中国化学与物理电源行业协会储能应用分会
秘书处联系人：李湘 13661266197

CESA 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会
Energy Storage Application Branch of China Industrial Association of Power Sources

# 新型储能典型应用与发展趋势分析报告

## （2025年 二季度）

主编单位：中国化学与物理电源行业协会
编写单位：中国化学与物理电源行业协会储能应用分会课题组
学术支持：中国化学与物理电源行业协会储能应用分会专家委员会
时　　间：2025年7月

## 本报告编写人员名单

**主　编：**王泽深

**副主编：**符惠群　刘　勇

**主要参编人员**（以下排名不分先后）：

冯彩梅　禾　木　裴丽娟

王虎斌　潘　望　刘亚珍

刘伯洵　吴　涛　冯思遥

# 目录


前言 ..... 1

**一、 新型储能产业政策** ..... 2

（一） 主要政策梳理 ..... 2

（二） 政策解析 ..... 5

**二、 新型储能标准制定** ..... 6

（一） 标准体系建设情况 ..... 6

（二）主要标准发布 / 实施情况 ..... 6

（三） 重要标准解读 ..... 9

**三、 新型储能市场发展态势** ..... 10

（一） 典型应用场景 ..... 10

（二）储能技术路线 ..... 15

（三）磷酸铁锂电池价格分析 ..... 20

（四）储能项目招投标价格 ..... 23

（五）储能并网项目 ..... 28

**四、 新型储能技术发展动态** ..... 35

（一） 500Ah+ 大容量电芯 ..... 35

（二） 400kW+ 组串式 PCS ..... 36

（三） 新一代大容量储能机柜 ..... 37

**五、 市场及价格机制** ..... 38

（一）常规电源侧 ..... 38

（二）新能源配建储能 ..... 39

（三）电网侧储能 ..... 40

（四）用户侧储能 ..... 41

**六、 总结和建议** ..... 42

# 前言

风起于青萍之末，浪成于微澜之间。

短短数年间，新型储能行业高歌猛进，成为构建新型电力系统的基础装备和关键技术，但繁荣下的隐忧也不断显现。

在地缘政治、政策、市场、技术等因素的多重交织影响下，新型储能行业正处于深刻变革与加速重构的关键节点，行业生态正迎来变革与重塑。

一方面，国际贸易壁垒升级，贸易保护和关税壁垒带来了动荡和不确定性日益增加，产品同质化严重，“内卷式”竞争尚未迎来拐点；另一方面，全国统一电力市场正加速建设，“政策驱动”模式迎来瓦解，新型储能市场机制和价格机制尚未有效建立。

新型储能的发展正步入“冷静期”，当喧嚣渐去，唯有褪去浮华，扎根于未来，方能行稳致远。

建立完善的市场机制和价格机制是促进新型储能行业健康长远发展的基础。

新型储能可参与中长期、电力现货、电力辅助服务等电力市场，本季度，国家发改委办公厅、国家能源局综合司联合印发《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》，明确今年年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行，湖北继山西、山东、广东、甘肃、蒙西后，成为第六个电力现货市场转正式运行的地区，同时，辅助市场市场正不断健全，容量补偿机制正不断探索建立，新型储能的市场地位和服务品种正逐步完善，全寿命周期价值愈加得到重视。

变局孕育新机。源网荷储、绿电直连、算力与电力融合、交能融合、光储充、虚拟电厂等新业态正重塑电力系统生态，极大的拓宽了新型储能的应用场景。

新型储能正加快推进全面商业化进程，政策、标准、市场、技术等多重因素的健全正驱动新型储能加速迈向高质量发展的新阶段。

本文将从产业政策、标准制定、市场发展态势、技术发展动态、市场及价格机制、总结和建议六个方面梳理并剖析二零二五年二季度新型储能典型应用和发展态势。





# 一、新型储能产业政策

## （一）主要政策梳理

随着清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统加快建设，新型储能作为重要的支撑和调节性资源，对提升新型电力系统调节能力、资源配置能力和安全稳定运行具有重要意义。

政策是新型储能行业健康长远发展的基石，通过政策的顶层设计引导行业建立长序发展机制，助推解决制约新型储能发展的瓶颈，发挥新型储能对新型电力系统的支撑作用。

本季度，国家和各个地方政府主管部门出台多个重磅政策，涵盖市场机制、安全管理、运行模式等方面，主要政策见表 1.1-1。重点政策解读如下：

4 月 3 日，国家发改委、国家能源局印发《电力辅助服务市场基本规则》，文件明确了新型储能企业的经营主体地位，可参与电力辅助服务市场交易，规定了调峰、调频、备用、爬坡等辅助服务品种，按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，优化各类电力辅助服务市场价格形成机制，健全电力辅助服务费用传导机制，充分调动可调节资源主动参与系统调节积极性，构建统一规范的电力辅助服务市场体系。

4 月 11 日，国家能源局综合司等五部门联合印发《关于加强电化学储能安全管理有关工作的通知》，文件提出提升电池系统本质安全水平，开展电化学储能项目安全条件和设施论证评价，进一步完善电化学储能相关标准规范，落实电化学储能项目安全监管责任，加强部门工作联动和信息共享，落实企业安全生产主体责任。

4 月 16 日，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司印发《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》，文件提出全面加快电力现货市场建设，2025 年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行，充分发挥现货市场发现价格、调节供需的关键作用。

5 月 21 日，国家发改委、国家能源局印发《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》，文件明确了绿电直连的定义，绿电直连指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式，

按照负荷是否接入公共电网分为并网型和离网型两类。加强规划统筹，项目接入电压等级不超过 220（330）千伏；绿电直连项目原则上由负荷作为主责单位；并网型项目应按照“以荷定源”原则科学确定新能源电源类型和装机规模；并网型绿电直连项目应通过合理配置储能、挖掘负荷灵活调节潜力等方式，充分提升项目灵活性调节能力，尽可能减小系统调节压力。

本季度，地方政府层面，多地主管部门出台多项政策，支持并规范新型储能产业的发展。

电力市场实施细则是本季度各地区政策实施的重点，随着电力市场加快建设，本季度，青海、宁夏、新疆、山东、广东、河南、江苏、湖北、河南、海南、贵州、重庆等十余个地区发布电力市场相关政策，完善电力现货、辅助服务市场实施细则。以广东电力交易中心有限责任公司发布的《广东电力市场配套实施细则（2025 年修订）》为例，独立储能可按照“报量报价”或“报量不报价”的方式参与现货电能量交易，在电力供应紧张、调峰或断面调控困难等时段，电力调度机构可根据系统需要要求独立储能按照“报量报价”方式参与，并于竞价日（D-1 日）11：45 前以特性信息披露。

源网荷储模式作为促进新能源和储能高效利用的体系，受到国家层面和多地区的重视。内蒙古、河南、江苏等地发布政策推动源网荷储项目落地，以内蒙古为例，6 月 23 日，内蒙古自治区能源局发布《关于进一步优化源网荷储一体化项目申报要求的通知》，对《内蒙古自治区源网荷储一体化项目实施细则 2023 年修订版 ( 试行 )》进行了修订，取消同一法人限制，调整为项目配套电源、内部直连线路、负荷、储能可以是同一投资主体，也可以是不同投资主体。非同一主体的新能源企业与负荷企业应签订长期供电协议或合同能源管理协议；取消储能配置规模要求，调整为按需配置储能规模，要求项目配套新能源利用率不低于 90%，新能源所发电量占总用电量的比例不低于 35%。





表 1.1-1 本季度新型储能产业主要政策梳理

| 序号 | 文件名称 | 政策要点 | 主管部门 |
|---|---|---|---|
| 1 | 电力辅助服务市场基本规则 | 明确了新型储能作为经营主体，电力辅助服务市场品种主要包括调峰服务、调频服务、备用服务、爬坡服务等。 | 国家发改委、国家能源局 |
| 2 | 关于加强电化学储能安全管理有关工作的通知 | 提升电池系统本质安全水平，开展电化学储能项目安全条件和设施论证评价，进一步完善电化学储能相关标准规范，落实电化学储能项目安全监管责任，加强部门工作联动和信息共享，落实企业安全生产主体责任。 | 国家能源局综合司等五部门 |
| 3 | 关于全面加快电力现货市场建设工作的通知 | 全面加快电力现货市场建设，2025 年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行。 | 国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司 |
| 4 | 关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知 | 并网型绿电直连项目应通过合理配置储能、挖掘负荷灵活调节潜力等方式，充分提升项目灵活性调节能力，尽可能减小系统调节压力。 | 国家发改委、国家能源局 |
| 5 | 关于组织开展新型电力系统建设第一批试点工作的通知 | 围绕构网型技术、系统友好型新能源电站、智能微电网、算力与电力协同、虚拟电厂、大规模高比例新能源外送、新一代煤电等七个方向开展试点工作。 | 国家能源局 |
| 6 | 关于开展零碳园区建设的通知 | 加强园区及周边可再生能源开发利用，支持园区与周边非化石能源发电资源匹配对接，科学配置储能等调节性资源，因地制宜发展绿电直连、新能源就近接入增量配电网等绿色电力直接供应模式，鼓励参与绿证绿电交易，探索氢电耦合开发利用模式。 | 国家发改委、工信部、国家能源局 |
| 7 | 电力辅助服务市场基本规则 | 明确了新型储能作为经营主体，电力辅助服务市场品种主要包括调峰服务、调频服务、备用服务、爬坡服务等。 | 国家发改委、国家能源局 |
| 8 | 关于加强电化学储能安全管理有关工作的通知 | 提升电池系统本质安全水平，开展电化学储能项目安全条件和设施论证评价，进一步完善电化学储能相关标准规范，落实电化学储能项目安全监管责任，加强部门工作联动和信息共享，落实企业安全生产主体责任。 | 国家能源局综合司等五部门 |

CESA 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会
Energy Storage Application Branch of China Industrial Association of Power Sources

## （二） 政策解析

梳理本季度相关政策，解析新型储能产业的发展态势。

**一是加快建立适应新型储能发展的市场机制。**全国统一电力市场正加速建设，新能源、新型储能、用户等各类市场主体正加速入市，本季度，国家和各地密集出台电力市场实施方案和细则，完善电力市场政策体系，跨经营区电力交易机制取得新突破，省级电力现货市场建设提速，辅助服务市场不断健全，工商业分时电价与电力市场加快协同，推动构建多层次多品类多功能电力市场体系。

**二是推动源网荷储、绿电直连等新业态应用。**为提升电力系统资源配置效率，提升新能源利用率，满足企业用户绿色用能需求，源网荷储、绿电直连相关政策密集出台，突破传统电网架构和运营模式，政策文件重点在于解决体制机制束缚，从规划引领、运行管理、价格机制等方面细化建设方式，并通过示范项目申报、超长期特别国债支持等方式推动项目落地和推广应用。

**三是持续加强电化学储能安全管理。**电化学储能安全问题凸出，政策文件持续强化全链条安全管理，通过开展电化学储能电站安全治理，提升电池系统本质安全水平，完善电化学储能相关标准规范，加强电化学储能相关产品质量监管，强化电化学储能电站设计和消防审查等手段，消除电化学储能电站安全风险，提升全寿命周期安全可靠水平。

**四是促进储能产业链高质量发展。**新型储能产业链“内卷式”竞争加剧，储能系统设备价格屡创新低，竞争失去节制，偷工减料、减质减配，造成劣币驱逐良币。本季度，国家密集发出综合整治“内卷式”竞争的信号，引导行业加强自律，完善标准体系，注重科技创新，淘汰落后产能，实现高质量发展与市场有序竞争的目标。





# 二、新型储能标准制定

## （一）标准体系建设情况

新型储能标准体系正逐步建立健全，特别是电化学储能标准体系已基本健全，目前已发布或实施的新型储能国标、行标已达百余个，各类地标、企标和团标的制定也在丰富新型储能的标准体系。

综合不同的功能要求、产品和技术类型、各子系统的关联性，我国电力储能相关标准体系框架分为基础通用、规划设计、设备试验、施工验收、并网运行、检修监测、运行维护、安全应急八个方面。

## （二）主要标准发布 / 实施情况

本季度，新型储能行业三项国标和两项行标正式实施，多达 22 项行标集中发布，涵盖锂离子电池、液流电池、压缩空气、氢储能等多种储能路线，电化学储能的标准体系已基本健全，压缩空气储能、飞轮储能等标准体系也正逐步健全，此外，宁夏、山东等地多个地标实施或征求意见。本季度，发布和实施的主要标准见表 2.2-1。

表 2.2-1 本季度新型储能主要标准清单

| 序号 | 标准名称 | 标准类别 | 标准编号 | 编制阶段 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 新能源场站及接入系统短路电流计算第 3 部分：储能电站 | 国标 | GB/T 44659.3-2024 | 实施 |
| 2 | 电化学储能电站安全监测信息系统技术导则 | 国标 | GB/T 44767-2024 | 实施 |
| 3 | 电化学储能电站应急物资技术导则 | 国标 | GB/T 44803-2024 | 实施 |
| 4 | 电池储能系统储能协调控制器技术规范 | 行标 | DL/T 2864-2024 | 实施 |
| 5 | 液流电池储能电站检修规程 | 行标 | DL/T 2865-2024 | 实施 |
| 6 | 液流电池电解液循环系统技术规范 | 行标 | NB/T 11779-2025 | 发布 |
| 7 | 铁铬液流电池 第 1 部分：电极技术要求及测试方法 | 行标 | NB/T 11780-2025 | 发布 |
| 8 | 铁铬液流电池 第 2 部分：双极板技术要求及测试方法 | 行标 | NB/T 11781-2025 | 发布 |
| 9 | 用户侧电化学储能系统并网验收规范 | 行标 | NB/T 33015-2025 | 发布 |
| 10 | 全钒液流电池用电解液 测试方法 | 行标 | NB/T 42006-2025 | 发布 |
| 11 | 全钒液流电池 电堆测试方法 | 行标 | NB/T 42132-2025 | 发布 |
| 12 | 电化学储能电站监控系统现场验收试验规程 | 行标 | NB/T 42090-2025 | 发布 |
| 13 | 电化学储能系统模型参数测试规程 | 行标 | DL/T 2913-2025 | 发布 |
| 14 | 电化学储能系统建模导则 | 行标 | DL/T 2914-2025 | 发布 |
| 15 | 氢储能电站储氢系统运行规程 | 行标 | DL/T 2915-2025 | 发布 |
| 16 | 压缩空气储能电站效率指标计算方法 | 行标 | DL/T 2916-2025 | 发布 |
| 17 | 电化学储能电站并网验收技术规范 | 行标 | DL/T 2917-2025 | 发布 |
| 18 | 电力储能用电池管理系统监造导则 | 行标 | DL/T 2918-2025 | 发布 |
| 19 | 电化学储能电站经济评价导则 | 行标 | DL/T 2919-2025 | 发布 |
| 20 | 储能电站环境保护技术监督规程 | 行标 | DL/T 2920-2025 | 发布 |
| 21 | 压缩空气储能电站经济评价导则 | 行标 | DL/T 2921-2025 | 发布 |
| 22 | 新型储能电站统计技术导则 | 行标 | DL/T 2922-2025 | 发布 |
| 23 | 压缩空气储能电站地下储气库设计规范 | 行标 | DL/T 5893-2025 | 发布 |
| 24 | 压缩空气储能电站工程地质勘察规范 | 行标 | DL/T 5894-2025 | 发布 |
| 25 | 压缩空气储能电站设计规范 | 行标 | DL/T 5895-2025 | 发布 |
| 26 | 压缩空气储能电站可行性研究报告编制规程 | 行标 | DL/T 5896-2025 | 发布 |
| 27 | 压缩空气储能电站初步设计报告编制规程 | 行标 | DL/T 5897-2025 | 发布 |
| 28 | 电化学储能电站验收规范 | 山东地标 | DB37/T4839-2025 | 实施 |

CESA 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会 Energy Storage Application Branch of China Industrial Association of Power Sources

## （三） 重要标准解读

国标《电化学储能电站应急物资技术导则》（GB/T 44803-2024）于 5 月 1 日正式实施，标准适用于锂离子电池、液流电池、铅酸（炭）电池、钠离子电池、水电解制氢 / 燃料电池等类型电化学储能电站应急物资的管理，规定了电化学储能电站应急物资的配备、应用、维护、存储、报废等要求，其中，锂离子电池、铅酸（炭）电池、钠离子电池应急物资包括静电检测仪、气体探测器；液流电池应急物资包括管道黏结剂、管卡、胶带、盲板、垫片、洗眼器、洗眼液、吸附材料；水电解制氢 / 燃料电池应急物资包括可燃气体检测仪。

行标《压缩空气储能电站设计规范》（DL/T 5895-2025）于 6 月 30 日正式发布，标准适用于单台发电机组容量为 10MW 及以上非补燃式压缩空气储能电站的设计，是压缩空气储能行业的纲领性和引领性标准，规定了压缩空气储能电站的电力系统、站址选择、总体规划及总平面布置、主机系统及设备、储换热系统及设备、主厂房区域布置、储气系统、辅助工艺系统及设备、电气设备、仪表与控制、信息系统、建筑与结构、消防等方面的要求。

行标《液流电池储能电站检修规程》（DL/T 2865-2024）于 6 月 25 日正式实施，标准规定了液流电池储能电站电堆、电解液循环系统、热管理系统、电池管理系统、储能变流器及监控系统的修前检查、修理和修后试验要求。标准规定检修作业应结合设备状态开展修前检查、修理、修后试验等，检修作业更换了主要部件后，应进行储能系统整体性能试验；液流电池储能电站检修前应制定检修过程中的劳动保护措施，检修人员需接触电解液时，应佩戴绝缘耐酸碱手套、绝缘耐酸碱劳保鞋、防护眼镜、防酸防碱服、防酸防碱面罩、绝缘地垫、洗眼器等防护器具，同时配置中和酸碱的物品，有限空间内作业时需配置呼吸器、安全绳、鼓风机等设备。





# 三、新型储能市场发展态势

## （一）典型应用场景

新型储能应用场景丰富，主要包括常规电源侧、新能源侧、电网侧和用户侧。

常规电源侧储能主要在燃煤、燃气电厂侧配置储能，提供调频、黑启动等服务；新能源侧储能可作为独立储能或联合新能源提供调峰、调频、调压、爬坡等服务；电网侧储能目前主要包括独立储能电站、台区侧储能等，提供调峰、调频、调压、黑启动等服务；用户侧储能主要包括工商业储能和户用储能，提供调峰、需求侧响应、备用等服务。

电网侧储能具有建设区域广泛、单体规模大、功能丰富、技术路线多样等特点，是目前新型储能的建设主体，截至本季度末，在新型储能占比约为 74%；除电网侧储能外，常规电源侧、新能源侧、用户侧储能在新型储能占比分别为 1%、20% 和 5%。

（1）常规电源侧

常规电源侧储能通过在燃煤电厂或燃气电厂侧配置储能，辅助机组参与一次调频、二次调频、黑启动等服务。

配合火电机组参与二次调频（AGC）是火电侧储能的主要功能，储能系统装机功率主要结合调度下发给火电机组的调频里程来确定，一般按照火电机组额定功率的 3% 左右来确定储能装机功率；考虑单个 AGC 指令一般在 2 ～ 5 分钟左右，按 3 个指令周期计算，理论上充放电时长 15 分钟左右可基本满足二次调频需求。

火电侧储能采用磷酸铁锂电池为准，当前投运的火电调频项目充放电时长以 1 小时为主。随着充放电时长 2 小时储能系统价格的大幅降低，考虑全寿命周期成本，2 小时储能系统的优势逐步显露，本季度以来，国内部分待建项目拟采用充放电时长 2 小时的储能系统。

飞轮储能或混合储能在火电调频项目中逐步得到应用，主要包括飞轮、飞轮 + 锂电和超级电容 + 锂电三种模式。飞轮储能具有寿命长、安全性高、效率高等特点，可实现大功率的充放电，可满足火电调频项目 AGC 指令调频里程要求；超级电容储能是一种介于传统电容和电化学电池之间的储能器件，具有寿命长、低温适应性好、效率高、免维护等特点。

钛酸锂电池具有寿命长，充放电倍率高的优点，较适应调频的特点，国能宁海电厂建设投运 28MW/28MWh 磷酸铁锂储能系统和 16MW/4MWh 钛酸锂电池储能混合储能已并网投运，探索钛酸锂电池在火储调频项目中的应用。

本季度，钠离子储能也首次在火电侧储能中得到应用，新元公司火电储能调频项目建设 9MW/4.5MWh 磷酸铁锂储能系统和 1MW/0.5MWh 钛酸锂电池储能混合储能并网投运。

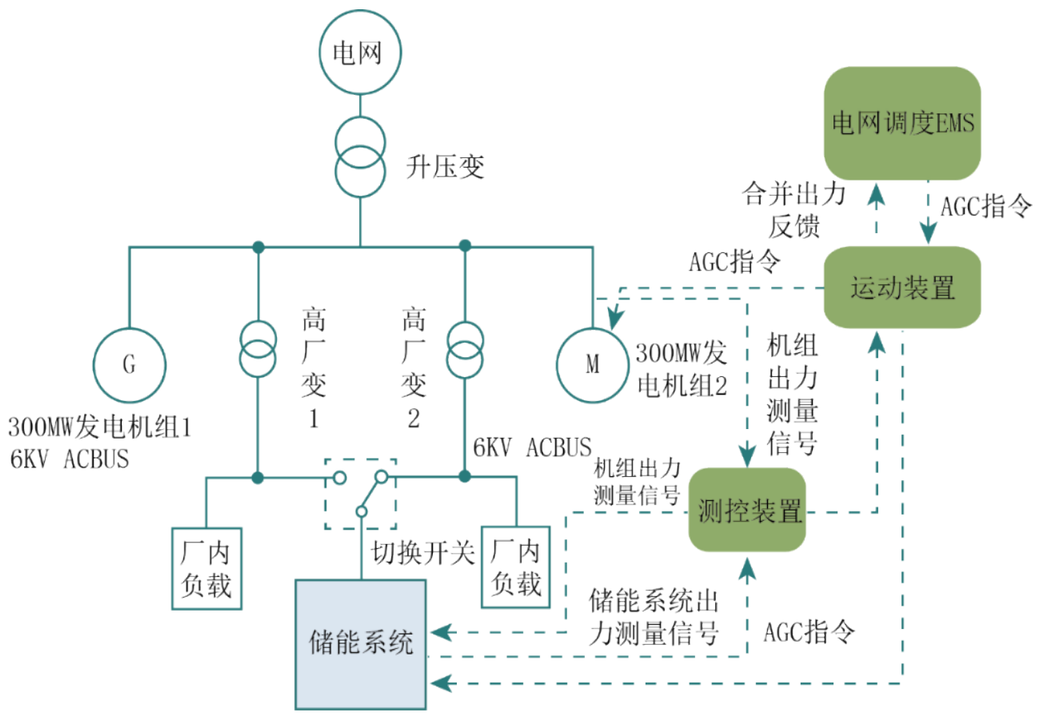



图 3.1-1 火储联合调频项目拓扑示意图

（2）新能源侧

新能源侧配建储能主要解决新能源发电的波动性、间歇性和随机性，应用于调峰、调频、调压、爬坡、转动惯量支撑等功能，国家推动集中式与分布式并举的模式发展新能源，推动陆上风电光伏基地、海上风电基地、分布式光伏开发，通过“千乡万村驭风行动”推动分布式风电等开发。在沙漠、戈壁、荒漠等地区建设集中式风电光伏大基地是新能源发展的重中之重。

为提升电力系统的灵活调节性资源，全国多地区要求风电、光伏场站按照一定的比例以及时长配建储能，整体收益模式较为缺失，储能电站的利用率较低。随着“136 号文”取消储能“强配”要求，新能源侧储能将由“要求配置”变为“自主配置”，作为独立储能或联合新能源场站参与电力市场获取收益。

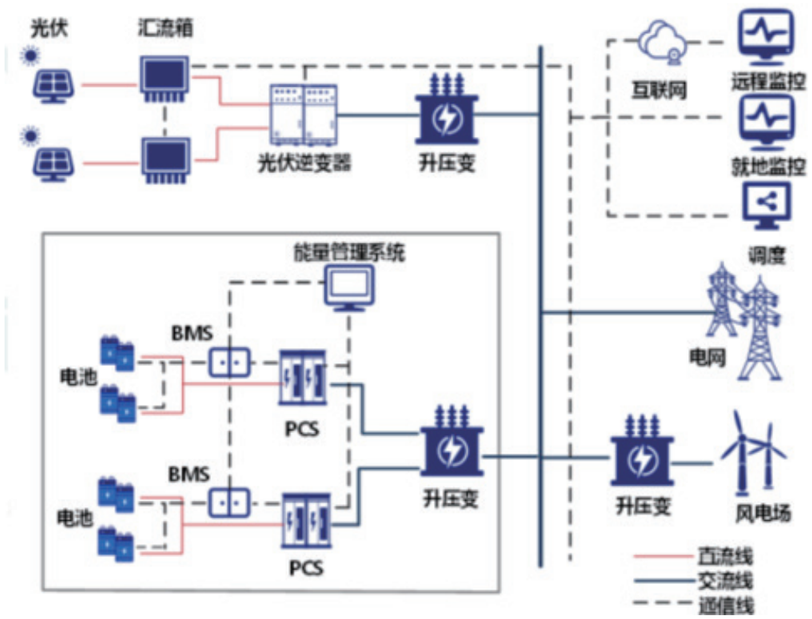



图 3.1-2 新能源配储拓扑示意图

（3）电网侧

电网侧共享储能式目前新型储能的主要模式，通过集约化的建设运维，对站址、配电设施、控制设施、给排水设施、生活设施等进行共用，并通过集中的运维和统一调用管理，使得大型储能电站具有综合成本低、易于运维管理、便于调度控制、实现功能丰富等优点。

共享储能是当前新型储能建设最主要的应用场景，国家发改委等部门印发《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）》，提出“建设一批共享储能电站”，同步完善调用和市场运行机制，提升系统层面的电力保供和新能源消纳能力。

随着分布式光伏在台区侧的渗透率提高以及台区变负载率的提高，配电台区配置分布式储能可解决重过载和治理电能质量问题，在陕西、广西、云南等地区偏远地区，由于配电线路的供电半径过大，末端用户电压远低于额定电压，通过配置分布式储能解决末端电压过低、台区重过载等问题。

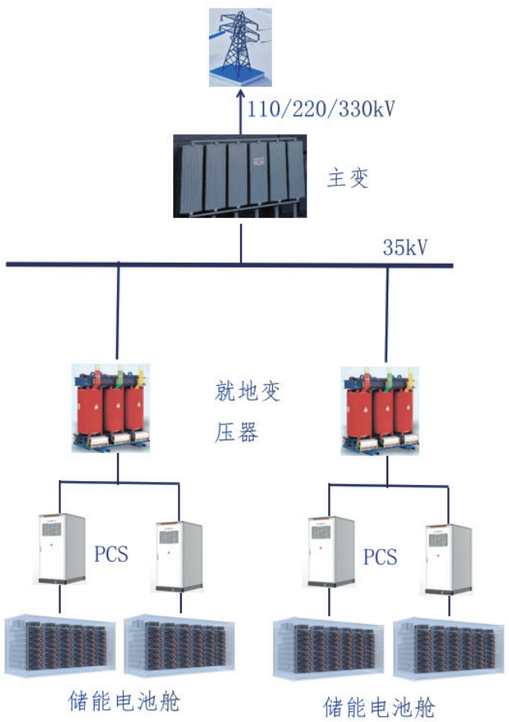



图 3.1-3 电网侧储能接线示意图

（4）用户侧

用户侧储能国内仍以工商业储能为主，主要通过峰谷价差套利获利，同时可通过减少容量电费、参与需求侧响应、动态增容、提高供电可靠性、通过光储耦合提升分布式光伏消纳等提供多重服务，未来可探索作为独立储能或通过聚合模式参与电力市场。

工商业储能具有规模小、分布广等特点，接入用电企业变配电房并网点关口表以内，一般采用 380V、10kV 等电压接入用户变配电系统。

工商业目录销售电价已退出历史舞台，工商业用户正逐步进入电力市场，工商业电价主要由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成，电价的动态调整已成为常态，同时随着光伏为主的新能源占比逐步增大，传统电力系统的峰谷特性已发生改变，今年来，江苏、湖南、安徽等多地结合电力供需充裕度和电力市场价格信号调节不同季节工商业电价的峰平谷分布时间，对用户侧储能的盈利模型和充放电策略带来较大影响。

户用储能主要集中在德国、意大利、英国、西班牙、法国、美国、澳大利亚、日本等用电成本较高、电力市场较为成熟、政策补贴力度较大的地区和国家。在国内，由于居民用电电价较低，户用储能的经济性不高，投运项目以示范项目为主。

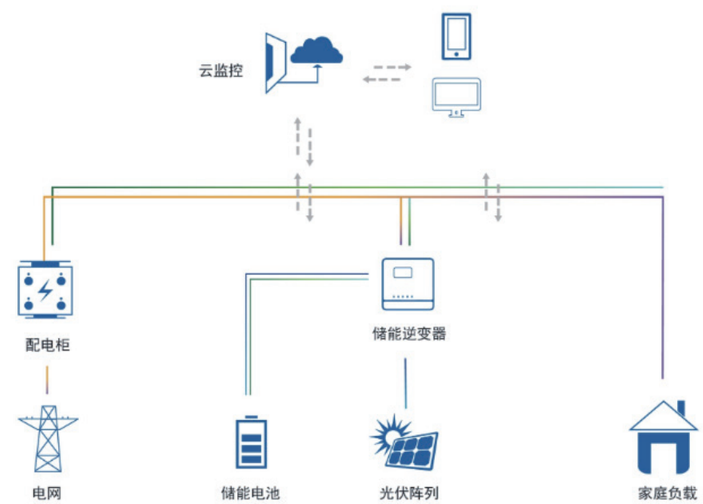


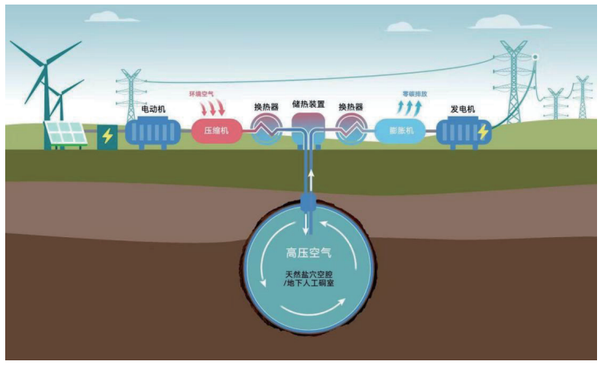

图 3.1-4 户用储能拓扑示意图

## （二）储能技术路线

按照 CESA 储能应用分会产业数据库统计数据，2024 年磷酸铁锂电池储能仍是占绝对主导位置的新型储能类型，磷酸铁锂电池储能项目新增装机 39.38GW/96.14GWh，占比 92.64%；液流电池储能项目新增装机 0.81GW/3.23GWh，占比 1.90%；压缩空气储能项目新增装机 0.72GW/4.10GWh，占比 1.70%；其他技术路线占比 3.76%。磷酸铁锂电池性能、成本和安全等方面的综合优势明显，其余新型储能类型在技术成熟度、应用功能、综合成本、建设周期等方面差距仍较大，磷酸铁锂电池储能短时间内其主导地位仍无可动摇。

本季度，新型储能项目技术路线具有多元化发展的特点，磷酸铁锂电池仍是绝对主力，全钒液流电池、钛酸锂电池、钠离子电池、飞轮、超级电容等技术路线也在竞相发展。

### （1）压缩空气储能



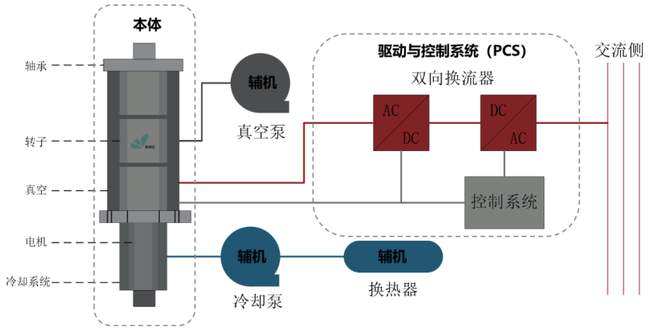

压缩空气储能凭借其单机容量大、系统稳定性好、寿命长、建设周期短、运行方式灵活等特点，近两年得到快速发展。压缩空气储能系统主要由压缩、换热、储热、发电等环节组成，基本原理是在低谷电期间，利用压缩机压缩空气，将电能转换为势能存储起来，并将高压空气存储于洞穴、盐穴、矿井、人造硐室、管道或压力容器中，在高峰用电时，将高压空气释能，经过燃烧室或换热器加热，升高至一定温度送至膨胀机，将压缩空气的热力势能转变为膨胀机的机械能输出，带动发电机对外输出电能。

压缩空气储能包括补燃式和非补燃式，非补燃式不使用化石燃料，没有大气污染物排放，是目前的主流技术路线，中国科学院、清华大学、中国能建等科研机构或单位已开展大量的研究并在多个项目进行验证应用。此外，部分科研单位也在探索液态空气储能等新型技术路线。

国内已投运的典型压缩空气储能项目包括湖北应城 300MW 级压缩空气储能电站示范工程、山东肥城 300MW 级压缩空气储能示范项目、张家口 100MW 压缩空气储能国家示范项目和江苏金坛盐穴 60MW 压缩空气储能电站等。

截至本季度末，国信苏盐淮安盐穴压缩空气储能项目 1 号机组即将并网，项目总投资 37 亿元，建设两套 300MW 压缩空气储能系统，由江苏国信集团投资建设，采用全球首创的熔融盐 + 带压热媒水储热的非补燃“高温绝热压缩”技术路线，实现压缩空气储能核心设备全国产化。

### （2）飞轮储能



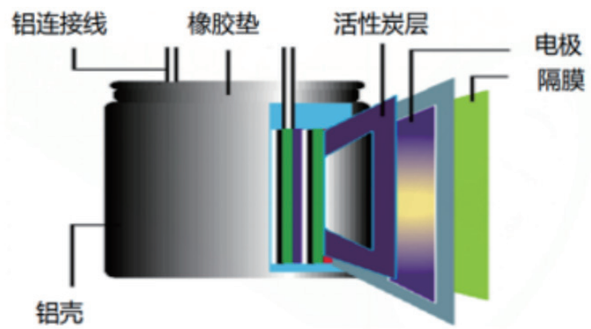

飞轮储能属于物理储能，其原理是利用高速旋转的飞轮所拥有的惯性来储存能量，充电时，飞轮电动机加速旋转，把电能转换为飞轮的机械动能并储存起来；放电时，由高速旋转的飞轮带动发电机，将机械动能转换为电能。

飞轮储能主要应用在轨道交通、军工等行业，在电力系统中的应用主要是参与电网的一次调频和二次调频。飞轮储能系统具有响应快、寿命长、温度适应性好、效率高等优点，但也目前也存在成本高、飞轮阵列控制难度大、高速旋转安全问题、摩擦散热、自放电率高等难点。

国内已投运的典型飞轮储能项目包括鼎轮能源山西长治 30MW 飞轮储能项目、国能宁武电厂 22MW/4.5MWh 火储联合调频项目、华电山西朔州热电 8MW 复合储能调频项目（其中飞轮储能 2MW/0.5MWh）等。

本季度，天皓混合型储能调频电站并网投运，项目总规模 40MW/40MWh，采用磷酸铁锂和飞轮的混合储能，主要用于向电网提供调频服务，项目安装 16 台单机 1250kW 磁悬浮飞轮储能装置。

**（3）超级电容储能**

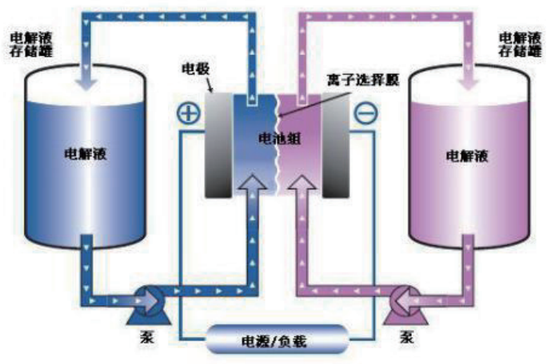



超级电容主要由阴阳两电极、电解质溶液、分离器和集流器组成，其中浸在电解液中的分离器使阴阳电极保持分离。超级电容基于电极 / 电解液界面的充放电过程进行储能。

超级电容主要应用在交通领域、风机变桨距系统、军工、工业等领域，具有充放电循环寿命长、工作温度范围宽、充电速度快、功率密度高、维护要求低等优点，但也目前也存在成本高、能量密度低等短板或难点。在储能领域，储能电容储能主要应用于调频，目前仍处于小规模应用阶段，项目数量和规模较小。

国内已投运的典型超级电容储能项目包括大唐鲁北公司 9MW/5MWh 混合储能调频项目（其中超级电容储能 4MW）、华能左权电厂 20MW/11MWh 混合储能项目（其中超级电容储能 10MW）、广东珠海金湾发电 16MW/8MWh 混合储能项目（其中超级电容储能 4MW）等。

**（4）液流电池储能**



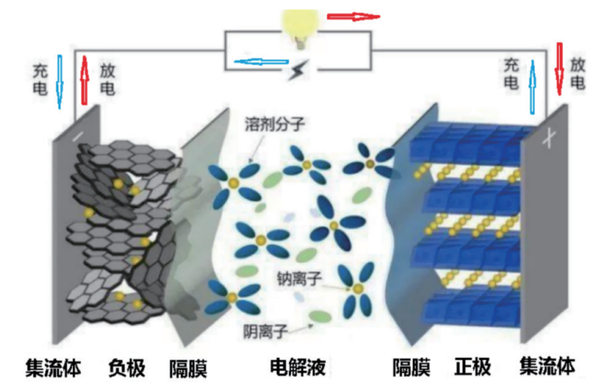

液流电池储能是利用液态活性物质在离子交换膜进行氧化还原反应，由电堆单元、电解液、电解液存储供给单元以及管理控制单元等部分构成，液流电池储能电解液基质采用水性溶液，使用过程中没有固相反应，起火、爆炸风险低，具有安全、容量高、循环寿命长、易回收等特点。

液流电池根据电极活性物质的不同，可分为全钒、锌溴、锌铁、铁铬等体系。其中，全钒液流电池技术成熟度较高，是当前应用最为成熟的技术路线，充放电效率在 65% 左右，循环寿命可以达到 15000 次以上；铁铬液流电池由于具有广泛的原材料供应、原材料价格低、温度适应性强等优点，锌溴液流储能能量密度高、系统成本低等优点，也正得到行业的更多重视。

国内已投运的典型液流电池储能项目包括大连 100MW/400MWh 液流电池储能调峰项目、中核汇能 50MW/200MWh 东乐北滩光伏配储项目、中核汇能 50MW/200MWh 中帛源独立储能电站、乾安中卉玉字 100MW/400MWh 全钒液流电池储能电站等。

本季度，武威智慧绿能泗水镇独立储能电站并网投运，项目总规模 105MW/420MWh，其中安装全钒液流电池储能系统 5MW/20MWh。

**（5）钠离子电池储能**




钠离子电池相对锂离子电池有诸多“理论上”的优势，例如钠资源储量大，原材料对外依赖度低，集流体成本低、与锂离子电池共用产业链等优点，但在当前的技术水平下，钠离子电池技术路线尚未成熟统一，正极材料包括层状金属氧化物、普鲁士蓝和聚阴离子等类型，钠离子电池储能存在能量密度低，充放电次数少，电池一致性水平差等“硬伤”。钠离子产业规模较小，在应用端仍整体处于示范应用阶段，设备价格和技术竞争力相对锂离子电池相差甚远。

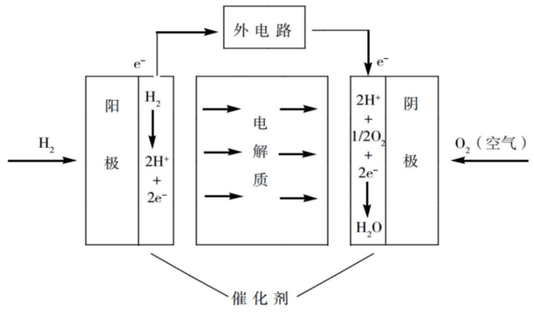
钠离子电池在工程应用端整体处于试验示范应用，未来随着钠离子电池技术的进步和成本的下降，以及考虑资源的安全保障，钠离子电池有望在储能市场与锂离子电池互补。

钠离子电池储能目前仍以示范项目为主，国内已投运的典型钠离子电池储能项目包括大唐湖北 50MW/200MWh 钠离子新型储能电站一期项目、广西伏林 2.5MW/10MWh 钠离子电池储能电站等。

本季度，甘泉堡混合电化学共享储能项目并网投运，项目总规模 200MW/800MWh，采用磷酸铁锂电池、全钒液流、钠离子电池的混合储能，其中安装钠离子电池储能系统 10MW/40MWh。

**（6）水电解制氢 / 燃料电池储能**

氢能是国家未来新型能源体系的重要组成部分，通过新能源电解水制生成制氢以及燃料电池储能完成“电 - 氢 - 电”的转化过程是未来氢储能的主要技术路线，在新能源电力富余时利用新能源发电进行制氢，在电力系统缺电时通过燃料电池进行发电，燃料电池储能具有大规模、长周期、空间储存的特点，可满足电力系统日以上平衡调节需求。




燃料电池储能将氢气和氧气通过电化学反应转化为电能，根据工作原理的不同可以分为质子交换膜燃料电池、碱性燃料电池、磷酸燃料电池、熔融碳酸盐燃料电池、固态氧化物燃料电池等。质子交换膜燃料电池以其高功率密度、零排放、低噪声等优点，是燃料电池储能产业发展的核心技术之一。

水电解制氢 / 燃料电池储能被视为新型电力系统的重要调节性资源，但目前仍处于小规模示范应用阶段。目前，黑龙江大庆 40MW 氢燃料电池发电项目正推进项目建设，项目采用质子交换膜燃料电池发电机组，总投资 6.3 亿元。





## （三）磷酸铁锂电池价格分析

截至本季度末，磷酸铁锂电池主要原材料价格仍在低位徘徊，电池级碳酸锂、六氟磷酸锂、石墨等原材料价格均处于低位，产能过剩的局面尚未得到有效缓解，但随着国家对“内卷式”竞争的综合整治，以及产能的逐步出清，主要原材料价格已经企稳并逐步回升，储能电池的价格将呈现止跌回升的态势。

（1）主要原材料价格

1）正极原材料

碳酸锂是电池正极磷酸铁锂的主要原材料，本季度，电池级碳酸锂价格延续 2024 年下半年价格走势，持续低位徘徊。截至本季度末，电池级碳酸锂报价在 6.2 万元 / 吨左右，供需过剩局面尚未有效改变，但至本季度末，碳酸锂价格已基本企稳并逐步回升，电池级碳酸锂价格走势见图 3.3-1。

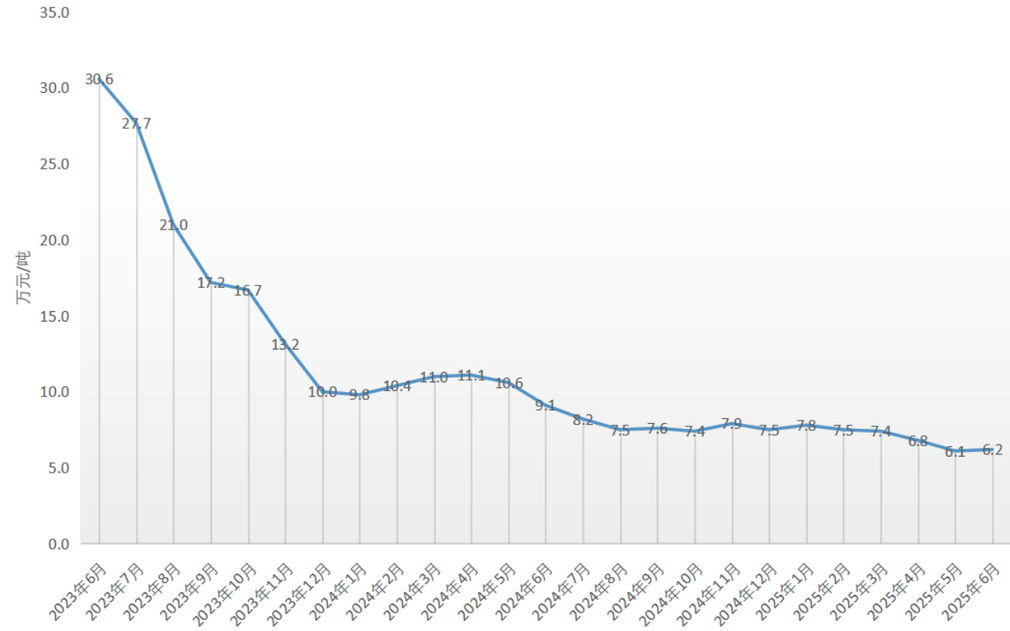



图 3.3-1 电池级碳酸锂价格走势图

2）负极材料

在锂电池充放电过程中，负极作为载体负责储存并释放锂离子并使电流从外电路通过，对锂电池的容量、能量密度、充电效率、循环寿命、安全性等核心指标均有直接影响。负极材料可分为天然石墨、人造石墨和以硅基负极为材料的新型负极材料。人造石墨由于在循环性能、安全性能以及充放电倍率等方面的优势，是目前市场最为主要的负极材料，市场占比约 90%。

截至本季度末，负极材料价格低位徘徊，以中端人造石墨为例，截至本季度末，市场价格约 2.9 万元 / 吨，人造石墨价格走势见图 3.3-2。

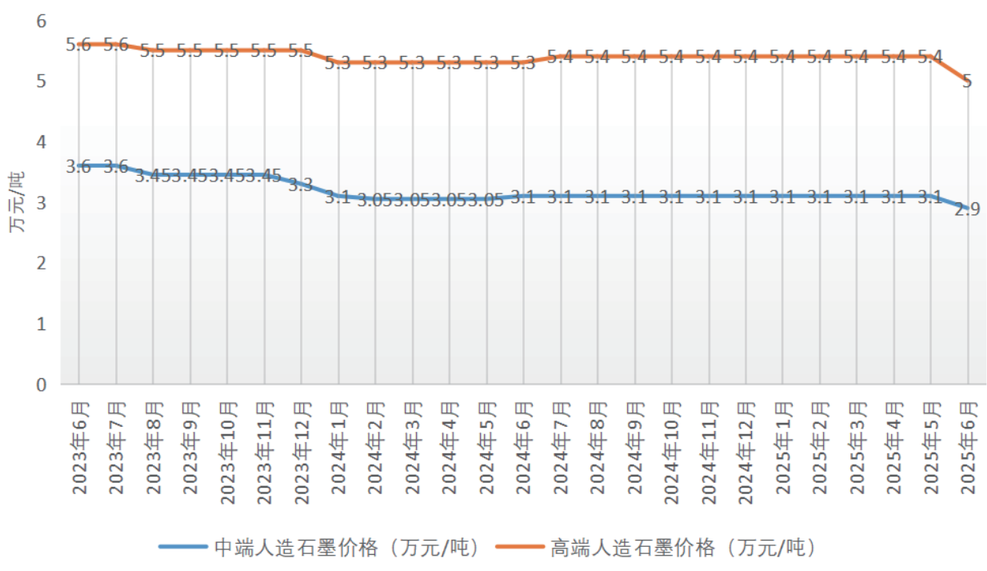



图 3.3-2 人造石墨价格走势图

3）电解液

六氟磷酸锂是电解液核心的原材料，随着碳酸锂价格的跌落以及产能的释放，市场供应供过于求，厂家开工率也处于较低水平。截至本季度末，六氟磷酸锂价格在 5.3 万元 / 吨左右，六氟磷酸锂价格走势图见图 3.3-3。

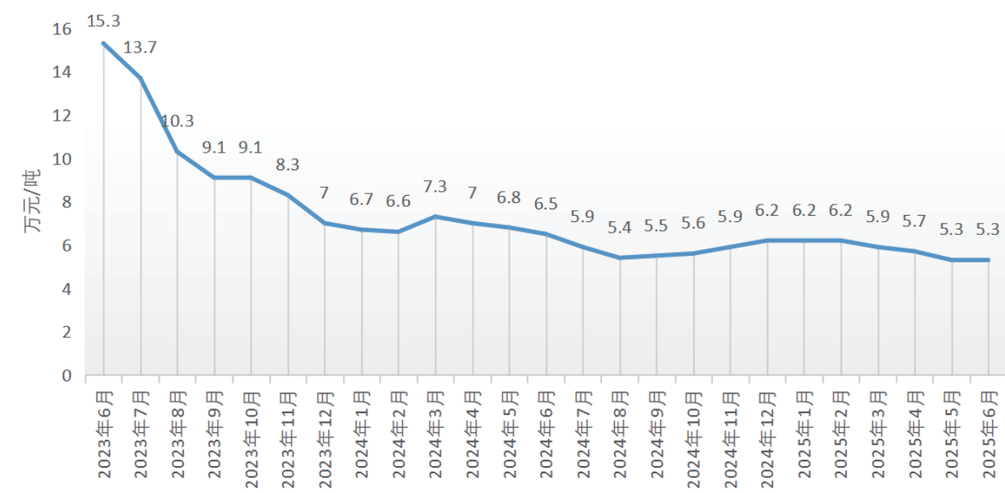



图 3.3-3 六氟磷酸锂价格走势图

（2）电池价格

截至本季度末，随着海外市场需求的旺盛以及碳酸锂等原材料价格的企稳回升，磷酸铁锂电池价格逐步企稳，供需失衡关系得到改善，电池企业产能利用率回升。

以主流的 314Ah 大容量电芯为例，厂家报价在 0.26 ～ 0.35 元 /Wh 左右，与今年一季度价格基本持平。

500Ah+ 大容量电芯部分厂家已具备量产条件，但仍处于小批量出货阶段，尚未进行大规模生产，价格与 314Ah 电芯基本持平。

## （四）储能项目招投标价格

（1）储能设备中标价格

本季度，由于磷酸铁锂电池为主的储能设备价格仍在低位，储能系统设备造价和储能电站 EPC 造价已触底企稳。典型储能系统设备和储能电站 EPC 中标价格分别见表 3.4-1 和表 3.4-2。

磷酸铁锂电池储能系统设备普遍采用预制舱集成，一般包括直流储能舱和交流储能舱，部分项目还包括储能 EMS、站用电系统、电缆等设备设施。

储能设备价格主要与充放电时长（1h/2h/4h）、拓扑结构（集中式 / 组串式 / 级联型）、系统支撑能力（跟网型 / 构网型）、辅助设备配置、设备品牌、商务条款等相关，其中常规集中式储能设备价格较低，是当前应用最为广泛的储能设备，也是储能设备价格的“风向标”。

截至本季度底，1h、2h、4h 时长常规集中式储能集成设备单价在 0.8 元 /Wh、0.48 元 /Wh 和 0.44 元 /Wh 左右。以 2h 时长磷酸铁锂电池储能集成设备为例，相比 2024 年二季度末 0.58 元 /Wh 的价格，同比下跌 17%。

储能赛道正处于产能出清阶段，随着储能电池等主要设备价格的企稳回升，储能集成设备价格也基本企稳，下半年预计将小幅回升。储能系统集成设备价格趋势见图 3.4-1。

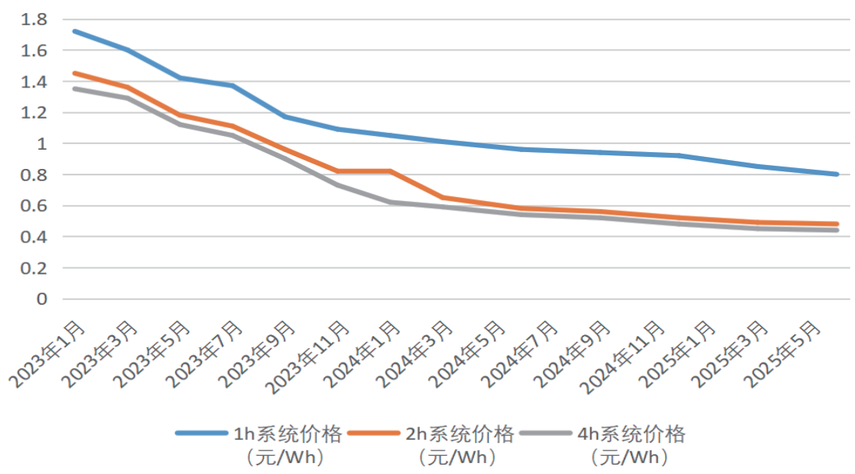



图 3.4-1 储能集成设备价格趋势

储能集成设备在储能 EPC 成本中占比在 50% ～ 70% 左右，EPC 总包价格也大幅下降，以目前典型的 100MW/200MWh 独立储能（含升压站，不含送出线路）为例，截至本季度末，EPC 中标价格在 1.7 ～ 2 亿元左右。

由于不同项目的工程范围、商务条款、技术路线、考核指标等差别较大，项目中标价格分差异较大。随着项目合规性管理的完善，并网检测、安全措施、设备抽检等其他费用有所增长，但储能设备是储能电站综合造价中占比最高的部分，价格的快速滑落带动储能电站整体中标价格同比大幅下降。

表 3.4-1 本季度储能系统设备中标价格清单

| 序号 | 项目名称 | 建设规模（MW/MWh） | 总价（万元） | 单价（元 /Wh） | 报价厂家 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 华电新疆储能系统采购（标段 1） | 300/1200 | 51576 | 0.4298 | 中车株洲 |
| 2 | 华电新疆储能系统采购（标段 2） | 250/1000 | 42797 | 0.4557 | 华电科工 |
| 3 | 华电新疆储能系统采购（标段 3） | 250/1000 | 42220 | 0.4222 | 平高储能 |
| 4 | 南网储能公司钠离子电池储能系统集成 | 20/40 | 2958 | 0.74（钠离子） | 杭州煦达 |
| 5 | 国能西藏那曲分公司色尼区吉措风电项目配储 | 20/80 | 3915 | 0.489 | 山东电工 |
| 6 | 中广核日照莒县储能系统设备 | 100/200 | 10130 | 0.507 | 骆驼能源 |
| 7 | 华润电力防城港防城区集中式共享储能电站项目储能系统 | 100/200 | 10378 | 0.519 | 比亚迪 |
| 8 | 三峡内蒙古化德县电化学储能系统 | 40/160 | 67640 | 0.423 | 中车株洲 |

CESA 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会
Energy Storage Application Branch of China Industrial Association of Power Sources

| 序号 | 项目名称 | 建设规模（MW/MWh） | 总价（万元） | 单价（元 /Wh） | 报价厂家 |
|---|---|---|---|---|---|
| 9 | 琼海阳江农光互补光伏配储 | 25/50 | 2630 | 0.526 | 宁德时代 |
| 10 | 深能尉犁县光火储一体化项目储能系统 | 67.5/135 | 6527 | 0.484 | 广州智光 |
| 11 | 华能吉林公司电化学储能成套装置 | 115/230 | 12625 | 0.549 | 华清院 |
| 12 | 永仁全钒液流储能项目 | 300/1200 | 300000 | 2.5（全钒） | 永仁金永 |
| 13 | 奉贤星火综合多种新型储能技术路线对比测试示范基地 ( 一期 ) | 10/40 | 9160 | 2.29（全钒） | 上海电气 |
| 14 | 新疆立新能源构网型储能系统（和田市 C 项目） | 100/400 | 16516 | 0.413 | 双登集团 |
| 15 | 新疆立新能源构网型储能系统（皮山县 D 项目） | 200/800 | 33024 | 0.4128 | 中车株洲 |
| 16 | 江苏东台市东悦新能源储能项目 | 100/200 | 11845 | 0.592 | 中车株洲 |
| 17 | 中国能建 2025 年度磷酸铁锂电池储能系统集采（1C） | | | 0.786（均价） | |
| 18 | 中国能建 2025 年度磷酸铁锂电池储能系统集采（0.5C） | | | 0.465（均价） | |
| 19 | 中国能建 2025 年度磷酸铁锂电池储能系统集采（0.25C） | | | 0.425（均价） | |

CESA 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会 Energy Storage Application Branch of China Industrial Association of Power Sources

表 3.4-2 本季度储能电站 EPC 中标价格清单

| 序号 | 项目名称 | 建设规模（MW/MWh） | 总价（万元） | 单价（元 /Wh） | 报价公司 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 润电连云港浦南镇 300MW 产业融合示范项目 | 30/60 | 3949 | 0.658 | 许继电科 |
| 2 | 华润州来凤台县张集光伏电站 ( 一期 ) 项目配套储能项目 | 75.76/151.5 | 11963 | 0.79 | 能建安徽院 |
| 3 | 凉山盐源牦牛坪光伏发电项目 | 68/136 | 9841 | 0.724 | 鄂电装备 |
| 4 | 惠阳区独立储能项目 | 50/300 | 73330 | 2.444（铁铬） | 广东一建等 |
| 5 | 禄丰区全钒液流储能项目 | 100/400 | 100240 | 2.5（全钒） | 中建三局 |
| 6 | 河北秦皇岛构网型共享储能 | 130/260 | 39945 | 1.536 | 中冶京诚 |
| 7 | 大同中绿能新能源有限公司阳高县独立混合储能项目 | 100MW | 66892 | 6.69/W（飞轮 + 锂电） | 山西五建等 |
| 8 | 松原市能源集团长岭县构网型储能项目 | 100/200 | 18682 | 0.934 | 电建吉林院 |
| 9 | 皖能新疆独立储能项目 | 100/400 | 24310 | 0.608 | 中国联合 |
| 10 | 宁夏电投永利（中卫）新能源储能电站 | 300/600 | 33324 | 0.555 | 能建陕西院 |
| 11 | 中科云储储能电站项目 | 300/600 | 79208 | 1.32 | 山东电力 |
| 12 | 新疆喀什综合储能电站 | 200/800 | 66795 | 0.835 | 黄河勘测等 |
| 13 | 通辽市奈曼旗电网侧储能 | 500/2000 | 125800 | 0.629 | 山东电力工程 |

CESA 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会 Energy Storage Application Branch of China Industrial Association of Power Sources

| 序号 | 项目名称 | 建设规模（MW/MWh） | 总价（万元） | 单价（元 /Wh） | 报价厂家 |
|---|---|---|---|---|---|
| 14 | 中华能甘肃武威独立储能电站 | 300/1200 | 126372 | 1.053 | 中建八局等 |
| 15 | 长垣市融源独立储能项目 | 200/400 | 28260 | 0.71 | 中州建设 |
| 16 | 山西襄垣锂离子电池 + 超级电容混合储能项目 | 42.5/130 | 15910 | 1.223（超容 + 锂电） | 浙江一建 |
| 17 | 河北恒昌能源共享储能电站 | 100/200 | 20000 | 1 | 润建股份等 |
| 18 | 新疆奎屯市东工业园储热型共享储能电站 | 150/1200 | 95900 | 0.8（固体储热） | 中铁十五局等 |
| 19 | 临汾经济开发区独立储能项目 | 200/400 | 33825 | 0.846 | 兴能电力 |
| 20 | 东莞市中创智邦产业园用户侧储能 | 0.84/1.86 | 188 | 1.02 | 中能联建 |
| 21 | 泰兴经济开发区分布式智慧用户侧储能项目 | 140/420 | 39101 | 0.931 | 泰兴友成 |
| 22 | 江都经济开发区分布式用户侧储能 | 246/492 | 59000 | 1.2 | 江苏威达 |
| 23 | 扬中经开区园博大道片区用户侧储能 | 129/387 | 29423 | 0.76 | 大航电科 |
| 24 | 安徽亳州涡阳县用户侧储能电站 | 300/600 | 44078 | 0.735 | 安徽赞淼等 |
| 25 | 宁德时代福建宁德用户侧储能 | 50/89.44 | 8105 | 0.906 | 上海罗曼科技 |

CESA 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会 Energy Storage Application Branch of China Industrial Association of Power Sources



## （五）储能并网项目

（1）典型并网项目

本季度，新型储能并网项目呈现出多区域布局、多技术路线、多应用场景、规模化大型化等特点，电网侧储能是本季度增长的主体，典型并网项目及工程亮点如表 3.5-1 所示。

在火电侧，陕西是火储项目建设的重点，火储项目除采用磷酸铁锂电池储能外，本季度，钠离子电池 + 磷酸铁锂电池混合储能得到示范应用。新能源侧，新疆、内蒙、西藏等地是新能源配储项目建设的重点。在电网侧，项目主要分布在云南、江苏、山东、内蒙、宁夏、青海、山西等地。

在用户侧，工商业储能是用户侧储能建设的重点建设的重点，目前仍主要集中在浙江、广东、江苏等工商业企业多、工商业电价差较大、电价峰谷区间均衡的地区。随着用户侧储能设备价格的降低，以充放电时长 2h 的 380V 储能机柜为例，设备价格已降至 0.5 ～ 0.6 元 /Wh 左右，越来越多的地区具备投资建设工商业储能，本季度，四川、重庆、湖南、湖北、福建、河南、河北、安徽等地也逐步崭露头角。

表 3.5-1 本季度新型储能典型并网项目

| 序号 | 项目名称 | 建设地点 | 储能规模（MW/MWh） | 应用场景 | 工程亮点 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 华能铜川照金煤电火储项目 | 陕西铜川 | 20/15 | 火电侧 | 陕西首个火储调频项目 |
| 2 | 府谷能源新元公司火电储能调频项目 | 陕西 | 10/5 | 火电侧 | 国内首个磷酸铁锂 + 钠离子储能火储项目 |
| 3 | 江苏华电仪征风光集中配建储能项目 | 江苏扬州 | 120/240 | 新能源侧 | |

CESA 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会 Energy Storage Application Branch of China Industrial Association of Power Sources

| 序号 | 项目名称 | 建设地点 | 储能规模（MW/MWh） | 应用场景 | 工程亮点 |
|---|---|---|---|---|---|
| 4 | 广东能源托克逊县风储项目 | 新疆吐鲁番 | 50/100 | 新能源侧 | |
| 5 | 新疆吉木萨尔北庭全钒液流储能一体化项目 | 新疆昌吉州 | 200/1000 | 新能源侧 | 全国规模最大全钒液流 |
| 6 | 华电新能四川阿坝红原雅克光伏电站配建储能 | 云南西双版纳 | 50/100 | 新能源侧 | 云南首个构网型储能项目 |
| 7 | 国能青海公司大柴旦 100 万千瓦风光储项目科翡储能电站 | 青海海西 | 200/800 | 新能源侧 | 钠离子、钛酸锂、全钒液流、超容、飞轮储能等 8 种类型 |
| 8 | 深能景洪 200MW/400MWh 共享储能电站 | 云南西双版纳 | 200/400 | 电网侧 | |
| 9 | 嵩明县职教新城共享储能项目 | 云南昆明 | 120/240 | 电网侧 | |
| 10 | 寻甸县共享储能项目 | 云南昆明 | 200/400 | 电网侧 | |
| 11 | 国能文山秉烈共享储能 | 云南文山 | 150/300 | 电网侧 | |
| 12 | 永德凌伟公司忙腊村共享储能项目 | 云南临沧 | 150/300 | 电网侧 | 构网型储能 |
| 13 | 云南能投集团曲靖电厂小塘储能电站 | 云南曲靖 | 100/200 | 电网侧 | |
| 14 | 保山水长储能电站 | 云南保山 | 600/1200 | 电网侧 | 云南规模最大的储能电站 |
| 15 | 玉溪市新平县锂离子电池储能示范项目 | 云南玉溪 | 200/400 | 电网侧 | |
| 16 | 麻栗坡县新型共享储能项目 | 云南文山 | 100/200 | 电网侧 | 磷酸铁锂 + 全钒液流混合储能 |



| 序号 | 项目名称 | 建设地点 | 储能规模（MW/MWh） | 应用场景 | 工程亮点 |
|---|---|---|---|---|---|
| 17 | 青海海南州贡玛储能电站 | 青海海南州 | 180/720 | 电网侧 | “青豫直流”配套工程；集中式和高压级联储 |
| 18 | 海南塔拉储能电站 | 青海海南州 | 25/100 | 电网侧 | 组串式 |
| 19 | 三峡能源青海格尔木储能电站 | 青海海西州 | 100/200 | 电网侧 | 青豫直流”配套工程 |
| 20 | 武威智慧绿能泗水镇独立储能电站 | 甘肃武威 | 105/420 | 电网侧 | 磷酸铁锂 + 全钒液流混合储能 |
| 21 | 新津区邓双独立储能电站 | 四川成都 | 100/200 | 电网侧 | |
| 22 | 悦达投资弶港共享储能电站 | 江苏盐城 | 100/200 | 电网侧 | |
| 23 | 、盐城清能万帮储能电站 | 江苏盐城 | 150/300 | 电网侧 | |
| 24 | 常州市新北区新型独立储能电站 | 江苏常州 | 100/200 | 电网侧 | |
| 25 | 易储能源泰州高港储能电站 | 江苏泰州 | 150/300 | 电网侧 | |
| 26 | 天皓混合型储能调频电站 | 湖北孝感 | 40/40 | 电网侧 | 飞轮 + 锂电池混合储能 |
| 27 | 中电冠县独立储能电站 | 山东聊城 | 100/200 | 电网侧 | |
| 28 | 泽安莱芜独立共享储能电站 | 山东济南 | 200/400 | 电网侧 | |
| 29 | 山东德州海琮储能电站 | 山东德州 | 200/400 | 电网侧 | 山东首座站房式储能 |
| 30 | 晋中市元工储能电站 | 山西晋中 | 100/100 | 电网侧 | |

| 序号 | 项目名称 | 建设地点 | 储能规模（MW/MWh） | 应用场景 | 工程亮点 |
|---|---|---|---|---|---|
| 31 | 翼城天越混合储能独立调峰调频储能电站 | 山西临汾 | 100/50 | 电网侧 | 锂电池 + 飞轮混合储能 |
| 32 | 河北集电隆化独立储能电站项目 | 河北承德 | 300/1200 | 电网侧 | 河北规模最大电化学储能电站 |
| 33 | 南朗独立储能电站 | 广东中山 | 100/200 | 电网侧 | |
| 34 | 甘泉堡混合电化学共享储能项目 | 新疆乌鲁木齐 | 200/800 | 电网侧 | 磷酸铁锂、钠离子和全钒液流混合储能 |
| 35 | 内蒙星能苏左旗满都拉电网侧储能 | 内蒙古锡林郭勒 | 100/400 | 电网侧 | |
| 36 | 鄂尔多斯万成功电网侧储能 | 内蒙古鄂尔多斯 | 200/800 | 电网侧 | 配套 5MW 水系有机液流电池 |
| 37 | 永福公司共享储能项目 | 广西桂林 | 100/200 | 电网侧 | “风光火储”一体化能源基地配套 |
| 38 | 霍邱永硕储能项目 | 安徽六安 | 100/200 | 电网侧 | |
| 39 | 中创新航江门基地用户侧储能 | 广东江门 | 15.5/30.15 | 用户侧 | |
| 40 | 溧阳瑞达金属用户侧储能 | 江苏常州 | 35/70 | 用户侧 | |
| 41 | 绍兴上虞水处理公司用户侧储能 | 浙江绍兴 | 4.4/8.8 | 用户侧 | |
| 42 | 精控能源河北衡水工商业储能 | 河北衡水 | 7/15 | 用户侧 | |
| 43 | 麟北煤业煤矿储能项目 | 山西宝鸡 | 5/10 | 用户侧 | 煤矿 + 储能 |

CESA 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会
Energy Storage Application Branch of China Industrial Association of Power Sources

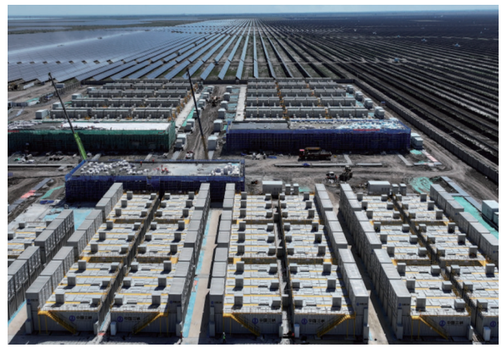
**（2）典型并网项目**

1）府谷能源新元公司火电储能调频项目

本项目建设规模 10MW/5MWh，采用陕煤技术研究院“9MW/4.5MWh 磷酸铁锂离子电池 +1MW/0.5MWh 钠离子电池”混合配置的方案，辅助两台 300MW 火电机组提升调频性能，实现了国内高倍率含钠离子电池在火电厂辅助调频领域的开创性应用。

2）新疆吉木萨尔北庭全钒液流储能一体化项目

本项目位于新疆昌吉州吉木萨尔县，建设单位为三峡能源，配置全钒液流储能 200MW/1000MWh，储能时长 5h，为全国装机规模最大的全钒液流电池储能电站，总投资达 38 亿元。



3）国能青海公司大柴旦 100 万千瓦风光储项目科翡储能电站

本项目位于青海省海西蒙古族藏族自治州，建设单位为国家能源青海公司，装机规模 200MW/800MWh，包含集中式和高压直挂式磷酸铁锂电池、钠离子电池、半固态磷酸锂电池、钛酸锂电池、全钒液流、超级电容、磁悬浮真空飞轮储能等 8 种储能类型，为目前国内储能类型最多、涵盖电化学储能类型最全的一体化储能电站。

4）保山水长储能电站

本项目位于云南省保山市，建设单位为华能公司，装机规模 600MW/1200MWh，采用磷酸铁锂电池，配套一座 220kV 升压站，为云南省单体规模最大的集中式共享储能项目。

5）天皓混合型储能调频电站

本项目位于湖北省孝感市，建设单位为天皓储能公司，装机规模 40MW, 配套一座 110kV 升压站。项目为华中首座“飞轮 + 锂电”混合储能调频电站，其中飞轮储能安装容量 20MW，由 16 台 1250kW 真空磁悬浮飞轮装置组成。

6）山东德州海琮储能电站

本项目位于山东省德州市，建设单位为海琮储能等公司，装机规模 200MW/400MWh, 为山东省首座站房式独立储能项目。项目建筑物主要由 2 栋储能楼和 1 栋升压站组成，相对传统的预制舱户外布置方式，可节约用地 50% 以上，节约电站辅助用电耗能 30% 以上。

7）翼城天越混合储能项目

本项目位于山西省临汾市翼城县，装机规模 100MW/50.43MWh, 配套一座 220kV 升压站。项目为“飞轮 + 锂电”混合储能电站，其中飞轮储能安装容量 50MW/0.43MWh，磷酸铁锂电池储能安装容量 50MW/50MWh。

# 四、新型储能技术发展动态

技术创新是行业高质量发展的重要支撑，观察本季度储能技术的发展动态，行业领跑者推出多款新产品，诸如 500Ah+ 大容量电芯、400kW+ 组串式 PCS、新一代大容量储能机柜等，提升储能设备的运行可靠性和布置灵活性，降低储能系统的全寿命周期成本。

## （一）500Ah+ 大容量电芯

500Ah+ 大容量电芯被视为继 280Ah、314Ah 后的新一代电芯，自 2024 年初密集发布后，据不完全统计，各电芯厂家发布的 500Ah+ 规格超 15 款，复杂多样的规格给行业发展带来一些困扰。

本季度，在行业头牌电芯和集成厂家的推动下，电芯的规格也逐步清晰，587Ah 和 684Ah 两种容量规格获得了较多电芯厂家的“站队”，其中宁德时代、南都电源、海辰、瑞浦兰钧、赣锋锂电、天合储能、海基新能源、双登股份、融捷能源等厂家推出 587Ah 电芯；欣旺达、鹏辉能源、瑞浦兰钧、蜂巢能源、楚能新能源等厂家推出 684Ah 电芯。此外，亿纬锂能主推的 628Ah 电芯，海辰推出 1175Ah 超大容量电芯，也获得了市场的广泛认可。

图 4.1-1 大容量电芯（587Ah 与 684Ah）





## （二）400kW+ 组串式 PCS

组串式 PCS 凭借“一簇以管理”的模式，通过消除簇间环流，提高充放电效率，提升电芯循环寿命，降低直流侧短路电流和热失控风险，具备全寿命周期的性能和成本优势，正得到愈加广泛的应用。

本季度，阳光电源、科华数能、盛弘股份、上能电气、南瑞继保、中车株洲所、特变电工等厂家推出 400kW+ 的组串式 PCS，额定容量包括 400kW、420kW、430kW、450kW、460kW 等，适应 500Ah+ 大容量电芯的应用。

现有组串式 PCS 额定容量主要为 215kW，当电池簇采用 314Ah 电芯、1P416S 串并联时，电池簇额定能量 418kWh，215kW PCS 与电池簇匹配后可满足 0.5P 的充放电倍率。

587Ah、628Ah、684Ah 等大容量电芯主流厂家预计下半年开始将逐步工程应用，400kW+ 组串式 PCS 可与大容量电芯进行匹配，例如，当电池簇采用 628Ah 电芯、1P416S 串并联后可与 430kW 组串式 PCS 匹配，满足 0.5P 的充放电倍率要求。

为降低大容量组串式 PCS 的能耗，提高散热效率，大容量 PCS 普遍采用液冷散热，实现储能系统的全液冷温控，提升整体充放电效率和环境适应性。

大容量组串式 PCS 可具备构网能力，具备阻尼控制、连续故障穿越、快速无功支撑、惯量响应、黑启动等构建能力，实现对电网的主动支撑能力。

图 4.2-1 大容量组串式 PCS（中车株洲所）

## （三）新一代大容量储能机柜

现有的储能机柜主要包括 261kWh、418kWh 等，电芯主要采用 314Ah，其中 261kWh 机柜安装 5 个 1P52S 电池模块，经 125kW 组串式 PCS 变压为 380V 并网；418kWh 机柜安装 8 个 1P52S 电池模块，经 215kWh 组串式 PCS 变压为 690V。

随着 500Ah+ 大容量电芯的推出，亿纬锂能等厂家推出基于大容量电芯的新一代储能机柜，采用模块化设计理念，满足不同项目差异化需求。以亿纬锂能推出的 836kWh 分体式模块柜为例，基于 628Ah 电芯，采用堆叠的设计理念，适配 1000V 和 1500V 系统，每个模块额定能量 209kWh，4 个模块组成 836kWh 机柜，可根据项目需求自由组合机柜，满足不同接入电压等级、不同建设规模储能电站的建设需求。

图 4.3-1 分体式模块柜（亿纬锂能）





# 五、市场及价格机制

全国统一电力市场正加快建设，市场机制不断完善，省间现货市场和六个地区现货市场转正式运行，南方区域电力市场实现整月结算试运行，全国统一电力市场体系初步建成。

国家相关主管部门印发《关于完善价格治理机制的意见》、《电力市场运行基本规则》、《关于进一步加快电力现货市场建设管理的通知》、《电力现货市场基本规则（试行）》、《电力市场注册基本规则》、《电力辅助服务市场基本规则》、《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》等文件，建立健全市场体系，推动发电企业、新型储能、电力用户等各类市场主体全面进入市场，不断健全完善新型储能市场机制和价格机制，。

本季度，湖北省电力现货市场转正式运行，成为国内继山西、山东、广东、甘肃和蒙西后第六个转正式运行的电力现货市场，多个省份现货市场也正积极开展长周期结算试运行，按照国家能源局发布的《2025 年能源监管工作要点》，文件提出持续推动各省现货市场建设，2025 年底前实现省级现货市场基本全覆盖。

新型储能市场机制仍处于探索阶段，特别是“136 号文”取消“强配”储能要求，新型储能的商业模式正从“政策依赖型”逐步走向“市场驱动型”，国家和行业正研究建立适应新型储能长序发展的市场机制，通过参与中长期市场、电力现货市场、辅助服务市场等获取多重收益，探索建立容量补偿机制。随着新型储能全面参与电力市场，储能项目的收益水平也将呈现多样化、多变性和复杂化的特点，新型储能项目也将需适应“能涨能跌”的电力市场机制。

## （一）常规电源侧

燃煤机组和燃气机组等常规电源侧配建储能参与二次调频服务（AGC）是国内商业模式最早、也是目前较为成熟的商业模式之一。

调频辅助服务收益与综合调频性能、中标价格和调频里程有关，综合调频性能 K 一般从调节速率 K1、响应时间 K2、调节精度 K3 三个分项参数进行评价衡量，以广东为例，广东地区综合调频性能指标 K=0.25*（2*k1+k2+k3）。各地二次调频收益模型差异存在较大的差

异性，例如各地综合调频性能 K 赋予不同的权重系数，综合调频性能和里程补偿的计算方法不一样，同时申报价格的区间也不一致，江苏等地区还存在基本补偿和调用补偿的差异。

由于电化学储能、飞轮储能、超级电容等新型储能具有调节精度高、响应速度快等特点，相对常规机组调频能力优越，一般各地先期投运参与 AGC 服务的火储项目具有丰厚的收益，部分地区先期投运的项目在一年左右即可收回收益，后期随着参与者的增多，市场竞争激烈，收益水平将会下降。

以某火电调频项目为例，项目建设 25MW/25MWh 磷酸铁锂电池储能系统，辅助 2×600MW 火电机组进行调频，通过配置储能将机组调频性能指标 K 值由原来 0.6 提升至 1.5 左右，年收益达 2500 万元左右，实现了较高的收益水平。

南方电网广东、广西等地区出台黑启动辅助服务政策，一般通过在燃气机组侧配置储能向电网提供 AGC 和黑启动服务，丰富了机组的收益品种，黑启动服务由燃气机组黑启动能力费和使用费组成。

## （二）新能源配建储能

新能源侧配建储能主要收益模式在于减少弃风弃光和降低新能源场站“两个细则”的考核，面临收益水平有限、储能利用率低等问题，无法反映储能的应用价值。

2025 年 1 月 27 日，国家发改委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》，提出“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”，随着“强配”模式的取消，新能源侧配建储能市场机制迎来迭变，如何发挥新能源侧配储促进新能源消纳以及对电力系统的支撑和调节作用，建立市场机制和盈利机制是行业关注的重点。

国家和多地正出台相关文件明确新能源侧配建储能参与电力市场的方式，2024 年 9 月 13 日，国家能源局印发《电力市场注册基本规则》，提出配建新型储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度，具有法人资格时可选择转为独立新型储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。

在沙漠、戈壁、荒漠地区通过风光火储等多能互补模式建设新能源大基地项目是当前新能源发展的重点，通过配置新型储能可提升大基地项目的新能源送出比例和新能源利用率，新型储能建设和运维成本一般通过大基地外送电价协议方式来疏导。

## （三）电网侧储能

电网侧储能主要通过容量租赁、电力现货市场、辅助服务市场、容量补偿、地方政府补贴等获取收益。

容量租赁是共享储能的主要收益，容量租赁主要由市场供需关系决定，目前租赁价格和租赁率普遍不稳定，容量租赁费仅为 0.07-0.15 元 /Wh.a 左右，部分地区面临着租赁率低的问题。随着新能源“强配”储能模式的取消，容量租赁收益或将取消。

新型储能通过提供容量价值提升电力系统的充裕性和安全性，建立容量电价机制是反映新型储能价值的有效手段。国家正在探索研究容量电价机制，山东、蒙西、浙江、河北等地已探索建立容量补偿机制，本季度，甘肃省发改委公开征求《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》，文件提出电网侧储能的容量电价机制，电网侧储能的有效容量根据满功率放电时长 /6× 额定功率并扣除厂用电后后确定，容量电价标准暂按每年 330 元 /kW 执行，容量电费 = 申报容量 × 容量电价 × 容量供需系数。

部分地区探索扶持补贴政策，以江苏为例，共享储能示范项目按照放电量补贴收益，在迎峰度夏（冬）期间按照放电上网电量对电网侧独立储能提供扶持补贴，其中 2023 年至 2024 年 0.5 元 /kWh，2025 年至 2026 年 1 月 0.3 元 /kWh。

电网侧共享储能商业模式呈现地域差异、收益品种多样等特点，随着各地电力现货市场陆续转正式运行，通过电力现货市场“价差”充放电获利将是电网侧储能的主要收益来源，但当前电力现货市场价差整体较低。以本季度 6 月份为例，山西、山东、蒙西、广东、甘肃五省份电力现货市场 2h 平均价差分别为 0.454 元 /kWh、0.438 元 /kWh、0.366 元 /kWh、0.219 元 /kWh 和 0.156 元 /kWh，山西、山东等地现货市场价差较大，广东、甘肃等地现货市场平均价差较小，电网侧储能收益有限。国家正推动适当放宽现货市场价差，例如《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》提出“适当放宽现货市场限价”。

总体来说，电网侧储能商业模式仍处于发展探索健全阶段，部分地区、部分时段的较高

收益并不具有普适性，通过调研已投运共享储能项目，当前电网侧储能收益水平仍整体偏低，共享储能仍需探索建立长效稳定市场机制和盈利机制。

## （四）用户侧储能

用户侧储能主要依托工商业企业建设储能，商业模式仍主要依赖于峰谷电价差，辅以需求侧响应、需量节费、分布式光伏消纳、政府补贴、备用等直接或间接收益，一般采用合同能源管理、用户自投和融资租赁的方式建设。

浙江、广东、江苏等工商业经济发达、峰谷电价差较大地区是用户侧储能发展的重点，随着储能设备价格的大幅降低和设备性能的提升，安徽、湖南、湖北、重庆、四川、福建、河南等地也具备较好的盈利条件。

分时电价的动态调整对工商业储能的收益带来了较大影响，本季度，江苏省发改委印发《关于优化工商业分时电价结构促进新能源消纳降低企业用电成本支持经济社会发展的通知》，优化工商业分时电价计价基础和浮动比例，峰谷电价差降低 24%，同时全天仅剩一个高峰时段，工商业储能全天仅具备一充一放的条件。

随着电力市场的加快建设，工商业电价正逐步与电力市场价格衔接，通过售电公司代理的零售用户将是未来的主要购电模式，市场的价格变化信号将传导至售电公司的批发价，售电公司与零售用户的签约价格反映电力市场的价格变化趋势，未来工商业分时电价的价格波动和分时特征将反映当地电力市场的电价的供需平衡关系和时空价值。

未来，用户侧储能也将探索作为独立储能或虚拟电厂等模式参与电力市场，丰富收益品种。电力市场中分时价格波动对用户侧储能的收益带来了想象的空间，但同时也给用户侧储能的运营水平提出了更高的要求，同时收益也将具备更多的不确定性，用户侧储能收益将适应“能涨能跌”的电力市场。





# 六、总结和建议

引导新型储能产业高质量发展。新型储能产业内卷式竞争加剧，储能设备、勘察设计、施工建设等环节报价逼近成本线，产业链企业普遍陷入低利润甚至亏损的状况，行业陷入低质化竞争，饮鸩止渴，带来诸多质量和安全隐患，同时产业正从国内卷至国内，破坏整体生态。国家正综合整治“内卷式”竞争，治理违反市场规律、产业发展规律的做法，行业应当共同杜绝低于市场成本价的恶性竞争行为，坚守产品质量与安全底线，加大对破坏正常市场行为的监管和整治，加强产品检测标准建设，规范工程验收要求，引导建设单位关注于储能系统的全寿命周期价值。

加快完善新型储能市场机制建设。全国统一电力市场正加快建设，新型储能可参与中长期、电力现货、电力辅助等电力市场，随着“136 号文”取消储能强配模式，新型储能正从“政策依赖型”逐步走向“市场驱动型”，新型储能的市场机制一直未有效建立，现货市场价差空间有限、辅助服务市场品种单一、多重服务收益无法共享、容量市场尚未普及，储能项目的盈利水平普遍较低，影响建设单位的投资积极性和信心。建议加快完善新型储能的市场机制，通过放宽现货市场限价、丰富市场交易品种、建立容量电价机制等方式，体现新型储能的多重价值，推动新型储能在电力市场中获得合理收益。

关注新型储能全寿命周期性能验证。“实践是检验储能系统性能的唯一标准”，大多数新型储能项目投运时间较短，尚未经历全寿命周期的验证，行业普遍重建设而轻运行。部分厂家宣传数据缺乏科学严谨的态度和实事求是的精神，储能设备性能虚标，设备故障率过高，部分项目的运行性能远达不到设计要求，给行业带来诸多乱象。建议关注储能电站的全寿命周期性能，加强并网检测要求，在全寿命周期定期开展性能测试，在合同中制定科学有效的考核方法和奖惩措施，行业主管部门和项目建设单位加强对储能运行性能的总结梳理，建立从建设到运行的全过程管理流程，加强运行数据的总结提炼和分析，促进行业的高质量发展。

拓宽丰富新型储能应用场景。面向源网荷储、绿电直连、算力与电力融合、交能融合、光储充、虚拟电厂等新业态，新型储能可实现调峰、调频、调压、备用等多重功能，促进新能源消纳水平，提升项目的收益水平。新型储能参与新业态的规划设计、施工建设和运营模式尚不成熟，建议政策层面突破体制机制束缚，明确各类新业态与电网的互动要求，完善标

准体系，确定参与电力市场模式，加强新型储能与源、网、荷多元素的协调控制以及调度控制技术研究，探索源 - 网 - 荷 - 储一体化建设和联合运用模式。