

风光储电站在辅助服务市场中的经济收益测算

郭丹

中国广核新能源控股有限公司 北京 100068

【摘要】：随着全球能源结构向低碳化转型，风光储电站作为新能源与储能技术融合的典型形态，在辅助服务市场中可取得显著的经济价值。本文主要基于调峰、调频、备用等核心辅助服务场景，构建基于成本-收益分析的经济测算模型，系统探讨了市场机制、技术参数与政策环境对收益的影响路径，提出了多因素影响下的优化运营创新策略，为风光储电站参与辅助服务市场的收益最大化提供参考与建议。

【关键词】：风光储电站；辅助服务市场；经济收益测算；调峰调频；市场耦合

DOI:10.12417/2982-3382.25.03.001

现阶段火力发电仍然是电力系统调频、调峰的主力。但低负荷下的深度调峰会损害火力发电机组寿命，机组的可靠性、经济性、安全性也随之降低，并且受制于火电机组本身局限性，短时间内适应负荷变化难度较大，调频效果差。同时，由于新能源电力的迅猛发展以及电力系统所必须具备的安全性、可靠性要求，火力发电机组未来将逐步由主力电源功能向基础保障性和系统调节性功能转型。因此为适应新形势下的新要求，风光储电站在辅助服务市场中的作用将日益突出。本文基于电力现货市场和辅助服务市场的政策，对风光储电站在辅助服务市场的经济性进行分析，综合考虑项目成本及运营收益，测算项目的财务效益指标，分析风光储电站项目的经济性及其风险点。

1 现状分析

当前，我国风光储电站在辅助服务市场已构建“政策托底、市场发力、技术突破”的发展格局。截至2024年底，全国新型储能装机达7376万千瓦，占全球装机四成以上，其中风光储一体化项目占比超六成。青海、甘肃等地通过“新能源+储能”模式，将弃风弃光率降至2%以下，验证了储能对新能源消纳的支撑作用。电网侧大容量压缩空气储能、液流电池项目投运，承担削峰填谷任务；用户侧工商业储能3-4年可收回投资，光储充一体化电站年均收益超500万元。但市场仍面临辅助服务与电能量市场衔接不足、跨省交易机制缺失、新型主体参与受限等问题。未来，随着“三位一体”市场机制落地，风光储电站将通过多元收益模式，实现从政策依赖向市场自主转型，推动项目内部收益率提升至9%-12%。

2 辅助服务市场收益模型分析及测算

2.1 调峰服务的收益模型与参数优化

调峰服务的本质是通过储能系统的时空平移能力，将低谷时段的多余电能转移至高峰时段，实现电力供需的动态匹配。其收益模型需考虑充放电效率、峰谷价差与年利用天数三大参

数。充放电效率直接影响能量转换的损耗，磷酸铁锂电池的典型效率为85%-90%，液流电池因电解液循环特性效率略低，但循环寿命更长。峰谷价差是收益的核心驱动，价差越大，单位电量的收益越高，但需注意价差存在区域差异，如蒙西地区价差达0.465元/kWh，而华东地区仅0.3元/kWh。年利用天数反映储能系统的实际调用频率，受新能源发电波动与电网调度策略影响，通常在300-330天之间。调峰服务收益模型参数优化需平衡效率与成本，如提高充放电效率可通过采用高精度电池管理系统（BMS）与优化充放电策略实现，但初期投资会增加；扩大峰谷价差要依靠市场机制设计实现，如推行分时电价、完善现货市场规则；增加年利用天数则需提升储能系统的可用率，通过模块化设计、冗余配置与智能运维降低故障率，三大参数协同优化可显著提升调峰收益。

新型储能设备参与调峰服务产生的收益为：

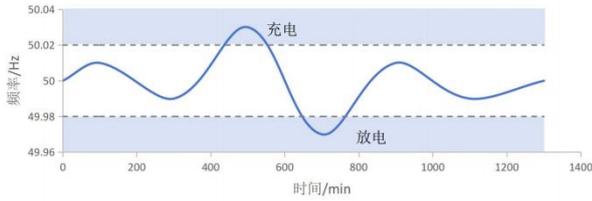
$$I_{\text{调峰}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (P_{i,t} \cdot \Delta t \cdot \lambda_{\text{sub}}) \quad (1)$$

其中： $P_{i,t}$ 为新型储能设备在 t 时刻参与电网调峰的容量值， λ_{sub} 为新能源储能参与调峰服务补偿价值， T 为参与调峰服务的时段， N 为参与调峰服务的设备总数。

2.2 调频服务的收益量化与性能提升

调频服务的收益取决于储能系统的调节性能与市场机制。国内调频市场采用“调节里程+调节速度”双指标计价，调节里程按实际调节电量计算，调节速度按单位时间调节量加权。储能系统的调节性能指标（ K 值）是收益的关键， K 值越高，单位调节量的补偿越高。 K 值由调节精度、响应时间与调节速率三部分构成，其中调节精度要求储能系统在频率波动时快速、准确地调整出力，响应时间需控制在毫秒级，调节速率则需满足电网的瞬时需求。性能提升需从硬件与算法两方面入手，硬件层面，采用高功率密度电池与快速响应变流器可缩短

响应时间、提高调节速率；算法层面，基于模型预测控制(MPC)的优化策略可动态调整出力，提升调节精度。此外，调频市场存在容量饱和风险，需通过技术升级拓展调节范围，或参与跨省调频市场分散风险。



新型储能设备参与调频服务产生的收益为：

$$I_{\text{调峰}} = \sum_{i=1}^N (D_i * P_i * K_i) \quad (2)$$

其中： D_i 为发电单元第 i 次的调频里程， N 为调节次数； P_i 为市场主体申报价格，申报价格 5-10 元/MW， K_i 为交易周期内调节性能指标=调节速率 $K1$ *相应时间 $K2$ *调节精度 $K3$ 。

2.3 备用服务的收益评估与风险控制

备用服务分为旋转备用与非旋转备用，风光储电站主要参与非旋转备用市场，其收益由容量补偿与调用补偿构成。容量补偿按可用容量计价，调用补偿按实际调用次数与持续时间加权。备用服务的收益评估需考虑调用概率与补偿标准，调用概率受新能源发电波动与电网故障率影响，通常在 5%-15%之间；补偿标准则因地区而异，如江苏为 40 元/MW·日，广东为 50 元/MW·日。实施风险控制需建立备用容量动态分配机制，一方面，通过历史数据分析预测备用调用频率，优化容量配置；另一方面，采用“备用+调峰”复合运营模式，在备用未调用时通过调峰服务提高系统利用率。此外，参与需求响应市场可进一步分散风险，在备用调用时获得额外补偿。

2.4 政策与市场机制对收益的深层影响

风光储电站的收益提升高度依赖政策支持与市场机制的协同作用。容量电价机制通过固定补贴降低投资风险，补贴强度需覆盖储能系统的度电成本与资本成本，从而为项目长期经济性奠定基础。现货市场规则设计直接影响储能的套利收益，分时电价时段划分合理性、价差水平高低以及结算规则的公正性均需优化，以最大化储能在峰谷时段的电价套利空间。辅助服务市场补偿标准需充分反映储能系统的实际贡献，避免因

参考文献：

[1] 管然.双碳目标下电网侧储能电站电价机制及运营模式研究[D].华北电力大学(北京),2024.
 [2] 于运东.风光储场站参与调频辅助服务市场的优化调控方法[D].华北电力大学(北京),2023.
 [3] 黄彦博.风/光储电站储能系统优化调度策略[D].华中科技大学,2022.
 [4] 徐海翔.风光储电站参与电力市场的交易机制研究[D].华北电力大学,2021.

“低价竞争”导致行业收益整体下降。市场机制设计需在效率与公平之间达成平衡，调频市场采用“性能加权”补偿可激励技术升级，但需警惕垄断风险；备用市场通过“容量招标”方式确定补偿标准，能显著提升市场透明度；跨省辅助服务交易为储能拓展了收益空间，但需解决计量标准统一、跨区结算流程及调度协调机制等关键问题。

2.5 针对价格的敏感性分析

本次通过调峰、调频和备用服务这三类主要收益来源的价格变化，对资本金内部收益率的影响程度进行系统的分析。具体来说，调峰方面，峰谷电价差的扩大能够显著增加放电收益，但由于充放电存在循环效率损耗，实际收益需要覆盖损耗后仍有盈余，因此峰谷电价影响会被效率打折扣。调频方面，单位时间内调频服务的收益潜力远高于调峰，同时在电网需求紧张时价格会大幅飙升，调频价格及其业务占比对项目收益影响是呈放大作用的。备用服务方面，通常以长期合同或容量市场获取，能量成本低且价格相对稳定，其价格波动对总收入影响是有局限的。

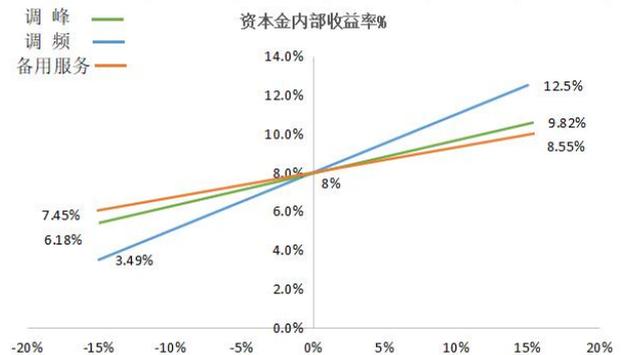


图1 调峰、调频及备用服务价格变化对收益的影响情况

3 结语

总之，风光储电站在辅助服务市场中的经济收益测算需构建动态模型，集成技术、市场与政策参数。调峰服务依赖充放电效率与峰谷价差优化，调频服务需提升调节性能与市场适应性，备用服务需平衡容量补偿与调用风险。政策与市场机制的完善是收益保障的核心，容量电价、现货市场规则与辅助服务补偿标准需协同优化。未来，随着技术进步与市场机制成熟，风光储电站的经济性将进一步提升，成为能源转型的关键支撑。