环节，具备突出的市场拓展和运营能力的企业有望崭露头角。
- **氢能：绿氢景气度高企，投资运营企业或将受益。**2023 年国内已经有大量的新能源制氢项目涌现，随着新能源投资成本的持续下降、电解槽性能的持续提升，绿氢项目经济性有望进一步凸显，预计 2024 年绿氢生产和应用有望维持高景气。设备环节，电解槽招投标需求火热，新入者积极布局，格局尚不明朗；运营环节，风电设备企业和发电企业已成为绿氢项目投资运营的重要参与者，也有望成为绿氢行业大发展的重要受益者。

- **投资建议。**考虑新能源各细分领域潜在的结构性机会以及新能源整体估值水平，维持行业“强于大市”评级。**风电**方面，海上风电需求高增，整体供需形势较好，海上风机环节有望在出海方面实现突破，重点关注风机龙头明阳智能、运达股份，建议关注东方电缆、大金重工、亚星锚链；**光伏**方面，新型电池可能是潜在机会点，建议关注 HJT、BC 等新型电池的产业化进展情况，潜在受益标的包括迈为股份、帝尔激光、隆基绿能等；**储能**方面，建议关注海外大储市场地位领先的阳光电源，以及积极拓展工商储运营业务的苏文电能；**氢能**方面，关注在绿氢项目投资运营环节重点布局的企业，包括吉电股份和相关风机制造企业等。
- **风险提示。**1、新能源新增装机不及预期风险。新能源发展受宏观经济、各区域支持性政策、供应链情况等因素影响，存在某些区域新增装机不及预期风险。2、部分环节竞争加剧和盈利水平不及预期风险。新能源各环节整体呈现参与增加的趋势，部分环节可能存在竞争明显加剧以及盈利水平不及预期风险。3、贸易保护现象加剧的风险。国内新能源制造在全球范围内具备较强的竞争力，部分环节出口比例较高，如果贸易保护现象加剧，将对相关出口企业产生不利影响。4、新技术发展不及预期风险。光伏新型电池、绿氢等新兴行业发展有赖于技术进步推动成本下降，存在发展节奏不及预期风险。

公司名称	股票代码	股价	EPS					PE				评级
		2023/12/11	2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E		
明阳智能	601615.SH	12.90	1.52	1.79	2.44	3.22	8.5	7.2	5.3	4.0	推荐	
东方电缆	603606.SH	43.25	1.22	1.71	2	2.8	35.5	25.3	21.6	15.4	推荐	
大金重工	002487.SZ	24.42	0.71	0.92	1.19	1.79	34.4	26.5	20.5	13.6	推荐	
亚星锚链	601890.SH	9.13	0.16	0.24	0.3	0.43	57.1	38.0	30.4	21.2	推荐	
隆基绿能	601012.SH	20.80	1.95	1.87	1.73	2.27	10.7	11.1	12.0	9.2	推荐	
迈为股份	300751.SZ	102.61	3.09	4.11	7.08	10.55	33.2	25.0	14.5	9.7	推荐	
帝尔激光	300776.SZ	56.99	1.51	1.8	3.02	3.82	37.7	31.7	18.9	14.9	推荐	
运达股份	300772.SZ	10.29	0.88	0.88	1.15	1.53	11.7	11.7	8.9	6.7	未评级	
阳光电源	300274.SZ	79.60	2.42	6.32	7.79	9.56	32.9	12.6	10.2	8.3	未评级	
苏文电能	300982.SZ	30.35	1.83	1.7	2.33	3.04	16.6	17.9	13.0	10.0	未评级	
吉电股份	000875.SZ	4.47	0.24	0.42	0.53	0.62	18.6	10.6	8.4	7.2	未评级	

资料来源：wind，平安证券研究所 注：未评级公司采用wind一致预期

正文目录

一、

总览：新能源板块 2023 年回顾与 2024 展望

8

1.1

2023 年回顾：供需形势下行，盈利预期与估值下修

8

1.2

2024 年展望：市场拓展和技术进步有望催生结构性机会

9

二、

风电：成长性和供需格局较好，海风出口正当时

10

2.1

需求端：压制性因素逐步消退，国内海风成长性不改

10

2.2

供给端：国内竞争形势有所加剧，重点关注海缆、风电整机

14

2.3

以风机为代表的国内海风产业链面临较好出口形势

17

三、

光伏：供需形势难言改善，新型电池可能是潜在机会点

21

3.1

终端需求增速降档，但仍将持续成长

21

3.2

贸易保护近忧大于远虑，整体供需短期难言改善

26

3.3

各类电池新技术竞相发展，可能是潜在投资机会点

30

四、

储能：机遇挑战并存，优选海外大储和工商储赛道

35

4.1

大储：国内外需求强劲，海外业务盈利性更优

35

4.2

户储：经济性支撑需求增长，长期空间广阔

42

4.3

工商储：国内市场瞩目，蓬勃发展在即

45

五、

氢能：绿氢供需两旺，电解槽景气持续

48

5.1

回顾：政策春风渐近，绿氢一展宏图

48

5.2

趋势：绿电降本、设备升级，推动绿氢走向平价

50

5.3

格局：优秀参与者持续涌现，绿氢赛道活力充沛

52

六、

投资建议

53

七、

风险提示

54

图表目录

图表 1

2023 年申万各细分子行业的涨跌幅（截至 2023.12.8，%）

8

图表 2

风、光、储、氢板块走势

9

图表 3

新能源主要细分领域投资机会展望

10

图表 4

广东 2023 年省管海域竞配项目

11

图表 5

广东 2023 年国管海域竞配项目

11

图表 6

汕头区域国管海风项目具体参数

12

图表 7

国内海上风机招标规模（GW）

12

图表 8

国内海上风电新增装机预测

12

图表 9

国内陆上风机平均投标价格走势

13

图表 10

集中式陆上风电开发的主要形式

13

图表 11

国内分散式风电新增装机规模（MW）

13

图表 12

近年国内陆上风电新增招标规模（GW）

14

图表 13

国内陆上风电新增装机预测（GW）

14

图表 14

固定式海上风电基础产能分布为扩张计划

14

图表 15

典型海缆技术方案的演变

15

图表 16

国内外主要海上风机企业大兆瓦机型采用的技术路线情况

15

图表 17

明阳智能通过海上风电基地布局打造属地化优势

16

图表 18

2022 年以来各家海上风机企业的国内订单份额情况（根据公开招标数据）

17

图表 19

海外市场海上风电新增装机预测（GW）

18

图表 20

欧洲与中国海上风机单机容量（MW）

18

图表 21

近年国内海上风机新增订单的平均叶轮直径

18

图表 22

西门子歌美飒近年的海上风机订单情况

19

图表 24

西门子-歌美飒近年的营收和利润情况

20

图表 25

明阳智能近年获得的海外海上风机订单情况

20

图表 26

大金重工 2022 年以来获得的欧美海上风电管桩订单

21

图表 27

2022 年以来国内海缆企业获得的欧洲海风项目海缆订单情况

21

图表 28

2023 前三季度户用装机前十省份（万千瓦）

22

图表 29

前三季度工商业分布式前十省份（万千瓦）

22

图表 30

山东省 2024 年工商业分时电价时段划分

22

图表 31

国内光伏、风电发电量渗透率

23

图表 32

近年各类光伏新增装机构成占比

23

图表 33

国内光伏新增装机预测（GW）

23

图表 34

10 年期美国国债利率

24

图表 35	美国光伏新增装机预测	24
图表 36	德国近一年的月度光伏装机 (MW)	24
图表 37	德国近年的发电量结构	24
图表 38	印度光伏市场的季度装机情况 (MW)	25
图表 39	全球光伏新增装机预测	25
图表 40	全球光伏新增装机市场区域结构预测	25
图表 41	IRA 对光伏制造的补贴情况	26
图表 42	印度光伏产业链主要环节产能预测 (GW)	26
图表 43	欧洲《绿色协议产业计划》	26
图表 44	中国出口至欧洲的光伏组件月度规模 (GW)	27
图表 45	中国出口至海外的逆变器月度规模 (亿美元)	27
图表 46	多晶硅价格走势	28
图表 47	单晶硅片价格走势 (元/片)	28
图表 48	PERC 与 TOPCon 电池价格走势 (元/W)	28
图表 49	光伏组件价格走势 (元/W)	28
图表 50	国内多晶硅产量 (万吨)	28
图表 51	国内主要硅片企业近年产能扩张情况 (GW)	29
图表 52	InfoLink 对高效电池技术产能预测 (GW)	30
图表 53	高效电池技术路线趋势	30
图表 54	TOPCon 电池结构示意图	30
图表 55	TOPCon 电池 Poly-finger 技术示意图	30
图表 56	PERC 与 TOPCon 电池均价 (元/w)	31
图表 57	PERC 与 TOPCon 组件均价 (元/w)	31
图表 58	激光辅助烧结技术示意图	31
图表 59	头部 TOPCon 企业提效路径	31
图表 60	HJT 电池结构示意图	32
图表 61	HJT 电池双面微晶 PECVD 膜层结构	32
图表 62	210 尺寸 PERC 与 HJT 组件价格 (元/w)	33
图表 63	HJT 电池降本提效路径	33
图表 64	新技术加持下 TOPCon 与 HJT 电池非硅成本对比	33
图表 65	头部企业 XBC 电池扩产规划 (GW)	34
图表 66	BC 类电池平台型技术	34
图表 67	国内前三季度新型储能新增装机 12.3GW	35
图表 68	前三季度国内储能系统中标规模 38.7GWh	35
图表 69	美国大储项目季度新增投运功率/GW	36
图表 70	英国、德国前三季度大储装机情况	36

图表 71	国内部分省份独立储能电站收益模式	36
图表 72	美国大储项目单位发电量回报（美元/MWh）	37
图表 73	英国大储项目可获市场回报情况	37
图表 74	国内电化学储能电站上半年运行情况	38
图表 75	美国储能项目排队规模庞大（单位：GW）	38
图表 76	美国大储并网流程图示意图	38
图表 77	国内大储市场空间测算过程	39
图表 78	预计 2024 年国内大储新增装机 57GWh	39
图表 79	美国大储市场空间预测	39
图表 80	英国大储市场空间预测（单位：GW）	39
图表 81	11 月国内 SNEC 储能展参展企业 20 尺 5MWh 储能产品情况	40
图表 82	2023 美国 RE+展会部分中国企业大储产品介绍	40
图表 83	国内 2h 储能系统投标平均报价持续下探	41
图表 84	2022 年全球及主要地区储能集成商市场份额排名	41
图表 85	Q2 全球户储出货量首次同比下降	42
图表 86	德国户储装机持续增长	42
图表 87	意大利户储装机 Q2 环比下滑	42
图表 88	美国户储 Q1-Q2 装机环比持续下行	42
图表 89	欧洲户储市场库存积压问题严重（单位：GWh）	43
图表 90	BNEF 全球户储市场空间估计	44
图表 91	主要户储市场 2023 年新增户用光伏配储率	44
图表 92	补贴是欧美户储装机的重要影响因素	44
图表 93	全球主要户储市场竞争格局	45
图表 94	国内 500kW 以上工商储累计装机约 1.2GWh	45
图表 95	1-10 月浙江省工商储备案项目超 3GWh	45
图表 96	政策推动工商业峰谷电价差增大	46
图表 97	12 个地区两充两放价差和超过 1.2 元/kWh	46
图表 98	工商储两充两放经济性测算假设及结果	47
图表 99	部分地区工商业储能（两充两放）理论 IRR%	47
图表 100	工商业储能主要商业模式	48
图表 101	2023 年 1-10 月国内绿氢项目进展汇总	49
图表 102	1-10 月国内电解槽新增招标已达 1.4GW	49
图表 103	1-10 月国内绿氢项目下游应用分布	49
图表 104	1-10 月国内绿氢项目集中于非城市群地区	49
图表 105	国内多地试点放开氢能“危化品”管制	50
图表 106	电解水制氢成本测算	51

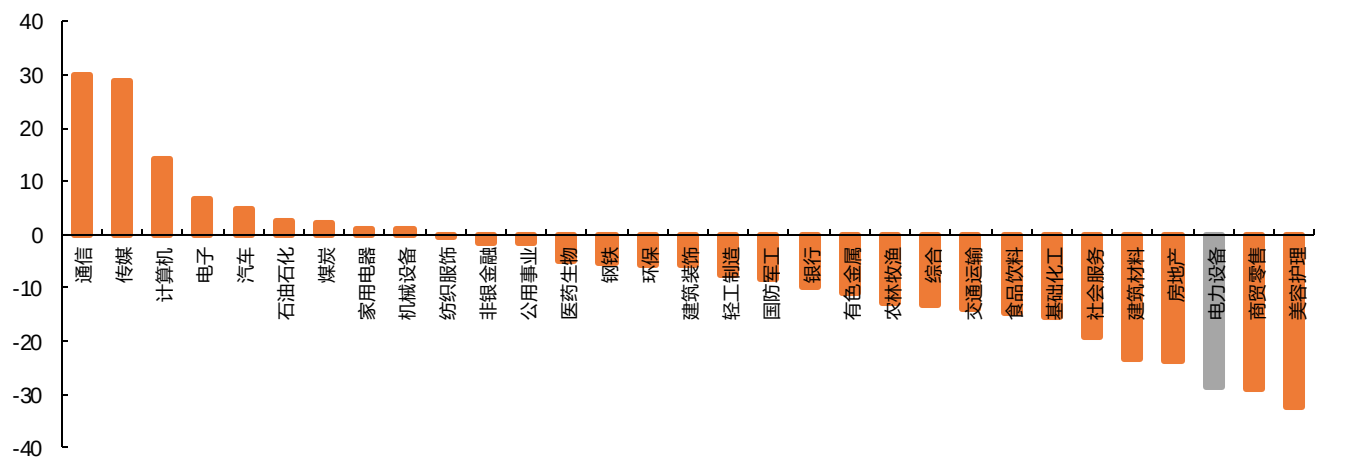
图表 107	两种制氢方式成本构成	51
图表 108	头部企业碱性电解槽参数情况	52
图表 109	碱性电解水制氢成本敏感性分析	52
图表 110	碱性电解水制氢成本分情景测算	52
图表 111	2023 年 1-10 月国内电解槽中标量 Top 10 企业	53
图表 112	2022 年国内电解槽厂商出货量 TOP 10	53
图表 113	1-10 月国内绿氢项目投资方行业分布	53
图表 114	1-10 月国内绿氢项目规划投资额前 5 大企业	53

一、 总览：新能源板块 2023 年回顾与 2024 展望

1.1 2023 年回顾：供需形势下行，盈利预期与估值下修

截至 12 月 8 日，申万电力设备指数（801730.SI）2023 年以来下跌幅度约 28.6%，大幅跑输沪深 300 指数，在申万 31 个一级子行业中名列第 29。整体来看，电力设备及新能源板块 2023 年呈现了较明显的供需关系下行，盈利预期和估值均有所下修，推动板块股价大幅下跌。

图表1 2023 年申万各细分子行业的涨跌幅（截至 2023.12.8，%）



资料来源：WIND，平安证券研究所

我们对 2023 年风电、光伏、储能、氢能等细分板块走势进行归因分析如下：

- ✓ **风电：海上风电需求及主要企业业绩低于预期。**风电板块指数（866044.WI）2023 年以来（截至 2023.12.8）下跌约 28.0%。2023 年，受军事、航道等因素影响，国内海上风电新增装机与招标数据不及预期，尤其是广东、江苏市场受影响程度明显，另外海外海上风电市场受成本上升、供应链紧缺等因素影响，出现项目延期和取消的情况，海上风机、海缆、管桩环节龙头企业 2023 年业绩不及预期，未来的盈利预期也有所下调，推动板块股价的大幅下跌。
- ✓ **光伏：供给端竞争加剧，未来盈利水平中枢不明朗。**光伏指数（884045.WI）2023 年以来（截至 2023.12.8）下跌 28.4%。2023 年全球光伏需求保持高速增长，国内市场需求超预期，但供给端产能快速释放，组件产业链主要环节供需关系大幅宽松，产品价格明显下降。同时，市场对海外贸易保护的担忧加剧，海外组件库存积压问题显现。随着供需关系的恶化，光伏主要环节未来盈利水平中枢变得不明朗，光伏企业的估值定价变得困难。
- ✓ **储能：供给端竞争加剧和库存积压问题显现。**储能指数（884790.WI）2023 年以来（截至 2023.12.8）下跌 32.8%。大储方面，尽管国内需求高速增长，但参与者增加和供给端竞争加剧的问题日趋凸显，2023 年储能系统招标价格持续走低，国内大储业务未来盈利水平预期不明朗。户储方面，欧洲气价回落和高利率导致户储需求走弱，同时户储前期库存积压问题凸显，2023 年下半年以来户储企业业绩明显承压。
- ✓ **氢能：成分股结构及绿氢产业基本面助推板块超额收益。**氢能指数（8841063.WI）2023 年以来（截至 2023.12.8）下跌 1.3%，大幅跑赢沪深 300 指数和电新板块。氢能指数中小市值成分股偏多，2023 年偏好小市值股票的市场风格助力氢能板块超额受益；另外，2023 年以来大量绿氢项目涌现，绿氢产业加速发展的态势显现，氢能板块具有较强的基本面支撑。

图表2 风、光、储、氢板块走势



资料来源: WIND, 平安证券研究所

1.2 2024 年展望：市场拓展和技术进步有望催生结构性机会

展望 2024 年的行业贝塔性机会，我们认为供需关系的变化趋势仍然是核心影响要素之一，我们判断光伏、国内大储、海外户储的供需形势难言明显改善，整体的贝塔性机会偏弱，而海上风电、海外大储供需形势相对较好，投资机会相对突出，从细分领域贝塔性机会排序看，我们判断风电>氢能>储能>光伏。

我们更加注重各个细分领域的结构性机会，尤其体现在新市场和新技术方面可能取得的突破。具体来看：

- ✓ 在风电领域，我们判断受益于国内海上风电需求的高速增长，海上风电板块具有一定贝塔性机会，但我们更看好海上风电整机出口从 0 到 1 的突破，并由此带来的相关整机企业业绩预期和估值的双升；
- ✓ 在氢能方面，我们判断绿氢项目有望更大规模地涌现，绿氢行业有望加速发展，核心设备电解槽的竞争较为激烈且主要企业电解槽业务带来的业绩弹性较小，但绿氢项目开发运营企业可能较明显的受益；
- ✓ 在储能方面，国内大储竞争白热化，海外大储格局相对较好、盈利水平明显更优，已经在海外大储市场拓展方面取得突破的国内储能集成商有望持续受益于海外大储的高成长和高盈利水平。
- ✓ 在光伏方面，电池端各类新技术竞相发展，目前 HJT、BC 的性价比尚不及 TOPcon，但这些新兴电池方案仍在导入新技术和新工艺，如果新技术和新工艺导入顺利，其性价比和商业化前景有望明显提升。

综上，我们重点看好一些细分领域在新市场和新技术方面取得突破所带来的结构性机会，包括海上风电整机出口、绿氢开发运营、海外大储、光伏电池新技术等。

图 表 3 新 能 源 主 要 细 分 领 域 投 资 机 会 展 望

	风电	光伏	储能	氢能
需求研判	2024-2025 年国内海上风电新增装机复合增速达 50%。海外海上风电市场短期面临成本上升带来的不确定性。	未来需求增速降档，全球光伏新增装机从过去两年 50% 的复合增速降至未来两年的 20% 以下。	国内大储新增装机增速仍有望达到 40% 以上；海外户储需求增速有所放缓。	绿电价格的降低和电解槽性能的提升有望推动绿氢项目爆发式增长。
供需形势	供给端参与者有所增加，竞争加剧但程度温和，海上风电整体供需形势较好。	产能增长仍有惯性，短期整体供需形势难言改善。预计 2024 年难以出现明显的出清。	国内大储、工商储产品环节竞争激烈；海外大储准入门槛较高，供需格局相对更好。	电解槽参与者众多，竞争可能加剧。绿氢项目开发运营的门槛相对较高。
2024 年行业贝塔预判	乐观	中性	中性	乐观
核心机会点	重点看好竞争力突出的海上风电整机出海。	HJT、BC、钙钛矿等新型电池降本增效和商业化应用取得突破。	国内头部大储集成商加大力度拓展海外市场。	绿氢项目的爆发式增长有望为相关开发运营企业带来业绩增量。

资料来源：平安证券研究所

二、 风电：成长性和供需格局较好，海风出口正当时

2.1 需求端：压制性因素逐步消退，国内海风成长性不改

■ 海风压制性因素消退，2024-2025 年有望快速成长

2023 年国内海风装机和招标不及预期。2022 年，国内海上风机招标量达到 14.7GW，沿海各省市出台了十四五海上风电发展规划或相关的刺激性政策，站在 2022 年底，市场对 2023 年国内海上风电新增装机和风机招标规模充满期待。从实际情况来看，2023 年国内海风新增装机和风机招标量均不及预期。装机量方面，2023 年初我们预期全年的新增装机有望接近 10GW，目前来看可实现的装机规模在 7GW 左右；海上风机招标方面，2023 年初我们预期全年招标量有望达到 19GW，根据金风科技披露数据，前三季度的招标量仅 6.1GW，同比下降 46%，预计全年实际招标规模在 10GW 以内。

2023 年国内海风需求不及预期与广东、江苏项目推进缓慢有关。广东是国内最大的海上风电市场，与 2022 年的繁荣景象相反，2023 年广东海上风机招标几乎处于停滞状态，项目建设进度也低于预期，其中阳江青洲五、六、七的推进节奏明显低于预期。江苏市场的推进节奏也明显低于预期，2021 年完成竞配的三个海风项目（合计规模 2.65GW）在 2023 年三季度末才取得实质性进展。广东、江苏等市场海风项目推进节奏不及预期与军事、航道等因素相关，但这些制约因素只是阶段性的，不改变行业发展趋势和成长空间。

前期制约因素消退，三季度以来广东、江苏市场取得实质性进展。江苏市场方面，2023 年 9 月，国能龙源射阳 100 万千瓦海上风电项目和三峡能源江苏大丰 800MW 海上风电项目获得核准；2023 年 11 月，江苏国信新丰海上风力发电有限公司收到江苏省发展和改革委员会出具的《省发展改革委关于江苏国信大丰 85 万千瓦海上风电项目核准的批复》，项目获得核准。广东市场方面，2023 年 11 月，中国海域使用论证网公布《三峡阳江青洲五七 200 万千瓦海上风电场项目海域使用论证报告书》，三峡阳江青洲六海上风电场项目 EPC 总承包工程 66kV 集电线路海缆采购及敷设、330kV 海缆穿越岸线非开挖定向钻土建施工（I 标段、II 标段）项目招标结果出炉，东方电缆中标，表明阳江青洲五、六、七项目制约因素逐步消退；此外，粤电青洲一、二项目及明阳青洲四项目均有望在 2023 年完成全部风机吊装，国家电投湛江徐闻海上风电场 300MW 增容项目开工，2023 年省管项目竞配结果出炉，广东市场推进节奏明显回暖。

其他海风市场整体呈现欣欣向荣的发展形势：

- ✓ 辽宁：华能大连庄河海上风电Ⅳ2 场址（200MW）和大连庄河海上风电场址Ⅴ（250MW）2023 年的推进节奏较慢，但新的项目开始涌现，国家电投大连市花园口（400MW）海上风电场项目以及辽东湾海域#1、Y1、Y2 场址(共 460 万千瓦)项目已经开启前期工作。预计未来辽宁海风市场具有较好的成长性。
- ✓ 河北：2023 年山海关海上风电一期 500 兆瓦平价示范项目获得核准，金风科技拟在河北秦皇岛新建设能源装备产业基地项目，远景能源唐山生产基地开工开工，未来河北的海上风电项目有望逐步落地。
- ✓ 山东：2023 年山东海上风电项目稳步推进，项目落地情况相对较好，新项目持续跟进，近期山东能源渤中海上风电 G 场址 90 万千瓦项目、B1 场址续建 10 万千瓦项目、E 场址 60 万千瓦项目举行启动仪式，其中 E 场址位于国管海域，拟安装单机容量 13MW 以上型海上风电机组。预计未来山东海风市场需求具有较好的持续性。
- ✓ 浙江：2023 年浙江海上风电项目稳步推进，舟山、温州等地新核准的海上风电项目超 2.2GW，《浙江省风电装备产业发展行动方案（2023-2025 年）》发布，预计未来浙江海风市场需求持续向好。
- ✓ 福建：2023 年《中共中央国务院关于支持福建探索海峡两岸融合发展新路 建设两岸融合发展示范区的意见》出台，形成了福建发展海上风电的有利条件。2023 年，福建发布 2023 年海上风电市场化竞争配置（第一批）结果，连江外海海上风电场、莆田平海湾海上风电场 DE 区等项目获得核准，未来海风发展有望提速。
- ✓ 广西：2023 年广西防城港海上风电示范项目开工并计划年内实现首批机组并网发电，钦州海上风电示范项目获得核准批复，2024 年装机规模有望放量。
- ✓ 海南：2023 年海南多个海风项目完成风机招标，预计 2024-2025 年海南海风市场高速增长。

国管海域项目已经开启竞配，打开国内海上风电成长空间。2023 上半年，广东省发布《广东省 2023 年海上风电项目竞争配置工作方案》，竞配规模合计 23GW。其中，省管海域项目 15 个，对应的装机容量 7GW（竞配结果已经出炉），国管海域项目 15 个，装机规模 16GW，参与配置的海上风电项目上网电价执行广东省燃煤发电基准价。2023 年 11 月，山东能源渤中海上风电 E 场址 60 万千瓦项目举行启动仪式，该项目位于国管海域。以汕头区域国管海域海风项目为例，多数项目离岸距离超过 80 公里，水深超过 40 米，属于深远海项目。我们认为，国管海域项目竞配和启动开发将推动深远海海上风电的加快发展，同时也极大地打开了海上风电的可开发空间，为国内海上风电新增装机的持续增长提供了保障。

图表4 广东 2023 年省管海域竞配项目

所在市	项目名称	竞配规模（万千瓦）
湛江市	湛江徐闻东一	40
湛江市	湛江徐闻东二	30
阳江市	阳江三山岛一	50
阳江市	阳江三山岛二	50
阳江市	阳江三山岛三	50
阳江市	阳江三山岛四	50
阳江市	阳江三山岛五	50
阳江市	阳江三山岛六	50
江门市	江门川岛一	40
江门市	江门川岛二	40
珠海市	珠海高栏一	50
珠海市	珠海高栏二	50
汕尾市	汕尾红海湾三	50
汕尾市	汕尾红海湾五	50
汕尾市	汕尾红海湾六	50
合计		700

资料来源：广东发改委，平安证券研究所

图表5 广东 2023 年国管海域竞配项目

所在市	项目名称	竞配规模（万千瓦）
汕尾市	粤东海上风电基地1-1项目	60
汕尾市	粤东海上风电基地1-2项目	100
汕尾市	粤东海上风电基地1-3项目	140
汕尾市	粤东海上风电基地1-4项目	100
揭阳市	粤东海上风电基地2-1项目	170
揭阳市	粤东海上风电基地2-2项目	130
揭阳市	粤东海上风电基地2-3项目	100
汕头市	粤东海上风电基地3-1项目	100
汕头市	粤东海上风电基地3-2项目	100
汕头市	粤东海上风电基地3-3项目	100
汕头市	粤东海上风电基地3-4项目	100
汕头市	粤东海上风电基地3-5项目	100
潮州市	粤东海上风电基地4-1项目	100
潮州市	粤东海上风电基地4-2项目	100
潮州市	粤东海上风电基地4-3项目	100
合计		1600

资料来源：广东发改委，平安证券研究所

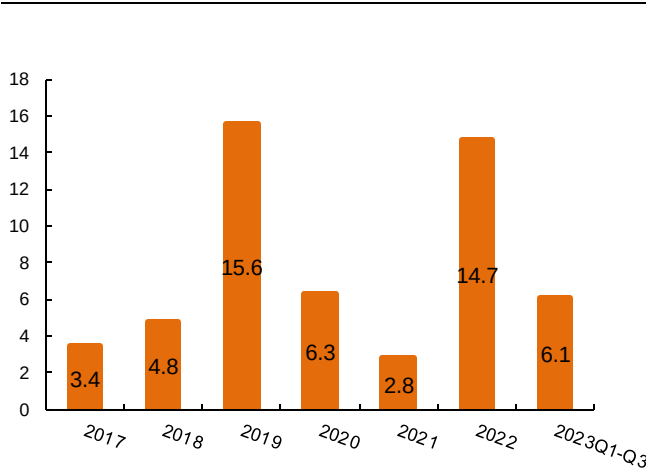
图表6 汕头区域国管海风项目具体参数

项目类型	项目所在地	项目名	竞配容量 (万千瓦)	项目情况(含风速、风功率密度、离岸距离、水深条件等)
国管海域项目	汕头市	粤东海上风电基地3-1	100	场址面积 139km ² ，场址中心离岸距离 78km，水深 40-43m，100m 高度年平均风速 9.16m/s 左右，年平均风功率密度 804W/m ² ，风功率密度等级 6 级。
国管海域项目	汕头市	粤东海上风电基地3-2	100	场址面积 140km ² ，场址中心离岸距离 85km，水深 41-49m，100m 高度年平均风速 9.20m/s 左右，年平均风功率密度 815W/m ² ，风功率密度等级 6 级。
国管海域项目	汕头市	粤东海上风电基地3-3	100	场址面积 140km ² ，场址中心离岸距离 97km，水深 45-55m，100m 高度年平均风为 9.20m/s 左右，年平均风功率密度 815W/m ² ，风功率密度等级 6 级。
国管海域项目	汕头市	粤东海上风电基地3-4	100	场址面积 134km ² ，场址中心离岸距离 80km，水深 42-45m，100m 高度年平均风速 9.16m/s 左右，年平均风功率密度 804W/m ² ，风功率密度等级 6 级。
国管海域项目	汕头市	粤东海上风电基地3-5	100	场址面积 135km ² ，场址中心离岸距离 92km，水深 43-48m，100m 高度年平均风速 9.20m/s 左右，年平均风功率密度 815W/m ² ，风功率密度等级 6 级。

资料来源：汕头发改委，平安证券研究所

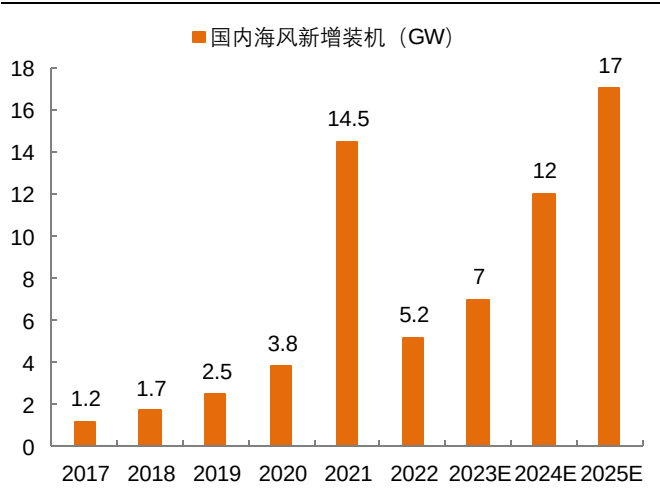
未来两年国内海上风电新增装机有望快速成长。考虑各省海上风电规划情况、当前项目推进节奏等因素，我们预计未来两年国内海上风电新增装机有望步入快速成长期，2023-2025 复合增速有望超过 50%，沿海各省呈现全面开花的态势。

图表7 国内海上风机招标规模 (GW)



资料来源：金风科技演示 PPT，平安证券研究所

图表8 国内海上风电新增装机预测



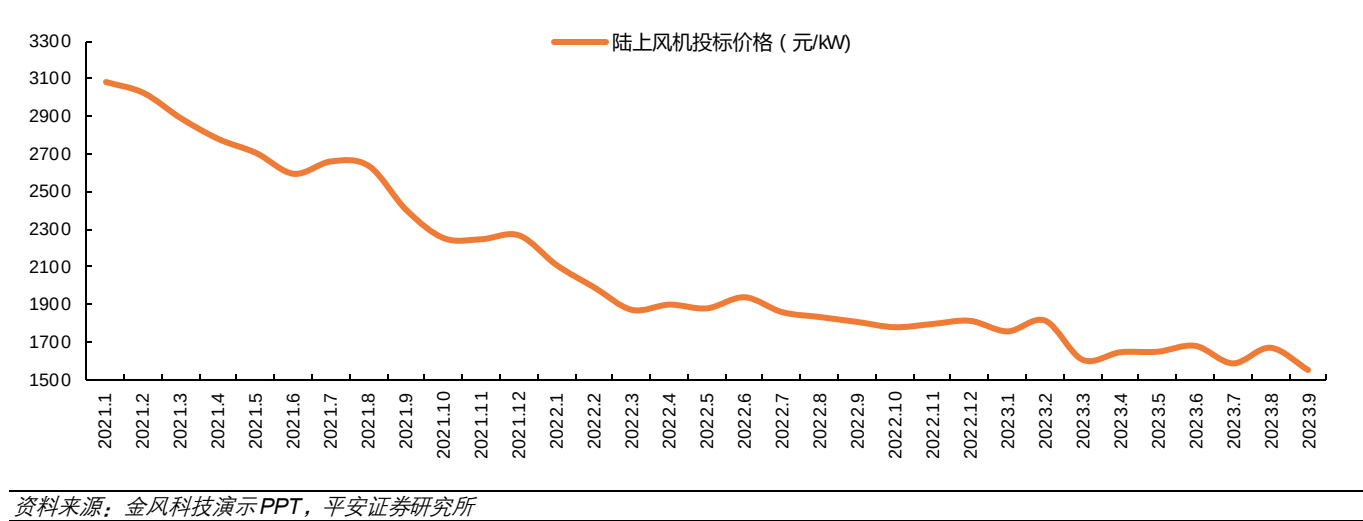
资料来源：CWEA，平安证券研究所

■ 陆风应用场景逐步打开，需求稳步增长可期

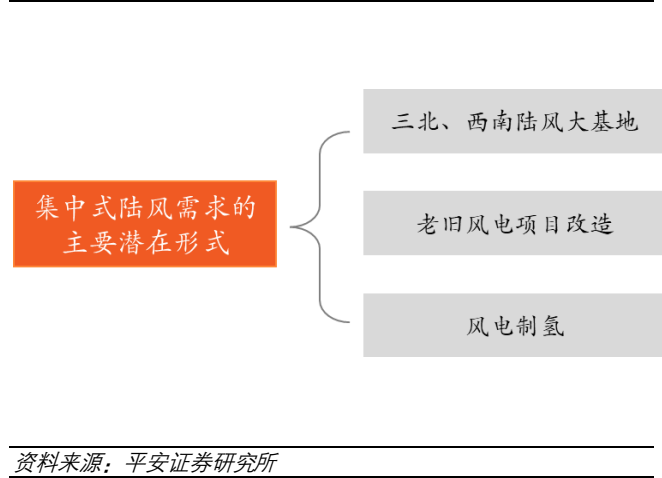
风电投资成本下降和经济性的提升推动陆上风电应用场景的打开。2023 年陆上风机大型化持续推进，目前三北地区 10MW 陆上风机已经开始批量招标，部分风机企业推出了单机容量 15MW 的陆上机型；风机大型化推动风机招标价格的持续下探，以及陆上风电经济性的持续提升。参照《“十四五”可再生能源发展规划》，十四五期间国内陆上风电开发集中式与分散式并举；在风能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续规模化开发条件的地区，重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯、冀北、松辽、黄河下游新能源基地；在符合区域生态环境保护要求的前提下，因地制宜推进中东南部风电就地

就近开发，实施“千乡万村驭风行动”，大力推进乡村风电开发。目前，千乡万村御风行动已经启动，近期山西能源局发布《关于山西省 2023 年分布式可再生能源项目评审结果的公示》，共优选出分布式可再生能源项目 82 个，合计装机规模 338.84 万千瓦，其中风电 286.3 万千瓦；未来分散式风电有望贡献较明显的陆上风电新增装机弹性。

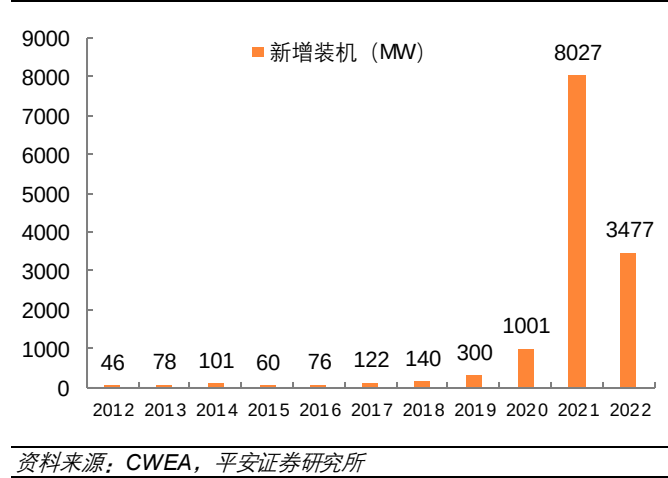
图表9 国内陆上风机平均投标价格走势



图表10 集中式陆上风电开发的主要形式

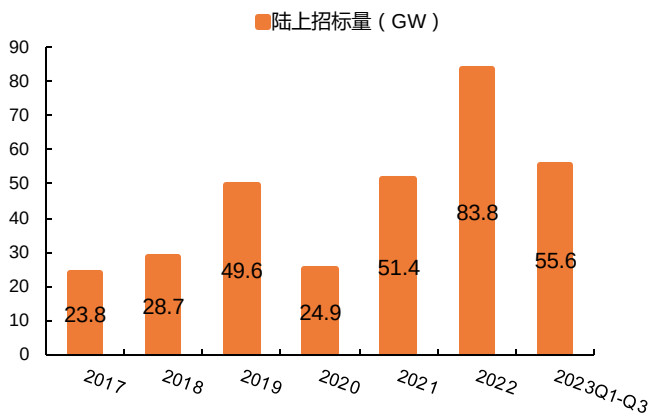


图表11 国内分散式风电新增装机规模 (MW)



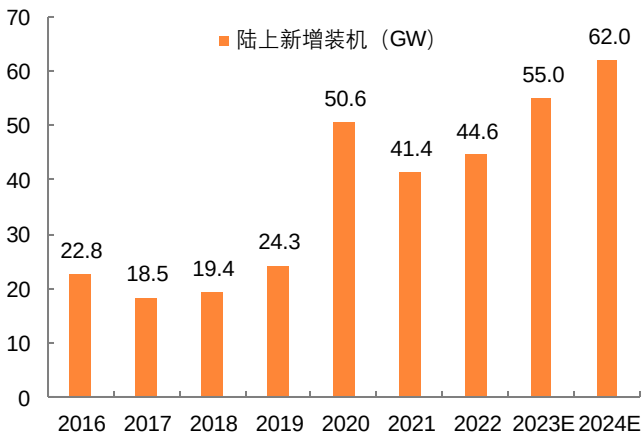
国内陆上风电新增装机有望稳步增长。2022 年国内陆上风机招标量达 83.8GW，创历史新高，2023 年前三季度，国内陆上风机招标量达到 55.6GW，同比下降 14%，预计全年的陆上风机招标量仍能达到 70GW 以上。2023 年前三季度，金风科技、明阳智能等龙头企业陆上风机出货量实现较快增长，结合考虑近两年陆上风机招标量以及国内陆上风机龙头企业对于 2024 年的相关指引，我们估计 2024 年国内陆上风电新增装机有望进一步增长。我们预期 2023 年国内陆上风机吊装规模有望达到 55GW 左右，2024 年达到 60GW 及以上。

图表12 近年国内陆上风电新增招标规模（GW）



资料来源：金风科技演示PPT，平安证券研究所

图表13 国内陆上风电新增装机预测（GW）



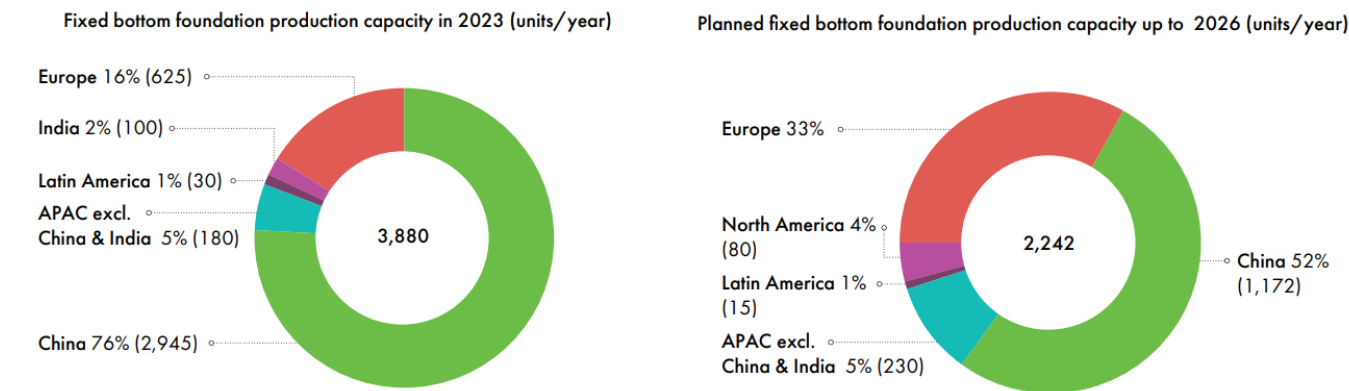
资料来源：CWEA，平安证券研究所

2.2 供给端：国内竞争形势有所加剧，重点关注海缆、风电整机

近年海上风电主要环节参与者增加，供需趋于宽松：

- ✓ 管桩方面，一些海工企业和建筑钢结构企业开始进入到海上风电管桩生产领域，例如，以建筑钢结构为主业的锦峰集团在广西钦州投建了生产基地，2023 年已经具备 12MW 海上风机导管架的工程业绩。按照全球风能协会的统计，2023 年国内固定式海上风电基础的生产能力达到 2945 套，占全球产能 76%，较大幅度超出未来两年国内市场需求。

图表14 固定式海上风电基础产能分布为扩张计划



资料来源：GWEC，平安证券研究所

- ✓ 海缆方面，2023 年万达海缆和起帆电缆实现了在 220kV 海缆方面的订单突破，万达海缆获得了大连市庄河海上风电场址 V 项目 220kV 海缆订单，起帆获得了华能山东半岛北 BW 场址海上风电项目 220kV 海缆订单。此外，富通住电、远东股份、太阳电缆等已经开启海缆基地产能建设，是潜在的新进者。结合考虑传统头部企业东缆、中天、亨通、宝胜和汉缆的产能扩张情况，根据全球风能协会的统计，目前在建的海缆生产线达到 20 条左右，推动未来国内海缆市场供需的渐趋宽松。
- ✓ 海上风机方面，近年运达股份、中车风电、三一重能等传统的陆上风机企业成为新的海上风机参与者。以山东为例，在十三五期间山东是海上风电制造产业相对薄弱的省份，自从十四五以来山东大力发展海上风电，东营、威海、烟台

等地大力招商引资，山东市场也成为了在管桩、海缆、整机各环节竞争最为激烈的市场之一，东营甚至汇聚了金风、海装风电、中车风电、三一重能四大整机企业投资建厂。

新进者的冲击主要局限于部分产品和部分市场。目前海缆新进者主要局限于 220kV 产品，对高电压等级的交流和直流海缆市场暂未形成明显冲击。海上风电具有较强的属地化特征，新进者的冲击仍然局限于局部市场，例如，运达股份海上风电业务的市场重心是浙江市场，三一和中车的海上业务基地布局主要局限在山东市场，没有迹象显示这些海上风机新进者将对南方多个省份的海上风机竞争格局形成冲击。我们判断未来海上风电各环节整体竞争形势有所加剧，但由于新进者的冲击仍局限于部分产品和部分市场，竞争加剧的程度相对温和。

海缆竞争格局的核心关注点是± 500kV 柔直海缆的参与者数量。随着海上风电项目规模化、离岸化发展，± 500kV 柔直外送有望成为趋势，目前国内已有 ± 400kV 的海风柔直项目投运，拟建的三峡阳江青洲五、七项目计划采用 ± 500kV 柔直外送方案。当前具备 ± 500kV 柔直海缆生产能力的企业较少，但海上风电未来送出方式向柔直方向发展已经成为基本共识，估计主要海缆生产企业都将加大对 ± 500kV 柔直海缆的研发投入，在 ± 500kV 柔直海缆批量应用之前，多少海缆企业具备生产制造能力值得重点关注，也影响未来 ± 500kV 柔直海缆的盈利水平。

图表15 典型海缆技术方案的演变



资料来源：各项目开发企业，平安证券研究所

国内陆上风机市场步入盈利见底阶段。国内陆上风机的参与者相对较多，竞争较为激烈，近年陆上风机招标价格呈现明显的下降，根据金风科技的统计，2023 年 9 月国内陆上风机平均投标价格为 1553 元/kW，较 2021 年初下降 50%。在此背景下，陆上风机企业的盈利水平整体承压，2023 年三季度，参考各风机企业发布的财报，估计除了少数陆上双馈龙头盈亏平衡以外，多数企业的陆上风机业务已经处于亏损状态。考虑陆上风机目前的竞争态势和价格走势，预计当前的低盈利水平还将持续，我们估计 2024 年可能出现相对更为清晰的开始逐步出清的迹象。

半直驱成为国内大兆瓦海上风机的主流技术路线。长期以来，国内海上风机产品技术路线多元，随着单机容量升级至 14-18MW，半直驱开始成为国内大兆瓦海风机组的主流的技术路线。近年，明阳、金风、远景、电气风电、海装风电等主流的海上风机生产企业在开发 14-18MW 级别海风产品时，均选用半直驱技术方案。目前，国内仅有三一重能发布的 15MW 左右的海上风机采用双馈路线。

图表16 国内外主要海上风机企业大兆瓦机型采用的技术路线情况

风机企业	典型海上风机产品	单机容量（MW）	技术路线
金风科技	GWH252-16MW	16	半直驱

远景能源	EN-252/14、EN-270/14	14	半直驱
明阳智能	MySE18.X-28X	18	半直驱
中国海装	H260-18MW	18	半直驱
电气风电	EW18.0-263	18	半直驱
东方电气	18MW 产品	18	直驱/半直驱
中车风电	14-16MW 海上机组	14-16	半直驱
运达股份	WD225-9000 (海鹞平台)	9	双馈
	WD260-15000 (海鹰平台)	15	半直驱
三一重能	13-16MW 海上风电机组	13-16	双馈
维斯塔斯	V236-15.0MW	15	半直驱
西门子	SG 14-222 DD	14	直驱
GE	Haliade-X 14MW	14	直驱

资料来源：各公司官网，平安证券研究所

海上风机竞争格局不太可能成为陆上风机的复制品。首先，海上风机对于新进者而言不存在技术路线的红利。近年，以运达股份、三一重能为代表的双馈风机企业快速崛起，打破了之前多年风机市场相对稳定的竞争格局，对传统的头部风机企业产生明显的冲击，导致国内陆上风机竞争加剧。这种局势背后的重要推手是双馈风机在陆上风电大兆瓦时代更好的适配性，在此背景下，传统的非双馈龙头企业需要通过切换技术路线以提升自身产品竞争力；2021 年陆上风电步入平价时代以来，金风科技的陆上风机从直驱切换成半直驱，明阳智能从半直驱切换成半直驱和双馈并行，这种技术路线的切换给原有的采用双馈路线的第二梯队企业带来了弯道超车的机会。对于海上风电，如前所述，采用半直驱技术是海上风机企业应对风机大型化的基本共识，运达、三一、中车等新进者也都在布局半直驱产品，这些新进者不拥有类似于陆上风机的技术路线红利，对海上风机竞争格局的冲击也就不能与陆上风机相提并论。**第二，海上风电属地化特征更为明显，新进者存在后发劣势。**海上风电项目一般倾向于选用当地的设备供应商，对于一些大的海上风电市场，头部的海上风机企业已经与当地形成紧密合作关系，新进者在构建“属地化”能力方面存在后发劣势，这种后发劣势进而会影响新进者产品开发和产品竞争力。

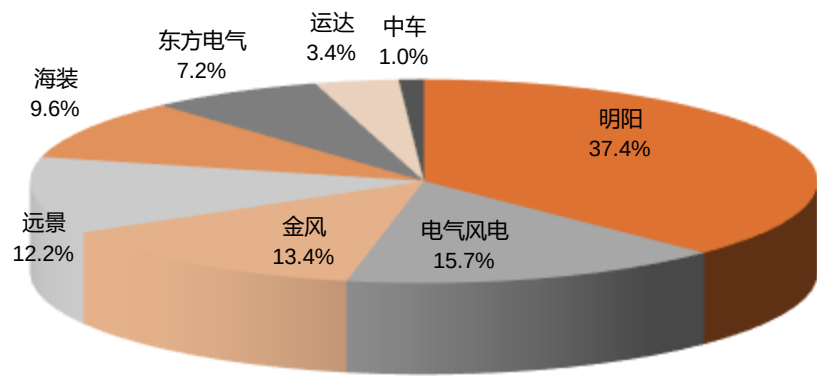
图表 17 明阳智能通过海上风电基地布局打造属地化优势

省份	基地名称	生产配置	近期进展
河北	唐山曹妃甸基地		2022 年 10 月公司与唐山市政府签订战略合作协议，公司将作为龙头链主企业，携手全力打造海上风电装备制造产业千亿集群
山东	威海乳山基地		2023 年 5 月，乳山基地首台风机下线暨明阳北方（乳山）高端海洋装备智能制造产业基地投产仪式在乳山举行。
江苏	盐城基地	叶片+整机	2022 年 7 月，响水县顺利举行明阳智能风电装备项目奠基仪式，第一期投入 10 亿元，建设大型海上风力发电机组智能制造装配中心
福建	漳州漳浦基地	叶片+整机	2020 年 9 月，福建漳浦与明阳智能签订总投资 100 亿元高端海洋装备智能制造产业园项目
广东	阳江基地	叶片+整机	2023 年 9 月，粤电阳江青洲一、二海上风电场项目最后一台抗台风型主机在明阳智能阳江产业基地顺利交付
广东	汕尾基地	叶片+整机	2020 年 5 月明阳智能汕尾海上高端装备制造基地投产。
广西	防城港基地	叶片+整机	2023 年 9 月，明阳首批“广西造”大兆瓦海上风机下线仪式、防城港市新能源装备产业集群超长叶片生产基地启动仪式在防城港市举行
海南	东方基地	叶片+整机	截至 2023 年 5 月，东方明阳新能源高端装备产业基地一期项目已竣工，二期项目叶片厂房及附属项目正在建设。

资料来源：公司官网，平安证券研究所

头部海上风机企业通过布局海上风电场业务提升差异化。2023 年，海上风电整机企业加大力度布局海上风电场，明阳汕尾红海湾四期 500MW 获得核准，金风科技开发的温州洞头 1 号 300MW 项目和平阳 1 号 600MW 项目获得核准，近期由电气风电投资的温岭 1#和 2#项目开启前期招标。随着风机企业开发运营海上风电场能力和意愿的提升，与陆上风电类似，整机企业基于产业换资源模式，在获得海上风电场资源方面具有竞争优势，预计未来头部海上风机企业将成为主流的海上风电场开发企业。随着传统海上风机龙头加快布局海上风电场业务，未来相对海上风机新进者的竞争优势有望扩大。

图表18 2022 年以来各家海上风机企业的国内订单份额情况（根据公开招标数据）

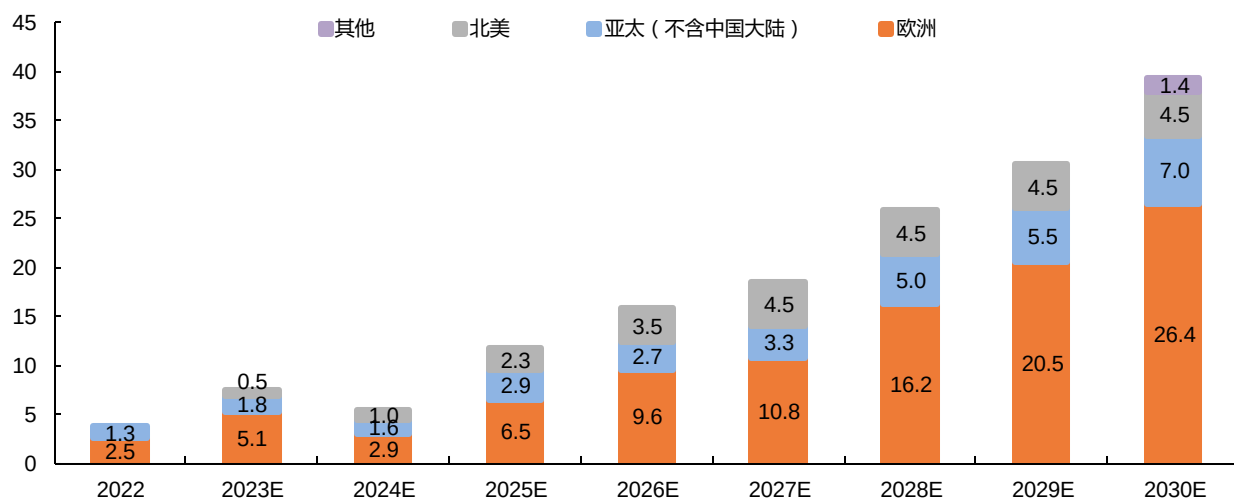


资料来源：各运营商中标公告，平安证券研究所

2.3 以风机为代表的国内海风产业链面临较好出口形势

海外海上风电市场具有突出的成长潜力，但短期面临成本上升和供应链短缺问题。在能源安全、能源低碳转型、经济性等多重因素的驱动下，海外市场普遍提升了对海上风电的重视程度；欧洲是主要的海外海风市场，亚太地区的中国台湾、越南、日本、韩国等市场正在加速推进，美国市场在拜登政府的大力支撑下已经取得实质性进展。根据全球风能协会的预测，到 2030 年，海外市场海上风电新增装机有望达到 39.2GW，2022-2030 年的复合增速达到 34%。但是，海外海上风电也面临一些短期困难。近期全球最大的海上风电开发商之一沃旭能源宣称，受美国海上风电供应链瓶颈、成本高企等因素影响，沃旭能源将停止新泽西州 Ocean Wind 1 号和 2 号海上风电项目开发；英国于 11 月 16 日宣布在 2024 年第六轮差价合约（CfD）的年度竞拍中，将固定式海上风电最高执行价格从 44 英镑/兆瓦时提高到 73 英镑/兆瓦时，核心原因是海上风电开发成本的上升。我们预期欧美市场海上风电供应链瓶颈以及成本的上升可能对短期的需求带来扰动。

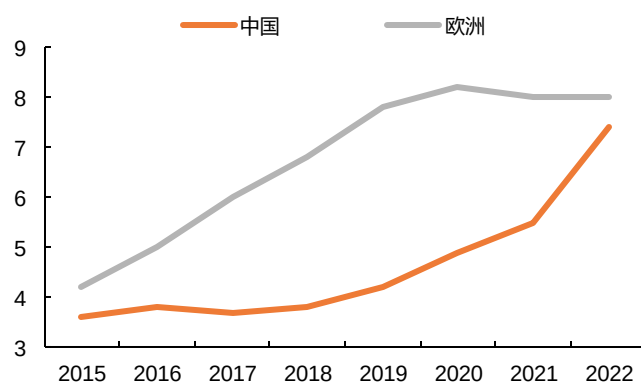
图表19 海外市场海上风电新增装机预测 (GW)



资料来源: GWEC, 平安证券研究所

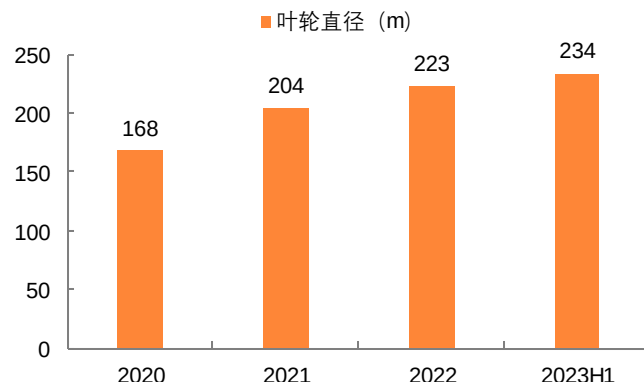
更快的技术迭代速度推动国内海上风机单机容量反超欧洲。从单机容量看,过去欧洲海上风电的单机容量明显高于国内,近年这一差距明显缩小;2022年欧洲新建项目平均的单机容量约8MW,国内则为7.4MW。从新品推进的角度,目前欧美风机巨头在推的大兆瓦产品的单机容量约15MW,叶轮直径可达236米,维斯塔斯的V236-15MW样机已于2022年12月安装在位于丹麦的Østerild测试中心,欧美单机容量14-15MW、叶轮直径236米左右的大兆瓦海上新品有望于2024-2025年开启批量交付。国内方面,2023年6月,金风科技GWH252-16MW产品已在福建平潭三峡海上风电场完成吊装,该产品单机容量16MW,叶轮直径252米,是目前全球已吊装的最大的海上风机;明阳智能、中国海装均已下线叶轮直径260米及以上的海上风机叶片产品。可以预期,国内海上风机在单机容量和叶轮直径方面也将反超欧美。

图表20 欧洲与中国海上风机单机容量 (MW)



资料来源: Windeurope、CWEA, 平安证券研究所

图表21 近年国内海上风机新增订单的平均叶轮直径



资料来源: 伍德麦肯兹, 平安证券研究所

国内海上风机产品价格优势越趋明显。2023年上半年,西门子歌美飒海上风机新增订单约3.25GW,新增订单金额38.85亿欧元,对应的单价为1196欧元/kW(折合人民币约9270元/kW),近年西门子歌美飒的海上风机订单价格相对平稳。反观国内,2022年国内海上风机价格较2020-2021年抢装期间大幅下降,含塔筒的均价在4000元/kW以内,国内海上风机产品具备明显的成本和价格优势。

图表22 西门子歌美飒近年的海上风机订单情况

财年	容量 (MW)	订单金额 (亿欧元)	单价 (欧元/kW)
2018	2272	27.95	1230
2019	2076	31	1493
2020	4139	50.53	1221
2021	3478	40.68	1170
2022	3042	43.96	1445
2023H1	3249	38.85	1196

资料来源：公司官网，平安证券研究所

图表23 2022年以来国内部分海上风电项目风机招标价格相关情况

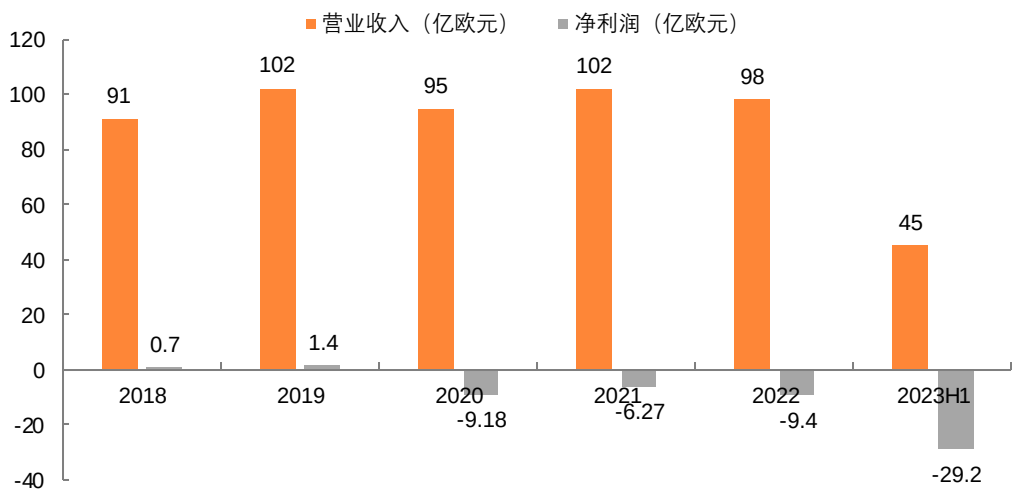
项目名称	开发商	规模 (MW)	中标企业	单机容量	中标金额 (亿元)	单价 (元 /kW)	中标时间	备注
三峡昌邑莱州湾一期	三峡集团	300	金风科技	>6MW	13.43	4477	2022.1	含塔筒
中广核象山涂茨海上风电场	中广核	280	中国海装		10.72	3830	2022.3	
国华投资山东渤中海上风电项目	国华能源	500	金风科技	7-8.5MW	19.14	3828	2022.4	
华能汕头勒门 (二)	华能集团	594	电气风电	>=11MW	27.29	4595	2022.5	含塔筒
浙能台州 1 号	浙能集团	300	东方电气	7.5MW	10.64	3548	2022.6	含塔筒
华能苍南 2 号	华能集团	300	远景能源		11.76	3921	2022.7	含塔筒
中广核惠州港口二 PA (北区)	中广核	210	远景能源	>=8MW	8.63	4109	2022.7	含塔筒
中广核惠州港口二 PA (北区)	中广核	240	明阳智能	>=10MW	10.49	4372	2022.7	含塔筒
中广核惠州港口二 PB	中广核	300	明阳智能	>=10MW	13.12	4372	2022.7	含塔筒
国华投资山东渤中 B2	国华能源	500	电气风电	>=8.5MW	19.06	3811	2022.8	含塔筒
国电投湛江徐闻海风增容项目	国家电投	300	明阳智能		10.4	3468	2022.8	
国电电力象山 1#海上风电场 (二期)	国家能源集团	500	运达股份	8-9MW	16.53	3306	2022.8	含塔筒
华能大连庄河海上风电 IV2 场址	华能集团	200	中国海装	>=8MW	7.3	3650	2022.10	含塔筒
国家电投山东半岛南 U 场址一期	国家电投	450	明阳智能	>=8.5MW	16.16	3591	2022.11	含塔筒
中广核阳江帆石一	中广核	300	金风科技	>=10MW	11.67	3890	2022.11	含塔筒
中广核阳江帆石一	中广核	700	明阳智能	>=10MW	28.99	4067	2022.11	含塔筒
华能岱山 1 号 (I 标段)	华能集团	255	电气风电	>=8MW	9.6	3765	2022.11	含塔筒
龙源射阳 1GW 海上风电项目	国家能源集团	1000	远景能源	>=7MW	37.06	3706	2022.11	含塔筒
华能山东半岛北 BW 场址	华能集团	510	明阳智能	8.5	17.38	3407	2022.11	含塔筒
大唐南澳勒门 I 海上风电扩建项目	大唐集团	352	电气风电	>=11MW	11.72	3329	2022.12	
三峡能源山东牟平 BDB6#一期	三峡集团	300	金风科技	>=8.35MW	11.3	3767	2022.12	含塔筒
申能海南 CZ2 示范项目标段一	申能集团	600	电气风电	>=8MW	22.93	3822	2022.12	含塔筒
漳浦六鳌海上风电场二期	三峡集团	200	金风科技	>=10MW	7.4	3701	2023.1	含塔筒
漳浦六鳌海上风电场二期	三峡集团	100	东方电气	>=10MW	3.92	3921	2023.1	含塔筒
国华时代半岛南 U2 场址	国家能源集团	600	远景能源	8.5 MW	21.67	3611	2023.2	含塔筒
龙源电力海南东方 CZ8 场址	国家能源集团	500	明阳智能	>=10MW	18.69	3737	2023.3	含塔筒
华能岱山 1 号 (II 标段)	华能集团	51	远景能源	8.5 MW	1.83	3580	2023.3	含塔筒
山东能源渤中海上风电标段一	山东能源	400	中国海装	9-10MW	12.8	3200	2023.4	含塔筒
山东海卫半岛南 U 场址标段一	国家电投	225	中车风电	>=8.5MW	7.57	3364	2023.4	含塔筒
山东海卫半岛南 U 场址标段二	国家电投	225	明阳智能	>=8.5MW	7.93	3524	2023.4	含塔筒
大连庄河海上风电场址 V 项目	三峡集团	250	运达股份	>=8.5MW	8.82	3528	2023.4	含塔筒
三峡能源天津南港海风示范项目	三峡集团	204	东方电气	8.5MW	6.85	3360	2023.8	含塔筒
三峡江苏大丰海上风电项目	三峡集团	800	金风科技	6-8.5MW	30.83	3854	2023.8	含塔筒

华能海南临高海上风电场项目	华能集团	600	明阳智能	>=10MW	21.16	3527	2023.9	含塔筒
大唐海南儋州海上风电项目一场址	大唐集团	600	东方电气	10-11MW	22.19	3698	2023.9	含塔筒
山东能源渤中 G 场址（南区）	山东能源	300	电气风电				2023.9	含塔筒

资料来源：各项目运营商，平安证券研究所

海外海上风机龙头面临严重困境。受风机质量问题、通胀等因素影响，欧洲海上风机龙头企业西门子-歌美飒陷入较严重的经营困境，根据公司指引，2023 财年西门子-歌美飒的亏损幅度达到约 43 亿欧元，2024 财年预计还将亏损 20 亿欧元；在此背景下，公司将实施成本节约并缩减资本开支，包括取消在美国新建叶片生产基地等，以期待在 2026 财年公司能够实现扭亏。西门子-歌美飒的收缩策略有望为国内海上风机企业出海创造有利条件。

图表24 西门子-歌美飒近年的营收和利润情况



资料来源：西门子能源，平安证券研究所

国内海上风机企业在海外中小型订单方面取得突破。明阳智能、远景能源、电气风电等国内头部海上风机企业已经开始获得部分海外海上风机订单，其中明阳智能进展相对领先。明阳智能已经在意大利、日本、越南、英国、韩国等市场获得海风风机订单，尽管规模不大，考虑这些海外市场具有较大的发展潜力，未来公司海上风机出口值得期待。2023 年 10 月，电气风电联合韩国晓星重工集团与韩国 Corio 发电公司，签订韩国釜山 Saha 海上风电项目风机销售合同，该项目总容量 102MW，将采用 12 台电气风电海神平台 EW8.5-230 型风机。

图表25 明阳智能近年获得的海外海上风机订单情况

国家	项目名称	机型	台数	容量	项目状态
意大利	Beleolico 30MW 海上风电项目	MySE 3.0-135	10	30MW	2021 年交付
日本	入善町海上风电项目	MySE-3.0	3	9MW	2023 年交付
越南	金瓯 350MW 海上风电	MySE50-166	75	350MW	2022.3 开始交付
英国	TwinHub 项目	MySE8.0-180	2	16MW	2022 年获得订单
韩国			13	85MW	2023 年获得订单

资料来源：公司官网、WIND，平安证券研究所

国内海上风电管桩和海缆的出口力度有望加大。管桩方面，欧洲本土产能无法完全满足本地需求，同时国内管桩企业的交付能力较强，国内海上风电管桩迎来出口契机；2022 年以来，以大金重工为代表的国内管桩企业开始拓展欧美市场并获得

大量订单，2023 年大金重工完成英国 860MW Moray West 海上风电场项目 48 根超大型单桩的交付。海缆方面，随着国内海风大发展和海缆产业竞争力提升，头部海缆企业开始拓展欧洲市场并获得订单；2023 年 5 月，中天和东缆分别获得 Baltica 2 海上风电项目的送出海缆和集电海缆订单，表明国内海缆企业逐步获得以欧洲主流海上风电开发商和输电巨头的认可。整体来看，随着国内管桩和海缆产品性价比的提升，管桩和海缆环节的出口也有望进一步成长。

图表26 大金重工 2022 年以来获得的欧美海上风电管桩订单

时间	海风项目	中标内容
2022	英国 MorayWest 项目	48 套单桩、30 套过渡段、12 套塔筒
2022	美国 Boskalis 项目	大型钢结构
2022	法国 NOY-IleD ' YeuetNoirmoutier 项目	62 套单桩
2022	英国 DoggerBankB 项目	41 套塔筒
2023	丹麦 Thor 海风项目	36 根单桩
2023	德国 Nordseecluster 项目	104 套海上风机基础

资料来源：大金重工，平安证券研究所

图表27 2022 年以来国内海缆企业获得的欧洲海风项目海缆订单情况

	中标时间	项目及中标产品	客户	中标金额（亿元）
东方电缆	2022.3	Hollandse Kust West Beta 海上风电项目 220kV 海底电缆、66kV 海底电缆	欧洲输电网运营商 TenneT	5.3
东方电缆	2023Q1	Inch Cape 海上风电项目（总规划装机容量 108 万千瓦）输出缆供应前期工程协议	INCH CAPE OFFSHORE LIMITED	0.14
东方电缆	2023.5	Baltica 2 海上风电项目整个风场 66kV 海缆及配套附件	Orsted-沃旭和 PGE-波兰电网的合资公司下属项目公司	3.5
中天科技	2023.5	Baltica 2 海上风电项目 275kV 高压交流海底光电复合缆以及配套附件	Orsted Wind Power A/S	12.1

资料来源：公司公告，平安证券研究所

三、 光伏：供需形势难言改善，新型电池可能是潜在机会点

3.1 终端需求增速降档，但仍将持续成长

■ 2024 年国内光伏新增装机增速放缓，有望超过 200GW

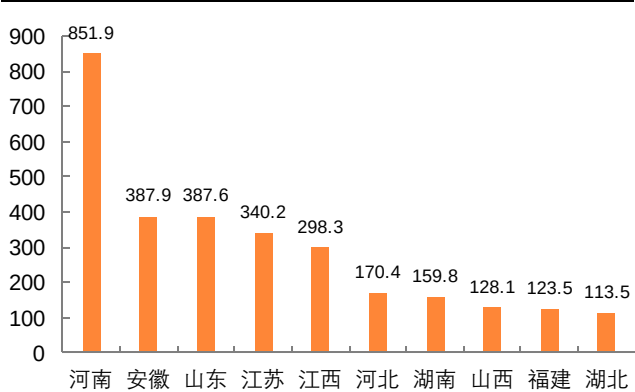
根据国家能源局披露数据，2023 年 1-10 月，国内光伏新增装机 142.56GW，同比增长 145%。根据国家能源局披露的前三季度细分装机情况，前三季度国内光伏新增装机 128.94GW，其中集中式光伏新增装机 61.80GW，分布式光伏 67.14GW，其中户用分布式 32.98GW、工商业分布式 34.16GW。

- ✓ 2023 年集中式地面电站的新增装机占比有所提升，估计主要与大基地项目的集中建设有关，前三季度集中式光伏电站新增装机主要集中在新疆、云南、湖北、甘肃、宁夏、青海、陕西、山西、山东、内蒙等省份，这十个省份集中式光伏电站新增装机约占全国的 73%。根据能源局披露信息，截至 2023 年 7 月底，第一批 9705 万千瓦基地项目已全面开工，并网投运 3000 万千瓦，第二批基地项目陆续开工建设，第三批基地项目已印发清单，正在开展前期工作。预计 2024 年大基地项目建设持续推进，国内集中式光伏电站需求具有一定的可持续性。
- ✓ 户用光伏方面，近年户用光伏新增装机持续成长，从以山东、河北、河南占绝对主导逐步演变成全国多个省份竞相发展，前三季度新增装机规模较大的省份包括河南、安徽、山东、江苏、江西、河北、湖南、山西等，考虑目前户用光

伏仍然主要采用全额上网的模式，随着组件价格的大幅下降以及项目收益率的提升，预计 2024 年国内户用光伏新增装机有望继续成长。

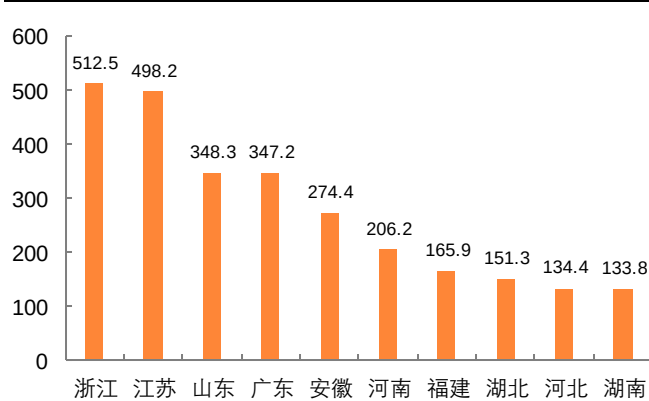
✓ 工商业光伏方面，最近两年国内工商业光伏实现爆发式发展，前三季度新增装机规模靠前的省份为浙江、江苏、山东、广东、安徽、河南、福建、湖北等工商业相对发达的省份。从成本端看，工商业分布式投资成本有望随着组件价格的下降而走低；从收益端看，工商业分布式自发自用模式较为常见，电价水平实际受工商业电价影响，随着近期山东、湖北等多个省份工商业分时电价的调整，工商业分布式光伏大发的中午阶段可能被调整为谷时，一定程度影响工商业分布式光伏项目的投资回报和发展节奏。

图表28 2023 前三季度户用装机前十省份（万千瓦）



资料来源：国家能源局，平安证券研究所

图表29 前三季度工商业分布式前十省份（万千瓦）



资料来源：国家能源局，平安证券研究所

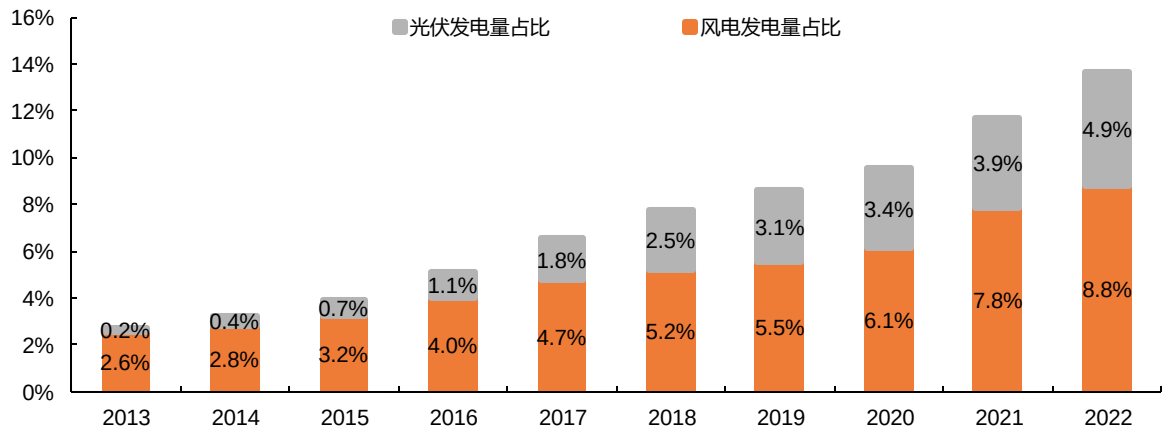
图表30 山东省 2024 年工商业分时电价时段划分

时段	峰谷时段划分
冬季（1月至2月、12月）	低谷时段 10:00 至 15:00，其中，深谷时段 11:00 至 14:00； 高峰时段 16:00 至 21:00，其中，尖峰时段 16:00 至 19:00； 其余时段为平时段。
春季（3月至5月）	低谷时段 10:00 至 15:00，其中，深谷时段 11:00 至 14:00； 高峰时段 17:00 至 22:00，其中，尖峰时段 17:00 至 20:00； 其余时段为平时段。
夏季（6月至8月）	低谷时段 00:00 至 06:00； 高峰时段 16:00 至 22:00，其中，尖峰时段 17:00 至 22:00； 其余时段为平时段。
秋季（9月至11月）	低谷时段 10:00 至 15:00，其中，深谷时段 11:00 至 14:00； 高峰时段 16:00 至 21:00，其中，尖峰时段 17:00 至 19:00； 其余时段为平时段。

资料来源：山东省电力交易中心，平安证券研究所

国内新增电力需求能够支撑当前的光伏新增装机体量。从光伏发电渗透率的角度，2022 年国内光伏发电量 4276 亿度电，占全国总发电量的 4.9%，近年光伏、风电发电量占比较快提升，2022 年两者合计占比约 13.7%。2023 年国内光伏新增装机有望达到 170-180GW，结合 2022 年国内光伏发电 1200 左右的利用小时，2023 年新增光伏装机对应的年发电量约 2100 亿度电。2022 年国内各类电源发电量约 8.7 万亿度电，2023 年有望超过 9 万亿度电，结合近年的全社会用电量增速情况，假设未来用电量增速中枢在 5%左右，则每年新增的发电量需求超过 4500 亿度电，能够容纳当前的光伏新增装机体量。考虑现在欧美均已进入新能源对存量煤电的替代阶段，未来如果国内开启新能源对存量煤电的替代，则光伏新增装机的成长潜力进一步打开。

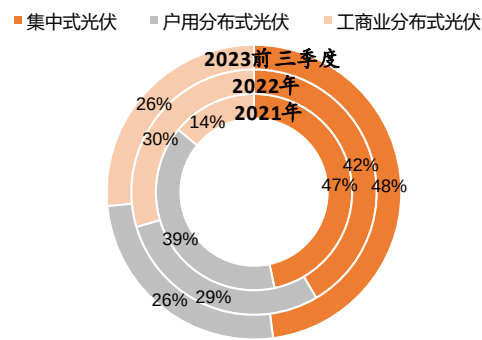
图表31 国内光伏、风电发电量渗透率



资料来源：中电联，平安证券研究所

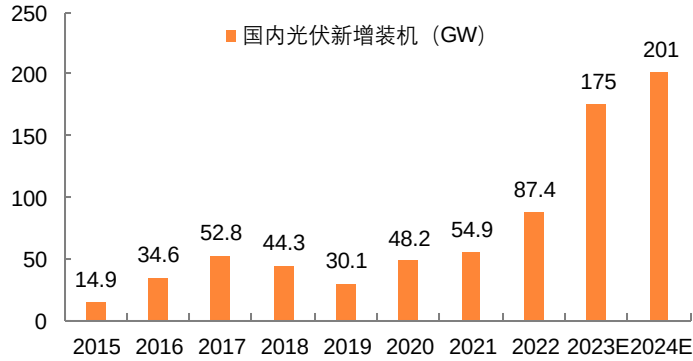
2024 年国内光伏新增装机有望超过 200GW。我们认为从渗透率提升方面国内光伏新增装机具备持续稳步增长的基础，集中式光伏、户用光伏在 2024 年大概率将具备增长的惯性，但以山东为代表的省份工商业分时电价的调整表明光伏发电消纳问题有所加剧，可能对工商业分布式的需求造成不确定性。综合来看，我们预计 2024 年国内光伏新增装机有望同比增长约 15%，达到 201GW 左右。

图表32 近年各类光伏新增装机构成占比



资料来源：国家能源局，平安证券研究所

图表33 国内光伏新增装机预测 (GW)

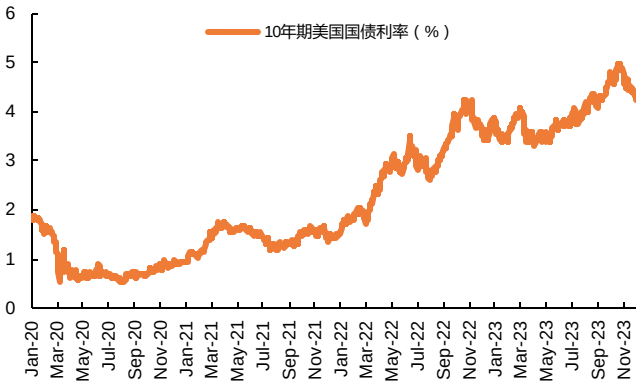


资料来源：国家能源局，平安证券研究所

■ 海外市场持续成长，欧洲和印度需求形势相对较好

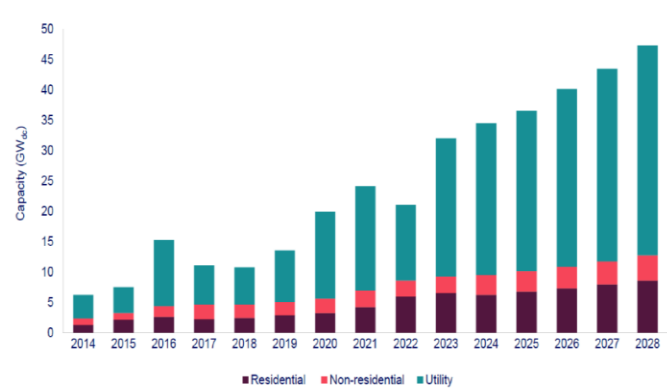
美国市场方面，上半年美国新增光伏装机 11.7GW，根据美国光伏行业协会的预测，2023 年美国新增装机有望达到 32GW 左右。美国具有较大的用电需求体量，同时美国光伏发电的渗透率仍然较低，未来光伏新增装机具有较大的成长空间，但与此同时，美国近年利率水平持续提升导致新能源项目融资成本大幅提升，光伏组件进口方面的贸易保护政策也对美国新增装机造成不确定影响。整体来看，2024 年美国市场仍将成长，根据美国光伏行业协会的预测，新增装机规模有望达到 35GW 左右。

图表34 10年期美国国债利率



资料来源：WIND，平安证券研究所

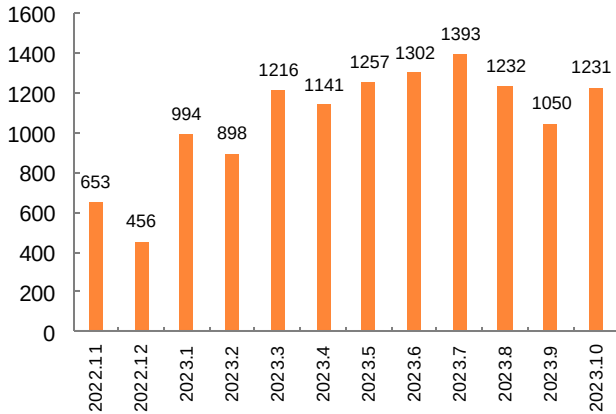
图表35 美国光伏新增装机预测



资料来源：SEIA，平安证券研究所

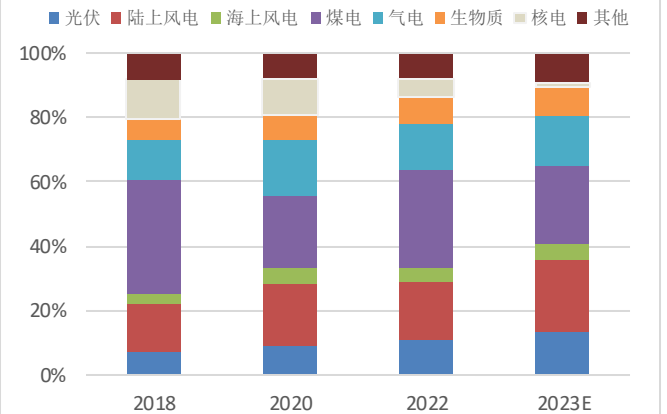
欧洲市场方面，在能源转型和俄乌冲突的背景下，欧洲持续加快新能源发展步伐，以德国为例，根据德国联邦网络局的数据，2023年1-10月，德国光伏新增装机11.7GW，同比增长约90%，已经超额完成全年光伏装机目标，预计2023年全年德国光伏新增装机有望达到14GW。德国近年光伏新增装机的跨越式发展得益于电源结构转型节奏的加快，德国政府制定了淘汰煤电和去核的计划，俄乌冲突也导致天然气发电的占比下降，这些因素为光伏大发展提供了电量替代空间。德国的光伏新增装机情况一定程度反映欧洲整体的需求趋势，结合欧洲光伏协会的预测，我们预计2023年欧洲光伏新增装机有望达到65GW左右，同比增长约40%。2024年欧洲需求受能源转型节奏、农业光伏等新兴应用场景推进节奏、组件价格大幅下降、利率和贸易政策等多重因素影响，整体来看，我们认为欧洲新能源对传统能源的替代节奏有望进一步加快，预计欧洲2024年光伏新增装机还将继续成长，达到80GW左右。

图表36 德国近一年的月度光伏装机 (MW)



资料来源：德国联邦网络局，平安证券研究所

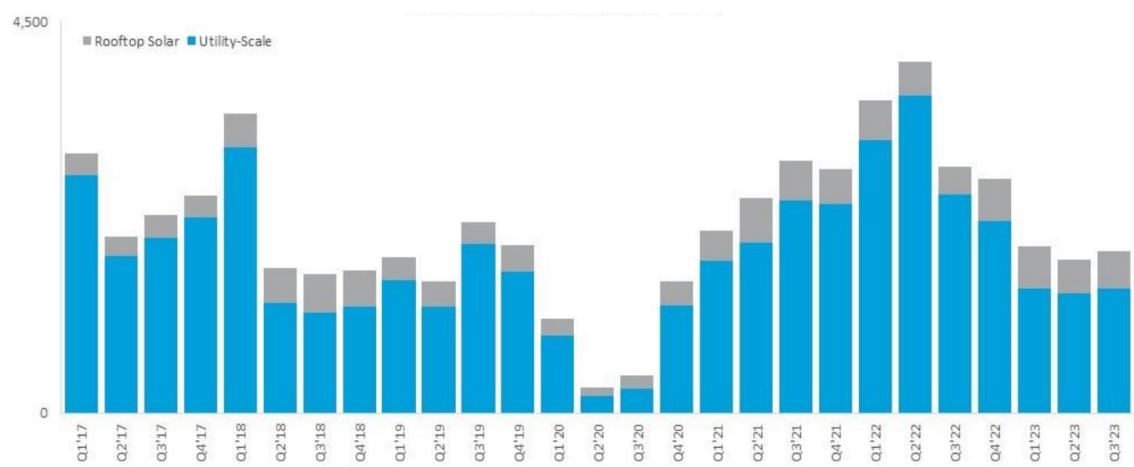
图表37 德国近年的发电量结构



资料来源：Fraunhofer，平安证券研究所

印度市场方面，根据 Mercom India Research 发布的数据，2023年前三季度印度新增光伏装机约5.6GW，同比下降47%，其中大型地面电站的下滑幅度尤为明显，前三季度大型地面电站新增装机约4.2GW，占总装机的75%。印度光伏新增装机的大幅下滑主要受大型项目延期并网等因素影响，大量项目推迟至2024年并网；与此同时，随着组件价格的大幅下降，印度大型光伏项目的建设成本逐季下降，刺激终端需求。根据 InfoLink 的统计，2023年8月以来国内出口印度的组件规模明显提升，9月、10月的出口规模均超过2GW，表明印度市场需求有望提速，2024年有望成为印度光伏新增装机的大年。展望未来，考虑当前的用电量规模以及用电增速情况，印度光伏市场拥有巨大的成长潜力。

图表38 印度光伏市场的季度装机情况（MW）

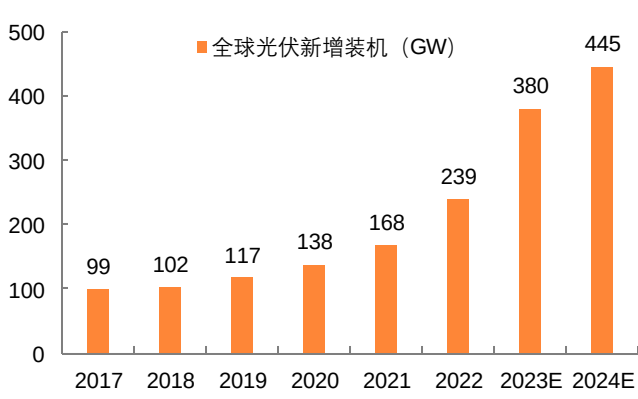


资料来源：Mercom India Research，平安证券研究所

拉丁美洲市场方面，根据 InfoLink 预测，2023 年拉丁美洲的组件需求量约 24.8-27.4GW，其中巴西需求量 16.3-17.5GW、智利 3.3-3.8 GW、墨西哥 1.7-2 GW。近期巴西政府对免税规则做出调整，部分规格的组件被移除减税列表，并于 2023 年 9 月开始适用新关税，有可能导致 2024 年巴西市场需求的下降，并影响整体拉丁美洲光伏需求。参考 InfoLink 的预测，2024 年拉丁美洲光伏组件需求量约 22-25.2GW。中东市场方面，根据 InfoLink 预测，2023 年中东组件需求约 20.5-23.6 GW，其中沙特需求量预计可达 5.5-6.5GW、阿联酋 3.7-4GW。近年中东地区光伏需求呈现较好的发展势头，2023 年巴以冲突带来的地缘政治不确定性可能一定程度影响部分国家光伏项目的建设节奏，但沙特、阿联酋等主要国家的大型项目仍将持续推进。预计 2024 年中东组件需求量有望达到 25GW 及以上，后续持续成长可期。

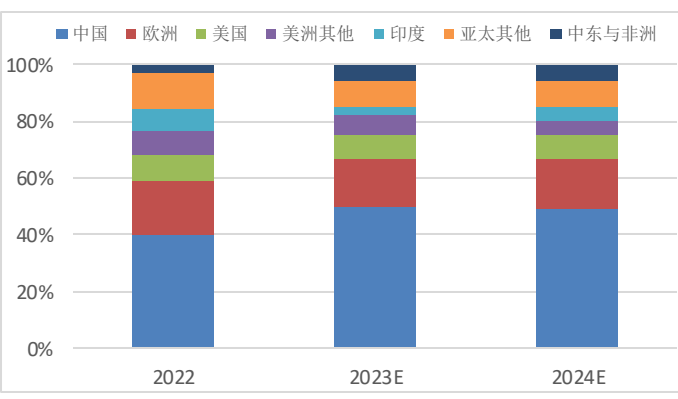
预计 2023 年全球光伏新增装机增速 59%，2024 年降至 17%。综上，按照欧洲光伏协会的计算口径，2023 年全球光伏新增装机有望达到 380GW 左右，同比增长约 59%，主要增量来自于中国和欧洲。根据上述各个区域市场分析，预计 2024 年全球光伏新增装机有望达到 445GW 左右，同比增长约 17%，主要增量来自中国、欧洲和印度等市场。2022-2023 年，全球光伏需求呈现了爆发式增长，两年复合增速达到 50%，中国和欧洲这两个市场是主要的增长动能，随着需求体量达到当前的规模，未来行业发展面临的阻力也将加大，例如国内市场面临的消纳问题日益突出。我们整体判断未来需求增速明显降档，有可能从过去两年 50%的复合增速降至未来两年的 20%以内。

图表39 全球光伏新增装机预测



资料来源：欧洲光伏协会，平安证券研究所

图表40 全球光伏新增装机市场区域结构预测



资料来源：欧洲光伏协会，平安证券研究所

3.2 贸易保护近忧大于远虑，整体供需短期难言改善

■ 贸易保护难以动摇中国光伏制造产业的优势地位

近年，美国、印度、欧洲等主要的光伏市场均希望打造本土的光伏制造产业，整体的思路是对内出台光伏制造相关的补贴政策，对外实施关税政策。

美国方面，2022 年美国出台《通胀削减法案（IRA）》，对晶硅组件产业链和薄膜组件等进行补贴，根据 First Solar 口径，美国本土生产和销售的薄膜组件有望获得 0.17 美元/W 的 IRA 补贴。美国对柬埔寨、马来西亚、泰国、越南光伏产品的反规避调查终判在 2023 年 8 月 18 日下达，2022 年 6 月出台《维吾尔族强迫劳动预防法》（UFLPA），该法案项下设置 UFLPA 实体清单，清单中企业被认为涉及强迫劳动，将面临海关严格执法并被倒逼开展大规模溯源调查。

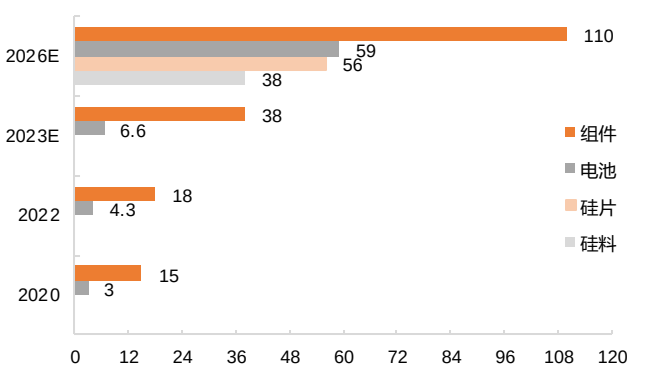
2020 年，印度推出产能挂钩激励计划（PLI），加大了对国内太阳能光伏制造业的投资，2023 年第二轮 PLI 签约了 40GW 容量，用于从多晶硅到组件的不同层次产能扩张。2022 年 4 月起，印度对进口光伏组件和电池分别征收 40%和 25%的基础关税；2019 印度年引入光伏组件型号和制造商批准清单政策 ALMM，政府项目的安装必须采用 ALMM 列表上认可的组件品牌；由于目前 ALMM 清单内产能无法满足印度市场光伏装机需求，印度政府已决定将 ALMM 期限放宽至 2024 年 3 月实施。

图表41 IRA 对光伏制造的补贴情况

Manufacturing PTC in the United States	2022-2029	2030	2031	2032	2033
Polysilicon	\$3/kg	\$2.3/kg	\$1.5/kg	\$0.8/kg	\$0/kg
Wafers	\$12/m²	\$9/m²	\$6/m²	\$3/m²	\$0/m²
Solar Cells	4 ¢/W	3 ¢/W	2 ¢/W	1 ¢/W	0 ¢/W
Assembly	7 ¢/W	5.3 ¢/W	3.5 ¢/W	1.8 ¢/W	0 ¢/W
Thin Film	18 ¢/W (projected)				
Backsheets	\$0.4/m²	\$0.3/m²	\$0.2/m²	\$0.1/m²	\$0/m²
Inverters	0.25-11.0 ¢/W	0.19-8.3 ¢/W	0.13-3.5 ¢/W	0.06-2.8 ¢/W	0 ¢/W

资料来源：CPIA，平安证券研究所

图表42 印度光伏产业链主要环节产能预测（GW）



资料来源：欧洲光伏协会，平安证券研究所

欧洲方面，2023 年 3 月，欧盟委员会公布了《净零工业法案》（Net-Zero industry act）提案，2023 年 11 月，欧盟议会表决通过该《法案》，旨在确保到 2030 年欧盟所需的清洁技术至少 40%在欧盟本土制造。考虑到欧洲是国内光伏组件出口面向的最大市场，如果欧盟出台类似美国和印度的贸易保护政策，市场担心国内光伏组件出口可能受到重大负面影响。据报道，2023 年 11 月，土耳其贸易部发布第 2023/32 号公告称，对原产于中国的光伏组件反倾销案启动反规避调查，审查中国涉案产品是否经由越南、马来西亚、泰国、克罗地亚及约旦出口至土耳其以规避反倾销税；另外，欧洲部分光伏制造企业也在呼吁欧盟对中国光伏产品征收关税以对冲其巨大的成本劣势，进一步加剧了市场对潜在贸易保护的担忧。

图表43 欧洲《绿色协议产业计划》

政策简称	主要条款
《净零工业法案》	明确规定到 2030 年欧盟所需清洁技术至少 40%在欧盟内制造； 加快和简化成员国的欧盟融资流程，对厂商实行简单的税收减免和有针对性的援助，应对外国补贴带来的搬迁风险； 公开招标项目中，来自在欧洲市占率高于 65%的国家的相关产品将在投标评定中被降级，补贴项目将被限制申请。
《关键原材料法案》	加强稀土金属和生产可再生能源资产所需的原材料的提炼、加工和回收的管理； 每年至少有 10%的关键原材料在欧盟内提取、至少 40%的关键原材料在欧盟内部加工，每年至少 15%的原材料消费要来自可再生提取，并且任何加工阶段，来自单一国家的原材料消耗不得超过 65%。
《欧洲氢能银行计划》	专项基金 8 亿欧元，生产绿氢可获补贴。

《电力市场设计方案改革》通过建立适应可再生能源发展的长期合约、容量机制等方式，以保护消费者和用户、降低电价波动，促进更大规模的绿色电源投资以及提升电力系统灵活性。

资料来源：中国光伏行业协会，InfoLink，PV-Tech，平安证券研究所

短期来看，印度和美国的贸易保护政策影响已经在光伏组件出口端体现，未来的边际影响相对较小；欧盟由于光伏组件需求体量巨大且本土的光伏制造产业基础薄弱，实施实质性贸易保护可能性较小。由于光伏制造产业链链条长、技术迭代速度快、规模效应明显，中长期看，仅仅通过政府补贴和贸易保护很难打造出具有突出竞争力的光伏制造产业。目前，不管是印度光伏组件公司生产的晶硅组件还是美国薄膜太阳能企业生产的薄膜组件，其最高组件转化效率均在 20% 左右，明显低于国内组件巨头主流产品的转化效率；考虑技术迭代所需的供应链基础和市场竞争环境，我们认为，如果没有国内光伏制造企业的投资和技术输出，海外光伏制造产业与国内的差距将持续扩大。

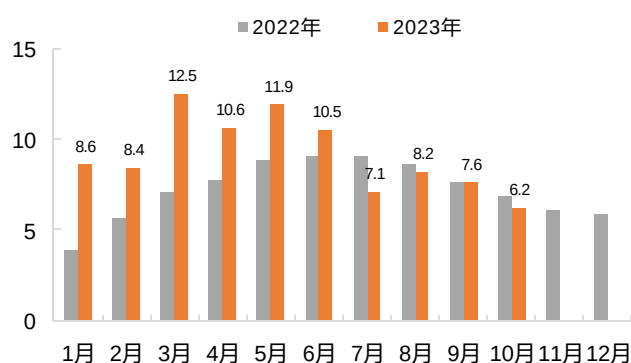
■ 库存问题对 2024 年供需形势影响可能偏负面

2022 年，在俄乌冲突背景下，全球范围内呈现一定的能源危机，组件、逆变器等光伏产品呈现供应紧张的态势；同时，国内疫情引发海外经销商对于光伏产品供给端的担忧。在此背景下，海外经销商加大了拉货力度并提升库存储备，2022 年，中国出口至欧洲的光伏组件规模约 87GW，同比增长 112%，明显高于欧洲实际安装的组件规模；2023 上半年，中国出口至欧洲的光伏组件规模达到 62.4GW，同比增长 47%。

2023 年下半年以来，欧洲组件、逆变器库存积压的问题显现，组件现货价格大幅下降，同时出口至欧洲的组件规模呈现下滑的趋势；2023 年 10 月，国内出口欧洲的组件规模 6.2GW，环比下降 18%。随着拉货力度的减弱和库存的逐步消化，欧洲的组件现货价格也开始企稳，根据 InfoLink 统计，11 月欧洲组件现货价格 0.11-0.15 欧元/W，与 10 月基本持平，显示出组件价格跌势趋缓、库存问题逐步缓解。

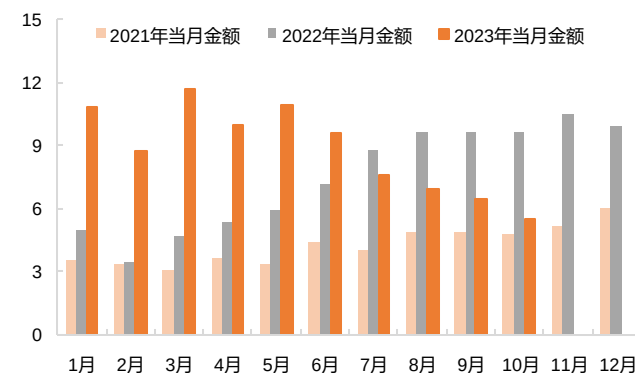
从定量的角度，1-10 月国内出口至欧洲的组件规模 91.6GW，预计全年出口至欧洲的组件规模在 100-105GW 之间，考虑欧洲 2023 年约 65GW 的光伏新增装机，结合考虑容配比和一定规模的转口至他国消耗，估计 2023 年欧洲市场将新增少量的组件库存。展望 2024 年，欧洲组件库存的变化与欧盟对中国光伏产品的贸易政策有关，不考虑新增贸易保护的情况下，预计 2024 年一季度甚至上半年欧洲还将处于去库阶段，库存问题对 2024 年国内组件出口的影响仍将偏负面。

图表44 中国出口至欧洲的光伏组件月度规模（GW）



资料来源：InfoLink，平安证券研究所

图表45 中国出口至海外的逆变器月度规模（亿美元）

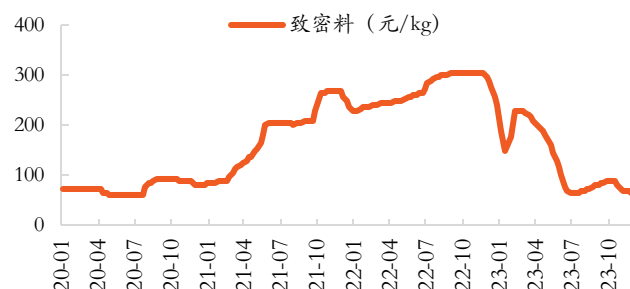


资料来源：InfoLink，平安证券研究所

■ 产能扩张仍有惯性，供需形势难言改善

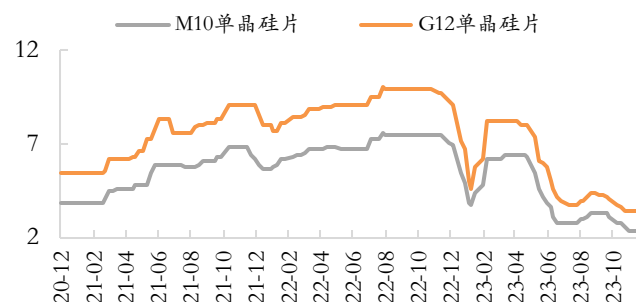
2020-2022 年，由于硅料的供不应求，组件主产业链各环节供需形势和盈利情况较好，新进者持续涌入，产能规模大幅扩张。2023 年二季度以来，光伏组件主产业链各环节的价格呈现大幅下降，盈利水平也呈现明显下降的趋势，反映了各环节供需形势的恶化。与此同时，光伏企业从二级市场融资的环境发生重大变化，融资节奏放缓、难度加大，部分企业取消了前期推出的再融资计划。尽管如此，我们认为产能扩张仍具有一定惯性，推动未来供需形势的进一步宽松。

图表46 多晶硅价格走势



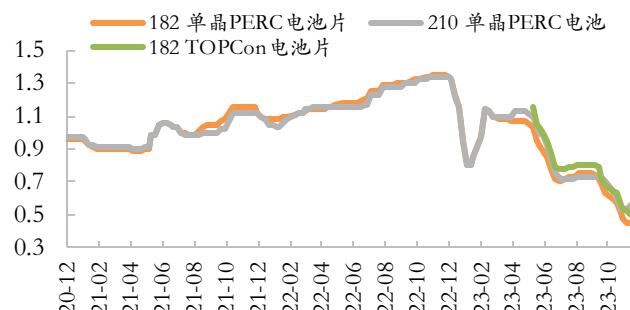
资料来源: InfoLink, 平安证券研究所

图表47 单晶硅片价格走势 (元/片)



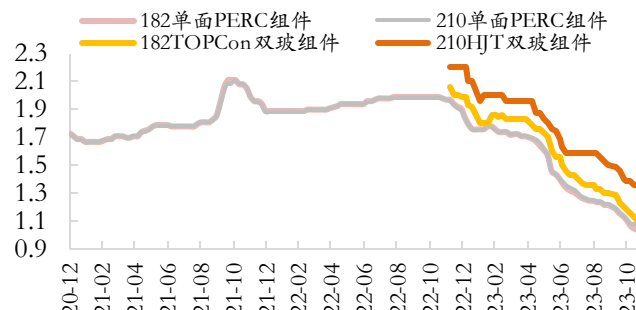
资料来源: InfoLink, 平安证券研究所

图表48 PERC与TOPCon电池价格走势 (元/W)



资料来源: InfoLink, 平安证券研究所

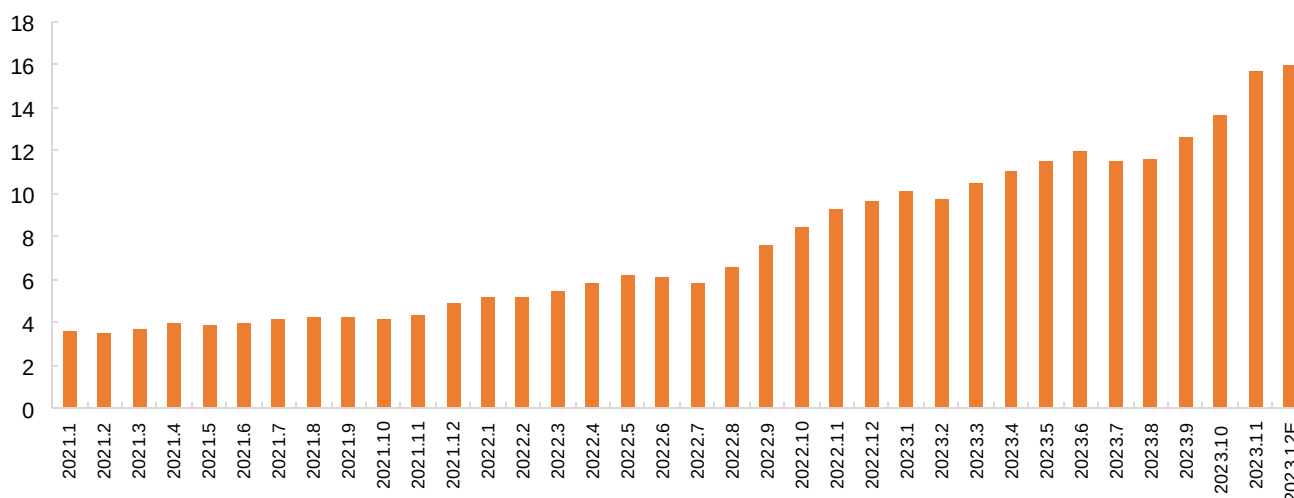
图表49 光伏组件价格走势 (元/W)



资料来源: InfoLink, 平安证券研究所

硅料是2020-2022年光伏产业链主要的紧缺环节,随着大量企业的扩产,从2022年下半年开始,国内硅料产能加快释放,根据硅业分会统计,2023年10月国内硅料产量13.7万吨,同比增长61%;随着产量的快速增加以及供需形势的变化,硅料价格快速下跌,目前多晶硅致密料价格较年初下降约73%。2023年国内多晶硅产量约140-150万吨,到2023年底国内硅料产能有望达到280万吨,且按照相关企业扩产计划,2024年仍将有大量硅料新建产能推进和投产。结合考虑2024年光伏终端需求增速以及转化效率提升和薄片化对单瓦硅耗的削减,预计2024年硅料环节将明显的供大于求。

图表50 国内多晶硅产量 (万吨)



资料来源: 硅业分会, 平安证券研究所

过去两三年，硅片-电池-组件的供给受部分紧缺环节的约束，随着硅料从紧缺走向过剩，硅片、电池等环节的供需形势回归“真实”。

硅片环节，根据中国光伏行业协会统计，截至 2022 年中国大陆的硅片产能达到 650.3GW，同比增长 59.7%，产量约 371.3GW，同比增长 63.9%。2023 年，隆基、中环、天合、高景等企业大幅扩张产能，预计到 2023 年底，国内硅片产能规模超过 900GW。随着一体化组件企业扩大硅片产能以提升硅片自供比例，专业化硅片生产企业也纷纷向下游组件环节拓展，TCL 中环、弘元绿能、高景太阳能、双良节能等硅片头部企业均已涉足光伏组件业务。在参与者增加的同时，硅片环节技术工艺逐步趋于成熟，同质化程度提升，预计 2024 年硅片环节竞争明显加剧。

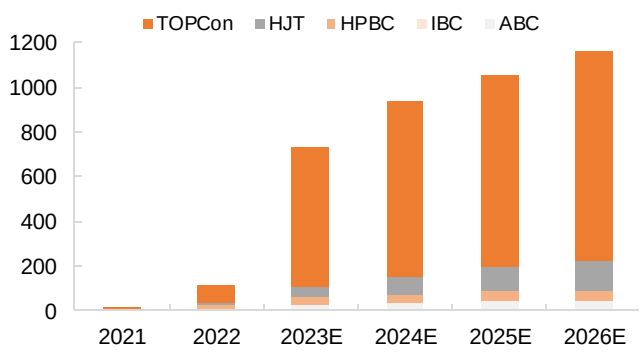
图表51 国内主要硅片企业近年产能扩张情况（GW）

	2020	2021	2022	2023E
隆基	85	105	133	190
中环	55	88	140	180
晶科	22	32.5	65	85
晶澳	18	32	40	85.5
京运通	7	20.5	20.5	42.5
上机数控	20	30	35	55
阿特斯	2	11.5	20.4	20.4
通威		7.5	15	15
美科太阳能	3	10	17	35
高景太阳能		15	30	75
双良节能		8	20	40
宇泽半导体	3	5	15	55
曲靖阳光	2	7	7	27
天合光能				50
东方希望		2	2	12
合计	217	374	580	947

资料来源：各公司公告，平安证券研究所

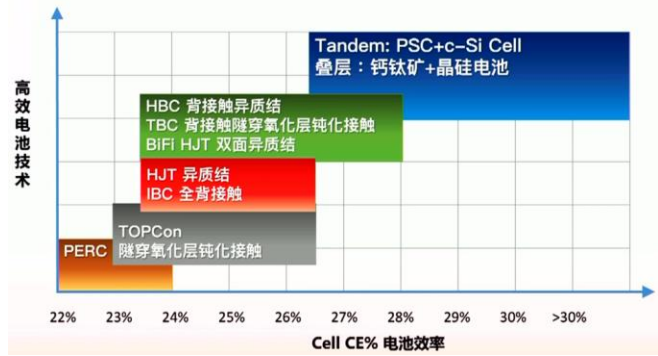
电池环节，2023 年是 TOPCON 树立主流新型电池地位的一年，晶科能源、钧达股份等引领国内 TOPCON 电池产能的大幅扩张；尽管头部的 TOPCON 电池企业享受超额利润，实现业绩大幅增长，市场依然心存担忧，一方面担心未来 TOPCON 会走向产能过剩和同质化竞争，另一方面也担心其他新型电池技术路线的竞争；预计 2024 年 TOPCON 电池仍将是组件主产业链盈利水平相对较好的环节，但上述市场担忧难以消除。异质结方面，提升性价比仍是当务之急，目前有多种降本增效的技术手段正在导入，未来导入的节奏和效果仍待观察。BC 电池方面，目前主要由隆基绿能和爱旭股份推动产能扩张，但未来大规模量产后的性价比以及如何应对海外专利问题有待观察。我们认为，异质结和BC 电池具有成为主流电池技术的潜力，但当前时点面临的不确定因素较多，胜率较难判断。

图表52 InfoLink 对高效电池技术产能预测 (GW)



资料来源: InfoLink (2023.6.2), 平安证券研究所

图表53 高效电池技术路线趋势



资料来源: 捷佳伟创新品发布会, 平安证券研究所

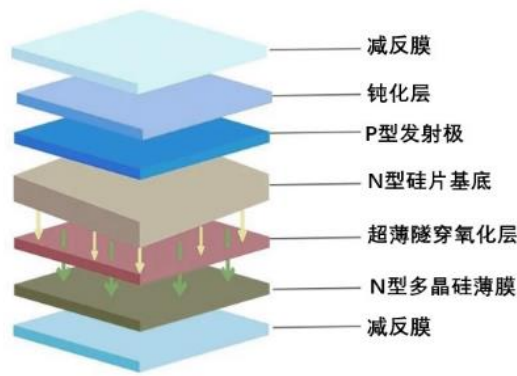
组件环节, 近年大量的硅片、电池企业跨足组件环节, 组件环节的参与者增加, 包括以通威股份为代表的综合实力雄厚的企业。展望未来, 我们认为头部的组件龙头仍具有竞争优势, 体现在海外渠道和品牌优势以及电池环节技术优势等方面, 目前头部组件企业正在寻求去盈利水平丰厚的美国市场投资建厂, 晶科能源、隆基绿能作为组件行业龙头同时也是当前 TOPCON 电池和 BC 电池产业化的引领者。受组件产业链各主要环节竞争加剧影响, 一体化组件企业 2024 年盈利水平将明显下滑, 但中长期看, 当前组件龙头在未来竞争中胜出的形势相对明朗。

3.3 各类电池新技术竞相发展, 可能是潜在投资机会点

3.3.1 TOPCon 电池将成为市场主流, 新技术升级加速, 企业间分化将凸显

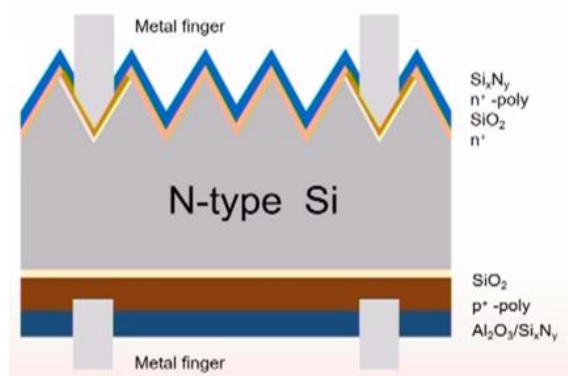
TOPCon 电池应用隧穿氧化层钝化接触技术, 在电池背表面制备一层超薄隧穿氧化层和高掺杂的 n 型多晶硅薄层, 形成钝化接触结构, 提升开路电压和电池效率。随着降本增效推进, TOPCon 电池将逐步导入双面 poly-Si 接触钝化结构, 包括 n+ Poly finger (正面局部区域 poly 钝化) 和 Bi-poly (正面全区域 poly 钝化), 助力电池实现 0.5 个百分点左右的效率提升。

图表54 TOPCon 电池结构示意图



资料来源: 一道新能官方公众号, 平安证券研究所

图表55 TOPCon 电池 Poly-finger 技术示意图

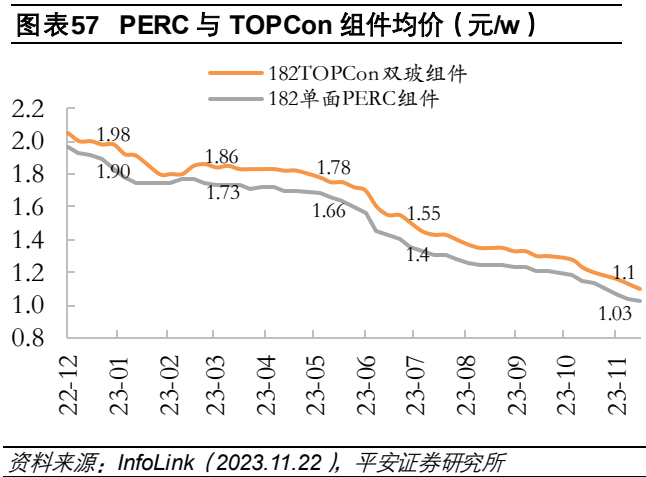
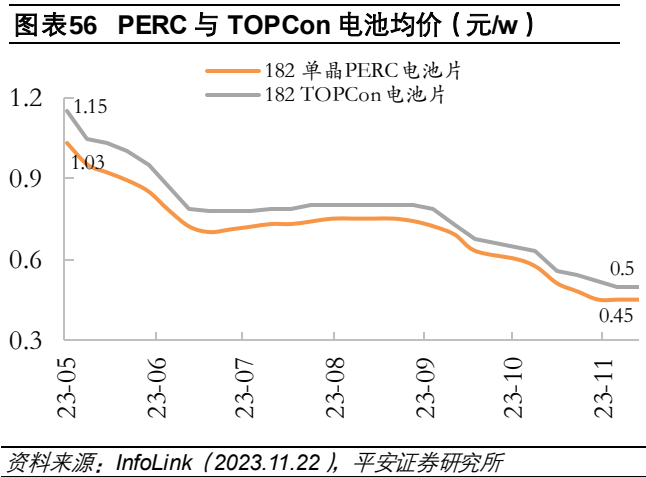


资料来源: 捷佳伟创新品发布会, 平安证券研究所

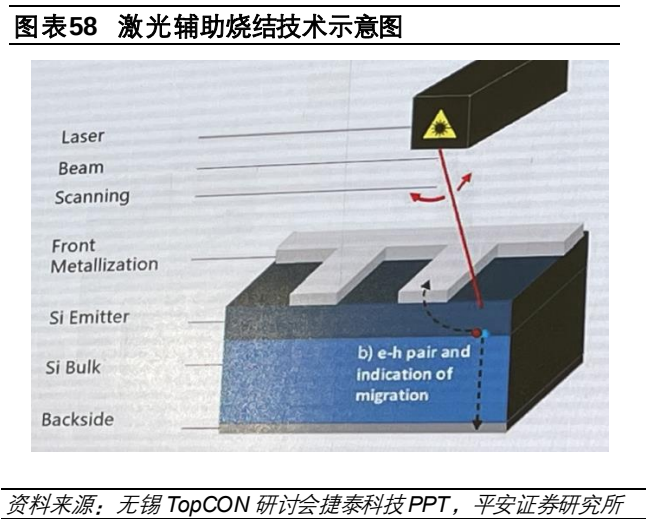
在各类新型电池中, TOPCon 技术凭借其优越的经济性与性价比, 逐步确立扩产主流地位, 并率先兑现 N 型技术迭代红利。2022 年以来, 晶科、通威、天合、晶澳、一道、钧达等光伏新老玩家纷纷扩产布局, 根据 InfoLink 统计, 2022 年 TOPCon 产能规模约 80GW; 从设备招标角度看, 2023 年 TOPCon 扩产招标或超过 500GW, 呈爆发式增长势头, 到年底名义总产能有望超过 600GW。今年随着硅料价格下行, 国内光伏组件招标规模处于高位, 其中 N 型组件占比持续提升, 大唐、华能、华电等部分项目中 TOPCon 组件招标占比达到 40%-50%或更高; 预计 2023 年 TOPCon 组件出货量有望达到 120GW+,

市场渗透率有望达到 20-30%。随着 TOPCon 项目持续投产，2024 年 TOPCon 出货量或超过 300GW，市场渗透率有望超过 50%，成为主流光伏电池组件技术路线。

伴随 TOPCon 产能大规模扩张且与 PERC 溢价逐步收窄，预计 2024 年设备招标扩产规模或有下降。当前 TOPCon 电池较 PERC 成本高出约 0.03 元/w；根据 InfoLink 统计，TOPCon 与 PERC 电池端溢价自今年 5 月约 0.1 元/w 收窄至 11 月底约 0.05 元/w，组件端溢价自今年 5 月约 0.12 元/w 收窄至 11 月底约 0.07 元/w。2024 年随着 TOPCon 产能大规模投产，TOPCon 较 PERC 迭代红利呈收缩趋势，预计部分企业和地方政府投资扩产意愿或有下降；从产线设备招标角度看，预计 2024 年 TOPCon 扩产规模将低于今年水平，全年招标扩产或达 200-300GW。



TOPCon 后续降本增效路径明晰，新技术如激光诱导烧结、双面 poly、0BB 等导入升级将加速，企业间技术、成本、业绩分化将趋于明显。当前，TOPCon 领先企业通过优化激光掺杂 SE，并逐步导入激光诱导烧结/激光增强金属化工艺，电池量产效率达到约 25.5-25.7%；新工艺激光诱导烧结 LIF 配合高品质专用银浆可助力电池提效 0.3 个百分点及以上，预计产线将 1-2 个季度内全面导入升级。2024 年，通过 Poly 材料改性、双面 Poly 等技术应用，头部 TOPCon 厂商电池效率有望达到 26.5%+，同时通过薄片化、0BB 等工艺继续降本。2024 年以后，TOPCon 市场竞争趋于激烈，TOPCon 产品间成本、效率、良率、可靠性、销售溢价、单位盈利差距或将拉大，最终导致企业间业绩分化凸显。头部企业通过持续性新技术引领，有望动态领先行业平均水平 3 个月或以上，持续兑现迭代红利。建议关注持续推进 TOPCon 技术升级的设备企业捷佳伟创（PE-poly、双面 Poly 等）、帝尔激光（激光 SE、激光诱导烧结 LIF 等），和头部 TOPCon 电池组件企业钧达股份、通威股份等。



图表59 头部 TOPCon 企业提效路径

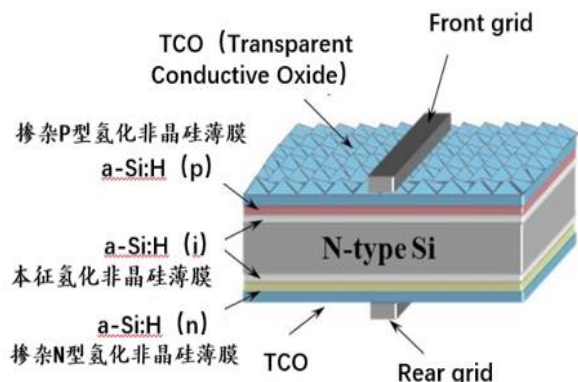
时间	效率目标	提效方式
目前	25.7%	优化激光掺杂 SE 等
2023E	25.8%+	激光辅助烧结/激光增强金属化等
2024E	26.5%+	双面 Poly、Poly 材料改性、0BB、低氧技术等
2025E	27%	生产优化、材料优化、TBC 等
2026E	27.5%	
2026 年以后	>30%	钙钛矿叠层等

资料来源：晶科能源“浦江夜话”第二期，平安证券研究所

3.3.2 HJT 伴随经济性将优化提升，扩产招标与市场渗透率有望进一步增长

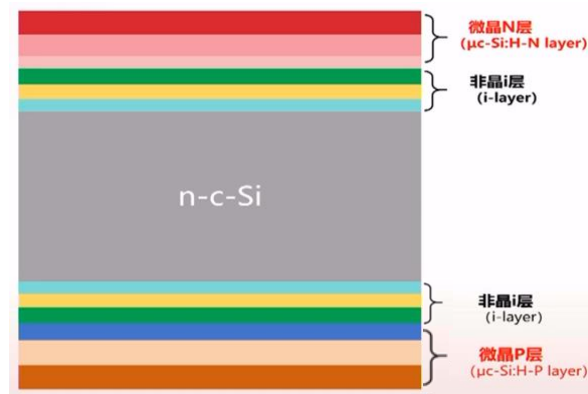
HJT 是具有本征非晶层的异质结电池，即在晶体硅上沉积非晶硅薄膜形成 P-N 异质结，该技术利用本征非晶硅层将 N 型晶硅衬底与两侧掺杂非晶硅层完全隔开，实现有效钝化和效率提升。随着降本增效推进，HJT 电池逐步导入双面微晶工艺，微晶硅较非晶硅透光率高、导电率高、掺杂效率高、缺陷密度低，可助力 HJT 电池效率提升至 25.5% 及以上。

图表60 HJT 电池结构示意图



资料来源：隆基绿能官方公众号，平安证券研究所

图表61 HJT 电池双面微晶 PECVD 膜层结构



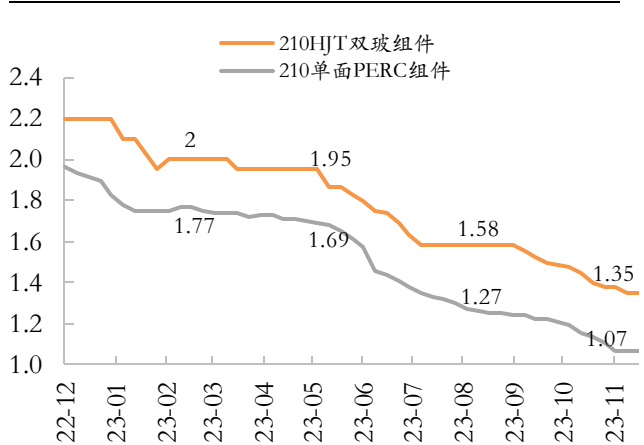
资料来源：捷佳伟创新品发布会，平安证券研究所

2023 年是 HJT 电池降本增效和市场导入关键期，2024 年 HJT 扩产规模有望进一步增长。由于 HJT 电池较 TOPCon 拥有更高的双面率、更低的温度系数、更少的人工耗用和碳排放、同版型组件功率相对更高，吸引着华晟、日升、明阳、爱康、国电投、甬升等新老光伏企业扩产布局。2023 年是 HJT 技术降本增效关键期，110μm 薄硅片、半棒半片工艺、双面微晶、银包铜浆料、UV 转光膜、0BB 等技术产品逐步实现产线导入，头部企业电池效率达到约 25.5-25.8%。今年以来，HJT 产品加速推进下游市场导入和客户验证，3 月中核汇能进行了 500MW HJT 组件招标，9 月国电投公示了 900MW 异质结组件采购中标结果，三季度以来东方日升完成了对多家海外客户的异质结组件出货，华晟新能源在 9 月实现单月超 300MW 的产品出货和全公司运营盈利，为 HJT 发展注入了强心剂。预计随着下游客户对 HJT 组件溢价价值的逐步认可，2024 年将有更多更大规模 HJT 组件招标推进，HJT 产线设备招标扩产有望超过今年水平，设备龙头或将实现新增订单正增长。

2024 年 HJT 电池经济性持续优化，一体化组件成本或逐步贴近并追平 TOPCon，HJT 市场渗透率有望进一步提升。此前由于非硅成本和经济性制约，HJT 产能放量大幅滞后于 TOPCon；2023 年随着头部企业导入 110μm 薄硅片、50%银包铜浆料、UV 光转膜，HJT 经济性持续优化；2024 年伴随 0BB/NBB、40%及以下含银浆料、钢网印刷、100μm 薄硅片等技术导入，叠加设备降本优化，HJT 单瓦组件成本有望逐步贴近并追平 TOPCon、实现盈利、吸引光伏龙头陆续扩产布局。根据华晟预测，2024 年铜互联技术将助力 HJT 实现 26.5% 的量产效率，量产组件平均功率或将达到 735-740W，平均效率接近 24%；2027 年前后，HJT 钙钛矿叠层电池初步产业化成功，有望迎来 GW 级产能和出货。

根据 InfoLink 统计，自年初以来 210 尺寸 HJT 较 PERC 组件端溢价约 0.2-0.3 元/W，考虑商务拓展与市场导入需要，HJT 厂商或会给予客户优惠以推进产品验证，预计在国内 HJT 组件较 PERC 溢价约 0.1 元/w，海外销售溢价约 0.15 元/w。随着新技术导入和非硅成本持续下行，2024 年 HJT 盈利能力和市场渗透率有望继续提升，全年 HJT 组件出货有望达到 30GW+。

图表62 210 尺寸 PERC 与 HJT 组件价格（元/w）



资料来源：InfoLink（2023.11.22），平安证券研究所

图表63 HJT 电池降本提效路径

工艺	导入进度	降本增效情况
双面微晶	已导入	助力电池提效至 25.5%-25.8%+
0BB/NBB	部分导入	23 年末加快导入，降银耗约 1/3
50%银包铜	已导入	双面 50%银包铜使银耗降至 9-10mg/w 23 年末导入 45%；24 年导入 40%及以下
40%银包铜	24 年导入	银包铜，叠加 0BB 银耗降至 5-6mg/w
UV 光转膜	已导入	提高发电增益约 1.5%
钢网印刷	24 年导入	预计提效约 0.1-0.2 个百分点
降银	持续导入	PVD 优化使靶材单耗降至 13.5mg/w 后续通过低银叠层膜和规模化回收降银
电镀铜	24 年导入	24 年逐步量产，电池提效至 26.5%左右
110μm 硅片	已导入	24 年导入 100μm 及以下薄片硅片降硅耗

资料来源：东方日升异质结光伏产品白皮书，迈为股份、华晟新能源等官方公众号，平安证券研究所

银包铜和 0BB/NBB 有望成为 HJT 电池短期可量产的金属化降本路径，而电镀铜有望成为光伏电池无银化的终极解决方案。当前，预计采用常规银浆丝网印刷和 SMBB 工艺的 TOPCon、HJT 电池非硅成本分别约为 0.18、0.28 元/W，二者成本差距主要在银浆、设备折旧、靶材等方面。在 HJT 各类降银技术中，银包铜和 0BB/NBB 量产导入节奏较快。目前东方日升 HJT 电池采用综合纯银占比低于 50%的金属化方案，叠加电池 0BB 和组件异连接技术，量产银耗量约 9mg/W；预计后续每季度银浆耗量有望下降 1mg/W，则 2024H2 HJT 电池的单瓦银耗有望降至 5-6mg/W，或使浆料成本降至 5 分/W 以下。2024 年 HJT 电池单瓦非硅成本逐步贴近 TOPCon，叠加考虑 100-110 μm 超薄硅片端成本节约，则 HJT 单瓦一体化组件成本有望追平 TOPCon，经济性优化提升。电镀铜技术方面，目前电镀铜各技术路线均在推动客户验证，预计 2024 年以中试为主并开始逐步导入量产。电镀铜工艺可为光伏电池提效 0.3-0.5 个百分点及以上，相应地组件功率增益约为 15W-20W，将成为高端高功率产品的重要选择。2024 年 HJT 电池扩产招标和市场渗透率有望继续增长，性价比和经济性趋于优化，无银化电镀铜技术逐步导入产线，建议关注头部电池组件厂商和设备材料龙头，如东方日升、甬升科技、迈为股份、罗博特科、芯碁微装、赛伍技术、广信材料等。

图表64 新技术加持下 TOPCon 与 HJT 电池非硅成本对比

非硅成本项	单位	TOPCon (SMBB)	2024 年 TOPCon (LECO+Bi-poly+0BB)	HJT (SMBB+纯银)	23 年底 HJT ("0BB"+50%银包铜)	2024 年 HJT (0BB+40%银包铜)
浆料	元/w	0.068	0.057	0.123	0.072	0.046
浆料耗量	mg/w	12.8	10.2	18	16	12
浆料价格	元/kg	5300	5600	6800	4500	3800
靶材	元/w	0	0	0.035	0.032	0.029
折旧	元/w	0.027	0.028	0.06	0.06	0.05
设备投资	亿元/GW	1.6	1.7	3.3	3.3	3
折旧年限	年	6	6	6	6	6
水电	元/w	0.03	0.03	0.025	0.025	0.02
人工	元/w	0.02	0.02	0.025	0.025	0.02
化学制剂等	元/w	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
非硅成本合计	元/w	0.18	0.17	0.28	0.23	0.18

资料来源：SMM，InfoLink，中国光伏行业协会，东方日升异质结光伏产品白皮书，华晟新能源、弗斯迈、迈为股份等官方公众号，宝馨科技、晶银新材演示 PPT，平安证券研究所

3.3.3 BC 技术壁垒与差异化优势显著，双面发电技术助力拓展集中式应用场景，TBC 与 HBC 技术潜力广阔

IBC 为交指式背接触电池，电池正面没有电极，PN 结和正负金属接触均位于电池背部，使前表面避免了金属栅线对光的遮挡，且金字塔绒面结构和减反层组成的陷光结构，能够最大限度地利用入射光，使电池具有更高的短路电流和电池效率。XBC 电池美观高效，对中高端分布式光伏市场具有明显的差异化竞争优势，有望获得较高溢价。同时，BC 路线正在推进双面发电技术，有望助力提升双面率并进一步拓展至集中式应用场景。

当前，BC 技术路线获得光伏龙头隆基绿能和爱旭股份力推。隆基明确以 BC 电池作为公司未来主要技术路线，并已布局泰州 4GW、西咸 29GW HPBC 电池和铜川 12GW HPBC pro 电池产能，其中铜川 Pro 版本预计为双面发电产品，BC 电池将进一步拓展至集中式应用场景。爱旭主要布局 ABC 技术路线，当前 ABC 电池量产效率达 26.5%左右，组件量产效率约 24%。产能方面，目前爱旭珠海 6.5GW ABC 电池产能已达产，预计年底爱旭将实现珠海 10GW ABC 电池及组件项目满产；此外，爱旭义乌 15GW 电池组件、济南首期 10GW 电池组件有望于今年底和 2024 年逐步投产，其中义乌 15GW 项目将生产双面发电的全新一代 N 型 ABC 产品，有望在分布式和集中式市场均具市场竞争优势。BC 技术工艺难度较大，量产调试、良率及成本控制壁垒较高，双面发电 BC 技术已成为扩产重点方向，较早布局的光伏龙头先发优势明显，而行业范围较大规模铺开或仍需要一定时间。

图表65 头部企业 XBC 电池扩产规划（GW）

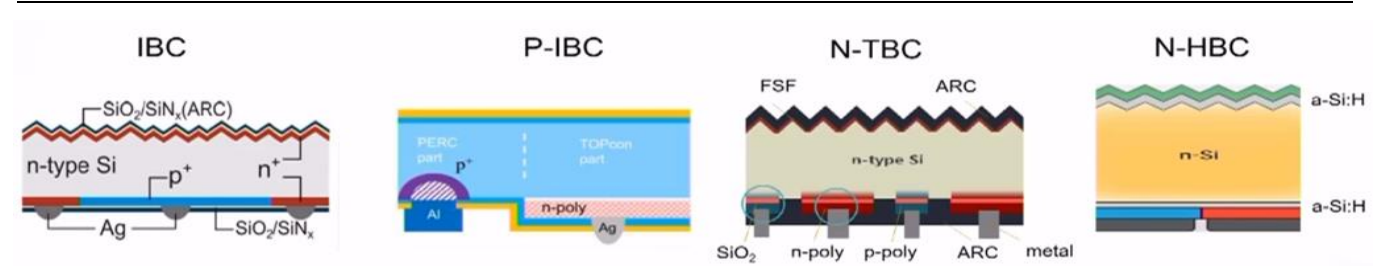
企业	基地	项目	电池产能（GW）	合计产能（GW）			
				2022	2023E	2024E	2025E
爱旭股份	珠海	一期 6.5GW ABC 电池	6.5	6.5	25	35	45-55
		扩产 3.5GW ABC 电池+10GW 组件	3.5				
	浙江义乌	15GW 双面 ABC 电池组件	15				
		首期 10GW 电池及组件项目	10				
	济南	第二期 10GW 电池及组件项目	10				
		第三期 10GW 电池及组件项目	10				
隆基绿能	西咸	HPBC 电池	29	19	33	33	45+
	泰州	HPBC 电池	4				
	铜川	HPBC Pro 电池	12				

资料来源：公司公告，公司官微，索比光伏网，平安证券研究所

展望未来，BC 作为延伸性优越的平台型技术，有望与 TOPCon 及 HJT 技术进一步结合成 TBC 和 HBC 电池，并继续向钙钛矿叠层技术发展；与此同时，与 BC 叠加亦是 TOPCon 和 HJT 的提效路径之一，目前晶科、天合、钧达、一道等企业均有 BC 技术布局或储备，未来各种技术路线或殊途同归。

整体看，BC 应用与延伸空间广阔，率先布局的龙头企业竞争壁垒较为深厚，建议关注爱旭股份与隆基绿能；伴随 XBC 电池扩产，对精密激光、绝缘胶、高精度串焊需求或有提升，无银化电镀铜工艺有望加速量产，建议关注帝尔激光、广信材料等。

图表66 BC 类电池平台型技术



资料来源：捷佳伟创新品发布会，平安证券研究所

四、储能：机遇挑战并存，优选海外大储和工商储赛道

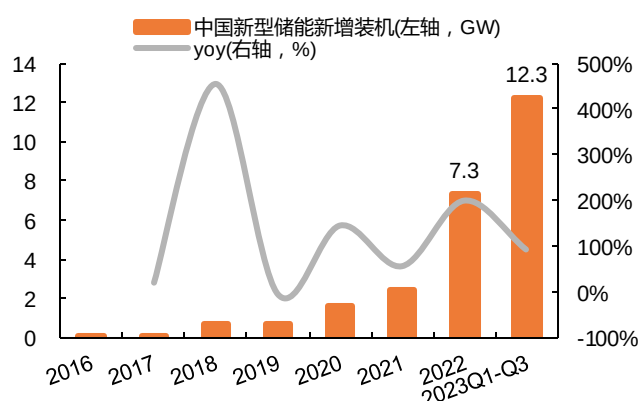
4.1 大储：国内外需求强劲，海外业务盈利性更优

4.1.1 需求端：大储是灵活性“刚需”，推广机遇与挑战并存

市场回顾：全球大储装机火热，中国和美国是主要市场。

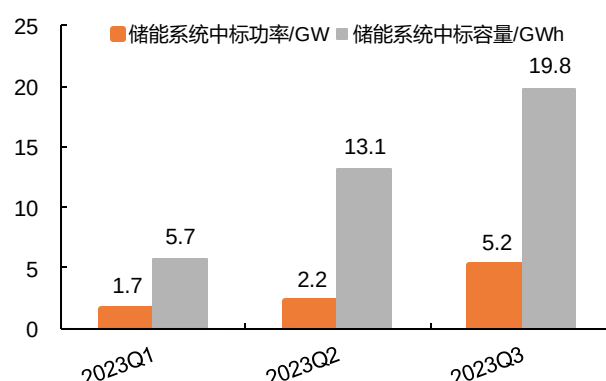
- **中国：前三季度新型储能投运 12.3GW（同比+92.5%）。**根据 CNESA 数据，我国前三季度新型储能新增投运 12.3GW/25.5GWh，同比+92.5%/+92.0%，接近翻倍增长。根据中电联统计，上半年国内大储投运 7.35GW/14.49GWh，功率/能量分别占新型储能新增投运的 99.2%/98.5%，大储依然是我国装机的主力类型。国内大储招投标火热，前三季度储能系统中标规模高达 38.7GWh，项目投资积极性高涨。
- **美国：前三季度大储新增投运 4.38GW（同比+42.2%）。**根据 EIA 统计，美国前三季度大储新增投运规模共计 4.38GW，同比增长 42.2%。1-10 月，美国大储新增投运规模共计 4.57GW，同比增长 21.2%。根据 EIA 公布的项目规划数据，规划于 11-12 月投运的项目共计 3.79GW，若上述规划项目年内能全部投运，则全年大储投运规模可达 8.36GW（同比+101.9%）。但考虑 8-10 月实际投运项目规模均远低于规划，意味着美国大储面临的供应链短缺和并网延迟问题仍较为严重，11-12 月规划项目全部落地难度较大。
- **欧洲：英国/德国前三季度大储分别新增投运 1.1GW/0.2GW。**英国是欧洲大储最主要的市场，前三季度新增装机 1.1GW，同比增长超过 300%；截至 2023 年 9 月底累计大储装机已达 3.1GW。咨询机构 Modo Energy 预测，到年底英国大储装机量将达到 3.6GW，即预计第四季度将新增 500MW 大储装机，全年新增大储装机 1.6GW，较 2022 年（0.8GW）接近翻倍。德国前三季度大储装机共增加 197MW，同比增长 154%；截至三季度末大储累计装机 1.2GW。

图表67 国内前三季度新型储能新增装机 12.3GW



资料来源：CNESA，平安证券研究所

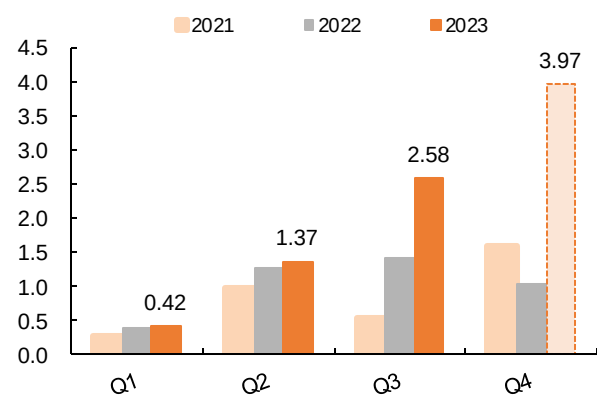
图表68 前三季度国内储能系统中标规模 38.7GWh



资料来源：CNESA，平安证券研究所

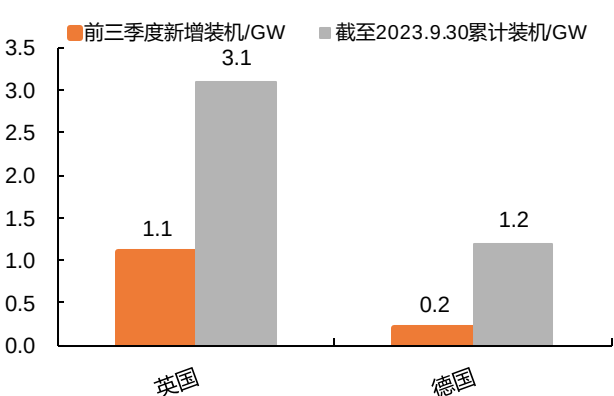
注：能量规模中 59% 为集采，部分集采项目未单独披露功率，故中标功率合计较实际值偏小。

图 表 69 美国大储项目季度新增投运功率/GW



资料来源：EIA，平安证券研究所
Q4 为根据 10 月实际投运和 11-12 月规划数字加总后得出的预计值

图 表 70 英国、德国前三季度大储装机情况



资料来源：Modo Energy，Battery Charts，MaStR，平安证券研究所

驱动因素：支持新能源建设的刚需设施，各国具体激励方式不同。大储装机需求本质上来源于可再生能源大比例接入后带来的消纳问题和电网冲击问题，大储为电力系统提供灵活性资源。在各国推动能源转型和碳中和的要求下，可再生能源装机总量及其在电力系统中的占比逐步提升，推动储能需求增长。各国在推动储能装机的具体方式上存在一定区别。

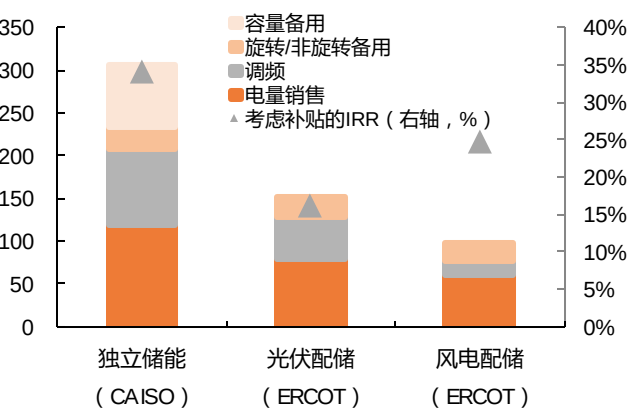
- **国内：政策“强配”和市场化建设双管齐下。**2021 年发改委、能源局《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》确定了国内新能源强制配储的导向。目前，各地因地制宜确定配储比例要求，通常不低于新能源功率的 10%*2h，可通过自建或租赁满足。“配额制”是新能源消纳责任分摊原则的体现，在新型电力系统建设初期具有合理性。“强配”推动储能规模化发展的同时，各省积极推动辅助服务市场和现货市场建设，拓宽储能收益来源，力求以市场化方式激励储能投资建设。
- **海外：市场化回报主导，补贴进一步提升投资积极性。**美国、欧洲并无强制配储政策，储能电站可通过参与售电（峰谷套利）、容量市场和辅助服务市场等方式获得回报。美国大储装机的主力地区加州（CAISO）和德州（ERCOT）电力市场中，大储项目已有较好的商业回报；2022 年 8 月出台的 IRA 政策将光储系统 ITC 税收抵免额度从 26%提高到 30%，延长期限 10 年，并允许独立储能项目获得抵免，进一步刺激大储电站投资。英国大储同样可通过调频、售电等多种收益叠加的方式获得可观收益，目前调频为其主要收益来源。

图 表 71 国内部分省份独立储能电站收益模式

区域	容量租赁	辅助服务				峰谷套利	容量补偿
		调峰	调峰容量市场	AGC 调频	一次调频		
山东	√					√	√
山西	√				√	√	
河南	√	√					
宁夏	√	√					
甘肃	√	√	√	√			
湖南	√	√					
广东	√	√		√	√		
内蒙古	√	√					
广西	√						
浙江	√	√					√

资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所

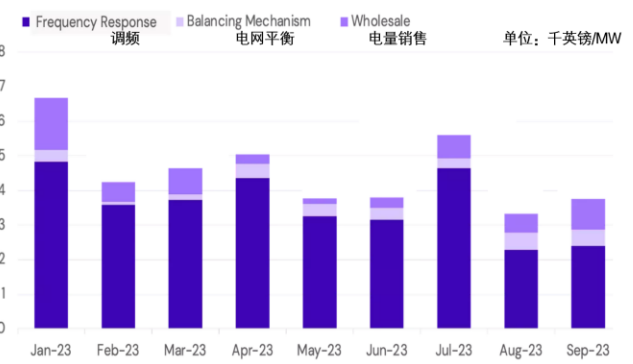
图 72 美国大储项目单位放电量回报（美元/MWh）



资料来源：Lazard，平安证券研究所

注：柱状图衡量的是储能机组每兆瓦时（MWh）放电量（而非装机容量）获得的收益。

图 73 英国大储项目可获市场回报情况



资料来源：Modo Energy，平安证券研究所

注：柱状图衡量的是在运机组中每兆瓦（MW）装机量可获得的月度收入金额（千英镑）。

主要挑战：国内调用率低成难题，海外并网延迟待解决。不同于典型的发电机组（火电、风/光伏电站等）或用电负荷（工业/居民用户）单向放电或用电的模式，大储电站既可以向电网送电，又可以从电网充电，其接入电网、充放电计价、接受调用等都较为复杂。因此，国内外大储在规模落地和有序运行方面仍面临若干挑战。国内电网基础设施建设条件较好，管理更为统一，但电力市场化程度较低，现存储能电站利用率低，回报模式尚未完全跑通；美、欧电力市场化程度高，但电网分散、设施老旧，大储并网通常需要额外的电网升级，并网前技术论证和谈判流程长，造成严重的并网延迟问题。

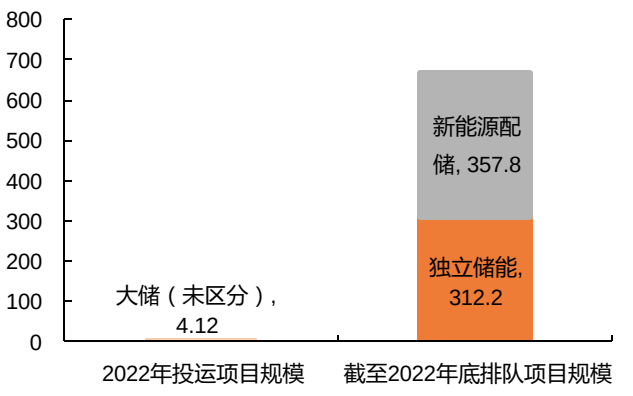
- **国内大储电站调用率低，“建而不用”导致“价格内卷”。**现阶段，国内大储电站主要由“强配”驱动，电站市场化调用频率不高，获利能力不足。根据中电联，上半年国内存量储能电站中，独立储能/新能源配储电站平均利用率（实际运行时长与电站平均设计利用小时数的比值）分别为 32%/27%，平均日等效充放电次数 0.36 次/0.31 次，实际利用率较低。调用率不足的情况下，大储业主采购招标时容易更看重成本而非产品质量，导致大储市场低价低质问题明显，影响行业健康发展。目前，国内电力市场建设仍处于探索进程中，各级政策积极出台，推动储能参与市场并获得回报，低调用率下低价低质的“内卷”情形有望逐步改善。
- **海外并网流程冗长，导致项目延迟甚至取消。**美国电网设施老旧，储能电站接入电网往往需要对电网进行额外升级，升级改造费用由电站投资方承担。在申请并网的过程中，电站投资方会与电网就升级方案反复谈判，导致并网流程长、排队耗时严重。根据 Berkeley Lab，2022 年底美国排队中的储能项目达到 670GW，排队导致部分项目严重延迟甚至取消。英国并网流程与美国类似，也面临严重的并网延迟问题，例如 Modu Energy 原预计 2023 年 Q3 大储新增投运 500MW，而实际落地项目只有 290MW。美、英均针对并网流程问题提出了新的改革方案（美国联邦能源监管委员会《改进发电机互联程序和协议》拟议规则、能源部互联创新 e-Xchange（i2X）草案；英国 ESO 提出 5 点改革计划），但具体实施落地仍需要时间。

图 表 74 国内电化学储能电站上半年运行情况

	独立储能	新能源配储	用户侧
日均运行小时/h	2.28	2.05	10.14
平均利用率/% (运行时长与设计 利用小时数比值)	32%	27%	49%
日等效充电次数/ 次	0.36	0.31	0.82

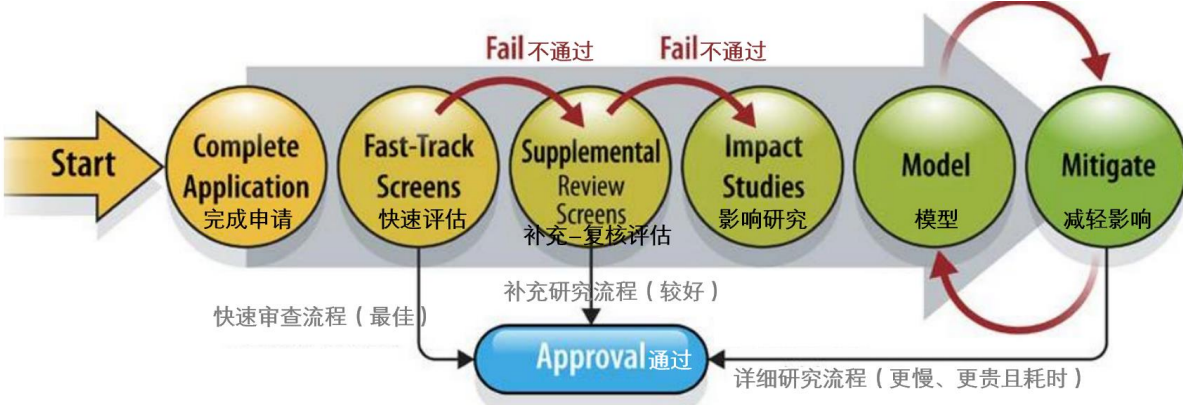
资料来源：中电联《2023 年上半年度电化学储能电站行业统计数据》，平安证券研究所

图 表 75 美国储能项目排队规模庞大（单位：GW）



资料来源：Berkeley Lab, EIA, 平安证券研究所

图 表 76 美国大储并网流程示意图



资料来源：Clean Energy Group, 平安证券研究所

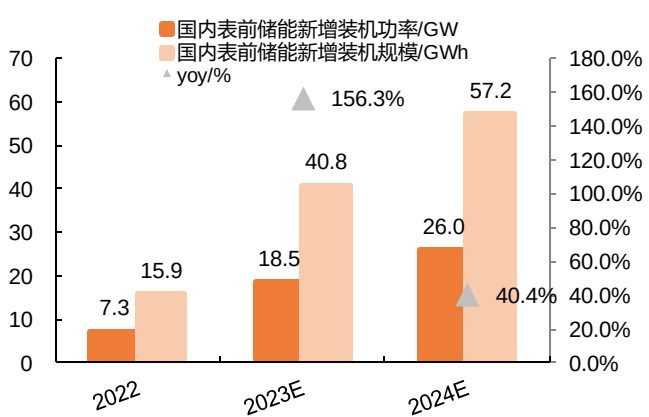
国内市场空间：新能源装机驱动国内大储增长，2024 年新增装机有望达到 26GW、57GWh。大储需求本质上源自可再生能源装机对灵活性资源的需求。因此，我们采用集中式新能源新增装机量及储能配置比例，对国内大储市场空间进行估算。考虑到风光高发区域存在消纳需求，以及各地区扶持新型储能战略产业的要求，我们认为“强配”政策快速退出的可能性不大；加之新能源入市、独立储能参与电力市场等新趋势下储能商业模式有望逐步成型，储能装机功率与国内集中式风电、光伏装机功率之比仍将呈现增加趋势。我们假设 2023/2024 年使用功率表示的配储比例分别为 13%/16%，预计 2023 年国内大储新增装机约 19GW/41GWh，容量规模同比增长 156%；2024 年，国内大储新增装机有望达到 26GW/57GWh，容量规模增速超过 40%。

图表77 国内大储市场空间测算过程

	2022	2023E	2024E
国内陆上风电新增装机量/GW	44.6	55.0	62.0
国内光伏新增装机量/GW	87.4	175.0	201.0
集中式光伏占比/%	42%	50%	50%
国内集中式光伏新增装机量/GW	36.3	87.5	100.5
国内集中式风光项目新增装机量/GW	81	143	163
使用功率表示的储能配置率/%	9.0%	13.0%	16.0%
国内大储新增装机功率/GW	7.3	18.5	26.0
大储平均配置时长/h	2.2	2.2	2.2
国内大储新增装机规模/GWh	15.9	40.8	57.2
yoy/%		156.3%	40.4%

资料来源：CWEA，国家能源局，CNESA，平安证券研究所测算

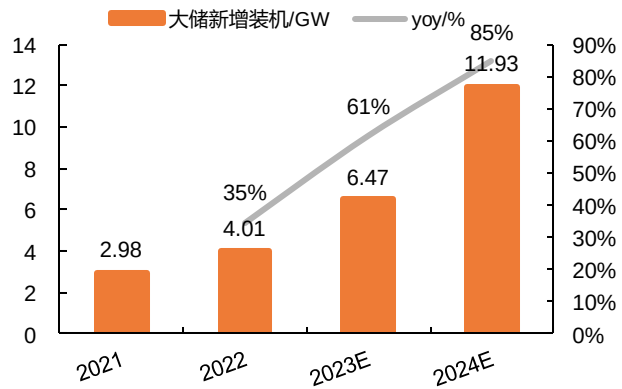
图表78 预计 2024 年国内大储新增装机 57GWh



资料来源：CWEA，国家能源局，CNESA，平安证券研究所测算

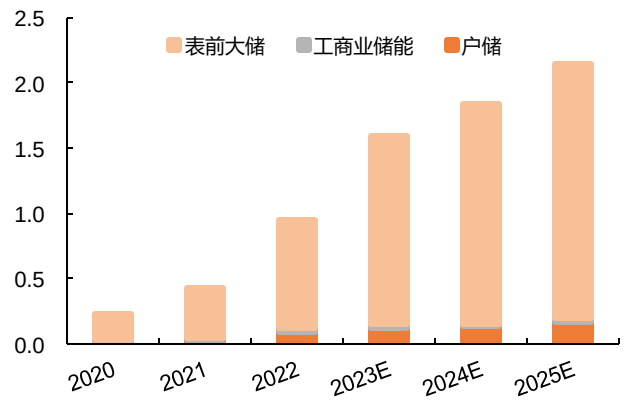
美国市场空间：预计 2023/2024 年新增大储装机 6.5/11.9GW。根据 EIA 数据，1-10 月，美国大储新增投运规模 4.57GW（同比+21.2%）；规划于 11-12 月投运的项目共计 3.79GW。考虑到 8-10 月实际投运项目规模均远低于规划，我们假设 11-12 月投运量可达到规划的一半，则 2023 年全年大储投运规模 6.47GW（同比+61%）；按储能时长 2.5h 估算，2023 年全年投运规模 6.47GW/16.16GWh。根据 EIA 数据，截至 2023 年 10 月底，美国规划于 2024 年投运的大储项目规模共计 14.91GW。若上述项目中 80%可以在 2024 年内并网，不考虑新增规划项目，则平均时长 2.5h 的情况下，2024 年美国大储投运规模有望达到 11.93GW/29.82GWh。

图表79 美国大储市场空间预测



资料来源：Wood Mackenzie，EIA，平安证券研究所

图表80 英国大储市场空间预测（单位：GW）



资料来源：EASE，平安证券研究所

4.1.2 供给端：产品升级步履不停，国内企业海外初露头角

产品趋势：大电芯、液冷方案成为新趋势，助推储能集成产品升级。大储赛道发展阶段较早，产品方案尚未完全定型。在价格内卷现象存在的同时，国内企业也在积极推动产品升级，通过大电芯、液冷、簇级管理等技术，助力储能度电成本下降。

- **大电芯：314Ah 炙手可热，助力系统降本增效。**大储系统单机柜容量通常在 MWh 级别，大容量电芯可以有效提高系统的体积能量密度、降低装配难度，从而降低储能系统的单位成本。上半年，各大电芯企业纷纷推出 300Ah 以上的大储电芯；年内，多家系统厂商发布采用大电芯的储能系统产品，不断提升能量密度、降低功耗、节约占地和成本。314Ah 电芯因其“精准一度电，精准形成 5MWh 储能系统”的特征受到电池和集成厂商的青睐，有望在 2024 年引领

风潮。目前，“314Ah、5MWh”储能系统产品虽已有多款发布，但暂无实际项目落地，未来推广进度还将取决于300Ah+电芯的量产进度与产能。

■ **液冷：高效、安全兼得，渗透率有望提升。**大储电站电池单体容量大、电池数量多，其面临的热管理问题更为严苛。液冷技术与传统风冷相比，可以实现精密温控，有助于每个电芯在最优温度下工作，避免“短板效应”，提升系统效率、延长电池寿命，同时有效的温控也可以避免“热失控”和产生火灾的风险。

年内，国内储能企业在国内外大型展会中表现活跃，头部企业参展新品越来越多地采用大电芯、液冷、簇级管理等新技术。与单位造价相比，储能业主的长期回报更取决于全生命周期度电成本和安全性等因素。国内企业积极拥抱新技术，在性能、安全和成本方面不断精进，未来大储仍存在“以质取胜”的差异化空间。

图表81 11月国内SNEC储能展参展企业20尺5MWh储能产品情况

公司名	产品名称	温控方式	消防	系统管理方式	产品状态	电芯容量
中车株洲所	CESS 2.0	液冷	Pack 级消防	集中式管理	已下线	314Ah
正泰电源	POWER BLOCK 2.0	液冷	Pack 级消防	簇级管理	已下线	314Ah
融和元储	玄武	液冷	Pack 级消防	簇级管理	发布	314Ah
瑞浦兰钧	Y104	液冷	整舱级+Pack 级消防	集中式管理	已下线	320Ah
中天科技	MUSE3.0	液冷	Pack 级消防	簇级管理	发布	314Ah
双一力	5MWh 集装箱储能产品	液冷	Pack 级消防	集中式管理	发布	314Ah
航天锂电	5.2MWh 储能系统	液冷	/	/	发布	360Ah

资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所

图表82 2023 美国 RE+ 展会部分中国企业大储产品介绍

企业	产品	明细
海博思创	液冷储能系统	/
阳光电源	PowerTitan2.0	采用“三电融合”，采用 314Ah 的大容量电芯，配置嵌入式 PCS，实现交直流一体化，标准 20 尺集装箱容量达 2.5MW/5MWh 。
比亚迪	20 尺集装箱	/
海辰储能	第二代储能系统 ESS2.0 HiTHIUM [∞] Block	采用标准 20 英尺结构，5MWh 。配备 48 个 314Ah LFP 电池构成的模块，每个模块提供 104.5KWh 容量
德赛电池	20 尺集装箱	电量可达到 3.35MWh、 5MWh
瑞浦兰钧	Y104 液冷储能系统	5.11MWh 液冷储能系统，采用问顶 320Ah 电芯
欣旺达	NoahX 2.0 大容量液冷储能系统	采用欣旺达 314Ah 电芯打造，循环寿命超过 12000 次，通过集成液冷 CTP 2.0 分组技术，在 20 英尺集装箱内实现了 4.17MWh/5MWh 的容量。
天合储能	TrinaStorage Elementa	高集成化的系统设计与先进热管理技术，搭载大容量、长寿命、高安全 314Ah 的天合芯，内配智能 LFP 电池柜，Tier-1PCS 以及优秀的软件控制系统
科陆电子	Aqua-C 4.18MWh 标准 20 尺集装箱储能系统	Aqua 全系列产品配置 DCDC，支持簇级管理。全系列配置主动均衡系统，循环寿命均达到 10000 次以上，采用智能 液冷温控 技术及全方位温度监控。
楚能新能源	5MWh 液冷电池预制舱	业内首创“ 浸默 ”电池安全系统解决方案，12000 次长循环技术
沃太能源	液冷户外柜 STORION-LC-372	大型/工商业储能应用场景
南都电源	Center L Plus 液冷储能系统	搭载 305Ah 储能电池，3.7MWh 系统循环寿命超 10000 次;大容量长寿命电芯，簇级能量均衡管理；高效智能 液冷 均温控制
正泰电源	POWER BLOCK2.0 液冷储能系统解决方案	标准 20 尺集装箱可容纳 5MWh ，配套的模块化 PCS 升压一体机具备簇级管理功能
首航新能源	微逆全场景系统解决方案 PowerMaster	单舱可扩容至 3.93MWh，主要应用于大型地面电站储能应用场景，采用 风液混合 智能散热设计，模块化设计以及 PCS 一簇一管理

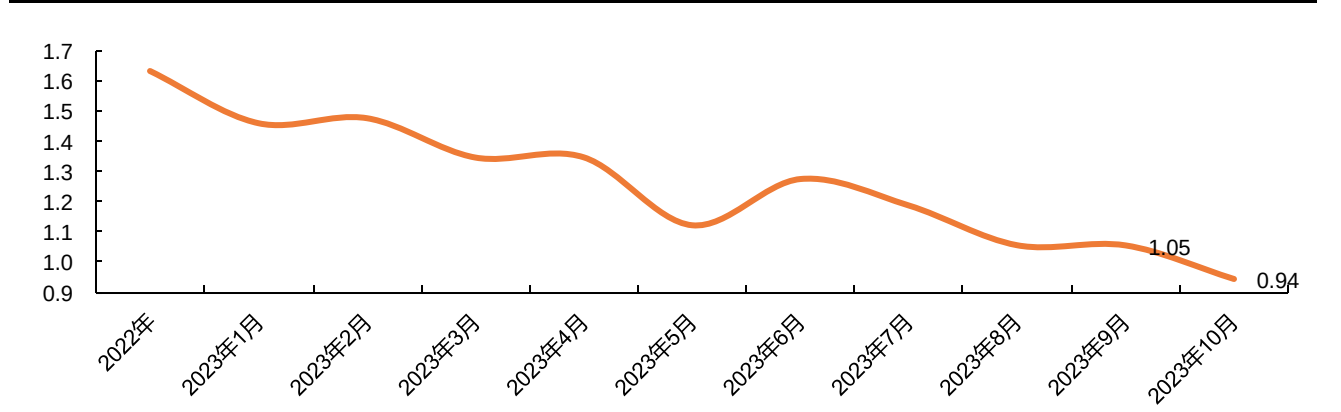
中创新航	20 尺液冷储能集装箱解决方案	容量 5MWh，采用 314Ah 电芯，突破性的补理技术使得循环寿命大幅提升至 15000 次
亿纬储能	"Mr.Giant"5MWh 标准储能系统"	20 尺标准系统适配高容量 5MWh，配置新一代亿纬储能 Mr.Big LF560K 电芯 (628Ah, 2.009KWh.12000+循环寿命)

资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所

竞争格局：国内市场价格内卷仍存，中国企业“抢滩”海外市场。

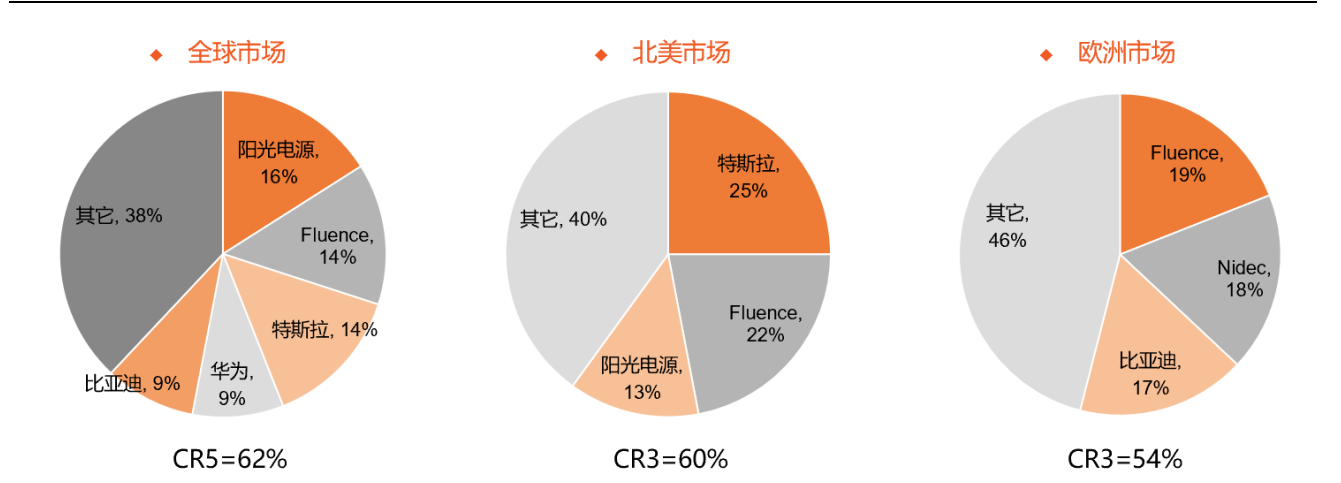
- 国内大储市场竞争较为激烈，存在“价格内卷”现象。电力市场化是长期大计，国内大储参与市场比例小、实际调用率低的情况短期难以快速改善，产品层面的竞争壁垒尚未凸显，导致价格竞争激烈。根据储能与电力市场统计，10 月，国内 2 小时储能系统投标的加权平均报价已低于 1 元/Wh，下降至 0.94 元/Wh，较年初（1.63 元/Wh）已下降超过 42%。“价格内卷”情形下，国内集成环节竞争格局尚不明朗。
- 海外大储市场竞争格局较好，国内领军企业已崭露头角。海外大储竞争格局整体好于国内，一方面由于海外电力市场化程度高，大储装机主要由市场回报驱动，因此业主对产品的要求更高，产品有区分度；另一方面，海外市场存在准入认证和渠道壁垒，壁垒较国内市场更高。目前，部分头部大储企业凭借强劲的产品实力和品牌渠道，在海外市场已获得一定的市场地位。根据 Wood Mackenzie 数据，2022 年阳光电源储能系统集成全球市占率 16%，位居全球第一，华为、比亚迪以 9% 的市占率位列前五。美国市场，阳光电源以 13% 的市占率位列第三；欧洲市场，比亚迪以 17% 的市占率位列第三。国内头部企业在海外市场已初具市场地位，有望把握海外大储市场机遇，获得丰厚利润。

图表83 国内 2h 储能系统投标平均报价持续下探



资料来源：寻熵研究院，储能与电力市场，平安证券研究所

图表84 2022 年全球及主要地区储能集成商市场份额排名



资料来源：Wood Mackenzie，平安证券研究所；数据发布于 2023 年 10 月。

我国作为全球最大的大储市场，空间广阔、增长迅速，但竞争格局暂不明朗、企业盈利能力相对较差，期待市场成熟后竞争格局优化和盈利水平提升。海外大储市场壁垒较高，市场化调下产品要求较高，大储系统盈利能力相对更好。建议优选扎实布局海外大储的系统集成企业；同时建议关注温控、消防等竞争格局较好的辅助设备环节。

4.2 户储：经济性支撑需求增长，长期空间广阔

需求增速放缓、库存积压严重，全球户储出货量全年承压。根据标普数据，2023 年第二季度全球户储产品出货量首次出现同比下降，出货量不到 6GWh，较 2022Q2 同比下降 2%。户储出货下行最主要的原因并非需求不足，而是库存相对过剩。

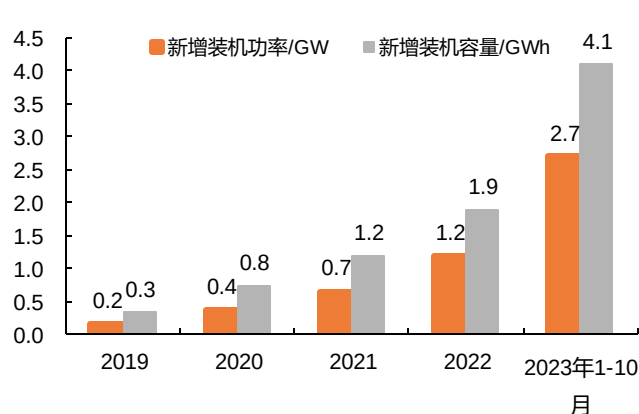
- **上半年户储需求总量仍有增长。**德国、意大利为欧洲户储前两大市场，上半年新增装机共计 3.2GW。德国作为全球户储主力市场，装机增长强劲，1-10 月新增装机 2.7GW/4.1GWh，同比增长 170%/156%。意大利上半年新增装机 1.7GW，第一季度装机仍火热，但由于 super bonus 计划的暂停，第二季度装机环比下滑，后续增长相对乏力。美国户储市场基数小，上半年受高利率、加州市场向 NEM3.0 过渡等因素影响，装机有所下滑，新增装机共计 293MW。

图表85 Q2 全球户储出货量首次同比下降



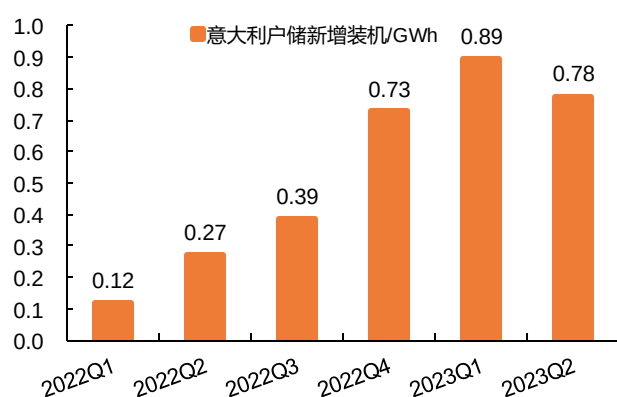
资料来源：S&P Global，平安证券研究所

图表86 德国户储装机持续增长



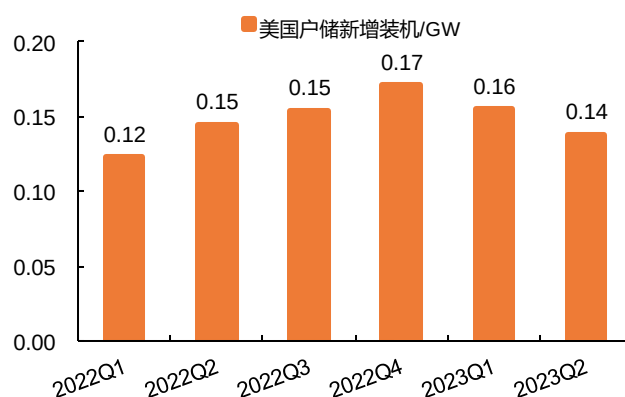
资料来源：Battery Charts，MaStR，平安证券研究所

图表87 意大利户储装机 Q2 环比下滑



资料来源：EESA，平安证券研究所

图表88 美国户储 Q1-Q2 装机环比持续下行

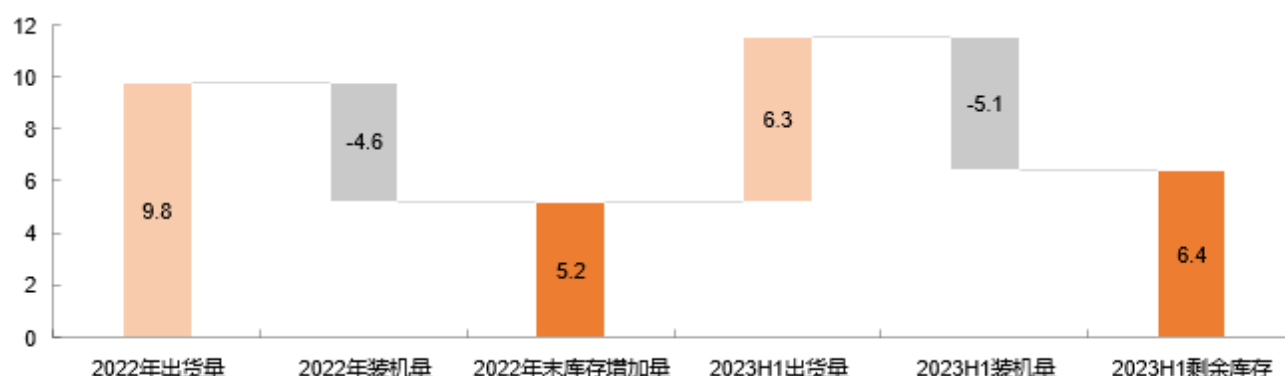


资料来源：Wood Mackenzie，平安证券研究所

- **2023 年库存积压问题严重，2024Q2 有望恢复正常。**根据储能领跑者联盟（EESA）分析，2022 年全球对欧洲市场出货户储系统 9.8GWh，而 2022 年欧洲户储装机 4.6GWh，年内库存净增加 5.2GWh。2023 年上半年，欧洲户储装机量 5.1GWh，数量上基本消化了 2022 年新增的库存，但由于 2022 年底需求过热时订单在 Q1、Q2 实现供货，全球对欧洲市场出货户储系统 6.3GWh，库存进一步增加到约 6.4GWh，EESA 估计这一库存量约为欧洲户储市场 8 个月装

机量，处于较高水平。随着第三季度各大户储设备企业出货放缓，渠道库存逐步消耗。海外户用光储企业 Enphase、Solaredge 在第三季度末判断，欧洲户储市场去库存或将持续 2 个季度，有望在 2024Q2 恢复正常。

图表 89 欧洲户储市场库存积压问题严重（单位：GWh）



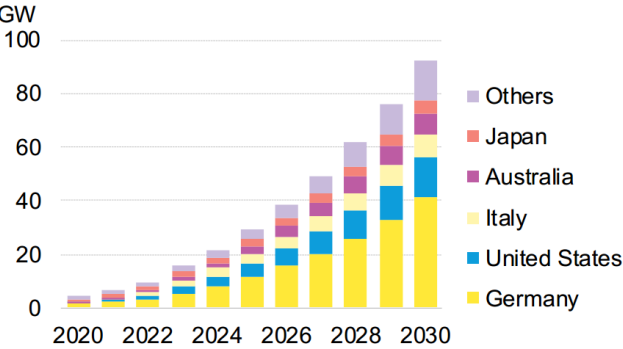
资料来源：EESA，平安证券研究所

全球户储装机增长放缓，经济性和能源独立需求为市场提供支撑。2023 年三季度以来，欧洲户储装机需求增长放缓，主要由于天然气价格回落、高利率这两大因素压制了消费者装机的积极性，加之部分地区补贴政策发生变化，影响终端需求。美国 NEM 3.0 落地后，户用光伏配储积极性或将提升，但市场基数整体较小。BNEF 预计，2023/2024 年全球户储累计装机量有望达到约 16GW/22GW，年新增装机分别约为 6GW，市场在高速增长后或将迎来短暂的放缓。各国居民对用电经济性和能源独立的需求下，户储装机长期仍有较大增长空间，到 2030 年，全球户储累计装机有望达到 90GW。

欧洲：补贴+净计费+高电价下，户储系统经济性优。从欧洲户储主要市场德国、意大利来看，补贴、净计费政策和高电价是装机的主要驱动因素。欧洲户储通常和户用光伏配套，净计费模式下光伏余电上网价格低，而用电价格高，户储可以将光伏发电“自发自用”获利，系统净收益即为（用电电价-光伏发电成本）*放电量。德国和意大利家庭电价包含高税收、输配电费等，10 月居民电价分别为 39.35 和 38.09 欧分/kWh，仍处于较高水平，为户储系统的收益提供了基础。与此同时，德国、意大利均为用户提供了丰厚的税收抵免，降低户储系统初始投资成本，户储仍有较好经济性。

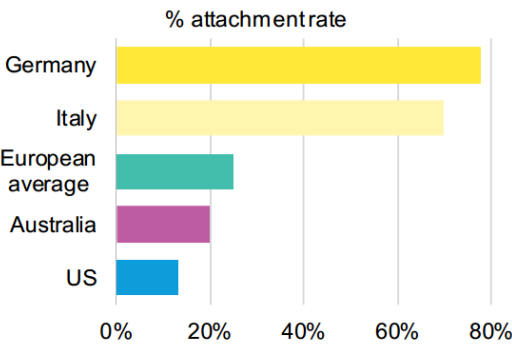
德、意市场需求稳健，全欧洲渗透率仍有空间。德、意户储经济性优良，能源转型需求下补贴暂无退出迹象，且用户教育已相当充分，需求有望稳健增长。目前，德国和意大利户储渗透率已较高，BNEF 估计 2023 年两国新增户用光伏配储率均已超过 70%。我们认为，后续德、意户储市场的增长主要由户用光伏新增装机带动，增速或将有所下降。德国政府明确，将小型阳台光伏系统并网免审批容量上限由 600 瓦提升至 800 瓦，并提出在 2023 年至 2026 年每年分别增加 9GW、13GW、18GW 和 22GW 的光伏装机目标，市场需求有望以稳健节奏增长。德、意配储比例虽已较高，但欧洲户用光伏配储率仅 25% 左右，主要由于德、意户用光伏装机在全欧洲范围内占比并不大，从欧洲市场整体看，户储渗透空间依然广阔。欧洲其它国家户储市场后续增速将取决于补贴和净计费政策的推出，存在一定不确定性。

图 表 90 BNEF 全球户储市场空间估计



资料来源：BNEF，平安证券研究所

图 表 91 主要户储市场 2023 年新增户用光伏配储率



资料来源：BNEF，数据发布于 2023 年 11 月，为全年估计

美国：加州 NEM 3.0 有望推动美国户储需求增长。加州是美国户储主要市场，2021 年装机功率占全美的 63%。加州 NEM 3.0 政策于 4 月 15 日正式生效，改变了户用光储系统的收益模型，推动户用光伏配储比例大幅提升。在先前的 NEM 2.0（“净计量”）下，户用光伏用户多发的电量可以全部上网，抵减用电电费，相当于将电力“储存”在电网侧；新的 NEM 3.0（“净计费”）下，用户可以卖给电网的电价大幅降低（降幅近 75%），用户需配备储能系统，提高自发自用比例，才能具有较好的经济性。随着 NEM 3.0 逐步落地，美国市场户储需求呈现好转，Solaredge 和 Enphase 第三季度户储电池在美国的渠道销售均环比增长 30% 以上。Solaredge 表示，第三季度起美国户用光伏配储率提升明显，对户储市场需求形成了支撑。Enphase 分析，由于加州公用事业费率持续走高，户用光储系统可以通过在特定时段向电网送电来获得相应回报，未来光伏+户储电池系统在 NEM 3.0 下将具有较好的投资回报，接近 NEM 2.0 下的纯户用光伏系统。2024 年，随着 NEM 3.0 逐步成型，以及高利率的情形逐步改善，美国户用储能市场有望迎来快速增长。

图 表 92 补贴是欧美户储装机的重要影响因素

国家	区域	储能补贴政策	户用光伏上网回报
德国	全国	Kfw 补助金于 2013 年推出，推出时覆盖 30% 的资本支出 (capex)，后续逐步退坡	FiT（净计费），上网电价低于用电电价且逐年减少，到 2023 年降低到每千瓦时 0.0480 欧元
意大利	全国	2020 年开始推出 superbonus 税收返还，覆盖资本支出的 110%，2023 年停止。	原采用净计费模式。用户购电用零售电价，光伏余电上网用批发电价计算，从电费中抵扣。净计费将从 2024 年起逐步取消。
	伦巴第大区	2018 年开始提供退税，覆盖资本支出的 50%	
	威内托大区	2019 年开始提供退税，涵盖资本支出的 50%	
美国	夏威夷	夏威夷电池奖金，覆盖 850 美元/千瓦的资本支出	2015 年结束净计量
	加利福尼亚	自发电奖励计划 (SGIP) 返利，2023 年额度为 150-1000 美元/千瓦时	原使用净计量，2022 年 12 月起随着 NEM3.0 落地而转换为净计费

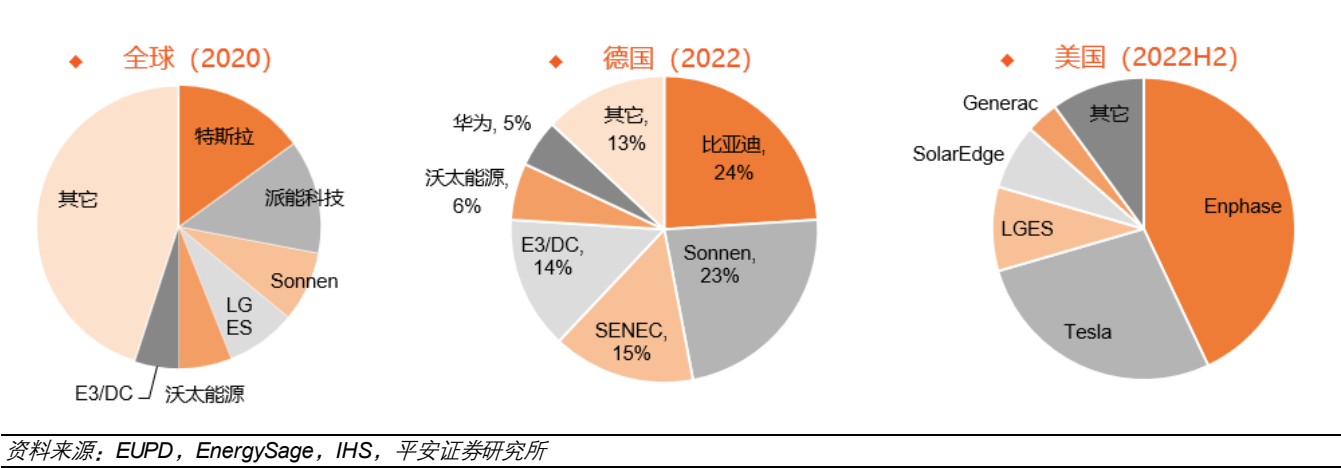
资料来源：BNEF，平安证券研究所

南非：居民备电等需求下，户储市场高速增长。南非是 2023 年表现较为亮眼的户储市场，根据标普统计，2023 年第二季度全球向南非户储出货量同比增长 300%。南非户用储能需求主要由用户备电驱动。南非电网基础设施差，燃煤电厂机组老旧，年内断电频繁，居民深受断电困扰。与此同时，南非政府为了缓解电力危机，年内宣布将 2023 年和 2024 年的全国电价分别上调 18.6% 和 12.7%。保障用电的需求下，南非居民中收入较高的群体安装户用光储系统的意愿明显，户储市场迎来强劲增势。考虑到电力基础设施条件难以快速改变，且南非政府推动能源系统低碳转型的趋势明确，我们较为看好南非等新兴市场未来的增长。

竞争格局：欧洲和新兴市场是国内企业主要舞台，期待困境过后的竞争格局改善。全球户储市场呈现“群雄割据”局面，不同国家市场的优势品牌各有不同，通常既包括近水楼台的本土企业，如美国 Enphase、Tesla、德国 Sonnen；也包括在

某一个或几个国家长期深耕、建立品牌口碑和服务体系的国内品牌，如派能和比亚迪。目前，国内户储赛道企业主要在欧洲市场和南非等新兴市场发力，美国市场则更多以贴牌代工形式进入。渠道布局仍构成户储企业的关键竞争力，主要企业经过多年积累，在各自的优势市场已具有一定口碑。2022 年市场过热后跟随的是 2023 年市场的低迷，2023 年户储赛道海内外参与者均经历了较大压力，推动行业出清。随着户用库存水平恢复正常，头部企业营收和盈利有望逐渐迎来好转。

图表 93 全球主要户储市场竞争格局



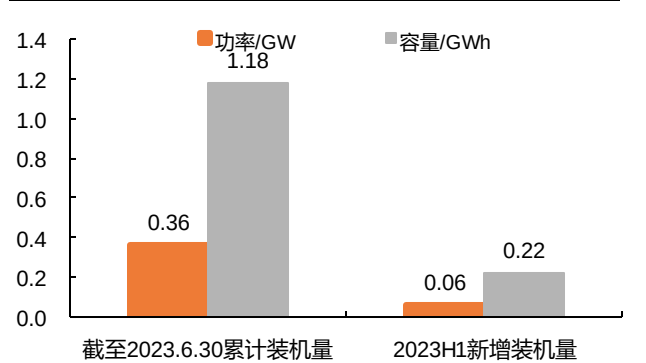
4.3 工商储：国内市场瞩目，蓬勃发展在即

4.3.1 需求端：经济性驱动国内工商储市场蓬勃发展

工商业储能项目备案火热，国内积极性高涨。2023 年，国内工商储赛道具有较高的关注度。

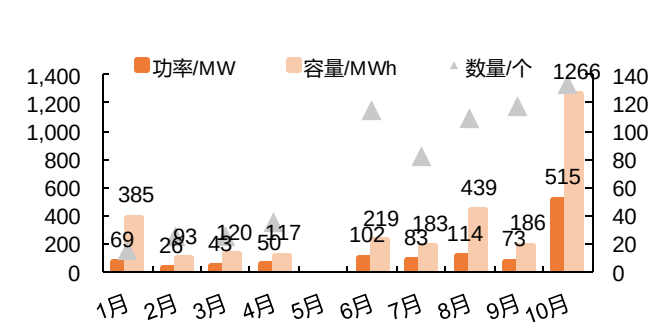
- **国内市场：**根据中电联统计，截至 2023 年 6 月 30 日，国内 500kW/500kWh 以上规模的工商业储能累计装机 0.36GW/1.18GWh，上半年新增装机 60MW/220MWh（数据口径可能偏小，见图表注释）。从项目备案来看，1-10 月，国内工商储收益率最高的浙江地区，工商业储能备案项目共计 651 个，规模合计达到 1.1GW/3.0GWh（不包含未公开的 5 月数据），涉及投资额 57.6 亿元。根据公众号“能源电力说”统计，7-10 月全国工商业储能备案项目共计 954 个，规模达到 2.4GW/6.5GWh，国内工商储投资积极性高涨。
- **海外市场：**与国内相比，海外工商业电价较低，工商业储能安装主要出于高耗能企业降低碳排放、减少碳税的要求，短期空间尚未打开。根据 Wood Mackenzie，上半年美国工商业储能新增装机 101.6MW/310.3MWh。

图表 94 国内 500kW 以上工商储累计装机约 1.2GWh



资料来源: 中电联, 平安证券研究所

图表 95 1-10 月浙江省工商储备案项目超 3GWh



资料来源: 能源电力说, 平安证券研究所;

注：这一数据口径可能偏小，仅统计500kW/500kWh以上电化学储能电站，全国电力安委会19家企业成员单位报送

注：该机构暂未公开5月统计数据

国内工商业储能主要收益模式为分时电价峰谷套利，具有一定持续性。工商业用户是我国电力消耗的主力，根据国家统计局数据，2022 年全国工业用电量 5600TWh，占全社会用电量的 64.8%。政策推动下，国内工商业分时电价机制不断完善，工商业储能用户可通过“峰谷套利”，即谷时充电、峰时用电，节省电费支出。用户侧峰谷电价本质上源于电量的供需波动，电网采用价格机制引导用户错峰用电，平滑用电负荷，从而减轻电网压力、促进新能源消纳：一方面，用户用电高峰较为集中，峰值时段（如傍晚至夜间）电力供应紧张，电价较高；另一方面，新能源装机的增加导致午间等时段电力供给偏多，存在消纳压力，电价较低。随着国内新能源装机比例持续增大，电量供需不匹配的情况在一定时间内仍将持续，工商业峰谷电价差有望保持甚至增加，工商业储能需求随国内新能源装机一并增长。

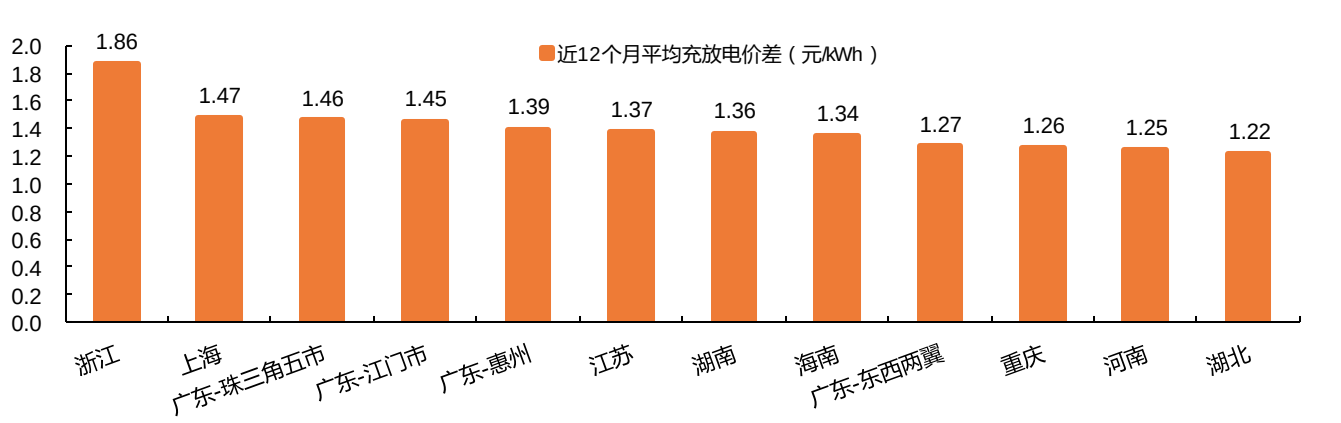
图表96 政策推动工商业峰谷电价差增大

时间	政策名称	规定内容
2021 年 7 月	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	上年或当年预计最大系统峰谷差率超过 40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1；其他地方原则上不低于 3:1，并建立尖峰电价机制，鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。
2021 年 10 月	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	确定燃煤电量全部进入电力市场，取消工商业目录电价，推动工商业用户全部进入电力市场，按市场电价购电；暂未直接从电力市场购电的用户由电网企业代理购电。
2023 年 1 月	《关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》	鼓励支持 10 千伏及以上的工商业用户直接参与电力市场，逐步缩小代理购电用户范围。随着工商业用电市场化程度提高，用户侧峰谷价差有望进一步拉大，激励用户侧储能的配置和灵活应用。

资料来源：政府官网，平安证券研究所

各地峰谷价差存在区别，东部省份工商储经济性最佳。目前，全国已有多地推出了分时电价方案，峰谷价差逐步拉大，东部和中部高用电量地区尤为明显，工商业用户侧储能能在浙江、上海、海南、广东（部分区域）、江苏等多个省份可实现优良经济性。2023 年 10 月，储能与电力市场统计了近 12 个月各地两充两放的峰谷电价差，已有 12 个地区两次充放电的价差之和超过 1.2 元/kWh，8 个地区两充两放价差之和在 1.3 元/kWh 以上。我们测算，在每日充放价差和为 1.3 元、初始投资成本 1.8 元/Wh 时，工商业储能项目 IRR 为 8.0%，静态投资回收期 7.54 年；浙江、上海、广东（部分区域）工商业储能项目投资的 IRR 在 10%以上；浙江省工商储项目 IRR 可达到 15.7%，静态投资回收期仅 5.26 年。

图表97 12 个地区两充两放价差和超过 1.2 元/kWh



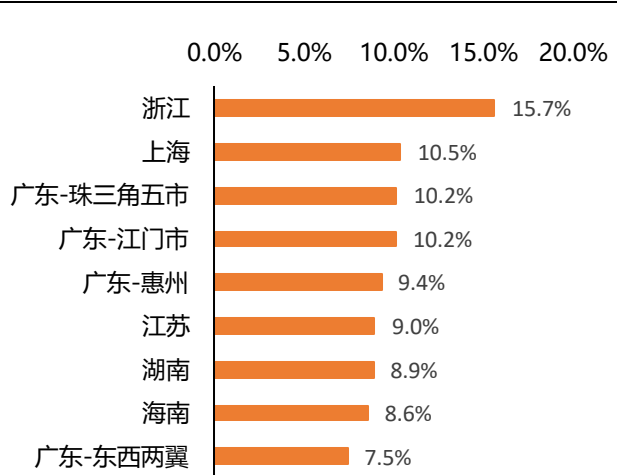
资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所；注：数据为全天两次循环下，35kV 两部制用户 2022.11-2023.10 两充两放平均价差之和

图 表 98 工 商 储 两 充 两 放 经 济 性 测 算 假 设 及 结 果

项目	数值
每 kWh 容量初始投资 (元/kWh)	1800
充放电深度 (%)	80%
单日两充两放价差和 (元/kWh)	1.3
计算假设	
收入分享比例/%	85%
年运行天数/天	300
运行年限/年	12
运维成本占收益的比例 (%)	10.00%
计算结果	
单日等效充放收益 (元/kWh)	0.88
全年充放电收益 (元/kWh)	265.20
全年运维成本 (元/kWh)	26.52
全年净现金流 (元/kWh)	238.68
IRR/%	8.0%
静态投资回收期/年	7.54

资料来源：平安证券研究所测算

图 表 99 部 分 地 区 工 商 业 储 能 (两 充 两 放) 理 论 IRR%



资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所测算

注：除单日两充两放价差和外，其它假设与左表中一致

多重驱动下，国内工商储市场空间有望持续高增。目前，峰谷套利经济性是国内工商业储能的主要驱动因素，国内东部和南部多地经济性优良。根据前文讨论，我们认为在分布式新能源装机持续增长的背景下，工商储峰谷价差套利的模式将在较长时间内具有经济性。此外，有利于工商储装机的因素还有：

- **需量电价下平滑用电的需求。**第三监管周期输配电价政策提出：选择需量电价计费的两部制用户，每月每千伏安用电量达到 260 千瓦时及以上的，当月需量电价按核定标准 90% 执行。这一新规定旨在激励用户自发平滑负荷，提高负荷率和用电设备利用率。需量电价政策的鼓励下，用电负荷波动较大的企业可以通过安装工商业储能获得增量收益。
- **需求响应政策的鼓励。**在夏季等高峰期，保障供电是民生的必然要求。目前已有部分地区推出需求侧响应政策，鼓励大型工商业用户错峰用电，获得需求侧响应补贴。《“十四五”现代能源体系规划》要求，力争到 2025 年，电力需求侧响应能力达到最大负荷的 3%~5%，其中华东、华中、南方等地区达到最大负荷的 5% 左右。工商业储能可以提供需求侧响应，有望通过这一方式获得一定收益。
- **分布式光伏配储的需求。**随着国内分布式光伏装机提升，部分地区配电网容纳量不足，提出“通过储能、集中汇流等措施提高承载力”，促进分布式光伏并网；此外，分布式光伏午间发电集中，光伏装机量大的区域出现午间低谷电价，对单一工商业光伏的回报率产生影响，分布式光+储或将成为工商业企业新的优选。
- **虚拟电厂模式的探索。**从海外成熟市场的经验来看，工商业储能设备可以参与虚拟电厂并从中获利。虚拟电厂可以将分散的储能资源、需求侧响应资源等聚合起来，供电网调度使用。随着虚拟电厂模式不断探索，工商业储能有望获得新的收益来源。

从趋势上看，国内工商储市场有望迎来快速发展。

4.3.1 供给端：产品竞争趋于激烈，合同能源管理模式逐渐清晰

产品环节：参与者涌入机柜赛道，市场竞争趋于激烈。工商储机柜规模适中，硬件壁垒相对较低，新入者热情高涨，纷纷推出适宜工商储场景的新产品。仅 9 月初举办的 EESA 第二届中国国际储能展览会上，就有 81 家展商展出了工商业储能相关产品，展会首发新品 37 款；9 月美国 RE+ 国际太阳能及储能展上，也有至少 29 家中国企业展出了工商储产品。参与者涌入工商储机柜赛道，产品环节后续竞争或将加剧。

硬件+软件实力构成工商储产品长期竞争力。工商储赛道发展尚早，产品形态、收益模式尚未完全定型。9月，阳光电源发布工商业液冷储能系统 PowerStack 200CS 新品，软硬件实力出色：硬件方面，PCS 能量转换效率 $\geq 99\%$ ，液冷温控系统将电芯温差控制在 ≤ 2.2 度，系统循环效率突破 91%；软件算法方面，新品搭载自研 EMS 智慧能量调度系统，采用 Engrow 算法生成最佳调度策略，可提升 10% 电站收益；系统支持需量控制、虚拟电厂、需求侧响应、功率因数改善等多种商业模式，以浙江经济模型测算，3.87 年回本。我们认为，阳光电源新品一定程度展现了工商储产品未来的发展趋势：第一，工商业储能系统未来运行模式或将更为多样，产品软硬件设计需要考虑到需量控制、虚拟电厂、需求侧响应等更丰富的功能。第二，除硬件性能之外，调度算法也将成为工商储参与者竞争的重心之一，调度算法对工商储系统的投资回报率影响较大，形成产品的区分度。硬件性能+软件算法将构成工商储机柜的长期竞争力。

运营环节：合同能源管理模式逐渐成为主流。在终端运营和使用环节，工商业储能主要有“业主自投”和“合同能源管理”等模式：前者是工商业用户自行投资持有工商储资产，自行运维并享受节约电费回报；后者则是专业第三方投资工商储资产并运维，与用户分享收益；此外，部分设备商与金融机构合作，以融资租赁模式推广工商储产品。合同能源管理模式优势突出，工商业用电企业可以避免初始过高投资以及后期运维风险，能源服务方也可以凭借专业能力获得可持续回报。目前，合同能源管理成为工商业储能下游运营的主流模式，已有若干企业积极入局。

工商储能源服务商发展潜力突出。考虑到国内多个地区工商储项目已具有优良回报，且分时电价持续完善，工商储项目盈利能力有望持续。能源服务商可以凭借资金和运营优势，充分享受工商业储能项目收益，发展潜力出色。工商业储能下游客户分散，单体系统规模较小，能源服务方通常需要凭借渠道和地推能力，专注某一区域市场进行拓展。目前来看，市场处于较早期阶段，相关企业的市场拓展能力和运营获利能力仍需观察，我们将持续关注。

图表100 工商业储能主要商业模式			
业主自投		合同能源管理	融资租赁
描述	用电企业自行购买、持有工商业储能资产，自行运维	用电企业提供土地，能源服务方持有工商储资产并运营，双方按比例分享项目收益（目前能源服务方/用电企业分别为 90%/10% 或 85%/15%）	储能资产由设备商或金融机构持有，用电企业在租赁期内获得工商储设备的使用权，到期后获得所有权。
投资方	用电企业	能源服务方，一般包括节能服务公司、国家能源集团等	国家能源集团、电网一二级设备商、分布式光伏开发商等
支持政策	部分地区高耗能用户可获得政府下发的能源转型补贴	节能服务公司以合同能源管理机制开展节能服务，可享受财政奖励、营业税免征、增值税免征和企业所得税免三减三优惠政策。	-
评价	用电企业可享受 100% 收益，但初始资金投入大，且缺乏专业管理团队，需承担资金风险和运维风险。适合有一定资金实力的大工商业用户，或高耗能（年用电量大于 2GWh）用户	目前的主流模式，用电企业投入小、承受风险低，能源服务方获得大部分收益并承担相应风险	有效解决业主资金压力，有助于促进工商储推广；与合同能源管理模式不冲突，未来“合同能源管理+融资租赁”模式或将成为主流商业模式

资料来源：高工储能，平安证券研究所

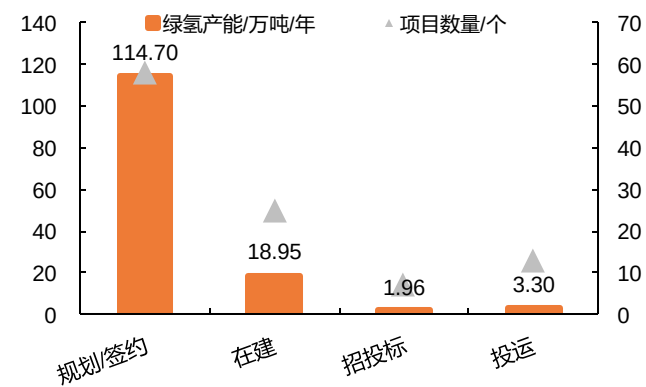
五、 氢能：绿氢供需两旺，电解槽景气持续

5.1 回顾：政策春风渐近，绿氢一展宏图

绿氢项目进展火热，电解槽招标和安装再创新高。年初以来，国内绿氢赛道呈现出高景气度。根据我们不完全统计，1-10 月国内已有 102 个绿氢项目更新动态，涉及绿氢产能 139 万吨；其中 3 万吨产能已投产，处于规划/签约阶段的绿氢产能超

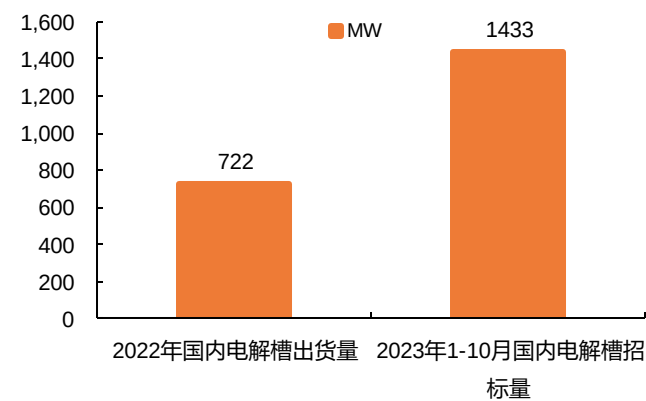
过百万吨。央视财经 11 月报道，2023 年 1 月至 9 月，国内绿氢项目投产、在建和申报的项目涉及投资额达到 3000 亿元。电解槽作为绿电制氢的关键设备，招标规模再创新高。香橙会研究院统计，2023 年 1-10 月国内共计发布 28 个电解槽公开招标需求，累计电解槽招标需求量已超过 1433MW，接近 2022 年电解槽全年出货量的 2 倍。根据中国氢能联盟数据，截至 2023 年 6 月底，我国累计建成运营可再生氢项目 42 个，装机规模合计达到 555.2MW（约 6.6 万吨/年）；IEA 预计，到 2023 年底我国电解槽累计装机有望达到 1.2GW。

图表101 2023 年 1-10 月国内绿氢项目进展汇总



资料来源：氢云链，北极星氢能网，势银氢链，平安证券研究所整理；部分项目未披露绿氢年产能；项目不重复统计，仅统计最新动态，故“在建/投运”项目中可能包含年内进行招标的项目

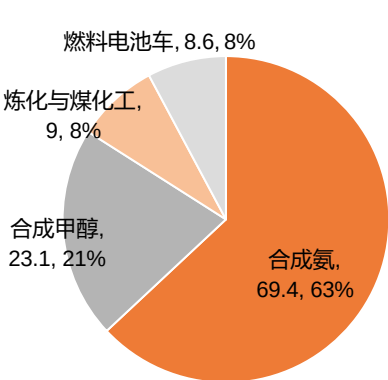
图表102 1-10 月国内电解槽新增招标已达 1.4GW



资料来源：GGII，香橙会研究院，平安证券研究所

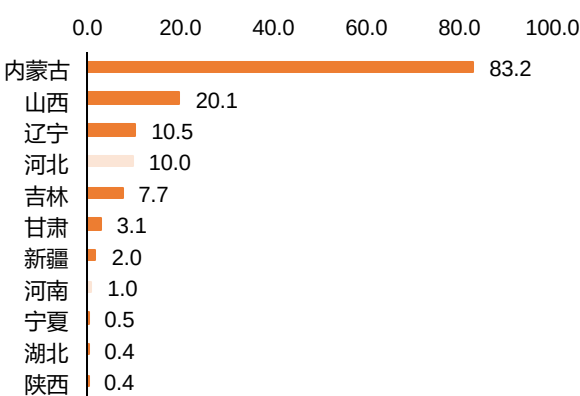
绿氢下游以化工就近应用为主，“制储运加用”供应链尚未完全打通。从下游应用来看，国内绿氢项目规划的绝大部分产能将用于合成氨、合成甲醇等化工领域。上述领域用氢技术成熟，氢气需求量大且规模集中，是消纳绿氢的优选场景。燃料电池车应用在绿氢规划产能中占比相对较小，主要由于车端用氢规模整体较小且场景分散，加之储运成本偏高，从绿氢到氢车“制储运加用”的供应链尚未完全打通。氢燃料电池车的推广以商用车物流需求大的城市群为主，氢源可就近选用化工副产氢或制氢加氢一体站制氢；而大型绿氢项目绝大部分部署于内蒙古、山西等绿电价格低、存在消纳需求的地区，与城市群地区重合度较低，氢产品主要用于化工领域，以产业园区等形式开展示范应用。氢能产业发展阶段相对较早，我们认为，在绿电降价、电解槽降本和技术升级等因素的推动下，制氢将是“制储运加用”供应链中率先放量的环节。

图表103 1-10 月国内绿氢项目下游应用分布



资料来源：氢云链，北极星氢能网，势银氢链，平安证券研究所整理

图表104 1-10 月国内绿氢项目集中于非城市群地区



资料来源：氢云链，北极星氢能网，势银氢链，平安证券研究所整理。城市群所处省份集中于京津、江浙沪、河南、河北、广东，以浅色标注。宁夏和内蒙古部分市也在城市群中，暂不区分考虑。

政策春风渐近，解决行业痛点。氢能是全球实现能源转型的重要一环，我国对氢能的战略意义日益重视。2023 年，我国在氢能领域推出了一系列政策，直指氢能产业发展中的长期痛点，为氢能产业注入一针“强心剂”。我们分析，年内氢能政策亮点主要在于两方面：

- 一是逐步放开危化品管制。氢气在我国长期按照危化品管理，要求必须在化工园区制取，且相关企业需要取得危化品安全生产许可证，管理较为严格。随着业内对氢能安全的管理能力提升，国内已有部分地区探索放宽对氢气“危化品”的限制，将氢气作为“能源”管理。年内，河北省、辽宁沈阳大东区、吉林省均发布政策，提出绿氢无需危化品安全生产许可；11 月，央视财经首次在报道中提及“氢能能源属性政策破冰”，释放积极信号。随着氢能能源属性问题获得关注，未来国内更多地区有望在保障安全的前提下放宽氢能的“危化品”要求，为氢能产业发展按下快进键。
- 二是推动产业标准体系建设。“产业发展，标准先行”，产业标准体系的缺乏是国内氢能产业一直以来的痛点。8 月，国内六部委联合印发《氢能产业标准体系建设指南（2023 版）》，成为国内氢能发展“里程碑”性质的事件。10 月，能源局下达 2023 年能源领域行业标准制修订计划，含 14 项氢能行业标准，氢能标准体系建设有序推进。此外，6 月四型氢气瓶国标的发布、8 月交通部氢气（液氢）道路运输标准化计划，也给业内储运相关细分赛道带来了惊喜。从产业个别环节来看，国家标准直接决定了产品能否进入市场，标准体系的完善有助于多个细分市场空间的打开；从产业链整体来看，标准体系的完善将推动产业链关键环节贯通，避免各环节出现孤立发展、无法衔接的情况，助力氢能产业化进程加速。

图表105 国内多地试点放开氢能“危化品”管制

时间		文件	内容要点
吉林省	2023/11/18	《吉林省氢能产业安全管理 办法(试行)》	电解水制氢(太阳能、风能等可再生能源) 等绿氢生产项目及其制氢加氢一体站不需在化工园区内建设。绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可。
辽宁沈阳 大东区	2023/9/18	《大东区支持氢燃料电池汽车产业高质量发展的若干政策 措施(征求意见稿)》	绿氢生产项目可不入化工园区，无需取得危化品生产许可证。
河北省	2023/6/26	《河北省氢能产业安全管理 办法(试行)》	允许在化工园区外建设电解水制氢(太阳能、风能等可再生能源) 等绿氢生产项目和制氢加氢一体站。绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可。
广东省	2023/6/2	《广东省燃料电池汽车加氢 站建设管理暂行办法》	制氢加氢一体站制氢规模不得超过 3000kg/d，储氢容器容量不得超过 3000kg。允许在非化工园区建设制氢加氢一体站。
山东省	2022/3/1	《2022 年“稳中求进”高质 量发展政策清单(第二 批)》	探索可再生能源制氢、制氢加氢一体站试点项目不在化工园区发展，且不受固定投资额不低于 3 亿元的限制。
湖北武汉	2022/3/1	《关于支持氢能产业发展的 意见》	探索在非化工园区满足安全生产条件的区域开展能源型氢气制取项目。
上海临港	2021/11/1	《中国(上海)自由贸易试 验区临港新片区关于加快氢能 和燃料电池汽车产业发展及 示范应用的若干措施》	探索在非化工园区现场制氢、制储加一体化加氢站及非固定式加氢站建设等领域改革创新。

资料来源：高工氢能，平安证券研究所

5.2 趋势：绿电降本、设备升级，推动绿氢走向平价

电耗和折旧构成电解水制氢的主要成本。绿氢尚未迎来平价，绿氢降本未来一段时间内行业发展的重要方向。我们对电解水制氢成本进行了测算，在基准假设下，我们计算碱性电解水制氢单位成本 15.7 元/kg，接近化工副产氢成本水平；其中

电耗成本占 85%，折旧成本占 8%。PEM 电解水制氢单位成本 19.5 元/kg，其中电耗成本占 65%，折旧成本占 29%。基准假设说明如下：

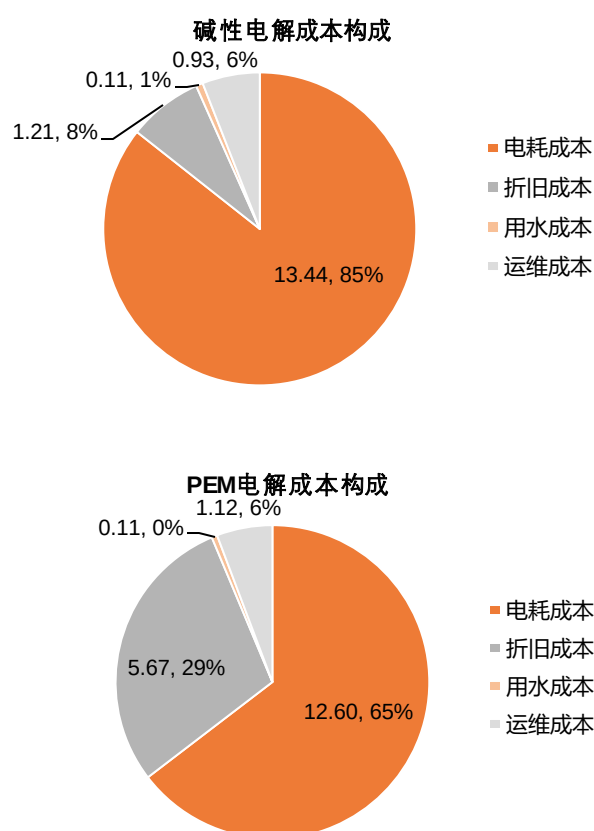
- **电价：**由于风光发电时间不连续，目前国内在运项目通常在风电/光伏不发电时使用网电。我们综合绿电和网电成本，假设电解槽基准情形下用电价格为 0.25 元/kWh。（假设使用绿电、网电比例为 6:4，绿电成本 0.2 元/kWh，网电成本 0.3-0.35 元/kWh 时，对应的加权平均成本 0.24-0.26 元/kWh，此处取 0.25 元/kWh。）
- **单位电耗：**假设碱性电解为 4.8kWh/Nm³；PEM 效率较高，假设为 4.5kWh/Nm³。
- **设备（含电解槽及配套设备）单价：**考虑年内招投标价格水平，分别取 1800 元和 9000 元/kW。
- **运行时长和折旧年限：**假设年运行小时数 4000 小时。折旧年限方面，头部厂商产品公开的设计使用年限为 25 年。考虑产品升级换代等需求，我们暂假设折旧年限 20 年。

图表106 电解水制氢成本测算

	碱性电解	PEM 电解
电价（元/kWh）	0.25	0.25
单位电耗（kWh/Nm ³ ）	4.8	4.5
单位体积电耗成本（元/Nm ³ ）	1.20	1.13
单位质量电耗成本（元/kg）	13.44	12.60
设备单价（元/kW）	1800	9000
单槽制氢量（Nm ³ /h）	1200	500
设备功率（kW）	5760	2250
设备购置价格（万元）	1036.8	2025
设备折旧年限（年）	20	20
年运行小时数（h）	4000	4000
年制氢量（Nm ³ ）	4800000	2000000
单位体积折旧成本（元/Nm ³ ）	0.11	0.51
单位质量折旧成本（元/kg）	1.21	5.67
单位制氢耗水量（kg/Nm ³ ）	2	2
用水单价（元/吨）	5	5
单位体积用水成本（元/Nm ³ ）	0.01	0.01
单位质量用水成本（元/kg）	0.11	0.11
年运维成本（万元）	40	20
单位体积运维成本（元/Nm ³ ）	0.08	0.10
单位质量运维成本（元/kg）	0.93	1.12
单位体积制氢成本（元/Nm ³ ）	1.40	1.74
单位质量制氢成本（元/kg）	15.69	19.50

资料来源：平安证券研究所测算

图表107 两种制氢方式成本构成



资料来源：平安证券研究所测算

绿电降价、电解槽技术升级和降价，推动绿氢走向平价。绿氢实现平价需要电耗成本和折旧成本的降低。绿电价格的下降、电解槽效率的提升有助于降低电耗成本；电解槽单槽制氢量的提升有助于减少配套设备的使用、并降低运维难度，减少折旧成本和运维成本；电解槽价格的降低有助于减少折旧成本。绿电降价、电解槽升级和降价趋势共同推动 LCOH 降低，有望为绿氢市场打开成长空间。

- **绿电降价：**全球风光装机量快速增长的同时，风电、光伏领域也在持续技术升级，进一步推动绿电降价。随着风电领域风机大型化趋势的推进、光伏领域新型电池技术的革新，新能源发电效率有望进一步提高，设备折旧成本下降，绿电成本有望继续下行。

■ **电解槽升级和降价：**低电耗、单体大型化是电解槽产品升级的主要趋势。我们整理了国内外头部企业公开的碱性电解槽产品参数，制氢电耗大多在 4.5kWh/Nm³ 上下，制氢速率均在 1000Nm³/h 以上，向 2000-3000Nm³/h 迈进。年内，隆基氢能发布新品 ALK G 系列，制氢电耗 4.3-4.5kWh/Nm³，产品包含 1200/1500/2000/3000Nm³/h 等规格，适应大规模氢气生产的需要；中能建京电设备、龙蟠科技均发布电耗 4.3 kWh/Nm³ 的电解槽新品，双良节能则成功下线了自主知识产权的 2000Nm³/h 电解槽。无论头部企业还是新入者，均致力于推动电解槽降低电耗和大型化，为降低 LCOH 出力。技术升级的同时，电解槽招标价格下降明显，氢云链统计，2023 年上半年国内碱性制氢系统成交价格为 749-2000 元/kW，主要分布在 1350-1500 元/kW 范围内，对比 2022 年下降约 15%-20%。电解槽升级和降价共同推动绿氢成本降低。

图表108 头部企业碱性电解槽参数情况

	Nel	隆基氢能	阳光氢能	派瑞氢能	考克利尔克立
产品型号	A3880	ALK G 系列	SHME1000A	CDQ-2000	DQ-1500/1.6
制氢速率（Nm ³ /h）	2400-3880	1200/1500/2000/3000	1000	2000	1500
制氢电耗（kWh/Nm ³ ）	3.8-4.4	4.3-4.5	4.80	≤4.3	≤4.4
工作压力/bar	1-200	16	18	15-25	
负荷调节范围	15-100%	30-110%	25%-110%	50-100%	
环境温度/°C	5-35	5-45			
工作温度/°C		90±5	90±5	95±5	
产氢纯度（纯化后）	99.99-99.999%	99.999%	≥99.999%	≥99.999%	

资料来源：各公司官网，平安证券研究所

敏感性分析：我们测算了电价、单位电耗、设备单价等因素对单位制氢成本的影响。与基准情形相比，保持其它假设不变，用电价格每下降 0.05 元/kWh，单位制氢成本下降约 2.7 元/kg；单位电耗每减少 0.2 kWh/Nm³，单位制氢成本下降约 0.6 元/kg；设备单价每下降 500 元/kW，单位制氢成本下降约 0.3 元/kg。随着后续风光发电 LCOE 下降、电解槽量产降本、效率提升和寿命增加，电解水制氢成本有望逐步接近工业副产氢甚至煤制氢，实现经济性。

情景分析：我们分情景测算了碱性电解水制氢的降本潜力，假设中期和远期单位电价分别降至 0.20 和 0.15 元，年运行小时数增加至 5000 和 6000h（假设折旧年限保持 20 年不变）；电解槽分别下降至 1500 和 1000 元/kW，同时效率有所提升，则中期制氢成本降至 11.69 元/kg，与工业副产氢相比已经有经济性；远期制氢成本下降至 8.18 元/kg，达到煤制氢水平。

图表109 碱性电解水制氢成本敏感性分析

	较基准情景变化幅度	单位制氢成本变化量(元/kg)
电价(元/kWh)	-0.05	-2.69
单位电耗(kWh/Nm ³)	-0.2	-0.61
设备单价(元/kW)	-500	-0.34

资料来源：平安证券研究所测算

图表110 碱性电解水制氢成本分情景测算

	基准假设	中期	远期
电价(元/kWh)	0.25	0.2	0.15
单位电耗(kWh/Nm ³)	4.8	4.5	4.2
设备单价(元/kW)	1800	1500	1000
年运行小时数(h)	4000	5000	6000
单位质量制氢成本(元/kg)	15.69	11.69	8.18

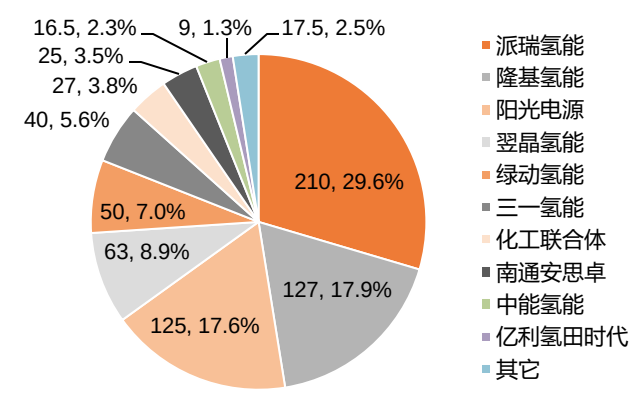
资料来源：平安证券研究所测算

5.3 格局：优秀参与者持续涌现，绿氢赛道活力充沛

设备环节：派瑞、隆基、阳光份额领先，市场集中度小幅下降。国内电解槽赛道发展阶段较早，市场份额集中。根据香橙会研究院统计，1-10 月国内有 22 个电解槽项目公布中标结果，对应中标量超过 710MW。派瑞氢能、隆基氢能和阳光电源中标规模居国内前三位，CR3 为 65%。根据高工氢电，2021/2022 年国内电解槽出货量 CR3 分别为 83%和 73%，市场集中度连年下降，显示出行业从早期参与者较少的情形，过渡到了新入者快速涌入的成长期，电解槽赛道充满活力。和 2022 年相比，2023 年 1-10 月国内企业市场份额和排名存在较大差别：阳光电源一跃成为业内前三大玩家；同时，翌晶氢能、

绿动氢能、中能氢能等行业新秀也表现亮眼。国内氢电解槽市场仍处于高成长、竞争格局未确定的阶段，优秀的新入企业层出不穷，推动绿氢产业蓬勃发展。

图表111 2023 年 1-10 月国内电解槽中标量 Top 10 企业



资料来源：香橙会研究院，平安证券研究所 单位：MW，%

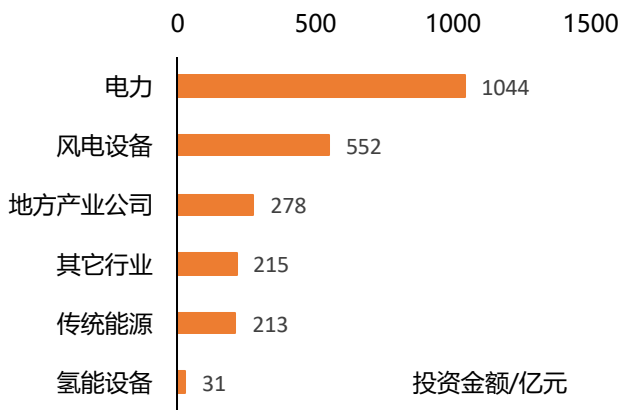
图表112 2022 年国内电解槽厂商出货量 TOP 10

序号	厂商简称	产品技术类型
1	考克利尔竞立	碱性
2	派瑞氢能	碱性、PEM
3	隆基氢能	碱性
4	天津大陆	碱性
5	中电丰业	碱性、PEM
6	凯豪达氢能	碱性
7	瀚氢源(HydrogenPro)	碱性
8	华易氢元科技	碱性
9	赛克赛斯氢能	PEM
10	国富氢能	碱性、PEM

资料来源：高工氢电，平安证券研究所注：部分企业因企业信息披露限制，提出暂不参与排行

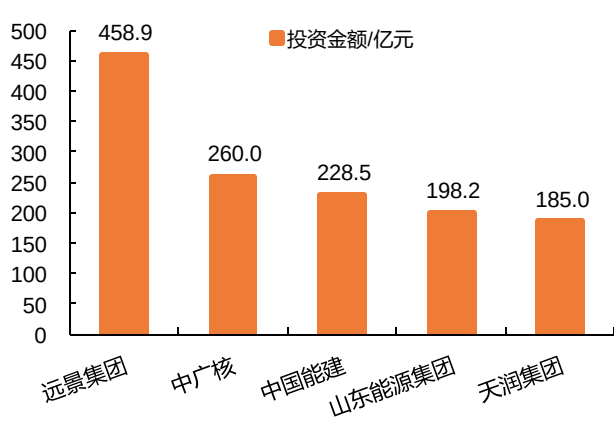
电站投资环节：电力企业和风电设备企业成为绿氢项目投资主力。我们统计 1-10 月国内更新进展的绿氢项目中，68%的计划投资金额来自于电力企业和风电企业。电力企业包含五大六小两建、以及地方国资控股的电力公司，计划投资额共计 1044 亿元，占计划投资总额的 45%；风电设备企业包括明阳智能、远景集团、运达股份、三一重能等，计划投资额共计 552 亿元，占项目计划投资总额的 24%。国内绿氢项目发展如火如荼，随着绿氢降本进程持续推进，国内绿电制氢项目有望获得理想的投资回报，绿氢项目投资或将成为风机企业的又一盈利来源。

图表113 1-10 月国内绿氢项目投资方行业分布



资料来源：氢云链，北极星氢能网，势银氢链，平安证券研究所整理；注：仅汇总已公布投资金额的项目。

图表114 1-10 月国内绿氢项目规划投资额前 5 大企业



资料来源：氢云链，北极星氢能网，势银氢链，平安证券研究所整理；注：仅汇总已公布投资金额的项目。

六、 投资建议

风电：成长性和供需格局较好，海风出口正当时。2023 年导致国内海上风电需求不及预期的因素已经消退，沿海各省海上风电呈现加速发展态势，深远海海上风电项目开启竞配和示范项目申报，海上风电的成长空间打开，预计未来两年国内海

上风电新增装机复合增速达到 50%左右。从供给端看，海上风电主要制造环节新进者较少，竞争有所加剧但程度温和，海上风电整体供需形势较好，2024 年整机、海缆、管桩等主要环节头部企业都将受益于海上风电需求起量。国内海风制造相对海外的竞争优势越趋明显，海上风电产业链迎来出海契机，尤其是海上风电整机环节有望实现突破。

光伏：供需形势难言改善，新型电池可能是潜在机会点。2022-2023 年，全球光伏需求呈现爆发式增长，受多重因素影响，未来两年全球光伏新增装机增速可能降至 20%以内。2024 年，潜在的贸易保护可能对出口层面带来一定的不确定，库存累积问题对需求的影响可能偏负面，且组件产业链主要环节产能扩张仍有惯性，整体供需形势难言改善。当前，各类电池新技术竞相发展，HJT、BC 等有望通过技术进步实现性价比和商业化前景的提升。

储能：海外大储格局较优，关注国内工商储运营。储能市场需求端呈现分化，大储和工商储市场高速增长，户储需求增速放缓。国内大储市场“价格内卷”，竞争格局尚不明朗；海外大储准入门槛相对较高，竞争格局和盈利情况相对较好，看好扎实布局海外大储的集成企业。工商储方面，相对看好运营环节，具备突出的市场拓展和运营能力的企业有望崭露头角。

氢能：绿氢景气度高企，投资运营企业或将受益。2023 年国内已经有大量的新能源制氢项目涌现，随着新能源投资成本的持续下降、电解槽性能的持续提升，绿氢项目经济性有望进一步凸显，预计 2024 年绿氢生产和应用有望维持高景气。设备环节，电解槽招投标需求火热，新入者积极布局，格局尚不明朗；运营环节，风电设备企业和发电企业已成为绿氢项目投资运营的重要参与者，也有望成为绿氢行业大发展的重要受益者。

投资建议。考虑新能源各细分领域潜在的结构性机会以及新能源整体估值水平，维持行业“强于大市”评级。**风电**方面，海上风电需求高增，整体供需形势较好，海上风机环节有望在出海方面实现突破，重点关注风机龙头明阳智能、运达股份，建议关注东方电缆、大金重工、亚星锚链；**光伏**方面，新型电池可能是潜在机会点，建议关注 HJT、BC 等新型电池的产业化进展情况，潜在受益标的包括迈为股份、帝尔激光、隆基绿能等；**储能**方面，建议关注海外大储市场地位领先的阳光电源，以及积极拓展工商储运营业务的苏文电能；**氢能**方面，关注在绿氢项目投资运营环节重点布局的企业，包括吉电股份和相关风机制造企业等。

七、 风险提示

- 1、新能源新增装机不及预期风险。新能源发展受宏观经济、各区域支持性政策、供应链情况等因素影响，存在某些区域新增装机不及预期风险。
- 2、部分环节竞争加剧和盈利水平不及预期风险。新能源各环节整体呈现参与增加的趋势，部分环节可能存在竞争明显加剧以及盈利水平不及预期风险。
- 3、贸易保护现象加剧的风险。国内新能源制造在全球范围内具备较强的竞争力，部分环节出口比例较高，如果贸易保护现象加剧，将对相关出口企业产生不利影响。
- 4、新技术发展不及预期风险。光伏新型电池、绿氢等新兴行业发展有赖于技术进步推动成本下降，存在发展节奏不及预期风险。

平安证券研究所投资评级：

股票投资评级：

- 强烈推荐（预计 6 个月内，股价表现强于市场表现 20% 以上）
- 推 荐（预计 6 个月内，股价表现强于市场表现 10% 至 20% 之间）
- 中 性（预计 6 个月内，股价表现相对市场表现在 $\pm 10\%$ 之间）
- 回 避（预计 6 个月内，股价表现弱于市场表现 10% 以上）

行业投资评级：

- 强于大市（预计 6 个月内，行业指数表现强于市场表现 5% 以上）
- 中 性（预计 6 个月内，行业指数表现相对市场表现在 $\pm 5\%$ 之间）
- 弱于大市（预计 6 个月内，行业指数表现弱于市场表现 5% 以上）

公司声明及风险提示：

负责撰写此报告的分析师（一人或多人）就本研究报告确认：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

平安证券股份有限公司具备证券投资咨询业务资格。本公司研究报告是针对与公司签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本公司研究报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的，本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。

市场有风险，投资需谨慎。

免责条款：

此报告旨在发给平安证券股份有限公司（以下简称“平安证券”）的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准，不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠，但平安证券不能担保其准确性或完整性，报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价，报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任，除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代行使独立判断。

平安证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断，可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问，此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司 2023 版权所有。保留一切权利。



平安证券研究所			电话：4008866338
深圳	上海	北京	
深圳市福田区益田路 5023 号平安金融 融中心 B 座 25 层	上海市陆家嘴环路 1333 号平安金融 大厦 26 楼	北京市丰台区金泽西路 4 号院 1 号楼 丽泽平安金融中心 B 座 25 层	