

政策催化叠加市场驱动，国内储能有望打开成长空间

证券分析师：朱洁羽

执业证书编号：S0600520090004 联系邮箱：zhujieyu@dwzq.com.cn

二零二六年四月九日

摘要

- ◆ **政策重塑价值体系，储能从强配转向经济性驱动。**“136号文”明确取消将配置储能作为新建新能源项目的前置条件，推动储能行业市场化改革。各省陆续出台容量电价补偿政策，以提升储能经济性。同时，2026年“114号文”明确提出建立全国性容量电价机制，我们预计其他省份有望陆续跟进，推动储能需求实现高速增长。
- ◆ **算电协同首次列入政府工作报告，储能需求有望持续提升。**1) **算电协同不是短期主题，而是长期产业趋势。**算力协同是一个由探索到成熟、由初级到高级、由协同到融合的渐进发展过程。在这一演进过程中，算力与电力的协同程度持续深化、合作愈发紧密。2) **算电协同首次列入政府工作报告，有望带动储能需求。**我国算力电力分布不均，政策持续加码，明确要求枢纽节点新建数据中心绿电占比超过80%，2026年算电协同首次列入政府工作报告。目前，算力需求爆炸式增长，算力增长催生刚性电力需求，算电协同的推进，有望持续撬动储能需求。
- ◆ **2025年装机维持高增，2026年招标需求显著提升，装机需求有望持续增高。**根据CNESA统计，2025年中国新型储能新增装机规模为66.43GW/189.48GWh，功率规模和能量规模同比+52%/+73%。2025年，国内储能招标容量为303.8GWh，同比72.22%，进入2026年，增长势头进一步加快，2026年1月及2月单月招标容量同比增速分别为46.81%和65.67%。储能需求端的强劲释放，26年装机需求有望持续增高，我们预计26年储能新增装机265Gwh，同比增长63%。
- ◆ **投资建议：**建议关注北交所储能相关标的：海希通讯、方盛股份。
- ◆ **风险提示：**竞争加剧、技术迭代风险、原材料供应不足风险、原材料价格风险。



■ 一、政策重塑价值体系，储能从强配转向经济性驱动

■ 二、算电协同首次列入政府工作报告，储能需求有望持续提升

■ 三、招标规模同比高增，26年国内储能装机持续高增

■ 四、储能市场发展空间广阔，建议关注相关标的

■ 五、风险提示

一、政策重塑价值体系，储能从强配转向经济性驱动

1.1 储能迈向市场化，推动储能需求高增

◆ **强制配储退场，容量电价密集出台，储能收益模型持续优化。**2025年初，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》，提出要推动新能源全面进入电力市场交易，以及明确取消将配置储能作为新建新能源项目的前置条件。这意味着，持续多年的“强制配储”政策正式退出历史舞台，储能行业告别了依靠政策“搭车”的时代。各省迅速跟进出台的容量电价补偿政策，其中内蒙古、河北、宁夏、甘肃、湖北五省陆续发布容量补偿政策，纳入补偿的标准和范围开始出现相对一致的趋势。电力市场化改革将改变储能项目收益模型，为储能开辟了全新的市场化收益空间。

表：容量补偿政策及电价情况

省份	发布时间	文件名称	容量补偿标准
湖北	2026年1月4日	《关于建立新型储能价格机制的通知》	年度容量电价暂按165元/千瓦·年执行
甘肃	2025年12月31日	《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知(试行)》	可靠容量补偿标准暂定为330元/千瓦·年
宁夏	2025年9月12日	《建立发电侧容量电价机制的通知(征求意见稿)》	容量电价标准2025年10月至12月按照100元/千瓦·年执行，2026年1月起按照165元/千瓦年执行
河北	2025年3月	《关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》	年度容量电价为100元/千瓦，月度标准按8.3333元/千瓦执行
内蒙古	2025年3月12日	《关于加快新型储能建设的通知》	2025年度独立新型储能电站补偿标准为0.35元/千瓦时

1.2 “114号文件”：明确建立独立储能容量电价机制

◆ **114号文首次从国家层面明确了独立储能的容量电价机制。**2026年 1 月 30 日，国家发改委、国家能源局联合印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》，明确提出建立统筹电力安全稳定供应、能源绿色低碳转型和资源经济高效配置，分类完善煤电、天然气发电、抽水蓄能、新型储能容量电价机制。本次《通知》明确了电网侧独立储能的容量电价机制，为电网侧独立储能提供了较为明确的运营收入保障和收益预期，有利于调动其积极性，更好参与电力市场化交易体系。同时，独立储能容量电价的折算比例计算方式，也有利于真实反映独立储能对系统顶峰保障的实际贡献。

表：“114号文” 核心内容

类型	实施范围	项目要求	价格标准
煤电及天然气	全国范围内合规在运的煤电机组	纳入各省煤电容量电价回收范围，需满足运行考核要求	将通过容量电价回收煤电机组固定成本的比例提升至不低于 50%，即每年每千瓦 165 元；可参照煤电容量电价的确定方法建立气电容量电价机制。可结合当地市场建设、煤电利用小时数等实际情况进一步提高。
抽水蓄能	新电站：2021年633号文出台后开工的抽水蓄能项目；老电站：633号文出台前开工的项目继续执行原核价	纳入省级统一管理的新开工电站；满功率发电时长低于6小时的相应折减	由省级价格主管部门每3—5年按经营期内弥补平均成本的原则，根据633号文件明确的成本参数规则，制定省级电网同期新开工电站统一的容量电价(满功率发电时长低于6小时的相应折减)。
独立储能	对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价。	电网侧独立新型储能电站实行清单制管理，管理要求由国家能源局根据电力供需形式分析及保供举措等另行明确，项目具体清单由省级能源主管部门会同价格主管部门制定	容量电价水平以当地煤电容量电价标准为基础，根据顶峰能力按一定比例折算（折算比例为满功率连续放电时长除以全年最长净负荷高峰持续时长，最高不超过1），并考虑电力市场建设进展、电力系统需求等因素确定。

1.2 有序建立发电侧可靠容量补偿机制，完善容量电价定价体系

- ◆ **“114号文件”建立了“可靠容量”概念以及对应的“可靠容量补偿机制”。**可靠容量是指机组在全年系统顶峰时段能够持续稳定供电的容量。电力现货市场连续运行后，省级价格主管部门会同相关部门适时建立可靠容量补偿机制，对机组可靠容量按统一原则进行补偿。可靠容量补偿机制的补偿范围，可包括自主参与当地市场的煤电、气电和符合条件的电网侧独立新型储能等，并结合电力市场建设和电价市场化改革等情况逐步扩展至抽水蓄能等其他具备可靠容量的机组；对获得其他保障的容量不重复补偿。政府定价的机组，不予补偿。可靠容量补偿机制建立后，相关煤电、气电、电网侧独立新型储能等机组，不再执行原有容量电价。
- ◆ **从分类定价到统一补偿，重塑储能发展逻辑。**此次《通知》的核心突破在于，不再按电源类型区分补偿，而是基于“顶峰供电能力”这一统一原则进行补偿，标志着容量电价制度的重大完善。政策并未简单提价，而是通过优化发电侧收益分配，实现了电量电价与容量补偿的合理分工。随着各省政策跟进，储能的容量收益将更具确定性，其经济性也有望迎来实质性提升，推动发展逻辑从强配驱动转向经济性驱动。

表：容量电价定价政策对比

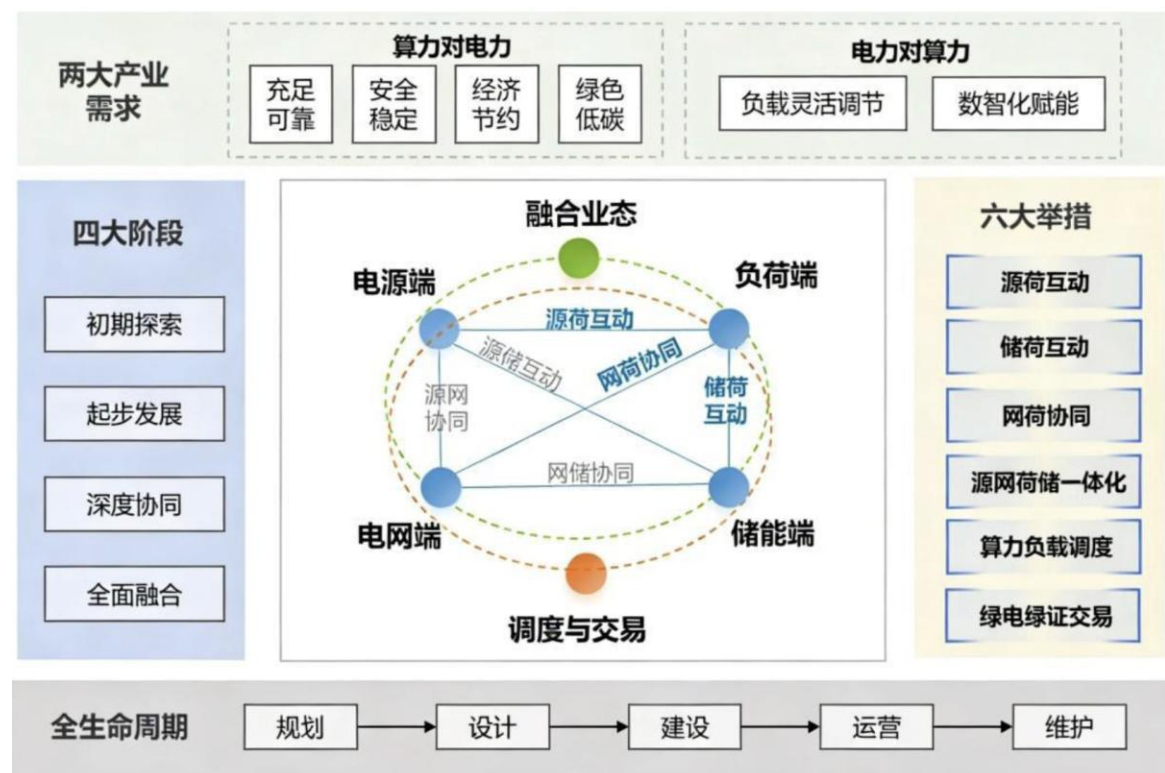
	原有容量电价	可靠容量补偿机制
补偿逻辑	按电源类型分类定价	按系统贡献统一补偿，不区分电源类型
补偿对象	煤电为主，部分地区覆盖汽电、储能	煤电、气电、符合条件的独立储能，逐步扩展至抽蓄
评价标准	装机容量、固定成本回收比例	可靠容量
覆盖边界	各地政策不一	不重复补偿，政府定价机组不予补偿

二、算电协同首次列入政府工作报告，储能需求有望持续提升

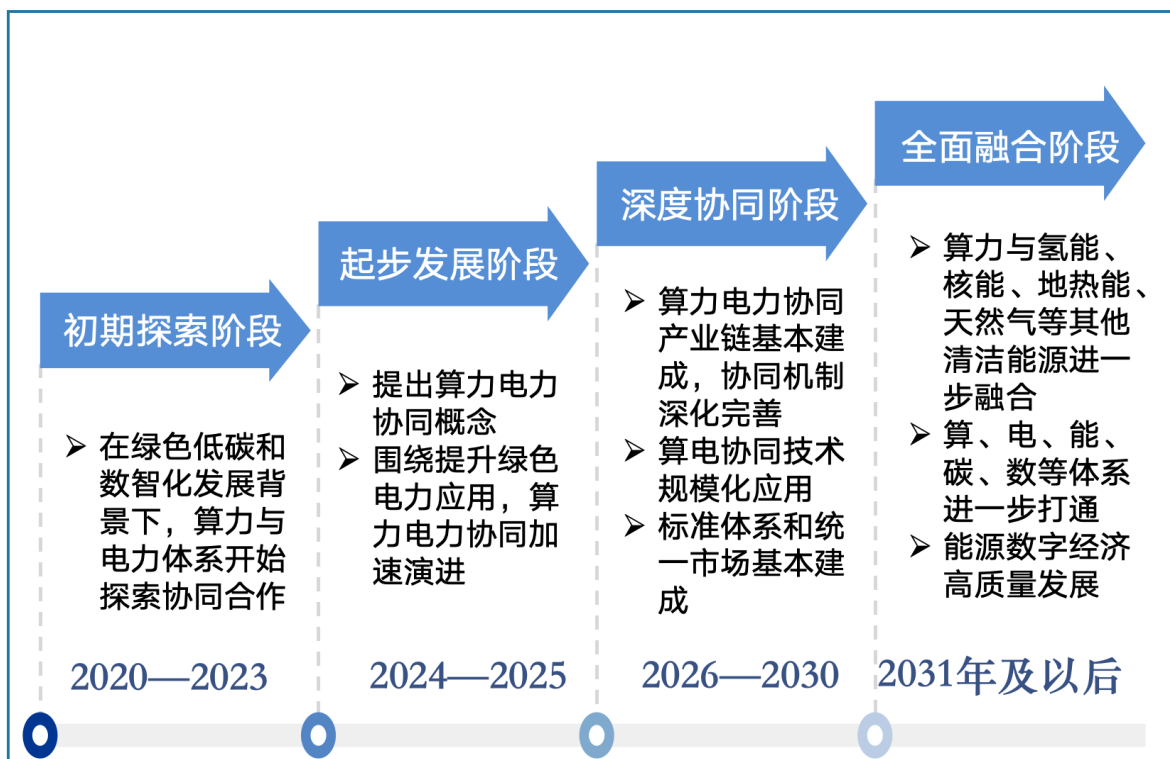
2.1 算电协同不是短期主题，而是长期产业趋势

◆算电协同是一个由协同到融合的过程，是长期发展趋势。算电协同指通过数字化技术、智能算法和通信网络，将算力基础设施与电力系统进行有机整合，通过智能化调度实现算力资源与电力资源的动态匹配与优化配置，实现两者在资源调度、运行管理、需求响应等层面的协同互动，以提升能源利用效率、保障算力供给稳定性，并推动低碳化发展。算力协同是一个由探索到成熟、由初级到高级、由协同到融合的渐进发展过程。在这一演进过程中，算力与电力的协同程度持续深化、合作愈发紧密。

图：算力协同发展体系



图：算力协同发展阶段演进



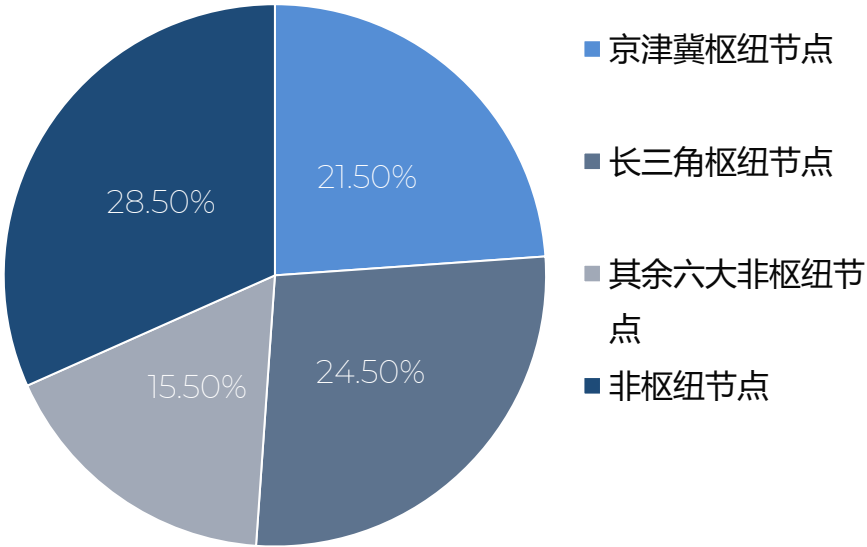
2.2 算力枢纽绿电占比限制，东数西算升级算电协同

◆**国家级政策严格限制算力园区绿电占比，建设战略从“东数西算”起步到“算电协同”升级。**2022年2月全面启动了“东数西算”工程，规划了8个国家算力枢纽节点和10个数据中心集群。但我国目前算力中心多部署在东部，而新能源发电主要来自西部。截至2023 年底，八大枢纽节点机架数占全国七成以上，其中京津冀和长三角在用机架数的全国占比分别为 21.5%和24.5%，其余六大节点在用机架数的全国占比总和为 25.5%。2024 年《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》明确要求，到 2025 年底国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过 80%。这表明算力与电力分布不均衡的问题需要进一步深化算电协同，健康的算力增长必须依托绿电匹配，算力中心的选址正从单纯考虑算力需求转向“算力+绿电”的双重优化。

图：国家八大算力枢纽节点

枢纽节点	2025年规模	亮点
京津冀枢纽	●截至2025年，已建成和投运数据中心项目48个 ●标准机架78万台，智能算力25.55万P(半精度FP16),通用算力1.75万P,超级算力37P	京津冀算力网络核心支点
长三角枢纽	●芜湖数据中心集群智算规模已超3.5万P ●长三角生态绿色一体化发展示范区数据中心集群未查到公开数据	芜湖打造“智算之城”
粤港澳大湾区枢纽	●共形成12万标准机架承载能力 ●可承载18万P算力的规模，智能算力已上架1.6万P	华南地区算力中心，服务湾区、连接全国
成渝枢纽	●四川省智能算力规模达2.54万P	推进“疆算入渝”工程，迭代国家(西部)算力调度平台
内蒙古枢纽	●截至2025年底，算力规模达到23.7万P	世界级“算谷”，全国绿色算力保障基地
贵州枢纽	●2025年，贵州省在建及投运的数据中心达50个，全省算力总规模已突破15万P,较2024年增长近2倍，其中智算占比超过90%	全国算力规模最大、智算能力最强的区域之一
甘肃枢纽	●截至2025年12月，智算规模达11.4万P ●已建成投运11个智算中心，标准机架近10万架	全国算力增速最快、增量最大的标杆集群之一
宁夏枢纽	●截至2025年底，算力规模达13万P ●智算算卡18.6万张	全国十大智算集群前三，“存储+智算+灾备”全链条布局

图：2023年底我国八大枢纽节点机架数量分布



2.2 首次列入政府工作报告，算电协同纵深发展

◆**算电协同首次列入政府工作报告，储能角色从配角转向中枢。**2026年3月5日，两会政府工作报告明确提出：“实施超大规模智算集群、算电协同等新基建工程，加强全国一体化算力监测调度，支持公共云发展。”这一表述标志着算电协同正式从部门探索上升为国家战略，成为“东数西算”工程纵深推进的重要抓手。此前，在2023年，国家发展改革委等部门联合印发的《关于深入实施“东数西算”工程 加快构建全国一体化算力网的实施意见》中，就已首次提出“算力电力协同”的概念。算电协同完成了从“概念提出”到“工程落地”的关键跨越，为算力基础设施与新型电力系统的融合发展奠定了坚实的政策基础。

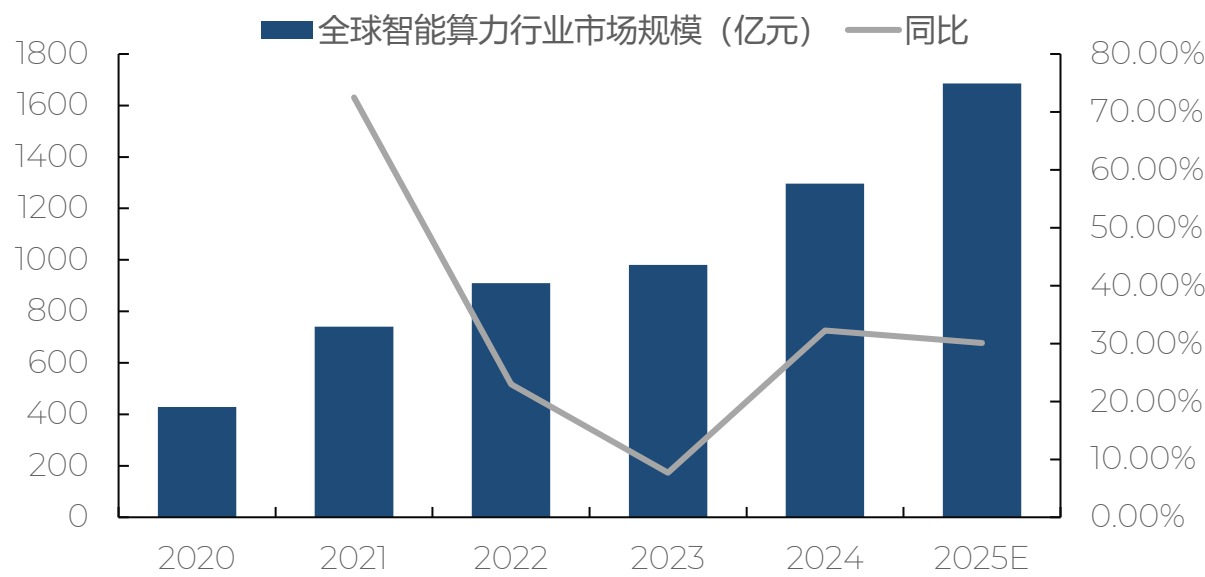
表：算电协同相关政策

时间	文件	核心内容/意义
2026年3月1日	《政府工作报告》	首次写入政府工作报告，列为国家级新基建工程，标志战略升级。
2024年12月	《国家数据基础设施建设指引》	将推进算力与绿色电力融合作为重点任务
2024年7月1日	《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》	提升可再生能源利用水平，在具备稳定支撑电源和灵活调节能力的基础上，引导新建数据中心与可再生能源发电等协同布局，提升用电负荷调节匹配能力。鼓励数据中心通过参与绿电绿证交易等方式提高可再生能源利用率。鼓励有关地区探索开展数据中心绿电直供。
2024年7月	《加快构建新型电力系统行动方案(2024-2027年)》	再次明确要实施一批算力与电力协同项目，还提出了探索新能源就近供电、聚合交易、就地消纳的"绿电聚合供应"模式，以及探索光热发电与风电、光伏发电联营的绿电稳定供应模式。
2023年12月1日	《关于深入实施"东数西算"工程加快构建全国一体化算力网的实施意见》	提出到2025年底，算力电力双向协同机制初步形成，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过80%。

2.2 算力驱动电力刚需，算电协同打开储能新空间

- ◆ **全球算力规模持续扩张，我国增长尤为迅猛。**中商产业研究院预测，2030年全球智能算力市场规模将达1686亿元，稳步增长。基于人工智能的发展轨迹，中国信息通信研究院对我国算力用电需求进行了多情景预测，2030年我国算力中心用电量在高情景下或超7000亿千瓦时（占全社会用电量5.3%）；中情景下超4000亿千瓦时（占比3.0%）；低情景下约3000亿千瓦时（占比2.3%）。
- ◆ **算力增长催生刚性电力需求，而算电协同的推进，有望持续撬动储能需求。**储能一方面可平抑风光发电的波动，保障绿电稳定供应；另一方面通过峰谷价差套利降低用电成本，并借助调频、需求响应等方式参与电网互动，实现价值延伸。在算力快速发展的背景下，算力与电力的协同融合，正为储能打开新的增长空间。

图：全球智能算力行业市场规模



图：我国算力需求多场景预测

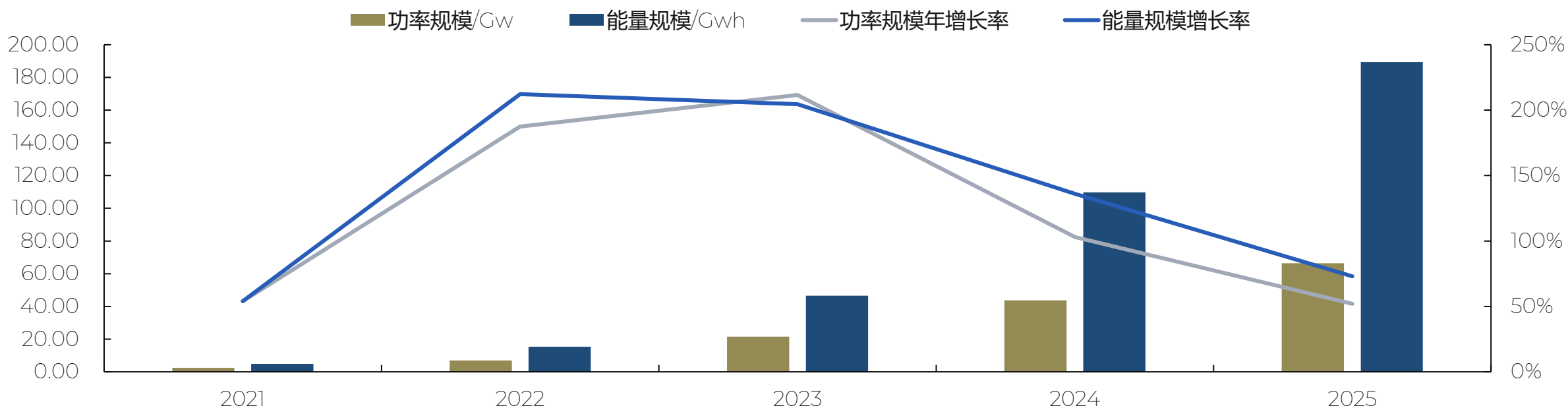


三、招标规模同比高增，26年国内储能装机持续高增

3.1 储能装机持续高增，25年装机66.43Gw，同增52%

◆ **储能市场规模稳步增长，新型储能装机规模快速扩张。**根据CNESA统计，截至2025年12月底，中国新型储能累计装机规模达到144.7GW，同比+85，首次突破100GW，是“十三五”时期末的45倍。2025年，中国新型储能新增装机规模为66.43GW/189.48GWh，功率规模和能量规模同比+52%/+73%。

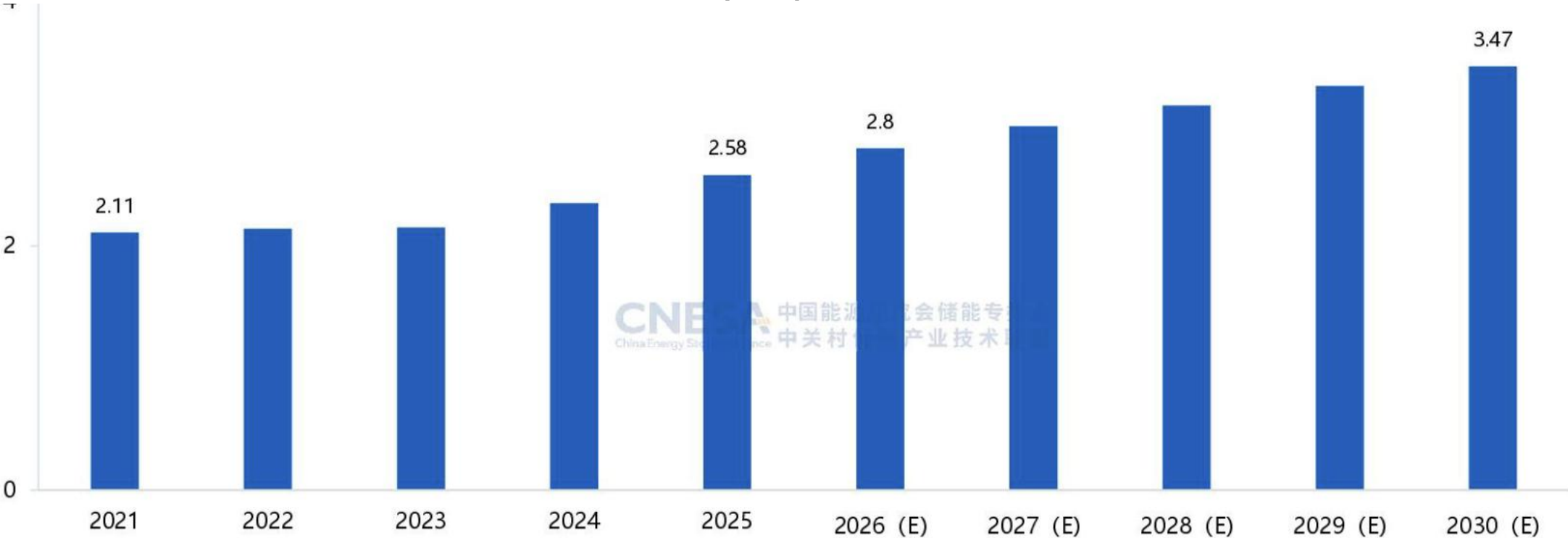
图：202-2025年我国新型储能新增装机规模



3.2 新型储能平均时长持续攀升，长时储能需求增强

◆ **新型储能平均时长持续攀升，长时储能需求增强，行业正向能量容量主导的应用场景加速演进。**根据CNESA统计，2021至2025年，新型储能平均时长由2.11小时缓慢升至2.58小时，呈现稳步上升趋势；自2026年起，时长提升明显加快，预计到2030年累计装机的平均时长将达到3.47小时。这一变化反映出储能技术持续进步及市场对长时储能需求的增强，行业正加速向能量时移、系统调节等更注重能量容量的应用场景深化发展。

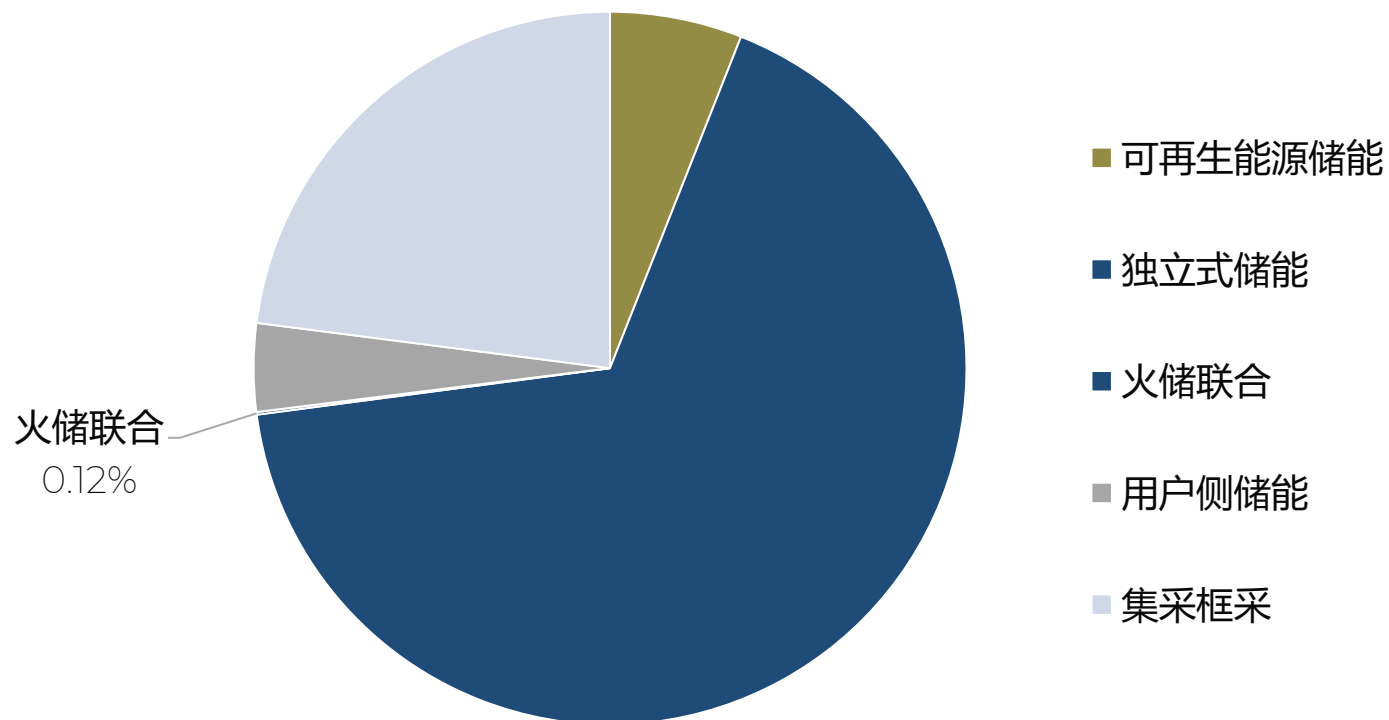
图：中国新型储能累计装机规模的平均市场预测（小时）



3.3 独立储能主导地位凸显，新型储能应用格局持续重塑

- ◆ **我国储能应用结构发生根本性变化。** 寻熵研究院数据显示，2025年落地的储能系统需求中，独立式储能项目以及集采、框采合计占到总招标采购规模的近九成。随着“136号文”明确提出新能源项目不再强制配储，可再生能源领域的采招需求明显下降，在2025年全年采招订单中的占比仅为6%。总体来看，我国储能的应用格局正加速向“独立储能主导、多场景协同”的方向演进。

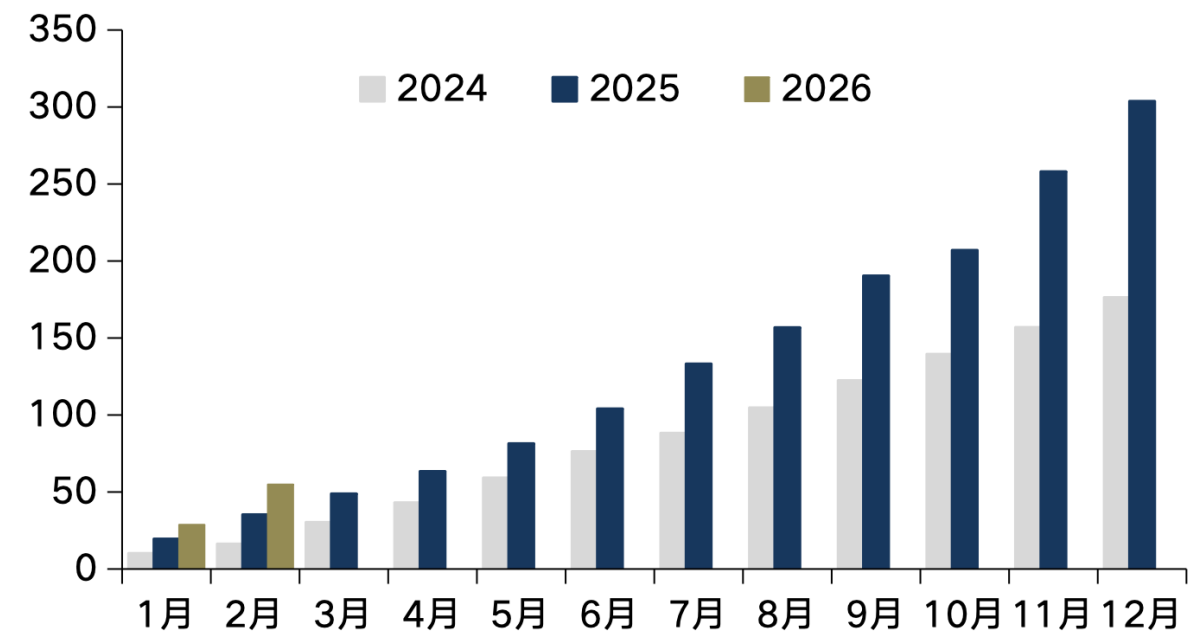
图：2025年各类细分市场的储能设备采招需求



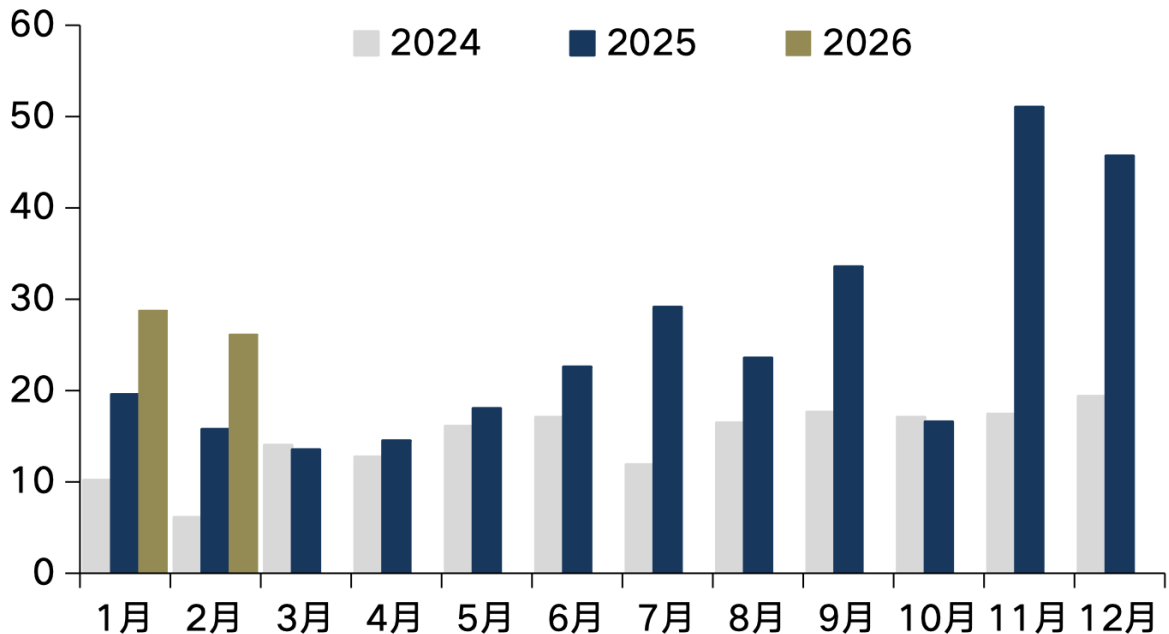
3.4 招标容量维持高增长，26年储能有望持续高增

◆ **国内储能市场延续高景气度，招标容量呈现爆发式增长。**2024年与2025年，国内储能招标容量分别达到176.4GWh和303.8GWh，2025年同比增长72.22%，行业持续保持高速扩张态势。进入2026年，增长势头进一步加快，2026年1月及2月单月招标容量同比增速分别为46.81%和65.67%，显示出开年以来储能需求端的强劲释放。整体来看，储能市场正从政策驱动加速迈向经济性驱动，招标规模屡创新高，行业迈入高质量、高增长的新阶段。

图：当年累计招标容量（Gwh）



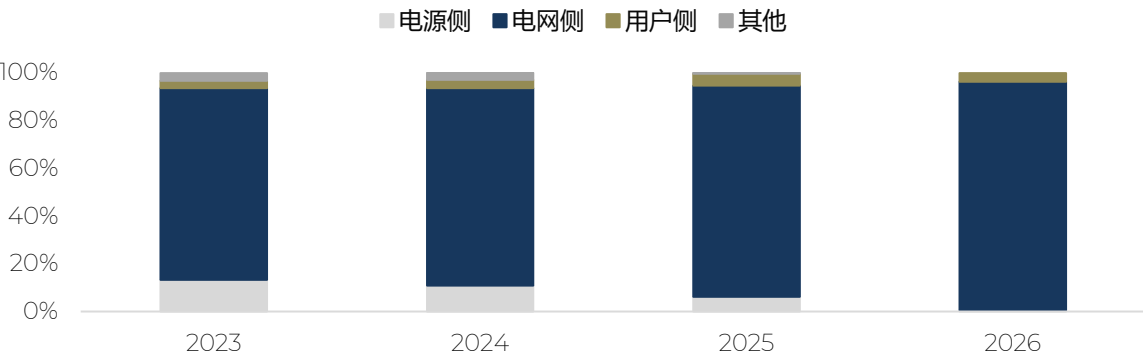
图：单月招标容量（Gwh）



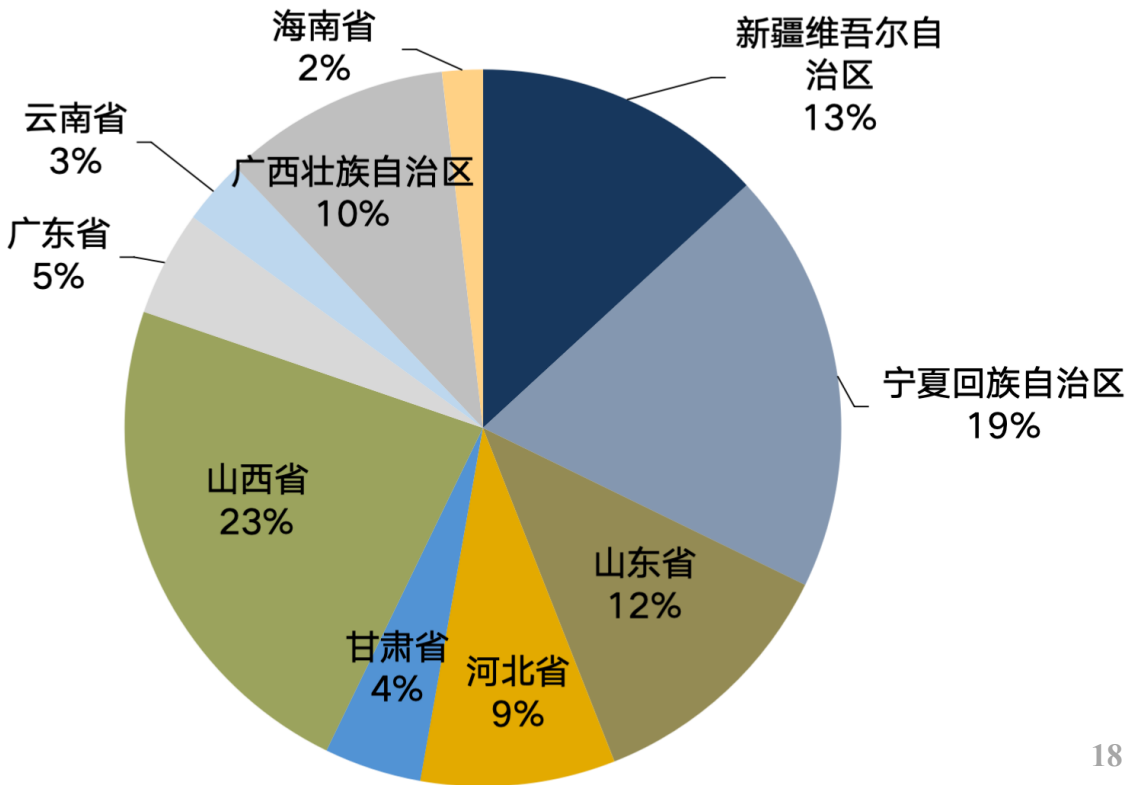
3.5 项目应用电网侧主导，山西宁夏等五省项目集中

◆ **电网侧储能占据绝对主导地位，山西、宁夏等五省贡献了全国73%的项目份额。**从应用场景结构看，电网侧已占据绝对主导地位，在EPC项目应用中，2026年电网侧占比攀升至95.6%。从地区分布看，山西、宁夏、山东、河北、广西五省合计占比达73%，其中山西以6304Gwh规模领跑全国，占比23%，宁夏以19%占比紧随其后。我们预计，容量电价补偿政策将为上述省份储能发展提供稳定的收益预期，进一步推动各省储能需求的持续释放。

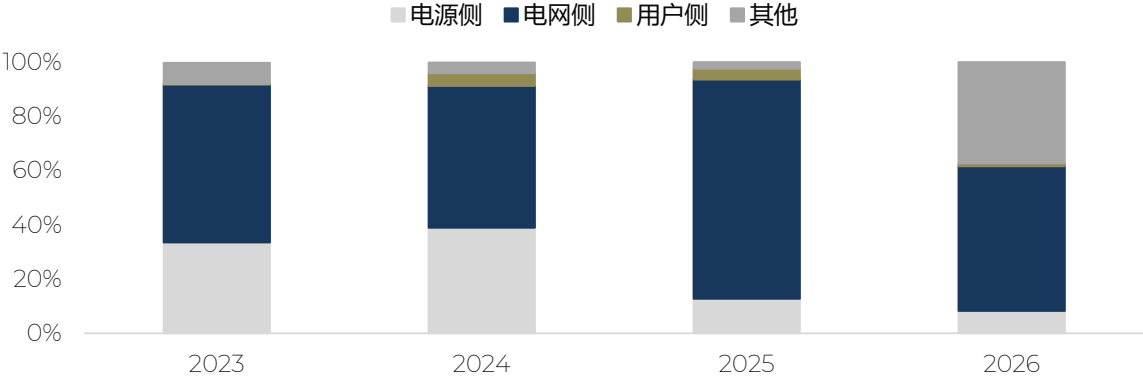
图：EPC项目应用场景分析



图：26年前十招标区域分布（招标容量口径）



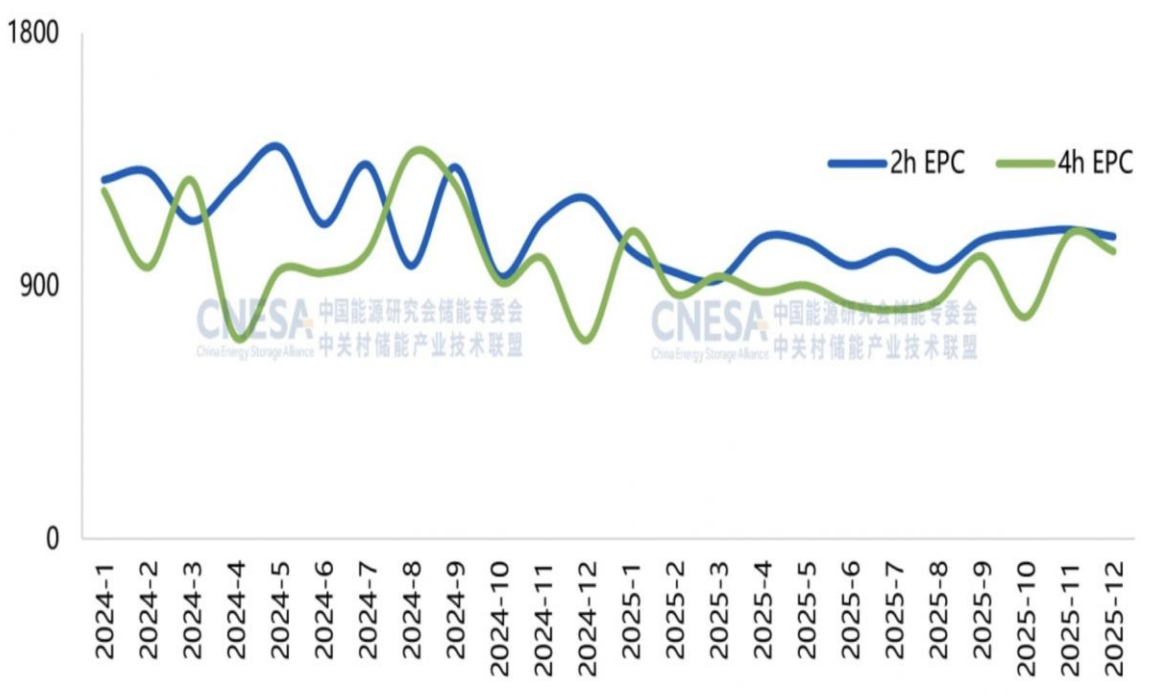
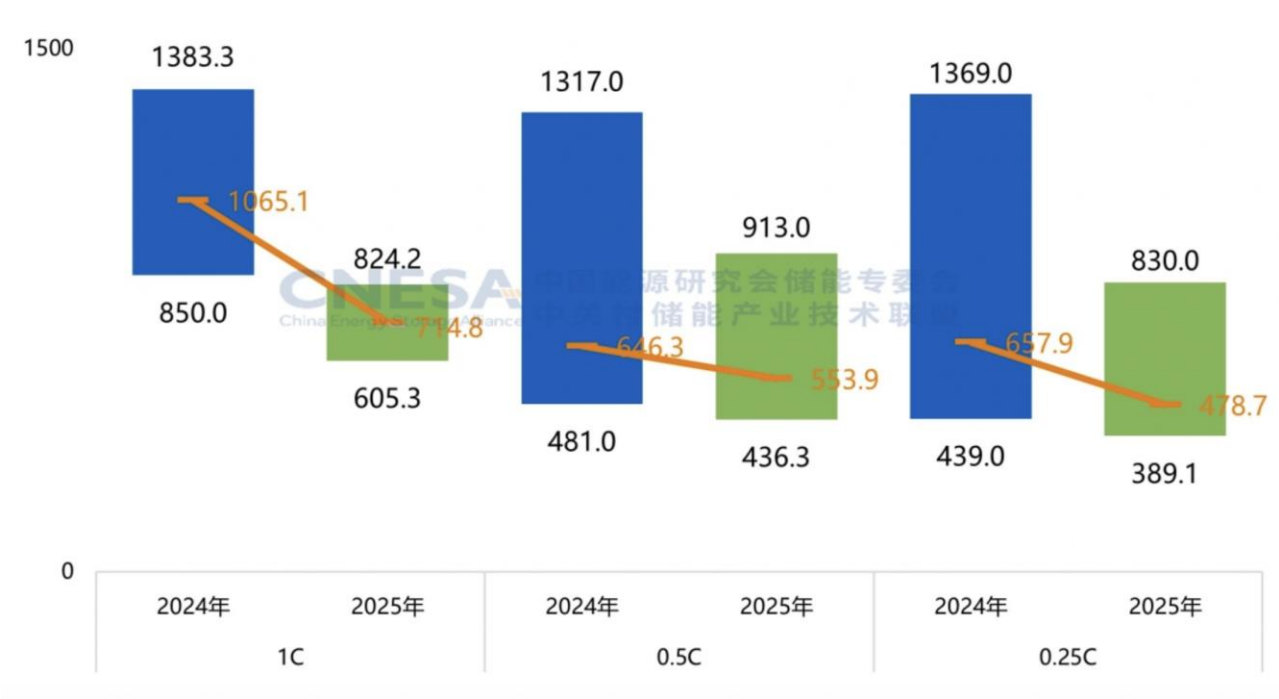
图：储能系统项目应用场景分析



3.6 储能中标价格整体波动下降，近期实现回升

◆ **EPC与储能系统中标价格整体呈现波动下降趋势，2025年8月受电芯价格上涨影响，中标价格回升。**根据CNESA DataLink全球储能数据库的不完全统计，2025年储能系统（磷酸铁锂系统，不含用户侧应用）采购中标价格在391.14元/kWh-913.00元/kWh之间，其中不同时长系统价格降价幅度差异大。2025年EPC（不含用户侧）中标价格整体也呈现出波动下行的趋势。但2025年8月受电芯价格上涨影响，中标价格均回升，呈现小幅增长态势。

图：2024-2025年磷酸铁锂储能系统中标均价及价格区间（元/kWh） 图：2024-2025年2h和4hEPC月度中标均价（元/kWh）



3.7 预计26年国内储能装机265Gwh，同比+63%

◆ **2024年至2030年国内储能新增装机规模整体呈现快速扩张态势。**我们预计26年国内储能装机265Gwh，同比+63%，27年装机351Gwh，同比+32%，到30年预计装机518Gwh，同比+12%。整体来看，2024-2026年为高速增长期，同比增速分别为129%、47%和63%，此后增速逐步趋稳，保持在12%-17%的区间，市场进入稳步释放阶段。其中，锂电大储始终占据主导地位，装机规模占比保持在85%以上。

表：锂电储能新增装机规模预测

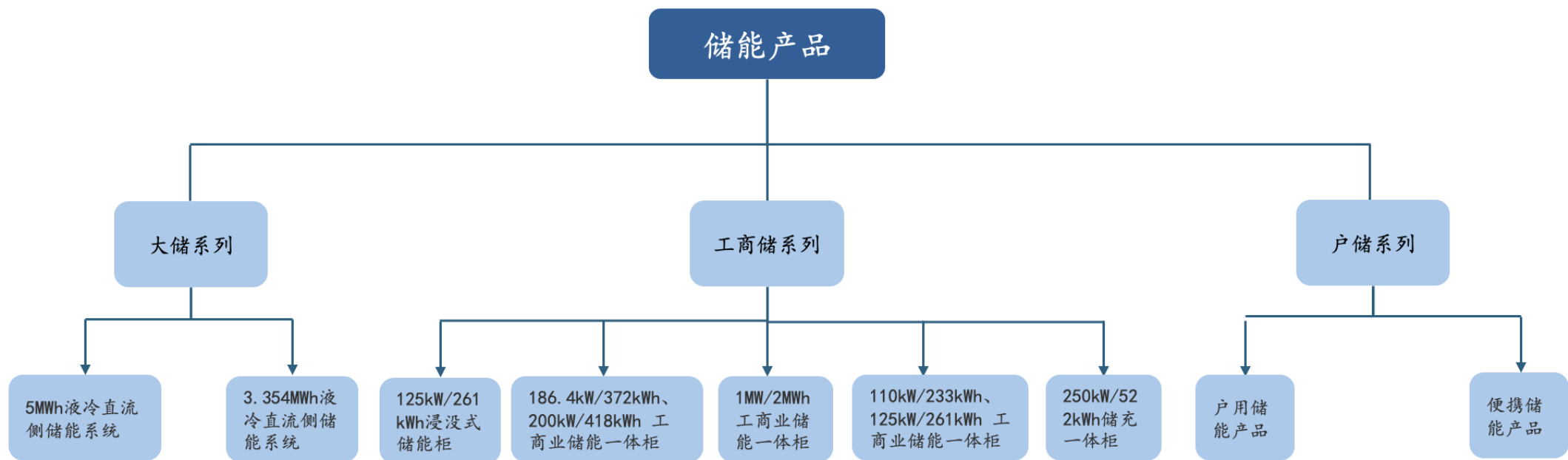
新能源装机	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
锂电大储装机 (GWh)	105	152	249	328	377	413	453
-同比	137%	45%	64%	31%	15%	10%	10%
新疆	20	30	40	44	48	53	59
云南	1	10	3	5	7	8	9
内蒙	14	45	45	29	26	24	21
河北	9	14	18	18	18	18	18
宁夏	4	6	12	12	14	16	18
甘肃	6	6	15	15	17	20	23
山东	8	10	15	17	20	23	26
山西	3	3	15	15	17	19	21
东三省			20	25	30	36	43
其他省份	40	28	66	148	179	197	215
锂电工商储装机 (GWh)	6	11	16	23	34	48	65
-同比	46%	74%	51%	47%	45%	40%	37%
合计国内锂电储能装机 (GWh)	111	163	265	351	411	461	518
-同比	129%	47%	63%	32%	17%	12%	12%

四、储能市场发展空间广阔，建议关注相关标的

4.1 海希通讯：双轨布局全场景储能，技术体系显价值

- ◆ **公司已形成全场景储能解决方案能力，构建起“双轨并行”的市场路径，并构筑了权威认证的技术支撑体系。**公司已形成覆盖户用、工商业、大型储能的全场景储能解决方案能力，并构建起“双轨并行”的市场拓展路径与具备权威认证的技术支撑体系。其中，户储业务以代工（OEM/ODM）模式为主，借助合作方渠道切入海外市场；工商储与大储则直接面向终端，提供系统集成解决方案。技术方面，公司初期即组建了三十余人的电芯研发与系统集成团队，现已扩充至约150人，其“新型储能设备制造及储能系统”于2025年成功入选《上海市绿色低碳先进技术目录》，在模块化设计、智能化管理与多场景适配等方面的技术先进性已获权威认可。
- ◆ 个股风险提示：行业竞争风险、盈利增长不及预期风险、技术风险等。

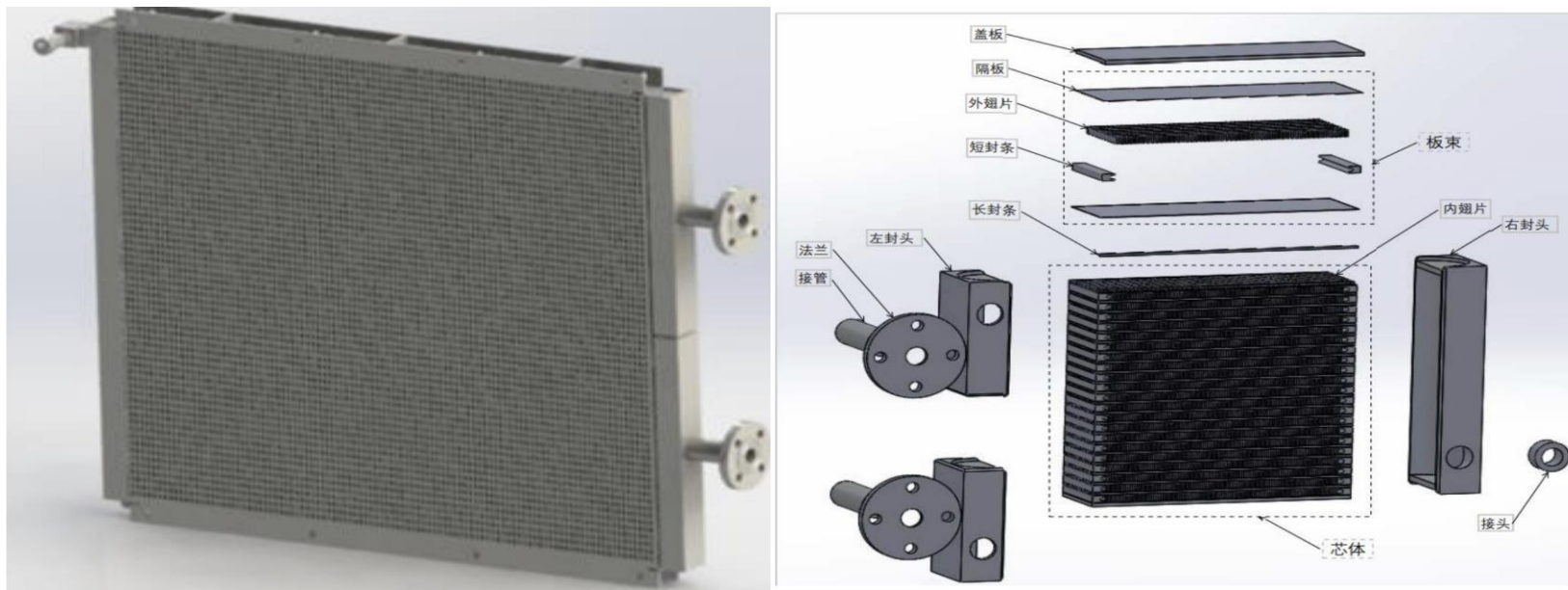
图：公司主要储能产品分类



4.2 方盛股份：积极推进产能建设，营收增长盈利拐点可期

- ◆ 公司是一家专业从事换热器和换热系统研发制造的高新技术企业，已深度切入储能赛道。公司积极开拓储能新能源领域，并实现了批量交付。2025年公司在募投厂区规划了新结构的换热器单元和热管理系统的产线布局，包括储能领域的相关产品，并配套了先进实验设备和测试平台。公司依托板翅式换热器这一核心产品，为储能系统提供热管理相关产品，包括新结构的换热器单元和热管理系统。储能业务已成为公司重要的增长引擎，2025年上半年，公司在储能领域开发的新客户新品已批量转化为订单，销售额显著增加。随着公司前期新产品研发和客户布局的投入逐步见效，叠加整体市场需求的稳步提升，公司储能业务有望持续贡献业绩增量。
- ◆ 个股风险提示：行业竞争风险、业务拓展风险、原材料价格波动风险等。

图：公司板翅式换热器



4.3 相关标的一览表

表：相关标的情况（截至2026年4月7日）

证券代码	证券名称	总市值（亿元）	业务布局
920152.BJ	昆工科技	16.68	新型节能降耗电极材料，新型高效储能材料的研发、设计、制造、销售和技术服务等业务。
920128.BJ	胜业电气	19.55	薄膜电容器及电能质量治理产品的研发、生产和销售。
920522.BJ	纳科诺尔	73.78	高精度辊压设备的研发、生产和销售
920062.BJ	科润智控	18.96	高低压成套设备、变压器的研发、制造和销售
920496.BJ	许昌智能	14.77	智能配用电产品和系统的研发、设计、组装、销售和服务，提供全面的配用电解决方案
920556.BJ	雅达股份	14.49	智能电力监控产品的研发、生产和销售以及电力监控系统集成服务。
920375.BJ	派诺科技	14.62	提供电力用户侧的能源物联网产品及能源数字化解决方案。

五、风险提示

风险提示

- ◆**竞争加剧**：储能产业链部分环节有产能存在过剩风险，若价格竞争超预期，或对产业环节盈利能力造成不利影响。若行业整体竞争加剧，或压缩业内公司盈利水平。
- ◆**技术迭代风险**：新型储能方案存在多路线方案，若短期钠离子储能等方案快速发展，可能会面对存量固定资产的减值风险。
- ◆**原材料供应不足风险**：IGBT、电芯为光伏逆变器、储能PCS重要原材料，若供应不足，将影响行业内公司生产经营。
- ◆**原材料价格风险**：电芯是锂电池储能的主要成本，若碳酸锂等原材料价格大幅上涨，可能影响终端投资强度，将对各制造企业的盈利情况产生负面影响。

免责声明

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

在法律许可的情况下，东吴证券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并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的），北交所基准指数为北证50指数），具体如下：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于基准5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对基准-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于基准5%以上。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议。投资者买入或者卖出证券的决定应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

东吴证券 财富家园