



电力系统脱 碳新动能

电化学储能技术
创新趋势报告

A briefing on the new
trends of electrochemical
energy storage industry

2022.06

版权和免责声明：

本报告由绿色和平和中华环保联合会基于在北京取得的临时活动备案共同发布。

本报告中提及的企业仅作为研究示例，并不代表绿色和平对相关企业进行批评或推荐。本报告中的引用的信息来源于已公开的资料，除标明引用的内容以外，报告内所有内容（包括文字、数据、图表）的著作权及其他知识产权归绿色和平所有。如需引用本报告中的数据及图表，请注明出处。标明由绿色和平拍摄的照片必须取得绿色和平授权后方可使用。

本报告为基于有限时间内公开可得信息研究产出的成果。如本报告中相关环境信息存在与真实信息不符的情况，欢迎与我们沟通联系：greenpeace.cn@greenpeace.org。由于信息获取渠道的局限性，绿色和平、中华环保联合会不对报告中所涉信息的及时性、准确性和完整性作任何担保。

本报告资料收集时间为2022年2月1日至2022年5月30日，研究期间之外，各信息平台上公开的环境信息如有被更改或增加的信息不被包括在此研究结果分析中。本报告仅用于政策参考、信息共享和环保公益目的，不作为公众及任何第三方的投资或决策的参考，绿色和平亦不承担因此而引发的相关责任。

作者：魏佳、严菁

鸣谢以下人员对于此报告的贡献：

袁瑛、金灵、胡镔伶

此外感谢：

陈永翀 中国科学院电工研究所储能技术组组长

岳 芬 中关村储能产业技术联盟副秘书长

王卫权 中国能源研究会可再生能源专业委员会副秘书长

彭昊宇 小村资本合伙人

张树伟 卓尔德环境中心首席经济师

路 远 金风科技资深研究员

宋登元 一道新能首席技术官

对本报告提出的宝贵意见和建议。

目录

序言	1
背景：储能技术是实现碳中和目标的重要支撑	3
摘要	5
第一章 序曲：市场政策资本三轮驱动	12
一、储能迎来发展机遇	13
二、新型储能飞速发展	13
三、政策促进储能发展	17
四、投融资火热	20
第二章 应用：新型储能在电力系统中的多元场景	21
一、电源侧	23
二、电网侧	24
三、用户侧	25
四、不同场景对储能技术的要求	26
第三章 潜力：全产业链技术创新趋势	28
一、研究框架	29
二、概述	31
三、电池	33
四、储能变流器	50
五、电池管理系统和能量管理系统	52
六、集成及应用	55
七、电池回收	60
第四章 创新技术图谱	64
第五章 报告局限性	68
参考文献	70

图目录

图 1	全球电力装机结构变化	13	图 25	液流电池工作原理	43
图 2	储能分类	14	图 26	全钒液流电池产业链	44
图 3	全球储能市场累计装机规模占比 (2000-2021)	14	图 27	钒工业基本流程	45
图 4	2021年全球新增投运新型储能 项目地区分布	15	图 28	全钒液流电池成本占比	46
图 5	中国电力储能市场累计装机规模 (2000-2021)	15	图 29	锌溴液流电池原理示意图	48
图 6	美国电化学储能新增装机容量	16	图 30	储能变流器实现电池和电网间的 双向能量交换	50
图 7	欧洲电化学储能新增装机容量	16	图 31	电池管理系统（BMS）产业链结构	52
图 8	2025-2030全球电化学储能装机容量展望	17	图 32	共享储能商业模式	55
图 9	2025年中国电化学储能装机容量展望 ...	17	图 33	用户侧共享储能示意图	56
图 10	储能的应用场景	22	图 34	光储充示意图	58
图 11	中国电池储能新增装机量应用场景划分	22	图 35	美国电池回收体系	61
图 12	光伏发电端储能工作原理	23	图 36	废旧磷酸铁锂电池回收和再生流程图	62
图 13	典型日内小时负荷特性图	23			
图 14	部分省份分时电价政策峰谷电价比例排名	26			
图 15	降低容量电价模式示意图	26			
图 16	技术发展周期及其主要驱动力	29			
图 17	研究框架	31			
图 18	电化学储能系统结构示意图	32			
图 19	储能产业链简图	32			
图 20	电化学储能成本构成	32			
图 21	锂离子电池成本构成	34			
图 22	锂离子电池产业链细分	34			
图 23	钠离子电池工作原理	40			
图 24	钠离子电池与锂离子电池材料成本对比	41			

表目录

表 1	国家层面储能政策梳理	18	表 25	共享储能的主要企业	58
表 2	“十四五”期间部分省份储能目标值	19	表 26	光储充市场预测	59
表 3	欧盟储能技术相关政策	20	表 27	光储充一体化的主要企业	59
表 4	各类储能应用特点及发展阶段	27	表 28	废旧锂离子电池中常用组成材料 的主要化学特性和潜在环境污染	60
表 5	动力电池与储能电池的主要区别	30	表 29	电池回收主要企业	63
表 6	主流储能技术路线对比	33			
表 7	不同正极材料主要技术指标对比	35			
表 8	硅碳复合材料与其他负极材料性能对比	36			
表 9	锂离子电池储能核心器件创新企业	39			
表 10	钠离子电池与锂离子电池材料体系对比	40			
表 11	钠离子电池与锂离子电池主要指标对比	41			
表 12	钠离子电池储能核心器件创新企业	42			
表 13	全钒液流电池关键部件国内外主要企业	44			
表 14	全钒液流电池储能创新企业	47			
表 15	锌溴电池与钒电池主要指标对比	48			
表 16	锌溴液流电池储能创新企业	49			
表 17	不同类型储能变流器差异	51			
表 18	储能变流器创新企业	51			
表 19	储能温控系统冷却方式对比	53			
表 20	储能电站智慧运维创新企业	54			
表 21	储能系统主要集成商	55			
表 22	共享储能商业模式	56			
表 23	共享储能成本-收益参数表	57			
表 24	共享储能经济性分析	57			

序言

创新是电化学储能 市场化的必然途径

陈永翀

中国科学院电工研究所储能技术组组长
中国化学与物理电源行业协会储能应用分会副秘书长



储能是构建新型电力系统的重要技术和基础装备，是实现碳达峰碳中和目标的重要支撑。国家能源局和有关部门先后发布了《“十四五”新型储能发展实施方案》和《“十四五”能源领域科技创新规划》，为新型储能创新方向和规模化发展提供了指导意见。作为新型储能的主力军，电化学储能已经开始从兆瓦级别的示范应用迈向吉瓦级别的规模市场化。在这个阶段，电化学储能产业的创新，包括储能技术的创新、商业模式的创新和政策机制的创新，尤为重要。

电化学储能技术的应用场景涉及到电源侧、电网侧、用户侧以及分布式微网等所有的能源电力场景。根据储能时长的不同要求，储能技术又可以区分为四种应用类型：容量型（ ≥ 4 小时）、能量型（约1~2小时）、功率型（ ≤ 30 分钟）和备用型（ ≥ 15 分钟）。储能应用场景的多样性决定了储能技术的多元化发展，没有任何一种技术可以同时满足所有储能场景的需求。因此，需要我们以市场应用为导向，开发“高安全、低成本、可持续”的各类新型电化学储能技术，以解决产业初期就已经显露端倪的安全问题、成本问题和资源可持续发展问题。尤其是随着新能源发电比例的快速提升，大容量长时储能技术和长寿命大功率储能器件的开发将成为储能产业技术创新发展的重要方向。

在支撑能源可再生发展的同时，储能产业自身的可再生发展也至关重要。基于“长效设计、低碳制造、安全运维、绿色回收”的可再生储能技术开发，可以进一步创新发展电化学储能的循环经济商业模式，包括循环资源投入、产品即服务（储能租赁服务）、共享平台（共享储能）、产品使用扩展（电池修复延寿与梯级利用）和资源回收再生等新型商业模式。储能，一个新兴产业呼之欲出。

尽管中国的储能装机规模世界第一，但储能与风电光伏新能源装机规模的比例（简称“储新比”）不到7%；相对而言，国际其他国家和地区的平均储新比已达15.8%。随着新能源发电规模的快速增加，我国储新比还有很大的增长空间。包括

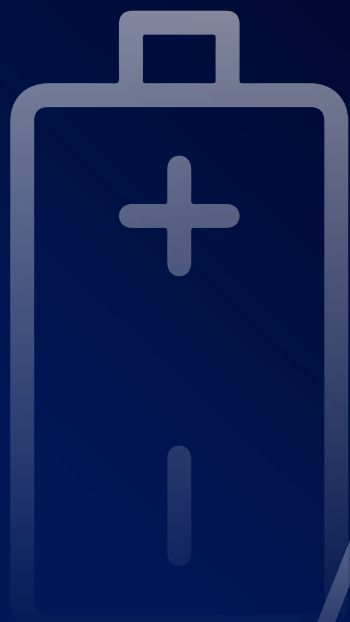
电化学储能在内的新型储能虽然可以提供调峰、调频、备用、黑启动、需求响应支撑等多种服务，技术效果和社会效益显著，但由于缺乏明确的调度价格政策和成本分摊机制，国内新型储能项目目前还是以示范为主，并没有形成清晰的盈利点。因此，电化学储能的发展，尤其是新能源配储能项目，还需要政策机制的创新支持，以解决产业初期储能成本压力大和利用率低的问题。电价机制的创新需要充分考虑储能不同应用场景的不同服务功能，包括电力辅助服务、峰谷电价、现货市场、需求侧响应、容量电价、两部制电价等多方面内容，并结合我国社会主义能源市场经济的建设，从政策机制上充分保障储能对于新型电力体系的支撑作用，积极引导新型储能产业向市场化和规模化方向的发展。

绿色和平PowerLab发布的《电力系统脱碳新动能——电化学储能技术创新趋势报告》，为业内人士提供了一个了解电化学储能产业链多个环节的技术概况和创新趋势的机会，我们也期望行业内外的投资者、政府人员都关注这些创新点，共同推动储能行业发展，助力碳中和。

储能，未来可期。

背景

储能技术是 实现电力系统 脱碳的重要支撑



中国做出“双碳承诺”已两年有余，《2030年前碳达峰行动方案》明确，到2030年风电、光伏要实现装机容量12亿千瓦的目标，高比例可再生能源是未来电力系统发展的必然趋势。风电和光伏发电将从补充能源逐渐演变为主力能源，在此基础上电力系统需要新的灵活性资源来支撑风光比例的不断提高。

储能技术可以改变电能生产、输送和使用必须同步完成的模式，提高电网运行的安全性、经济性和灵活性，成为支撑可再生能源发展的关键技术之一。其中抽水蓄能是中国目前最为成熟的电力储能技术，但选址受地理因素限制较大且施工周期较长，在电力系统中的应用受限。以电化学为代表的新型储能具有调节速度快、布置灵活、建设周期短等特点，已成为提升电力系统可靠性的重要手段。

近年来国内外的储能相关技术都处于高速发展阶段，成本不断下降。但由于工作原理和应用场景不同，各类电化学储能技术优势和局限性也不尽相同。虽然目前锂离子电池储能占据电化学储能的主要份额，但其他技术路线如液流电池也将在长时储能中发挥重要作用。

国家已经在源、网、荷三个层面给予储能发展

多项政策支持，但技术才是促进产业进步的根源。目前各类电化学储能技术尚处于商业化早期或示范阶段，在性能提升与成本下降上有非常大的空间。尚没有一种储能技术可以适用于所有应用场景，短时间内不会出现“一统江湖”的储能技术，各类技术路线也需要在不断发展的过程中由市场来检验。

在这样的背景下，绿色和平PowerLab能源创新实验室完成了《电力系统脱碳新动能——电化学储能技术创新趋势报告》。报告选取较为主流的电化学储能四种技术路线，拆解其上下游产业链，细致呈现了不同环节的发展现状和市场结构。此外，报告不局限于电化学储能的宏观发展现状，我们还从安全、成本、性能、环境友好四个方面，挖掘哪些创新技术可以提升电化学储能的性能以更好的支撑新型电力系统，并进一步呈现了掌握创新技术的国内外公司及其近期的融资情况，希望使读者更好的了解该领域的投资状况。

通过本报告，我们完成了电化学储能产业链创新全景图，希望帮助行业内不同环节的参与者充分了解产业链的市场技术现状，同时也期望可以为对储能行业感兴趣的投资人提供产业创新脉络，以助力产业加速发展。



Photo by American Public Power Association on Unsplash

摘要



电化学储能产业具备几大特点，一是产业链长且复杂，上游覆盖各种电池、储能变流器、电池管理系统和能量管理系统，中游为系统集成商，以及下游终端用户、运维商及回收。二是市场参与者背景多元，既包括动力电池厂商，也包括风电和光伏企业，甚至是数据中心和传统电源企业。三是电化学储能所涉及的相关技术横跨材料科学、物理、化学、电力工业等多个学科，综合性极强。

为了梳理主流电化学储能技术路线的创新趋势，报告将产业链进行拆解，并从安全、成本、性能、环保四个方向寻找未来支持储能进步的关键技术。

报告梳理并分析了电化学储能产业从上游的电池到下游的回收五大环节的创新机遇，分别是：

电池环节：

从整体技术路线来看，储能技术正朝着更高能量密度、更低成本、更好安全性和更长循环寿命迈进。不同的电化学储能技术由于各具优势将形成互补发展。由于锂电池的发展受到锂资源的制约，钠

离子电池资源丰富的优势逐渐显现，未来将与锂离子电池形成互补。同时，由于电力系统对于长时储能的需求，液流电池也将迎来发展机遇。全钒液流电池和锌溴液流电池原材料易得且易回收，已经进入示范应用阶段。

锂离子电池：动力电池的快速发展带动了锂离子电池产业链的成熟，锂离子电池已经进入商业化成熟期，未来技术创新趋势主要在现有产业链的基础上，围绕安全、技术等层面进行提升。

- 原材料环节方面，我国锂资源品位较低，开采成本高，主要使用离子交换吸附、膜分离方法提锂，未来将向高性能吸附分离材料研发及工业流程的简化方向发展。
- 正极材料环节，磷酸铁锂正极由于成本较低，安全性和循环使用寿命更高，在储能领域应用广泛；但其能量密度较低，未来可通过补锂逐渐提升能量密度。实施补锂技术后，磷酸铁锂电池的能量密度预计可提升20%左右，循环寿命也将有所延长。

研究框架 | 图 S1



- 负极材料环节，人造石墨材料由于低电势、循环性能好、廉价等优点，已成为主流，但存在比容量较低的缺点。硅材料的质量比容量最高可达4200mAh/g，是碳材料的10倍，未来技术方向是将碳材料引入硅中形成硅碳负极，掺硅量在10%左右时比容量在400-700mAh/g之间。
- 隔膜环节，由于湿法隔膜生产厚度薄、强度和能量密度高，磷酸铁锂电池有从干法隔膜向湿法隔膜转换的趋势。为提高隔膜热稳定性，在湿法隔膜上使用陶瓷涂覆将成为未来方向。
- 电解质环节，六氟磷酸锂是目前的主要电解质材料。新型电解液LiFSI溶解温度为200摄氏度，高于LiPF₆的80摄氏度，热稳定性较好，有望成为新型替代材料。同时，固态或半固态电解质或是未来发展的重要方向。但固态电池产业链配套与目前现有的锂离子电池兼容性很小，若要实现规模化生产，在技术、产业链配套建设上还需要更多的时间。

钠离子电池：钠离子电池产业链结构与锂电类似，但产业布局还处于初级阶段，项目处于示范应用阶段。与锂离子电池相比，钠离子电池原材料丰富，且成本降低约20%，但电池能量密度较低，产业链配套尚不完善，因此发展趋势主要集中在能量密度提升以及通过产业链建设降低成本两个方面。

- 正极材料中目前具有潜在商业化价值的有普鲁士白和层状氧化物两类材料，克容量已经达到了160mAh/g，与现有的锂离子电池正极材料接近。
- 负极材料主要采用能够让大量的钠离子存储和快速通行、具有独特孔隙结构的硬碳材料，克容量可350mAh/g以上，与石墨材料（约360mAh/g）接近。
- 产业链建设方面，除储能领域，钠离子电池还可应用于电动两轮车和低端电动车领域，三者需求叠加将共同推动产业链建设。

全钒液流电池：产业化的条件日渐成熟，正处于由技术积累向产业化迈进的关键时期。全钒液流电池活性物质单一，扩展性较高，可突破锂离子电池在储能时长方面的限制，且循环寿命可长达20年，容量规模易调节。成本是制约全钒液流电池发展的核心原因，未来主要通过技术和商业模式创新两个方面降低成本。

- 技术方面，膜材料、电极和钒原料是降低成本的三大抓手。采用可焊接多孔离子传导膜降低膜材料使用面积叠加膜材料国产化降低膜材料成本；电极方面，加强石墨毡材料本体性能的研究工作以及加快全钒液流电池电极材料标准化生产可降低电极成本；资源方面，从矿渣、油烟灰、炉渣等废弃资源中回收钒的技术，以减小其他行业的需求波动对钒价格的影响，稳定钒的供应，降低钒电解液的成本。
- 商业模式方面可通过电解液租赁服务降低初始投资成本过高的问题。国内外均有公司基于钒电解液可循环利用的特性，推出电解液租赁解决方案，业主只需承担设备投资和电解液的定期租赁费用，降低了全钒液流电池的初始投资。

锌溴液流电池：相较于全钒液流电池，能量密度更高，电解液体积更小，电极和隔膜材料均为塑料，溴化锌电解液价格低廉易得，电极各材料均可回收利用，对环境友好。但锌溴液流电池在国内起步较晚，目前产业化处于初期阶段。如何防止锌枝晶导致的单体电池短路及产业化是未来锌溴液流电池发展的重点。

- 从技术角度来看，当锌形成沉积物时，它有产生枝晶的趋势。一旦形成，很容易使单体电池短路。在电池的集成上，锌溴电池有向模块化发展的趋势，如果单体出现问题，可将模块及时切出不影响整体系统运行。此外创新的非流动锌溴电池技术，可使用电解凝胶代替流动电解液，可确保溴在整个电池中均匀分布，减少分层和锌枝晶的形成。
- 从产业角度看，目前我国生产锌溴液流电池的厂家十分有限，市场处于相对空白的状态，若要实现该电池的规模化应用，产业配套建设也是未来的重中之重。

储能变流器：

与光伏逆变器在技术原理、使用场景、供应商及客户上具有较高重合度，厂商多同为光伏逆变器厂商。受疫情以及地缘政治等因素影响，储能变流器的核心组件IGBT元件的国产化替代进程加快。

从产品上看，**高电压、长寿命、高功率成为储能变流器创新发展趋势**。从应用上看，储能变流器应用场景逐步丰富，**具备光储充一体化的储能变流器应用逐步增多**。

电池管理系统和能量管理系统：

单体电池电压电流温度检测直接决定电池组的寿命和安全，是电池管理系统的关键环节。能量管理系统的重点则是了解电网的运行特点和核心诉求。此外，做好储能系统的热管理和智慧运维也是电池管理系统和能量管理系统的重要发展方向。

在热管理环节，风冷方案成熟度更高且初期投入较少，是当前储能温控主力方案。**未来随着液冷技术和应用场景的不断成熟，其提升能量密度、减少占地面积、降低能耗等综合优势会进一步凸显，值得关注。**

储能系统的运维大多是投资+运营一体化的模式，但一些专业化公司开始专注储能电站的智能运维和精细化管理。专业的储能运维管理平台的出现可推动储能运维领域SaaS模式逐步兴起。同时，**智能平台在达到一定管理规模后，可形成虚拟电网参与电网服务或电力交易，获取增值收益。**

储能系统应用：

目前储能建设仍遵循“谁使用，谁建设”的原则，盈利模式较为单一。未来，为优化盈利模式，储能系统集成将向共享储能和光储充一体化方向发展。

- **共享储能：对集中式储能“分散”处理和对分布式储能“聚合”处理，能够提高储能资源利用效率，盘活闲散资源，有效降低储能使用成本。**未来随着储能能在不同场景的获利机

制更加成熟，共享储能的经济性将进一步提高。

- **光储充一体化：光储充一体化电站能够利用储能系统在夜间进行储能，充电高峰期间通过储能电站和电网一同为充电站供电，缓解充电桩用电对电网的冲击。**但目前仍存在安全性及应用标准缺失问题。随着充电桩需求增加与分布式能源的普及，以及绿电交易模式日趋成熟，一体化充电桩将会有很大发展空间，预计中国市场于2023年累积有望突破1GWh。

电池回收环节：

由于电化学储能处于发展初期，我国尚未出台针对储能系统电池回收的法规。合理的回收利用可以对我国锂资源形成有效补充，减少对外的资源依赖。目前工艺在预处理环节中，由于锂电池结构复杂，容易产生爆炸等安全问题，在该方面可利用超声波探头回收锂电池正负极，处理速度快，成本更低，可应用于规模化和更大体积储能电池规模。其次目前的工艺流程较长，影响因素多，产生大量废酸碱溶液，可采用固相电解技术，全程没有引入其他酸根，无废水产生。

本报告的研究方法以桌面文献研究和业内专家访谈为主。储能技术进步日新月异，撰写内容难免有疏漏或过时之处，仅希望借此报告抛砖引玉，与更多行业同仁共同探讨储能的创新升级之路。

PowerLab能源创新实验室由国际环保组织绿色和平联合加州清洁能源基金会创立，是国内第一个专注于可再生能源的非营利孵化器。在致力于孵化与赋能可再生能源创新创业团队和个人的基础上，PowerLab引入“开放式创新”的概念和实践，希望通过可再生能源产业的开放式创新，以场景赋能、协调创新等多种形式助力能源领域初创团队。

电化学储能创新趋势全景图 | 表 S1

	整体现状	产业链细分	现状	挑战	创新方向	创新技术
锂电池	由动力电池带动，产业链配套较为成熟；整体市场集中度较高。	锂资源	以锂矿石、盐湖锂等形式存在，集中度较高，中国锂资源开采难度大，重度依赖进口。	环境：资源分布瓶颈 成本：中国资源开采成本高。	降低开采成本； 其他电池技术路线； 提高回收利用率。	吸附法和膜分离法； 钠离子电池替代； 建立健全回收体系。
		正极材料	储能多采用磷酸铁锂，安全性能较好，循环使用寿命方面有较大优势；成本较低。	性能：能量密度低。	提升能量密度。	正极补锂技术。
		负极材料	天然石墨和人造石墨，天然石墨有被人造石墨替代的趋势。	性能：比容量低、倍率性能较差。	高比容量	硅碳负极材料
		隔膜	湿法隔膜为主	安全性：热稳定性较差。	提高热稳定性、压缩强度和离子电导率。	在湿法隔膜上使用陶瓷进行涂覆。
		电解液	六氟磷酸锂	安全性：热稳定性较差。	提高热稳定性。	LiPF6-LiFSI混合锂盐或纯LiFSI锂盐； 固态电解质。
钠离子电池	与锂离子原理类似，但材料相差较大，仅隔膜无变化；处于示范应用阶段，尚未形成完整的产业链。	钠资源	储藏丰富，价格较低；原材料开采成本低。	——	——	正极：普鲁士白和层状氧化物两类材料，克容量已经达到160mAh/g，与现有的锂离子电池正极材料接近； 负极：硬碳材料，克容量可350mAh/g以上，与石墨材料接近。 产业规模的拓展以降低成本，与锂离子电池形成互补。储能、低端电动车、两轮车三重驱动。
		正极	钠过渡金属氧化物、钠过渡金属磷酸盐。	性能：能量密度较低，尚未实现产业化。	提升能量密度，产业化降低成本。	
		负极	可采用过渡金属氧化物、合金材料、无定型碳，价格较低。	性能：能量密度较低，尚未实现产业化。	提升能量密度，产业化降低成本。	
		电解液	由六氟磷酸锂更换为价格低廉的六氟磷酸钠；同锂离子电池一样，钠离子电池也可兼容固态电解质。	——	——	
		电池加工制造	循环次数、安全性、低温性能优于锂离子电池。	能量密度较低，尚未实现产业化。	规模化发展、产业链建设、技术研发提升能量密度	

电化学储能创新趋势全景图(续) | 表 S1

	整体现状	产业链细分	现状	挑战	创新方向	创新技术
全钒液流电池	用于长时储能, 循环寿命可长达20年, 容量规模易调节	电解液	钒资源中国储藏丰富, 不存在资源卡脖子问题。	成本高	技术和商业模式创新降低成本。	从矿渣、油烟灰、炉渣等废弃资源中回收钒的技术, 以减小其他行业的需求波动对钒价格的影响; 商业模式上, 通过电解液租赁服务降低初始投资成本过高。
		电堆	膜材料国产化程度低, 成本高; 商业化的石墨毡材料主要用于耐火、耐热材料, 不是依据全钒液流电池电极材料特性加工生产。	成本高	技术推动成本降低。	减少膜材料使用及膜材料国产化; 针对石墨毡进行优化设计, 电极材料标准化生产。
锌溴液流电池	相较于全钒液流电池, 能量密度更高, 电解液体积更小, 电极各材料均可回收利用, 对环境友好。	电解液	溴化锌溶液是一种常见的油田化学品, 价格低廉且易获得。	性能: 自放电问题。	电解液成分、电堆设计、运行策略等多方面进行控制。	模块设计, 一体化系统集成工艺生产, 以保证产品的一致性和可靠性; 使用电解凝胶代替流动电解液, 确保溴在整个电池中均匀分布, 减少分层和锌枝晶的形成。
		电堆	关键材料极板及隔膜材料均为塑料基材添加功能性的材料组成, 不含贵金属, 且可回收利用。	安全性: 锌形成沉积物时, 有产生枝晶的趋势。一旦形成, 很容易使单体电池短路。		
变流器	——	——	与光伏逆变器在技术原理、使用场景、供应商及客户上具有较高重合度。	受疫情以及地缘政治等因素影响, IGBT核心组价国产化加快; 无法满足储能多元的应用场景。	国产化; 应用场景丰富。	核心组件IGBT元件的国产化替代进程加快; 高电压、长寿命、高功率; 光储充一体化的储能变流器。
电池管理系统和能量管理系统	——	——	对于电池状态和储能系统状态进行监测, 目前国内产业链已经较为成熟。温度监控是BMS的重要部分, 是在运营中防止火灾的核心环节。	散热不均匀, 温差过大。	配置足够强度和灵活性的温控系统。	液冷具有散热系统效率更高, 冷却均匀性更好, 对于单体电池的温控更优。
			运维由浅入深大致可分为设备监测、数据分析、控制策略三个层面; 大多是投资+运营一体化的模式。	管理较为粗放。	智能运维和精细化管理。	运维领域SaaS模式, 结合分散安装的储能系统形成虚拟电厂, 通过集群调度参与电网服务或者电力交易, 获取增值收益。

电化学储能创新趋势全景图(续) | 表 S1

	整体现状	产业链细分	现状	挑战	创新方向	创新技术
应用	——	——	电源、电网、用户侧都可部署。	目前可实现的收益模式单一。	多元盈利模式；多元应用场景。	共享储能：对集中式储能的分散使用外，分布式储能的“聚合”复用； 光储充一体化充电站：利用储能系统在夜间进行储能，充电高峰期间通过储能电站和电网一同为充电站供电。
回收	——	——	我国尚未出台针对储能系统电池回收的法规，对于磷酸铁锂电池的回收主要集中在动力电池领域。	预处理环节中，由于锂电池结构复杂，容易产生爆炸等安全问题。	提升安全性	利用超声波探头直接回收正负极，避免打碎电池，减少爆炸风险。
	——	——		工艺流程较长，影响因素多，产生大量废酸碱溶液。	减少废液	采用固相电解技术，采用磷酸体系，不引入其他酸根，无废水产生。

第一章

序曲： 市场政策资本 三轮驱动



一、储能迎来发展机遇

在全球气候变暖，各国共同应对气候变化的大背景下，全球能源消耗结构正在向低碳化转型。若要实现1.5°C气候情景，电力部门必须在本世纪中叶彻底脱碳，可再生能源规模化利用是实现电力部门脱碳的根本路径。为实现这一目标，到2030年，全球可再生能源装机容量需要达到10770GW，到2050年接近27800GW，分别比2020年增加4倍和10倍¹。

与此同时，在中国“双碳”目标推进的过程中，电力系统中非化石能源的占比进一步提升，风电和光伏的装机量和发电量将继续增长。但现阶段中国发电结构依然以化石燃料为主，截止2021年底，中国风电和光伏的发电量占比为11.5%²，燃煤发电的占比为68.0%³。国家能源局数据显示2025年风光发电量占比将逐年提高至16.5%左右。

传统能源时代，电力消费方式单一，煤电、燃

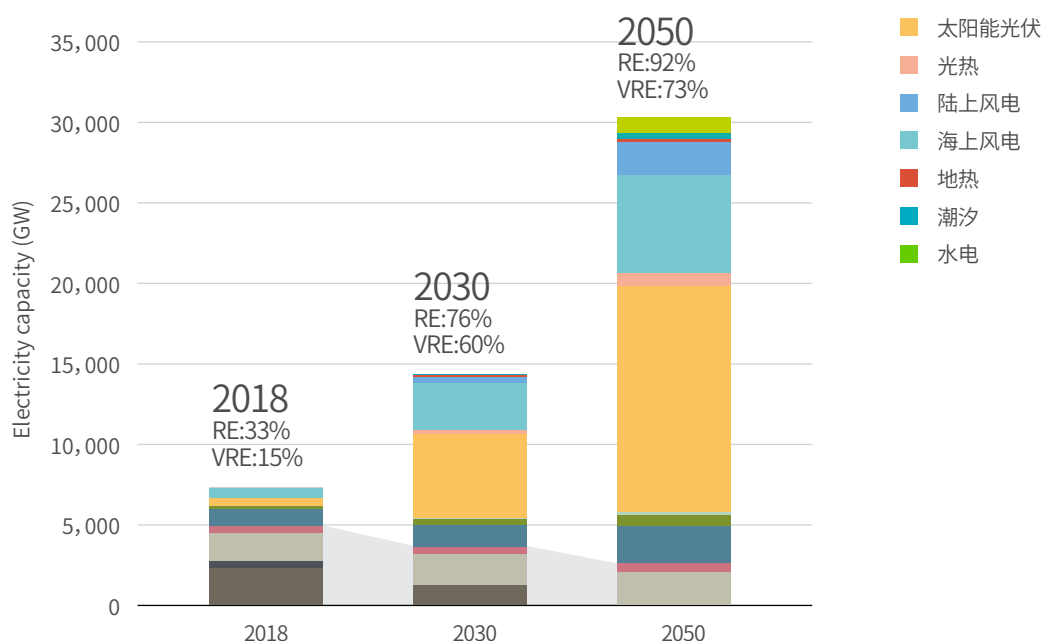
机供给足以应对电网稳定调节需求。风光时代，可再生能源发电具有间歇性，电力系统对于平滑输出、调峰调频等电力辅助服务的需求明显增长。储能作为新增的灵活性调节资源，将在高比例可再生能源的电力系统中发挥重要作用。

储能不仅可提高常规发电和输电的效率、安全性和经济性，也是实现可再生能源平滑波动、调峰调频，满足可再生能源大规模接入的重要手段。与世界其他国家和地区相比，我国储能与新能源装机容量的比例，即“储新比”，明显偏低，2020年中国的储新比约为6.7%，而中国以外其他国家和地区的储新比为15.8%⁴，随着可再生能源比例提高和煤电的逐步退出，储能将迎来巨大的发展机遇。

二、新型储能飞速发展

储能即能量的存储，指通过特定的装置或物理介质将能量存储起来以便在需要时利用。根据能量

全球电力装机结构变化 | 图 1

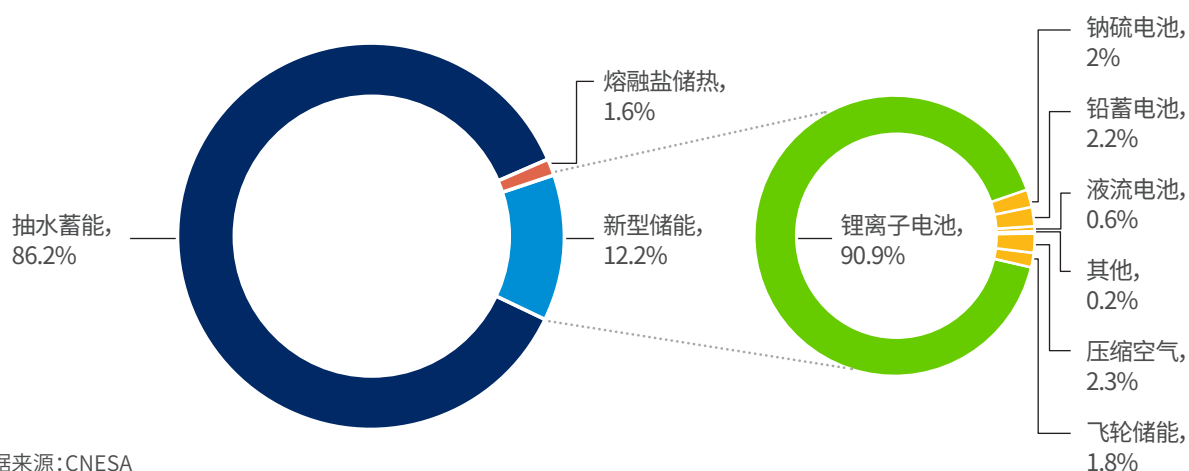


来源: IRENA

储能分类 | 图 2



全球储能市场累计装机规模占比(2000-2021) | 图 3



数据来源:CNESA

存储方式的不同，储能可以分为机械储能、电气储能、电化学储能、热储能和化学储能五大类。通常来说，新型储能是指除抽水蓄能以外的储能技术。

1.全球主要市场发展现状

近年来，新型储能经历了飞速发展。截至2021年底，全球已投运储能项目累计装机规模209.4GW，同比增长9%。其中，抽水蓄能的累计装

机规模占比首次低于90%，比去年同期下降4.1个百分点。新型储能累计装机规模为25.4GW，同比增长67.7%，其中锂离子电池占据主导地位，市场份额超过90%⁵。

新增装机方面，2021年全球新增投运储能项目装机规模18.3GW，同比增长185%，其中新型储能的新增投运规模最大，首次突破10GW，达到10.2GW，是2020年新增投运规模的2.2倍，同比增

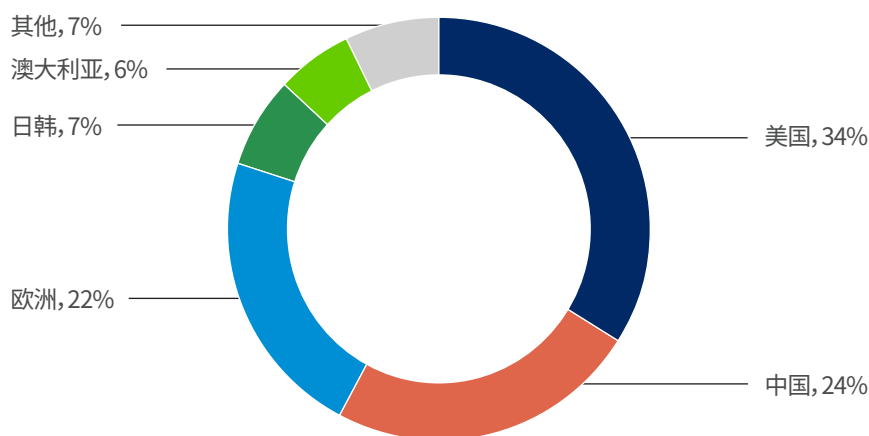
长117%。美国、中国和欧洲引领全球储能市场的发展，三者合计占全球市场的80%。

根据CNESA数据，截至2021年底，中国已投运储能项目累计装机规模46.1GW，占全球市场总规模的22%，同比增长30%。市场增量主要来自新型储能累计规模达5729.7MW，占比12%，同比增长75%。在各类新型储能技术中，锂离子电池的累计

装机规模最大，占到近90%。主要由于2020年后国家及地方出台了鼓励可再生能源发电侧配置储能的政策，同时锂电技术商用已经成熟，成本较低，成为电厂配置储能的主要选择。

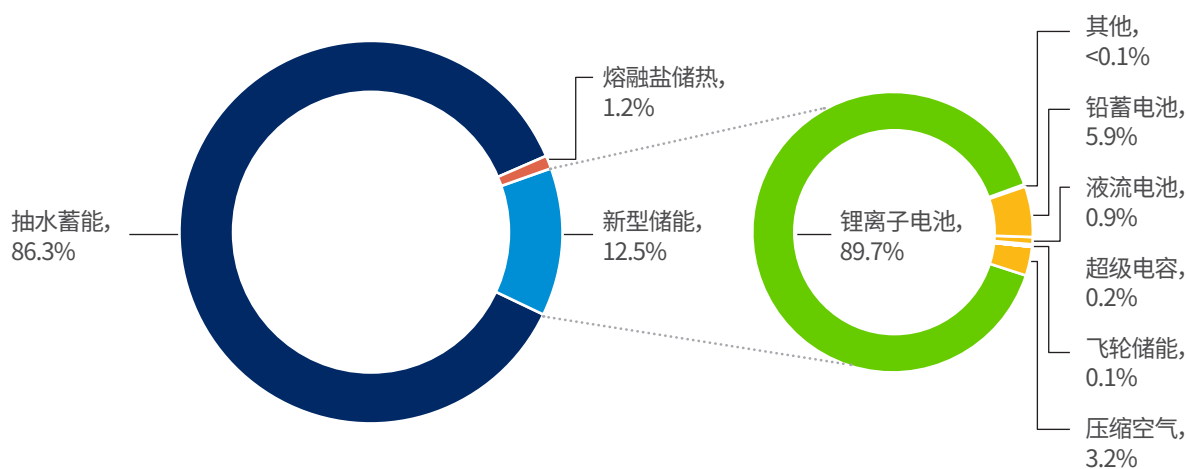
美国是全球储能产业发展较早的国家，电化学储能是美国近年装机增长的主要动力。2020年新增储能装机量达1.46GW/3.48GWh，功率容量占全球

2021年全球新增投运新型储能项目地区分布 | 图4



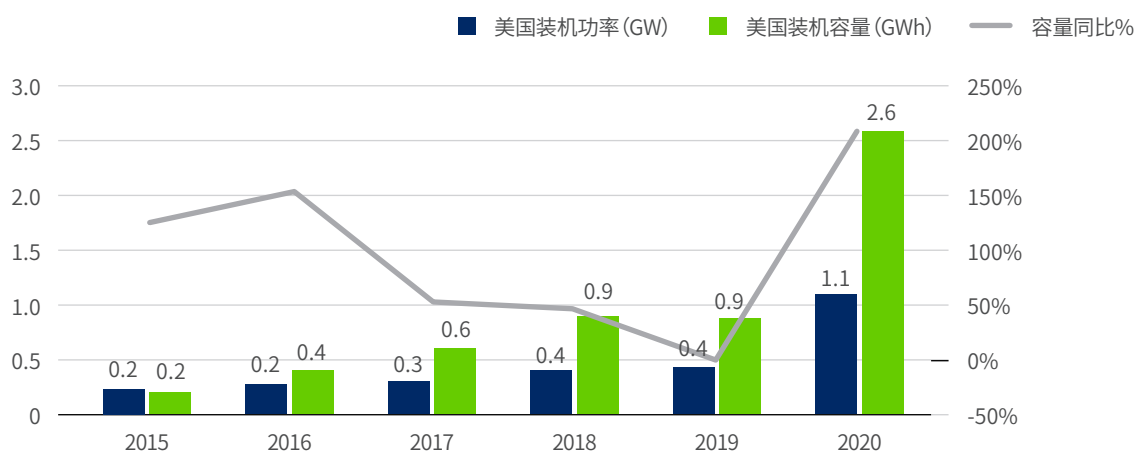
数据来源:CNESA

中国电力储能市场累计装机规模(2000-2021) | 图5



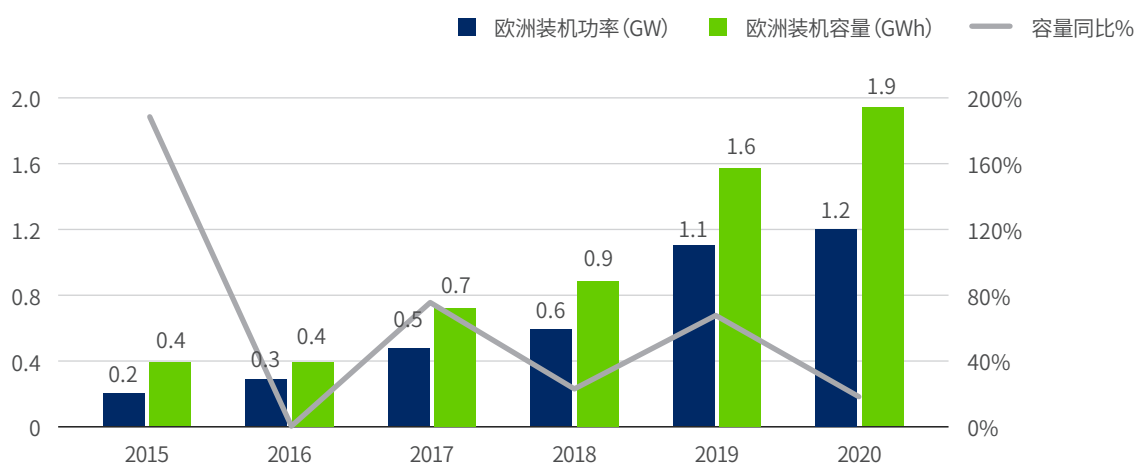
数据来源:CNESA

美国电化学储能新增装机容量 | 图 6



数据来源：BNEF

欧洲电化学储能新增装机容量 | 图 7



数据来源：BNEF

市场27.5%，能量容量占全球市场32.5%。2020年电化学储能装机新增1.1GW/2.6GWh，是2019年新增装机的近3倍，累计装机容量2.7GW/5.8GWh⁶。在新增装机中，80%应用于集中式电站。

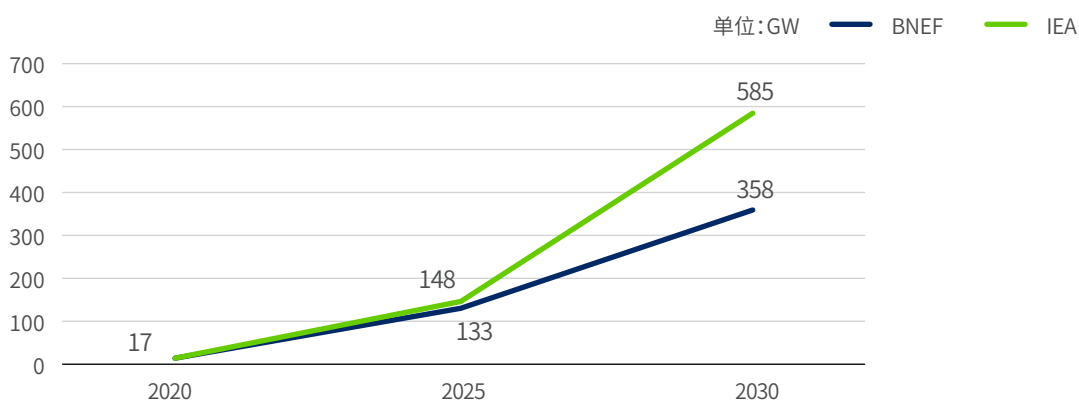
欧洲储能市场增长稳定。根据BNEF统计，欧洲2020年新增电化学储能1.2GW/1.9GWh；累计储能装机达到4.1GW/6.2GWh，占全球19%。与美国不同的是，欧洲新增电化学储能52%应用于户用。一方面在于欧盟推出绿色复苏计划支持新能源发展，

另一方面疫情刺激民众对能源独立和电力稳定的强烈需求。

2.未来储能发展空间

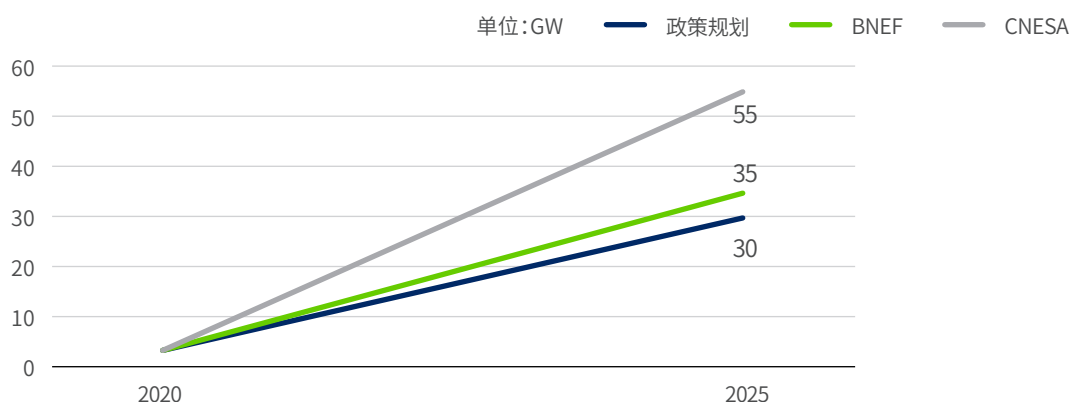
许多机构都对2025年或2030年全球及中国的储能空间做出了预测，不同机构的预测逻辑基本相同。首先基于宏观经济发展和碳中和目标预测全社会用电量及可再生能源在电力系统中的装机占比；然后根据储能发展历史、成本下降情况、政策等因

2025-2030全球电化学储能装机容量展望^{7,8} | 图 8



数据来源:BNEF

2025年中国电化学储能装机容量展望 | 图 9



数据来源:BNEF

素推演储能在电源侧、电网侧和用户侧的配比，最后计算得出储能未来装机量。

如上图所示，BNEF预计到2030年，全球储能市场将以33%的年复合增长率增长。其中约54%的增长将来自美国和中国，政策扶持，成本下降和更成熟的商业模式是推动储能发展的主要动力。国际能源署（IEA）的预测比BNEF的预测更高，新型储能需要更快的增长才能与2050年净零排放情景保持一致。

多家机构也对中国未来电化学储能增长做出了预测。政策基准情景下，2021年国家发改委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意

见》，明确到2025年，实现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。但机构预测2025年电化学储能的装机量均超过政策目标，BNEF预测2030年新型储能装机量将达35GW；在CNESA的乐观情景下，2025年中国电化学储能累计装机量将达到55GW。

三、政策促进储能发展

1. 中国源网荷三端政策发力

近年国家和地方层面出台了一系列政策支持储能发展。政策主要以实现碳达峰碳中和为目标，将发展新型储能作为提升能源电力系统调节能力、综

合效率和安全保障能力，支撑新型电力系统建设的重要举措。

从顶层文件看，“十三五”期储能完成了由研发示范向商业化过度初期，“十四五”期间，国家将逐步推动储能向规模化发展。2021年发改委、能源局发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》给出了对于储能发展的具体方向，明确目标至2025年，国内新型储能装机总规模达30GW以上。2022年3月，国家发改委、国家能源局发布《“十四五”新型储能发展实施方案》，要求到2025年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段；到2030年，新型储能全面市场化发展。与以往特别重视锂离子电池储能不同，实施方案把钠离子电池的位置排在了锂离子电池的前面，同时强调了多种技术路线共同发展。

在商业模式方面，政策主要围绕发电侧、电网侧和用电侧来完善储能的商业模式。

发电侧方面，国家发改委、能源局于2021年8月发布的《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》，标志着储能在发电侧的商业模式逐渐明晰。政策明确了可再生能源并网消纳的责任主体，保障性并网由电网公司承担，市场化并网由发电企业承担。同时鼓励以10年以上长期协议购买储能调峰服务，有望保障储能项目收益的长期稳定性，获得可预期的现金流。

电网侧方面，2021年12月，国家能源局发布了《电力系统辅助服务管理办法》，将新型储能纳入提供辅助服务的主体范围，提出了按照“谁提供，谁获

国家层面储能政策梳理 | 表 1

政策名称	时间	主要内容
《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》	2017.9	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。
《2019-2020年储能行动计划》	2019.7	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。
《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》	2021.3	优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，探索构建源网荷储高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。
《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	2021.7	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。
《关于进一步完善分时电价机制的通知》	2021.7	合理拉大峰谷电价价差，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。分时电价机制执行范围扩大到工商业电力用户（个别有专门规定的除外）。
《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》	2021.8	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。
《电力系统辅助服务管理办法（征求意见稿）》	2021.12	将新型储能纳入提供辅助服务的主体范围，提出了按照“谁提供，谁获利；谁受益，谁分担”的原则。
《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》	2022.2	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。
《“十四五”新型储能发展实施方案》	2022.3	到2025年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具有大规模商业化应用条件，新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟；到2030年，新型储能全面市场化发展。

数据来源：Powerlab根据国家发改委、国家能源局网站信息整理

利；谁受益，谁分担”的原则，辅助服务补偿费用将由电力系统内的发电企业和电力用户共同分担，使得电力辅助服务的市场化机制趋向合理化。

用户侧方面，2021年7月，国家发改委发布了《国家发改委关于进一步完善分时电价机制的通知》，完善分时电价机制，建立尖峰电价机制，扩大了储能在用户侧的峰谷价差套利空间。2022年2月，《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》发布，引导用户侧可调负荷资源、储能、分布式能源、新能源汽车等新型市场主体参与市场交易，充分激发和释放用户侧灵活调节能力。

地方层面，各地储能规划持续发布，为国家“十四五”储能发展目标的实现提供强有力支撑。如下表所示，从各省发布的规划来看，仅明确公布目标的9个省份总量就已接近30GW。此外，各省还发布了相关文件以支撑储能在发电侧、电源侧和用户侧的应用，在此不一一列举。

2.美国强调供应链自给自足

市场层面，2018年通过的FERC第841号法案使储能可以以市场竞争的方式参与电力市场。

技术发展方面，美国极为重视对储能技术的开发及国内产业链建设，美国能源部（DOE）近年来频繁发布储能计划并拨付大量款项进行多条储能技术路线研发及全产业链建设。

2012年美国成立“储能联合研究中心(JCESR)”，是DOE最重要的储能技术研究中心之一，开展锂离子电池、钠离子电池、全钒液流电池、储能数据库构建等技术研究⁹。

2020，美国发布多项储能研究计划，对于储能的发展主要集中在技术攻关以及供应链自给自足上。1月，DOE启动“储能大挑战”计划¹⁰，并在12月正式发布《储能大挑战路线图》¹¹，这是针对储能的首个综合性战略，计划资助116亿美元用于解

“十四五”期间部分省份储能目标值 | 表2

地区	储能目标	政策名称	时间
青海	6GW	《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案》	2025
甘肃	6GW	《关于加快推进全省新能源存量项目建设工作的通知》	2025
内蒙古	5GW	《关于加快推动新型储能发展的实施意见》	2025
山东	4.5GW	《山东省能源发展“十四五”规划》	2025
浙江	2GW	《关于浙江省加快新型储能示范应用的实施意见》	2025
宁夏	新增可再生能源装机的10%	《关于加快促进自治区储能健康有序发展的指导意见（征求意见稿）》	2025
湖南	1.5GW/3GWh	《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》	2023年底
安徽	1.2GW	《安徽省电力供应保障三年行动方案（2022—2024）》	2022-2024
河南	2.2GW	《河南省“十四五”现代能源体系和碳达峰碳中和规划》	2025
总计	28.4GW		

数据来源：Powerlab根据各省政策整理

决储能技术障碍，到2030年实现美国储能技术及设备的开发制造自给自足。2021年6月和9月又分别发布了《国家锂电蓝图2021—2030》¹²和《长时储能攻关计划》¹³，构建美国本土的锂电池制造价值链并且在10年内大幅降低长时储能成本。

3. 欧盟重视多技术路线共同发展

欧盟在储能方面的研究起步较早，尤其极为重视对电池储能的研究，将其视为实现各领域电气化，推动“碳中和”的重要因素。

早在2010年，欧盟便成立了欧洲能源研究联盟，确定多技术路线共同发展。2019年后，欧盟密集发布了大量电池研究计划和战略部署，强调不同种类的电池都有适合不同应用场景的优点，多技术路线的价值链需要共同发展。

四、投融资火热

储能产业的投融资主要围绕创新储能技术、常规储能技术、储能系统、储能项目投资以及储能系统解决方案等进行。据CNESA不完全统计，2021年国家与地方出台储能相关政策达300多项，仅锂电池产业链投资计划已经超过了1.2万亿。

二级市场方面，CNESA编制的储能指数选取了储能产业链上下游市值较大流动性较好的企业作为成分股，可以较全面的反映储能上市公司在二级市场的表现。2021年指数整体上涨64%，超过90%公募基金。一级市场方面，据不完全统计，2021年超过15家企业获得超过250亿的融资，获得投资的领域既包括上中游不同的技术路线如无钴电池、钠离子电池，也包括下游储能电站运维软件系统等。参与投资的机构包括红杉资本、高瓴创投、IDG资本等知名风险投资机构，也包括产业投资人和财务投资人²⁰。展望未来储能融资趋势，前瞻性储能技术，如钠离子电池、液流电池、压缩空气储能、氢能等技术的投资更受到一级市场的青睐。

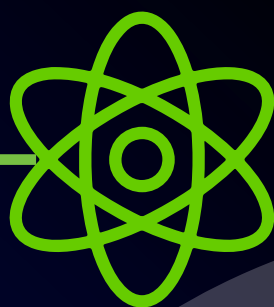
欧盟储能技术相关政策 | 表 3

年份	名称	主要内容
2010年	成立欧洲能源研究联盟(EERA)	确定电化学储能、化学储能、储热、机械储能、超导磁储能和储能技术经济六个重点技术领域 ¹⁴ 。
2019年	欧盟创建“电池欧洲” 电池技术与创新平台 ¹⁵	确定电池研究优先领域、制定长期愿景、阐述战略研究议程与发展路线。
2020年	《欧洲电池行业短期研发创新 优先事项》 ¹⁶	针对欧洲电池创新价值链提出了短期(2021—2023年)的七大优先创新研发事项。
2020年	“电池欧洲”发布 《电池战略研究议程》 ¹⁷	明确了到2030 年从电池应用、电池制造与材料、原材料循环经济、欧洲电池竞争优势四方面关键行动。
2020年	颁布《最新电池技术分类》 ¹⁸	电化学储能技术正逐步从锂离子电池朝向下一代电池技术发展。
2021年	《2030电池创新路线图》 ¹⁹	所有电池技术都有助于实现欧盟的脱碳，也强调了锂离子电池在电力储能领域的优势。

数据来源：Powerlab根据各省政策整理

第二章

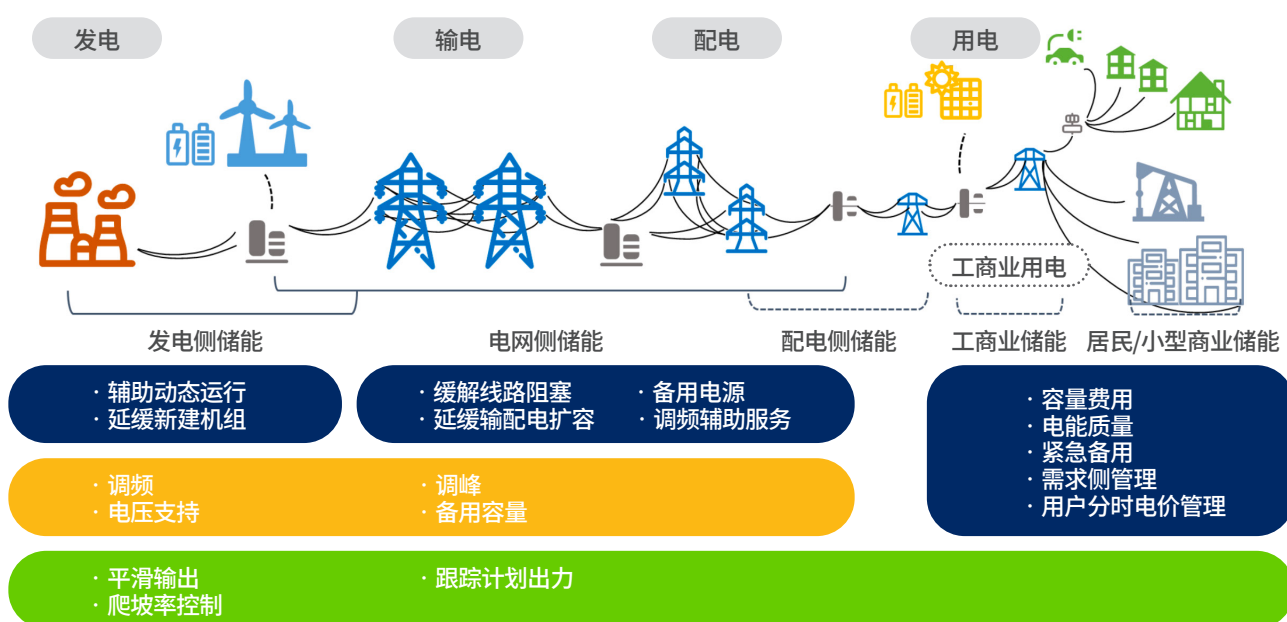
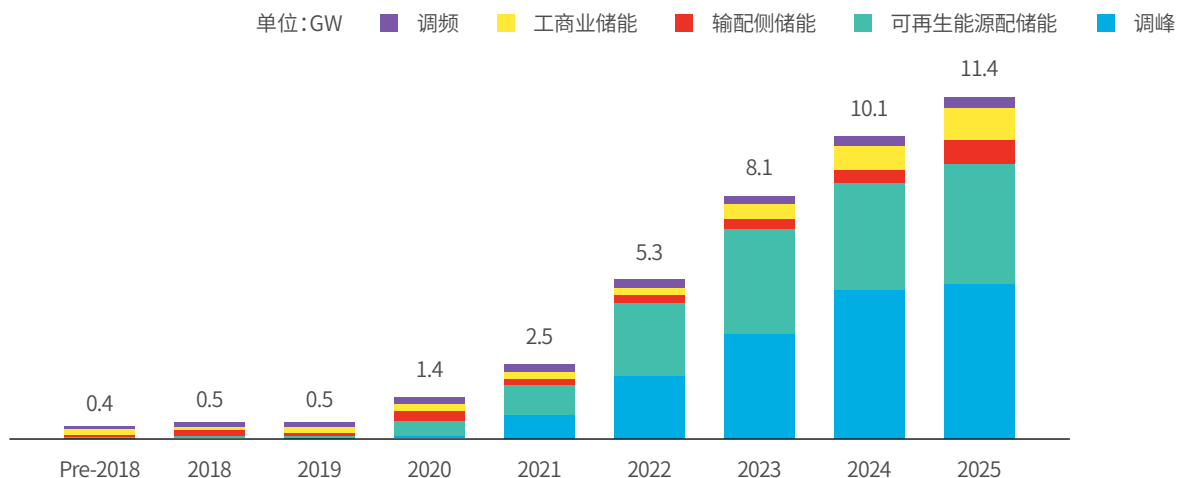
应用： 新型储能在 电力系统中的 多元场景



储能行业应用场景丰富，主要可分为电源侧、电网侧和用户侧三类。电源侧对储能的需求场景类型较多，包括可再生能源并网、电力调峰、系统调频等；电网侧储能主要用于缓解电网阻塞、延缓输配电扩容升级等；用户侧储能主要用于电力自发自用、峰谷价差套利、容量电费管理和提高供电可靠性等。然而，在实际应用中，储能的某一功能应用并不局限于单一

应用场景，以平滑输出、跟踪出力计划为例，可同时应用于电源侧、电网侧和用户侧。

如下图所示，随着可再生能源配置储能政策的出台，2020年可再生能源并网侧储能的新增比例在当年大幅增加，占比达到了40%以上。根据BNEF预测“十四五”期间，可再生能源配置储能及独立调频储能将占据主要地位。

储能的应用场景²¹ | 图 10中国电池储能新增装机量应用场景划分2018-2025²² | 图 11

一、电源侧

储能在电源侧的主要应用场景包括可再生能源并网、电力调峰、辅助动态运行、系统调频等方面。在当前政策框架下，电源侧储能电站的收益点主要为削峰填谷带来的增发收益，跟踪发电计划避免考核所带来的损失等，在未来准许可再生能源+储能参与电力辅助服务市场，明确调峰补偿后，电源侧储能还可获得参与电力辅助服务市场获取的收益和深度调峰收益。

可再生能源并网

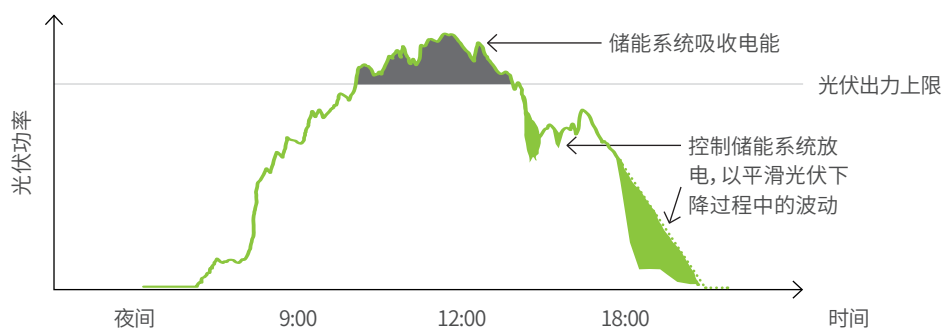
储能系统和可再生能源可成为一个完整的系统，平滑风电和光伏出力的波动性，实现可调节、可调度的输出，跟踪发电计划以应对电网考核，提升波动性电源的一次调频、基础无功支撑能力，减少电力系统中备用机组容量，使风电、光伏等可再生能源对电网更加友好。

通过在风电、光伏电站配置储能的方式，基于电站出力预测和储能充放电调度，可保障可再生能源电力的消纳。在负荷低时，储能系统可储存暂时无法消纳的弃风弃光电量，之后转移至其他时段再进行并网。通过减少弃风弃光电量，储能系统可提升风电、光伏项目的经济效益。

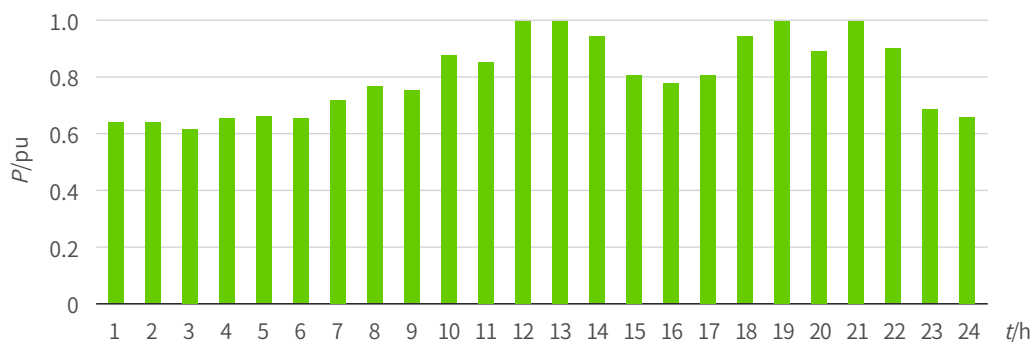
电力调峰

在电力系统的实际运行过程中，电力负荷在一天内是不均匀的，用电负荷有高峰、低谷之分。一般而言，电力系统会在中午和晚上出现2次尖峰负荷，深夜则为用电最少的低谷负荷。为了维护电力系统的平衡，在用电高峰时，需要增加发电机组出力或限制负荷来满足需要；而在用电低谷时，需要减少发电机组出力，保持发电、输电和用电之间的平衡，使供电的频率质量在合格范围内。这种随时调节发电出力以适应用电负荷每天周期性变化的行为，称为调峰²⁴。

光伏发电端储能工作原理²³ | 图 12



典型日内小时负荷特性图²⁵ | 图 13



储能系统可作为电源输出功率或作为负荷吸收功率，实现用电负荷的削峰填谷，即在用电负荷低谷时发电厂对储能电池充电，在用电负荷高峰时将存储的电量释放，以帮助实现电力生产和电力消费之间的平衡。储能应用于电力调峰可保障短时尖峰负荷供电，延缓新建机组的建设需求。

以江苏省²⁶为例，2019年，江苏省最大负荷为1.05亿千瓦，但超过95%最高负荷持续时间只有55个小时，在全年运行市场中占比仅为0.6%。满足此尖峰负荷供电所需的投资高达420亿，但如果采用500万千瓦/2小时的电池储能来保障尖峰负荷供电，所需投资约为200亿，大幅节省投资额。

辅助动态运行

动态运行是指为了实现负荷和发电之间的实时平衡，火电机组需要根据电网调度的要求调整输出，而不是恒定地工作在额定输出状态，具体包括启动、爬坡、非满发和关停4种运行状态。一般来说，火电机组都设计成满发时为经济运行状态，机组的热效率最高。而动态运行则会使机组的部分组件产生蠕变，造成这些设备受损，提高故障发生的可能性，降低机组可靠性，最终增加了设备的检修更换费用，降低整个机组的使用寿命。

辅助动态运行主要是以储能系统和传统火电机组联合运行的方式，按照调度的要求调整输出的大小，尽可能让火电机组工作在接近经济运行的状态下，提高火电机组的运行效率。储能和传统火电机组的联合运行可避免动态运行对火电机组寿命的损害，减少火电机组设备维护和更换的费用，进而延缓或减少发电侧对于新建发电机组的需求。

系统调频

电力系统频率是电能质量的主要指标之一。实际运行中，系统频率并不能时刻保持在基准状

态，发电机功率和负荷功率的变化将引起电力系统频率的变化。频率变化会对发电及用电设备的安全高效运行及寿命产生影响，因此频率调节至关重要。调频主要有一次调频和二次调频两种方式：一次调频是系统频率偏离标准值时，利用发电机组调速器作用，按照系统固有的负荷频率特性，调节发电机组出力的方式；二次调频是指移动发电机组的频率特性曲线，即改变发电机组调速系统的运行点，增加或减少机组有功功率，从而调整系统的频率²⁷。

储能系统与发电机组联合参与电网二次调频是目前已商业化应用的储能运营模式²⁸。同火电机组相比，储能系统在充放电功率的控制方面具有显著的优势，其控制精度、响应速度等指标均远远高于火电机组。当参与二次调频的火电机组受爬坡速率限制，不能精确跟踪调度调频指令时，储能可高速响应从而从根本上改变火电机组的AGC能力，避免调节反向、调节偏差以及调节延迟等问题，获得更多的AGC补偿收益。

二、电网侧

缓解电网阻塞

输电阻塞指的是对电力输送服务的要求大于输电网的实际物理输送能力。产生阻塞的根本原因是不同区域内发电和输电能力的不平衡。一般而言，短期阻塞的出现多由系统的突发事故或系统维护引起。长期的阻塞多是结构性的，主要由于某个区域内发电结构以及输电网的扩展规划不匹配所引起的。

在电网侧线路上游建设的储能，可在发生线路阻塞时将无法输送的电能存储到储能设备中，等到线路负荷小于线路容量时，再向线路放电。在开放竞争性的电力市场环境中，如果将储能安装在高发电成本的一端，通过储能可在低谷充电、高峰放电，可有效降低高峰时期对其他机组发电量的需求，降低阻塞情况。

延缓输配电设备扩容升级

为了应对输配网阻塞带来的弃电等问题，最常见也最简单的做法是在现有输配电网的基础上扩容。然而，扩容或新建输配电网会面临成本高昂、建设时间长、使用时间不足、以及由于新建基础设施而带来的环境和社会影响等问题。因此，在很多时候，扩容或新建输配电设施并不是应对输配网阻塞最佳的解决方案。

建设储能可成为升级或新建输配电设备的替代解决方案，即在负荷接近设备容量的输配电系统内，可以利用储能系统有效提高电网的输配电能力，从而延缓新建输配电设施，降低成本。相较于输配网扩容，储能建造时间更短，社会和环境的影响更小，在储能成本大幅降低的前提下，这一解决方案的经济性也进一步加强。

以江苏镇江电网侧储能项目为例²⁹，镇江接入总规模达101MW/202MWh的“大规模源网荷储友好互动系统”，大幅提升了镇江东部地区供电能力和电网灵活调节能力。这一系统可为电网运行提供调频、调峰等多种服务，提高镇江电网供电能力10万千瓦，相当于每年减少调频燃煤5300吨，节省调峰相关投资16亿元。

三、用户侧

储能的用户侧主要应用场景包括电力自发自用水平提升、峰谷价差套利、容量费用管理、提升电力可靠性和提高电能质量等方面。在当前政策框架下，用户侧储能电站的收益主要来自于峰谷价差带来的电费节省。在未来落实分布式可再生能源+储能参与电力辅助服务市场机制，补偿需求响应价值等政策进一步完善的情况下，用户侧储能电站的收益还可包括需求响应收益、延缓

升级容量费用收益、参与电力辅助服务市场所获取的收益等部分。

电力自发自用水平提升

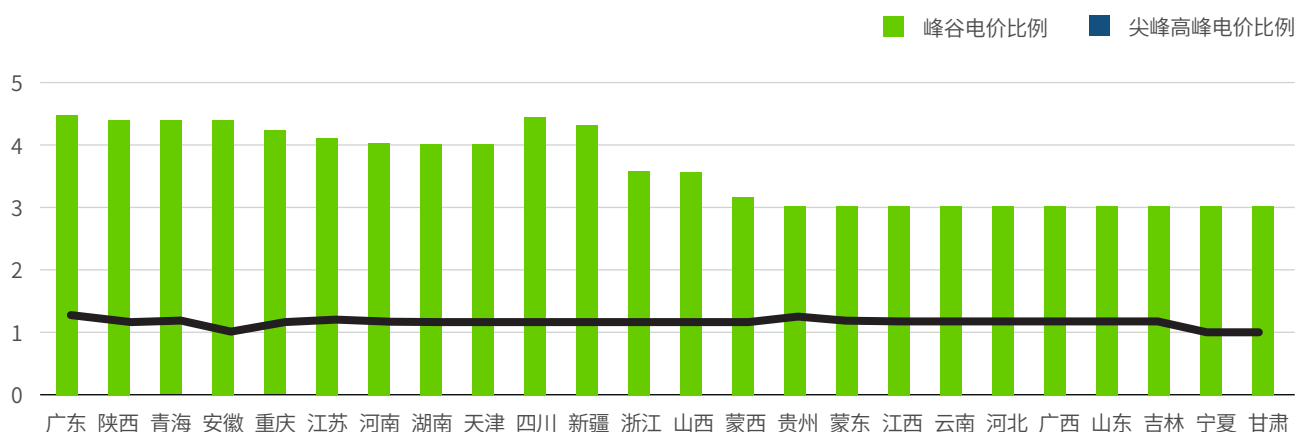
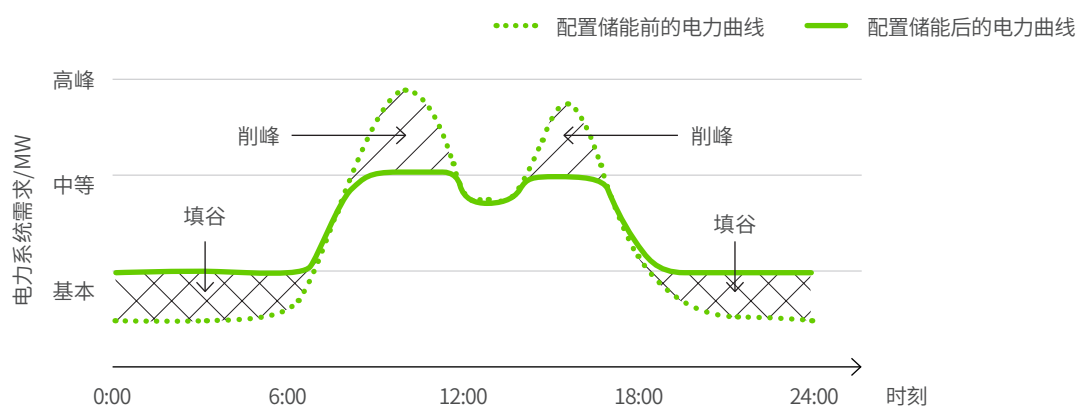
以分布式光伏系统为例，如果不配置储能系统，家庭用户和工商业用户，将白天无法消纳的电力接入电网，并从电网采购电力满足夜间的用电需求，这是目前家庭用户和工商业用户屋顶光伏普遍采用的方式。如在光伏系统的基础上配置储能，家庭和工商业用户可提升电力自发自用水平，直至实现白天和夜间的电力需求都由自家光伏系统满足。

分布式能源+储能应用这一场景得以推广的主要经济驱动因素之一是提高电力自发自用水平可延缓和降低电价上涨带来的风险，以及规避因电力供应短缺而带来的损失。例如对于安装光伏的家庭和工商业用户，考虑到光伏在白天发电，而用户一般在下午或夜间负荷较高，通过配置储能可以更好地利用自发电力，提高自发自用水平，降低用电成本。

峰谷价差套利

2021年7月，国家发改委发布了《关于进一步完善分时电价机制的通知》，要求各地将系统供需宽松、边际供电成本低的时段确定为低谷时段，充分考虑新能源发电出力波动以促进新能源消纳，考虑净负荷曲线变化特性以引导用户调整负荷。根据公开资料统计，截至2021年底，已有24个省发布分时电价相关政策（8个省处于征求意见阶段）。其中，所有省峰谷电价比例不低于3，有10个省不低于4，广东省峰谷电价比例甚至高达4.47，尖峰电价在高峰电价的基础上上浮25%，均为全国最高。峰谷电价的实施改善了电力供需状况，也扩大了储能在用户侧的峰谷价差套利空间。（见下页图14）

在实施峰谷电价的电力市场中，工商业用户通过低电价时给储能系统充电，高电价时储能系统放电的方式，将高峰时间的用电量平移至低谷时段，实现峰谷电价套利。

部分省份分时电价政策峰谷电价比例排名³⁰ | 图 14降低容量电价模式示意图³¹ | 图 15

容量费用管理

不同于居民用户的单一制电价，国内大部分地区的工商业用户均实施两部制电价，即工商业用户的电费包括基本电价与电度电价两个部分。其中，基本电价又称容量电价，按照电力用户的变压器容量（kV·A）以及最大需量（kW）进行计算，为每个月固定的费用，电度电价则根据用户的实际用电量进行计算。

工商业用户可以利用储能系统在用户的用电低谷时储能，在用电高峰时放电，从而降低用户的尖峰功率以及最大需量，使工商业用户的实际用电功率曲线更加平滑，降低企业在高峰时的最大需量功率，起到降低容量电价的作用。

提高电能质量

电信、精密电子、数据中心等的行业用户对电能质量要求较高。负荷端的储能能够在短期故障的情况下，保持电能质量，减少电压波动、频率波动、功率因数、谐波以及秒级到分钟级的负荷扰动等因素对电能质量的影响。通过储能提高电能质量获得的收益，主要跟电能质量不合格事件的次数以及低质量的电力服务给用户造成的损失程度有关。同时，配备的储能系统的容量等指标也能影响该部分的收益。

四、不同场景对储能技术的要求

储能应用场景的多样性决定了储能技术的多元化发展。虽然上文提到在电源、电网和负荷侧储能的作用多种多样，但总体来说，根据不同时长的储能需求，储能的应用场景可以分为容量型（ ≥ 4 小时）、能量型（约1~2小时）、功率型（ ≤ 30 分钟）和备用型（ ≥ 15 分钟）四类³²。目前新能源侧配置储能系统通常以功率型或能量型为主，主要起到平滑功率波动的作用。随着新能源装机容量和发电比例的提升，对储能时长的要求越来越高，容量型储能的需求日益增长。2021年7月国家发改委和能源局颁布的《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》，鼓励发电企业对于超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率15%的挂钩比例（时长4小时以上）配建调峰能力。

国内各地政府主管部门陆续出台文件支持4小时以上容量型储能的应用。例如，2022年3月，内蒙古自治区能源局发布文件，要求新增负荷所配置的新能源项目配建储能比例不低于新能源配置规模的15%（4小时），存量自备负荷部分按需配置储能比例。新疆维吾尔自治区发改委出台《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引（1.0版）》，提出以储能规模确定新能源项目；建设不低于4小时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。随着新能源装机规模的提升和长时储能技术的进步，4小时以上的新型长时储能技术将逐步进入商业化应用，满足电力系统长时储能的服务需求。

各类储能应用特点及发展阶段³³ | 表 4

类型	时长需求	应用场景	技术种类	发展阶段
容量型	≥ 4 小时	削峰填谷、离网储能	容量型储能技术种类较多，包括铅碳电池、液流电池、钠离子电池、压缩空气、储热蓄冷、氢储能等。	铅碳电池、储热蓄冷等已进入商业推广阶段；液流电池、钠离子电池等已经进入示范应用阶段
能量型	约1~2小时	独立储能电站、电网侧储能	磷酸铁锂电池为主	商业应用阶段
功率型	≤ 30 分钟	辅助AGC调频、平滑间歇性电源功率波动	超导储能、飞轮储能、超级电容器和各类功率型电池	超导储能、飞轮储能、超级电容处于初级研发阶段
备用型	≥ 15 分钟	数据中心和通讯基站等备用电源场景	铅蓄电池、梯级利用电池	铅蓄电池进入商业应用、梯次利用处于示范应用阶段

第三章

潜力： 全产业链技术 创新趋势



一、研究框架

电化学储能是新型储能的重要类型，具有布置灵活、建设周期短等特点，对构建更加灵活高效的新型电力系统具有重要意义。因此在初次探究新型储能创新趋势时，我们选择电化学储能作为大类技术路线进行研究。

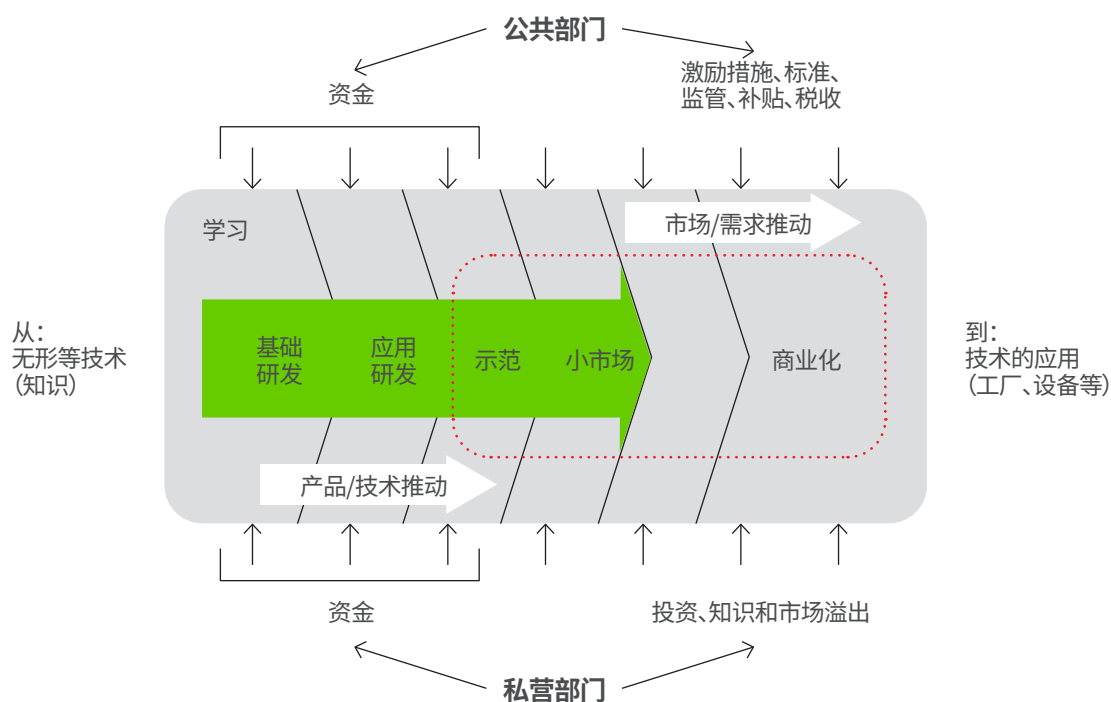
一种技术从知识阶段要成型的应用，通常要经过基础研究、应用研发、示范、小市场等多个阶段，最后再进入商业化。且技术的发展也往往不是遵循从基础研究到商业化的单一进程，通常会出现往复循环，例如从示范阶段又回到应用研发阶段。电化学储能技术路线多样，且发展阶段各有不同，限于报告的篇幅和时间，报告主要选择锂离子电池、钠离子电池、全钒液流电池和锌溴液流电池四种已经进入示范及商业化的电化学储能技术路线进行研究。以全产业链视角，从储能在电力系统中应用的痛点出发，分析不同储能技术的发展现状和未来创新趋势。

在选定主要技术路线后，报告从电力系统对于电化学储能的技术要求出发，制定了相关指标，并通过桌面调研和专家访谈收集数据识别未来储能的创新方向。

电化学储能发展的一个关键因素是动力电池技术的快速发展带动了锂电池成本的快速下降，所以目前电力系统中大部分电化学储能为锂电储能。

因此随着以锂离子电池为代表的动力电池向着技术性能更高的材料迈进，该技术也可能应用于储能领域。但同时也应看到，储能电池与动力电池虽然现阶段产业链结构、生产厂家有很多相似之处，但由于应用场景不同，二者对电池的技术指标要求并不完全相同。如下表所示，动力电池安装在电动车上，需要在安全性和经济性的前提下，提高能量密度和充电速度，有更高的续航和更短的充电时间。储能电池的应用场景需要频繁充放电，因此除了对能量密度的要求，对循环寿命要求更高，而且对于成本更加敏感。

技术发展周期及其主要驱动力³⁴ | 图 16



动力电池与储能电池的主要区别 | 表 5

	动力电池	储能电池
应用场景	电动汽车	储能电站
功率密度	要求较高，结合安全性考虑一般采用1C 左右放电能力的能量型电池	容量型应用场景放电倍率≤0.5C；功率型应用场景放电倍率≥2C；两者可配合使用
日历寿命	5-10 年	10年以上
循环次数	2000 次	5000次甚至更长
主要电芯	磷酸铁锂电池和三元电池	磷酸铁锂电池为主

数据来源:Powerlab总结

所以在探索未来电化学储能的趋势时，既不能忽略锂电池本身的技术发展趋势，也要从电力系统对储能的需求出发，二者兼顾，制定合适的指标框架，才能看清未来电化学储能在电力系统中发展的趋势。

早在2008年，Ibrahim等³⁶选择了从技术指标（功率、能量效率和体积等）和经济性（投资成本）两大方面对储能技术进行了对比。2011年，俞恩科等³⁷主要通过技术指标对比分析了各种储能技术，并指出新兴化学储能如液流电池是最适合大规模发展的电力化学储能技术。国网能源研究院方彤等³⁸2011年通过技术、经济和环境3个方面评价电化学储能。

在结合第二章中总结的电力系统对储能的技术要求和前人研究，本报告采用以下四个指标作为评价储能技术的主要指标。

安全性：安全性是储能技术评价的基本要素之一，指全生命周期内，储能系统在正常使用条件下和偶然事件发生时，仍保持良好的状态并对人身不构成威胁³⁹。储能系统运行时多以电池模组或集装箱的形式进行能量储存或释放，控制复杂，投资较大，一旦发生安全问题，造成的损失巨大⁴⁰。电芯的

安全也并不代表完全代表电池储能系统的安全，还需要考虑BMS、EMS对储能系统的控制⁴¹，所以对于安全性的提高，贯穿储能整个产业链。

成本：储能系统的成本及经济效益，是决定其是否能产业化及规模化的重要因素。储能的系统成本和度电成本是衡量储能成本的两个主要指标。系统成本指初期投入的建设资金，未考虑后期运维。储能度电成本指储能系统在整个使用寿命年限里，花费的总金额除以存储的总电量。但是，要得出有效的度电成本数据，需要准确的得知储能全生命周期存储的总电量，目前这类数据多为实验室数据，与实际运行数据偏差较大，因此我们采用系统成本来衡量储能成本。

性能：满足用户需求的储能系统所具备的基本性能可用容量、功率、响应时间、循环次数、寿命、充放电效率等指标衡量。若对每种技术路线做精准的性能指标评估，需要大量的一手数据和反复试验，由于数据和时间限制，本研究不对每种路线做量化的技术指标评估，我们选取储能系统主要技术指标：**能量密度、储能时长、使用寿命**指标对不同电化学电池的技术性能进行描述，并分析未来技术发展需求和方向。

能量密度：单位重量的电池所储存的能量。

储能时长：该种储能方式能够在没有显著损耗的情况下存储能量多长时间，并且应当保持经济性。

使用寿命：电力储能系统从正式投运到退役的持续时间也可等效为以额定功率充满满放的循环次数。通常以年或循环次数表示。

环境友好性：对于储能来讲，一方面要减少储能系统在建设和使用过程中对环境的破坏，另一方面要做好储能系统中材料的回收再利用。因此，对于环境友好性，本研究将主要从不同技术路线原材料在地壳中的丰富程度、本身是否具有污染、以及回收体系的完善程度进行分析。其中前两方面将在电池创新部分进行分析，回收技术路线将单独重点进行分析。

综上，在电池中上游电池技术路线中，本研究

将主要针对以上四个指标识别电化学储能的创新趋势和方向；在下游运维、回收等环节中，将根据具体环节特征分析创新趋势方向。

二、概述

完整的电化学储能系统主要由电池组、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS）、储能变流器（PCS）以及其他电气设备构成。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⁴²。（见图18）

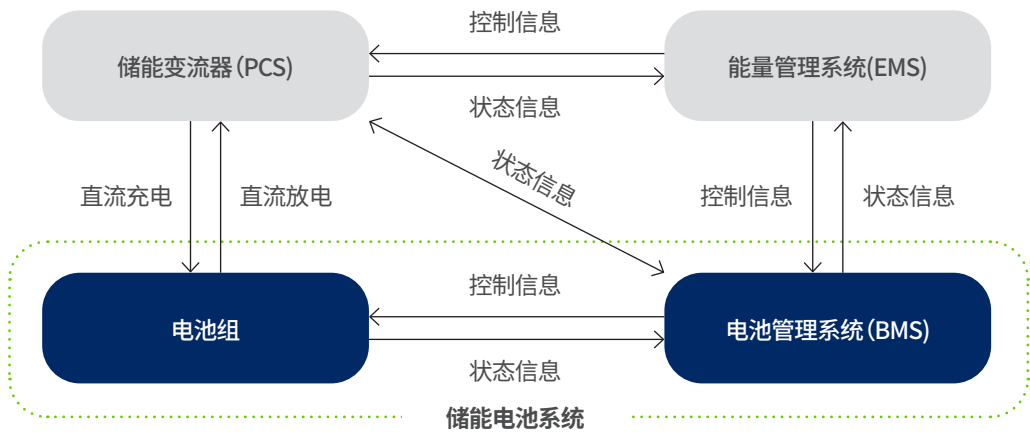
储能产业链上游主要包括电池、电池管理系统、能量管理系统以及储能变流器供应商；中游为系统集成商和安装商，下游主要为终端用户等，具体如下图19所示。

电池是电化学储能系统中最重要的一部分，占储能系统成本的60%，PCS构成20%，EMS构成10%，BMS构成5%，其他配件构成5%。（见图20）

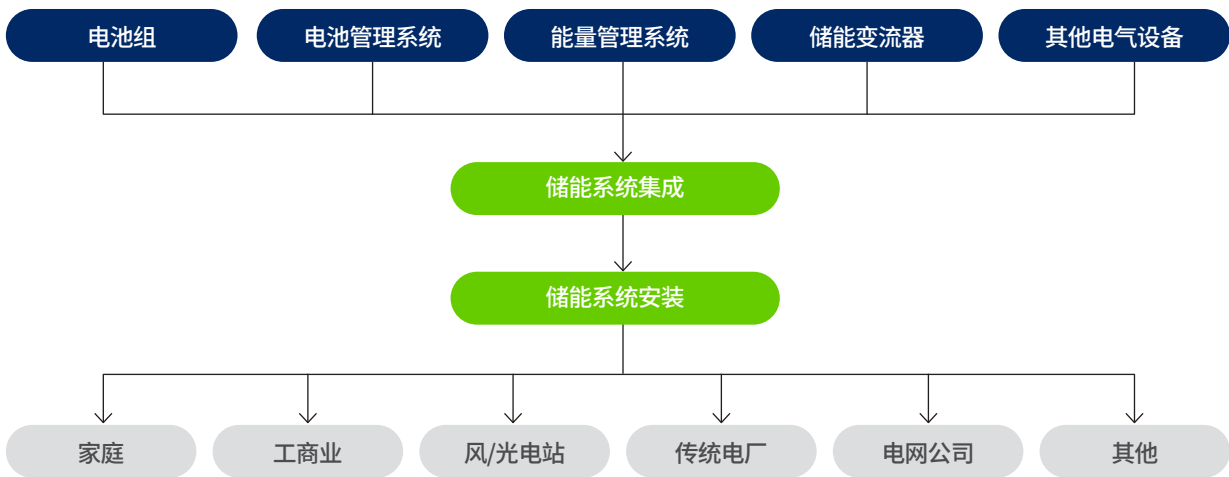
研究框架 | 图17



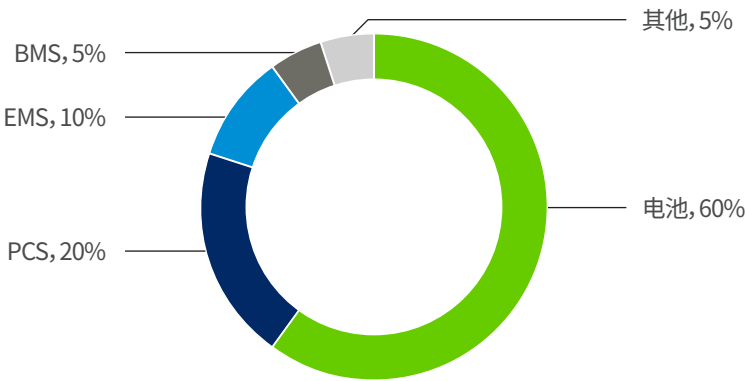
电化学储能系统结构示意图 | 图 18



储能产业链简图 | 图 19



电化学储能成本构成 | 图 20



数据来源:前瞻产业研究院

主流储能技术路线对比 | 表 6

电池类型	锂离子电池（磷酸铁锂）	钠离子电池	全钒液流电池	锌溴液流电池
原材料丰富程度	对外依赖强	丰富	丰富	丰富
能量密度（w/kg）	130-200	100-150	15-50	75-85
循环寿命（次）	3000-6000	2000+	15000	6000
充放电效率（%）	90-95	90-95	65-80	65-80
储能系统效率（%）	85-90	85-90	60-70	60-70
深度充放电能力	深度充放电影响寿命	深度充放电寿命基本无影响	深度充放电寿命基本无影响	深度充放电寿命基本无影响
容量	衰减后不可恢复	衰减后不可恢复	可再生	可再生
回收难易	较复杂	较复杂	易回收	易回收
安全性	一般，存在过热起火爆炸风险	比较好	好	比较好，存在溴泄露风险
系统成本（元/kWh）	1500-2500	1100左右	3000-4000	2000-3000
市场情况	当前主流技术路线	示范项目	近三年5%的储能项目运用液流电池，适用于更大型的储能项目	
优势	长寿命，能量密度高，高效率，响应速度快，环境适应性强	成本低，环境友好	使用范围广，原材料丰富，15-20年寿命，工作温度宽	使用范围广，原材料丰富，15-20年寿命，工作温度宽
挑战	存在安全风险	能量密度低，技术不成熟	能量密度偏低，充放电倍率低，效率较低，因此占地面积大	能量密度偏低，充放电倍率低，效率较低

数据来源:powerlab根据2021年储能白皮书整理

上表总结了四种技术路线主要指标的现状和优劣势，具体内容及技术趋势将从下节开始逐渐展开分析。

三、电池

储能电池是储能系统中能量存储单元，属于储能产业链核心环节。全球电动汽车快速发展，推动了以锂离子电池技术为主的电化学储能电池技术在电力系统中的应用。但与此同时，上游原料资源瓶颈、储能时长、安全等问题无法单独依靠锂离子电池解决，其他技术路线如钠离子电池、液流电池等技术路线依然有很大的发展空间。

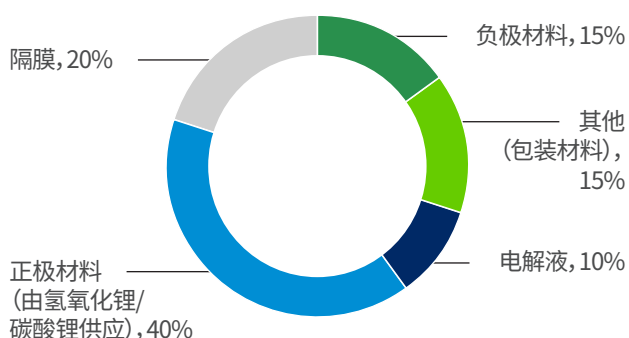
1. 锂离子电池

(1) 技术原理

锂离子电池技术并不是近几年才发展起来的电池技术。锂电池的研究开始于20世纪50年代，在70年代实现了军用与民用。锂金属二次电池研究于80年代推出市场，1991年索尼公司推出了第一块商业化的锂离子电池⁴³。

锂离子电池主要依靠锂离子在正极和负极之间移动来工作。在充放电过程中，锂离子在两个电极之间往返嵌入和脱嵌：充电时，锂离子从正极脱嵌，经过电解质嵌入负极，负极处于富锂状态；放电时则相反。

锂离子电池成本构成⁴⁴ | 图 21



(2) 发展现状

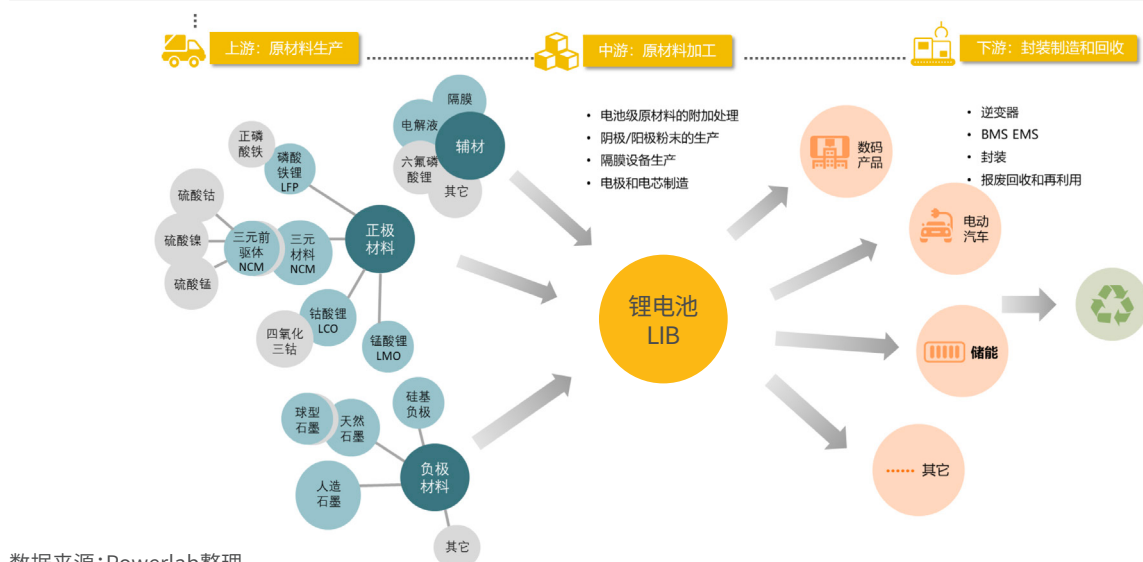
锂电池主要材料包括正极材料、负极材料、电解液和隔膜四大部分，正极材料决定电池的容量、寿命等多方面核心性能，一般占锂电池总成本高达40%左右，是锂电池产业链中最重要的一环。

在众多电化学储能技术路线中，锂离子电池已经建立了较为健全的产业链。如下图所示，锂电产业链上游主要为矿产及加工品，包括锂、镍、钴等；中游主要为锂电池制造、电池系统集成组装等；下游的应用领域主要为储能电池、动力电池、消费电池等。因为储能电池不同技术路线上游差距较大，所以该章节，主要对上游及中游的电池组进行分析，电池管理系统和能量管理系统将统一放在后面小节进行展开。

原料环节

锂电池产业上游最主要的有色金属为锂矿。锂资源的储备较为丰富，根据USGS报告显示2018年全球探明力资源储备为1400万金属吨，全球锂资源以盐湖锂、锂矿石等形式存在，集中度较高，智利、澳大利亚、阿根廷、中国四个国家占总储量的96%。高品质锂资源主要分布在澳大利亚和南美，现有供给的50%左右来自澳洲矿山、40%左右来自南美洲盐湖。

锂离子电池产业链细分 | 图 22



我国锂资源开采难度较大，**国内锂资源重度依赖进口，2020年进口占比超70%以上⁴⁵**。锂盐湖主要分布在青海、西藏和湖北，虽然资源总量占全球总探明量的22.9%，但品位不高，且开采利用条件差，生产成本低，**根据相关公司披露，目前国内盐湖提取碳酸锂成本在3万元/吨左右⁴⁶，而南美盐湖生产碳酸锂成本约为2万元/吨⁴⁷**。

因为锂矿资源较为集中，市场格局方面，锂资源开采呈现寡头垄断特征，CR6占比84%。全球优质锂矿及锂盐湖长期被ALB和SQM两家巨头占据，中国锂原料企业如天齐和赣锋锂业开始通过并购、战略投资等方式获取锂矿资源。但如何降低国内锂资源的开采成本依然是技术发展的重点。

提高中国锂资源的利用率主要有两种手段，第一为创新锂资源开采和提取技术，第二为提升锂资源回收利用比例。在提取锂资源方面，国内盐湖普遍镁锂比偏高，需要因地制宜应用多种提锂技术，目前主要使用离子交换吸附、膜分离等选择性提取方法来更好地实现镁锂分离以及锂离子的富集。这两种方法利用吸附剂、纳滤膜或电渗析膜可更有选择性地富集锂离子，但也存在着吸附剂、纳滤膜性能提升遇到瓶颈，电渗析膜通电能耗高且拆洗膜维护成本高的问题，**未来发展方向主要是高性能吸附分离材料的研发及工艺流程的简化**。锂资源回收方法将在回收章节具体介绍。

正极材料

正极材料是锂电池的关键材料之一，在锂电池材料成本中占比最高，是锂电池产业链中规模最大、产值最高的材料。主流的正极材料包括磷酸铁锂、三元锂、钴酸锂、锰酸锂等。其中，磷酸铁锂和三元锂在性能、循环次数、安全性等方面综合优势相对于钴酸锂、锰酸锂较大。

三元电池和磷酸铁锂电池二者相比较，能量密度高是三元电池的最大优势，而安全性较差和循环寿命较短是其主要短板。相反，磷酸铁锂电池在安全性能和循环使用寿命方面有较大优势，且成本较低。在储能领域中，更注重成本、安全性、使用寿命等因素，因此磷酸铁锂在储能的应用更广泛。

逐渐提升能量密度将是磷酸铁锂正极未来的发展趋势，目前可以通过补锂、掺硅以及使用固液混合电解质等一系列改进，磷酸铁锂电池能量密度可以突破200Wh/kg，电池单体到系统的体积成组效率从40%增加到60%⁴⁸。

市场格局方面，近三年磷酸铁锂市场集中度下降趋势，CR5市场份额降低24%，从2019年的88%下降到2021年的64%⁴⁹。主要是因为2020年前，磷酸铁锂需求主要由电动车带动，2020年恰逢电动汽车补贴下降，部分企业停产，市场集中度较高；2020年

不同正极材料主要技术指标对比 | 表 7

项目	钴酸锂	锰酸锂	磷酸铁锂	三元材料 (镍钴锰酸锂)
循环次数	500-1000	500-1000	2500+	1500-2000
低温性能	好	好	一般	好
高温性能	好	差	好	一般
安全性	差	较好	好	较好

数据来源:Powerlab整理

后，储能需求提升，磷酸铁锂正极材料需求大幅上升，停产企业开始复产和新竞争者不断进入，使得市场集中度下降。这也为未来技术创新企业进入市场提供了机会。

负极材料

锂离子电池负极材料应具有较低的电极电位、较高的锂离子迁移速率、较高的锂离子嵌入/脱嵌可逆性、良好的电导率及热力学稳定性。目前碳材料因为具有低电化学电势、良好的循环性能、廉价、无毒、稳定等优点，是市场中最成熟的锂离子电池负极材料。碳材料又可以分为石墨与非石墨两大类，石墨又主要分为天然石墨和人造石墨，但天然石墨循环性能及倍率性能较差，逐渐被人造石墨替代，2020年人造石墨市场占比已经达到84%。

此外，**硅碳材料是极具潜力的新一代高容量锂电负极材料**。硅材料的质量比容量最高可达4200mAh/g，约为碳材料的10倍，是目前已知能用于负极材料理论比容最高的材料，同时具有环境友好、储量丰富、成本较低的优点，因此是极具潜力的新一代高容量锂离子电池负极材料，硅基负极材料也存在着诸如充放电时体积膨胀、首充效率低等问题，目前可通过预锂化和纳米化提升首充效率较低体积膨胀。

负极材料领域市场集中度高，2020年全球主要锂电池负极材料生产前10企业市场占有率达到

81.4%，其中7家为中国企业。根据GGII预测，中国负极材料的出货量将从2020年的37万吨增长至2025年的145万吨，复合增长率达到31%，增长主要由动力电池及储能电站带动⁵¹。

隔膜

主要作用是将锂电池的正、负极分隔开。隔膜浸在电解液中，表面上有大量允许锂离子通过的微孔，微孔的材料、数量和厚度会影响电池的放电倍率、循环寿命等性能，所以隔膜需要起到隔离的作用，又要对锂离子有很好的通过性。以聚烯烃为代表的多孔聚合物隔膜是市场上通用的锂电池隔膜材料，可为锂电池隔膜提供良好的机械性和化学稳定性⁵²。

隔膜工艺主要分为干法和湿法，2016年之前国内隔膜市场主要以干法隔膜为主，占据国内隔膜市场份额一半以上。后因为湿法能够生产厚度薄、高强度和高能量密度的隔膜，更适合三元动力电池，2020年市场占有率已经达到70%。用于储能的磷酸铁锂电池主要采用干法，但随着磷酸铁锂电池能量密度的不断提高，湿法隔膜的市场占有率会进一步提高。

技术趋势上，过高的温度会使隔膜产生收缩，导致正负极接触而短路产生安全隐患。**因此提高隔膜的热稳定性是技术发展的重点。目前主要采用隔膜涂覆的方法提高其热稳定性，其中陶瓷涂覆可提高隔膜的耐热性，有效提升安全性能。**

硅碳复合材料与其他负极材料性能对比⁵⁰ | 表 8

类型	优点	缺点
天然石墨	技术及配套工艺成熟，成本低	比能量已到极限，循环性能及倍率性能较差，安全性能差
人造石墨	技术及配套工艺成熟，循环性能好，首充效率较高	比能量较低，倍率性能较差
硅基合材料	理论比能量高	技术及配套工艺不成熟，易膨胀，导电率低，首充效率低

隔膜行业的集中度较高，2021年中国锂电隔膜CR6企业市场占比为80.8%，较2020年有所提升。其中恩捷股份和星源材质前两大企业占比超过50%⁵³。

电解质

锂电池中市场化的电解质主要为电解液。电解液的主要作用是在锂电池正、负极之间传导离子，一般由锂盐和有机溶剂组成，是锂离子电池获得高电压、高能量密度等优点的保证⁵⁴。

根据产能情况统计，国内头部六氟磷酸锂生产企业主要有天赐材料、江苏新泰、多氟多、必康股份等，CR4的市场占有率不断提升，由2017年的56%提升至2020Q3的69.1%⁵⁵。行业格局较为稳定，未来除非出现颠覆性技术创新，较难打破现有状态。

锂电池主要使用的电解质有六氟磷酸锂、高氯酸锂等。六氟磷酸锂（LiPF₆）是目前商业化使用最多的电解质，在废弃电池的处理方面相对简单，对生态环境友好⁵⁶。但六氟磷酸锂热稳定性较差，容易造成电池衰减，在安全方面也有一定隐患。**电解质的发展方向将围绕稳定性和安全性进行。LiFSI 具有远好于LiPF₆的物化性能，热稳定性较好，溶解温度为200摄氏度，高于LiPF₆的80摄氏度，耐高低温性能较强⁵⁷。**此外，若要彻底解决高温分解问题，固态电解质是未来发展的重要方向。

封装制造

国内电池加工制造业呈现高度集中，宁德时代和比亚迪是行业中的龙头企业。

储能电芯封装制造与动力电池类似，主要为方形、圆柱和软包三种形式。电池封装工艺的发展趋势本质是在保证安全性的前提下提升电池能量密度上限。即利用电芯外壳的支撑作用，减少模组结构件使用，提升电池包的能量密度。软包外壳的支撑较弱，**因此中期来看方形和圆柱电池更能适应结构上的创新⁵⁸**。比亚迪的刀片电池既是将电芯设计成扁片长条形状，在安全上保证电芯有足够大

的散热面积，同时提高电池包的空间利用率，从而提高能量密度。目前已经应用于储能系统（BYD Cube）。

（3）优势和不足

技术性能方面，锂离子电池响应速度快，适用于4小时以下的储能系统。磷酸铁锂电池能量密度的提升依然是未来技术发展的主要方向。正极可通过补锂、掺硅以及使用固液混合电解质等一系列改进。负极方面，使用高容量的负极材料可以有效提升全电池能量密度，硅基负极是较具应用前景的下一代锂电负极材料。

成本方面，目前锂电已经形成了较为健全的产业链，且由于电动汽车的需求带动了规模效应的产生，成本已经大幅下降，在电力系统中的应用已经具备了一定的经济性，目前锂电储能的系统成本在1500-2500元/kWh左右。但由于上游原材料价格的上涨和下游需求的增加，短期看来锂离子电池的成本难以出现大规模的下降。成本下降的主要路径可以通过使用成本更低的正极材料，如下一章提到的钠离子电池，或提高电池的回收利用率。

环境方面，锂资源在中国的分布有限，开采难度较大，其价格的上涨直接影响锂电池的成本。此外，锂离子电池如果不做好回收，也会造成环境污染，这点将在电池回收章节具体阐述。

安全性是目前锂电池亟需解决的问题。隔膜方面，陶瓷和以陶瓷为主的隔膜可显著提高热稳定性，提高电池的安全性。电解液方面，新型电解液LiFSI具有更好的热稳定性，同时电介质有向固态或半固态方向发展的趋势。

（4）创新趋势及公司

锂电池的产业链已经相对成熟，在电化学储能领域占有比较高的比重，锂离子电池的创新方向主要是在现有技术产业链的基础上寻求更安全、更高效、成本更低的技术突破。

资源利用方面，发展方向主要集中在锂资源开采和回收技术上。为提高锂离子富集度，这要求工艺流程更为简化和分离材料向着更高性能吸附方向发展，离子交换吸附和膜分离法具有优势。吸附法适用于锂浓度较低的盐湖，主要依靠对锂离子具有特定吸附能力的吸附剂来实现锂离子的分离，铝基吸附剂目前较为成熟，但耗水量较大，未来技改方向主要为降低耗水量。膜分离法是当下产业化应用最积极的工艺之一，通过压力，利用膜的选择性分离功能将料液不同成分进行分离，核心是膜材料选择。盐湖提锂的膜材主要为有机膜，中国的有机膜处于逐步实现进口替代阶段。

正极材料方面，逐步提升能量密度是磷酸铁锂正极的发展趋势，目前可通过补锂质等方式推动。补锂又称为预锂化，在电池材料体系中引入高锂含量物质，并使得该物质有效释放锂离子，弥补活性锂损失，提升电池的实际能量密度和循环寿命，正极补锂工艺已经比较成熟⁵⁹，实施补锂技术后，磷酸铁锂电池的能量密度预计可提升20%左右⁶⁰。目前已有公司进行规模化生产，预计未来3-5年可以释放产能。

负极材料方面，未来发展趋势主要集中在具有高比容量的碳硅复合材料上。如前文所述，纯硅材料在充放电过程中容易出现体积膨胀，但碳材料具有体积变化小等优点，因此目前可以产业化发展方向是将碳材料引入硅中形成硅碳负极。这种工艺可以提升负极比容量，同时也缓解了硅在充放电过程中发生的体积变化。目前商业化硅碳负极中掺硅量大都在10%以下，比容量在400-700mAh/g之间。碳硅负极的配套产业链已经逐渐成熟⁶¹，预计将在未来2-3年释放产能。

隔膜方面，创新趋势主要集中在制备工艺和技术发展上。磷酸铁锂有干法隔膜向湿法隔膜发展的趋势；为提高安全性，在湿法隔膜上进行陶瓷涂覆是进一步的技术创新方向。

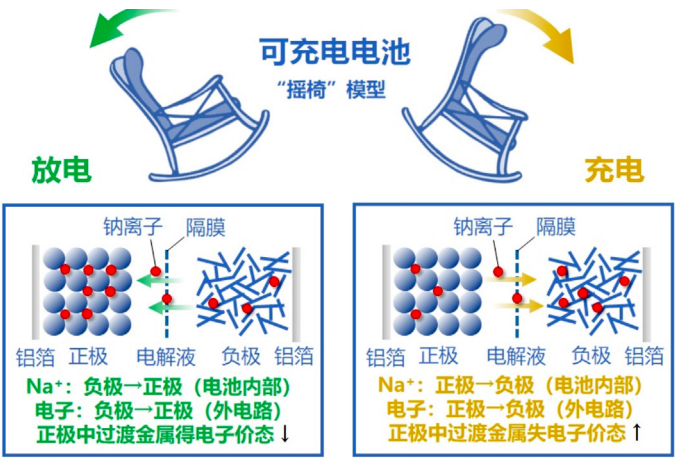
电解质方面，提高电池的安全性和稳定性是未来的方向。液态电解质方面LiFSI具有较好的应用

前景，LiFSI作为电解液锂盐有两种应用方式，作为通用锂盐添加剂形成LiPF₆-LiFSI混合锂盐，以及纯LiFSI锂盐替代LiPF₆。目前LiFSI已经实现了国产化，目前在小批量生产阶段，未来主要通过批量生产降低成本。

固态电池是指采用固态电解质的锂离子电池，工作原理上，固态锂电池和传统的锂电池并无区别。对于储能系统而言，固态锂电池最显著的优势就是安全。固态电解质具有阻燃、易封装等优点，还可以提高电池的能量密度。此外，固态电解质具备较高的机械强度，能够有效抑制液态锂金属电池在循环过程中锂枝晶刺穿，使开发具有高能量密度的锂金属电池成为可能。因此，全固态锂电池是锂离子电池的理想发展方向。但需要说明的是，要实现固态电池的技术突破，在材料学方面还有两大挑战，一是锂金属负极的缺陷，二是固态电解质与正负界面失效的问题。由于固态电解质本身比电解液和隔膜要更重，正极体系并没有变化，因此要实现质量能量密度的超越，只有通过使用锂金属负极，它所能存储的锂密度大约是石墨的10倍⁶²。对于锂金属作为负极的全固态锂电池来说，需考虑电池内锂枝晶生长问题，在固态电解质中的枝晶生长较液态电解液中更为复杂和多样化，混合了不同的物理和化学环境，其具体机制目前还不确定⁶³。二是固态电解质与正负极界面失效问题。固态电解质中的无机电解质与锂金属接触不良，会导致界面电阻高且电流分布不均，而聚合物电解质在常温下保持界面处物化性质稳定的能力不足⁶⁴。二者通过影响电解质界面稳定性进而影响全固态锂电池长循环寿命。固态电池研发已经经历了40年的历史，除了上述技术难题尚未攻克外，产业链配套与目前现有的锂离子电池兼容性很小，因此虽然固态锂金属电池是锂电池的理想形态，但若实现规模化生产，还需要在突破技术瓶颈、产业链配套建设上投入更多的时间。

锂离子电池储能核心器件创新企业 | 表 9

企业	成立时间	是否上市	所属领域	核心技术
海普功能材料 ⁶⁵	2013	否	锂资源提取	高镁锂比盐湖锂液相沉积技术
蓝晓科技 ⁶⁶	2001	是	锂资源提取	盐湖贫锂卤水资源提取碳酸锂，可提供包括核心锂吸附剂、完整工艺技术、系统装备在内的卤水提锂整体解决方案
贝特瑞 ⁶⁷	2000	是	锂离子负极	硅基负极材料、石墨负极材料、石墨烯
溧阳天目 ⁶⁸	2017	否 2018年4月11日 中关村创业投资入股成为第三大股东	锂离子负极	纳米硅碳负极，拥有纳米硅负极核心授权专利。产品目前已进入全面量产阶段，年产能达8000吨。
杉杉股份 ⁶⁹	1999	是	锂离子负极	全球规模最大的锂离子电池材料综合供应商,锂电池负极材料产品包括人造石墨、天然石墨、中间相碳微球、复合石墨及硅基负极材料。
德方纳米 ⁷⁰	2007	是	锂离子正极	纳米磷酸铁锂
湖南裕能 ⁷¹	2016	否 2017年12月18日 天使轮 投资方：上海智越,晨道投资,湘潭电化集团有限公司,步步高,深圳火高科技有限公司 2019年4月19日 战略投资 投资机构：农银国际 2020年12月26日 战略投资 投资方：宁德时代,比亚迪 融资金额：8.98亿人民币 宁德时代成为第三大股东,比亚迪成为第七大股东	锂离子正极	国内主要锂离子电池正极材料供应商，产品聚焦磷酸铁锂电池。
美国Amprius ⁷²	2009	否 2022年5月12日 投资机构：Kensington Capital Acquisition 4.3亿美元	锂离子负极	负极硅纳米线技术，生产了能量密度达450Wh/kg的锂电池
恩捷股份 ⁷³	2006	是	锂离子隔膜	隔膜龙头，陶瓷涂覆湿法隔膜
星源材质 ⁷⁴	2003	是	锂离子隔膜	隔膜龙头，湿法涂覆锂离子电池隔膜
天赐材料 ⁷⁵	2000	是	电解液	国内最早开始生产锂离子电池电解液的厂家之一，产品包括铁锂电池、钛酸锂电池电解液。
研一新材料 ⁷⁶	2019	否 2020年12月17日 战略投资 投资方：晨道投资	锂离子固态电解质	研发出纯度较高的硫化锂固体材料及一体化制备的锂金属负极



来源:中科海纳官网

2. 钠离子电池

(1) 技术原理

钠离子电池最早由ARMAND团队于20世纪80年代提出，在90年代经过产业化推广得到技术应用。钠离子电池本质是在充放电过程中由钠离子在正负极间嵌入脱出实现电荷转移，与锂离子电池的工作原理类似。

(2) 发展现状

与锂离子电池类似，钠离子电池同样拥有正极、负极、隔膜和电解液四大部分，但材料相差较大，仅有隔膜无明显变化。钠离子电池处于示范应用阶段。

正极：主要类型包括钠过渡金属氧化物、钠过渡金属磷酸盐、聚阴离子化合物、铁锰铜/镍三元体系、钠过渡金属普鲁士蓝类化合物。目前中科海纳采用层状金属氧化物作为正极，宁德时代采用普鲁士白（普鲁士蓝的一种）和层状氧化物。

负极：一般具有嵌入钠离子能力高，体积变形小、扩散通道好、化学稳定性高等特点。锂电池主要使用石墨作为负极材料，而钠离子电池负极可以选取过渡金属氧化物、合金材料、无定型碳等。

隔膜：二者可以通用主流隔膜类型。

电解液：主要为六氟磷酸钠，比锂电池电解液所使用的六氟磷酸锂价格更低；同锂离子电池一样，钠离子电池也可兼容固态电解质。

钠离子电池与锂离子电池材料体系对比⁷⁸ | 表 10

材料与设备	锂离子电池	钠离子电池
正极材料	磷酸铁锂、镍钴锰等	铁锰铜/镍三元体系、磷酸体系、硫酸体系、普鲁士蓝类化合物等
负极材料	石墨	碳类材料、金属氧化物、磷基材料
电解液	六氟磷酸锂	六氟磷酸钠
隔膜	无变化	无变化
集流体	铜箔	铝箔

钠离子电池与锂离子电池主要指标对比 | 表 11

材料与设备		钠离子电池	锂离子电池
资源	地壳丰度	2.75%	0.0065%
	分布	全球	75%在美洲
技术性能	储能时长	<4小时	<4小时
	循环次数	2000+	3000-6000 ⁷⁹
	能量密度 (Wh/kg)	100-150Wh/kg	130-200Wh/kg (磷酸铁锂)
成本		电池原材料成本：0.25-0.30 元/Wh	电池原材料成本：0.3-0.5 元/Wh
环境友好性		原材料丰度高，资源分布平均，提炼工艺简单，一定程度缓解资源短缺。	资源有限，源头分布集中，电池回收技术不成熟。
安全性		较好：内阻比锂电池高，短路情况瞬时放热量少，热失控温度高。	有机溶剂易燃性，正负极稳定性较差，电池过充性能较差，但大部分安全性优于三元电池。

数据来源:powerlab根据中科海纳及宁德时代官网信息整理

集流体：是汇集电流的结构或零件，也是钠离子电池成本低于锂离子电池的主要原因之一。钠离子电池的正负极集流体可使用铝箔。对应锂离子电池集流体，成本可下降7%-9%⁷⁷。

(3) 优势和不足

表11总结了钠离子电池和锂离子电池在主要指标上的差异。

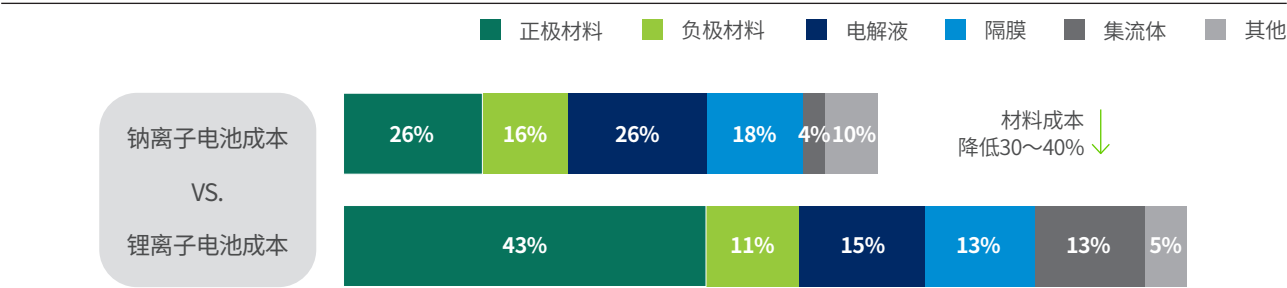
技术性能方面，钠离子电池的能量密度在100-150Wh/kg，与磷酸铁锂电池的能量密度仍存在一定差距。其次，目前钠离子电池循环次数普遍在2000次左右，较锂离子电池3000次以上的循环寿命低30%左右，主要是由于钠离子半径较锂离子大，反应过程中嵌入脱出难度大，进而造成其循环寿命较低。储能时长方面与锂离子基本相似，主要应用于4小时以内的储能系统。

成本是钠离子电池的主要优势，根据中科海纳官网数据，钠离子电池材料成本较磷酸铁锂可下降30%，单体电池成本发展期约为0.3-0.5元/Wh⁸⁰。

环境友好性方面，钠离子电池原材料丰度高，一定程度缓解资源短缺。钠元素在地壳中丰度为2.75%，显著高于锂元素的0.0065%，是锂资源的400多倍；此外，不同于锂资源，钠资源分布平均，提炼工艺较为简单，避免资源卡脖子问题。

安全性方面，钠离子电池内阻比锂电池高，在短路的情况下瞬时发热量少，热失控温度高于锂电池，具备更高的安全性。另一方面，锂离子电池可正常工作的温度区间为0~40℃，钠离子电池为-40℃到80℃，耐热耐冷性能好于锂离子电池⁸²。

钠离子电池与锂离子电池材料成本对比⁸¹ | 图 24



(4) 创新趋势及公司

综上，钠离子电池的创新趋势主要集中在能量密度提升以及通过产业链建设降低成本两个方面能量密度提升方面。

正极材料中目前具有潜在商业化价值的有普鲁士白和层状氧化物两类材料，克容量已经达到了160mAh/g，与现有的锂离子电池正极材料接近。

负极材料中，硬碳材料是最有前景的钠离子电池负极材料。硬碳材料具有丰富的碳源、低成本、且无毒

环保。能让钠离子存储和快速通行、具有独特孔隙结构的硬碳材料，其克容量（350mAh/g）已基本与石墨材料（约360mAh/g）接近。

产业链建设方面，受限于产业链成熟度，钠离子电池需要产业规模的拓展以降低成本。钠离子龙头企业表示将在2023年基本形成产业链。未来钠离子电池产业链成熟后，可与锂离子电池形成互补。除了应用于储能领域，钠离子电池还可以应用于电动两轮车和低端电动车。因此未来对于钠离子电池的市场需求不仅仅由储能带动。在三重需求的叠加带动下，可能加速钠离子电池的产业化进程。

钠离子电池储能核心器件创新企业 | 表 12

企业	成立时间	是否上市	所属领域	核心技术
宁德时代 ⁸³	2011年	是	钠离子电池	负极材料克容量可达350mAh/g以上。正极材料为普鲁士白，克容量达到160mAh/g，电池能量密度为160wh/kg。已启动钠离子电池产业化布局，2023年将形成基本产业链。
中科海钠 ⁸⁴	2017年	否 2017年2月8日 天使轮 投资方：国科嘉和 中科院物理所 2019年1月4日 战略融资 投资方：北京协同创新研究院 2020年4月24日 Pre-A轮 投资方：中科创星，梧桐树资本 融资金额：数千万元人民币 2021年03月26日 A轮 投资方：梧桐树资本 融资金额：数亿元人民币 2022年3月31日 A+轮 投资方：哈勃投资，海松资本，深圳聚合资本 哈勃投资成为第三大股东	钠离子电池	钠离子能量密度已达145 Wh/kg，2019年已建立首座钠离子电池储能电站。
钠创新能源 ⁸⁵	2018年	否 2021年9月29日 新篁能源入股成为第二大股东 2021年10月29日 淮海新能源车辆入股成为第四大股东	钠离子正极	已建成投产全球首条吨级铁酸钠基过渡金属氧化物正极材料中试线。
众钠能源 ⁸⁶	2021年	否 2021年9月8日 种子轮 投资方：江苏南大紫金科技有限公司，苏高新创投。 2021年12月27日 天使轮 领投机构：同创伟业；跟投机构：苏州鑫睿创业投资合伙企业(有限合伙)，力合创投，苏民资本有限公司 融资金额：数千万元人民币。 2022年3月4日 天使+轮 领投机构：碧桂园创投；跟投机构：国晟资本，盈睿资本	钠离子正极	依托聚阴离子技术路线，研发了全球第一款硫酸铁钠电池。
星空钠电 ⁸⁷	2018年	否	钠离子电池	钠离子电池材料研发与电池生产制造为一体，钠离子储能及智能微电网技术相结合为核心带动力，钠离子电池已经规模化量产。
Faradion ⁸⁸	2011年	否 2022年被印度企业集团 Reliance Industries 斥资1.35 亿美元收购	钠离子电池	可提供电源侧、电网侧、用户侧钠离子电池储能系统。

3.全钒液流电池

液流电池是一种活性物质存在于液态电解质中的电池技术，电解液在电堆外部，在循环泵的推动下流经电堆，实现化学能与电能的转换。国际上液流电池主要有全钒液流电池、锌溴电池、铁铬电池、多硫化钠溴电池4种技术路线。其中全钒液流电池目前产业链建设和技术成熟度相对较高。与锂电在储能应用中的逻辑不同，液流电池主要是由于其可扩展性，可突破锂离子电池在电力系统中在储能时长方面的限制，用于长时储能，因此在电力系统中具有一定的发展空间。

(1) 技术原理

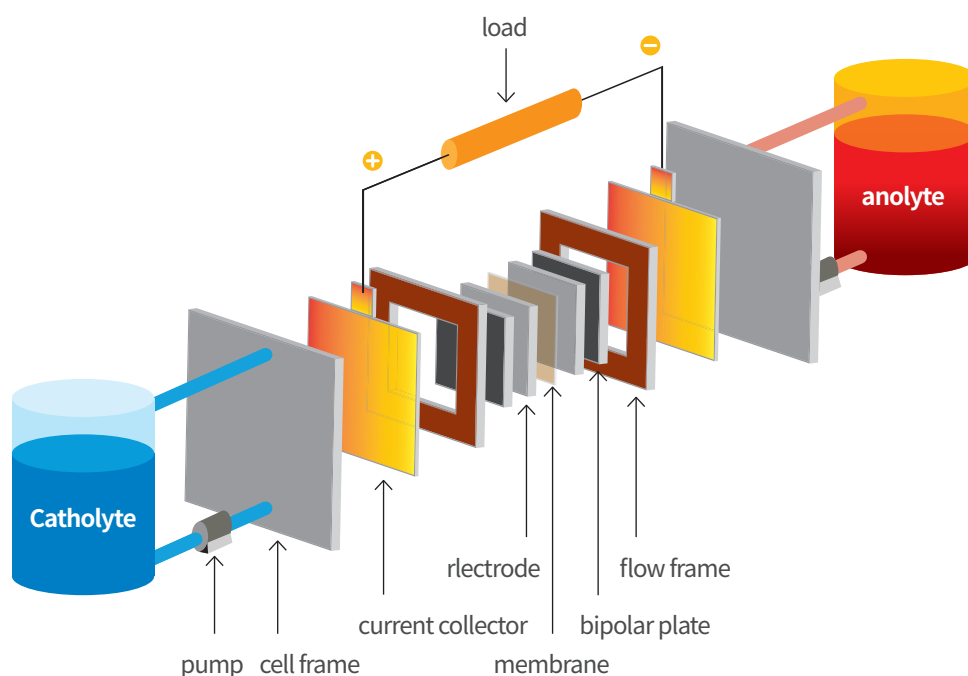
1984年起，澳大利亚新南威尔士大学（UNSW）的Marria Kazacos教授开始研究硫酸氧钒做正负极电解液，对全钒液流电池进行了初步的研究。全钒液流电池是液流电池中唯一一种活性物质单一的电池，它利用钒离子化合价的变化来实现电能与化学能之间的转化。

全钒液流电池系统由功率单元（电堆），能量单元（电解液和电解液储罐），电解液输送单元（管路、阀、泵、传感器等辅助部件）以及电池管理系统等组成⁸⁹。其中，电堆由离子交换膜、电极、双极板、电极框、密封等材料构成。全钒液流电池将具有不同价态的钒离子溶液作为正极和负极的活性物质，分别储存在正负极的电解液储罐中。充放电时，在泵的作用下，电解液由电解液储罐分别循环流经电池的正极室和负极室，在电极表面发生氧化和还原反应，实现对电池的充放电。

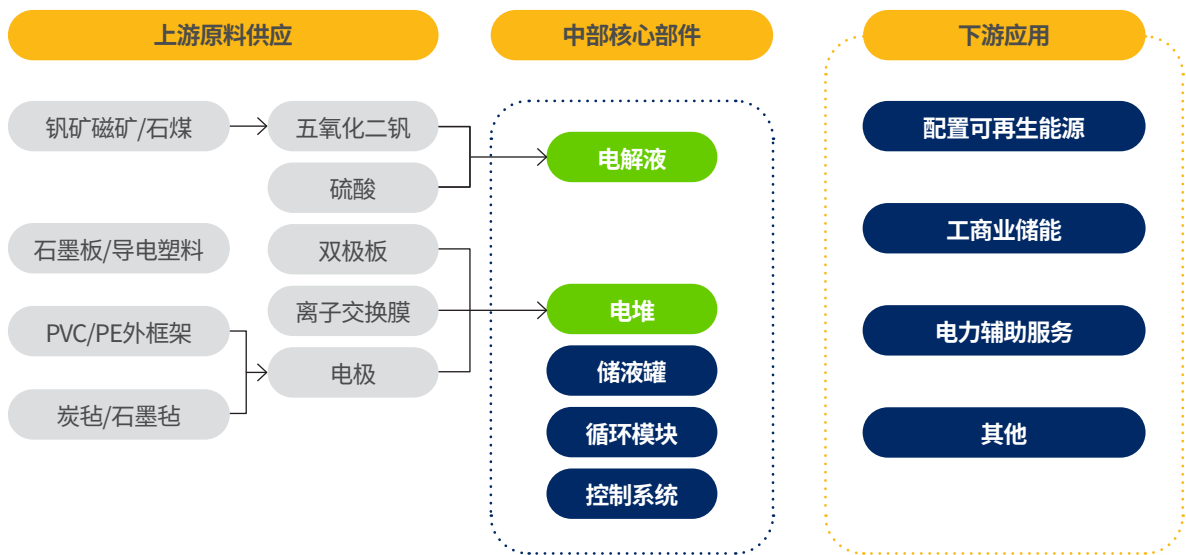
(2) 发展现状

全钒液流电池产业链中构成电解液输送系统的管路、循环泵、控制阀件、传感器、换热器等辅助部件和设备在化工领域较为常见，电池管理控制系统所需的硬件支持是电力电子行业基本元件，产业链也比较成熟。电池特有的关键材料包括钒电解液以及构成电堆的离子交换膜、电极、双极板等，这些环节也是技术开发和完善产业链布局的重点领域。

液流电池工作原理⁹⁰ | 图 25



全钒液流电池产业链 | 图 26



数据来源:Powerlab整理

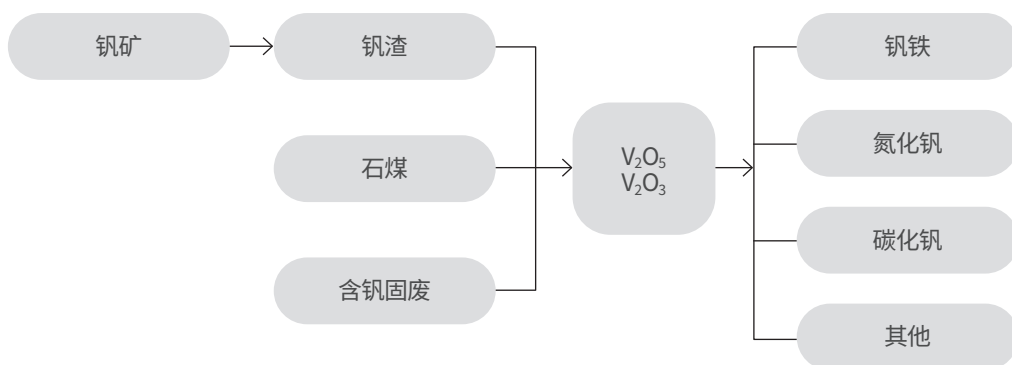
全钒液流电池关键部件国内外主要企业 | 表 13

	电解液	离子交换膜	电极	双极板	全钒液流整机制造企业
国内企业	大连博融新材料	苏州科润新材料 东岳集团	旭能翰源	中科能源材料 旭能翰源	大连融科储能技术发展有限公司 北京普能世纪科技有限公司 上海电气
国外企业	美国史查克 (Straco) 德国电冶金公司 (GFE)	美国杜邦 德国Fumatech 美国戈尔Gore 日本旭硝子 日本旭化成公司	日本东丽 日本东邦 美国赫克利 美国阿莫克		日本住友电工 美国 UniEnergy Technologies 奥地利Gildemeister

全钒液流电池的上游原料环节重点资源为钒，中国钒矿的储量和产量均居世界前列。根据USGS⁹¹的数据，全球钒矿储量共计2200万吨（金属量），中国储量950万吨，占比达到43%，俄罗斯和南非占比分别为23%和16%。从产量来看，2020年中国钒矿产量占全球最高，达到62%。

国内钒资源主要用途为钢铁冶炼，主要分布区域有四川攀枝花地区，河北承德地区和辽宁朝阳地区。从企业布局来看，攀钢钒钛、河钢股份等在钒钛资源综合使用和钒产品生产方面处于世界领先地位。

钒电池的电解液——五氧化二钒，主要从炼钢产生的钒渣中提取。自2018年起，我国因进口作



为原料的固体废弃物所暴露出的环境污染和健康危害等问题禁止了钒渣进口。在国内钢铁企业受去产能、环保等政策约束的情况下，钒渣产量波动大。替代技术中，成本相对低的石煤提钒技术存在环境污染大、资源综合利用率差等问题，在环保监管日趋严格的情况下，产量会受到较大限制。供应紧张导致市场选择钒钛磁铁矿直接冶炼等成本偏高的技术路线，进一步推高了钒的成本。为了平衡上游资源价格波动对电解液的影响，部分企业选择通过资本合作等方式锁定上游资源。如2021年9月，电解液生产商大连博融同攀钢钒钛签订战略合作协议，确定上游资源的垂直供应保障。

(3) 优势和不足

技术性能方面，**全钒液流电池的优势表现为循环寿命极长和容量规模易调节**。全钒液流电池是通过电解液中钒离子价态的变化实现电能的存储和释放。理论上可对全钒液流电池进行任意程度、无限多次的充放电。目前可实现15000次以上充放电，使用年限可达20年以上。全钒液流电池电堆的大小和数量决定输出功率，电解液容量和浓度决定储能容量。因此，可通过调节电堆面积和数量调节输出功率、增加电解液体积等方式增加储能容量，规模设计灵活。**全钒液流电池的缺点主要体现为能量密度较低**。全钒液流电池能量密度一般为15-50Wh/kg，同铅酸电池相当，低于锂离子电池，造成采用全钒液流电池这一技术路线的储能项目实际占地面积较大。

安全性方面，**全钒液流电池安全性较高**，电池在室温状态下即可工作（5℃-40℃），无爆炸、火灾隐患。此外，电池所有部件基本上都浸泡在溶液当中，散热得到了溶液的支持，不存在类似锂电池失控等问题。

环境方面，**全钒电池生命周期的环境负荷低，原料易回收**。钒电解液是全钒液流电池最核心的材料之一，直接影响全钒液流电池的性能和成本。钒资源储量丰富，已经探明的、目前适合开采的资源储量为1300万吨，95%分布在中国、俄罗斯和南非⁹³，中国发展全钒液流电池产业的资源优势凸显。另外，全钒液流电池的充放电主要是钒离子的价态变化，因此其充放电几乎不产生杂质，也不产生环境污染物质，回收处理的难度低。

成本问题是制约全钒液流电池大规模商业化应用的最大挑战。主要原因是离子交换膜、电解液等材料成本较高。目前离子交换膜很大程度依赖进口，同时，钒电池体积密度低，电解液使用量很大，导致同规模下电池总成本较高。受制于设备、产能以及高额的前期投入，目前全钒液流电池的初始投资约为3000-4000元/kWh⁹⁴，成本约为锂电池的近2倍。但由于电解液不会降解，电解液的回收利用率较高，因此全钒液流电池残值很高。借助合适的商业模式，全钒液流电池初始投资较高的问题可以得到解决。

综上，全钒液流电池可长时储能、且安全性较高，但由于能量密度低导致占地面积较大，因此不适

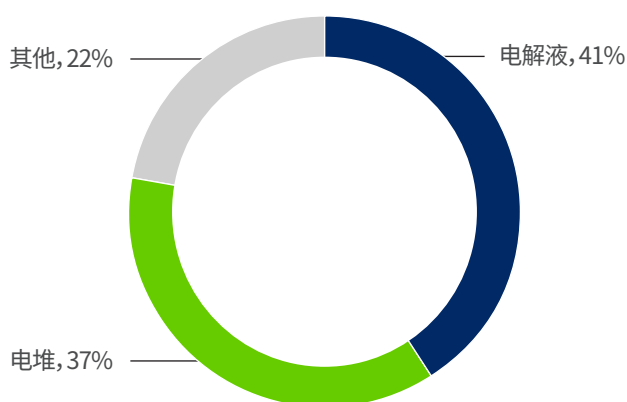
合应用于面积较为有限的用户侧，**更适合配置在地广人稀的集中式风光电站周围。**

全球最大100MW/400MWh级全钒液流电池储能电站完成主体工程建设，并进入单体模块调试阶段。该电站为“200MW/800MWh大连液流电池储能调峰电站国家示范项目”的一期项目，是国家能源局批复的首个100MW级大型电化学储能国家示范项目，采用大连化物所自主研发的全钒液流电池储能技术。项目预计2022年6月完成并网调试，电站建成后输出功率可达百兆瓦级，储能容量达到四百兆瓦时，相当于能存放40万度电⁹⁵。

(4) 创新趋势和公司

成本是制约全钒液流电池发展的核心问题。全钒液流电池的成本主要来自于电堆和电解液。**电堆的成本主要来自于隔膜等材料，主要依靠技术进步及隔膜、碳毡等部件的国产化来推动；电解液成本下降则主要通过商业模式创新展开。**

全钒液流电池成本占比⁹⁶ | 图 28



电堆成本约占全钒液流电池成本的37%。中国科学院大连化学物理研究所于2020年成功开发出新一代30kW级低成本全钒液流电池电堆⁹⁷。该电堆采用可焊接多孔离子传导膜（成本<100 RMB/m²），相对于传统的电池组装，膜材料实际使用面积减少30%。同时首次在电堆组装中使用激光焊接技术，减少密封材料的使用，使电堆总成本降低40%。**在隔膜的选择上**，目前大部分供应商用的是杜邦公司的Nafion膜，**国内企业已开展国产化布局**，其中东岳集团⁹⁸已成功研发出可用于全钒液流电池的全氟磺酸质子交换膜。

在电极制造材料上，石墨毡电极是全钒液流电极的首选电极材料⁹⁹，对电池的能量效率和能量密度有很大影响。如今商业化的石墨毡材料主要用于耐火、耐热材料，其表面结构以及厚度都不是依据全钒液流电池电极材料特性加工生产的，因此在规模型号及性能方面并不能完全满足全钒液流电池的需求。随着全钒液流电池商业化的推广，**加强石墨毡材料本体性能的研究工作以及加快全钒液流电池电极材料标准化生产，对于电池结构设计、性能优化具有重要意义。**国内外的一些碳纤维生产公司，如德国西格里公司等，采取优化碳纤维生产工艺中的碳化温度等方式，制备专供液流电池使用的石墨毡电极材料。

除此之外，**国内外研究机构还试图在电极等部件的生产制造中引入更可持续的解决方案。**麻省理工大学¹⁰⁰2020年已成功将虾壳中常见的甲壳素用于全钒液流电池电极的生产。除了碳以外，甲壳素中还包含氮，研究团队发现将甲壳素添加到电极中后，可提升电极的效率。这一研究除了帮助电极实现更低成本、更高效外，还提供了可持续的原材料来源。

电解液约占据全钒液流电池成本的40%左右，因此上游钒资源的价格波动影响全钒液流电池的成本。为稳定钒资源的供应，日本公司LE system¹⁰¹研发出从矿渣、油烟灰、炉渣等废弃资源中回收钒的技术，以减小其他行业的需求波动对钒价格的影响，降低钒电解液的成本。

从商业模式上来看，电解液租赁服务或可解决由于钒电解液价格过高导致全钒液流电池初始投资

全钒液流电池储能创新企业 | 表 14

企业	成立时间	是否上市	所属领域	核心技术
LE System ¹⁰³	2011年1月	是	全钒电池电解液	从废弃物中回收钒、从偏钒铵酸中简单制造钒电解液
Invinity Energy ¹⁰⁴		是	全钒电池储能系统	以全钒液流电池VS3为基础构建储能系统
上海电气储能科技 ¹⁰⁵	2019年12月	否 2022年3月4日 Pre-A轮融资方：上海悦达实业 ¹⁰⁶	全钒液流储能系统	高性能电堆
普能 ¹⁰⁷	2007年1月	否 2011年10月11日 C 轮融资方：Idinvest Partners,德同资本, 三井物产环球投资,盘 古创富,中欧资本 融资 金额：2950万美元	全钒液流储能系统	钒电池储能系统（VRB-ESS）
大连融科 ¹⁰⁸	2008年10月	否	全钒液流储能系统	VPower, TPower, ReFlex储 能系统

过高的问题。基于钒电解液可循环利用的特性，加拿大阿瓦隆电池公司¹⁰²（Avalon，2019年同英国液流电池提供商redT合并为Invinity Energy）推出电解液租赁服务，以降低全钒液流电池的初始投资。桑德巴太阳能公司采购了阿瓦隆公司的液流电池设备，同时同另一名供应商签订了为期10年的电解液租赁合同，预计可降低1/3的初始投资。在国内，普能公司也推出电解液租赁解决方案，业主只需承担首次投资和电解液的定期租赁费用。目前，这一商业模式已成功在湖北枣阳10MW光伏+3MW/12MWh全钒液流电池储能项目落地。

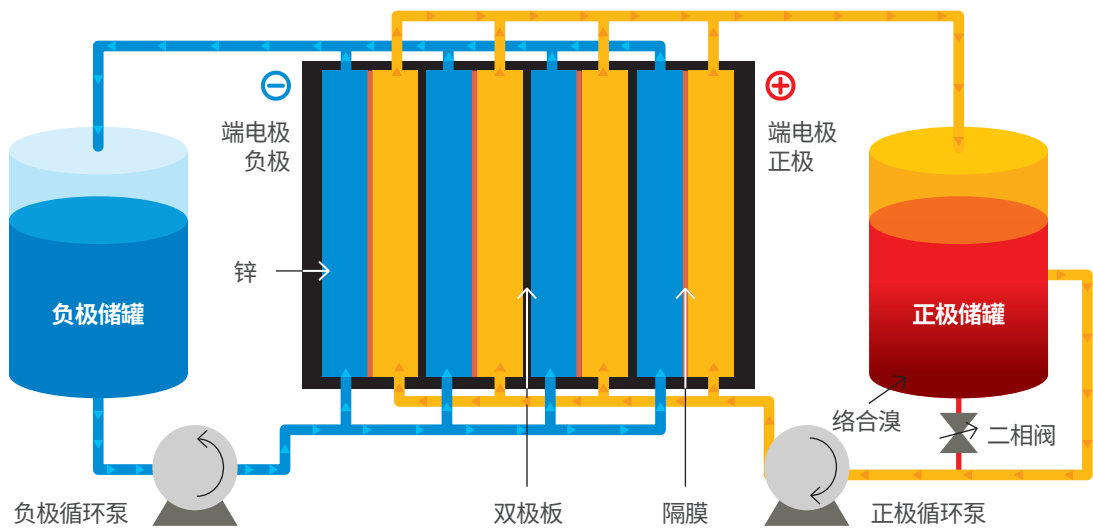
4. 锌溴电池

(1) 技术原理

锌溴液流电池是一种混合液流电池。1970年左右，埃森克美孚研发出了锌溴液流电池系统。在充电时，锌沉积在负极上，而在正极生成的溴会被电解液中的溴络合剂络合成油状物质；放电时，负极表面的锌溶解，同时络合溴被重新泵入循环回路中并被打散，转变成溴离子，电解液回到溴化锌的状态，反应完全可逆。

锌溴液流电池主要由电解液、电堆及液路循环及辅助系统组成。其中电堆是核心功率器件，为双极性结构，每片电池通过双极板在电路上形成串联结构，电解液通过管泵系统并联地分配到每片电池中，在提高电池的功率密度的同时，液路的并联结构为片间的一致性提供保障；液路循环及辅助系统主要由储罐、管泵、二相阀及各种传感器构成，在进行电解液循环的同时，实时的反馈电池的各项信息，如液位、温度等。

锌溴液流电池原理示意图¹⁰⁹ | 图 29



(2) 发展现状

中国锌溴液流电池起步较晚，20世纪90年代后开始有科研院校研发非循环的锌溴动力电池¹¹⁰，目前国内只有少数企业从事锌溴液流电池研发，产业链建设处于起步阶段。近年来，锌溴液流电池由于系统设计中灵活性和可扩展性较强，在大规模储能技术领域受到重视。

下表对比了钒电池和锌溴电池两种液流电池的关键指标，锌溴液流电池负极为金属锌，储量丰富、价

格相对便宜、能量密度高和氧化还原可逆性好。正负极电解液均为溴化锌溶液，通过泵循环流过电极表面，价格低廉易得，不存在交叉污染问题。电池其余部分材料大部分由聚烯烃塑料制成，因此锌溴电池在材料、成本和能量密度上具有竞争力。

(3) 优势和不足

环境方面，锌溴电池中所使用的电极及隔膜材料主要成分均为塑料，不含重金属，价格低廉，可回收利用且对环境友好。

锌溴电池与钒电池主要指标对比 | 表 15

	资源	电解液	隔膜	经济性
锌溴电池	锌和溴都是丰富易得的资源	能量密度较高，比钒电池所需电解液体积小	微孔膜，价格便宜，进口100元/平方，国产50元/平米，库伦效率稍低，90-95%	2000-3000元/kWh ¹¹¹
钒电池	储量较大，较为分散	能量密度较低，所需电解液体积较大	离子膜，价格较高，进口隔膜5000元/平方，国产1000元/平方左右，离子膜的库伦效率较高，可达98%左右	3000-4000元/kWh，降本方向：实现离子膜国产化，提高电流密度，减少电堆用量，提高钒离子的溶解度，减少电解液用量。

数据来源:Powerlab整理

成本方面，溴化锌溶液是一种常见的油田化学产品，价格低廉且易获得；电池关键材料极板及隔膜材料均为塑料基材添加功能性的材料组成，不含贵金属，且可回收利用。

安全性方面，液体电池中电解液的流动有利于电池系统的热管理，可有效避免过热超温问题，不会发生起火爆炸。电池各材料均可回收利用，对环境友好。

技术性能方面，锌溴液流电池具有较高的能量密度。锌溴液流电池的理论能量密度可达435Wh/kg，目前电池的能量密度现已达到150Wh/kg¹¹²。因此占地面积比全钒液流电池小，可以用于用户侧。此外，锌溴电池理论循环次数可达6000次以上¹¹³。

中科院大连化学物理研究所研究员李先锋和袁治章团队开发出面向用户侧的30千瓦时锌溴液流电池系统。该系统由电解液循环系统、2个独立的电堆以及与其配套的电力控制模块组成，设计容量为30千瓦时。经测试，该系统在额定10千瓦功率下放电时，放电电量为30千瓦时。该系统可应用于分布式能源及家用储能等领域¹¹⁴。

（4）创新趋势和公司

对于锌溴液流电池来说，其未来的发展趋势主要是解决技术难题和产业化。

从技术角度来看，在充电过程中电解液中的锌离子在锌负极上发生不均匀沉积，从而出现的树枝状金属锌，很容易使单体电池短路。**因此在电池的集成上，锌溴电池有向模块化发展的趋势，模块作为基本单元通过串并联可迅速组成大规模系统。在运行过程中，如果出现问题，可将模块及时切出并更换，不影响整体系统运行。**针对锌枝晶问题，澳大利亚的初创公司Gelion Technologies 研发了**非流动锌溴电池的新技术，使用电解凝胶来代替传统流动电解液**。凝胶不仅可确保重溴在整个电池中均匀分布，减少分层和锌枝晶的形成，还可以作为阻燃剂，使得电池可以在50度高温下稳定运行¹¹⁵。

产业化方面，目前我国生产锌溴液流电池的厂家十分有限，整体锌溴液流电池的产业链配套还不成熟，若要实现该电池的规模化应用，产业配套和安全生产也是未来的重中之重。

锌溴液流电池储能创新企业 | 表 16

企业	成立时间	是否上市	所属领域	核心技术
北京百能汇通 ¹¹⁶	2011年	2016年5月17日 战略融资 投资方：兆新股份	锌溴液流电池储能系统	研发出我国第一台锌溴液流储能电池以及电池隔膜、极板和电解液等关键材料，拥有ZBMM微孔隔膜技术
美能储能 ¹¹⁷	2011年	否 2014年10月20日 天使轮 投资方：东方富海	锌溴液流电池储能系统	与美国ZBB能源公司合作，进行本土化研发。
陕西省液流储能创新中心 ¹¹⁸	2018年	否	锌溴液流电池电极	针对锌溴液流电池电极、结构等处于初步研发阶段。
Gelion Technologies ¹¹⁹	2015年	是	锌溴液流电池电解液	非流动锌溴电池

四、储能变流器

1. 技术原理

储能变流器是连接电源、电池与电网的核心环节。它的主要作用在于实现电网与储能电池能量的双向转换控制。在并网条件下，根据能量管理系统的指令，储能变流器对电池进行充放电以平滑风电、光伏等新能源出力；在离网条件下为负荷提供电压和频率支持。

储能变流器通常由DC/AC双向变流器、控制单元等构成，其中，控制单元接收控制指令，根据功率指令的符号及大小控制变流器对电池进行充放电，实现有功功率和无功功率调节。储能变流器通过接口与电池管理系统连接以获取电池组状态信息，实现对电池的保护性充放电，确保电池运行安全。

储能变流器决定着输出电能的质量和特征，从而很大程度上影响着电池的寿命。储能变流器主要有并网和离网两种工作模式。在并网模式下，储能变流器可实现电池组与电网之间的双向能量转换。在负荷低谷期，储能变流器可根据电网调度或本地控制的要求，把电网的交流电整流成直流电，给电池组充电；在负荷高峰期，储能变流器可把电池组中的直流电逆变成交流电，反送到电网中。同时，在电能质量不好时，储能变流器还可吸收或提供有功功率，提供无功补偿等。在离网模式下，储能变流器可根据实际需要

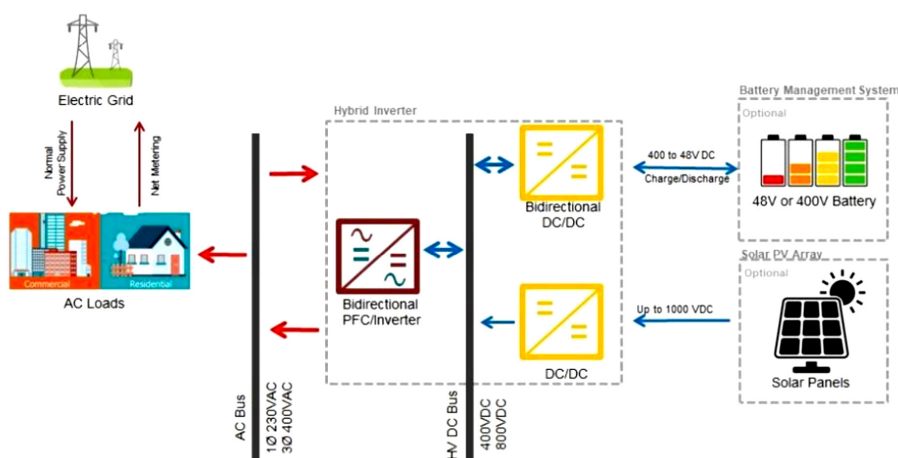
与主电网脱开，给本地的部分负荷提供满足电网电能质量要求的电能。

2. 发展现状

储能变流器的一方面包括IGBT、电容、电感、电抗以及PCB板等电子元器件；另一方面为机柜、机箱等结构件。核心器件为IGBT等功率器件。由于储能逆变器与光伏逆变器在技术原理、使用场景、上游供应商和下游客户上都具有较高的重合度，因此，储能变流器企业大多来自光伏逆变器厂商，行业竞争格局也类似。阳光电源、科华恒盛、索英电气是该领域的龙头企业，根据CNESA统计，2020年储能变流器厂商前三出货量占比达到近50%。

作为储能变流器的核心设备，IGBT等功率器件对电能起到整流、逆变等作用，以实现储能电池充放电等功能。由于它的性能直接影响充放电效率，客户对功率半导体的价格敏感度低，而对其性能和可靠性要求较高，因此过去储能变流器企业在器件选用过程中往往偏好性能更为卓越、稳定性更好的海外IGBT产品。海外龙头厂商高度垄断IGBT市场，由于国内工艺基础薄弱且企业产业化起步较晚，我国IGBT市场长期被英飞凌等欧日厂商主导，2020年，中国IGBT自给率不足20%¹²¹。然而受疫情等因素影响，海外芯片大厂交期延长，叠加中美贸易摩擦等地缘政治事件，**储能变流器企业开始加速引入国产IGBT供应商，建立国产供应链体系。**

储能变流器实现电池和电网间的双向能量交换¹²⁰ | 图 30



3.不同储能变流器适用场景

如表17所示，不同应用场合对储能变流器的功能和技术参数的需求差异较大，组串式和集中式等不同技术类别的储能变流器各自适用的应用场景有所差异。

4.创新趋势和公司

单从储能变流器产品上看，高电压、长寿命、高功率为其创新发展趋势。2020年以来，阳光电源、科

华恒盛、东方日升、科陆、上能电气等企业相继发布1500V储能变流器。据测算¹²²，1500V储能系统可将能量密度、功率密度在1000V的基础上提升35%以上，系统成本降低5%以上，系统效率提高0.3%以上。

未来IGBT器件将向着槽栅结构、精细化图形、载流子注入增强调制、以及薄片化的加工工艺方向继续发展¹²³。同时随着IGBT芯片技术的不断发展，芯片的最高工作结温与功率密度不断提高，IGBT模块散热技术也要与之相适应。未来IGBT模块技术还将围绕芯片

不同类型储能变流器差异 | 表 17

技术类别	组串式 (小型)	组串式 (中型)	集中式 (大型)
应用场景	户用、家庭住宅	工商业楼宇屋顶、水面、山地丘陵	大型地面电站
电气隔离	非隔离	非隔离	隔离型
直流能源接入	各类光伏阵列 中小型储能电池单元	各类光伏阵列 中小型储能电池单元	大型光伏阵列 集装箱型储能电池单元
交流能源接入	低压 (无变压器接入)	低压 (无变压器接入) 中、高压 (变压器接入)	中、高压 (变压器接入)

储能变流器创新企业 | 表 18

企业	成立时间	是否上市	所属领域	核心技术
上能电气 ¹²⁴	2012年	是	储能变流器PCS系统	DC/AC储能变流器，覆盖100kW-2.5MW全功率段，具备多机并联、并离网运行、高低电压穿越、虚拟同步机等功能
科华数能 ¹²⁵	1999年	是	储能变流器	三电平拓扑储能变流器，适应发电侧、电网侧、用户侧多种储能应用场景
索英电气 ¹²⁶	2002年2月	否 2013年7月11日 战略融资 投资方：中关村发展集团	储能变流器PCS系统	PCS电池系统、储能微网系统
艾麦斯电源 ¹²⁷	2019年12月	否	DC/AC双向变流器	双向高频隔离DC/DC模块
深源技术 ¹²⁸	2020年8月	否 2022年3月18日 天使轮 投资方：深圳聚合资本 融资金额：约千万元人民币	储能PCS系统	高频隔离双向1-100kW储能PCS

背面焊接固定与正面电极互连两方面同时改进，并同先进封装技术结合，更多的集成同样也是IGBT的发展方向，以降低产品尺寸并在模块内集成更多其他功能元件，如集成多种传感器及驱动电路，不断提高IGBT模块的功率密度、集成度及智能化。除硅基IGBT外，SiC材料已被用于IGBT的研制。本土厂商斯达半导、华润微等均已开始在碳化硅领域布局。

从应用上来看，储能变流器应用场景逐步丰富，具备光储充一体化的储能变流器应用逐步增多。变流器技术从单一的离网备用电源，到光储一体并/离网变流器，再到光储充一体。目前主流的逆变器供应商如阳光电源等均提供光储充一体的解决方案。

五、电池管理系统和能量管理系统

1.基本功能

电池管理系统（Battery Management System, BMS）由主控单元、从控单元、信息采集单元、信息传输及显示单元等组成，主要作用在于对电池状态进行检测。基本工作原理为微控制单元采集传感器提供的电流、电压、温度等电池工作参数，分析电池的工作情况，估算其剩余电量决定是否启动保护电路或进行均衡。

一般来说，BMS可实现单体电池电压电流温度检测、实时通信、内置充电管理、后备态管理、电量计算、健康状态、均衡管理、保护功能、数据存储等九大功能。其中，电压电流温度和电量计算直接决定电池组的寿命与安全性，是BMS的关键环节。

能量管理系统（Energy Management System, EMS）是运用自动化、信息化等专业技术，对储能系统能源供应、存储、输送等环节实施的动态监控和数字化管理，从而实现监控、预测、平衡、优化等功能。

2.发展现状

典型的BMS由硬件电路、底层软件和应用层软件构成。其中，硬件电路是BMS的基础，包括元器件和印制电路板等；软件系统是BMS实现功能的主体和主要附加值所在。

从BMS各产业链的代表企业来看，上游集成电路行业的代表企业有士兰微、中芯国际、台积电等；印制电路板代表企业有鹏鼎控股、东山精密、深南电路等。在中游BMS行业，目前专注于储能BMS开发的厂商比较少，专业BMS供应商（如电装、亿能电子、妙益科技等）、动力电池BMS供应商（如三星、LG、宁德时代、特斯拉、上汽集团、长安汽车等）等均可提供储能BMS产品。

电池管理系统(BMS)产业链结构 | 图 31



数据来源:Powerlab整理

EMS主要包括信息采集终端、通信管理机、系统平台硬件以及系统软件等部分。通过信息采集终端、通信管理机、数据采集器等硬件设备，实现信息信号的采集、交换和传递。据统计¹²⁹，硬件成本在能源管理系统总成本的占比一般不超过50%，信息采集终端和通信管理机等硬件设备国内产业链已相当成熟，在系统软件方面，由于EMS公司需了解电网的运行特点和核心诉求，因此国内储能EMS相关公司主要为国网系公司，如南瑞继保、许继集团、国电南瑞、平高电气等。

3. 电池系统热管理

热管理是储能安全的重要保障，也是BMS的关键环节。根据《中国能源报》的统计，2011年-2021年全球32起储能电站起火爆炸事故中，66%（21起）起火爆炸发生在充电中或充电后休止中。在这一阶段，电池活性较大，电芯处于过充状态，电压升高形成内短路，容易造成局部热失控从而引发自燃失火等问题。由于过高或过低的温度环境都将导致电芯失控、BMS失效、PCS保护失效、火灾防护失效等后果，引发储能安全隐患，因此热管理环节是储能核心安全环节之一。

电化学储能温控系统冷却主要包括风冷、液冷、热管冷却、相变冷却四种方式。相较而言，热管冷却和相变冷却的设计更加复杂，成本更高，当前尚未在储能温控方案中实际应用。目前电化学储能温控以风冷和液冷为主¹³⁰。

风冷以空气为冷却介质，利用对流换热降低电池温度，**具备方案成熟、结构简单、易维护、成本低等优点，是当前储能温控主力方案。**但由于空气的比热容低，导热系数低，风冷一般应用于功率密度较低场景，如通信基站、小型地面电站等。

液冷主要以水、乙二醇水溶液等液体为冷却介质，通过对流将电池产生的热量带走，结构较为复杂，安全等级要求高，所以液冷成本明显高于风冷，但其优点明显，散热效率高且均匀、能耗较低、占地面积小、系统适应性。**随着储能系统规模和能量密度的逐渐提高，液冷能量密度高、占地面积小、能耗低的综合优势会进一步凸显。**

热管冷却是利用热管的热超导性能，依靠封闭管壳内工质相变来实现换热，有冷端风冷和冷端液冷两种。冷端风冷是通过管内冷空气冷却管外热空气，冷端液冷是管内冷却水冷却管外热空气。热管具有高导热、等温、热流方向可逆、热流密度可变、恒温等优点。目前主要应用于核电工程、太阳能集热、航天工程等领域，在大容量电池系统中的应用仍处于实验室阶段。

相变冷却是用相变材料将电池包裹或者把相变材料压制成板状夹在单体电池之间，再利用相变材料发生相变吸收热量。它最大缺点是导热系数低、导热性能差，储热和散热速度都很低，无法用于电池的高产热工况。在相变材料中添加其他导热性能好的材料，可以显著的提高散热效率和散热速度。

储能温控系统冷却方式对比¹³¹ | 表 19

	风冷	液冷	热管冷却		相变冷却（相变材料+导热材料）
			冷端风冷	冷端液冷	
散热效率	中	高	较高	高	高
散热速度	中	较高	高	高	较高
温降	中	较高	较高	高	高
温差	较高	低	低	低	低
复杂度	中	较高	中	较高	中
寿命	长	中	长	长	长
成本	低	较高	较高	高	较高

4.储能电站智慧运维

电站的智慧运维是EMS未来发展的重要方向。直接补贴、设定配置比例等扶持政策可短暂地刺激储能装机，但市场的真正成熟离不开储能系统效率和循环寿命的提升，以及储能系统成本的降低。通过专业的运营维护及安全监控可以保障储能电站的健康高效运行，是降低系统成本的有效方法。

从深度上来说，储能电站的运维由浅入深大致可分为设备监测、数据分析、控制策略三个层面。设备监测层面，主要通过运维系统对储能系统中的安防、制冷、消防、电池组、储能逆变器、配电柜、EMS等进行实时监控，监测每一个项目甚至每一块电池的运行情况。数据分析层面，主要是通过监测平台收集海量运行数据，最大化地挖掘数据的价值，研究电池性能演变规律，优化系统设计。控制策略层面，根据运行数据分析结果判断是否需要重新标定电池组容量、

调整原有控制策略，甚至做出硬件层面的改动等等。储能电站智慧运维可通过线上数据分析的结果预判系统状况，指导运营人员做出线下巡检、设备检测、保养、抢修等专业服务，以实现提升储能电站运行年限、降低电站运维费用等目标。

创新趋势及公司

当前，储能系统的运维大多是投资+运营一体化的模式，但也有一些专业化公司开始专注于储能电站的智能运维和精细化管理。专业的云端监控运维平台的服务提供商数量逐渐增多。**专业的储能运维管理平台的出现一方面推动储能运维领域SaaS模式的兴起**，即运维管理平台通过订阅模式而非是硬件销售和集成开发的方式，获得收益；**另一方面，在管理的储能电站到达一定规模后，运维管理平台可整合分散安装的储能系统形成虚拟电厂，通过集群调度参与电网服务或者电力交易，获取增值收益。**

储能电站智慧运维创新企业 | 表 20

企业	成立时间	是否上市	所属领域	核心技术
金风科技 ¹³²	2001年	是	储能电站 运维	风光储规划设计、能量管理系统
远景 ¹³³	2008年	否 2021年11月2日战略融资领投： 红杉中国、春华资本、 GIC投资金额：超十亿美元	储能电站 运维	EnOS能源互联网操作系统
科陆电子 ¹³⁴	1996年	是	储能电站 运维	3D全景设备全态信息感知、 电芯状态分类评估
轻舟能科 ¹³⁵	2016年	否 2022年5月11日杭州产链数字科 技成为第二大股东	储能电站 运维	人工智能与物联网（AIoT） 技术平台
木联能软件 ¹³⁶	2004年	是	储能电站 运维	木联能监控系统

六、集成及应用

1.发展现状

储能系统集成向上衔接设备厂商，向下打通电网服务，处于整个产业链的中下游。储能系统集成，是按照用户需求，选择合适的储能技术和产品，将各个单元组合起来，为户用、工商业、发电侧、电网侧等各类场景打造解决方案，使储能电站的整体性能达到最优。

目前主要的集成厂商可分为光伏、电池及电力三类。第一类是以金风、阳光电源为代表的风电及光伏龙头企业。这些企业通过在可再生能源领域的业务，

积累了丰富的客户资源与渠道优势，从而获得了在储能系统集成领域的优势。第二类是以宁德时代、比亚迪、蜂巢为代表的电池企业，储能系统中，电池的成本最高，因此这类企业在降本方面具有较大优势。第三是以南瑞、中天、许继为代表的电力企业。这些企业长期与电网合作，更懂得电网的运行特性，在电网侧储能具有较大优势。

2.创新应用--共享储能

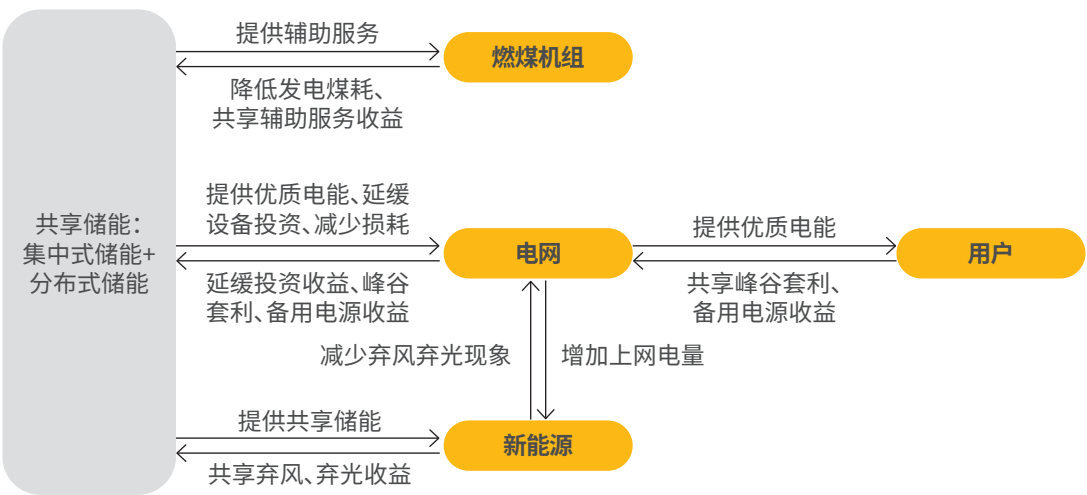
在第二章提到的各种储能典型应用场景中，储能的建设基本遵循这“谁使用，谁建设”的原则，盈利模式较为单一。在此基础上，为了优化储能系统的盈利模式，“云储能”或“共享储能”这种创新应用模式脱颖而出。

储能系统主要集成商 | 表 21

企业类型	代表企业	优势
可再生能源企业	金风科技、阳光电源	客户资源丰富、市场渠道广
电池企业	比亚迪、蜂巢	成本下降空间大
电力设备制造企业	南瑞、中天、许继	电网侧储能资源丰富

数据来源:Powerlab整理

共享储能商业模式 | 图 32



数据来源:Powerlab整理

“共享储能”概念最早由青海省于2018年提出，最初由第三方投资建设集中式独立储能电站，通过以电网为纽带，将分散的源、网、荷储能资源整合配置，实现储能资源统一协调地服务于整个电力系统。

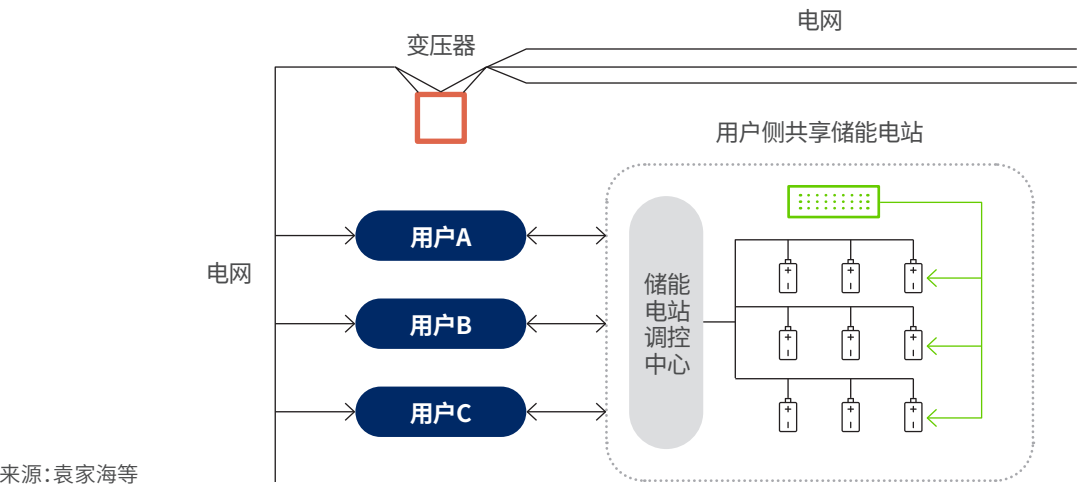
“云储能”的概念更为广泛，除了包括共享储能中对集中式储能的分散使用外，还包括对分布式储能的“聚合”。目的是盘活系统中的闲散储能资源，提升储能资源利用率¹³⁷。

共享储能的经济性

以用户侧多主体共享储能为例，袁家海等¹³⁸建立共享运营商-用户-电网多角度共享储能成本收益模型，探究共享储能的商业价值。

研究表明，以北京市一般工商业分时电价作为参考进行测算，运营商主要通过低储高放获利，5年左右回收成本。户来不需要承担投资储能的费用，只需在电价高峰时期从运营商购买价格较低的电量即可节省电费；对于电网来说，建设共享储能节省了大量的扩建费用以及减低了耗损成本。

用户侧共享储能示意图 | 图 33



来源:袁家海等

共享储能成本收益模型 | 表 22

储能运营商	成本	储能投资成本
		储能运行维修成本
		充电成本
	收益	放电收益
电网	收益	减少电网扩建费用
		降低电网耗损成本
用户	收益	节省购电收益

来源:袁家海等

共享储能成本-收益参数表 | 表 23

参数含义	数值
功率相关成本	400元/kW
功率相关成本	1000元/kWh
固定建设费用	20000元
年运行维护费用	58.4元/(kW·年)
电池充电效率	95%
电池放电效率	95%
ESS最大功率	240kW
ESS容量配置	475kWh
为配电设备的单位容量造价	8000元/kW
配电设备的固定资产折旧率	3%
谷时电网的有功功率损耗率	6%
峰荷电网的有功功率损耗率	8%
共享储能电站运行年限	10年
贴现率	8%

来源:袁家海等

共享储能经济性分析 | 表 24

主体	成本/收益	值 (元)
共享储能运营商	初始投资成本	1066692.5
	运行维护成本/年	14016
	向电网缴纳的电费/年	284987.9
	共享储能放电收益/年	534360
用户	用户节省电量电费/年	202442.3
电网	节省电网扩建费用/年	54720
	降低电网耗损成本/年	41844.91
经济性指标	NPV	¥474,598.04
	IRR	17.76%
	动态投资回收期	4.43

来源:袁家海等

共享储能主要企业 | 表 25

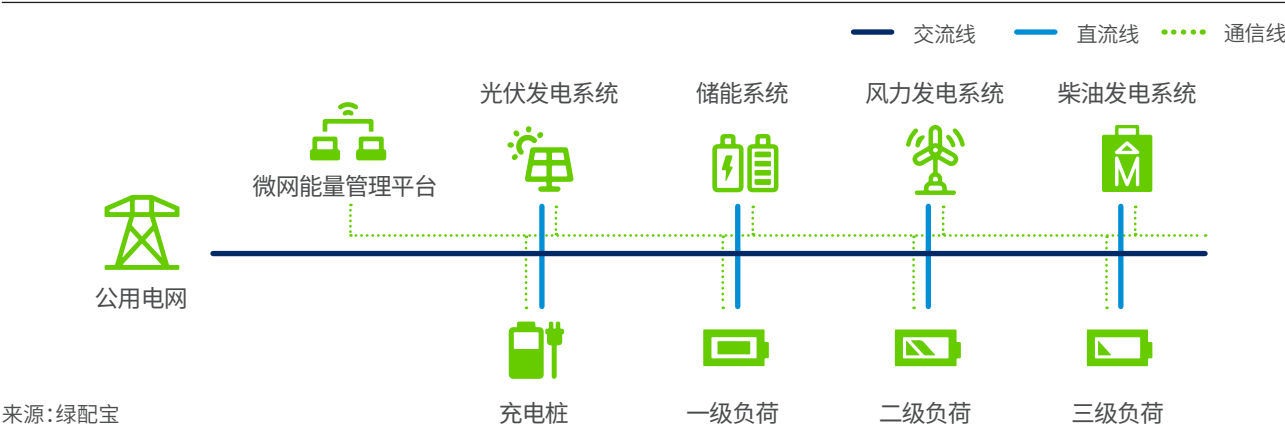
企业	成立时间	是否上市	所属领域	核心技术
紫光数智 ¹³⁹	2012年	否 2015年1月13日 A轮 投资方：紫光集团	共享储能	大数据分析系统、 发售一体的售电管理系统
海博思创 ¹⁴⁰	2011年	否 2014年11月4日 天使轮 投资方：银杏谷资本, 启迪之星, 腾业创新投资, 中润发投资 2014年8月13日 A轮 投资方：IDG资本, 启明创投 融资金额：1500万人民币 2016年2月19日 B轮 投资方：蓝色经济区产业投资基金, 嘉兴浙华武岳峰投资, 清控华科, 北京鼎峰高佑投资 融资金额：4.5亿人民币 2021年10月13日 Pre-IPO 投资方：清控银杏, 蔚来资本, 华能资本, 云和资本, 丝路基金, 北京海淀国资委	共享储能	能量管理系统、电池管理系统、 动力电池评价体系、 热管理仿真技术、 云端大数据分析、AI人工智能
道威储能 ¹⁴¹	2017年	否	共享储能	电储能辅助火电机组联合调频、独立储能电站参与电文调频调峰技术

3.创新应用--光储充一体化充电站

光伏发电、储能电池和充电桩是光储充一体化的核心。电站利用储能系统在夜间进行储能，充电高峰期间通过储能电站和电网为充电站供电，实现了削峰填谷，又能节省配电增容费用，同时能有效解决可再生能源发电间歇性和不稳定等问题。

光储充的应用场景多样，占地面积不大，可以为电动车的充换电站、露天停车场、车站、高速公路休息区、中继站等等。获利模式较为多样，光伏+储能自发自用，余电上网；谷充峰放的时间电价转移，并结合电动车充电习惯制订时间电价模式；通过能量管理系统调节并舒缓馈线压力；作为紧急备用电源等。

光储充示意图 | 图 34



来源:绿配宝

随着充电桩需求增加与分布式能源的普及，以及绿电交易模式日趋成熟，一体化充电桩将会有很大发展空间，InfoLink预计中国市场于2023年累积有望突破1GWh。

光储充的发展还面临许多制约因素。安全问题是其中之一，针对安全问题，除了在储能全产业链各个环节针对安全性进行提升外，目前针对不同储能应用场景的标准也是缺失的，所以加强光储产品的标准化，模块化，建立和完善光储系统的安全标准体系也是保障安全的重要因素之一。

其次，因为光储充获利模式较为多样，在很多省份尚未建立相应的储能获利政策机制，限制了光储充的应用。

国网电动汽车有限公司高速公路服务区“光储充”一体化示范项目¹⁴³，位于京津塘高速公路徐官屯服务区北侧。该项目光伏设计总容量为292.1千瓦，储能电池组容量为500安时，总投资314.3万元。光伏设计首年发电量为38.5万千瓦时，储能电池组每次充放电量为205千瓦时。因服务区已建成4×60千瓦快充站，因此项目无需考虑充电站建设投资。

光储充市场预测¹⁴² | 表 26

	2020	2021	2022	2023
EV新增（万辆）	135	220	250	320
EV保有量（万辆）	490	710	960	1280
车桩比（公共）	6	5.6	5.2	4.8
公共充电桩累积量（万）	81.7	126.8	184.6	266.7
公共充电桩新增量（万）	31.7	45.1	57.8	82.1
配置储能平均容量（kWh）	8	8	8.5	9
渗透率（%）	3	5	8	11
光储充储能市场预测（GWh,累积）	0.1	0.3	0.7	1.5

光储充一体化主要企业 | 表 27

企业	成立时间	是否上市	所属领域	核心技术
电享科技 ¹⁴⁴	2015年	否 2015年11月18日天使轮投资方：上海笃远投资合伙企业。 2016年5月27日 Pre-A轮 投资方：德同资本,复容投资,众麟资本,创业邦,梦想天地投资控股有限公司,上海挚嘉资产管理有限公司。 2019年1月24日 A轮 投资方：德同资本、BP风投	光储充一体化	光储充一体化解决方案，可以为客户提供从场站规模测算、投资收益测算到场站投资建设、到交付使用及运营维护的全生命周期服务。
宁德时代科士达 ¹⁴⁵	2019年	否	光储充一体化	以开发、生产及销售储能系统PCS、特殊储能PACK、充电桩及“光储充”一体化相关产品。

七、电池回收

电化学储能尚处于发展初期，所以专门针对不同电化学储能系统的回收市场并未受到太多的关注。根据中关村储能联盟数据，在2020年中国累计电化学储能中，锂离子电池占比88%，所以我们预计在未来5-10年内，安装规模最大的锂电池将率先面临退役回收的问题。

环境方面，废旧锂离子电池含有挥发性溶剂、含氟化合物及一些重金属等，具有易燃性、挥发性、毒性，如果采取填埋、焚烧等普通垃圾处理方法，一方面会直接危害环境；另一方面重金属可通过食物链富集在人体，危害性强，锂电池回收，符合可持续发展要求¹⁴⁶。

资源方面，电池回收不仅能够缓解原材料稀缺带来的限制，加强环境可持续性，而且还能够支持更加安全、更具韧性的国内原材料供应链，实现循环经济。对于磷酸铁锂电池来说，虽然其中不包含钴、镍等高价的稀有金属，但废旧电池中的锂含量达到1.10%，显著高于我国锂矿的锂含量（锂矿山中Li₂O平均品位为0.8%~1.4%，对应到锂含量仅0.4%-0.7%）¹⁴⁸，合理的回收利用可以减少我国锂资源外的依赖。目前由于缺乏大规模、廉价的锂电池回收方式落后，全球只有

约5%的锂电池被回收¹⁴⁹，因此回收问题必须提前引起重视，才能实现储能产业的健康发展。

1.回收政策体系

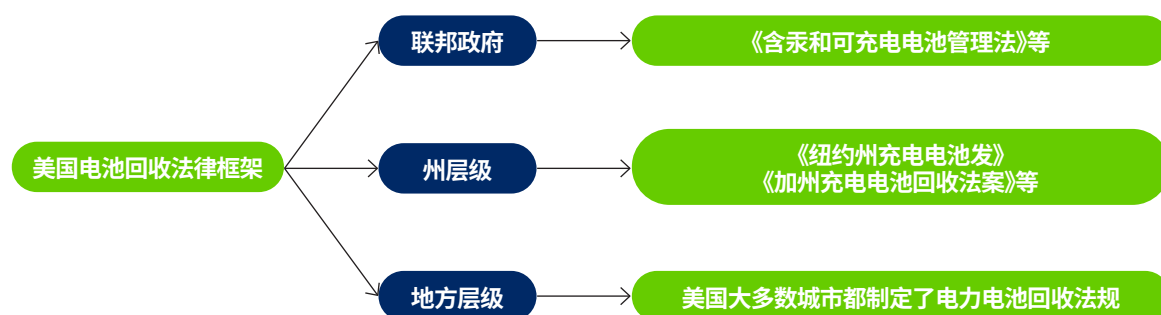
国内目前建立的电池回收政策主要针对动力电池，尚未出台完全针对储能电站的电池回收政策。

欧盟制定了较为健全的电池回收政策体系。2014年欧盟开始实施了《电池指令493/2012号》，这是全球范围内电池回收利用较为完善的法规，适用于所有类型退役电池的回收过程，明确了责任方，回收效率等关键指标。该法规明确电池生产企业和第三方销售企业为主要回收责任方，所有收集的废旧电池必须进行资源循环再生，禁止随意填埋；在电池资源循环再生效率方面，铅蓄电池不得低于65%，包括锂离子电池在内的其它电池不得低于50%；电池系统必须易于拆卸，并在电池系统的明显地方标识电池的化学组分和拆卸方法¹⁵⁰。

2022年，欧盟通过了《欧盟电池与废电池法规》，法规将电池分为四类：便携式电池、车用电池、工业用电池（包括电化学储能）和电动汽车用动力电池。针对工业电池提出了再生料成份的要求并

废旧锂离子电池中常用组成材料的主要化学特性和潜在环境污染¹⁴⁷ | 表 28

类别	常用材料	主要化学特性	潜在环境污染
正极材料	钴酸锂/锰酸锂/镍酸锂/磷酸铁锂等	与水、酸、还原剂或强氧化剂（双氧水、氯酸盐等）发生强烈反应，产生有害金属氧化物	重金属污染、改变环境酸碱度
负极材料	碳材/石墨	粉尘遇明火高温可发生爆炸	粉尘污染
电解质	LiPF ₆ /LiBF ₄ /LiAsF ₆	有强腐蚀性，遇水可产生HF，氧化产生P ₂ O ₅ 等有害物质	氟污染、改变环境酸碱度
电解质溶剂	碳酸乙烯酯/碳酸二甲酯	水解产物产生醛和酸，燃烧可产生CO、CO ₂ 等	有机物污染
隔膜	聚丙烯(PP)/聚乙烯(PE)	燃烧可产生CO、醛等	有机物污染
粘合剂	聚偏氟乙烯(PVDF)/偏氟乙烯(VDF)	可与氟、发烟硫酸、强碱、碱金属反应、受热分解产生HF	氟污染、改变环境酸碱度



且将分阶段实施，首先制定计算规则，接着要求自我宣告，最后提出最低再生成分比例的强制性要求¹⁵¹。对于工业电池，法规规定在2025年前，锂电池的回收效率需达到平均质量的65%¹⁵²。

美国从联邦、州和地方建立了废旧电池的回收法律，但尚未涉及储能系统电池的回收。在联邦政府层面，政府通过颁发许可证用于监管电池制造商和废电池回收公司。美国国际电池理事会(BCI)颁布了《电池产品管理法》，该法案创建了电池回收押金制度鼓励消费者收集和交还废旧电池。在州层级，大多数州通过制定废旧电池回收价格来指导零售商和消费者。例如，《纽约州可充电电池法》和《加州可充电电池回收法案》要求电池制造商制定电池收集和回收计划，并且在回收过程中不可向消费者收取费用。在地方层级，美国大多数城市已经制定了电力电池回收法规，以减轻废旧电池的环境危害¹⁵³。

纵观欧美等发达国家储能电池资源化回收利用发展历程，通过法律手段和政策体系建设促进、倒逼储能电池资源回收利用行业的健康发展。特别是欧盟制定的“电池指令493/2012号”法令，不但对于欧盟动力电池产业发展、电池清洁生产、资源回收利用起到重要的促进作用，而且对于欧盟电池回收利用行业标准制定和先进技术企业的孵化起到巨大推动作用。因此，我国储能电池回收利用，可先借鉴动力电池回收的模式及国外的政策框架，建立储能电池回收体系并促进回收企业发展。

2.回收格局

储能电池的寿命预计为10年以上。所以从2020年储能装机量大增来计算，储能电站的电池回收将从2030年开始进入规模化。现阶段电池回收尚未形成完整的商业模式和垄断企业，多种类型的企业处于布局阶段。布局电池回收市场的企业包括了电池生产链上的大部分企业类型，如电池生产企业、材料企业、储能企业、设备制造商、车企等。

在动力电池领域政策明确车企承担电池回收主体责任，但同样鼓励锂电池企业参与电池回收。在储能领域关于回收的责任义务更加模糊，不同于动力电池最终面向ToC，储能电池的应用场景包括风光电厂、电网侧、工商业用户侧等，ToB性质比动力电池更加明显。

我们认为，从生产者责任制的角度来讲，处于储能产业链后端的集成商有义务开展相关工作，其优势在于直接对接应用场景，有用更好的渠道，但其劣势在于再利用和材料制造能力。从经济性角度来说，降本是推动回收市场发展的核心，因此材料制造企业、电池企业均有动力进行相关业务的拓展。但制造企业对于下游的控制能力较弱，渠道能力依然依赖集成商，所以未来也可能形成多方合作的模式。

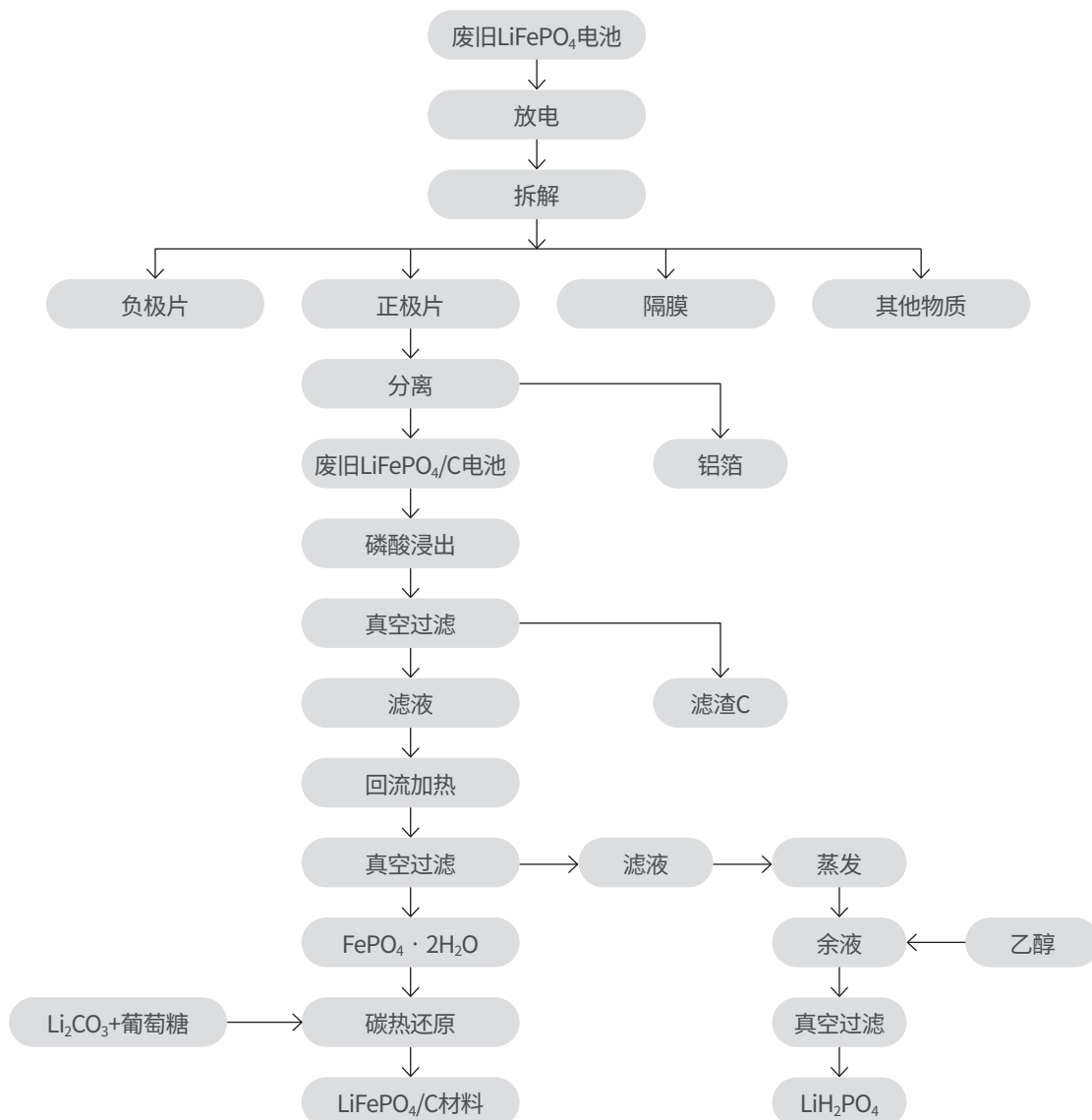
同时，目前布局动力电池领域电池回收的企业很可能将业务领域延伸到储能电池回收。但电池回收行业依然处于起步阶段，尚未出现行业龙头企业，无论是技术创新还是模式创新，都存在非常大的空间。

3.回收方法

以目前储能领域中应用最多的磷酸铁锂电池为例，虽然磷酸铁锂电池不含镉、镍、铅等有毒重金属，废磷酸铁锂电池回收主要集中在正极材料上¹⁵⁴。因此对磷酸铁锂电池中正极废料的处理工艺研究是磷酸铁锂电池及其生产废料的回收与资源化的关键问题¹⁵⁵。

磷酸铁锂电池回收主要有三种方法，火法处理、湿法处理、电极修复再生。火法和湿法相结合目前较为广泛的处理方法。火法主要是利用高温将金属氧化物转化为金属或金属化合物进行分离回收。湿法是利用溶液从电池中提取和分离金属¹⁵⁶。目前工艺存在的主要问题有两点，首先安全方面，在火法预处理中，由于锂电池结构复杂，容易产生爆炸等安全问题；其次环境方面，化学法工艺流程较长，影响因素多，产生大量废酸碱溶液。

废旧磷酸铁锂电池回收和再生流程图¹⁵⁷ | 图 36



4.创新趋势与公司

在提升安全问题上，英国法拉第研究所（Faraday Institute）正在研发锂电池的机器人拆卸，避免火法拆解时爆炸的危险。同时，研究人员发现将超声波聚焦在电池表面上，产生微小的气泡使其内爆，这样就避免了必须打碎电池部件，减少爆炸风险。这种超声波回收方法可以在同一时期处理比传统湿法多100倍的材料，且该工艺可以很容易地应用于规模化，并用于更大的基于电网的储能电池¹⁵⁸。

在减少酸碱废液问题上，可采用固相电解技术对废磷酸铁锂正极废料进行回收与资源化利用。主要思路是在回收过程中不引入其他酸根，采用磷酸体系，通过电解方法提高磷酸体系中锂离子的浸出率，然后通过氨水调节溶液pH进行铁与锂的分离，最佳反应条件下铁的回收率为98.8%，锂的回收率为99.4%，磷酸锂的纯度可以达到98.5%¹⁵⁹。

电池回收主要企业 | 表 27

企业	成立时间	是否上市	所属领域	核心技术
华祥科技 ¹⁶⁰	2019年6月	否	电池回收	磷酸铁锂电池湿法回收
中航锂电 ¹⁶¹	2015年12月	否 2019年6月27日 战略融资 投资方：成飞集成、金圆集团、金坛投资 2020年12月15日 Pre-A轮 投资方：小米长江产业基金、基石资本、红杉资本中国、广汽资本、中国保险投资基金、厦门创投、晨壹投资、国联证券等29个 第一大股东为常州金沙科技投资有限公司，持股比例约21%；成飞集成为第二大股东，持股比例约12.6%。 2021年9月7日 战略融资 领投：招商银行 融资金额：120亿元	电池回收	磷酸铁锂动力电池回收
法拉第研究所 ¹⁶²	——	无	电池回收	超声波探头回收电池正负极

第四章

创新技术 图谱



电化学储能创新趋势全景图

	整体现状	产业链细分	现状	挑战	创新方向	创新技术
锂电池	由动力电池带动，产业链配套较为成熟；整体市场集中度较高。	锂资源	以锂矿石、盐湖锂等形式存在，集中度较高，中国锂资源开采难度大，重度依赖进口。	环境：资源分布瓶颈 成本：中国资源开采成本高。	降低开采成本； 其他电池技术路线； 提高回收利用效率。	吸附法和膜分离法； 钠离子电池替代； 建立健全回收体系。
		正极材料	储能多采用磷酸铁锂，安全性能较好，循环使用寿命方面有较大优势；成本较低。	性能：能量密度低。	提升能量密度。	正极补锂技术。
		负极材料	天然石墨和人造石墨，天然石墨有被人造石墨替代的趋势。	性能：比容量低、倍率性能较差。	高比容量	硅碳负极材料
		隔膜	湿法隔膜为主	安全性：热稳定性较差。	提高热稳定性、压缩强度和离子电导率。	在湿法隔膜上使用陶瓷进行涂覆。
		电解液	六氟磷酸锂	安全性：热稳定性较差。	提高热稳定性。	LiPF6-LiFSI混合锂盐或纯LiFSI锂盐； 固态电解质。
钠离子电池	与锂离子原理类似，但材料相差较大，仅隔膜无变化；处于示范应用阶段，尚未形成完整的产业链。	钠资源	储藏丰富，价格较低；原材料开采成本低。	——	——	正极：普鲁士白和层状氧化物两类材料，克容量已经达到160mAh/g，与现有的锂离子电池正极材料接近； 负极：硬碳材料，克容量可350mAh/g以上，与石墨材料接近。 产业规模的拓展以降低成本，与锂离子电池形成互补。 储能、低端电动车、两轮车三重驱动。
		正极	钠过渡金属氧化物、钠过渡金属磷酸盐。	性能：能量密度较低，尚未实现产业化。	提升能量密度，产业化降低成本。	
		负极	可采用过渡金属氧化物、合金材料、无定型碳，价格较低。	性能：能量密度较低，尚未实现产业化。	提升能量密度，产业化降低成本。	
		电解液	由六氟磷酸锂更换为价格低廉的六氟磷酸钠；同锂离子电池一样，钠离子电池也可兼容固态电解质。	——	——	
		电池加工制造	循环次数、安全性、低温性能优于锂离子电池。	能量密度较低，尚未实现产业化。	规模化发展、产业链建设、技术研发提升能量密度	

电化学储能创新趋势全景图(续)

	整体现状	产业链细分	现状	挑战	创新方向	创新技术
全钒液流电池	用于长时储能，循环寿命可长达20年，容量规模易调节	电解液	钒资源中国储藏丰富，不存在资源卡脖子问题。	成本高	技术和商业模式创新降低成本。	从矿渣、油烟灰、炉渣等废弃资源中回收钒的技术，以减小其他行业的需求波动对钒价格的影响； 商业模式上，通过电解液租赁服务降低初始投资成本过高。
		电堆	膜材料国产化程度低，成本高；商业化的石墨毡材料主要用于耐火、耐热材料，不是依据全钒液流电池电极材料特性加工生产。	成本高	技术推动成本降低。	减少膜材料使用及膜材料国产化；针对石墨毡进行性能优化设计，电极材料标准化生产。
锌溴液流电池	相较于全钒液流电池，能量密度更高，电解液体积更小，电极各材料均可回收利用，对环境友好。	电解液	溴化锌溶液是一种常见的油田化学品，价格低廉且易获得。	性能：自放电问题。	电解液成分、电堆设计、运行策略等多方面进行控制。	模块设计，一体化系统集成工艺生产，以保证产品的一致性和可靠性；使用电解凝胶代替流动电解液，确保溴在整个电池中均匀分布，减少分层和锌枝晶的形成。
		电堆	关键材料极板及隔膜材料均为塑料基材添加功能性的材料组成，不含贵金属，且可回收利用。	安全性：锌形成沉积物时，有产生枝晶的趋势。一旦形成，很容易使单体电池短路。		
变流器	——	——	与光伏逆变器在技术原理、使用场景、供应商及客户上具有较高重合度。	受疫情以及地缘政治等因素影响，IGBT核心组价国产化加快； 无法满足储能多元的应用场景。	国产化； 应用场景丰富。	核心组件IGBT元件的国产化替代进程加快； 高电压、长寿命、高功率；光储充一体化的储能变流器。

电化学储能创新趋势全景图(续)

	整体现状	产业链细分	现状	挑战	创新方向	创新技术
电池管理系统和能量管理系统	——	——	对于电池状态和储能系统状态进行监测，目前国内产业链已经较为成熟。温度监控是BMS的重要部分，是在运营中防止火灾的核心环节。	散热不均匀，温差过大。	配置足够强度和灵活性的温控系统。	液冷具有散热系统效率更高，冷却均匀性更好，对于单体电池的温控更优。
			运维由浅入深大致可分为设备监测、数据分析、控制策略三个层面；大多是投资+运营一体化的模式。	管理较为粗放。	智能运维和精细化管理。	运维领域SaaS模式，结合分散安装的储能系统形成虚拟电厂，通过集群调度参与电网服务或者电力交易，获取增值收益。
应用	——	——	电源、电网、用户侧都可部署。	目前可实现的收益模式单一。	多元盈利模式；多元应用场景。	共享储能：对集中式储能的分散使用外，分布式储能的“聚合”复用； 光储充一体化充电站：利用储能系统在夜间进行储能，充电高峰期间通过储能电站和电网一同为充电站供电。
回收	——	——	我国尚未出台针对储能系统电池回收的法规，对于磷酸铁锂电池的回收主要集中在动力电池领域。	预处理环节中，由于锂电池结构复杂，容易产生爆炸等安全问题。	提升安全性	利用超声波探头直接回收正负极，避免打碎电池，减少爆炸风险。
	——	——		工艺流程较长，影响因素多，产生大量废酸碱溶液。	减少废液	采用固相电解技术，采用磷酸体系，不引入其他酸根，无废水产生。

报告局 限性



本报告聚焦于“中国电化学储能全产业链创新趋势”主题，通过引用学术文献，行业报告，走访行业专家、企业，梳理、分析了电化学储能的主要创新趋势。

希望本报告可以帮助想投资电化学储能行业的投资者、行业内的企业对不同的技术路线有较为全面的了解。同时，在电化学储能行业如此火爆的背景下，本报告也希望帮助读者从电力系统的本质出发，识别未来储能发展的“真趋势”。

在报告撰写的过程中，笔者也深深感到电化学储能创新是综合了材料科学、物理、化学、电子通信、机械制造、商业模式创新等多个学科综合发展的结果。所涉及到技术分支之广，本报告中所提及的还不够详尽。

此外，限于时间，本报告并没有针对相应的技术创新公司进行详细全面的分析，创业公司的成长涉及到团队管理、股权结构等多方面的因素，本报告对于技术公司的挖掘并不代表对于其未来成长性的全面判断。

电化学储能的发展道阻且长，报告的研究团队专业知识有限，仅希望借此报告抛砖引玉，吸引更多关系行业发展的同仁共同促进储能发展。



Photo by Henry & Co. on Unsplash

参考文献

- IRENA. (2022). World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway. Abu Dhabi: IRENA. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2022>
- 国家能源局. (2022), from: http://www.nea.gov.cn/2022-01/28/c_1310445390.htm
- 国家统计局. (2021), from: <https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01&zbs=A0705&sj=2021>
- 陈永翀,冯彩梅 & 刘勇.(2021).双碳背景下中国储新比的发展趋势. 能源(08),41-45.
- 陈海生 俞振华 刘 为. (2022). 储能产业研究白皮书 2022. 北京: 中国能源研究会储能专委会. Retrieved from <http://www.esresearch.com.cn/#/resReport/Rdetail>
- Wood Mackenzie. (2021). US energy storage monitor: 2020 year-in-review. Wood Mackenzie. Retrieved from <https://www.woodmac.com/reports/power-markets-us-energy-storage-monitor-2020-year-in-review-474142>
- BloombergNEF. (2021). New Energy Outlook 2021. BloombergNEF. Retrieved from <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/#download>
- IEA (2021). Energy Storage. IEA. Paris. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/energy-storage>
- Office of Electricity. U.S DEPARTMENT OF ENERGY, from <https://www.energy.gov/oe/information-center/library/fact-sheets#storage>
- DOE. (2020). Energy storage grand challenge. DOE. Retrieved from <https://www.energy.gov/energy-storage-grand-challenge/energy-storage-grand-challenge>
- DOE. (2020). Energy storage grand challenge roadmap. DOE. Retrieved from <https://www.energy.gov/energy-storage-grand-challenge/downloads/energy-storage-grand-challenge-roadmap>.
- DOE. (2020). National blueprint for lithium batteries 2021—2030. DOE. Retrieved from <https://www.energy.gov/eere/vehicles/articles/national-blueprint-lithium-batteries>
- DOE. (2021). Long Duration Storage Shot. DOE. Retrieved from <https://www.energy.gov/eere/long-duration-storage-shot>
- EERA. (2010), from EERA: <https://eera-es.eu/sub-programmes/>
- ENERGY. (2019). NEWS. the European Commission, from https://ec.europa.eu/info/news/consolidating-industrial-basis-batteries-europe-launch-european-technology-and-innovation-platform-batteries-2019-feb-05_en
- ENERGY. (2019). the European Commission, from <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/batterieseurope-research-and-innovation-priorities-detailed-summary.pdf>.
- ENERGY. (2020). NEWS. the European Commission, from https://ec.europa.eu/newsroom/ener/itemdetail.cfm?item_id=696024&newsletter_id=1868&utm_source=ener_newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=Batteries%20Europe&utm_content=Batteries%20Europe%20publishes%20its%20Strategic%20Research%20Agenda&lang=en.
- 汤匀,岳芳,郭楷模,李岚春 & 陈伟.(2022).下一代电化学储能技术国际发展态势分析. 储能科学与技术(01),89-97. doi:10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0301.
- EUROBAT. (2020). Battery Innovation Roadmap 2030. EUROBAT. Retrieved from <https://www.eurobat.org/campaigns-and-initiatives/battery-innovation-roadmap-2030/>
- CNESA. (2022). 2021储能产业盘点：储能发展全面提速. 中国储能网新闻中心. Retrieved from <http://www.es.cn.com.cn/news/show-1335233.html>
- Powerlab根据中国科学院工程热物理研究所储能研发中心产业化办公室主任纪律在麒麟学院的演讲整理
- BloombergNEF. (2022). 1H 2022 Energy Storage Market Outlook.
- 于童 & 张萍.(2019).基于全寿命周期理论的储能降低光伏电站弃光率的经济性分析. 山西电力(04),1-6.

24. 黄学政,陶俊杰,吕守维.(2004).电网调峰方式探讨. 山东电力高等专科学校学报(04),203-206.
25. 文贤馥,张世海,邓彤天,李盼 & 陈雯.(2018).大容量电力储能调峰调频性能综述. 发电技术(06),487-492.
26. 贺朝晖.(2021). 储能: 踏上未来电力系统主角之路. 申港证券.
27. 刘梦欣,王杰 & 陈陈.(2007).电力系统频率控制理论与发展. 电工技术学报(11),135-145. doi:10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.2007.11.024.
28. 清华大学技术转移研究院. 储能系统与火电机组联合参与二次调频的控制策略与系统. 清华大学技术转移研究院, Retrieved from <https://ott.tsinghua.edu.cn/info/1010/1431.htm>
29. 陈海生,李泓,马文涛,徐玉杰,王志峰,陈满 & 秦鹏.(2022).2021年中国储能技术研究进展. 储能科学与技术(03),1052-1076.
30. 东北证券.(2022). 吉电股份: 背靠国电投优势明显, 转型新能源奋勇争先. 东北证券
31. 黎淑娟,李爱魁,黄际元,冯万兴,兰贞波,王伟 & 刘启.(2020).储能在高占比可再生能源系统中的应用及关键技术. 供用电(02),3-7+40. doi:10.19421/j.cnki.1006-6357.2020.02.001.
32. 陈永翀.(2018). 储能电池技术多元化发展探讨. 中华新能源, 24, p. 36-41.
33. 陈永翀.(2022). “十四五” 新型储能技术创新发展趋势. 中国化工信息, 9, p. 26-28.
34. IPCC (2007). Climate Change 2007: Working Group III: Mitigation of Climate Change. IPCC. Retrieved from https://archive.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg3/en/ch2-ens2-7-2-3.html
35. EPO&IEA. (2020). Innovation in Batteries and Electricity Storage. EPO&IEA. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/innovation-in-batteries-and-electricity-storage>
36. H.Ibrahim, A.Ilinca, J.Perronb.(2018). Energy storage systems—Characteristics and comparisons. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 12(5), p. 1221-1250.
37. 俞恩科 & 陈梁金.(2011).大规模电力储能技术的特性与比较. 浙江电力(12),4-8. doi:10.19585/j.zjdl.2011.12.002.
38. 方形,王乾坤 & 周原冰.(2011).电池储能技术在电力系统中的应用评价及发展建议. 能源技术经济(11),32-36.
39. 李欣,黄鲁成 & 常金平.(2012).基于粗糙集的新能源产业中储能技术评价. 武汉理工大学学报(信息与管理工程版)(02),211-214+232.
40. YANG Yue, Emenike G.Okonkwo, HUANG Guoyong, et al(2021), On the sustainability of lithium ion battery industry-a review and perspective,36,p. 186-212.
41. 张添奥,刘昊,陈永翀,王青松,张淑兴 & 曾其权.(2021).大容量电池储能的本质安全探索. 储能科学与技术(06),2293-2302. doi:10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0145.
42. 刘苗苗. (2020), from 起点锂电大数据: <https://mp.weixin.qq.com/s/HsGdk5VGLdKT4ykajWMorA>
43. 黄彦瑜.(2007).锂电池发展简史. 物理(08),643-651.
44. 德勤管理咨询. (2021), 中国锂电行业发展德勤观察, 德勤, Retrieved from <https://www2.deloitte.com/cn/zh/pages/strategy/articles/high-growth-opportunities-in-the-lithium-battery-industry.html>
45. 高工锂电网. (2021). 2021高工年会聚焦(9): 全球锂矿供给“变量”, from 高工锂电网: <https://www.gg-lb.com/art-43799.html>
46. 刘文权. (2021). 盐湖股份—调研纪要, from 雪球网: <https://xueqiu.com/8150711211/190489380>
47. 五矿证券. (2021). 盐湖提锂产业深度报告. 五矿证券. Retrieved from <https://www.vzkoo.com/read/44a aa784114c7d1f48a902383d48fe2b.html>
48. 孙灿. (2021). 锂电池正极行业投资分析报告, 川财证券. Retrieved from https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202203171553204969_1.pdf?1647538103000.pdf
49. 高工锂电. (2022). 2022年中国磷酸铁锂正极材料行业调研分析报告, 高工锂电, Retrieved from <https://mp.weixin.qq.com/s/Js1fYzrZIS4XFeSmayudNw>
50. 东兴证券股份有限公司. (2021). 广东凯金新能源科技股份有限公司招股说明书. 东兴证券股份有限公司. Retrieved from http://pdf.dfcfw.com/pdf/H2_AN202107131503580732_1.pdf
51. 高工产研锂电研究所 (GGII) . (2022), 2021年中国锂电池负极行业调研报告, 高工产研锂电研究所 (GGII) . Retrieved from <https://www.gg-ii.com/art-2697.html>
52. 李乐怡 & 陈夏琳. (2019). 2019年中国锂电池隔膜行业概览. 头豹研究院. Retrieved from https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202009071408676768_1.pdf?1599493173000.pdf

53. 刘杰. (2022). 锂电产业行业专题报告, 英大证券, Retrieved from https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202204151559463656_1.pdf?1650054662000.pdf
54. OFweek锂电网. (2021). 锂电池电解液是什么材料? 锂电池电解液的主要成分详解. OFweek锂电网, Retrieved from <https://libattery.ofweek.com/2021-08/ART-36002-11000-30517257.html>
55. 杨鸿杰. (2021). 2020年中国锂离子电池电解液行业回顾与展望. 中国储能网新闻中心. Retrieved from <http://www.escn.com.cn/news/show-1154914.html>
56. 新材料在线. (2022). 一张图看懂锂电池产业链及其9大关键材料. 新材料在线. Retrieved from https://xincailiao.com/news/news_detail.aspx?id=608876
57. 沈丽明. (2019). 几种有前景锂盐在锂离子电池中的研究进展. 电源技术(02),338-340+347.
58. 德勤管理咨询. (2021). 中国锂电行业发展德勤观察2.0“电池风云”, 德勤, Retrieved from <https://www2.deloitte.com/cn/zh/pages/strategy/articles/high-growth-opportunities-in-the-lithium-battery-industry-2022.html>
59. 朱玥. (2022). 预锂化, 物尽其用的愿望. 中信建投证券. Retrieved from <https://www.vzkoo.com/read/202203165f7d9d83c2b69e7766202b62.html>
60. 田孟羽,詹元杰,闫勇 & 黄学杰.(2021). 锂离子电池补锂技术. 储能科学与技术(03),800-812. doi:10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0066.
61. 中金公司. (2022). 2022年有望成为硅碳负极产业化元年. 中金公司. Retrieved from <https://finance.sina.com.cn/roll/2022-03-04/doc-imcwipih6516351.shtml>
62. 中金公司. (2020). 简析固态电池潜力路线. 中金公司. Retrieved from https://m.zhitongcaijing.com/article/share.html?content_id=378835
63. 汤匀,岳芳,郭楷模,李岚春,柯旺松 & 陈伟.(2022). 全固态锂电池技术发展趋势与创新能力分析. 储能科学与技术(01),359-369. doi:10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0350.
64. 许卓,郑莉莉,陈兵,张涛,常修亮,韦守李 & 戴作强.(2021). 固态电池复合电解质研究综述. 储能科学与技术(06),2117-2126. doi:10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0178.
65. 江苏海普功能材料有限公司. (2019). 企业简介, from <http://www.jshpfm.com/qyjj/>
66. 蓝晓科技. 关于蓝晓, from <https://www.sunresin.com/development/3305>
67. 贝特瑞新材料集团股份有限公司. (2020). 走进贝特瑞, from <https://www.btrchina.com/index.html>
68. 溧阳天目先导电池材料科技有限公司. (2020). 网站首页, from <https://www.iopsilion.com/>
69. 杉杉股份. (2018). 首页, from <http://www.ssgf.net/>
70. 深圳市德方纳米科技股份有限公司. (2020). 首页, from <https://www.dynanonic.com/index.aspx>
71. 湖南裕能新能源电池材料股份有限公司. (2017). 首页, from <http://www.hunanyuneng.com/>
72. Amprius Technologies. (2022). About, from <https://amprius.com/technology>
73. 云南恩捷新材料股份有限公司. (2013). 首页, from <http://www.ejxcl.com/>
74. Shenzhen Senior Technology Material Co.,Ltd. (2018). About Senior, from <http://www.senior798.com/home>
75. 广州天赐高新材料股份有限公司. (2018). 首页, from <https://www.tinci.com/>
76. 深圳市研一新材料有限责任公司. (2022). 首页, from <http://www.ioneyanyi.com/index.php/zh/>
77. 王蔚祺. (2022). 布局钠离子, 发力新未来. 国信证券. Retrieved from https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202107301506963723_1.pdf?1627643256000.pdf
78. 中科海钠科技有限公司. (2021). 首页, from <https://www.hinabattery.com/>
79. 锂电江湖. (2022). 宁德时代储能业务介绍. 锂电江湖. Retrieved from <https://mp.weixin.qq.com/s/YihSFEf964kXWnH1PzjviA>
80. NESC. (2022). 核心指标大对比: 钠电池vs锂电池&铅酸电池. 新型储能资本. Retrieved from <https://mp.weixin.qq.com/s/OnBFOvfTkBR1OwvtO-KplA>
81. 中科海钠科技有限公司. (2021). 钠离子电池介绍, from <https://www.hinabattery.com/index.php?catid=12>
82. 钜大LARGE. (2021). 锂离子电池工作的温度范围是多少? 钜大锂电. Retrieved from <http://www.juda.cn/news/182067.html>
83. Contemporary Amperex Technology Co., Limited. Home, from <https://www.catl.com/en/>
84. 中科海钠科技有限公司. (2021). 首页, from <https://www.hinabattery.com/>
85. 浙江钠创新能源有限公司. 首页, from <http://www.natriumenergy.cn/>

86. 江苏众钠能源科技有限公司. (2021). 首页, from <http://www.zoolnasm.com/>
87. 辽宁星空钠电电池有限公司. (2021). From <https://www.qcc.com/firm/169a16e2deb8c182620a99e7d0e2d94b.html>
88. Faradion (2022) from <https://faradion.co.uk/applications/stationary-energy-storage/>
89. 王晓丽,张宇,李颖 & 张华民.(2015).全钒液流电池技术与产业发展状况. 储能科学与技术(05),458-466.
90. 孟祥飞,庞秀岚,崇锋,侯少攀 & 祁斌.(2019). 电化学储能电网中的应用分析及展望. 储能科学与技术(S1),38-42. doi:10.19799/j.cnki.2095-4239.2019.0196.
91. 邓伟 & 马金龙. (2021). 储能发展新机遇, 钒电池产业腾飞. 浙商证券. Retrieved from
92. 金属百科. 钒的用途及应用领域. 金属百科, from <http://baike.asianmetal.cn/metal/v/application.shtml#:~:text=%E9%92%A2%E9%93%81%E8%A1%8C%E4%>
93. 王晓丽,张宇,李颖 & 张华民.(2015).全钒液流电池技术与产业发展状况. 储能科学与技术(05),458-466.
94. 霍婧. (2021). 全钒液流电池: 大容量储能技术明日之星. 中国能源报.
95. 全球最大100MW级全钒液流电池储能调峰电站进入单体模块调试阶段(2022) Retrieved from https://www.sohu.com/a/523433700_313745
96. 李鹏飞, 魏雨迪 & 王宏玉. (2021). 储能王者, 钒电池产业化一触即发. 国泰君安证券. Retrieved from <https://stock.us/cn/report/view/v4kjmjr0>
97. 史丁秦. (2020). 我所研发出新一代低成本、高功率密度全钒液流电池电堆. 中国科学院大连物理化学研究所, from http://www.dicp.cas.cn/kycg_1/yyyjcg/202011/t20201102_5727098.html
98. 东岳集团. 新产品研发类, from <http://www.dongyuechem.com/ProductDetail.aspx?ID=291&CategoryID=249>
99. 苏秀丽,杨霖霖,周禹,林友斌 & 余姝媛.(2019).全钒液流电池电极研究进展. 储能科学与技术(01),65-74.
100. Ana Hernando. (2020). Shrimp shells to produce electrodes for large storage batteries. phys.org. Retrieved from <https://phys.org/news/2020-07-shrimp-shells-electrodes-large-storage.html>
101. LE SYSTEM CO., Ltd. Home, from <https://www.lesys.jp/english/>
102. ENERGY METAL NEW. (2019). 液流电池进入市场的新途径: 租用电解液. ENERGY METAL NEW. Retrieved from <https://energymetalnews.com/2019/02/21/a-new-path-to-market-for-flow-batteries-rent-an-electrolyte/>
103. LE SYSTEM CO., Ltd. Home, from <https://www.lesys.jp/english/>
104. INVINITY ENERGY SYSTEMS. About us, from <https://invinity.com/>
105. 上海电气集团股份有限公司. (2013). 产品列表, from <https://www.shanghai-electric.com/listed/cply/nyzb/cn/index.shtml>
106. 黄恬恬 & 郑梦娇. (2022). 总投资5亿! 上海电气储能科技公司签署盐城立铠300MWh储能电站项目. 索比光伏网. Retrieved from <https://news.solarbe.com/202203/07/351999.html>
107. 北京普能世纪科技有限公司. 首页, from <http://punengenergy.com/>
108. 大连融科储能技术发展有限公司. 首页, from <http://www.rongkepower.com/?about/5.html>
109. 百能汇通. 首页, from <http://www.zbestpower.com/view/technology/principle.html>
110. Nanjing Xunenghanyuan New Material CO., LTD. (2022). 锌溴液流储能电池介绍. Retrieved from <https://www.bipolar-plate.com/zh-hans/zinc-bromine-flow-battery.html>
111. 宋子琛,张宝锋,童博,钟祎劼 & 亢猛.(2022).液流电池商业化进展及其在电力系统的应用前景. 热力发电(03),9-20. doi:10.19666/j.rlfd.202111209.
112. 大连理工大学科学技术研究院. (2011). 锌溴液流电池. 大连理工大学科学技术研究院. Retrieved from <https://scidep.dlut.edu.cn/info/1019/11756.htm>
113. 孟琳.(2013).锌溴液流电池储能技术研究和应用进展. 储能科学与技术(01),35-41.
114. 苑辰光. (2022). 我所开发出面向用户侧的30kWh 锌溴液流电池系统. 国科学院大连化学物理研究所. Retrieved from http://www.dicp.cas.cn/xwdt/kjz/202201/t20220117_6344516.html
115. Gelion. (2022). Mobile Storage, from <https://gelion.com/stationary-storage/>
116. 百能汇通. from <http://www.zbestpower.com/view/technology/principle.html>
117. 美能储能. (2011). 首页, from <http://www.meinengenergy.com/>

118. 陕西华银科技股份有限公司. (2020). 首页, from <http://www.huayinkeji.com/>
119. Gelion. (2022). Endure Battery, from <https://gelion.com/gelion-endure-battery/>
120. 刘翔. (2021). 半导体行业深度报告: 功率半导体专题系列二: 风光发电及储能前景广阔, IGBT深度受益. 开源证券.
121. 中信证券. (2021). 受益电动车、光伏等需求拉动, IGBT当前处于国产替代机遇窗口期. 中信证券.
122. 王珂. (2020). 迎接“大”时代: 1500V汹涌而来. 储能100人. Retrieved from <https://mp.weixin.qq.com/s/YCMQRHFkdhIBcmOJZSGRXA>
123. 张为国,张俊 & 唐世弋.(2021).IGBT结构及发展趋势. 电子元器件与信息技术(04),76-78. doi:10.19772/j.cnki.2096-4455.2021.4.036.
124. 上能电气股份有限公司. (2022). 首页, from <https://wap.si-neng.com/#/>
125. 科华数据股份有限公司. (2019). 首页, from <https://www.kehua.com.cn/>
126. 索英电气. (2002). 关于索英, from <http://www.soaring.com.cn/>
127. 艾麦斯(深圳)电源科技有限公司. (2002). 首页, from <http://www.imaxpwr.com/>
128. 韦雯. (2022). 储能PCS厂商「深源技术」完成千万级天使轮融资, 聚合资本独家投资, 瞄准用户侧储能和V2G市场. 36kr. Retrieved from <https://www.36kr.com/p/1658738161186952>
129. 庄林楠 & 文晗. (2020).2019中国EMS (电池管理系统) 行业概览. 头豹研究院. https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202009291418132191_1.pdf?1601389588000.pdf
130. 中信证券. (2022) 储能热管理行业专题报告. Retrieved from <https://caifuhaio.eastmoney.com/news/20220514085126888217670>
131. 钟国彬,王羽平,王超,相佳媛,苏伟 & 陈建.(2018).大容量锂离子电池储能系统的热管理技术现状分析. 储能科学与技术(02),203-210.
132. 北京天诚同创电气有限公司. 储能系统解决方案, from <http://www.etechnwin.com.cn/intro/14.html>
133. 远景能源有限公司. (2020). 首页, from <https://www.envision-group.com/cn/smartstorage.html>
134. 深圳市科陆电子科技股份有限公司. (2021). 产业布局, from <https://www.szclou.com/Industriallayout/info.aspx?itemid=133>
135. 杭州轻舟科技有限公司. (2021). 首页, from <https://skiffenergy.com/energyguard>
136. 北京木联能软件股份有限公司. (2022). 首页, from <http://www.mlsoft.net/productchunjk.jsp>
137. 清华大学能源互联网创新研究院. (2022). 基于共享的新型储能商业模式: 云储能. 清华大学能源互联网创新研究院. Retrieved from <https://mp.weixin.qq.com/s/oZpXBc8L6EfPq7gGCI7PzA>
138. 袁家海,王婧 & 熊敏鹏.(2021). 用户侧多主体共享储能商业模式价值研究. 华北电力大学学报 (社会科学版) .
139. 北京紫光数智科技股份有限公司. (2017). 首页, from <http://www.unistec.com/>
140. 北京海博思创科技股份有限公司. (2011). 首页, from <http://www.hyperstrong.com.cn/>
141. 道威储能. (2017). 首页, from <http://www.bjdwc.com/>
142. PV InfoLink. (2021). 光储充一体化充电桩储能规模有望2023年突破1GWh. PV InfoLink. Retrieved from <https://www.infolink-group.com/zh-cn/storage/energy-storage-market-and-supply-chain/Solar-storage-charging-stations-could-surpass-1-GWh-in-China-by-2023>
143. 东莞市星火太阳能科技股份有限公司. (2020). 光储充一体化充电站的未来发展与实际案例. 东莞市星火太阳能科技股份有限公司. Retrieved from <https://www.singfosolar.com/articles/gccyth.html>
144. 上海电享信息科技有限公司. (2018). 首页, from <https://www.powershare.com.cn/#page5>
145. 宁德时代科士达科技有限公司. 首页, from <https://www.catlkstar.com/>
146. 前瞻产业研究院. (2018). 2018年锂电池回收市场分析. 前瞻产业研究院.
147. 卫寿平,孙杰,周添,李吉刚 & 曹焕露.(2017). 废旧锂离子电池中金属材料回收技术研究进展. 储能科学与技术(06),1196-1207.
148. 陈显帆 & 周尔双. (2018). 锂电回收深度报告: 动力锂电池报废高峰已至, 开启百亿回收市场增持. 东吴证券.
149. DOE. (2019). Vehicle Technologies Office's Research Plan to Reduce, Recycle, and Recover Critical Materials in Lithium-Ion Batteries. DOE. Retrieved from <https://www.energy.gov/eere/vehicles/downloads/vehicle-technologies-office-s-research-plan-reduce-recycle-and-recover>

150. 李亚春.(2019).储能电池回收利用国际比较. 现代经济信息(15),362-363+392.
151. 鑫宇环检测认证. (2022). 欧盟现行实施执行的电池法规解读. 国际储能网. Retrieved from <https://www.chu21.com/html/chunengy-6834.shtml>
152. 博萃循环. (2022). 欧盟新电池法重大更新: 「碳足迹」60余处, 「回收」100余处. 中国储能网. Retrieved from <http://www.escn.com.cn/news/show-1371628.html>
153. 殷中枢, 马瑞山, 郝骞, 黄帅斌 & 陈无忌. (2021). 动力电池回收: 降本与突破锂约束, 构成锂电循环闭环. 光大证券.
154. 赵光金,何睦,唐国鹏,李睿 & 卢林.(2019).废旧磷酸铁锂电池正极材料浸取及回收研究. 电源技术(03),442-444+452.
155. 伍德佑,刘志强,饶帅 & 张魁芳.(2020).废旧磷酸铁锂电池正极材料回收利用技术的研究进展. 有色金属(冶炼部分)(10),70-78.
156. Weiguang Lv, Zhonghang Wang, Hongbin Cao, Yong Sun, Yi Zhang, & Zhi Sun. (2018). A Critical Review and Analysis on the Recycling of Spent Lithium-Ion Batteries. ACS Sustainable Chemistry & Engineering(2), 1504-1521
157. 陈永珍,黎华玲,宋文吉,涂小琳 & 冯自平.(2019).废旧磷酸铁锂电池回收技术研究进展. 储能科学与技术(02),237-247.
158. Allison Hirschlag. (2022). As the world looks to electrify vehicles and store renewable power, one giant challenge looms: what will happen to all the old lithium batteries? BBC. Retrieved from <https://www.bbc.com/future/article/20220310-the-illinois-town-valmeyer-could-be-a-model-for-relocation>
159. 王子璇, 李俊成, 李金东, 易娟, 石霖, & 吴旭. (2022). 废磷酸铁锂正极材料资源化回收工艺. 储能科学与技术, 11(1), 45.
160. 华祥科技. 首页, from www.hxrecycle.com
161. 中航创新 首页 from <http://www.calb-tech.com/>
162. 法拉第研究所 首页 from <https://www.faraday.ac.uk/>

关于PowerLab

2016年，国际环保组织绿色和平创立了国内第一个专注于可再生能源的非营利孵化器——PowerLab。在致力于孵化与赋能可再生能源创新创业团队和个人的基础上，PowerLab引入“开放式创新”的概念和实践，希望通过可再生能源产业的开放式创新，以场景赋能、协调创新等多种形式助力能源领域初创团队。同时，通过与创新团队的高效合作，引导有实力的能源企业注入多元创新基因、搭建企业创业生态，进而推动中国再生能源多元应用的发展。

2021年，PowerLab继续从可再生能源产业的内部创新出发，基于产业龙头企业的实际业务需求，经过国内/海外项目征集，为企业发现并对接到合适的项目与团队，并予以网络/技术/资金/人才上的深度支持；基于产业现实的需求与挑战，分析产业发展趋势、提供前瞻性洞察。





GREENPEACE 绿色和平

绿色和平是一个全球性环保组织，
致力于以实际行动推动积极的改变，
保护地球环境与世界和平。

地 址:北京东城区东四十条94号亮点文创园A座201室

邮 编:100007

电 话:010-65546931

传 真:010-64087851

www.greenpeace.org.cn

