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 · 数据截至 2026 年 11 月 20 日

2026 年 11 月

执行摘要

工商业储能可继续作为重点业务，但投资逻辑应从峰谷套利资产转向可聚合的灵活性资源，并在四省差异化布局

1 政策转变

2026 年 3 月 1 日起，直接参与市场交易的经营主体不再人为规定分时电价；代理购电规模逐步缩小；容量电价只覆盖电网侧独立储能

2 现行收益

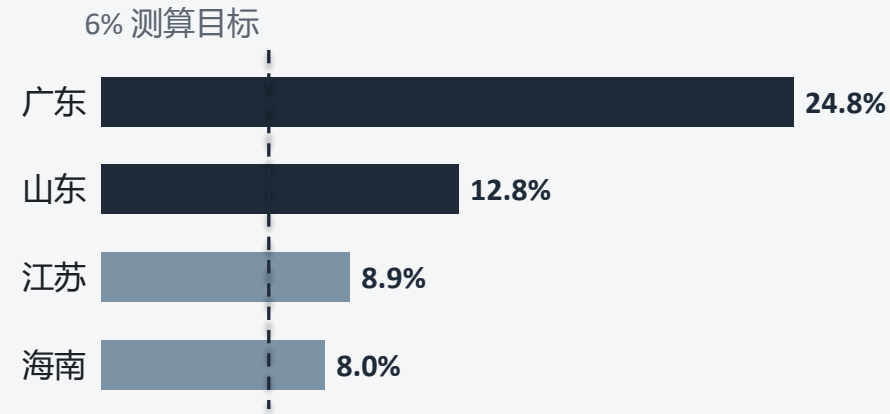
四省现行代理购电分时电价下，1MW/2MWh 项目单靠峰谷套利全投资税后 IRR 6.0%–23.2%，均达到 6% 测算目标

3 合理占比

价差收益（含需量管理）应占投资方收益 79% 以上，需求响应与聚合收益合计不超过 21%，四省相同



四省分化：多元情景全投资税后 IRR



在价差逐年收窄的过渡情景下，仅山东仍达标（9.6%）

建议 按过渡情景设置准入门槛；优先布局山东，广东把握窗口期，江苏、海南仅面向需量电费高的两部制用户；建设预测、交易与聚合能力

2021—2026 年工商业电价定价机制演进

工商业储能的收益基础由 2021 年两份价格文件奠定，2025—2026 年的四份文件正在把直接入市用户的分时价格交给市场

收益基础：两份价格文件

2021-07
发改价格〔2021〕1093号
峰谷差率超过 40% 的地方峰谷价差
原则上不低于 4:1，其他地方不低于 3:1；
尖峰在峰段上浮不低于 20%；
鼓励工商业用户配置储能

2021-10
发改价格〔2021〕1439号
工商业用户全部进入电力市场，
取消工商业目录销售电价，
未直接入市用户由电网企业代理购电

市场化改革：分时价格交给市场

2025-04 **发改办体改〔2025〕394号：** 2025 年底前基本实现电力现货市场全覆盖，用户侧主体参与现货申报、出清、结算

2026-01 **发改价格〔2026〕114号：** 容量电价只给予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

2026-02 **国办发〔2026〕4号：** 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；2030 年市场化交易电量占全社会用电量 70% 左右

2026-03 **发改能源规〔2025〕1656号施行：** 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；代理购电用户峰谷时段与浮动比例按现货价格优化

2026-11 **发改能源〔2026〕1565号公开：** 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；2030 年新型储能装机 3 亿千瓦

市场化交易电量占全社会用电量
2025 年全国市场交易电量 6.64 万亿千瓦时



定价机制转变对用户侧储能的三项影响

直接入市用户的峰谷价差改由零售合同和现货价格决定，收益可预测性下降，运营能力要求提高

① 价差来源改变

山东
零售套餐峰谷浮动不低于 50%–60%

江苏
2026 年零售套餐峰、
谷价格较平段浮动均不低于 60%，
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%

广东
鼓励经营主体根据现货市场价格
签订分时电价年度合同

② 可预测性下降

预测依据

月度价格表、年度时段

一年期零售合同和现货价格分布

15 天
提前公布期

山东 2026 年 10 月起执行
新分时时段，年内调整
提前公布期缩短为 15 天

③ 运营要求提高

- 负荷与价格预测
- 充放电策略优化
- 需求响应与虚拟电厂资质

山东分布式储能参与电能量市场

充放电功率不低于
1 兆瓦

持续充放电不低于
2 小时

山东能源监管办答复：
客户侧储能因无独立户号，
暂无法独立注册

工商业储能收益来源与确定性分级

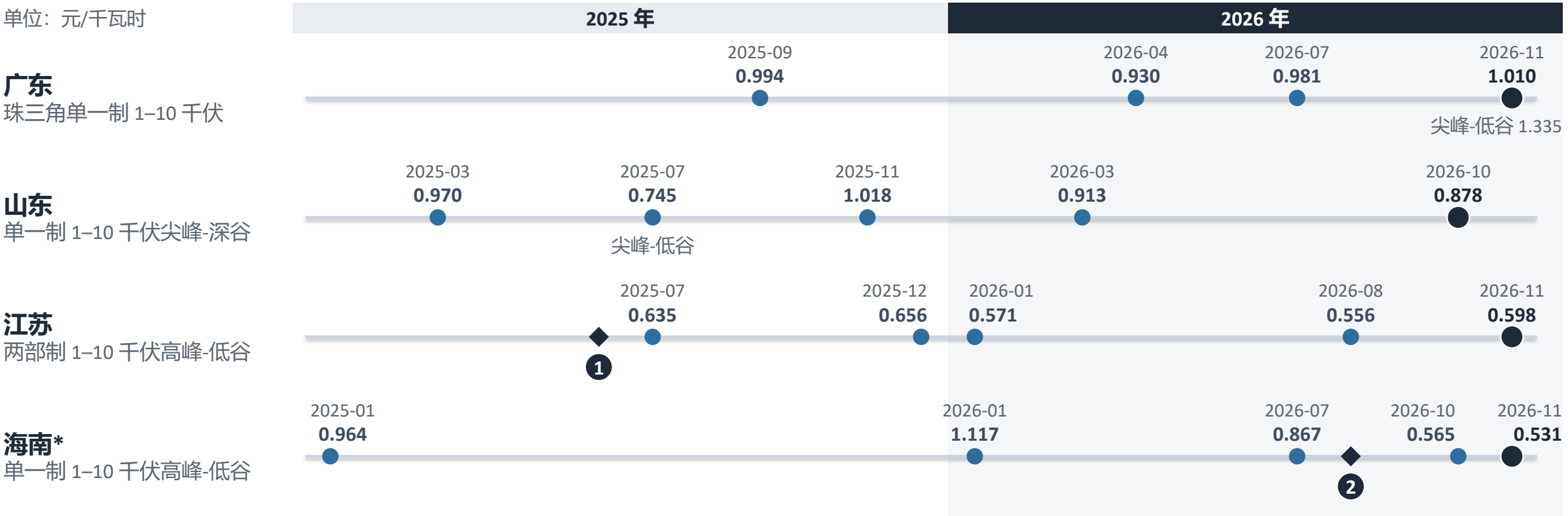
峰谷价差仍是确定性最高的收入来源，需求响应与虚拟电厂单价高但收益兑现不确定，容量补偿目前不向用户侧开放

确定性	收益来源	条件	关键价格与门槛
确定性高	**峰谷价差（代理购电用户）**	时段按年调整；四省均可获益	价格表 **按月公布**
确定性中	**峰谷价差（直接入市用户）**	取决于零售合同条款和现货价格；广东、海南趋向现货定价	山东、江苏 **有比例约束**
确定性中	**需量电费管理**	取决于用户负荷曲线；两部制用户可获益	江苏需量电价 **51.2 元/千瓦·月**
确定性中低	**需求响应**	海南 1–1.5 元/千瓦时，广东上限 2.7 元/千瓦时； 广东 2025 年未开展需求响应交易*	江苏削峰 **最高 3 元/千瓦时**
确定性低	**虚拟电厂聚合**	四省办法已出台；海南规定同一调节行 为不可在不同市场重复获取收益*	门槛 **1 兆瓦起**
用户侧尚无法获取	**容量补偿**	山东报量报价参与现货的分布式储能 可参照独立储能计算可用容量	114号文只覆盖 **电网侧独立储能**

* 据报道

2025—2026 年四省工商业峰谷价差

广东稳定在 1 元/千瓦时左右，山东随季节波动，江苏新政后降至 0.6 元以下，海南因输配电价不再浮动降至 0.53 元



1 江苏 2025 年 6 月起执行新分时电价：新设午间谷段，谷段下浮 65%

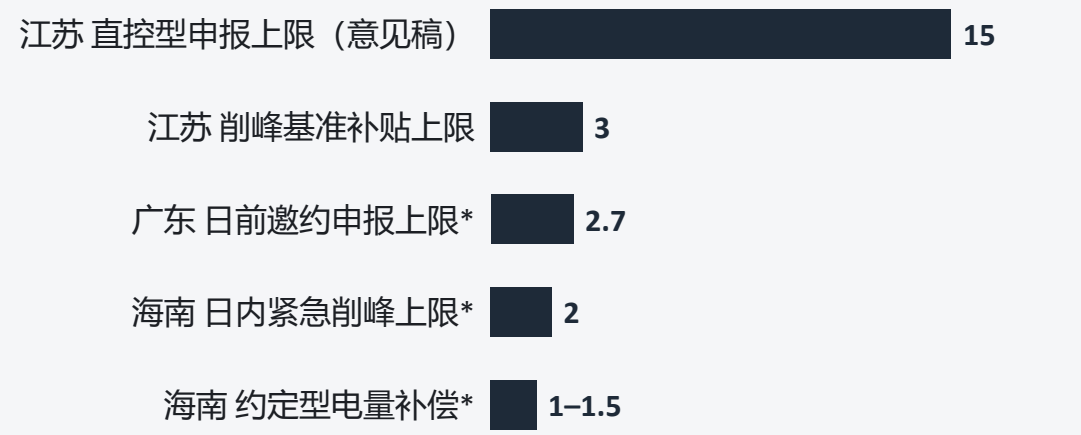
2 海南 2026 年 8 月起系统运行费用、上网环节线损费用、输配电价不参与峰谷电价浮动*

* 海南价格据报道，未经核实；2026 年 8 月起的政策调整已比对原文

四省需求响应与虚拟电厂规则

需求响应单价普遍高于峰谷价差，但调用次数随供需波动，宜作为补充收入

需求响应度电价格（元/千瓦时）



山东：无固定单价，需求响应补偿与现货价格挂钩

虚拟电厂规则与市场进展

江苏	需求响应细则有效期至 2029 年 7 月； 储能可作为实时需求响应资源； 虚拟电厂 2030 年调节能力目标 500 万千瓦以上
海南	约定型削峰另加备用容量补偿 0.3 元/千瓦·月； 虚拟电厂管理办法 2026 年 11 月 1 日施行， 可调容量不小于 1 兆瓦
广东	2025 年未开展需求响应交易；虚拟电厂交易单元不小于 1 兆瓦， 47 家运营商纳入名单、2 家参与现货*
山东	2026 年需求侧响应能力目标为最大负荷 5%； 2025 年 35 家虚拟电厂参与现货，调节电量超过 3.4 亿千瓦时

1 兆瓦

四省虚拟电厂准入门槛均为可调容量 1 兆瓦起，
单个 1MW/2MWh 工商业储能项目恰好达到门槛，多数用户侧项目需由聚合商整合后参与

* 据报道，未经核实。申报上限、补贴上限与电量补偿口径不同，不可直接比较；江苏直控型 15 元/千瓦时为意见稿数值

新型储能装机、用户侧占比与设备价格

全国新型储能快速增长，增量集中在独立储能；用户侧占比下降，工商业配储利用小时减少，设备价格 2026 年回升

全国新型储能累计装机

	累计能量（亿千瓦时）	累计功率	
2024-12	**1.68 亿千瓦时**	7376 万千瓦	
2025-12	**3.51 亿千瓦时**	1.36 亿千瓦	
2026-06	**3.96 亿千瓦时**	1.53 亿千瓦	
2026-09	**4.35 亿千瓦时**	**1.67 亿千瓦**	**同比增长 63%**

独立储能：2025 年新增 3543 万千瓦，
累计占比 51.2%；全年等效利用小时数 1195 小时

2 小时磷酸铁锂储能系统中标均价

2024 年*
628.07 元/千瓦时
同比下降 43%

2026 年上半年*
599.3 元/千瓦时
同比上涨 8.3%

用户侧与工商业配储

CNESA 统计*

2025 年用户侧占比
降至 **8%**
（占新型储能）

2026 年上半年全国新增
21.81GW
同比下降 18%

中电联 2026 年上半年*

工商业配储平均利用
807 小时
同比下降约 291 小时

安全合规：所有电化学储能电站须依法备案并开展安全条件论证；广东规定锂离子电池厂房不应建在地下、高层建筑、商业综合体或人员密集区

* 据报道（CNESA、中电联统计及 2 小时磷酸铁锂储能系统中标均价）；独立储能累计占比与用户侧占比统计来源不同，不可直接比较

四省工商业储能关键条件对比

广东分时结构最有利但最接近现货定价，山东现货最成熟，江苏价差已收窄，海南价差因规则调整下降

	广东 分时最有利 · 最接近现货定价	山东 现货最成熟	江苏 价差已收窄	海南 价差因规则调整下降
2026-11 代理购电峰谷价差 元/千瓦时	**1.010**	**0.903*** 尖峰-深谷	**0.598**	**0.531***
每日可用循环	**2 次**	**1 次**	**1 次**为主，春秋季加一次	**2 次**
分时电价文件	粤发改价格〔2021〕331号	鲁发改价格〔2023〕914号	苏发改价格发〔2025〕426号	琼发改规〔2021〕18号
现货市场	正式运行；南方区域于 2026 年 10 月转入正式运行	2024 年 6 月正式运行；用户侧报量报价	连续结算试运行 2026 年 5 月启动转正评估	随南方区域转入正式运行
直接入市用户分时规则	按现货价格签订分时合同	浮动不低于 50%–60%	不低于 60%；2027 年价格直达	市场联动 10%–30%
主要风险	**市场化后价差大幅收窄**	**时段调整频繁；用户侧无法独立注册**	**收益刚过目标线**	**输配电价不再浮动**

* 据报道

四省电价结构与系统特征

四省峰谷时段决定储能每天能完成几次充放电，系统特征决定灵活性收益的成长空间

省份	全天峰谷时段与电价结构	系统特征
广东	谷 0–8；10–12；峰 14–19 峰平谷比价 1.7:1:0.38；7–9 月尖峰 11–12 时、15–17 时，在峰段上浮 25%	2025 年独立储能现货日前充放电平均价差 **152 厘/千瓦时***
山东	**相对平段** 低谷 下浮 70%；高峰 上浮 70% 深谷 下浮 90%；尖峰 上浮 100% 2026 年 10 月 1–10 千伏：尖峰 1.174 元、深谷 0.296 元	2025 年利用现货价差挖掘新型储能最大放电电力 **839 万千瓦**
江苏	谷 0–6；11–13；夏冬峰 14–22 谷段 0–6 点、11–13 点；尖峰只适用于 315 千伏安及以上工业用户	2026 年 1 月全省用户侧储能新增装机规模和投运项目数**居全国第一***
海南	10–12；峰 16–22 峰平谷各 8 小时，全年不分季节；5–7 月 20–22 点尖峰	2026 年 4 月 13 日最高负荷 **858 万千瓦**，一周内三创新高；监管机构表述电网大机小网特性凸显，正研究 2027 年体现储能顶峰价值的可靠容量补偿

0　6　12　18　24 点

峰段　谷段　季节性尖峰　其余时段

* 据报道，未经核实

1MW/2MWh 标准项目测算口径与参数

全投资税后口径、合同能源管理模式、运营 10 年；电价取各省已核实月份均值，Python 与 Excel 两版模型结果一致

测算参数

0.85 元/Wh	全投资单价（含税）*，敏感性区间 0.65–1.00
95%	放电深度；往返效率 85%（含辅助用电）
330 天	年运行；可用率 97%，容量年衰减 2.5%
92%	价差捕获率（代理购电）；市场化情景 85%
15%	业主分成；运维及保险 1.8%/年，所得税 25%
6%	目标全投资税后 IRR*；压力底线 4%*

各省充放电价与市场化情景价差系数

省份	○ 充电价 → ● 放电价（元，各省已核实月份均值）	市场化价差系数
广东	谷 0.311 → 峰 1.293 午平 0.772 → 下午峰 1.373	0.35
山东	深谷 0.300 → 晚尖峰 1.150 每日一次	0.80
江苏	谷 0.386 → 峰 1.020 春秋季增加一次谷充平放	0.60
海南[1]	谷 0.430 → 峰 0.978 午平 0.683 → 晚峰 1.027	0.85

* 测算假设，可按项目实际调整　[1] 海南电网代理购电价格据第三方转载的公告全文

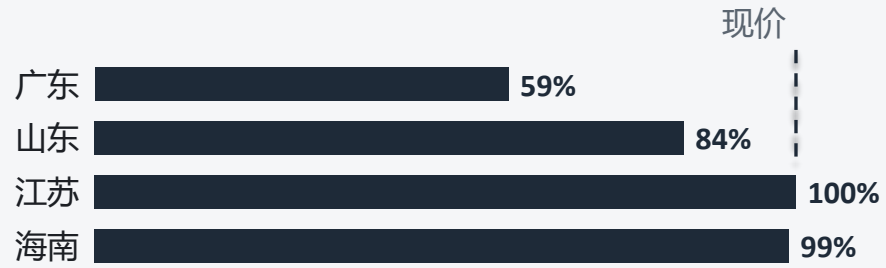
四省项目全投资税后 IRR 测算结果

现行分时电价下四省均达到 6%，过渡情景下只有山东仍达标，广东当前收益最高但对市场化定价最敏感

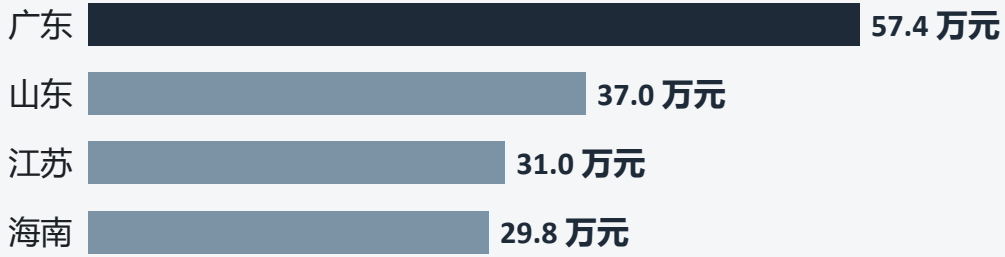
全投资税后 IRR ■ 达到 6% 测算目标 ■ 低于 6%

省份	仅套利	多元	过渡	市场化	压力情景*	回收期
广东	23.2%	24.8%	3.6%	-6.8%	18.2%	3.5 年
山东	10.3%	12.8%	9.6%	6.3%	7.7%	5.4 年
江苏	6.0%	8.9%	0.0%	-2.6%	3.9%	6.4 年
海南	6.2%	8.0%	5.5%	2.8%	3.0%	6.7 年

达到 6% 所需最低价差（相对现价）



首年投资方收益

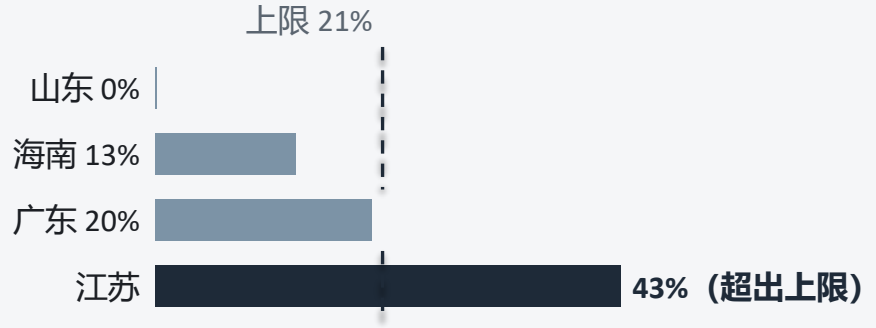


* 压力情景：价差下降 15%、灵活性收益打五折。目标 IRR 6% 为测算假设，可按项目实际调整；市场化情景价差系数是对政策走向的判断，不是已发生价格

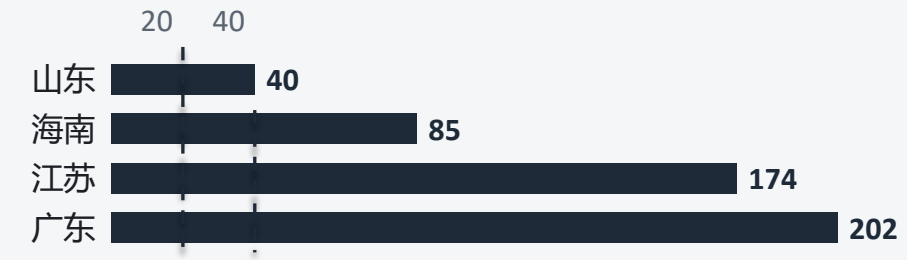
多元收益合理占比

灵活性收益不超过投资方收益的 21%，打五折时项目才能守住 4% 底线；上限四省相同，差别在价差降到哪里

过渡情景达到 6% 所需灵活性收益占比



市场化情景达到 6% 所需灵活性收益（元/千瓦·年）



两条虚线之间：现行规则下聚合收益估计 20–40 元/千瓦·年

广东建议结构

价差

≥90%

需求响应 ≤5%
聚合 ≤5%（上行情景）
4 年内收回投资且过渡情景 IRR ≥4%

山东建议结构

价差

85%–90%

需求响应 ≤5%
聚合 5%–10%
价差按 2026 年 10 月新时段测算

海南建议结构

价差（含需量管理）

80%–90%

需求响应 ≤5%
聚合 5%–10%
标准项目不新投

江苏建议结构

仅限两部制用户：价差

55%–70%

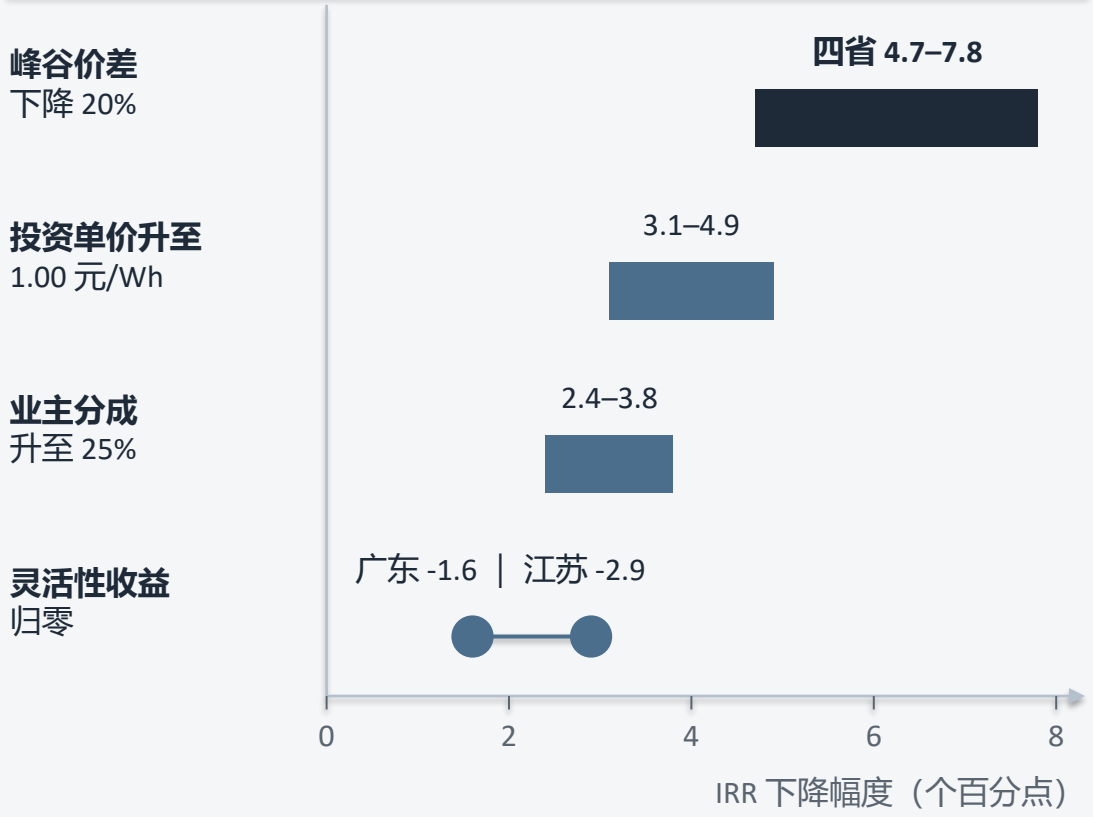
需量管理 15%–25%
需求响应 5%–10%
聚合 ≤5%

注：IRR 指全投资税后 IRR，目标 6% 与底线 4% 为测算假设，可按项目实际调整；市场化情景价差系数反映对政策走向的判断，并非已实现价格

敏感性与主要风险

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

IRR 敏感性：各变量变动后的 IRR 降幅



主要风险与应对

风险	应对
价差政策风险	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再平衡条款
零售合同风险	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
灵活性收益兑现风险	需求响应与聚合收益不计入 投资决策的基础收益，只作上行情景
设备与安全风险	电芯价格 2026 年回升； 投资测算单列安全合规费用
用户信用风险	优选连续生产、信用较高的用户， 设置保函或电费代收机制

结论与投资建议

继续作为重点业务，按省份分化布局、按过渡情景设定门槛，并建设预测、交易与聚合能力

准入门槛

仅计价差收益的 IRR

不低于目标收益率

过渡情景 IRR

≥ 4%

静态回收期

≤ 6 年　广东 ≤ 4 年

省份次序

1. **山东**　第一优先
2. **广东**　把握窗口期，控制新增规模
3. **江苏**　仅面向需量电费占比高的两部制用户
4. **海南**　标准项目不新投

合同结构

两段式收益分成

价差收益分成

灵活性收益分成

增加条款

- 价格规则调整再平衡条款
- 零售套餐协商条款

能力建设

- **负荷预测**
- **现货价格预测**
- **交易申报**
- **虚拟电厂聚合**

以聚合方式达到

1 兆瓦以上

市场准入门槛

跟踪事项

各省

1656 号文第三十五条实施细则

山东

可靠容量补偿细则

广东

取消人为分时电价进展

江苏

现货正式运行与 2027年零售规则

海南

2027 年容量补偿