

中国储能行业专题

东风将至，快速上行赛道潜力巨大

我们预计“十四五”期间中国储能行业将出现爆发式增长，主要是由于：(1) 风电和光伏等新能源在电源占比的提高，其波动性和间歇性为储能带来前所未有的需求；(2) 2021 年中央对新型电力系统和新型储能的清晰定位，配合地方密集出台多项有关储能的细化实施方案，将为后续的项目投资带来足够的诱因和确定性；(3) 在技术持续提升下，电化学储能等新型储能成本将迎来长期成本下降和效益提升的趋势。本报告包括对储能行业的政策详细梳理、各项储能技术的介绍、成本对比以及产业链的上市和非上市公司的总汇。

- **可再生能源占比提升，储能迎来结构性机会。**随着风电、光伏等新能源发电占比逐步提高，电力系统呈现“双峰”（高比例可再生能源、高比例电力电子设备）、“双高”（电网夏、冬季负荷高峰）及“双侧随机性”，对电网安全性和稳定性将提出更高的要求，对调峰调频、稳定运行等需求增加。因此，储能市场将在未来迎来重大机会窗口。
- **政策层面：顶层设计已完成。**2021 年 7 月，发改委和国家能源局联合发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，首次明确储能装机量的量化目标：**到 2025 年，新型储能装机（抽水蓄能以外技术）规模达 30GW 以上**，并实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。到 2030 年，向全面市场化发展。此外，近日出台的《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》更是为国内储能行业带来实质性利好。《通知》提出**鼓励新型储能可作为“独立储能”自主参与电力市场**，推动独立储能参与电力市场配合电网调峰，明确了新型储能在参与电力市场的角色及交易机制等。
- **地方政府积极出台政策。**目前地方政府更多倾向于出台发电侧政策。当中可分为两大类：1) **强制配置**，2) **鼓励配置**，在审批项目给予评分倾斜或优先支持。截至目前，全国已有 21 个省级行政区在全省或地市级地区明确了新增新能源发电项目的配储比例以及配储时长。综合而言，大部分省份或地区的配储比例为不低于装机容量的 10%，配储时间为 2 小时以上。部分地区（例如内蒙古、湖南、河南、广西等地）的新能源项目配储要求甚至达到 15%-20% 以上，形成刚需。
- **抽水蓄能是目前应用最广泛的技术，增长趋势确定性高。**不论是在全球范围还是中国，抽水蓄能占累计储能规模均超过 86%。**截至 2021 年底，中国抽水蓄能累计装机达到 39.8GW。**根据国务院 2030 年碳达峰行动方案，预计到 2030 年装机规模将达到 120GW。
- **预计新型储能将爆发式增长。**从选址布局来看，相对于以抽水蓄能为代表的传统储能（多数在发电侧）来说，新型储能在配置方面具备更高灵活性，在发电侧、电网侧、用户侧均可布局，可选择大规模或分布式布局。此外，新型储能同时具备多种功能，可以起到调峰、调频等作用。全球新型储能去年占总储能规模的~13%，目前电储能为主流技术，当中分为：1) **物理储能**：压缩空气储能和飞轮储能等；2) **电化学储能**：锂离子电池、钠硫电池、铅碳电池和液流电池。其中，锂离子电池目前在新型储能中占比为 90%。**截至 2021 年底，中国新型储能累计装机规模只有 5.73GW，假设以发改委 2025 年规模 30GW 目标计算，年复合增速高达 51%。**
- **主要受惠标的：**抽水蓄能方面，**中国电建(601669 CH)**在国内抽水蓄能规划设计和承建项目方面拥有绝对的市场份额优势；**新型储能**方面，关注在储能系统集成具备领先优势的**阳光电源(300274 CH)**和锂电龙头**宁德时代(300750 CH)**。

中国装备制造/新能源行业

冯键嵘, CFA

(852) 3900 0826

waynefung@cmbi.com.hk

夏微

(852) 3900 0836

meganxia@cmbi.com.hk

伍泳雅

(852) 3761 8725

katherineng@cmbi.com.hk

ASIAMONEY

请登录 2022 年亚洲货币券商投票网址，
投下您对招银国际研究团队信任的一票

VOTE

目录

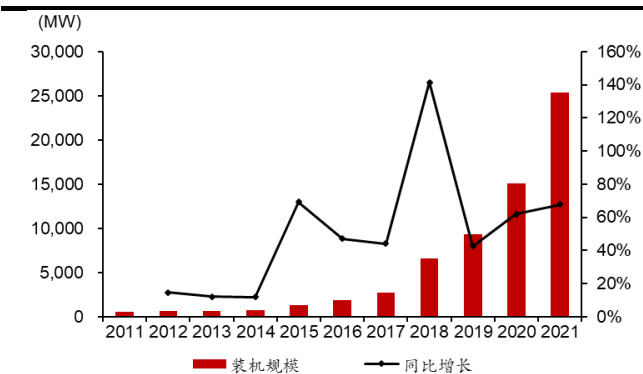
全球储能市场	3
全球储能市场：延续高速增长态势	3
中国储能市场：步入产业元年，政策驱动下转向规模化发展	3
中国：可再生能源占比提升，储能迎来结构性机会	4
储能在新型电力系统中担当不可或缺的角色	6
政策力度加码成为行业主要驱动力	7
宏观层面：顶层设计已完成，推动储能市场快速铺开	7
地方政策持续放量：储能配置 + 补贴政策双重侧推	7
技术路线：多种储能技术进入发展快车道	10
机械储能	11
电化学储能	17
储能变流器	19
全寿命储能度电成本（LCOS）测算	21

全球储能市场

全球储能市场：延续高速增长态势

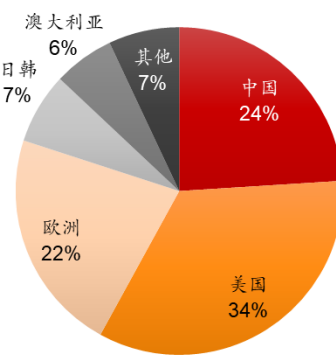
各国能源结构在碳中和背景下加速转型，全球储能市场近年保持高速增长态势。据中关村储能产业技术联盟（CNESA）统计，2021 年全球新增投运电力储能项目装机规模达 18.3GW，同比增长 185%，已投运累计装机规模达 209.4GW，同比增长 9%。其中，新型储能新增投运规模翻番达到 10.2GW，已投运装机规模累计 25.4GW，同比增长 68%。美国、中国、欧洲为前三大市场，合计占全球市场的 80%（根据 2021 年新增新型储能项目规模计算）。展望未来，在地缘政治不稳下，预计欧洲国家对能源安全的重视将会进一步拉动储能的需求，有利中国储能设备制造商。

图 1：全球新型储能市场累计装机规模



资料来源：CNESA、招银国际环球市场

图 2：2021 年全球新增投运新型储能项目地区分布



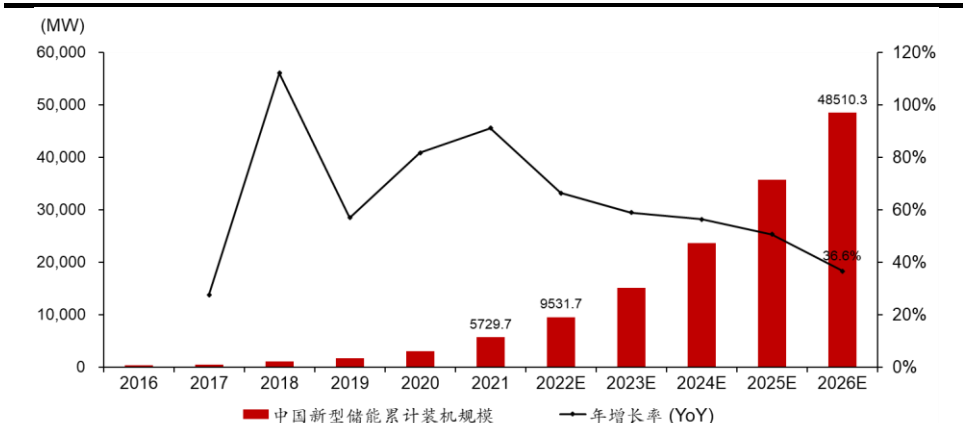
资料来源：CNESA、招银国际环球市场

中国储能市场：步入产业元年，政策驱动下转向规模化发展

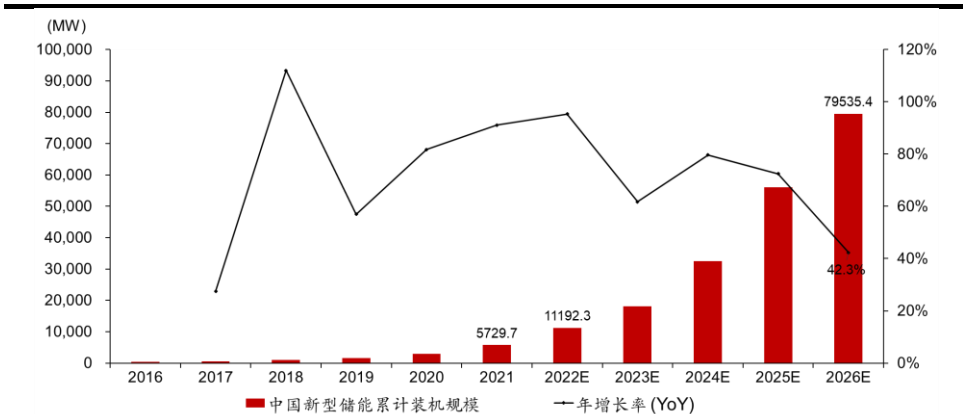
据 CNESA 统计，2021 年中国已投运电储能项目累计装机规模 46.1GW，同比增长 30%。其中，新型储能累计装机规模达到 5.73GW，同比增长 75%。2021 年中国新增投运电力储能项目装机规模突破 10GW，其中抽水蓄能新增规模 8GW，同比增长 437%，新型储能新增规模达 2.4GW，同比增长 54%。新增百兆级项目数量达到 78 个，为 20 年同期 9 倍。

据 CNESA 预测：

- 1) **保守场景**：政策执行、成本下降、技术改进等因素未达预期。2026 年新型储能累计规模将达 **48.5GW**，**2022-26 年 CAGR 为 53.3%**。
- 2) **理想场景**：储能规划目标顺利实现。随着电力市场逐渐完善，储能供应链配套、商业模式日臻成熟，新型储能凭借建设周期短、环境影响小、选址要求低等优势成功跑出。2026 年新型储能累计规模达 **79.5GW**，**2022-26 年 CAGR 为 69.2%**。

图 3: 全球新型储能市场累计装机规模 (保守场景)

资料来源：CNESA、招银国际环球市场预测

图 4: 全球新型储能市场累计装机规模 (理想场景)

资料来源：CNESA、招银国际环球市场预测

中国：可再生能源占比提升，储能迎来结构性机会

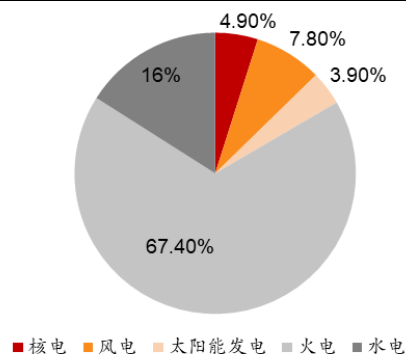
从中国发电量结构来看，火电占比持续下降，从 2011 年的 81.7% 下降至 2021 年的 67.4%。可再生能源占比则由 2011 年的 18.3% 上升到 2021 年的 32.6%。其中，风电、太阳能、核电发电占比增长至 7.8% (2011 年: 1.5%)、3.9%、4.9% (2011 年: 1.8%)。

装机量方面，2021 年全国累计发电装机容量约 2,377GW，同比增长 8%，接近过去 5 年的平均增速。2021 年风光新增装机合计占全国新增发电装机量 58.1% (风电: 27%, 光伏: 31.1%)。据中电联预测，2022 年底累计全口径发电装机容量预测将达到 2,600GW。其中，非化石能源发电装机合计将达到 1,300GW，占累计装机量的 50%。

由于风电、光伏等发电模式高度依赖发电环境，随着风光等新能源占比逐步提高，电力系统呈现“双峰”（高比例可再生能源、高比例电力电子设备）、“双高”（电网夏、冬季负荷高峰）及“双侧随机性”。由于风电、光伏发电具有波动性和间歇性，故当该发电占比提升后，供电侧将随之出现随机波动的特性，对电网安全性和稳定性提出更高的要求，市场对储能调峰调频、稳定运行等需求增加。另一方面，部分地区仍面临弃光、弃电率高的

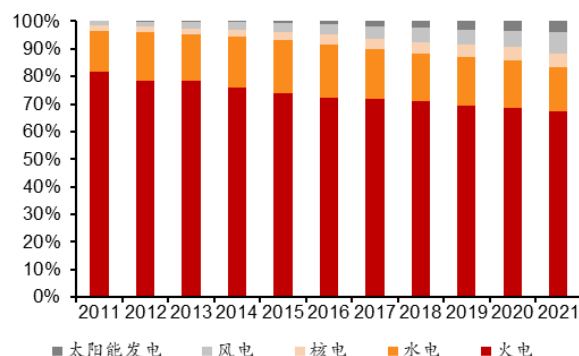
问题，如青海、内蒙古、河北等。随着新一批大型风电光伏发电基地的开工建设，预计未来大规模新能源并网发电将会对新能源消纳利用带来较大压力。因此，储能市场将在未来迎来重大机会窗口。

图 5: 全国发电量构成占比 (2021)



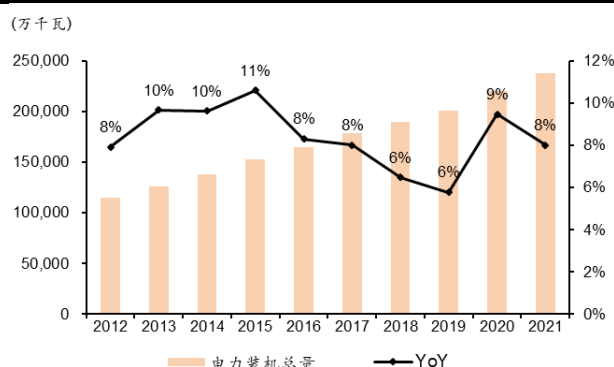
资料来源：能源局、Wind、招银国际环球市场

图 6:全国发电量结构占比趋势



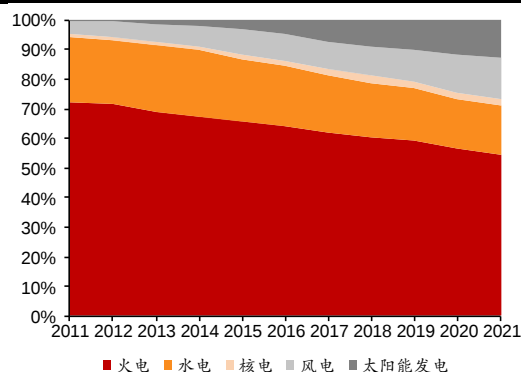
资料来源：能源局、Wind、招银国际环球市场

图 7: 全国电力累计装机规模



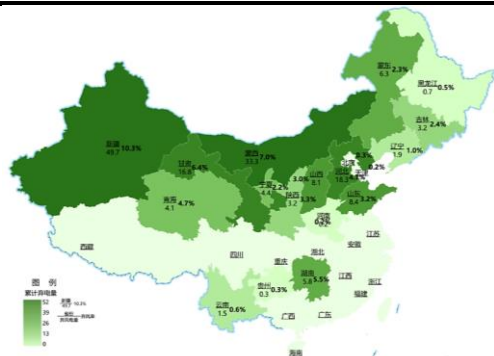
资料来源：能源局、Wind、招银国际环球市场

图 8: 全国电力装机总量结构趋势 (2011-2021)



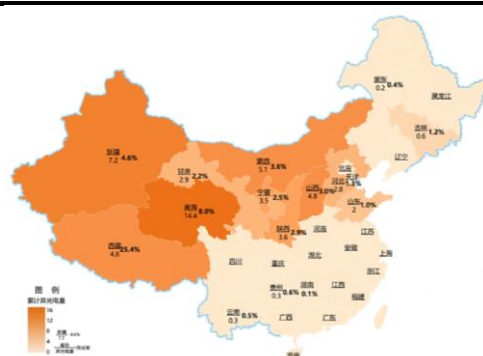
资料来源：能源局、Wind、招银国际环球市场

图 9: 2021 年中国各地区累计弃风电量 (亿千瓦时) 及弃风率



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心、招银国际环球市场

图 10: 2021 年中国各地区累计弃光电量 (亿千瓦时) 及弃光率



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心、招银国际环球市场

储能在新型电力系统中担当不可或缺的角色

储能是指将电能转化为其他形式的能量（如动能、势能、化学能等）储存至储能装置，并在需要时释放。

储能在新型电力系统的发电侧、电网侧及用户侧均有应用。具体应用场景包括：1) **发电侧**：包括电力调峰、辅助动态运行、减少弃风弃光；2) **电网侧**：包括调频、备用容量等，提高电网运行的稳定性和可靠性；3) **用户侧**：峰谷价差套利、容量费用管理、自发自电等。

在新型电力系统建设中，储能担当基础重要角色。2021 年 3 月，中央首次提出构建以新能源为主体的新型电力系统。根据全国电网运行与控制标准化技术委员会，新型电力系统是指以确保能源电力安全为基本前提、以满足经济社会发展电力需求为首要目标、以最大化消纳新能源为主要任务，以“源网荷储”互动与多能互补为支撑，具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动基本特征的电力系统。而储能技术可实现电力在供应端、输送端以及用户端之间的稳定运行，是可再生能源发电实现供需稳定的重要条件。

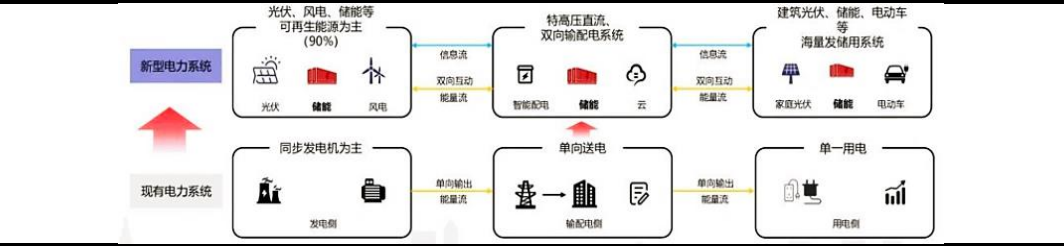
其中，新型储能布局灵活，预期未来将加速发展。从选址布局来看，相对于以抽水蓄能为代表的传统储能（多数在发电侧）来说，新型储能配置方面具备更高灵活性，在发电侧、电网侧、用户侧均可布局，因此可选择大规模或分布式布局。此外，新型储能同时具备多种功能，可以起调峰、调频等作用。虽然目前新型储能在技术应用方面发展相对较慢，但考虑到其应用范围广、配置灵活度高、建设周期短等特点，我们相信新型储能具备巨大发展潜力，未来随着技术迭代、成本下降的带动下，新型储能的渗透率将会大大提升。

图 11: 储能应用场景分类

分类	应用场景	主要用途	具体说明
发电侧	电源侧	电力调峰	通过储能的方式实现用电负荷的削峰填谷，即发电厂在用电负荷低谷时段对电池充电，在用电负荷高峰时段将存储的电量释放。
		辅助动态运行	以储能+传统机组联合运行的方式，提供辅助动态运行、提高传统机组运行效率、延缓新建机组的功。效。
	集中式可再生能源并网	平滑发电出力	通过在风、光电站配置储能，基于电站出力预测和储能充放电调度，对随机性、间歇性和波动性的可再生能源发电出力进行平滑控制，满足并网要求。
		减少弃风弃光	将可再生能源的弃风弃光电量存储后再移至其他时段进行并网，提高可再生能源利用率。
电网侧	电网侧	缓解电网阻塞	将储能系统安装在电路上游，当发生线路阻塞时可以将无法输送的电能储存在储能设备中，等到线路负荷小于线路容量时，储能系统再向线路放电。
		延缓输配电设备扩容升级	在负荷接近设备容量的输配电系统内，可以利用储能系统通过较小的装机容量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。
	辅助服务	系统调频	频率的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。储能（尤其电化学储能）调频速度快，可以灵活地在充放电状态之间转换，因而成为优质的调频资源。
		备用容量	备用容量是指在满足预计负荷需求以外，针对突发情况时为保障电能质量和系统安全稳定运行而预留的有功功率储备。
用户侧	用户侧	电力自发自用	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，而用户一般在夜间负荷较高，通过配置储能可以更好地利用光伏电力，提高自发自用水平，降低用电成本。
		峰谷价差套利	在实施峰谷电价的电力市场中，通过低谷电价时给储能系统充电，高电价时储能系统放电，实现峰谷电价差套利，降低用电成本。
		容量费用管理	工业用户可以利用储能系统在用电低谷时储能，在高峰负荷时放电，从而降低整体负荷，达到降低容量电费的目的。
		提升供电可靠性	发生停电故障时，储能能够将储备的能量供应给终端用户，避免了故障修复过程中的电能中断，以保证供电可靠性。

资料来源：CNESA、派能科技、招银国际环球市场

图 12: 储能应用贯穿整个新型电力系统



资料来源：睿工业、招银国际环球市场

政策力度加码成为行业主要驱动力

宏观层面：顶层设计已完成，推动储能市场快速铺开

2021 年为中国储能产业元年。国家密集出台多项有关储能发展的纲领性文件及细化实施方案，我们预计“十四五”期间中国储能行业在宏观政策的推动下将加速发展。2021 年 7 月，发改委和国家能源局联合发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，首次明确储能装机量的量化目标：到 2025 年，新型储能装机规模达 **30GW** 以上，并实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。到 2030 年，向全面市场化发展。

此外，近日出台的《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》更是为国内储能行业带来实质性利好。《通知》提出鼓励新型储能可作为“独立储能”自主参与电力市场，推动独立储能参与电力市场配合电网调峰，明确了新型储能在参与电力市场的角色及交易机制等。我们认为此举将可进一步加快储能市场铺开。

图 13: 国家层面储能支持政策

日期	印发部门	文件名称	核心内容
2017.9	发改委、能源局、财政部等五部门	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》	“十四五”期间，储能项目广泛应用，形成较为完整的产业体系，成为能源领域经济增长点；全面掌握具有国际领先水平的储能关键技术和核心装备，部分储能技术装备引领国际发展；形成较为完善的技术和标准体系并拥有国际话语权；基于电力与能源市场的多种储能商业模式蓬勃发展；形成一批有国际竞争力的市场主体。储能产业规模化发展，储能在推动能源变革和能源互联网发展中的作用全面展现。
2021.2	发改委、能源局	《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》*	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。
2021.4	发改委	《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》	利用存量常规电源，合理配置储能，优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”。
2021.5	能源局	《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》*	优化抽水蓄能两部制电价政策：(1) 以竞争性方式形成电量电价；(2) 将容量电价纳入输配电价回收。强化与电力市场建设发展的衔接，逐步推动抽水蓄能电站进入市场。
2021.7	发改委、能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	对于保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目，可通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后，由电网企业予以并网。并网条件主要包括配套新增的抽水蓄能、储能型光伏、风电、火电调峰、新型储能、可调节负荷等灵活调节能力。
2021.8	能源局	《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》	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。
2021.10	中共中央、国务院	《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。
2021.10	国务院	《关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》	健全“新能源+储能”项目激励机制。
2022.3	发改委、能源局	《“十四五”新型储能发展实施方案》	到 2025 年，抽水蓄能投产总规模 62GW 以上；到 2030 年，投产总规模 120GW 左右。
2022.3	发改委、能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	加快推进抽水蓄能和新型储能规模化应用。
2022.6	发改委、能源局	《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》	加快形成以储能和调峰能力为基础支撑的新增电力装机发展机制。
			加强电化学、压缩空气等新型储能技术攻关、示范和产业化应用。
			积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统。加快新型储能示范推广应用。
			到 2025 年，新型储能装机容量达到 30GW 以上。
			到 2030 年，抽水蓄能电站装机容量达到 120GW 左右，省级电网基本具备 5% 以上的尖峰负荷响应能力。
			到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段、具备大规模商业化应用条件。
			到 2030 年，新型储能全面市场化发展。
			其中，1) 电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低 30% 以上；2) 火电与核电机组配建储能等依托常规电源的新型储能技术；3) 百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用；4) 兆瓦级飞轮储能等机械储能技术逐步成熟；5) 氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破。
			到 2025 年，抽水蓄能装机容量达到 62GW 以上、在建装机容量达到 60GW 左右。
			开展新型储能关键技术集中攻关，加快实现储能核心技术自主化，推动储能成本持续下降和规模化应用。
			鼓励新型储能可作为独立储能参与电力市场；鼓励新能源场站和配建储能联合参与电力市场；加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰，独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加等。

*注释：属于关于发展储能的配套政策

资料来源：国务院、发改委、能源局及招银国际环球市场

地方政策持续放量：储能配置 + 补贴政策双重侧推

多个省市开始出台：1) 发电侧技术要求，以及 2) 用户侧补贴（如调峰补贴）政策。综合来看，目前地方政策对储能的支持力度：发电侧 > 电网侧 > 用户侧。

地方政府更多倾向于出台发电侧政策，发电侧政策可分为两大类：1) 强制配置，2) 鼓励配置，在审批项目给予评分倾斜或优先支持。截至目前，全国已有 21 个省级行政区在全省或市县级地区明确了新增新能源发电项目的配储比例以及配储时长。综合而言，大部分省份或地区的配储比例为不低于装机容量的 10%，配储时长（即持续充放电时间）为 2 小时以上。部分地区（例如内蒙古、湖南、河南、广西等地）的新能源项目配置要求甚至达到 15%-20% 以上。

图 14: 多地政府出台相关风电、光伏设备储能配备政策

地区	时间	文件名称	储能配置比例	配储时间 (小时)
山西	2021.9	《2021年风电、光伏发电开发建设竞争性配置工作方案》	风电: 10%, 光伏: 10%-15%	
河北	2021.12	《关于下达河北省2021年风电、光伏发电市场化并网项目计划的通知》	• 北网区域围场、丰宁两县坝上地区: 风电、光伏: 20% • 其他地区: 风电、光伏: 15% • 南网区域: 光伏: 10% / 20%	4 4 4 / 2
	2021.10	《关于做好2021年风电、光伏发电市场化并网规模项目申报工作的补充通知》	• 南网: 10% • 北网: 15%	3
内蒙古	2022.3	《关于征求工业园区可再生能源替代、全额自发自用两类市场化并网新能源项目实施细则意见的公告》	15%	4
	2021.8	《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	电化学储能: 15%	2
湖南	2021.10	《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》	风电: 15%, 集中光伏发电: 5%	2
湖北	2021.7	《关于2021年平价风电和平价光伏发电项目竞争性配置工作的通知》	不足部分(基地规模与可配套的新能源项目规模之差): 10%	2
山东	2021.11	《关于公布2021年市场化并网项目名单的通知》	10%	2
	2021.2	《2021年全省能源工作指导意见》	新能源场站: 10%	
浙江	2022.5	《诸暨市整市推进分布式光伏规模化开发工作方案》	光伏: 10%	
	2021.12	《杭州临安“十四五”光伏发电规划(2021-2025)》	光伏及风电: 10%-20%	
江苏	2021.9	《关于征求源网荷储协调发展和加快区域光伏产业发展的实施细则意见的通知》	光伏: 10%	2
	2022.5	苏州《关于加快推进全市光伏发电开发利用的工作意见(试行)》	2MW以上光伏项目: 8%	
福建	2021.9	《省发改委关于我省2021年光伏发电项目市场化并网有关事项的通知》	长江以南地区: 8%; 长江以北地区: 10%	2
	2022.3	《关于组织开展2022年集中式光伏试点申报工作的通知》	• 试点项目: 10% • 未按要求与试点项目同步建成投产: 15%	2 4
江西	2021.5	《关于因地制宜开展集中式光伏试点工作的通知》	集中式光伏项目: 10%	
	2021.3	《关于做好2021年新增光伏发电项目竞争性配置有关工作的通知》	光伏: 10%	1
安徽	2022.3	《关于征求2022年第一批光伏发电和风电项目并网规模竞争性配置方案意见的函》	电化学储能: 5%	2
	2021.8	《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	电化学储能: 10%	1
广西	2021.10	《2021年市场化并网风电、光伏发电及多能互补一体化项目建设方案的通知》	风电: 20%, 光伏项目: 5%	2
海南	2021.3	《关于开展2021年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知》	集中式光伏: 10%	
	2022.5	澄迈《关于进一步规范集中式光伏发电项目建设管理的通告》	集中式光伏发电项目: 20-25%	2
陕西	2021.6	《陕西省新型储能建设方案(暂行)(征求意见稿)》	• 集中式风电项目: 陕北地区: 10% • 集中式光伏发电项目: 关中地区、延安市: 10%; 榆林市: 20%	2
新疆	2020.5	各地方《2021年光伏发电和储能设施项目竞争性配置工作招标公告》	• 阿克苏、喀什地区: 15% • 和田地区: 20%	
甘肃	2021.5	《关于“十四五”第一批风电、光伏发电项目开发建设有关事项的通知》	• 河西地区(酒泉、嘉峪关、金昌、张掖、武威): 10% • 其他地区: 5%	2
	2022.4	嘉峪关市《“十四五”第一批光伏发电项目竞争性配置工作》	光伏: 20%	2
青海	2021.1	《关于印发支持储能产业发展若干措施(试行)的通知》	• 新能源项目: 10% • 对储能配比高、时间长的一体化项目给予优先支持	2
宁夏	2022.1	《关于征求2022年光伏发电项目竞争性配置方案》	光伏: 10%	2
	2021.5	《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)》	10%	2
天津	2021.6	《2021-2022年风电、光伏发电项目开发和2021年保障性并网有关事项的通知》	(规模超过50MW的项目) 光伏: 10%, 风电: 15%	
河南	2021.6	《关于加快推动河南省储能设施建设的指导意见》	对储能配置比例不低于10%的新能源项目, 在同等条件下优先获得风光资源开发权	2
	2022.4	《河南省“十四五”新型储能发展实施方案》	按照功率15%的挂钩比例(时长4小时以上)配建或购买调峰能力, 按照20%以上挂钩比例进行配建或购买的优先并网	4
辽宁	2022.5	《辽宁省2022年光伏发电示范项目建设方案》	优先鼓励承诺按照建设光伏功率15%的挂钩比例	3

资料来源: 各省级政府、各省级能源局、招银国际环球市场

多地推出储能项目补贴，提高储能项目的经济性。补贴政策可分为两大类：1) 投资补贴，2) 运营补贴（调峰补贴）。目前，储能行业仍主要受阻于高成本、低收益率的问题，而经济性向来是制约电储能规模化及商业化发展的核心原因。所以，地方政府的项目补贴方案可以部分提升储能项目的盈利能力，一定程度上可调动行业的投资积极性。

图 15: 国内储能补贴政策

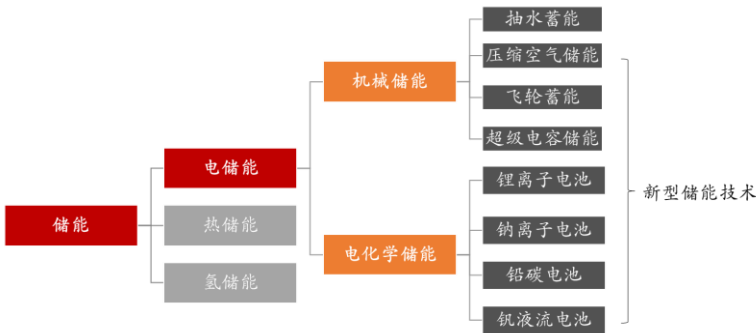
政策种类	日期	地区	部门	文件名称	储能补贴比例
运营补贴	2022.6	山东	省能源监管办、省发展改革委、省能源局	《关于2022年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项的补充通知（征求意见稿）》	• 容量补偿电价：1) 在新能源大发、发电能力充裕：电价按照基准价（99.1元/兆瓦时，下同）乘以谷系数K1（K1取值0-50%）收取；2) 在发电能力紧张：容量补偿电价按照基准价乘以峰系数K2（K2取值100%-160%）收取；3) 其他时段维持基准价不变。
	2022.3	江苏	苏州工业园区管理委员会	《苏州工业园区进一步推进分布式光伏发展的若干措施》	• 光伏+储能项目（2022年1月1日后并网、且接入园区），电量补贴0.3元/千瓦时，补贴3年
	2021.9	浙江	义乌市发改委	《关于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(征求意见稿)》	• 光伏+储能项目（按峰段实际发电量）：0.25元/kWh，补贴2年
	2018.9	安徽	芜湖市政府	《关于加快光伏发电推广应用的实施意见》	• 光伏配储能补贴：0.3元/kWh，连补5年，最高100万元/年
	2020.12	陕西	西安市工信局	《关于进一步促进光伏产业持续健康发展的意见(征求意见稿)》	• 2021年1月1日至2023年12月31日期间建成运行的光伏+储能系统：1元/千瓦时补贴，同一项目年度补贴最高不超过50万元
	2022.3	西北地区	国家能源局西北监管局	《关于公开征求《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》补充修订条款（征求意见稿）意见建议的通知》	• 储能调峰的报价区间为 0-0.6 元/千瓦时（由西北网调根据电网运行需要，与其他市场主体竞价出清，并形成储能的正式调峰曲线）
	2021.1	青海	省发改委	《关于印发支持储能产业发展若干措施(试行)的通知》	• 明确储能发售的电量：0.1元/kWh（使用青海储能电池60%以上项目，再增加0.05元/kWh）
	2021.11	宁夏	省发改委	《关于开展新型储能项目试点工作的通知(征求意见稿)》	• 2022-2023：自治区储能试点项目：0.8元/千瓦时调峰服务补偿价格，每年调用完全充放电次数≥300次
	2022.2	四川	成都发改委	《关于申报2022年生态文明建设储能领域市级预算内基本建设投资项目的通知》	• 对入选的用户侧、电网侧、电源侧、虚拟电厂储能项目（年利用小时>600）：按照储能设施规模给予每千瓦每年230元且单个项目最高不超过100万元的市级预算内资金补助
投资补贴	2022.1	广东	肇庆高新区	《肇庆高新区节约用电支持制造业发展补贴实施细则》	• 以建成的项目总装机容量为基础，按300元/千瓦的标准确定项目补贴金额，每个区内企业最高补贴100万元
	2022.3	陕西	西安市工业和信息化局、财政局	《西安市2022年工业（中小企业）发展专项资金申报指南的通知》	• 企业法人建成运行的光伏储能系统（光伏电站装机规模>1GW，储能系统>1GW）：按照储能设备实际投资额的20%给予投资企业补贴，最高不超过50万
	2021.11	浙江	省发改委	《关于浙江省加快新型储能示范应用的实施意见》	• 过渡期间，调峰项目（年利用小时数>600小时）：标准逐渐退坡，补贴期暂定3年（按200元、180元、170元/千瓦）

资料来源：各省市市政府、各省市发改委、苏州工业园区管委会及招银国际环球市场

技术路线：多种储能技术进入发展快车道

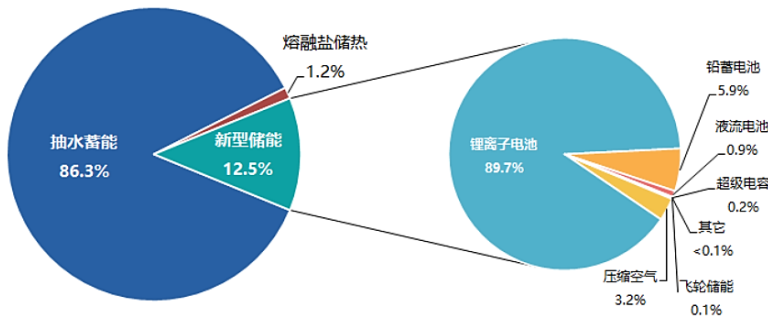
储能技术类型可分为电储能、热储能及氢储能，目前电储能为主流技术。电储能技术可分为：1) **物理储能**：抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能等；2) **电化学储能**：锂离子电池、钠硫电池、铅碳电池和钒液流电池。

图 16: 储能技术分类



资料来源：派能科技、招银国际环球市场

图 17: 中国电力储能市场累计装机规模明细（2000-2021）



资料来源：CNESA, 招银国际环球市场

图 18: 电储能技术分类及优劣对比

分类	技术名称	市场份额	原理	优势	劣势	应用场景
电化学储能	锂离子电池	11.21%	正负电极由两种不同的锂离子嵌入化合物构成。充电时，Li ⁺ 从正极脱嵌经过电解质嵌入负极；放电时则相反，Li ⁺ 从负极脱嵌，经过电解质嵌入正极。	利用效率高、响应快、能量密度高	成本高、资源受限严重、安全性较差	电能质量、备用电源，UPS，可再生储能
	钠硫电池	暂无规模应用	正极由液态的硫组成，负极由液态的钠组成，电池运行温度需保持在 300℃ 以上，以使电极处于熔融状态。	利用效率高、响应快、能量密度高	安全性差、温度要求高、技术阶段初期	电能质量、UPS，可再生储能
	铅碳电池	0.74%	铅碳电池的正极二氧化铅（PbO ₂ ）和负极纯铅（Pb）浸到电解液（H ₂ SO ₄ ）中，两极间会产生 2V 的电势。	成本低、回收链条全、安全响应快	能量密度低、寿命短、技术进步有限	电能质量、电站备用、可再生储能
	钒液流电池	0.11%	通过采用不同价态的钒离子溶液分别作为正负极活性物质，通过外接泵把溶液从储液槽压入电池堆体内完成电化学反应，之后溶液又回到储液槽，液态的活性物质不断循环流动。	循环寿命高、安全性能耗	能量密度低、发电效率低	电能质量、电站备用、可再生储能、调峰填谷
机械储能	抽水蓄能	86.30%	电网低谷时利用过剩电力将水从低标高的水库抽到高标高的水库，电网峰荷时高标高水库中的水回落到下水库推动水轮发电机发电。	容量规模大、寿命长、安全性好	需要环境配套、前期投资大成本高、投资周期较长	调峰填谷、调频、紧急事故备用
	飞轮储能	0.01%	利用电能将一个放在真空外壳内的转子加速，将电能以动能形式储存起来。	功率密度高、响应快、寿命长、免维护	成本高、自放电现象较严重	磁悬浮飞轮储能 UPS、不间断电源大功率脉冲放电电源
	压缩空气储能	0.40%	利用过剩电力将空气压缩并储存，当需要时再将压缩空气与天然气混合，燃烧膨胀以推动燃气轮机发电。	容量规模大、寿命长、安全性好	地理环境要求高、效率低	调峰填谷、备用
	超级电容储能	0.02%	通过电解质和电解液之间界面上电荷分离形成的双电层电容来贮存电能。	功率密度高、响应快、安全性好	成本高、能量密度低、自放电现象较严重	汽车启停、UPS、计算机存储器后备电源

资料来源：招银国际环球市场

机械储能

1) 抽水蓄能

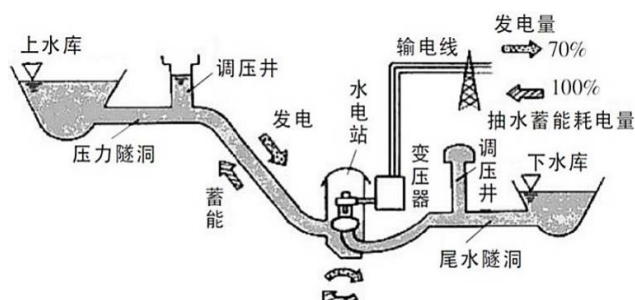
抽水蓄能为当前技术最成熟、经济性最优、最具大规模开发条件的清洁调节电源。与风电、太阳能发电、核电、火电等配合效果较好。

抽水蓄能有两种方式：1) **纯抽水蓄能**：国内主流方式，比如广州抽水蓄能电站、河北丰宁抽水蓄能电站；2) **混合式抽水蓄能**：在纯抽水蓄能的基础上安装有普通水轮发电机组，可以利用上河道的水流发电。例如，抽水蓄能电站。

抽水蓄能电站将储能和电力发电结合为一体，包括水库、水轮机、水泵以及配套输水系统等组成。运作原理具体：由两个不同高度的水库组成，中间由管道连接起来。1) 波谷时：消耗电量，电动机将电能转换成机械能。2) 波峰时：通过水流发电并网，用电机电泵将水抽到上水库并转化为势能。一旦电力过剩，抽水储能电站立即转至抽水状态。由此从势能转化为机械能，用电机驱动泵将低处的水抽到高处的水库中。

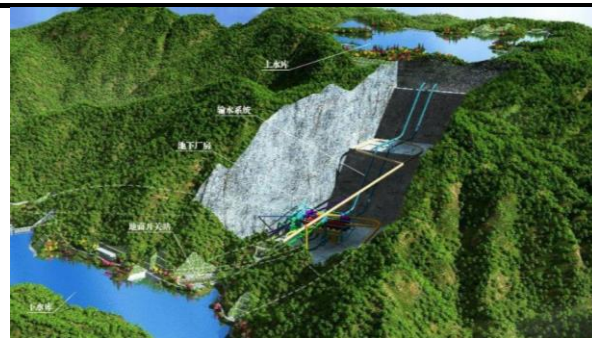
目前中国抽水储能技术处于世界一流水平。根据国家能源局《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》，中国已投产抽水蓄能电站主要分布在华东、华北、华中和广东地区；在建抽水蓄能电站总规模 55GW，~60%分布在华东和华北地区。根据 CNESA，截至 2021 年底，中国抽水蓄能累计装机达到 39.8GW。预计到 2030 年，装机规模将达到 120GW。

图 19: 抽水蓄能运作原理



资料来源：CNESA、招银国际环球市场

图 20: 抽水蓄能电站示意图



资料来源：中新网、招银国际环球市场

图 21: 抽水蓄能行业相关公司

产业链环节	公司名称	股票代码	业务
抽水蓄能设备	浙富控股	002266 CH	主要从事大中型成套水轮发电机组的研发、设计和制造等。
	东方电气	1072 HK / 600875 CH	主要从事火力发电设备、水力发电设备、风力发电设备、核能发电设备、燃气发电设备等产品的研发、制造、销售、服务；电站设计、电站设备成套技术开发、成套设计销售及服务；电力电子与控制、金融、物流、贸易、新能源、工业智能装备。
	哈尔滨电气	1133 HK	中国国内生产水轮机、水轮发电机、汽轮发电机、交流电机、直流电机以及为水火电机配套用的自动化控制设备的国家重点骨干企业。
	国电南瑞	600406 CH	国家电网公司系统内的首家上市公司。拥有完善的抽水蓄能机组的成套设备。承担多个智能化水电厂改造。主要产品包括水电厂控制及自动化、发电厂/燃机电厂电气二次系统、流域水电调度一体化、抽水蓄能电站控制及自动化、水利水电工程安全监测、水利水电生态工程综合管控等等。
抽水蓄能中游 (承担电站主体建设环节)	中国能源建设	3996 HK	中国能源建设集团有限公司是国务院国资委管理的中央企业，是集规划设计、工程承包、装备制造、投资运营为一体的特大型能源建设集团。业务涉足能源电力、水利水务、交通基础设施、市政工程、生态环保和房屋建筑等领域。
	粤水电	002060 CH	公司曾参与广东惠州抽水蓄能电站、深圳抽水蓄能电站、清远抽水蓄能电站、海南琼中抽水蓄能电站、阳江抽水蓄能电站、肇庆抽水蓄能电站的建设。公司具备抽水蓄能电站上下水库土建、水库库岸防护等工程丰富的施工经验，先进技术，工程质量优良。
	中国电建	601669 CH	中国电建是抽水蓄能电站建设绝对主力，其中，公司承担国内大中型水电站80%以上的规划设计任务、65%以上的建设任务，占有全球50%以上的大中型水利水电建设市场。其在建的河北丰宁抽水蓄能电站装机容量世界最大，该电站是2022年北京冬奥会重点配套绿色能源重点工程，总装机容量达到360万千瓦。

资料来源：公司资料、招银国际环球市场

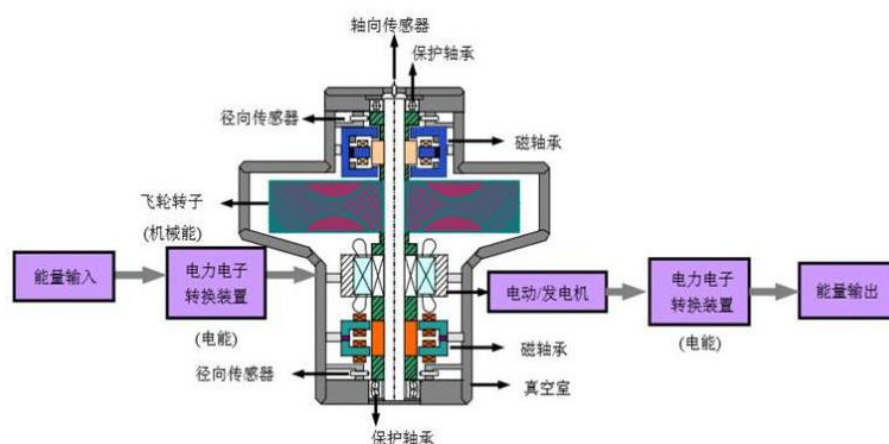
2) 飞轮储能

飞轮储能技术是一种新兴电能存储技术，透过在低摩擦环境中高速旋转的转子来存储动能。飞轮储能电源系统主要由三部分组成：1) 飞轮；2) 电机：电动机+发电机；3) 轴承：为转子提供低损耗支撑。飞轮储能在“充电”时，电动机发动将飞轮加速，将电能转化为机械能储存。当需要用电时，飞轮转速下降，透过发电机将机械能转化为电能给外部供电。整个飞轮储存装置是在封闭壳体中，提供高真空以减少阻力，保护转子系统运转。飞轮储能具有储能密度较高、能量转换效率高（可达 90%）、充放电次数与充放电深度无关、无污染等优点。飞轮系统在电力系统领域（包括可再生资源并网、调频等方向）、轨道交通工具、UPS、航天航空等领域发挥重要作用。

随着市场及应用领域的不断扩大，飞轮储能关键技术将向以下几个方面发展：（1）电机及变流器系统将向低成本方向发展；（2）高能量密度转子将向复合材料方向发展；（3）支撑轴承将向磁悬浮及复合轴承方向发展；（4）飞轮储能单机储存能量提升；（5）大容量飞轮储能系统将向模块阵列化方向发展。

技术瓶颈方面，对于大容量功率型飞轮储能产品，当飞轮转子的转动惯量和最高转速超过一定数值，就会面临技术及设计上的问题，例如：高强度飞轮转子材料及结构设计制造技术、复合轴承设计制造技术、双向电机设计制造技术、真空状态下的电机及轴承冷却技术等。

图 22: 飞轮储能系统装置



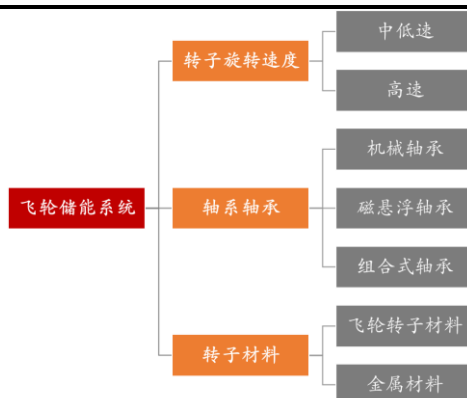
资料来源：CNESA、招银国际环球市场

图 23: 飞轮物理储能系统——磁悬浮储能飞轮产品



资料来源：中国储能网、微控新能源、招银国际环球市场

图 24: 飞轮储能系统分类 (按产品技术分类)



资料来源：CNESA、招银国际环球市场预测

- **国外飞轮储能市场：**以美国为首的国外市场起步早，已经步入商业化应用阶段。自 20 世纪 90 年代起，多国飞轮储能快速发展，例如美国、日本、法国、英国、德国、韩国、印度等。其中，美国投资最多、规模最大、进展最快。目前产品已应用于电力系统、备用电源、交通工具、航天航空、军工等领域。

国外参与飞轮储能主要企业包括：Beacon Power、VYCON、Temporal Power、Active Power、Amber Kinetics、Quantum Energy。其中，Beacon power 成立于 20 世纪 90 年代，业务重点逐渐从 UPS 转移到电网调频领域。Active Power 和 VYCON 的业务都主要在 UPS 领域，其产品用于数据中心、医院、工业（起重机、铁路机车系统等），用作电力备用。目前，国外主流技术采用第三代飞轮储能技术，其采用碳纤维和磁悬浮技术。

- **国内飞轮储能市场：**处于起步阶段，目前大部分公司仍在未上市阶段。飞轮研究起步较晚，自 90 年代开始关键技术基础研究。早期从事飞轮储能技术研发的单位有：北京飞轮储能（柔性）研究所、核工业理化工程研究院、中科院电工研究所、清华大学、华北电力大学、北京航空航天大学等。目前，国内有公司开始运营从事飞轮储能系统的实际应用开发。

图 25: 国内飞轮储能相关上市公司

公司名称	股票代码	飞轮储能项目情况
华阳股份	600348 CH	两套600千瓦全磁悬浮飞轮储能系统在华阳集团飞轮储能项目生产基地于2021年8月成功下线，将用于深圳城市轨道交通。
国机重装	601399 CH	旗下二重装备成立了二重德阳储能科技有限公司，自2020年开始飞轮储能装置项目上线运行。公司自主研发的100KW、200KW飞轮储能装置，具有储能密度大，效率高成本低，使用寿命长等优势，在国内同行业中处于领先地位。公司具备制造高端锻铸件优势。
广大特材	688186 CH	已成功开发了飞轮储能转子产品，已装机运行。
苏交科	300284 CH	子公司交科能源已有基于飞轮储能的通用能量回收整套系统，并为飞轮储能数个专利持有方。
湘电股份	600416 CH	所属子公司湘电动力有限公司与其他单位联合研制中国首台套1兆瓦飞轮储能装置在青岛地铁3号线万年泉路站完成安装调试并顺利并网应用。产品拥有完全自主知识产权。

资料来源：公司资料、招银国际环球市场

图 26: 国内飞轮储能相关未上市公司

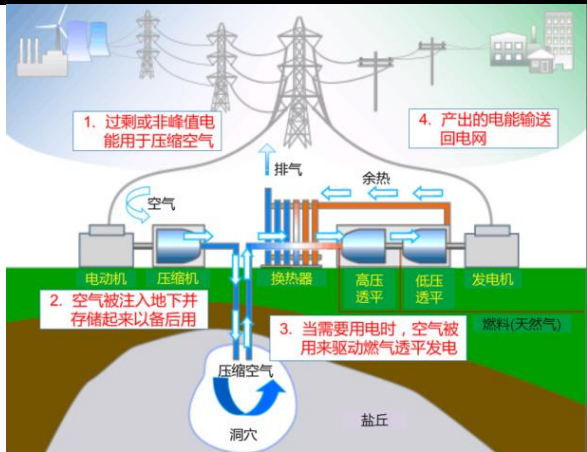
公司名称	融资阶段	业务	投资人
泓慧能源	B+轮	公司致力于完全自主知识产权的大功率真空磁悬浮飞轮储能产品的研发、生产、销售和服务。泓慧能源汇聚了来自著名高校和科技研究所的航天、电力电子、自动控制和能源领域的专家学者，成功开发了具有完全自主知识产权的大功率磁悬浮飞轮储能技术，应用于半导体生产线、石油钻机、直流电站、数据中心、轨道交通、电网调频、军事、新能源等领域，并实现了磁悬浮飞轮的大规模商业化制造。泓慧能源大功率磁悬浮飞轮系列产品打破了国外垄断，实现了飞轮储能关键技术的自主可控。完成1亿人民币战略融资。公司在2021年收获广大特材以及江西景荟昌等机构亿元战略融资。	国投创业、广大控股、皓海产融、协同创新京福投资基金等（最新一轮：2021.10）
坎德拉（深圳）新能源科技有限公司	B轮	公司定位以磁悬浮飞轮储能技术为核心的飞轮储能产品设备供应商和储能系统集成商。坎德拉（深圳）新能源科技有限公司是坎德拉集团旗下定位于以磁悬浮飞轮储能技术为核心的飞轮储能产品设备供应商和储能系统集成商，实现飞轮储能全部核心部件（飞轮材料、电机、磁轴承、电机控制器、磁轴承控制器等）100%自主可控。	合金汇盈、深圳峰林、沸腾创投、同创伟业、安达资本、六朝投资（最新一轮：2021.4）
微控新能源技术有限公司	股权投资	公司掌握了全球领先的全磁悬浮轴承及控制技术、飞轮材料及工艺技术、高速电机技术、大功率电力电子变换、安全防护等核心技术，拥有国内/国际发明专利四十余项。微控公司是辽宁省主动磁悬浮技术应用工程研究中心依托单位，承担了辽宁省、深圳市重大科技专项研发项目，我国飞轮储能标准制定企业。2022年2月28日获一笔来自交投润达的股权融资。	交投润达（2022.2）
贝肯新能源		从事先进储能技术的全球化高新技术企业，致力于提供成熟可靠的超大功率飞轮储能电网调节技术。贝肯新能源瞄准世界科学前沿，2018年全资收购了世界领先的加拿大Temporal Power飞轮储能技术公司，并与华北电力大学共同成立创新联合体“先进飞轮储能技术研究中心”。公司科技研发实力雄厚，与全球多位著名飞轮储能专家保持密切合作。	
盾石磁能	股权投资	GTR飞轮储能装置在城市轨道交通应用项目在轨道交通领域达到国际先进水平。公司具有高速磁悬浮电机及控制核心技术，消化吸收欧洲较大轴浓缩公司Urenco的技术，具有高速磁悬浮电机及控制核心技术，与国内中科院电工所、华中科技大学、上海交通大学等单位合作开发，专门用于轨道交通的GTR333型符合永磁碳纤维转子飞轮成功用于洛杉矶地铁、北京地铁。	衡安达（2021.7）
中核汇能有限公司	战略投资	中核汇能是一家新能源开发运营商，专注于新能源产业开发建设及运营，主要涉及风电、光伏、地热、氢能等可再生能源服务。	中信证券、浙能电力、中国人寿、国家军民融合产业投资基金、中核产业基金、川投能源等（2022.5）
恩斯特		一家同时掌握电磁悬浮和超导磁悬浮飞轮储能技术，装备制造及系统方案提供商。团队掌握各核心部件（飞轮材料、电机、磁轴承、电机控制器、磁轴承控制器等）全链条自主知识产权。实现飞轮储能关键技术的自主可控。是国内拥有秒级、分钟级、小时级全应用场景飞轮储能系统解决方案的高科技初创企业。	

资料来源：招银国际环球市场

3) 压缩空气储能

压缩空气储能技术（CAES）被认为是目前最具发展潜力的大规模电储能技术之一。传统的压缩空气储能是基于燃气轮机开发的储能技术。压缩空气储能的优点是工作时间和寿命长（~40-50 年）、效率良好、场地限制少、经济性能好、安全性能高等。工作原理是：在用电低谷期，把过剩或非峰值电能用于压缩空气，将空气压缩至高压存到储气室中以备后用，驱动电能转化为空气内能储存起来。当需要用电时，高压空气从储气室释放进入燃烧室，利用燃料燃烧加热升温后，驱动燃气透平发电。

图 27: 压缩空气储能运作原理



资料来源：招银国际环球市场

图 28: 压缩空气储能系统零部件及其功能作用

零部件	作用
压缩机	将空气压缩，将电能转化为空气内能
冷却机	存入压力容器前空气的冷却，防治空气部分转化成热能在压力容器中压力减少
压力容器	储存冷却后的空气，密封程度要求高
回热器	当需要用电时，需要将空气释放且重新加热，就需要燃烧室将温度提高到1000℃左右
涡轮机	空气升温后通过涡轮机降压使得内能转化为动能
发电机	发电

资料来源：佳电股份、招银国际环球市场

压缩空气储能整体产业规模仍较小。据 CNESA 统计，截至 2021 年底，压缩空气储能在全球新型储能装机规模中的占比为 2.3%，在中国，压缩空气占中国新型储能累计装机占比为 3.2%。

2021 年 7 月 23 日，发改委和能源局印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见》明确提出要实现压缩空气、液流电池等长时储能技术进入商业化发展初期。2021 年 10 月，中共中央和国务院印发的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》明确提出，加强电化学、压缩空气等新型储能技术攻关、示范和产业化应用。在政策支持下，国内已经建成多个示范项目。从 2021 年 6 月起至今，中国共有 11 个压缩空气储能项目相继签约、并网等，累计总规模 3.5GW。

图 29: 近年国内压缩空气储能项目 (从 2021 年 6 月起至今)

地点	项目规模	参与单位	进度
甘肃宁县	100MW/400MWh	大唐中宁能源开发有限公司	招标
山东兰陵	100MW/600MWh	国华投资山东公司	招标
湖北应城	300MW	中能建数字科技集团有限公司 国王湖北综合能源服务有限公司	立项
江西瑞昌	1000MW/6000MWh	葛洲坝能源重工有限公司	签约
山东泰安	2*300MW/6*300MW	中能建数字科技集团有限公司 鲁银投资	签约
辽宁朝阳	300MW	中能建数字科技有限公司	签约
河北张北县	100MW	中储国能技术有限公司	并网
南京	400MW	苏盐集团、中科院工程热物理研究所、 中储国能技术有限公司	签约
贵州毕节	10MW	中国科学院工程热物理研究所	并网
河北黄骅	200MW/1600MWh	中国华电集团河北华瑞能源集团有限公司	投资
河南叶县	100MW/800MWh	平顶山晟光储能有限公司 中国机械设备工程股份有限公司	签约

资料来源: 北极星储能网、招银国际环球市场

图 30: 压缩空气储能相关上市公司

公司名称	股票代码	压缩空气储能项目情况
佳电股份	000922 CH	公司金坛项目采用非补燃式压缩空气储能技术: 利用水溶采盐后形成的巨大腔穴, 在电网低谷时将空气压缩到盐穴中, 用电高峰时再释放压缩空气发电, 从而实现削峰填谷。
陕鼓动力	601369 CH	公司的透平设备产品可应用于压缩空气储能领域的压缩储能环节及膨胀释能环节。
金通灵	300091 CH	在压缩空气储能项目的合作研发中承接空气膨胀机产品的结构设计和工艺以及生产制造。
赣能股份	000899 CH	公司控股子公司江西昱辰智慧能源有限公司主要从事新能源、分布式能源建设与运营、非居民用水、电、压缩空气、热、冷等综合能源项目开发、合同能源管理、能源方案策划及其他综合能源服务等业务。
设研院	300732 CH	具备单井循环浅层地热能技术、地下空间压缩空气储能技术、地下空间二氧化碳封存技术、地下空间抽水蓄能技术、煤矿能源综合管理技术、瓦斯抽采及发电技术、智能充电桩应用技术等。

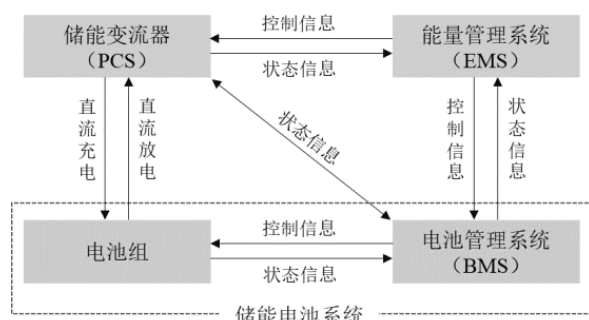
资料来源: 公司资料、招银国际环球市场

电化学储能

电化学储能主要通过电池内部不同材料间的可逆电化学反应实现电能与化学能的相互转化，通过电池完成能量储存、释放与管理。电化学储能技术成熟，不受地域限制，适合大规模应用和批量化生产，产业化应用前景好。电化学储能在电网调峰调频中应用广泛，运行控制简单，可以实现无人操作。

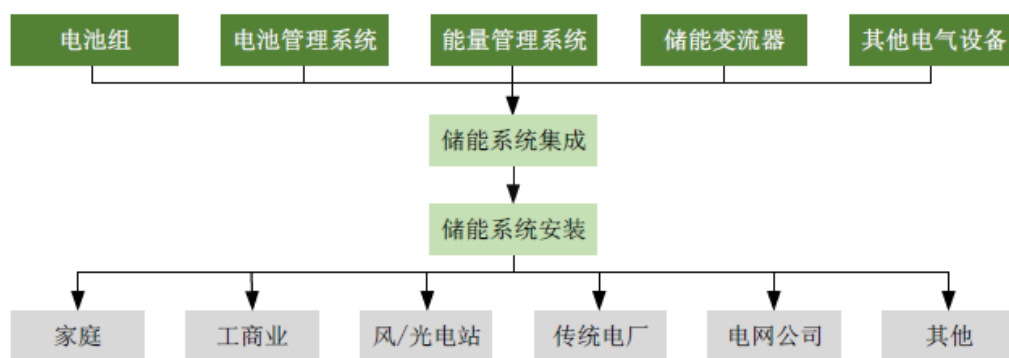
电化学储能系统主要由五个部分组成：1) 电池组、2) 电池管理系统 (BMS)、3) 能量管理系统 (EMS)、4) 储能变流器 (PCS) 以及 5) 其他电气设备。

图 31: 电化学储能系统结构示意图



资料来源：派能科技、招银国际环球市场

图 32: 电化学储能产业链



资料来源：派能科技、招银国际环球市场

1) 锂离子电池：正处于爆发期

根据 GGII 统计，2021 年国内储能电池出货量 48GWh，其中电力储能电池出货量 29GWh，同比增长 339%。其中，铁锂电池是当前应用最成熟的电化学储能，经济性不断提高。

据 CNESA 统计，2021 年全球储能电池出货量排名前十位的储能技术提供商分别为：宁德时代(300750 CH)、鹏辉能源 (300438 CH)、比亚迪 (1211 HK / 002594 CH, 招银国际汽车团队覆盖)、亿纬锂能 (300014 CH)、派能科技 (688063 CH)、国轩高科 (002074 CH)、海基新能源 (未上市)、中创新航 (即将上市)、南都电源 (300068 CH) 和中天科技 (600522 CH)。

2) 钠离子电池：多家公司布局，正处于加紧研发阶段

钠离子电池是一种充电电池，主要依靠钠离子在正极和负极之间移动来运作，原理与锂离子电池相似。钠离子电池的性能优异，在安全性、材料资源可得性、寿命、投资成本等方面均表现良好。**规模化应用后成本有望低于铁锂电池。钠离子电池商业化在即。**其中，中科海钠于 2021 年投运全球首套 1MWh 钠离子电池储能系统；宁德时代已启动钠离子电池产业化布局，预计 2023 年将形成基本产业链。相关公司：宁德时代、中科海钠（未上市）、华阳股份（600348 CH）。

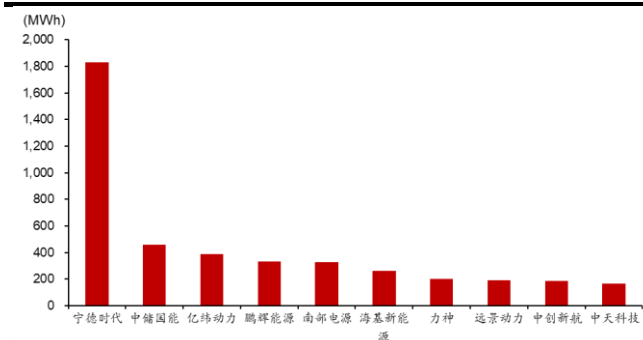
3) 钒液流电池

钒液流电池是一种活性物质呈循环流动液态的氧化还原电池。该技术被国家发改委、国家能源局认定为十三五期间重点发展并进行应用推广的重点技术之一。目前液流电池相较于锂离子电池、铅碳电池成本较高，但优势是循环寿命长、环保、储能容量大且易于扩展等。行业当前处于由示范阶段转向商业化过程中。相关公司：大连融科（未上市）、北京普能（未上市）、上海电气储能科技（完成 Pre-A 轮融资）。

4) 铅炭电池

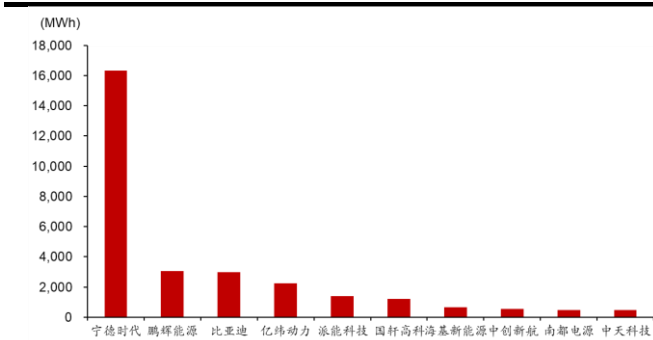
铅炭电池是一种电容型铅酸电池，为由传统的铅酸电池演进出来的技术。铅炭电池同时具有铅酸电池和电容器的特点，拥有非常好的充放电性能，电池寿命得以延长。铅炭电池生产商通过提升循环次数和倍率性能最终降低储能成本。相关公司：双登集团（未上市）。

图 33: 中国储能技术提供商 2021 年国内新增投运装机量



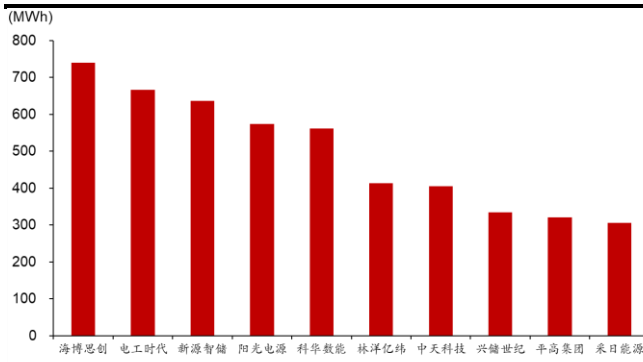
资料来源：CNESA、招银国际环球市场

图 34: 中国储能技术提供商 2021 年全球储能电池出货量



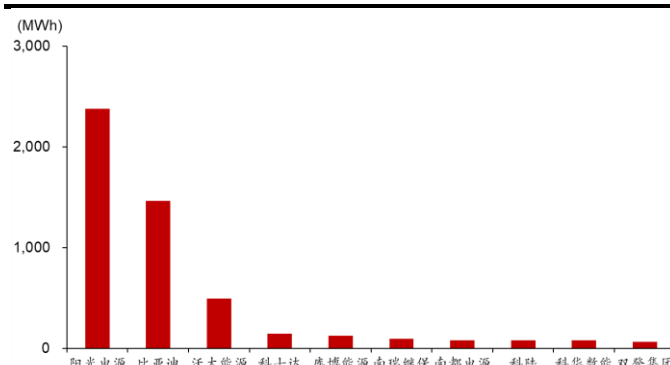
资料来源：CNESA、招银国际环球市场

图 35: 中国储能系统集成商 2021 年国内储能系统出货量



资料来源：CNESA、招银国际环球市场

图 36: 中国储能系统集成商 2021 年海外储能系统出货量



资料来源：CNESA、招银国际环球市场

储能变流器

储能变流器（PCS）是储能装置和电网中间的关键器件，用作控制蓄电池的充电和放电过程，进行交直流的变换，在无电网情况下可以直接为交流负荷供电。

PCS 由 DC/AC 双向变流器、控制单元等构成。PCS 控制器通过通讯接收后台控制指令，根据功率指令的符号及大小控制变流器对电池进行充电或放电，实现对电网有功功率及无功功率的调节。

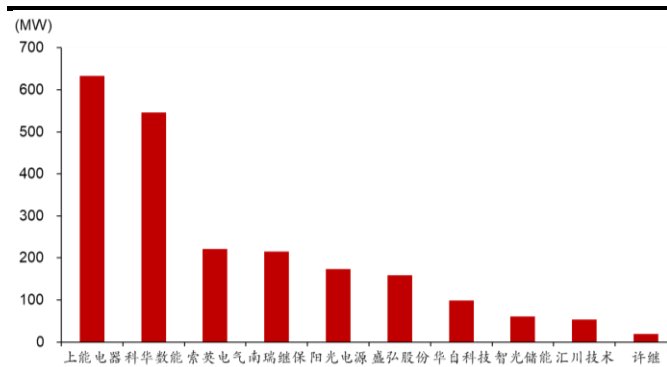
储能变流器目前主要应用在发电侧、电网侧、用户侧和微电网四大领域，其中发电侧受益于新能源产业发展带动，是**推动储能市场的主要动力**。

图 37: 储能变流器产业链



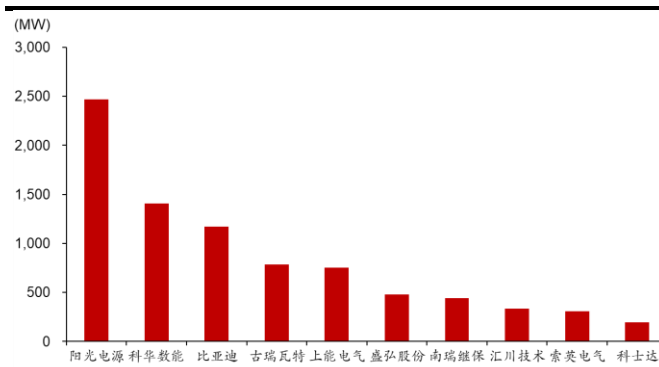
资料来源：招银国际环球市场

图 38: 中国储能 PCS 提供商 2021 年国内新增装机量



资料来源：CNESA、招银国际环球市场

图 39: 中国储能 PCS 提供商 2021 年全球 PCS 出货量



资料来源：CNESA、招银国际环球市场

图 40: 电化学储能相关公司

公司名称	股票代码	系统集成商	电化学储能								
			储能变流器 (PCS)	电池管理系统 (BMS)	电池	正极材料	负极材料	隔膜	电解液	锂矿	结构件
阳光电源	300274 CH	✓	✓	✓							
科华数据	002335 CH	✓	✓	✓							
中天科技	600522 CH	✓			✓		✓				
派能科技	688063 CH	✓		✓	✓						
科士达	002518 CH	✓	✓								
国电南瑞	600406 CH	✓									
许继电气	000400 CH	✓	✓								
智光电气	002169 CH	✓	✓	✓							
上能电气	300827 CH	✓	✓								
盛弘股份	300693 CH	✓	✓								
信义储电	8328 HK	✓	✓		✓						
易事特	300376 CH		✓	✓							
固德威	688390 CH		✓								
锦浪科技	300763 CH		✓								
德业股份	605117 CH		✓								
禾望电气	603063 CH		✓								
华自科技	300490 CH		✓								
星云股份	300648 CH		✓		✓						
比亚迪	1211 HK / 002594 CH		✓	✓	✓						
宁德时代	300750 CH				✓	✓	✓	✓	✓	✓	
国轩高科	002074 CH			✓	✓	✓	✓				
亿纬锂能	300014 CH			✓	✓						
鹏辉能源	300438 CH				✓						
南都电源	300068 CH				✓						
欣旺达	300207 CH	✓			✓						
孚能科技	688567 CH				✓						
容白科技	688005 CH					✓					
振华科技	000733 CH					✓					
杉杉股份	600884 CH						✓				
璞泰来	603659 CH						✓	✓			
中科电气	300035 CH						✓				
方大碳素	600516 CH						✓				
星源材质	300568 CH							✓			
恩捷股份	002812 CH							✓			
沧州明珠	002108 CH							✓			
中材科技	002080 CH							✓			
明冠新材	688560 CH							✓			
天赐材料	002709 CH								✓		
瑞泰新材	301238 CH								✓		
新宙邦	300037 CH								✓		
石大胜华	603026 CH				✓				✓		
多氟多	002407 CH					✓	✓		✓		
西藏矿业	000762 CH									✓	
天齐锂业	002466 CH									✓	
赣锋锂业	1772 HK / 002460 CH									✓	
雅化集团	002497 CH									✓	
华友钴业	603799 CH					✓					
格林美	002340 CH					✓					
德方纳米	300769 CH					✓					
华阳股份	600348 CH				✓	✓	✓				
攀钢钒钛	000629 CH				✓				✓		
英维克	002837 CH										✓
科达利	002850 CH										✓

资料来源：招银国际环球市场

全寿命储能度电成本 (LCOS) 测算

■ 抽水蓄能：

- 1) 初始投资成本：抽水蓄能早期的固定设备等投入较多，我们假设初始投资成本为 6 元人民币/瓦。
- 2) 运维成本：抽水蓄能的运维成本在储能技术当中较高，我们假设年度运营成本为初始投资成本的 2.5% (0.15 元人民币/瓦)。
- 3) 系统寿命：抽水蓄能使用寿命长达 50 年，转换效率较高 (约 75%)。
- 4) 年循环次数：我们假设抽水蓄能全寿命循环次数为 15,000-20,000 次。按 50 年寿命计算，我们假设年循环次数为约 400-500 次。
- 5) 循环效率及放电深度：抽水蓄能循环效率一般为 70-80%，我们假设其能效良好，循环效率为 80%；此外，我们假设放电深度为 98%。

根据以上假设，我们测算抽水蓄能 LCOS 为 0.3 元人民币/kWh。

- **敏感性分析**：根据初始投资成本范围在 5.5-6.5 元人民币/瓦，以及年循环次数范围在 400-600 次，抽水蓄能 LCOS 范围在 0.23-0.4 元人民币。

■ 锂离子电池储能：

- 1) 初始投资成本：我们假设为 1.5 元人民币/瓦 (初始投资成本包括能量成本 (约占总初始投资成本的 45%-50%)、PCS 成本、BMS 成本、EMS 成本，以及其他成本等)。
- 2) 运维成本：我们假设锂离子电池运维成本为初始投资成本的 4%。锂电池运营成本包括设备更新所需的人工及设备费用。
- 3) 系统寿命：不同应用场景的锂离子电池使用寿命大概是 5-15 年。我们假设锂离子电池储能寿命为 9 年。
- 4) 年循环次数：锂离子电池循环寿命为 3,000-6,000 次，我们假设循环寿命为 4,500，年循环次数为 500 次。
- 5) 循环效率及放电深度：锂离子电池能效范围在 85-98%，我们假设储能循环效率为 90%；此外，我们假设放电深度为 90%。

根据以上假设，我们测算锂离子电池储能 LCOS 为 0.64 元人民币/kWh。

- **敏感性分析**：根据初始投资成本范围在 1.3-1.7 元人民币/瓦，以及年循环次数范围在 500-600 次，锂离子电池 LCOS 范围约在 0.53-0.79 元人民币。我们相信在技术持续提升下，锂离子电池技术的年循环次数将会增长，各项成本长期将持续下降，未来锂离子电池 LCOS 有巨大的下降空间。

图 41: 抽水蓄能 LCOS 敏感性分析

		初始投资成本 (元/W)				
		5	5.5	6	6.5	7
年循环次数 (次)	300	0.41	0.45	0.49	0.53	0.57
	400	0.31	0.34	0.37	0.40	0.43
	500	0.25	0.27	0.30	0.32	0.34
	600	0.21	0.23	0.25	0.27	0.29
	700	0.18	0.19	0.21	0.23	0.25

资料来源：招银国际环球市场预测

图 42: 锂离子电池储能 LCOS 敏感性分析

		初始投资成本 (元/W)				
		1	1.3	1.5	1.7	2
年循环次数 (次)	400	0.60	0.73	0.81	0.89	1.01
	450	0.54	0.65	0.72	0.79	0.90
	500	0.48	0.58	0.64	0.71	0.81
	550	0.44	0.53	0.59	0.64	0.73
	600	0.40	0.48	0.54	0.59	0.67

资料来源：招银国际环球市场预测

图 43: 抽水蓄能 VS 锂离子电池储能

	抽水蓄能	锂离子电池储能
初始投资成本 (元/瓦)	6.0	1.5
寿命 (年)	50	9
储能循环效率	70-80%	85-98%
循环次数	>10000次	3000-6000次
LCOS(元/KWh)	0.23-0.4	0.53-0.79

资料来源：招银国际环球市场预测

免责声明及披露

分析员声明

负责撰写本报告的全部或部分内容的分析员，就本报告所提及的证券及其发行人做出以下声明：（1）发表于本报告的观点准确地反映有关于他们个人对所提及的证券及其发行人的观点；（2）他们的薪酬在过往、现在和将来与发表在报告上的观点并无直接或间接关系。

此外，分析员确认，无论是他们本人还是他们的关联人士（按香港证券及期货事务监察委员会操作守则的相关定义）（1）并没有在发表研究报告30日前处置或买卖该等证券；（2）不会在发表报告3个工作日内处置或买卖本报告中提及的该等证券；（3）没有在有关香港上市公司内任职高级人员；（4）并没有持有有关证券的任何权益。

招银国际环球市场或其他关联机构曾在过去12个月内与报告内所提及发行人有投资银行业务的关系

招银国际环球市场投资评级

买入	: 股价于未来12个月的潜在涨幅超过15%
持有	: 股价于未来12个月的潜在变幅在-10%至+15%之间
卖出	: 股价于未来12个月的潜在跌幅超过10%
未评级	: 招银国际环球市场并未给予投资评级

招银国际环球市场行业投资评级

优于大市	: 行业股价于未来12个月预期表现跑赢大市指标
同步大市	: 行业股价于未来12个月预期表现与大市指标相若
落后大市	: 行业股价于未来12个月预期表现跑输大市指标

招银国际环球市场有限公司

地址: 香港中环花园道3号冠君大厦45楼

电话: (852) 3900 0888

传真: (852) 3900 0800

招银国际环球市场有限公司(“招银国际环球市场”)为招银国际金融有限公司之全资附属公司(招银国际金融有限公司为招商银行之全资附属公司)

重要披露

本报告内所提及的任何投资都可能涉及相当大的风险。报告所载数据可能不适合所有投资者。招银国际环球市场不提供任何针对个人的投资建议。本报告没有把任何人的投资目标、财务状况和特殊需求考虑进去。而过去的表现亦不代表未来的表现，实际情况可能和报告中所载的大不相同。本报告中所提及的投资价值或回报存在不确定性及难以保证，并可能会受目标资产表现以及其他市场因素影响。招银国际环球市场建议投资者应该独立评估投资和策略，并鼓励投资者咨询专业财务顾问以便作出投资决策。

本报告包含的任何信息由招银国际环球市场编写，仅为本公司及其关联机构的特定客户和其他专业人士提供的参考数据。报告中的信息或所表达的意见皆不可作为或被视为证券出售要约或证券买卖的邀请，亦不构成任何投资、法律、会计或税务方面的最终操作建议，本公司及其雇员不就报告中的内容对最终操作建议作出任何担保。我们不对因依赖本报告所载资料采取任何行动而引致之任何直接或间接的误差、疏忽、违约、不谨慎或各类损失或损害承担任何的法律上责任。任何使用本报告信息所作的投资决策完全由投资者自己承担风险。

本报告基于我们认为可靠且已经公开的信息，我们力求但不担保这些信息的准确性、有效性和完整性。本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，可能会随时调整，且不承诺作出任何相关变更的通知。本公司可发布其它与本报告所载资料及/或结论不一致的报告。这些报告均反映报告编写时不同的假设、观点及分析方法。客户应该小心注意本报告中所提及的前瞻性预测和实际情况可能有显著区别，唯我们已合理、谨慎地确保预测所用的假设基础是公平、合理。招银国际环球市场可能采取与报告中建议及/或观点不一致的立场或投资决定。

本公司或其附属关联机构可能持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并不时自行及/或代表其客户进行交易或持有该等证券的权益，还可能与这些公司具有其他投资银行相关业务联系。因此，投资者应注意本报告可能存在的客观性及利益冲突的情况，本公司将不会承担任何责任。本报告版权仅为本公司所有，任何机构或个人于未经本公司书面授权的情况下，不得以任何形式翻版、复制、转售、转发及或向特定读者以外的人士传阅，否则有可能触犯相关证券法规。

如需索取更多有关证券的信息，请与我们联系。

对于接收此份报告的英国投资者

本报告仅提供给符合(I)不时修订之英国2000年金融服务及市场法令2005年(金融推广)令(“金融服务令”)第19(5)条之人士及(II)属金融服务令第49(2)(a)至(d)条(高净值公司或非公司社团等)之机构人士，未经招银国际环球市场书面授权不得提供给其他任何人。

对于接收此份报告的美商投资者

招银国际环球市场不是在美国的注册经纪交易商。因此，招银国际环球市场不受美国就有关研究报告准备和研究分析员独立性的规则的约束。负责撰写本报告的全部或部分内容的分析员，未在美国金融业监管局(“FINRA”)注册或获得研究分析师的资格。分析员不受旨在确保分析师不受可能影响研究报告可靠性的潜在利益冲突的相关FINRA规则的限制。本报告仅提供给美国1934年证券交易法(经修订)规则15a-6定义的“主要机构投资者”，不得提供给其他任何个人。接收本报告之行为即表明同意接受协议不得将本报告分发或提供给任何其他人士。接收本报告的美国收件人如想根据本报告中提供的信息进行任何买卖证券交易，都应仅通过美国注册的经纪交易商来进行交易。

对于在新加坡的收件人

本报告由CMBI(Singapore)Pte.Limited(CMBISG)(公司注册号201731928D)在新加坡分发。CMBISG是在《财务顾问法案》(新加坡法例第110章)下所界定，并由新加坡金融管理局监管的豁免财务顾问公司。CMBISG可根据《财务顾问条例》第32C条下的安排分发其各自的外国实体，附属机构或其他外国研究机构属制的报告。如果报告在新加坡分发给非《证券与期货法案》(新加坡法例第289章)所定义的认可投资者，专家投资者或机构投资者，则CMBISG仅会在法律要求的范围内对这些人士就报告内容承担法律责任。新加坡的收件人应致电(+65 6350 4400)联系CMBISG，以了解由本报告引起或与之相关的事宜。