

国开证券
CHINA DEVELOPMENT BANK SECURITIES

储能技术路线更加丰富，应用场景盈利模式不断创新 ----储能专题报告

分析师

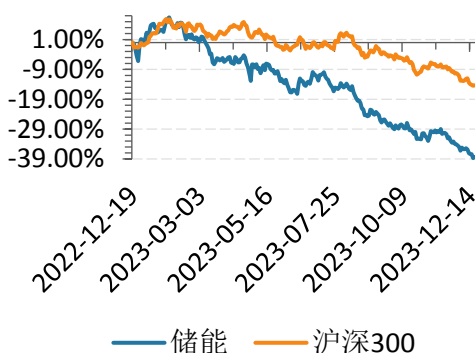
梁晨

执业证书编号：S1380518120001

联系电话：010-88300853

邮箱：liangchen@gkzq.com.cn

储能指数与沪深 300 指数涨跌幅比较



资料来源：WIND，国开证券研究与发展部

内容提要：

2023 年 12 月 25 日

- 在全球主要国家追求碳中和及能源自主可控的大背景下，储能作为光伏和风电产业的最强辅助，成为新兴电力系统中不可或缺的一环。根据 CNESA 的不完全统计，截至 2023 年 9 月底，中国已投运电力储能项目累计装机规模 75.2GW，同比增长 50%，2023 年前三季度，新增投运电力储能项目装机规模 15.8GW，同比增加 74%，2024 年储能行业有望延续高景气度。
- 2023 年储能相关政策密集发布，主要涉及储能发展规划、储能参与电力市场、促进新型储能发展等。其中分时电价政策提出优化分时电价机制，重点完善峰谷电价机制、建立尖峰电价机制、健全季节性电价机制。过去一年，全国各地大部分地区电价差基本呈现增长趋势，随着电力需求增加，电力能源结构转型的不断深化，预计未来峰谷价差有望呈现缓慢增长态势。
- 电化学储能系统按电池组可分为锂离子电池储能、钠离子电池储能、液流电池储能等类别，技术路线各有特点。其中锂离子电池储能系统在装机功率上占据绝对优势；钠离子电池具备成本优势，有望与锂电池互补；全钒液流电池是长时储能的代表，目前初始投资成本较高。
- 储能按照应用场景可以分为电源侧、电网侧、用户侧储能。其中电源侧、电网侧储能又称为大储，用户侧储能可分为工商业储能和家庭储能。国内装机形式以大储为主，未来独立储能有望成为大储主流形式，其收益模式包括容量租赁、现货套利、辅助服务、容量补偿，多个省份探索出三大创新商业模式；工商业储能盈利模式主要包括：峰谷套利、能量时移、需量管理、备电需求以及未来的电力现货市场套利及电力辅助服务，目前工商业经济性主要来自峰谷价差套利。此外，“虚拟电厂+工商业储能”有望相互赋能，实现市场化与电力系统加速融合；全球户储增速翻倍，欧洲是最大市场，目前欧洲户储去库将完成，产品逐步向一体机转变，企业盈利能力有望提升。
- **风险提示：**政策推进不达预期，公司业绩不达预期，市场竞争加剧，原材料价格异常波动，储能技术更新迭代，海外市场波动，国内外二级市场系统性风险，国内外疫情超预期恶化风险，国内外经济复苏低于预期。

目 录

1、储能装机快速增长，新型储能占比提升	3
2、配储、补贴政策陆续发布，分时电价政策提升工商业储能经济性	5
3、电化学储能技术路线多向发展	7
3.1 锂离子电池是电化学储能主流路线，行业竞争加剧	8
3.2 钠离子电池具备成本优势，有望与锂电池互补	10
3.3 全钒液流电池是长时储能的代表，初始投资成本较高	12
4、电化学储能应用场景多样，盈利模式丰富	15
4.1 大储需求快速增长，独立储能如火如荼	15
4.2 工商业储能盈利能力提升，虚拟电厂提供灵活性	18
4.3 欧洲户储去库将完成，产品逐步向一体机转变	20
5、风险提示	22

图表目录

图 1: 2017-2022 年全球储能累计装机情况	3
图 2: 2017-2022 年国内储能累计装机情况	3
图 3: 2023 年三季度末国内储能累计装机细分	4
图 4: 2023 年三季度末国内新型储能累计装机细分	4
图 5: 2017-2022 年全球新型储能累计装机情况	4
图 6: 2017-2022 年国内新型储能累计装机情况	4
图 7: 2023-2027 年新型储能累计装机规模预测 (GW)	5
图 8: 锂电池成本结构	8
图 9: 磷酸铁锂电池结构	8
图 10: 2021-2023 年锂离子储能电池头部企业出货量 (GWh)	9
图 11: 2022 年锂离子储能电池头部企业出货量占比	9
图 12: 近年国内储能锂电池出货量 (GWh)	10
图 13: 近年全球锂电池出货量 (GWh)	10
图 14: 钠离子电池工作原理	10
图 15: 宁德时代第一代钠离子电池	10
图 16: 钠离子电池材料成本	11
图 17: 锂离子电池材料成本	11
图 18: 钒液流电池原理	13
图 19: 全钒液流电池成本结构	14
图 20: 全钒液流电池不同时长的储能系统初始投资成本 (元/kwh)	14
图 21: 国内企业钒产品产能情况 (万吨/年)	14
图 22: 国内钒电解液企业布局	14
图 23: 2022 年国内已完成招标储能项目容量占比	16
图 24: 2023 年国内储能中标容量 (MWh)	16
图 25: 业主自建工商业储能模式	18
图 26: 合同能源管理模式工商业储能	18
图 27: 2023 年 8 月各地最大峰谷电价差 (元/kWh)	19
图 28: 全球家庭储能新增装机及预测	21
图 29: 储能企业境内外毛利率对比	22
图 30: 派能科技一体机示意图	22
表 1: 2023 年储能相关政策梳理	5
表 2: 部分省市新能源配置储能政策	6
表 3: 电化学储能技术路线对比	7
表 4: 钠离子电池企业技术路线和产能布局	11
表 5: 2023 年国内部分钒电池储能电站项目规划	15
表 6: 电化学储能类型划分	15
表 7: 国内部分地区独立储能电站收益模式	17
表 8: 国内部分地区独立储能电站理想年度收益估算 (万元)	18
表 9: 工商业储能盈利模式	19
表 10: 2022 年全球家庭储能电池企业出货量排名	21

1、储能装机快速增长，新型储能占比提升

储能市场持续高速发展。在全球主要国家追求碳中和及能源自主可控的大背景下，储能作为光伏和风电产业的最强辅助，成为新兴电力系统中不可或缺的一环。根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）数据显示，截至 2022 年底，全球已投运储能项目累计装机容量达到 237.2 GW，同比增长 13%，其中全球新增投运电力储能项目装机规模 27.8GW，同比增长 52%；我国累计储能装机量达到 59.4 GW，同比增长 37%，约占全球比重的 25%，较前一年上升 4 个百分点，其中 2022 年新增装机 16.1 GW，同比高增 109%，国内储能行业快速发展。根据 CNESA 的不完全统计，截至 2023 年 9 月底，中国已投运电力储能项目累计装机规模 75.2GW，同比增长 50%，2023 年前三季度，新增投运电力储能项目装机规模 15.8GW，同比增加 74%，2024 年储能行业有望延续高景气度。

图 1：2017-2022 年全球储能累计装机情况

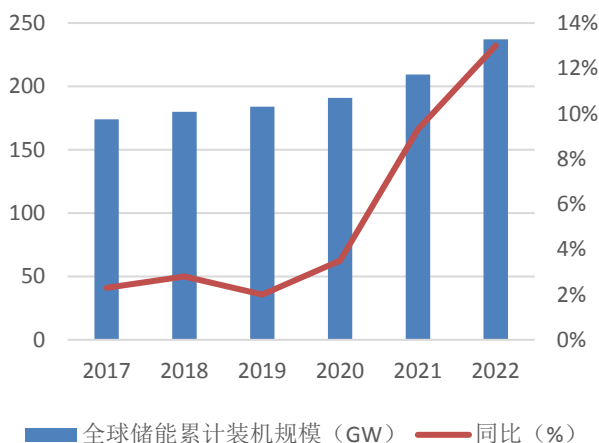
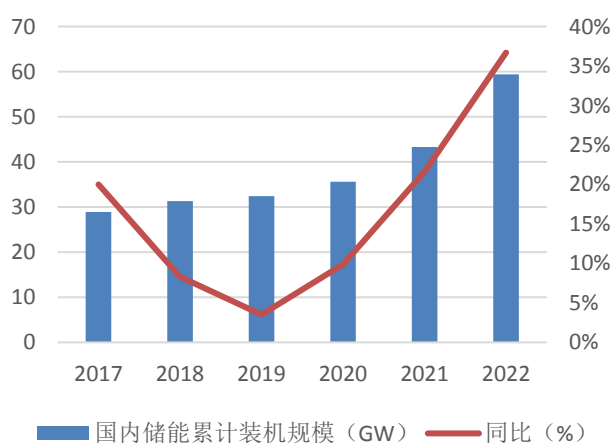


图 2：2017-2022 年国内储能累计装机情况

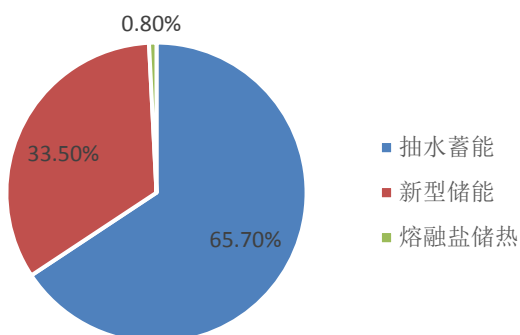


资料来源：CNESA，国开证券研究与发展部，

资料来源：CNESA，国开证券研究与发展部

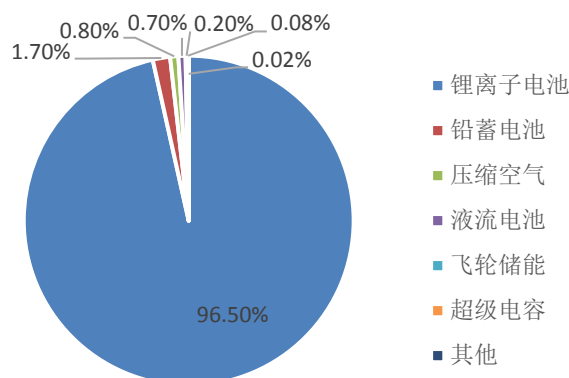
新型储能占比连年提升，锂离子电池占比达 96.5%。在全球储能细分类型中，抽水蓄能累计装机占比在 90%左右，排名第一，其次是新型储能占比 10%左右。随着储能技术的不断发展，新型储能规模占比不断提升。在新型储能中，以锂离子电池为主，累计装机占比 90%左右。以国内储能为例，2022 年新型储能累计装机占比 21.9%，同比+9.4pct，新型储能中锂离子电池累计装机占比 94%，同比+3.3%。根据 CNESA 数据，截至 2023 年三季度末，国内新型储能累计装机规模 25.2GW，占比提升 20.2pct 至 33.5%，锂离子电池累计装机占比 96.5%，2024 年有进一步提升的趋势。

图 3：2023 年三季度末国内储能累计装机细分



资料来源：CNESA，国开证券研究与发展部

图 4：2023 年三季度末国内新型储能累计装机细分



资料来源：CNESA，国开证券研究与发展部

新型储能进入快速增长期。根据 CNESA 数据，2022 年全球新型储能累计装机规模 45.7 GW，同比大幅增长 80%，新增装机规模为 20.4 GW；国内新型储能累计装机规模 13.08GW，同比大增 128%，新增投运规模 7.3 GW，占全球市场规模的 35.8%，全球居首。根据 CNESA 数据，2023 年前三季度，中国新增投运新型储能项目装机规模 12.3GW，新增规划、在建新型储能项目规模 102.8GW，由于大多数项目的投产期集中在四季度，预计 2023 年底装机规模会有大幅提升。

图 5：2017-2022 年全球新型储能累计装机情况



资料来源：CNESA，国开证券研究与发展部

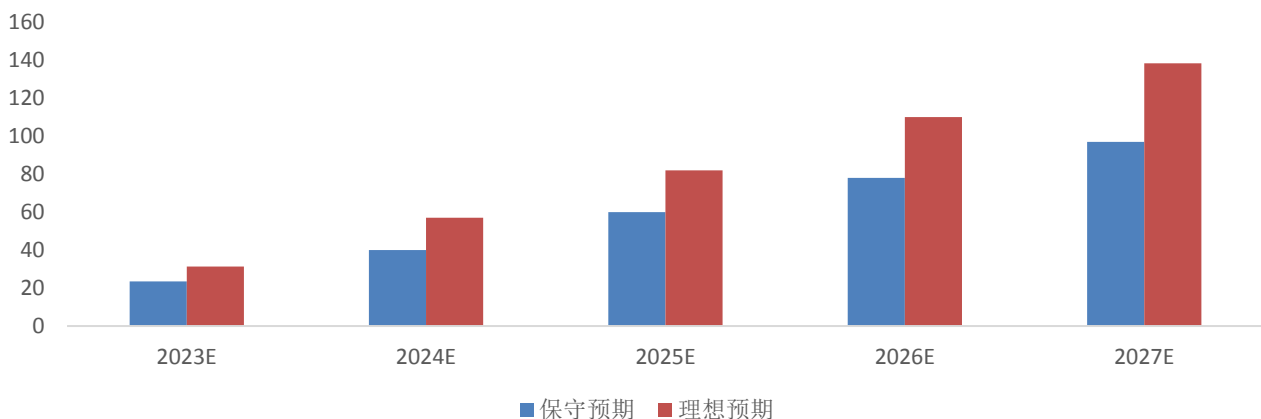
图 6：2017-2022 年国内新型储能累计装机情况



资料来源：CNESA，国开证券研究与发展部

受国内构建新型电力系统政策推动、欧洲能源危机、美国推进大储项目等多方因素影响，未来 5 年储能行业有望迎来加速发展机遇。根据 CNESA 预测，保守场景下，预计 2027 年新型储能累计规模将达到 97.0GW，2023-2027 年复合年均增长率约为 49.3%；理想场景下，预计 2027 年新型储能累计规模将达到 138.4GW，2023-2027 年复合年均增长率约为 60.3%。

图 7：2023-2027 年新型储能累计装机规模预测（GW）



资料来源：CNESA，国开证券研究与发展部

2、配储、补贴政策陆续发布，分时电价政策提升工商业储能经济性

储能规划类+市场类政策陆续发布，促进产业高质量发展。为把握“十四五”储能发展机遇，加快推动新型储能规模化、产业化和市场化发展，2023年储能相关政策密集发布，主要涉及储能发展规划、储能参与电力市场、促进新型储能发展等。其中，电力市场交易政策促使储能参与现货交易，建立完善市场机制、价格机制和运行机制，提升新型储能盈利水平。这些政策明确了储能发展的阶段性目标、参与电力现货市场规则、新型储能标准体系、探索“新能源+储能”方式等，为产业高质量发展打下坚实基础。

表 1：2023 年储能相关政策梳理

时间	部门	文件名称	主要内容
规划类			
1月18日	国家能源局	《2023年能源监管工作要点》	明确2023年要深入推进全国统一电力市场体系建设，进一步发挥电力市场机制作用，不断扩大新能源参与市场化交易规模，完善辅助服务市场机制，建立健全用户参与的辅助服务分担共享机制，推动虚拟电厂、新型储能等新型主体参与系统调节。
4月6日	国家能源局	《2023年能源工作指导意见》	明确加快完善新型储能技术标准，根据新能源发电并网配置和源网荷储一体化需要，抓紧建立涵盖新型储能项目建设、生产运行

			全流程以及安全环保、技术管理等专业技术内容的标准体系。
市场交易类			
9月15日	国家发展改革委、国家能源局	《电力现货市场基本规则（试行）》	明确了电力市场成员，并将分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等列入新型经营主体，并将“推动分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等新型经营主体参与交易”列为电力现货市场近期建设主要任务。
11月1日	国家发展改革委、国家能源局	《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》	要求在确保有利于电力安全稳定供应的前提下，有序实现电力现货市场全覆盖。提出在分布式新能源装机占比较高的地区，推动分布式新能源上网电量参与市场，探索参与市场的有效机制；同时通过市场化方式形成分时价格信号，推动储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型主体在削峰填谷、优化电能质量等方面发挥积极作用，探索“新能源+储能”等新方式。
储能类			
2月24日	国家标准化管理委员会、国家能源局	《新型储能标准体系建设指南》	要求尽快建立完善安全标准体系，结合新型电力系统建设需求，初步形成新型储能标准体系，基本能够支撑新型储能行业商业化发展。
11月20日	国家能源局综合司	《关于促进新型储能并网和调度运用的通知（征求意见稿）》	明确接受电力系统调度新型储能范围。接入电力系统并签订调度协议的新型储能电站，可分为调度调用新型储能和电站自用新型储能两类。调度调用新型储能指具备独立计量装置，并且按照市场出清结果或电力调度机构指令运行的新型储能电站，包括独立储能电站、具备条件独立运行的新能源配建储能等电站自用新型储能指与发电企业、用户等联合运行，由发电企业、用户等根据自身需求进行控制的新型储能电站，包括未独立运行的新能源配建储能、火电联合调频储能、签订调度协议且具备接受调度指令能力的用户侧储能等。

资料来源：政府公开信息，国开证券研究与发展部

配储比例和时长提高，分布式配储增加。在“双碳”目标下，新能源行业迎来景气周期，然而风光发电存在间歇性和波动性特征，新能源消纳问题愈加突出。目前，主要通过“新能源+储能”方式解决消纳问题，主要有发电侧强制配储、鼓励建立共享（独立）储能电站、拉大峰谷电价差等方式。从已经公布的各省市新型储能配储政策数据来看，新能源配储比例大多集中在10%-20%，配储时长以2小时为主，同时，配储比例和时长均呈增长态势，分布式配储逐步增加。未来，可再生能源的并网经济性将会愈加明显，储能市场规模有望进一步提升。

表 2：部分省市新能源配置储能政策

省份	储能配置比例	配储时长	省份	储能配置比例	配储时长
上海	20%	4h	河南	10%-55%	2-4h
宁夏	10%	2h	湖北	10%	2h
广西	10%-20%	2h	江苏	8%-10%	2h
内蒙古	15%	2-4h	江西	10%	1h
福建	10%-15%	2-4h	陕西	10%-20%	2h
安徽	5%-10%	2h	湖南	5%-15%	2h
辽宁	10%-15%	3-4h	青海	5%-20%	2h

河北	10%-20%	2-4h	山东	10%	2h
浙江	10%	2h	甘肃	5%-20%	2h
贵州	10%	2h	海南	10%-25%	2h
天津	10%-15%	2h	西藏	20%	4h
新疆	10%-15%	2h	-	-	-

资料来源：政府官网，国开证券研究与发展部

补贴政策激励商家积极性，未来看重机制保障。在近两年光伏配储政策实施后，出现了投资成本增加、投资回报周期延长、储能利用率低等问题，为了提高商家的积极性，各地方政府积极出台补贴政策。由于分布式光伏占比较高，浙江、江苏等地率先同步出台补贴支持政策，主要有两种方式，一是按照储能放电量给予0.25元-0.9元/千瓦时的补贴，补贴期限为2-5年左右；二是按100元-200元/千瓦的装机标准给予一次性补贴（有最低年利用小时限制）。短期内补贴对工商业储能项目有较好促进作用，但长期需要完善的市场机制保障项目收益性。

分时电价政策逐步兑现，峰谷价差扩大提升工商业储能经济性。2021年7月，发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，提出优化分时电价机制，重点完善峰谷电价机制、建立尖峰电价机制、健全季节性电价机制。随后，各省市陆续出台季节性尖峰电价机制，提高峰谷电价浮动比例，拉大峰谷电价差，为工商业储能获得更大盈利空间。以2023年7月各地尖峰低谷电价差为例，上海、广东、湖南、海南、重庆、浙江居前，其中上海尖峰低谷电价差达到1.3元/kWh。过去一年，全国各地大部分地区电价差基本呈现增长趋势，随着电力需求增加，电力能源结构转型的不断深化，预计未来峰谷价差有望呈现缓慢增长态势。

3、电化学储能技术路线多向发展

电化学储能系统按电池组可分为锂离子电池储能、钠离子电池储能、液流电池储能等类别，技术路线各有特点，其中锂离子电池储能系统在装机功率上占据绝对优势。

表 3：电化学储能技术路线对比

性能指标	锂离子电池	钠离子电池	全钒液流电池
安全性	一般	较好	好
循环次数	2500-5000次	3000-4000次	20000次
资源可控度	对外依赖	自主可控	自主可控
一致性	一般	较差	好
工作温度	-20-60℃	-40-80℃	0-45℃
能量转化率	90%	95%	70%-75%

能量密度	120-160 Wh/kg	90-140 Wh/kg	12-40 Wh/kg
产业化阶段	商用	示范向商用转变	示范向商用转变

资料来源：知网，国开证券研究与发展部

3.1 锂离子电池是电化学储能主流路线，行业竞争加剧

锂电池成本核心在正极材料，磷酸铁锂电池更适用储能市场。锂离子电池是目前发展最快的新型储能技术，具有储能密度高、充放电效率高、响应速度快等特性。锂离子电池成本结构主要包括正极、负极、电解液和隔膜四个部分，其中正极材料成本占比最大，约为40%。根据正极材料的不同，锂离子电池可分为磷酸铁锂电池、三元锂电池、钴酸锂电池、锰酸锂电池等。其中，磷酸铁锂电池在安全性、使用寿命、成本、响应速度等方面具有明显优势，更适用于储能市场。锂离子储能电池产业链上游主要为原材料加工，中游为储能锂电池制造，下游为多场景应用及电池回收。

图 8：锂电池成本结构

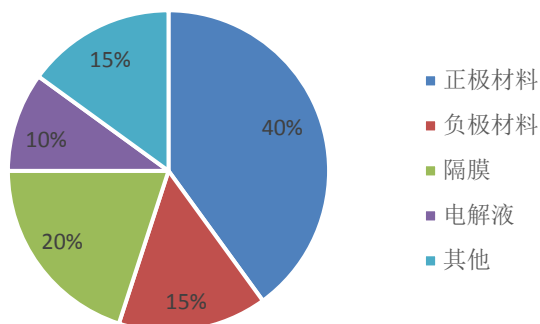
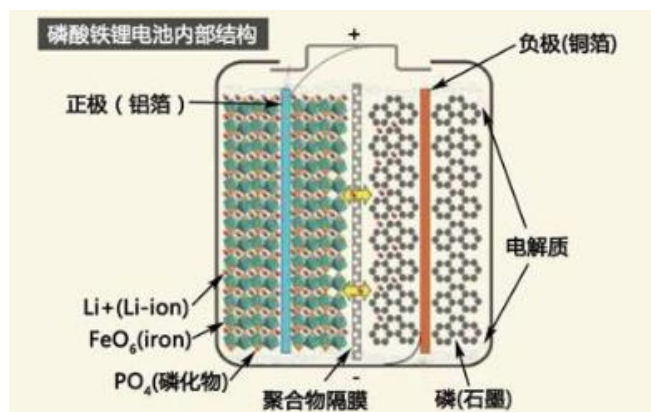


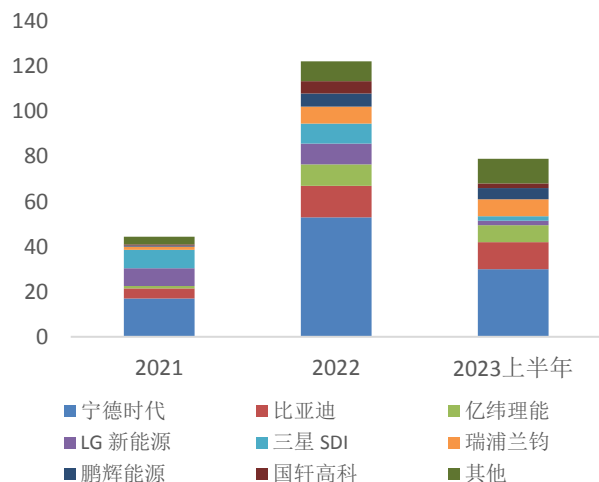
图 9：磷酸铁锂电池结构



资料来源：中国锂电行业发展德勤观察，国开证券研究与发展部 资料来源：GGII，国开证券研究与发展部

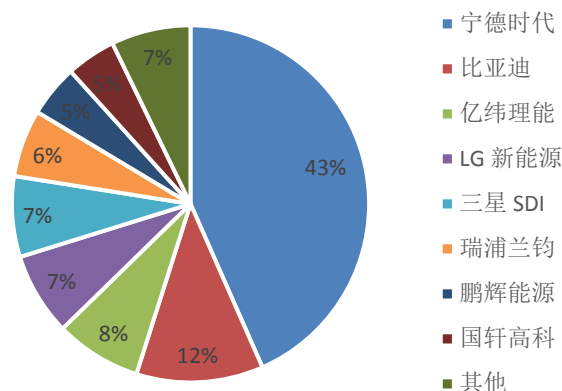
储能龙头企业格局稳定，但行业整体竞争加剧。2022年国内市场中，宁德时代储能电池市场占有率有绝对优势，行业前三市占率达到63%，头部集中效应明显。主要原因是受国内新能源配储和补贴政策推动，动力电池企业加码储能业务，同时磷酸铁锂由于安全性和经济性优势凸显，在储能系统占比提升，导致储能市场持续高景气。2023 年上半年宁德时代市占率减小，比亚迪和亿纬锂能同比增速加快。预计至2025年，伴随主流储能电池企业产能释放以及新玩家出货量占比提升，行业竞争将进一步加剧。

图 10: 2021-2023 年锂离子储能电池头部企业出货量 (GWh)



资料来源: SNE, EnergyTrend, 国开证券研究与发展部

图 11: 2022 年锂离子储能电池头部企业出货量占比



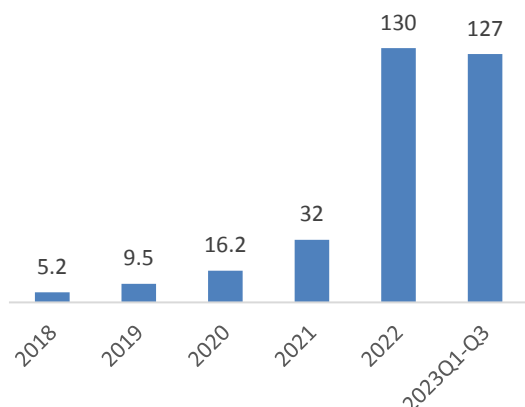
资料来源: SNE, EnergyTrend, 国开证券研究与发展部

GGII下调2023年储能锂电池出货量至180GWh。根据高工产研储能研究所 (GGII) 数据, 2023年前三季度国内储能锂电池累计出货量达127GWh, 其中2023Q3储能锂电池出货量为40GWh, 环比下降33%。GGII将下调全年出货量预期至180GWh, 与年初预期目标230GWh相比, 下调约22%。具体来看, 工商业储能增长较快, 电力储能/户用储能增速放缓, 通信储能/便携式储能需求不足。

全球储能电池出货量增速较快, 中国出货占比最高。根据EVTank发布的《中国锂离子电池行业发展白皮书 (2023年)》数据显示, 2022年全球锂电池出货量957.7GWh, 同比增长70.3%。从出货结构来看, 全球储能电池出货量159.3GWh, 同比增长140.3%, 增幅最大。其中, 中国锂电池出货量660.8GWh, 同比增长97.7%, 在全球占比达到69.0%, 同比增长9.6个百分点。

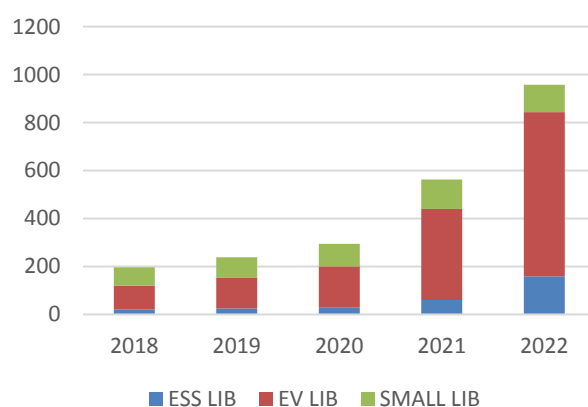
全球锂电池出货量复合增速将达22.8%。随着双碳目标的持续推进, 锂电池仍将是储能领域的主要电池技术路线, 储能行业的快速发展也将极大的提升对锂电池的需求, 预计国内锂电池出货量的全球占比也将进一步提升。根据EVTank预测, 2030年全球锂电池的出货量将达到6080.4GWh, 复合增速将达到22.8%。

图 12: 近年国内储能锂电池出货量 (GWh)



资料来源: GGII, 国开证券研究与发展部

图 13: 近年全球锂电池出货量 (GWh)

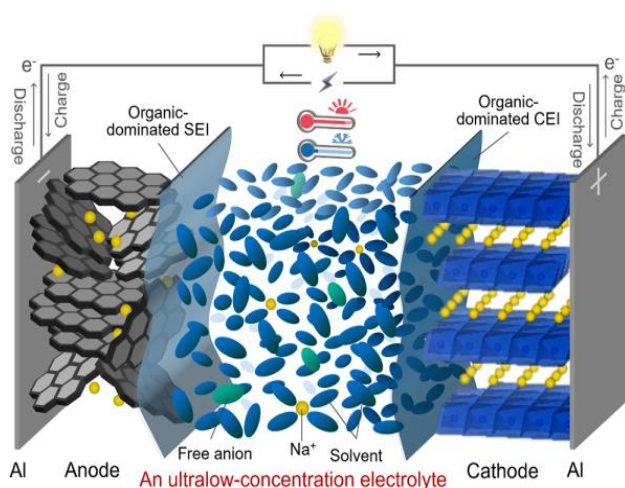


资料来源: EVTank, 国开证券研究与发展部
注: ESS LIB 储能锂电、EV LIB 新能源汽车锂电、SMALL LIB 其他小型电池

3.2 钠离子电池具备成本优势, 有望与锂电池互补

钠离子电池的工作原理与锂离子电池类似, 都是利用钠离子在正负极之间嵌脱过程实现充放电, 主要结构都包括正极、负极、集流体、电解液和隔膜。充电时, 钠离子从正极材料脱出, 经过电解液嵌入负极材料, 同时电子通过外电路供给到负极, 保证正负极电荷平衡; 放电过程则与之正好相反。与锂离子电池相比, 钠离子电池具备成本、安全性、快充、循环次数等多方面优势, 应用场景主要是储能/低速车/二轮电动车/基站等。

图 14: 钠离子电池工作原理



资料来源: Electrochemical Energy Reviews, 国开证券研究与发展部

图 15: 宁德时代第一代钠离子电池



资料来源: 宁德时代官网, 国开证券研究与发展部

安全性高，高低温性能优异。钠离子电池在低高温测试中均显示出较好的容量保持率。由于钠离子电池内阻略高导致瞬间发热量少，其在过充、过放、短路、针刺、挤压等测试中也未出现起火或爆炸，安全性和稳定性为钠电池开拓高寒和运输相关市场。

快充优势显著，循环寿命长。快充能力方面，相同浓度的电解液离子中，钠离子电导率比锂离子高出 20%，或者为达到同样离子电导率允许使用更低浓度电解液；钠离子的溶剂化能比锂离子更低，具有更好的界面离子扩散能力。循环寿命方面，钠电池的理论循环可达到 10000 次，现阶段在 3000-6000 次左右。

钠离子电池成本优势明显。从成本构成来看，最大的差异在正极材料和集流体。据中科海钠数据显示，钠离子电池铜基正极材料成本相比磷酸铁锂正极材料可降低近 60%；同时，由于钠与铝不易发生合金化反应，集流体可以全部使用铝箔代替铜箔，成本可降低近 70%。总体来看，钠资源更为丰富，相关原材料更加普遍易得，理论上钠离子电池成本相比性能接近的磷酸铁锂电池可降低约 30%。

图 16：钠离子电池材料成本

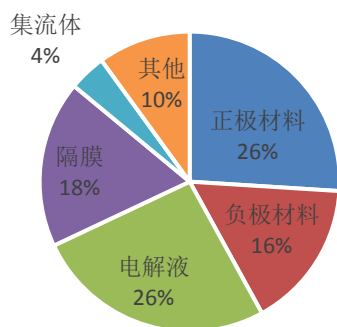
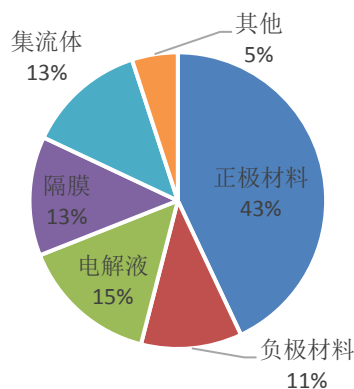


图 17：锂离子电池材料成本



资料来源：中科海钠官网，国开证券研究与发展部

资料来源：中科海钠官网，国开证券研究与发展部

钠离子电池主要由正极、负极、电解液、隔膜组成。常用的钠离子正极材料主要为层状氧化物、聚阴离子化合物和普鲁士蓝/白三类。其中，层状氧化物目前最具备产业化基本条件，聚阴离子化合物循环性能好，但成本高、能量密度低、倍率性能差，普鲁士蓝/白化合物成本低、倍率性能好。目前，多家企业已开展钠离子电池产业化布局，包括传统锂电池厂商切入钠离子电池领域以及创新型企业。

表 4：钠离子电池企业技术路线和产能布局

公司	技术路线	产能布局
宁德时代	层状氧化物、普鲁士白	已完成产业链建设，具备量产能力。

中科海钠	层状氧化物、普鲁士白	一期年产各2千万吨正负极材料已建设完成并投入运行；计划 2023 年完成二期 2万吨正极/1万吨负极材料产线建设并投产；2024年完成10万吨正极/5万吨负极材料线建设并投产。电芯产能方面，拟于2023年将安徽阜阳1GWh产线扩产至3-5GWh；计划于2024年与客户合作扩产，产能超10GWh。
钠创新能源	层状氧化物	已建成吨级铁酸钠基层状氧化物正极材料生产线，形成年产 3000 吨正极材料、5000 吨电解液产能。
众钠能源	聚阴离子路线	2023 年电芯总产能规划达 GWh以上。
传艺科技	层状氧化物、聚阴离子路线	2022年9月，拟建15万钠离子电池电解液生产线。
多氟多	层状氧化物	是国内首家商业化量产六氟磷酸钠的企业，具备年产1000吨六氟磷酸钠的生产能力；2023年钠离子电池一期形成约1GWh产能，完成5000 吨/年正极以及2000吨/年负极产线的投产。

资料来源：公司公告，国开证券研究与发展部

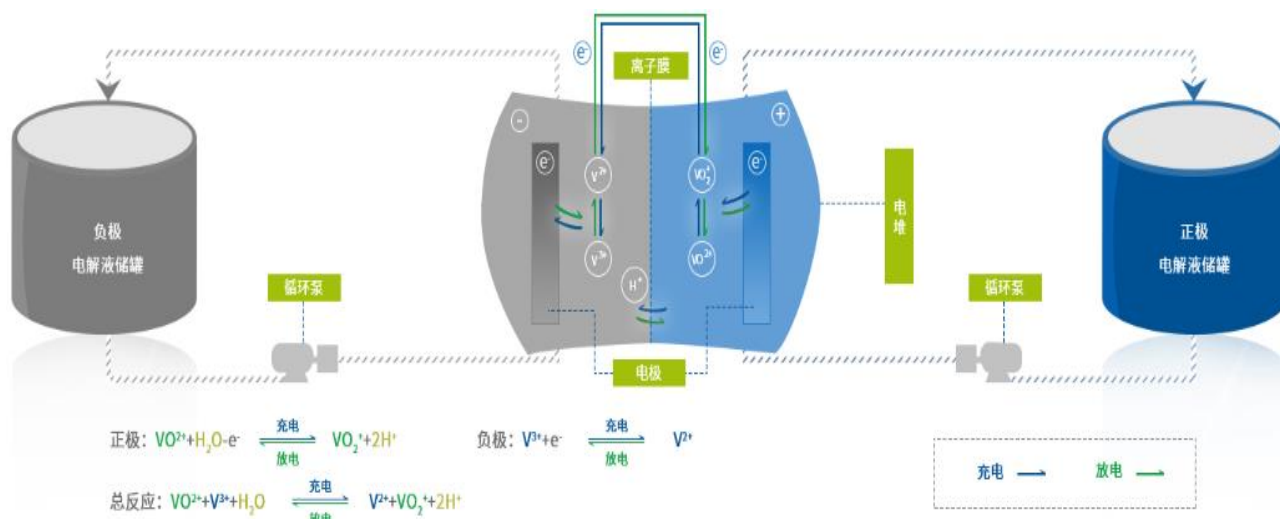
钠离子电池有望在储能领域对锂电池形成有益补充。在地缘政治、锂材料严重不足的大背景下，单靠锂离子电池，将无法支撑我国消费电子、新能源汽车、储能这三大市场需求，而具有高安全、高倍率、宽温区、低成本等优势钠离子电池将成为锂离子电池的有益补充。目前已有多项钠离子电池示范应用项目完成建设并投运。在双碳目标下，新型储能市场增长潜力巨大，钠离子电池将迎来广阔前景。

3.3 全钒液流电池是长时储能的代表，初始投资成本较高

钒电池在长时储能系统领域应用大有可为，与其他电池最主要的区别在于电解液的储存方式。工作时，正负极电解液分别从正、负极电解液储罐通过循环泵进入电堆的正负极单元，然后再经管道分别回到正负极电解液储罐，完成循环。相较于其他储能电池，钒电池具备配置灵活性、电池寿命长、安全性高、环境友好、全生命周期成本低的优势，有望在储能领域不断提升市场占有率。

这种液流储能电池的能量效率取决于氧化反应和还原反应之间的电压差、活性物质的浓度以及不同条件下的极化损失，因此电解液的性能是整个液流电池最重要的影响因素。而电解液决定容量，电堆决定功率。全钒液流电池储能容量的大小取决于电解液的体积和钒离子的浓度，电解液的浓度越高、体积越大，可参与反应的钒离子就越多，可储存的电能量越多。倍率由电堆的电极面积大小决定，电堆电极面积越大，钒离子和电极的有效接触面积越大，可通过的电子越多，电流越大。

图 18: 钒液流电池原理



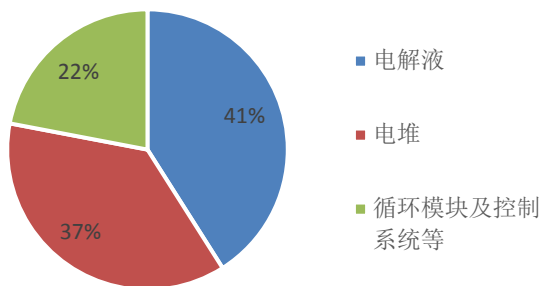
资料来源: 融科储能官网, 国开证券研究与发展部

钒电池产业链基本形成, 电解液是成本核心。钒电池产业链上游包括钒原料供给、电解液制备、离子交换膜/双极板/电极等电堆材料生产; 中游包括电池模组装配及循环泵、储液罐等控制系统; 下游为发电侧、电网侧、用户侧等应用市场。从全钒液流电池成本结构来看, 电解液是电池系统的核心, 也是成本的主要组成, 占全电池系统成本的 41%。

安全性强和循环寿命长是最大的特点。液流电池的工作原理是通过不同电解液离子相互转化实现电能的储存和释放, 即液流电池的正、负极电解液, 是用来储存能量的, 由于电解液里面是水, 没有有机溶剂, 所以不会起火爆炸; 并且液流电池不会有热量的堆积, 液流电池的热量可以很容易随着电解液从电池内部转移到外部, 在目前的电化学储能方面安全性最高。另外, 与其他电化学储能技术相比, 液流电池最突出特点就是循环寿命长, 最低可以做到 10000 次, 部分技术路线甚至可以达到 20000 次以上, 整体使用寿命可以达到 20 年或者更长时间。

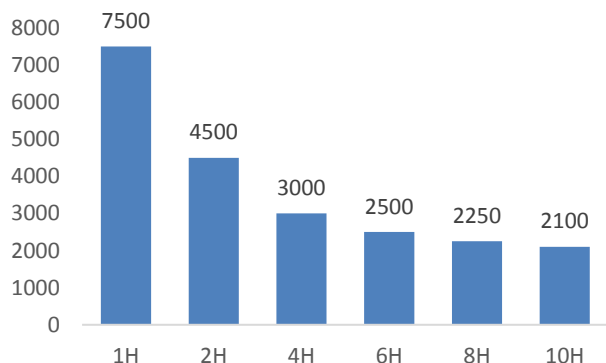
制约全钒液流电池大规模商业化应用的最大挑战是初始投资成本较高。目前, 1-10 h 不同储能时长的初始投资成本为 2100-7500 元/kWh, 其中 2h 左右储能时长全钒液流电池系统的初始投资成本约为锂电池的 2 倍。未来, 随着储能系统时长拉长, 电解液租赁模式有望将初始投入成本减半, 同时原材料降价、技术进步、离子交换膜国产化有望推动电堆投入成本下降。

图 19：全钒液流电池成本结构



资料来源：Powerlab，国开证券研究与发展部

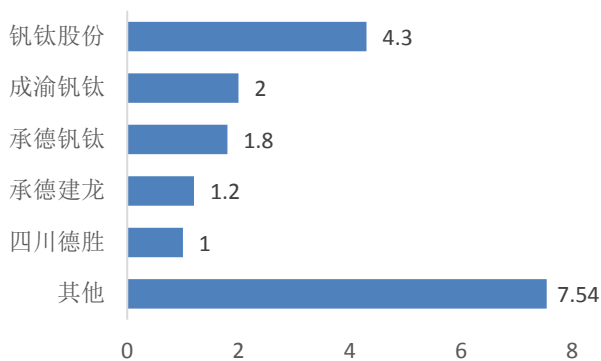
图 20：全钒液流电池不同长时的储能系统初始投资成本（元/kwh）



资料来源：《全钒液流电池的技术进展、不同储能时长系统的价格分析及展望》，张华民，国开证券研究与发展部

钒原料国内产能近18万吨/年，电解液国内布局企业较多。国内钒产品布局企业主要有钒钛股份、成渝钒钛、承德钒钛、承德建龙、四川德胜，其中钒钛股份为国内最大的钒产品生产企业，产能4.3 万吨/年。电解液制备端企业主要为：大连融科、钒钛股份、河钢股份、星明能源、湖南银峰、中核钛白，其中大连融科为全球最大钒电解液生产企业，全球市占率达 80%。

图 21：国内企业钒产品产能情况（万吨/年）



资料来源：公司公告，国开证券研究与发展部

图 22：国内钒电解液企业布局

公司名称	钒电解液布局情况
大连融科	全球最大钒电解液生产企业，市占率80%
钒钛股份	已有产能2000立方/年，规划中产能60000立方/年
河钢股份	已建成1000吨/年钒电解液产线，至2025年再建5万立方/年
星明能源	已建成2000立方/年钒电解液产线
湖南银峰	全球最大钒电解液产线，年产6.6万立方
中核钛白	规划建设100万立方钒电解液产能

资料来源：公司公告，国开证券研究与发展部

液流电池行业前景广阔。2022 年我国首个国家级钒储能示范项目（大连融科100MW）正式投入商运，标志着我国钒电池行业正由大规模商用示范阶段向产业化推广阶段转型。根据彭博新能源数据显示，截至2023年8月底，全国液流电池装机规模达到220MW/865MWh，储备项目规模达到5GW/18GWh，预计到2025年，我国将完成4GW左右的液流电池项目，行业前景广阔。

表 5：2023 年国内部分钒电池储能电站项目规划

项目	储能时长（小时）	规模	投资额（亿元）
辽宁省中核汇能法库县集中式新型储能项目	4	200 MW/800 MWh	32
四川省内江全钒液流储能电站	6	2 MW/12 MWh	0.43
四川省内江全钒液流储能示范电站项目	4	100 MW/400 MWh	15
甘肃省榆中县全钒液流独立共享储能电站	4	300 MW/1200 MWh	16
四川省攀枝花全钒液流储能示范电站	5	100 MW/500 MWh	16

资料来源：北极星储能网，国开证券研究与发展部

4、电化学储能应用场景多样，盈利模式丰富

储能按照应用场景可以分为电源侧、电网侧、用户侧储能。其中电源侧、电网侧储能又称为大储，用户侧储能可分为工商业储能和家庭储能。国内装机形式以大储为主，据储能与电力市场统计，2022 年我国新增投运的新型储能项目中，大储装机容量占比约为 90%。近年我国的用户侧储能基本以工商业储能为主，用户侧项目主要在浙江、广东、江苏等地。

表 6：电化学储能类型划分

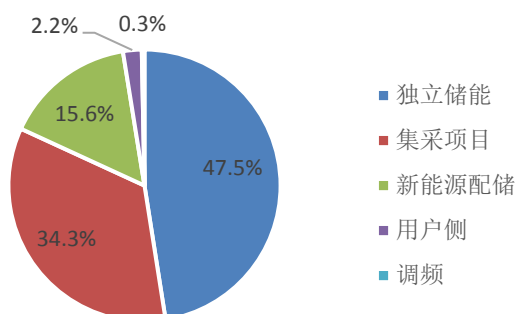
按电力系统环节划分	按需求场景划分	用途
电源侧储能	大储	1) 平滑风光发电出力，解决新能源消纳问题；
		2) 为传统能源机组提供调频辅助服务。
电网侧储能		1) 实现系统调频；
		2) 缓解电网阻塞，提高输配电能力；
		3) 延缓输配电设备新建时间。
用户侧储能	工商业储能	1) 电力自发自用；
	家庭储能	2) 保障用电稳定性和可靠性；
		3) 降低用电成本，利用峰谷价差套利。

资料来源：北极星储能网，国开证券研究与发展部

4.1 大储需求快速增长，独立储能如火如荼

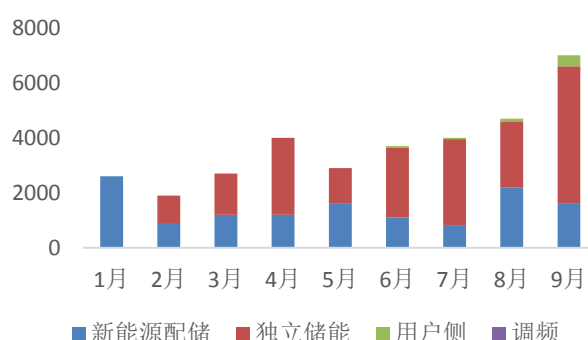
独立储能容量在大储项目中占比过半。国内大储需求快速增长，项目招标分为多种类型，根据储能与电力市场数据，2022 年国内完成招标的储能项目容量为 44GWh，其中独立储能项目招标量占比最高，达到47.5%，这些项目在2023年陆续逐步投运。从2023年前三季度储能中标容量来看，总量为13GW/33GWh，同比增长 121%，其中独立储能占比超过一半。

图 23: 2022 年国内已完成招标储能项目容量占比



资料来源：储能与电力市场，国开证券研究与发展部

图 24: 2023 年国内储能中标容量 (MWh)



资料来源：储能与电力市场，国开证券研究与发展部

独立储能有望成为大储主流形式。独立储能电站的独立性体现在可以直接与电力调度机构签订并网调度协议，不受接入位置限制。独立储能项目单体规模一般比新能源配储项目大，易于电网调度且收益模式多元化，未来将大幅降低电力成本，协调电力系统供需平衡，充分发挥市场作用，有望成为大储主流形式。

当前，独立储能收益模式大致有如以下四种：

- **容量租赁（共享租赁）：**指由第三方投资建设的大型独立储能电站，其全部或部分容量出租给新能源电站以获取租金收益。由此，新能源电站业主可以大幅降低原始资金投入，无需自建电站，投资商则可以收取稳定的容量租赁费用。目前，全国独立储能电站的容量租赁价格，一般在年度300-350元/kW，后续出台的地方政府指导价一般低于此价格。
- **现货套利：**指参与电力现货市场交易，通过“低买高卖”的模式，即电价低谷时段买入电力，电价高峰时段卖出电力，实现峰谷价差盈利。参与现货交易还可以减轻电网调峰压力，提升电网消纳能力。
- **辅助服务：**形式主要有调峰、调频（包括一次调频、二次调频），实际收益额度各省不同，其中调峰多按调峰电量给予充电补偿，价格在0.15元/kWh到0.8元/kWh之间，调频多为按调频里程给予补偿，根据机组（PCS）响应AGC调频指令的多少，补偿0.1-15元/MW。
- **容量补偿：**储能与备用火电在系统中均存在利用小时不确定的问题，仅靠电量电价难以维持经济性，因此需要这类的地方补贴。目前山东电力现货市场是参照火电标准，给予电化学储能容量电价。

表 7：国内部分地区独立储能电站收益模式

区域	容量租赁	调峰	调峰容量市场	AGC调频	一次调频	现货套利	容量补偿
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，国开证券研究与发展部

在以上四种收益模式的基础上，多个省份大致探索出三大独立储能商业模式：

➤ **容量租赁+现货市场+容量补偿，代表省份：山东**

独立储能电站可自主选择参与电能量市场或调频市场，在电能量市场中“报量不报价”，在调频市场中与发电机组进行竞价。山东在国内率先试行独立储能进入电力现货市场，其中电力现货市场峰谷价差大，独立储能电站盈利空间越大。据测算，在山东商业模式下，100MW/200MWh独立储能电站每年有望获得现货套利收益约2000万元、共享租赁收益约3000万元、容量电价收益约600万元。在总投资约4.5亿元，融资成本4.65%的基础上，项目有望实现资本金收益率8%以上。

➤ **容量租赁+现货市场+一次调频，代表省份：山西**

山西现货交易市场已逐渐成熟，目前主攻辅助服务市场。预计将以“报量报价”方式参与，即放电量按日前市场分时节点电价结算，充电量按日前市场统一结算点电价结算，预计可获得0.5元/kWh左右的价差收益。同时，山西率先为独立式储能电站启动一次调频辅助服务。投运后将主要参与辅助服务市场，提供一次调频、调峰辅助服务，提高独立储能电站收益率。

➤ **容量租赁+调峰辅助服务，代表省份：宁夏**

2022年底，宁夏发文明确光伏需配建或租赁储能设施。从中标储能容量租赁招标项目来看，年度租金单价为320元/kW，处于较高水平。此外，调峰补偿0.8元/kWh，全年不少于300次，补偿力度较高。据统计，在2022年进入实施阶段的16.5GW/35GWh独立式储能项目中，宁夏项目超过2GW/4GWh，占比最高，成为国内最大的独立储能市场。

表 8：国内部分地区独立储能电站理想年度收益估算（万元）

	山东	山西	宁夏
容量租赁	3000	3000	3000
现货套利	2000	2000	
辅助服务		15000	4800
容量补偿	600		
合计	5600	20000	7800

资料来源：储能与电力市场，国开证券研究与发展部

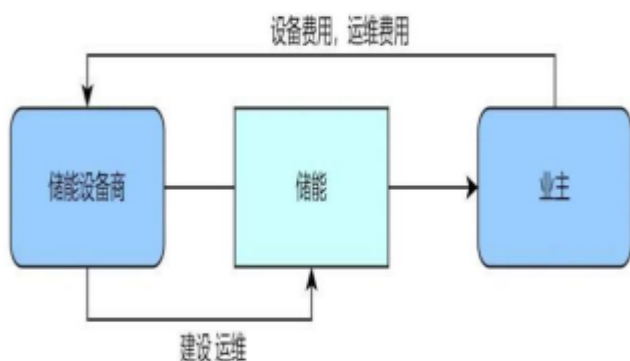
备注：100MW/200MWh 电站

4.2 工商业储能盈利能力提升，虚拟电厂提供灵活性

工商业储能系统一般比大储容量小，主要由电池、BMS、PCS、EMS组成，重点为本地提供电力。工商业储能的应用场景主要包括单独配置储能、光储一体和微电网，其中单独配置储能主要用于削峰填谷以节约用电费用，光储一体主要用于提高分布式光伏自发自用率。

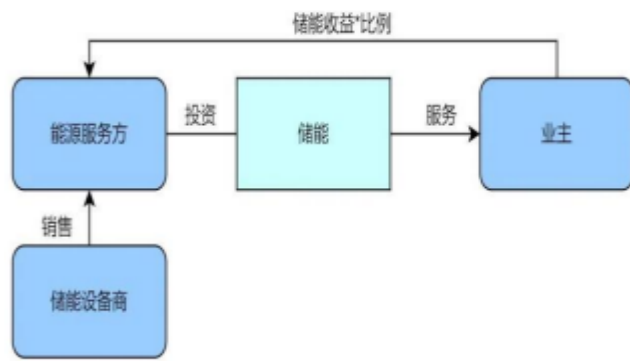
工商业储能运营模式主要分为业主自建和合同能源管理两种模式。业主自建：工商业用户自行安装储能并承担初始投资成本及每年设备维护成本；合同能源管理：能源服务企业协助用户安装储能并负责投资建设储能资产和后期运维，能源服务企业与用电企业分享储能收益，比例一般按照 90%:10%或 85%:15%来分配。此模式市面比较常见，从业主来看，只需提供场地并按服务效果付费，从投资方来说，具备一定资金及服务壁垒，同时存在资金压力、安全运行和收益波动等方面风险，因此能源服务方一般以对储能建设和运营经验较丰富的企业为主。

图 25：业主自建工商业储能模式



资料来源：EESA，国开证券研究与发展部

图 26：合同能源管理模式建工商业储能



资料来源：EESA，国开证券研究与发展部

工商业储能盈利模式主要有6种，包括：峰谷套利、能量时移、需量管理、备电需求以及未来的电力现货市场套利及电力辅助服务，目前工商业经济性主要来自峰谷价差套利。

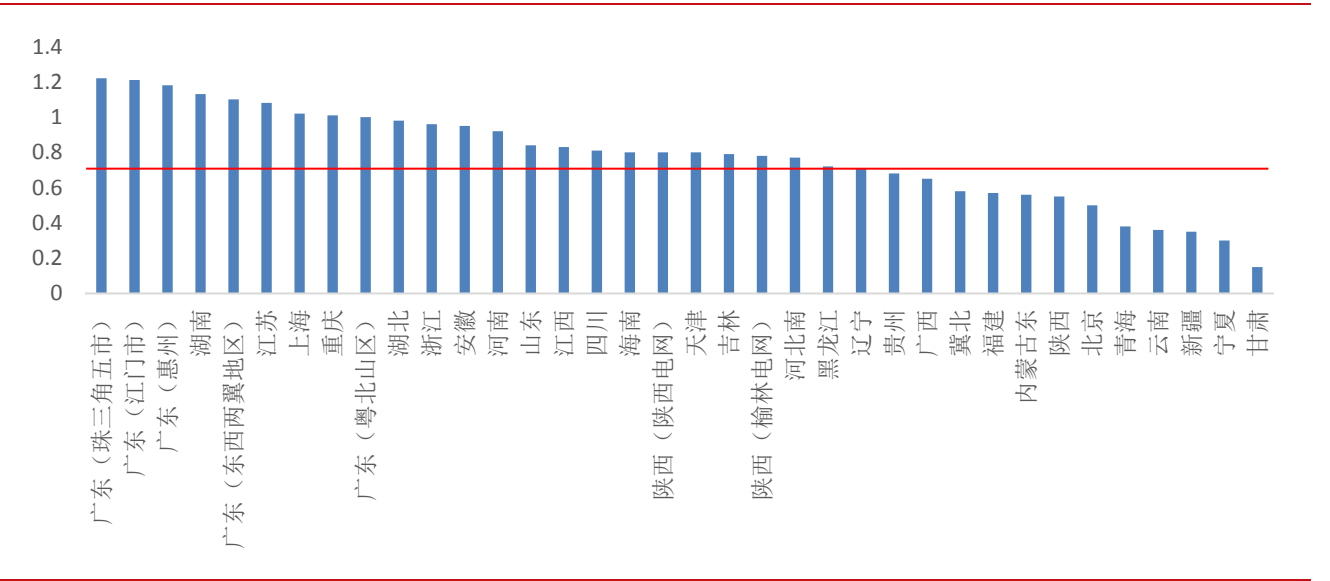
表 9：工商业储能盈利模式

盈利渠道	内容
峰谷套利	电价谷时从电网购电，电价峰时供给使用，从而减少企业电费支出。
能量时移	在光伏发电输出较大时，将多余电能储存到电池中，在光伏发电输出不足时，将电池中的电能释出，实现削峰填谷，最大化提升光伏发电的自发自用比例，降低用电成本。
需量管理	针对受电变压器容量在315千伏安及以上的大工业用电采用两部制电价，即电量电价和容量电价，容量电价可以选择按照变压器固定容量计算或者按照变压器最大需量计算。当用户变压器实时功率超出需量时，储能自动放电减少变压器出力，保障变压器功率不超限制，从而降低用户需量电费。
后备电源	主要在对电网连续性要求较高的场合应用，在电网停电时可以作为备用电源，可为工商业园区内的不断电负载提供后备电源保障。
电力现货交易	全国已实行一、二批试点，预计未来将在全国统一电力市场运行，相关政策已明确将引入储能等市场主体参与绿色电力交易。
电力辅助服务	辅助服务将成为电力市场交易品种的重要组成部分，工商业储能也可以通过在电力市场上提供辅助服务作为新的盈利渠道。

资料来源：能源电力说，国开证券研究与发展部

平均峰谷价差逐渐拉大，为工商业储能套利提供可能性。在“分时电价”和“电力市场化”双重政策推动下，江苏、浙江、广东等沿海发达地区受电价抬升、峰谷价差拉大的影响较大，2023年8月24个区域峰谷价差超过0.7元/kWh。受尖峰时段延迟的影响，大工业平均电价上行。由于“自发自用，余电上网”的光伏电价与大工业用电价格具有同步变动的特点，电价上调将对发电业务收益产生积极影响。

图 27：2023 年 8 月各地最大峰谷电价差（元/kWh）



资料来源：CNESA，国开证券研究与发展部

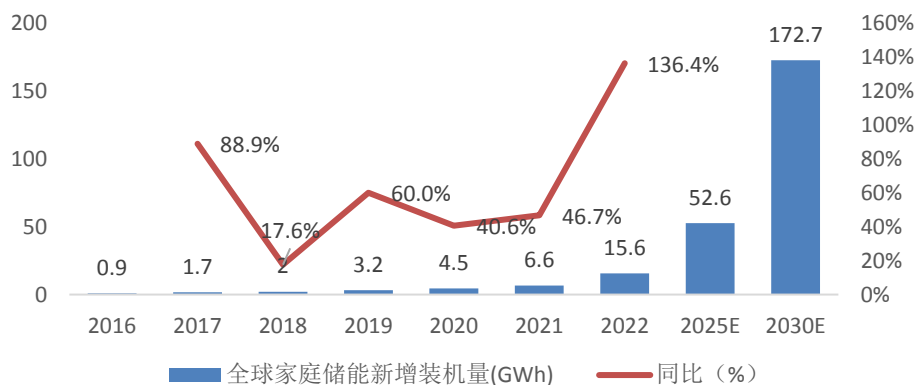
工商业储能开发商及商业模式多样。主要包括：1）**国家能源集团下属公司：**这类公司占市场主导地位，代表企业是南网储能，其商业模式为开发+共同持有，对应运营模式为合同能源管理，特点是客户资源丰富，主要聚焦大型储能项目；2）**分布式光伏开发商：**代表企业是芯能科技，其商业模式为设备出售+开发+共同持有，对应运营模式为合同能源管理，特点是推出工商业一体柜，开发独立储能；3）**电网设备商：**代表企业是科林电气，其商业模式为设备出售+开发+共同持有，对应运营模式为业主自建，特点是聚焦分布式“光储充”一体化项目。

“虚拟电厂+工商业储能”有望相互赋能，实现市场化与电力系统加速融合。虚拟电厂是利用通讯技术、云计算、人工智能等先进技术，把分布式发电、分布式储能设施、可控负荷等不同类型的分布式资源进行整合协同、开展优化控制和市场交易的技术、平台、载体。虚拟电厂和工商业储能在实际应用中相辅相成，一方面虚拟电厂为工商业储能增加了其他获利商业模式，如参与电力现货市场、提供辅助服务等，进而为工商业用户增加投资收益，未来受益模式可转变为零成本或者低成本充电套利；另一方面工商业储能增加了虚拟电厂灵活性、可控性、经济性和持续性，能协调电网与各种分布式能源之间的矛盾。未来，随着电力交易市场化的推进，虚拟电厂将向以现货交易为主要获利模式的交易型虚拟电厂转变，同时项目也将以聚合可控负荷为主向聚合多种分布式发电、储能资源的综合型项目发展。

4.3 欧洲户储去库将完成，产品逐步向一体机转变

全球户储增速翻倍，欧洲是最大市场。随着全球能源转型战略的持续推进，叠加各国政府对家庭储能的政策支持和补贴，全球户用储能需求高增。根据EVTank与伊维经济研究院数据，2022年全球家庭储能新增装机量达15.6GWh，同比增长136.4%。分地区来看，欧洲、美国、日本、澳大利亚新增户储装机规模合计约占6成，其中，欧洲是全球最大的家庭储能市场，由于欧洲对天然气依赖较强，俄乌冲突导致能源紧缺，叠加电价高企，2022年欧洲家庭储能新增装机量为5.68GWh，在全球市场占比高达36.4%，累计装机量超过10GWh。2023年全年欧洲户储处于去库阶段，年底欧洲库存水平将回归到合理规模。根据EVTank预测，2025年全球家庭储能新增装机量将达到52.6GWh，2030年新增装机量达到172.7GWh，全球家庭储能累计装机量将达748.9GWh。

图 28: 全球家庭储能新增装机及预测



资料来源: EVTank, 国开证券研究与发展部

竞争加剧, 中国储能产品对外出货量有望进一步提升。根据EVTank《中国家庭储能行业发展白皮书(2023年)》数据, 从家庭储能系统提供商来看, 2021年全球家储品牌出货量前三名分别为特斯拉、派能科技、华为, 其中特斯拉主要受益于美国家庭储能市场, 中国企业在户储市场上份额快速提高; 从家庭储能电池供应商来看, 2022年全球家庭储能电池出货量前四分别为宁德时代、鹏辉能源、派能科技和比亚迪四家中国企业。由于建站场地受限和峰谷价差较小等原因, 短中期内家庭储能在中国市场不具备经济性, 但长期来看, 由于中国企业在电池材料供应链和成本方面有显著优势, 中国储能产品对海外出货有望不断增长。

表 10: 2022 年全球家庭储能电池企业出货量排名

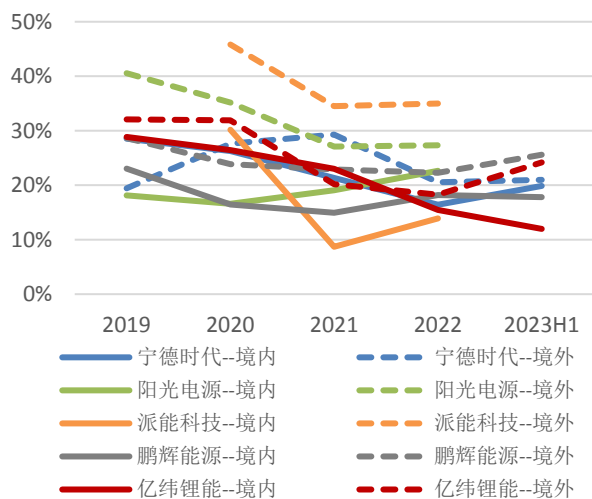
排序	公司	排序	公司
1	宁德时代	6	LGES
2	鹏辉能源	7	瑞浦兰均
3	派能科技	8	亿纬锂能
4	比亚迪	9	三星SDI
5	Panasonic	10	赣锋锂电

资料来源: EVTank, 国开证券研究与发展部

短期内储能产品毛利率境外仍将高于境内。近年, 储能厂商境外产品毛利率均高于境内水平, 但差值在逐步缩小, 2023H1各企业毛利率均趋向于20%上下, 主要原因是海外用户更看重品牌和安装经济性, 对价格敏感性较低, 随着行业竞争加剧, 预计后续境外产品毛利率仍将高于境内, 但差值将缩小。

储能产品逐步由分体式机向一体机转变。目前, 市场上大多数家用储能产品是分体式, 由电芯厂商和逆变器厂商分别向集成商或终端用户提供各自产品。近年来, 越来越多的逆变器厂商开始尝试自主集成并销售, 一方面, 一体机毛利更高, 有利于企业提升盈利能力, 另一方面, 一体机便于安装维修, 有利于消费者节约成本。

图 29：储能企业境内外毛利率对比



资料来源：Wind，国开证券研究与发展部

图 30：派能科技一体机示意图



资料来源：派能科技官网，国开证券研究与发展部

5、风险提示

政策推进不达预期，公司业绩不达预期，市场竞争加剧，原材料价格异常波动，储能技术更新迭代，海外市场波动，国内外二级市场系统性风险，国内外疫情超预期恶化风险，国内外经济复苏低于预期。

分析师简介承诺

梁晨，环保行业研究员，2011年毕业于英国圣安德鲁斯大学，硕士，2011年至今就职于国开证券股份有限公司。

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册登记为证券分析师，保证报告所采用的数据均来自合规公开渠道，分析逻辑基于作者的专业与职业理解。本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，研究结论不受任何第三方的授意或影响，特此承诺。

国开证券投资评级标准

■ 行业投资评级

强于大势：相对沪深300指数涨幅10%以上；

中性：相对沪深300指数涨幅介于-10%~10%之间；

弱于大势：相对沪深300指数跌幅10%以上。

■ 短期股票投资评级

强烈推荐：未来六个月内，相对沪深300指数涨幅20%以上；

推荐：未来六个月内，相对沪深300指数涨幅介于10%~20%之间；

中性：未来六个月内，相对沪深300指数涨幅介于-10%~10%之间；

回避：未来六个月内，相对沪深300指数跌幅10%以上。

■ 长期股票投资评级

A：未来三年内，相对于沪深300指数涨幅在20%以上；

B：未来三年内，相对于沪深300指数涨跌幅在20%以内；

C：未来三年内，相对于沪深300指数跌幅在20%以上。

免责声明

国开证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会核准，具有证券投资咨询业务资格。

本报告仅供国开证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

报告中的内容和意见仅供参考，并不构成对所述证券买卖的出价或询价。本报告所载信息均为个人观点，并不构成所涉及证券的个人投资建议，也未考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。本文中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的收入可能会波动。本公司及分析师均不会承担因使用报告而产生的任何法律责任。客户（投资者）必须自主决策并自行承担投资风险。

本报告版权仅为本公司所有，本公司对本报告保留一切权利，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式转发、翻版、复制、发表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“国开证券”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

国开证券研究与发展部

地址：北京市阜成门外大街29号国家开发银行8层