海南省工商业储能发展前景与多元收益结构配置研究报告

输配电价退出峰谷浮动后的收益重估与项目条件

工商业储能专题 · 海南省

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、方法与口径.....5

1.1 研究问题.....5

1.2 数据与核实.....6

1.3 测算口径.....6

二、电力供需与能源结构.....6

2.1 电源结构：核电、气电与新能源.....6

2.2 联网与调节能力.....7

2.3 负荷特征.....7

2.4 用电与产业结构.....8

三、电价与市场机制.....8

3.1 分时电价.....8

3.2 2026 年 8 月起的浮动基础调整.....9

3.3 直接入市用户与零售套餐.....10

3.4 现货市场.....10

四、多元收益来源逐项分析.....11

4.1 峰谷价差.....11

4.2 需量电费管理.....12

4.3 需求响应.....12

4.4 虚拟电厂聚合.....12

4.5 容量补偿.....13

五、行业发展现状与前景.....13

5.1 储能规模 13
5.2 典型项目 13
5.3 前景判断 14
六、多元收益测算 15
6.1 测算参数 15
6.2 情景结果 15
6.3 项目条件变体 17
6.4 投资单价与价差的组合 18
6.5 参数抽样 18
七、多元收益的合理占比 19
7.1 方法 19
7.2 结果 19
7.3 配置建议 20
八、主要风险与应对 20
九、结论与建议 21
9.1 对研究问题的回答 21
9.2 投资建议 21
附录 A：政策与市场规则清单 22
附录 B：主要数据来源 23
附录 C：测算模型说明 26

执行摘要

结论：海南工商业储能可以选择性布局，但 2026 年 8 月起的电价规则调整已经把标准项目的收益压到目标线附近，只有两部制、需量电费高的用户或规模化项目值得投资。 按 2026 年 10–11 月代理购电价格，1MW/2MWh 标准项目单靠峰谷套利的全投资税后 IRR 为 6.2%，计入需求响应和聚合收益后为 8.0%，静态回收期 6.7 年；过渡情景（零售市场联动比例逐步提高，2031 年价差降到现行的 85%）下为 5.5%。

2026 年 8 月起的一项电价规则调整压低了海南收益：

- 2026 年 7 月及以前，海南代理购电用户以"代理购电价格 + 输配电价"为平段基础电价执行峰谷浮动（2024 版代理购电实施方案）。
- 2026 年 8 月 1 日起，系统运行费用、上网环节线损费用、输配电价不再参与峰谷浮动（琼发改便函〔2026〕1857 号转发第四监管周期输配电价通知，原文核实）。
- 结果是 1–10 千伏单一制峰谷价差从 2026 年 7 月的 0.867 元/kWh 降到 11 月的 0.531 元/kWh，降幅 39%（价格表据第三方转载；8、9 月价格表暂缺）。按调整前的价格结构，标准项目多元情景 IRR 为 19.8%，调整后为 8.0%。

海南的有利条件在系统端：

- 负荷增长快：2026 年 5 月 26 日 22:19 最高负荷 902.1 万千瓦，首次突破 900 万千瓦；2026 年上半年全社会用电量增长 12.5%（均据报道），封关后三产与居民用电拉动明显。
- 负荷高峰在晚间：空调负荷占尖峰负荷近半，2025 年零点平均负荷从 50 万千瓦降到 20 万千瓦，高峰已转到"日间生产、晚间生活"（据报道），与分时电价 16–22 时的高峰时段一致。
- 调节需求上升：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。

测算结果（1MW/2MWh，10 年，全投资税后）：

情景	IRR	回收期
仅峰谷套利（2026-10/11 价格）	6.2%	7.4 年
多元收益（+需求响应、聚合）	8.0%	6.7 年
过渡情景（2031 年价差降到 0.85）	5.5%	7.6 年

市场化情景（价差 0.85，捕获率 85%）	2.8%	8.9 年
两部制用户计入需量管理（多元 / 过渡）	12.9% / 10.7%	5.4 年
调整前价格结构（多元 / 过渡，作对照）	19.8% / 16.9%	4.1 年

多元收益的合理占比。 以"达到 6%，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 21%。海南过渡情景下要达到 6%，需要 41 元/千瓦·年的灵活性收益，占比 13%，在上限内；市场化情景需要 85 元/千瓦·年，占比 26%，超出上限。建议配置：

收益类别	建议占比（投资方收益口径）
峰谷价差（含需量管理）	80%–90%
需求响应	≤5%
聚合 / 虚拟电厂	5%–10%
容量补偿（若 2027 年向用户侧开放）	作上行情景，不进基准

建议。

1. 海南列为选择性布局省份，标准项目不新投；新项目限于两部制、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。
2. 所有测算以 2026 年 8 月调整后的 10–11 月价格为基准，2025 年及 2026 年上半年按旧价格结构签约的项目，应重新评估收益并与业主协商分成。
3. 跟踪 2027 年可靠容量补偿机制设计，争取用户侧储能经虚拟电厂聚合后纳入顶峰价值补偿。
4. 海南价格数据多来自转载，使用前宜与海南电网和省发展改革委原公告逐条核对。

一、研究范围、方法与口径

1.1 研究问题

本报告是《工商业储能未来发展报告》（报告 1）的海南分册，回答三个问题：

1. 海南工商业储能的发展前景和主要趋势是什么？

2. 海南工商业储能可以取得哪些收益，每一项的规则依据和确定性如何？

3. 在满足项目财务模型收益目标的前提下，各项收益的合理占比是多少？

1.2 数据与核实

数据分三级标注：一手原文（政府、能源监管机构、电网企业、交易中心公告原件）；据报道（行业机构统计与媒体报道，以及第三方对政府公告的全文转载，正文标"据报道"）；测算假设。附录 B 列出主要数据来源与截止时点。

琼发改规〔2021〕18 号、琼发改运行〔2025〕1299 号及其补充通知（琼发改运行〔2026〕849 号）、需求响应实施细则、琼发改规〔2026〕2 号、琼发改便函〔2026〕1857 号均已与原文核对；2024 版代理购电实施方案、琼发改运行〔2025〕330 号以网页存档原页核实。代理购电价格表（含两部制需量电价 41.6 元/千瓦·月）据第三方对海南电网公告的转载。现货周价来自广州电力交易中心周报原文。

本报告以标准项目和两部制、规模、分成、价格结构四类变体测算。

1.3 测算口径

标准项目为 1MW/2MWh 磷酸铁锂储能，接入用户 10 千伏配电侧，合同能源管理模式，业主分成 15%，全投资税后口径，运营 10 年，全投资单价 0.85 元/Wh（含税）。电价取 2026 年 10–11 月 1–10 千伏两部制代理购电价格。

二、电力供需与能源结构

2.1 电源结构：核电、气电与新能源

海南电源结构的特点是清洁能源占比高、单机容量大：

- 2024 年底清洁能源发电装机 1668 万千瓦，占 83.2%（含气电、储能）；全省装机约 2500 万千瓦，清洁能源约 87%（2025 年底，据报道）。
- 新能源装机 1271 万千瓦（风电 237 万、光伏 987 万、生物质 47 万），占总装机的 50.1%（2026 年 6 月底，据报道）；2020 年底仅 210.5 万千瓦。

- 2025 年规模以上工业发电量 474.11 亿千瓦时，其中清洁能源 272.83 亿千瓦时（约 57.5%），核电 100.1 亿千瓦时（据报道）。
- 华能昌江核电二期 3 号机组 2026 年 9 月 17 日商运，海南商运核电机组增至 3 台；二期规划 2×120 万千瓦，全部建成后核电装机占比将超过 40%（据报道）。
- 气电：华能儋耳、正南和大唐美安三座气电厂涉及 296 万千瓦机组（据报道），承担主要调峰任务。
- "十五五"海上风电规划开发规模超过 1200 万千瓦（据报道）。

2.2 联网与调节能力

海南通过联网 I、II 回 500 千伏海缆与南方电网主网相连，总容量 120 万千瓦（据报道），是与主网的唯一联络通道。海南—广东电力灵活互济工程 2026 年 2 月获核准，预计 2027 年底投产，琼粤互济容量达到 180 万千瓦；500 千伏"口"字形环网 2025 年 12 月建成（据报道）。

"大机小网"是海南电网的核心约束：最高负荷约 900 万千瓦，而单台核电机组 120 万千瓦，一台机组跳闸就相当于负荷的八分之一以上。南方能源监管局 2026 年 11 月 18 日表示，核电二期并网后系统调节压力加大，研讨 2027 年发电侧可靠容量补偿时"要体现煤电、气电、储能等不同电源的顶峰支撑价值"。这是海南储能价值的系统基础，但目前补偿机制面向发电侧和电网侧。

2.3 负荷特征

指标	数值	时间	证据
最高负荷	902.1 万千瓦（22:19），首次突破 900 万	2026-05-26	据报道
午后负荷新高	836.8 万千瓦（15:40），上年新高在夜间	2026-04-08	据报道
2018 年最高负荷	481.1 万千瓦	2018	据报道
零点平均负荷	50 万千瓦 → 20 万千瓦	2025 年	据报道
空调负荷占尖峰负荷	近半	2026	据报道
统调负荷创新高次数	2023 年 10 次、2024 年 5 次	2024-08	一手原文（存档）

海南负荷 8 年接近翻倍。2024 年以前负荷新高多出现在零点前后（电动汽车集中充电），2024—2025 年电动汽车分时电价调整后零点负荷下降，高峰转移到午后和晚间。晚间 16–22 时既是负荷高峰，也是光伏退出、需要气电和储能顶峰的时段。

2.4 用电与产业结构

类别	2025 年用电（亿千瓦时）	同比
第一产业	25.78	+9.16%
第二产业	203.80	+4.16%
第三产业	189.75	+3.99%
居民	125.40	+7.02%

来源：海南电网（据报道）。2025 年全社会用电 544.73 亿千瓦时，第二产业约占 37%，三产与居民合计约 58%。

封关（2025 年 12 月 18 日）后用电增长加快：2026 年 1–6 月全社会用电 293.54 亿千瓦时，同比增长 12.50%，第三产业增长 15.71%、居民增长 15.96%；前三季度增速回落到 7.9%（中电联）。重点园区上半年用电增速：洋浦港 28.60%、文昌国际航天城 106.79%、陵水黎安教育区 36.92%、海口综保区 19.24%、三亚中央商务区 10.01%（据报道）。医疗器械制造用电增长 65.27%，计算机通信电子设备制造增长 44.29%。

对工商业储能的含义：海南工业用户少、规模小，工业用电约占三分之一，洋浦（石化、造纸、港口）和海口国家高新区、药谷（医药、新材料）是主要的工业负荷聚集地；第三产业用户（酒店、商业综合体、免税店、数据中心）负荷大但多在楼宇内，受储能选址和消防限制。

三、电价与市场机制

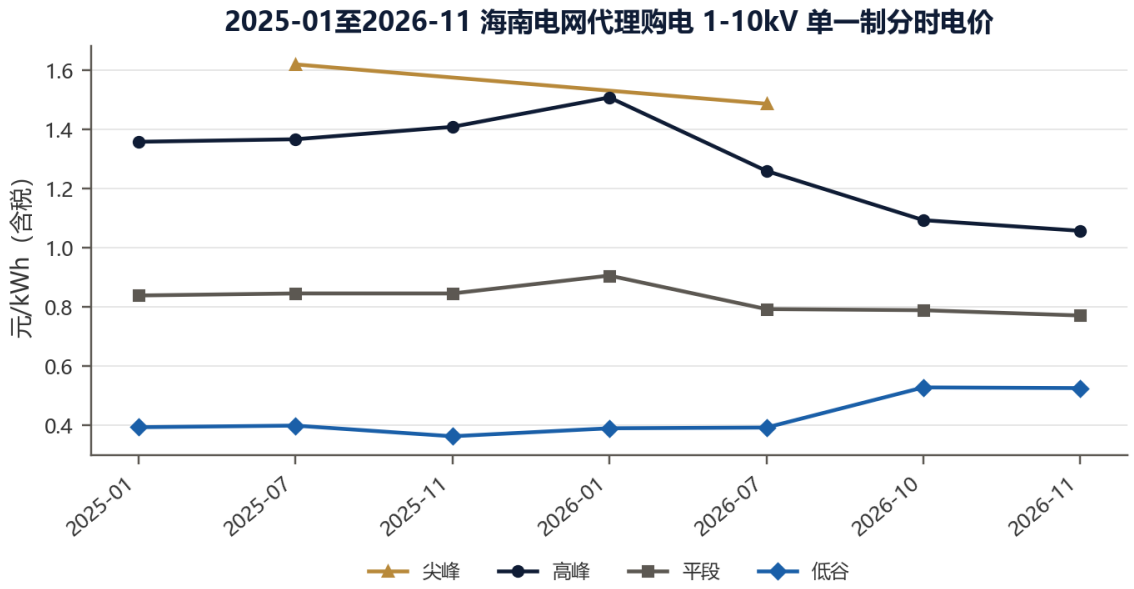
3.1 分时电价

琼发改规〔2021〕18 号（2022 年 2 月起）规定：峰段上浮 70%、谷段下浮 60%；峰、平、谷各 8 小时，全年不分季节；峰段 10–12 时、16–22 时，平段 7–10 时、12–16 时、22–23 时，谷

段 23–7 时；尖峰每年 5、6、7 月 20–22 时，在峰段基础上上浮 20%（原文核实）。2024、2025 年电动汽车充换电分时调整，工商业一般时段不变。

储能可以两充两放：夜间谷段充电、上午 10–12 时高峰放电；午间 12–16 时平段充电、晚间 16–22 时高峰放电。

3.2 2026 年 8 月起的浮动基础调整



海南电网代理购电 1–10 千伏单一制分时电价

图下说明：2025 年 1 月至 2026 年 7 月，峰谷价差在 0.87–1.12 元/kWh 之间；2026 年 8 月 1 日起输配电价、系统运行费用和线损不再参与峰谷浮动；8、9 月价格表暂缺，10 月峰谷价差为 0.565 元/kWh，11 月为 0.531 元/kWh。低谷电价从约 0.39 元/kWh 升到约 0.53 元/kWh，高峰电价从约 1.26–1.51 元/kWh 降到约 1.06–1.09 元/kWh。数据据第三方对海南电网公告的转载。

2024 版《海南省电网企业代理购电实施方案》规定代理购电工商业用户"以代理购电价格和输配电价为基础电价（平段电价）"执行峰谷政策（网页存档原文核实）。琼发改便函〔2026〕1857 号（2026 年 7 月 28 日发布）转发发改价格〔2026〕1077 号，明确"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"，2026 年 8 月 1 日起执行，此后只有代理购电价格部分参与浮动。同一文件继续执行需量电价优惠：两部制用户当月每千伏安用电量达到 260 千瓦时及以上的，需量电价按标准的 90% 执行。按峰谷价差反推（峰 +70%、谷 -60%，价差 = 1.3 × 浮动基础），单一制浮动基础从 2026 年 7 月的约 0.67 元/kWh 降到 11 月的约 0.41 元/kWh。

2026 年 11 月两部制 1–10 千伏代理购电：高峰 0.96006、平段 0.67409、低谷 0.42898 元/kWh，峰谷差 0.531 元/kWh；需量电价 41.6 元/千瓦·月，容量电价 26 元/千伏安·月（2026 年 10 月）。

3.3 直接入市用户与零售套餐

- 琼发改运行〔2025〕330 号：年用电 50 万千瓦时及以上的 10 千伏及以上两部制用户须直接入市，逾期按代理购电价格 1.1 倍结算（存档原文）。
- 琼发改运行〔2025〕1299 号（2026 年度）：年用电 50 万千瓦时及以上工商业用户 2026 年 6 月 1 日起全面直接交易；零售套餐统一为"固定价格 + 市场联动"，联动比例 10%–30%，未约定时默认 10% 联动实时价格（原文核实）。
- 琼发改运行〔2026〕849 号（2026 年 9 月补充通知）：增加一轮多月双边交易，价格区间 0.34384–0.51576 元/kWh；未签约用户给予 3 个月过渡期（原文核实）。
- 海南 2027 年市场化交易通知 2026 年 11 月征求意见（截止 11 月 22 日），本报告未纳入其内容。

零售套餐联动比例 10%–30%，意味着直接入市用户价格的 70%–90% 是固定价格，现货价差的传导有限。本报告市场化价差系数取 0.85，依据即在此。

3.4 现货市场

南方区域电力市场 2025 年 6 月 28 日启动连续结算试运行，2026 年 10 月转入正式运行。海南现货价格（广州电力交易中心周报）：

周	日前加权均价（元/MWh）	实时加权均价（元/MWh）
2025-12-01 至 12-07	366	299
2026-04-13 至 04-19	550	538
2026-11-09 至 11-15	316	328

2026 年 1 月至 11 月中旬 36 周，海南日前周均价在 275–550 元/MWh 之间，简单平均约 393 元/MWh；4 月中旬最高，10 月底最低（简单平均为本报告计算）。海南日均现货成交约 1 亿千瓦时。

现货申报限值 0.84 / -0.057 元/kWh，出清限值 1.26 / -0.057 元/kWh（琼发改运行〔2025〕1299 号，原文核实）。海南电力市场结算细则（2026 V1.0）规定用户侧按统一结算点电价或物理节点电价结算，现行偏差收益回收等损益调节机制逐步退坡，条件具备时 2027 年底前完成（据报道）。

另一项成本变化：2026 年 10 月海南新能源机制电价差价结算费用约 0.0964 元/kWh，全国最高，由工商业用户分摊（据报道）。这部分费用推高用户用电成本，但不随时段浮动，对储能价差没有直接作用。

四、多元收益来源逐项分析

收益来源	规则依据	海南现状	确定性
峰谷价差	琼发改规〔2021〕18 号；代理购电实施方案	2026-08 起输配电价不参与浮动，11 月价差约 0.53 元/kWh；两充两放	中（规则刚调整）
需量电费管理	两部制输配电价	需量电价 41.6 元/千瓦·月	高（受用户负荷管理影响）
需求响应	海南需求响应细则（2025）	约定型日前 1.0、日内 1.5 元/kWh；2026 年迎峰度夏未执行	低
虚拟电厂聚合	琼发改规〔2026〕2 号	2026-11-01 施行；1MW、1 小时	低
可靠容量补偿	2027 年机制研究中	体现储能顶峰价值；对象为发电侧	低（未落地）
地方补贴	—	未找到用户侧储能补贴文件	不计入

4.1 峰谷价差

标准项目两次循环：

- **循环 1**：23–7 时谷段充电，10–12 时高峰放电。充电价 0.430 元/kWh、放电价 0.978 元/kWh（2026 年 10–11 月两部制均值）。

- **循环 2**：12–16 时平段充电，16–22 时高峰放电；5–7 月 20–22 时尖峰抬高放电均价到约 1.027 元/kWh。充电价 0.683 元/kWh，按 80% 天数计入。

第二次循环的价差只有约 0.34 元/kWh，扣除 15% 的效率损失后单次收益很薄，且依赖午间厂区负荷。海南价差确定性的主要风险是规则再次调整：2026 年 8 月起的调整已经说明，浮动基础的口径变化可以在一个月内让价差下降近四成。

4.2 需量电费管理

需量电价 41.6 元/千瓦·月。若储能功率的 30% 转化为最大需量下降、实现率 60%，每千瓦储能每年可节省约 80 元（不含税），相当于标准项目首年价差收益的三成左右。需量电费属于输配电价，不受零售联动比例和现货价格影响，2026 年 8 月的浮动基础调整也不影响这部分收益。海南两部制用户是 50 万千瓦时以上、10 千伏及以上的工业和大型商业用户，与工商业储能目标客户高度重合。

4.3 需求响应

海南需求响应实施细则（2025 年 9 月，原文核实）：约定型削峰按日前通知 1.0 元/kWh、日内通知 1.5 元/kWh 补偿电量，另加备用容量补偿 0.3 元/千瓦·月；日前邀约削峰上限 1.5 元/kWh，日内紧急削峰上限 2 元/kWh；填谷 0.3–0.4 元/kWh；响应不足 50% 考核；负荷聚合商与虚拟电厂可参与。琼府〔2025〕37 号提出 2030 年需求响应能力达到最大负荷的 5%。

执行层面，中电联报告显示 2026 年迎峰度夏全国 31 个省份均未采取需求响应措施，海南也在其中。南方电网 2026 年夏季电力盈余约 50 万千瓦（据报道），需求响应调用少。模型按每年 5 次、每次 2 小时、1.2 元/kWh 计入，相当于 12 元/千瓦·年。

4.4 虚拟电厂聚合

海南省虚拟电厂管理中心 2023 年 8 月在海南电网授牌，是国内首个省级虚拟电厂管理中心，首批规模 50 万千瓦（据报道）。《海南省虚拟电厂建设运行管理办法（试行）》（琼发改规〔2026〕2 号）2026 年 11 月 1 日施行：可调容量 1 兆瓦以上、连续响应 1 小时以上，可聚合用户侧储能，可参与电能量、辅助服务和需求响应，同一调节行为不可重复获利（原文核实）。南方区域市场孵化虚拟电厂聚合容量超过 1500 万千瓦（国家发展改革委体改司，据报道）。

规则刚刚施行，收益数据空白。模型按 20 元/千瓦·年计入，四省中最低。

4.5 容量补偿

海南电网侧独立储能有容量电价补偿路径：2026 年 6 月 30 日的电网侧独立储能通知实行动态清单，清单外与配建转独立项目不纳入后续容量电价补偿；"十五五"可接入 650.75 万千瓦，2026 年度开放 180 万千瓦（据报道）。通知全文未涉及用户侧储能。2027 年可靠容量补偿机制若允许虚拟电厂聚合的用户侧储能参与，海南用户侧储能会多一项收益，目前不计入。

五、行业发展现状与前景

5.1 储能规模

海南储能以电网侧和电源侧为主：已投产及在建配建储能 159.75 万千瓦，已批复未投产独立储能 276 万千瓦（据报道）；新能源配储 124.7 万千瓦（2025 年 8 月，据报道）。用户侧储能没有任何口径的官方统计，从项目报道看仍处于起步阶段。

5.2 典型项目

项目	地点	规模	投资 / 运营方	状态	特点
建华建材用户侧储能	海口	1.881MWh	汇能科技投资	2025-12 投运	签约到投运 42 天；削峰填谷 + 现货收益；按 2025-09 峰谷价差 0.8398 元/kWh 预估年节省电费近 40 万元（据报道）
倍特药业工商业储能	海口药谷	3MW/6MWh，约 600 万元	辉海科技 + 宁德时代新能安 + 融资租赁	2026-08 开工	投资单价约 1.0 元/Wh（据报道）
海宇锡板光储超充微网	海口	光伏 3MWp + 6 台储能一体机	宁德时代、辉海新能源出资，业主零投资	计划 2026-03 交付	称可两充两放（据报道）

儋州白马井光储充重卡超充站	儋州	总功率 8000kW，1200 万元	南方电网海南电动汽车公司等	2026-01 投产	光储充一体（据报道）

对照的电网侧项目：南网储能临高 20MW/40MWh 共享储能（2025-04）、大唐文昌 100MW/200MWh 构网型储能（2026-04 完成黑启动试验）、海南佳正万宁 200MW/350.42MWh 混合储能独立调频电站（2026-04 开工）（均据报道）。

案例反映出两个问题。第一，建华建材项目按调整前的峰谷价差 0.84 元/kWh 测算收益，2026 年 8 月调整后价差降到约 0.53 元/kWh，套利收益可能只有预估的六成或更低；2025 年至 2026 年上半年签约的项目普遍面临同样问题。第二，倍特药业项目投资单价约 1.0 元/Wh，高于本报告 0.85 元/Wh 的假设，海岛物流和小规模采购推高了成本。按投资单价 1.05 元/Wh、价差不变测算，标准项目 IRR 只有 4.0%。

5.3 前景判断

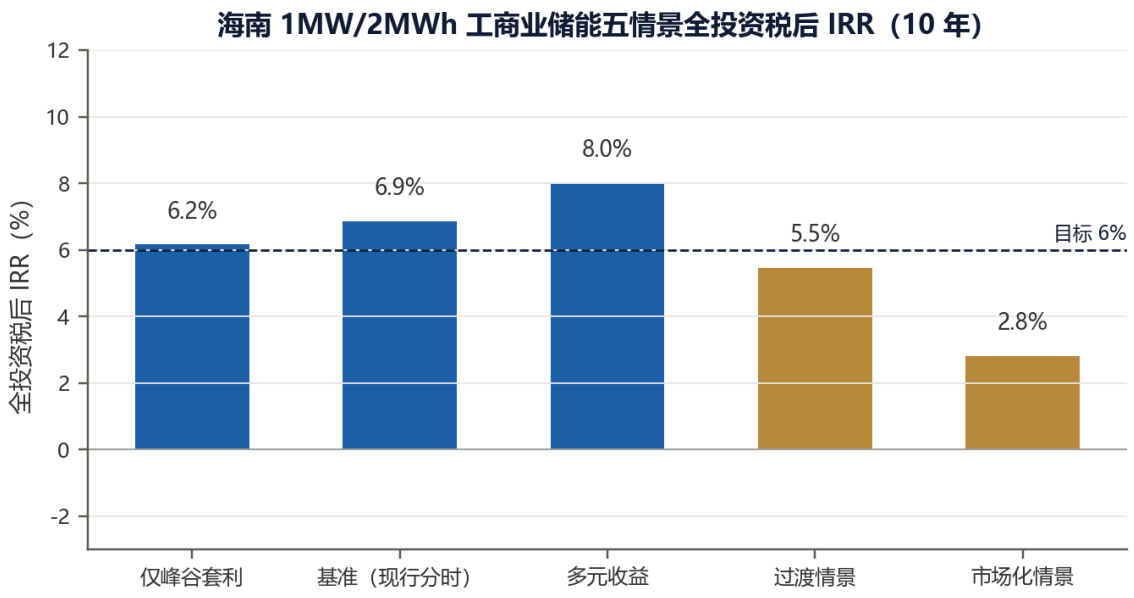
趋势	判断	依据
负荷	继续较快增长，晚间高峰更突出	封关后用电增长；空调负荷占比高
价差	维持在 0.53 元/kWh 左右；零售联动比例提高后小幅下降	2026-10 浮动基础调整；联动比例 10%–30%
系统调节需求	核电二期、海上风电并网后明显上升	南方能源监管局表态
补偿机制	2027 年可靠容量补偿可能体现储能顶峰价值，用户侧能否参与未定	2027 年机制研讨
互联	2027 年底琼粤互济 180 万千瓦投产，缓解调节压力	互济工程核准
市场参与者	宁德时代及本地服务商以零投资、融资租赁模式进入	项目案例

六、多元收益测算

6.1 测算参数

参数	取值	性质
循环 1 充 / 放电价	0.430 / 0.978 元/kWh（含税）	2026-10/11 两部制 1–10 千伏低谷、高峰
循环 2 充 / 放电价	0.683 / 1.027 元/kWh，80% 天数	平段；5–7 月尖峰抬高放电均价
需求响应	5 次 × 2 小时 × 1.2 元/kWh	测算假设，参照需求响应细则
聚合收益	20 元/千瓦·年	测算假设
需量管理（两部制变体）	41.6 元/千瓦·月 × 30% × 60%	需量电价有来源；比例为测算假设
过渡情景价差倍数	2027 年 1.0，2028—2031 年依次 0.97、0.94、0.90、0.85，之后 0.85	测算假设
通用参数	投资 0.85 元/Wh、效率 85%、衰减 2.5%/年、业主分成 15% 等	同报告 1

6.2 情景结果

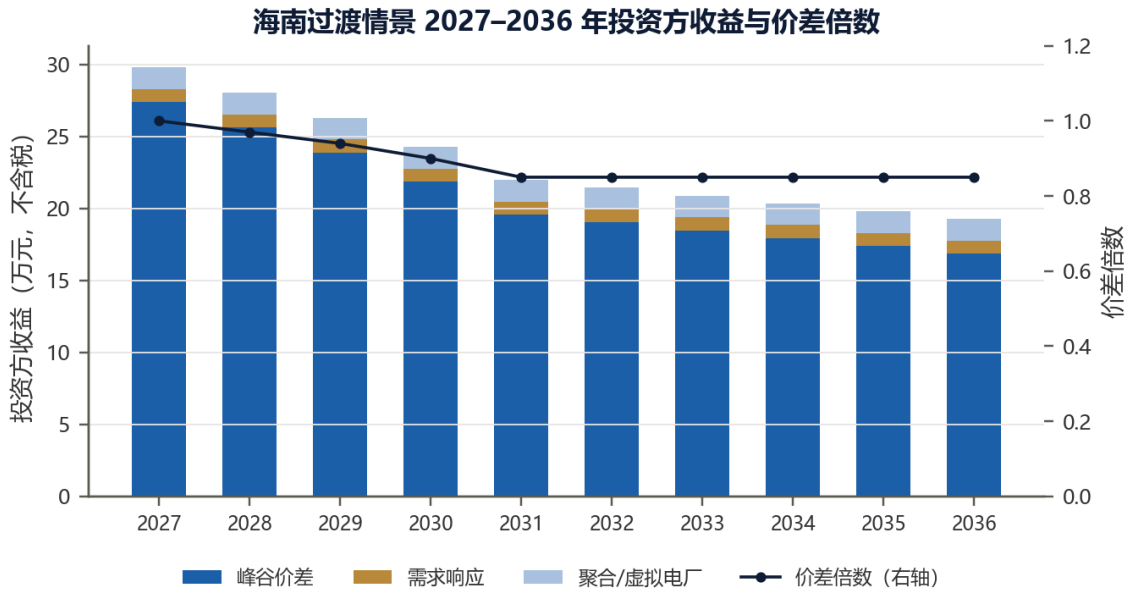


海南 1MW/2MWh 工商业储能五情景全投资税后 IRR

表 6-1 海南标准项目测算结果

情景	IRR	回收期	首年投资方收益	十年收益结构（价差 / 需求响应 / 聚合）
仅峰谷套利	6.2%	7.4 年	27.4 万元	100% / — / —
基准（套利 + 需求响应）	6.9%	7.1 年	28.3 万元	96% / 4% / —
多元收益	8.0%	6.7 年	29.8 万元	91% / 3% / 6%
过渡情景	5.5%	7.6 年	29.8 万元	90% / 4% / 6%
市场化情景	2.8%	8.9 年	22.5 万元	88% / 4% / 7%

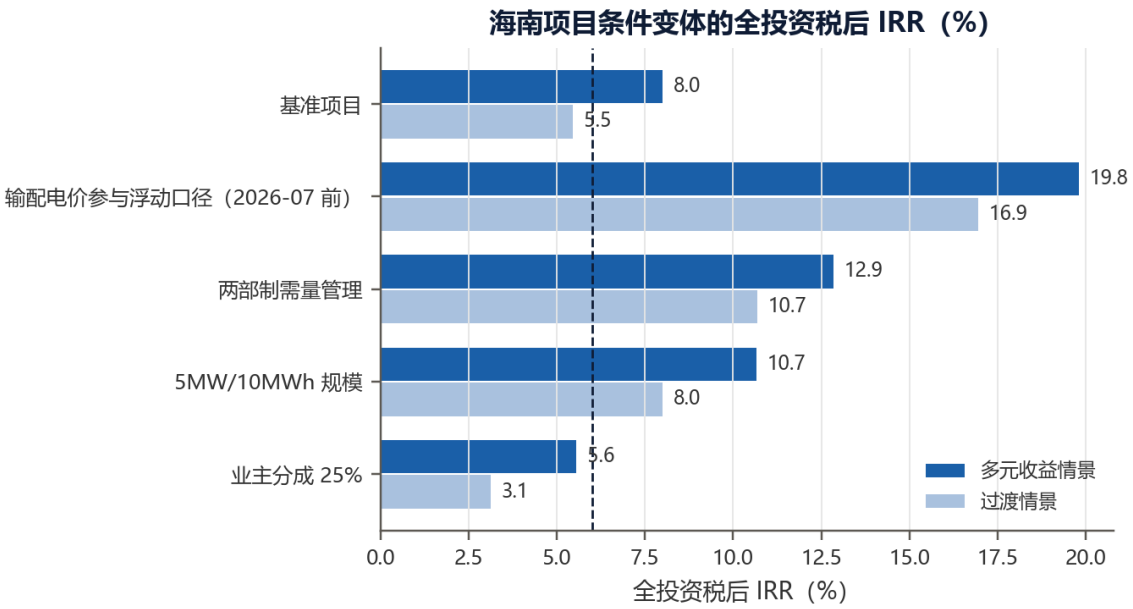
仅靠套利达到 6%，价差需维持在现行水平的 99%；计入现有灵活性收益后，价差可以降到 92%。海南的安全边际与江苏接近，但价差下降的节奏比江苏慢。



海南过渡情景 2027–2036 年投资方收益与价差倍数

图下说明：过渡情景下投资方收益从 2027 年的 29.8 万元降到 2031 年的 22.0 万元，降幅主要来自容量衰减和联动比例提高。

6.3 项目条件变体



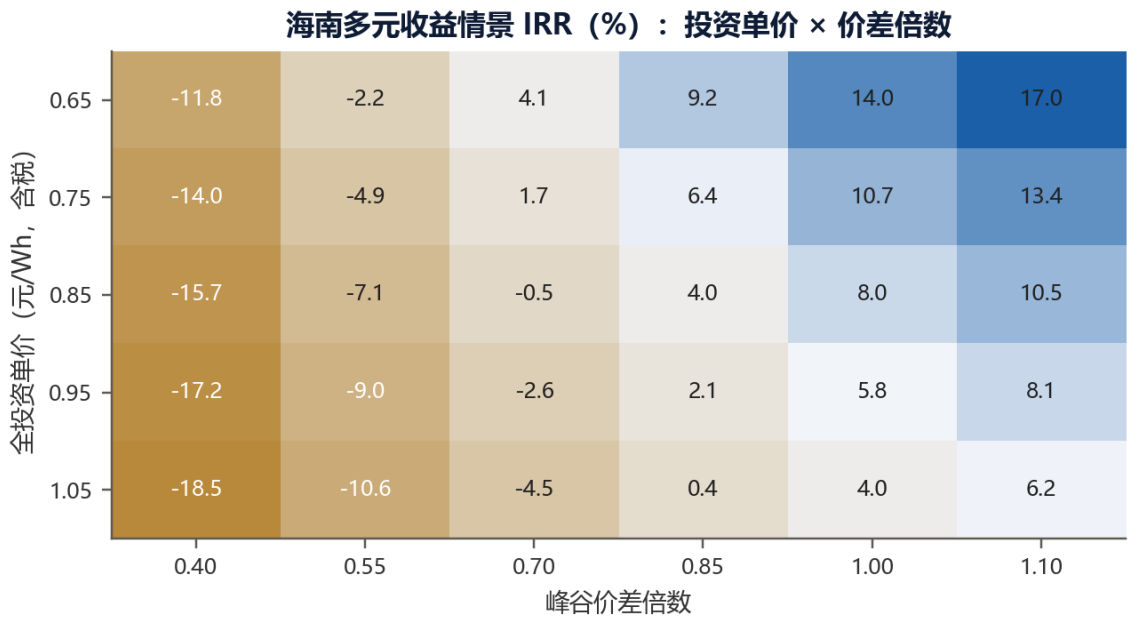
海南项目条件变体的全投资税后 IRR

表 6-2 项目变体测算

变体	多元情景 IRR	过渡情景 IRR	回收期
标准项目（2026-10 后价格）	8.0%	5.5%	6.7 年
调整前价格结构（2026-07 单一制，对照）	19.8%	16.9%	4.1 年
两部制用户，计入需量管理	12.9%	10.7%	5.4 年
5MW/10MWh 规模（投资 0.75 元/Wh）	10.7%	8.0%	5.9 年
业主分成提高到 25%	5.6%	3.1%	7.6 年

两点结论：一是 2026 年 8 月起的价格调整使标准项目多元情景 IRR 下降约 12 个百分点，是四省中单项政策影响最大的变化；二是需量管理和规模化是海南项目达标的两条路径，两者都能让过渡情景 IRR 超过 6%。

6.4 投资单价与价差的组合

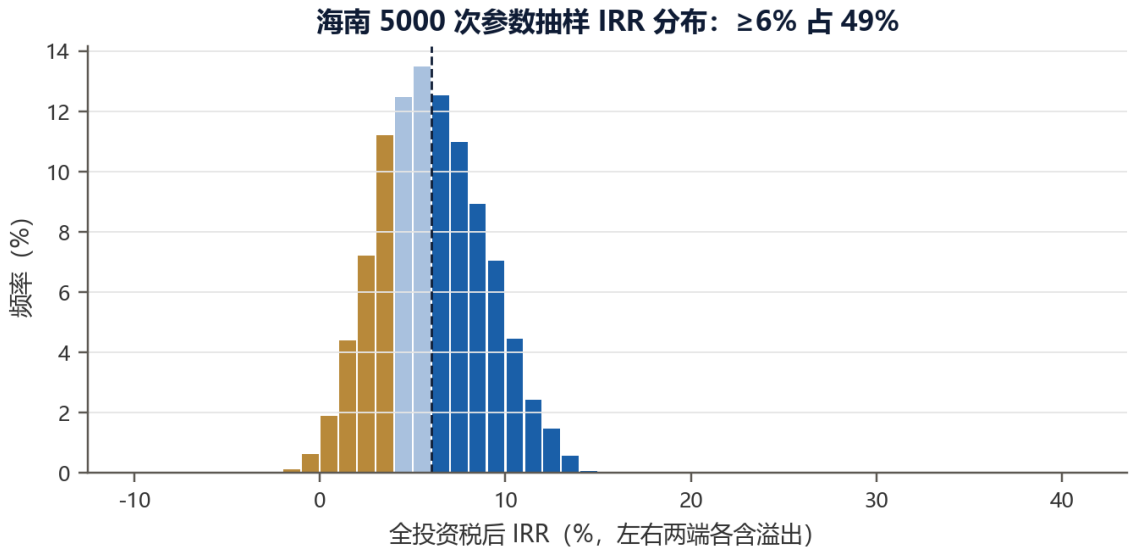


海南多元收益情景 IRR：投资单价 × 价差倍数

图下说明：价差倍数 1.0 时，投资单价 0.85 元/Wh 对应 IRR 8.0%，0.95 元/Wh 对应 5.8%，1.05 元/Wh 对应 4.0%。海南实际项目投资单价约 1.0 元/Wh，投资单价控制对海南的重要性高于其他三省。

6.5 参数抽样

在投资单价 0.70–1.00 元/Wh、价差倍数 0.85–1.05、灵活性收益实现 0–150%、业主分成 10%–20%、捕获率 85%–95% 的范围内独立抽样 5000 次：



海南 5000 次参数抽样 IRR 分布

指标	结果
IRR ≥ 6% 的比例	49%
IRR ≥ 4% 的比例	75%
IRR 第 10 / 50 / 90 百分位	2.4% / 5.9% / 9.8%

中位数 5.9%，与目标线基本重合，项目达标与否接近一半一半。抽样区间是本报告的判断，不代表概率预测。

七、多元收益的合理占比

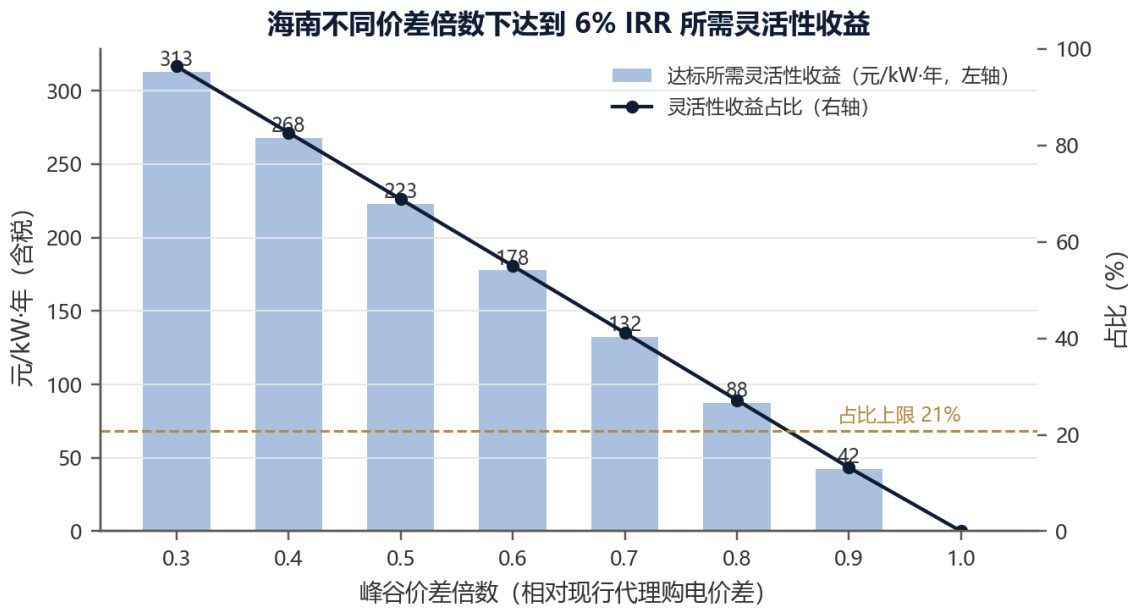
7.1 方法

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为合理占比上限。需量管理收益与价差合并计入"确定性收益"。

7.2 结果



海南不同价差倍数下达到 6% IRR 所需灵活性收益

表 7-1 价差倍数与所需灵活性收益

价差倍数	达标所需灵活性收益（元/千瓦·年）	灵活性收益占比	灵活性收益打五折时 IRR	是否满足约束
1.0	0	0%	6.2%	是
0.9	42	13%	4.7%	是
0.8	87	27%	3.4%	否
0.7	133	41%	2.0%	否
0.6	178	55%	0.5%	否

灵活性收益占比上限 21%，对应价差倍数 0.85、灵活性收益 67 元/千瓦·年。海南过渡情景的长期价差倍数正好是 0.85，处在边界上；若零售联动比例超过 30% 导致价差降到 0.80 以下，标准项目就不能在稳健约束内达标。

7.3 配置建议

表 7-2 海南多元收益合理占比（投资方收益口径）

收益类别	标准项目（不推荐新投）	两部制项目（推荐）	5MW 以上项目（可选）
峰谷价差	85%–90%	65%–75%	85%–90%
需量电费管理	—	15%–25%	0–10%
需求响应	≤5%	≤5%	≤5%
聚合 / 虚拟电厂	5%–10%	5%–10%	5%–10%
决策条件	过渡情景 IRR ≥ 6%	需量电费占用户电费 ≥15%；12 个月负荷曲线校核	投资单价 ≤ 0.75 元/Wh

八、主要风险与应对

风险	影响	应对
电价规则再次调整	2026-08 起的调整已使价差下降 39%	合同约定电价结构变化后的分成重议；测算预留 10% 价差下降空间
存量项目按旧价格签约	套利收益约为预估的六成或更低	重新评估存量项目，与业主协商分成或延长合同期

投资单价偏高	1.0 元/Wh 时标准项目 IRR 低于 6%	集中采购、规模化；优先 5MW 以上项目
需求响应不执行	灵活性收益低于预期	只按已签约容量计入
零售联动比例提高	价差降到 0.80 以下时不满足稳健约束	跟踪 2027 年交易方案；优先两部制用户
数据核实	代理购电价格表为转载	使用前宜比对海南电网原公告
台风与盐雾	设备防护与保险成本上升	选用户内或高防护等级设备；投保自然灾害险

九、结论与建议

9.1 对研究问题的回答

1. **发展前景。** 海南负荷增长快、晚间高峰突出，核电和海上风电并网后系统调节需求上升，储能的系统价值在提高；但 2026 年 8 月浮动基础调整后，用户侧价差收益大幅下降，用户侧储能能否分享系统价值，取决于 2027 年容量补偿机制是否向用户侧开放。

2. **收益来源。** 峰谷价差仍是主要收益，但规则风险大；需量电费管理是最稳定的补充收益；需求响应 2026 年未执行；虚拟电厂规则刚施行，收益待验证。

3. **合理占比。** 灵活性收益合计不超过 21%；建议价差（含需量管理）80%–90%、需求响应不超过 5%、聚合 5%–10%，容量补偿作为上行情景。

9.2 投资建议

1. **省份定位：** 选择性布局，排在山东之后，与江苏并列。

2. **项目准入：** 过渡情景 IRR ≥ 6%；投资单价 ≤ 0.85 元/Wh；静态回收期 ≤ 6 年。

3. **用户筛选：** 两部制、需量电费占比高的洋浦、海口高新区与药谷工业用户优先；第三产业楼宇用户需先确认消防和选址条件。

4. **存量处理：** 2026 年 8 月以前按旧价格结构签约的项目逐一重估。

5. **跟踪节点：** 2027 年市场化交易方案（联动比例）；2027 年可靠容量补偿设计；琼粤互济投产；海南电网原公告核对。

附录 A：政策与市场规则清单

序号	文件（简称）	文号	发布 / 施行	要点
1	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
2	南方区域电力市场转正式运行	发改办体改〔2026〕715 号	2026-10	南方区域市场正式运行
3	海南分时电价	琼发改规〔2021〕18 号	2022-02	峰 +70%、谷 -60%；尖峰 5–7 月 20–22 时
4	海南代理购电实施方案（2024 版）	海南省发展改革委	2024-12	代理购电价格 + 输配电价为平段基础电价
5	第四监管周期输配电价（海南转发）	发改价格〔2026〕1077 号；琼发改便函〔2026〕1857 号	2026-07-28 发布，2026-08-01 施行	系统运行费用、线损费用、输配电价不参与峰谷浮动；需量电价优惠继续执行
6	海南用户直接入市	琼发改运行〔2025〕330 号	2025	50 万千瓦时以上两部制用户须直接入市
7	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"固定价格 + 市场联动"，联动 10%–30%；现货出清限值 1.26 / -0.057 元/kWh
7a	海南 2026 年交易补充通知	琼发改运行〔2026〕849 号	2026-09	增加多月双边交易，价格区间 0.34384–0.51576 元/kWh；未签约用户 3 个月过渡
8	海南新能源入市	琼发改价格〔2025〕969 号	2025	新能源 2026 年全部入市；辅助服务

				费用由工商业分摊
9	海南电力市场结算细则（2026 V1.0）	琼发改价格〔2026〕902 号	2026-09	用户侧统一结算点或节点电价；损益调节机制退坡
10	海南需求响应细则	海南省发展改革委	2025-09	约定型日前 1.0、日内 1.5 元/kWh；备用容量 0.3 元/千瓦·月；邀约上限 1.5、紧急 2 元/kWh
11	海南需求响应能力目标	琼府〔2025〕37 号	2025	2030 年达最大负荷 5%
12	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	1MW、1 小时；不可重复获利
13	海南电网侧独立储能管理	海南省发展改革委	2026-06-30	动态清单；清单外不纳入容量电价补偿
14	海南能源电力支撑能力行动方案	国能发电力〔2026〕6 号	2026	海南能源电力保障

附录 B：主要数据来源

数据	来源	截止时点	证据级别
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
输配电价	海南省发展改革委，http://plan.hainan.gov.cn/sfgw/0400/202607/f9713182db6a469e80c50aae97d07fae.sh	2026-	一手

不参与浮动（1857号）	tml	07	原文
代理购电实施方案（2024版）	海南省发展改革委（网页存档），https://web.archive.org/web/20260106191655/https://plan.hainan.gov.cn/sfgw/0503/202412/6d48cd9bf14748dfa1ddddc938614ef7.shtml	2024-12	一手原文（存档）
分时电价文件（18号）	海南省发展改革委，http://plan.hainan.gov.cn/sfgw/0400/202112/560b6db896824f3f84367ce46952400b.shtml	2021-12	一手原文
2026年交易方案（1299号）	海南省发展改革委，http://plan.hainan.gov.cn/sfgw/0400/202512/1ea19f5a5f964b9f9cdfc10e6022d9d1.shtml	2025-12	一手原文
2026年交易补充通知（8	海南省发展改革委，http://plan.hainan.gov.cn/sfgw/0400/202609/c3df3ed14ef84026be48909494b63550.shtml	2026-09	一手原文

49号)			
虚拟电厂管理办法（2号)	海南省发展改革委，http://plan.hainan.gov.cn/sfgw/0400/202609/fbb71148c2f844aab46b1630649857dc.shtml	2026-09	一手原文
现货周价	广州电力交易中心，https://www.gzpec.cn/news/scyj/202611/t20261120_37443.html	2026-11	一手原文
负荷与系统表述	南方能源监管局，https://nfj.nea.gov.cn/xwzx/jgdt/202611/t20261118_312699.html	2026-11	一手原文
最高负荷与负荷曲线	海南电网（央广网），https://news.qq.com/rain/a/20260528A098JJ00	2026-05	据报道
分产业用电	海南电网（澎湃政务），https://m.thepaper.cn/newsDetail_forward_32471950	2025年	据报道
封关后用电与园区	中国能源报，https://paper.people.com.cn/zgnyb/pc/content/202607/27/content_30171887.html	2026-06	据报道
前三季度用电、需求	中电联，https://www.chinapower.org.cn/detail/463605.html	2026-09	一手原文

响应执行			
核电二期	新华网，https://www.news.cn/energy/20260918/da6a81adab1b431cbfb896d9a19cd1c3/c.html	2026-09	据报道
琼粤互济	中国能源报，https://paper.people.com.cn/zgnyb/pc/content/202608/17/content_30175891.html	2026-08	据报道
需求响应细则	海南省发展改革委，http://plan.hainan.gov.cn/sfgw/0400/202509/61dcaa1a1e4c485e8eb197b6450c8889.shtml	2025-09	一手原文
电网侧独立储能通知	光伏們全文转载，https://www.pvmeng.com/2026/06/30/72046/	2026-06	据报道
项目案例	国际储能网、KE 科日光伏网、人民网等（见事实库）	2025–2026	据报道

完整事实清单（含原文引句与逐条网址）见附件事实库 facts_hainan.md 与 facts_hainan_ext.md。

附录 C：测算模型说明

附件《海南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）；多元情景现金流页与过渡情景现金流页（黄色单元格为输入，逐年价差倍数可修改，IRR、NPV 由 Excel 函数计算）；结果汇总页（情景、达标所需灵活性收益、占比边界、项目变体、投资与价差网格、参数抽样，均为 Python 输出）。

Python 程序 ci_ess_model.py 与 province_model.py 与 Excel 口径一致，修改 params.json 或 province_params.json 后重新运行，即可复现本报告全部表格与图表。

收益公式：

峰谷价差收益 = 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，价差按当年价差倍数围绕中点缩放

需量管理收益 = 需量电价 × 储能功率 × 需量可降比例 × 12 × 实现率

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。