预测与调度联合优化的混合式抽水蓄能电站运行方法

赵泰岩[1,2]，谭振飞[2]，严正[2]，杨钰琪[3,4]，徐杨[3,4]，刘亚新[3,4]
（1. 上海电力大学电气工程学部，上海市 200090；2. 上海交通大学电气工程学院，上海市 200240；3. 中国长江电力股份有限公司，武汉市 430000；4. 智慧长江与水电科学湖北省重点实验室，湖北省宜昌市 443002）

摘　要：【目的】混合式抽水蓄能电站兼具发电与储能双重功能，是保障电网安全运行、支撑高比例新能源消纳的新兴灵活资源。然而，该类电站处于梯级流域、水力-电力关联复杂，在电力市场环境下如何最优运行面临技术挑战。为此，提出面向混合式抽水蓄能的预测与调度联合优化方法。【方法】首先，构建考虑水-电联系的混合抽蓄电站运行约束模型。然后，提出适用于混合抽蓄电站的电价预测与运行调度联合优化方法，构建包含预测误差与决策偏差的联合损失函数，克服传统电价预测与调度运行分立决策导致市场收益损失的不足。最后，基于浙江省某梯级水利枢纽与日前电价数据进行仿真。【结果】结果表明，所提方法使混合抽蓄电站总收益提升 3.68%，且能应对多种市场价格和来水场景。【结论】所提方法为混合抽蓄电站参与电力市场交易和运营效益提升提供了技术方法支撑。

关键词：混合式抽水蓄能电站；梯级水电；电力市场；预测与调度联合优化；机器学习
中图分类号：TM743　　**文献标志码**：A　　**文章编号**：1000-7229（2026）09-0155-12
DOI：10.12204/j.issn.1000-7229.2026.09.012

Joint Prediction and Scheduling Optimization Strategy for Hybrid Pumped Storage Power Stations

ZHAO Taiyan[1,2], TAN Zhenfei[2], YAN Zheng[2], YANG Yuqi[3,4], XU Yang[3,4], LIU Yaxin[3,4]
（1. Faculty of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 2. School of Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China; 3. China Yangtze Power Co., Ltd. (CYPC), 430000 Wuhan, China; 4. Hubei Key Laboratory of Intelligent Yangtze and Hydroelectric Science, Yichang 443002, Hubei Province, China）

ABSTRACT: [**Objective**] Hybrid pumped storage power stations (HPSPS), integrating dual functions of power generation and energy storage, are emerging flexible resources crucial for the secure operation of power grids and accommodating high penetration of renewable energy. However, situated within cascaded river basins and characterized by complex hydraulic-electrical couplings, their optimal operation in electricity market environments faces technical challenges. To this end, this paper proposes a joint prediction and scheduling optimization method for HPSPS. [**Methods**] First, an operational constraint model for HPSPS considering hydro-electrical couplings is formulated. Subsequently, a joint price prediction and operational scheduling optimization method tailored for HPSPS is proposed, and a joint loss function integrating prediction errors and decision deviations is formulated, which addresses the drawback of market revenue losses caused by the traditional paradigm of separating price forecasting from scheduling operations. Finally, simulations are conducted based on data from a cascaded hydropower hub in Zhejiang Province and day-ahead electricity prices. [**Results**] The results show that the proposed method increases the total revenue of the HPSPS by 3.68% and can effectively adapt to diverse market price and water inflow scenarios. [**Conclusions**] The proposed method provides technical and methodological support for HPSPS to participate in electricity market transactions and improve their operational profitability.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 52577120) and the Open Research Fund of National Engineering Research Center of Water Resources Efficient Utilization and Engineering Safety (No. 1524020003).

基金项目：国家自然科学基金项目（52577120）；水资源高效利用与工程安全国家工程研究中心开放研究基金项目（1524020003）

© Editorial Department of Electric Power Construction. OA under CC BY-NC-ND 4.0.

KEYWORDS: hybrid pumped storage power station; cascade hydropower station; electricity market; joint prediction and scheduling optimization; machine learning

0 引 言

在“双碳”目标下,随着以新能源为主体的新型电力系统构建进程加快,高比例可再生能源的并网给电网安全稳定运行与灵活调节带来了严峻挑战。储能是支撑新能源实现主体电源功能、筑牢电力系统安全稳定基石的核心支撑,其可有效地平抑源荷波动。在众多储能技术中,抽水蓄能凭借技术成熟、容量大、寿命长等优势,成为最具备大规模开发条件的灵活电源[1-6]。

然而,传统抽水蓄能电站的发展受到站址资源稀缺、投资巨大及建设周期长等因素制约[7-8]。在此背景下,混合式抽水蓄能电站作为近年来新兴的水电资源利用方式,具有显著优势。通过在常规水电机组中加装抽水蓄能机组,在调节能力上,相比传统抽蓄,具有更强的调峰能力;相比常规水电,增加了填谷功能,运行工况更为灵活[9]。

混合式抽水蓄能电站打破了传统水电与抽水蓄能电站的界限,但其共享库容与功能融合的特性也带来了复杂的水力耦合与动态效应。这种物理机制的复杂性,增加了混合式抽水蓄能优化调度运行与参与电力交易决策的难度。为在保证计算效率的同时尽可能还原系统运行特性,国内外学者构建了多种形式的优化模型。文献[10]提出了基于三维变量线性插值的建模方法,将混合抽蓄电站非线性的水头-流量-功率特性曲面离散化为多个三角形平面,通过引入分段线性化约束实现对运行工况点的精细化逼近。文献[11]构建以流量为变量的运行模型,采用多项式拟合的方式描述混合抽蓄电站的流量-出力特性,简化水头变化对机组运行工况的非线性影响。针对中长期调度场景,文献[12]解耦了流量、水头与功率之间的非线性联系,采用装机容量作为功率的边界约束。针对短期调峰场景,文献[13]建立了包含机组最小启停时间等多维约束的非线性模型,并通过引入离散水头,将复杂的非线性功率关系转化为混合整数线性规划(mixed integer linear programming,MILP)问题进行求解。

随着电力市场化改革不断深入,电价机制正由传统的固定管制电价向市场驱动的动态电价转变。高比例新能源接入与储能技术发展,显著增加了电力供需的随机性与波动性,导致电力资源在特定时段极度盈余或短缺,进而引发负电价与尖峰电价。在此背景下,电价预测技术已成为能源公司决策机制的基本输入,是制定最优报价策略、规避市场风险的重要依据。传统电价预测方法以最小化统计损失为目标,遵循先预测、后调度的系统运行范式。然而,这一框架依赖于一个隐式假设:提高预测精度能够带来决策质量的改善。现有研究指出,在高度复杂的电力市场中,更准确的预测结果并不一定能够带来更高的决策收益[14]。预测与调度环节相互割裂,预测模型与优化模型的目标不一致,单纯降低预测误差无法可靠保证调度方案的最优性。为克服这一缺陷,决策导向的预测框架应运而生。该方法构建了端到端的联合优化机制,将下游的决策优化目标嵌入到上游预测模型的训练过程中,实现预测与决策环节的深度耦合。近年来,国内外学者开始探索该框架在电力系统运行与调度中的实际应用。针对虚拟电厂参与日前市场竞标,文献[15]引入了价值导向的框架,构建了基于决策损失函数的随机森林模型。结果表明,相较于传统预测导向模型,该方法能够有效提升电厂收益;针对电力负荷预测精度与机组组合经济效益相脱节导致运行成本偏高的问题,文献[16]根据决策导向思想,提出了利用非对称误差惩罚机制和基于运行成本的组合预测策略,以提升机组组合的经济效益为目标来优化预测模型,有效降低了系统的运行成本;文献[17]提出了一种关注决策的储能系统套利电价预测方法,以真实电价和预测价格下不同决策收益的差异为衡量标准,推导出可处理的代理后悔值,并构建一种融合统计误差与代理后悔值的混合损失函数训练模型,提高储能系统套利收益。

混合式抽水蓄能电站作为一种容量巨大且运行模式灵活的调节资源,如何更好地参与电力市场、在市场环境下最大化运营效益,是一个亟需解决的问题。将决策导向框架引入其优化调度中,有助于提升混合抽蓄电站市场收益。然而,现有决策导向方法应用于混合式抽水蓄能电站时,仍面临以下挑战:1)混合抽蓄电站在已有水电机组上改造加装,相比传统储能设备,包含天然来水,且水电与抽蓄机组共用上库水资源,下库水资源会被下游电站调用,水力联系复杂,如何将决策导向方法应用于混合抽蓄电站优化调度中;2)混合抽蓄电站与水电机组共用同一上下库,相比于单一的水电机组,调峰能力更强,且增加了填谷能力,运行模式更为复杂,如何选择合理的目标函数体现其灵活调节优势;3)现有的决策

导向研究多基于单一模型进行训练，受限于其固有的归纳偏置，单一模型往往难以完整重构电价序列多尺度的非线性演变规律。

为此，本文研究预测与调度联合优化的混合式抽水蓄能电站运行框架。主要贡献如下：

1）构建了考虑水-电联系的梯级水电混合式抽蓄电站运行模型，考虑发电机组和抽水蓄能机组互斥约束、振动区约束等复杂的水-电联系，为混合式抽水蓄能电站参与电力市场优化运行提供模型基础。

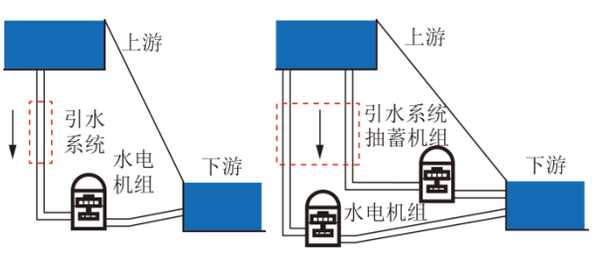
2）提出了适用于混合抽蓄电站的预测与调度联合优化方法。相比于传统的先预测、后调度范式，该方法通过引入决策偏差，有效引导预测模型捕捉具有高经济价值的电价趋势，显著提升决策质量；另一方面，相比于单一模型的决策导向方法，本文利用多模型优势互补构建现货电价组合预测模型，克服单一算法在特征提取上的归纳偏置局限。通过计算联合损失函数梯度更新现货价格预测模型参数，提升混合抽蓄电站应对市场波动的决策鲁棒性与套利收益。

本文首先构建混合抽蓄电站运行约束模型；其次阐述适用于混合抽蓄电站的电价预测与调度决策联合优化方法；最后以浙江省某梯级水利枢纽及日前电价相关数据开展算例仿真，验证所提方法有效性。

1　混合式抽水蓄能电站运行约束建模

1.1　混合式抽水蓄能电站结构

混合式抽水蓄能电站是在常规水电站构成的传统梯级电站基础上，对水电站加装抽水蓄能机组，改建成混合式抽水蓄能电站[18]，如图 1 所示。该模式实现了水力发电与抽水蓄能的功能互补与协同运行。相比传统抽蓄，混合抽蓄电站能够依托现有水电站的水库和水工设施，显著降低投资成本与环境影响，缩短建设周期。



(a) 常规水电站　　(b) 混合式抽水蓄能电站

图 1　常规水电站与混合式抽水蓄能电站示意图

Fig. 1　Schematic diagram of hydropower and hybrid pumped storage power stations

凭借更为灵活多样的运行模式，混合抽蓄电站能够在新型电力系统中高效承担调峰、填谷、备用及调频等多重角色，其综合应用价值日益凸显[19-22]。

1.2　混合式抽水蓄能电站优化运行模型

1.2.1　目标函数

混合式抽水蓄能电站在常规水电机组上改造加装抽水蓄能机组，处在梯级水电复杂水力联系背景下运行，为充分发挥水电与混合抽蓄的协同互补优势，实现梯级系统整体经济效益最大化，决策优化模型的目标函数设定为最大化梯级电站收益：

$$\max \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{I}\rho_t\left(P_{i,t}^{\mathrm{H}}+P_{i,t}^{\mathrm{p-g}}-P_{i,t}^{\mathrm{p-p}}\right)\Delta t \tag{1}$$

式中：ρ_t 表示调度周期内电力现货市场在 t 时段的价格；$P_{i,t}^{\mathrm{H}}$ 表示电站 i 在 t 时段的水电机组总发电功率；$P_{i,t}^{\mathrm{p-g}}$、$P_{i,t}^{\mathrm{p-p}}$ 分别表示电站 i 在 t 时段的抽蓄机组总发电、抽水功率；T 表示调度周期内的总调度时段数；I 表示梯级电站数量，梯级电站从上游开始，往下依次编号；Δt 为时间步长。

1.2.2　约束条件

约束条件由水库、常规水轮机组、抽水蓄能机组模型和出力关系四部分构成。

1）水库模型。

（1）水力平衡关系。

$$V_{i,t}=V_{i,t-1}+3600\left(I_{i,t}+Q_{i,t}^{\mathrm{in}}-Q_{i,t}^{\mathrm{out}}\right)\Delta t \tag{2}$$

$$Q_{i,t}^{\mathrm{in}}=Q_{i-1,t}^{\mathrm{H}}+Q_{i-1,t}^{\mathrm{p-g}}+Q_{i,t}^{\mathrm{p-p}}+S_{i-1,t} \tag{3}$$

$$Q_{i,t}^{\mathrm{out}}=Q_{i-1,t}^{\mathrm{p-p}}+Q_{i,t}^{\mathrm{H}}+Q_{i,t}^{\mathrm{p-g}}+S_{i,t} \tag{4}$$

式中：$V_{i,t}$ 表示电站 i 在 t 时段的上水库库容；$I_{i,t}$ 表示电站 i 在 t 时段的天然来水量；$Q_{i,t}^{\mathrm{in}}$、$Q_{i,t}^{\mathrm{out}}$ 分别表示电站 i 在 t 时段综合入库、出库流量；$Q_{i,t}^{\mathrm{H}}$ 表示电站 i 水电机组在 t 时段引用的总发电流量；$Q_{i,t}^{\mathrm{p-g}}$、$Q_{i,t}^{\mathrm{p-p}}$ 分别表示电站 i 抽蓄机组在 t 时段的总发电、抽水流量；$S_{i,t}$ 表示电站 i 在 t 时段的弃水流量[23]。

（2）库容约束。

$$V_{i,\min}\leqslant V_{i,t}\leqslant V_{i,\max} \tag{5}$$

式中：$V_{i,t}$ 表示电站 i 在 t 时段的上水库库容；$V_{i,\max}$、$V_{i,\min}$ 分别表示电站 i 上水库的库容上、下限。

（3）水位约束。

$$Z_{i,\min}\leqslant Z_{i,t}\leqslant Z_{i,\max} \tag{6}$$

$$Z_{i,1}=Z_{i,\mathrm{init}} \tag{7}$$

$$|Z_{i,t}-Z_{i,\mathrm{fin}}|\leqslant \Delta Z_i \tag{8}$$

式中：$Z_{i,t}$ 表示电站 i 在 t 时段的上水库水位；$Z_{i,\max}$、$Z_{i,\min}$ 分别表示电站 i 上水库的水位上、下限；$Z_{i,\mathrm{init}}$、$Z_{i,\mathrm{fin}}$ 分别表示电站 i 的上水库的调度初期水位、末期目标水位；ΔZ_i 表示电站 i 的上水库的调度末期水位允许偏差幅度。

（4）库容-水位关系。

$$Z_{i,t}=f_i^{\mathrm{zv}}(V_{i,t}) \tag{9}$$

式中：$f_i^{\mathrm{zv}}(V_{i,t})$ 表示电站 i 的库容-水位关系函数[24]。

(5)水头约束。

$$H_{i,\min}^{\mathrm{g}} \leqslant H_{i,t}^{\mathrm{g}} \leqslant H_{i,\max}^{\mathrm{g}} \tag{10}$$

$$H_{i,t}^{\mathrm{g}} = \frac{\Delta Z_{i,t} + \Delta Z_{i,t-1}}{2} - H_{i,t}^{\mathrm{g-loss}} \tag{11}$$

$$\Delta Z_{i,t} = Z_{i,t} - Z_{i+1,t} \tag{12}$$

$$\Delta Z_{i,t-1} = Z_{i,t-1} - Z_{i+1,t-1} \tag{13}$$

式中：$H_{i,t}^{\mathrm{g}}$表示电站i在t时段的平均净水头；$H_{i,\max}^{\mathrm{g}}$、$H_{i,\min}^{\mathrm{g}}$分别表示电站i的最大、最小水头；$H_{i,t}^{\mathrm{g-loss}}$表示电站$i$在$t$时段的水头损失[25]。

(6)扬程约束。

$$H_{i,\min}^{\mathrm{p}} \leqslant H_{i,t}^{\mathrm{p}} \leqslant H_{i,\max}^{\mathrm{p}} \tag{14}$$

$$H_{i,t}^{\mathrm{p}} = \frac{\Delta Z_{i,t} + \Delta Z_{i,t-1}}{2} + H_{i,t}^{\mathrm{p-loss}} \tag{15}$$

式中：$H_{i,t}^{\mathrm{p}}$表示电站i在t时段的平均扬程；$H_{i,\max}^{\mathrm{p}}$、$H_{i,\min}^{\mathrm{p}}$分别表示电站i的最大、最小扬程；$H_{i,t}^{\mathrm{p-loss}}$表示电站$i$在$t$时段的扬程损失[26]。

2)常规水轮机组模型。

(1)出力约束。

$$u_{i,n,t}^{\mathrm{H}} P_{i,n,\min}^{\mathrm{H}} \leqslant P_{i,n,t}^{\mathrm{H}} \leqslant u_{i,n,t}^{\mathrm{H}} P_{i,n,\max}^{\mathrm{H}} \tag{16}$$

$$P_{i,t}^{\mathrm{H}} = \sum_{n=1}^{N_i} Q_{i,n,t}^{\mathrm{H}} \tag{17}$$

式中：$u_{i,n,t}^{\mathrm{H}}$表示电站i水电机组n在t时段的运行状态，$u_{i,n,t}^{\mathrm{H}} \in \{0, 1\}$；$P_{i,n,t}^{\mathrm{H}}$表示电站$i$水电机组$n$在$t$时段的平均发电功率；$P_{i,n,\max}^{\mathrm{H}}$、$P_{i,n,\min}^{\mathrm{H}}$分别表示电站$i$水电机组$n$的发电功率上、下限；$N_i$表示电站$i$的水电机组数量。

(2)流量约束。

$$u_{i,n,t}^{\mathrm{H}} Q_{i,n,\min}^{\mathrm{H}} \leqslant Q_{i,n,t}^{\mathrm{H}} \leqslant u_{i,n,t}^{\mathrm{H}} Q_{i,n,\max}^{\mathrm{H}} \tag{18}$$

$$Q_{i,t}^{\mathrm{H}} = \sum_{n=1}^{N_i} Q_{i,n,t}^{\mathrm{H}} \tag{19}$$

式中：$Q_{i,n,t}^{\mathrm{H}}$表示电站i水电机组n在t时段引用的平均发电流量；$Q_{i,n,\max}^{\mathrm{H}}$、$Q_{i,n,\min}^{\mathrm{H}}$分别表示电站$i$水电机组$n$引用的发电流量上、下限。

(3)振动区约束。

$$\left(P_{i,n,t}^{\mathrm{H}} - \underline{P}_{i,n,v}^{\mathrm{H,vib}}\right)\left(P_{i,n,t}^{\mathrm{H}} - \overline{P}_{i,n,v}^{\mathrm{H,vib}}\right) \geqslant 0 \tag{20}$$

式中：$\overline{P}_{i,n,v}^{\mathrm{H,vib}}$、$\underline{P}_{i,n,v}^{\mathrm{H,vib}}$分别表示电站$i$机组$n$在第$v$个振动区的功率上、下限[27-29]。

3)抽水蓄能机组模型。

(1)发电工况出力约束。

$$u_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} P_{i,m,\min}^{\mathrm{P-g}} \leqslant P_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} \leqslant u_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} P_{i,m,\max}^{\mathrm{P-g}} \tag{21}$$

$$P_{i,t}^{\mathrm{P-g}} = \sum_{m=1}^{M_i} P_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} \tag{22}$$

式中：$P_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}}$表示电站i抽蓄机组m在t时段的平均发电功率；$P_{i,m,\max}^{\mathrm{P-g}}$、$P_{i,m,\min}^{\mathrm{P-g}}$分别表示电站$i$抽蓄机组$m$的发电功率上、下限；$u_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}}$为电站$i$抽蓄机组$m$在$t$时段的发电运行状态，$u_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} \in \{0, 1\}$；$M_i$表示电站$i$的抽蓄机组数量。

(2)抽水工况出力约束。

$$u_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}} P_{i,m,\min}^{\mathrm{P-p}} \leqslant P_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}} \leqslant u_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}} P_{i,m,\max}^{\mathrm{P-p}} \tag{23}$$

$$P_{i,t}^{\mathrm{P-p}} = \sum_{m=1}^{M_i} P_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}} \tag{24}$$

式中：$u_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}}$表示电站i抽蓄机组m在t时段的抽水运行状态，$u_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}} \in \{0, 1\}$；$P_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}}$表示电站$i$抽蓄机组$m$在$t$时段的平均抽水输入功率；$P_{i,m,\max}^{\mathrm{P-p}}$、$P_{i,m,\min}^{\mathrm{P-p}}$分别表示电站$i$抽蓄机组$m$的抽水输入功率上、下限。

(3)发电流量约束。

$$u_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} Q_{i,m,\min}^{\mathrm{P-g}} \leqslant Q_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} \leqslant u_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} Q_{i,m,\max}^{\mathrm{P-g}} \tag{25}$$

$$Q_{i,t}^{\mathrm{P-g}} = \sum_{m=1}^{M_i} Q_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} \tag{26}$$

式中：$Q_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}}$表示电站i抽蓄机组m在t时段引用的平均发电流量；$Q_{i,m,\max}^{\mathrm{P-g}}$、$Q_{i,m,\min}^{\mathrm{P-g}}$分别表示电站$i$抽蓄机组$m$引用的发电流量上、下限。

(4)抽水流量约束。

$$u_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}} Q_{i,m,\min}^{\mathrm{P-p}} \leqslant Q_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}} \leqslant u_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}} Q_{i,m,\max}^{\mathrm{P-p}} \tag{27}$$

$$Q_{i,t}^{\mathrm{P-p}} = \sum_{m=1}^{M_i} Q_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}} \tag{28}$$

式中：$Q_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}}$表示电站i抽蓄机组在t时段引用的平均抽水流量；$Q_{i,m,\max}^{\mathrm{P-p}}$、$Q_{i,m,\min}^{\mathrm{P-p}}$分别表示电站$i$抽蓄机组$m$引用的抽水流量上、下限。

(5)振动区约束。

$$\left(P_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} - \underline{P}_{i,m,v}^{\mathrm{P-g,vib}}\right)\left(P_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} - \overline{P}_{i,m,v}^{\mathrm{P-g,vib}}\right) \geqslant 0 \tag{29}$$

式中：$\overline{P}_{i,m,v}^{\mathrm{P-g,vib}}$、$\underline{P}_{i,m,v}^{\mathrm{P-g,vib}}$分别表示电站$i$抽蓄机组$m$在发电工况下第$v$个振动区的功率上、下限。

(6)运行互斥约束。

$$P_{i,n,t}^{\mathrm{H}} \cdot P_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}} = 0 \tag{30}$$

$$P_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} \cdot P_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}} = 0 \tag{31}$$

水电机组与抽蓄机组抽水工况不能同时运行；抽蓄机组发电与抽水工况不能同时运行。该约束旨在贴合工程实际，避免无效内部水循环与能源损耗。

4)出力关系。

(1)水力发电机组出力函数。

$$P_{\mathrm{g}} = f^{\mathrm{g}}(Q_{\mathrm{g}}, H_{\mathrm{g}}) = 9.81\eta_{\mathrm{g}} Q_{\mathrm{g}} H_{\mathrm{g}} \tag{32}$$

式中：P_{g}表示水力发电机组出力；$f^{\mathrm{g}}(\cdot)$表示水力发电机组出力函数；η_{g}表示机组发电效率；Q^{g}为发电引用流量；H_{g}表示发电工作水头[29-30]。

(2)水泵输入功率函数。

$$P_{\mathrm{p}} = f^{\mathrm{p}}(Q_{\mathrm{p}}, H_{\mathrm{p}}) = \frac{9.81 Q_{\mathrm{p}} H_{\mathrm{p}}}{\eta_{\mathrm{p}}} \tag{33}$$

式中：P_{p}表示水泵输入功率；$f^{\mathrm{p}}(\cdot)$表示水泵输入功率

函数；η_{p}表示机组抽水效率；Q_{p}为抽水引用流量；H_{p}表示水泵抽水扬程[31]。

1.2.3　约束条件线性处理

由于机组互斥、振动区约束及出力关系属于非线性约束，为避免模型非凸求解困难，对其进行线性处理。

1）互斥约束线性处理。

式（34）为抽蓄机组发电、抽水工况互斥约束的线性化表达形式，通过引入远大于出力值的常数M，对互斥约束进行线性化。水电机组与抽蓄机组互斥约束同理。

$$\begin{cases} u_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} + u_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}} \leqslant 1 \\ P_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}} \leqslant M\left(1 - u_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}}\right) \\ P_{i,m,t}^{\mathrm{P-p}} \leqslant M\left(1 - u_{i,m,t}^{\mathrm{P-g}}\right) \end{cases} \tag{34}$$

2）振动区约束线性处理。

$$\begin{cases} \sum_{z=1}^{Z} y_{i,n,z} = 1, \quad y_{i,n,z} \in \{0,\ 1\} \\ P_{i,n,t} \geqslant \sum_{z=1}^{Z} \alpha_{i,n,z}^{\min} \cdot P_{i,n,\max}^{\mathrm{H}} \cdot y_{i,n,z} \\ P_{i,n,t} \leqslant \sum_{z=1}^{Z} \alpha_{i,n,z}^{\max} \cdot P_{i,n,\max}^{\mathrm{H}} \cdot y_{i,n,z} \end{cases} \tag{35}$$

式中：$\alpha_{i,n,z}^{\max}$、$\alpha_{i,n,z}^{\min}$分别表示电站i水电机组n第z个可运行区间的功率上限、下限与机组最大出力的比值；$y_{i,n,z}$表示电站i水电机组n第z个可运行区间的整数变量；Z表示机组可运行区间的个数。

3）出力关系线性处理。

在日内短期调度周期下，为保障下个调度周期的水力资源，模型需满足始、末时段水库库容、水位约束。在此边界条件下，无论电站处于丰水或枯水季节，水库在日调度周期内均存在稳定的常态化基准运行库容。由于单日运行周期内，水库实际运行库容、水位仅在该基准点附近的一定范围内进行浮动，上、下水库的库容变幅对水位带来的非线性影响在可接受范围内。更重要的是，在本文所构建的预测与调度联合优化框架中，模型的训练过程需要对下游优化模型进行多次迭代求解，混合抽蓄模型的非凸性会阻断决策环节向预测环节的梯度回传路径。

为保证联合优化训练中梯度的有效传导与计算求解效率，避免复杂的非线性水力耦合导致求解时间过长或梯度传导失败，本文在算例分析中对该模型进行了适应性线性降维处理，即在短期调度内采用固定水位进行建模，从而使水头与扬程保持固定，线性化出力关系，将非线性优化问题转化为MILP问题。该策略在保障模型凸性的同时，保留了电站的核心物理运行特征[32]。

2　预测与调度联合优化方法

2.1　电力现货价格组合预测模型

电力现货市场普遍采用边际定价模式，即根据市场成员的报价信息、预测的新能源功率和系统负荷等因素，通过经济调度模型进行市场出清，确定日前和实时边际电价。各时段的电力现货价格受到负荷波动、新能源功率不确定性以及供需博弈等多重因素影响，呈现出高度复杂的非线性特征[33-37]。

为此，本文在各类具有差异化特征的基础电价预测模型（以下简称“基础预测模型”）的基础上，构建基于线性加权的电力现货价格组合预测模型（以下简称“组合预测模型”）。其中，基础预测模型利用机器学习算法，挖掘多维市场特征与现货价格之间的非线性映射关系。设第k个基础预测模型的映射函数为$f(\cdot)$，各模型基于输入特征$\boldsymbol{x}$生成的第k组基础预测电价$\hat{\boldsymbol{\rho}}_k'$如式（36）所示。

$$\hat{\boldsymbol{\rho}}_k' = f\left(\boldsymbol{x};\ \boldsymbol{\theta}_k\right) \tag{36}$$

式中：$\boldsymbol{\theta}_k$表示第k个基础预测模型的参数。

设电力现货预测价格为$\hat{\boldsymbol{\rho}}$，定义为K个基础预测电价的线性加权和：

$$\hat{\boldsymbol{\rho}} = \sum_{k=1}^{K} w_k \hat{\boldsymbol{\rho}}_k' + \boldsymbol{b} \tag{37}$$

式中：w_k表示第k个基础预测电价$\hat{\boldsymbol{\rho}}_k'$的权重；$\boldsymbol{w} = \left[w_1, \cdots, w_K\right]$；$\boldsymbol{b}$表示组合预测模型的偏置项；$K$表示电价基础预测模型的数量。

组合预测模型中，各类基础预测模型在现有文献中已有充分研究，包括神经网络模型、支持向量回归（support vector regression，SVR）模型、随机森林模型、线性回归模型等。本文选取非线性回归任务中表现优异的多层感知机神经网络（multilayer perceptron，MLP）与支持向量回归算法[38-39]，其中模型的输入特征包括历史负荷、历史价格、历史及预测温度、工作日及节假日信息[40]。并通过不同的超参数调整与配置，构建多个具有差异化表征能力的基础电价预测模型。

2.2　面向调度最优性的预测范式

在先预测、后调度模式中，电价预测与调度运行决策是两个独立的环节。预测模型生成高精度的预测电价，其训练目标是最小化预测误差（prediction error，PE）L^{PE}。预测误差选用误差平方和，即预测电价$\hat{\boldsymbol{\rho}}$与真实电价$\boldsymbol{\rho}$差的二范数的平方。

$$L^{\mathrm{PE}}\left(\hat{\boldsymbol{\rho}},\ \boldsymbol{\rho}\right) = \left\| \hat{\boldsymbol{\rho}} - \boldsymbol{\rho} \right\|_2^2 = \sum_{t=1}^{T} \left(\hat{\rho}_t - \rho_t\right)^2 \tag{38}$$

式中：$\boldsymbol{\rho}$表示调度周期内电力现货市场真实价格，$\boldsymbol{\rho}$ =

$[\rho_1,\cdots,\rho_T]^{\mathrm{T}}$。

预测误差的梯度为：

$$\frac{\partial L^{\mathrm{PE}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})}{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}=2(\hat{\boldsymbol{\rho}}-\boldsymbol{\rho}) \tag{39}$$

然而，以预测精度为导向的传统范式忽略预测与决策环节的内在联系，高精度的预测结果并不意味着能产生高收益的调度决策。两者的目标函数不一致，预测误差向下游优化模型传递的过程中，无法保证优化结果为经济最优解。如图2所示，预测电价具有相同的预测误差，会驱动模型产生完全不同的决策结果。这一现象直观揭示了预测误差与决策质量之间的非一致性。

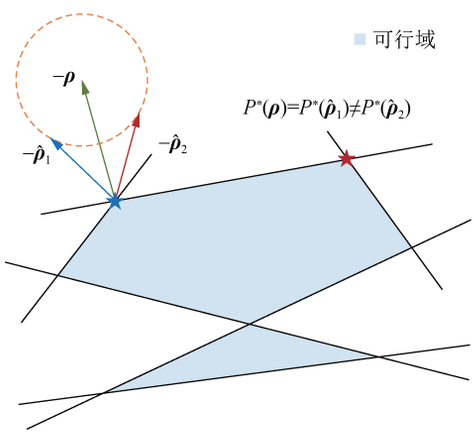


图2 预测与决策非一致性的几何解释

Fig. 2 Geometric illustration of the inconsistency between prediction and decision

为了量化预测误差对混合抽蓄电站最终调度效益的实际影响，实现以决策为导向的预测，本文引入决策偏差（decision deviations，DD）L^{DD}作为度量指标，决策偏差定义为系统在真实电价下可获得的理论最优收益与执行基于预测电价生成的调度决策时所产生的实际收益之间的差值。

$$L^{\mathrm{DD}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})=\boldsymbol{\rho}^{\mathrm{T}}\left[P^*(\boldsymbol{\rho})-P^*(\hat{\boldsymbol{\rho}})\right] \tag{40}$$

式中：$P^*(\boldsymbol{\rho})$、$P^*(\hat{\boldsymbol{\rho}})$分别表示优化模型在真实电价、预测电价下的调度结果。

2.3 可处理的决策偏差形式

尽管决策偏差的定义直观，但决策偏差不连续，无法直接处理。因此通过一系列数学处理，构建了可处理的替代形式，定义为替代决策偏差（surrogate decision deviation，SDD）$L^{\mathrm{SDD}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})$[17,41]。

$$\begin{aligned}L^{\mathrm{SDD}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})=&\max_{P\in\Omega_{\mathrm{HPS}}}\left\{\left[\boldsymbol{\rho}^{\mathrm{T}}-2\hat{\boldsymbol{\rho}}^{\mathrm{T}}\right]\boldsymbol{P}\right\}-2\hat{\boldsymbol{\rho}}^{\mathrm{T}}P^*(\boldsymbol{\rho})+\\&\boldsymbol{\rho}^{\mathrm{T}}P^*(\boldsymbol{\rho})=(\boldsymbol{\rho}-2\hat{\boldsymbol{\rho}})^{\mathrm{T}}P^*(\boldsymbol{\rho}-2\hat{\boldsymbol{\rho}})-\\&2\hat{\boldsymbol{\rho}}^{\mathrm{T}}P^*(\boldsymbol{\rho})+\boldsymbol{\rho}^{\mathrm{T}}P^*(\boldsymbol{\rho})\end{aligned} \tag{41}$$

式中：Ω_{HPS}表示混合抽蓄电站决策变量$\boldsymbol{P}$对应的可行域，由第1章所建立的各类运行约束共同界定。

需要说明的是，替代决策偏差作为决策偏差的上界，恒大于等于决策偏差，即式(41)。

$$L^{\mathrm{SDD}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})\geqslant L^{\mathrm{DD}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho}) \tag{42}$$

同时，替代决策偏差$L^{\mathrm{SDD}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})$是关于预测电价$\hat{\boldsymbol{\rho}}$的凸函数，其对预测电价的梯度可以推导为：

$$\begin{aligned}\frac{\partial L^{\mathrm{SDD}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})}{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}=&\frac{\partial\max\limits_{P\in\Omega_{\mathrm{HPS}}}\left\{\boldsymbol{\rho}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{P}-2\hat{\boldsymbol{\rho}}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{P}\right\}}{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}-\\&\frac{\partial\left[2\hat{\boldsymbol{\rho}}^{\mathrm{T}}P^*(\boldsymbol{\rho})\right]}{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}+\frac{\partial\left[\boldsymbol{\rho}^{\mathrm{T}}P^*(\boldsymbol{\rho})\right]}{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}=\\&\frac{\partial\max\limits_{P\in\Omega_{\mathrm{HPS}}}\left\{\boldsymbol{\rho}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{P}-2\hat{\boldsymbol{\rho}}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{P}\right\}}{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}-2P^*(\boldsymbol{\rho})=\\&-2P^*(\boldsymbol{\rho}-2\hat{\boldsymbol{\rho}})-2P^*(\boldsymbol{\rho})\end{aligned} \tag{43}$$

2.4 预测与调度联合优化问题的训练方法

建立预测误差与替代决策偏差对预测电价梯度后，引入加权系数，构建联合损失函数$L^{\mathrm{joint}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})$。

$$\begin{aligned}L^{\mathrm{joint}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})=&L^{\mathrm{SDD}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})+\varepsilon L^{\mathrm{PE}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})=\\&(\boldsymbol{\rho}-2\hat{\boldsymbol{\rho}})^{\mathrm{T}}P^*(\boldsymbol{\rho}-2\hat{\boldsymbol{\rho}})-2\hat{\boldsymbol{\rho}}^{\mathrm{T}}P^*(\boldsymbol{\rho})+\\&\boldsymbol{\rho}^{\mathrm{T}}P^*(\boldsymbol{\rho})+\varepsilon\sum_{t=1}^{T}(\hat{\rho}_t-\rho_t)^2\end{aligned} \tag{44}$$

式中：ε为预测误差的权重系数，其大小表示联合损失函数对预测误差的重视程度。

联合损失函数的梯度为：

$$\begin{aligned}\frac{\partial L^{\mathrm{joint}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})}{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}=&\frac{\partial L^{\mathrm{SDD}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})}{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}+\varepsilon\frac{\partial L^{\mathrm{PE}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})}{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}=\\&-2\left[P^*(\boldsymbol{\rho}-2\hat{\boldsymbol{\rho}})+P^*(\boldsymbol{\rho})\right]+2\varepsilon(\hat{\boldsymbol{\rho}}-\boldsymbol{\rho})\end{aligned} \tag{45}$$

针对组合预测电价，联合损失函数$L^{\mathrm{joint}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})$对组合预测电价$\hat{\boldsymbol{\rho}}$的权重$\boldsymbol{w}$与偏置$\boldsymbol{b}$梯度为：

$$\begin{aligned}\frac{\partial L^{\mathrm{joint}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})}{\partial\boldsymbol{w}}=&\frac{\partial L^{\mathrm{joint}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})}{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}\frac{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}{\partial\boldsymbol{w}}=\\&\frac{\partial L^{\mathrm{joint}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})}{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}[\hat{\boldsymbol{\rho}}'_1,\hat{\boldsymbol{\rho}}'_2,\cdots,\hat{\rho}'_K]\end{aligned} \tag{46}$$

$$\frac{\partial L^{\mathrm{joint}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})}{\partial\boldsymbol{b}}=\frac{\partial L^{\mathrm{joint}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})}{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}\frac{\partial\hat{\boldsymbol{\rho}}}{\partial\boldsymbol{b}}=\sum_{t=1}^{T}\frac{\partial L^{\mathrm{joint}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})}{\partial\hat{\rho}_t} \tag{47}$$

得到联合损失函数对组合预测电价参数的梯度项后，使用梯度下降法训练组合预测模型的参数。

2.5 求解流程

预测与调度联合优化的混合抽蓄电站运行框架包含三个环节，如图3所示。在预测环节，首先基于多维输入特征集，采用不同机器学习算法构建多个基础预测模型，并利用集成思想对其进行线性加权，输出电力现货预测价格；在决策环节，将预测电价传递至下游混合抽蓄电站优化模型，获取调度方案；在

反馈修正环节，基于调度结果计算替代决策偏差，并与预测误差共同构建联合损失函数，最后计算该损失函数关于现货价格模型参数的梯度，反向修正现货价格模型参数。经过多次迭代训练，得到最终的电力现货价格组合预测模型。

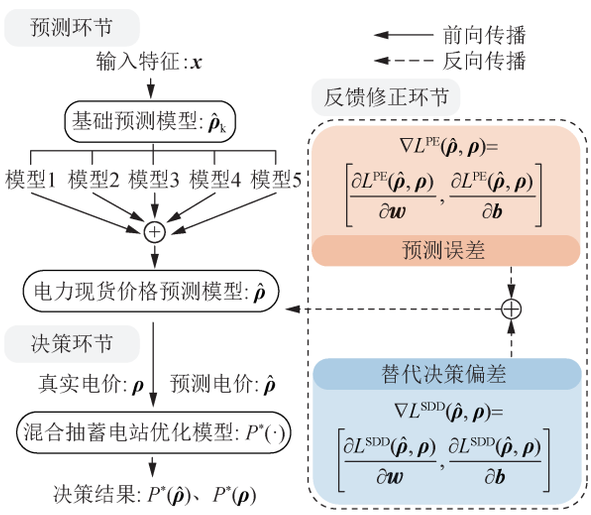


图 3　预测与调度联合优化的混合式抽水蓄能电站运行方法框架

Fig. 3　Operational framework of the hybrid pumped storage power station under joint prediction and scheduling optimization

本文所述预测与调度联合优化的混合式抽水蓄能电站运行方法的求解步骤如下：

步骤 1：预处理输入数据，确定基础预测模型超参数，划分历史特征集与目标调度集，对模型进行训练，确定多个基础预测模型的参数 $\boldsymbol{\theta}=[\boldsymbol{\theta}_1,\cdots,\boldsymbol{\theta}_k]$。

步骤 2：采用最小二乘法初始化电力现货价格组合预测模型的权重 $\boldsymbol{w}$ 与偏置 $\boldsymbol{b}$。

步骤 3：计算预测误差与替代决策偏差，构建联合损失函数 $L^{\text{joint}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})$，利用链式法则，计算该损失函数关于组合预测模型参数的梯度。

步骤 4：设定学习率 γ，采用梯度下降法，反向传播更新模型参数，如式(48)、(49)所示。

$$\boldsymbol{w}=\boldsymbol{w}-\gamma\frac{\partial L^{\text{joint}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})}{\partial \boldsymbol{w}} \tag{48}$$

$$\boldsymbol{b}=\boldsymbol{b}-\gamma\frac{\partial L^{\text{joint}}(\hat{\boldsymbol{\rho}},\boldsymbol{\rho})}{\partial \boldsymbol{b}} \tag{49}$$

步骤 5：根据设定的训练轮数，重复步骤 3 与步骤 4 对模型进行训练，得到组合预测模型的最优参数。

3　算例分析

3.1　测试系统

以浙江省某梯级水利枢纽为原型构建算例。梯级电站共设置两级水电站，上游水电站改造增建抽水蓄能机组。其中，增加的抽水蓄能机组为变速机组[42-44]。电站详细参数如表 1 所示。考虑枯水期水资源匮乏，梯级电站面临更严苛的约束，对资源优化配置要求更高，因此本文选取枯水期作为典型场景进行分析[45]。上游来水量为上游混合抽蓄电站满发 1.9 h 的总耗水量。调度周期为 1 天，调度时段数取 24，时间步长取 $\Delta t=1$ h。算例共设置 5 组基础电价预测模型。本文使用 MATLAB 编程并调用 Gurobi 求解器求解 MILP 模型，仿真计算在配备 AMD Ryzen H 260 处理器（8 核 3.8 GHz）与 32 GB 内存的计算机上完成。

表 1　梯级混合式抽水蓄能电站的主要参数

Table 1　Main parameters of the cascade hybrid pumped storage power station

参数	数值		
	水力发电机组（上游电站）	抽水蓄能机组（上游电站）	水力发电机组（下游电站）
发电功率限制/MW	300	300	100
抽水功率限制/MW		300	
水头/m	100	100	100
水库容量/10^7 m^3		1.728	1.944
上游来水量/10^6 m^3		4.104	
发电效率/%	95	90	95
抽水效率/%		80	
发电振动区间/MW	[60,120]∪[180,240]	[60,120]∪[180,240]	[20,40]∪[60,80]

使用浙江省 2024 年 6 月 3 日到 8 日电力日前电价及相关特征数据，将前 5 日的相关数据作为历史特征输入到基础预测模型，得出基础预测电价，通过集成学习方法进行电价预测，并将第 6 日作为目标调度日。对比了两种求解方法：

1）预测精度导向方法：基于最小二乘法得到的预测价格，代表传统先预测、后调度模式，简称精度导向方法；

2）预测与调度联合优化方法（本文所提方法）：以混合抽蓄电站整体收益最大为目标，联合预测误差与决策偏差，代表所提预测与调度联合优化模式。简称联合优化方法。

从模型结构来看，精度导向方法实质上是联合优化方法在剥离决策偏差项后的消融模型。

在算例仿真中，本文所提预测与调度联合优化方法的核心参数配置如下：预测误差损失项权重系数设定为 25，以平衡预测误差与决策偏差的梯度量级，使预测与决策性能指标达到综合最优[17]；经测试，优化算法的学习率设定为 1×10^{-9}，偏离该量级会

导致参数难以高效收敛;训练轮数设定为30轮。通过最小二乘法计算得到精度导向方法下的模型参数后,以此结果作为初始权重,使用联合优化方法进行训练,迭代30轮后,输出所有结果。

3.2 算法训练过程

预测与调度联合优化方法权重与偏置参数的梯度变化情况,如图4和图5所示。在训练初期,参数梯度呈现大幅度变化。随着训练进行,梯度值在第6轮左右趋于稳定,表明模型具有良好的收敛性能。

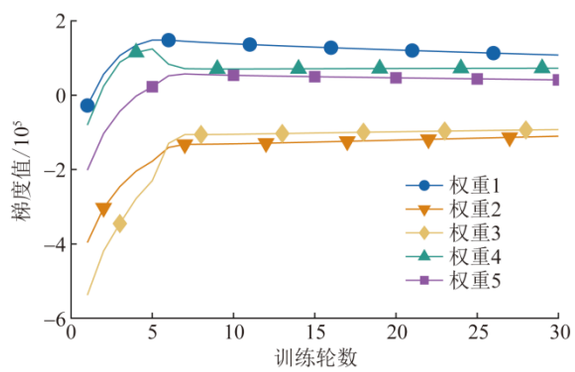


图4 权重梯度变化

Fig. 4 Variation of weight gradients

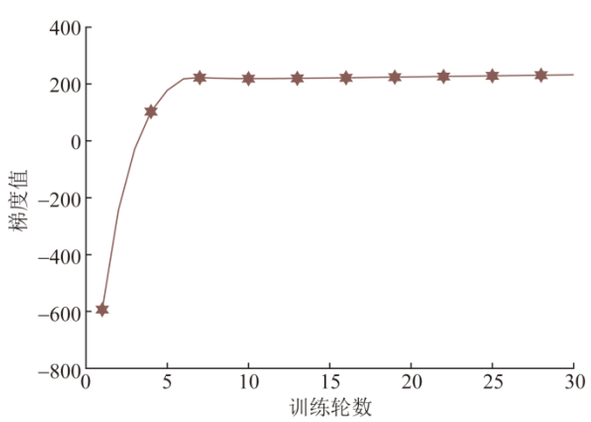


图5 偏置梯度变化

Fig. 5 Variation of bias gradients

值得注意的是,部分权重的梯度最终稳定在非零的高值区域。这一现象深刻反映了本文所提方法的内在机理:由于电价预测误差不可避免,受限于线性模型的结构刚性,模型约束复杂等原因,单纯拟合真实电价往往难以得到最优决策,梯度的更新方向不再指向真实电价的统计分布,而是引导参数收敛至一种等效激励状态。在此状态下,尽管预测价格在数值上偏离真实值,但其形成的等效价格信号却能精准驱动下游优化模型跨越关键的决策边界,从而有效捕捉潜在收益。

3.3 决策偏差对比

决策偏差与替代决策偏差的演变过程如图6所示。虚线为精度导向方法下决策偏差与替代决策偏差,作为训练结果的参考。

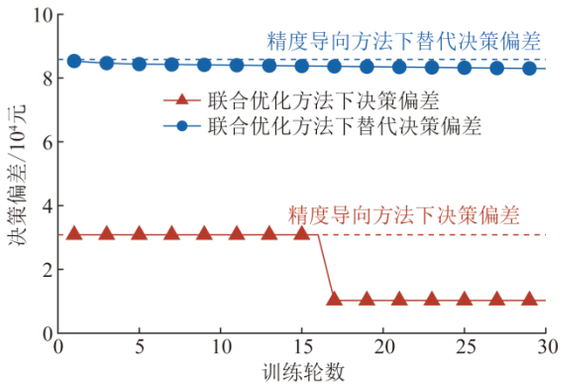


图6 决策偏差与替代决策偏差变化

Fig. 6 Variation of decision deviations and surrogate decision deviations

由图6可知,预测精度与决策质量之间显著不一致,决策偏差呈现下降趋势并收敛。通过引入决策导向的联合损失函数,驱动线性模型参数朝着收益最大化的方向更新,模型在第17轮训练后改变调度策略,决策偏差由30 844.1元下降到10 273.3元,下降了66.69%。验证了所提方法在捕捉高价值决策机会上的有效性。

3.4 收益对比

为全面评估预测与调度联合优化方法的性能,表2对比了单一模型、精度导向方法与联合优化方法下的决策偏差与总收益;图7—9对比了真实价格、精度导向方法下价格及本文所用联合优化方法下价格对应的调度策略与收益。其中,理论最优收益表示优化模型在真实电价下的优化调度收益。图7与图8中浅红与浅蓝色阴影区分别代表关键发电与抽水时段。

表2 不同方法下收益与决策偏差对比

Table 2 Comparison of profits and decision deviations under different methods

预测方法	决策偏差/元	总收益/元	收益提升/%
单一SVR	88 900.29	500 779.96	−10.39
单一MLP	66 751.55	522 928.70	−6.43
精度导向方法	30 844.08	558 836.17	基准值
联合优化方法	10 273.29	579 406.96	3.68
理论最优		589 680.25	

结合图7与图8可知,相比传统精度导向方法,本文所提联合优化方法生成的调度策略与理论最优解展现出了更高的重合度。具体而言,尽管图7中联合优化方法预测价格在部分时段偏离了真实值,但其通过全局的价格调整,改善下游调度模型的输入

环境，识别出潜在的套利窗口：在电价较高的第6时段，发电收益由10 478.97元提升至73 352.78元，增幅达600%；同时在电价较低的第10时段，抽水成本由0元增加至42 303.02元。两个时段的互补运行成功引导电站提高套利收益20 570.79元。

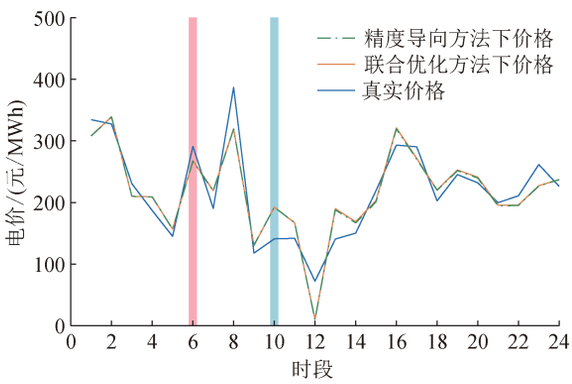


图7　不同方法下电价对比

Fig. 7　Comparison of electricity prices under different methods

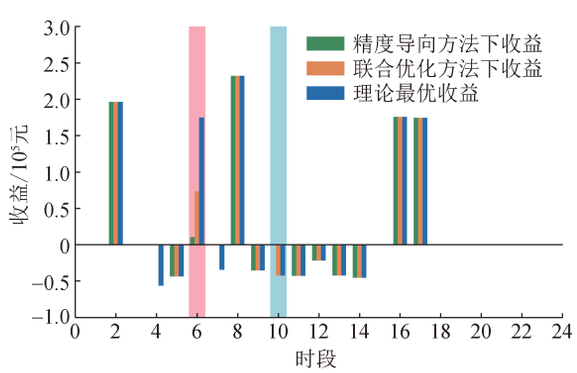


图8　不同方法下各时段收益对比

Fig. 8　Comparison of hourly profits under different methods

图9进一步量化了上述策略带来的经济增益。得益于方法对关键决策点的精准捕捉，本文方法相较于传统精度导向方法，总收益由55.88万元提升至57.94万元，增幅达3.68%。前述两个关键时段的策略改进带来的套利增量与图6中决策偏差的下降值完全对应，也正是总体收益提升的直接来源。

由于电价预测误差不可避免，加之混合抽蓄电站运行约束的复杂性，电价趋势的偏差会引发模型跨越决策边界，导致调度决策产生阶跃变化，以及线性模型表达能力的局限等原因，模型未能完全复现理论最优决策以覆盖所有获利窗口，但其训练过程已明确展现出向最优收益不断逼近的趋势，仍展现出了优于传统方法的机会捕获能力。

为了评估模型在不同来水条件下的适应能力，表3展示了上游来水量从上游混合抽蓄电站满发1.7 h调整至2.0 h场景下的模型表现。为了保证混

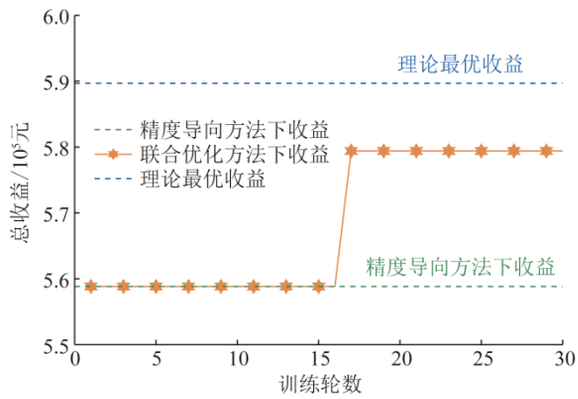


图9　不同方法下总收益对比

Fig. 9　Comparison of total profits under different methods

表3　不同来水条件下收益对比

Table 3　Comparison of profits under different inflow conditions

上游来水条件	精度导向方法收益/元	联合优化方法收益/元	收益提升/%	理论最优/元
混蓄电站满发1.7 h	532 134.59	544 477.06	2.32	557 513.24
混蓄电站满发1.8 h	543 656.86	560 799.19	3.15	573 846.87
混蓄电站满发1.9 h	558 836.17	579 406.96	3.68	589 680.25
混蓄电站满发2.0 h	576 318.59	596 871.91	3.57	605 535.04

合抽蓄电站的运行及枯水期条件，来水量在小范围内进行调整。

由表3可知，上游来水量的增加导致用于发电的水力资源增多，不同场景下绝对收益均呈现上升趋势。在所有测试场景中，本文所提联合优化方法均表现出显著的优越性。

此外，联合优化方法下收益始终紧贴真实价格下的理论最优边界，表明该方法在面对水力资源波动时，仍能保持高质量的决策，所提方法具有良好的场景适应能力。

本文方法遵循离线训练+在线求解的应用范式。预测与调度联合优化模型的训练过程离线完成。经测试，在本文所用普通商用计算机环境下，预测与调度联合优化方法的离线训练计算总用时为95~100 s。应用时仅需执行模型的前向传播生成电价预测信息，随后结合物理约束调用求解器即可输出最终调度结果。

4　结　论

针对混合抽蓄电站水力-电力联系复杂、电力市场环境下交易决策困难的问题，本文提出了考虑水-电联系的梯级水电混合式抽蓄电站运行模型。针对传统电

价预测与调度运行分立决策方法导致运营效益损失问题，构建了包含预测误差与替代决策偏差的联合损失函数，提出了适用于混合抽蓄电站的预测与调度联合优化方法。基于浙江省某梯级水利枢纽及日前电力市场价格数据，对比分析了所提预测-调度联合优化方法与传统预测、调度分立决策方法的经济效益差异，验证了所提方法的优越性。所提方法能够为混合抽蓄电站参与现货市场提供方法支撑。后续研究需要进一步考虑混合抽蓄电站参与辅助服务市场的出清机制，更全面地挖掘其在新型电力系统中的多元价值。

利益冲突声明（Conflict of Interests）：

所有作者声明不存在利益冲突。

作者贡献声明（Authors' Contributions）：

赵泰岩负责算例的设计与仿真，撰写论文初稿；谭振飞设计研究思路与方案，审核与修订论文；严正提出论文框架；杨钰琪参与文献调研与整理；徐杨参与算例数据分析；刘亚新参与论文撰写与修订。所有作者均阅读并同意了论文终稿内容。

5 参考文献

[1] 张智刚，康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报，2022，42(8)：2806-2818.
Zhang Zhigang，Kang Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE，2022，42(8)：2806-2818.

[2] 陈海生，李泓，徐玉杰，等. 2023年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术，2024，13(5)：1359-1397.
Chen Haisheng，Li Hong，Xu Yujie，et al. Research progress on energy storage technologies of China in 2023[J]. Energy Storage Science and Technology，2024，13(5)：1359-1397.

[3] 李晓超，周叶，李尚奇，等. 抽水蓄能电站在电网系统占比影响研究[J]. 人民长江，2025，56(S1)：284-289.
Li Xiaochao，Zhou Ye，Li Shangqi，et al. Study on the influence of pumped storage power station in power grid system[J]. Yangtze River，2025，56(S1)：284-289.

[4] 鞠立伟，吕硕硕，李鹏. 新型电力系统需求侧灵活性资源时空协同优化与动态均衡机制研究综述[J]. 电力建设，2024，45(9)：142-163.
Ju Liwei，Lü Shuoshuo，Li Peng. Review of novel demand-side flexibility resource spatio-temporal co-optimization and dynamic equilibrium mechanism of power systems[J]. Electric Power Construction，2024，45(9)：142-163.

[5] 王江元，李驰，梁昌波，等. 新型电力系统多目标随机优化调度模型和算法[J]. 电网与清洁能源，2025，41(3)：1-9.
Wang Jiangyuan，Li Chi，Liang Changbo，et al. A multi-objective stochastic optimal dispatching model and algorithm for novel power systems[J]. Power System and Clean Energy，2025，41(3)：1-9.

[6] 闫群民，任效煜，宋潇，等. 考虑源荷不确定性的电力系统灵活调度策略[J]. 电力工程技术，2025，44(2)：172-184.
Yan Qunmin，Ren Xiaoyu，Song Xiao，et al. Flexible scheduling strategy for power systems considering source-load uncertainty[J]. Electric Power Engineering Technology，2025，44(2)：172-184.

[7] 高苏杰. 混合式抽水蓄能电站开发技术[J]. 水电与抽水蓄能，2017，3(4)：4.
Gao Sujie. Development technology of hybrid pumped storage power station[J]. Hydropower and Pumped Storage，2017，3(4)：4.

[8] 薛福，马晓明，游焰军. 储能技术类型及其应用发展综述[J]. 综合智慧能源，2023，45(9)：48-58.
Xue Fu，Ma Xiaoming，You Yanjun. Energy storage technologies and their applications and development[J]. Integrated Intelligent Energy，2023，45(9)：48-58.

[9] 郭爱军，畅建霞，王义民，等. 含混合式抽蓄的梯级水电站短期临界调峰模式[J]. 水利学报，2024，55(10)：1210-1220，1235.
Guo Aijun，Chang Jianxia，Wang Yimin，et al. Short-term critical peak-shaving mode of cascade hydropower plants with on-stream integral pumped storage hydropower plant[J]. Journal of Hydraulic Engineering，2024，55(10)：1210-1220，1235.

[10] 王莹，耿浩洋，凌煦，等. 融合改造的梯级混合式抽水蓄能电站容量优化配置研究[J]. 中国农村水利水电，2025(11)：157-162，170.
Wang Ying，Geng Haoyang，Ling Xu，et al. The study on capacity optimization configuration of hybrid pumped storage power stations in cascade renovation[J]. China Rural Water and Hydropower，2025(11)：157-162，170.

[11] 曹林宁，杨孟昌，汪嘉豪，等. 基于流量优化的混蓄电站精细化运行成本研究[J]. 中国农村水利水电，2026(6)：150-155.
Cao Linning，Yang Mengchang，Wang Jiahao，et al. Research on refined operating cost of hybrid pumped storage power stations based on flow optimization[J]. China Rural Water and Hydropower，2026(6)：150-155.

[12] 张验科，罗笙月，卢垚键，等. 风-光-混蓄中长期发电互补优化调度研究[J/OL]. 水利水电科技进展，2025-02-24. https://link.cnki.net/urlid/32.1439.tv.20250224.1538.006.
Zhang Yanke，Luo Shengyue，Lu Yaojian，et al. Study on complementary optimal dispatching of wind-light-hybrid storage medium and long-term power generation[J/OL]. Adrances in Science and Technology of Water Resources，2025-02-24. https://link.cnki.net/urlid/32.1439.tv.20250224.1538.006.

[13] 刘欣雨，罗彬，陈永灿，等. 融合改造的梯级混合式抽蓄短期调峰优化模型[J]. 电网技术，2025，49(3)：1217-1226.
Liu Xinyu，Luo Bin，Chen Yongcan，et al. Short-term peak shaving model of cascade hybrid pumped storage retrofitted from conventional hydropower[J]. Power System Technology，2025，49(3)：1217-1226.

[14] Zhang H P，Li R，Du Q T，et al. Decision-focused learning for power system decision-making under uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems，2026，41(1)：307-323.

[15] Stratigakos A，Michiorri A，Kariniotakis G. A value-oriented price forecasting approach to optimize trading of renewable generation[C]// 2021 IEEE Madrid PowerTech. IEEE，2021：1-6.

[16] Wang Y M，Wu L. Improving economic values of day-ahead load

forecasts to real-time power system operations[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2017, 11(17): 4238-4247.

[17] Sang L W, Xu Y L, Long H, et al. Electricity price prediction for energy storage system arbitrage: a decision-focused approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(4): 2822-2832.

[18] 柏睿，韩冬，金伟，等. 混合式抽水蓄能电站建设运行关键问题研究[J]. 人民长江，2024，55(11)：46-56.
Bai Rui, Han Dong, Jin Wei, et al. Analysis on key issues in construction and operation of hybrid pumped storage power stations [J]. Yangtze River, 2024, 55(11): 46-56.

[19] 罗彬，陈永灿，苗树敏，等. 融合改造的混合式抽水蓄能与风电联合运行短期调度模型[J]. 水利学报，2023，54(8)：955-966.
Luo Bin, Chen Yongcan, Miao Shumin, et al. A joint short-term operation model for wind power and hybrid pumped-storage hydropower plant[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2023, 54(8): 955-966.

[20] 和萍，宫智杰，靳浩然，等. 高比例可再生能源电力系统调峰问题综述[J]. 电力建设，2022，43(11)：108-121.
He Ping, Gong Zhijie, Jin Haoran, et al. Review of peak-shaving problem of electric power system with high proportion of renewable energy[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(11): 108-121.

[21] 李昌陵，常喜强，卢浩，等. 新疆地区抽水蓄能电站疏导策略与电价测算研究[J]. 发电技术，2025，46(3)：600-606.
Li Changling, Chang Xiqiang, Lu Hao, et al. Study on dredging strategy and electricity price calculation of pumped storage power station in Xinjiang[J]. Power Generation Technology, 2025, 46(3): 600-606.

[22] 李虎军，张栋，吕梦璇，等. 考虑碳排放约束的新能源与调峰资源优化配置方法[J]. 中国电力，2024，57(4)：42-51.
Li Hujun, Zhang Dong, Lv Mengxuan, et al. Research on the optimal configuration method of new energy and flexible regulation resources considering carbon emission constraint [J]. Electric Power, 2024, 57(4): 42-51.

[23] 刘建行，刘方. 基于深度强化学习的梯级水蓄风光互补系统优化调度策略研究[J]. 广东电力，2024，37(5)：10-22.
Liu Jianxing, Liu Fang. Research on optimized dispatching strategy of cascade hydropower-pumping-storage-wind-photovoltaic multi-energy complementary system based on deep reinforcement learning [J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(5): 10-22.

[24] 陈智梁，魏苗，胡新源，等. 计及绿电交易的风光—梯级混合抽蓄系统多目标调峰优化控制[J]. 高压电器，2025，61(11)：58-70.
Chen Zhiliang, Wei Miao, Hu Xinyuan, et al. Multi-objective optimization for peak shaving of wind-solar-cascade hybrid pumped storage system accounting for green electricity trading [J]. High Voltage Apparatus, 2025, 61(11): 58-70.

[25] 四川大学水力学与山区河流开发保护国家重点实验室. 水力学：下册[M]. 5版. 北京：高等教育出版社，2016.

[26] 吕云，谈明高，刘厚林，等. 不同湍流模型在斜流泵性能预测中的应用[J]. 水电能源科学，2017，35(6)：159-162.
Lv Yun, Tan Minggao, Liu Houlin, et al. Application of different turbulence models in inclined-flow pump performance prediction [J]. Water Resources and Power, 2017, 35(6): 159-162.

[27] 刘瑞，王义民，畅建霞，等. 考虑分级振动区的水电站厂内经济运行研究[J]. 水力发电学报，2022，41(2)：63-71.
Liu Rui, Wang Yimin, Chang Jianxia, et al. In-plant economical operation of hydropower stations considering graded hydro-unit vibration zones[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2022, 41(2): 63-71.

[28] 何润泉. 考虑梯级水电振动区特性的机组组合问题研究[D]. 广州：华南理工大学，2023.
He Runquan. Research on the unit commitment problem considering the forbidden zone in cascade hydropower [D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2023.

[29] 方国华. 水资源规划及利用[M]. 3版. 北京：中国水利水电出版社，2015：99-103.
Fang Guohua. Water resources planning and utilization[M]. 3rd ed. Beijing: China Water & Power Press, 2015: 99-103.

[30] 朱清，阮睿，朱卫卫，等. 计及经济性的高比例新能源区域电网的不同储能类型的容量配置对比分析方法[J]. 供用电，2024，41(2)：12-20.
Zhu Qing, Ruan Rui, Zhu Weiwei, et al. Comparative analysis methods of capacity allocation for different energy storage types in high proportion renewable energy regional grid considering economic viability[J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(2): 12-20.

[31] 方大千. 水泵、风机和起重机速查速算手册[M]. 北京：中国水利水电出版社，2004：3-5.
Fang Daqian. Manual for quick check and calculation of water pump, fan and crane[M]. Beijing: China Water & Power Press, 2004: 3-5.

[32] 于淼，罗玮烨，林华鹏，等. 从“源网荷储碳数智”看大语言模型在新型电力系统中的应用[J/OL]. 中国电机工程学报，2026-03-18. https://link. cnki. net/urlid/11. 2107. TM. 20260318. 1030. 003.
Yu Miao, Luo Weiye, Lin Huapeng, et al. On the application of large language model in new power system from the perspective of “wisdom of carbon storage in source network”[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 2026-03-18. https://link. cnki. net/urlid/11. 2107. TM. 20260318. 1030. 003.

[33] 王砥凡，魏飞，蒋德玉，等. 多类型电源与储能协同的配电网规划优化[J]. 综合智慧能源，2025，47(8)：49-57.
Wang Difan, Wei Fei, Jiang Deyu, et al. Optimization planning of distribution networks with multiple energy resources and energy storage coordination[J]. Integrated Intelligent Energy, 2025, 47(8): 49-57.

[34] 宋坤，顾文波. 考虑不确定性的综合能源系统建模及优化研究进展[J]. 综合智慧能源，2025，47(7)：32-43.
Song Kun, Gu Wenbo. Research progress on modeling and optimization of integrated energy systems considering uncertainty [J]. Integrated Intelligent Energy, 2025, 47(7): 32-43.

[35] 胥德玉，黄媛，唐志远，等. 面向配电网分布式光伏消纳和可靠性提高的构网型储能优化配置[J]. 电力建设，2026，47(1)：1-14.
Xu Deyu, Huang Yuan, Tang Zhiyuan, et al. Research on grid-forming energy storage configuration for distributed photovoltaic consumption and reliability improvement of distribution network[J]. Electric Power Construction, 2026, 47(1): 1-14.

[36] 丁新宇，周庆才，迟耀丹，等. 新型电力系统建模、控制与源荷预

测研究进展[J]. 综合智慧能源, 2026, 48(3): 1-14.
Ding Xinyu, Zhou Qingcai, Chi Yaodan, et al. Research progress on modeling, control, and source-load prediction of new-type power systems[J]. Integrated Intelligent Energy, 2026, 48(3): 1-14.

[37] 华昊辰, 张洲赫, 邹奕群, 等. 新型电力系统需求侧灵活性资源低碳协同优化研究综述[J]. 电力建设, 2025, 46(6): 60-75.
Hua Haochen, Zhang Zhouhe, Zou Yiqun, et al. Review of low-carbon co-optimization research on demand-side flexibility resources for new power systems[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(6): 60-75.

[38] 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 Qianxin, et al. Review of spot electricity price prediction studies based on machine learning methods[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(2): 160-179.

[39] 张冬冬, 单琳珂, 刘天皓. 人工智能技术在风力与光伏发电数据挖掘及功率预测中的应用综述[J]. 综合智慧能源, 2025, 47(3): 32-46.
Zhang Dongdong, Shan Linke, Liu Tianhao. Review on the application of artificial intelligence in data mining and wind and photovoltaic power forecasting[J]. Integrated Intelligent Energy, 2025, 47(3): 32-46.

[40] Peng L, Liu S, Liu R, et al. Effective long short-term memory with differential evolution algorithm for electricity price prediction[J]. Energy, 2018, 162: 1301-1314.

[41] Elmachtoub A N, Grigas P. Smart "predict, then optimize"[J]. Management Science, 2021, 68(1): 9-26.

[42] 王海伦, 丁一凡, 李杨, 等. 计及混合式抽水蓄能改造的清洁微网分布鲁棒容量优化配置[J]. 电工技术学报, 2025, 40(7): 2112-2126.
Wang Hailun, Ding Yifan, Li Yang, et al. Distributionally robust capacity optimization for clean energy microgrid considering pumped-storage retrofitting [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(7): 2112-2126.

[43] 徐秋实, 施通勤, 井浩然, 等. 面向新型电力系统的输电网与分布式变速抽水蓄能联合规划[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(10): 128-137.
Xu Qiushi, Shi Tongqin, Jing Haoran, et al. Joint planning of a transmission network and distributed variable speed pumped storage for a new power system[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(10): 128-137.

[44] 赵夏, 陈仕军, 杨悦, 等. 定-变速混合式抽水蓄能电站对电网的调峰作用分析[J]. 水电与抽水蓄能, 2025, 11(6): 65-71.
Zhao Xia, Chen Shijun, Yang Yue, et al. Analysis of the peak shaving effect of fixed-variable speed hybrid pumped storage power station on power grid[J]. Hydropower and Pumped Storage, 2025, 11(6): 65-71.

[45] Du F, Chen X Y, Zhao T Y, et al. Integrated dispatch of cascade hydropower stations and hybrid pumped storage under different water inflow conditions[C]//2025 IEEE International Conference on Power and Integrated Energy Systems (ICPIES). IEEE, 2025: 678-683.

收稿日期: 2026-04-30 **修回日期**: 2026-05-21

作者简介:


赵泰岩

赵泰岩(2000),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统优化运行;

谭振飞(1994),男,博士,助理教授,通信作者,主要研究方向为新能源电力系统优化调度、电力市场机制与交易、虚拟电厂,E-mail: tanzhenfei@sjtu.edu.cn;

严正(1964),男,博士,教授,主要研究方向为电力系统优化运行、电力系统稳定分析、电力市场、智能电网;

杨钰琪(1995),女,博士,高级工程师,主要从事新型电力系统下水电站群优化调度工作;

徐杨(1983),男,博士,高级工程师,主要从事水库调度技术研究工作;

刘亚新(1992),女,硕士,助理工程师,主要从事水电站数据分析工作。

(编辑 孙静琳)