



基于动态分解组合预测模型的新政策下抽水蓄能收益测算

窦东¹, 樊伟²

(¹内蒙古电力集团蒙电经济技术研究院有限责任公司, 内蒙古自治区 呼和浩特市 010020;

²北京航空航天大学 经济管理学院, 北京 100191)

摘要: 在电力系统新能源渗透率持续攀升的发展背景下, 抽水蓄能是保障电网调峰、新能源消纳的关键储能载体。《关于完善发电侧容量电价机制的通知》新政落地重构了抽水蓄能原有盈利模式, 在容量补偿基础上引导抽水蓄能全面参与电力现货、辅助服务市场拓宽收益来源。为量化新政落地后抽水蓄能现阶段与中长期收益变化规律, 本文构建了融合动态分解电价预测技术的抽水蓄能全周期综合收益测算模型。首先依据新政计价规则建立省级统一容量补偿核算模型, 以市场电价为驱动信号、全周期收益最优为目标搭建现货竞价优化运行模型, 结合区域市场细则完善辅助服务收益核算公式, 耦合形成多收益来源一体化经济评价体系。然后, 结合分解算法与机器学习的优势, 搭建基于动态分解的电力现货价格预测模型。最后, 选取蒙西某 1200MW 装机抽水蓄能电站实证测算与敏感性分析。研究表明: 现货市场模式可更加灵活地提升抽水蓄能电量收益空间, 降低建设投资和提升电价预测准确率是提升收益能力的强敏感因素; 测算预判未来 5 年蒙西区域现货电价呈逐年下行态势, 抽水蓄能现货获利空间持续收窄, 需通过优化调度策略、灵活参与多元市场对冲电价下行风险。

关键词: 抽水蓄能; 容量电价; 114 号文; 轻量级梯度提升机; 电价预测; 蒙西地区

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0491

中图分类号: F 426.61

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (XXXX) XX-1-12

Benefit Calculation of Pumped Storage Under New Policy Based on Dynamic Decomposition Combined Forecasting Model

DOU Dong¹, FAN Wei²

(¹Inner Mongolia Electric Power Economics and Technology Research Institute, Hohhot 010020, Inner

Mongolia, China; ²School of Economics and Management, Beihang University, Beijing, 100191, China)

Abstract: Against the background of increasing penetration of renewable energy in power systems, pumped storage serves as a key flexible resource for peak regulation and new energy accommodation. The newly issued Notice on Improving the Capacity Pricing Mechanism on the Generation Side restructures the profit framework of pumped storage, enabling stations to gain extra revenue by participating in spot and ancillary service markets besides fixed capacity compensation. To quantify the short-term and medium-long term revenue of pumped storage under the new policy, this paper establishes an integrated

收稿日期: 2026-06-09; 修改稿日期: 2026-07-03。

基金项目: 国家自然科学基金青年科学基金项目 (项目号: 72404021)。

第一作者: 窦东 (1994—), 男, 硕士研究生, 经济师, 从事电力技术经济、电力市场、储能研究, E-mail: 1105965831@qq.com; 通信作者: 樊伟, 博士研究生, 从事能源系统建模和电力系统规划研究, E-mail: 2638413534@qq.com。

引用本文: 窦东, 樊伟. 基于动态分解组合预测模型的新政策下抽水蓄能收益测算[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-12.

Citation: DOU Dong, FAN Wei. Benefit Calculation of Pumped Storage Under New Policy Based on Dynamic Decomposition Combined Forecasting Model[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-12.

revenue calculation framework combined with a dynamic decomposition price forecasting model. First, a provincial unified capacity compensation model is formulated in line with policy provisions; a spot market dispatch optimization model is constructed targeting maximum revenue guided by real-time electricity prices, together with an income calculation formula for ancillary services to form a comprehensive economic evaluation system. Second, a dynamic decomposition-based spot price forecasting model is developed by integrating decomposition algorithms and machine learning. Finally, a 1200 MW pumped storage station in Western Inner Mongolia is adopted for case calculation and sensitivity analysis. The results show that the spot market model can more flexibly expand the power generation revenue margin of pumped storage. Construction cost control and forecast accuracy of electricity prices are two dominant sensitive indicators for profitability. It is predicted that spot prices in Western Inner Mongolia will keep declining in the coming five years and the profit margin of pumped storage will shrink accordingly. Optimizing operational scheduling and diversifying market participation can effectively hedge the adverse impact of falling electricity prices.

Keywords: Pumped Storage; Capacity Price; Document No. 114; Light Gradient Boosting Machine; Electricity Price Forecasting; Western Inner Mongolia

1 引言

近年来,随着我国新型电力系统建设的推进,新能源装机规模与占比持续攀升,其出力的间歇性、波动性给电力系统安全稳定运行与新能源消纳带来严峻挑战。抽水蓄能凭借成熟的技术体系与多元的调节功能,成为平抑新能源波动、提升电网灵活性与调峰能力的核心储能方式^[1]。2026年1月30日国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》^[2](发改价格〔2026〕114号,以下简称“114号文”)对633号文^[3]发布后开工建设的电站明确了新的容量电价核定原则与市场化收益分享规则,充分激发市场活力。基于上述背景,开展新政策下抽水蓄能参与现货市场的收益优化测算,并结合准确的电价预测研判未来参与现货市场收益情况,对参与者实现风险控制、战略决策以及利润最大化具有重要参考价值。

目前,国内外学者围绕抽水蓄能收益分析与电价预测开展了大量研究。在抽水蓄能容量补偿机制方面,文献[4-9]针对容量补偿标准缺口、成本分摊不合理等问题,构建了经济性分析框架与多维度成本分摊模型,提出了调相服务补偿机制以及区域标杆容量电价等方法,以促进容量补偿机制进一步完善。在抽水蓄能参与市场方面,文献[10-19]构建了

双层竞价、风险优化、多日滚动优化等模型,分析了风光抽蓄一体化并网的报量报价策略以及不同市场阶段的价格机制,以实现抽水蓄能电站收益最大化。在电价预测方面,文献[20-29]运用自回归移动平均模型、人工神经网络、支持向量机、随机森林、长短期记忆网络等机器学习方法,考虑中长期市场耦合关系与新能源波动特性,构建了电价预测模型,用以测算现货市场未来电价水平。

上述研究为抽水蓄能收益测算与电价预测奠定了理论基础,但仍存在一定不足:一是未构建基于114号文新政下容量补偿与现货市场结合的收益体系,难适配新政收益结构;二是多使用历史电价数据开展抽水蓄能收益测算,缺乏基于未来现货市场预测价格的收益分析;三是以机器学习为主的预测方法存在一定的过拟合情况。

综上,本文开展114号文新政策背景下蒙西地区抽水蓄能收益测算及未来收益预测。首先,结合114号文政策要求,构建抽水蓄能统一容量补偿核定模型、现货市场收益优化模型与辅助服务收益模型,整合形成综合收益经济评价测算体系;然后,结合分解算法与机器学习的优势,搭建基于动态分解的电力现货价格预测模型(WT-LGBM模型),以历史电价、风光出力等为输入特征,实现电价的高精度预测;最后,为验证模型有效性,以蒙西地区某抽水蓄能电站为算例,基于现货市场历史数据

开展收益测算及敏感性分析。

2 抽水蓄能收益及电价预测模型

2.1 抽水蓄能收益模型

根据 114 号文对于完善抽水蓄能容量电价机制的规定，633 号文出台后开工建设的电站，在获得统一容量补偿的基础上，同时电站可自主参与电能量、辅助服务等市场，按收益分享比例获取额外的市场收益^[1]。鉴于目前大部分抽水蓄能电站属于 633 号文出台后开工建设的电站，重点分析此类电站的收益情况，具体收益为：

$$R^{total} = R^{cap} + \alpha(R^{ele} + R^{ane}) \quad (1)$$

式中， R^{total} 表示抽水蓄能总收益， R^{cap} 表示抽水蓄能获得的容量补偿收益， R^{ele} 表示参与现货市场获得的收益， R^{ane} 表示抽水蓄能参与辅助服务市场获得的收益， α 表示抽水蓄能的电能量、辅助服务市场收益的分享比例。电站的整体收益构成情况如图 1 所示。

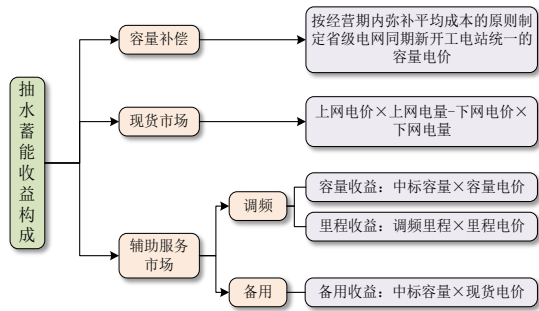


图1 633号文出台后开工建设的抽水蓄能电站收益构成
Fig.1 Revenue composition of pumped storage power stations that commenced construction after the issuance of Document No. 633

2.1.1 统一容量补偿核定模型

114 号文明确以经营期内弥补平均成本为核心原则，制定省级电网同期新开工电站统一的容量电价。按照上述规则，省内统一容量电价测算方式为：首先计算同期新开工电站的平均造价，确定投资参数；然后根据投资参数以及其他成本参数按照经营期定价法计算容量电价。具体计算公式如下：

$$\sum_{t=1}^n (R_t^{cap} - CO_t)(1 + IRR)^{-t} = 0 \quad (2)$$

式中， n 表示计算期，包含建设期与运营期； R_t^{cap} 表示第 t 年扣除有效容量衰减折减后的统一容

量补偿费用，在测算 R_t^{cap} 时，需根据电站运行年限计入有效容量衰减，以实际可提供容量作为补偿核算基数； CO_t 表示第 t 年的平均成本，包含建设成本（同期电站平均水平）、运营维护成本以及财务费用； IRR 表示资本金内部收益率，数值为 0%。

2.1.2 抽水蓄能参与现货市场模型

抽水蓄能参与现货市场后，需要以电价为信号，以收入最大化为目标，以对应时刻发电、抽水用电功率为决策变量，考虑机组出力约束、机组运行状态约束、机组日启停次数约束、电站库容约束、交易电量等约束^[30-32]，构建单目标优化模型。具体模型如下：

(1) 目标函数

本模型的优化目标为最大化现货市场总收入，具体公式如下：

$$\max R^{ele} = \max \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^N (P_{j,t}^{ex} p_t^{ex} - P_{j,t}^{im} p_t^{im}) \quad (3)$$

式中， R^{ele} 表示抽水蓄能的现货市场总收入， J 表示机组总数， N 表示总时段数， $P_{j,t}^{ex}$ 表示第 j 台机组第 t 个时段的发电量， $P_{j,t}^{im}$ 表示第 j 台机组第 t 个时段的用电量， p_t^{ex} 表示第 t 个时段的发电价格（包括现货市场交易价格、退减输配电费）， p_t^{im} 表示第 t 个时段的用电价格（包括现货市场交易价格、上网环节线损费、系统运行费、输配电费）。

(2) 约束条件

1) 机组出力约束

抽水蓄能机组运行在抽水状态时的功率与抽水蓄能机组的类型密切相关，针对可变速抽水蓄能机组的出力约束表达如下：

$$\begin{cases} x_{j,t}^{ex} P_j^{min} \leq P_{j,t}^{ex} \leq x_{j,t}^{ex} P_j^{max} \\ x_{j,t}^{im} P_j^{min} \leq P_{j,t}^{im} \leq x_{j,t}^{im} P_j^{max} \end{cases} \quad (4)$$

式中 $x_{j,t}^{ex}$ 和 $x_{j,t}^{im}$ 分别为抽水蓄能机组 j 在时段 t 的发电运行状态和抽水运行状态，若 $x_{j,t}^{ex} = 1$ ，则表示抽水蓄能机组处于发电状态，反之 $x_{j,t}^{ex} = 0$ ；若 $x_{j,t}^{im} = 1$ ，则表示抽水蓄能机组 j 处于抽水状态，反之 $x_{j,t}^{im} = 0$ ； P_j^{min} 和 P_j^{max} 分别为抽水蓄能机组 j 的最小和最大发电和抽水功率。

2) 机组运行状态约束

$$\begin{cases} y_{j,t}^{ex} - z_{j,t}^{ex} = x_{j,t}^{ex} - x_{j,t-1}^{ex} \\ y_{j,t}^{ex} + z_{j,t}^{ex} \leq 1 \\ x_{j,t}^{ex} \in \{0,1\} \\ y_{j,t}^{ex} \in \{0,1\} \\ z_{j,t}^{ex} \in \{0,1\} \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} y_{j,t}^{\text{im}} - z_{j,t}^{\text{im}} = x_{j,t}^{\text{im}} - x_{j,t-1}^{\text{im}} \\ y_{j,t}^{\text{im}} + z_{j,t}^{\text{im}} \leq 1 \\ x_{j,t}^{\text{im}} \in \{0,1\} \\ y_{j,t}^{\text{im}} \in \{0,1\} \\ z_{j,t}^{\text{im}} \in \{0,1\} \end{cases} \quad (6)$$

$$x_{j,t}^{\text{ex}} + x_{j,t}^{\text{im}} \leq 1 \quad (7)$$

式中 $y_{j,t}^{\text{ex}}$ 和 $z_{j,t}^{\text{ex}}$ 分别为抽水蓄能机组 j 在时段 t 处于发电工况下的启动状态和停机状态, 若 $y_{j,t}^{\text{ex}} = 1$, 则意味着 $x_{j,t-1}^{\text{ex}} = 0$, $x_{j,t}^{\text{ex}} = 1$, 若 $z_{j,t}^{\text{ex}} = 1$, 则意味着 $x_{j,t-1}^{\text{ex}} = 1$, $x_{j,t}^{\text{ex}} = 0$; $y_{j,t}^{\text{im}}$ 和 $z_{j,t}^{\text{im}}$ 分别为抽水蓄能机组 j 在时段 t 处于抽水工况下的启动状态和停机状态。

3) 机组日启停次数约束

$$\sum_{t=1}^N (y_{j,t}^{\text{ex}} + z_{j,t}^{\text{ex}} + y_{j,t}^{\text{im}} + z_{j,t}^{\text{im}}) \leq W_j \quad (8)$$

式中: W_j 为抽水蓄能机组 j 的日最大允许启停次数; N 为全天的总交易时段数。

4) 电站库容约束

不考虑天然来水的影响, 在系统运行时段 t , 抽水蓄能电站的上水库库容水量折算的等值可发电量 E_t 为:

$$E_t = E_{t-1} + \sum_{j=1}^J (\eta_j P_{j,t}^{\text{im}} - P_{j,t}^{\text{ex}}) \quad (9)$$

式中 η_j 为抽水蓄能机组 j 的抽水蓄能效率; J 为抽水蓄能机组总数。

抽水蓄能电站在任何时刻上水库的可发电量均应在最小可发电量和最大可发电量之间, 具体表达式如下:

$$E_{\min} \leq E_t \leq E_{\max} \quad (10)$$

式中: $E_{\min}$ 和 $E_{\max}$ 分别为抽水蓄能电站上水库最小库容等值可发电量和最大库容等值可发电量。

6) 总电量约束

根据国内现有抽水蓄能电站参与现货市场情况, 抽水蓄能参与现货市场后, 其交易较全年按需调用电量有一定比例下降, 因此设置总电量约束条件, 如下:

$$Q_Y \leq Q_{DY} \quad (11)$$

$$Q_Y = \sum_{d=1}^Y R_d^{\text{ele}} \quad (12)$$

式中 Q_Y 表示抽水蓄能参与现货市场的年度交易电量, Q_{DY} 表示全年按需调用电量, R_d^{ele} 表示抽水蓄能参与现货市场的第 d 日交易电量, Y 表示全年参与现货市场的天数。

2.1.3 辅助服务收益

目前, 暂未出台针对抽水蓄能参与辅助服务市

场的细则文件。参考其他主体, 抽水蓄能参与辅助服务市场, 可获取调频辅助服务收益和备用辅助服务收益, 其中调频辅助服务收益包括调频容量补偿和调频里程补偿, 具体计算公式如下:

$$R^{\text{ane}} = R^{\text{reg}} + R^{\text{res}} \quad (13)$$

$$R^{\text{reg}} = R_c^{\text{reg}} + R_M^{\text{reg}} \quad (14)$$

$$R_c^{\text{reg}} = \sum_{i=1}^N C_{Cp}^{i,t} \times B_{Cp} \quad (15)$$

$$R_M^{\text{reg}} = \sum_{i=1}^N D^{i,t} \times \sqrt{K_p^{i,t}} \times B_{AGC}^i \quad (16)$$

$$R^{\text{res}} = \sum_{i=1}^N C_{Rp}^{i,t} \times B_{Rp} \quad (17)$$

式中, R^{reg} 为调频辅助服务收益, R^{res} 为备用辅助服务收益; R_c^{reg} 为调频容量补偿, R_M^{reg} 为调频里程补偿; R_c^{reg} 为单日常调频容量补偿, $C_{Cp}^{i,t}$ 为 AGC 单元 i 在交易时段 t 内的中标容量, B_{Cp} 为调频容量补偿单价; R_M^{reg} 为单日常调频里程补偿, $D^{i,t}$ 为 AGC 单元 i 在交易时段 t 内的调频里程, $K_p^{i,t}$ 为 AGC 单元 i 在交易时段 t 内的综合调频性能指标, B_{AGC}^i 为交易时段 t 内调频里程出清价格; R^{res} 为单日常备用容量补偿, $C_{Rp}^{i,t}$ 为备用单元 i 在交易时段 t 内的中标备用容量, B_{Rp} 为备用日内出清价格; N 为当日交易时段数量。

2.1.4 收益分享比例模型

114 号文提出抽水蓄能获得的市场收益按比例由电站分享, 分享比例由省级价格主管部门确定, 其余部分冲减系统运行费用、由用户分享。目前, 暂未有省份出具具体的收益分享办法。本文认为, 从保障企业投资开发抽水蓄能的积极性及当前的利率水平等方面综合考虑, 抽水蓄能应以保障一定基准收益率的情况下配套制定市场收益分享比例较为合适, 具体计算模型如下:

$$\sum_{t=1}^n [R_t^{\text{cap}} + \alpha(R_t^{\text{ele}} + R_t^{\text{ane}}) - CO_t] \times (1 + IRR_{BM})^{-t} = 0 \quad (18)$$

式中, 计算主体为同期新开工建设抽水蓄能的平均水平, R_t^{ele} 是第 t 年现货市场收益, R_t^{ane} 是第 t 年辅助服务市场收益; IRR_{BM} 是资本金基准收益率, 表示资本金投资人可接受的最低年化收益水平, 通过基准收益率确定同期新开工抽水蓄能电站的统一的收益分享比例, 当抽水蓄能项目资本金内部收益率不高于基准收益率时, 市场收益全部归企业所有; 当项目资本金内部收益率超过基准收益率时, 超出部分的市场收益抽出一定比例用于冲减系

统运行费用，由用户分享。

2.2 投资经济性评估模型

项目投资内部收益率 IRR 是判别项目在经济上可行的主要动态指标之一^[33]，采用 IRR 作为本文抽水蓄能投资经济性的判定指标，其在数值上等于项目运营期中净现金为 0 时的折现率，具体计算公式如下：

$$\sum_{t=1}^n (C_{in} - C_{out})_t (1 + IRR)^{-t} = 0 \quad (19)$$

式中， n 为项目运行周期， C_{in} 和 C_{out} 分别为第 t 年的现金流入量和流出量。

2.3 基于动态分解的组合电价预测模型

针对统计预测模型在非线性关系方面弱势以及机器学习模型可能存在过拟合问题，文献[34]提出基于动态分解的电力现货价格预测模型（WT-LGBM 模型）。模型采用小波变换降低数据波动性，同时引入滚动时间窗算法，在避免数据泄漏问题的同时保证预测模型的有效性，通过山西省电力现货市场的真实交易数据验证了其在精准度和稳健性方面相较于其他预测模型具有显著优势。本文采用文献[34]提出的 WT-LGBM 模型开展现货市场电价预测。WT-LGBM 预测模型的整体框架如图 2 所示。

该算法的具体计算步骤为：首先开展电力电价

数据预处理，完成缺失值补全、噪声剔除等清洗操作，削弱数据异常、量纲不一等问题带来的干扰。其次划分训练集与测试集，借助小波变换把电价时序数据拆分为低频、高频分量。接着设置固定长度的滚动时间窗口，截取历史电价数据构建样本。随后依据两类序列特性选定滞后阶数，融合电价数据与关联影响因子完成数据集重构。最后分别采用 LGBM 模型对高低频序列进行训练并优化参数，得到对应预测结果后线性融合，依托滚动窗口持续迭代，实现电价动态短期预测。

为评估预测方法的准确性，采用均方根误差（ $RMSE$ ）、整体平均绝对百分比误差（ $MAPE$ ）和决定系数（ R^2 ）三项指标作为衡量依据，指标计算公式如下：

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{\hat{t}} - P_{t_i})^2} \quad (20)$$

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{P_{\hat{t}} - P_{t_i}}{P_{t_i}} \right| \times 100\% \quad (21)$$

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_i (P_{\hat{t}} - P_{t_i})^2}{\sum_i (\bar{P}_{t_i} - P_{t_i})^2} \quad (22)$$

式中， $P_{\hat{t}}$ 表示电价预测值， P_{t_i} 表示电价实际值， $\bar{P}_{t_i}$ 表示电价实际值均值。

3 算例分析

3.1 参数设置及假设

选取蒙西地区某抽水蓄能电站进行案例分析。抽水蓄能总装机规模为 1200 MW，由 4 台 300 MW 机组构成，抽水蓄能机组的综合运行效率 $\eta_j = 75\%$ 。上水库最大库容等值可发电量 $E_{\max} = 7646.4$ MWh，考虑系统安全性，抽水蓄能上水库水位留 20% 作为备用容量。本电站的连续满功率发电时长为 6.5 小时，按照 114 号文对于“满功率发电时长低于 6 小时要相应折减”的容量补偿规定，电站可满标准拿到容量补偿。

参考国内其他地区抽水蓄能电站参与市场后交易后发电量下降的实际情况，电站参与现货市场年发电利用小时数为 1050 小时，抽水利用小时数为 1400 小时。抽水蓄能 4 台机组可同时启停，暂不考虑偏差考核费用。

抽水蓄能的投资及运行参数为：抽水蓄能投资为 6250 元/kW，资本金比例 20%，建设总工期 72 个月、贷款年利率 3.5%、25 年等额本息还款、年

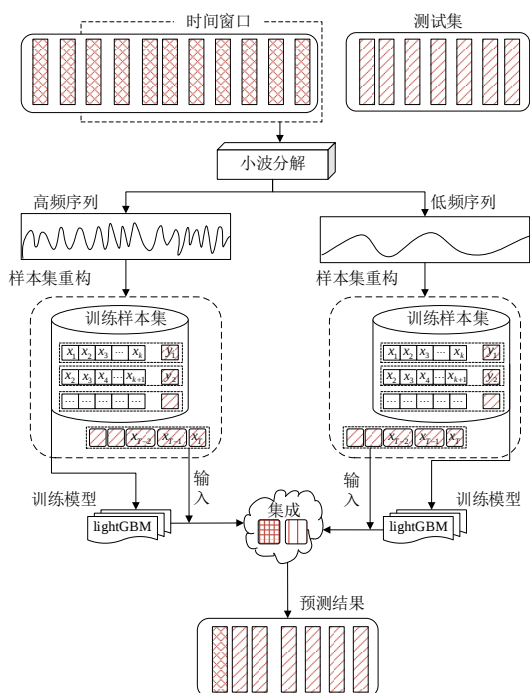


图2 基于WT-LGBM模型的电价预测框架
Fig.2 Electricity price forecasting framework based on the WT-LGBM model

运维成本占投资2.5%。

考虑实际运行情况,设定电站参与现货市场的电价预测准确度为80%。鉴于目前蒙西地区辅助服务市场未针对抽水蓄能出台完善的政策机制,因此暂不考虑辅助服务收益,抽水蓄能电站的主要收益来源为电能量市场和容量电价补偿。

目前,内蒙古自治区内同期开工建设的抽水蓄能电站有美岱、乌海、太阳沟、芝瑞抽水蓄能电站,根据官方核准投资,这四座抽水蓄能电站装机容量均为1200MW,平均单位投资为6128元/kW,基于该数据测算统一容量电价。

参考《建设项目经济评价方法与参数》中水电行业财务基准收益率水平(5%~8%),本项目基准收益率按照参考区间的平均值定为6.5%^[33]。

3.2 统一容量电价及收益分享比例的确定

3.2.1 统一容量电价

根据上述投资、成本参数,基于统一容量补偿定价模型可计算得到蒙西地区同期开工电站的统一容量补偿标准为478元/kW·年。

3.2.2 收益分享比例确定

根据收益分享比例模型,在标杆电站获取容量补偿的基础上,达到资本金基准收益率时,需要获取的年度市场收益为1.86亿元,折合为155元/kW·年。结合114号文对于收益分享比例的文件要求,兼顾抽水蓄能收益稳定性以及参与现货市场积极性,参考国内电力行业资本金内部收益率相关要求,采用超额累退式的市场收益分享方式,具体要求如下:

$$f(R^{ele}) = \begin{cases} R^{ele}, & R \leq 155 \\ 155 + 0.5(R^{ele} - 155), & 155 < R \leq 200 \\ 177.5 + 0.2(R^{ele} - 200), & R > 200 \end{cases} \quad (23)$$

式中, $f(R^{ele})$ 表示抽水蓄能电站实际可获得的市场收益。

为分析平均投资与容量补偿标准及分享比例的关系,图3对不同同期平均投资与容量补偿标准及达到基准收益率所需的市场收益的数值进行了对比。

由图3可知,当平均投资在 $\pm 20\%$ 区间波动时,含税容量补偿单价与所需市场收益均呈近似单位弹性变化:投资每增减10%,两项指标同步增减约10%~10.1%。容量补偿占总收益的比例稳定在75.4%~75.5%,投资波动未改变收益补偿结构,

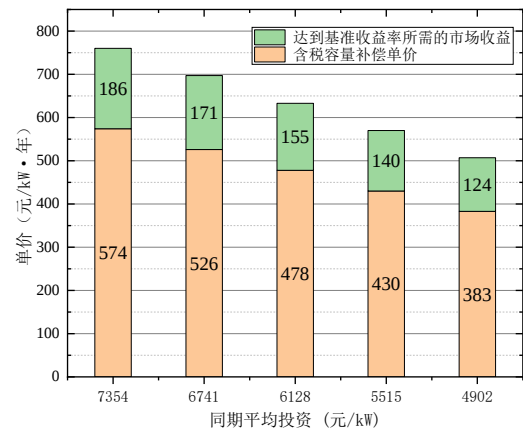


图3 不同投资水平下容量补偿标准及达标市场收益对比
Fig.3 Comparison of capacity compensation standards and market returns at different investment levels

仅带来整体需求的线性平移。

3.3 基于历史数据的收益分析

3.3.1 容量补偿收益

本抽水蓄能的投资为6250元/kW,装机容量为1200MW,可实现不低于6小时的满功率发电。蒙西地区统一容量补偿标准为478元/kW·年,根据114号补偿规则,本电站可获取每年可获取5.74亿元的容量补偿。

3.3.2 现货市场收益

基于蒙西现货市场2025年全年价格序列及前述参数设置,使用Matlab及Cplex优化器对现货市场优化模型进行计算,得出抽水蓄能参与现货市场的收益情况,其中抽水蓄能参与现货市场典型周的抽水、发电功率与现货价格的响应关系如图4所示,抽水蓄能参与现货市场收益与传统模式收益的对比情况如表1所示。

由图4可知,采用现货市场优化模型,抽水蓄能在满足约束条件的情况下,可以准确跟随现货市场价格信号安排抽水、发电,做到在现货市场价格低的时段进行抽水,在现货市场价格高时段进行发电。

表1中,传统模式参考蒙西地区已投运电站年度抽发电量及实际电量收益,其中电量收益=燃煤基准价*发电量-燃煤基准价格*抽水电量*75%,此种机制下抽发价格为定值,电量收益相较于容量补偿占比很小。基于上述参数条件及运营优化模型,采用现货市场模式可以获取2.1亿元年度电量收益,

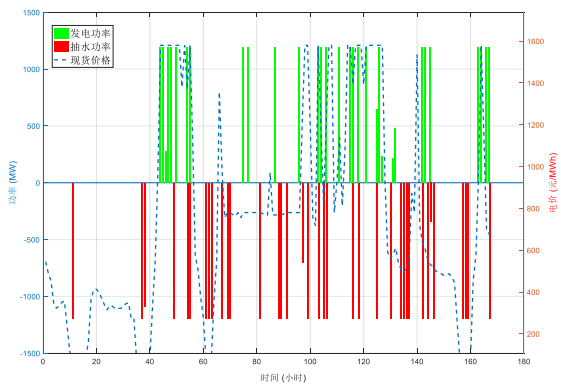


图4 典型周抽水、发电功率与现货价格的响应关系
Fig.4 The response relationship between pumping and power generation capacity and spot prices in a typical week

表1 抽水蓄能参与现货市场收益与传统模式收益的对比
Table1 Comparison of returns from pumped storage participating in the spot market with those from traditional models.

模式	年度抽水 电量（亿 千瓦时）	年度发电 量（亿千 瓦时）	电量收益 （亿元）	平均度电收 益（元/kWh）
基于燃煤基准价 的抽发价格模式 （传统模式）	22.07	17.09	0.15	0.0089
现货市场模式	16.8	12.6	2.1	0.1667

相较于传统模式，现货市场模式年度发电量减少4.49亿千瓦时，但是电量收益增加1.95亿元，平均度电收益由0.0089元/kWh提升到0.1667元/kWh。抽水蓄能参与电力现货市场后，可以充分激发其市场活力，通过套取现货市场价差获取一定的电量收益，其收益空间更大更灵活。

3.3.3 整体收益及分成比例

基于上述的容量补偿收益及电量收益测算结果，采用收益分享比例模型及经济评价模型，可测算出抽水蓄能电站参与现货市场后的投资收益情况，具体测算结果如表2所示。

由表2可知，该抽水蓄能电站在享受统一容量补偿的基础上，通过参与现货市场获取电量收益，项目资本及内部收益率为6.41%，具有较强的投资收益能力。

3.3.4 多因素敏感性分析

根据114号文容量补偿规则，在统一容量补偿基准下，电站投资若低于平均投资水平，可享受更

表2 抽水蓄能投资收益结果

Table2 Pumped storage investment returns

项目	单位	指标
投资	亿元	75.00
年度容量补偿收益	亿元	5.74
年度市场总收益	亿元	2.10
年度市场分享收益	亿元	1.98
总投资收益率（ROI）	%	3.71
项目投资内部收益率（税后）	%	4.36
资本金内部收益率	%	6.41
资本金财务净现值	亿元	65.02
投资回收期	年	23.32

好投资回报。此外，抽水蓄能在实际现货市场运行过程中，电价预测准确性受天气、负荷等因素影响存在一定的不确定性，交易电量受市场供需影响无法达到按需调用水平，会影响其实际收益水平。基于此，分析单位投资、电价预测准确率、交易电量变化对于电站经济性的影响。

（1）单位投资敏感性分析

为量化单位投资变化对抽水蓄能电站投资收益的影响，以6250元/kW为基准场景，选取投资变化-20%-20%为分析区间，在保持其他因素不变的情况下，计算不同单位投资下的资本金内部收益率，结果如表3所示。

表3 单位投资变化对投资收益的影响分析

Table3 Analysis of the impact of changes in unit static investment on investment returns

单位投资变化率	单位投资（元/ kW）	资本金内部收 益率	敏感性系数
-20%	5000	11.25%	-3.78
-10%	5625	8.71%	-3.59
0	6250	6.41%	/
10%	6875	4.36%	-3.20
20%	7500	2.52%	-3.03

由表3可知，单位投资与抽水蓄能电站资本金内部收益率呈近似线性负相关，单位投资每降低5个百分点，资本金内部收益率约提升1.1~1.5个百分点左右，收益水平对单位投资的变化反应较为敏感。敏感度系数稳定在-3.03~-3.78之间，均值约-3.4，表明资本金内部收益率受单位投资影响显著，属于强敏感因素，单位投资是决定电站盈利水平的关键影响因素之一。

（2）电价预测准确率敏感性分析

为量化电价预测准确率对抽水蓄能电站投资收益的影响，以80%预测准确率为基准场景，选取预测准确率变化-20%-20%为分析区间，在保持其他因素不变的情况下，计算不同预测准确率下的资本金内部收益率，结果如表4所示。

表4 电价预测准确率变化对投资收益的影响分析

Table 4 Analysis of the impact of changes in electricity price forecast accuracy on annual electricity revenue

预测准确性变化率	预测准确率	资本金内部收益率	敏感性系数
-20%	64%	1.15%	4.10
-10%	72%	4.13%	3.56
0%	80%	6.41%	/
10%	88%	7.28%	1.36
20%	96%	7.70%	1.01

由表4可知，电价预测准确率对项目资本金内部收益率具有显著正向影响。随着预测准确性变化率由-20%提升至20%，资本金内部收益率由1.15%提升至7.7%，预测精度的提高可有效改善项目收益水平。同时，受超额累退式的市场收益分享方式影响，敏感性系数由4.1逐步降至1.01，呈现边际递减特征，说明预测准确率提升带来的收益增量逐渐收窄，而预测偏差扩大对收益的冲击效应更为突出。

(3) 交易电量敏感性分析

为量化电量波动对抽水蓄能电站投资收益的影响，以年发电量12.6亿kWh为基准场景，选取年度发电量变化-20%~20%为分析区间，计算不同电量水平下的资本金内部收益率，结果如表5所示。

表5 交易电量变化对投资收益的影响分析

Table 5 Analysis of the impact of changes in traded electricity volume on investment returns

电量变化率	电量（亿kWh）	资本金内部收益率	敏感性系数
-20%	10.08	5.96%	0.35
-10%	11.34	6.24%	0.27
0%	12.6	6.41%	/
10%	13.86	6.60%	0.30
20%	15.12	6.74%	0.26

交易电量对项目资本金内部收益率存在正向影响，但整体敏感性较低。随着交易电量变化率由-20%提升至20%，资本金内部收益率由5.96%提升至6.74%，整体波动幅度较小。各情景下敏感性

系数均低于0.5，表明交易电量变化对项目收益的影响程度有限，且电量提升带来的收益增量呈边际递减特征。

单位投资变化、电价预测准确率变化以及交易电量变化对于资本金内部收益率变化的影响对比如图5所示。

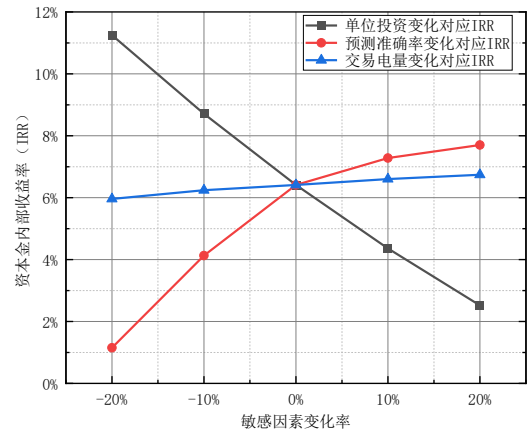


图5 3项敏感性因素对于资本金内部收益率影响对比
Fig.5 Comparison of the impact of three sensitivity factors on the internal rate of return on equity

由图5及上述分析可知，单位投资以及电价预测准确率是影响抽水蓄能盈利能力的主要因素，在114号文新的政策背景下，通过控制工程建设成本、提升电价预测准确率进而优化充放电策略，是抽水蓄能提升收益的重要手段。

3.4 基于预测电价的收益分析

3.4.1 蒙西未来现货市场电价预测

选取2023-2025年72组分时电价样本构建WT-LGBM预测模型，采用留一交叉验证法规避小样本过拟合；通过Hyperopt^[35]对学习率、决策树深度等超参数进行随机搜索优化，确定最优参数为树深度300、学习率0.08。采用逐年滚动训练模式，结合历史电价时序特征与2026-2030年边界参数，逐年测算该时段分时电价数据，边界参数涵盖蒙西地区负荷增速、新能源装机、储能装机、电煤价格等外生变量，取值参考蒙西电网“十五五”发展规划，同时设置基准、高、低三种场景区间处理参数不确定性，基准场景作为本文核心测算依据。此外，选取SGD（随机梯度下降）、LGBM（轻量级梯度提升机）、MLP（多层感知机）、EN（弹性网络回归）、LSTM（长短期记忆网络）5种电价预测

模型与WT-LGBM预测模型预测结果做对比，验证其有效性。WT-LGBM模型与其他模型的精度对比见表6，预测电价与实际电价对比见图6。为更加直观展示，给出整合后的年度分时电价预测数据，基准情景结果见表7。

表6 WT-LGBM与其他模型预测精度对比
Table6 Comparison of Prediction Accuracy Between the WT-LGBM Model and Other Models

算法模型	RMSE (元/MWh)	MAPE	R ²
WT-LGBM	7.34	3.11%	0.9634
SGD	15.13	7.61%	0.8027
LGBM	17.04	7.37%	0.8444
MLP	19.16	10.91%	0.7507
EN	20.07	13.58%	0.7264
LSTM	21.3	13.73%	0.6919

采用2023-2025年蒙西现货市场真实分时现场电价数据完成模型训练与校验，将历史实测电价作为真值与模型拟合预测值对比，基于RMSE、MAPE、R²三类量化误差指标完成预测准确率定量评价，结果如表6所示。从表中结果可见，WT-LGBM模型在所有对比模型中表现最优：其RMSE仅7.34元/MWh，MAPE低至3.11%，R²高达0.9634，误差指标远低于LGBM、LSTM等模型，拟合优度显著领先。采用滚动时间窗口与小波变换有效提取了电价时序的多尺度特征，显著提升了模型的预测精度与稳定性。

从图6可见，WT-LGBM模型预测电价曲线与实际值曲线走势高度一致，峰谷时段特征精准捕

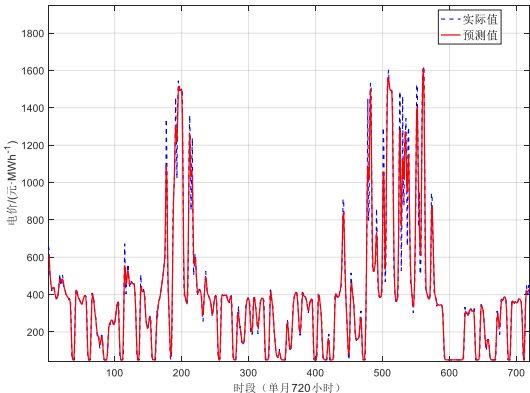


图6 电价预测值与实际值对比
Fig.6 Comparison of electricity price forecasts and actual values

捉，偏差仅出现在局部极值点，依托实测现场电价完成拟合校验与准确率评估，整体拟合效果优异，充分验证了模型的预测有效性。

表7 2026-2030年蒙西现货市场分时价格预测
Table7 Forecast of Inner Mongolia West Spot Market Intraday Prices, 2026-2030
元/MWh
Unit: Yuan/MWh

时段	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
0点	342.2	321.7	306.2	294.6	285.9
1点	340.8	320.2	304.7	293.1	284.5
2点	339.7	318.9	303.5	291.9	283.4
3点	332.7	312.7	297.6	286.3	277.9
4点	314.5	295.8	281.9	271.3	263.2
5点	308.6	290.4	276.7	266.3	258.3
6点	312.8	294.3	280.4	270.0	261.9
7点	268.1	251.6	239.5	230.1	222.7
8点	205.7	192.2	182.0	174.3	168.1
9点	182.7	170.4	161.4	154.4	148.6
10点	156.8	145.9	137.8	131.5	126.3
11点	144.3	134.2	126.6	120.6	115.8
12点	118.5	106.3	97.9	91.4	86.5
13点	112.4	101.3	93.4	87.2	82.5
14点	115.7	104.2	95.9	89.5	84.6
15点	142.3	128.5	118.3	110.7	104.7
16点	224.2	206.9	193.8	183.7	175.4
17点	362.5	341.3	325.2	312.6	302.8
18点	468.3	445.7	426.8	411.3	398.4
19点	452.7	431.1	413.3	398.4	386.0
20点	421.3	401.3	384.9	371.1	359.3
21点	410.3	390.8	375.0	361.7	350.4
22点	378.5	360.7	346.4	334.2	323.6
23点	332.2	313.7	299.2	288.0	279.1
平均电价	282.8	265.8	252.8	242.7	234.6

由表7可知，预测结果贴合蒙西电网新能源高渗透发展趋势，午间光伏大发时段电价维持低位，晚高峰时段电价抬升。现货市场电价整体呈逐年下降趋势，年均降幅约3.5%，峰谷分化特征逐步凸显。午间光伏大发时段（11-15点）电价维持低位，2030年该时段电价较2026年下降约22%-26%；晚高峰时段（17-19点）电价显著抬升，虽逐年略有回落，但仍为全日峰值，2030年18点电价达398.4元/MWh，是午间低谷时段的4.7倍。

3.4.2 抽水蓄能未来收益预测

基于预测电价数据以及参数设置条件，采用现

货市场优化模型, 计算得出抽水蓄能2026-2030年参与现货市场的收益情况, 结合3.2.2收益分享比例模型, 可计算出抽水蓄能2026-2030年整体收益情况, 具体测算结果如表8所示。

表8 2026-2030年抽水蓄能整体收益情况

Table8 Overall benefits of pumped storage hydropower from 2026 to 2030

年度	年度电量收益(亿元)	年度电量分享收益(亿元)	年度总收益(亿元)	资本金内部收益率
2026	2.00	1.93	7.67	6.27%
2027	1.93	1.9	7.64	6.18%
2028	1.86	1.86	7.60	6.07%
2029	1.80	1.80	7.54	5.90%
2030	1.75	1.75	7.49	5.75%

由表8可知, 以80%电价预测准确率为基准, 执行超额累退式的市场收益分享方式, 2026-2030年抽水蓄能年度总收益稳定在7.49-7.67亿元区间, 资本金内部收益率维持在5.75%-6.27%, 项目具备较为稳定的盈利性, 但未达到较高的盈利水平。

由3.3.4可知, 在建设投资一定的情况下, 提升电价预测准确率是提升抽水蓄能电站盈利能力的重要措施。为此, 测算抽水蓄能2026-2030年80%-90%的电价预测准确率下的收益情况, 具体如图7所示。

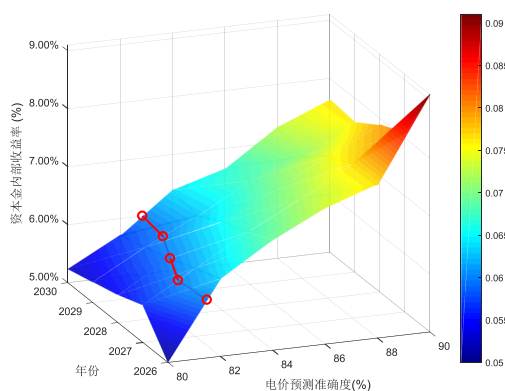


图7 2026-2030年80%-90%的电价预测准确率下收益对比

Fig.7 Comparison of revenues under an 80%-90% accuracy rate in electricity price forecasts from 2026 to 2030.

由图7可知, 资本金内部收益率随着电价预测准确度提升呈显著线性增长, 以2026年为例, 准确度从80%提升至90%时, 资本金内部收益率由

6.27%升至9.1%; 同时, 资本金内部收益率随着年度推移呈缓降趋势, 但高电价预测准确度仍维持较高盈利水平。

4 结论

本文以114号文新政策要求为基础构建抽水蓄能综合收益测算模型, 基于动态分解的组合电价预测模型, 以蒙西某抽水蓄能电站为算例开展基于历史电价数据的收益测算、敏感性分析, 并基于电价预测结果完成2026-2030年收益趋势研判, 具体结论如下:

(1) 提出的抽水蓄能参与现货市场收益模型可根据电价信号准确调节出力曲线, 电量收益较基于燃煤基准价确定抽发价格的传统模式收益空间更大、更具灵活性;

(2) 单位投资以及电价预测准确率是影响抽水蓄能盈利能力的主要因素, 在114号文新的政策背景下, 通过控制工程建设成本、提升电价预测准确率进而优化充放电策略, 是抽水蓄能提升收益的重要手段;

(3) 新政策背景下, 容量补偿标准仅覆盖抽水蓄能的运营期平均成本, 当平均投资为6128元/kW时, 含税容量补偿单价为478元/kW·年, 达到6.5%基准收益率所需的电量收益为155元/kW·年;

(4) WT-LGBM模型可精准捕捉蒙西现货电价的时序波动与峰谷特征, 预测结果显示蒙西现货电价呈年均3.5%左右的下降趋势, 抽水蓄能参与现货市场的竞争压力较大, 需要提升电价预测精度改善收益水平。

综上, 本文构建的抽水蓄能综合收益测算体系适配新政策要求与地区电力市场特征, 测算结果与趋势研判可为地区抽水蓄能电站的投资决策、市场化运营提供一定的参考。

此外, 目前抽水蓄能的可靠容量机制、参与现货市场分享方式以及参与辅助服务市场暂时缺少明确的政策指导, 本文针对这些内容均采用合理化假设, 后续会持续跟踪政策动态, 继续深化相关研究。

参考文献

[1] 衣博文, 许金华, 范英. 我国可再生能源配额制中长期目标的最优实现

- 路径及对电力行业的影响分析[J]. 系统工程学报, 2017, 32(3): 313-324.
- YI Bowen, XU Jinhua, FAN Ying. Optimal realization path of medium and long-term objectives of renewable portfolio standard in China and its impact analysis on power industry[J]. Journal of Systems Engineering, 2017, 32(3): 313-324.
- [2] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于完善发电侧容量电价机制的通知[EB/OL]. [2026-01-30]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202601/t20260130_1403524.html.
- [3] 国家发展改革委. 关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见[EB/OL]. [2021-05-07]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202105/t20210507_1279341.html.
- [4] 刘宗林. 新型电力系统下水蓄能电站经济性优化与可持续发展路径研究[J]. 水电与抽水蓄能, 2025, 11(5): 94-98.
- LIU Zonglin. Research on economic optimization and sustainable development path of pumped storage power station under new power system[J]. Hydropower and Pumped Storage, 2025, 11(5): 94-98.
- [5] 翟海燕, 樊伟, 张子燮, 等. 抽水蓄能电站两部制电价机制研究——基于电量电价盈利与容量电价定价测算模型构建的分析[J]. 价格理论与实践, 2022(9): 178-182.
- ZHAI Haiyan, FAN Wei, ZHANG Yuxie, et al. Research on two-part electricity price mechanism of pumped storage power station: Analysis based on construction of power price profit and capacity price calculation model[J]. Price: Theory & Practice, 2022(9): 178-182.
- [6] 郑静, 韩冬, 周力. 抽水蓄能价格政策完善及市场化发展思考[J]. 水电与抽水蓄能, 2025, 11(1): 38-43.
- ZHENG Jing, HAN Dong, ZHOU Li. Thoughts on improving pumped storage price policy and market-oriented development[J]. Hydropower and Pumped Storage, 2025, 11(1): 38-43.
- [7] 王鹏, 赵艺涵, 张语珊, 等. 面向受益对象的抽水蓄能容量成本分摊模型[J]. 广东电力, 2025, 38(5): 42-53.
- WANG Peng, ZHAO Yihan, ZHANG Yushan, et al. Capacity cost allocation model of pumped storage for beneficiaries[J]. Guangdong Electric Power, 2025, 38(5): 42-53.
- [8] YAN Xin, GAO Bo, AN Chengzhi, et al. Coupled Capacity Allocation Mechanism for Distributed Hybrid Pumped Storage Resources[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2025.
- [9] 刘金华, 陈璐, 刘凡骞, 等. 风-光-抽水蓄能互补系统经济容量配置研究[J]. 供用电, 2025, 42(4): 99-107.
- LIU Jinhua, CHEN Lu, LIU Fanqian, et al. Research on economic capacity configuration of wind-solar-pumped storage complementary system[J]. Distribution & Utilization, 2025, 42(4): 99-107.
- [10] 李晓英, 王静文, 李慧娴, 等. 现货联合市场抽水蓄能电站独立主体竞价策略[J]. 水利经济, 2025, 43(5): 70-77.
- LI Xiaoying, WANG Jingwen, LI Huixian, et al. Bidding strategy of independent pumped storage power station in joint spot market[J]. Journal of Water Economics, 2025, 43(5): 70-77.
- [11] 余晓鹏, 李晓萌, 张忠, 等. 抽蓄电站提供多时间尺度备用的优化策略[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(2): 573-582.
- YU Xiaopeng, LI Xiaomeng, ZHANG Zhong, et al. Optimization strategy of pumped storage station providing multi-time scale reserve[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(2): 573-582.
- [12] 樊伟, 范英, 谭忠富, 等. 基于多层利益共享的虚拟电厂参与电碳市场分布鲁棒优化模型[J]. 系统工程理论与实践, 2024, 44(2): 661-683.
- FAN Wei, FAN Ying, TAN Zhongfu, et al. Distributed robust optimization model for virtual power plant participating in electricity-carbon market based on multi-layer benefit sharing[J]. Systems Engineering-Theory & Practice, 2024, 44(2): 661-683.
- [13] 丁红坚, 辛诚, 李沐阳, 等. 考虑电力现货市场风险的抽水蓄能电站竞价策略[J]. 电力建设, 2024, 45(5): 150-158.
- DING Hongjian, XIN Cheng, LI Muyang, et al. Bidding strategy of pumped storage power station considering power spot market risk[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(5): 150-158.
- [14] 李东伟, 周子东, 刘秋实, 等. 基于电力市场化的抽水蓄能电站电价收益研究[J]. 人民长江, 2024, 55(3): 243-248.
- LI Dongwei, ZHOU Zidong, LIU Qiushi, et al. Research on electricity price income of pumped storage power station based on power marketization[J]. Yangtze River, 2024, 55(3): 243-248.
- [15] 马良, 翟海燕, 杨文婷, 等. 现货市场下水蓄能电站电量收益及综合效益分析[J]. 水利水电技术(中英文), 2023, 54(S1): 283-289. DOI: 10.13928/j.cnki.wrahe.2023.S1.045.
- MA Liang, ZHAI Haiyan, YANG Wenting, et al. Power generation revenue and comprehensive benefit analysis of pumped storage power station in spot market[J]. Water Resources and Hydropower Engineering, 2023, 54(S1): 283-289. DOI: 10.13928/j.cnki.wrahe.2023.S1.045.
- [16] 余涛, 刘小敏, 俱鑫, 等. 抽水蓄能电站参与电力现货市场竞价多日滚动优化运行方法[J]. 水力发电, 2020, 46(10): 105-110.
- YU Tao, LIU Xiaomin, JU Xin, et al. Multi-day rolling optimal operation method for pumped storage power station participating in power spot market bidding[J]. Water Power, 2020, 46(10): 105-110.
- [17] 俞耀文, 陆宏智, 赵勇, 等. 电力中长期市场的双侧竞价机制设计[J]. 系统工程学报, 2026, 41(1): 77-93.
- YU Yaowen, LU Hongzhi, ZHAO Yong, et al. Design of two-sided bidding mechanism for medium and long-term power market[J]. Journal of Systems Engineering, 2026, 41(1): 77-93.
- [18] ZHAI Haiyan, SUN Yang, TIAN Lin, et al. Optimization operation strategy of wind - pumped storage integrated system participation in spot market considering dual uncertainties[J]. Clean Energy, 2024, 8(6): 175-186.
- [19] 王雷, 闫瑞涛, 张凡, 等. 基于现货电能市场与一次调频市场联合优化模型的独立储能项目经济性分析[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(2): 834-845.
- WANG Lei, YAN Ruitao, ZHANG Fan, et al. Economic analysis of independent energy storage project based on joint optimization model of spot energy market and primary frequency regulation market[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(2): 834-845.
- [20] 高天华, 蒲勇健. 考虑价格风险管理的电力中长期竞价机制设计[J].

- 系统工程学报,2026,41(1):15-27.
- GAO Tianhua, PU Yongjian. Design of medium and long-term power bidding mechanism considering price risk management[J]. Journal of Systems Engineering,2026,41(1):15-27.
- [21] 吴问足,王旭辉,卢苑,等. 基于分形理论的电力现货市场出清电价预测方法[J]. 中国电力,2025,58(9):183-193.
- WU Wenzu, WANG Xuhui, LU Yuan, et al. Clearing electricity price forecasting method of power spot market based on fractal theory[J]. Electric Power,2025,58(9):183-193.
- [22] 方逸飞,刘东,陈静,等. 考虑中长期市场因素的净现货竞价空间驱动的日前出清电价预测方法[J]. 中国电机工程学报,2026,46(2):506-519.
- FANG Yifei, LIU Dong, CHEN Jing, et al. Day-ahead clearing price forecasting method driven by net spot bidding space considering medium and long-term market factors[J]. Proceedings of the CSEE,2026,46(2):506-519.
- [23] 邵云姝,张琳,周乃康,等. 基于长短期记忆网络的电力市场价格预测研究[J]. 动力工程学报,2025,45(5):733-737.
- SHAO Yunshu, ZHANG Lin, ZHOU Naikang, et al. Research on power market price prediction based on long short-term memory network[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2025,45(5):733-737.
- [24] 艾雨,贾燕冰,韩肖清. 基于相似日筛选与组合深度学习模型的日前电价预测方法[J]. 电网技术,2025,49(1):242-251.
- AI Yu, JIA Yanbing, HAN Xiaoping. Day-ahead electricity price forecasting method based on similar day screening and combined deep learning model[J]. Power System Technology, 2025,49(1):242-251.
- [25] 加鹤萍,郭宇辰,马乾鑫,等. 基于机器学习方法的现货电价预测研究综述[J]. 电力建设,2025,46(2):160-179.
- JIA Heping, GUO Yuchen, MA Qian, et al. Review of spot electricity price forecasting based on machine learning methods [J]. Electric Power Construction,2025,46(2):160-179.
- [26] 胥威汀,李婷,刘友波,等. 考虑电力市场交易影响的中长期负荷预测方法[J]. 电测与仪表,2017,54(2):100-104+108.
- XU Weiting, LI Ting, LIU Youbo, et al. Medium and long term load forecasting method considering the influence of power market transactions[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2017, 54(2):100-104+108.
- [27] 陈晓红,欧阳长风,胡东滨,等. 人工智能赋能电力系统管理的应用综述与展望[J]. 系统工程学报,2025,40(5):670-682.
- CHEN Xiaohong, OUYANG Changfeng, HU Dongbin, et al. Application review and prospect of artificial intelligence empowering power system management[J]. Journal of Systems Engineering,2025,40(5):670-682.
- [28] RAHMAN M S, REZA H. Hybrid Deep Learning Approaches for Accurate Electricity Price Forecasting: A Day-Ahead US Energy Market Analysis with Renewable Energy[J]. Machine Learning and Knowledge Extraction,2025,7(4):120.
- [29] ZHUO Hao, WANG Yu, LI Shuai, et al. Enhancing Electricity Price Prediction Accuracy With an Attention Mechanism - LSTM Hybrid Model[J]. Engineering Reports,2026,8(3):e70657.
- [30] 樊伟,李旭东,王尧,等. 新型电力系统灵活性资源聚合两阶段调度优化模型[J]. 电力建设,2023,44(2):22-34.
- FAN Wei, LI Xudong, WANG Yao, et al. Two-stage scheduling optimization model for flexible resource aggregation of new power system[J]. Electric Power Construction,2023,44(2):22-34.
- [31] 王进,张粒子,赵志芳,等. 抽水蓄能电站市场化运行机制和日前市场出清模型[J]. 电力系统自动化,2023,47(12):145-153.
- WANG Jin, ZHANG Lizi, ZHAO Zhifang, et al. Market-oriented operation mechanism and day-ahead market clearing model of pumped storage power station[J]. Automation of Electric Power Systems,2023,47(12):145-153.
- [32] 柳洋,何永秀,李谟兴,等. 市场环境下水蓄能电站的价格市场衔接机制设计与效益评估[J]. 现代电力,2023,40(1):42-49.
- LIU Yang, HE Yongxiu, LI Moxing, et al. Price market connection mechanism design and benefit evaluation of pumped storage power station under market environment[J]. Modern Electric Power,2023,40(1):42-49.
- [33] 侯艺凡.《建设项目经济评价方法与参数》(第三版)修订建议[J]. 工程建设标准化,2026(3):79-90.
- HOU Yifan. Revision suggestions for Economic Evaluation Methods and Parameters of Construction Projects (3rd Edition) [J]. Standardization of Engineering Construction,2026(3):79-90.
- [34] 王博,袁佳鑫,叶雪,等. 基于动态分解的电力现货价格预测建模方法研究[J]. 系统科学与数学,2025,45(8):2363-2375.
- WANG Bo, YU Jiaxin, YE Xue, et al. Research on power spot price forecasting modeling method based on dynamic decomposition[J]. Journal of Systems Science and Mathematical Sciences,2025,45(8):2363-2375.
- [35] 韩璟琳,冯喜春,胡平,等. 基于 Hyperopt-LightGBM 的直流配电网短期负荷抗噪声预测[J]. 高电压技术,2024,50(11):4902-4911.
- HAN Jinglin, FENG Xichun, HU Ping, et al. Anti-noise short-term load forecasting of DC distribution network based on Hyperopt-LightGBM[J]. High Voltage Engineering,2024,50(11):4902-4911.