工商业储能未来发展报告

暨海南、山东、江苏、广东四省多元收益结构测算

工商业储能专题 · 总报告

数据截止：2026 年 11 月 20 日

2026 年 11 月

目 录

执行摘要 4

一、研究范围、方法与数据口径 5

1.1 研究问题 5

1.2 数据来源与核实标准 6

1.3 测算口径 6

二、政策与市场环境：从行政分时电价到市场化定价 6

2.1 分时电价机制的形成（2021–2025） 6

2.2 2025–2026 年的四项制度变化 7

2.3 对工商业储能的含义 8

三、收益模式的变化：从单一价差到多元收益 9

3.1 收益来源与确定性分级 9

3.2 价差收益：仍是主体，但来源在转移 9

3.3 需求响应：单价高、次数少 10

3.4 虚拟电厂聚合：制度已建，收益待验证 11

3.5 运营要求的变化 11

四、行业现状 12

4.1 装机规模 12

4.2 用户侧储能的运行与价格 12

4.3 安全与合规要求 13

五、工商业储能多元收益路径 13

六、四省对比 13

6.1 广东 14

6.2 山东.....15
6.3 江苏.....15
6.4 海南.....16
七、多元收益结构测算.....16
7.1 模型与参数.....16
7.2 测算结果.....18
7.3 多元收益的合理占比.....19
7.4 敏感性.....21
八、主要风险.....21
九、结论与投资建议.....22
9.1 对研究问题的回答.....22
9.2 投资建议.....22
附录 A：政策与市场规则清单.....23
附录 B：主要数据来源.....25
附录 C：测算模型说明.....27

执行摘要

结论：工商业储能可以继续作为重点发展业务，但投资逻辑和省份次序都要调整。 四省现行电网代理购电分时电价下，1MW/2MWh 标准项目单靠峰谷套利，全投资税后 IRR 在 6.0%–23.2% 之间，均达到 6% 的测算目标。到 2026 年底，这一收益基础正在被三项国家政策改写：

- 《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号，2026 年 3 月 1 日施行）规定，对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段。
- 国办发〔2026〕4 号要求逐步缩小电网代理购电规模，推动 10 千伏及以上用户直接参与电力市场。
- 发改价格〔2026〕114 号建立的容量电价只覆盖电网侧独立储能。

工商业储能的主要用户恰好是 10 千伏及以上工商业企业，这类用户的峰谷价差正在由政府定价转为零售合同和现货价格决定。

四省分化明显。 按本报告的标准项目测算（多元情景含需求响应和聚合收益；过渡情景按各省价差逐年收窄的路径测算，见 7.1）：

省份	多元情景 IRR	回收期	过渡情景 IRR	市场化定价情景 IRR
广东	24.8%	3.5 年	3.6%	降至负值
山东	12.8%	5.4 年	9.6%	6.3%
江苏	8.9%	6.4 年	0.0%	降至负值
海南	8.0%	6.7 年	5.5%	2.8%

山东在过渡情景和市场化定价情景下都达到 6%，是四省中唯一在价差收窄后仍达标的省份。广东当前收益最高，但对市场化定价最敏感，过渡情景下只有 3.6%。江苏与海南单靠套利的收益只够得上目标线；江苏 2027 年零售改"价格直达"后，过渡情景 IRR 降到 0 附近。2026 年 8 月起海南的输配电价不再参与峰谷浮动，单一制 1–10 千伏峰谷价差从 2026 年 7 月的 0.867 元/kWh 降至 11 月的 0.531 元/kWh。

多元收益的合理占比。 以"达到 6% 的测算目标，且灵活性收益打五折时 IRR 不低于 4%"为约束，需求响应与聚合收益合计不应超过投资方收益的 21%，价差收益（含需量管理）应在 79% 以上。这一上限由投资和运维成本决定，四省相同；各省的差别在于价差会降到哪里。按此标准：

- **山东**：过渡情景单靠价差即达 6%，市场化情景需灵活性收益占 13%，都在上限内。建议价差 85%–90%、需求响应 ≤5%、聚合 5%–10%。
- **海南**：过渡情景需灵活性收益占 13%，在上限内；市场化情景需 26%，超出上限。标准项目不新投，只做两部制、需量电费高的用户或规模化项目，价差（含需量管理）80%–90%。
- **广东**：过渡情景需灵活性收益占 20%，处在上限边缘；市场化情景需 62%，不可行。按"价差 ≥90%"投资，以现行价格下 4 年内回收投资、过渡情景 IRR ≥4% 作为决策条件。
- **江苏**：过渡情景需灵活性收益占 43%，超出上限一倍。标准项目不达标，只做需量电费占比高的两部制用户，把需量电费管理作为第二块确定性收益（占 15%–25%）；这类用户过渡情景 IRR 为 7.4%。

建议。

1. 设立准入门槛：仅计套利 IRR 不低于目标收益率；过渡情景 IRR 不低于 4%；静态回收期不超过 6 年（广东不超过 4 年）。投资决策按过渡情景，不按现行价格。
2. 省份排序：山东第一优先；广东抓窗口期，控制新增规模、加快回收；江苏、海南选择性布局，只做两部制、需量电费高的用户和规模化项目。
3. 新项目合同改为"价差收益分成 + 灵活性收益分成"两段式，并把零售套餐分时条款纳入业主侧约束。
4. 建立负荷与现货价格预测、零售合同管理和虚拟电厂聚合三项运营能力，作为继续扩大规模的前提。

一、研究范围、方法与数据口径

1.1 研究问题

本报告回答三个问题：

1. 工商业电价由行政分时电价向市场化定价转变后，用户侧储能的收益模式、可预测性和运营要求发生了哪些变化?

2. 工商业储能有哪些可行的多元收益路径，各自的确定性如何?

3. 在当前政策与市场环境下，工商业储能是否适合继续作为重点投资业务?

第七章对海南、山东、江苏、广东四省做统一口径的财务测算，给出各省多元收益的合理占比。

1.2 数据来源与核实标准

报告引用的政策文件、电价和装机数据都标注了出处和截止时点。证据分三级：

- **一手原文**：国家发展改革委、国家能源局及其派出机构、省级价格主管部门和电网企业发布的原文件或公告。
- **据报道**：中关村储能产业技术联盟（CNESA）、中电联等行业机构，以及权威媒体的统计或报道。
- **测算假设：本报告财务模型使用的参数，可按项目实际参数替换。**

海南代理购电价格来自第三方转载的电网公告全文，报告中标注为"据报道"。附录 B 列出全部数据来源。

1.3 测算口径

标准项目为 1MW/2MWh 磷酸铁锂储能，接入工商业用户 10 千伏配电侧，采用合同能源管理模式，投资方取得节省电费的 85%。全投资税后口径，运营 10 年。测算模型有 Python 与 Excel 两种实现，两者计算结果一致（四省 IRR 的差异小于 10^{-12}）。参数与公式见第七章和附件《工商业储能多元收益测算模型.xlsx》；过渡情景和稳健性约束的逐年测算见四份省报告所附的分省测算模型。

二、政策与市场环境：从行政分时电价到市场化定价

2.1 分时电价机制的形成（2021–2025）

工商业储能在国内的商业模式，建立在 2021 年的两份价格文件上。

《关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093 号）规定："上年或当年预计最大系统峰谷差率超过 40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1；其他地方原则上不低于 3:1"，尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%。文件明确鼓励工商业用户配置储能，降低高峰时段用电负荷。

同年 10 月，发改价格〔2021〕1439 号要求各地有序推动工商业用户全部进入电力市场，取消工商业目录销售电价。尚未直接入市的用户由电网企业代理购电，代理购电价格按月公布，并继续执行政府规定的峰谷时段与浮动比例。

此后四年，用户侧储能的收益基本由这张"代理购电分时价格表"决定：峰谷价差由政府文件设定，时段全年或按季节固定，项目收益可以按年预测。

2.2 2025–2026 年的四项制度变化

直接入市用户不再执行政府分时电价。 《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号）第三十五条规定："对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段"。对电网代理购电用户，由政府价格主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例。该规则 2026 年 3 月 1 日起施行，有效期 5 年。

代理购电范围收窄。 国务院办公厅国办发〔2026〕4 号要求"逐步缩小电网代理购电规模，推动 10 千伏及以上用户直接参与电力市场"，到 2030 年市场化交易电量占全社会用电量 70% 左右。2025 年全国市场交易电量 6.64 万亿千瓦时，占全社会用电量 64.0%。

现货市场全覆盖。 发改办体改〔2025〕394 号要求 2025 年底前基本实现电力现货市场全覆盖，2025 年底前实现用户侧主体参与现货市场申报、出清、结算。截至 2026 年 10 月，转入正式运行的省级现货市场包括：

- 山西、广东、山东、甘肃、蒙西、湖北、浙江；
- 河北南网（2026 年 8 月）、安徽（2026 年 9 月）、福建（2026 年 9 月）；
- 南方区域电力市场（发改办体改〔2026〕715 号，2026 年 10 月）。

2026 年 1–9 月全国现货交易电量 6347 亿千瓦时。

容量补偿只向电网侧独立储能开放。 发改价格〔2026〕114 号规定，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，标准以煤电容量电价为基础按放电时长折算。用户侧储能不在此范围内。

国家层面并未放弃用峰谷价差引导用户侧储能。2026 年 11 月公开的"十五五"新型储能方案（发改能源〔2026〕1565 号）仍要求"根据电力供需实际情况动态完善峰谷分时电价机制，引导工商业用户和产业园区建设新型储能"，提出 2030 年全国新型储能装机达到 3 亿千瓦、平均储能时长 3 小时左右。政策方向可以概括为：代理购电用户的分时电价继续存在，并随现货价格动态调整；直接入市用户的分时价格交给市场。

2.3 对工商业储能的含义

上述变化落到项目层面，有三点影响。

价差来源改变。 直接入市的工商业用户，其峰谷价差由三部分决定：零售套餐的分时条款、批发市场分时价格、输配电价等非电能量费用的计价方式。省级规则在这三处的选择，决定了用户侧储能还有多少价差可用：

- 山东要求零售套餐峰谷浮动不低于 50%–60%（鲁发改价格〔2023〕914 号）；
- 江苏 2026 年要求零售套餐峰、谷相对平段浮动均不低于 60%（苏发改能源发〔2025〕1141 号），2027 年改为"价格直达"；
- 海南 2026 年零售套餐改为"固定价格 + 市场联动"，联动比例 10%–30%（琼发改运行〔2025〕1299 号）；
- 广东鼓励按现货价格签订分时年度合同（广东省能源局 2026 年度交易通知）。

可预测性下降。 收益预测的依据从按年发布、按月更新的价格表，变为零售合同期限（通常一年）和现货价格分布。分时时段的调整也更频繁：山东 2026 年 10 月起执行新的分时时段，峰谷时长上限由 2190 小时提高到 2628 小时（据报道），年内调整的提前公布期缩短为 15 天。

运营要求提高。 在现货价格下取得价差，需要日前或日内的负荷与价格预测、充放电策略优化，以及参与需求响应和虚拟电厂的资质。山东要求分布式储能充放电功率不低于 1 兆瓦、参与电能量市场持续充放电不低于 2 小时（鲁监能市场规〔2026〕27 号）。山东能源监管办 2026 年 3 月的答复明确："客户侧储能因无独立户号，暂无法独立注册"，用户侧储能只能随用户或经虚拟电厂聚合参与市场。

三、收益模式的变化：从单一价差到多元收益

3.1 收益来源与确定性分级

表 3-1 按收益来源列出工商业储能可获得的收入，以及 2026 年底各类收入的政策依据与确定性。

表 3-1 工商业储能收益来源与确定性（截至 2026-11）

收益来源	机制	主要依据	确定性	2026 年四省可得性
峰谷价差（代理购电用户）	低谷充电、高峰放电，节省电费	1093 号文；各省分时电价文件	高：价格表按月公布，时段按年调整	四省均可得
峰谷价差（直接入市用户）	零售套餐分时价格或现货价格差	1656 号文第三十五条；各省零售规则	中：取决于零售合同条款和现货价格	山东、江苏有比例约束；广东、海南向现货靠拢
需量（容量）电费管理	削减最大需量，降低基本电费	两部制电价	中：取决于用户负荷曲线	四省两部制用户可得
需求响应	按响应量获补偿	发改运行规〔2023〕1283 号；省级细则	中低：单价有上限，调用次数随供需波动	江苏、海南细则明确；广东 2025 年未开展
虚拟电厂聚合	聚合参与现货、辅助服务、需求响应	发改能源〔2025〕357 号；省级办法	低：细则刚落地，结算规则仍在调整	四省均已出台办法，门槛 1MW 起
容量补偿	按可用容量获补偿	114 号文；山东容量补偿规则	用户侧目前不可得	山东报量报价参与现货的分布式储能可参照独立储能
配套光伏消纳、备用电源	提高自用率、保障供电	海南琼发改能源〔2025〕440 号等	视项目而定，一般不单独计价	作为附加价值

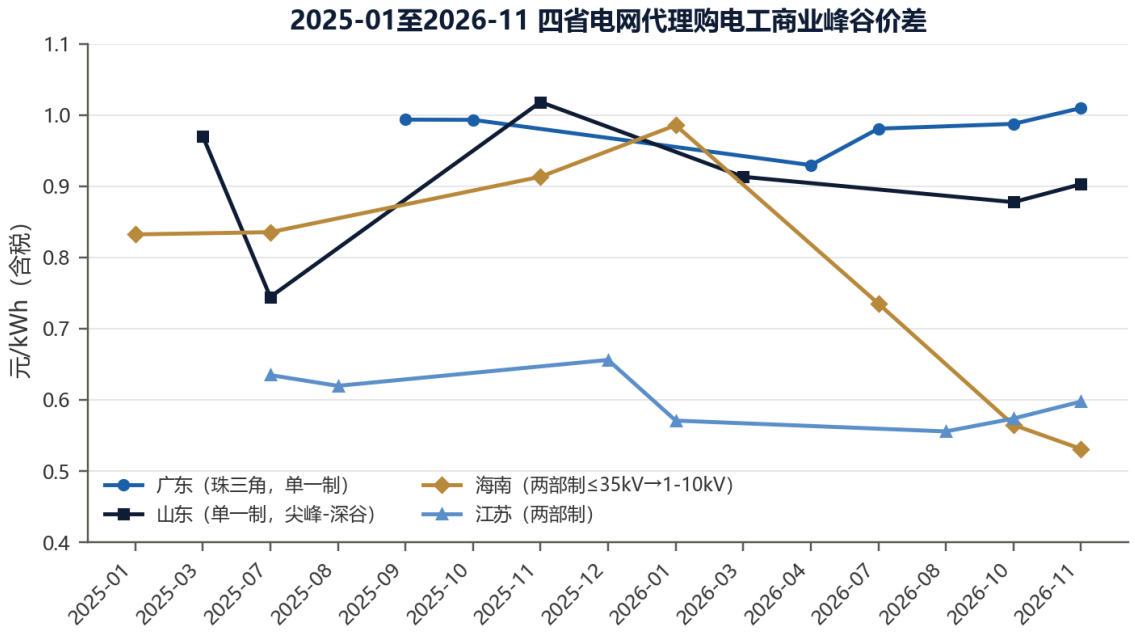
3.2 价差收益：仍是主体，但来源在转移

对代理购电用户和执行分时约束的零售用户，峰谷价差仍是最大的收入来源。本报告测算的四省标准项目，首年峰谷价差收益占投资方收益的 87%–95%。

变化在于价差的稳定性。图 1 给出四省 2025–2026 年电网代理购电工商业峰谷价差：

- **广东珠三角**稳定在 0.93–1.01 元/kWh。

- **山东**单一制尖峰与深谷价差在 0.74–1.02 元/kWh 之间，随季节波动。
- **江苏**在 2025 年 6 月执行新分时电价（苏发改价格发〔2025〕426 号）后，两部制峰谷价差在 0.56–0.66 元/kWh。
- **海南**变化最大。琼发改便函〔2026〕1857 号明确 2026 年 8 月 1 日起"系统运行费用、上网环节线损费用、输配电价不参与峰谷电价浮动"，单一制 1–10 千伏峰谷价差从 2026 年 1 月的 1.117 元/kWh 降至 11 月的 0.531 元/kWh。



2025-01 至 2026-11 四省电网代理购电工商业峰谷价差

图下说明：海南价差下降的原因是计价规则调整。即便在代理购电框架内，价差也会随输配电价核定周期和价格主管部门的规则调整而改变。投资测算应以规则调整后的价格为基准，并对价差设置下行情景。数据来源：各省电网代理购电价格公告；海南据第三方转载，据报道。

3.3 需求响应：单价高、次数少

四省需求响应单价普遍高于峰谷价差：

- **江苏**：削峰响应基准度电补贴最高 3 元/kWh（苏发改规发〔2024〕2 号）；2026 年负荷快速响应征求意见稿将用户侧储能归入直控型资源，申报上限 15 元/kWh。
- **海南**：约定型削峰按电量 1–1.5 元/kWh 加容量 0.3 元/kW 补偿。
- **广东**：日前邀约削峰申报上限为现货出清上限的 150%，即 2.7 元/kWh。

但调用次数取决于当年供需。据广东电力交易中心年报，广东 2025 年未开展需求响应交易。需求响应适合作为价差收益之外的补充，不宜作为投资决策的基础收入。

3.4 虚拟电厂聚合：制度已建，收益待验证

2024–2026 年，四省均出台了虚拟电厂参与电力市场的办法：

- **山东**：调节量负荷类聚合单元门槛 1 兆瓦、连续调节 1 小时，可聚合含用户侧储能的电力用户。2025 年 35 家虚拟电厂参与现货市场，调节电量超过 3.4 亿千瓦时。
- **广东**：交易单元门槛 1 兆瓦、连续响应 1 小时；截至 2025 年底 47 家运营商纳入名单，其中 2 家参与现货交易（据报道）。
- **江苏**：目标 2030 年虚拟电厂调节能力 500 万千瓦以上。
- **海南**：《海南省虚拟电厂建设运行管理办法（试行）》2026 年 11 月 1 日起施行，并规定"同一调节行为不可在不同市场重复获取收益"（据报道）。

海南这条规定意味着，储能在高峰放电时取得的价差收益、需求响应补偿和虚拟电厂收益不能简单相加。本报告测算中，聚合收益按每千瓦每年 20–40 元的增量计入，明确标为测算假设。

3.5 运营要求的变化

表 3-2 对比两种定价模式下项目运营的关键要求。

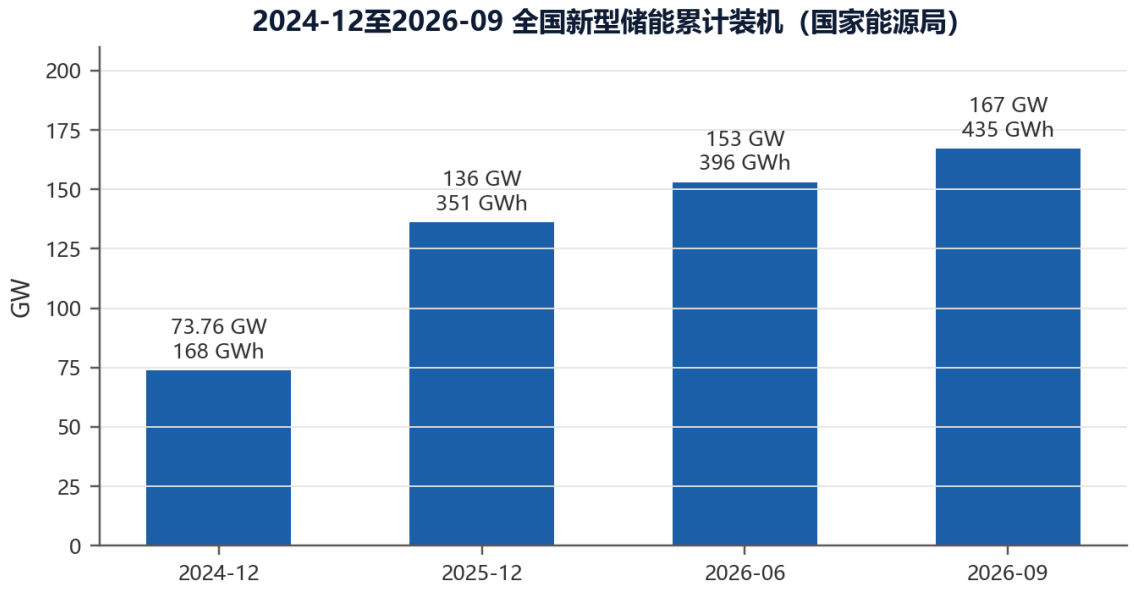
表 3-2 行政分时电价与市场化定价下的运营要求对比

维度	代理购电分时电价	市场化定价（零售合同 + 现货）
收益预测依据	月度价格表、年度时段	零售合同条款、现货价格分布
充放电策略	按固定时段，每日一到两次	按日前价格滚动优化，次数随价格变化
必需能力	设备运维、电费结算	负荷预测、价格预测、交易申报、聚合管理
业主合同	按节省电费分成	需约定零售套餐选择权与灵活性收益分配
主要风险	时段调整、输配电价核定	价差收窄、预测偏差、考核扣罚、规则变动

四、行业现状

4.1 装机规模

据国家能源局统计，截至 2025 年底全国已建成投运新型储能 1.36 亿千瓦/3.51 亿千瓦时，平均储能时长 2.58 小时，全年等效利用小时数 1195 小时。截至 2026 年 9 月底累计达到 1.67 亿千瓦/4.35 亿千瓦时，同比增长 63%。增长主力是独立储能：2025 年独立储能新增 3543 万千瓦，累计装机占比 51.2%。



2024-12 至 2026-09 全国新型储能累计装机（国家能源局）

图下说明：国家能源局未单独公布用户侧储能规模。据 CNESA 统计，2025 年用户侧占新型储能的比重降至 8%（报道未说明是新增口径还是累计口径），2026 年上半年全国新增新型储能 21.81GW，同比下降 18%，独立储能占 69.3%。

4.2 用户侧储能的运行与价格

- 据中电联统计，2026 年上半年工商业配储平均利用小时数为 807 小时，同比下降约 291 小时（据报道）。
- 价格方面，据 CNESA 统计：2024 年 2 小时磷酸铁锂储能系统全年中标均价 628.07 元/kWh，同比下降 43%；2026 年上半年 2 小时系统中标均价 599.3 元/kWh，同比上涨 8.3%。
- 据媒体报道，2026 年上半年储能电芯集采平均报价 0.359 元/Wh，较上年同期上涨约 24%。

设备价格在 2024–2025 年大幅下降后，2026 年出现回升，投资成本下行不再能抵消价差收窄的影响。

4.3 安全与合规要求

国家能源局等五部门（国能综通安全〔2025〕65 号）要求所有电化学储能电站依法备案，在可行性研究阶段做安全条件论证，投运后做安全后评价。"十五五"新型储能方案要求项目安全设施落实"三同时"。广东《新型储能电站管理办法》（粤发改规〔2026〕4 号）规定，锂离子电池厂房不应建设在地下、半地下、高层建筑、商业综合体或人员密集区。工商业储能一般建在用户厂区内，选址、消防和并网验收的合规成本，应在投资测算中单独列项。

五、工商业储能多元收益路径

基于第三、四章，本报告把工商业储能的收益路径归纳为三层，作为第七章测算的收益结构框架。

基础层：价差收益。 包括代理购电分时价差、零售套餐分时价差和需量电费管理，确定性最高，应占投资方收益的 79% 以上。其中需量电费管理属于输配电价，不随现货价格变化，在价差收窄的省份是第二块确定性收益。选址时优先考虑三类用户：需量电费占比高的两部制工业用户（如江苏需量电费占电费 15% 以上的用户）、两班或三班生产的用户、选择分时零售套餐的直接入市用户。

补充层：政策型灵活性收益。 包括需求响应和负荷快速响应。单价由省级细则设定，调用次数不确定，宜控制在投资方收益的 5%–10% 以内，只按已中标或已签约容量计入。江苏、海南细则成熟，可作为常态收入；广东按 2025 年未调用的情况，只作上行情景。

发展层：市场型灵活性收益。 包括经虚拟电厂参与现货、辅助服务以及 114 号文目前未覆盖用户侧的容量补偿，宜控制在 10% 以内，与补充层合计不超过 21%，并在合同中约定由投资方或聚合商承担申报与考核责任。这一层的价值在于对冲价差收窄：价差收益下降时，灵活性收益随调用次数增加而上升，两者部分互补。

六、四省对比

表 6-1 四省工商业储能关键条件对比（截至 2026-11）

条件	广东	山东	江苏	海南
现行分时电价文件	粤发改价格〔2021〕331 号	鲁发改价格〔2023〕914 号；2026-10 起新时段	苏发改价格发〔2025〕426 号	琼发改规〔2021〕18 号
峰平谷结构	1.7:1:0.38；尖峰为峰段+25%	峰+70%、谷-70%、尖峰+100%、深谷-90%	峰+60%~80%、谷-65%；尖峰为峰段+20%	峰+70%、谷-60%；尖峰为峰段+20%
每日可用循环	2 次（谷→上午峰；午平→下午峰）	1 次（深谷/低谷→晚尖峰）	1 次为主；春秋季加一次谷→平	2 次（夜谷→上午峰；午平→晚峰）
2026-11 代理购电峰谷价差	1.010 元/kWh（珠三角单一制）	0.903 元/kWh（单一制尖峰-深谷，据报道）	0.598 元/kWh（两部制）	0.531 元/kWh（1-10kV，据报道）
现货市场	正式运行；南方区域 2026-10 正式运行	2024-06 正式运行；用户侧报量报价	连续结算试运行，2026-05 启动转正评估	随南方区域 2026-10 正式运行
直接入市用户分时规则	鼓励按现货价格签分时合同	零售套餐峰谷浮动≥50%~60%	2026 年≥60%；2027 年改"价格直达"	固定价格+市场联动 10%~30%
需求响应	上限 2.7 元/kWh；2025 年未开展	补偿与现货价格挂钩；目标最大负荷 5%	削峰最高 3 元/kWh；快速响应上限 15 元/kWh	削峰 1~1.5 元/kWh + 0.3 元/kW
虚拟电厂门槛	1MW/1h；需求响应 5MW	1MW/1h	参与需求响应 1 万 kW/2h	1MW/1h
主要风险	市场化后价差大幅收窄	时段调整频繁；用户侧不能独立注册	价差已收窄，收益刚过目标线	输配电价不再浮动，价差下降

6.1 广东

广东分时电价结构最有利于储能：

- 峰平谷比价 1.7:1:0.38，高峰分为 10–12 点和 14–19 点两段，低谷为 0–8 点，储能每天可完成两次充放电。
- 7、8、9 月及高温日执行尖峰电价，每天 11–12 时、15–17 时，在峰段基础上上浮 25%。
- 2026 年 11 月珠三角六市 1–10 千伏单一制代理购电价格：高峰 1.328 元/kWh、低谷 0.318 元/kWh、尖峰 1.654 元/kWh（据报道）。

风险在市场化方向。广东省能源局鼓励市场主体根据现货价格签订分时年度合同，交易中心 2026 年工作计划提出"推动取消人为规定的分时电价与时段"（据报道）。2025 年广东独立储能和抽水蓄能参与现货的日前充放电平均价差为 152 厘/kWh（据报道），远低于当前代理购电价差。直接入市用户若全部按现货价格结算，用户侧储能的价差收益会大幅下降。

6.2 山东

山东是全国现货市场运行时间最长、用户侧参与最深的省份之一：

- 现货市场 2024 年 6 月转入正式运行。
- 2025 年山东成为全国第二个用户侧"报量报价"参与现货市场的省份，当年利用现货价差挖掘新型储能最大放电电力 839 万千瓦。
- 代理购电用户执行"尖峰上浮 100%、深谷下浮 90%"，2026 年 10 月 1–10 千伏单一制尖峰 1.174 元/kWh、深谷 0.296 元/kWh，价差 0.878 元/kWh。
- 直接入市用户零售套餐受分时约束，4 月、11 月峰谷浮动不低于 60%，其他月份不低于 50%。

山东的不利因素是时段调整频繁，以及用户侧储能暂不能独立注册。新能源占比高带来午间深谷、晚间尖峰的价格形态，储能以每日一次充放电为主。

6.3 江苏

江苏 2025 年 6 月起执行新分时电价：新设午间谷段，峰段扩至 7–8 小时，谷段下浮 65%，尖峰只适用于 315 千伏安及以上工业用户。新政策后，1–10 千伏两部制代理购电峰谷价差在 0.556–0.656 元/kWh 之间，2026 年 11 月为 0.598 元/kWh。

江苏的优势在需求响应与用户规模：需求响应细则有效期至 2029 年，削峰补贴上限 3 元/kWh，储能可作为实时需求响应资源。据江苏省可再生能源行业协会，2026 年 1 月全省用户侧储能新增装机规模和投运项目数均居全国第一（据报道）。

江苏现货市场尚处连续结算试运行，2026 年 5 月启动转正评估。2027 年零售电价从"比例挂钩"转为"价格直达"后，零售套餐对峰谷浮动的比例约束将取消。

6.4 海南

海南工商业分时电价全年不分季节，峰、平、谷各 8 小时，峰段为 10–12 点和 16–22 点，储能每天可两次充放电。5、6、7 月 20–22 点执行尖峰电价。

2026 年 8 月 1 日起输配电价、系统运行费用和线损费用不再参与峰谷浮动（琼发改便函〔2026〕1857 号），10–11 月峰谷价差为 0.53–0.56 元/kWh（价格表据第三方转载）。

海南的有利因素在负荷与电源结构：

- 封关后最高负荷 2026 年 4 月 13 日达到 858 万千瓦，一周内三创新高。
- 新能源装机占总装机的 50.1%（据报道）。
- 南方能源监管局指出海南电网"大机小网"特性凸显，核电二期并网后系统调节压力加大，正在研究 2027 年体现储能顶峰价值的可靠容量补偿机制。

这一机制若向用户侧开放，海南的收益结构会改善，目前尚未落地。

七、多元收益结构测算

7.1 模型与参数

测算对象为 1MW/2MWh 工商业储能项目，主要参数见表 7-1。电价按各省 2025–2026 年已核实月份的代理购电价格取均值；海南取 2026 年 10–11 月规则调整后的价格。

表 7-1 主要测算参数

参数	取值	性质
全投资单价（含税）	0.85 元/Wh；敏感性 0.65–1.00	测算假设，参照 2026 年上半年 2 小时系统中标均价 0.599 元/Wh 并加计工商业集成、土建与并网费用
放电深度 / 往返效率	95% / 85%（含辅助用电）	测算假设
年运行天数 × 可用率	330 天 × 97%	测算假设
容量衰减	每年 2.5%，下限 70%	测算假设
价差捕获率	92%（代理购电）；85%（市场	测算假设

	化）	
运维 + 保险	投资额的 1.8%/年	测算假设
业主分成	15%	测算假设（行业常见 10%–20%）
所得税 / 折旧	25% / 10 年直线，残值 5%	测算假设
目标 IRR / 压力底线	6% / 4%	测算假设，可按项目实际调整

表 7-2 各省收益参数

参数	广东	山东	江苏	海南
循环 1 充/放电价（元/kWh）	0.311 / 1.293	0.300 / 1.150	0.386 / 1.020	0.430 / 0.978
循环 2 充/放电价（元/kWh）	0.772 / 1.373	—	0.386 / 0.655	0.683 / 1.027
循环 2 年内占比	80%	—	40%	80%
需求响应（次 × 小时 × 元/kWh）	2 × 2 × 1.5	3 × 2 × 1.0	5 × 2 × 2.0	5 × 2 × 1.2
聚合收益（元/kW·年）	30	40	30	20
市场化情景价差系数	0.35	0.80	0.60	0.85
过渡情景价差路径（第 1→5 年，此后持平）	0.90→0.35	1.00→0.80	0.85→0.60	1.00→0.85

市场化情景价差系数的取值依据：

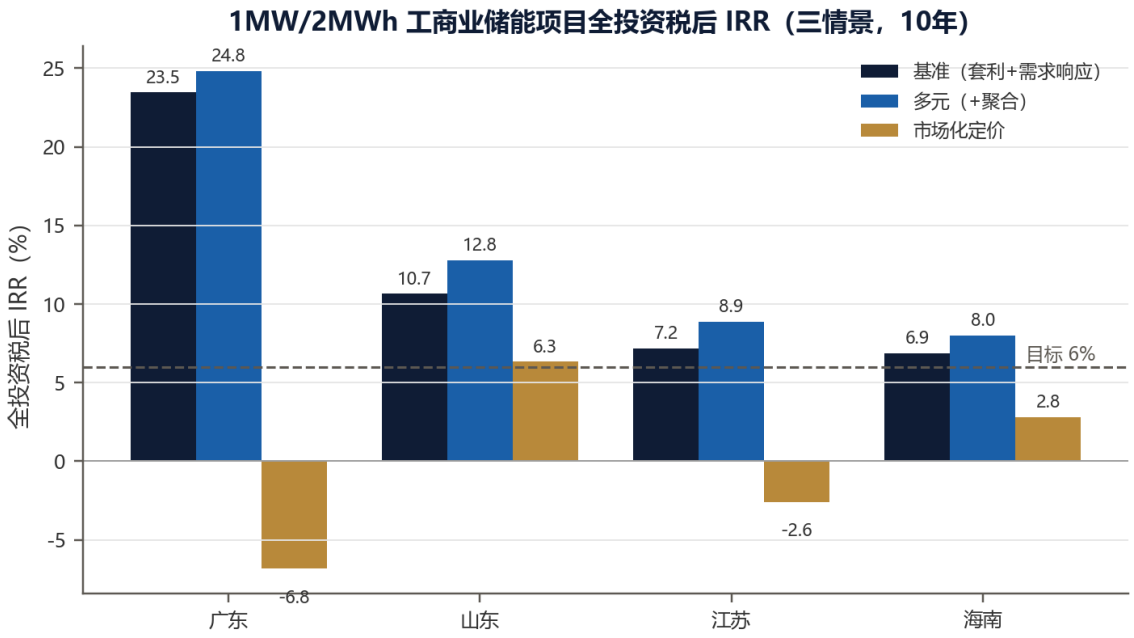
- **山东**按零售套餐浮动不低于 50% 推算；
- **江苏**考虑 2027 年零售改"价格直达"；
- **广东**参照 2025 年独立储能现货充放电平均价差 0.152 元/kWh；
- **海南**按零售套餐市场联动比例 10%–30%。

过渡情景让价差从现行水平逐年降到市场化系数：广东、江苏 2027 年起即开始收窄（对应广东推动取消人为分时电价、江苏 2027 年零售改"价格直达"），山东 2028 年起每年收窄 5%，海南随

零售市场联动比例提高逐年小幅下降，2031 年起四省均按市场化系数持平。市场化情景则把这一系数直接用于全部 10 年，作为压力上限。

这些系数和路径是本报告对政策走向的判断，不是已发生的价格。

7.2 测算结果



1MW/2MWh 工商业储能项目全投资税后 IRR（三情景，10 年）

表 7-3 四省测算结果

指标	广东	山东	江苏	海南
仅套利 IRR	23.2%	10.3%	6.0%	6.2%
基准情景 IRR（套利 + 需求响应）	23.5%	10.7%	7.2%	6.9%
多元情景 IRR（+聚合）	24.8%	12.8%	8.9%	8.0%
多元情景静态回收期	3.5 年	5.4 年	6.4 年	6.7 年
首年投资方收益（万元）	57.4	37.0	31.0	29.8
首年收益结构（价差/需求响应/聚合）	95% / 1% / 4%	90% / 1% / 9%	87% / 5% / 8%	91% / 3% / 6%

达到 6% 所需最低价差（相对现价）	59%	84%	100%	99%
过渡情景 IRR	3.6%	9.6%	0.0%	5.5%
市场化情景 IRR	-6.8%	6.3%	-2.6%	2.8%
压力情景 IRR（价差 -15%、灵活性收益 -50%）	18.2%	7.7%	3.9%	3.0%
两部制用户计入需量管理（多元 / 过渡）	—	17.1% / 14.3%	14.7% / 7.4%	12.9% / 10.7%

结果可以分三组解读：

- **广东**：当前分时电价下收益最高，价差下降 41% 仍能达标；但过渡情景下 2031 年后的年收益只有 2027 年的四分之一左右，IRR 降到 3.6%，市场化情景为负。收益集中在前 4 年，决策要看窗口期内能否收回投资。
- **山东**：在全部情景下达到 6%，过渡情景 9.6%，是四省中收益最稳健的省份。
- **江苏、海南**：标准项目仅套利 IRR 与 6% 目标几乎持平，过渡情景分别为 0.0% 和 5.5%。计入需量电费管理后，两部制用户过渡情景 IRR 回到 7.4% 和 10.7%，筛选重点应从电价表上的峰谷价差转向用户的需量电费和负荷曲线。

7.3 多元收益的合理占比

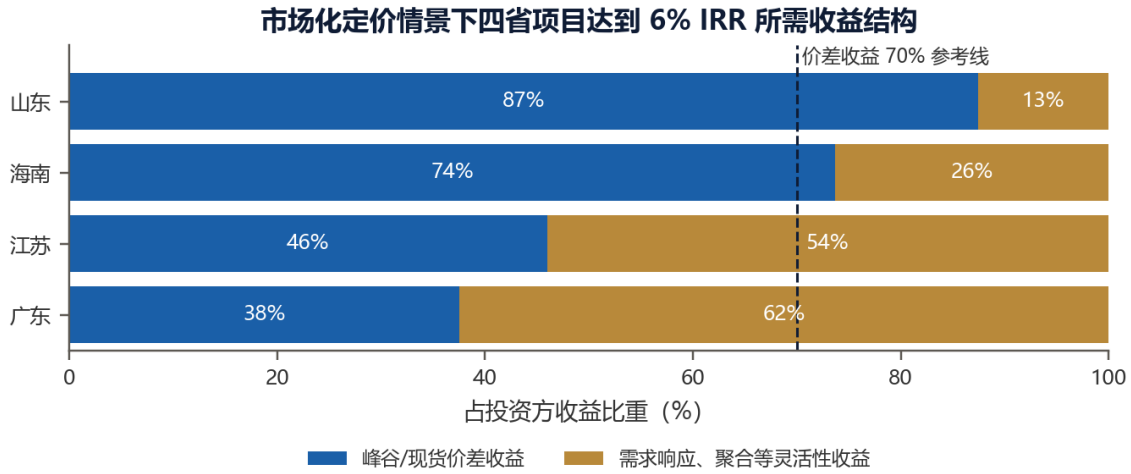
合同要求在满足项目财务模型收益目标的前提下测算各项多元收益的合理占比。本报告的计算方法如下：

1. 在不同价差倍数下，计算达到 6% IRR 还需补充的灵活性收益（需求响应与聚合合计）及其占投资方收益的比例；

2. 稳健性约束：灵活性收益打五折时，IRR 不低于 4%；

3. 满足约束的最大灵活性收益占比即合理占比上限。需量管理收益与价差合并计入"确定性收益"。

按此方法，四省灵活性收益占比上限均为 21%，对应每千瓦每年约 67 元的灵活性收益。上限相同，是因为它由投资、运维和税费结构决定，与电价无关；各省的差别在于价差降到多少时会触到上限：广东为现行价差的 51%，山东 69%，江苏 83%，海南 85%。



市场化定价情景下四省项目达到 6% IRR 所需收益结构

图下说明：市场化情景下，山东与海南的价差收益占比分别为 87% 和 74%，江苏和广东只有 46% 和 38%。要达到 6%，江苏、广东需要每千瓦每年 174 元和 202 元的灵活性收益，远高于本报告对现行规则下聚合收益的估计（每千瓦每年 20–40 元）。

表 7-4 达到 6% 所需灵活性收益占比（上限 21%）

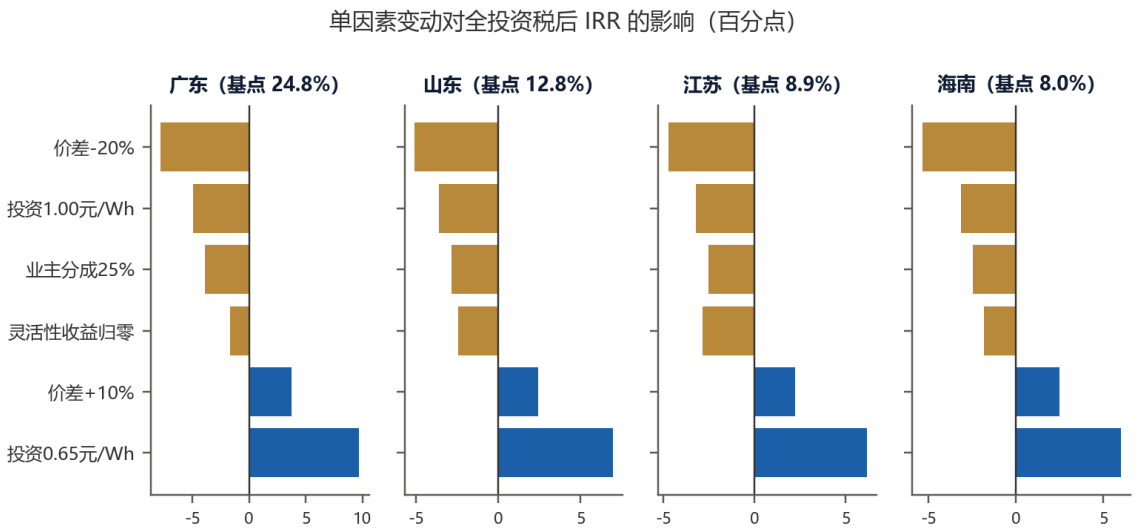
情景	广东	山东	江苏	海南
过渡情景	20%（上限边缘）	0%	43%（超出）	13%
市场化情景	62%（不可行）	13%	54%（超出）	26%（超出）

表 7-5 四省多元收益合理占比建议（投资方收益口径）

收益类别	广东	山东	江苏（两部制用户）	海南
峰谷价差	≥90%	85%–90%（含需量管理）	55%–70%	80%–90%（含需量管理）
需量电费管理	—	并入上一行	15%–25%	并入上一行
需求响应	≤5%	≤5%	5%–10%，只计已签约容量	≤5%

聚合/虚拟电厂/辅助服务	≤5%，作上行情景	5%–10%	≤5%，作上行情景	5%–10%
投资决策附加条件	现行价格下 4 年内收回投资；过渡情景 IRR ≥4%	价差按 2026-10 新时段测算	只做需量电费占电费 15% 以上的两部制用户；过渡情景 IRR ≥4%	标准项目不新投；以 2026-10 后价格为基准；容量补偿作上行情景

7.4 敏感性



单因素变动对全投资税后 IRR 的影响（百分点）

峰谷价差是影响最大的变量，价差下降 20% 使四省 IRR 下降 4.7–7.8 个百分点。投资单价从 0.85 元/Wh 升至 1.00 元/Wh，IRR 下降 3.1–4.9 个百分点。业主分成从 15% 提高到 25%，IRR 下降 2.4–3.8 个百分点。灵活性收益归零对江苏影响最大（-2.9 个百分点），对广东最小（-1.6 个百分点）。

八、主要风险

1. **价差政策风险。** 直接入市用户不再执行政府分时电价，代理购电范围逐步缩小；输配电价核定周期调整也会改变价差（海南 2026 年 10 月）。应对：以各省最新价格规则为基准测算；合同约定价格规则调整时的分成比例再平衡条款。

2. **零售合同风险。** 业主选择零售套餐的权利在业主一方，套餐分时条款直接决定储能收益。应对：在合同能源管理合同中约定业主选择零售套餐前征求投资方意见，或由投资方关联售电公司提供零售服务。

3. **灵活性收益兑现风险。** 需求响应调用次数随供需变化，虚拟电厂结算规则仍在调整，海南已规定同一调节行为不可重复获利。应对：灵活性收益不计入投资决策的基础收益，仅作上行情景。

4. **设备与安全风险。** 电芯价格 2026 年回升；各省对选址和消防的要求趋严。应对：在投资测算中单列安全合规费用，优选有安全认证的集成商。

5. **用户信用风险。** 项目收益依赖业主持续经营和按期结算电费。应对：优选连续生产、信用评级较高的用户，设置保函或电费代收机制。

九、结论与投资建议

9.1 对研究问题的回答

问题一：收益模式、可预测性与运营要求的变化。 用户侧储能的收益来源正在从政府设定的分时价差，转向零售合同条款、现货价格和灵活性服务的组合。收益预测的依据从月度价格表变为一年期零售合同和现货价格分布，可预测性下降。运营要求从设备运维扩展到预测、交易和聚合。

问题二：多元收益路径。 价差收益（含需量管理）仍是基础，应占投资方收益的 79% 以上；需求响应和虚拟电厂聚合是补充，合计不超过 21%；容量补偿目前不向用户侧开放，作为远期上行空间。在价差收窄较快的江苏，需量电费管理要作为第二块确定性收益单独计入。

问题三：是否适合继续作为重点投资业务。 适合，前提是按省份分化布局、按市场化情景设定准入门槛，并建设相应的运营能力。在现行规则下，四省标准项目单靠套利均可达到 6% 的测算目标。按过渡情景，山东仍有 9.6%；广东当前收益最高，但过渡情景只有 3.6%，需在分时电价窗口期内收回投资；海南标准项目过渡情景 5.5%、江苏 0.0%，只有两部制、需量电费高的用户和规模化项目值得投资。

9.2 投资建议

1. **准入门槛。** 新项目同时满足三条：仅计价差收益的 IRR 不低于目标收益率；过渡情景 IRR 不低于 4%；静态回收期不超过 6 年，广东不超过 4 年。投资决策按过渡情景，不按现行价格。按

本报告测算，山东标准项目满足全部条件；广东标准项目回收期满足，过渡情景低于 4%，只有珠三角两充两放、5MW 以上的项目（过渡情景 7.2%）满足；江苏、海南标准项目需通过选址（需量电费高的两部制用户）或规模化、降低投资单价来满足。

2. **省份次序。** 山东第一优先，准入条件可适度放宽。广东抓窗口期：2027 年零售分时套餐规则出台前控制新增规模，已投项目加快回收，合同分成前高后低。江苏只做需量电费占电费 15% 以上的两部制工业用户和年用电 5000 万千瓦时以上的大用户。海南标准项目不新投，限于两部制、需量电费高的用户或 5MW 以上、投资单价不高于 0.75 元/Wh 的项目，待 2027 年容量补偿机制明确后再评估扩大规模。

3. **合同结构。** 合同能源管理合同改为"价差收益分成 + 灵活性收益分成"两段式（江苏两部制用户加需量节省，为三段式），前者保障投资回收，后者在投资方与业主之间按贡献分配；增加价格规则调整时的再平衡条款和零售套餐协商条款。

4. **能力建设。** 建立覆盖负荷预测、现货价格预测、交易申报和虚拟电厂聚合的运营平台。单个项目规模多在 1–5 兆瓦，独立参与市场的门槛难以满足，需要以聚合方式达到 1 兆瓦或更高的市场准入要求。

5. **跟踪事项。** 重点跟踪：各省对 1656 号文第三十五条的落地细则；江苏现货市场转正与 2027 年零售规则；山东可靠容量补偿实施细则；海南 2027 年容量补偿机制；广东取消人为分时电价的进展。

附录 A：政策与市场规则清单

序号	文件（简称）	文号	发布/施行	与本报告相关的要点
1	关于进一步完善分时电价机制的通知	发改价格〔2021〕1093 号	2021-07	峰谷价差原则上不低于 4:1 / 3:1；鼓励工商业配储
2	燃煤发电上网电价市场化改革通知	发改价格〔2021〕1439 号	2021-10	工商业用户全部进入市场；电网代理购电
3	新能源上网电价市场化改革通知	发改价格〔2025〕136 号	2025-02	不得将配置储能作为新建新能源项目

				前置条件
4	现货市场全覆盖通知	发改办体改〔2025〕394 号	2025-04	2025 年底前现货基本全覆盖；用户侧参与现货
5	虚拟电厂发展指导意见	发改能源〔2025〕357 号	2025-04	2027 年虚拟电厂调节能力 2000 万千瓦以上
6	新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年)	发改能源〔2025〕1144 号	2025-09	2027 年装机 1.8 亿千瓦以上；储能参与需求响应
7	电力中长期市场基本规则	发改能源规〔2025〕1656 号	2026-03-01 施行	直接入市主体不再人为规定分时电价
8	电网侧独立新型储能容量电价通知	发改价格〔2026〕114 号	2026-01	容量电价仅限电网侧独立储能
9	国务院办公厅电力市场建设文件	国办发〔2026〕4 号	2026-02	缩小代理购电规模；2030 年市场化电量 70% 左右
10	"十五五"新型储能方案	发改能源〔2026〕1565 号	2026-11 公开	2030 年 3 亿千瓦；动态完善峰谷分时电价
11	电化学储能电站安全管理通知	国能综通安全〔2025〕65 号	2025-04	备案、安全论证与后评价
12	广东分时电价	粤发改价格〔2021〕331 号	2021-10	1.7:1:0.38；尖峰上浮 25%
13	广东新型储能参与电力市场交易实施方案	—	2023-03	用户侧储能联合用户参与批发、零售与需求响应
14	广东新型储能电站管理办法	粤发改规〔2026〕4 号	2026-04	选址与安全要求
15	山东分时电价	鲁发改价格〔2023〕914 号	2024-01	零售套餐分时约束
16	山东分时时段调整	鲁发改价格函	2026-10 执行	新时段；时长上限

		〔2026〕68 号		调整（据报道）
17	山东电力市场规则（试行）修订	鲁监能市场规〔2026〕27 号	2026-04	分布式储能 1MW、2 小时；虚拟电厂聚合
18	江苏分时电价	苏发改价格发〔2025〕426 号	2025-06	新设午间谷段；谷段下浮 65%
19	江苏 2026 年电力市场交易	苏发改能源发〔2025〕1141 号	2025-12	零售套餐峰谷浮动不低于 60%
20	江苏电力需求响应实施细则	苏发改规发〔2024〕2 号	2024-07 至 2029-07	削峰最高 3 元/kWh；储能可参与实时响应
21	江苏虚拟电厂	苏发改能源发〔2025〕1198 号	2025-12	2030 年调节能力 500 万千瓦以上
22	海南分时电价	琼发改规〔2021〕18 号	2022-02	峰+70%、谷-60%；尖峰 5–7 月
23	海南 2026 年电力市场化交易	琼发改运行〔2025〕1299 号	2025-12	零售套餐市场联动 10%–30%（据报道）
24	海南虚拟电厂建设运行管理办法（试行）	琼发改规〔2026〕2 号	2026-11-01 施行	1MW/1h；不可重复获利（据报道）

附录 B：主要数据来源

数据	来源	截止时点	证据级别
全国新型储能装机	国家能源局新闻发布会，https://www.nea.gov.cn/20261030/dd2b15f04b92441aa59f839a1a3413ba/c.html	2026-09	一手原文

全国市场交易电量	国家能源局，https://www.nea.gov.cn/20260130/b5b729cb7ad74723bcd614b663c75da6/c.html	2025 年	一手原文
1656 号文第三十五条	国家发展改革委，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202512/P020251226622166557290.pdf	2025-12	一手原文
114 号文	国家发展改革委，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202601/t20260130_1403524.html	2026-01	一手原文
国办发〔2026〕4 号	中国政府网，https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202602/content_7057745.htm	2026-02	一手原文
储能系统中标价、用户侧占比	CNESA（新华网报道）	2026 年上半年	据报道
工商业配储利用小时	中电联统计（转载件）	2026 年上半年	据报道
广东代理购电价格	广东电网公告（横琴政府网站转载 2026-04 为一手；其余月份为第三方转载）	2026-11	一手/据报道
广东现货与需求响应	2025 广东电力市场年度报告（转载件）	2025 年	据报道
山东代理	国网山东电力公告（95598.cn、地方政府网站转载）	2026	一

购电价格		-10（11月为第三方转载）	手/据报道
山东市场规则	山东能源监管办，https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202605/P020260508675725961073.pdf	2026-04	一手原文
江苏代理购电价格	国网江苏电力公告，http://www.js.sgcc.com.cn/xxgk/gwjssdlyxgs/djhsfbz/2026/14750.shtml	2026-11	一手原文
江苏分时电价	江苏省发展改革委，https://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2025/4/30/art_284_11557001.html	2025-04	一手原文
海南代理购电价格	海南电网公告（据第三方转载全文）	2026-11	据报道
海南负荷与监管表述	南方能源监管局，https://nfj.nea.gov.cn/xwzx/jgdt/202611/t20261118_312699.html	2026-11	一手原文

完整事实清单（含原文引句与逐条网址）见附件事实库文件。

附录 C：测算模型说明

附件《工商业储能多元收益测算模型.xlsx》包含：说明页、参数页（逐项标注来源或测算假设）、四省现金流页（黄色单元格为输入，逐年公式引用输入，IRR 与 NPV 由 Excel 函数计算）、结果

汇总页。同目录下的 ci_ess_model.py 与 Excel 口径一致，修改 params.json 后运行即可复现全部表格与图表。

峰谷价差收益公式：

年收益 = Σ 循环 [单次放电量 × 放电价 − 单次放电量 ÷ 往返效率 × 充电价] × 运行天数 × 可用率 × 循环年内占比 × 捕获率

其中单次放电量 = 额定容量 × 放电深度 × 当年容量保持率，电价按不含税计。

投资方收益 = 项目总收益 ×（1 − 业主分成比例）。

净现金流 = 投资方收益 − 运维与保险 − 所得税；末年加残值。