

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241071

考虑流域小水电-农排灌溉聚合效应的抽蓄体水库容量优化配置

钟浩^{1,2}, 刘浩宇^{1,2}, 石宇³, 王秋杰^{1,2}, 张永豪^{1,2}, 汪星火^{1,2}

(1. 三峡大学梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室, 湖北 宜昌 443002; 2. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 3. 国网湖南省电力公司长沙供电分公司, 湖南 长沙 410035)

摘要: 为缓解偏远地区电力系统灵活性资源短缺问题, 减少风、光伏电站因其出力波动性和不确定性造成的经济损失, 提出一种考虑流域小水电-农排灌溉聚合效应的抽蓄体水库容量优化配置方法。首先, 充分挖掘农排灌溉站在不同季节的闲置容量, 联合小水电构建抽蓄体。然后, 以场景集描述不同季节风、光、水的不确定性。基于 Gale-Shapley 双边匹配机制, 风、光伏电站作为选择方, 以经济收益最大为目标建立优化模型。以抽蓄体作为接受方, 建立双层优化配置模型。上层以年利润最大为目标建立水库容量配置模型, 下层以聚合收益最大为目标建立聚合体优化模型。最后, 采用粒子群算法与 CPLEX 求解器对模型进行求解。算例分析表明, 所提方法能充分发挥抽蓄体的灵活调节能力, 有效应对风、光出力的波动性和不确定性。

关键词: 农排灌溉站; 小水电; 抽蓄体; 不确定性; 优化配置

Optimal capacity allocation of pumped storage reservoirs considering the synergistic effect of small hydropower and agricultural irrigation in river basins

ZHONG Hao^{1,2}, LIU Haoyu^{1,2}, SHI Yu³, WANG Qiujie^{1,2}, ZHANG Yonghao^{1,2}, WANG Xinghuo^{1,2}

(1. Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydro-power Station, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 2. College of Electrical Engineering & New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 3. Changsha Power Supply Branch, State Grid Hunan Electric Power Company, Changsha 410035, China)

Abstract: In order to alleviate the shortage of flexible resources in power systems in remote areas and to reduce economic losses caused by the fluctuating and uncertain output of wind and solar power stations, this paper proposes an optimal capacity allocation method for pumped storage reservoirs considering the synergistic effect of small hydropower and agricultural irrigation station in river basins. First, the method fully utilizes the idle capacity of agricultural irrigation stations during different seasons and integrates them with small hydropower plants to form a pumped storage aggregation unit. Then, the uncertainties of wind, solar and hydro power in different seasons are modelled using scenario sets. Based on Gale-Shapley bilateral matching mechanism, wind and solar power stations act as the selection party and aim to maximize economic returns in the optimization model. The pumped storage aggregation unit acts as the receiving party and a two-layer optimal allocation model is established. The upper layer focuses on maximizing annual profits to determine reservoir capacity allocation, while the lower layer targets maximizing aggregation benefits to optimize the aggregated system. Finally, the combination of particle swarm optimization algorithm and CPLEX solver is utilized to solve the model. Case studies show that the proposed method can fully leverage the flexible regulation capability of the pumped storage aggregation unit and effectively cope with the volatility and uncertainty of wind and solar output.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52307109).

Key words: agricultural irrigation station; small hydropower; pumped storage system; uncertainty; optimal allocation

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52307109); 湖北省自然科学基金联合基金项目资助(2022CFD167)

0 引言

近年来,在“双碳”目标的引领下,以风电、光伏为代表的新能源技术迎来快速发展的契机,新能源发电占比不断攀升。然而,由于风、光出力具有较强的波动性和不确定性^[1-3],新能源消纳问题日益显著,电力系统中灵活性资源需求陡增^[4]。水电作为优质的灵活性调节资源,能有效平抑风、光出力波动,减少弃风、弃光。据统计,一些风、光、水资源富集地区已经形成了以风电、光伏、水电为主要电源类型的高比例可再生能源系统^[5]。通过风、光、水互补联合运行,实现多种能源协同发展,是我国优化能源布局、发展绿色能源的长期战略^[6]。

目前,有许多学者针对风、光、水互补联合运行展开研究。文献[7]为平抑风、光出力波动,将梯级水电站作为调节资源,构建风-光-水联盟与区域电网联合优化调度模型;文献[8]考虑风、光、水在不同季节的出力特性,充分利用能源之间的互补性,对风-光-水联合系统进行优化调度,旨在促进风、光消纳,提升联合系统运行收益;文献[9]为应对风、光出力的不确定性,从可靠性、稳定性和经济性角度出发,构建风-光-水联合系统运行风险和效益评价体系。上述文献利用具有调节库容的大型水电站的灵活调节能力,能有效应对风、光出力的波动性和不确定性。但是许多风、光、水资源富集的偏远地区的水电站大多为投资低、建设周期短的径流式小水电^[10],由于没有水库,其调节能力较为有限,导致区域内出现了较为严重的弃风、弃光现象。

自2021年7月,国家发改委、国家能源局正式提出“新能源+储能”电站的运营模式后^[11],具有能量时移作用的储能被视为应对风、光出力的波动性和不确定性,解决电力系统灵活性资源短缺问题的关键^[12]。文献[13]将梯级水电站改造为混合式抽蓄电站,构建多时间尺度嵌套的风-光-混合式抽蓄联合发电系统,旨在调节不同季节的风、光出力;文献[14]将虚拟储能、电化学储能主动接入配电网,降低风、光出力的不确定性对电力系统安全稳定运行的影响;文献[15]为降低风、光出力的不确定性对电力系统运行可靠性和灵活性的影响,提出风-光-储虚拟电厂分层容量配置策略;文献[16]考虑不同季节的风、光出力特点,制定风-光-储系统中电池储能容量配置策略,旨在抑制系统输出功率的波动。但是,由于储能电站建造、运维成本较高,技术复杂,一些偏远地区并不具备修建储能电站的条件。同时,随着农村水利设施的兴起,农村地区涌现出众多具有引水功能的农排灌站。这些灌

站,在满足农业生产需求的同时,大多数时间处于闲置状态,能与径流式小水电联合构建抽蓄体。因此,通过利用抽蓄体的灵活调节能力,来应对风、光出力的波动性和不确定性。

基于上述分析,本文提出一种考虑流域小水电-农排灌溉聚合效应的抽蓄体水库容量优化配置方法。首先,充分挖掘农排灌站在不同季节的闲置容量,联合径流式小水电构建抽蓄体。然后,以场景集描述不同季节的风、光、水不确定性,基于Gale-Shapley双边匹配机制,风、光电站作为选择方,以经济收益最大为目标建立优化模型;以抽蓄体作为接受方,建立双层优化配置模型,上层以年利润最大为目标建立水库容量配置模型,下层以聚合收益最大为目标建立聚合体优化模型。最后,采用粒子群算法与CPLEX求解器对模型进行求解。算例分析表明,所提方法能充分发挥抽蓄体的灵活调节能力,有效降低风、光出力的波动性和不确定性对电站运行经济性的影响。

1 风-光-抽蓄体的聚合

1.1 抽蓄体的构建

随着我国农村水利事业发展的稳步推进,一些水资源富集的偏远地区往往分布着众多不同规模的水电站,其中径流式小水电占据着相当大的比例。这些水电站的装机容量普遍较小,其出力完全取决于天然径流量的大小,具有较强的不确定性。在水电站附近的农村,分布着众多为居民、农田抽水的农排灌站。这些排灌设施具有鲜明的季节性运行特点,除了在农忙时节和雨季运行时间较长以外,其余大多数时间都处于闲置状态,造成配套设备的浪费^[17]。

因此,综合考虑上述两种水利设施的运行特性,本文将径流式小水电作为发电方,农排灌站作为抽水方。通过为径流式小水电配置日调节水库,在农排灌站和水库之间架设输水管道的方式,使二者互联互通,构建抽蓄体。其中小水电的发电功率与水流量的关系式、农排灌站的抽水功率与水流量的关系式分别如式(1)、式(2)所示^[18]。

$$P^h = 9.81Q^h H^h \eta^h \quad (1)$$

$$P^p = 9.81Q^p H^p / \eta^p \quad (2)$$

式中: P^h 为小水电的发电功率; P^p 为农排灌站的抽水功率; Q^h 为小水电的发电引用流量; Q^p 为农排灌站的抽水流量; H^h 为小水电的发电水头; H^p 为农排灌站的抽水泵扬程; η^h 为小水电的能量转换效率; η^p 为农排灌站的能量转换效率。

相较于常规储能电站与依托梯级水电站改造的混合式抽蓄电站,本文构建的抽蓄体有以下特点和优势:

1) 考虑农排灌溉站在不同季节的运行特性,在满足农业生产需求的基础上,利用农排灌溉站的闲置容量,为抽蓄体提供抽水功率;

2) 充分利用区域内水力资源,通过现有水利设施,因地制宜地构建抽蓄体,为不适宜修建储能电站的风、光、水资源富集的偏远地区电力系统提供灵活性资源。

1.2 风-光-抽蓄体的运行模式

风、光电站与抽蓄体可通过聚合,以聚合体形式作为价格接受者参与电力市场报量。风-光-抽蓄体的运行模式如下:

1) 当风、光电站的实际出力小于申报出力,抽蓄体处于发电状态,小水电利用抽蓄体水库蓄水量发电,补充缺额;

2) 当风、光电站的实际出力大于申报出力,抽蓄体处于抽水状态,农排灌溉站利用多余的电量将水抽至抽蓄体水库中储存。

1.3 风-光-抽蓄体的聚合机制

鉴于现实中的风、光电站与抽蓄体均是具有理性的独立个体,在聚合时,各方会充分考虑自身聚合目标,选择理想的合作对象;同时,在面对潜在合作对象提交的合作申请时,各方也拥有接受或拒绝的权利^[19]。因此,风、光电站与抽蓄体的聚合可以看作是一个相互选择、双边匹配的过程。

Gale-Shapley 双边匹配是一种寻求稳定匹配的市场机制,最早用于解决婚姻匹配和学生入学匹配问题^[20]。该匹配机制将所需聚合的主体分为选择方和接受方,双方以各自目标和需求为导向,选择合适的匹配对象,最终达到稳定的聚合匹配结果。因此,本文利用 Gale-Shapley 双边匹配机制,将风、光电站与抽蓄体聚合。风-光-抽蓄体聚合机制框架如图 1 所示,具体描述如下:

1) 风、光电站作为选择方,以经济收益最大为目标,分别与各抽蓄体联合运行;

2) 通过对比联合运行的经济收益,得到风、光电站对各抽蓄体的合作偏好排序,并据此向抽蓄体提交合作意愿;

3) 抽蓄体作为接受方,根据本轮收到的合作意愿,构建双层优化配置模型;上层以年利润最大为目标建立水库容量配置模型,将各抽蓄体的水库容量和成员接受方案作为传递变量传给下层;

4) 根据上层传递的配置方案,下层以聚合体优化调度的聚合收益最大为目标,建立聚合体优化模

型,并将所得收益值反馈回上层;

5) 上、下层模型迭代,确定本轮各抽蓄体的水库容量和成员接受方案;

6) 未被抽蓄体接受的风、光电站,根据合作偏好排序,向其他抽蓄体提交合作意愿;同时重复步骤 3)一步骤 5),直至所有风、光电站均被聚合。

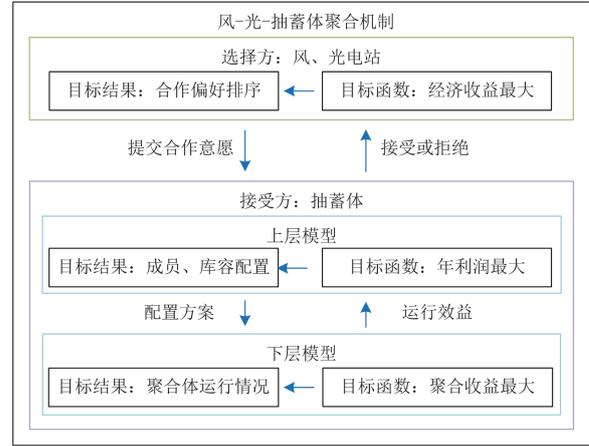


图 1 风-光-抽蓄体聚合机制框架图

Fig. 1 Framework of aggregation mechanism of wind-solar-pumping and storage system

2 风-光-抽蓄体聚合优化模型

本文根据不同季节风、光的出力特性,丰、平、枯水期小水电的天然径流量变化以及农忙、农平、农闲时期农排灌溉站的运行特性,划分时节场景 s ,研究不同时节场景下风-光-抽蓄体的聚合优化调度情况。同时,利用文献^[21]提出的基于 K-means 聚类的场景生成法,以场景集 σ_{s_i} 和场景概率 ρ_{s_i} 描述不同时节场景下风、光出力以及小水电的天然径流量的不确定性。

2.1 选择方优化模型

选择方优化模型包括风电场 x 与抽蓄体 k 联合运行优化模型、光伏电站 j 与抽蓄体 k 联合运行优化模型。由于上述两种模型的目标函数和约束条件相同,限于篇幅,本文仅列举风电场 x 与抽蓄体 k 联合运行优化模型。

2.1.1 目标函数

根据时节场景 s 下不确定性场景概率 ρ_{s_i} ,将风电场 x 的出力不确定性场景加权求和,得到风电场 x 与抽蓄体 k 联合运行的计划出力,如式(3)所示。

$$P_{s,t}^{w_x,k} = \sum_{s_i \in \sigma_{s_i}} \rho_{s_i} P_{s_i,t}^{w_x,k} \quad (3)$$

式中: s 为划分的时节场景; s_i 为时节场景 s 下不确定性场景 i ,简称场景 s_i ; $P_{s_i,t}^{w_x,k}$ 为时节场景 s 下 t

时刻风电场 x 与抽蓄体 k 联合运行的计划出力； $P_{s_i,t}^{w_x}$ 为场景 s_i 下 t 时刻风电场 x 的出力； ρ_{s_i} 为场景 s_i 的概率； σ_{s_i} 为时节场景 s 下风、光出力和小水电的天然径流量不确定性场景集合。

风电场 x 与抽蓄体 k 以经济收益最大为目标联合运行，目标函数具体表达式为

$$\max F^{w_x,k} = \sum_{s \in \sigma_s} \rho_s (E_s^{w_x,k} - C_s^{l,w_x,k} - C_s^{a,w_x,k}) \quad (4)$$

式中： $F^{w_x,k}$ 为风电场 x 与抽蓄体 k 联合运行的经济收益； $E_s^{w_x,k}$ 为时节场景 s 下风电场 x 与抽蓄体 k 联合运行的售电收益； $C_s^{l,w_x,k}$ 为时节场景 s 下风电场 x 与抽蓄体 k 联合运行的少发电量偏差惩罚； $C_s^{a,w_x,k}$ 为时节场景 s 下风电场 x 与抽蓄体 k 联合运行的多发发电量偏差惩罚； ρ_s 为时节场景 s 所含月份在一年中的占比； σ_s 为时节场景集合。

$$E_s^{w_x,k} = \sum_{t=1}^{24} \pi_t^s P_{s_i,t}^{w_x,k} \Delta t \quad (5)$$

$$C_s^{l,w_x,k} = \sum_{s_i \in \sigma_{s_i}} \sum_{t=1}^{24} \rho_{s_i} \pi_t^l P_{s_i,t}^{l,w_x,k} \Delta t \quad (6)$$

$$C_s^{a,w_x,k} = \sum_{s_i \in \sigma_{s_i}} \sum_{t=1}^{24} \rho_{s_i} \pi_t^a P_{s_i,t}^{a,w_x,k} \Delta t \quad (7)$$

式中： π_t^s 为 t 时刻售电电价； π_t^l 为 t 时刻少发电量惩罚价格； π_t^a 为 t 时刻多发发电量惩罚价格； Δt 为调度时段的时间长度，取 1 h； $P_{s_i,t}^{l,w_x,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻风电场 x 与抽蓄体 k 联合运行的少发偏差功率； $P_{s_i,t}^{a,w_x,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻风电场 x 与抽蓄体 k 联合运行的多发偏差功率。

2.1.2 约束条件

1) 系统功率平衡

$$P_{s,t}^{w_x,k} - P_{s,t}^{l,w_x,k} + P_{s,t}^{a,w_x,k} = P_{s,t}^{w_x} + P_{s,t}^{C-h,k} - P_{s,t}^{C-p,k} \quad (8)$$

式中： $P_{s_i,t}^{C-h,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻抽蓄体 k 中小水电的发电功率； $P_{s_i,t}^{C-p,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻抽蓄体 k 中农排灌溉站的抽水功率。

2) 小水电的发电功率约束

$$P_{\min}^{h,k} \leq P_{s_i,t}^{C-h,k} \leq P_{\max}^{h,k} \quad (9)$$

式中： $P_{\min}^{h,k}$ 为抽蓄体 k 中小水电的最小发电功率； $P_{\max}^{h,k}$ 为抽蓄体 k 中小水电的最大发电功率。

3) 农排灌溉站的抽水功率约束

农排灌溉站在满足农业生产需求的基础上，利用闲置容量为抽蓄体提供抽水功率。因此，本文引

入农排灌溉站的运行状态变量 $u_{s,t}^{p,k}$ ，对农排灌溉站每时刻的抽水功率进行约束。

$$(1 - u_{s,t}^{p,k}) P_{\min}^{p,k} \leq P_{s_i,t}^{C-p,k} \leq (1 - u_{s,t}^{p,k}) P_{\max}^{p,k} \quad (10)$$

式中： $P_{\min}^{p,k}$ 为抽蓄体 k 中农排灌溉站的最小抽水功率； $P_{\max}^{p,k}$ 为抽蓄体 k 中农排灌溉站的最大抽水功率； $u_{s,t}^{p,k}$ 为时节场景 s 下 t 时刻抽蓄体 k 中农排灌溉站的运行状态变量， $u_{s,t}^{p,k} \in \{0,1\}$ ，0 表示闲置状态，农排灌溉站能为抽蓄体提供抽水功率，1 表示工作状态，农排灌溉站不能为抽蓄体提供抽水功率。

4) 抽蓄体发电状态与抽水状态互斥约束

任意时刻，抽蓄体不能同时处于发电状态和抽水状态。

$$P_{s_i,t}^{C-h,k} \times P_{s_i,t}^{C-p,k} = 0 \quad (11)$$

5) 水库水量平衡

$$V_{s_i,t+1}^{C,k} = V_{s_i,t}^{C,k} + 3600(Q_{s_i,t}^{C-i,k} - Q_{s_i,t}^{C-o,k}) \Delta t \quad (12)$$

对于入库流量：

$$Q_{s_i,t}^{C-i,k} = Q_{s_i,t}^{n,k} + Q_{s_i,t}^{C-p,k} \quad (13)$$

对于出库流量：

$$Q_{s_i,t}^{C-o,k} = Q_{s_i,t}^{C-h,k} + Q_{s_i,t}^{C-a,k} \quad (14)$$

式中： $V_{s_i,t}^{C,k}$ 分别为场景 s_i 下 t 时刻抽蓄体 k 的水库容量； $Q_{s_i,t}^{C-i,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻抽蓄体 k 中小水电的入库流量； $Q_{s_i,t}^{C-o,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻抽蓄体 k 中小水电的出库流量； $Q_{s_i,t}^{n,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻抽蓄体 k 中小水电的天然径流量； $Q_{s_i,t}^{C-p,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻抽蓄体 k 中农排灌溉站的抽水流量； $Q_{s_i,t}^{C-h,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻抽蓄体 k 中小水电的发电引用流量； $Q_{s_i,t}^{C-a,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻抽蓄体 k 中小水电的弃水流量。

6) 小水电的发电引用流量约束

$$Q_{\min}^{h,k} \leq Q_{s_i,t}^{C-h,k} \leq Q_{\max}^{h,k} \quad (15)$$

式中： $Q_{\min}^{h,k}$ 为抽蓄体 k 中小水电的最小发电引用流量； $Q_{\max}^{h,k}$ 为抽蓄体 k 中小水电的最大发电引用流量。

7) 农排灌溉站的抽水流量约束

$$(1 - u_{s,t}^{p,k}) Q_{\min}^{p,k} \leq Q_{s_i,t}^{C-p,k} \leq (1 - u_{s,t}^{p,k}) Q_{\max}^{p,k} \quad (16)$$

式中： $Q_{\min}^{p,k}$ 为抽蓄体 k 中农排灌溉站的最小抽水流量； $Q_{\max}^{p,k}$ 为抽蓄体 k 中农排灌溉站的最大抽水流量。

8) 小水电的出库流量约束

$$Q_{\min}^{o,k} \leq Q_{s_i,t}^{C-o,k} \leq Q_{\max}^{o,k} \quad (17)$$

式中: $Q_{\min}^{o,k}$ 为抽蓄体 k 中小水电的最小出库流量;

$Q_{\max}^{o,k}$ 为抽蓄体 k 中小水电的最大出库流量。

9) 水库容量约束

由于在选择方优化阶段, 抽蓄体尚未配置水库, 所以抽蓄体的水库容量上限取其允许配置的最大水库容量。

$$\lambda V_{\max}^k \leq V_{s_i,t}^{C,k} \leq V_{\max}^k \quad (18)$$

式中: V_{\max}^k 为抽蓄体 k 允许配置的最大水库容量; λ 为库容下限常数。

10) 调度始末时刻水库容量平衡

为保证次日调度需求, 调度始末时刻的水库容量应相等。

$$V_{s_i,0}^{C,k} = V_{s_i,24}^{C,k} \quad (19)$$

式中: $V_{s_i,0}^{C,k}$ 、 $V_{s_i,24}^{C,k}$ 分别为场景 s_i 下调度初始时刻、终止时刻抽蓄体 k 的水库容量。

2.2 接受方上层水库容量配置模型

2.2.1 目标函数

接收方上层水库容量配置模型以年利润最大为目标函数, 具体表达式为

$$\max F - (C^{\text{re}} + C^{\text{pi}} + C^{\text{om}}) \quad (20)$$

式中: C^{re} 为抽蓄体的水库容量配置成本分摊年值; C^{pi} 为抽蓄体的输水管道架设成本分摊年值; C^{om} 为风、光伏电站、抽蓄体以及水库的年运行维护成本; F 为下层聚合体优化调度的聚合收益。

$$C^{\text{re}} = \beta \sum_{k=1}^K \pi_r V^k \quad (21)$$

$$C^{\text{pi}} = \beta \sum_{k=1}^K C^{\text{pi},k} \quad (22)$$

$$\beta = \frac{(1+r)^T r}{(1+r)^T - 1} \quad (23)$$

$$C^{\text{om}} = \sum_{k=1}^K \left[\begin{aligned} &\pi_{\text{or}} V^k + \pi_{\text{oh}} P^{\text{h},k} + \pi_{\text{op}} P^{\text{p},k} + \\ &\sum_{x=1}^X x^{\text{w},k} \pi_{\text{ow}} P^{\text{w},k} + \sum_{j=1}^J x^{\text{v},k} \pi_{\text{ov}} P^{\text{v},k} \end{aligned} \right] \quad (24)$$

式中: V^k 为抽蓄体 k 配置的水库容量; $C^{\text{pi},k}$ 为抽蓄体 k 的输水管道架设成本; $P^{\text{h},k}$ 为抽蓄体 k 中小水电的装机容量; $P^{\text{p},k}$ 为抽蓄体 k 中农排灌溉站的装机容量; $P^{\text{w},k}$ 为风电场 x 的装机容量; $P^{\text{v},k}$ 为光伏电站 j 的装机容量; π_r 为水库容量配置单价; π_{or} 为水库的年运行维护成本; π_{oh} 为小水电的年运行维护成本; π_{op} 为农排灌溉站的年运行维护成本; π_{ow} 为风电场的年运行维护成本; π_{ov} 为光伏电站的年运行维护成本; β 为资本回收系数; r 为折现率; T 为

项目周期; X 为选择方中风电场的个数; J 为选择方中光伏电站的个数; K 为接受方中抽蓄体的个数; $x^{\text{w},k}$ 、 $x^{\text{v},k}$ 分别为抽蓄体 k 对风电场 x 、光伏电站 j 的合作意愿状态变量, $x^{\text{w},k}$ 、 $x^{\text{v},k} \in \{0,1\}$, 0 表示抽蓄体拒绝选择方提交的合作意愿, 1 表示抽蓄体接受选择方提交的合作意愿。

2.2.2 约束条件——水库容量配置约束

$$0 \leq V^k \leq V_{\max}^k \quad (25)$$

2.3 接受方下层聚合体优化模型

2.3.1 目标函数

接受方下层聚合体优化模型以聚合体优化调度的聚合收益最大为目标函数, 具体表达式为

$$\max F = 365 \sum_{k=1}^K \sum_{s \in \sigma_s} \rho_s (E_s^{\text{pl},k} - C_s^{\text{l},k} - C_s^{\text{a},k}) \quad (26)$$

式中: $E_s^{\text{pl},k}$ 为时节场景 s 下聚合体 k 的售电收益; $C_s^{\text{l},k}$ 为时节场景 s 下聚合体 k 的少发电量偏差惩罚; $C_s^{\text{a},k}$ 为时节场景 s 下聚合体 k 的多发电量偏差惩罚。

$$E_s^{\text{pl},k} = \sum_{t=1}^{24} \pi_t^s P_{s,t}^{\text{pl},k} \Delta t \quad (27)$$

$$C_s^{\text{l},k} = \sum_{s_i \in \sigma_{s_i}} \sum_{t=1}^{24} \rho_{s_i} \pi_t^1 P_{s_i,t}^{\text{l},k} \Delta t \quad (28)$$

$$C_s^{\text{a},k} = \sum_{s_i \in \sigma_{s_i}} \sum_{t=1}^{24} \rho_{s_i} \pi_t^a P_{s_i,t}^{\text{a},k} \Delta t \quad (29)$$

式中: $P_{s,t}^{\text{pl},k}$ 为时节场景 s 下 t 时刻聚合体 k 的申报出力; $P_{s_i,t}^{\text{l},k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻聚合体 k 的少发偏差功率; $P_{s_i,t}^{\text{a},k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻聚合体 k 的多发偏差功率。

2.3.2 约束条件

1) 聚合体功率平衡

$$P_{s,t}^{\text{pl},k} - P_{s_i,t}^{\text{l},k} + P_{s_i,t}^{\text{a},k} = \left(\begin{aligned} &\sum_{x=1}^X x^{\text{w},k} P_{s_i,t}^{\text{w},k} + \sum_{j=1}^J x^{\text{v},k} P_{s_i,t}^{\text{v},k} + \\ &P_{s_i,t}^{\text{h},k} - P_{s_i,t}^{\text{p},k} \end{aligned} \right) \quad (30)$$

式中: $P_{s_i,t}^{\text{v},k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻光伏电站 j 的出力; $P_{s_i,t}^{\text{h},k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻聚合体 k 中小水电的发电功率; $P_{s_i,t}^{\text{p},k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻聚合体 k 中农排灌溉站的抽水功率。

2) 线路传输功率约束

聚合体的实际出力、申报出力均应限制在区域线路传输功率范围之内。

$$0 \leq \sum_{x=1}^X x^{\text{w},k} P_{s_i,t}^{\text{w},k} + \sum_{j=1}^J x^{\text{v},k} P_{s_i,t}^{\text{v},k} + P_{s_i,t}^{\text{h},k} - P_{s_i,t}^{\text{p},k} \leq P_{\max}^{\text{tr},k} \quad (31)$$

$$0 \leq P_{s,t}^{pl,k} \leq P_{\max}^{tr,k} \quad (32)$$

式中: $P_{\max}^{tr,k}$ 为聚合体 k 所处区域线路最大传输功率。

3) 小水电的发电功率约束

$$P_{\min}^{h,k} \leq P_{s,t}^{h,k} \leq P_{\max}^{h,k} \quad (33)$$

4) 农排灌溉站的抽水功率约束

$$(1 - u_{s,t}^{p,k}) P_{\min}^{p,k} \leq P_{s,t}^{p,k} \leq (1 - u_{s,t}^{p,k}) P_{\max}^{p,k} \quad (34)$$

5) 抽蓄体发电状态与抽水状态互斥约束

$$P_{s,t}^{h,k} \times P_{s,t}^{p,k} = 0 \quad (35)$$

6) 聚合体偏差功率与抽蓄体运行状态互斥约束

聚合体可能由于实际出力与申报出力之间的差值产生偏差惩罚。为避免偏差惩罚进一步增加,当聚合体的实际出力大于申报出力时,抽蓄体不能处于发电状态;当聚合体的实际出力小于申报出力时,抽蓄体不能处于抽水状态。

$$P_{s,t}^{a,k} \times P_{s,t}^{h,k} = 0 \quad (36)$$

$$P_{s,t}^{l,k} \times P_{s,t}^{p,k} = 0 \quad (37)$$

7) 水库水量平衡

$$V_{s_i,t+1}^k = V_{s_i,t}^k + 3600(Q_{s_i,t}^{i,k} - Q_{s_i,t}^{o,k})\Delta t \quad (38)$$

式中: $V_{s_i,t}^k$ 分别为场景 s_i 下 t 时刻聚合体 k 中抽蓄体的水库容量; $Q_{s_i,t}^{i,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻聚合体 k 中小水电的入库流量; $Q_{s_i,t}^{o,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻聚合体 k 中小水电的出库流量。

鉴于各抽蓄体中的小水电为流域内上、下游串联关系,因此需要考虑小水电之间的水力耦合,即下游抽蓄体中小水电的入库流量应包含上游抽蓄体中小水电的出库流量。

对于入库流量:

$$Q_{s_i,t}^{i,k} = Q_{s_i,t}^{n,k} + Q_{s_i,t}^{p,k} + Q_{s_i,t}^{o,k-1} \quad (39)$$

对于出库流量:

$$Q_{s_i,t}^{o,k} = Q_{s_i,t}^{h,k} + Q_{s_i,t}^{a,k} \quad (40)$$

式中: $Q_{s_i,t}^{p,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻聚合体 k 中农排灌溉站的抽水流量; $Q_{s_i,t}^{h,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻聚合体 k 中小水电的发电引用流量; $Q_{s_i,t}^{a,k}$ 为场景 s_i 下 t 时刻聚合体 k 中小水电的弃水流量。

8) 小水电的发电引用流量约束

$$Q_{\min}^{h,k} \leq Q_{s_i,t}^{h,k} \leq Q_{\max}^{h,k} \quad (41)$$

9) 农排灌溉站的抽水流量约束

$$(1 - u_{s,t}^{p,k}) Q_{\min}^{p,k} \leq Q_{s_i,t}^{p,k} \leq (1 - u_{s,t}^{p,k}) Q_{\max}^{p,k} \quad (42)$$

10) 小水电的出库流量约束

$$Q_{\min}^{o,k} \leq Q_{s_i,t}^{o,k} \leq Q_{\max}^{o,k} \quad (43)$$

11) 水库容量约束

$$\lambda V^k \leq V_{s_i,t}^k \leq V^k \quad (44)$$

12) 调度始末时刻水库容量平衡

$$V_{s_i,0}^k = V_{s_i,24}^k \quad (45)$$

式中: $V_{s_i,0}^k$ 、 $V_{s_i,24}^k$ 分别为场景 s_i 下调度初始时刻、终止时刻聚合体 k 中抽蓄体的水库容量。

3 模型求解

粒子群算法是一种模拟鸟群捕食的群集优化算法,具有原理简单、易于实现、信息交互程度高等优点^[22],在求解配置规划问题上有较好效果。因此,本文采用粒子群算法求解接受方上层水库容量配置模型。经分析,本文构建的选择方优化模型、接受方下层聚合体优化模型属于多变量、多约束的非线性优化问题,其中非线性约束包括式(11)、式(35)—式(37)。鉴于多个优化算法嵌套求解所面临的求解效率低下的问题,本文首先对上述模型中的非线性约束进行线性化处理,然后采用 CPLEX 求解器对模型进行求解。

3.1 模型转换

针对式(11)、式(35),由于上述约束中小水电的发电功率、农排灌溉站的抽水功率均受到功率上限的约束,本文引入 2 个 0-1 变量对约束进行线性化处理,以式(35)为例,具体表达式为

$$\begin{cases} \alpha_{s_i,t}^{h,k} P_{\min}^{h,k} \leq P_{s_i,t}^{h,k} \leq \alpha_{s_i,t}^{h,k} P_{\max}^{h,k} \\ P_{s_i,t}^{p,k} \geq \alpha_{s_i,t}^{p,k} (1 - u_{s_i,t}^{p,k}) P_{\min}^{p,k} \\ P_{s_i,t}^{p,k} \leq \alpha_{s_i,t}^{p,k} (1 - u_{s_i,t}^{p,k}) P_{\max}^{p,k} \\ 0 \leq \alpha_{s_i,t}^{h,k} + \alpha_{s_i,t}^{p,k} \leq 1 \end{cases} \quad (46)$$

式中: $\alpha_{s_i,t}^{h,k}$ 、 $\alpha_{s_i,t}^{p,k}$ 分别为抽蓄体 k 的发电状态变量、抽水状态变量, $\alpha_{s_i,t}^{h,k}$ 、 $\alpha_{s_i,t}^{p,k} \in \{0,1\}$, $\alpha_{s_i,t}^{h,k} = 1$ 表示场景 s_i 下 t 时刻抽蓄体 k 处于发电状态, $\alpha_{s_i,t}^{p,k} = 1$ 表示场景 s_i 下 t 时刻抽蓄体 k 处于抽水状态。

针对式(36)、式(37),由于上述约束中的少发偏差功率、多发偏差功率均未受到功率上限的约束,本文引入 2 个 0-1 变量和 1 个足够大的常数对约束进行线性化处理。以式(36)为例,具体表达式为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{s_i,t}^{a,k} \leq M \alpha_{s_i,t}^{a,k} \\ \alpha_{s_i,t}^{h,k} P_{\min}^{h,k} \leq P_{s_i,t}^{h,k} \leq \alpha_{s_i,t}^{h,k} P_{\max}^{h,k} \\ 0 \leq \alpha_{s_i,t}^{a,k} + \alpha_{s_i,t}^{h,k} \leq 1 \end{cases} \quad (47)$$

式中: M 为一足够大的常数,本文取 10 000; $\alpha_{s_i,t}^{a,k}$ 为聚合体 k 的多发偏差状态变量, $\alpha_{s_i,t}^{a,k} \in \{0,1\}$,

$\alpha_{s_i,t}^{a,k} = 1$ 表示场景 s_i 下 t 时刻聚合体 k 存在多发偏差功率。

3.2 求解流程

模型求解流程如图 2 所示,具体求解步骤如下。

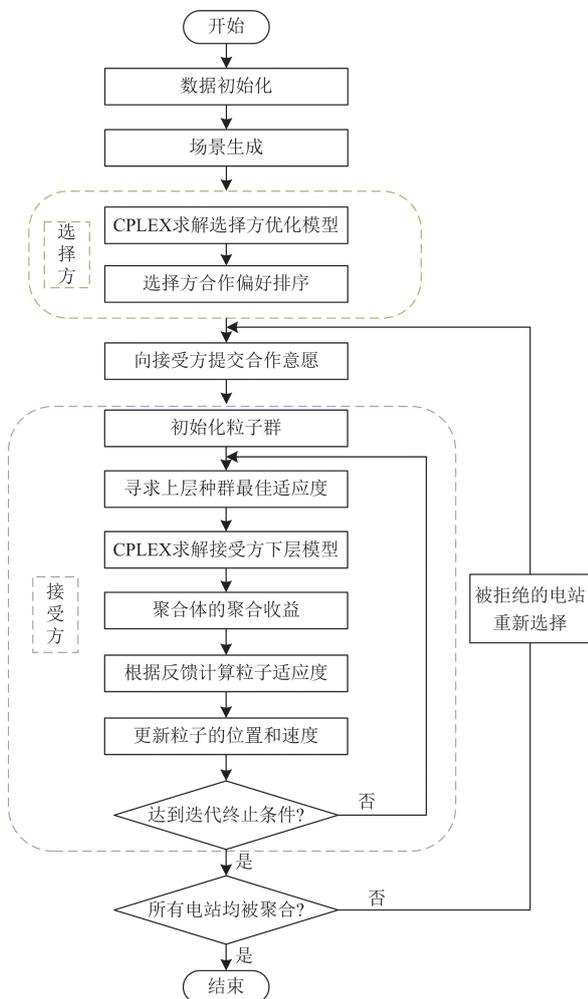


图 2 模型求解流程图

Fig. 2 Flow chart of model solving

1) 初始化参数,输入模型基本数据,划分时节场景,并利用文献[21]提出的基于 K-means 聚类的场景生成法,获取不同时节场景下风、光出力以及小水电的天然径流量不确定性场景集和场景概率。

2) 利用 CPLEX 求解器求解选择方优化模型,获取风、光电站对各抽蓄体的合作偏好排序。

3) 所有风、光电站按照合作偏好排序,向抽蓄体提交合作意愿。

4) 根据收到的合作意愿,接受方上层初始化粒子群,即抽蓄体的水库容量和成员接受方案。

5) 以接受方下层目标函数和约束条件作为输入,利用 CPLEX 求解器优化聚合体的申报出力、

小水电的发电功率和农排灌溉站的抽水功率,并将目标函数值反馈至上层。

6) 根据下层反馈的数据,计算上层粒子适应度函数值,优化抽蓄体的水库容量和成员接受方案。

7) 更新粒子种群,上、下层模型迭代,重复步骤 5)和步骤 6);同时判断是否达到迭代终止条件,若是,则输出本轮各抽蓄体的水库容量和成员接受方案。

8) 判断是否所有风、光电站均被聚合,若是,则输出聚合匹配结果,否则返回步骤 3)。

4 算例分析

4.1 算例设置

4.1.1 算例参数设置

本文以我国某风、光、水资源富集的南方偏远地区为例,验证所提模型和求解方法的有效性。选取区域内的 3 个风电场、3 个光伏电站作为选择方,流域内具有上、下游串联关系的 2 个抽蓄体作为接受方。3 个风电场的装机容量分别为 9900、6300、12 960 kW; 3 个光伏电站的装机容量分别为 2880、4800、3500 kW; 2 个抽蓄体的具体参数如附录 A 表 A1 所示;分时电价见附录 A 表 A2;聚合成本参数如附录 A 表 A3 所示;少发电量惩罚价格为 0.65 元/kWh,多发电量惩罚价格为 0.1 元/kWh^[23];库容下限常数为 0.2^[24];折现率为 0.05;项目周期为 25 年。

4.1.2 算例场景设置

本文根据该地区近年来不同季节的风、光电站、小水电以及农排灌溉站的运行特性,将一年划分为 3 个时节场景,同时在每个时节场景下生成 4 个不确定性场景。时节场景划分如附录 B 表 B1 所示;不确定性场景概率如附录 B 表 B2 所示;小水电的天然径流量不确定性场景集如附录 B 表 B3 所示;农排灌溉站的运行状态如附录 B 图 B1 所示;风、光电站的出力不确定性场景集如附录 B 图 B2 所示。

4.2 算例结果分析

4.2.1 聚合结果分析

风、光电站的合作偏好排序如附录 C 表 C1 所示;聚合体的聚合匹配结果如表 1 所示;聚合体优化调度经济性分析如表 2 所示。

由表 1、表 2 可以看出,经过聚合匹配后,聚合体 1 中抽蓄体配置的水库容量为 $2.165 \times 10^5 \text{ m}^3$,聚合了风电场 3 以及光伏电站 1;聚合体 2 中抽蓄体配置的水库容量为 $3.07 \times 10^5 \text{ m}^3$,聚合了风电场 1、2 以及光伏电站 2、3。基于上述聚合匹配结果,聚合成本的分摊年值为 852.92 万元,聚合收益为 10 064.37 万元,年利润为 9211.45 万元。

表 1 聚合体的聚合匹配结果

Table 1 Aggregation results of aggregators

	水库容量/m ³	W1	W2	W3	PV1	PV2	PV3
聚合体 1	2.165×10 ⁵	0	0	1	1	0	0
聚合体 2	3.070×10 ⁵	1	1	0	0	1	1

表 2 聚合体优化调度经济性分析

Table 2 Economic analysis of optimal dispatch of aggregators

万元		
聚合成本	聚合收益	年利润
852.92	10 064.37	9211.45

由于本文涉及的场景数量较多，限于篇幅，本文选取各时节场景下，不确定性场景概率最大的 1 组场景，对聚合体 1 的运行情况进行分析，如图 3—图 5 所示。图中：WV 为风、光电站的发电功率；HY 为小水电的发电功率；AP 为农排灌溉站的抽水功率；LP 为聚合体的少发偏差功率；MP 为聚合体的多发偏差功率；PL 为聚合体的申报出力。

由图 3—图 5 可以看出，优化后的聚合体申报出力曲线在 08:00—11:00、18:00—21:00 两个高峰电价时段，存在较为明显的申报出力高峰；在其他电价时段，整体申报出力值相对较小，存在申报出力低谷。这体现出抽蓄体对电量的时移作用，即农排灌溉站在低谷电价时段和平峰电价时段抽水，提升水库蓄水量，增加小水电在高峰电价时段的发电量，使聚合体通过电价差赚取利润，提升聚合收益。

不同时节场景下，聚合体 1 中农排灌溉站的抽水流量如附录 C 图 C1 所示。通过对比图 3—图 5 以及附录 C 图 C1 可以看出，从时节场景 1 到时节场景 3，小水电的发电量逐渐减少，其中高峰电价

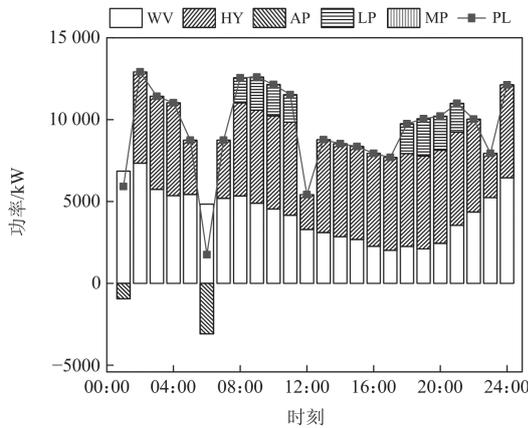


图 3 时节场景 1 下聚合体 1 的运行情况

Fig. 3 Operation results of aggregator 1 in seasonal scenario 1

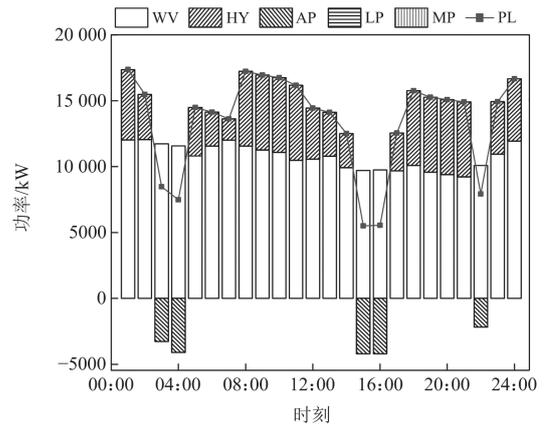


图 4 时节场景 2 下聚合体 1 的运行情况

Fig. 4 Operation results of aggregator 1 in seasonal scenario 2

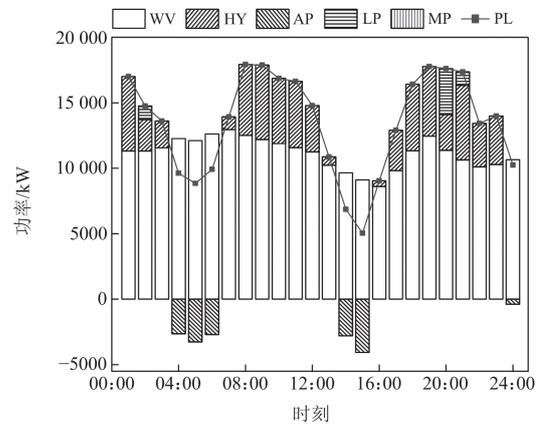


图 5 时节场景 3 下聚合体 1 的运行情况

Fig. 5 Operation results of aggregator 1 in seasonal scenario 3

时段降幅较小，而低谷电价时段、平峰电价时段降幅较大；同时农排灌溉站的抽水量逐渐增多。这是因为从时节场景 1 到时节场景 3，水资源由丰转枯，小水电的天然径流量不断减少，小水电只能优先将水库蓄水量用于高峰电价时段发电，当有多余水量时，再用于其他电价时段发电；同时，农业生产需求降低，农排灌溉站处于闲置状态的时段增多，农排灌溉站有更大的闲置容量为抽蓄体提供抽水功率，提升水库蓄水量。

表 3 为聚合前后经济性对比。相较于聚合前风、光电站单独参与电力市场报量，聚合体因风、光出力不确定性造成的偏差惩罚降低了 36.24%，聚合收益提升了 60.61%。由此可知，风、光电站以及抽蓄体通过聚合，以聚合体形式进行优化调度，能充分发挥抽蓄体的灵活调节能力，有效降低了风、光出力波动性和不确定性对电站运行经济性的影响。

表3 聚合前后聚合体优化调度经济性对比

Table 3 Economic comparison of optimal dispatch of aggregators before and after aggregation

	万元	
	偏差惩罚	聚合收益
聚合前	1075.82	6266.39
聚合后	685.95	10 064.37

4.2.2 农排灌溉站对聚合结果的影响

农排灌溉站作为抽蓄体中的抽水方,利用闲置容量为抽蓄体提供抽水功率,提升水库蓄水量。为体现农排灌溉站的加入对聚合体优化调度的作用,本节设置两种情景,如下所述。

情景①: 本文所述风-光-抽蓄体聚合优化调度。

情景②: 基于表1的聚合匹配结果,去除农排灌溉站,风、光电站和小水电以聚合体形式进行优化调度。

限于篇幅,本文以时节场景3下聚合体1的运行情况为例,对两种情景进行对比,如图6所示。图中: PL1为情景①中聚合体1的申报出力; PL2为情景②中聚合体1的申报出力; HY1为情景①中小水电的发电功率; HY2为情景②中小水电的发电功率; AP1为情景①中农排灌溉站的抽水功率。

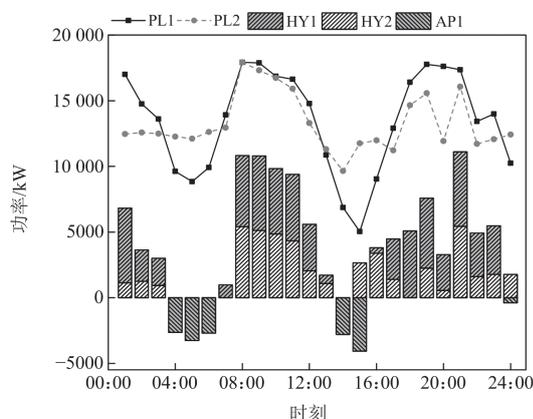


图6 时节场景3下聚合体1运行情况对比

Fig. 6 Operation comparison of aggregator 1 in seasonal scenario 3

由图6可以看出,相较于情景①,情景②中小水电的发电量减少,高峰电价时段聚合体的申报出力值减小。这是因为:一方面,去除农排灌溉站以后,水库的入库流量减少,导致小水电的发电可用水量减少;另一方面,小水电不具备对电量的时移作用,导致小水电的调节能力逊色于抽蓄体,因此为了避免高额的偏差惩罚,情景②中的聚合体在进

行出力申报时趋于保守。

表4为两种情景下,聚合体优化调度经济性对比。结合表4和上述分析可知,情景②去除农排灌溉站后,聚合成本减少了62.5万元,但是小水电仅通过调节天然径流,无法充分应对风、光出力的波动性和不确定性,导致聚合收益减少了183.7万元,年利润减少了121.2万元。由此可见,本文构建的抽蓄体能够有效缓解偏远地区电力系统灵活性资源短缺的问题,调节风、光出力,提升聚合经济性。

表4 不同情景下聚合体优化调度经济性对比

Table 4 Economic comparison of optimal dispatch of aggregators in different scenarios

	万元		
	聚合成本	聚合收益	年利润
情景①	852.92	10 064.37	9211.45
情景②	790.42	9880.67	9090.25

4.2.3 水库容量对聚合结果的影响

抽蓄体可以利用本文接受方上层水库容量配置模型中配置的水库,调节小水电的天然径流量和农排灌溉站抽入的水量,发挥其灵活调节能力。为验证本文抽蓄体配置的水库容量的合理性,将表1中配置的抽蓄体水库容量作为“ V ”,对 $0.5V$ 、 $0.75V$ 、 $1.25V$ 和 $1.5V$ 时聚合体优化调度经济性进行对比,如表5所示。

由表5可以看出,随着配置的水库容量增大,聚合成本不断增加,同时,水库蓄水量增多,抽蓄体的调节能力增强,进而使得聚合体的申报出力值不断增大,聚合收益增加,年利润增加。然而,当配置的水库容量增大到“ V ”时,年利润达到最高点;此后,继续增大水库容量,会使得聚合成本的增幅超过聚合收益的增幅,导致年利润逐渐减少。因此,在为抽蓄体配置水库容量时,要兼顾容量配置成本与聚合体运行收益,在容量配置区间内选取合适的值。

表5 不同水库容量下聚合体优化调度经济性对比

Table 5 Economic comparison of optimal dispatch of aggregators under different reservoir capacities

	万元		
水库容量	聚合成本	聚合收益	年利润
$0.5V$	576.83	9741.70	9164.87
$0.75V$	714.88	9909.93	9195.05
V	852.92	10 064.37	9211.45
$1.25V$	990.97	10 127.63	9136.66
$1.5V$	1129.01	10 198.39	9069.38

5 结论

本文为缓解偏远地区电力系统灵活性资源短缺问题，减少风、光伏电站因其出力波动性和不确定性造成的经济损失，提出一种考虑流域小水电-农排灌溉聚合效应的抽蓄体水库容量优化配置方法。主要结论如下：

1) 通过挖掘农排灌溉站在不同季节的闲置容量，与配置日调节水库的径流式小水电联合，构建抽蓄体，能够有效填补偏远地区电力系统灵活性资源缺口。

2) 利用 Gale-Shapley 双边匹配机制，将风、光伏电站与抽蓄体聚合，使得风、光伏电站因其出力波动性和不确定性造成的偏差惩罚降低了 36.24%，有效降低了风、光出力波动性和不确定性对电站运行经济性的影响，提升聚合收益。

3) 农排灌溉站的加入，使得抽蓄体能充分发挥其对电量的时移作用，调节风、光出力，相较于风-光-水的聚合优化调度，风-光-抽蓄体的聚合使得聚合收益增加了 183.7 万元，年利润增加了 121.2 万元，进一步提升了聚合经济性。

附录 A

表 A1 抽蓄体参数

Table A1 Parameters of pumping and storage systems

参数	抽蓄体 1(上游)	抽蓄体 2(下游)
$P^{h,k}$ /kW	5680	9000
$Q_{max}^{h,k}$ /(m^3/s)	16.04	29.00
$Q_{max}^{p,k}$ /(m^3/s)	28.89	50.40
$H^{h,k}$ /m	40.11	35.95
$\eta^{h,k}$	0.90	0.88
$P^{p,k}$ /kW	4200	6880
$Q_{max}^{p,k}$ /(m^3/s)	14.03	25.79
$H^{p,k}$ /m	25.95	23.66
$\eta^{p,k}$	0.85	0.87
V_{max}^k / m^3	5.50×10^5	8.00×10^5
$P_{max}^{tr,k}$ /kW	2.00	2.50

表 A2 分时电价

Table A2 Time-of-use price

电价	时段	电价/(元/kWh)
高峰电价	08:00—12:00	0.55
	18:00—22:00	
平峰电价	12:00—18:00	0.45
低谷电价	00:00—08:00	0.3
	22:00—24:00	

表 A3 聚合成本参数

Table A3 Parameters of aggregation cost

成本	单价
π_r /($元/m^3$)	100
π_{or} /[($元/m^3$)/年]	3.5
π_{oh} /[($元/kW$)/年]	60
π_{op} /[($元/kW$)/年]	50
π_{ow} /[($元/kW$)/年]	40
π_{ov} /[($元/kW$)/年]	30
C^{pi-1} /万元	40
C^{pi-2} /万元	60

附录 B

表 B1 时节场景划分

Table B1 Division of seasonal scenarios

时节场景	时节场景特性	月份	占比
1	小风、大光、丰水期、农忙	5月—9月	0.42
2	平风、平光、平水期、农平	3月、4月 10月、11月	0.33
3	大风、小光、枯水期、农闲	12月—次年2月	0.25

表 B2 不同时节场景下不确定性场景概率

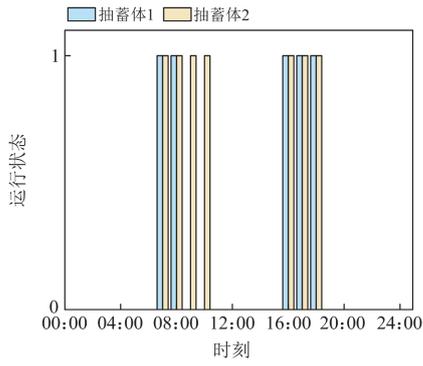
Table B2 Probability of uncertain scenarios in different seasonal scenarios

	时节场景 1	时节场景 2	时节场景 3
场景 1	0.29	0.28	0.27
场景 2	0.12	0.18	0.38
场景 3	0.22	0.23	0.16
场景 4	0.37	0.31	0.19

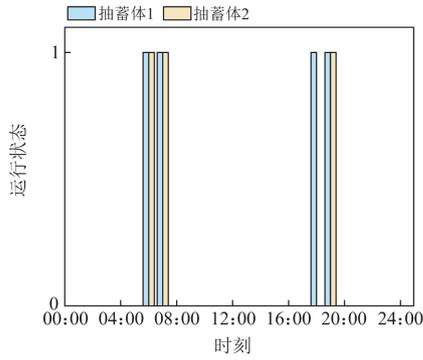
表 B3 不同时节场景下小水电的天然径流量不确定性场景集

Table B3 Uncertain scenario sets of natural runoff of hydropower in different seasonal scenarios

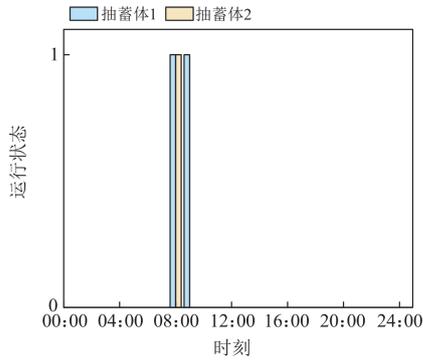
	时节场景 1	时节场景 2	时节场景 3
抽蓄体 1	场景 1	8.68	6.06
	场景 2	11.37	5.53
	场景 3	10.04	5.94
	场景 4	12.83	4.77
抽蓄体 2	场景 1	9.04	7.04
	场景 2	9.27	6.14
	场景 3	8.48	5.60
	场景 4	7.98	4.92



(a) 时节场景1

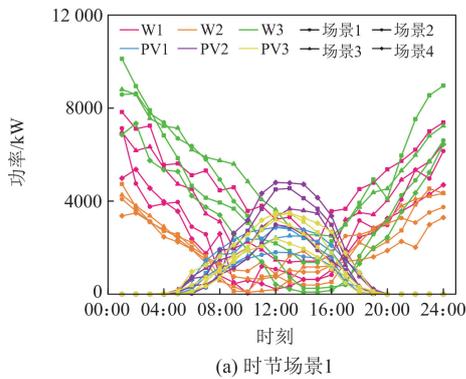


(b) 时节场景2

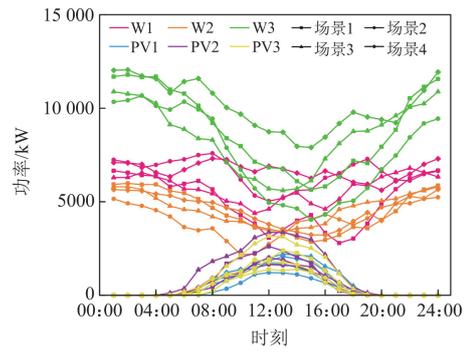


(c) 时节场景3

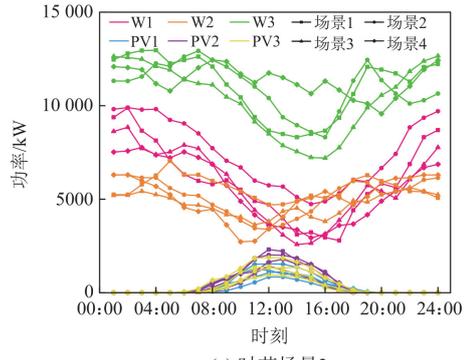
图 B1 不同时节场景下农排灌溉站的运行状态
Fig. B1 Operation state of agricultural pumping stations in different seasonal scenarios



(a) 时节场景1



(b) 时节场景2



(c) 时节场景3

图 B2 不同时节场景下风、光电站的出力不确定性场景集
Fig. B2 Uncertain scenario sets of wind and solar power stations output in different seasonal scenarios

附录 C

表 C1 风、光电站的合作偏好排序

Table C1 Sorting of cooperation preference of wind and solar power stations

	W1	W2	W3	PV1	PV2	PV3
抽蓄体 1	1	2	1	2	2	2
抽蓄体 2	2	1	2	1	1	1

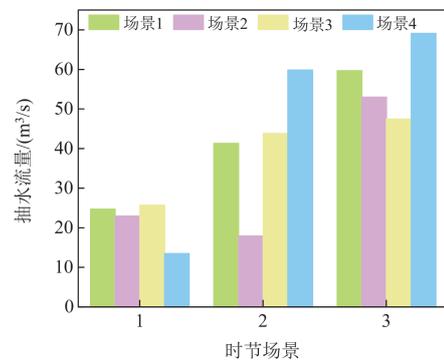


图 C1 不同时节场景下聚合体 1 中农排灌溉站的抽水流量
Fig. C1 Pumping flow of agricultural pumping station of aggregator 1 in different seasonal scenarios

参考文献

- [1] 张程, 罗玉锦, 陈昌亮. 考虑源荷不确定的多园区微网与共享储能电站协同优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(24): 77-89.
ZHANG Cheng, LUO Yujin, CHEN Changliang. Collaborative optimization operation of multi park microgrids and shared energy storage power stations considering source load uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(24): 77-89.
- [2] 李响, 武海潮, 王文雪, 等. 考虑大规模新能源接入的电网性能评价指标体系[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(15): 178-187.
LI Xiang, WU Haichao, WANG Wenxue, et al. Performance evaluation index system of a power grid considering large-scale new energy[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(15): 178-187.
- [3] 郑元黎, 龚锦霞, 梅光银, 等. 考虑风光不确定性的微网经济风险博弈模型[J]. 电测与仪表, 2023, 60(3): 107-114.
ZHENG Yuanli, GONG Jinxia, MEI Guangyin, et al. Economic risk game model of micro-grid considering wind and photovoltaic uncertainty[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(3): 107-114.
- [4] 钟浩, 吴凡, 张磊, 等. 电力市场多时间尺度决策的抽水蓄能容量优化配置[J]. 高电压技术, 2023, 49(10): 4109-4119.
ZHONG Hao, WU Fan, ZHANG Lei, et al. Optimal capacity allocation of pumping and storage power station based on multi-time scale decision-making in power market[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(10): 4109-4119.
- [5] 张俊涛, 甘霖, 程春田, 等. 大规模风光并网条件下水电灵活性量化及提升方法[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3227-3239.
ZHANG Juntao, GAN Lin, CHENG Chuntian, et al. Quantification and promotion of hydropower flexibility with large-scale wind and solar power incorporated into grid[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3227-3239.
- [6] 国家发改委, 国家能源局. 能源生产和消费革命战略(2016—2030)[EB/OL]. [2016-12-29]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201704/t20170425_962953.html.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Revolutionary strategy of energy production and consumption (2016—2030)[EB/OL]. [2016-12-29]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201704/t20170425_962953.html
- [7] 李咸善, 杨拯, 李飞, 等. 基于梯级水电调节的风光水联盟与区域电网联合运行优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(6): 2234-2248.
LI Xianshan, YANG Zheng, LI Fei, et al. Optimization scheduling strategy for joint operation of wind-solar-water power alliance and regional power grid based on cascade hydropower regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(6): 2234-2248.
- [8] 张振东, 唐海华, 覃晖, 等. 风光水互补系统发电收益-稳定性多目标优化调度[J]. 水利学报, 2022, 53(9): 1073-1082.
ZHANG Zhendong, TANG Haihua, QIN Hui, et al. Benefit-stability multi-objective optimal operation of wind-solar-hydropower hybrid system[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2022, 53(9): 1073-1082.
- [9] 闻昕, 孙圆亮, 谭乔凤, 等. 考虑预测不确定性的风光-水多能互补系统调度风险和效益分析[J]. 工程科学与技术, 2020, 52(3): 32-41.
WEN Xin, SUN Yuanliang, TAN Qiaofeng, et al. Risk and benefit analysis of hydro-wind-solar multi-energy system considering the one-day ahead output forecast uncertainty[J]. Advanced Engineering Sciences, 2020, 52(3): 32-41.
- [10] 张策, 成贵学, 李世龙. 考虑水-光-荷不确定性条件下配电网协调优化[J/OL]. 现代电力: 1-10[2024-08-31]. DOI:10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0047.
ZHANG Ce, CHENG Guixue, LI Shilong. Coordination optimization of distribution network considering hydro-photovoltaic-load uncertainty[J]. Modern Electric Power: 1-10[2024-08-31]. DOI:10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0047.
- [11] 国家发改委, 国家能源局. 关于加快推动新型储能发展的指导意见[EB/OL]. [2021-07-15]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202107/t20210723_1291321.html
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Guidance on accelerating the development of new energy storage[EB/OL]. [2021-07-15]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202107/t20210723_1291321.html
- [12] 颜宇飞, 唐早, 刘友波, 等. 双重不确定性下考虑风险偏好的风储系统日前报量策略[J]. 电网技术, 2023, 47(3): 1078-1088.
YAN Yufei, TANG Zao, LIU Youbo, et al. Day-ahead bidding strategy of combined wind storage system considering risk preference under dual uncertainties[J]. Power System Technology, 2023, 47(3): 1078-1088.
- [13] WANG Zhenni, FANG Guohua, WEN Xin, et al. Coordinated operation of conventional hydropower plants as hybrid pumped storage hydropower with wind and

- photovoltaic plants[J]. *Energy Conversion and Management*, 2023, 277.
- [14] 姚明明, 张新, 杨培宏, 等. 基于改进风光场景聚类联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(15): 115-130.
YAO Mingming, ZHANG Xin, YANG Peihong, et al. Low-carbon optimal scheduling of source-grid-load-storage based on improved wind-solar scene clustering combined with virtual energy storage[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(15): 115-130.
- [15] 白雪岩, 樊艳芳, 刘雨佳, 等. 考虑可靠性及灵活性的风光储虚拟电厂分层容量配置[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(8): 11-24.
BAI Xueyan, FAN Yanfang, LIU Yujia, et al. Wind power storage virtual power plant considering reliability and flexibility tiered capacity configuration[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(8): 11-24.
- [16] 李建林, 郭斌琪, 牛萌, 等. 风光储系统储能容量优化配置策略[J]. *电工技术学报*, 2018, 33(6): 1189-1196.
LI Jianlin, GUO Binqi, NIU Meng, et al. Optimal configuration strategy of energy storage capacity in wind/PV/storage hybrid system[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2018, 33(6): 1189-1196.
- [17] 王学良, 于继来. 分布式抽水蓄能系统的运营策略及其收益评估[J]. *电力系统保护与控制*, 2012, 40(7): 129-137, 142.
WANG Xueliang, YU Jilai. The operation strategy and its benefit assessment of the distributed pumped storage system[J]. *Power System Protection and Control*, 2012, 40(7): 129-137, 142.
- [18] 夏金磊, 唐翊杰, 王玲玲, 等. 考虑灵活调节能力的梯级水风光蓄互补系统日前优化运行策略[J/OL]. *上海交通大学学报*: 1-25[2024-07-09]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.419>.
XIA Jinlei, TANG Yijie, WANG Lingling, et al. Optimal operation strategy of cascade hydro-wind-solar-pumped storage complementary system considering the flexible regulation ability[J/OL]. *Journal of Shanghai Jiaotong University*: 1-25[2024-07-09]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.419>.
- [19] 唐家俊, 吴晓刚, 张思, 等. 基于 Gale-Shapley 算法的虚拟电厂与分布式资源匹配机制[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(18): 65-73.
TANG Jiajun, WU Xiaogang, ZHANG Si, et al. Matching mechanism for virtual power plants and distributed energy resources based on Gale-Shapley algorithm[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(18): 65-73.
- [20] 陈希, 樊治平. 双边匹配决策的研究现状与展望[J]. *管理评论*, 2012, 24(1): 169-176.
CHEN Xi, FAN Zhiping. The developing and research prospects for two-sided matching decision[J]. *Management Review*, 2012, 24(1): 169-176.
- [21] 吴景霞, 索金琳. 基于改进 DEC 算法的风光氢系统容量配置[J]. *电网与清洁能源*, 2022, 38(11): 98-106.
WU Jingxia, SUO Jinlin. Capacity configuration of wind-solar combined power generation system coupled with hydrogen energy storage based on improved DEC algorithm[J]. *Power System and Clean Energy*, 2022, 38(11): 98-106.
- [22] 周业荣, 李相锐, 绳博宇, 等. 水风光蓄互补发电系统中风光容量配置研究[J]. *水利水电技术(中英文)*, 2023, 54(11): 1-14.
ZHOU Yerong, LI Xiangrui, SHENG Boyu, et al. Study of wind-photovoltaic optimal capacity configuration in hydro-wind-photovoltaic-pumped storage complementary power generation system[J]. *Water Resources and Hydropower Engineering*, 2023, 54(11): 1-14.
- [23] 张峰, 张鹏, 梁军. 考虑风电功率不确定性的风电场出力计划上报策略[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(11): 34-40.
ZHANG Feng, ZHANG Peng, LIANG Jun. Wind farm generation schedule strategy considering wind power uncertainty[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(11): 34-40.
- [24] 姚俊伟, 汪萌, 赵红生, 等. 考虑成本回收的地方电网抽蓄容量优化配置[J]. *水电能源科学*, 2022, 40(11): 208-211, 197.
YAO Junwei, WANG Meng, ZHAO Hongsheng, et al. Optimal allocation of pumped storage capacity in local power grid considering cost recovery[J]. *Water Resources and Power*, 2022, 40(11): 208-211, 197.

收稿日期: 2024-08-10; 修回日期: 2024-09-26

作者简介:

钟浩(1983—), 男, 博士, 副教授, 研究生导师, 研究方向为电力系统运行与控制; E-mail: zhonghao022@163.com

刘浩宇(1999—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统运行与控制。E-mail: 1248529693@qq.com

(编辑 许威)