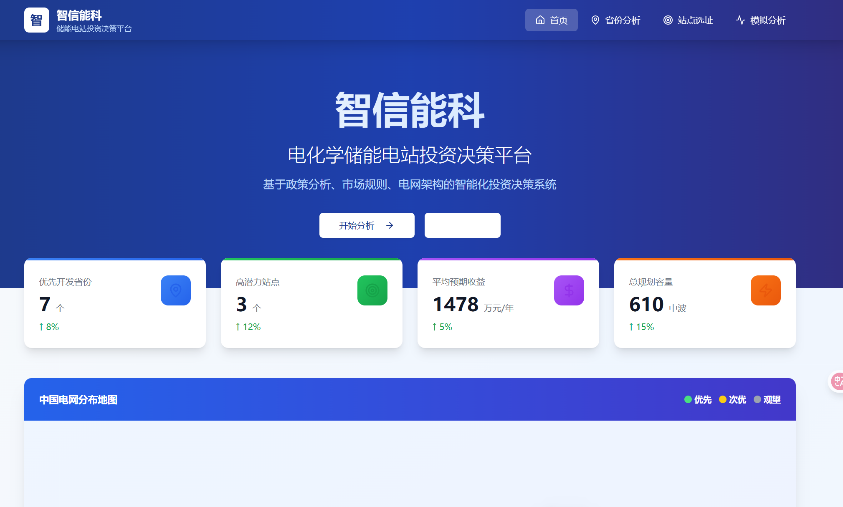
**华科储能课题研究需求单**

## 一、研究目的

建立一套智信能科电化学储能电站投资决策平台，系统能够通过对各省份储能政策，通过系统筛选出政策中的关键数据，首先筛选具备容量补偿、容量电价的省份作为优先地区，其次考虑现货市场电价差在0.4以上、度电收益在0.5以上的作为优先开发权利，同时结合所选省份的电力交易市场规则，判断储能可参与的建立交易市场，通过与新能源、火电装机热容量、负荷消纳能力，供需平衡能力对未来的电价趋势形成判断，确定各地区储能合理的容量缺口，再次结合电网架构和可研报告中的潮流仿真，对项目的选点位置进行判断，判断其是否满足开发要求（例如断面能力受阻、输电线路配置），在该选址位置上应该参与的电能量市场、辅助服务市场的机会分类，精准筛选具备投资潜力的选点位置，最后在模拟电力交易市场中，建模推演优质的电力断面，推演所选接入变电站所属节点下在物理约束下的调用次数（含电能量、辅助服务市场），根据可以选择的容量补偿，容量电价等来确定在省份基础上，优化分析选点位置的收益能力，指导建设方选择优先的电站位置站点；针对以上数据，通过分析和模拟各电力市场的现有、未来进程，对储能电站收益进行预估，计算全国省份各区域内储能发展的合理需求容量，同时科学预测项目未来收益，为投资决策提供全面、可靠的参考依据。

## 具体研究方向

### 2.1 储能容量需求精准预测模型

#### 2.1.1模型定位（市场方向）

提供专业的电网侧储能电站投资导向型精准预测工具，通过区分能量型（功率缺额累积驱动）与功率型（频率调节需求驱动）储能需求，明确不同省份、不同电力断面的储能合理容量及收益潜力，直接支撑投资区域筛选、项目容量规划及动态调整决策。

#### 2.1.2核心目标

计算省份/区域能量平衡（调峰）容量需求：量化电力供需缺口对应的储能容量，解决峰谷差、季节性波动导致的供需失衡问题。

计算选址频率调节容量计算需求：量化电力调频需求所对应的储能容量，测算满足调频响应速度、调节精度的功率型储能容量。

计算平滑新能源渗透区域容量计算需求：针对高风光渗透率区域，测算消纳弃风弃光所需的储能容量，提升新能源利用率。

投资适配需求：衔接储能项目技术经济性，确保预测容量既符合电网需求，又具备可落地的投资回报潜力。

#### 2.1.3功能需求

多时间尺度分析：覆盖小时级（调频需求）、日级（峰谷套利）、季节级（季节性负荷 / 新能源波动）的分类型储能需求测算。

多场景模拟：包含不同风光渗透率、政策调整、负荷增长速度、电价机制下的储能需求对比分析。

技术经济性耦合评估：不仅分析配置合理性，还需联动储能投资成本、充放电效率、寿命等参数，输出不同容量配置对应的投资回报（IRR、回收周期）区间。

区域精准定位：支持按省份、重点电力断面拆分需求，明确投资优先级最高的区域。

#### 2.1.4边界约束（明确模型适用范围）

电网运行约束：系统惯性常数、额定频率（如 50Hz）、频率偏差容限、备用容量占比、输电通道容量限制、电网安全稳定导则要求。

储能技术约束：充放电效率（含场站级损耗）、放电深度（DOD）、响应时间（调频类需≤2 秒）、连续充放电时长（如：能量型≥4 小时 / 功率型≤1 小时）、循环寿命、单机容量上限等主流技术参数区间。

政策与市场约束：储能配置比例要求、强制配储政策时效、辅助服务市场准入规则、峰谷电价政策、补贴 / 税收优惠政策边界。

投资落地约束：排除极端气候（如无风光资源区域）、电网接入条件极差（无法满足储能并网点要求）的区域，聚焦具备实际投资可行性的范围。

#### 2.1.5必要输入数据（投资人可提供 / 获取的数据源）

基础地理与电网数据：省份行政区划、重点电力断面分布、电网接入点容量限制。

电源结构数据：各省火电、水电、核电、天然气、风电、光伏等各类电源的装机容量、出力特性曲线（含历史出力数据）。

负荷数据：各省及重点断面的小时级、日级、月度负荷数据，负荷增长率预测，峰谷时段划分标准。

新能源相关数据：风光资源实测数据（风速、辐照度）、历史弃风弃光率、未来风光装机规划。

政策与市场数据：现行及预期的储能配置比例、辅助服务补偿标准、峰谷电价差、分时电价时段划分、储能参与电力市场的交易规则。

储能技术经济数据：主流储能技术（锂电池、液流电池等）的单位投资成本、充放电效率、运维成本、设计寿命、折旧方式。

#### 2.1.6输出数据与可视化（适配投资决策场景）

模型核心输出数据：

分类型（能量型 / 功率型）：全国各省、重点电力断面的分年度储能需求容量（含上下限区间）。

分场景：不同风光渗透率、政策、电价场景下的容量调整系数及对应的投资回报区间。

优先级排序：按 “需求容量 + 回报潜力” 双维度，输出各省 / 断面的投资优先级排名。

Ø 可视化呈现：

各省能量型 / 功率型储能需求容量热力图、重点电力断面需求分布图。

分年度储能需求趋势折线图（含不同场景对比）。

容量 - 收益关系散点图（明确不同容量对应的回报区间）。

### 2.2独立储能电站现货调用次数与调频里程预测模型

#### 2.2.1模型核心定位

为独立储能投资人提供收益导向型调用行为预测工具，通过量化分析储能电站在电力现货市场的调用次数、调频服务的里程及对应收益，精准测算项目未来现金流核心驱动因素，支撑投资回报评估（如 IRR、回收周期）及风险预判（如调用不及预期的影响）。

#### 2.2.2核心预测目标（强化投资关联）

现货调用行为预测：分时段（峰/平/谷时段、季度/月度）、分工况（常规运行/极端天气/电网检修）的现货市场调用次数、单次调用时长、调用容量，明确储能参与现货套利的实际机会。

调频里程预测：分年度/季度的调频总里程（含单次调频的调节量与持续时间乘积）、里程分布特征（如高峰调频时段），匹配调频补偿标准测算收益。

收益联动预测：将调用次数、调频里程与现货电价差、调频补偿单价绑定，输出分场景的年度 / 季度收益金额及波动区间，直接关联投资回报模型。

### 2.3关键影响因素（明确模型输入逻辑）

需纳入模型的核心驱动因素，确保预测贴合实际市场行为：

#### 2.3.1现货市场因素

现货电价波动幅度（峰谷价差越大，储能调用套利动机越强）；

电力供需缺口频率（负荷高峰 / 新能源出力低谷时段的供需失衡次数）；

市场出清规则（储能作为调峰资源的调用优先级、报价策略对中标概率的影响）。

#### 2.3.2 调频市场因素

电网频率偏差频次与幅度（区域电网惯性、新能源波动越大，调频需求越频繁）；

调频资源竞争格局（区域内其他调频电源（如燃气机组、虚拟电厂）的装机量与响应速度，影响储能调频中标率）；

调频性能要求（调节精度、响应时间达标率，直接影响调频里程的有效计算）。

#### 2.3.3外部干扰因素：

极端天气（如寒潮/酷暑导致负荷骤增、台风/沙尘导致新能源出力骤降，可能推高现货调用频次）；

电网检修计划（关键输电断面检修导致潮流受限，可能增加区域内储能调峰调用需求）；

政策调整（现货市场结算规则、调频补偿标准修订对调用积极性的影响）。

（四）边界约束（明确模型适用范围与前提）

#### 2.3.4市场规则约束

现货市场交易时段划分（如 15 分钟/小时级出清）、储能参与现货交易的准入门槛（如最小申报容量）；

调频市场准入标准（如：响应时间≤2 秒、调节精度≥90% 等依据各区域要求）、里程计量规则（如实际调节量与指令偏差的折算比例）。

Ø 电网运行约束：

断面裕度阈值（当断面裕度＜安全值时，储能可能被优先调用以缓解潮流压力）；

系统备用容量要求（储能作为备用资源时的调用触发条件，如备用容量低于 5% 时启动）；

储能调度优先级（在 “新能源消纳＞调峰＞调频” 等调度序列中的位置）。

Ø 储能技术约束：

充放电速率（功率型储能需满足≥1C 充放，否则影响调频响应速度）；

连续充放电能力（能量型储能单次最大放电时长，限制现货调用持续时间）；

状态限制（SOC（荷电状态）区间，如低于20%/高于90% 时可能被限制调用）。

Ø 极端场景排除：

电网重大事故（如大面积停电）导致的非常规调用（不计入常规收益预测）；

政策突发性暂停储能参与市场（如市场规则修订过渡期）。

#### 2.3.5必要输入数据（明确数据来源与精度要求）

Ø 市场基础数据：

目标区域近 3 年现货电价数据（小时级，含峰/平/谷时段划分）；

调频市场历史指令数据（分钟级，含频率偏差值、调节指令量）；

现货 / 调频市场交易规则文件（调用触发条件、结算公式、补偿标准）。

Ø 电网与电源数据：

目标断面近 3 年潮流数据（小时级，含 N-1 故障下的热稳极限）；

区域内电源出力数据（火电 / 新能源的小时级实际出力、弃风弃光率）；

电网年度检修计划（分月 / 分断面的检修时段与影响范围）。

Ø 负荷与环境数据：

目标区域近 5 年负荷数据（小时级，含峰谷差、季节性波动特征）；

极端天气历史记录（如每年高温日数、寒潮天数）及未来气候趋势预测；

新能源出力影响因子（风速 / 辐照度的小时级实测数据与预测模型）。

Ø 储能本体数据：

装机容量、额定功率、充放电效率、响应时间、SOC 运行区间；

历史调用记录（若有同类项目，可纳入模型校准）。

#### 2.3.6 输出数据与可视化（适配投资决策场景）

Ø 核心预测数据：

分时段调用明细：月度/季度的现货调用次数（峰/平/谷时段占比）、单次平均调用容量、平均调用时长；

调频里程分布：年度总调频里程（按月份/调频等级（如一次调频/二次调频）拆分）、单次调频平均里程；

收益测算：基于调用数据的年度现货套利收益（关联电价差）、年度调频收益（关联里程补偿标准），及两者的波动范围（乐观/中性/悲观场景，偏差率 ±15%）。

Ø 可视化呈现：

调用次数与负荷/电价的相关性热力图（明确高调用概率时段）；

调频里程与新能源出力波动的趋势对比图；

不同场景下的 “调用次数 - 收益” 敏感性曲线（如调用次数下降 10% 对收益的影响）。

#### 2.3.7模型附加功能（提升投资决策价值）

历史校验模块：用目标区域过去 1-2 年的实际调用数据反推模型参数，确保预测误差率≤10%；

情景模拟功能：支持输入 “新能源装机增加 30%”“峰谷电价差扩大 20%” 等假设，输出调用与收益的动态变化；

风险预警指标：识别 “极端天气导致调用激增但储能容量不足”“市场规则调整导致调频里程计量标准收紧” 等风险点，给出应对建议。

## 2.4不同区域储能电站收益预测模型-投资决策工具设计

### 2.4.1模型核心定位

本模型旨在为独立储能投资人提供区域差异化收益测算框架：以电力交易成熟区域（如广东、山东、山西等现货 / 辅助服务市场活跃地区）的历史收益数据为基准，拆解收益驱动因素的影响规律，建立可迁移的 “区域特征 - 收益结构” 映射关系，最终实现对目标区域（含市场培育中地区）的收益规模、构成及波动特征的精准预测，支撑跨区域投资优先级判断。

### 2.4.2成熟区域收益驱动因素拆解（基准样本分析）

需先通过成熟区域数据量化核心因素与收益的关联逻辑，明确各因素的 “影响权重” 与 “作用阈值”：

Ø 能源结构维度

风光装机占比：如，每提升 10% 风光装机占比，辅助服务（调频、爬坡）收益占比平均增加 8%-12%（风光波动性推高电网对快速调节资源的需求）；

火电灵活性：如，火电占比超 50% 且具备深度调峰能力的区域，储能现货套利收益可能降低 15%-20%（火电挤占调峰空间）；

弃风弃光率：如，弃电率每下降 1%，储能消纳新能源的容量租赁收益可增加 3%-5%（需匹配当地新能源消纳补贴政策）。

Ø 供需与市场机制维度

峰谷价差：如，年度平均峰谷价差≥0.7 元/度的区域，现货套利收益占比可达总收益的 50% 以上；如，价差＜0.3 元/度时，需依赖辅助服务或容量补偿支撑收益；

现货市场成熟度：如，连续运行超2年的现货市场，储能调用频次稳定性提升 30%，收益波动幅度降低 25%（相比试点阶段）；

辅助服务定价机制：如，采用 “容量补偿 + 里程补偿” 的调频市场（如广东），功率型储能年化收益比单一容量补偿模式高 20%-30%。

Ø 政策与电网约束维度

容量补偿政策：如，明确容量电价（如山西 200 元 /kW・年）的区域，可降低收益波动风险，容量补偿占比可达总收益的 20%-40%；

电网输电瓶颈：如，存在结构性输电受限的断面（如 “三北” 风光外送通道），区域内储能调峰需求增加，现货调用收益可提升 10%-15%。

### 2.4.3“区域特征 - 收益结构” 映射模型构建（量化关联逻辑）

基于成熟区域数据，通过多元回归、机器学习（如随机森林）等方法建立量化模型，核心输出 “因素权重矩阵” 与 “收益构成公式”：

Ø 分收益类型的映射公式

现货套利收益 = f（峰谷价差 × 年调用时长 × 充放电效率 × 电价政策系数）

（例：广东某项目测算中，峰谷价差权重 0.6，调用时长权重 0.3，政策系数（允许套利时段）0.1）

辅助服务收益 = f（调频里程 × 单位里程补偿价 × 响应达标率 × 区域竞争系数）

（例：山东某项目中，调频里程权重0.5，补偿价权重0.3，竞争系数（区域调频资源密度）0.2）

容量补偿收益 = f（约定容量 × 容量电价 × 考核达标率）

（注：无容量补偿政策区域，此值为 0）

Ø 区域差异系数校准

针对目标区域与成熟区域的差异，设置修正系数：

市场成熟度系数：目标区域现货市场运行时长/成熟区域运行时长（如云南现货试点 1 年，系数为 0.6）；

政策稳定性系数：目标区域近3年储能政策调整频次（调整 1 次系数降 0.1，最低 0.5）；

电网接纳能力系数：目标区域储能并网点的接入容量限制/规划储能装机（系数＜0.8 时需下调调用频次预期）。

### 2.4.4目标区域参数输入与修正（个性化测算）

需输入目标区域的差异化参数，通过映射模型输出定制化收益预测：

Ø 核心输入参数

能源结构：目标省风光装机规划（2025-2030 年）、火电灵活性改造比例、新能源消纳目标；

市场数据：当前峰谷价差、现货市场出清规则（如节点电价/分区电价）、辅助服务补偿标准（调频/备用单价）；

政策文件：容量补偿政策（有无、标准、期限）、储能参与市场的准入门槛（如最小装机）；

负荷与电网：未来 5 年最大负荷预测、关键输电断面的潮流限制、负荷峰谷时段划分。

Ø 修正逻辑示例

若目标区域为 “风光占比 30%（低于成熟区域的 50%）、峰谷价差 0.5 元 / 度（成熟区域 0.8 元 / 度）、无容量补偿”，则：

辅助服务收益按成熟区域的 如60%（30%/50%）测算；

现货套利收益按成熟区域的 如62.5%（0.5/0.8）测算；

叠加市场成熟度系数（如 0.7），最终总收益为成熟区域的（60%× 辅助占比 + 62.5%× 现货占比）×0.7。

### 2.4.5输出数据与决策价值（支撑投资判断）

Ø 核心输出

分年度收益明细：未来 5 年的现货套利、辅助服务、容量补偿收益金额及占比（如 “2026 年总收益 1200 万元，其中现货占 60%、调频占 30%”）；

收益波动区间：乐观（政策超预期）、中性（政策稳定）、悲观（市场竞争加剧）场景下的收益偏差（如 ±20%）；

区域对比矩阵：目标区域与 3-5 个成熟区域的收益特征对比（如 “较广东，目标区域收益低 30% 但波动小 15%”）。

Ø 可视化呈现

收益构成饼图（分年度）、收益趋势折线图（含场景对比）；

关键因素敏感性热力图（如 “峰谷价差每变动 0.1 元 / 度，收益变动 8%”）；

区域投资吸引力雷达图（从收益规模、稳定性、政策支持度三维度评分）。

（六）模型迭代与验证机制

动态校准：每季度纳入成熟区域最新收益数据，更新因素权重（如某省政策调整后，容量补偿权重从 0.3 降至 0.1）；

实证验证：用目标区域已投运项目的实际收益反推模型误差（要求误差率≤15%），修正区域差异系数。

## 三、研发模块与实施要求

该平台的核心是整合多源数据（如政策、市场规则、电网架构、装机容量等），进行多维度分析和模拟，以实现精准的投资决策。平台整体应采用模块化架构，支持数据可视化（如地图、图表）和报告生成功能，使用Python、MATLAB或其他合适工具实现模型和模拟。

以下模块设计基于上述研究方向，每个模块对应一个或多个模型的核心功能，包括具体的研发内容、目标、输入数据要求、输出预期和技术方法建议。每个模块应独立开发，但需支持模块间数据接口集成，形成一个完整的端到端决策系统。

## 3.1储能政策筛选与省份优先级评估（对应储能容量需求精准预测模型的政策与市场约束部分）

研发内容：

* 收集并解析全国各省份的储能相关政策文件，包括但不限于国家能源局、省级能源局发布的储能政策、补贴机制、电价机制等。
* 开发自动化政策解析工具，使用自然语言处理（NLP）技术提取关键数据，如容量补偿机制（e.g., 容量补贴标准）、容量电价（e.g., 固定容量支付或市场化容量电价）、现货市场电价差（e.g., 日内峰谷价差）。
* 建立省份筛选逻辑：首先优先筛选具备容量补偿和容量电价的省份；其次，计算现货市场电价差（基于历史数据），筛选价差≥0.4元/kWh的省份作为次优开发地区。
* 整合政策数据数据库，支持实时更新（e.g., 通过API或爬虫抓取政策更新）。

目标：

* 实现对全国34个省份（包括直辖市、自治区）的政策优先级排序，输出优先开发省份列表（e.g., Top 10），并标注每个省份的政策优势（如“具备容量补偿，补偿标准为X元/kW”）。
* 确保筛选准确率>95%，帮助我们快速锁定政策友好地区，避免盲目投资。

输入数据：政策文本文件、历史电价数据（e.g., 从国家电网或省级电力交易中心获取）。

输出预期：省份优先级报告、政策关键数据表格（e.g., 省份 | 容量补偿 | 容量电价 | 现货价差）。

技术方法建议：使用NLP库（如BERT或jieba）提取关键词；结合数据库（如SQLite）存储数据。

## 3.2电力交易市场规则分析与储能参与机会判断（对应独立储能电站现货调用次数与调频里程预测模型的市场规则约束部分）

研发内容：

* 分析各省份电力交易市场规则，包括现货市场、辅助服务市场（e.g., 调频、调峰、备用）、中长期交易等。
* 开发规则匹配模型，判断储能电站可参与的市场类型（e.g., 储能是否允许独立参与现货市场，或需与新能源捆绑）。
* 结合模块1筛选的省份，评估储能参与规则的可行性（e.g., 准入门槛、结算机制）。

目标：

* 为每个优先省份输出可参与市场清单（e.g., “可参与现货市场和调频服务，结算周期为日结”），识别潜在参与障碍（如规则限制储能独立竞价）。
* 支持我们评估市场成熟度，确保储能在规则框架下最大化收益。

输入数据：省级电力交易中心规则文档、历史交易数据。

输出预期：市场参与矩阵表格（e.g., 省份 | 可参与市场类型 | 规则细节 | 潜在机会）。

技术方法建议：规则库构建，使用规则引擎（如Drools）或简单脚本匹配。

## 3.3电价趋势预测与储能容量缺口评估（对应储能容量需求精准预测模型的核心目标和功能需求）

研发内容：

* 收集各省份新能源（风、光）装机容量、火电装机容量、负荷消纳能力、供需平衡数据（e.g., 从国家统计局或电网报告获取）。
* 开发预测模型，分析这些因素对未来电价趋势的影响（e.g., 高新能源渗透率可能导致峰谷价差增大）。
* 计算各省份储能合理容量缺口（e.g., 基于供需不平衡，估算需新增储能容量以平抑波动），区分能量型和功率型需求。

目标：

* 预测未来3-5年电价趋势（e.g., “价差预计从0.4升至0.6元/kWh”），并量化容量缺口（e.g., “需新增X GW储能以实现供需平衡”）。
* 帮助我们识别高增长省份，确保投资匹配市场需求。

输入数据：装机容量历史数据、负荷曲线、供需报告、新能源渗透数据。

输出预期：趋势预测图表、容量缺口报告（e.g., 省份 | 预计价差 | 容量缺口GW | 能量型/功率型区分）。

技术方法建议：使用时间序列模型（如ARIMA或LSTM）预测；线性规划优化容量缺口。

模块4: 选点位置可行性判断与电网架构分析（对应所有模型的电网运行约束和边界约束）

研发内容：

* 整合电网架构数据（e.g., 输变电线路、断面容量）和可研报告中的潮流仿真结果。
* 开发选址评估模型，判断潜在站点是否满足开发要求（e.g., 断面能力是否受阻、输电线路配置是否充足）。
* 使用GIS工具映射电网架构，模拟潮流分布（e.g., 评估站点接入电网的稳定性）。

目标：

* 为每个优先省份筛选出符合电网要求的选址位置（e.g., “站点A断面无阻，适合接入”），排除不合格站点（e.g., 线路过载风险高）。
* 确保选址安全可靠，降低建设风险。

输入数据：电网拓扑图、可研报告（潮流仿真数据）、GIS坐标。

输出预期：选址可行性地图、评估报告（e.g., 位置 | 断面能力 | 线路配置 | 可行性评分）。

技术方法建议：使用PowerWorld或MATLAB Simulink进行潮流仿真；GIS库（如ArcGIS API）可视化。

## 3.4: 选址位置市场机会分类与潜力筛选（对应不同区域独立储能电站收益预测模型的区域差异化收益测算）

研发内容：

* 对于模块4筛选的位置，分类其参与机会：电能量市场（e.g., 现货买卖）、辅助服务市场（e.g., 调频收益）。
* 开发机会量化模型，评估每个位置的投资潜力（e.g., 基于历史数据计算预期收益）。
* 精准筛选Top位置（e.g., 综合政策、市场、电网因素打分）。

目标：

* 输出分类清单（e.g., “位置B可参与电能量市场，预计辅助服务占比30%”），筛选具备高投资潜力的站点（e.g., ROI>15%）。
* 指导我们聚焦优质位置，避免低效投资。

输入数据：模块1-4输出、市场历史数据。

输出预期：机会分类表格、潜力排名列表。

技术方法建议：多准则决策模型（如AHP）；收益模拟脚本。

## 3.5 电力交易市场模拟与收益优化分析（对应独立储能电站现货调用次数与调频里程预测模型和不同区域独立储能电站收益预测模型的核心预测和输出）

研发内容：

* 构建电力交易市场模拟环境，建模优质电力断面（e.g., 高价差区域）。
* 模拟储能在物理约束下（e.g., 电池容量、充放电效率）的调用次数，包括电能量和辅助服务市场。
* 优化分析：根据容量补偿、容量电价等参数，计算站点收益（e.g., NPV、IRR），并在省份基础上优化选点，融入调用次数、调频里程和跨区域收益映射。

目标：

* 推演模拟结果（e.g., “年调用次数500次，收益X万元”），指导选择优先电站位置（e.g., Top 5站点推荐）。
* 实现收益最大化，确保投资决策基于数据模拟而非经验。

输入数据：所有前模块输出、物理参数（e.g., 储能容量4小时）、历史收益数据（成熟区域基准）。

输出预期：模拟报告、收益优化图表（e.g., 位置 | 调用次数 | 收益指标 | 优先级）、跨区域对比矩阵。

技术方法建议：蒙特卡洛模拟或优化算法（如遗传算法）；使用Pyomo或Gurobi建模；融入机器学习（如随机森林）进行收益映射。

四、整体平台集成与交付要求

* 集成：所有模块需通过API接口连接，形成Web-based平台，支持用户输入参数（如省份过滤、场景模拟）和输出可视化仪表盘（包括热力图、趋势图、雷达图等）。
* 测试与验证：使用真实数据（如2023-2025年政策和市场数据）验证模型准确性，提供案例研究（e.g., 模拟湖北省储能投资）。确保模型误差率≤10%-15%，通过历史校验和实证验证迭代。
* 交付：源代码、文档、培训；预计研发周期6-12个月，预算详谈。
* 知识产权：我方拥有平台所有权，贵团队可用于学术发表（匿名数据）。

