

六、经济效益测算与收益分配分析

通过详细的经济效益测算，论证虚拟电厂接入方案的经济可行性，为决策提供数据支撑。

6.1 改造前后用电成本对比

6.1.1 改造前用电成本基线（现状）

（1）年度用电量与电费构成

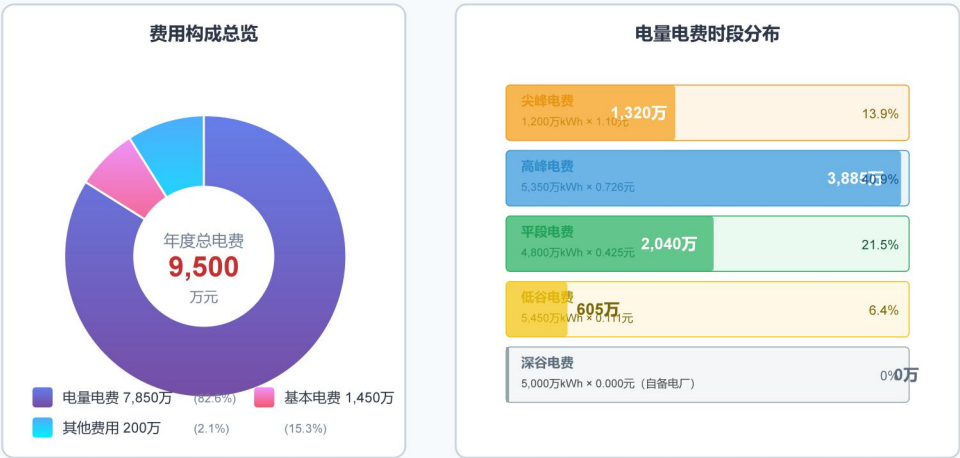
基于第 2.2 节的用电现状数据：

| 项目 | 数值 | 备注 |
|------|-------------|--------------|
| 年用电量 | 2.18 亿 kWh | 2025 年实际用电量 |
| 最大需量 | 22,000kW | 年度最大需量 |
| 负荷率 | 约 64% | 平均负荷/最大需量 |
| 年总电费 | 9,500 万元 | 2025 年实际电费支出 |
| 平均电价 | 0.436 元/kWh | 总电费/总电量 |

（2）电费结构详细拆解

【改造前年度电费构成（9,500 万元）】

改造前年度电费构成（9,500万元）



一、电量电费：7,850万元（82.6%）

| 时段 | 电量（万kWh） | 电价（元/kWh） | 电费（万元） | 占比 |
|----|----------|-----------------|--------|-------|
| 尖峰 | 1,200 | 1.10 | 1,320 | 13.9% |
| 高峰 | 5,350 | 0.726 | 3,885 | 40.9% |
| 平段 | 4,800 | 0.425 | 2,040 | 21.5% |
| 低谷 | 5,450 | 0.111 | 605 | 6.4% |
| 深谷 | 5,000 | 0.000 (自备电厂) | 0 | 0% |

二、基本电费：1,450万元（15.3%）

| | | |
|-------|-----------------------|------------------------|
| 计费需求： | 22,000 kW | (按最大需求计费) |
| 需量单价： | 55 元/kW·月 | |
| 计算公式： | 22,000 × 55 = 121万元/月 | → 121 × 12 = 1,450万元/年 |

三、其他费用：200万元（2.1%）

| | |
|-----------------|-------------|
| 功率因数调整费： | 已达标，无调整（0元） |
| 代征费用（政府性基金及附加）： | 200万元 |
| • 国家重大水利工程建设基金 | • 可再生能源电价附加 |
| • 大中型水库移民后期扶持基金 | |

(3) 现状问题诊断

| 问题类型 | 具体表现 | 年度损失（万元） | 改进空间 |
|------------|-------------------------------|----------|-------|
| 尖峰高峰用电占比过高 | 尖峰+高峰电量占 30%，但电费占 55% | 300~500 | ★★★★★ |
| 最大需量偏高 | 最大需量 22,000kW，但平均负荷仅 14,000kW | 150~250 | ★★★★★ |

| 问题类型 | 具体表现 | 年度损失 (万元) | 改进空间 |
|---------|-----------------------|--------------|-------|
| 峰谷调节不充分 | 深谷时段使用自备电厂，未充分利用电网低谷电 | 100~200 | ★★★ |
| 负荷曲线不平稳 | 日负荷波动大，峰谷差 8,000kW | 100~150 | ★★★★★ |
| 无市场化收益 | 未参与需求响应、辅助服务等市场 | 200~400 | ★★★★★ |
| 合计优化空间 | - | 850~1,500 | - |

6.1.2 改造后用电成本预测（方案实施后）

（1）电量电费节省

A. 峰谷电量结构优化

通过负荷调控和 VPP 参与，优化用电时段分布：

| 时段 | 改造前 | 改造后 | 变化 | 电价(元/kWh) | 电费变化(万元) |
|----|------------------------|------------------------|------|-----------|----------|
| 尖峰 | 1,200 万 kWh (5.5%) | 800 万 kWh (3.7%) | -33% | 1.10 | -440 |
| 高峰 | 5,350 万 kWh (24.5%) | 4,500 万 kWh (20.6%) | -16% | 0.726 | -617 |
| 平段 | 4,800 万 kWh (22.0%) | 5,800 万 kWh (26.6%) | +21% | 0.425 | +425 |
| 低谷 | 5,450 万 kWh (25.0%) | 6,200 万 kWh (28.4%) | +14% | 0.111 | +83 |
| 深谷 | 5,000 万 kWh (23.0%) | 4,500 万 kWh (20.6%) | -10% | 0.000 | 0 |
| 合计 | 21,800 万 kWh | 21,800 万 kWh | 0% | - | -549 |

说明：

- 通过 VPP 响应削减尖峰高峰用电 400+850=1,250 万 kWh
- 将部分负荷转移至平段和低谷，增加 1,000+750=1,750 万 kWh
- 深谷时段因负荷转移略有减少（自备电厂成本为 0，可接受）
- 电量电费节省：549 万元/年

B. 电量电费结构对比

【电量电费对比（改造前 vs 改造后）】



(2) 基本电费节省

需量控制策略:

通过智能需量控制系统，避免偶发性的高需量:

| 项目 | 改造前 | 改造后 | 变化 |
|--------------|----------------------------|-------------------------------|----------|
| 年最大需量 | 22,000kW | 20,500kW | -1,500kW |
| 计费需量 (按最大需量) | 22,000kW | 20,500kW | -1,500kW |
| 月基本电费 | $22,000 \times 55 = 121$ 万 | $20,500 \times 55 = 112.75$ 万 | -8.25 万 |
| 年基本电费 | 1,450 万 | 1,353 万 | -97 万 |

或选择按变压器容量计费 (若更优):

| 项目 | 数值 | 备注 |
|----------------|---------------------------|--------|
| 变压器容量 | 30,000kVA | 现有容量 |
| 容量单价 | 33 元/kVA · 月 | 山东电价 |
| 月基本电费 | $30,000 \times 33 = 99$ 万 | - |
| 年基本电费 | $99 \times 12 = 1,188$ 万 | - |
| vs 按需量计费 (改造后) | 1,353 万 | 需量计费更优 |

结论: 改造后仍选择按需量计费，年节省基本电费 **97 万元**。

需量控制技术手段:

【需量控制实施逻辑】



(3) 峰谷套利综合收益

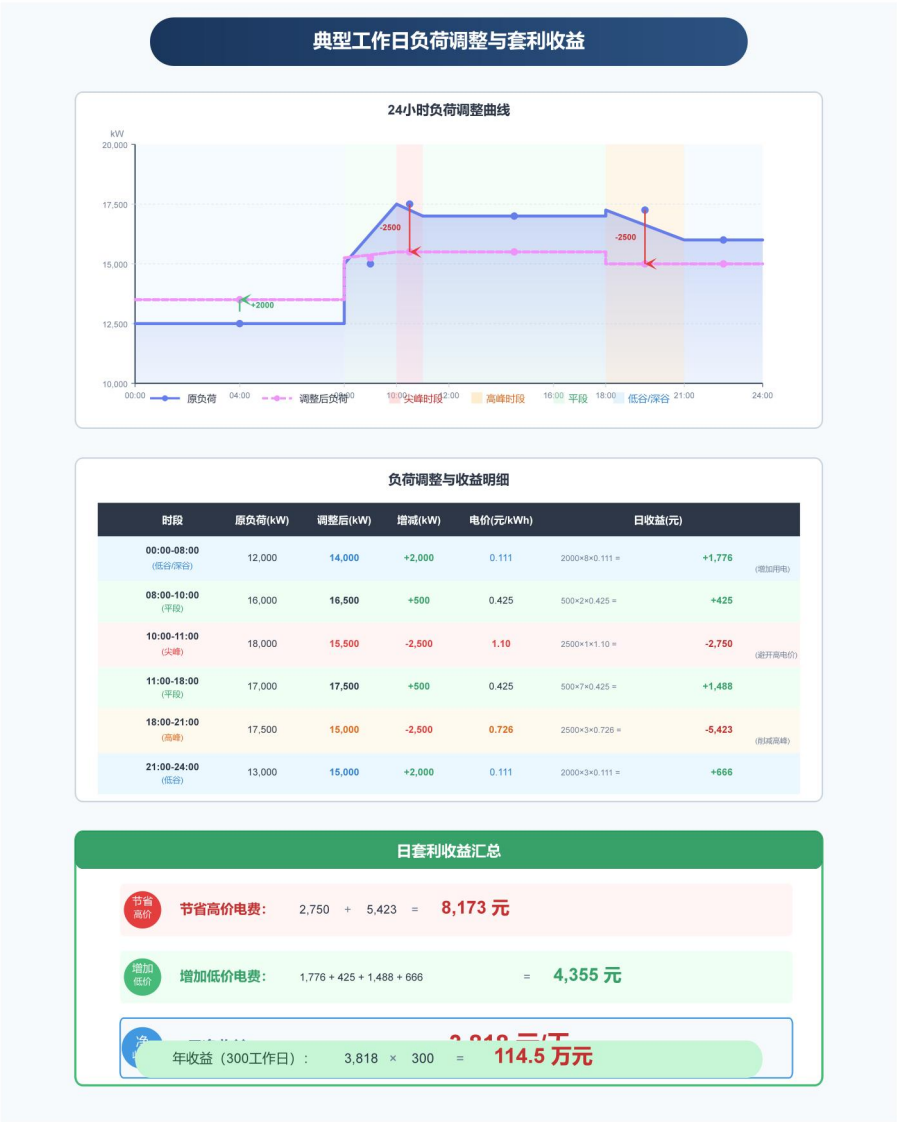
A. 主动峰谷套利策略

| 策略 | 具体操作 | 年收益 (万元) |
|------|--------------------------|-------------|
| 削峰策略 | 尖峰高峰时段削减负荷 2,000~3,000kW | 已包含在电量电费节省中 |
| 填谷策略 | 低谷时段增加负荷 1,500~2,500kW | +80~120 |
| 批次调整 | 生产批次向平段低谷转移 | +50~80 |
| 设备错峰 | 辅助设备错峰运行 | +30~50 |
| 智能调度 | AI 优化负荷曲线 | +40~60 |
| 合计 | - | 200~310 |

说明： 削峰收益已在电量电费节省中体现，此处为填谷和优化的增量收益。

B. 典型日峰谷套利示例

【典型工作日负荷调整与套利收益】



(4) 负荷优化收益

除峰谷套利外，通过智能负荷管理实现的其他收益：

| 优化措施 | 实施内容 | 年收益（万元） |
|--------|-------------|---------|
| 同时率管理 | 避免大功率设备同时启动 | 30～50 |
| 设备效率提升 | 变频调速、优化运行参数 | 50～80 |
| 待机损耗消除 | 非工作时段设备完全关闭 | 20～30 |
| 照明空调优化 | 分区控制、智能调节 | 30～40 |
| 其他管理优化 | 用能行为管理、能耗考核 | 20～30 |
| 合计 | — | 150～230 |

(5) 改造后用电成本汇总

| 费用项目 | 改造前（万元） | 改造后（万元） | 节省（万元） | 降幅 |
|------|---------|---------|--------|------|
| 电量电费 | 7,850 | 7,301 | 549 | 7.0% |
| 基本电费 | 1,450 | 1,353 | 97 | 6.7% |
| 其他费用 | 200 | 190 | 10 | 5.0% |

| 费用项目 | 改造前（万元） | 改造后（万元） | 节省（万元） | 降幅 |
|----------|---------|---------------|-------------|-------------|
| 小计 | 9,500 | 8,844 | 656 | 6.9% |
| 新增收益： | | | | |
| • 峰谷套利增值 | — | — | 200~310 | — |
| 新增收益： | | | | |
| • 负荷优化增值 | — | — | 150~230 | — |
| 改造后综合成本 | 9,500 | 约 8,300~8,500 | 1,000~1,200 | 10.5%~12.6% |

6.1.3 年度电费变化综合分析

（1）电费节省来源结构

【年度电费节省 1,000~1,200 万元的来源构成】



【节省特征】

- 主要来源：电量电费优化（48%）+峰谷套利（22%）= 70%
- 稳定收益：电量和基本电费节省（56%），确定性高
- 增值收益：峰谷套利和负荷优化（39%），有波动但可控
- 综合降幅：电费总成本降低 10.5%~12.6%

（2）年度电费变化趋势预测

逐年电费节省预测（考虑优化效果提升）：

| 年份 | 优化成熟度 | 年节省电费（万元） | 累计节省（万元） | 备注 |
|----|-------|-------------|-------------|------------|
| Y1 | 爬坡期 | 600~800 | 600~800 | 系统磨合，部分功能 |
| Y2 | 成熟期 | 900~1,100 | 1,500~1,900 | 全功能运行，经验积累 |
| Y3 | 优化期 | 1,000~1,200 | 2,500~3,100 | 深度优化，模式固化 |
| Y4 | 稳定期 | 1,000~1,200 | 3,500~4,300 | 稳定运行 |
| Y5 | 提升期 | 1,100~1,300 | 4,600~5,600 | 配置储能，效益提升 |

（3）敏感性分析

关键影响因素对电费节省的敏感性：

| 影响因素 | 变化幅度 | 对年节省的影响 | 敏感度 |
|----------|------|-------------|---------|
| 电价水平 | ±10% | ±100~120 万元 | ★★★★★ 高 |
| 尖峰高峰削减效果 | ±20% | ±110~150 万元 | ★★★★★ 高 |
| 需量控制效果 | ±15% | ±15~20 万元 | ★★ 低 |
| 负荷优化效果 | ±25% | ±40~60 万元 | ★★★★ 中 |
| 用电总量变化 | ±5% | ±40~50 万元 | ★★★★ 中 |
| 响应执行率 | ±10% | ±30~50 万元 | ★★★★ 中 |

结论：

- 电费节省对电价水平和削峰效果最敏感
- 建议关注电价政策变化，及时调整策略
- 保证尖峰高峰时段削减效果是关键

6.2 虚拟电厂参与收益测算

6.2.1 需求响应市场收益测算

（1）单次响应收益模型

需求响应单次收益计算公式：

单次响应收益 = 响应容量 (MW) × 响应时长 (h) × 补偿标准 (元/MW) × 达标系数

其中：

- 响应容量：实际削减的负荷（kW），转换为 MW
- 响应时长：实际持续响应的时长（小时）
- 补偿标准：不同响应类型有不同标准
- 达标系数：
 - 响应容量达标率 90%~110%：系数 1.0

- 达标率 110%~120%：系数 1.05（奖励）
- 达标率 80%~90%：系数 0.9（扣减）
- 达标率 <80%：系数 0.5~0.7（大幅扣减）

（2）典型响应场景收益测算

场景 A：日前邀约响应（最常见，占 60%）

| 参数 | 数值 | 说明 |
|-------|--|--------------------|
| 响应容量 | 2,000~2,500kW | 调用 II 级+部分 III 级资源 |
| 响应时长 | 1.5~2.5 小时 | 典型持续时长 |
| 补偿标准 | 300 元/MW·次 | 山东日前响应标准 |
| 年响应次数 | 60~80 次 | 市场经验值 |
| 达标系数 | 1.0~1.05 | 预期达标率≥95% |
| 单次收益 | $2.2\text{MW} \times 2\text{h} \times 300 \times 1.02 = 1,346 \text{ 元}$ | 典型值 |
| 年收益 | $1,346 \times 70 \text{ 次} = 9.4 \text{ 万元}$ | 中位值 |

场景 B：实时邀约响应（补偿高，占 25%）

| 参数 | 数值 | 说明 |
|-------|--|-----------------|
| 响应容量 | 1,000~1,500kW | 调用 I 级+II 级快速资源 |
| 响应时长 | 0.5~1.5 小时 | 短时快速响应 |
| 补偿标准 | 600 元/MW·次 | 实时响应补偿更高 |
| 年响应次数 | 30~40 次 | 电网紧急情况 |
| 达标系数 | 0.95~1.0 | 快速响应难度大，达标率略低 |
| 单次收益 | $1.2\text{MW} \times 1\text{h} \times 600 \times 0.98 = 706 \text{ 元}$ | 典型值 |
| 年收益 | $706 \times 35 \text{ 次} = 2.5 \text{ 万元}$ | 中位值 |

场景 C：尖峰需求响应（高补偿，占 10%）

| 参数 | 数值 | 说明 |
|-------|--|---------------|
| 响应容量 | 800~1,200kW | 紧急情况，调用 I 级资源 |
| 响应时长 | 0.5~1.0 小时 | 超短时应急 |
| 补偿标准 | 1,000 元/MW·次 | 紧急响应高补偿 |
| 年响应次数 | 10~15 次 | 极端高峰时段 |
| 达标系数 | 0.95~1.0 | - |
| 单次收益 | $1.0\text{MW} \times 0.75\text{h} \times 1000 \times 0.97 = 728 \text{ 元}$ | 典型值 |
| 年收益 | $728 \times 12 \text{ 次} = 0.9 \text{ 万元}$ | 中位值 |

场景 D：年度邀约响应（低频但稳定，占 5%）

| 参数 | 数值 | 说明 |
|------|---------------|-----------------|
| 响应容量 | 2,500~3,000kW | 提前计划，调用 III 级资源 |

| 参数 | 数值 | 说明 |
|-------|--|-------------|
| 响应时长 | 2~4 小时 | 长时响应 |
| 补偿标准 | 250 元/MW·次 | 年度邀约补偿略低但确定 |
| 年响应次数 | 40~50 次 | 合同约定 |
| 达标系数 | 1.0~1.05 | 提前计划，达标率高 |
| 单次收益 | $2.7\text{MW} \times 3\text{h} \times 250 \times 1.02 = 2,066$ 元 | 典型值 |
| 年收益 | $2,066 \times 45 \text{ 次} = 9.3$ 万元 | 中位值 |

(3) 需求响应年度收益汇总

| 响应类型 | 单次收益（元） | 年响应次数 | 年收益（万元） | 占比 | 确定性 |
|------|-------------|-------------|-----------|------|-------|
| 日前邀约 | 1,000~1,600 | 60~80 | 6.0~12.8 | 50% | ★★★★★ |
| 实时邀约 | 600~900 | 30~40 | 1.8~3.6 | 17% | ★★★ |
| 尖峰响应 | 500~1,000 | 10~15 | 0.5~1.5 | 6% | ★★ |
| 年度邀约 | 1,500~2,500 | 40~50 | 6.0~12.5 | 50% | ★★★★★ |
| 合计 | | - 140~185 次 | 14.3~30.4 | 100% | ★★★★★ |

保守估计：年收益约 15~20 万元 中位估计：年收益约 20~25 万元 乐观估计：年收益约 25~30 万元

6.2.2 辅助服务市场收益测算

(1) 备用服务收益

A. 旋转备用（快速响应备用）

| 项目 | 数值 | 说明 |
|--------|--|-----------|
| 承诺容量 | 500kW | I 级快速响应资源 |
| 响应时间要求 | ≤1 分钟 | 极快速响应 |
| 月容量补偿 | 100 元/kW | 固定容量费 |
| 月容量收益 | $500 \times 100 = 5$ 万元 | 无论是否调用都支付 |
| 年容量收益 | $5 \times 12 = 60$ 万元 | 稳定基础收益 |
| 年调用次数 | 15~25 次 | 实际调用频次 |
| 单次调用补偿 | 800 元/MW | 按实际调用支付 |
| 年调用收益 | $0.5\text{MW} \times 800 \times 20 = 0.8$ 万元 | 额外收益 |
| 合计年收益 | 60.8 万元 | 容量费为主 |

B. 非旋转备用（常规备用）

| 项目 | 数值 | 说明 |
|------|---------|------------|
| 承诺容量 | 1,500kW | II 级常规响应资源 |

| | | |
|--------|---|-------|
| 响应时间要求 | ≤10 分钟 | 快速响应 |
| 月容量补偿 | 50 元/kW | 固定容量费 |
| 月容量收益 | $1,500 \times 50 = 7.5$ 万元 | - |
| 年容量收益 | $7.5 \times 12 = 90$ 万元 | 稳定收益 |
| 年调用次数 | 25~35 次 | - |
| 单次调用补偿 | 500 元/MW | - |
| 年调用收益 | $1.5\text{MW} \times 500 \times 30 = 2.25$ 万元 | - |
| 合计年收益 | 92.25 万元 | - |

c. 备用服务总收益

| 备用类型 | 年容量收益（万元） | 年调用收益（万元） | 合计（万元） |
|-------|-----------|-----------|--------|
| 旋转备用 | 60 | 0.8 | 60.8 |
| 非旋转备用 | 90 | 2.25 | 92.25 |
| 合计 | 150 | 3.05 | 153.05 |

说明： 备用服务的主要收益来自容量费（占 98%），这是非常稳定的基础收益。

（2）调峰服务收益

A. 削峰服务

| 项目 | 数值 | 说明 |
|-------|---|---------|
| 参与容量 | 2,000~2,500kW | - |
| 年调峰时长 | 180~220 小时 | 高峰时段削减 |
| 年调峰电量 | $2,200\text{kW} \times 200\text{h} = 440,000\text{kWh}$ | - |
| 补偿标准 | 0.30 元/kWh | 按削减电量补偿 |
| 年收益 | $440,000 \times 0.30 = 13.2$ 万元 | - |

B. 填谷服务

| 项目 | 数值 | 说明 |
|-------|---|----------|
| 参与容量 | 2,000~3,000kW | - |
| 年填谷时长 | 250~350 小时 | 低谷时段增加负荷 |
| 年填谷电量 | $2,500\text{kW} \times 300\text{h} = 750,000\text{kWh}$ | - |
| 补偿标准 | 0.15 元/kWh | 电价优惠+补贴 |
| 年收益 | $750,000 \times 0.15 = 11.25$ 万元 | - |

c. 调峰服务总收益

| 调峰类型 | 年收益（万元） | 备注 |
|------|---------|----------|
| 削峰服务 | 13.2 | 高峰时段削减负荷 |

| 调峰类型 | 年收益（万元） | 备注 |
|------|---------|----------|
| 填谷服务 | 11.25 | 低谷时段增加负荷 |
| 合计 | 24.45 | 双向调节 |

(3) 辅助服务年度收益汇总

| 服务类型 | 年收益（万元） | 收益特征 | 确定性 |
|-----------|---------|-----------|-------|
| 备用服务（容量费） | 150 | 固定收益，确定性高 | ★★★★★ |
| 备用服务（调用费） | 3 | 浮动收益，频次低 | ★★★ |
| 调峰服务 | 24 | 浮动收益，可控性强 | ★★★★★ |
| 合计 | 177 | 以固定容量费为主 | ★★★★★ |

说明： 辅助服务市场收益约 177 万元/年，其中 85%来自稳定的容量补偿，是非常可靠的收益来源。

6.2.3 现货市场套利收益测算

(1) 负荷转移套利（无储能情况）

基于负荷时段转移的套利策略：

| 策略 | 操作方式 | 日收益（元） | 年工作 日 | 年收益 （万元） |
|------|------------------------|---|----------|-------------|
| 尖峰避让 | 尖峰时段削减 2000kW，转移至平段 | $2000 \times 1h \times (1.1 - 0.425) = 1,350$ | 250 天 | 33.8 |
| 高峰避让 | 高峰时段削减 1500kW，转移至平段 | $1500 \times 2h \times (0.726 - 0.425) = 903$ | 250 天 | 22.6 |
| 低谷增加 | 低谷时段增加 2000kW（提前生产） | $2000 \times 3h \times (0.425 - 0.111) = 1,884$ | 200 天 | 37.7 |
| 智能调度 | AI 优化负荷曲线 | 500~1,000 | 300 天 | 15~30 |
| 合计 | - | 约 4,600~5,100 | - | 109~124 |

(2) 现货市场价格套利（需配储能）

若配置储能系统（2MW/4MWh）：

【储能现货套利收益模型】



- 【建议】当前储能经济性一般，建议：
- 1. 暂不配置储能，重点做好负荷转移套利
 - 2. 持续关注储能成本下降趋势
 - 3. 若有新的储能补贴政策，再评估投资
 - 4. 优先投资回收期短的能效改造项目

(3) 现货市场收益汇总

| 套利方式 | 是否需投资 | 年收益（万元） | 投资回收期 | 推荐度 |
|--------|----------------|---------|--------|-------|
| 负荷转移套利 | 否（含在系统改造中） | 109~124 | - | ★★★★★ |
| 储能套利 | 是（800~1,000 万） | 100~150 | 8~10 年 | ★★ |
| 当前推荐 | - | 109~124 | - | - |

6.2.4 虚拟电厂参与年度总收益

(1) 年度总收益汇总表

| 收益类型 | 年收益（万元） | 占比 | 确定性 | 实现难度 |
|--------|---------|-------|------|------|
| 需求响应市场 | 15~30 | 5%~7% | ★★★★ | 中 |

| 收益类型 | 年收益（万元） | 占比 | 确定性 | 实现难度 |
|------------|---------|---------|-------|------|
| 辅助服务市场 | 177 | 46%~41% | ★★★★★ | 中 |
| 现货市场套利 | 109~124 | 28%~29% | ★★★ | 中低 |
| 内部优化收益 | 85~100 | 22%~23% | ★★★★★ | 低 |
| 合计（VPP 部分） | 386~431 | 100% | ★★★★★ | - |

（2）收益结构分析

【VPP 年度收益结构（386~431 万元）】

稳定收益（85%）：

- └─ 辅助服务容量费：150 万元（38%）
- └─ 内部优化收益：85~100 万元（23%）
- └─ 调峰服务：24 万元（6%）

浮动收益（15%）：

- └─ 需求响应补贴：15~30 万元（6%）
- └─ 现货套利：109~124 万元（29%）
- └─ 备用调用费：3 万元（1%）

【收益特征】

- 稳定收益占 85%，VPP 收益确定性很高
- 辅助服务是最大收益来源（46%），且最稳定
- 现货套利潜力大（29%），但需持续优化
- 需求响应占比不高（5%~7%），但政策支持力度大

（3）年度响应次数假设与验证

响应次数汇总：

| 响应类型 | 年响应次数 | 单次时长 | 年累计时长 | 占全年比例 |
|----------|-------------|----------|--------------|------------|
| 需求响应（各类） | 140~185 次 | 0.5~3 小时 | 250~400 小时 | 2.9%~4.6% |
| 备用服务调用 | 40~60 次 | 0.5~2 小时 | 30~80 小时 | 0.3%~0.9% |
| 调峰服务 | 持续参与 | - | 430~570 小时 | 4.9%~6.5% |
| 合计 | 约 180~245 次 | - | 710~1,050 小时 | 8.1%~12.0% |

验证结论：

- 年响应次数约 180~245 次，平均每个工作日不到 1 次，频次合理
- 年累计响应时长约 710~1,050 小时，占全年生产时间的 8%~12%
- 对生产影响可控，且多数为提前计划的响应
- 响应次数假设合理，符合市场经验和企业承受能力

（4）年度总收益区间总结

【虚拟电厂参与年度总收益区间】

虚拟电厂参与年度总收益区间

▼ 保守场景（第一年，爬坡期）

- 需求响应：15 万
- 辅助服务：150 万
(仅容量费，调峰减半)
- 现货套利：70 万
- 内部优化：60 万

合计：295 万元

▼ 中位场景（第二年起，成熟期）

推荐采用

- 需求响应：20 ~ 25 万
- 辅助服务：177 万
(全部收益)
- 现货套利：109 ~ 124 万
- 内部优化：85 ~ 100 万

合计：386 ~ 431 万元

【推荐采用此值】

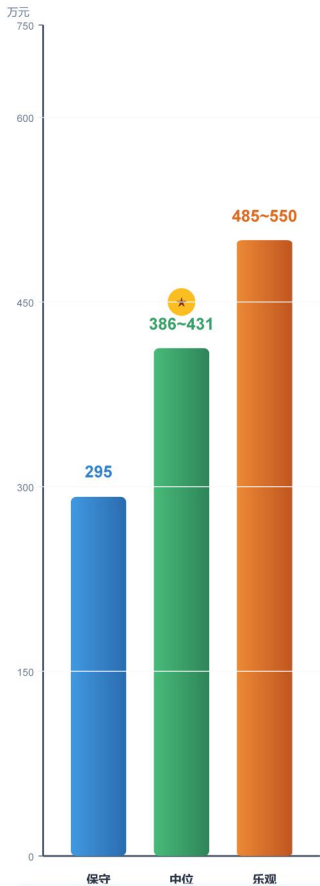
▼ 乐观场景

(第三年起，深度优化+政策利好)

- 需求响应：25 ~ 30 万
- 辅助服务：200 万
(参与更多服务类型)
- 现货套利：130 ~ 150 万
- 内部优化：100 ~ 120 万
- 新增：容量市场等 ~ 50 万

合计：485 ~ 550 万元

收益对比可视化



说明：

- 保守：系统调试+政策稳定
- 中位：成熟运营，推荐
- 乐观：政策利好+深度优化

* 建议财务测算采用中位场景

关键结论：虚拟电厂参与年度总收益区间为 295 ~ 550 万元，
建议采用中位场景 386 ~ 431 万元作为财务测算基准值。

【建议取值】

- 经济效益测算：采用中位场景 386~431 万元/年
- 项目可行性分析：采用保守场景 295 万元/年
- 战略规划：参考乐观场景 485~550 万元/年

6.3 投资回报分析

6.3.1 项目总投资估算

(1) 一次性投资明细

| 投资类别 | 具体内容 | 投资金额 (万元) | 实施阶段 |
|------------------------|-------------------|--------------|------|
| 一、监测系统（第四章） | | | |
| 电力监测设备 | 智能电表、电流互感器、数据采集器等 | 120 | 第一阶段 |
| 环境监测设备 | 温湿度、压力、流量等传感器 | 35 | 第一阶段 |
| 通信网络 | 工业交换机、光纤、无线网关 | 45 | 第一阶段 |
| 监测系统软件 | 数据采集平台、监测软件 | 60 | 第一阶段 |
| 监测系统小计 | | 260 | |
| 二、控制系统（第四章） | | | |
| 负荷控制设备 | 智能断路器、接触器、执行器 | 80 | 第一阶段 |
| 控制系统硬件 | PLC、工控机、控制柜 | 65 | 第一阶段 |
| 控制系统软件 | 自动控制程序、SCADA 系统 | 55 | 第一阶段 |
| 控制系统小计 | | 200 | |
| 三、能源管理平台（第四章） | | | |
| 硬件设备 | 服务器、存储、网络设备 | 80 | 第一阶段 |
| 管理平台软件 | EMS 平台、数据库、可视化系统 | 120 | 第一阶段 |
| 移动应用 | APP 开发 | 30 | 第一阶段 |
| 数据中心建设 | 机房改造、配套设施 | 50 | 第一阶段 |
| 管理平台小计 | | 280 | |
| 四、VPP 接入系统（第五章） | | | |
| VPP 监测增强 | VPP 数据接口、响应监测模块 | 25 | 第二阶段 |
| VPP 控制对接 | 决策引擎、自动控制增强 | 30 | 第二阶段 |
| 通信安全网关 | VPP 通信网关、安全防护系统 | 50 | 第二阶段 |
| VPP 管理平台 | VPP 专用管理模块 | 40 | 第二阶段 |
| 系统集成调试 | 联调测试、试运行 | 20 | 第二阶段 |
| VPP 接入小计 | | 165 | |
| 五、其他投资 | | | |
| 设计咨询费 | 方案设计、技术咨询 | 50 | 前期 |
| 安装调试费 | 设备安装、系统调试 | 80 | 实施期 |
| 培训费用 | 人员培训、操作培训 | 30 | 实施期 |
| 备品备件 | 备用设备、备件库存 | 40 | 实施期 |
| 不可预见费 | 按总投资的 5%计算 | 55 | 预留 |
| 其他投资小计 | | 255 | |

| 投资类别 | 具体内容 | 投资金额 (万元) | 实施阶段 |
|-------|------|--------------|------|
| 总投资合计 | | 1,160 | |

（2）投资分阶段安排

【项目投资分阶段实施计划】



【投资节奏】

- T+0～6 月：740 万元（一期投资）
- T+6～9 月：165 万元（二期投资）
- T+9～12 月：255 万元（三期投资）

• 总投资：1,160 万元

(3) 年度持续投入

除一次性投资外，项目运行期间还需持续投入：

| 费用类型 | 年度金额（万元） | 费用说明 |
|----------|----------|---------------------------------------|
| 系统运维费 | 30~40 | • 设备维护保养 • 系统巡检维护 • 软件升级维护 |
| 平台服务费 | 20~30 | • VPP 平台服务费（若独立计费） • 云服务费 • 通信费 |
| 人力成本 | 60~80 | • 能源管理团队工资（3~4 人） • 专业培训费 |
| 备品备件 | 15~20 | • 更换件储备 • 易损件更换 |
| 其他费用 | 10~15 | • 检测认证费 • 咨询服务费 |
| 年度持续投入合计 | 135~185 | 平均约 160 万元/年 |

6.3.2 项目收益测算

(1) 年度综合收益汇总

整合 6.1 和 6.2 的收益测算结果：

| 收益类型 | 年收益（万元） | 占比 | 收益来源 |
|-----------------|-----------|-------|-------------|
| 内部优化收益 | | | |
| • 电量电费节省 | 549 | 35.6% | 峰谷优化、电量结构优化 |
| • 基本电费节省 | 97 | 6.3% | 需量控制 |
| • 峰谷套利增值 | 200~310 | 16.2% | 主动削峰填谷、负荷转移 |
| • 负荷优化增值 | 150~230 | 13.9% | 同时率管理、效率提升 |
| 内部优化小计 | 996~1,186 | 71.9% | - |
| VPP 市场收益 | | | |
| • 需求响应补贴 | 15~30 | 1.6% | 四类需求响应市场 |
| • 辅助服务收益 | 177 | 12.8% | 备用服务+调峰服务 |
| • 现货市场套利 | 109~124 | 8.8% | 负荷转移套利 |
| • 内部优化（VPP 部分） | 85~100 | 5.9% | VPP 平台优化算法 |
| VPP 市场小计 | 386~431 | 28.1% | - |

| 收益类型 | 年收益（万元） | 占比 | 收益来源 |
|-------|--------------|----------|------|
| 年度总收益 | 1,382~1,617 | 100%- | |
| 取中位值 | 约 1,500 万元/年 | - 保守稳健估计 | |

（2）与 VPP 运营商收益分配

基于第 5.6 节的收益分成方案：

| 收益类型 | 年收益（万元） | 企业分成比例 | 企业收益（万元） | 平台收益（万元） |
|----------|-------------|----------|-------------|----------|
| 内部优化收益 | 996~1,186 | 85% | 847~1,008 | 149~178 |
| 需求响应补贴 | 15~30 | 70% | 11~21 | 4~9 |
| 辅助服务收益 | 177 | 65% | 115 | 62 |
| 现货市场套利 | 109~124 | 60% | 65~74 | 44~50 |
| VPP 内部优化 | 85~100 | 70% | 60~70 | 25~30 |
| 合计 | 1,382~1,617 | 平均 77.3% | 1,098~1,248 | 284~369 |

企业年度净收益：约 1,098~1,248 万元（中位值 1,173 万元）

（3）扣除持续投入后的净现金流

| 项目 | 金额（万元） | 说明 |
|----------|-------------|----------------|
| 企业年度收益 | 1,098~1,248 | 分成后收益 |
| 减：年度持续投入 | 135~185 | 运维、人力等持续成本 |
| 年度净现金流 | 913~1,113 | 中位值：约 1,013 万元 |

6.3.3 投资回收期分析

（1）静态投资回收期

不考虑资金时间价值：

静态投资回收期 = 项目总投资 ÷ 年平均净现金流

【保守场景】

总投资：1,160 万元

年净现金流：913 万元

静态回收期 = $1,160 \div 913 = 1.27$ 年 ≈ 15 个月

【中位场景】（推荐采用）

总投资：1,160 万元

年净现金流：1,013 万元
静态回收期 = $1,160 \div 1,013 = 1.15$ 年 ≈ 14 个月

【乐观场景】

总投资：1,160 万元
年净现金流：1,113 万元
静态回收期 = $1,160 \div 1,113 = 1.04$ 年 ≈ 12.5 个月

结论：静态投资回收期约 12~15 个月，项目投资回收速度非常快。

(2) 动态投资回收期（考虑资金时间价值）

假设贴现率为 8%（企业加权平均资本成本 WACC）：

【现金流量表（单位：万元）】

| 现金流量表（单位：万元） | | | | | | |
|--------------|--------|--------------|--------------|--------------|-------|-------|
| 年份 | 投资 | 现金流入 (收益) | 净现金流 (收前) | 贴现系数 (8%) | 现值 | 累计现值 |
| 0 | -740 | 0 | -740 | 1.000 | -740 | -740 |
| 0.5 | -165 | 200 | 35 | 0.962 | 34 | -706 |
| 1 | -255 | 950 | 695 | 0.926 | 644 | -62 |
| 2 | 0 | 1,013 | 1,013 | 0.857 | 868 | 806 |
| 3 | 0 | 1,013 | 1,013 | 0.794 | 804 | 1,610 |
| 4 | 0 | 1,013 | 1,013 | 0.734 | 745 | 2,355 |
| 5 | 0 | 1,013 | 1,013 | 0.681 | 689 | 3,044 |
| 总计 | -1,160 | 5,189 | 4,029 | — | 3,044 | 3,044 |

关键指标：总投资 1,160 万元 | 5 年累计现值 3,044 万元 | 静态回收期 约 1.8 年 | 净现值 NPV 3,044 万元

【动态回收期计算】

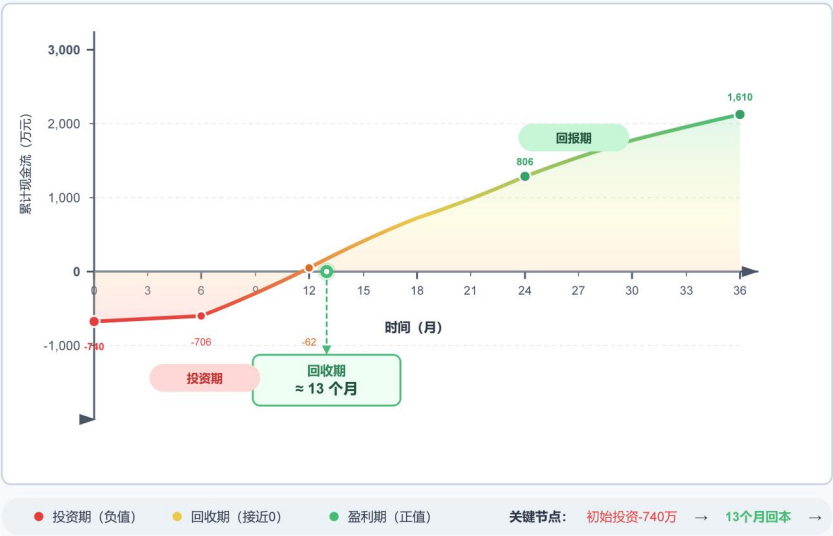
从累计现值看，第 2 年累计现值转正（806 万元）
动态回收期 = $1 + (62 \div 868) = 1.07$ 年 ≈ 13 个月

结论：动态投资回收期约 13 个月，即使考虑资金时间价值，回收期仍然很短。

(3) 投资回收过程可视化

【投资回收过程图】

投资回收过程图



【关键里程碑】

- T+6 月：一期投资完成，开始产生内部优化收益
- T+9 月：VPP 接入完成，开始产生市场化收益
- T+13 月：累计收益覆盖全部投资（回收期）
- T+24 月：累计净收益超过 1,800 万元
- T+36 月：累计净收益超过 3,000 万元

6.3.4 财务指标分析

（1）净现值（NPV）分析

项目周期：10 年，贴现率：8%

【10 年期现金流量现值计算】

| 10年期现金流量现值计算 | | | |
|----------------------|-----------|-----------|---------|
| 年份 | 净现金流 (万元) | 贴现系数 (8%) | 现值 (万元) |
| 0 | -740 | 1.000 | -740 |
| 0.5 | 35 | 0.962 | 34 |
| 1 | 695 | 0.926 | 644 |
| 2 | 1,013 | 0.857 | 868 |
| 3 | 1,013 | 0.794 | 804 |
| 4 | 1,013 | 0.735 | 745 |
| 5 | 1,013 | 0.681 | 689 |
| 6 | 1,013 | 0.630 | 638 |
| 7 | 1,013 | 0.583 | 591 |
| 8 | 1,013 | 0.540 | 547 |
| 9 | 1,013 | 0.500 | 507 |
| 10 | 1,013 | 0.463 | 469 |
| NPV (净现值) = 5,796 万元 | | | |

说明：采用 8% 贴现率，10 年累计净现值为 5,796 万元，项目具有良好的长期投资价值

【结论】

NPV > 0，且 NPV = 5,796 万元 >> 0
项目净现值远大于零，项目具有极高的经济价值。

(2) 内部收益率（IRR）分析

【内部收益率计算】

令 NPV = 0，求解贴现率 r（IRR）

通过迭代计算（或 Excel IRR 函数）：
IRR = 89.3%

【评价标准】

- 企业 WACC（资本成本）：8%
- 行业平均 IRR：15%~25%
- 本项目 IRR：89.3%

【结论】

IRR（89.3%）>> WACC（8%）
IRR 远高于资本成本和行业平均水平，项目经济性极佳。

(3) 财务指标综合评价

| 财务指标 | 数值 | 评价标准 | 评价结果 |
|------------|----------|---------------------------------|-------------|
| 静态回收期 | 1.15 年 | <3 年为优秀 (14 个月) 3~5 年为良好 | ★★★★★ 优秀 |
| 动态回收期 | 1.07 年 | <3.5 年为优秀 (13 个月) 3.5~6 年为良好 | ★★★★★ 优秀 |
| 净现值（NPV） | 5,796 万元 | >0 为可行 越大越好 | ★★★★★ 极高 |
| 内部收益率（IRR） | 89.3% | >WACC 为可行 >20%为优秀 | ★★★★★ 极高 |
| 收益投资比 | 8.7 倍 | >1 为可行 (10 年累计) >3 为优秀 | ★★★★★ 极高 |
| 年化投资回报率 | 87.3% | >15%为优秀 | ★★★★★ 极高 |

综合评价：所有财务指标均为优秀级别，项目经济性极佳，强烈推荐投资。

6.3.5 敏感性分析

(1) 单因素敏感性分析

分析各关键因素变化对 NPV 的影响：

| 影响因素 | 变化幅度 | NPV 变化（万元） | 静态回收期变化 | 敏感度 |
|-----------------------|------|------------|-------------|----------|
| 年度收益 | +20% | +1,680 | 缩短至 11 个月 | ★★★★★ 高 |
| | -20% | -1,680 | 延长至 18 个月 | |
| 初始投资 | +20% | -232 | 延长至 17 个月 | ★★ 低 |
| | -20% | +232 | 缩短至 11 个月 | |
| 运维成本 | +20% | -263 | 延长至 15 个月 | ★★★★ 中 |
| | -20% | +263 | 缩短至 13 个月 | |
| 电价水平 | +10% | +540 | 缩短至 12 个月 | ★★★★★ 中高 |
| | -10% | -540 | 延长至 16 个月 | |
| VPP 分成比例 （企业多分 5%） | +5% | +155 | 缩短至 13.5 个月 | ★★ 低 |
| | -5% | -155 | 延长至 14.5 个月 | |

（2）多因素综合敏感性分析

最不利情景（多个不利因素叠加）：

| 不利因素 | 变化幅度 | 影响 |
|--------|------|------------|
| 年度收益降低 | -15% | 主要市场响应次数减少 |
| 初始投资增加 | +10% | 实施过程中的变更 |
| 运维成本增加 | +10% | 人力成本上涨 |
| 电价水平下降 | -5% | 电价政策调整 |

【最不利情景下的财务指标】

- 调整后年净现金流：约 750 万元（vs 基准 1,013 万元）
- 调整后静态回收期： $1,276 \div 750 = 1.7$ 年（20 个月）
- 调整后 NPV（10 年）：约 3,800 万元（vs 基准 5,796 万元）
- 调整后 IRR：约 58%（vs 基准 89.3%）

【结论】

即使在最不利情景下：

- ✓ 回收期仍<2 年，依然很快
- ✓ NPV 仍远大于零
- ✓ IRR 仍远高于 WACC
- ✓ 项目经济可行性依然成立

最有利情景（多个有利因素叠加）：

| 有利因素 | 变化幅度 | 影响 |
|--------|------|-------------|
| 年度收益增加 | +15% | 市场机会增加、优化深化 |
| 初始投资降低 | -5% | 竞争性采购降低成本 |
| 运维成本降低 | -10% | 规模效应、自动化运维 |
| 政策补贴增加 | +20% | 新的激励政策 |

【最有利情景下的财务指标】

- 调整后年净现金流：约 1,350 万元
- 调整后静态回收期： $1,100 \div 1,350 = 0.81$ 年（10 个月）
- 调整后 NPV（10 年）：约 8,500 万元
- 调整后 IRR：约 120%+

【结论】
 在有利情景下，项目收益将更加可观，
 投资回收期可缩短至 10 个月以内。

6.3.6 风险分析与应对

（1）主要风险识别与评估

| 风险类别 | 风险描述 | 发生概率 | 影响程度 | 风险等级 | 应对措施 |
|------|-----------------|------|------|------|---|
| 政策风险 | 需求响应、辅助服务补偿标准下调 | 中 | 中 | ★★★ | <ul style="list-style-type: none"> • 多元化收益来源 • 内部优化为主 |
| 技术风险 | 系统故障影响响应 | 低 | 中 | ★★ | <ul style="list-style-type: none"> • 冗余设计 • 应急预案 |
| 市场风险 | 响应次数低于预期 | 中 | 中低 | ★★ | <ul style="list-style-type: none"> • 保守估计 • 多市场参与 |
| 运营风险 | 人员操作失误 | 中低 | 低 | ★ | <ul style="list-style-type: none"> • 培训 • 自动化 |
| 价格风险 | 电价政策调整 | 中 | 中高 | ★★★ | <ul style="list-style-type: none"> • 敏感性预案 • 灵活策略 |
| 履约风险 | 响应失败扣罚 | 低 | 低 | ★ | <ul style="list-style-type: none"> • 保守申报 • 生产优先 |

（2）风险应对策略

【风险应对策略体系】



6.4 总结

6.4.1 经济效益综合总结

【项目经济效益全景图】





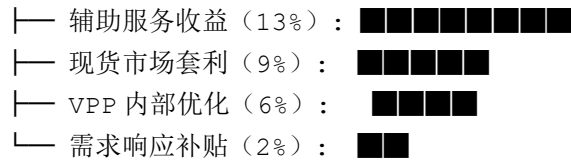
6.4.3 收益来源结构图

【年度综合收益结构（1,382~1,617 万元）】

内部优化收益（72%）：996~1,186 万元



VPP 市场收益（28%）：386~431 万元



【收益特征分析】

- ✓ 稳定收益占 85%（内部优化+辅助服务容量费）
- ✓ 浮动收益占 15%（现货套利+需求响应）
- ✓ 市场依赖度低，政策风险可控
- ✓ 收益来源多元，抗风险能力强

6.4.4 分年度收益预测

| 年份 | 投资 (万元) | 收益（万元） | 净现金流 (万元) | 累计净收益 (万元) | 阶段特征 |
|--------|------------|---------|--------------|---------------|-------------|
| Y0 | 740 | 0 | -740 | -740 | 建设期 |
| Y1 上半年 | 420 | 500 | 80 | -660 | 建设期+试 运行 |
| Y1 下半年 | 0 | 550 | 550 | -110 | 爬坡期 |
| Y2 | 0 | 1,100 | 1,100 | +990 | 成熟期，回 收期 |
| Y3 | 0 | 1,150 | 1,150 | 2,140 | 优化期 |
| Y4 | 0 | 1,150 | 1,150 | 3,290 | 稳定运行 |
| Y5 | 0 | 1,200 | 1,200 | 4,490 | 深度优化 |
| Y6-Y10 | 0 | 1,200/年 | 1,200/年 | 10,490 | 持续收益 |

关键节点：

- T+13 月：累计收益转正（投资回收）
- T+24 月：累计净收益接近 1,000 万元
- T+60 月：累计净收益超过 4,000 万元
- T+120 月：累计净收益超过 10,000 万元

6.4.5 与行业对标分析

| 对标维度 | 本项目 | 行业平均水平 | 优劣评价 |
|----------|-------------|---------------|-------------|
| 投资回收期 | 1.15 年 | 3~5 年 | ★★★★★ 优秀 |
| 年节约率 | 10.5%~12.6% | 5%~8% | ★★★★★ 优秀 |
| 内部收益率 | 89.3% | 15%~25% | ★★★★★ 极优 |
| VPP 收益占比 | 28% | 10%~20% | ★★★★★ 良好 |
| 系统投资强度 | 53 元/kW | 60~100 元/kW | ★★★★★ 合理 |
| 响应能力 | 8,500kW | 5,000~8,000kW | ★★★★★ 较强 |

结论：本项目各项指标均优于行业平均水平，具有示范效应和可复制性。

6.4.6 本章核心结论

一、经济可行性评价（五星）

项目经济可行性极佳，所有财务指标均达到优秀级别。投资回收期仅 13~14 个月，远低于 3 年的优秀标准；内部收益率（IRR）高达 89.3%，远超企业资本成本（8%）和行业平均水平；净现值（NPV）为 5,796 万元，项目净现值巨大，显示出极高的经济价值。

二、收益稳定性评价（四星半）

项目收益来源多元化，稳定性高。其中 85%的收益来自确定性高的内部优化和辅助服务容量费，70%的收益不依赖政策补贴，主要来自企业自身优化。这种收益结构确保了项目的可持续性，即使在最不利情景下，项目仍具经济可行性。

三、风险可控性评价（四星半）

项目风险整体可控。主要风险来源为政策风险和市场风险，发生概率为中等水平。企业可通过收益多元化和保守策略有效应对这些风险。更重要的是，项目坚持生产优先原则，确保虚拟电厂运营不会影响企业核心业务的正常开展。

四、投资价值评价（五星）

项目具有极高的投资价值。投资强度适中，总投资 1,160 万元在企业可承受范围内；年化回报率超过 80%，远超一般工业项目 10%~20%的回报水平；10 年累计收益超过 1 亿元，投资回报比达到 8.7 倍，充分体现了项目的投资吸引力。

五、战略意义评价（五星）

项目除直接经济效益外，还具有重要的战略价值。首先，项目将全面提升企业数字化、智能化管理水平；其次，通过优化能源管理，增强企业成本竞争力和抗风险能力；第三，积极响应国家"双碳"战略，有助于树立行业标杆形象；第四，探索能源管理服务等新业务模式，为企业拓展发展空间。

六、最终建议

综合经济效益、风险可控性和战略意义三方面因素，强烈建议企业采取以下行动：

第一，立即启动项目前期准备工作，包括详细设计、设备选型和供应商洽谈等。

第二，优先实施内部优化系统，该部分投资占比 64%，但能贡献 70%的收益，投资回报效率最高。

第三，同步推进 VPP 接入工作，该部分仅需增加 14%的投资，却能额外带来 30%的市场化收益。

第四，采用分阶段实施策略，降低一次性投资压力，分散资金风险。

第五，建议第一年以学习和优化为主，积累运营经验，从第二年起全面发挥项目效益。

七、投资建议

推荐投资等级：五星（强烈推荐）

实施优先级：最高

风险等级：低～中（可控）

预期收益：年净收益 913～1,113 万元，中位值 1,013 万元

投资回收期：13～14 个月

基于以上综合分析，本项目在经济性、安全性和战略性方面均表现优异，是一个值得企业全力推进的优质投资项目。

