

储能市场旭日东升，技术类型百花齐放

——2024 年储能策略报告

报告要点：

● 政策支持力度加大，储能装机量提升，行业需求空间广阔

“双碳”目标的达成具有政策强制性，在政策的催化下多个产业持续受益；储能是能源系统的枢纽，在风电光伏需求以及政策推动下，市场需求持续增长；国务院印发《2030 年前碳达峰行动方案》提出到 2025 年新型储能装机容量达到 30GW 以上。

● 新型储能：削峰填谷，助力电网安全平稳运行

新型储能是除抽水蓄能以外的新型蓄能方式，包含锂离子电池、压缩空气及液流电池等多种储能方式，技术类型多样，满足市场多元化需求；与抽水蓄能相比，新型储能建设周期短、选址简单灵活、调节能力强，与新能源开发消纳的匹配性较好，优势逐渐凸显；储能技术可以起到削峰填谷的作用，不仅能够稳定电网，还能够将富余的能量存储起来，在需求量高时再释放出来，从而提高能源的利用率。

● 电化学储能：技术路线多点开花，商业化进展加快

锂电池：虽然储能电芯和动力电芯所追求的工艺和产品目标有所不同，但在材料体系，生产设备等相一致；锂电池经过几十年发展，技术成熟度高，产业链配套完善，市场规模化效应明显。同时，磷酸铁锂电池循环寿命长，成本较低，安全性高，满足不同应用场景下的储能需求，占据主流。**钠电池：**基本原理与锂电一致，产线共用，钠资源储藏丰富，成本低廉，因此钠电池理论成本较低；目前处于商业化初期，随着性能的优化升级以及产业链成熟，有望迎来快速发展。**钒电池：**电解液是水溶液，安全性高；循环寿命优异，功率和容量分开，适合大规模长时间储能，有望充分受益储能的发展。

● 机械储能：安全环保寿命长，受益于大功率长周期储能发展

重力储能：安全环保，经济性好，可建设可扩展灵活性强，商业化进程有望加速推进。**压缩空气储能：**适用于大功率及长周期储能，可长时间供电并作为清洁能源系统能量中枢多能联储多能联供，有望随着效率提升及成本下降，加速商业化进程。

投资关注

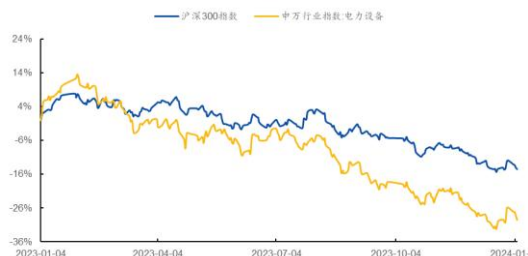
积极关注储能产业链上下游优质公司。**储能电池环节：**建议关注宁德时代、亿纬锂能等；储能变流器环节建议关注阳光电源、德业股份等；电池管理系统、能量管理系统与系统集成环节建议关注四方股份、许继电气等；**钠电池产业链：**建议关注传艺科技，维科技术等；**钒电池产业链：**建议关注钒钛股份，东岳集团，融科储能（拟上市）；**压缩空气储能标：**建议关注中国能建，陕鼓动力等；**重力储能：**建议关注中国天楹等。

风险提示

储能市场政策支持力度不及预期的风险；技术路线多样性或发展不及预期的风险；锂电储能竞争加剧风险；钠电池及钒电池降本及产业化进度不及预期的风险；重力储能和压缩空气储能降本及商业化进度不及预期的风险。

推荐|维持

过去一年市场行情



资料来源：Wind

相关研究报告

《国元证券行业研究-储能行业深度报告：政策需求双轮驱动，新型储能未来可期》2023.03.24

报告作者

分析师 龚斯闻
执业证书编号 S0020522110002
电话 021-51097188
邮箱 gongsiwen@gyzq.com.cn

附表：重点公司盈利预测

公司代码	公司名称	投资评级	昨收盘 (元)	总市值 (百万元)	EPS			PE		
					2022A	2023E	2024E	2022A	2023E	2024E
300014.SZ	亿纬锂能	-	39.78	81380	1.72	2.29	3.28	51	17	12
002866.SZ	传艺科技	买入	19.06	5518	0.40	0.56	0.98	50	36	20
000629.SZ	钒钛股份	-	3.17	29470	0.16	0.13	0.18	30	24	18
000035.SZ	中国天楹	-	4.53	11430	0.05	0.24	0.35	104	19	13

资料来源：ifind，国元证券研究所

注：亿纬锂能、钒钛股份、中国天楹的盈利预测来自 ifind 一致预期，数据更新至（2023/12/26）

目 录

1.新型储能：商业化初期，政策支撑，未来大有可为	5
1.1 储能：碳中和背景下，新型储能是大势所趋	5
1.2 国家政策：密集出台，明确新型储能独立市场主体地位	5
1.3 地方政策：财政补贴&强制配储，助推行业快速发展	8
1.4 新型储能：其势已成，其兴可待	11
2.新型储能：削峰填谷，助力电网安全平稳运行	12
3.锂电产业链成熟度高，钠、钒电池商业化拐点将至	14
3.1 锂电：动力储能共用，产业链成熟度高	14
3.2 钠电：材料成本优势明显，商业化进程加速	16
3.3 钒电：长寿命高安全，储能新秀迎来商业化曙光	19
4.机械储能：安全环保经济效益高，商业化初步落地	22
4.1 重力储能：安全性高、经济性好、可建设性强	22
4.2 压缩空气储能：大功率、长周期、可多能联储	26
5.投资主线及相关标的	29
6.风险提示	31

图表目录

图 1：中国新型储能市场累计装机规模	5
图 2：中国新型储能市场发展阶段	5
图 3：多省市“十四五”规划装机目标	11
图 4：中国新型储能累计投运预测（保守场景）	11
图 5：中国新型储能累计投运预测（乐观场景）	11
图 6：储能可以实现削峰填谷	12
图 7：含储能的电力系统	12
图 8：储能技术种类多样	13
图 9：我国电力储能项目累计装机分布（2000-2022）	13
图 10：2022 年全球新增电力储能项目技术分布（MW%）	13
图 11：磷酸铁锂晶体结构	14
图 12：方形铝壳封装结构	14
图 13：宁德时代零衰减电池在晋江储能电站成功应用	15
图 14：亿纬锂能发布 LF560K 储能产品	15
图 15：锂电储能产业链	16
图 16：储能技术全球市场储能电池出货量提供商排行榜	16
图 17：储能系统国内市场出货量排行榜	16
图 18：钠离子电池材料成本优势明显	17
图 19：液流电池基本原理	19
图 20：不同储能时长全钒液流电池储能系统的价格	20

图 21: 储能时长为 4h 和 10h 的钒电生命周期成本估算	20
图 22: 钒电池未来装机量快速增长	21
图 23: 压缩空气储能系统基本原理示意图	26
图 24: 中国压缩空气储能产业链	27
图 25: 国内压缩空气储能项目效率提升趋势	29
图 26: 国内压缩空气储能项目的单位建设成本下降趋势 (单位: 元/kW) ...	29
图 27: 压缩空气储能装机量预测 (GW)	29
图 28: 压缩空气储能装机量预测占比 (%)	29
表 1: 国家重要储能政策汇总	6
表 2: 部分省市储能补贴政策	8
表 3: 全国部分省份强制配储政策	9
表 4: 抽水蓄能与电池储能技术路线对比	14
表 5: 钠离子电池正极材料性能对比	17
表 6: 钠电产业化进展	18
表 7: 中核汇能 1Gwh 全钒液流电池招标公示	20
表 8: 钒电池产业链	21
表 9: 三种储能技术对比	23
表 10: 多种新型重力储能相关参数对比	23
表 11: 中国天楹重力储能项目进展	24
表 12: 重力储能企业加盟	25
表 13: 压缩空气储能产业链企业	27
表 14: 中国能建压缩空气储能项目	28
表 15: 储能产业链主要标的业绩情况梳理	30

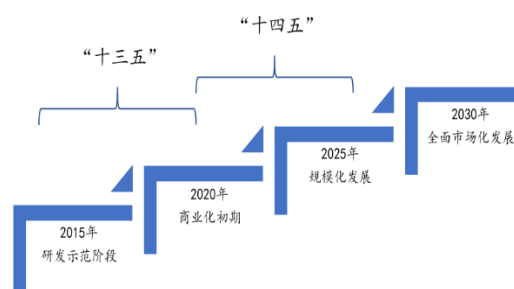
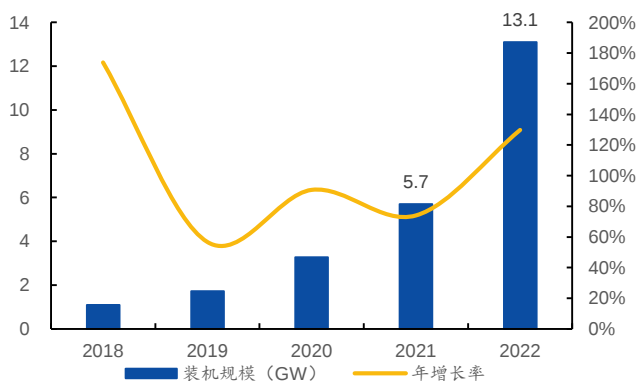
1. 新型储能：商业化初期，政策支持，未来大有可为

1.1 储能：碳中和背景下，新型储能是大势所趋

全球能源革命趋势之下，储能市场方兴未艾，新型储能势在必行。碳中和背景下，推动能源革命、构建以新能源为主体的新型电力系统成为全球共识，储能作为协调互动源网荷储、实现电力供需动态平衡的刚需，成为核心环节。其中，新型储能响应快、配置灵活、建设周期短，有效规避了传统抽水蓄能的地理限制，提高电力系统的灵活性，为实现碳达峰、碳中和目标提供了重要支撑，成为储能产业升级转型的必由之路。经历“十三五”孕育，“十四五”时期我国新型储能市场有望迈上新台阶。2022 年是我国新型储能从商业化初期向规模化发展的第二年，根据 CNESA 全球储能项目库的统计，截至 2022 年底，我国已投运电力储能项目累计装机规模 59.8GW，占全球市场总规模的 25%，同比增长 38%；其中，市场增量主要来自新型储能，累计装机规模达 13.1GW，同比增长 128%，增长动力强劲。借“双碳”战略的东风，国家及地方政府密集出台多项政策，助推储能市场发展的规模化和全面化。

图 1：中国新型储能市场累计装机规模

图 2：中国新型储能市场发展阶段



资料来源：CNESA，国元证券研究所

资料来源：智研咨询，国元证券研究所

1.2 国家政策：密集出台，明确新型储能独立市场主体地位

多项鼓励政策，助推新型储能行业发展热潮。自国家能源局《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》明确发展我国储能技术与产业的重大意义、总体要求、重点任务和保障措施起，五年间国家发改委、国家能源局、科技部、中电联等部门相继出台多项政策，引领推动新型储能发展。2023 年 4 月，国家能源局发布《关于加强新型电力系统稳定工作的指导意见（征求意见稿）》，提出新型电力系统稳定发展 27 条，提出按需建设储能，有序建设抽水蓄能，积极推进新型储能建设；多元化储能科学配置，充分发挥电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能、氢储能、热（冷）储能等各类新型储能的优势，探索储能融合发展新场景，提升电力系统安全保障水平和系统综合效率。到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展，明确了新型储能十年内发展目标，并确立其在推动能源领域碳达峰、碳中和过程中的重要地位。22 年以来，国家储能政策密集出台，力度不断加大，细节不断完善，进一步推动新型储能参与电力市场和调度

运用，对不同种类新型储能上的技术标准体系、投产规模、运行机制等多方面内容做出了更为明确的指导。

表 1：国家重要储能政策汇总

时间	政策名称	发布机构	主要内容
2017.9	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》	国家能源局	明确促进我国储能技术与产业发展的重要意义、总体要求、重点任务和保障措施。
2019.7	《2019-2020 年储能行动计划》	国家能源局、国家发改委等	涵盖电化学、抽水储能、物理储能、新能源汽车动力电池储能等多项技术规划和应用场景。
2021.3	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	国家发改委	优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，探索构建源网荷储深度融合的新型电力系统发展路径，主要包括区域（省）级、市（县）级、园区（居民区）级“源网荷储一体化”等具体模式。
2021.7	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	国家发改委、国家能源局	2025 年，新型储能从商业化初期向规模化发展转变，装机规模达 30GW 以上。2030 年，新型储能全面市场化发展，新型储能装机规模基本满足新型电力系统相应需求。
2021.8	《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》	国家发改委、国家能源局	明确了在电网企业承担消纳主体责任的基础上，企业自建或购买调峰能力增加并网规模的具体方式。
2022.2	《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》	国家发改委、国家能源局	引导储能、分布式能源、新能源汽车、虚拟电厂、能源综合体等新型市场主体，以及增量配电网、微电网内的市场主体参与现货市场，充分激发和释放用户侧灵活调节能力。
2022.4	《完善储能成本补偿机制助力构建以新能源为主体的新型电力系统》	国家发改委	为目前储能成本补偿相关工作提出了具体方向，提出研究确立各类储能在构建新型电力系统中的功能定位和作用价值、加快制定成本疏导机制以及强化经济性比较研究。
2022.5	《“十四五”可再生能源发展规划》	国家发改委、国家能源局等	推动其他新型储能规模化应用。明确新型储能独立市场主体地位，完善储能参与各类电力市场的交易机制和技术标准，发挥储能调峰调频、应急备用、容量支撑等多元功能，促进储能在电源侧、电网侧和用户侧多场景应用。创新储能发展商业模式，明确储能价格形成机制，鼓励储能为可再生能源发电和电力用户提供各类服务。创新协同运行模式，有序推动储能与可再生能源协同发展，提升可再生能源消纳利用水平。
2022.6	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	国家发改委、国家能源局等	新型储能可作为独立储能参与电力市场，鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场，加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰，充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务，优化储能调度运行机制等。
2022.7	《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》	国家能源局	2030 年抽水蓄能投产总规模 1.2 亿千瓦左右；规划布局重点实施项目 340 个，总装机容量约 4.2 亿千瓦；并储备了 247 个项目，总装机容量约 3.1 亿千瓦。
2022.8	《科技支撑碳达峰碳中和实施方案（2022-2030 年）》	国家发改委、科技部等	研发压缩空气储能、飞轮储能、液态和固态锂离子电池储能、钠离子电池储能、液流电池储能等高效储能技术；研发梯级电站大型储能等新型储能应用技术以及相关储能安全技术。

2023.1	《新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）》	国家能源局	《蓝皮书》结合新型能源体系建设要求和“双碳”发展战略研判电力系统发展趋势，分析现有电力系统面临的主要挑战和问题，全面阐述新型电力系统发展理念、内涵特征，研判新型电力系统的发展阶段及显著特点，提出建设新型电力系统的总体架构和重点任务。
2023.2	《新型储能标准体系建设指南》	国家标准化管理委员会、国家能源局	文件提出，2023 年制修订 100 项以上新型储能重点标准，到 2025 年，在电化学储能、压缩空气储能、可逆燃料电池储能、超级电容储能、飞轮储能、超导储能等领域形成较为完善的系列标。
2023.3	《关于进一步做好抽水蓄能规划建设有关事项的通知》	国家能源局	为适应抽水蓄能快速跃升发展需要，组织行业协会、研究机构及重点企业等加强行业监测评估，对抽水蓄能投资、设计、施工、设备制造、运行、管理等产业链各环节进行监测和能力评估，针对开发建设规模、时序不协同和产业链薄弱环节，研究应对措施，加快各方面能力提升，更好支撑行业加快发展。
2023.4	《关于加强新型电力系统稳定工作的指导意见（征求意见稿）》	国家能源局	提出新型电力系统稳定发展 27 条，其中提出：科学安排储能建设。按需建设储能，有序建设抽水蓄能，积极推进新型储能建设；多元化储能科学配置，充分发挥电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能、氢储能、热（冷）储能等各类新型储能的优势，探索储能融合发展新场景，提升电力系统安全保障水平和系统综合效率。
2023.6	《新型储能试点示范工作规则》	国家能源局	以推动新型储能多元化、产业化发展为目标，组织遴选一批典型应用场景下，在安全性、经济性等方面具有竞争潜力的各类新型储能技术示范项目。
2023.9	《电力现货市场基本规则（试行）》	国家能源局	按照“统一市场、协同运行”的框架，构建省间、省（区、市）/区域现货市场，建立健全日前、日内、实时市场。稳妥有序推动新能源参与电力市场，设计适应新能源特性的市场机制，与新能源保障性政策做好衔接；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。
2023.10	《开展新能源及抽水蓄能开发领域不当市场干预行为专项整治工作方案》	国家能源局	聚焦 2023 年 1 月 1 日以来各地方组织实施的风电、光伏和抽水蓄能开发项目，核查项目在签订开发意向协议、编制项目投资市场化配置方案、组织实施市场化配置项目开发过程、项目开发建设全过程中是否存在不当市场干预行为。
2023.11	《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》	国家发展改革委办公厅、国家能源局	鼓励新型主体参与电力市场。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。为保证系统安全可靠，参考市场同类主体标准进行运行管理考核。

资料来源：国家能源局，发改委，国元证券研究所

1.3 地方政策：财政补贴&强制配储，助推行业快速发展

为支持新型储能“削峰填谷”顺利落实，各地方政府相继出台不同标准的储能补贴政策。2023年9月18日，国家能源局华中监管局发布《华中区域电力辅助服务管理实施细则》和《华中区域电力并网运行管理实施细则》，要求装机容量4MW以上的独立储能、配建储能（与其他类型电源联合的储能）可作为市场主体，参与电力辅助服务。文件还明确了储能的补偿标准的有偿辅助服务主要有：有偿一次调频、有偿调峰、有偿无功调节。其中，有偿调峰的补偿标准为300元/兆瓦时（0.3元/千瓦时）。地方补贴政策的实施，有利于降低用电成本、提升储能电站的收益率，提高行业投资积极性，助推储能市场的可持续发展。

表 2：部分省市储能补贴政策

省份	发布单位	发布时间	文件名称	储能补贴标准	最高额度 (万元)
广东	深圳福田区发展和改革委员会	2022/6/16	《深圳市福田区支持战略性新兴产业和未来产业集群发展若干措施》	放电量 0.5 元/kWh	200
山西	太原市政府	2022/6/29	关于印发太原市招行引资若干措施的通知		500
重庆	铜梁区经济和信息化委员会	2022/7/23	《关于开展 2022 年铜梁区光储一体化示范项目申报工作的通知（征求意见稿）》	一次性 1.3 元/Wh	
江苏	苏州工业园区	2022/8/1	关于征集 2022 年苏州工业园区光伏和储能项目（第一批）的通知	放电量 0.3 元/kWh	
江苏	无锡高新区（新吴区）工信局	2022/8/10	关于无锡高新区（新吴区）关于节能降碳绿色发展的政策意见	装机容量 0.1 元/W	50
浙江	温州龙港市人民政府	2022/10/14	关于进一步推进制造业高质量发展的若干政策	放电量 0.8 元/kWh	
安徽	合肥市经济和信息化局	2022/10/18	合肥市进一步促进光伏产业高质量发展若干政策实施细则	放电量 0.3 元/kWh	300
广东	深圳市发改委	2022/10/28	《深圳市关于促进绿色低碳产业高质量发展的若干措施（征求意见稿）》	放电量 0.2 元/kWh	300
湖南	长沙市人民政府	2022/11/7	长沙市人民政府办公厅关于支持先进储能材料产业做大做强实施意见	放电量 0.3 元/kWh	300
浙江	义乌发展和改革委员会	2023/1/5	《推动源网荷储协调发展和加快区域光伏产业发展的实施细则》	放电量 0.25 元/kWh	500
天津	滨海新区人民政府	2023/1/8	《天津滨海高新区促进新能源产业高质量发展办法》	0.5 元/kWh	100
重庆	重庆两江新区管理委员会	2023/1/16	《重庆两江新区支持新型储能发展专项政策》	200 元/kWh	500
广东	深圳市发展和改革委员会	2023/1/19	《深圳市发展和改革委员会关于发布 2023 年战略性新兴产业专项资金项目电报指南（第批）的通知》	放电量 0.5 元/kWh	同一项目不超过 200
浙江	萧山区政府	2023/3/3	《杭州市萧山区电力保供三年行动方案（2022-2024）》	300 元/kW	
浙江	诸暨市人民政府	2023/5/5	《诸暨市整市推进分布式光伏规模化开发工作方案》	一次性 200 元/kWh	100
浙江	瓯海区人民政府	2023/6/19	《关于构建“1+5+16”产业政策体系推动经济高质量发展	发电 0.1 元/kWh 放电	

			展的意见》	量 0.8 元/KWh	
广东	广州市黄浦区工业和信息 化局	2023/8/9	《广州开发区（黄埔区）促进新型储能产业高质量发 展的若干措施》	放电补贴为 0.2 元/kWh,	300
河南、湖 北、湖南、 江西、四 川、重庆	国家能源局华中监管局	2023/9/18	《华中区域电力辅助服务管理实施细则》和《华中区 域电力并网运行管理实施细则》	0.3 元/kWh	
广东	广东珠海市工信局官网	2023/9/25	《珠海市促进新型储能产业高质量发展的若干措施 （征求意见稿）》	0.3 元/kWh	300
浙江	余姚市发展和改革局	2023/10/12	《关于推动产业高质量发展的若干政策意见》发改相 关政策的实施细则	设备功率在 400 千瓦及以 上的:功率 0.15 元/瓦, 功 率 2 万千瓦及以上的:一次 性 50 万元	设备功率在 400 千瓦及 以上的:15
四川	四川能源监管办	2023/11/7	《四川省电力辅助服务管理实施细则（征求意见 稿）》	300 元/MWh	

资料来源：各政府官网，北极星储能网，索比储能网，国元证券研究所

除补贴政策外，多省市实施强制配储。为促进新能源配置储能、减小新能源项目对电网消纳能力的冲击，在中央政策的指导下，各地有关部门因地制宜推出强制配储政策文件，促进新能源配置储能。相关文件对储能配置比例和充电小时数提出了一定要求，对新能源项目配置储能从“鼓励”到“要求”配置，为国内储能市场打开增量空间。当前，全国已超 24 省区公布配储政策，大部分省份配储比例在 8%~30%之间，配置时长 1~2 小时为主，最高可到 4 小时。

表 3：全国部分省份强制配储政策

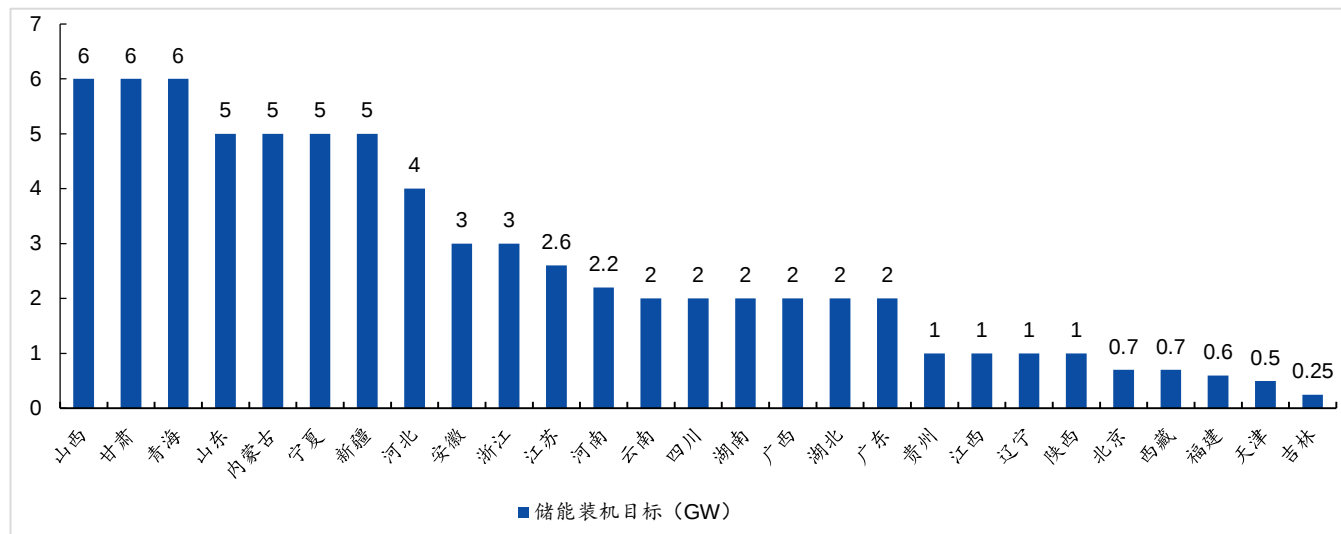
省份	强制配储份额	主要内容	省份	强制配储份额	主要内容
西藏	20%，4h	保障性并网项目由自治区能源主管部门会同电网企业，结合各地（市）新能源消纳空间及并网条件等因素，按照不低于全区上一年度最大电力负荷增量的 25%安排新增项目，配置储能规模不低于项目装机容量的 20%，储能时长不低于 4 小时	广东肇庆	10%	鼓励各县（市、区）、功能区结合实际出台光伏项目及配套储能的补贴扶持政策；鼓励各地引导光伏企业按照不少于装机容量 10%的能力配备储能装置
四川	不低于 10%，2h	2025 年电力装机规模达到 16560 万千瓦，规划建设“新能源+储能”设施，对新增风电、光伏发电项目原则上按不低于装机容量 10%，储能时长 2 小时以上，配置新型储能设施作为电源顶峰提供备份	广东珠海	10%，2h	到 2025 年，全市光伏发电新增装机规模约 370 万千瓦，珠海市集中式光伏电站应按照“不低于项目装机量的 10%、充放电时长 2 小时”进行储能装置配置
内蒙古	15%，2h	2025 年建成并网新型储能规模达到 500 万千瓦，新建保障性配储不低于 15%、2 小时，市场化配储不低于 15%、4 小时	山东枣庄	15%~30% 2~4h	《枣庄市分布式光伏建设规范（试行）》提出，按光伏装机 15%~30%、2~4h，目前为止最高配储要求

陕西	10%~20%, 2h	陕北、关中地区和延安市按照 10%配储, 榆林市按照 20%配储	江西	10%, 1h	2021 新增光伏竞价项目, 需配储 10%、1h
河南	10%~20%	I 类区配 10%、2h 储能、II 类区 15%、2h 储能 III 类区 20%、2h 储能	福建	10%	2021 年 30 万千瓦集中光伏试点项目, 储能 10%
山东	10%, 2h	规模 50 万千瓦, 风电、光伏配 10%、2h 储能	天津	10%~20%	单体超过 50MW 项目, 光伏配储 10%、风电储能 20%
甘肃	5%~20%	600 万千瓦存量新能源项目 河西 5 市配置 10%~20%、2h 储能 其他地区配置 5%~10%、2h 配套储能设施	杭州临安	10%~15%	十四五 550MW 光伏装机配储 10%~15%
海南	10%	每个申报项目规模不得超过 10 万千瓦 需配套建设 10%的储能装置	甘肃华亭	5%, 2h	十四五 5 万千瓦集中式光伏发电项目, 最低配套 5%、2h 储能设施
新疆	10%	2021 年新增 20 万千瓦光伏项目, 需配 10%储能	江苏	8%~10%, 2h	长江以南 8%、长江以北 8%
贵州	10%	2021 年新增光伏项目, 在消纳受限区域需配 10%储能	浙江义乌	10%, 2h	光伏配储 10%以上, 可自建或采用共享储能模式
青海	10%, 2h	新增水电与新能源、储能容量配比达到 1:2:0.2	山东	10%, 2h	普通项目 10%, 市场化并网项目 10%、2h
山西	5%~10%	山西大同新增新能源项目需配 5%储能 大同、朔州、忻州、阳泉四市 240 风电光伏项目 配置 10%的储能	湖南	5%~10%, 2h	光伏 5%、2h, 风电 10%、2h
宁夏	10%, 2h	新能源示范项目需配 10%、2h 储能	广西	15%~20%, 2h	光伏 15%、2h, 风电 20%、2h
辽宁	10%~15%	2022 年 80 万千瓦光伏示范项目, 配 10%储能, 新增风电配 10%, 风电增补方案配 15%、4h	河北	10%~20%, 3h	南网风光 10%、3h, 北网风光 20%、3h

资料来源: 各政府官网, 西部碳中和新能源联盟, 北极星太阳能光伏网, 国元证券研究所

“十四五”时期, 地方超额规划装机目标, 抢抓新型储能规模化契机。十四五是储能由商业化初期向规模化发展转变的关键阶段; 青海、内蒙古、甘肃、广东、湖北、浙江、北京等 27 省市规划了“十四五”期间新型储能装机目标, 到 2025 年新型储能装机目标达到 71.55GW。其中青海、甘肃、山西储能规模最大, 2025 年新型储能预计装机 6GW。新型储能装机目标的确立, 有利于调动各方投资积极性, 促进稳投资稳增长, 更好稳定市场预期、增强发展后劲。

图 3：多省市“十四五”规划装机目标



注：西藏明确“十四五”时期新增新型储能规模 1.52GWH，按照 2 小时系统折算为 0.7GW。

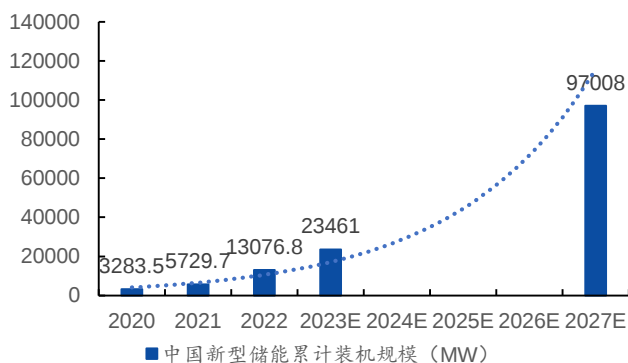
资料来源：各政府官网、CNESA、国元证券研究所

1.4 新型储能：其势已成，其兴可待

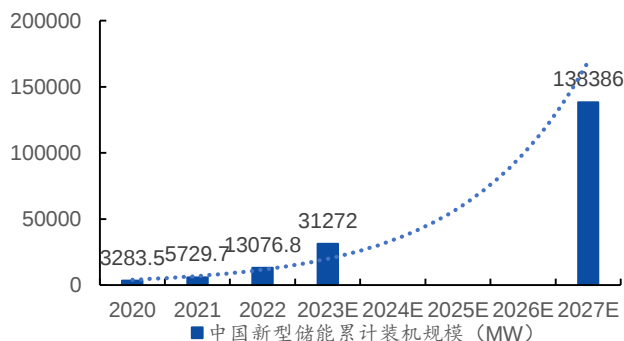
储能市场迈向规模化，未来大有可为。未来 5 年，“新能源+储能”是新型储能的主要应用场景，政策推动是主要增长动力；根据中关村储能产业技术联盟(CNESA)对我国新型储能未来 5 年市场规模的预测，若政策执行、成本下降、技术改进等因素未达预期的保守情景下：预计 2027 年新型储能累计规模将达到 97.0GW，2023-2027 年复合年均增长率（CAGR）为 49.3%，市场将呈现稳步、快速增长的趋势。市场将呈现稳步、快速增长的趋势。乐观情景：随着电力市场的逐渐完善，储能供应链配套、商业模式的日臻成熟，新型储能凭借建设周期短、环境影响小、选址要求低等优势，在竞争中脱颖而出。预计 2027 年新型储能累计规模将达到 138.4GW，2023-2027 年复合年均增长率（CAGR）为 60.3%。

图 4：中国新型储能累计投运预测（保守场景）

图 5：中国新型储能累计投运预测（乐观场景）



资料来源：CNESA，国元证券研究所



资料来源：CNESA，国元证券研究所

2.新型储能：削峰填谷，助力电网安全平稳运行

储能是解决新能源电网系统问题的关键。风电+光伏发电具有波动性、间歇性、随机性等特点，发出的电稳定性差，新能源发电占比的提升将严重冲击电网的稳定性。外加地理因素影响，风光发电一般在西北地区，当地人口较少，工业规模小，消纳能力有限，导致弃光弃电现象严重。同时，电网用户侧一天内对电网电量需求量波动较大，影响电网稳定性。储能技术可以将白天多余的光伏发电存储到蓄电池中，更大限度地利用光伏发电并降低电费，同时，在非高峰时段存储电力，将能源转移到高峰时间使用，避免扩充变压器容量，提供高度可变负载的峰值，保证电网平稳运行。

图 6：储能可以实现削峰填谷

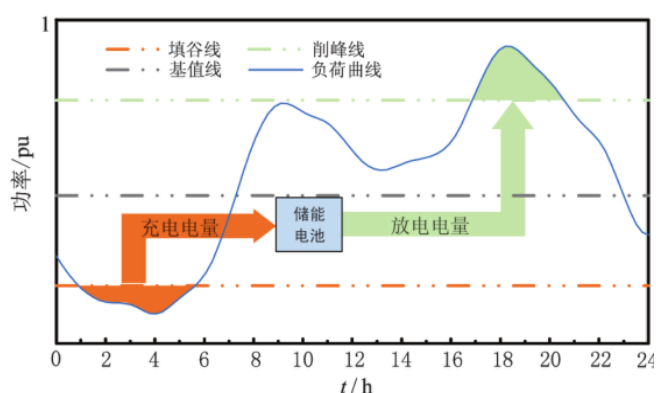
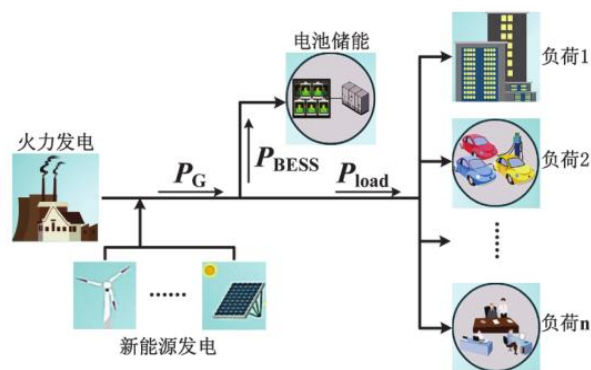


图 7：含储能的电力系统

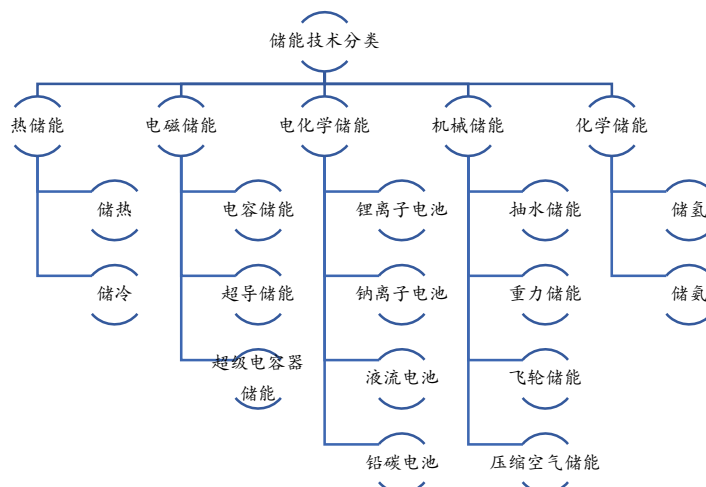


资料来源：东北电力大学学报《基于改进变功率控制的储能削峰填谷策略设计》，国元证券研究所

资料来源：东北电力大学学报《基于改进变功率控制的储能削峰填谷策略设计》，国元证券研究所

新型储能技术种类多样，满足市场多元化需求。新型储能是指除抽水蓄能以外的新型储能技术，包括锂离子电池、液流电池、飞轮、压缩空气、氢（氨）储能、热（冷）储能等。与抽水蓄能相比，新型储能技术项目建设周期短、选址简单灵活、调节能力强，与新能源开发消纳的匹配性较好，优势逐渐凸显。新型储能种类多样，特点迥异，如飞轮储能是指利用电动机带动飞轮高速旋转，在需要的时候再用飞轮带动发电机发电的储能方式，技术特点是高功率密度、长寿命，适用于短时储能；压缩空气储能一种可以大功率，长时运行的物理储能技术，常用于长时储能系统。新型储能技术的规模化发展将从备用型（离网黑启动）和功率型（平滑功率波动，调频）应用逐步扩展至能量型（1 小时左右的临时顶峰输出）和容量型（4 小时以上的削峰填谷）的应用，满足储能市场多元化的需求。

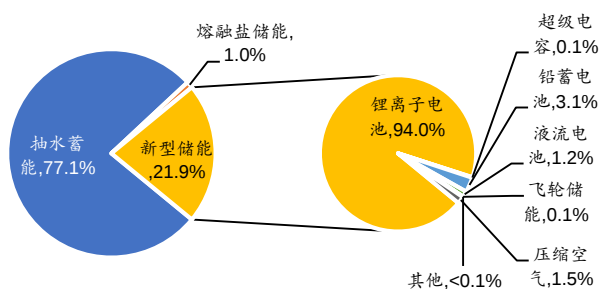
图 8：储能技术种类多样



资料来源：前瞻产业研究院，国元证券研究所

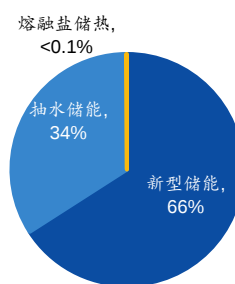
抽水蓄能占据绝对份额，新型储能锂电占据主流。根据 CNESA 全球储能项目库的不完全统计，截至 2022 年底，我国已投运电力储能项目累计装机规模 59.8GW，其中，抽水蓄能的累计装机规模最大为 46.1GW，占比 77.1%；新型储能占比 21.9%，新型储能中液流电池市场份额 1.2%，压缩空气市场份额 1.5%，锂离子电池市场份额高达 94.0%，占据绝对主流。2022 年，全球储能市场继续高速增长，新增投运电力储能项目装机规模 30.7GW，同比增长 98%，新型储能占比近 2/3，新增投运规模首次突破 20GW，达到 20.4GW，是 2021 年同期的 2 倍。

图 9：我国电力储能项目累计装机分布（2000-2022）



资料来源：CNESA，国元证券研究所

图 10：2022 年全球新增电力储能项目技术分布（MW%）



资料来源：CNESA，国元证券研究所

与抽水蓄能相比，电化学储能灵活调节能力强。抽水蓄能电站是通过水轮机带动发电机转动发出电能，通过变压器接入电网。因此其调节速度与常规的水电机组一致，不具备快速调节能力。电化学储能技术主要是通过蓄电池或超级电容技术实现电能与化学能的转化，综合能量效率可以达到 85%~90%，主要包括锂离子电池、钠离子电池、液流电池等。它不仅有较快的反应速度和灵活的调节能力，而且能量密度

高可以存储较大容量的电能；同时具有环境适应性强、能够小型分散配置以及建设周期短等技术优势，能够较好地平抑分布式电源的功率波动，促进系统消纳。

表 4：抽水蓄能与电池储能技术路线对比

	储能类型	容量/MW	效率	启动时间	放电时间	优点	缺点
机械储能	抽水蓄能	100-3000	50-85%	5-10min	几十小时	技术成熟，规模大，成本低	效率低，地理条件要求苛刻
	压缩空气	10-300	40-50%	5-10min	1-20 小时	占地小，成本低	效率低，响应慢
	飞轮储能	0.005-10	70-80%	1s	几秒-20 分钟	效率高，成本低，寿命长	成本高，自放电效率高
电化学储能	铅酸电池	0.001-50	60-70%	10-20s	1-20 小时	成本低，可靠性好	寿命的，污染严重
	液流电池	0.1-100	65-75%	<1s	1-20 小时	安全性好，寿命长	成本高，效率低
	锂离子电池	0.001-50	70-80%	10-20s	1-10 小时	能量密度高，自放电小，污染小	成本高，循环寿命待提升

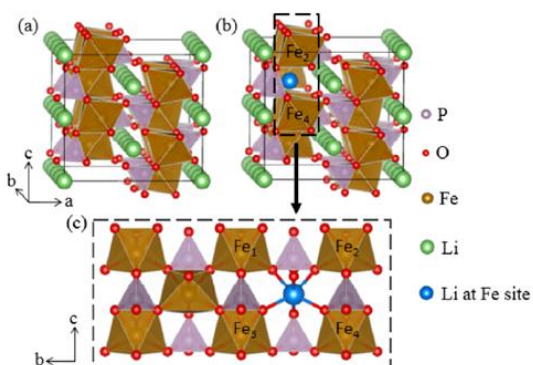
资料来源：孟庆施博士论文《钠离子电池负极无定型碳研究》，国元证券研究所

3.锂电产业链成熟度高，钠、钒电池商业化拐点将至

3.1 锂电：动力储能共用，产业链成熟度高

动力电池的规模化发展为其在储能领域夯实根基；2022 年 6 月 29 日，国家能源局综合司发布的《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2022 年版）（征求意见稿）》中提到：中大型电化学储能电站不得选用三元锂电池、钠硫电池，不宜选用梯次利用动力电池；磷酸铁锂电池成为电化学储能主要的技术路线。除了电化学性能指标以及外观尺寸有差异外，应用于动力和储能的磷酸铁锂电池在材料体系设计、电池封装结构（方形铝壳）、生产设备和工艺上高度一致；因此，动力电池高速增长以及磷酸铁锂电池渗透率的提升，加速了产业的成熟和规模化，大幅度降低成本，为其在储能领域的应用奠定了基础。

图 11：磷酸铁锂晶体结构



资料来源：锂电公社，国元证券研究所

图 12：方形铝壳封装结构



资料来源：动力电池网，国元证券研究所

低成本与长寿命是储能电池追求的技术方向。相较于动力电池的消费者更关注体验感，储能电池属于投资品，有新基建的特性，更加关注投资回报率、回本周期、度电成本、初始投资成本等；因此，追求低成本以及长寿命成为磷酸铁锂电池技术发展的主要方向。2020 年，宁德时代研发出先进的长寿命零衰减电池，可实现 1500 次循环内的零衰减，并成功应用于福建晋江储能电站试点项目一期(30MW/108MWh)，是业内首款循环寿命达到 12000 次以上的磷酸铁锂电池。2022 年 10 月，亿纬锂能发布 LF560K 电池，具有 560Ah 超大容量，单只电池可储存 1.792kWh 能量，循环寿命超过 12000 次；采用超大电池 CTT (Cell to TWh) 技术可降低系统总成本。在系统集成中的应用中，可减少电芯数量 50%、简化 Pack 零部件数量 47%，提升生产效率 30%。

图 13：宁德时代零衰减电池在晋江储能电站成功应用



资料来源：宁德时代官网，国元证券研究所

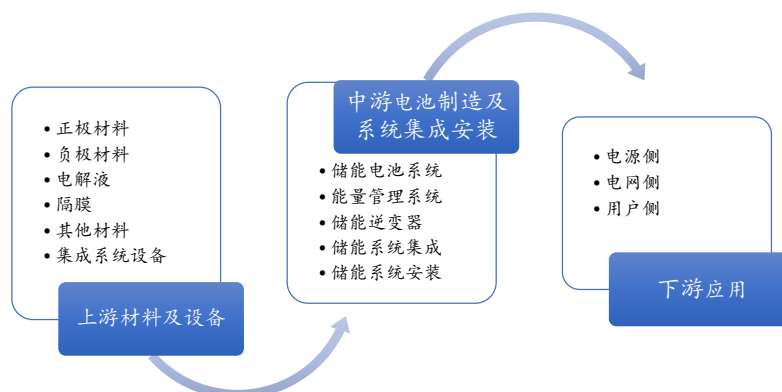
图 14：亿纬锂能发布 LF560K 储能产品



资料来源：亿纬锂能产品发布会，国元证券研究所

储能电池产业链可分为上游原材料、中游储能系统及集成、下游电力系统储能应用。上游与动力电池产业链相同，包含正极、负极、隔膜、电解液等；产业链中游主要为储能系统的集成与制造，包括电池组、电池管理系统(BMS)、能量管理系统(EMS)以及储能变流器(PCS)四大组成部分；电池组是储能系统最主要的构成部分，负责能量存储；电池管理系统主要负责电池的监测、评估、保护以及均衡等；能量管理系统负责数据采集、网络监控和能量调度等；储能变流器可以控制储能电池组的充电和放电过程，进行交直流的变换。下游主要是发电侧、电网侧和用户侧的电力系统储能。

图 15：锂电储能产业链

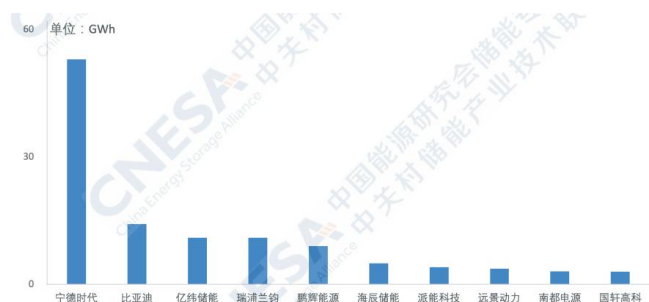


资料来源：前瞻产业研究院，国元证券研究所

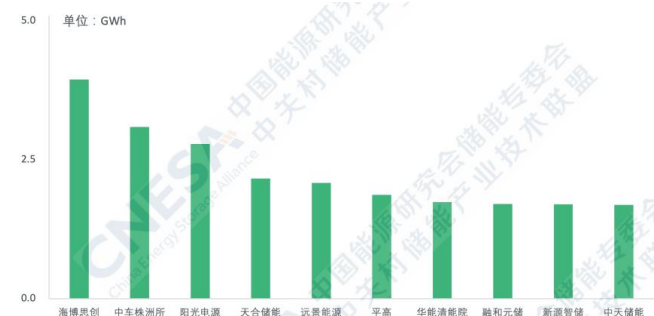
根据 CNESA 统计，2022 年度，储能技术全球市场储能电池出货量提供商排行榜，依次为：宁德时代、比亚迪、亿纬储能、瑞浦兰钧、鹏辉能源、海辰储能、派能科技、远景动力、南都电源和国轩高科。国内市场储能系统出货量排名前十位的储能系统集成商，依次为：海博思创、中车株洲所、阳光电源、天合储能、远景能源、平高集团、华能清能院、融和元储、新源智储和中天储能。

图 16：储能技术全球市场储能电池出货量提供商排行榜

图 17：储能系统国内市场出货量排行榜



资料来源：CNESA，国元证券研究所



资料来源：CNESA，国元证券研究所

3.2 钠电：材料成本优势明显，商业化进程加速

钠资源丰富具有材料成本优势。在元素周期表中，钠与锂同属第一主族具有相似的物理化学性质，在电池工作中均表现出相似的“摇椅式”电化学充放电行为，工作原理相同，电池结构相似。近年来，锂矿资源储量匮乏（含量 0.0065%），分布不均匀，价格暴涨；与之相反，钠矿产资源储量非常丰富（含量占比 2.75%），且分布均衡不受地域限制，因此钠电关注度大增。根据中科海钠测算，当锂价 15 万元/吨时，钠离子电池理论成本仍可以比锂电降低 30%-40%，优势明显。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/447105141103006026>