

2022年10月20日

电力设备

## 海内外需求共振，2023年大储装机弹性可期

■**储能行业更大的爆发或在2023年。**2021年全球储能市场正式步入快速增长阶段，海内外长期装机预期空间打开，2022年欧洲电价大幅上行刺激户用储能需求爆发，但原材料价格高位压制部分大型储能项目装机需求，2023年上游原材料价格拐点渐近，前期积压项目或将加速启动，行业整体增速有望再上台阶。

■**国内：各环节发展模式渐明，储能项目加速落地。**2021年为国内储能行业由商业化起步迈向规模化发展的过渡之年，随着国家、地方层面储能政策的密集出台，各环节储能发展模式在探索中逐步走向成熟。中短期内新能源配储要求为国内储能市场核心驱动因素，部分省份独立/共享储能盈利模型初步建立，后续有望贡献较大增量。2022年受制于成本因素国内储能项目整体落地节奏偏慢，2023年光伏组件、储能电池价格有望回落，预计项目建设节奏将明显加快，2022年前三季度国内储能项目招标规模超过60GWh，2023年装机可期。

■**海外：收益上行叠加成本下降预期，2023年大储弹性可期。**2022年海外大型储能项目收益端上行幅度小于成本端，压制装机需求，2023年情况或迎反转。一方面，电价上涨后海外储能项目收益空间明显抬升，另一方面上游原材料价格有望迎来回落，2023年美国、英国等部分海外地区大储经济性有望提升，从而有效刺激装机需求，2023年海外大储装机增速弹性或超户用储能。

■**短期内大储市场竞争格局趋于激烈，格局清晰的细分环节及海外市场盈利能力更佳。**储能产业链涉及电池、电力电子设备、配套设备、系统集成等多个环节，整体来看随着市场规模的快速扩大，短期内市场参与者快速增加，行业格局趋于分散。相对而言，现阶段电池及温控环节的格局较为集中，PCS、系统集成环节的竞争则已经较为激烈。此外，考虑到海外市场储能成本传导相对顺畅，同时在可融资性、售后服务方面的壁垒更高，因此竞争相对缓和，盈利兑现度较高。

■**投资建议：**建议重点关注2023年装机弹性更大的大储产业链，包括（1）格局清晰的温控环节，相关标的**英维克、同飞股份**；（2）海外占比高、盈利兑现度好的头部PCS及系统集成厂商，相关标的**阳光电源、盛弘股份**；（3）大储积累深厚，户储取得突破的PCS/集成厂商，相关标的**科华数据、科士达**；（4）华为、宁德等全球储能龙头的配套供应商，相关标的**德赛电池、星云股份**。

■**风险提示：**储能市场发展不及预期、原材料价格持续上涨、市场竞争加剧、模型假设与测算结果存在偏差等。

## 行业深度分析

证券研究报告

投资评级 **领先大市-A**  
维持评级

首选股票		目标价	评级
002837	英维克	36.58	买入-A
300274	阳光电源	150.92	买入-A
300693	盛弘股份	47.18	买入-A
002335	科华数据	43.40	买入-A
002518	科士达	35.43	买入-A

### 行业表现



资料来源：Wind 资讯

%	1M	3M	12M
相对收益	5.61	-0.39	6.77
绝对收益	1.64	-12.24	-16.31

王哲宇

分析师

SAC 执业证书编号：S1450521120005

wangzy9@essence.com.cn

### 相关报告

全钒液流电池储能专题：海阔天空，不同“钒”响 2022-09-08

储能系列报告之一：储能温控市场乘风而起，行业龙头把握先机 2022-05-09

## 内容目录

1. 全球储能行业更大的爆发或在 2023 年	4
2. 国内：发展模式渐明，2023 年项目加速落地	6
2.1. 2022H1 国内储能装机节奏有所滞后，下半年有望加速	6
2.2. 新能源配套储能有望率先放量	6
2.3. 电网侧储能潜力巨大，期待成本疏导机制建立	10
2.4. 工商业储能需求空间有望逐步打开	11
2.5. 2022 年起国内储能装机规模有望成倍提升	13
3. 海外：收益上行叠加成本下降预期，2023 年大储弹性可期	15
3.1. 2022 年海外户储市场高景气，2023 年大储有望接力	15
3.2. 2022 年起海外大储收益端已有明显抬升	16
3.2.1. 容量电价：确定性较高的固定收益，近年来成交价格持续上行	16
3.2.2. 峰谷套利：电价波动加剧，储能项目套利空间提升	17
3.2.3. 辅助服务：市场容量相对有限，市场饱和后收益可能下降	18
3.3. 部分海外地区大储经济性或已较为理想，2023 年装机有望大规模启动	19
4. 投资建议：重点关注大储产业链投资机会	21
4.1. 大储产业链各环节竞争趋于激烈，电池及热管理环节格局相对较好	21
4.2. 建议重点关注 2023 年装机弹性更大的大储产业链	23
5. 风险提示	24

## 图表目录

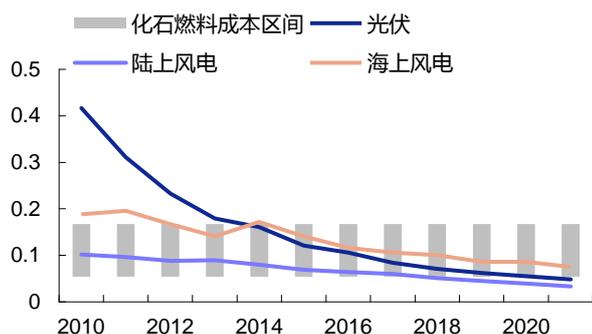
图 1：全球风电、光伏平均 LCOE 变化情况 (\$/kWh)	4
图 2：全球锂离子电池平均成本变化情况 (\$/kWh)	4
图 3：全球新增储能装机规模 (GWh)	4
图 4：全球累计风电光伏装机规模 (GW) 及储能渗透率	4
图 5：全球储能装机结构 (GWh)	5
图 6：储能需求爆发刺激因素	5
图 7：全球储能行业更大的爆发或在 2023 年	5
图 8：国内电化学储能新增装机规模情况 (GW)	6
图 9：2022 国内储能项目月度招标规模 (GWh)	6
图 10：现阶段国内新能源发电侧储能商业模式尚未完全建立	8
图 11：2021 年起国内风机招标规模持续放量 (GW)	8
图 12：2022 年 9 月起国内硅料时间产出明显放量 (万吨)	8
图 13：国网/南网 2030 年抽水蓄能、新型储能装机规划 (GW)	11
图 14：现阶段国内抽水蓄能价格形成机制	11
图 15：不同省市 2022 年 10 月电网代理购电最大峰谷价差 (元/kWh)	12
图 16：美国、欧盟火电装机变化情况 (GW)	15
图 17：2021 年全球新增投运新型储能项目地区分布	15
图 18：海外新增储能装机结构 (GWh)	15
图 19：2022 年欧盟消费者电价指数快速攀升 (2015=100)	15
图 20：2022 年大型储能项目收益上行滞后成本上行，2023 年或反转	16
图 21：德国新增储能装机结构 (MWh)	16
图 22：加州 Pomona 储能项目季度收益情况 (万美元)	16
图 23：英国 T-4 容量市场拍卖出清价格情况 (£/kW/年)	17

图 24: 加州备用容量 (RA) 平均成交价格 (\$/kW/月) .....	17
图 25: 英国 T-4 容量市场拍卖出清价格情况 (£/kW/年) .....	17
图 26: 加州备用容量 (RA) 平均成交价格 (\$/kW/月) .....	17
图 27: 2021 年起德国平均电价中枢抬升, 同时波动显著加大 (单位: €/MWh) .....	18
图 28: 加州 Pomona 储能项目 2021 年日收益情况 (万美元) .....	18
图 29: 英国动态遏制 (DC) 平均月度出清情况.....	19
图 30: 加州电力市场各类辅助服务平均出清价格 (\$/MWh) .....	19
图 31: 加州储能项目收益率敏感性测算.....	19
图 32: 2021 年英国新提交储能项目规模超过 11GW .....	20
图 33: 2022H1 美国延期的大型风光储项目超过 32GW.....	20
图 34: 全球储能装机规模预测 (GWh) .....	20
图 35: 大储产业链构成.....	21
图 36: 2021 年全球储能锂离子电池主要企业市场份额.....	22
图 37: 宁德时代储能/动力电池毛利率对比.....	22
图 38: 2021 年国内储能 PCS 提供商全球出货量排名 (MW) .....	23
图 39: 盛弘股份/上能电气储能 PCS 毛利率对比.....	23
图 40: 2021 年国内储能系统集成商国内新增投运装机排名.....	23
图 41: 2021 年全球储能集成商市场份额情况.....	23
表 1: 大型储能/户用储能市场对比.....	5
表 2: 《“十四五”新型储能发展实施方案》中各环节储能发展模式的表述.....	6
表 3: 2021 部分省份新能源项目竞配储能配套要求.....	7
表 4: 部分省份大型风光基地储能配置时长已达到 4 小时.....	7
表 5: 湖南、山东、河南独立储能项目盈利来源.....	9
表 6: 2022 年部分省份储能示范项目规模.....	9
表 7: 山东独立储能项目收益率测算假设.....	9
表 8: 山东独立储能电站收益测算模型.....	10
表 9: 山东独立储能项目 IRR 敏感性测算.....	10
表 10: 2021 年以来针对工业用户用电的相关政策.....	12
表 11: 国内工商业储能经济性测算模型.....	13
表 12: 国内工商业储能项目 IRR 敏感性测算.....	13
表 13: 国内新型储能装机空间测算.....	14
表 14: 大储产业链各环节竞争格局及国内代表企业.....	21
表 15: 储能温控市场规模测算.....	22

## 1. 全球储能行业更大的爆发或在 2023 年

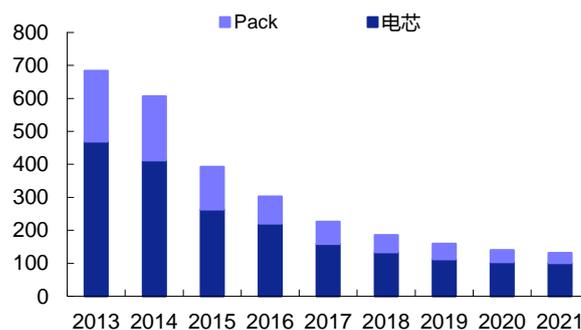
储能行业规模化发展的条件已经成熟。一方面，随着技术的进步与产能的扩张，近年来风电、光伏的发电成本与锂离子电池的制造成本降幅显著，在新能源上网侧平价的基础上，当前全球正朝着“新能源+储能”平价的方向快速前进。另一方面，储能在电力系统中的定位与商业模式正日渐清晰，目前美国、欧洲等发达地区储能市场化发展的机制已基本建立，新兴市场的电力系统改革亦持续加速，储能行业规模化发展的条件已经成熟。

图 1：全球风电、光伏平均 LCOE 变化情况 (\$/kWh)



资料来源：IRENA，安信证券研究中心

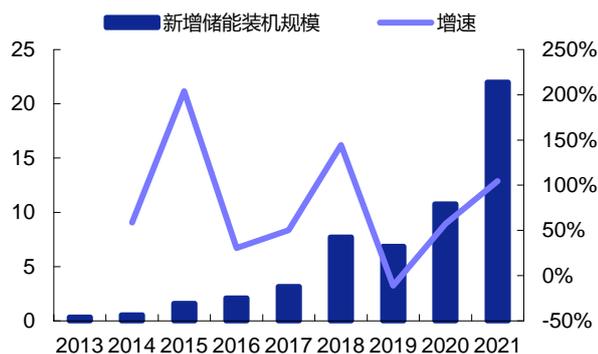
图 2：全球锂离子电池平均成本变化情况 (\$/kWh)



资料来源：BNEF，安信证券研究中心

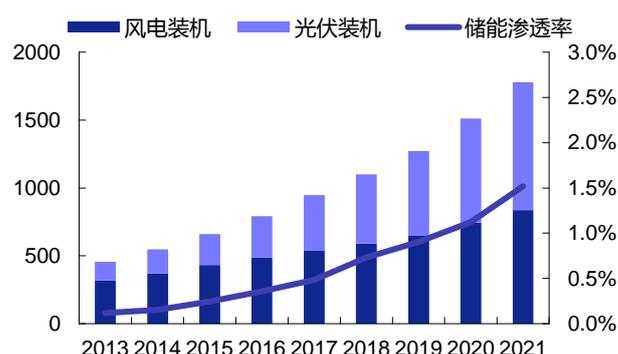
**2021 年起全球储能行业进入高速发展阶段。**根据 BNEF 统计，2021 年全球新增储能装机规模为 10GW/22GWh，较 2020 年实现翻倍以上增长，截至 2021 年底全球累计储能装机容量约为 27GW/56GWh。考虑到 2021 年底全球累计风电/光伏装机规模已达到 837/942GW，以此推算储能在全球风电光伏装机中的占比仅为 1.5%，我们认为储能市场的高速增长才刚刚开始，行业发展前景广阔。

图 3：全球新增储能装机规模 (GW)



资料来源：BNEF，安信证券研究中心

图 4：全球累计风电光伏装机规模 (GW) 及储能渗透率



资料来源：IEA, GWEC, BNEF，安信证券研究中心

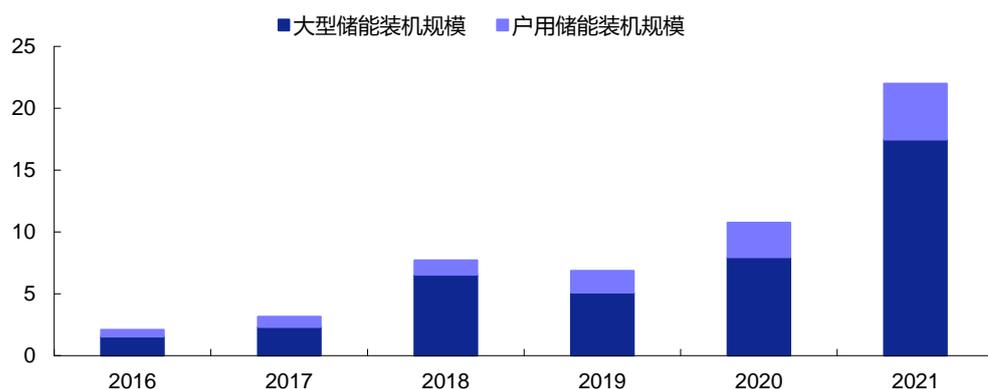
从规模体量来看，大型储能是当前全球储能装机的主力。从产品形态与销售模式上来看，大致可以将储能分为大型储能与户用储能两大类，其中大型储能以 MWh 级别以上的集装箱式系统为主，终端客户为大型电力公司或工商企业，主要通过集采、招标等形式直接进行销售，B 端属性较强；而户用储能以 5-20kWh 的小型电池系统为主，终端客户为分散的居民家庭，主要通过当地化的经销商、安装商网络进行销售，具备一定的 C 端属性。从结构来看，过去几年大型储能的装机占比约为 80% 左右，是全球储能装机的主要构成部分。

表 1: 大型储能/户用储能市场对比

	大型储能	户用储能
产品形态	MWh 级别集装箱	5-20kWh 小型系统
终端客户	电力公司、工商企业	居民家庭
销售模式	集采、招标等直销模式	通过经销商、安装商渠道间接销售
终端价格敏感度	高	低
市场属性	B 端属性强，性价比/度电成本为核心竞争因素	C 端属性强，终端需求多元化，产品定位分层，存在品牌溢价

资料来源：安信证券研究中心

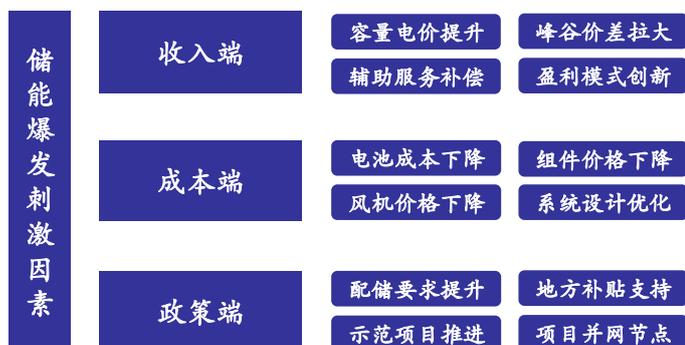
图 5: 全球储能装机结构 (GWh)



资料来源：BNEF，安信证券研究中心

全球储能行业更大的爆发或在 2023 年。在 2021 年高速增长的基础上，2022 年全球储能行业仍然延续了较高的景气度，但增量更多来自于户用储能（尤其是欧洲地区），持续飙升的居民用电价格是最为核心的驱动因素。而在上游原材料价格高企的背景下，对成本更为敏感的大型储能市场 2022 年的需求则受到了一定程度的压制。站在当前的时间节点，我们认为 2023 年全球储能行业或迎来更大的爆发，从政策端来看，国内新能源项目存在刚性的配套储能需求，美国等海外市场的储能补贴则有望逐步落地；从收益端来看，国内独立/共享储能的商业模式有望在探索中走向成熟，海外电价中枢的上移以及电价波动的加剧同样有利于储能收益空间的提升；从成本端来看，2023 年随着上游产能的逐步释放，硅料、碳酸锂等原材料价格拐点渐近，储能装机成本有望重回下行通道。

图 6: 储能需求爆发刺激因素



资料来源：安信证券研究中心

图 7: 全球储能行业更大的爆发或在 2023 年



资料来源：安信证券研究中心

## 2. 国内：发展模式渐明，2023 年项目加速落地

### 2.1. 2022H1 国内储能装机节奏有所滞后，下半年有望加速

政策勾勒发展前景，国内各环节储能发展模式逐渐清晰。2022 年 2 月底，国家发改委、能源局正式印发《“十四五”新型储能发展实施方案》，进一步明确了“到 2025 年新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段、具备大规模商业化应用条件”，“2030 年新型储能全面市场化发展”的目标。此外，本次文件对发电侧、电网侧、用户侧储能均进行了明确的部署，各环节储能发展模式逐渐清晰。

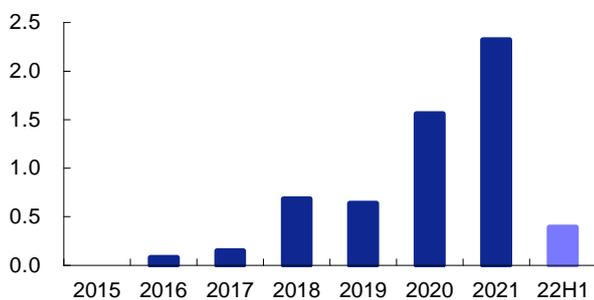
表 2: 《“十四五”新型储能发展实施方案》中各环节储能发展模式的表述

环节	主要内容
发电侧	积极引导新能源电站以市场化方式配置新型储能。对于配套建设新型储能或以共享模式落实新型储能的新能源发电项目，结合储能技术水平和系统效益，可在竞争性配置、项目核准、并网时序、保障利用小时数、电力服务补偿考核等方面优先考虑。
电网侧	建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场。科学评估新型储能输变电设施投资替代效益，探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。
用户侧	加快落实分时电价政策，建立尖峰电价机制，拉大峰谷价差，引导电力市场价格向用户侧传导，建立与电力现货市场相衔接的需求侧响应补偿机制。增加用户侧储能的收益渠道。鼓励用户采用储能技术减少接入电力系统的增量投资，发挥储能在减少配电网基础设施投资上的积极作用。
探索新型储能商业模式	探索推广共享储能模式：鼓励新能源电站以自建、租用或购买等形式配置储能，发挥储能“一站多用”的共享作用。积极支持各类主体开展共享储能、云储能等创新商业模式的应用示范。试点建设共享储能交易平台和运营监控系统。研究开展储能聚合应用：鼓励不间断电源、电动汽车、充换电设施等用户侧分散式储能设施的聚合利用，通过大规模分散小微主体聚合，发挥负荷削峰填谷作用，参与需求侧响应，创新源荷双向互动模式。

资料来源：国家发改委，国家能源局，安信证券研究中心

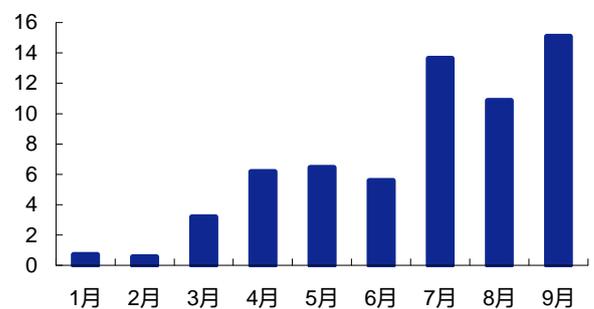
2022 年国内储能项目实际建设节奏有所滞后，但招标快速放量。受制于疫情、原材料涨价等多方面因素的影响，2022 年上半年国内储能项目建设节奏整体偏慢，根据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会（CESA）的统计，2022H1 国内并网、投运的电化学储能项目装机总规模约为 0.39GW/0.92GWh。但从招标的角度来看，Q2 起国内储能招标明显提速，据我们不完全统计 1-9 月总招标容量超过 60GWh（主要统计 EPC、储能集成系统以及相关设备），其中 Q1/Q2/Q3 分别为 4.5/18.2/39.6GWh，招标规模逐季提升。因此，我们认为后续国内储能装机仍有较强支撑，预计 2022 年下半年起项目建设速度将明显加快。

图 8: 国内电化学储能新增装机规模情况 (GW)



资料来源：CNESA, CESA, 安信证券研究中心

图 9: 2022 国内储能项目月度招标规模 (GWh)



资料来源：各公司招标网站，安信证券研究中心

### 2.2. 新能源配套储能有望率先放量

新能源发电侧储能有望成为国内率先放量的应用场景，主要的驱动因素为政策强制要求。在国家政策层面，根据能源局 2021 年 7 月印发的《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》，超过电网企业保障性并网以外的新能源装机规模按照 15%

的挂钩比例配建调峰能力，按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并网，储能时长为 4 小时以上。而在 2021 年国内各省发布的风电、光伏项目竞争性配置规则中，储能已基本成为新能源项目“标配”，目前已有近 20 个省份出台了新能源配套储能的具体量化要求，大部分省份的储能配比在 10%-20% 的区间内，储能时长则基本为 1-2 小时。我们根据各省已经发布的风光项目竞配结果以及储能配置要求对国内新能源发电侧储能的规模进行了大致测算，目前配套储能项目的规模已接近 50GWh，预计这部分储能项目将从 2022 年起逐步落地。

**表 3：2021 部分省份新能源项目竞配储能配套要求**

省份	风光项目竞配规模 (GW)	储能功率 (GW)	储能容量 (GWh)	具体储能配套要求
湖北	12.28	2.54	5.37	10%，2 小时
湖南	-	1.50	3.00	风电 15%，光伏 5%，2 小时
河南	4.69	0.78	1.55	10%-20%，2 小时
河北	21.82	2.64	10.55	10%-20%，4 小时
山西	11.90	0.33	-	部分地区 10% 或 15%。
内蒙古	10.65	2.90	5.80	15%，2 小时
山东	15.95	1.60	3.19	10%，2 小时
广西	10.27	1.15	2.29	陆上风电 20%，光伏 15%，2 小时
安徽	6.00	1.56	1.56	光伏 14%~35%，风电 40%~98%，1 小时
青海	42.13	5.20	11.03	10%，2 小时
甘肃	12.00	0.92	1.85	5%-10%，2 小时
天津	2.99	0.25	-	光伏 10%，风电 15%
江苏	-	-	-	8%-10%，2 小时
宁夏	4.00	0.40	0.80	10%，2 小时
辽宁	-	-	-	10%
海南	-	-	-	光伏 10%
江西	14.05	1.69	1.69	10%-15%，1 小时
新疆	5.41	-	-	将储能配置纳入竞争配置参考评分内容
福建	0.32	0.03	0.06	10%，2 小时
浙江	-	-	-	部分地区 10%
吉林	8.17	-	-	将储能配置纳入竞配参考评分标准
贵州	27.32	-	-	送出消纳受限区域 10%
<b>总计</b>	<b>209.95</b>	<b>23.49</b>	<b>48.75</b>	

资料来源：各省能源局/发改委，安信证券研究中心

未来国内新能源项目储能配套比例及储能时长要求将继续提升。当新能源发电占比较低时，储能在电力系统中主要起辅助作用，用于解决短时间、小范围的供需不平衡，而随着新能源逐步成为电力系统的主体，储能系统需要发挥的作用将愈发重要，相应的配置比例及储能时长亦将明显提升。尤其是对于新能源发展较快的三北大型清洁能源基地，现在主流的 10%/2h 的储能配置要求已较难满足实际的需求，2022 年以来新疆、内蒙古、甘肃等地大型风光基地的储能配置时长要求已达到 4 小时。

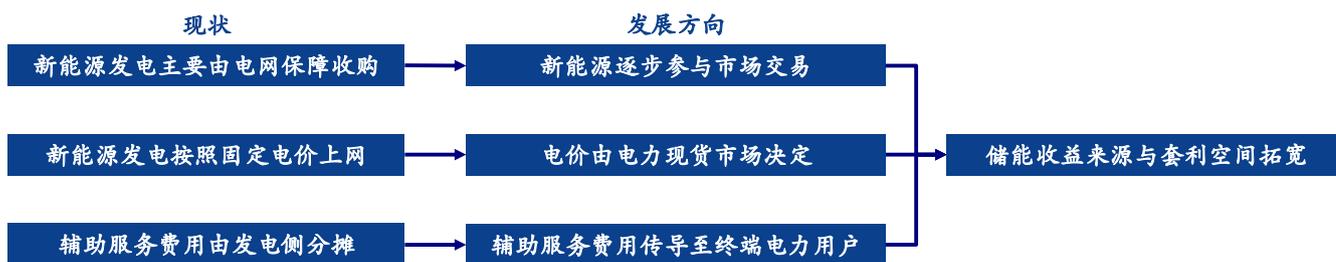
**表 4：部分省份大型风光基地储能配置时长已达到 4 小时**

省份	文件	储能时长要求
新疆	《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引（1.0 版）》	对建设 4 小时以上时长储能项目的企业，允许配建储能规模 4 倍的风电光伏发电项目。鼓励光伏与储热型光热发电以 9:1 规模配建。
内蒙古	《内蒙古自治区电力源网荷储一体化实施细则（2022 年版）》	源网荷储一体化综合调节能力原则上不低于新能源规模的 15%，应确保在新能源全寿命周期内有效。储能时长原则上不低于 4 小时。
甘肃	《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则的通知》	参与电网侧调峰的电储能设施要求充电功率在 1 万千瓦及以上，持续充电时间 4 小时以上。

资料来源：各省能源局，安信证券研究中心

**短期内新能源发电侧储能收益机制尚待建立，市场化是长期方向。**目前国内新能源配套储能尚无明确收益模式，投资业主更多把配套储能作为额外的成本项进行考虑，我们认为打通新能源配套储能项目经济性的关键在于建立市场化的收益补偿机制。2022年1月国家发改委、能源局发布的《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》已明确提出2025年初步建成全国统一电力市场，初步形成有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制。具体到新能源配套储能项目而言，推动新能源参与电力市场交易、推进电力现货市场建设、持续完善电力辅助服务市场等改革方向都将扩大储能项目在电力市场中的收益来源与套利空间，助力储能项目自身经济性的提升。

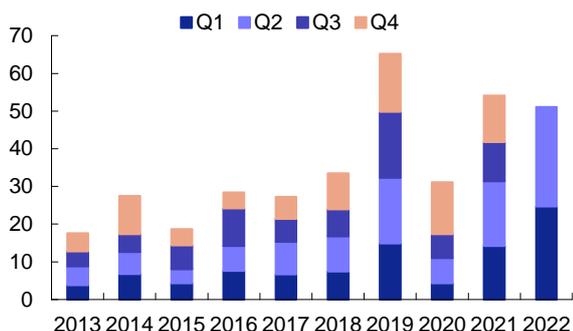
图 10：现阶段国内新能源发电侧储能商业模式尚未完全建立



资料来源：安信证券研究中心

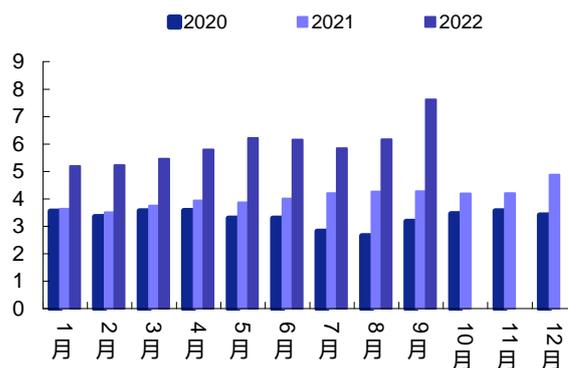
**2022 年下半年起国内大型风光项目建设进度有望明显加快，配套储能项目加速落地。**2022 年上半年受疫情、硅料紧缺、装机成本高企等多方面影响，大型风光项目建设进度相对较慢，上半年国内新增风电、地面光伏装机仅为 12.9GW/11.2GW，与此前预期存在一定差距。考虑到 2021 年以来国内风机招标持续放量，而光伏硅料的产出亦从四季度起实质性放量（七八月份受检修、限电、疫情等因素并未充分释放），我们对 2022 年下半年以及 2023 年国内大型风光项目装机持积极态度，相应的配套储能亦有望加速落地。

图 11：2021 年起国内风机招标规模持续放量（GW）



资料来源：金风科技，安信证券研究中心

图 12：2022 年 9 月起国内硅料时间产出明显放量（万吨）



资料来源：硅业分会，安信证券研究中心

**共享/独立储能兴起，未来有望贡献较大增量。**从电力调度的角度出发，每个新能源场站单独配建一个储能电站往往不是系统的整体最优方案，前期发改委、能源局文件中已多次提出探索推广共享储能模式，发挥储能“一站多用”的共享作用。相较于新能源场站单独配建的储能电站，独立/贡献储能的潜在收益来源更加丰富，包括容量租赁费用、峰谷套利、调峰调频、容量电价补偿等。目前国内部分省份独立/共享储能的盈利模型已初步建立，随着收益模式在探索中走向成熟，国内独立/共享储能有望迎来快速发展。2022 年山东、浙江、河北、广西等省份相继下发新型储能示范项目名单，合计总规模超过 10GW，因此在新能源场站自行配套的储能项目以外，我们预计未来独立/共享储能也有望贡献较大的装机增量。

**表 5：湖南、山东、河南独立储能项目盈利来源**

省份	盈利来源	说明
湖南	调峰补偿	根据深度调峰的相关规定，调峰补偿单价由市场竞价决定，报价上限为 500 元/MWh。
	储能租赁费用	储能租赁可视同可再生能源储能配额，储能项目通过容量租赁，可获得相应的租赁费用。
	电费收益	电费收益分为容量电费及电量电费两部分，其中容量电费收益按年获得，电量电费收益按照储能电站的放电量计算。
山东	峰谷套利	2022 年初山东省首批 5 个独立储能示范项目已完成注册，正式进入现货市场进行交易。
	容量补偿	独立储能设施可按照有效充放电容量按月获取容量补偿，且容量补偿费用从用户侧收取（0.0991 元/kWh）。
	储能租赁费用	储能租赁可视同可再生能源储能配额，预计租金水平为 200-500 元/kW 左右。
河南	调峰补偿	独立储能依照火电机组第一档调峰辅助服务交易价格优先出清，调峰补偿价格报价上限暂为 0.3 元/千瓦时，每年调用完全充放电次数原则上不低于 350 次。
	容量租赁	支持共享储能项目企业通过租赁费用回收建设成本并获得合理收益，2022 年容量租赁参考价 200 元/千瓦时·年。

资料来源：各省能源局，安信证券研究中心

**表 6：2022 年部分省份储能示范项目规模**

省份	项目数量	总装机功率/容量
山东	30	3.3GW/4.7GWh
浙江	34	1.5GW/4.3GWh
河北	31	5.1GW/4.6GWh
湖南	21	-
广西	12	1.6GW/3.6GWh
青海	11	0.6GW/2.8GWh

资料来源：各省能源局，安信证券研究中心

国内部分省份独立储能项目或已具备一定经济性。我们以山东为例对国内独立储能的经济性进行了简单测算，在我们的假设模型下，山东独立储能电站的全投资收益率约为 8.2%，静态回收期 9-10 年，已具备一定的经济性。随着前期示范项目的逐步落地，国内独立储能的收益模式有望得到更好的验证，后续各类投资主体的积极性有望明显提升，从今年的项目招标情况来看，独立/共享储能项目已经占据了相当的比例。

**表 7：山东独立储能项目收益率测算假设**

参数假设	数值
<b>储能系统参数</b>	
储能系统功率 (MW)	100
储能配置时长 (h)	2
储能系统容量 (MWh)	200
储能系统容量年衰减率	1%
储能投资成本 (元/Wh)	1.8
运维费用 (%)	1.5%
折旧年限	15
<b>收益及运营假设</b>	
容量补偿收入 (万元/MWh·年)	1.7 (已按照储能时长进行折算)
容量租赁租金 (万元/MWh·年)	20
峰谷价差 (元/kWh)	0.3
充放电深度	90%
充放电损耗	15%
日充放电次数	1
年运行天数	300
所得税率	25%

资料来源：山东能源局，安信证券研究中心

**表 8：山东独立储能电站收益测算模型**

单位：万元	0	1	2	3	4	...	15
储能初始投资	(36000)						
可用容量 (MWh)		200	198	196	194	...	174
容量补偿 (万元/MWh·年)		2	2	2	2	...	2
<b>容量补偿收益</b>		<b>333</b>	<b>330</b>	<b>327</b>	<b>323</b>	...	<b>290</b>
新能源电站租金 (万元/MWh·年)		20	20	20	20	...	20
<b>容量租赁收益</b>		<b>4,000</b>	<b>3,960</b>	<b>3,920</b>	<b>3,881</b>	...	<b>3,475</b>
峰谷价差 (元/kWh)		0.3	0.3	0.3	0.3	...	0.3
年充放电量 (MWh)		45,900	45,441	44,987	44,537	...	39,875
<b>峰谷套利收益</b>		<b>1,377</b>	<b>1,363</b>	<b>1,350</b>	<b>1,336</b>	...	<b>1,196</b>
税前收益		5,710	5,653	5,597	5,541	...	4,961
年运维费用		(540)	(540)	(540)	(540)	...	(540)
折旧费用		(2400)	(2400)	(2400)	(2400)	...	(2400)
所得税		(693)	(678)	(664)	(650)	...	(505)
<b>总现金流</b>	<b>(36000)</b>	<b>4478</b>	<b>4435</b>	<b>4393</b>	<b>4351</b>	...	<b>3916</b>
<b>储能项目 IRR</b>	<b>8.2%</b>						

资料来源：安信证券研究中心

**2023 年国内独立储能收益率仍有提升空间。**一方面，随着新能源发电占比的提升，部分省份电力现货市场的峰谷价差有望继续拉大，从而提升储能项目套利空间。此外，若后续上游锂资源价格下行，则储能电池及项目整体初始投资成本存在下降空间，同样有利于项目经济性的提升。

**表 9：山东独立储能项目 IRR 敏感性测算**

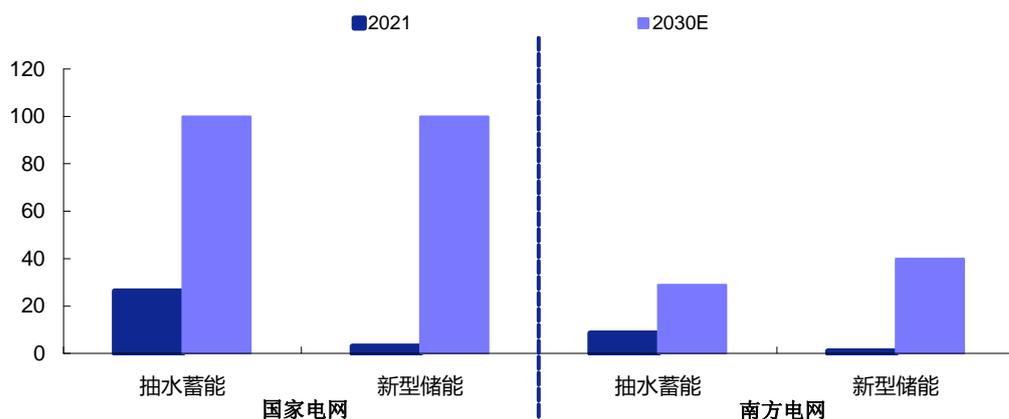
峰谷价差 (元/kWh)	储能项目初始投资投资成本 (元/Wh)					
	2.0	1.8	1.6	1.4	1.2	1.0
0.3	6.5%	8.2%	10.1%	12.5%	15.6%	19.7%
0.4	7.7%	9.4%	11.5%	14.0%	17.3%	21.6%
0.5	8.9%	10.7%	12.8%	15.5%	18.9%	23.5%
0.6	10.0%	11.9%	14.1%	16.9%	20.5%	25.4%
0.7	11.1%	13.1%	15.4%	18.4%	22.1%	27.2%
0.8	12.2%	14.2%	16.7%	19.7%	23.7%	29.0%
0.9	13.3%	15.4%	17.9%	21.1%	25.2%	30.8%

资料来源：安信证券研究中心

### 2.3. 电网侧储能潜力巨大，期待成本疏导机制建立

作为直接负责电力系统调度、维护电力供需平衡的主体，国内电网公司同样具备较强的储能配置需求。当前国内电网公司均已设定了规模宏大的中长期储能发展规划，例如国网董事长 2022 年 2 月于《人民日报》刊登署名文章，明确提出“力争到 2030 年公司经营区抽蓄电站装机由目前 2630 万千瓦提高到 1 亿千瓦、电化学储能由 300 万千瓦提高到 1 亿千瓦”的目标。2021 年 5 月发布的《南方电网公司建设新型电力系统行动方案（2021-2030 年）白皮书》中亦提出“十四五”和“十五五”期间，南方电网将分别投产 500 万千瓦和 1500 万千瓦抽水蓄能，分别投产 2000 万千瓦新型储能。

图 13: 国网/南网 2030 年抽水蓄能、新型储能装机规划 (GW)



资料来源: 国家电网, 南方电网, 安信证券研究中心

电网侧储能核心的驱动因素在于建立成本疏导机制。目前全国范围内电网侧储能的成本较难通过输配电价等形式传导至终端电力用户, 因此电网投资新型储能的积极性相对较低。《“十四五”新型储能发展实施方案》中已明确提出建立电网侧独立储能电站容量电价机制以及探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。我们认为 2021 年 5 月发改委印发的《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》可以作为一个可比的参考, 若后续新型储能能够享受类似于抽水蓄能的两部制电价, 引入可向终端电力用户传导的容量电价作为项目投资方的固定补偿, 则电网及其他主体投资电网侧新型储能的积极性有望被充分调动。

图 14: 现阶段国内抽水蓄能价格形成机制



资料来源: 国家发改委, 安信证券研究中心

## 2.4. 工商业储能需求空间有望逐步打开

国内工业用户存在配置储能的潜在需求, 保障供电稳定性及降低综合用电成本是主要驱动因素。受能耗双控、极端天气等多种因素影响, 2021 年以来国内多地限电现象频发, 严重影响高耗能企业的正常生产, 与此同时工业用户的用电成本亦明显上升。2021 年以来国家层面密集发布各类政策, 整体的思路是推动工商业用户全部进入电力市场、高耗能企业市场交易电价不受上浮比例限制、拉大峰谷价差、新增可再生能源不计入能耗指标等, 因此我们认为当前国内工商业用户配置储能的需求已较为迫切。

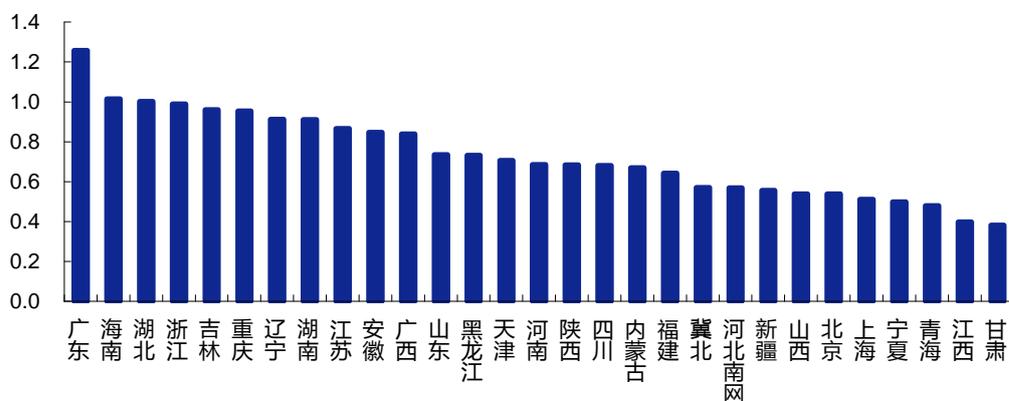
表 10: 2021 年以来针对工业用户用电的相关政策

文件/场合	发布时间	主要内容
《关于进一步完善分时电价机制的通知》	2021/7	优化分时电价机制，合理确定峰谷价差，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
《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	2021/10	有序推动工商业用户全部进入电力市场，将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制
《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》	2021/10	鼓励新进入市场电力用户通过直接参与市场形成用电价格，对暂未直接参与市场交易的用户，由电网企业通过市场化方式代理购电。已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易；暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电，用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加组成
中央经济工作会议	2021/12	新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，创造条件尽早实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变，加快形成减污降碳的激励约束机制，防止简单层层分解

资料来源：发改委，安信证券研究中心

**2022 年国内工商业用电峰谷价差明显拉大，储能收益空间提升。**对于工业用户而言，配储储能的形式主要包括两种，一是与分布式光伏结合，二是单独配置储能电站。对于前者而言，储能的作用主要体现在提升自发自用比例，与此同时在电网供电受限的情况下保障部分电力供应；后者的作用则主要为削峰填谷，主要收益来源为峰谷套利。自 2021 年底《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》下发以来，全国各省市的工商业最大峰谷价差显著拉大，2022 年 10 月国内已有十余个省市电网代理购电最大峰谷价差超过 0.7 元/kWh，工商业储能的收益空间正逐步打开。

图 15: 不同省市 2022 年 10 月电网代理购电最大峰谷价差 (元/kWh)



资料来源：CNESA，安信证券研究中心

**短期内初始投资成本上行压制国内工商业储能经济性，后续电池价格回落后需求有望快速启动。**在储能初始投资 2 元/Wh，年运行天数 300 天，每天两充两放，峰谷价差 0.7 元/kWh 的假设下，我们测算国内 5MWh 工商业储能项目的 IRR 约为 7.9%，项目经济性尚未充分体现。随着未来国内工商业峰谷价差的进一步扩大以及电池价格的回落，我们看好国内工商业储能的经济性将逐步凸显，后续装机需求有望大规模启动。

**表 11: 国内工商业储能经济性测算模型**

单位: 万元	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
储能初始投资	(1000)										
储能系统最大容量 (kWh)		5,000	4,900	4,800	4,700	4,600	4,500	4,400	4,300	4,200	4,100
年运行天数		300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
日充放次数		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
年平移电量 (万千瓦时)		229.5	224.9	220.3	215.7	211.1	206.6	202.0	197.4	192.8	188.2
峰谷价差 (元/kWh)		0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
节省电费		160.7	157.4	154.2	151.0	147.8	144.6	141.4	138.2	134.9	131.7
<b>IRR</b>		<b>7.9%</b>									

资料来源: 安信证券研究中心

**表 12: 国内工商业储能项目 IRR 敏感性测算**

峰谷价差 (元/kWh)	储能系统初始投资成本 (元/Wh)				
	2.0	1.8	1.6	1.4	1.2
0.6	4.5%	6.8%	9.5%	12.8%	17.0%
0.7	7.9%	10.4%	13.3%	17.0%	21.6%
0.8	11.1%	13.8%	17.0%	21.0%	26.1%
0.9	14.1%	17.0%	20.5%	24.8%	30.4%
1.0	17.0%	20.1%	23.9%	28.5%	34.6%
1.1	19.8%	23.1%	27.2%	32.2%	38.7%
1.2	22.5%	26.1%	30.4%	35.8%	42.8%

资料来源: 安信证券研究中心

## 2.5. 2022 年起国内储能装机规模有望成倍提升

综上所述, 我们认为国内储能行业已正式进入发展快车道, 我们测算 2025 年国内新增储能装机规模有望超过 100GWh, 对应 2022-2025 年复合增速超过 100%。从结构上来看, 我们预计十四五期间新能源配套储能将率先放量, 电网侧、用户侧储能则将随后大规模启动。

- **新能源发电侧:** 2021 年国内风电+地面光伏电站新增装机规模约为 73GW, 以此测算储能配套比例约为 1.1%。我们预计 2022 年起国内新增风光装机规模将保持较快增长, 同时在政策驱动下储能配套比例将显著提升。假设 2025 年国内新增风电以及集中式光伏电站的储能配套比例为 20%, 储能时长由 2h 逐步提升至 2.5h, 则相应的新能源配套储能装机规模将达到 73GWh。
- **电源侧辅助服务:** 2021 年国内总发电装机容量达到 2377GW, 配套辅助服务储能的装机比例不到 0.1%, 而发达电力市场中辅助服务费用占总电费的比例一般超过 1.5%。在国内总电力装机平稳增长的背景下, 我们假设 2025 年配套辅助服务储能的比例为 0.4%, 则对应的电源侧辅助服务储能装机规模将达到 4GWh。
- **电网侧:** 随着我国电气化率的持续提升, 近年来全国电网最高发电负荷呈较快增长, 而根据国务院《关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》中的要求, 到 2030 年省级电网将基本具备 5% 以上的尖峰负荷响应能力。我们预计负荷响应能力将主要由电网侧的抽水蓄能与新型储能提供, 根据《抽水蓄能中长期发展规划 (2021-2035 年)》十四五/十五五末国内抽水蓄能累计装机将达到 62/120GW, 以此倒推 2025/2030 年电网侧新型储能装机规模有望达到 18GWh。
- **用户侧:** 目前国内工商业光伏渗透率不到 2%, 而工商业储能则处于发展初期, 随着未来峰谷价差的拉大, 预计国内工商业储能的经济性将逐渐显现。2020 年国内工业用户总装机容量约为 3273GW, 若假设未来保持 5% 的年均增长, 同时工商业储能渗透率提升至

0.3%，则 20205/2030 年国内工商业储能的装机空间将达到 16GWh。

表 13：国内新型储能装机空间测算

	单位	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
<b>新能源配套储能</b>							
新增地面光伏+风电装机	GW	105	73	102	116	132	146
新增项目配套储能比例	%	0.7%	1.1%	5.0%	10.0%	15.0%	20.0%
新能源发电侧储能新增装机功率	GW	0.7	0.8	5.1	11.6	19.9	29.2
储能时长	h	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
<b>新能源发电侧储能新增装机容量</b>	<b>GWh</b>	<b>1.4</b>	<b>1.8</b>	<b>11.2</b>	<b>26.7</b>	<b>47.7</b>	<b>73.0</b>
<b>电源侧辅助服务储能</b>							
国内总发电装机容量	GW	2,202	2,377	2,548	2,741	2,958	3,182
配套辅助服务储能比例	%	0.05%	0.07%	0.10%	0.20%	0.30%	0.40%
电源侧辅助服务储能新增装机功率	GW	0.5	0.5	1.0	2.9	3.4	3.9
储能时长	h	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
<b>电源侧辅助服务储能新增装机容量</b>	<b>GWh</b>	<b>0.5</b>	<b>0.5</b>	<b>1.0</b>	<b>2.9</b>	<b>3.4</b>	<b>3.9</b>
<b>电网侧储能</b>							
全国电网最高发电负荷	GW	1,076	1,191	1,310	1,441	1,585	1,744
尖峰负荷响应能力	%	3.0%	3.1%	3.4%	3.7%	4.1%	4.5%
电网灵活调节能力	GW	32	38	45	53	65	78
抽水蓄能装机规模	GW	31	36	43	49	56	62
电网侧储能新增装机功率	GW	0.3	0.4	0.6	2.4	5.3	7.1
储能时长	h	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5
<b>电网侧储能新增装机容量</b>	<b>GWh</b>	<b>0.6</b>	<b>0.8</b>	<b>1.4</b>	<b>5.5</b>	<b>12.6</b>	<b>17.7</b>
<b>用户侧储能</b>							
全国工业用户装接容量	GW	3,273	3,436	3,608	3,788	3,978	4,177
工商业储能渗透率	%	0.02%	0.03%	0.05%	0.10%	0.18%	0.30%
工商业储能新增装机功率	GW	0.0	0.6	0.7	2.0	3.4	5.4
储能时长	h	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
<b>工商业储能新增装机容量</b>	<b>GWh</b>	<b>0.1</b>	<b>1.7</b>	<b>2.0</b>	<b>6.0</b>	<b>10.1</b>	<b>16.1</b>
<b>合计</b>							
<b>新增储能装机容量</b>	<b>GWh</b>	<b>2.6</b>	<b>4.9</b>	<b>15.7</b>	<b>41.1</b>	<b>73.9</b>	<b>110.8</b>

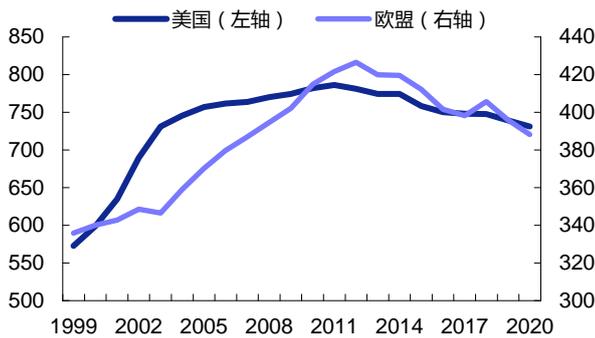
资料来源：国家能源局，中电联，CESA，安信证券研究中心

### 3. 海外：收益上行叠加成本下降预期，2023 年大储弹性可期

#### 3.1. 2022 年海外户储市场高景气，2023 年大储有望接力

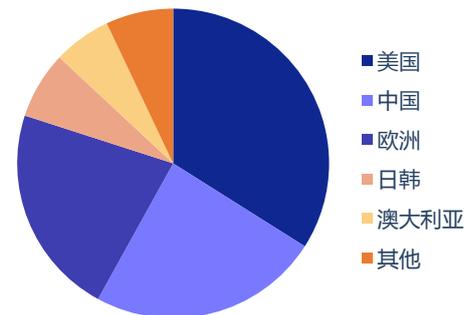
海外发达地区储能市场已进入经济性驱动的自发增长阶段。一方面，目前海外发达地区已进入新能源装机替代存量火电装机的阶段，美国、欧盟（27 国）的火电总装机分别于 2011、2012 年达到峰值，电力体系对储能的需求更为迫切。另一方面，在海外发达地区市场化的电力体制下，发电侧的成本能够通过电力市场较为顺畅地传导至终端电力用户，储能项目具备丰富的收益来源。因此，目前除中国以外，全球储能市场主要分布在美国、欧洲、日韩、澳洲等发达地区。

图 16：美国、欧盟火电装机变化情况（GW）



资料来源：EIA, EU Commission, 安信证券研究中心

图 17：2021 年全球新增投运新型储能项目地区分布



资料来源：CNESA, 安信证券研究中心

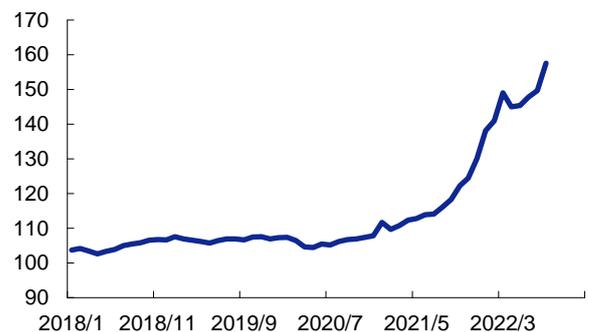
欧洲电价大幅上行刺激户用储能需求爆发，贡献 2022 年海外储能装机的主要增量。与国内情况不同，绝大多数海外地区的居民电价水平明显高于工商业电价，因此海外用户侧储能主要集中在居民家庭端，近年来户用储能在海外整体储能装机中的占比达到 30%左右。2022 年俄乌冲突等因素导致欧洲天然气及电力价格大幅飙升，户用储能的经济性与居民接受度随之明显提升，2022 年户用储能市场成为拉动海外储能装机增长的主要因素。

图 18：海外新增储能装机结构（GWh）



资料来源：BNEF, 安信证券研究中心

图 19：2022 年欧盟消费者电价指数快速攀升（2015=100）

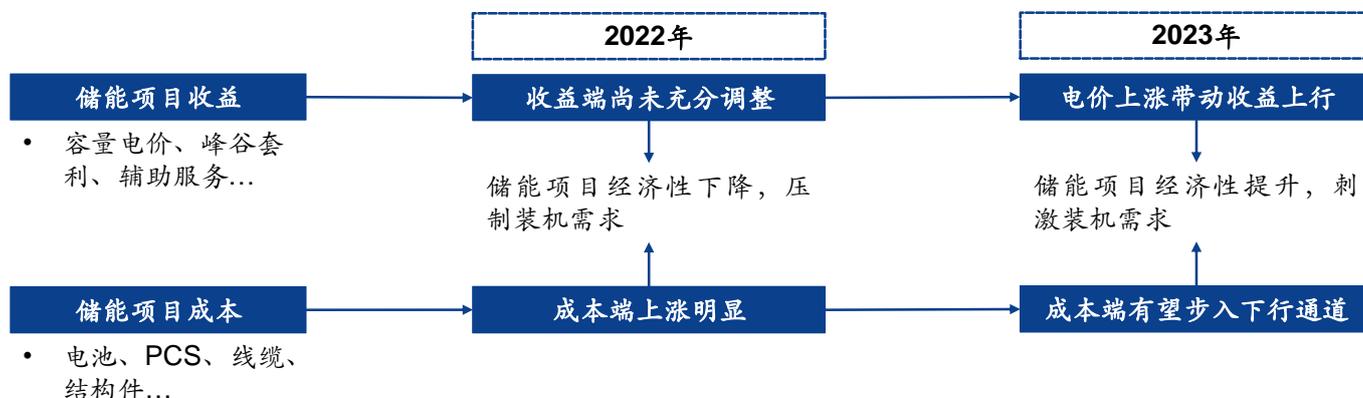


资料来源：Eurostat, 安信证券研究中心

2023 年海外大储市场有望接力户储市场，实现装机的高速增长。考虑到海外户用储能仍处于渗透早期，且短期内欧洲居民电价大概率仍将维持高位，我们预计 2023 年海外户储市场的高景气度仍将延续，但装机增速或随着基数的提升而有所下滑。相对而言，我们认为 2023 年海外大储市场的装机弹性更值得期待，由于海外大型储能项目的开发建设周期相对较长，2022 年储能项目收益端的调整速度滞后于成本端的上涨速度，2023 年情况或迎来反转。一

方面电价中枢上涨后海外储能项目的收益有望于 2023 年明显抬升，另一方面电池价格有望于 2023 年步入下行通道，储能项目经济性的提升将有效刺激装机需求。

图 20：2022 年大型储能项目收益上行滞后成本上行，2023 年或反转



资料来源：安信证券研究中心

### 3.2. 2022 年起海外大储收益端已有明显抬升

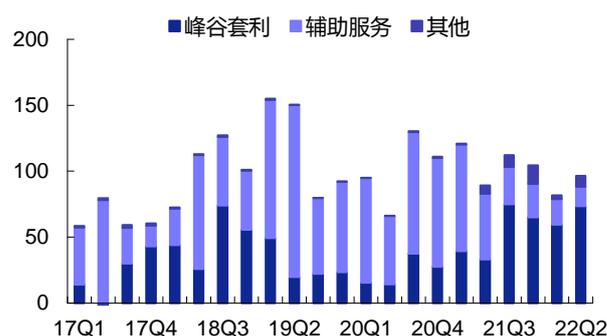
海外大储收益模式较为多元化，电力市场机制设计是关键。相较于户用储能，海外大型储能的商业模式更为复杂，收益很大程度上取决于不同地区电力市场机制的设计。例如德国的大型储能项目基本只能通过频率抑制备用（FCR）获取收益，近年来发展相对缓慢，而供电侧储能收益模式较为成熟的美国（加州、德州等）、英国、澳大利亚等地区大储的发展则相对较快。此外，由于海外大型储能项目的收益很大程度上取决于电力市场的交易结果，因此即便是同一地区，大储的收入结构也并非一成不变，以 2016 年底投运的加州 Pomona 储能项目为例，2021 年前其主要收入来源为辅助服务市场，2021 年后峰谷套利逐渐成为主要的收益来源。

图 21：德国新增储能装机结构（MWh）



资料来源：ISEA，安信证券研究中心

图 22：加州 Pomona 储能项目季度收益情况（万美元）



资料来源：Eurostat，安信证券研究中心

**2022 年起海外大储收益率整体抬升。**目前海外大型储能项目的主要收益来源包括容量电价、峰谷套利、辅助服务等，从英国和美国加州的实际电力市场交易结果来看，2022 年起海外大型储能项目的收益呈明显上升趋势。

#### 3.2.1. 容量电价：确定性较高的固定收益，近年来成交价格持续上行

容量电价是海外大型储能项目最具确定性的收益来源，近年来出清价格持续上行。在英国、美国加州等地区，储能项目可与大型电网企业签订长期容量电价合约，按照自身能够提供的

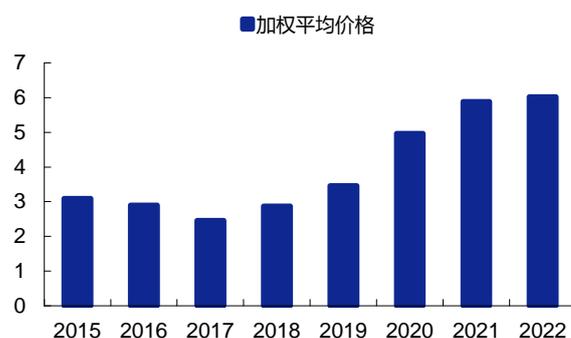
容量(通常需根据储能时长折算)获取月度或年度固定补偿,在海外储能项目的收益来源中,容量电价具有较高的确定性。随着传统火电机组的逐步退役以及电价中枢的上涨,近年来海外地区容量电价整体呈上行趋势,例如英国 2022 年 2 月举办的 T-4 容量市场拍卖出清价格创下 30.59 英镑/kW/年的历史新高,有近 3.3GW 的电池储能项目中标(降额折算后约为 1.09GW);2022 年加州 Resource Adequacy 平均成交价格亦超过 6 美元 kW/月,较 2017-2018 年的低点提升超过一倍。

图 23: 英国 T-4 容量市场拍卖出清价格情况 (£/kW/年)



资料来源: ISEA, 安信证券研究中心

图 24: 加州备用容量 (RA) 平均成交价格 (\$/kW/月)

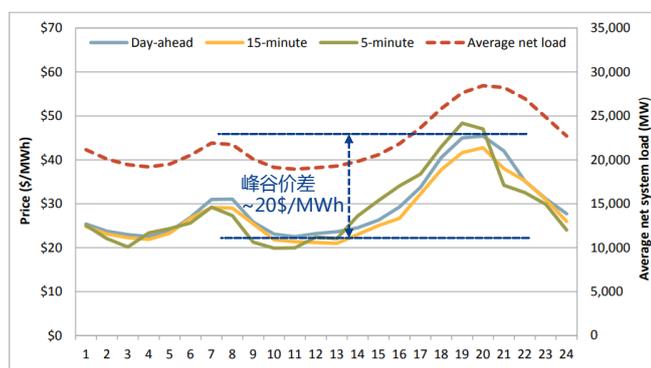


资料来源: CAISO, 安信证券研究中心

### 3.2.2. 峰谷套利: 电价波动加剧, 储能项目套利空间提升

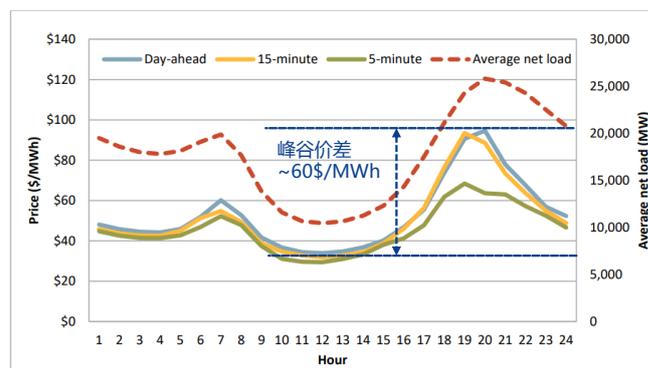
新能源渗透导致海外地区电力批发市场峰谷价差扩大, 储能收益空间打开。从中长期的趋势来看, 随着新能源发电占比的提升, 海外发达地区电力批发市场中的峰谷价差将持续扩大。以美国加州为例, 随着光伏装机的快速增长, 近年来电力系统净负载(用电负荷-新能源出力)曲线的形态发生了明显改变, 早晚高峰(光伏出力小)与午间低谷之间(光伏出力大)的差距显著扩大, 导致电力批发市场的最大峰谷价差(日前市场)由 2016 年的约 20 美元/MWh 提升至 2021 年的约 60 美元/MWh。峰谷价差的扩大意味着储能项目套利空间的提升, 2021 年以来峰谷套利已逐渐成为加州储能项目主要的收益来源。

图 25: 英国 T-4 容量市场拍卖出清价格情况 (£/kW/年)



资料来源: ISEA, 安信证券研究中心

图 26: 加州备用容量 (RA) 平均成交价格 (\$/kW/月)

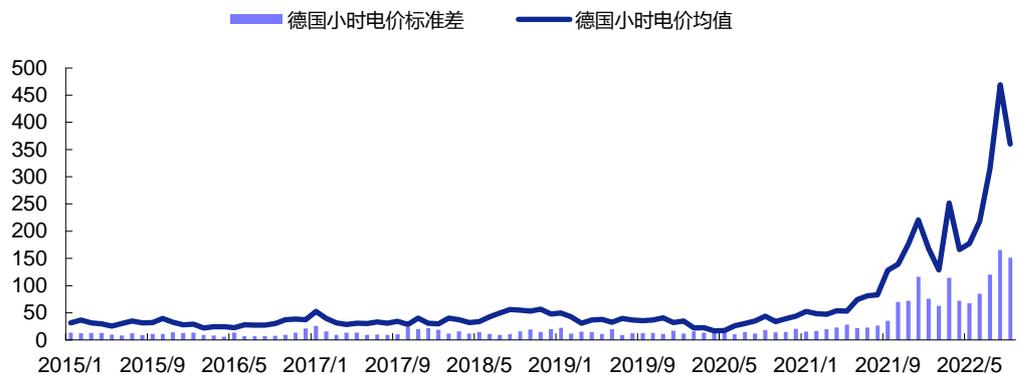


资料来源: CAISO, 安信证券研究中心

电价上涨叠加电力市场波动加剧, 海外储能项目套利空间进一步提升。在日内峰谷价差拉大的同时, 2021 年以来海外电力市场的波动亦明显加剧, 而电价波动的加剧意味着更大的潜在套利空间, 同样有利于储能项目收益的提升。根据加州储能项目的实际交易数据, 储能在电能量市场的套利收益中有相当大的比例来自于少数几个极端电价出现的日期, 例如 2021Q1 加州 Pomona 储能项目总收益为 121 万美元, 其中 2/14-2/18 美国南部暴风雪期间

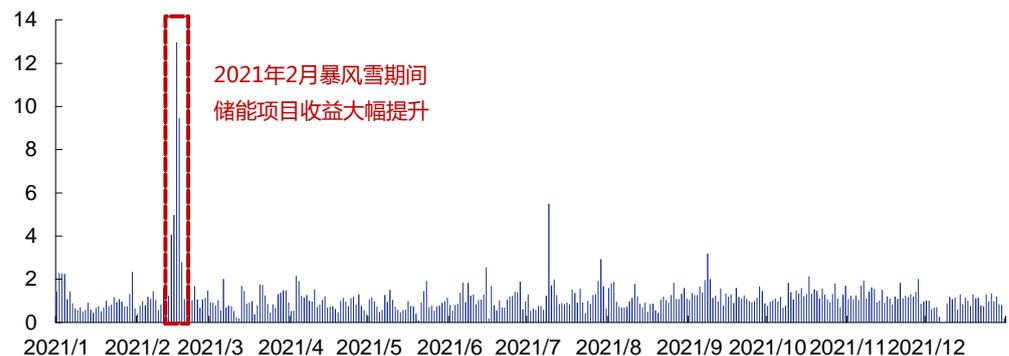
5 天的收益就达到 34 万美元。

图 27：2021 年起德国平均电价中枢抬升，同时波动显著加大（单位：€/MWh）



资料来源：Ember，安信证券研究中心

图 28：加州 Pomona 储能项目 2021 年日收益情况（万美元）

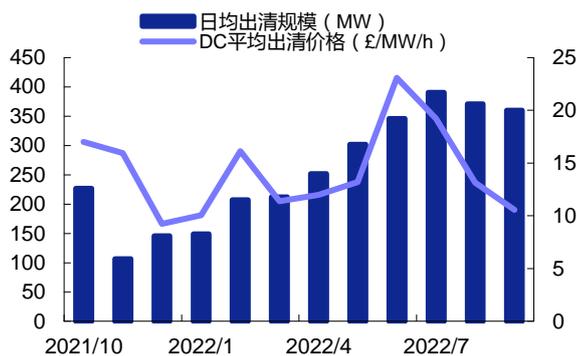


资料来源：FERC，安信证券研究中心

### 3.2.3. 辅助服务：市场容量相对有限，市场饱和后收益可能下降

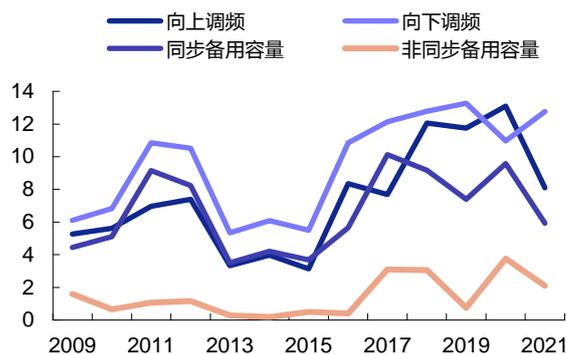
近年来海外发达地区电力辅助服务市场整体呈扩大趋势，但市场容量或相对有限。在英国等地区近年来调频辅助服务是储能项目主要的收益来源，且收益相当可观，例如当前英国 DC 辅助服务的出清价格在 10 英镑/MW/h 以上，对应每 kW 的年化收入超过 80 英镑。但整体上看，调频辅助服务的市场容量相对有限（例如英国 DC、FFR 辅助服务市场总规模仅为数百 MW），随着越来越多的电化学储能项目进入市场，辅助服务市场的价格或将面临一定压力，近年来德国、美国 PJM、美国 CAISO 等电力市场均经历了“辅助服务价格高企-大量储能项目进入市场-辅助服务价格下降-储能项目收益下降”的发展过程。

图 29: 英国动态遏制 (DC) 平均月度出清情况



资料来源: National Grid, 安信证券研究中心

图 30: 加州电力市场各类辅助服务平均出清价格 (\$/MWh)



资料来源: CAISO, 安信证券研究中心

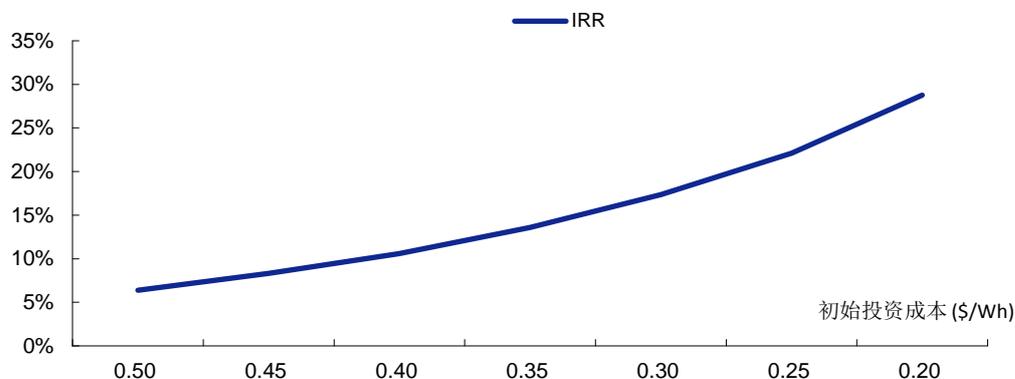
### 3.3. 部分海外地区大储经济性或已较为理想, 2023 年装机有望大规模启动

在当前的收益水平下, 美国加州等部分海外地区大型储能项目的经济性或已较为理想。如前所述, 海外大型储能项目的收益很大程度上取决于电力市场的交易出清情况, 因此难以通过一个稳态的模型进行收益率的测算。因此, 我们根据美国联邦能源管理委员会 (FERC) 公开的电力交易信息对美国加州储能项目的实际收益情况进行了大致匡算, 以加州 Pomona 20MW/80MWh 储能项目为例, 该项目于 2016 年底投运, 初始投资为 4000-4500 万美元, 主要通过以下三种形式获取收益。

- **容量电价:** 该项目 2016 年与加州公用事业公司 SCE 签订了 10 年的 Resource Adequacy 购买合约, 价格约为 11-12 美元/kW/月, 折算成项目年收益约为 264-288 万美元。
- **峰谷套利:** 该项目最近 4 个季度 (21Q2-22Q2) 参与电能量市场交易获得的净收益约为 273 万元
- **辅助服务:** 该项目最近 4 个季度 (21Q2-22Q2) 参与辅助服务市场获得的净收益约为 88 万元

综上, 参照最近 4 个季度的实际运行情况, 我们推算该储能项目当前的年收益超过 600 万美元, 静态回收期 8-9 年左右。考虑到该项目建设时间较早, 初始投资成本较高 (超过 0.5 美元/Wh), 若按照 0.3 美元/Wh 的投资成本重置, 则项目的 IRR 可达 17%, 静态回收期 4-5 年, 经济性已经相当突出。

图 31: 加州储能项目收益率敏感性测算



资料来源: FERC, 安信证券研究中心

2021-2022 年海外大型储能项目延期现象普遍, 2023 年积压项目有望集中启动。随着收益

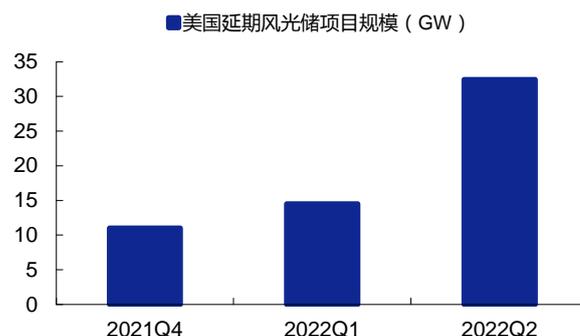
模型的建立，近年来美国、英国、澳洲等地区大型储能项目层出不穷，但装机成本的大幅上涨与海运、疫情等扰动因素导致建设进度有所滞后，项目出现较一定程度上的堆积。根据美国清洁能源协会 ACP 统计，2022 上半年美国延期的大型风光储项目达到 32.4GW，较 2021 年底新增超 20GW，截至 2022H1 延期的储能项目累计体量达到 4.2GW。截至 2021 年底，英国亦有 27GW 的累计储能项目提交量，其中 2021 年新增规模超过 11GW。随着 2023 年上游锂资源产能迎来较大释放，我们预计电池价格拐点渐近，装机成本下行的预期下海外大型储能项目的建设进度有望明显加快，装机弹性巨大。

图 32：2021 年英国新提交储能项目规模超过 11GW



资料来源：Solar Media，安信证券研究中心

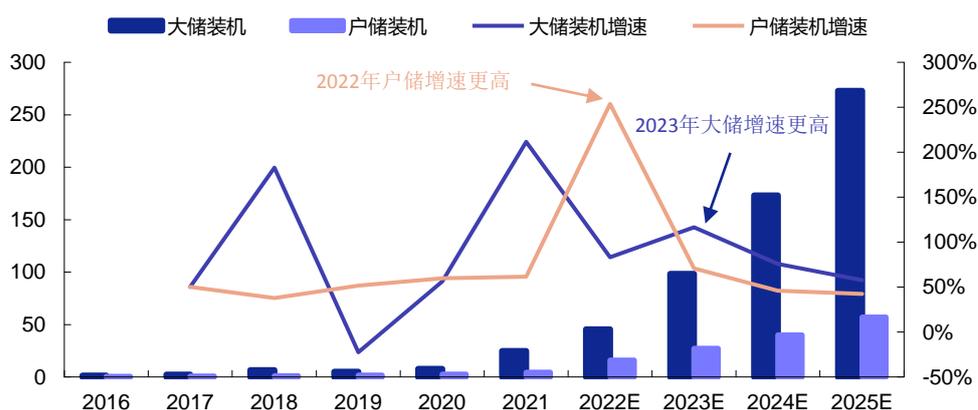
图 33：2022H1 美国延期的大型风光储项目超过 32GW



资料来源：ACP，安信证券研究中心

**2023 年全球储能行业景气延续，大储装机弹性有望超越户储。** 综上，当前海内外储能市场均已步入规模化发展阶段，在供电侧及用户侧两方面需求的推动下，全球储能市场有望保持强劲增长。从结构来看，2022 年海外户用储能增速最快，2023 年仍将保持高速增长，但由于基数提升，增速大概率下滑。相较而言 2022 年海内外大储装机受到一定程度压制，随着收益端的提升以及成本端的逐步回落，我们看好 2023 年全球大型储能项目有望大规模启动，装机增速或超户用储能。

图 34：全球储能装机规模预测 (GWh)



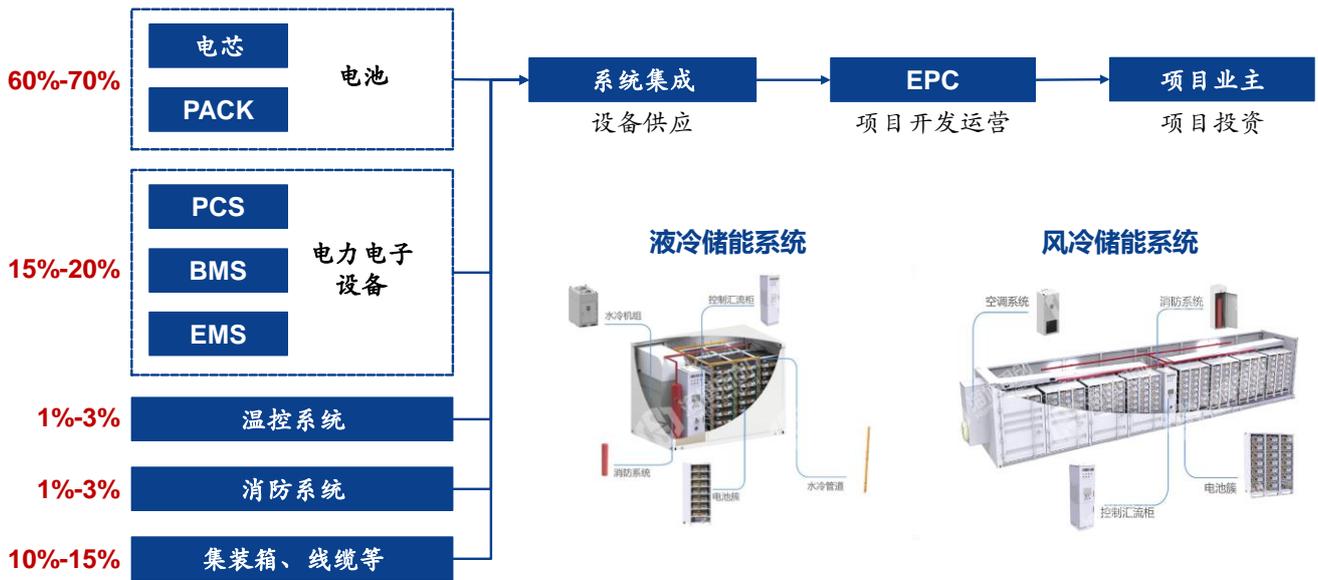
资料来源：BNEF，安信证券研究中心

## 4. 投资建议：重点关注大储产业链投资机会

### 4.1. 大储产业链各环节竞争趋于激烈，电池及热管理环节格局相对较好

当前储能集装箱为大型储能项目主要的装机形式，主要由电池、电力电子设备（PCS/BMS/EMS）、温控系统、消防系统、系统集成、EPC 等环节构成。从价值量占比来看，电池占据 60%-70% 的系统成本，电力电子设备成本占比约为 15%-20%，温控、消防等其他环节的成本占比相对较小。

图 35：大储产业链构成



资料来源：安信证券研究中心

产业链各环节竞争趋于激烈，目前电池及热管理环节格局相对较好。随着储能市场的快速扩大，近两年大量参与者进入市场，整体上各环节的竞争格局均趋于分散。相对而言，电池及热管理环节的格局较为集中，PCS、系统集成环节的竞争则已经较为激烈。尤其是在储能商业模式尚未完全建立的国内市场，行业的价格竞争将会更加激烈，增收不增利或成为常态；海外市场中储能成本传导相对顺畅，同时在可融资性、售后服务方面的壁垒更高，因此竞争相对缓和，盈利兑现度较高。

表 14：大储产业链各环节竞争格局及国内代表企业

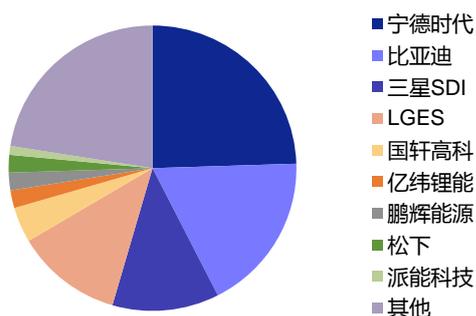
环节	细分	核心竞争力	竞争格局	行业变化	国内代表企业
设备	电芯	技术优势 规模优势	集中	头部占优，二线突进	宁德时代、亿纬锂能、欣旺达、国轩高科、厦门海辰，瑞浦新能源，海基新能源等
	PCS	成本控制 项目经验	分散	竞争加剧，或迎洗牌	阳光电源、上能电气、科华数据、盛弘股份、南瑞继保、索英电气等
	热管理	技术优势 客户粘性	集中	头部占优，二线突进	英维克、同飞股份、奥特佳（空调国际），高澜股份，松芝股份、申菱环境、黑盾、盖鼎等
	消防	渠道优势	分散	格局分散，静待政策	青鸟消防、国安达、中科九安、泛海三江等
集成	系统集成	资源获取 项目经验	分散	各显神通，竞争加剧	电网/发电企业下属：国网时代、南网科技、融和元储、国能信控等 第三方：海博思创、阳光电源、比亚迪、新风光、上海采日等
	EPC	资金优势			

资料来源：安信证券研究中心

头部电池厂商认可度高，产品享受一定溢价。电池是储能系统中成本占比最高的核心部分，

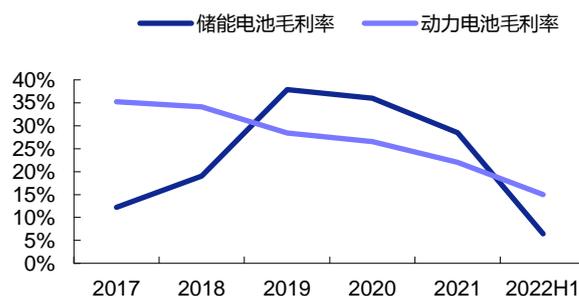
其性能将直接影响储能项目的稳定运行与收益率，因此终端业主对于电池的品质具有较高的要求（部分业主跳过集成商直接指定电池品牌），目前来看宁德时代等头部电池厂商在客户认可度上具有明显优势，且产品可享受一定溢价。与此同时，电芯制造环节固定资产投资相对较高，且需要一定的扩产周期，因此在下游需求快速爆发的背景下，目前电芯为储能产业链中供应最为紧张的环节。虽然 2021 下半年起碳酸锂价格的飙升对电池企业盈利造成一定压力，但供不应求的情况下成本传导相对顺畅，预计 2022 下半年起电芯环节的毛利率将得到一定修复。但 2024 年后随着产能的快速释放，行业竞争或将加剧，储能电池行业大概率将迎来一轮洗牌。

图 36：2021 年全球储能锂离子电池主要企业市场份额



资料来源：EVTank，安信证券研究中心

图 37：宁德时代储能/动力电池毛利率对比



资料来源：公司公告，安信证券研究中心

储能温控市场“小而精”，竞争格局相对清晰。在液冷加速替代风冷的趋势下，我们测算 2025 年储能温控市场有望超过 100 亿元，对应 2022-2025 年复合增速接近 90%。温控在储能系统中的成本占比较低，但对系统整体的安全性与可靠性则起着至关重要的作用。因此，我们认为储能集成商或项目业主更倾向于选择高质量、性能稳定的温控方案，而非单纯地压缩成本。从技术角度来看，储能温控在控制精度和运行可靠性方面均有严苛要求，且通常需要针对不同项目的具体要求或不同厂商的技术方案进行定制化设计，下游客户黏性较强。因此，目前储能温控市场相对集中，龙头领先优势明显，盈利兑现度高。

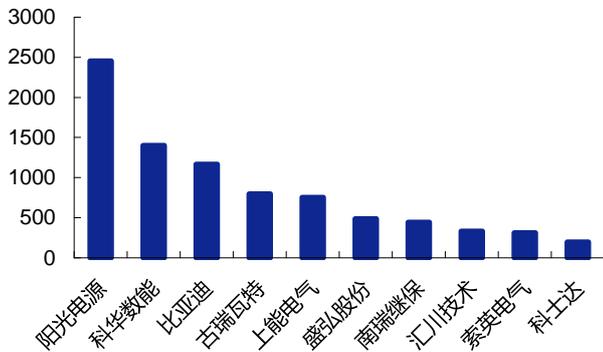
表 15：储能温控市场规模测算

	单位	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
全球大储新增装机规模	GWh	8.0	24.8	45.5	98.5	173.1	273.0
锂电池储能占比	%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
锂电池大储新增装机规模	GWh	7.6	23.6	43.2	93.6	164.5	259.3
风冷系统占比	%	95%	90%	80%	70%	60%	50%
风冷系统出货量	GWh	7.2	21.2	34.6	65.5	98.7	129.7
风冷系统单位价值量	亿元/GWh	0.30	0.30	0.29	0.28	0.26	0.25
<b>风冷系统市场规模</b>	<b>亿元</b>	<b>2.2</b>	<b>6.4</b>	<b>10.1</b>	<b>18.1</b>	<b>25.9</b>	<b>32.3</b>
液冷系统占比	%	5%	10%	20%	30%	40%	50%
液冷系统出货量	GWh	0.4	2.4	8.6	28.1	65.8	129.7
液冷系统单位价值量	亿元/GWh	0.90	0.80	0.70	0.60	0.57	0.54
<b>液冷系统市场规模</b>	<b>亿元</b>	<b>0.3</b>	<b>1.9</b>	<b>6.0</b>	<b>16.8</b>	<b>37.5</b>	<b>70.2</b>
<b>储能温控总市场规模</b>	<b>亿元</b>	<b>2.5</b>	<b>8.3</b>	<b>16.1</b>	<b>35.0</b>	<b>63.4</b>	<b>102.6</b>
增速	%		231%	95%	117%	81%	62%

资料来源：安信证券研究中心

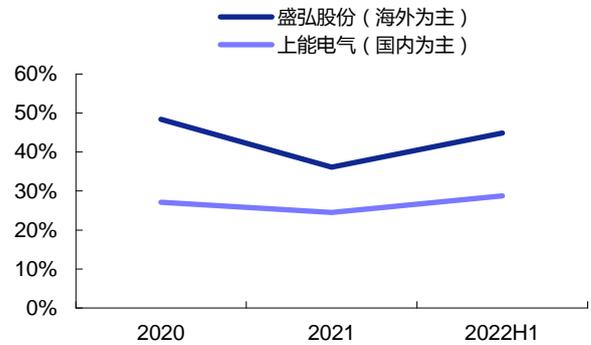
PCS 环节市场参与者众多，国内市场竞争已较为激烈。目前储能 PCS 市场的参与者包括逆变器企业、电力设备企业等多种类型，固定资产投入低，产品同质性强，价格是重要竞争手段。相对而言海外储能市场进入壁垒较高（认证、服务、项目经验等方面），且 EPC/集成商与设备供应商的合作关系更为稳定，盈利能力明显好于国内。

图 38: 2021 年国内储能 PCS 提供商全球出货量排名 (MW)



资料来源：公司公告，安信证券研究中心

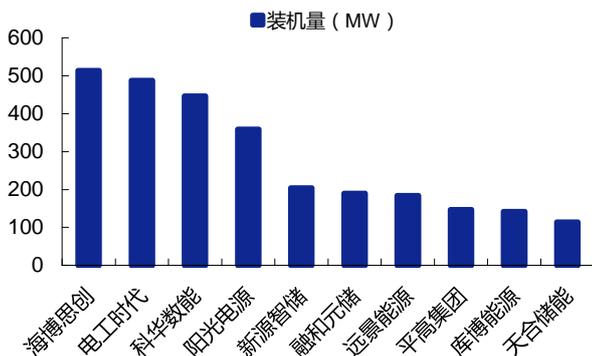
图 39: 盛弘股份/上能电气储能 PCS 毛利率对比



资料来源：公司公告，安信证券研究中心

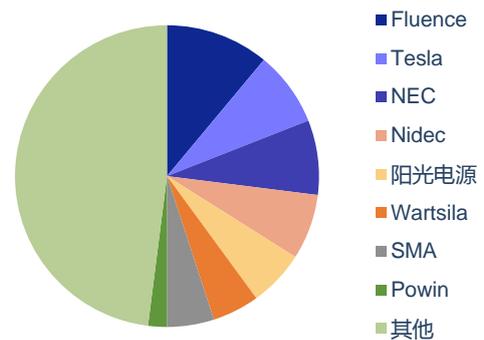
集成环节短期格局分散，长期龙头占优。短期内国内系统集成环节进入壁垒低（外采设备后组装即可），且行业新进者急需积累项目建设或运营经验，因此抢资源是当务之急，订单优先级大于项目盈利，具备项目资源获取能力（例如背靠大型发电、电网企业）的厂商有望占据先机。海外市场系统集成环节则主要由外资厂商占据，目前只有阳光、比亚迪等少数国内企业具备海外项目交付能力。在激烈的竞争格局下国内集成环节盈利能力承压，未来几年行业大概率迎来洗牌，具备技术、经验、规模优势的厂商将留到最后，行业终局或将由特斯拉、Fluence、华为、阳光、比亚迪等海内外储能龙头主导。

图 40: 2021 年国内储能系统集成商国内新增投运装机排名



资料来源：CNESA，安信证券研究中心

图 41: 2021 年全球储能集成商市场份额情况



资料来源：IHS Markit，安信证券研究中心

#### 4.2. 建议重点关注 2023 年装机弹性更大的大储产业链

综上所述，我们建议从以下几条主线把握大储产业链的投资机会：

- 格局清晰的温控环节，相关标的**英维克、同飞股份**；
- 海外占比高、盈利兑现度好的头部 PCS/系统集成厂商，相关标的**阳光电源、盛弘股份**；
- 大储积累深厚，户储取得突破的 PCS/集成厂商，相关标的**科华数据、科士达**；
- 华为、宁德等全球储能龙头的配套供应商，相关标的**德赛电池、星云股份**。

## 5. 风险提示

### 1) 全球储能装机规模不及预期

若未来全球能源转型速度、产业政策、电力市场供需情况等因素发生变化，储能的实际装机规模可能低于预期。

### 2) 原材料价格持续上涨

若后续碳酸锂等上游资源产能释放速度不及预期，储能电池成本可能长期处于高位，从而压制储能项目经济性，影响最终装机需求。

### 3) 市场竞争加剧

近两年大量参与者进入储能市场，竞争明显加剧，后续可能导致行业整体盈利能力持续下滑。

### 4) 模型假设及测算结果与实际情况存在误差

本文中的测算过程涉及到较多假设条件，若模型假设与实际情况存在较大差异，则测算的结果可能出现偏差。

## ■ 行业评级体系

### 收益评级:

领先大市 — 未来 6 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 10%以上;

同步大市 — 未来 6 个月的投资收益率与沪深 300 指数的变动幅度相差-10%至 10%;

落后大市 — 未来 6 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 10%以上;

### 风险评级:

A — 正常风险, 未来 6 个月投资收益率的波动小于等于沪深 300 指数波动;

B — 较高风险, 未来 6 个月投资收益率的波动大于沪深 300 指数波动;

## ■ 分析师声明

本报告署名分析师声明, 本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格, 勤勉尽责、诚实守信。本人对本报告的内容和观点负责, 保证信息来源合法合规、研究方法专业审慎、研究观点独立公正、分析结论具有合理依据, 特此声明。

## ■ 本公司具备证券投资咨询业务资格的说明

安信证券股份有限公司(以下简称“本公司”)经中国证券监督管理委员会核准, 取得证券投资咨询业务许可。本公司及其投资咨询人员可以为证券投资人或客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或间接的有偿咨询服务。发布证券研究报告, 是证券投资咨询业务的一种基本形式, 本公司可以对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析, 形成证券估值、投资评级等投资分析意见, 制作证券研究报告, 并向本公司的客户发布。

## ■ 免责声明

本报告仅供安信证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因为任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但本公司不保证该等信息及资料的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映本公司于本报告发布当日的判断，本报告中的证券或投资标的价格、价值及投资带来的收入可能会波动。在不同时期，本公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态，本公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。同时，本公司有权对本报告所含信息在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以本公司向客户发布的本报告完整版本为准，如有需要，客户可以向本公司投资顾问进一步咨询。

在法律许可的情况下，本公司及所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务，提请客户充分注意。客户不应将本报告为作出其投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代客户自身的投资判断与决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，无论是否已经明示或暗示，本报告不能作为道义的、责任的和法律的依据或者凭证。在任何情况下，本公司亦不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告版权仅为本公司所有，未经事先书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发或引用本报告的任何部分。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“安信证券股份有限公司研究中心”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

本报告的估值结果和分析结论是基于所预定的假设，并采用适当的估值方法和模型得出的，由于假设、估值方法和模型均存在一定的局限性，估值结果和分析结论也存在局限性，请谨慎使用。

安信证券股份有限公司对本声明条款具有惟一修改权和最终解释权。

### 安信证券研究中心

深圳市

地址：深圳市福田区福田街道福华一路119号安信金融大厦33楼

邮编：518026

上海市

地址：上海市虹口区东大名路638号国投大厦3层

邮编：200080

北京市

地址：北京市西城区阜成门北大街2号楼国投金融大厦15层

邮编：100034