

华泰 | 公用事业：储能IRR省际分化，机制为关键

[点击查看研报原文](#)

核心观点

新型储能行业正处于“政策驱动向市场驱动”转型的关键窗口期，各省政策分化决定了储能电站的盈利能力差异。我们以100MW/200MWh 2h磷酸铁锂独立储能为基准资产，对11个区域在同一框架下测算全投资IRR：2026YTD省际IRR从0.9%（新疆）到8.0%（蒙西）不等，跨度超过7个百分点；电价机制（价差、补偿、充放次数）而非建设成本，是决定省际回报差异的核心变量。沿“机制稳定性”与“成本优势”主线进行布局。

转型窗口：储能从“量的逻辑”切换为“机制定价的逻辑”

136号文取消强制配储、114号文确立容量电价机制，储能收益模式由“单一峰谷套利”演变为“现货价差+政策补偿+容量收入+辅助服务”的多层结构；独立储能接棒新能源配储成为新增主力（2025年占新增69%、26H1达74.3%）。当装机总量不再是主要矛盾，决定投资回报的变量从“建多少”变成“在哪里建、按什么机制结算”，省际机制差异正是重新定价的起点。

核心实证：不同区域2026YTD IRR跨度超7个百分点

我们在同一现金流框架下测算11个区域的全投资IRR：2026YTD从新疆（0.9%）到蒙西（8.0%）不等，跨度超过7个百分点。归因显示，机制变量对IRR的影响数倍于成本端——价差 ± 0.05 元/kWh对应 $\pm 1.1\sim 2.2$ pct、补偿 $\pm 20\%$ 对应 $\pm 0.6\sim 1.9$ pct、充放电次数 ± 50 次对应 $\pm 0.9\sim 3.8$ pct，而EPC $\pm 5\%$ 仅 $\pm 0.5\sim 0.9$ pct。按“价差变化 $\times$ 容量电价变化”二维框架，区域增长前景分化为四类：蒙西/蒙东（补偿托底+造价优势，收益稳定性最高）、山东/广东/辽宁（价差走阔+机制增厚，最具增长潜力）、甘肃/新疆（容量托底，长时化主线）、宁夏/河北/江苏（价差收窄，短期承压）。

机制定价：造价、价差、充放次数、补偿的区域错配投资机会

造价上，低价梯队2026YTD EPC低至0.665-0.95元/Wh、较高价梯队低10-37%；价差上，现货与分时口径最高相差2-4倍，山东、广东逆势走阔而宁夏、江苏大幅收窄；次数上，利用率是比价差更稀缺的变量，蒙、新装机领跑却双双缺席效率榜；补偿上，同为165元/kW·年，6h与10h折算基准下2h项目收益相差近七成（55 vs 33元/kW·年）。

与市场观点的不同之处

市场主要聚焦装机总量增长与产业链价格反弹，将储能视为“量的逻辑”；我们认为2026年更是“机制定价的逻辑”，收益机制变量对区域IRR的影响、省际机制差异被系统性低估。

投资结论

容量电价/补偿落地快、标准高的区域托底现金流稳定性更强。现货弹性主线，山东、广东现货价差逆势走阔，装机由用户侧转向电网侧支撑，负荷中心主体量价双升。长时化结构主线，容量电价按6-10h时长基准折算激励长时，长时项目储备与构网型技术能力带来结构性超额收益。

风险提示：政策落地不及预期的风险；价差收窄超预期的风险；充放电次数与利用率不及预期的风险；成本假设与模型简化风险；数据口径与测算方法风险；重点推荐公司经营风险。

正文

核心投资逻辑

储能行业正处于“政策驱动向市场驱动”转型的关键窗口期，投资坐标应从“装机总量”切换为“省际机制差异定价”。136号文取消强制配储后，需求主导权已由新能源配储切换至独立储能（2025年新增占比69%、26H1达74.3%）；114号文在国家层面确立容量电价机制，行业商业模式由“单一峰谷套利”升级为“现货套利+政策补偿

+容量类固定收入+辅助服务”的多层收入结构。我们的测算表明，同一基准资产（100MW/200MWh 2h磷酸铁锂）在11个区域的2026YTD全投资IRR从0.9%到8.0%不等、跨度超过7个百分点——电价机制（价差、补偿、充放次数）而非建设成本，是省际回报差异的第一决定变量：价差 ± 0.05 元/kWh对应IRR $\pm 1.1\sim 2.2$ pct、补偿 $\pm 20\%$ 对应 $\pm 0.6\sim 1.9$ pct、充放电次数 ± 50 次对应 $\pm 0.9\sim 3.8$ pct，而EPC $\pm 5\%$ 仅影响 $\pm 0.5\sim 0.9$ pct。

基于“价差变化 $\times$ 容量电价变化”二维框架，11个区域的增长前景可划分为四类：补偿托底+造价优势、收益稳定性最高（蒙西/蒙东，0.665元/Wh全国最低造价+0.28元/kWh $\times$ 10年发电量补偿，2026YTD IRR 8.0%/6.7%居全国前二）；价差走阔+机制增厚、最具增长潜力（山东/广东/辽宁）；价差收窄但容量托底增强、结构性增长并以长时化为主线（甘肃/新疆）；价差收窄、短期承压（宁夏/河北/江苏）。西北大基地省份的造价优势与容量电价托底共振，是2026年储能投资稳定性最高的方向；容量电价按6-10h时长基准折算的机制设计，则使长时化成为技术路线演进的产业级趋势。

与市场观点的不同之处

市场主流观点聚焦装机总量增长与产业链价格反弹（2026YTD电芯、系统中标价回升），将储能视为“量的逻辑”；我们认为2026年储能更是“机制定价的逻辑”——收益机制（容量电价标准、充放次数、现货价差走向）对区域IRR的影响数倍于成本端，而当前市场对省际机制差异的定价或有不足。

预期差一：部分观点认为西北大基地省份“消纳难、电价低”。我们测算，2026YTD蒙西/蒙东在全国最低造价（0.665元/Wh）与发电量补偿（0.28元/kWh $\times$ 10年）的双重支撑下，全投资IRR达8.0%/6.7%、居全国前二——“低电价区”恰是“高收益区”，区域造价差异（不同区域相差10-37%）或是此前未被定价的护城河。

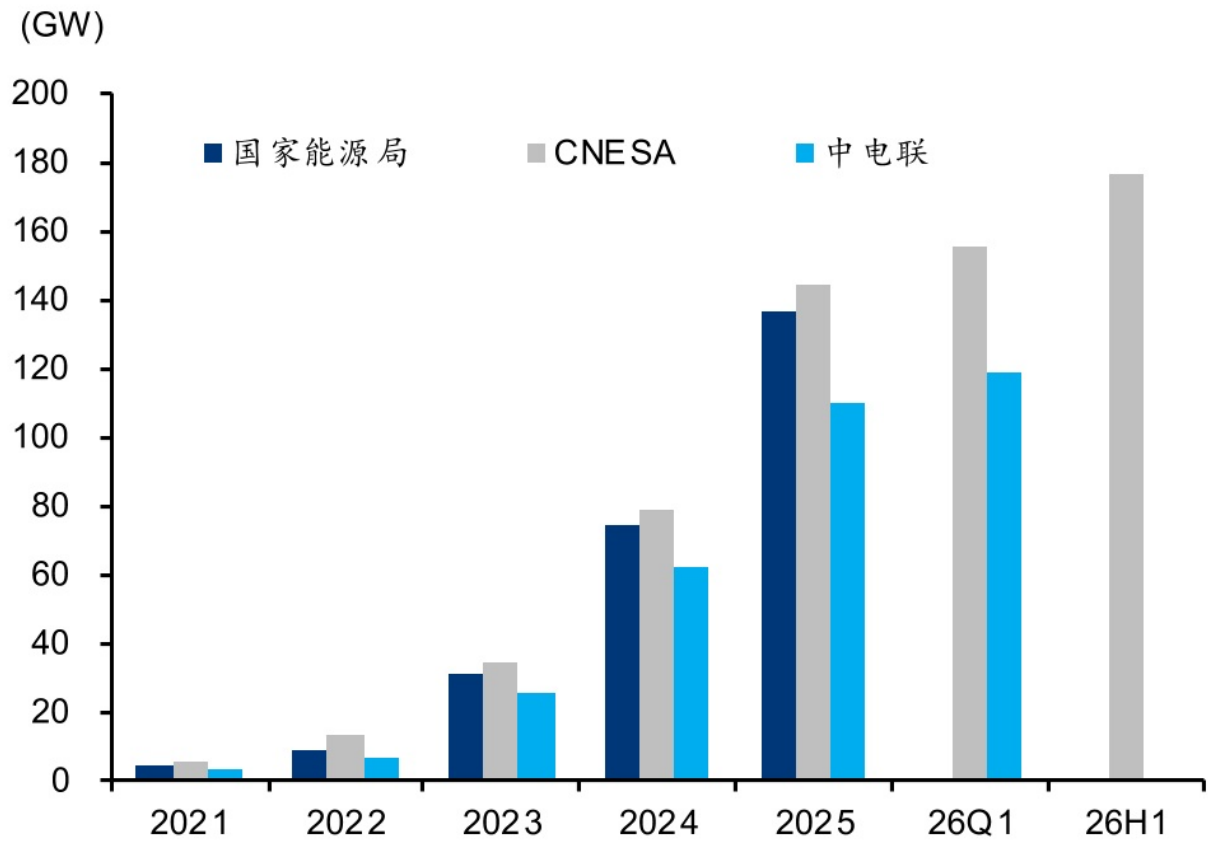
预期差二：市场对分时价差大幅收窄的省份（2026YTD对比2025年均值，宁夏/新疆/江苏 -67%/-55%/-34%）普遍悲观。我们认为其中相当部分是口径失真而非真实需求变差——宁夏2026YTD现货口径价差约0.28元/kWh，叠加0.80元/Wh低造价后全投资IRR约3.1%；26H1宁夏招标12GWh领跑全国、与账面经济性明显背离，或说明产业资本已按容量电价落地预期定价，正式文件印发即是预期差修复的催化剂。

储能行业正处于“政策驱动向市场驱动”转型的关键窗口期

全国储能装机高速增长，独立储能接棒新能源配储

中国新型储能装机正处于高速增长阶段。国家能源局数据显示，2021-2025年，全国新型储能累计装机由不足5GW跃升至136GW；2025年单年新增62GW，约为2021年的26倍。但2025年的高增是政策节点塑造的脉冲而非线性趋势，136号文取消强制配储并实行新老划断，催生“531”抢存量认定与“1231”抢机制窗口的双抢装。CNESA数据显示，2026H1全国储能新增21.64GW/58.20GWh，容量较抢装高基数小幅回落（yoy-6.0%）、电量创历史同期新高（yoy+3.7%）。

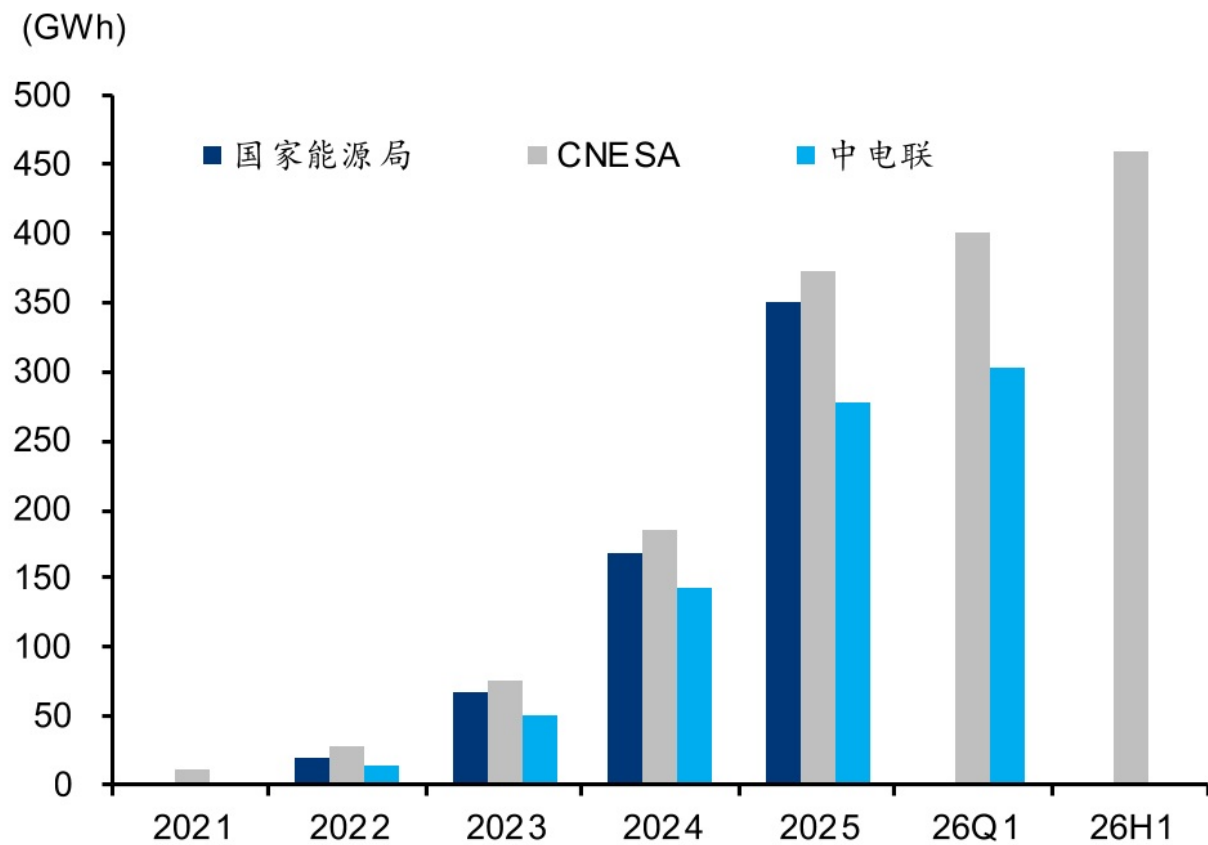
图表 1: 2021 年至 26H1 全国新型/电化学储能累计装机容量



注：国家能源局为官方口径，CNESA 为项目库不完全统计，中电联为电力安全生产委员会 24 家成员单位报送的电化学储能口径。三口径差异主要源于统计覆盖面。本报告全国总量以国家能源局口径为准，结构与运行数据以颗粒度更细的中电联、CNESA 口径为补充

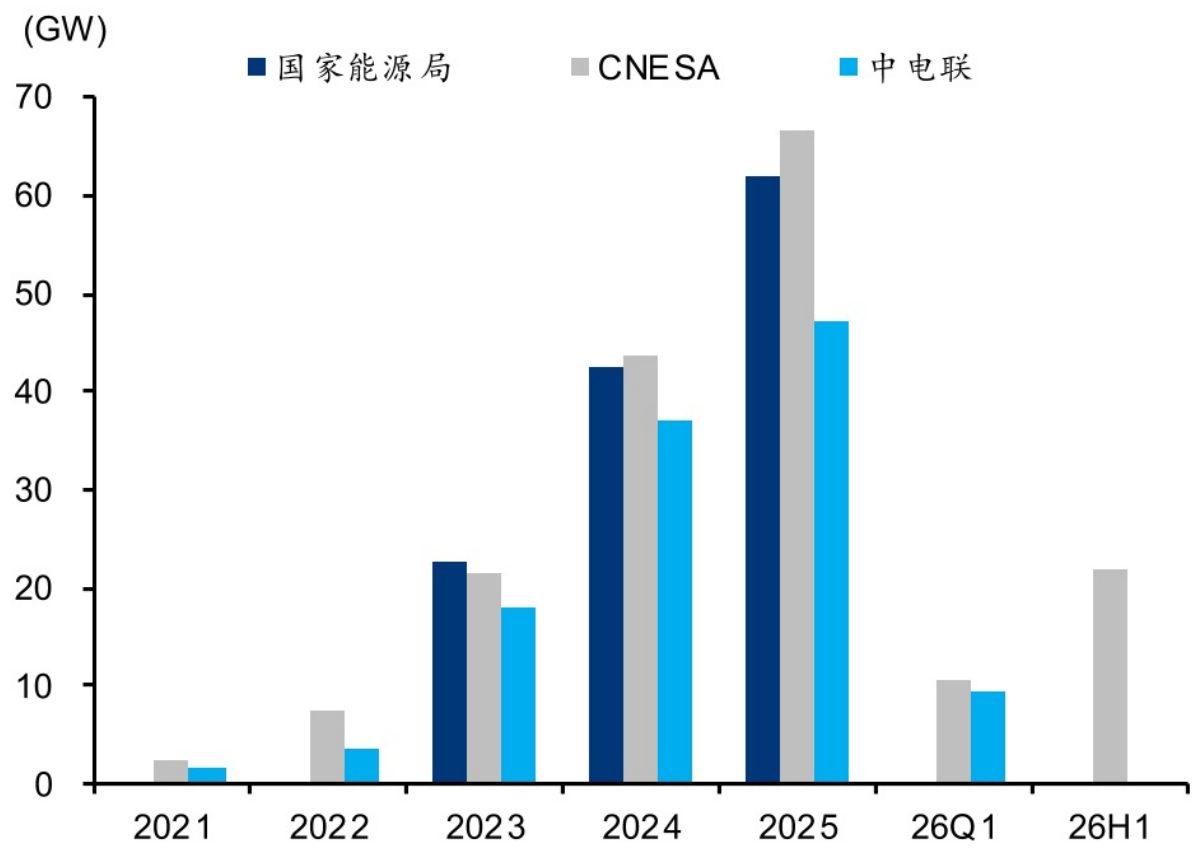
资料来源：国家能源局、CNESA、中电联、华泰研究

图表2： 2021 年至 26H1 全国新型/电化学储能累计装机电量



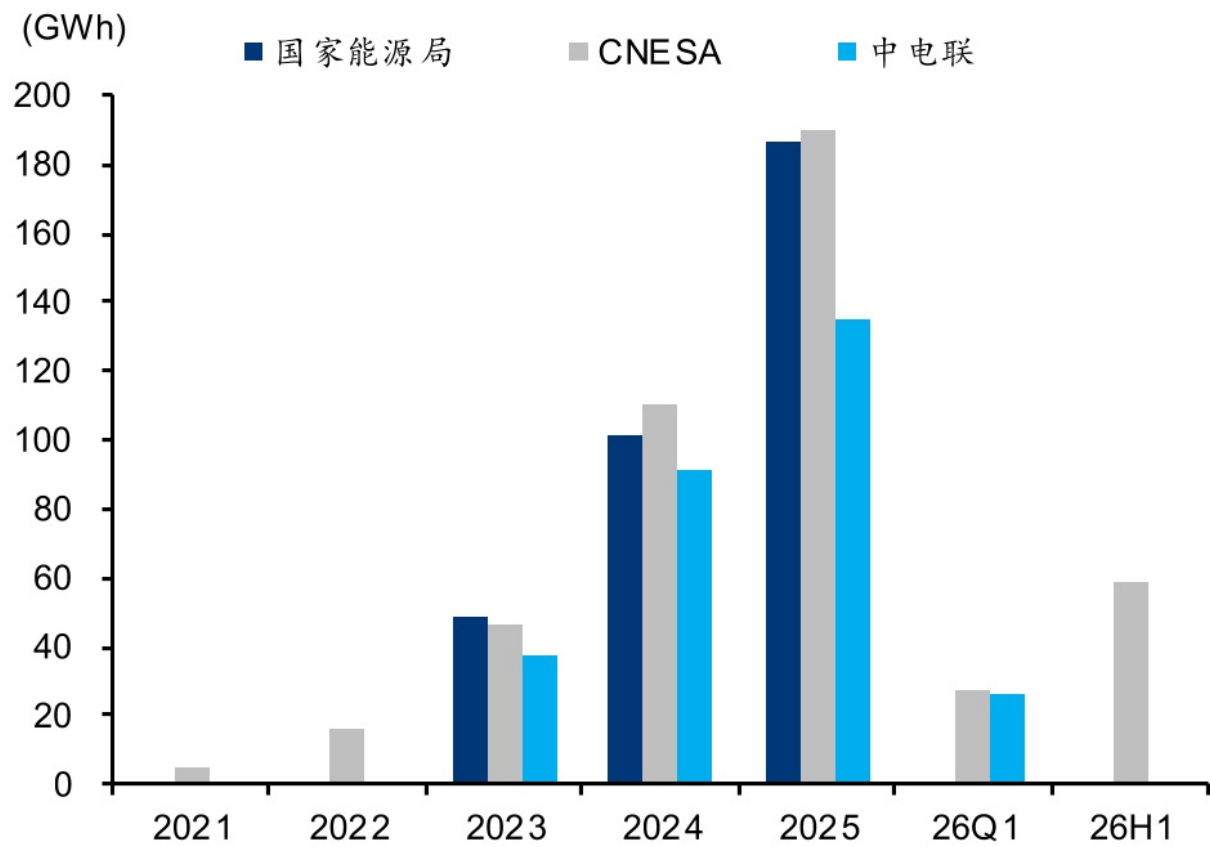
资料来源：国家能源局、CNESA、中电联、华泰研究

图表 3: 2021 年至 26H1 全国新型/电化学储能新增装机容量



资料来源：国家能源局、CNESA、中电联、华泰研究

图表4： 2021 年至 26H1 全国新型/电化学储能新增装机电量

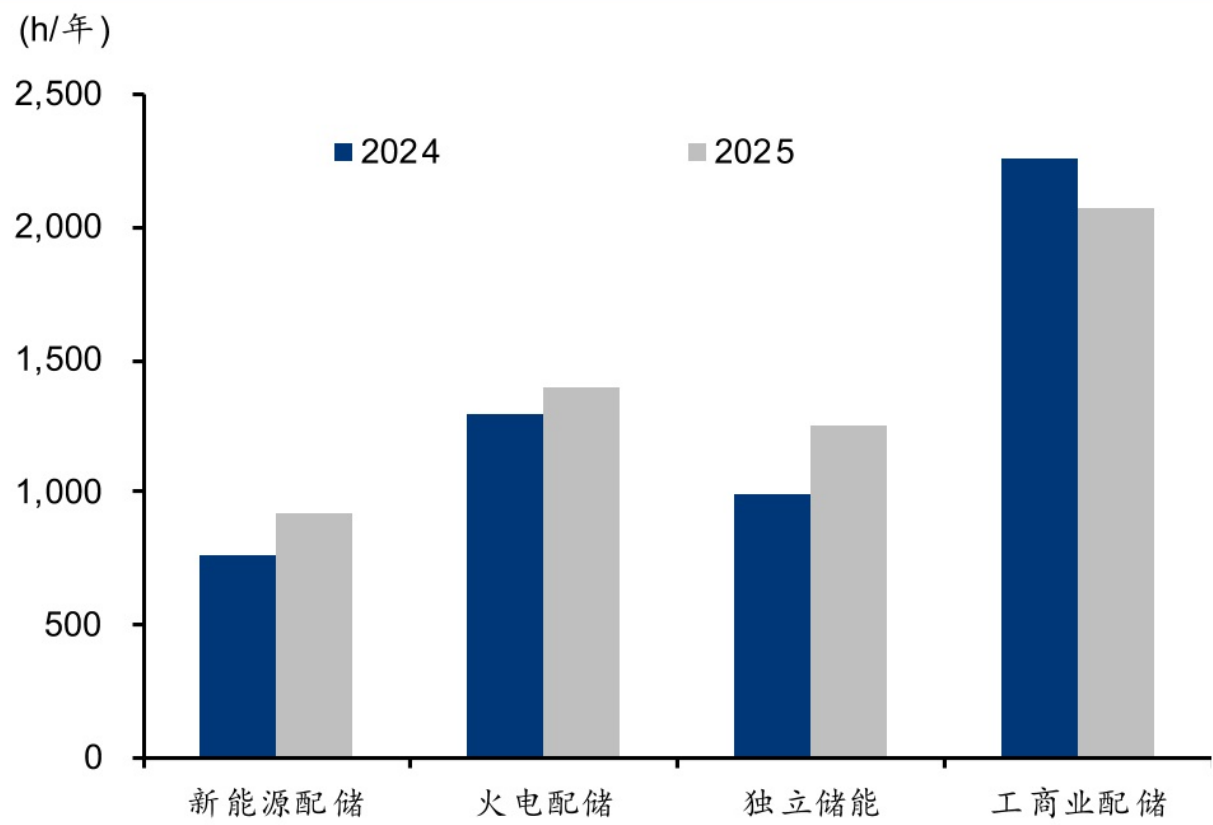


资料来源：国家能源局、CNE SA、中电联、华泰研究

独立储能接棒新能源配储成为新增主力。CNE SA数据显示，26Q1独立储能新增8.7 GW/23.0 GWh，yoy+174%/+205%，占新增容量的83%、yoy+34pct；同期新能源配储新增仅1.0 GW/2.5 GWh，yoy-56%/-54%；26H1独立储能占新增容量的74.3%。这一切换是2025年趋势的延续与加速：中电联口径下（《2025年度电化学储能电站行业统计数据》，2026-03），2025年独立储能新增32.33 GW（yoy+39%）、占新增容量的69%，新能源配储新增12.60 GW（yoy-4%），136号文效应首次显现。

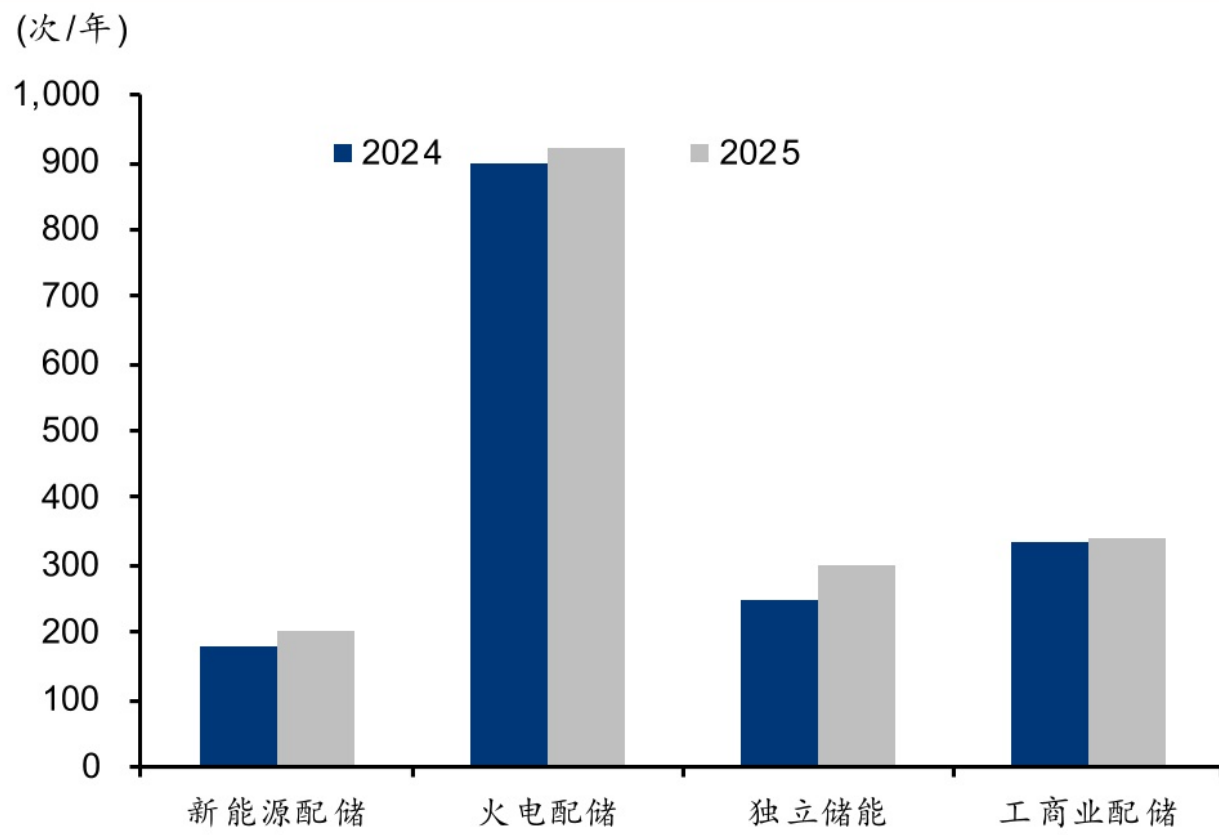
充放电次数系统性改善，独立储能领跑。装机高增的同时，存量电站运行效率同步改善。中电联口径2025年全国电化学储能年均运行小时1940 h（yoy+291 h）、利用小时1084 h（yoy+173 h）、等效充放电248次（yoy+27次），约每1.5天完成一次完整充放；利用率指数49%（yoy+8pct）；26Q1全国日均利用小时3.10 h（yoy+0.27 h），改善趋势延续（中电联2026年一季度简报，2026-05-18）。分场景看，独立储能全面领跑，运行小时2025 h（yoy+424 h）、利用小时1246 h（yoy+251 h）、等效充放电299次（yoy+52次）、利用率指数60%（yoy+7pct）；新能源配储仅199次、利用率指数40%，场景间分化显著，配储资产效率低是强制配储模式难以为继的核心原因。国家能源局口径2025年新型储能等效利用小时1195 h（yoy+300 h），平均转换效率89.23%、可用系数0.98。

图表 5: 2024-2025 年电化学储能年均利用小时



资料来源：中电联、华泰研究

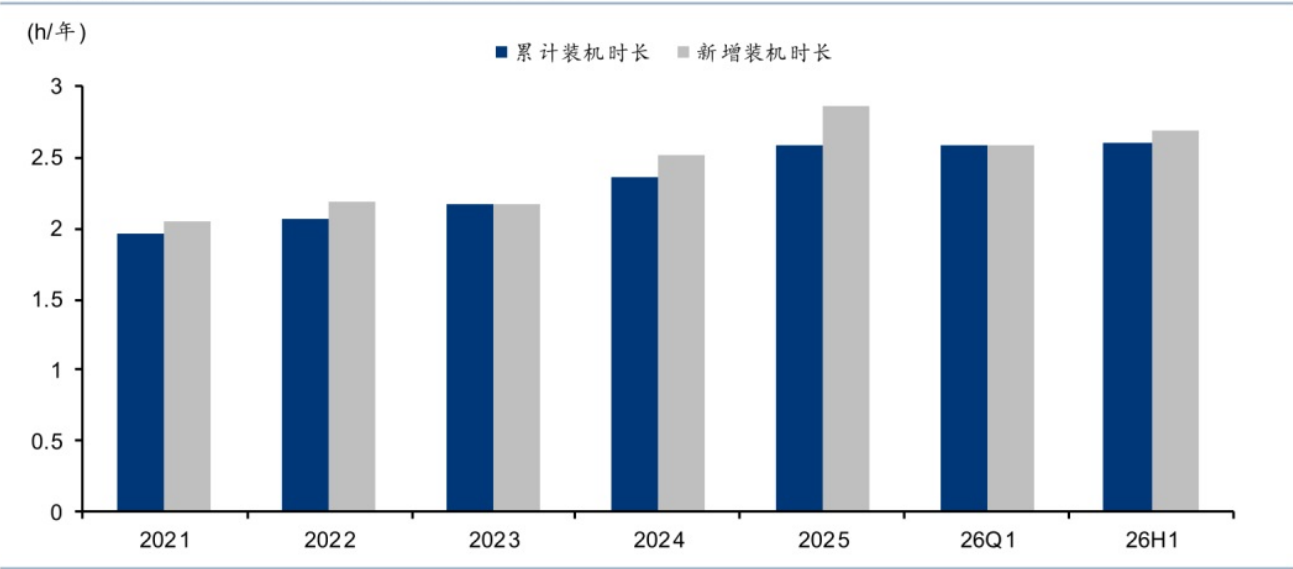
图表 6: 2024-2025 年电化学储能年均等效充放电次数



资料来源：中电联、华泰研究

储能时长分化决定容量电价折算与现货套利中的收益上限。总量层面，2025年末全国新型储能平均储能时长2.58 h (yoy+0.30 h)，100MW及以上大型项目占比72% (yoy+10pct) (国家能源局，2026-01-30)。结构层面，2025年4h+长时储能新增中，内蒙古占全国48%、新疆占22%，青海、甘肃、河北均超6%；内蒙古新增项目平均时长达3.9 h，其新增中4h+占比88.2%，远高于全国新增项目的平均时长2.85 h (CESA储能应用分会，2026-02；CNESA，2026-01-22)。2026年时长增加趋势未改，5月全国新增平均时长2.93 h创年内新高 (CESA，2026Q1；CNESA，2026-06-16)，26H1储能系统招标容量同比-3.4%、电量同比+88.3%，容量与电量的增速剪刀差扩大、亦即储能时长增加 (CNESA，2026-07-06)；中电联预计2026年底全国新型储能平均储能时长将突破2.8 h (yoy+0.22h)。

图表 7: 2021 年至 26H1 平均储能时长逐渐增长



资料来源：中电联、华泰研究

储能省际装机与盈利能力分化

中国新型储能的省际格局完成了一次根本性重构：2023-2025年头部省份由“山东、湖南等负荷侧示范省”切换为“内蒙古、新疆等新能源大基地省”，2025年末蒙新两省累计装机合计39.06GW、占全国的28.7%（国家能源局，2026-01-30）。2025年新增进一步向头部集中，前五省合计占全国新增58.3%（同比提升约14.7pct）；进入2026年，格局再度洗牌，Q1宁夏单季容量登顶、河南同比+51%新进前五。规模与增速的分化，正是分省IRR重估的现实起点：装机越集中的省份，机制设计与收益参数的差异越值得单独定价。我们筛出内蒙古、新疆、甘肃、宁夏、山东、山西、广东、江苏、辽宁等区域作为后文IRR测算样本。

2023-2025年末累计装机头两名与第三名的差距由“并驾齐驱”拉大到“近一倍”，省际分化在存量维度已经固化。2023-2025年末累计装机容量（国家能源局口径），内蒙古由3.54 GW增至20.26 GW（5.7倍），新疆由3.09 GW增至18.80 GW（6.1倍），而山东仅由3.98 GW增至11.21 GW（2.8倍）——头部两省增速持续跑赢全国、山东跑输全国。2024年末内蒙古以10.23 GW成为全国首个储能累计装机破千万千瓦的省区；2025年末内蒙古20.26 GW已达山东11.21 GW的1.8倍。区域维度，2025年末华北占32.5%、西北占28.2%，两区域合计60.7%，东北仅0.7%。

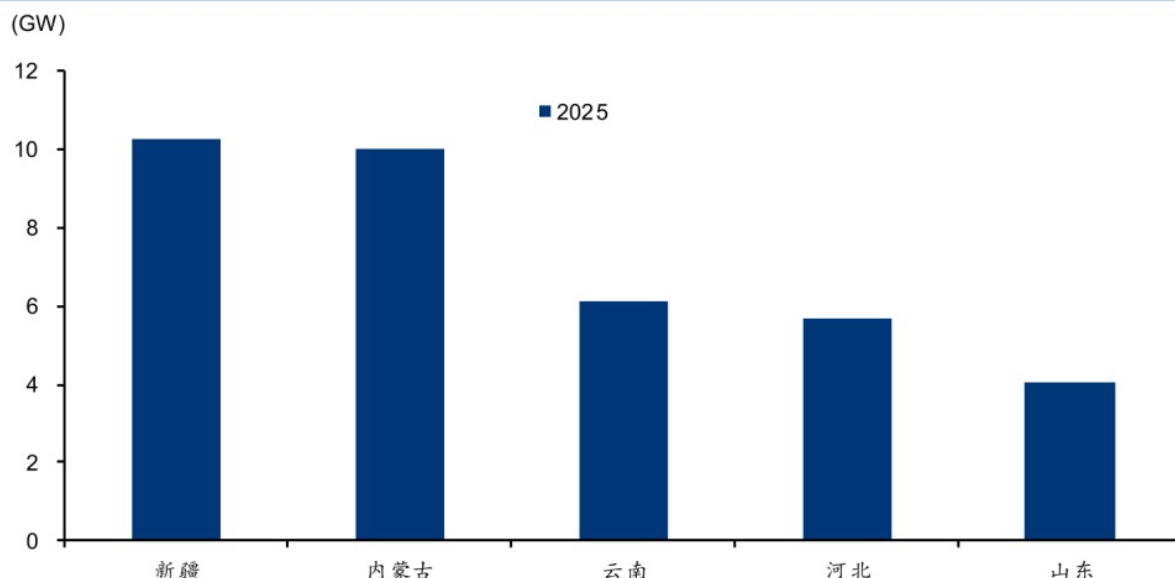
图表 8: 2023-2025 年末分省份储能累计装机前五名

排名	2023 年末	2024 年末	2025 年末
1	山东 3.98 GW	内蒙古 10.23 GW	内蒙古 20.26 GW
2	内蒙古 3.54 GW	新疆 8.57 GW	新疆 18.80 GW
3	新疆 3.09 GW	山东 7.17 GW	山东 11.21 GW
4	甘肃 2.93 GW	江苏 5.62 GW	未披露
5	湖南 2.66 GW	宁夏 4.43 GW	未披露

资料来源：国家能源局 2024-01-25、2025-01-23、2026-01-30 新闻发布会；《中国新型储能发展报告(2025)》，2025-07-31；华

2025年新增装机的集中度高于存量。国家能源局口径2025年华北新增21.88 GW占35.2%、西北新增19.66 GW占31.6%；新疆、内蒙古合计占全国新增32.7%，前五省占58.3%。CNESA口径2025年内蒙古新增12.8 GW居第一（占19.3%）、新疆9.5 GW第二（14.3%）。中电联口径前十省合计41.18 GW、占全国新增87.33%。云南2025年“5/31抢装”单月新增近2.5 GW居全国第一，全年6.13 GW为年度第三（CNESA月报，2025-06-10；国家能源局，2026-01-30）。山东2025年新增4.04 GW退居第五、新增排名连续两年下滑，负荷侧示范省的装机动能明显让位于新能源大基地省。CNESA口径26H1新增21.64 GW/58.20 GWh，独立储能占新增74.3%，超八成新增集中于风光富集区与重点负荷区（来源：CNESA，2026-07-19），区域集中度较2025年有增无减。

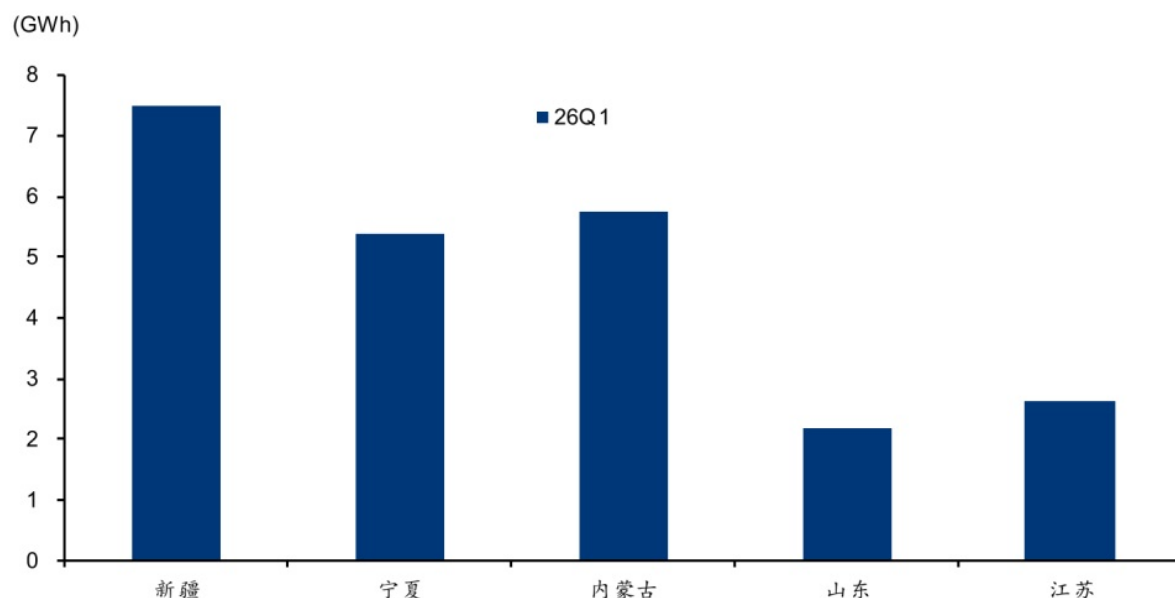
图表 9: 2025 年新增装机容量前五的省份



资料来源：国家能源局、华泰研究

26Q1 新增重心进一步西移。Q1 西北区域容量、电量占比双第一（41.4%/45.6%）；其中容量第一的宁夏新增 2.7 GW，电量第一的新疆新增 7.51 GWh。中电联口径 26Q1 新增前五省份为新疆、宁夏、河北、河南、内蒙古，合计占全国新增超 78%（中电联《2026 年一季度电化学储能电站行业统计数据简报》，2026-05-18）。5 月新疆、宁夏新增电量均超 1.2 GWh 居前二，新疆 5 月容量电价 165 元/kW·年新政叠加调频市场开放形成政策催化（CNESA，2026-06-16）；6 月西藏新增储能电量超 1.5 GWh、首次登顶全国第一，由阿里麻米措源网荷储一体化能源站一期 1.5 GWh 构网型储能全容量投运驱动；新疆、甘肃均超 1.4 GWh 列前三，山东新增容量全国第一（CNESA，2026-07-20）。

图表 10: 26Q1 新增装机电量前五的省份



资料来源：CNESA、华泰研究

规模×变化双维度筛出省际IRR重估样本。装机规模决定“值不值得研究”，新增变化决定“需不需要重估”。我们以 2025 年末累计规模（约 3 GW 以上、全国前 12）为第一维度，2025 年到 2026Q1/H1 新增的方向变化为第二维度，叠加收益机制参数的数据可得性，最终筛出内蒙古、新疆、甘肃、宁夏、山东、山西、广东、江苏等区域进入 IRR 重估样本；辽宁作为观察样本，拟实施全国最高的容量补偿标准。重估样本 2025 年末累计合计约 81 GW，约

占全国六成，覆盖了头部与代表性腰部省份。重估样本在2025年到2026Q1均出现可识别的方向性变化，且变化动因各异（抢装透支、容量电价落地、现货价差收窄、用户侧退坡），恰好适用于IRR的敏感性分析。西北四省（蒙、疆、甘、宁）为136号文后容量电价机制落地最快、长时化最彻底的大基地区；晋、鲁为现货市场正式运行的先行区；粤、苏为用户侧与租赁模式的负荷区样本。

图表 11：规模×变化双维度筛出储能省际 IRR 重估样本

省份	2025年末累计	2025年新增	2026Q1/H1 边际变化
内蒙古	20.26 GW	10.03 GW	Q1 新增 1.58 GW/5.74 GWh，节奏放缓
新疆	18.80 GW	10.23 GW	Q1 新增 7.51 GWh 第 1，5/6 月持续高增幅
甘肃	7.28 GW	2.39 GW	6 月新增超 1.4 GWh 重回前三
宁夏	7.63 GW	2.57 GW	Q1 新增 2.7 GW 第 1；H1 招标 12 GWh 领跑全国
山东	11.21 GW	4.04 GW	6 月新增容量第 1；2026 年目标 14 GW（较 2025 年末+25%）
山西	3.20 GW	1.17 GW	装机平稳，但 2025 年新增备案 100.6 GW 全国第一、现货价差收窄约 24%
广东	5.01 GW	2.92 GW	Q1 新增 1.9 GWh；转向电网侧支撑
江苏	7.60 GW	2.24 GW	Q1 新增 2.61 GWh 第 5；用户侧新增占全国 48%
辽宁	<1GW	未披露	370 元/kW·年可靠容量补偿全国最高（拟 2027 执行）；2027 年目标 5GW

资料来源：国家能源局、CNESA、中电联、华泰研究

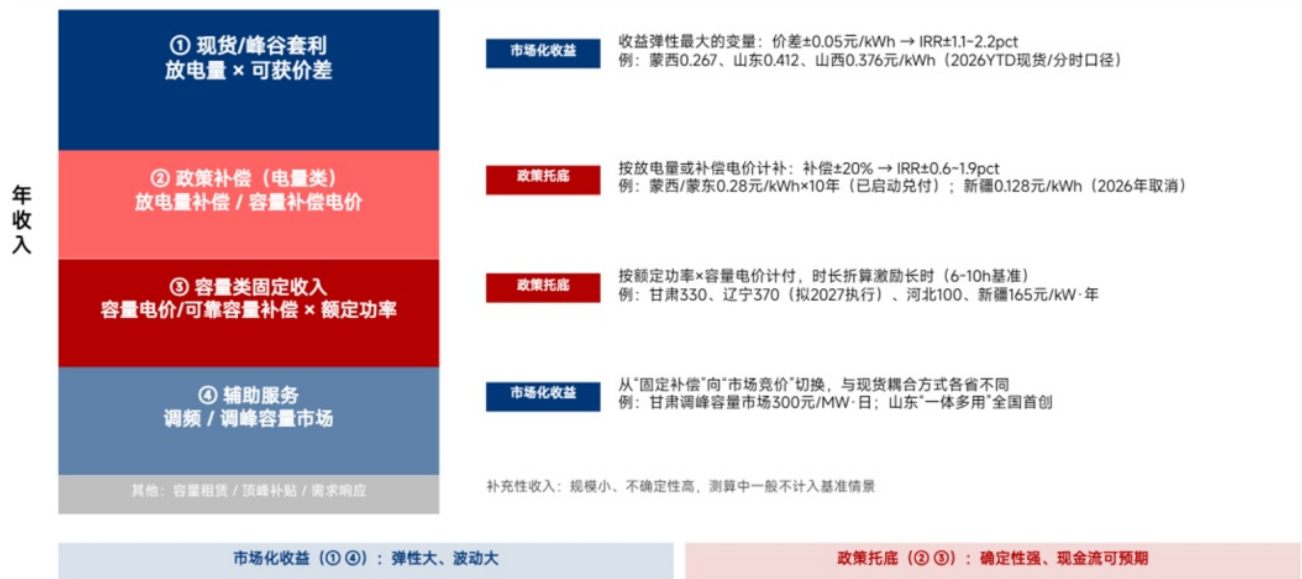
省际储能IRR比较：同一资产、同一框架、不同参数

模型框架：单一基准资产下的多层收入结构

基准电站设为**100MW/200MWh 2h磷酸铁锂独立储能**，其代表性有三：独立储能2025年累计装机占比已达51.2%、为第一大应用场景（国家能源局，2026-01-30）；2h仍是招中标主力时长；100MW级为中电联统计的主力容量段。假设充放电效率83%、年衰减 1.3%（电量类收入逐年递减）、运营期15年、残值5%、15年直线折旧、所得税率“三免三减半”后为25%、运维0.012元/Wh·年、保险 0.1%×初始投资/年。



图表 13： 收入端多层结构：市场化收益与政策托底的组合



注：年收入=现货/峰谷套利+政策补偿+容量类固定收入+辅助服务(+其他) | 100MW/200MWh 基准资产

资料来源：发改价格〔2026〕114号（2026-01-30）、华泰研究

不同区域的储能参数设置：2026YTD各省储能充放电电价差较2025年普遍收窄，11个区域中9个区域价差下行，其中江苏（由0.573降至0.380元/kWh）、蒙西（由0.384降至0.267）、蒙东（由0.340降至0.237）收窄幅度居前，仅山东（yoy+0.051）、广东（yoy+0.060）价差逆势走阔。初始投资单价参考2026H1分省EPC中标均价（北极星储能网，2026-07-22），按区域造价差异化设定：西北大基地省份规模效应显著，蒙西/蒙东低至0.665元/Wh、宁夏0.80、新疆0.85、甘肃/河北0.95。补偿机制区域分化：蒙西、蒙东电量补偿由0.35降至0.28元/kWh，新疆2026年电量补偿取消，辽宁容量电价由165提升至370元/kW、甘肃容量电价330元/kW紧随其后，是对冲价差收窄的主要政策变量。

图表 14： 不同区域的储能参数设置

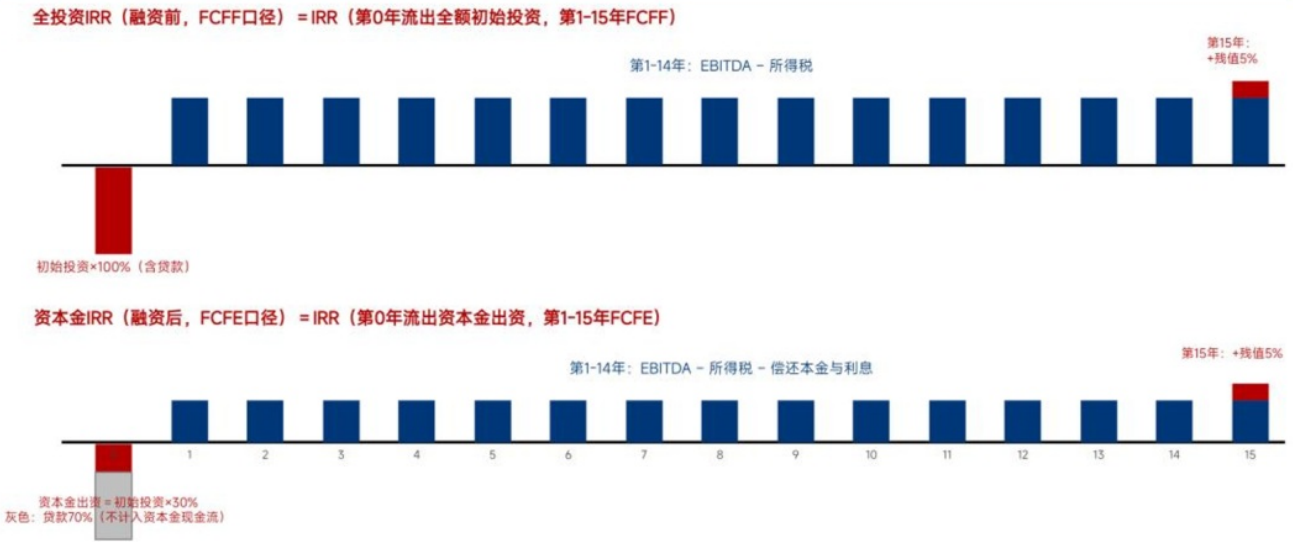
区域	价差（元/KWh）	充放电次数	电量补偿（元/KWh）	容量电价（元/KW）
	2025/2026YTD	2025/2026E	2025/2026E	2025/2026E
山西	0.425/0.376	300/300	-	165/165
蒙西	0.384/0.267	275/275	0.35/0.28	0/0
蒙东	0.34/0.237	275/275	0.35/0.28	0/0
河北	0.417/0.393	300/300	-	100/100
山东	0.361/0.412	275/275	-	165/165
甘肃	0.227/0.192	330/330	-	330/330
宁夏	0.302/0.28	284/284	-	165/165
新疆	0.232/0.222	300/300	0.128/-	165/165
广东	0.22/0.28	300/300	-	200/200
江苏	0.573/0.38	300/300	-	165/165
辽宁	0.416/0.355	300/300	-	165/370

注：2026E为全年预测值；现货价差为2h储能系统按月度现货出清价格测算的充放电电价差；分时价差按代理购电工商业电价公告口径计算，充电侧含上网环节线损与系统运行费

资料来源：各省发改委、华泰研究预测

现金流口径：1）税后全投资IRR（项目融资前）：第0年现金流出为初始投资，第1-15年现金流入为EBITDA-所得税，末年加回残值（5%）；2）税后资本金IRR（项目融资后）：第0年现金流出为初始投资，第1-15年现金流入为EBITDA-所得税-偿还本金与利息，末年加回残值（5%）。

图表 15: 全投资 IRR vs 资本金 IRR: 现金流口径



资料来源：CNESA、华泰研究

不同区域储能IRR测算：省际回报差异主要由电价机制、建设成本决定。2025年蒙西（9.8%）、蒙东（8.4%）、江苏（8.3%）领跑；2026YTD蒙西（8.0%）仍居全国第一，蒙东（6.7%）、山西（5.2%）次之，河北（4.6%）、山东（4.4%）、辽宁（4.4%）处第二梯队；新疆价差收窄至0.222元/kWh叠加电量补偿取消、造价无明显折价，IRR下降2.9pct；江苏分时价差大幅回落导致IRR由8.3%降至3.0%（-5.3pct），降幅居前。同比维度上，6个区域IRR改善：广东（+1.4pct）、辽宁（+0.7pct）、山东（+0.6pct）、河北（+0.4pct）、宁夏（+0.3pct）、甘肃（持平），分别受益于价差走阔、容量电价上调与造价区域折价。

图表 16: 不同区域储能全投资 IRR 测算（2025 vs 2026YTD）

区域	IRR	IRR	同比变化	首年收入	
	2025	2026YTD		2025	2026YTD（年化）
山西	6.2	5.2	-1.0	2,603	2,387
蒙西	9.8	8.0	-1.8	2,965	2,210
蒙东	8.4	6.7	-1.7	2,787	2,089
河北	4.2	4.6	0.4	2,280	2,174
山东	3.8	4.4	0.6	2,188	2,394
甘肃	3.2	3.2	0.0	2,074	1,904
宁夏	2.8	3.1	0.3	1,747	1,655
新疆	3.8	0.9	-2.9	2,073	1,465
广东	-0.4	1.0	1.4	1,560	1,824
江苏	8.3	3.0	-5.3	3,012	2,161
辽宁	3.7	4.4	0.7	2198	2383

注：IRR 单位为%，收入为万元

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、华泰研究预测

驱动因素归因采用逐因素替换法，顺序为CAPEX、价差、充放电次数、容量/电量补偿，每步仅替换单一因素并记录ΔIRR（各贡献与替换顺序相关，供结构判断用）；敏感性在2026年参数集上作CAPEX±5%、价差±0.05元/kWh、次数±50次、容量补偿±20%四组单因素测试。模型输出的10个区域的2025 vs 2026YTD全投资IRR对比如下图所示。我们测算：

- 1) EPC每变动±5%，各省IRR变动约0.5~0.9pct；低造价的蒙西、蒙东弹性最大（±0.9pct）；
- 2) 价差每变动±0.05元/kWh，各省IRR变动约1.1~2.2pct；蒙东（±2.1~2.2pct）、蒙西（±2.0~2.2pct）、新疆（±1.7~2.1pct）弹性最大，山东最小（±1.1pct）；

3) 充放电次数每变动±50次，各省IRR变动约0.9~3.8pct；蒙西、蒙东因电量补偿按次结算且低造价放大了次数杠杆，敏感度高达±3.5~3.8pct；甘肃、新疆以容量电价为主，仅±0.9~1.5pct；

4) 电量/容量补偿标准每变动±20%，各省IRR变动约0.6~1.9pct；蒙西/蒙东（电量补偿0.28元/kWh，±1.8~1.9pct）、甘肃（容量电价330元/kW，±1.3~1.4pct）敏感度高，河北、江苏仅±0.6pct。

图表 17：不同区域储能 IRR 敏感性分析

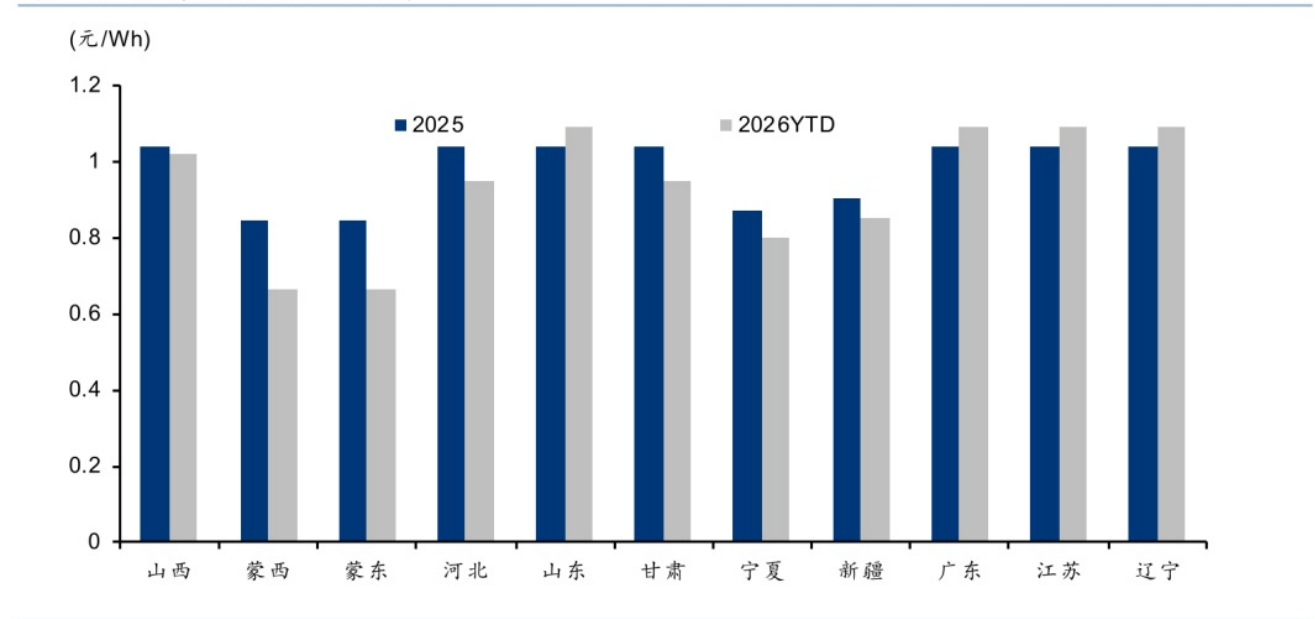
区域	基准 IRR%	EPC±5%	价差±0.05 元/kWh	充放电次数±50 次	补偿±20%
山西	5.2	5.8/4.6	6.4/3.9	6.8/3.5	6.1/4.2
蒙西	8.0	8.9/7.1	10/5.8	11.6/4.2	9.8/6.2
蒙东	6.7	7.6/5.9	8.8/4.5	10.2/3	8.6/4.9
河北	4.6	5.3/4	6/3.2	6.4/2.8	5.2/4
山东	4.4	5/3.8	5.5/3.3	6/2.7	5.3/3.5
甘肃	3.2	3.8/2.7	4.7/1.6	4.1/2.3	4.5/1.8
宁夏	3.1	3.6/2.5	4.6/1.4	4.6/1.4	3.9/2.2
新疆	0.9	1.5/0.3	2.6/-1.2	2.2/-0.6	1.8/-0.1
广东	1.0	1.6/0.5	2.4/-0.6	2.3/-0.5	1.8/0.1
江苏	3.0	3.6/2.4	4.2/1.7	4.5/1.3	3.6/2.4
辽宁	4.4	5/3.8	5.6/3.1	5.8/2.9	5.3/3.4

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、华泰研究预测

造价假设：区域差异化设定，电芯/碳酸锂反弹驱动

EPC单价按区域差异化设定。2025年西北大基地省份取0.85~0.87元/Wh，其余省份取全国2h中标均价1.04元/Wh（CNESA，2026-01-08）；2026YTD蒙西/蒙东进一步降至0.665元/Wh（全国最低，大容量共享储能规模效应）、宁夏0.80、新疆0.85、甘肃/河北0.95、山西1.02，中东部省份维持1.09元/Wh，与2026H1分省EPC投标均价梯队一致。碳酸锂由2025年6月低点约6万元/吨涨至2026年5月的18.15万元/吨（+200%以上），314Ah储能电芯2026年5月价格也较2025年中低点回升20%-35%，2h系统投标均价同比+8%，为近三年首次同比转正（SMM/InfoLink/北极星，2026-07-16）。EPC中标价区间较宽，受招标范围边界（是否含土建/送出/升压站）、时长与区域影响显著；模型取全国加权均价作为单一造价锚，未对各省单独设定造价差异，属简化处理。

图表 18：不同区域储能 EPC 差异

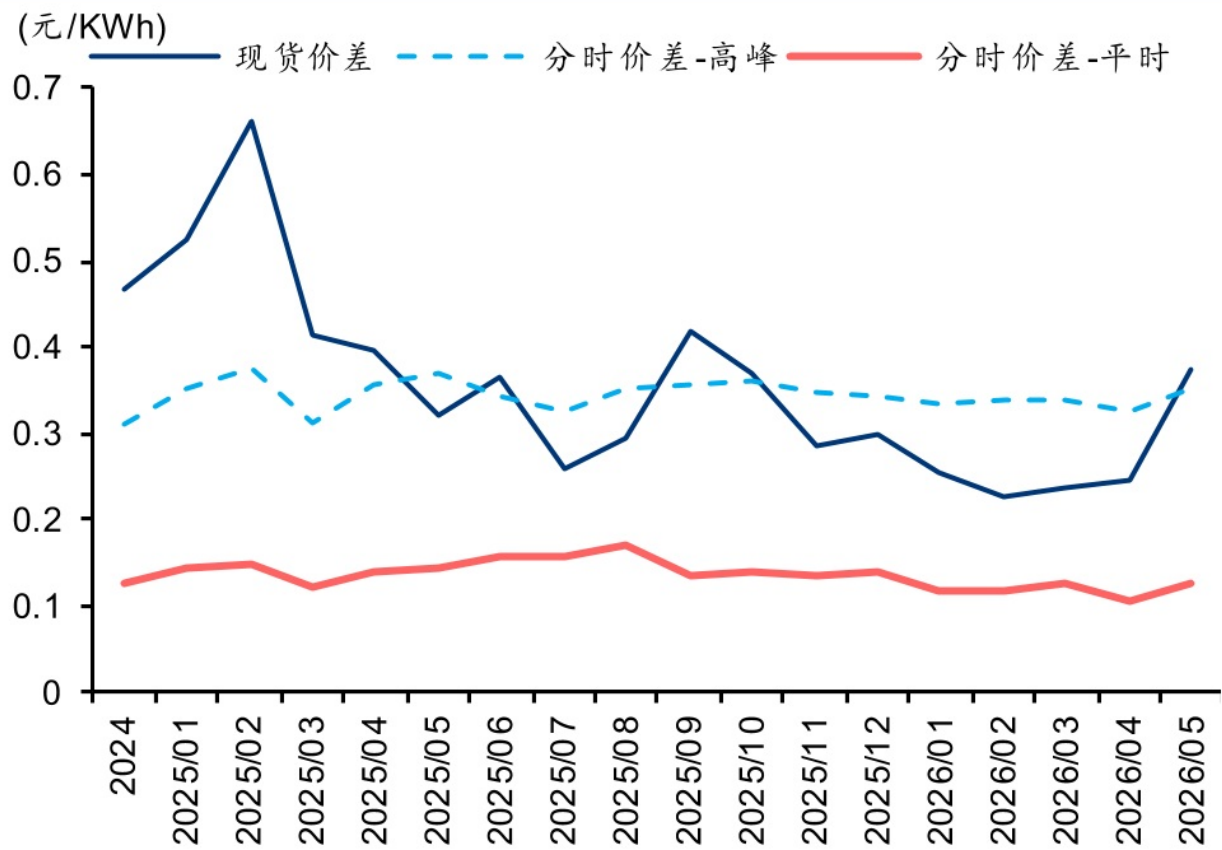


资料来源：CNESA、华泰研究

价差口径：现货、分时峰谷与分时平谷的三层结构

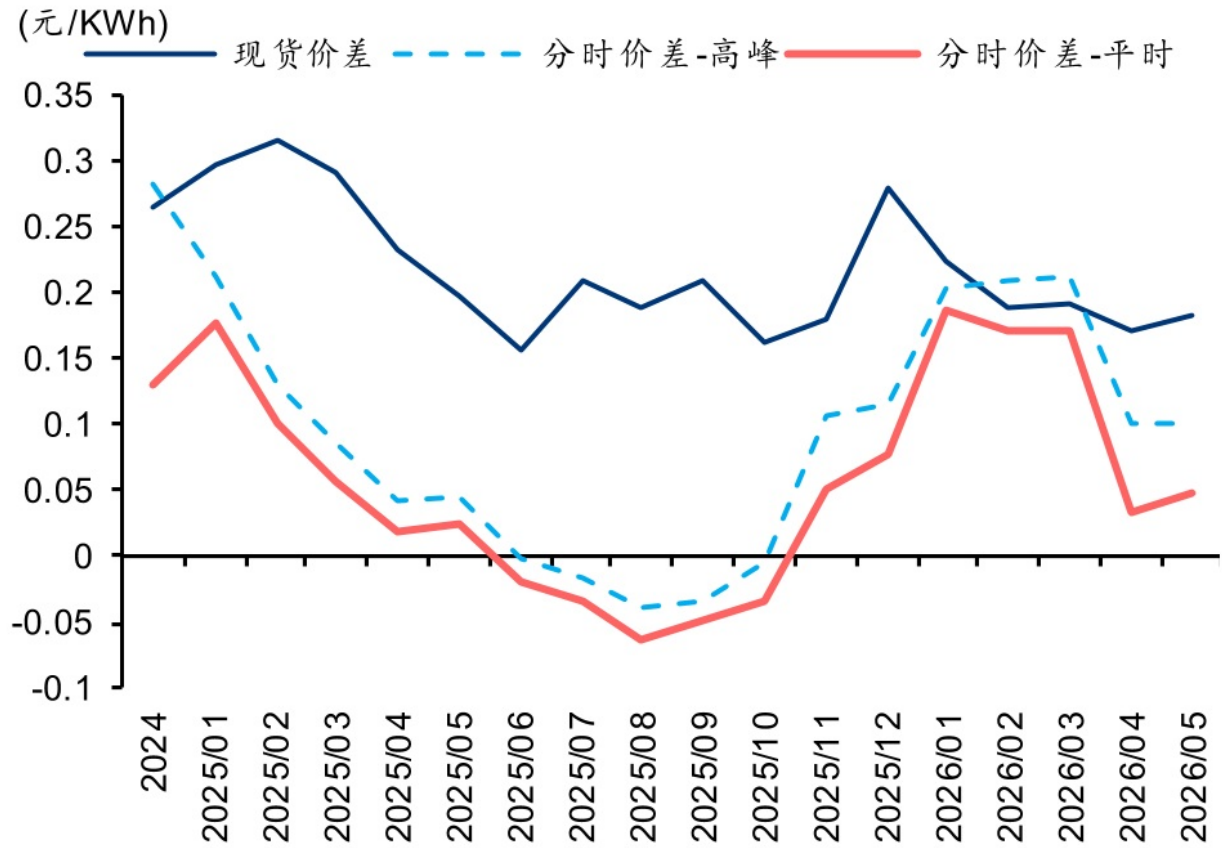
储能收益测算用哪一层价差？同一省份同时存在三个可观测的价差口径：现货充放电价差（市场真实信号）、行政分时·高峰低谷价差（政策定价上限）、行政分时·平时低谷价差（政策定价下限），三者可相差 2-4 倍。真实有现货出清数据的仅 7 个电网区域（蒙西、甘肃、山东、山西、广东、陕西自2025年7月起、辽宁自2025年9月起），其余省份“价差”全部来自分时体系。多数现货区域现货价差高于分时峰谷价差，分时峰谷口径存在系统性高估；甘肃、山西、辽宁、蒙西（2025年）出现现货与分时峰谷“倒挂”，说明分时滞后于真实供需、甚至严重失真；2026YTD分时价差在宁夏、新疆、江苏因政策调整出现大幅收窄，而山东、广东、陕西现货价差逆势走扩。

图表 19：蒙西：现货≈分时，2026YTD 现货下穿分时



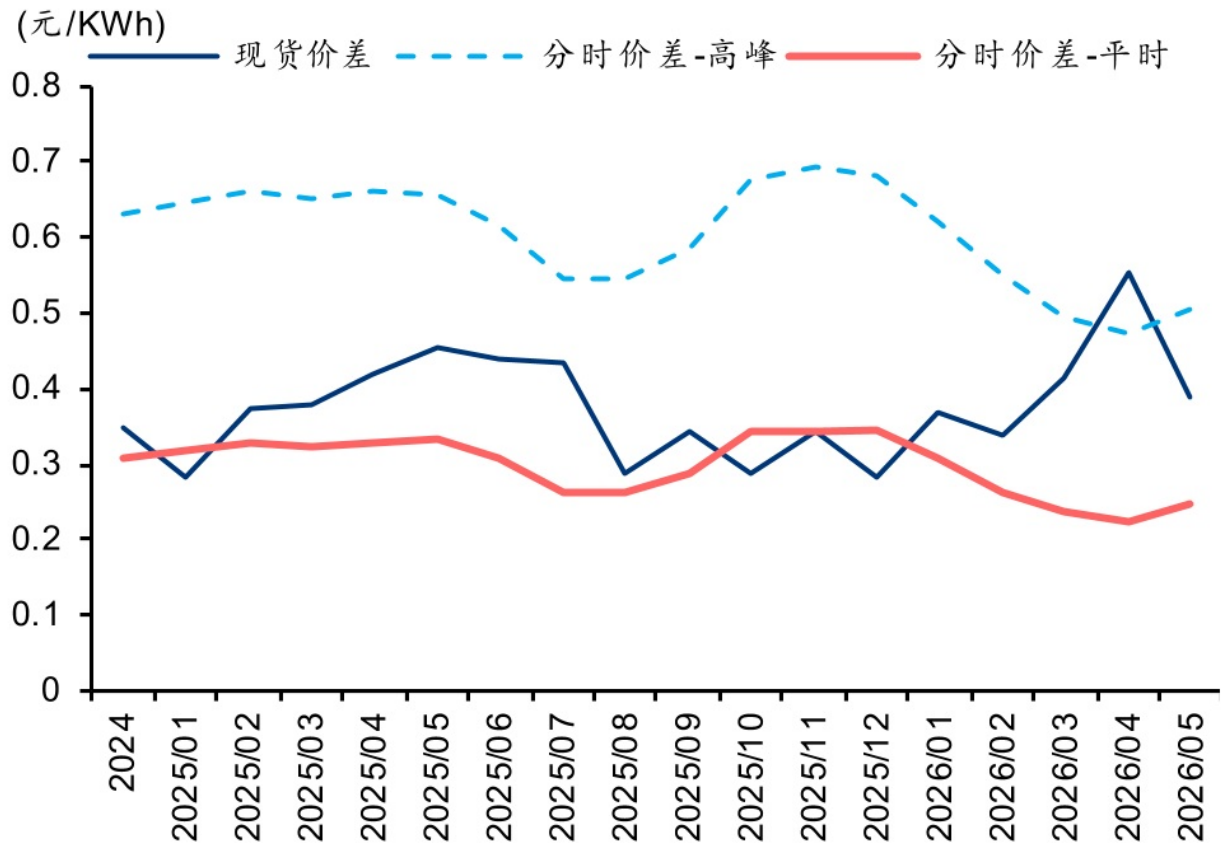
注：蒙西现货已正式运行，独立储能按现货节点电价结算
资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

图表 20: 甘肃: 现货>>分时, 分时口径严重失真



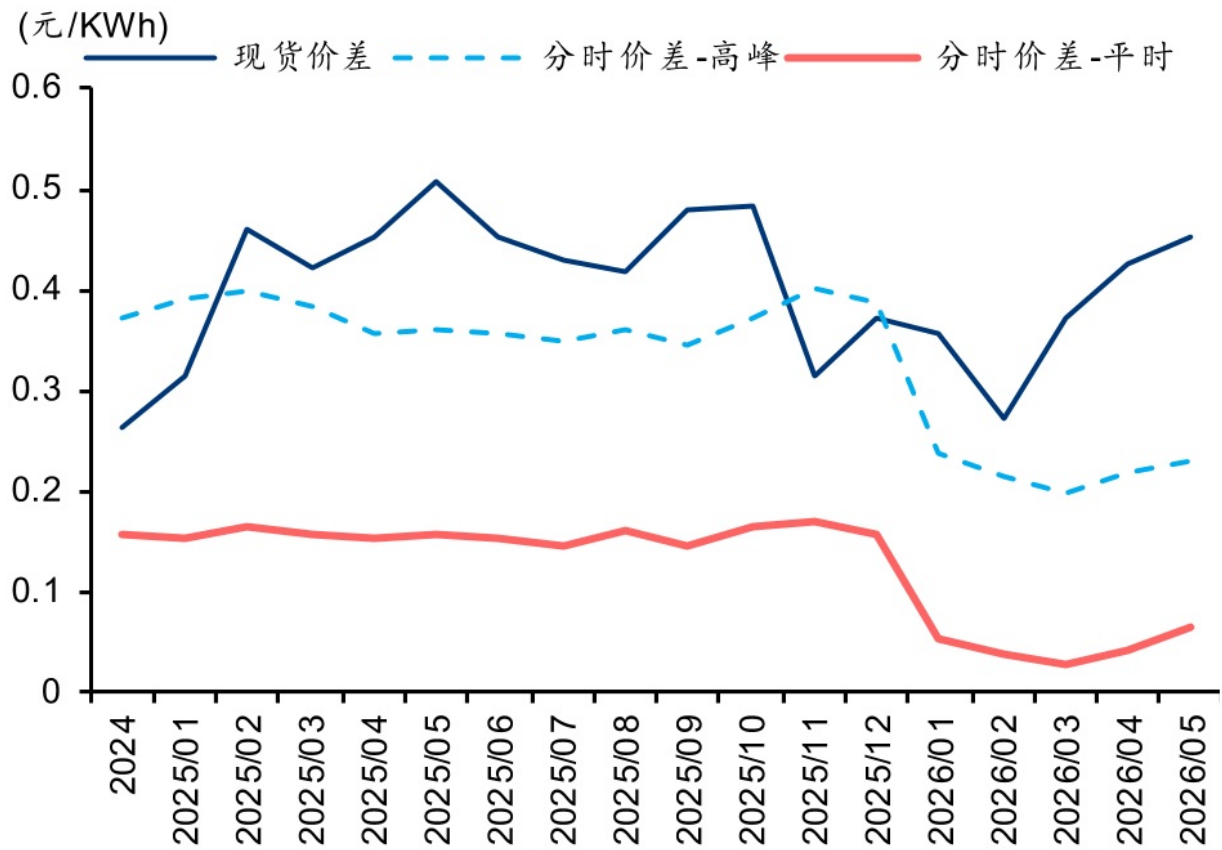
注：甘肃代理购电高峰与低谷价差窄，分时口径失真，现货才是真实价格信号
资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

图表21： 山东：2026YTD 分时峰谷价差与现货价差多次出现剪刀差



注：分时电价浮动比例（高峰上浮 70%）是政策定价，现货则反映真实供需。新能源大发时段负电价（2025 年约 1,574 小时）持续压低充电成本、拉大峰谷差
资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

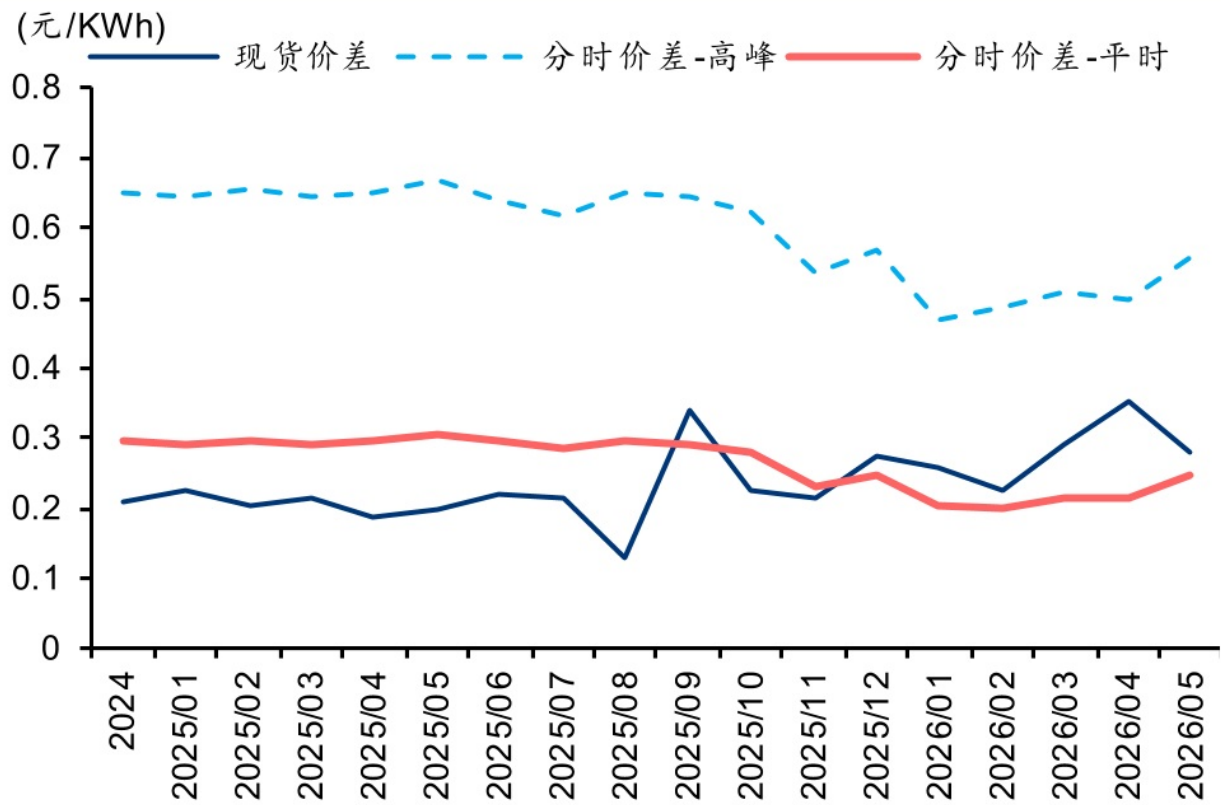
图表 22： 山西：现货高位、分时塌陷



注：2026 年现货 0.376 元/kWh 对分时峰谷 0.218 元/kWh，分时口径因分时政策调整（浮动比例收窄、计价基数变化）大幅走低，现货保持相对高位

资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

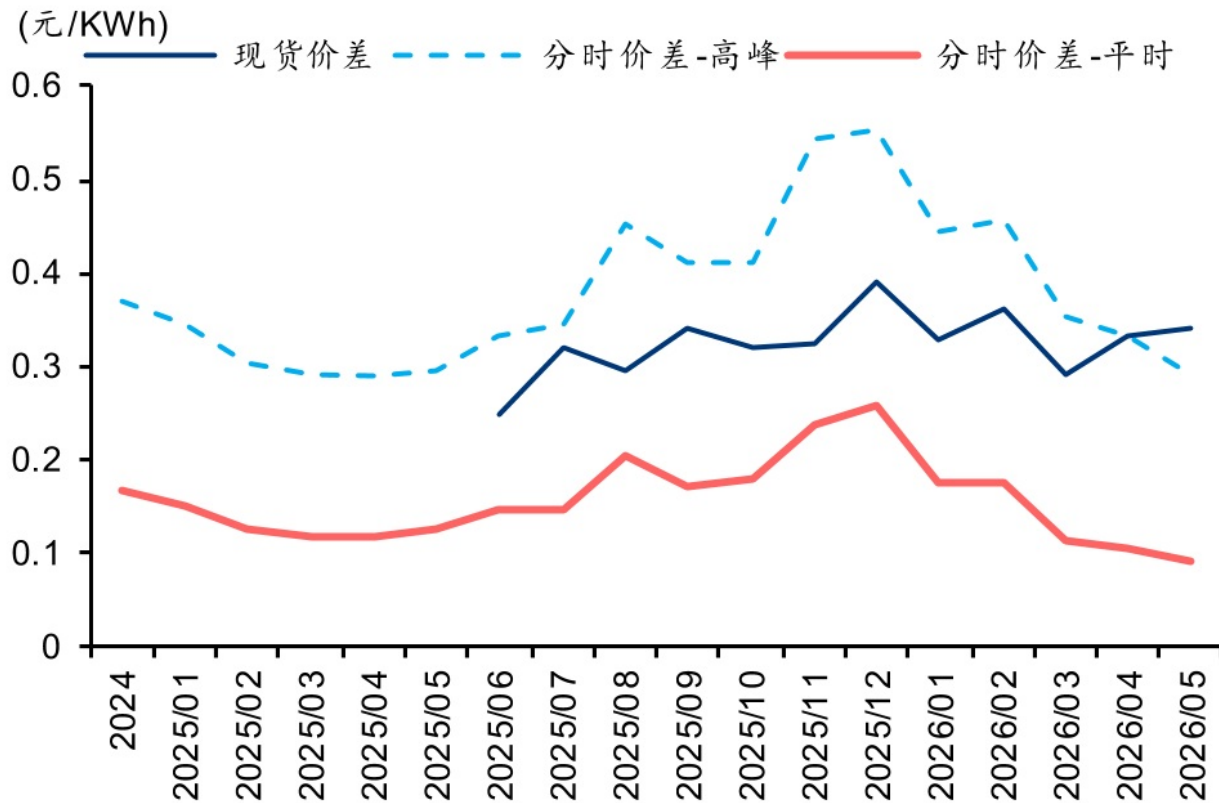
图表 23: 广东：分时/现货背离绝对值全国最大



注：广东电源以气电、煤电为主、边际成本曲线平坦，珠三角负荷特性使现货峰谷差天然较窄

资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

图表 24： 陕西： 现货数据自 2025 年 7 月起， 现货低于分时



注：陕西 2025 年进入现货连续试运行，属“现货低于分时”的常规形态
资料来源：各省电力交易中心、华泰研究

电网侧独立储能的商业模式不以现货市场为前提。河北（现货未正式运行，冀北/河北2025年新增装机居全国前列）、宁夏、青海等现货未正式运行省份均有大规模独立储能并网投运。其价差确定方式分两类：1）无现货省份：收益锚定分时电价体系，执行“低谷充电、高峰或平段放电”。实际可捕获价差介于分时高峰低谷价差（上限，放电全部落在高峰时段）与分时平时低谷价差（下限，放电落在平段）之间，具体落点取决于调度调用的时段分布。2）有现货省份：价差由市场出清决定，且从目录电价/分时电价转入现货的省份往往经历价差“祛魅”——现货价差系统性低于分时峰谷口径，广东是最典型案例（2025年分时口径虚高 0.2-0.4 元/kWh）；仅甘肃、山西、辽宁等少数省份因分时电价政策严重滞后出现“现货高于分时”的倒挂。

充放电次数与利用率：比价差更稀缺的变量

分省看，独立储能利用小时 $\geq 1,500$ h的省份共9个，包括内蒙古、青海、浙江、甘肃、山西、河北、云南、江苏、新疆；等效充放电次数前五为山西、江苏、云南、浙江、广东，利用率指数前五为贵州、广东、青海、江苏、云南（中电联，2026-03）；充放电次数榜前列主要是现货先行省与负荷省，而装机榜前列的蒙、新并未进入次数榜前列，规模与效率的背离，也是省际IRR分化的核心因素之一。

图表 25: 装机规模≠运行效率



资料来源：中电联、华泰研究

容量/电量补偿：顶峰能力促进长时化趋势

从“电量激励”走向“容量保底”，但保底本身也在被重新定价。114号文（发改价格〔2026〕114号，2026-01-30）首次在国家层面将电网侧独立新型储能纳入容量电价机制，但省级落地的进度、标准、折算基准与考核条款高度分化。各省按落地状态可分为三类：1）正式落地，包括吉林、甘肃、青海等8个省区已明确标准并进入结算，但折算基准从4h到10h不等，实际保底厚度存在差异；2）征求意见稿或细则缺失，辽宁370元/kW·年可靠容量补偿为全国最高，宁夏、河南、黑龙江、山西等省区的储能折算细则尚未出台；3）市场化或电量补偿型，山东储能按“月度市场化可用容量占比”分配，内蒙古执行发电量补偿，2025/2026年投产项目为0.35/0.28元/kWh（补偿期10年），江苏执行顶峰放电补贴0.3元/kWh延期至2027年1月（入现货后不再享受）。

图表 26: 分省容量/电量补偿机制对照

省份\时长	电价基准	时长基准	储能时长				
	元/KW·年	h	2h	4h	6h	8h	10h
辽宁	370	*8	93	185	278	370	370
吉林	330	8	83	165	248	330	330
甘肃	330	6	110	220	330	330	330
青海	185	8	46	93	139	185	185
新疆	165	6	55	110	165	165	165
陕西	165	6	55	110	165	165	165
湖北	165	10	33	66	99	132	165
河北	100	4	50	100	100	100	100

注：辽宁拟 2027-01-01 执行、时长基准为近 3 年最大净负荷高峰持续时长（未披露、此处假设为 8h）；

资料来源：各省发改委、华泰研究

辅助服务：从“固定补偿”向“市场竞价”切换

辅助服务是储能收益结构中最市场化的部分，调峰、调频、爬坡、备用、黑启动五类品种的补偿逻辑、价格形成与现货耦合方式各不相同，且正在经历从“固定补偿”向“市场竞价”的系统性切换。计价方式：调峰补偿按电量（元/kWh）、调频按调节里程（元/MW）、调峰容量市场按容量（元/MW·日）、黑启动多为元/次或元/MW·次。114号文中补偿标准明确“以弥补市场边际机组在电能量和辅助服务市场不能回收的固定成本为基础”，定价逻辑本身即承认容量补偿与市场收益并存，排他仅限“对获得其他保障的容量不重复补偿”以及容量电价与可靠容量补偿衔接替代、二选一。储能企业、虚拟电厂经营主体地位法定化，调频、备用、爬坡与现货可独立出清、具备条件时推动联合出清，区域调峰、区域备用应及时转为电能量交易，现货连续运行地区调频、备用费用向用户侧疏导。196号文（发改价格〔2024〕196号）锚定调峰价格上限，调峰补偿原则上不高于当地平价新能源上网电价。

图表 27： 分省辅助服务补偿要点

区域	调峰	调频	黑启动 / 爬坡与备用
蒙西	现货替代，固定补偿实质退出	报价 2-18 元/MW、出清上限 15；容量 60 元/MW+ 里程双重补偿	备用市场已建未运行；黑启动无公开标准
新疆	现货试运行期间调峰市场暂不运行	上限 15 元/MW；获容量电费主体原则上应当申报	—
甘肃	调峰容量市场 300 元/MW·日（与现货融合出清）	上限 15 元/MW；与现货独立出清	—
宁夏	固定补偿已退出	5-15 元/MW，SOC 门槛、储能总中标≤需求 50%	—
青海	现货替代，固定补偿实质退出	—	—
陕西	—	上限 15 元/MW	—
山东	0.15 元/kWh（常规）/0.40（特殊）	0.1-12 元/MW，与现货联合出清	黑启动试验 30 万元/次、实际调用 1,000 万元/次；爬坡上限 1,500 元/MW·h
山西	无固定补偿（现货+调频双轮）	一次调频 6 元/MW 固定单价；二次 5-15 元/MW 分 5 时段、储能中标≤55%	—
广东	充电补偿 0.792→0.453 元/kWh（-42.8%）	申报 3.5-15 元/MW，边际替代率系数；与现货时段二选一	黑启动细则鼓励、专项标准未公开
广西	0.396→0.4207 元/kWh（南方唯一上调）	南方区域统一规则	同南方区域
云南	0.5952→0.3358 元/kWh	南方区域统一规则	黑启动市场化交易规则（2022）
贵州	0.6624→0.3515 元/kWh（-47%，降幅最大）	南方区域统一规则	—
海南	0.648→0.4298 元/kWh	南方区域统一规则	—
湖南	现货试运行期间暂停	4-15 元/MW，储能中标≤40%；按日二选一	黑启动成功 100 万元/台；爬坡 15 元/MW
河南	0.2 元/kWh（上限 200 元/MW·h）	0-15 元/MW，容量预留模式可同日参与现货	—
四川	充电补偿 350 元/MW·h；配建 40 元/MW·h	申报上限 5 元/MW	黑启动成功 100 万元/台；爬坡 40 元/MW；备用上限 126.8 元/MW·h
福建	最高 10 万元/台次（深调补偿已取消）	一次调频 600 元/MW·h；低频调节 800 元/MW·h	黑启动动作 2,000 元/MW·次；备用 10 元/MW·h（现货主体 50）；爬坡 120 元/MW·天
江苏	迎峰期调用≥160 次或放电≥320h，放电按 0.391 元/kWh	—	顶峰补贴 0.3 元/kWh（延至 2027-01，与现货二选一）
浙江	现货连续运行后退出	二次调频上限 60 元/MW·h	—
安徽	现货运行后调峰市场不再运行	调频市场尚未开放	—
西藏	困难时段储能电量按比例补偿	有偿一次调频按贡献电量补偿	—

资料来源：各省发改委文件、华泰研究

价差与容量电价变化的共同作用下，区域储能增长前景分化

补偿托底+造价优势，收益稳定性最高。蒙西、蒙东发电量补偿0.28元/kWh、补偿期10年，2026年2月已公示兑付42个项目，长期现金流托底；EPC造价0.665元/Wh为全国最低，大容量共享储能的规模效应筑成成本护城河；尽管价差分别收窄0.117、0.103元/kWh、电量补偿退坡20%，2026YTD全投资IRR仍有8.0%/6.7%、居全国前二。收益结构对利用率与补偿政策高度敏感——充放电次数敏感度±3.5~3.8pct、容量/电量补偿敏感度±1.8~1.9pct均为全国最高；主要风险在2027年新项目补偿规则未定，存量项目的收益稳定性优于增量项目。

图表 28： 蒙西储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KWh)	-20%	0	20%
价差 Δ(元/KWh)		0.224	0.28	0.336
0.05	0.317	8.2%	10.0%	11.8%
0	0.267	6.2%	8.0%	9.8%
-0.05	0.217	4.0%	5.8%	7.7%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

图表 29： 蒙东储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KWh)	-20%	0	20%
价差 Δ(元/KWh)		0.224	0.28	0.336
0.05	0.287	7.0%	8.8%	10.6%
0	0.237	4.9%	6.7%	8.6%
-0.05	0.187	2.5%	4.5%	6.4%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

价差走阔+机制增厚，较具增长潜力。1）山东现货价差逆势走阔、由2025年均值0.361增至2026YTD的0.412元/kWh，全投资IRR提升0.6pct，2026年累计装机目标14GW、较2025年末+25%（《山东省2026年新能源高水平消纳行动方案》，山东省能源局 2026-04-01）。2）广东价差由2025年的0.22增至2026YTD的0.28元/kWh，全投资IRR提升1.4pct，新增储能装机由用户侧转向电网侧支撑。3）辽宁370元/kW·年可靠容量补偿为全国最高，全投资IRR提升0.7pct；辽宁2027年累计装机目标5GW（辽宁省发展改革委、工信厅，2026-05-07），“十五五”首批遴选3.2GW（2026-04-30）。

图表 30：山东储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ（元/KW）	-20%	0	20%
价差 Δ(元/KWh)		132	165	198
0.05	0.462	4.6%	5.5%	6.3%
0	0.412	3.5%	4.4%	5.3%
-0.05	0.362	2.4%	3.3%	4.1%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

图表 31：广东储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ（元/KW）	-20%	0	20%
价差 Δ(元/KWh)		160	200	240
0.05	0.33	1.6%	2.4%	3.1%
0	0.28	0.1%	1.0%	1.8%
-0.05	0.23	-1.6%	-0.6%	0.4%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

图表 32：辽宁储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ（元/KW）	-20%	0	20%
价差 Δ(元/KWh)		296	370	444
0.05	0.405	4.6%	5.6%	6.5%
0	0.355	3.4%	4.4%	5.3%
-0.05	0.305	2.1%	3.1%	4.1%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

价差收窄但容量托底增强，结构性增长、以长时化为主线。1）甘肃330元/kW·年容量电价于2026年正式落地，补偿标准敏感度±1.3~1.4pct居全国前列，6月新增重回全国前三。2）新疆165元/kW·年容量电价2026年6月执行叠加调频市场开放，26Q1新增电量全国第一；但2h项目2026YTD全投资IRR 0.9%、经济性偏弱，新增将加速向4h+长时集中。

图表 33：甘肃储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ（元/KW）	-20%	0	20%
价差 Δ(元/KWh)		264	330	396
0.05	0.242	3.4%	4.7%	6.0%
0	0.192	1.8%	3.2%	4.5%
-0.05	0.142	-0.1%	1.6%	3.0%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

图表 34: 新疆储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KW)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		132	165	198
0.05	0.155	1.8%	2.6%	3.4%
0	0.105	-0.1%	0.9%	1.8%
-0.05	0.055	-2.3%	-1.2%	-0.2%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

价差大幅收窄，短期承压。1) 2026YTD宁夏分时口径价差大幅收窄至0.099元/kWh，现货口径约0.28元/kWh；165元/kW·年容量电价仍为征求意见稿，现货口径叠加0.80元/Wh低造价后全投资IRR约3.1%、仅勉强转正；值得注意的是宁夏26Q1装机第一、26H1招标12GWh领跑全国，招标热度与项目经济性明显背离，我们认为背离的原因有三：其一，产业资本按容量电价落地预期定价，保底收入足以扭转账面亏损；其二，清单制下“先建先得”的窗口逻辑，开发商有动机在细则印发前锁定备案与接入资源，招标节奏领先于收益兑现；其三，分时价差骤降68%源于分时政策调整而非真实供需状况，现货口径约0.28元/kWh叠加93.10%的全国第一转换效率（中电联，2026-03），实际运营质量优于账面。2) 河北100元/kW·年容量电价24个月激励期2026年底到期、续期政策不明，IRR 4.6%。3) 江苏分时价差由0.573降至0.38元/kWh、进现货市场后价差或进一步收窄，顶峰放电补贴与现货二选一，用户侧模式退坡，IRR由8.3%降至3.0%、降幅居全国前列。

图表 35: 宁夏储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KW)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		132	165	198
0.05	0.33	3.8%	4.6%	5.4%
0	0.28	2.2%	3.1%	3.9%
-0.05	0.23	0.4%	1.4%	2.3%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

图表 36: 河北储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KW)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		80	100	120
0.05	0.443	5.4%	6.0%	6.6%
0	0.393	4.0%	4.6%	5.2%
-0.05	0.343	2.6%	3.2%	3.8%

资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

图表 37: 江苏储能 IRR 敏感性分析

全投资 IRR	补偿 Δ (元/KW)	-20%	0	20%
价差 Δ (元/KWh)		132	165	198
0.05	0.43	3.6%	4.2%	4.8%
0	0.38	2.4%	3.0%	3.6%
-0.05	0.33	1.0%	1.7%	2.3%

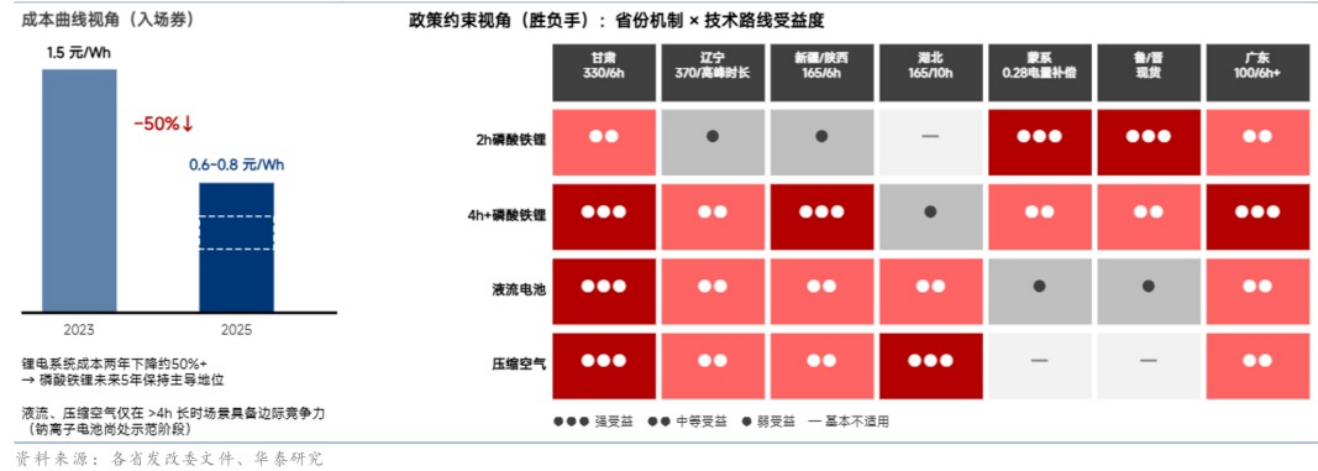
资料来源：各省电力交易中心月度运营数据、省级电网企业代理购电工商业电价月度公告、各省发改委、华泰研究预测

技术路线与政策适配：省际差异决定技术选型

技术路线选择不仅取决于成本曲线，政策框架才是首要约束。储能行业技术路线的讨论通常围绕锂电池（磷酸铁锂）、液流电池、压缩空气储能、钠离子电池等技术的成本曲线展开。随着锂电池系统成本从2023年的1.5元/Wh降至2025年的0.6~0.8元/Wh，我们认为磷酸铁锂将在未来5年内保持主导地位，液流电池和压缩空气储能仅在长时储能（>4小时）场景下具备边际竞争力。但我们梳理各省政策后发现，政策框架而非成本曲线才是技术选型的首要约束：甘肃330元/kW·年容量电价+6h基准时长的设计，直接激励液流电池和压缩空气储能；广东100元/kW·年容量电价+6h及以上系数=1的设定，使长时储能在广东具备结构性溢价；而蒙西发电量补偿（2025/2026年投

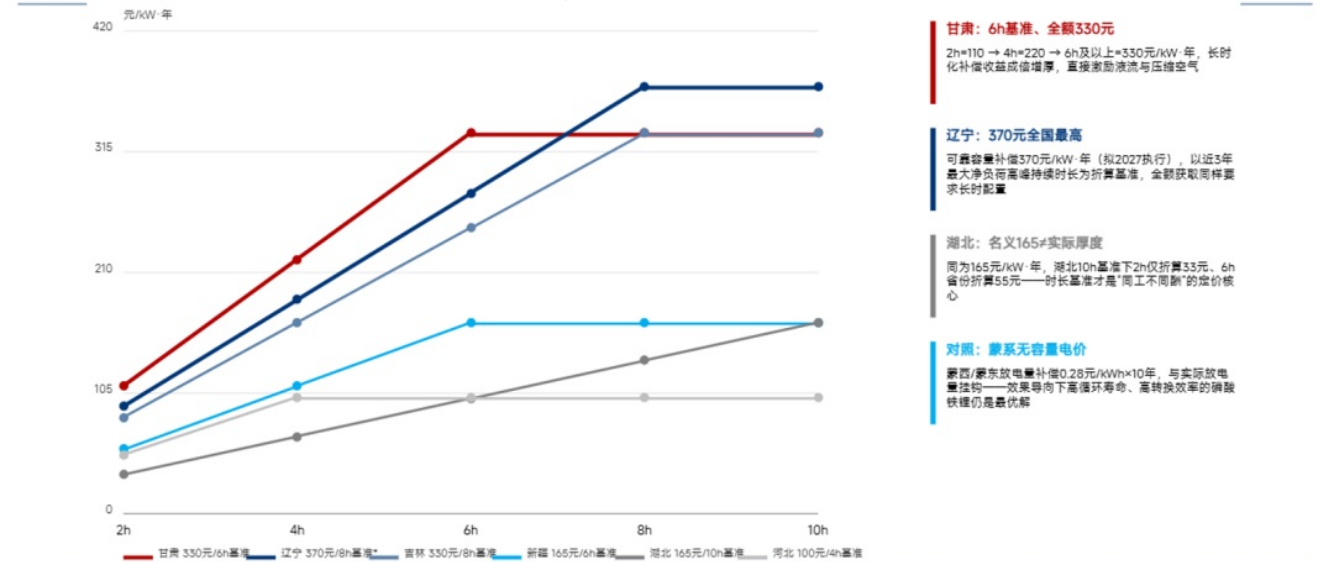
产项目分别为0.35/0.28元/kWh) × 10年的“效果导向”模式，则更适合充放电效率高、循环寿命长的磷酸铁锂电池。

图表 38：成本曲线决定“入场券”，政策机制决定“胜负手”



容量电价按时长折算的省份天然激励长时技术。甘肃2026年容量电价330元/kW·年按6h基准折算，2h项目仅获110元、4h项目220元、6h及以上全额330元，长时化的补偿收益成倍增厚；辽宁370元/kW·年可靠容量补偿（拟2027年执行）以近3年最大净负荷高峰持续时长为折算基准，全额获取同样要求长时配置；新疆、陕西165元/kW·年按6h折算（2h=55元、4h=110元）。在此类省份，4h+液流电池、压缩空气储能的补偿增厚已可覆盖其与磷酸铁锂的造价差，开始具备边际竞争力。相反，蒙西、蒙东发电量补偿（2026年投产项目为0.28元/kWh×10年）与实际发电量挂钩，收益弹性取决于循环寿命与转换效率，磷酸铁锂（循环寿命6,000次以上、往返效率85%+）仍是最优技术解；山东、山西等现货省份收益锚定日内价差，2h磷酸铁锂叠加构网型控制即可覆盖主要套利窗口。

图表 39：容量电价按时长折算：时长基准越短，长时激励越强



注：折算公式：折算额=电价基准×MIN(储能时长,时长基准)/时长基准（超过时长基准后按全额计）。辽宁时长基准为近3年最大净负荷高峰持续时长（未披露，此处假设8h）；湖北10h为全国最长基准，2h仅折算33元/kW·年

资料来源：各省发改委文件、华泰研究

投资逻辑

储能行业处于政策驱动向市场驱动的转型期，基于机制稳定性与成本优势视角，布局四条主线：1）机制红利主线：114号文确立容量电价机制后，补偿标准高、落地进度快的区域（甘肃330元/kW·年、新疆165元/kW·年已正式执行，辽宁370元/kW·年拟2027年执行，内蒙古0.28元/kWh发电量补偿×10年且已启动兑付）为运营商提供长期托底现金流，存量资产集中于上述区域的公司最先受益；2）成本优势主线：2026H1低价区域EPC造价低至0.665-0.95元/Wh，较高价区域低10-37%（北极星储能网，2026-07-22），西北大基地布局者具备天然IRR

护城河；3）长时化结构主线：容量电价按6-10h时长基准折算的机制，激励4h+长时与构网型技术，长时项目储备充足的运营商获取结构性超额收益；4）现货弹性主线：山东、广东现货价差逆势走阔（分别+0.051、+0.060元/kWh），现货运营能力强、卡位负荷中心的主体享受量价双升。

风险提示

政策落地不及预期的风险。宁夏、辽宁等省份容量电价仍处于征求意见稿阶段，正式文件的印发时点、补偿标准与考核细则可能低于预期；河北100元/kW·年容量电价24个月激励期2026年底到期，续期政策不明；内蒙古电量补偿已明确退坡路径（0.35降至0.28元/kWh），2027年起新项目补偿规则未定，若补偿标准进一步下调或兑付周期拉长，将直接削弱存量与增量项目的托底收益（补偿±20%对应IRR变动±0.6~1.9pct）。

价差收窄超预期的风险。136号文后新能源全面入市加剧电价波动，现货省份存在价差“祛魅”效应（现货价差系统性低于分时口径），分时政策调整已导致宁夏、新疆、江苏等省分时价差大幅收窄；价差每变动±0.05元/kWh对应IRR变动±1.1~2.2pct，若现货价差进一步收窄，蒙东、新疆等高价差弹性省份的测算结论将不成立。

充放电次数与利用率不及预期的风险。充放电次数是本模型弹性最大的变量（±50次对应IRR变动±0.9~3.8pct），若新能源大发时段充电受限、调度调用不足或利用率指数回落，实际可捕获价差电量将低于假设；广东等省份已出现已批项目“申报热、建设冷”、利用小时下滑的现象。

成本假设与模型简化风险。电芯、碳酸锂价格反弹幅度若超预期（2h系统投标均价2026年同比+8%），EPC成本将进一步上行（EPC+5%对应IRR拖累0.5~0.9pct）；EPC中标价区间宽（2026H1报价0.56-1.05元/Wh），模型以2h基准资产与区域均价为造价锚，分省低价主要由4h+大容量项目贡献，对2h项目存在一定低估，单一项目的造价、时长与招标边界偏离均可能导致IRR测算失真。

数据口径与测算方法风险。全国及分省装机数据存在国家能源局、CNESA、中电联三口径差异；部分省份价差采用行政分时口径、与现货口径存在系统性偏差（甘肃、山西等省出现现货与分时倒挂）；敏感性分析为单因素测试，驱动因素归因结果与替换顺序相关，仅供结构判断参考。

重点推荐公司经营风险。

文章来源

研报《储能机制重估：省际IRR分化与投资》2026年8月16日

王玮嘉 分析师 S0570517050002 | BEB090

黄波 分析师 S0570519090003 | BQR122

李雅琳 分析师 S0570523050003 | BTC420

康琪 分析师 S0570526070019

 [关注我们](#) 

华泰证券研究所国内站（研究Portal）

<https://inst.htsc.com/research>

访问权限：国内机构客户

<https://intl.inst.htsc.com/research>

访问权限：美国及中国香港金控机构客户

添加权限请联系您的华泰对口客户经理

免责声明

▲向上滑动阅览

本公众号不是华泰证券股份有限公司（以下简称“华泰证券”）研究报告的发布平台，本公众号仅供华泰证券中国内地研究服务客户参考使用。其他任何读者在订阅本公众号前，请自行评估接收相关推送内容的适当性，且若使用本公众号所载内容，务必寻求专业投资顾问的指导及解读。华泰证券不因任何订阅本公众号的行为而将订阅者视为华泰证券的客户。

本公众号转发、摘编华泰证券向其客户已发布研究报告的部分内容及观点，完整的投资意见分析应以报告发布当日的完整研究报告内容为准。订阅者仅使用本公众号内容，可能会因缺乏对完整报告的了解或缺乏相关的解读而产生理解上的歧义。如需了解完整内容，请具体参见华泰证券所发布的完整报告。

本公众号内容基于华泰证券认为可靠的信息编制，但华泰证券对该等信息的准确性、完整性及时性不作任何保证，也不对证券价格的涨跌或市场走势作确定性判断。本公众号所载的意见、评估及预测仅反映发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰证券可能会发出与本公众号所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

本免责声明旨在向投资者揭示华泰证券股份有限公司研究报告发布平台的风险，并不构成对任何投资建议，也非对任何证券或证券组合的推荐。华泰证券