

分析师：陈拓
登记编码：S0730522100003
chentuo@ccnew.com

新型储能产业链之河南概况（二）

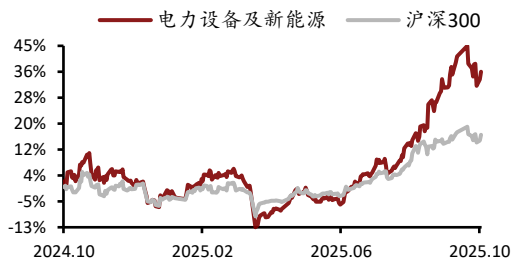
——电力设备及新能源行业专题研究

证券研究报告-行业专题研究

强于大市(维持)

电力设备及新能源相对沪深 300 指数表现

发布日期：2025 年 10 月 22 日



资料来源：中原证券研究所，聚源

相关报告

《电力设备及新能源行业专题研究：新型储能产业链之河南概况（二）》 2025-10-22

《电力设备及新能源行业月报：八月国内新增光伏装机需求显著萎缩，多晶硅能耗标准拟大幅提升》 2025-09-30

《电力设备及新能源行业月报：政策再次强调遏制低价无序竞争，关注后续落地举措》 2025-08-28

联系人：李智

电话：0371-65585629

地址：郑州郑东新区商务外环路 10 号 18 楼

地址：上海浦东新区世纪大道 1788 号 T1 座 22 楼

投资要点：

- 新型储能，是指除抽水蓄能以外，以输出电力为主要形式的储能技术，是构建以新能源为主体的新型电力系统的重要支撑技术。新型储能包括但不限于电化学储能（包括锂离子电池（固态电池）、钠离子电池、液流电池等）、机械储能（包括压缩空气储能和飞轮储能）、电磁储能、热储能（包括熔盐储能等）、氢储能等。
- 2025 年来，我国新型储能行业从政策驱动迈入市场驱动的新阶段。近年来，我国新型储能发展的政策体系持续完善，储能发展重要定位得到深化认可。2024 年，政府工作报告连续两年强调发展新型储能，《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）》《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》等多项政策文件陆续出台。2025 年 2 月，国家发改委、国家能源局联合发布《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》，明确取消新能源项目强制配储政策。
- 新型储能装机规模快速增长。2024 年，全球新增投运新型储能项目装机规模达到 74.1GW/177.8GWh，同比增长 62.5%/61.9%。全球储能区域市场集中度持续提升，2024 年中、美、欧三地新增装机占比超过 90%。截至 2025 年上半年末，我国新型储能装机规模达 94.91GW/222GWh，较 2024 年底增长近 29%，占全球新型储能装机总量的 40% 以上。
- 从电力系统角度看，我国储能下游主要应用于三大场景：电源侧、电网侧和用户侧。电源侧储能是指装设并接入在常规电厂、风电场、光伏电站等电源厂站内部的储能设施；电网侧储能是指在专用站址建设，直接接入公用电网的储能设施，二者接入电网参照常规电源接入电网；用户侧储能是指在用户内部场地或邻近建设的储能设施，接入电网参照分布式发电接入电网。
- 我国新型储能主要分布在源网侧。从 2024 年储能装机应用场景来看，电网侧储能是新增装机主力，占比达 60.0%（装机能量口径）；其中独立储能占 57.6%，是最主要的装机应用场景，随着各地配建储能转独立储能政策的推进，预计 2025 年独立储能新增装机占比将持续提高。电源侧储能占比 32.3%，其中光伏及风电配储合计占比 30.9%。用户侧储能占比 7.7%，工厂配储是最核心场景，同时储能在园区配储、光储充等场景下的应用也在逐步拓展。2025 年 9 月，国家发改委、国家能源局发布的《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》指出，促进新型储能应用场景拓展，推

进电源侧储能应用，拓展电网侧储能应用，创新多场景应用模式，培育试点应用场景。

- **当前我国新型储能下游应用领域的代表性企业，主要集中在电网企业、发电集团以及专业的储能运营商等领域。**代表性企业主要有国家电网、南方电网/南网储能、国家能源集团/龙源电力、国家电投集团/上海电力/中国电力、中国华能集团、中国华电集团、中国大唐集团、中国三峡集团/三峡能源、华润电力、国投电力、中核集团/中国核电、中国广核集团/中国广核、中国能建、宁德时代等。
- **河南省 2025 年新型储能装机目标为超过 500 万千瓦，2030 年装机目标为 1500 万千瓦以上。**河南省大力发展新型储能，印发加快新型储能发展的实施意见、容量租赁市场化交易、独立储能电站调度实施细则等系列文件，对促进新型储能发展的支持力度位于全国前列。
- **河南省在新能源消纳压力较大地区及用电负荷中心布局电网侧储能，加快独立储能项目建设，推动新能源配储转独立储能，完善价格机制，并拓展用户侧储能应用场景，鼓励源网荷储一体化项目参与公用电网削峰填谷。**下游应用端代表性及相关性公司包括：豫能控股、易成新能、国家能源集团河南电力有限公司、国家电投集团河南电力有限公司、中国华能集团有限公司河南分公司、中国华电集团有限公司河南分公司、中国大唐集团公司河南分公司、华润电力投资有限公司中西分公司、中核汇能河南能源有限公司、中广核新能源河南有限公司、多氟多等。

风险提示： 行业竞争风险；技术迭代风险；盈利机制风险；安全风险；政策与市场风险。

内容目录

1. 我国新型储能产业发展现状	5
1.1. 新型储能行业迈入市场驱动的新阶段	5
1.2. 新型储能装机规模快速增长	7
2. 新型储能下游应用场景	10
2.1. 新型储能下游应用定义及场景	10
2.2. 新型储能盈利模式	13
2.3. 新型储能下游应用场景发展现状	14
2.4. 新型储能下游代表性企业	16
3. 河南新型储能下游发展情况	26
3.1. 河南新型储能政策	26
3.2. 河南新型储能下游应用端产业现状	29
3.3. 河南新型储能行业下游代表性及相关性公司介绍	33
4. 河南省新型储能行业发展建议	36
5. 风险提示	37

图表目录

图 1：全球累计新型储能装机容量走势（GW）	7
图 2：全球新增新型储能装机容量走势（GW）	7
图 3：我国新型储能装机容量走势	8
图 4：2024 年底新型储能装机超过百万千瓦省份装机情况（万千瓦）	8
图 5：2024 年新型储能新增装机超过百万千瓦省份新增装机情况（万千瓦）	9
图 6：2024 年新型储能招标技术类型分布	9
图 7：截至 2024 年底我国各类储能占比	10
图 8：储能下游主要应用于三大场景：电源侧、电网侧和用户侧	10
图 9：新型储能应用场景	11
图 10：我国新能源发电累计装机规模（万千瓦）	12
图 11：我国火电累计装机规模（万千瓦）	12
图 12：2024 年新型储能装机应用场景分布（装机能量口径）	15
图 13：重点省份新型储能年均等效利用小时数（小时）	16
图 14：国网江丰储新型储能电站	17
图 15：安徽六安兆瓦级氢能综合利用示范站	17
图 16：南网储能宝池储能站	17
图 17：南网储能宝湖储能站	17
图 18：国家能源集团安徽公司宿州电厂熔盐储能项目	18
图 19：龙源电力孟家湾储能电站	18
图 20：国家电投集团云南国际陆良共享储能项目	19
图 21：国家电投集团河北公司海兴新型储能项目	19
图 22：华能金坛盐穴压缩空气储能项目	20
图 23：华能山东莱芜分散控制构网型独立储能电站	20
图 24：华电乌鲁木齐光伏基地独立新型储能示范项目	20
图 25：华电喀什百万储能项目	20
图 26：大唐云南玉溪新平县锂离子电池储能示范项目	21
图 27：大唐四川宜宾叙州区电化储能电站	21
图 28：三峡集团吉木萨尔全钒液流储能一体化项目	21

图 29: 乌兰察布新一代电网友好绿色电站储能单元.....	21
图 30: 华润电力广西贺州富川集中式共享储能电站.....	22
图 31: 华润电力阜城 100 兆瓦/400 兆瓦时储能电站	22
图 32: 国投盐城智汇用户侧储能项目	23
图 33: 国投广西新能源浦北共享储能项目	23
图 34: 中核嘉峪关 500 兆瓦/1000 兆瓦时独立储能项目	23
图 35: 中核百兆瓦先进压缩空气储能示范项目	23
图 36: 中广核广西钟山集中共享新型储能项目	24
图 37: 中广核莱州土山 600 兆瓦“盐光互补”项目	24
图 38: 山东泰安压缩空气储能创新示范项目建设现场	25
图 39: “能储一号”世界首座 300 兆瓦压气储能工程	25
图 40: 宁德时代动力电池系统和储能电池系统	25
图 41: 福建吉瓦级宁德霞浦储能项目	25
图 42: 特斯拉部分能源版图	26
图 43: TeslaMegapack.....	26
图 44: 河南省电化学储能产业链图谱.....	30
图 45: 河南省新型储能产业规划图	30
表 1: 近年来我国与新型储能有关的主要政策	5
表 2: 电源侧储能应用场景	11
表 3: 电网侧储能应用场景	13
表 4: 用户侧新型储能应用场景	13
表 5: 新型储能下游应用主要盈利模式	14
表 6: 促进新型储能应用场景拓展	15
表 7: 近年来河南省新型储能相关政策	27
表 8: 郑州市 2025 年国民经济和社会发展规划关于新型储能的部署.....	31
表 9: 部分 2025 年河南省重点建设新型储能项目清单	31

1. 我国新型储能产业发展现状

1.1. 新型储能行业迈入市场驱动的新阶段

新型储能，是指除抽水蓄能以外，以输出电力为主要形式的储能技术，是构建以新能源为主体的新型电力系统的重要支撑技术。其涵盖类型广泛，包括但不限于电化学储能（包括锂离子电池（固态电池）、钠离子电池、液流电池等）、机械储能（包括压缩空气储能和飞轮储能）、电磁储能、热储能（包括熔盐储能等）、氢储能等。尽管新型储能种类丰富，但目前无论是全球市场还是国内市场，电化学储能市场规模都是绝对主力。

相较抽水蓄能，新型储能具备显著优势：

建设周期短：抽水蓄能电站建设周期通常为 6—8 年，而电化学储能项目仅需 3—6 个月，新型压缩空气储能项目也仅需 1.5—2 年。

选址灵活：抽水蓄能电站需依托地势落差选址，新型储能单站体量可大可小，能灵活部署于电源、电网、用户侧等各类场景，可作为抽水蓄能的增量补充。

调节能力强：新型电化学储能反应速度快，可实现毫秒至秒级响应。

近年来，我国新型储能发展的政策体系持续完善，储能的重要定位得到深化认可。2024 年，政府工作报告连续两年强调发展新型储能，《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）》《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》等多项政策文件陆续出台。在“双碳”目标推动下，我国能源绿色转型正在加快推进，构建以新能源为主体、安全高效的新型电力系统成为实现“双碳”战略的重要举措，新型储能作为关键支撑技术，行业已进入快速发展期。

2025 年来，我国新型储能行业从政策驱动迈入市场驱动的新阶段。2021 年 7 月，国家发改委、国家能源局联合印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，提出到 2025 年实现新型储能从商业化初期向规模化发展的目标。2025 年 2 月，“136 号文”明确取消新能源项目强制配储政策。

随着新能源全面进入电力市场，储能的盈利模式将从单一的强制配储向市场化需求转变。在市场驱动阶段，新型储能行业的发展更多地依赖于市场需求拉动和技术经济性提升。长期来看，新能源上网电价市场化改革将推动储能系统在电力系统中的调节作用更加重要。储能设施能够通过灵活的充放电策略，优化新能源消纳，提升电力系统的稳定性和灵活性。随着市场化改革的推进，储能的价值将得到充分体现。

表 1：近年来我国与新型储能有关的主要政策

时间	来源	政策	关于新型储能的重点内容
2024 年 1 月	国家发改委、国家能源局	《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》	保障新型储能市场化发展的政策体系基本建成。
2024 年 3 月	新华社	2024 年政府工作报告	发展新型储能。

2024 年 4 月	国家能源局	《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》	规范新型储能并网接入，推动新型储能高效调度运用，促进新型储能行业高质量发展，为新型电力系统和新型能源体系建设提供有力支撑。
2024 年 5 月	国家发改委	《电力市场运行基本规则》	将储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等在内的新型经营主体纳入市场成员。
2024 年 8 月	国家发改委等部门	《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》	以提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力为目的，提出在 2024—2027 年重点开展 9 项专项行动，推进新型电力系统建设取得实效。
2024 年 9 月	国家能源局	《电力市场注册基本规则》	进一步明确了新型储能企业参与市场注册的基本条件。
2024 年 11 月	全国人大常委会	《中华人民共和国能源法》	合理布局、积极有序开发建设抽水蓄能电站，推进新型储能高质量发展，发挥各类储能在电力系统中的调节作用。
2024 年 11 月	国家能源局	《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》	支持新型经营主体创新发展。新型经营主体应当持续提升技术管理水平和调节能力，更好适应新型电力系统需要。鼓励虚拟电厂聚合分布式光伏、分散式风电、新型储能、可调节负荷等资源，为电力系统提供灵活调节能力。
2024 年 12 月	国家发改委、国家能源局	《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》	改造或建设一批调度机构统一调度的新型储能电站。推动具备条件的存量新能源配建储能实施改造，由电力调度机构统一调度运行，提升调用水平。
2025 年 2 月	国家发改委、国家能源局	《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》	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。
2025 年 2 月	工信部等八部门	《新型储能制造业高质量发展行动方案》	提出了新型储能技术创新行动、产业协同发展推进行动、产业转型升级发展行动、示范应用场景拓展行动、产业生态体系完善行动、贸易投资合作提升行动等六大专项行动。到 2027 年，我国新型储能制造业创新力和综合竞争力显著提升，实现高端化、智能化、绿色化发展。产业体系加速完善，培育生态主导型企业 3—5 家，产业主体集中、区域聚集格局基本形成。
2025 年 3 月	新华社	2025 年政府工作报告	新培育一批国家级先进制造业集群，商业航天、北斗应用、新型储能等新兴产业快速发展。
2025 年 9 月	国家发改委、国家能源局	《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》	明确 2025-2027 年新型储能发展目标:2027 年底达到 1.8 亿千瓦以上，带动项目直接投资约 2500 亿元，新型储能技术路线仍以锂离子电池储能为主，各类技术路线及应用场景进一步丰富。

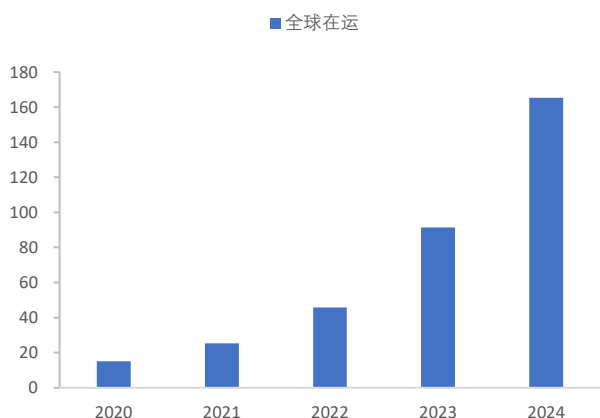
资料来源：国家发改委，国家能源局，新华社，全国人大常委会，工信部，中原证券研究所

1.2. 新型储能装机规模快速增长

全球储能需求快速增长。在“十四五”规划的引领下，自 2022 年登顶全球新增装机榜首后，我国已连续三年领跑全球市场；美国通过《通胀削减法案》(IRA) 延长储能税收抵免至 2032 年，并允许独立储能项目享受补贴；欧盟发布的《重新赋能欧洲能源计划(REPowerEU)》，将 2030 年可再生能源在终端能源消费中的占比目标从 40%提高到 45%，为配套储能创造了巨大需求。

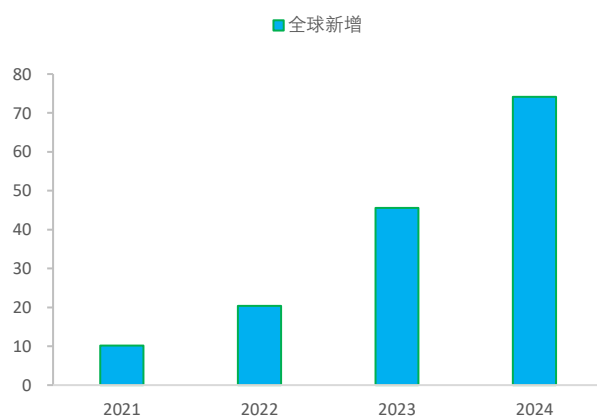
根据中关村储能产业技术联盟 (CNESA) DataLink 全球储能数据库的不完全统计，截至 2024 年底，全球新型储能累计装机规模 165.4GW/381.7GWh，同比增长 81.1%/87.3%，2014-2024 年年复合增长率为 68.6%（功率规模统计口径）。2024 年，全球新增投运新型储能项目装机规模达到 74.1GW/177.8GWh，同比增长 62.5%/61.9%。全球储能区域市场集中度持续提升，2024 年中、美、欧三地新增装机占比超过 90%；新增投运新型储能项目装机规模排名前十的国家分别是：中国、美国、德国、意大利、韩国、日本、英国、澳大利亚、菲律宾和沙特，装机规模合计占全球市场的 91.1%，较 2023 年同期提升 1.1 个百分点，其中亚太地区占前十国家新增装机总量的 71.0%。

图 1：全球累计新型储能装机容量走势（GW）



资料来源：同花顺 iFinD，同花顺金融，中原证券研究所

图 2：全球新增新型储能装机容量走势（GW）



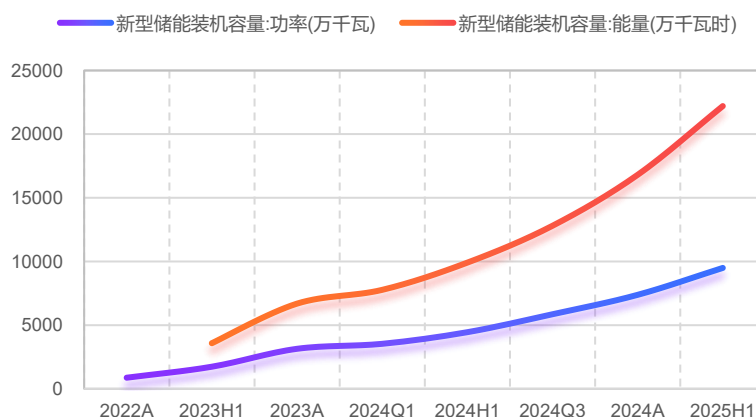
资料来源：同花顺 iFinD，同花顺金融，中原证券研究所

我国新型储能装机规模保持快速发展态势。根据国家能源局数据，截至 2024 年底，全国已建成投运新型储能项目累计装机规模达 7376 万千瓦/1.68 亿千瓦时，较 2023 年底增长超过 130%，装机规模占全球总装机比例超 40%，其中南方五省区新型储能累计投产装机规模约 920 万千瓦，占全国新型储能装机总量的 12.4%。2024 年新增装机规模 42.5GW/107.1GWh，同比增长 109.5%（装机能量口径），占累计装机的 57.7%。

截至 2025 年上半年末，我国新型储能装机规模达 94.91GW/222GWh，较 2024 年底增长近 29%，占全球新型储能装机总量的 40%以上。分区域看，华北、西北、南方地区是上半年新型储能主要增长区，占全国新增装机 80%以上。其中，华北、西北地区已投运新型储能装机分别占全国 29.7%、25.7%，占比与 2024 年底基本持平。南方地区增速较快，已投运新型储能装机占全国 5.4%，与 2024 年底相比增加 3 个百分点。根据国家发改委、国家能源局发布的《新

型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》，到 2027 年，我国新型储能累计规模将达到 1.8 亿千瓦，2025-2027 年复合年均增长率为 34.63%，我国储能市场将呈现快速增长趋势。

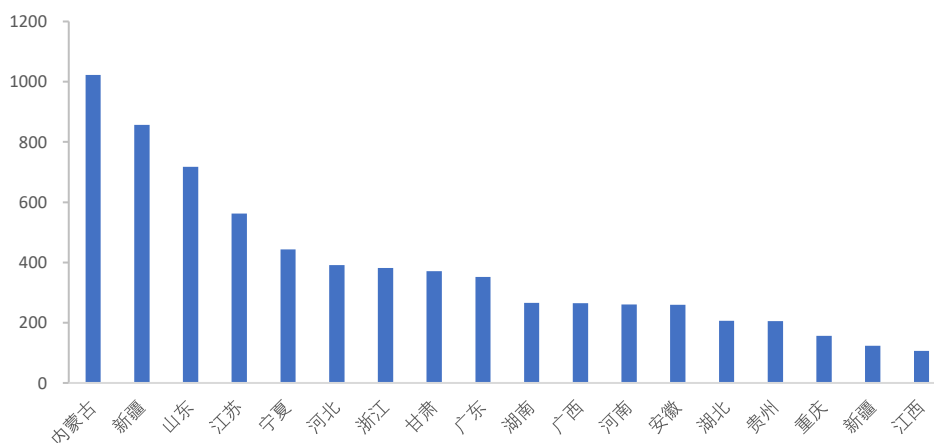
图 3：我国新型储能装机容量走势



资料来源：国家能源局，中原证券研究所

根据国家能源局联合电力规划设计总院发布的《中国新型储能发展报告（2025）》，从地域分布看，截至 2024 年末，我国新型储能累计装机规模排名前 5 的省区为：内蒙古（1023 万千瓦）、新疆（857 万千瓦）、山东（717 万千瓦）、江苏（562 万千瓦）、宁夏（443 万千瓦/882 万千瓦时）；河北、浙江、甘肃、广东、湖南、广西、河南、安徽、湖北、贵州等 10 省区装机规模超过 200 万千瓦。

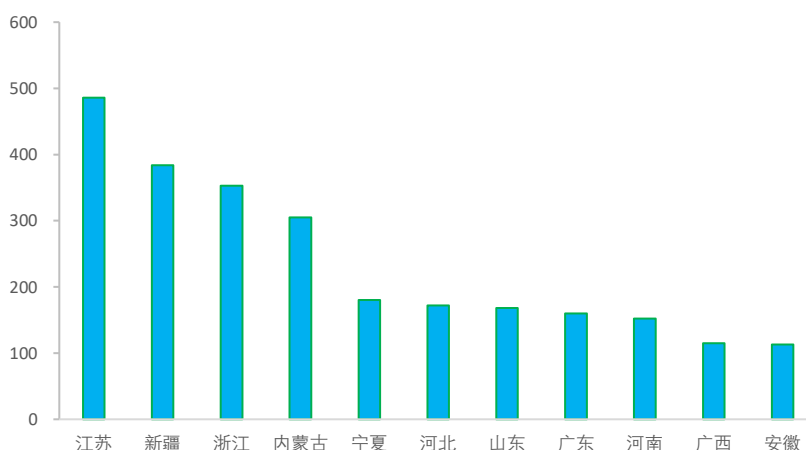
图 4：2024 年底新型储能装机超过百万千瓦省份装机情况（万千瓦）



资料来源：国家能源局，电力规划设计总院，中原证券研究所

2024 年，全国共有 11 个省（区）新型储能新增装机超过百万千瓦，其中，江苏、新疆、浙江和内蒙古新型储能装机增长超过 300 万千瓦，分别为 486 万千瓦、384 万千瓦、353 万千瓦和 305 万千瓦。

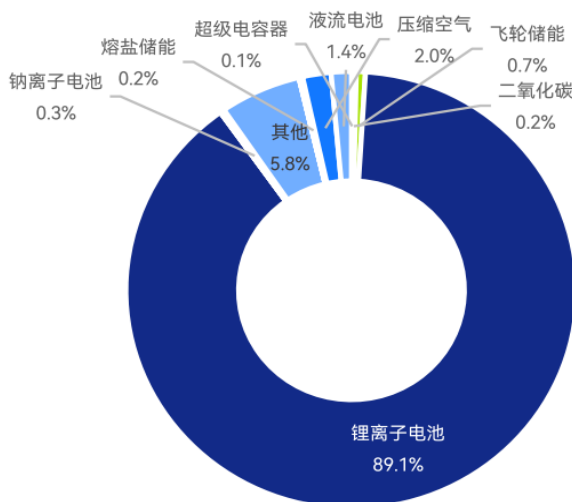
图 5：2024 年新型储能新增装机超过百万千瓦省份新增装机情况（万千瓦）



资料来源：国家能源局，电力规划设计总院，中原证券研究所

技术路线方面，根据储能领跑者联盟（EESA）发布的《2025 中国新型储能行业发展白皮书》，2024 年我国新型储能以磷酸铁锂电池储能为主，占比近 90%；其他技术路线，比如液流电池储能、钠离子电池储能、飞轮储能、超级电容等其他技术路线也实现突破与发展。

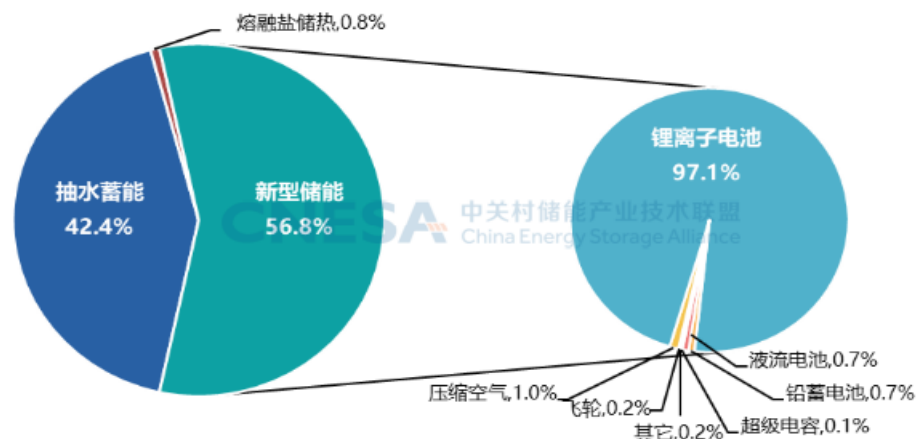
图 6：2024 年新型储能招标技术类型分布



资料来源：EESA，中原证券研究所

2024 年，我国新型储能累计装机规模首次超过抽水蓄能。根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）DataLink 全球储能数据库的不完全统计，截至 2024 年底，我国已投运电力储能项目累计装机规模 137.9GW，占全球市场总规模的 37.1%，同比增长 59.9%。新型储能累计装机（占比 56.8%）规模首次超过抽水蓄能（占比 42.4%），达到 78.3GW，占全球市场的 47%。且锂离子电池仍为绝对主导技术。

图 7：截至 2024 年底我国各类储能占比



资料来源：CNESA，中原证券研究所

2. 新型储能下游应用场景

2.1. 新型储能下游应用定义及场景

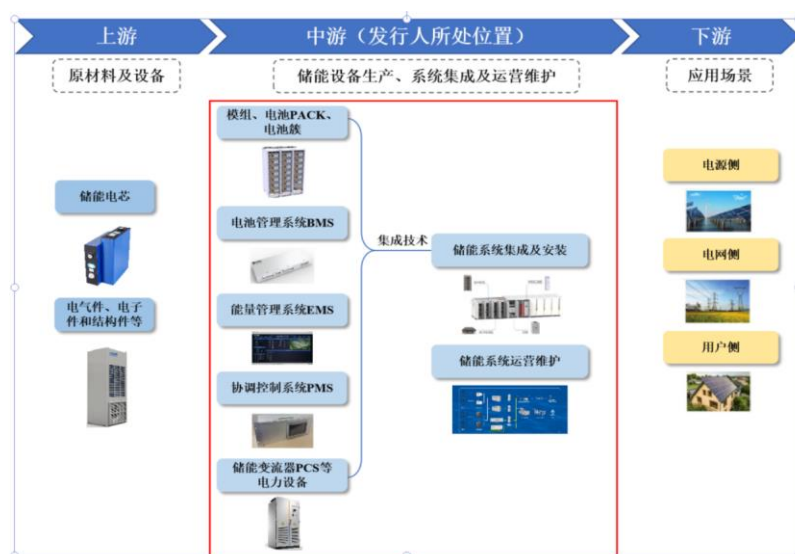
从电力系统角度看，我国储能下游主要应用于三大场景：电源侧、电网侧和用户侧。分类基于国家能源局于 2021 年 9 月发布的《电网公平开放监管办法》。

电源侧储能：装设并接入在常规电厂风电场、光伏电站等电源厂站内部的储能设施。

电网侧储能：在专用站址建设，直接接入公用电网的储能设施。电源侧储能、电网侧储能接入电网参照常规电源接入电网。

用户侧储能：在用户内部场地或邻近建设的储能设施，接入电网参照分布式发电接入电网。

图 8：储能下游主要应用于三大场景：电源侧、电网侧和用户侧



资料来源：海博思创招股说明书，中原证券研究所

图 9：新型储能应用场景



资料来源：威腾电气，中原证券研究所

电源侧储能（也称发电侧或供电侧储能）主要建设在火电厂、风电场、光伏电站等发电侧场所，是提升电力系统安全稳定运行的核心配套设施。其核心价值包括：平滑风电、光伏等可再生能源出力波动，提升新能源并网友好性与消纳能力，减少弃风弃光；参与电力调峰、系统调频及辅助动态运行，助力发电企业提升运营效率与收益。主要应用场景为可再生能源项目配储、火电机组调频，客户群体以发电企业为主。

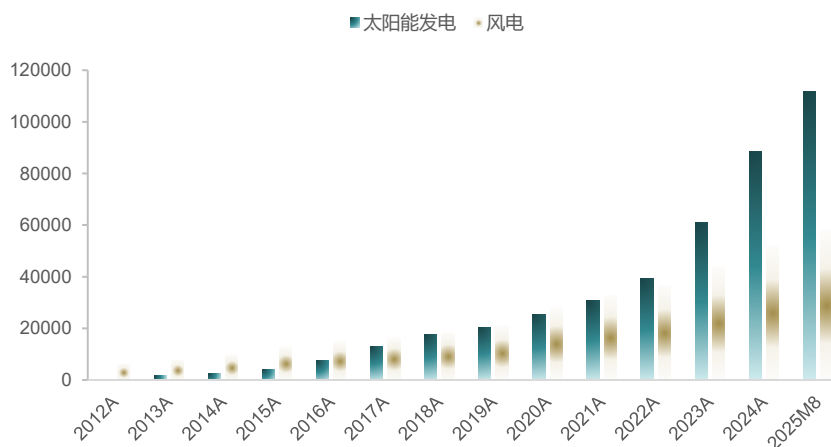
表 2：电源侧储能应用场景

应用场景	详解
可再生能源平滑出力	建设储能电站平抑可再生能源发电出力波动，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
促进可再生能源消纳	在资源充足时存储可再生能源多余发电量，资源不足时释放，有效缓解新能源电站弃风、弃光问题
电力调峰	发电厂在用电负荷低谷时段充电，高峰时段放电，实现用电负荷削峰填谷
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储能，电力系统频率偏离目标频率时，并网主体通过调遣系统、自动功率控制等方式，调整有功出力减少频率偏差所提供的服务
辅助动态运行	与传统机组结合，辅助动态运行，提高传统机组运行效率

资料来源：北极星工商业储能公众号，中原证券研究所

近年来，我国风电、光伏装机规模不断扩大，新能源配储已成为保障电网稳定、促进新能源消纳的关键举措。根据国家能源局的统计，截至 2024 年 12 月末，我国风电累计装机 5.21 亿千瓦（同比增加 18%），光伏累计装机 8.87 亿千瓦（同比增加 45.2%）。截至 2025 年 8 月末，我国风电累计装机 5.79 亿千瓦（同比增加 22.1%），光伏累计装机 11.17 亿千瓦（同比增加 48.5%）。受自然条件影响，风电、光伏电站经常出现出力不均衡和弃风弃光的情况，电源侧储能配置具有推动可再生能源并网、参与辅助服务、提高输电线路的输电能力、保障电网安全稳定。自 2020 年起，多地明确要求新能源项目并网应配置一定比例的储能设施。2025 年“136 号文”发布后，“新能源强制配储”政策正式终结，我国新能源与储能行业的发展动力机制由此从行政强制转向市场主导。

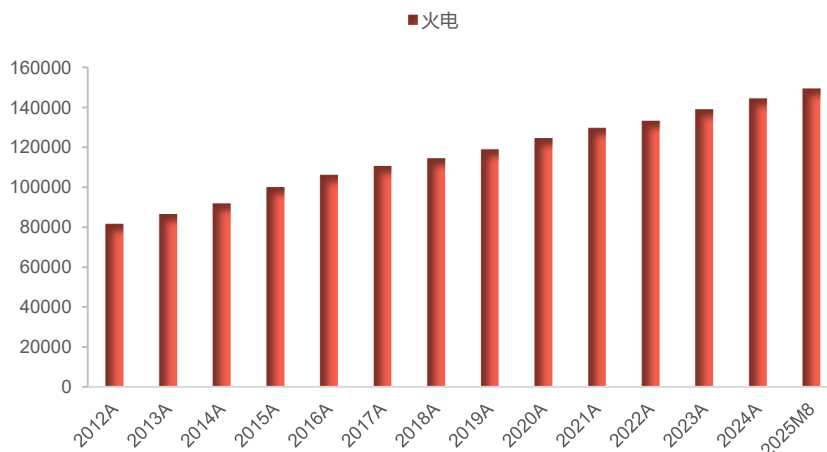
图 10：我国新能源发电累计装机规模（万千瓦）



资料来源：国家能源局，中原证券研究所

火电配储能是指将火电机组与储能系统相结合，通过协同运行提升火电机组对电网的调频、调峰能力，增强电力系统的灵活性与稳定性。技术原理上，新型储能系统（如电化学储能、飞轮储能）可实现毫秒至秒级的快速功率响应，从而与火电机组形成“快慢结合、优势互补”的协同运行模式。从应用规模来看，截至 2024 年 12 月末，全国火电机组装机容量累计达 14.44 亿千瓦（同比增长 3.8%）。截至 2025 年 8 月末，火电装机容量进一步增长至 14.94 亿千瓦（同比增长 5.5%）。火电配储的附加价值包括：减少火电机组因频繁调节造成的设备磨损、延长机组寿命、降低额外煤耗，提升电厂运行可靠性和安全性。

图 11：我国火电累计装机规模（万千瓦）



资料来源：国家能源局，中原证券研究所

电网侧储能是接入电力系统、接受电力调度机构统一调度，用于响应电网灵活性需求、发挥系统性调节作用的储能资源。其核心功能为提供调峰、调频、备用电源等电力辅助服务，可拓展独立储能等创新模式，根本目标是维护电力系统安全稳定运行、保障电能质量。伴随新能源发电占比提高和用电负荷结构变化，电网复杂性日益提升，升级改造需求显著增强。

2021 年初我国出台《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，明确提出构建以新能源为主体的新型电力系统，推动电力行业转型向服务新能源方向发展。电网侧储能重点布局调峰调

频服务，利用快速响应特性参与辅助服务，并通过配电网侧配置增强系统韧性，主要应用场景包括建设独立储能电站、变电站配套储能设施等，客户以电网公司为主。

表 3：电网侧储能应用场景

应用场景	详解
缓解输变电阻塞	将储能系统安装在线路上游，线路阻塞时可将无法输送的电能储存到储能设备中，等到线路负荷小于线路容量时，储能系统再向线路放电
延缓电网升级改造	提升电网的输送能力，提高能源利用效率和电网整体资产利用水平，从而延缓电网升级改造
提高电网安全性和可靠性	提供功率快速缓冲，吸收或补充电能，提供有功功率支撑，进行有功或无功补偿，以稳定、平滑电网电压的波动。

资料来源：北极星工商业储能公众号，中原证券研究所

用户侧储能是为降低用电成本、提升供电可靠性而建设的储能系统，核心功能包括峰谷电价套利、需量电费管理、需求响应、应急备用电源。其运行逻辑为：在电网谷段或平段充电，峰段或尖峰段放电，优化用电成本；电网故障时提供持续电力，增强用电稳定性。

用户侧储能主要分为工商业储能与家庭储能，目前我国以工商业应用为主，覆盖工业园区、数据中心、通信基站、大型商业综合体等场景。用户可借助分时电价机制实现峰谷套利，并结合分布式光伏、充电桩构建光储充一体化系统，提升能源自用率与经济性；在偏远地区，储能可与微电网结合，为离网区域提供稳定电力，同时逐步拓展至 5G 基站、数据中心等高可靠性用电新场景。

政策层面，2021 年 7 月国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，明确系统峰谷差率超 40% 的地区，峰谷电价价差不得低于 4:1，其他地区不得低于 3:1，尖峰电价在峰段电价基础上上浮不低于 20%，推动各地健全尖峰电价机制，引导用户削峰填谷。随着电力市场化改革深化，用户侧储能正以多元化模式参与电力市场交易，上海、江苏、北京、浙江等地已落地光储一体、充储一体、智能微电网等商业项目，成为储能应用热点领域。

表 4：用户侧新型储能应用场景

应用场景	详解
促进分布式能源消纳	微电网系统中有较大比例的分布式新能源电源，配置储能系统可以调节发电与负荷之间的平衡，最大化利用可再生能源
峰谷价差套利	在实施峰谷电价的电力市场中，通过低电价时储能系统充电，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
提升电能质量	利用储能余容量治理生产过程中出现的功率因数低、电压不平衡等电能质量问题
需求响应	储能系统通过“高储低放”参与需求响应，获得补贴或优惠电价
保证供电可靠性	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：北极星工商业储能公众号，中原证券研究所

2.2. 新型储能盈利模式

电源侧储能。电源侧储能以火储联调储能、新能源配建储能、共享储能为主。其中，火储

联调储能主要以参与调频辅助服务市场获益，运行以快速浅充浅放为主，调用频次高，是当前经济性较高的储能应用之一。新能源配建储能主要通过纳入新能源成本、减少弃电量、增加电费收入及考核支出等方式疏导投资成本。共享储能主要通过新能源企业容量租赁、政府财政容量补贴等方式覆盖建设成本，通过充放电价差、参加辅助服务市场以获取收益。

电网侧储能。电网侧储能以独立储能和电网替代型储能为主。独立储能以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，不受接入位置限制，已成为储能项目增长主力，主要收益来自参与电力市场，包括容量租赁、电力现货交易、调峰调频补偿等，但容量电价机制尚不明确。

用户侧储能。用户侧储能主要分为工商业储能和户用储能。国内主要集中在工商业用户，主要依靠峰谷价差获取收益，也可以通过参与需求响应获得相应收益，同时可作为备用电源使用。

表 5：新型储能下游应用主要盈利模式

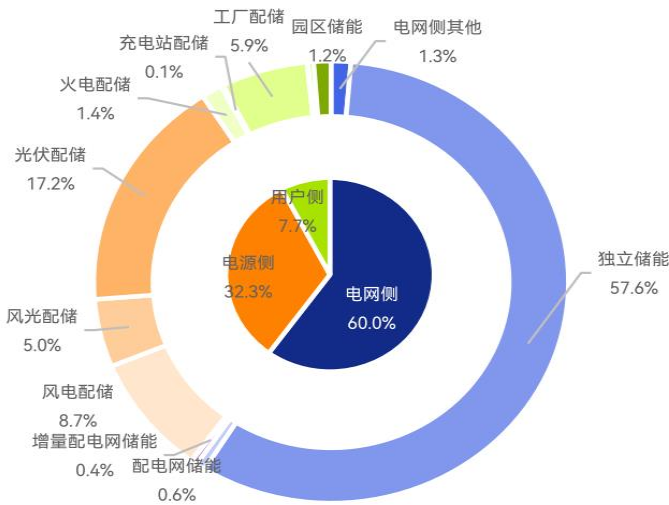
序号	分类	主要盈利模式
1	电源侧	以火储联调储能、新能源配建储能、共享储能为主。火储联调储能主要以参与调频辅助服务市场获益。新能源配建储能主要通过纳入新能源成本、减少弃电量、增加电费收入及考核支出等方式疏导投资成本。共享储能主要通过新能源企业容量租赁、政府财政容量补贴等方式覆盖建设成本，通过充放电价差、参加辅助服务市场以获取收益。
2	电网侧	以独立储能和电网替代型储能为主。独立储能以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，不受接入位置限制，已成为储能项目增长主力，主要收益来自参与电力市场，包括容量租赁、电力现货交易、调峰调频补偿等，但容量电价机制尚不明确。
3	用户侧	分为工商业储能和户用储能。国内主要集中在工商业用户，主要依靠峰谷价差获取收益，也可以通过参与需求响应获得相应收益，同时可作为备用电源使用。

资料来源：《多主体视角下的新型储能应用全景研究》，中原证券研究所

2.3. 新型储能下游应用场景发展现状

我国新型储能主要分布在源网侧。从 2024 年储能装机应用场景来看，电网侧储能是新增装机主力，占比达到 60.0%（装机能量口径）；其中独立储能占 57.6%，是最主要的装机应用场景，随着各地配建储能转独立储能政策的推进，预计 2025 年独立储能新增装机占比将会持续增高。电源侧储能占比 32.3%，其中光伏及风电配储合计占比 30.9%。用户侧储能占比 7.7%，其中工厂配储是最主要的场景，储能在园区配储、光储充等场景下的应用也在逐渐增多。

图 12：2024 年新型储能装机应用场景分布（装机能量口径）



资料来源：EESA，中原证券研究所

2025 年 9 月，国家发改委、国家能源局发布的《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》指出，促进新型储能应用场景拓展，推进电源侧储能应用，拓展电网侧储能应用，创新多场景应用模式，培育试点应用场景。电源侧主要推进大基地配储、新能源配建储能和煤电机组配套储能，进一步促进新能源上网和提高煤电机组调节能力。电网侧主要推进在电网关键节点和配电网应用，创新性提出探索电网替代型储能设施建设，鼓励构网型储能应用。与此同时，基于目前应用较多的工业园区、算力设施、分布式光伏、通信基站等场景，创新应用模式，促进用能效率提升。

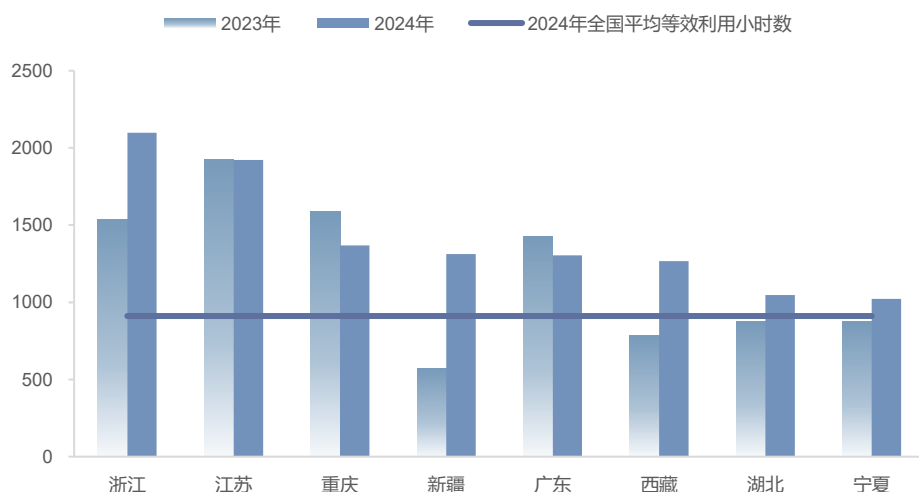
表 6：促进新型储能应用场景拓展

序号	重点条款	具体举措
1	推进电源侧储能应用	推动沙漠、戈壁、荒漠等新能源基地合理规划建设新型储能。建设一批系统友好型新能源电站，促进新能源电站与配建新型储能联合运行，平滑新能源出力曲线，提高可靠出力水平，提供电网稳定支撑能力。研究煤电机组与电化学储能、飞轮储能、热储能等新型储能项目联合运行，优化运行方式，提升调节能力。鼓励利用退役火电厂场地和送出线路，科学规划建设新型储能。
2	拓展电网侧储能应用	在负荷密集接入、大规模新能源汇集、大容量直流馈入等关键电网节点，开展独立储能电站建设。加快推进构网型储能在高比例新能源电网、弱电网及孤岛电网的示范应用，推广配电网新型储能应用，提升新型储能对电力系统稳定运行支持能力。鼓励在配电网扩建受限或偏远地区推广电网替代型储能。
3	创新多场景应用模式	聚焦工业园区、算力设施、商业综合体、光储充放一体化充电站、分布式光伏、通信基站等应用场景，积极创新绿电直连、虚拟电厂、智能微电网、源网荷储一体化、车网互动等应用模式。研究推广新型储能作为独立主体或通过负荷聚合商等形式参与需求响应。
4	培育试点应用场景	各地重点围绕电源侧、电网侧及其他多场景应用方向，依托大数据、云计算、人工智能等前沿技术，创新“人工智能+”应用场景，培育一批技术领先、应用前景好、可复制性强的新型储能应用场景。

资料来源：国家发改委，国家能源局，中原证券研究所

2024 年，我国新型储能调用情况相较 2023 年有较大幅度提升，年均等效利用小时数 911 小时，比 2023 年提升约 300 小时；年均等效充放电次数 221 次，比 2023 年提升约 59 次。浙江、江苏、重庆、新疆、广东、西藏、湖北、宁夏等省（区）年均等效利用小时数达到 1000 小时以上。

图 13：重点省份新型储能年均等效利用小时数（小时）



资料来源：国家能源局，电力规划设计总院，中原证券研究所

2.4. 新型储能下游代表性企业

当前我国新型储能下游应用领域的代表性企业，主要集中在电网企业、发电集团以及专业的储能运营商等领域。新型储能下游市场参与者众多，以大型发电集团和电网公司为代表的央企是绝对主力。除了主流的锂离子电池，各类新技术也在示范项目中逐步应用。

（1）国家电网

作为全球规模最大的公用事业企业，国家电网有限公司以 5484 亿美元营业收入位列 2025 年《财富》世界 500 强第三，连续 6 年进入《财富》世界 500 强前三。截至 2025 年 6 月，国家电网经营区新型储能装机规模达 7624.25 万千瓦，2025 年新增装机量 1748.25 万千瓦，同比增长 100.34%，应用场景以电源侧、电网侧为主，构网型新技术应用试点正在稳步推进。区域分布上，西北、华北、华东地区领跑全国，其中西北装机 2648.96 万千瓦，华北 2024.53 万千瓦，华东 1355.72 万千瓦；19 省份投运装机超百万千瓦，新疆（1211.78 万千瓦）、山东（939.02 万千瓦）、江苏（732.47 万千瓦）位居前三。运行效率上，2024 年，新型储能利用小时数达 991 小时，同比增长 267 小时；迎峰度夏期间，短时顶峰能力超 3000 万千瓦，占并网规模的 92%。技术路线方面，除主导的锂离子电池外，积极部署钠离子电池、全钒液流电池、压缩空气储能、熔盐储热等技术示范项目。在市场机制方面，国家电网在山东、内蒙古、新疆、河北探索容量补偿机制；江苏建立“电能量市场价差+顶峰补贴+辅助服务”综合收益模式；甘肃推行独立储能竞价补偿机制；湖北实施现货市场优先出清机制；2024 年，经营区新型储能交易电量达 71.2 亿千瓦时，同比增长 2.7 倍。行业协同方面：2024 年 7 月 30 日，国家电网联合南方电网牵头组建中央企业新型储能创新联合体，推动技术创新与产业发展。

图 14：国网江丰储新型储能电站



资料来源：CNESA，中原证券研究所

图 15：安徽六安兆瓦级氢能综合利用示范站



资料来源：国家电网公众号，中原证券研究所

(2) 南方电网/南网储能

南方电网通过多维度举措推动新型储能从示范应用向高质量规模化发展转型，将其打造为新型电力系统的关键支撑。截至 2025 年 4 月，南方电网经营区内接入 10 千伏规模以上的新型储能装机规模达 8223 兆瓦，2024 年新型储能利用小时数显著增长。

南网储能做为南方电网旗下的抽水蓄能和电网侧储能运营平台，业务覆盖广东、广西、云南、贵州和海南五省。南网储能电网侧独立储能项目以租赁模式为主，盈利模式为收取电网公司的租赁费用，电网侧独立储能业务开展主体与电网公司签署电能转换及调峰服务协议，为其提供快速备用、区域控制、日常存储和孤岛运行等辅助服务，按照经有权政府部门确定或认可的价格收取容量电费。截至 2025 年 6 月底，南网储能新型储能投产装机规模 65.42 万千瓦/129.83 万千瓦时。2025 年上半年，新建成的 3 座电化学储能电站正式投产，分别为云南文山丘北储能项目（200MW/400MWh）、海南临高储能项目（20MW/40MWh）、湖南中南水泥厂配储项目（5.1MW/14.7MWh）。

图 16：南网储能宝池储能站



资料来源：南网储能公众号，中原证券研究所

图 17：南网储能宝湖储能站



资料来源：南网储能公众号，中原证券研究所

(3) 国家能源集团/龙源电力

国家能源集团成立于 2017 年 11 月(由中国国电集团和神华集团两家世界 500 强企业合并重组而成),旗下拥有中国神华、龙源电力、国电电力、长源电力、龙源技术、英力特等上市公司。截至 2025 年 8 月底,国家能源集团在运新型储能项目 167 项,总规模 6568MW/14798MWh。技术路线涵盖电化学、飞轮、熔盐储热及复合储能,电化学储能项目占主导。国家能源集团广东台山电厂储能项目是国内规模最大的煤电配置电化学储能项目;宁夏灵武电厂储能项目是全球最大单体式飞轮项目,填补了我国飞轮储能参与火电调频相关领域的空白;山东蓬莱电厂储能项目是我国首个“磷酸铁锂+钠离子+全钒液流+飞轮”四维复合型智慧储能项目;河北龙山电厂储能项目是全国首套 600MW 机组抽汽熔盐储能项目,项目实现“调峰+顶峰”双功能。2025 年 8 月 30 日,安徽公司宿州电厂 1000 兆瓦时全国最大“煤电+熔盐”储能项目投产,创新突破热电联产技术瓶颈,为煤电机组大幅提高调峰和供热能力开辟了全新路径。

龙源电力(国家能源集团子公司)成立于 1993 年 1 月,于 2022 年 1 月上市(A 股代码 001289.SZ),2025 年上半年,龙源电力新签订开发协议 1.24 吉瓦,其中风电 1.04 吉瓦、储能 0.2 吉瓦。

图 18: 国家能源集团安徽公司宿州电厂熔盐储能项目



资料来源:国家能源集团,中原证券研究所

图 19: 龙源电力孟家湾储能电站



资料来源:龙源电力,中原证券研究所

(4) 国家电投集团/上海电力/中国电力

国家电投集团于 2015 年 5 月重组成立,是我国第一家拥有光伏发电、风电、核电、水电、煤电、气电、生物质发电等全部发电类型的能源企业,旗下拥有上海电力、中国电力、电投能源、电投产融、吉电股份、远大环保等上市公司。截至 2025 年 5 月底,国家电投集团总装机 2.7 亿千瓦,其中清洁能源装机 1.97 亿千瓦(占比 72.96%),为全球最大的清洁能源发电企业;新型储能装机 7436 兆瓦/17151 兆瓦时(功率/容量),装机规模占全国 12.6%;拥有存量电化学储能电站 238 座,其中电源侧储能电站 140 座(2808 兆瓦/6760 兆瓦时),电网侧储能电站 42 座(4273 兆瓦/8545 兆瓦时),用户侧储能电站 56 座(355 兆瓦/1845 兆瓦时)。2025 年 9 月,中国电力牵头编制的《新型储能电站科技文件归档及管理规范》正式获批立项。

上海电力起源于 1882 年,作为中国电力诞生的见证者,改制成立于 1998 年 6 月,于 2003

年 10 月上市（A 股代码 600021.SH），是上海市最主要的综合能源供应商和上海市最大的供热企业。2025 年上半年，上海电力吴泾独立储能项目实现开工。

中国电力国际发展有限公司于 2004 年 3 月在香港注册成立，2024 年 10 月在香港联交所主板上市（证券简称中国电力，港股代码 2380.HK）。截至 2025 年上半年末，中国电力合并装机容量 53940.6 兆瓦，同比增加 11.61%，中国电力清洁能源的合并装机容量为 44120.6 兆瓦，占合并装机总量的 81.79%。2025 年上半年，中国电力附属公司新源智储能源发展（北京）有限公司共落地储能工程总承包及设备集成项目 17 个，容量总额达 3.23 吉瓦时，位居全国中标规模第二，储备项目亦有 42 个。

图 20：国家电投集团云南国际陆良共享储能项目



资料来源：国家电投集团官网，中原证券研究所

图 21：国家电投集团河北公司海兴新型储能项目



资料来源：国家电投集团官网，中原证券研究所

（5）中国华能集团

中国华能集团创立于 1985 年，旗下拥有华能国际、华能水电、内蒙华电、新能泰山、长城证券等上市公司。截至 2024 年底，中国华能可控装机超过 2.69 亿千瓦，累计新能源装机突破 9800 万千瓦，低碳清洁能源装机占比超过 51%。中国华能在江苏金坛已建成盐穴压缩空气储能项目，实现了非补能压缩空气储能的首次商业化应用。在山东成功投运全国首个火电机组调峰调频模块的熔岩储能项目，总容量 3 万 kW，储能时长 6 小时。在甘肃建成的综合能源基地配套 60 万 kW 国内最大规模的储能项目，储能时长 4 小时，系统效率提升 4.6 个百分点，年消纳新能源电量 8.4 亿千瓦时。华能压缩空气储能项目攻克多机串联、高温、高压、高流量压缩机安全启停、空气快速启停优化等关键技术，打破国外技术垄断。中国华能浙江虚拟电厂作为全国首个接入实时调度系统的虚拟电厂，聚合分布式光伏储能充换电站、楼宇空调等资源，构建起源网荷储一体化协同的商业模式。

图 22：华能金坛盐穴压缩空气储能项目



资料来源：中国华能公众号，中原证券研究所

图 23：华能山东莱芜分散控制构网型独立储能电站



资料来源：华能山东公众号，中原证券研究所

(6) 中国华电集团

中国华电集团成立于 2002 年底，是国有独资发电企业，旗下拥有华电国际、华电新能、黔源电力、华电能源等上市公司。截至 2025 上半年，电力、热力板块发电总装机达到 2.5 亿千瓦，其中可再生能源装机超过 1 亿千瓦，境内清洁能源装机占比 57.5%。中国华电是国内最大的天然气发电运营商，在国内同类型企业中水电装机领先，拥有全国首座水力发电站、世界单体最大的“盐光互补”项目、全国首批超超临界百万千瓦机组、全国首个 9H 燃气冷热电三联供项目、国内首批近海深水区海上风电等一批示范电源项目。2025 年 1 月 3 日，华电集团 2025 年磷酸铁锂电化学储能系统框架采购招标公告发布，预估采购容量约 6GWh。

图 24：华电乌鲁木齐光伏基地独立新型储能示范项目



资料来源：能源日参公众号，中原证券研究所

图 25：华电喀什百万储能项目



资料来源：华电新疆公众号，中原证券研究所

(7) 中国大唐集团

中国大唐集团成立于 2002 年 12 月，业务覆盖电力、煤炭煤化工等领域，旗下拥有大唐发电、桂冠电力、华银电力等上市公司。截至 2024 年底，中国大唐发电装机容量突破 2 亿千瓦。中国大唐建成世界在役最大火力发电厂——内蒙古大唐国际托克托发电公司、我国首个百万千瓦风电基地——内蒙古赤峰塞罕坝风电场、世界首台六缸六排汽百万千瓦机组——大唐东营发

电公司。中国大唐集团以大唐科研总院中南院为核心力，推进新型储能前沿技术跟踪、关键技术研发与产业化应用，落地云南玉溪新平县锂离子电池储能示范项目、四川宜宾叙州区电化储能电站等。

图 26：大唐云南玉溪新平县锂离子电池储能示范项目



资料来源：大唐云南公司公众号，中原证券研究所

图 27：大唐四川宜宾叙州区电化储能电站



资料来源：大唐四川公司公众号，中原证券研究所

（8）中国三峡集团/三峡能源

1993 年 9 月，为兴建三峡工程、治理长江水患，经国务院批准，中国长江三峡工程开发总公司正式成立。2009 年 9 月，更名为中国长江三峡集团公司。2017 年 12 月，名称变更为中国长江三峡集团有限公司。中国三峡集团是全球最大的水电开发运营企业和我国领先的清洁能源、生态环保集团。截至 2024 年底，三峡集团可控装机 1.58 亿千瓦，中国三峡集团旗下拥有长江电力、三峡能源、湖北能源等上市公司。

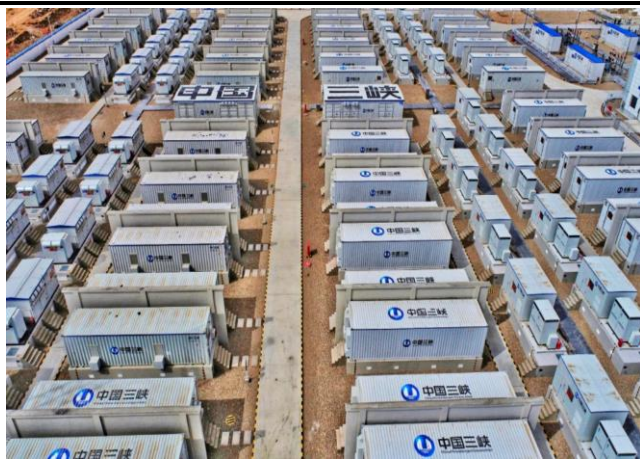
三峡能源成立于 1985 年 8 月，于 2021 年 6 月上市（A 股代码 600905.SH），为三峡集团新能源业务的战略实施主体，以风能、太阳能的开发、投资和运营为主营业务，深入推动源网荷储一体化和多能互补发展，积极布局抽水蓄能、新型储能、氢能、光热等业务。截至 2025 年上半年末，三峡能源待建新能源项目装机容量 2696.49 万千瓦，其中风电 1143.13 万千瓦，太阳能发电 1543.36 万千瓦，储能 10 万千瓦。

图 28：三峡集团吉木萨尔全钒液流储能一体化项目



资料来源：中国三峡集团，中原证券研究所

图 29：乌兰察布新一代电网友好绿色电站储能单元



资料来源：中国三峡集团，中原证券研究所

(9) 华润电力

华润电力成立于 2001 年 8 月，2003 年 11 月在香港联合交易所主板上市（H 股代码 0836.HK），目前位列香港恒生指数成份股。华润电力是华润集团旗下能源核心企业，业务涉及风电、光伏发电、火电、水电、分布式能源、售电、综合能源服务、煤炭等领域。截至 2025 年 6 月 30 日，华润电力管理并网装机容量 88931 兆瓦，权益并网装机容量 78094 兆瓦，可再生能源权益装机占比 49.9%。

图 30：华润电力广西贺州富川集中式共享储能电站



资料来源：华润电力，中原证券研究所

图 31：华润电力阜城 100 兆瓦/400 兆瓦时储能电站



资料来源：华润电力京津冀新能源公司，中原证券研究所

(10) 国投电力

国投电力成立于 1996 年 6 月，是国家开发投资集团有限公司控股的、以清洁能源为主水火风光并济的综合型电力上市公司（A 股代码 600886.SH，GDRD 代码 SDIC），水电控股装机为 2130 万千瓦，为国内第三大水电装机规模的上市公司。截至 2025 年三季度末，国投电力已投产控股装机容量 4474.85 万千瓦，其中水电 2130.45 万千瓦、火电 1307.48 万千瓦（含垃圾发电）、风电 398.83 万千瓦、光伏 584.94 万千瓦、储能 53.16 万千瓦。2021 年 11 月，国投电力首个用户侧储能电站——盐城智汇用户侧储能项目投产运营。2024 年 6 月，国投广西新能源浦北共享储能项目（一期）顺利并网投产，标志着国投首个电网侧大型共享储能项目正式上线，这也是国投集团首个共享储能项目。

图 32：国投盐城智汇用户侧储能项目



资料来源：国投在线公众号，中原证券研究所

图 33：国投广西新能源浦北共享储能项目



资料来源：国投电力公众号，中原证券研究所

（11）中核集团/中国核电

中核集团成立于 1999 年 6 月，2018 年 1 月，中核集团和原中核建设集团合并重组，组建新的中核集团，拥有中国核电、中国核建、中核科技等上市公司。中核集团加快构建新型储能技术体系，在电化学储能、机械储能、电磁储能、热储能、氢储能等领域均实现快速发展。在电化学储能领域，中核嘉峪关 500 兆瓦/1000 兆瓦时独立储能项目是甘肃省“十四五”新型储能试点示范项目，也是甘肃省首个百兆瓦级大型电化学储能项目，和全国最大规模的超级电容系统。在空气压缩储能领域，中核百兆瓦先进压缩空气储能示范项目规模为 100 兆瓦/400 兆瓦时，入选国家能源局“2021 年度能源领域首台（套）重大技术装备”。截至 2025 年 6 月 30 日，中国核电控股独立储能电站 165.1 万千瓦。

图 34：中核嘉峪关 500 兆瓦/1000 兆瓦时独立储能项目



资料来源：中核集团官网，中原证券研究所

图 35：中核百兆瓦先进压缩空气储能示范项目



资料来源：中核集团官网，中原证券研究所

（12）中国广核集团/中国广核

中国广核集团成立于 1994 年 9 月。2013 年 4 月，中国广东核电集团更名为中国广核集团。中广核集团业务覆盖核能、新能源等领域，拥有中国广核、中广核新能源、中广核技等上市公司。中国广核在核电所在省区积极探索多种模式的储能项目的建设。2024 年 12 月，中国广核集团山东莱州土山 600 兆瓦“盐光互补”项目全容量并网发电。该项目是山东省最大的配套储

能项目，通过“盐光互补”新型复合产业模式成功打造了“一地多用”的标杆示范工程。2025年5月，中广核广西钟山200兆瓦/400兆瓦时集中共享新型储能项目全容量并网投运，是广西壮族自治区当前装机规模最大的新型储能示范项目。

图 36：中广核广西钟山集中共享新型储能项目



资料来源：中国广核集团公众号，中原证券研究所

图 37：中广核莱州土山 600 兆瓦“盐光互补”项目



资料来源：中广核新能源公众号，中原证券研究所

（13）中国能建

中国能建成立于 2014 年 12 月（港股代码 3996.HK，A 股代码 601868.SH），为全球能源电力及基础设施领域综合服务商，新型储能为核心业务之一。中国能建先后承建了三峡工程、南水北调、西气东输、西电东送、乌东德、白鹤滩、华龙一号等重大工程。截至 2025 年上半年末，中国能建控股并网项目装机容量 2028.71 万千瓦，其中：风电 380.19 万千瓦、太阳能发电 1,123.44 万千瓦，生物质发电 22.4 万千瓦，新型储能 76.7 万千瓦，清洁高效火电 262.42 万千瓦，水电 163.56 万千瓦。

2022 年 1 月，中国能建数科集团在北京成立。中国能建数科集团以新型储能作为企业核心主业之一。2022 年 8 月，中国能建联合宁德时代、天合光能发起组建中国新型储能产业创新联盟，成为推动新型储能技术进步和产业发展的重要平台。在具体方向上，中国能建更加重视压缩空气储能。中国能建大力开展压缩空气储能关键核心技术攻关，牵头自主研发了“300 兆瓦级压气储能系统解决方案”，打通了天然盐穴、人工硐室两种关键储气技术路线。

图 38：山东泰安压缩空气储能创新示范项目建设现场



资料来源：中国能建，中原证券研究所

图 39：“能储一号”世界首座 300 兆瓦压气储能工程

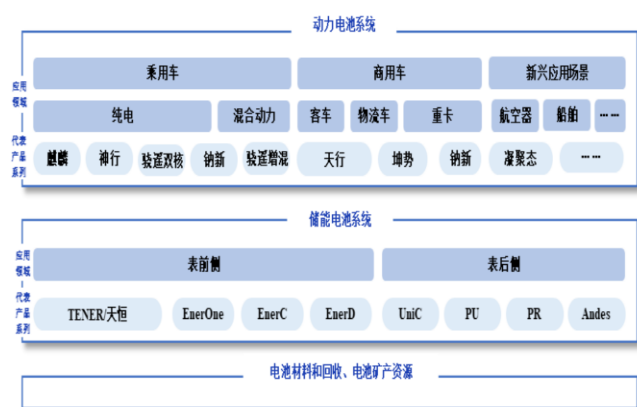


资料来源：中国能建，中原证券研究所

(14) 宁德时代

宁德时代于 2011 年 12 月 6 日在福建省宁德市成立，并于 2018 年 6 月 11 日于创业板挂牌上市（股票代码 300750.SZ），是全球领先的新能源创新科技公司。截至 2025 年上半年末，宁德时代已在全球设立六大研发中心、十三大电池生产制造基地，并覆盖全球最广泛的动力与储能客户群体。宁德时代的储能电池广泛应用于表前储能和表后储能领域，包括公用事业储能、工商业储能及数据中心储能等。2025 年上半年，宁德时代储能业务营业收入 284 亿元，同比减少 1.47%。宁德时代与国家电网联合打造了国内单体规模最大的电网侧独立站房式水冷系统电化学储能电站——国网时代福建吉瓦级宁德霞浦储能工程。

图 40：宁德时代动力电池系统和储能电池系统



资料来源：宁德时代公告，中原证券研究所

图 41：福建吉瓦级宁德霞浦储能项目



资料来源：人民网，中原证券研究所

(15) 特斯拉

特斯拉公司（美股代码 TSLA）成立于 2003 年 7 月，主要从事设计、开发、生产、销售高性能的电动汽车和先进的电动汽车电力系统部件，也向第三方提供电动汽车动力系统的研究开发和代工生产服务。除了电动车外，特斯拉还生产和销售家庭、工业以及公用事业使用的能源储备产品。

特斯拉的储能产品主要包括用于公用事业和大型商业项目的 Megapack、用于家庭和小型商业的 Powerwall，和自建的 Oasis 超充站等。根据特斯拉 2024 年财报，2024 年特斯拉新增储能规模 3140 万千瓦时，同比增长 114%。相比直接持有和运营大型电站，特斯拉更倾向于发挥其技术、产品和品牌优势，与专业的能源投资和运营公司合作，提供长期的技术支持、系统集成和能源管理服务，例如其 Megapack 系统可通过 OTA 远程软件升级持续优化功能。特斯拉自建的 Oasis 超充站是一个集成太阳能、储能和充电的示范项目，而大型电网侧储能项目多与合作伙伴共同推进。2025 年 2 月，特斯拉上海储能超级工厂投产仪式在上海临港举行，首台超大型商用电化学储能系统 Megapack，从上海储能超级工厂成功下线。2025 年 9 月，特斯拉在拉斯维加斯“RE+可再生能源大会”上，发布了“即插即用”式储能平台 Megablock，及其基础单元——新一代公用事业级储能系统 Megapack3。

图 42：特斯拉部分能源版图



资料来源：特斯拉公众号，中原证券研究所

图 43：Tesla Megapack



资料来源：特斯拉公众号，中原证券研究所

3. 河南新型储能下游发展情况

3.1. 河南新型储能政策

河南省大力发展新型储能，印发加快新型储能发展的实施意见、容量租赁市场化交易、独立储能电站调度实施细则等系列文件，对促进新型储能发展的支持力度位于全国前列，构建了一个涵盖规划目标、项目配置、市场机制、技术路线和财政支持的多维度、多层次新型储能发展政策体系，政策特点可概括为“目标引领、市场驱动、多场景应用、全产业链发展”，有效激发市场活力，推动备案项目数量显著增长。

2023 年 6 月，《关于加快新型储能发展的实施意见》的发布，加强新能源和新型储能融合发展，健全市场化运营机制，加快新型储能产业发展和技术创新，完善新型储能政策保障制度。首次正式确立了独立储能的市场主体身份，允许其独立参与市场交易，摆脱了对特定新能源项目的依附关系。明确了河南省新型储能装机规模发展目标，到 2025 年，全省新型储能规模达到 500 万千瓦以上，力争达到 600 万千瓦。其中，新能源项目配套储能规模、用户侧储能规模分别达到 470 万千瓦、30 万千瓦以上。创新容量租赁机制，为解决新能源项目的配储难题和独立储能的投资回报问题，创造性地推出了容量租赁机制，并给出了 2023 年磷酸铁锂储能电站每年每千瓦时不超过 200 元的租赁参考

价。建立价格激励与调度保障，为保障独立储能的初始收益，规定在迎峰度夏、度冬期间，高峰时段的调度放电上网电价按当月煤电市场化交易均价的 1.64 倍执行。更重要的是，文件提出了“每年调用完全充放电次数原则上不低于 350 次”的调度保障。

后续政策持续优化完善。2024 年 6 月，《关于独立储能项目管理有关事项的通知》对独立储能项目建设、容量租赁、充放电电价等做出了相关规定。文件发布后未开工的集中式风光项目不再配建储能设施，应通过租赁方式配置储能。独立储能放电电量按照省内燃煤机组平均上网电价的 1.72 倍执行，此前为 1.64 倍。2024 年 12 月，《关于开展新能源配建储能转为独立储能工作的通知》提供了明确的转换路径，允许符合技术条件的配建储能转为独立市场主体，从而盘活了存量资产，使其能够参与市场竞争并创造价值。

2025 年 2 月，《河南省配电网高质量发展实施方案(2024-2027 年)》进一步明确了到 2025 年/2027 年河南新型储能装机分别达到 600 万千瓦/1000 万千瓦，并建成 1000 个源网荷储一体化示范项目。2025 年 3 月，《河南省加快推进源网荷储一体化实施方案》提出研发固态电池、钠离子电池等新一代高性能储能技术，提速发展新型储能，实现源网荷储互动，加强储能与源网荷协同互补，积极发展多元化储能路线。2025 年 6 月，《关于启动河南电力现货市场 2025 年第一次结算试运行工作的复函》的发布，是河南省电力市场改革的里程碑事件，也标志着独立储能进入了全新的发展阶段。该文件明确了独立储能以“报量不报价”的方式作为价格接受者参与现货市场，其充放电结算价格将与分区实时电价挂钩。2025 年 8 月，《河南电力辅助服务市场交易细则》规定了新型储能参与辅助服务市场条件、参与调峰辅助服务的交易流程、调峰辅助服务补偿费用等。

表 7：近年来河南省新型储能相关政策

出台时间	文件名称	出台部门	简要内容
2023 年 6 月	《关于加快新型储能发展的实施意见》	河南省人民政府办公厅	明确独立主体地位：首次正式确立了“独立储能”的市场主体身份，允许其独立参与市场交易，摆脱了对特定新能源项目的依附关系。 设立发展目标：到 2025 年，全省新型储能规模达到 500 万千瓦以上，力争达到 600 万千瓦。其中，新能源项目配套储能规模达到 470 万千瓦以上，用户侧储能规模达到 30 万千瓦以上。创新容量租赁机制：为解决新能源项目的配储难题和独立储能的投资回报问题，创造性地推出了容量租赁机制，并给出了 2023 年磷酸铁锂储能电站每年每千瓦时不超过 200 元的租赁参考价。建立价格激励与调度保障：为保障独立储能的初始收益，规定在迎峰度夏、度冬期间，高峰时段的调度放电上网电价按当月煤电市场化交易均价的 1.64 倍执行。
2024 年 5 月	《河南省农村地区源网荷储一体化项目实施细则（暂行）》	河南省发改委	农村地区源网荷储一体化项目应遵循“合理配置、自发自用”原则，根据负荷需要确定适宜装机规模，适当建设储能设施。生产企业类项目原则上应按照不低于新能源装机功率的 20%、时长不少于 2 小时的要求配置新型储能设施。
2024 年 5 月	《河南省独立储能电站调度运行实施细则（征求意见稿）》	河南省发改委	对独立储能的定义、规则适用范围、并网调试管理、调度运行管理等做出了详细的规定。接入河南电网，由省级电力调度机构直接调度的独立储能电站，包括配建转独立的储能电站，均适用于此细则。调度机构优先调用省级新型储能试点示范项目，全年调用不低于 350 次，对条件具备的项目探索按日“两充两放”运行，不得出现

			高电价充电、低电价放电的现象。电力现货市场长周期运行以后，由市场决定独立储能电站充放电次数。
2024 年 6 月	《关于独立储能项目管理有关事项的通知》	河南省发改委	对独立储能项目建设、容量租赁、充放电电价等做出了相关规定。容量租赁：文件发布后未开工的集中式风光项目不再配建储能设施，应通过租赁方式配置储能。充放电价差：独立储能放电电量按照省内燃煤机组平均上网电价的 1.72 倍执行，此前为 1.64 倍。
2024 年 11 月	《河南省算力基础设施发展规划（2024—2026 年）》	河南省人民政府办公厅	推动算力与电力协同发展，合理配置储能设施。强化要素保障，支持开展“源网荷储一体化”试点，鼓励因地制宜配建储能设施，保障算力中心用电容量和用电设施需求。
2024 年 12 月	《关于印发河南省加快推进源网荷储一体化实施方案的通知》	河南省人民政府办公厅	提速发展新型储能，实现源网荷储互动。积极发展多元化储能路线。在交通、通信等供电可靠性要求较高的领域，鼓励建设移动式或固定式新型储能设施，提高应急供电保障能力。
2024 年 12 月	《河南省开发区产业集群培育和提升三年行动方案》	河南省人民政府办公厅	鼓励建设光储充一体化设施、用户侧储能设施，构建智能微电网，提升开发区供电自我保障能力。
2024 年 12 月	《关于开展新能源配建储能转为独立储能工作的通知》	河南省发改委	提供了明确的转换路径，允许符合技术条件的配建储能转为独立市场主体。
2025 年 2 月	2025 年河南省政府工作报告	河南日报	瞄准新型储能、氢能等，加快建设郑汴洛濮氢走廊、郑洛新焦锂电池产业带，培育壮大未来能源产业。
2025 年 2 月	《河南省配电网高质量发展实施方案（2024-2027 年）》	河南省发改委	新型储能持续加快发展。综合考虑成本、建设进度、市场机制、商业模式等因素，预计 2025 年新型储能装机达到 600 万千瓦，至 2027 年再增 400 万千瓦，达到 1000 万千瓦，年均增速 91.0%。分布式智能电网建设常态化发展，建成 1000 个源网荷储一体化示范项目。
2025 年 3 月	《河南省加快推进源网荷储一体化实施方案》	河南省人民政府	研发固态电池、钠离子电池等新一代高性能储能技术。在增量配电网区域内开展大容量、中长时间尺度储能技术应用，重点应用液流电池、压缩空气等长周期储能技术，满足多时间尺度应用需求。加快国家光伏储能实证实验平台（温暖带）建设。提速发展新型储能，实现源网荷储互动。加强储能与源网荷协同互补。根据不同应用场景，结合新能源发电装机规模、负荷用电特性、电网运行负载率等因素，源网荷储一体化项目合理配置一定比例的储能设施，支撑绿色电力就地就近消纳。积极发展多元化储能路线。鼓励增量配电网建设长时储能设施，缓解新能源发电特性和负荷特性不匹配导致的长时平衡调节压力。鼓励用电量大的用户配置高效灵活的储能系统，实现削峰填谷，促进发电和用电的时空匹配。在交通、通信等供电可靠性要求较高的领域，鼓励建设移动式或固定式新型储能设施，提高应急供电保障能力。
2025 年 3 月	《河南省 2025 年电力中长期交易有关事项》	河南省发改委、河南能源监管办	独立储能电站参与电力市场按照《关于加快新型储能发展的实施意见》（豫政办〔2023〕25 号）执行。独立储能企业分两个交易单元分别作为发电和用电经营主体参与交易，鼓励独立储能参与分时段电量交易。推动虚拟电厂（负荷聚合商）等新型经营主体参与电力市场。
2025 年 5 月	《河南省临港产业发展规划（2025—2035 年）》	河南省人民政府办公厅	大力发展临港物流业。能源储备方面，完善港口配套油气管廊、储能电站，推进周口、信阳、漯河、焦作等煤炭储备（运）基地、物流园建设。做优做强临港制造业，打造先进装备产业集群，推动省内企业与中国中车集团、宁德时代、比亚迪等下游企业在储能电池、

			新能源装备等方面加强合作。
2025 年 6 月	《关于启动河南电力现货市场 2025 年第一次结算试运行工作的复函》	河南省发改委	同意开展河南电力现货市场 2025 年第一次结算试运行。明确了独立储能以“报量不报价”的方式作为价格接受者参与现货市场，其充放电结算价格将与分区实时电价挂钩。
2025 年 8 月	《河南电力辅助服务市场交易细则》	河南能源监管办	首次将新型储能明确定位为独立市场主体参与辅助服务市场，规定了新型储能参与辅助服务市场条件、参与调峰辅助服务的交易流程、调峰辅助服务补偿费用等，并创新建立“谁受益、谁付费”的成本分摊机制。
2025 年 8 月	《河南省培育壮大战略性新兴产业和前瞻布局未来产业行动计划》	河南省人民政府办公厅	加快氢能与新型储能等未来产业前瞻布局。加强固态电池、钠电池、液流电池、金属空气电池等研发，推进新型储能全场景推广应用。
2025 年 10 月	《推动河南省新型储能高质量发展的若干措施（征求意见稿）》	河南省发改委	2030 年，新型储能实现规模化发展，市场机制、商业模式标准体系基本成熟健全，适应新型电力系统稳定运行的多元储能体系初步建成，装机规模达到 1500 万千瓦以上。新规划建设新型储能项目，原则上容量不低于 20 万千瓦时。

资料来源：河南省人民政府，河南省发改委，河南日报，河南能源监管办，中原证券研究所

3.2. 河南新型储能下游应用端产业现状

河南省是能源消费大省，传统上以煤炭为主，为实现“双碳”目标，正积极推动能源结构转型，新能源装机容量持续增长。根据河南能源监管办数据，截至 2025 年 8 月末，河南省风电装机 2569 万千瓦（占比 15.93%），太阳能装机 5163 万千瓦（占比 32.02%），储能装机 270 万千瓦（占比 1.67%），风光储合计装机占比 49.62%。但新能源发电具有间歇性和波动性，其大规模并网对电网安全稳定运行带来了挑战。发展储能技术，包括抽水蓄能和新型储能，能够平滑新能源出力、参与电网调峰调频，是提升新能源消纳能力的关键技术。

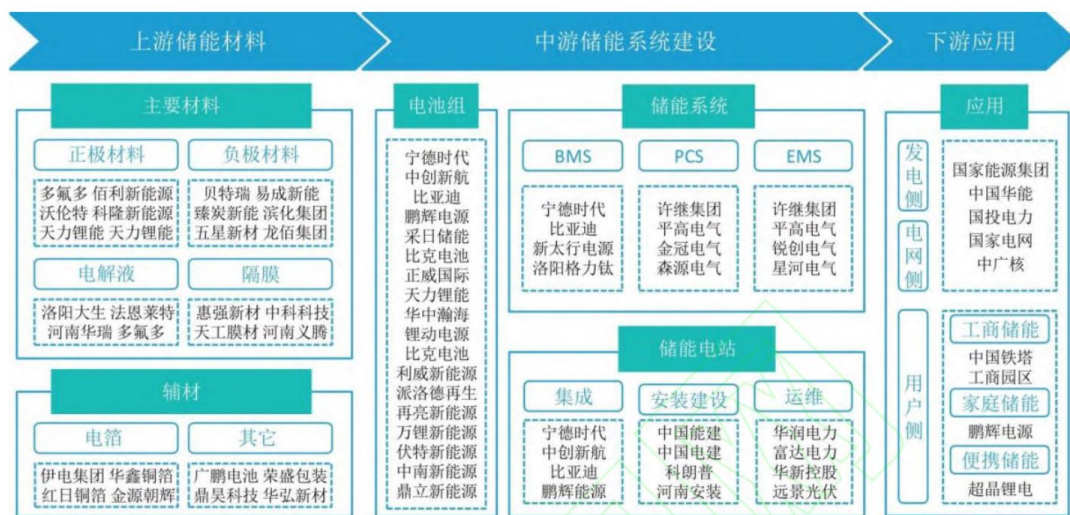
河南省 2025 年新型储能装机目标为超过 500 万千瓦，2030 年装机目标为 1500 万千瓦以上。河南省高度重视新型储能产业，持续完善新型储能发展政策，研究制定调节性电源布局规划。根据《关于加快新型储能发展的实施意见》，到 2025 年，全省新型储能规模达到 500 万千瓦以上，力争达到 600 万千瓦。根据《推动河南省新型储能高质量发展的若干措施（征求意见稿）》，2030 年河南省新型储能装机目标为 1500 万千瓦以上。

河南省在新能源消纳压力较大地区和用电负荷中心布局电网侧储能，加快独立储能项目建设，推动新能源配储转独立储能，完善价格机制，并拓展用户侧储能应用场景，鼓励源网荷储一体化项目参与公用电网削峰填谷。根据河南省发改委发布的《推动河南省新型储能高质量发展的若干措施（征求意见稿）》，河南省重点在新能源消纳压力大的地区（安阳、濮阳、鹤壁、三门峡、洛阳等）布局大型电网侧储能项目；在电力负荷集中、保供压力大的地区（郑州、周口、驻马店、商丘及开封）重点布局电网侧储能，保障电力稳定供应。河南省加快独立储能项目建设，项目于取得接入系统批复意见书 6 个月内开工，15 个月内建成投运；推动新能源配建储能转独立储能，提高储能电站利用率；支持独立储能容量租赁，租赁储能容量的新能源场站在分摊辅助服务费用时给予 30%减免；完善价格激励政策，独立储能现货按照上网电量 0.383 元/

千瓦时兜底收益；支持用户侧储能发展，拓展储能应用场景，鼓励符合条件的化工、钢铁、制造、数据(算力)中心、冶金行业等源网荷储一体化项目发展，配置长时储能；鼓励源网荷储一体化项目利用建设的储能容量，参与公用电网削峰填谷。

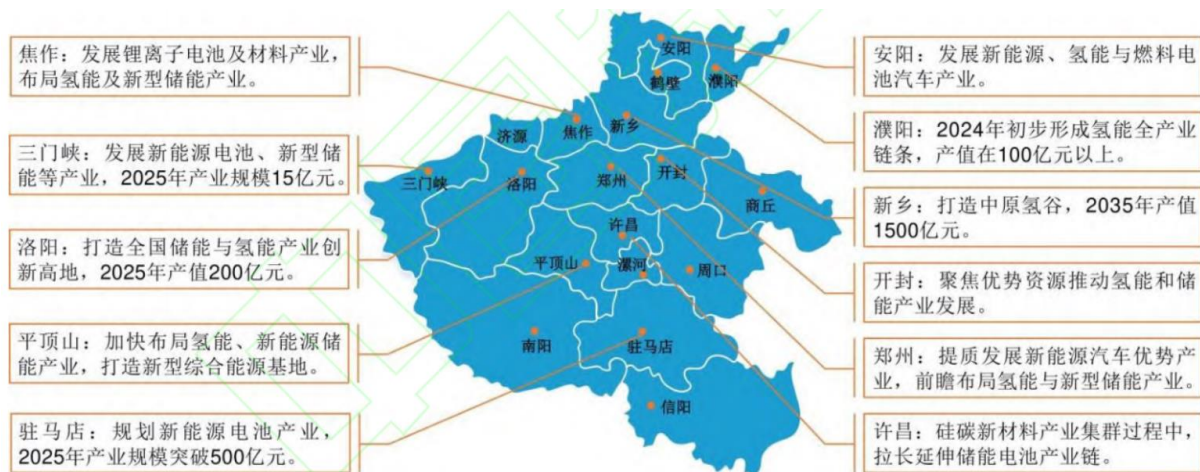
河南省目前已规划的新型储能项目中，电化学储能占主导地位，技术路线呈现多样性，且相关企业基本覆盖产业上、中、下游领域。河南省新型储能产业链较为完整，覆盖了从关键材料、电池制造、储能系统集成、到电站投资运营等多个环节。全省目前电化学储能产业主要集中在储能电池材料和电池组装上，储能系统集成及应用方面本土企业较少。河南省全省范围内已形成 10 余个新型储能产业聚集区域。储能材料及电池制造产业主要分布在郑州、焦作、新乡、洛阳、驻马店，氢能领域濮阳、新乡、平顶山布局领先，储能装备与系统领域比较有优势的是郑州、许昌、平顶山等市，新能源汽车电池领域主要涉及郑州、安阳。

图 44：河南省电化学储能产业链图谱



资料来源：中国知网，《河南省新型储能产业高质量集群发展研究》，中原证券研究所

图 45：河南省新型储能产业规划图



资料来源：中国知网，《河南省新型储能产业高质量集群发展研究》，中原证券研究所

表 8：郑州市 2025 年国民经济和社会发展规划关于新型储能的部署

2025 年国民经济和社会发展规划关于新型储能的部署	
郑州	新开工新能源储能（熔盐储能）及配套数据中心建设等重大项目。
	加快培育新质生产力。围绕氢能储能、量子科技、数字孪生等未来产业 6 大方向 15 条新赛道，构建“4+N”未来产业空间格局
	因地制宜配置风光储充一体化电站、储能充电桩等设施，加快巩义大型独立储能电站、鸿大新材料等项目建设，支持比克电池、弗迪电池、富士康新事业发展集团固态电池等先进储能产品产业化。
	推进巩义安投、东象电力、中谷智汇等一批新型储能项目建设。

资料来源：郑州市人民政府，中原证券研究所

根据国网河南经研院、河南省社会科学院共同编著的《河南能源发展报告（2025）》，2024 年，河南省新建成新型储能电站 19 座、95 万千瓦，累计投运新型储能电站 84 座、164 万千瓦。不同技术路线储能陆续落地。信阳 30 万千瓦先进空气压缩储能国家示范项目开工建设，开封时代全钒液流电池新一代技术引进应用。新型储能收益渠道更加多元，得益于新版分时电价峰谷时段优化、独立储能租赁与调用政策日趋完善。此外，政府出台政策明确新能源配建储能转为独立储能管理办法、享受独立储能价格政策，并发放非独立储能省级财政奖补资金 3000 万元，进一步激发市场建设积极性。2025 年 1 月，河南省发改委发布《关于印发 2025 年河南省重点建设项目名单的通知》，明确 2025 年省重点项目 1037 个、总投资约 3.1 万亿元，其中储能相关项目超过 50 个。

表 9：部分 2025 年河南省重点建设新型储能项目清单

序号	项目名称	主要规模及建设内容	所在地
1	郑开氢储能新能源产业研发中心（科创谷）项目	总建筑面积 44.1 万平方米，主要建设氢储新能源产业研发中心、汽车零部件产业创新及制造生产中心及配套基础设施	郑州市中牟县
2	国家光伏储能实证试验平台（暖温带）项目	电池组件实证实验区、逆变器实证实验区、支架及新材料新技术实证实验区、储能产品实证实验区、光伏系统实证实验区、新型电力系统实证实验区及配套设施	平顶山市宝丰县
3	河南信阳 30 万千瓦先进压缩空气储能项目	总建筑面积 5.2 万平方米，主要建设 3 套 10 万千瓦压缩机组、1 套 30 万千瓦透平机组、1 套储热系统等	信阳市新
4	信阳市平桥区陕煤电力中部“两个一体化”能源示范基地项目	2×100 万千瓦级高效超超临界二次再热燃煤发电机组，配套建设风力发电机组、共享储能电站、国家级煤储基地	信阳市平桥区
5	济源经开区增量配电业务源网荷储一体化项目	淇河至金利金锌 110 千伏线路、裴苑至鑫源 110 千伏线路、燕川 110 千伏输变电线路、济源经开区 10 万千瓦/30 万千瓦时储能系统，配套建设智能调度平台	济源示范区
6	三门峡城乡一体化示范区大唐风光火储一体化项目	1 台 100 万千瓦火电机组，配套建设风电、光伏及共享储能电站	三门峡市城乡一体化示范区
7	三门峡市湖滨区 100 万千瓦/200 万千瓦时共享储能电站项目	一期建设 20 万千瓦/40 万千瓦时共享储能电站，二期建设 40 万千瓦/80 万千瓦时，三期建设 40 万千瓦/80 万千瓦时，配套建设电池集装箱、升压变流器集装箱、配电楼、消防泵站	三门峡市湖滨区
8	漯河市舞阳县源网荷储一体化项目	总建筑面积 30 万平方米，主要建设 5 万千瓦生物质能发电站 1 座、10 万千瓦/30 万千瓦时共享储能电站、110 千伏变电站 2 座、220 千伏变电站 1 座、10/35/110 千伏配电网架构优化升级工程及“虚拟电厂”调度控制管理平台，年可提供约 10.3 亿度绿电供应	漯河市舞阳县

9	中核汇能西华县独立储能项目	总建筑面积约 1.2 万平方米，新建 25 万千瓦/100 万千瓦时储能电站，配套建设 1 座 220 千伏升压站等设施	周口市西华县
10	开封时代新能源杞县 20 万千瓦/120 万千瓦时新型独立储能电站项目	总建筑面积 9.6 万平方米，主要建设 20 万千瓦/120 万千瓦时储能系统，配套建设 1 座 110 千伏升压站及控制室、配电室、消防等设施	开封市杞县
11	新安县 2025 年源网荷储一体化项目	总装机容量 9.7 万千瓦，主要建设分布式光伏发电、集中式独立储能电站、变电站等，年均发电量 1.1 亿度	洛阳市新安县
12	舞钢公司源网荷储一体化建设项目	总装机容量 15 万千瓦，其中风电 10 万千瓦、光伏 5 万千瓦，配套建设 16.2 万千瓦/32 万千瓦时储能系统	平顶山市舞钢市
13	平顶山叶县先进压缩空气（盐穴）储能电站项目	总建筑面积 3.1 万平方米，主要建设 20 万千瓦/160 万千瓦时先进压缩空气储能电站	平顶山市叶县
14	许昌市襄城县工业企业源网荷储一体化项目	风电 10 万千瓦、光伏 0.9 万千瓦，配套建设 3 座储能电站、1 座 110 千伏变电站等	许昌市襄城县
15	宝丰县启赫新能源有限公司混合储能项目	1 座 20 万千瓦/40 万千瓦时储能电站，采用磷酸铁锂电池方案，由储能电池舱、储能逆变升压舱、储能集中控制系统组成	平顶山市宝丰县
16	许昌市禹州市工业源网荷储一体化项目	1 座 20 万千瓦/40 万千瓦时储能电站，采用磷酸铁锂电池方案，由储能电池舱、储能逆变升压舱、储能集中控制系统组成	平顶山市宝丰县
17	洛阳市宜阳县工业企业源网荷储一体化项目	总装机容量 21.6 万千瓦，其中风电 1.4 万千瓦、光伏 20.2 万千瓦，配套建设 2.04 万千瓦/40.08 万千瓦时储能设施	洛阳市宜阳
18	郑州豫能热电有限公司新能源储能（熔盐储能）及数据中心项目	总建筑面积约 13 万平方米，主要建设 4 栋智算中心楼、智能数据算力 5 万卡熔盐储能系统等	郑州市荥阳市
19	洛阳市偃师区全钒液流电池功能材料及储能电站产业化项目	总建筑面积 8 万平方米，建设 10 万立方米钒电解液示范线及 3GW 全钒液流电池储能装备，推动 33 个实验室科研成果就地转化	洛阳市偃师区
20	河南省君恒生物科技有限公司废弃油脂加工可持续航空燃料及源网荷储一体化项目	总建筑面积 6 万平方米，分两期建设，一期建设 40 万吨生物新能源加氢预处理装置、罐区及配套公用工程；二期建设 100 万吨生物新能源加氢预处理装置及配套设施；源网荷储主要建设 18.75MW 风电、1MW 分布式光伏、3.95MW/7.9MWh 储能设施	濮阳市工业园区
21	驻马店市高新区平煤神马中原高效储能全产业链制造产业园项目	总建筑面积 13.8 万平方米，主要建设厂房等配套设施、200MW/400MWh 集中共享储能电站，年产 5GWh 电池及整套储能系统柜	驻马店市高新区
22	明阳集团绿色能源装备制造产业园项目	明阳集团绿色能源装备制造产业园，包括绿色能源运营中心、绿电交易中心、零碳认证中心、氢能装备制造厂明阳智慧大厦，配套拟规划建设 140 万千瓦风电场、10 万千瓦光伏电站、100 万千瓦/200 万千瓦时共享储能电站	信阳市豫东南高新区
23	大有·中开润农现代农业产业园建设项目	总建筑面积 200 万平方米，主要建设高品质番茄种植园区、光伏发电与储能电站、云智慧冷链物流集配中心、生物有机菌肥工程中心等，主要从事冷链物流集配、净菜深加工等	周口市扶沟县
24	国华（南乐）新能源有限责任公司风储一体化项目	总装机容量 10 万千瓦，主要建设风力发电机组，配套建设 5 万千瓦/10 万千瓦时储能设施、110 千伏变电站	濮阳市南乐县
25	濮阳县天业风电场一期项目	总装机容量 20 万千瓦，主要建设风力发电机组，配套建设风力发电机组、1 座 220 千伏变电站及配套储能设施	濮阳市濮阳县
26	国家电投集团福建新能源有限公司邙县风电项目	总装机容量 10 万千瓦，配套建设 4.1 万千瓦/8.3 万千瓦时磷酸铁锂电池储能系统、1 座 220 千伏升压站	平顶山市邙县

27	宜阳县润时新能源公司风电与储能项目	总装机容量 45 万千瓦，配套建设 220 千伏升压站及储能设施	洛阳市宜阳县
28	濮阳豫能多能互补一体化项目	一期装机容量 20 万千瓦风电设施，配套建设 220 千伏升压站、8 万千瓦/16 万千瓦时储能设施；二期装机容量 20 万千瓦风电设施，配套建设 220 千伏升压站、8 万千瓦/16 万千瓦时储能设施	濮阳市范县
29	开封市祥符区大唐风电场项目	总装机容量 20 万千瓦，配套建设容量为 4 万千瓦/8 万千瓦时储能装置	开封市祥符区
30	中沁原阳阿风电项目一期	总装机容量 10 万千瓦，配套建设 5 万千瓦/10 万千瓦时储能系统、110 千伏升压站	新乡市原阳县
31	原阳新原风电场项目	总装机规模 10 万千瓦，配套建设 4 万千瓦/8 万千瓦时储能系统、220 千伏升压站	新乡市原阳县
32	华润电力封丘风储一体化项目一期	总装机容量 5 万千瓦，配套建设 2.25 万千瓦/4.5 万千瓦时储能系统	新乡市封丘县
33	浞池县华能风光电储一体化项	风电机组、地面光伏、户侧工商业分布式配套储能设施等，包括浞池县工业企业类源网荷储、华能浞池韩家坑 70 兆瓦地面光伏发电建设、用户侧工商业储能等	三门峡市浞池县
34	华能河南清洁能源有限公司社旗分公司综合能源建设项目	总装机容量 30 万千瓦，起重集中式地面光伏装机容量 20 万千瓦、风电 10 万千瓦，配套建设 10 万千瓦/20 万千瓦时集中式共享储能	南阳市社旗县
35	华润内黄县 20 万千瓦风储一体化及独立共享储能项目	总装机容量 20 万千瓦，一期装机容量 8 万千瓦，配套建设 10 万千瓦/20 万千瓦时独立共享储能系统；二期装机容量 12 万千瓦，配套建设 10 万千瓦/20 万千瓦时储能设备	安阳市内黄县
36	陕煤电力平桥 20 万千瓦风电项目	总装机容量 20 万千瓦，配套建设 8 万千瓦/16 万千瓦时储能系统、220 千伏升压站	信阳市平桥区
37	三门峡市陕州区平高清能风能开发有限公司 20 万千瓦风力发电项目	总装机容量 20 万千瓦，配套建设 10 万千瓦/20 万千瓦时储能系统、1 座 220 千伏升压站	三门峡市陕州区
38	信阳梨园 20 万千瓦风电项目（一期 10 万千瓦）	总装机容量 10 万千瓦，配套建设 3.5 万千瓦/7 万千瓦时电化学储能、1 座 220 千伏升压站	信阳市平桥区

资料来源：河南省发改委，中原证券研究所

3.3. 河南新型储能行业下游代表性及相关性公司介绍

（1）豫能控股

豫能控股成立于 1997 年 11 月，于 1998 年 1 月上市（A 股代码 001896.SZ），为河南省集火力发电、新能源、抽水蓄能、煤炭贸易物流、综合能源服务于一体的省级资本控股的综合能源上市公司。截至 2025 年上半年末，豫能控股控股火电总装机 766 万千瓦，在运新能源装机 73 万千瓦，其中风电装机 36.6 万千瓦，生物质热电装机 3 万千瓦，光伏发电装机 33.4 万千瓦。截至 2025 年上半年末，豫能控股在建南阳天益鸭河工区电化学储能项目、濮阳豫能多能互补（风光火储）一体化项目。受“136 号文”发布后的影响，分布式光伏、用户侧储能及充电桩项目在豫能控股新能源业务中比较优势并不明显，根据豫能控股于 2025 年 8 月 28 日发布的公告，为聚焦新能源规模化开发主赛道，豫能控股增量分布式光伏、用户侧储能及充电桩类项目投资建设，存量在建项目结合实际情况稳慎推进。

(2) 易成新能

易成新能成立于 1997 年 11 月，于 2010 年 6 月上市（A 股代码 300080.SZ），涉及新能源行业的主要业务有：新能源电站与储能电站的开发建设及运营、锂离子电池、光伏电池配套组件制造。2025 年上半年，易成新能控股子公司平煤神马储能主要从事锂离子电池储能系统的生产销售及代加工业务，主要应用于短时储能领域；易成新能控股孙公司开封时代主要从事全钒液流电池的生产及全钒液流电站的开发、建设和运营业务，主要应用于长时储能领域。两家公司主要产品均为储能电站系统。

平煤神马储能公司积极扩产以获取规模优势，合计形成 5GWh 以上年产能；与江苏鑫宏涛新能源科技有限公司合作成立合资公司，以延伸储能系统原辅材料产业链为方向，实现自产自销。同时积极推动小型户储、微风直流风机配储等项目进度，加速培育储能产业集群。

开封时代公司正在建设 3GW/年全钒液流电池储能系统自动化生产线及其关键配套生产线，计划 2026 年达到 3GW 产能；研发了多种功率全钒液流电池电堆及储能系统，掌握了全钒液流电池关键核心技术，储能系统电站综合运行效率 72%。

(3) 国家能源集团河南电力有限公司

国电河南电力有限公司成立于 2009 年 3 月 3 日，是国家能源投资集团有限责任公司（简称“国家能源集团”）在河南区域设立的全资子公司，2020 年 9 月更名为国家能源集团河南电力有限公司。国电河南电力有限公司主营业务涵盖电力生产供应、新能源开发、热力服务及再生资源利用领域，负责管理区域内国家能源集团所属火电和售电公司。国家能源集团河南电力有限公司主要通过其子公司国电河南新能源有限公司在河南省内推进储能项目。国电河南新能源有限公司与郑州煤炭工业集团合作建设“风光储一体化”新能源项目，探索传统能源企业转型与新能源发展结合的模式。

(4) 国家电投集团河南电力有限公司

国家电投集团河南电力有限公司是国家电投全资子公司，成立于 2010 年 3 月。公司控股电力装机规模超过 900 万千瓦，火电机组结构区域领先，清洁能源（天然气发电、新能源）装机规模超过 200 万千瓦，是河南省清洁能源装机占比最大的大型发电企业。国家电投河南公司积极应用飞轮储能（平顶山叶县长丰风电场飞轮储能项目）和磷酸铁锂电池等多种技术路线，项目覆盖了新能源发电侧配套（狮子坪储能电站）和电网侧独立储能。早期的配套储能主要服务于特定风电场，而独立储能电站（如创孟储能电站）直接接入电网，参与系统级的调峰、调频，商业模式更灵活，价值也更多元。国家电投中国电力姚孟发电创孟储能电站于 2023 年 11 月 17 日完成全容量并网后无故障连续试运行 72 小时，成为河南省首个竣工投产的独立储能项目，也是国家电投集团子公司中国电力在豫首个投产的电网侧大型储能项目。

(5) 中国华能集团有限公司河南分公司

中国华能集团有限公司河南分公司成立于 2009 年 6 月。华能河南分公司业务覆盖广泛，

包括电力、热力等能源的生产与供应，新能源开发与利用，以及相关的科技研发与技术服务。华能河南分公司的储能项目覆盖了多种应用场景和商业模式：发电侧配套（灵宝市豫故风电项目配套储能），电网侧独立储能（汤阴县集中式储能电站项目），用户侧与工商业储能（浉池县风光电储一体化项目）。

（6）中国华电集团有限公司河南分公司

中国华电集团有限公司河南分公司成立于 2008 年 1 月。在新型储能电站方面，华电河南分公司在新能源发电侧配套布局的有民权风电配套储能项目等，在电网侧独立储能布局的有临颍县杜曲镇独立储能项目等。2024 年 12 月 27 日，中国华电科工集团（与华电河南分公司同属华电集团）在河南建立了国家火力发电工程技术研究中心熔盐储热试验基地。熔盐储热技术成本较低、适用性高、不受选址限制，在光热发电、火电机组灵活性改造以及热电联供等场景具有优势，是一种大规模中高温储热的潜在技术路线。

（7）中国大唐集团公司河南分公司

中国大唐集团公司河南分公司成立于 2005 年 1 月。在新型储能电站方面，大唐河南分公司重点发展三门峡耀阳、开封祥符等独立储能项目。三门峡公司耀阳储能电站是大唐河南公司首个独立共享储能电站，也是三门峡市地区容量最大的独立共享储，位于市城乡一体化示范区，项目总容量为 100MW/200MWh，每小时能够存储 10 万度电，为当地生态环境保护发挥积极作用。此外，大唐集团也在通过成立专业公司（大唐中豫格林新能源(开封)有限责任公司）来加强在河南储能领域的布局。

（8）华润电力投资有限公司中西分公司

华润电力投资有限公司中西分公司成立于 2008 年 11 月，注册地址位于郑州市金水东路 21 号永和广场 1 号楼，是华润电力在中原及西北地区设立的分支机构，负责华润电力在河南、陕西、青海、甘肃区域内火电、风电、光伏及分布式能源项目的开发、建设、运营和管理。华润电力中西分公司一方面依托母公司华润电力的技术积累和战略方向，另一方面结合河南及周边区域的特点，积极布局电化学储能和氢储能。如河南信阳的罗山、潢川分散式风电配套储能，许昌魏都区 400MW 光伏发电项目配套 200MW 储能。

（9）中核汇能河南能源有限公司

中核汇能河南能源有限公司成立于 2022 年 2 月，为中国核电集团成员企业。中核汇能河南能源有限公司依托其母公司中核汇能的优势，在河南省内首批启动并建成了大型独立共享储能示范项目。其项目采用主流且注重安全的磷酸铁锂电池技术，以电网侧独立共享模式运营，旨在提升电网调节能力、促进新能源消纳。中核汇能安阳龙安区独立共享储能电站一期项目于 2023 年 12 月并网，是安阳市首个新型独立共享储能电站项目。

（10）中广核新能源河南有限公司

中广核新能源河南有限公司成立于 2023 年 3 月，为中国核电集团成员企业。2024 年 7 月

1 日，位于河南省邓州市的中广核新能源河南有限公司南阳邓州 100 兆瓦/200 兆瓦时独立共享储能项目投产。

(11) 多氟多

多氟多成立于 1999 年 12 月，于 2010 年 5 月上市（A 股代码 002407.SZ），主要产品有氟基新材料、电子信息材料、新能源材料和新能源电池等。新能源电池主要应用领域为新能源汽车、大规模分布式储能、工商业储能、家用储能系统以及便携式储能等，多氟多目前已布局海外储能、户外电源及家用储能、动力电池、国内轻型车等市场领域。2025 年 2 月，位于河南省焦作市多氟多新材料股份有限公司厂区内的，焦作市最大的用户侧储能系统——多氟多 100 兆瓦时储能电站完成调试并成功投入运行。

4. 河南省新型储能行业发展建议

河南省作为能源消费大省，高度重视新型储能产业，将其视为构建新型电力系统和实现“双碳”目标的关键环节。近年来在政策与技术双重驱动下，行业取得一定进展，但仍面临产业链不成熟、技术标准不完善、融资渠道受限、龙头企业缺乏、制度性障碍等挑战，需从多维度发力突破瓶颈。

一是完善技术标准与产业链协同。健全技术标准体系，加快制定新型储能技术标准，推动不同技术路线互联互通，降低系统集成成本，提升整体效率；强化产业链协同，围绕电化学储能、压缩空气储能、液流电池储能等核心技术，推动上下游企业合作，补齐储能系统集成及应用领域本土企业短板，培育全产业链竞争力；推动技术创新，加大研发投入，支持固态电池、钠离子电池、长时储能等前沿技术攻关，依托国家光伏储能实证实验平台等科研机构，提升技术转化能力。

二是优化政策支持与市场机制。强化政策精准扶持，出台针对性财政补贴、税收优惠政策，鼓励企业参与新型储能项目；对示范项目、技术创新项目给予重点支持，降低投资风险；完善市场化收益机制，探索建立储能容量交易市场、辅助服务市场，拓宽独立储能收益渠道（如容量补偿、调峰调频补偿）；优化分时电价机制，扩大峰谷价差，提升用户侧储能经济性；推动电力市场改革，深化电力现货市场建设，保障独立储能公平参与市场交易，提升市场透明度与可操作性。

三是破解融资难题与培育市场主体。拓宽融资渠道，鼓励金融机构开发储能专项信贷产品，支持储能项目通过绿色债券、REITs 等方式融资；引导社会资本参与，形成多元化投资格局；培育龙头企业，支持豫能控股、易成新能等本土企业做大做强，通过兼并重组、技术合作等方式提升规模与影响力；引进省外龙头企业（如宁德时代、国家电网和大型发电集团下属企业）落地河南，带动产业升级；推动项目落地，加快新能源配储转独立储能项目进程，盘活存量资产；推进源网荷储一体化、光储充一体化等示范项目，拓展应用场景。

四是坚守安全底线与提升运营效率。强化安全管理，针对全球储能安全事故频发的现状，

建立储能电站安全标准与运维规范,加强消防安全、电池管理,降低安全风险;提升调用效率,完善储能调度机制,提升储能电站利用小时数;推动智能化运营,利用大数据、人工智能技术优化储能充放电策略,提升储能系统经济性与可靠性。

总体来看,河南省新型储能产业需通过政策引导、技术创新、市场培育、安全保障的协同发力,构建可持续发展的产业生态。随着《新型储能规模化建设专项行动方案(2025—2027 年)》等国家政策的实施,以及河南新能源装机规模的持续扩大,新型储能的战略地位将进一步凸显,有望实现跨越式发展,为中部地区能源转型提供有力支撑。

5. 风险提示

- 1) **行业竞争风险**: 行业产能过剩,竞争激烈,产品价格下行,盈利能力下滑;
- 2) **技术迭代风险**: 技术迭代较快,产品升级速度不及预期;
- 3) **盈利机制风险**: 盈利机制不成熟,缺乏可持续模式,市场化回收成本难,新能源配储利用率低、成本疏导不畅;
- 4) **安全风险**: 储能电站存在消防安全、电池热失控等安全隐患,可能引发安全事故,造成经济损失与社会影响;
- 5) **政策与市场风险**: 电力市场改革进展不及预期、政策调整可能影响行业发展节奏,新能源装机增速放缓可能降低储能需求。

行业投资评级

强于大市：未来 6 个月内行业指数相对沪深 300 涨幅 10% 以上；

同步大市：未来 6 个月内行业指数相对沪深 300 涨幅—10% 至 10% 之间；

弱于大市：未来 6 个月内行业指数相对沪深 300 跌幅 10% 以上。

公司投资评级

买入：未来 6 个月内公司相对沪深 300 涨幅 15% 以上；

增持：未来 6 个月内公司相对沪深 300 涨幅 5% 至 15%；

谨慎增持：未来 6 个月内公司相对沪深 300 涨幅—10% 至 5%；

减持：未来 6 个月内公司相对沪深 300 涨幅—15% 至—10%；

卖出：未来 6 个月内公司相对沪深 300 跌幅 15% 以上。

证券分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券分析师执业资格，本人任职符合监管机构相关合规要求。本人基于认真审慎的职业态度、专业严谨的研究方法与分析逻辑，独立、客观的制作本报告。本报告准确的反映了本人的研究观点，本人对报告内容和观点负责，保证报告信息来源合法合规。

重要声明

中原证券股份有限公司具备证券投资咨询业务资格。本报告由中原证券股份有限公司（以下简称“本公司”）制作并仅向本公司客户发布，本公司不会因任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告中的信息均来源于已公开的资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证，也不保证所含的信息不会发生任何变更。本报告中的推测、预测、评估、建议均为报告发布日的判断，本报告中的证券或投资标的的价格、价值及投资带来的收益可能会波动，过往的业绩表现也不应当作为未来证券或投资标的表现的依据和担保。报告中的信息或所表达的意见并不构成所述证券买卖的出价或征价。本报告所含观点和建议并未考虑投资者的具体投资目标、财务状况以及特殊需求，任何时候不应视为对特定投资者关于特定证券或投资标的的推荐。

本报告具有专业性，仅供专业投资者和合格投资者参考。根据《证券期货投资者适当性管理办法》相关规定，本报告作为资讯类服务属于低风险（R1）等级，普通投资者应在投资顾问指导下谨慎使用。

本报告版权归本公司所有，未经本公司书面授权，任何机构、个人不得刊载、转发本报告或本报告任何部分，不得以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。未经授权的刊载、转发，本公司不承担任何刊载、转发责任。获得本公司书面授权的刊载、转发、引用，须在本公司允许的范围内使用，并注明报告出处、发布人、发布日期，提示使用本报告的风险。

若本公司客户（以下简称“该客户”）向第三方发送本报告，则由该客户独自为其发送行为负责，提醒通过该种途径获得本报告的投资者注意，本公司不对通过该种途径获得本报告所引起的任何损失承担任何责任。

特别声明

在合法合规的前提下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问等各种服务。本公司资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告意见或者建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到潜在的利益冲突，勿将本报告作为投资或者其他决定的唯一信赖依据。