文章编号:1674-7607(2026)10-0161-12 DOI:10.19805/j.cnki.jcspe.2026.250235

考虑建设时序的风光蓄容量优化配置及火电机组灵活性改造

王 龙[1]， 何英静[2]， 张洪泽[3]， 李 杨[3]， 田雪沁[1]， 陈晴悦[2]
(1. 国网经济技术研究院有限公司，北京 102209；2. 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院，浙江杭州 310008；3. 河海大学 电气与动力工程学院，江苏南京 211100)

摘 要：风力发电和光伏发电作为当前成熟的新能源发电技术，已经被广泛应用于发电系统中，但风光资源的不确定性和间歇性严重限制了其长时间供电的可靠性。为提高多能源电力系统在规划阶段的经济性，增强系统对风光新能源的消纳能力，提出了一种考虑建设时序的风光蓄容量优化配置模型和火电机组灵活性改造方案。首先，给出了考虑建设时序的风光蓄容量优化配置模型和火电机组灵活性改造模型，构建了优化模型的目标函数与各约束条件。然后，采用第二类特殊有序集(SOS2)和麦考密克(McCormick)凸包络松弛方法对非线性部分进行线性化处理，将原本的非线性问题转化为混合整数线性规划问题求解。最后，以某多能源电力系统为算例，基于风光出力和负荷的历史数据，采用密度峰值聚类算法得到典型日场景，验证了所提优化模型和改造方案的合理性。

关键词：多能互补；建设时序；混合式抽水蓄能；容量配置；火电机组灵活性改造
中图分类号:TK01+9 **文献标志码**:A **学科分类号**:480.80

Capacity Optimization of Wind-PV-Pumped Storage Hybrid Systems Considering Construction Sequencing and Flexibility Retrofit of Thermal Power Units

WANG Long[1]， *HE Yingjing*[2]， *ZHANG Hongze*[3]， *LI Yang*[3]，
TIAN Xueqin[1]， *CHEN Qingyue*[2]
(1. State Grid Economic and Technological Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China; 2. Economic Research Institute of State Grid Zhejiang Electric Power Company, Hangzhou 310008, Zhejiang Province, China; 3. College of Electrical and Power Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, Jiangsu Province, China)

Abstract: Wind and photovoltaic power generation, as mature renewable technologies, have been widely applied in power systems. However, their intermittency and uncertainty severely limit long-term supply reliability. To improve the economic performance of multi-energy power systems during the planning stage and enhance renewable energy accommodation, an optimal capacity configuration model for wind-PV-pumped storage considering construction sequencing and a flexibility retrofit scheme for thermal power units were proposed. First, an optimal capacity configuration model for wind-PV-pumped storage consid-

收稿日期:2025-04-25 **修订日期**:2025-06-18
基金项目:国家电网有限公司总部管理科技资助项目(4000-202319075A-1-1-ZN)
作者简介:王 龙(1997—)，男，江苏常州人，助理工程师，硕士，研究方向为源网协同规划。
李 杨(通信作者)，男，副教授，博士，E-mail:eeliyang@hhu.edu.cn。

ering construction sequencing and a flexibility retrofit model for thermal power units were established, and the objective function as well as various constraints of the optimization model were formulated. The nonlinear parts were linearized using special ordered set of type 2 (SOS2) and McCormick convex envelope relaxation, transforming the original nonlinear problem into a mixed-integer linear programming problem. Based on historical wind, solar, and load data from a multi-energy power system, typical daily scenarios were generated using density peak clustering. Results verify the rationality of the proposed model and retrofit scheme.

Key words: multi-energy complementarity; construction sequencing; hybrid pumped storage; capacity configuration; flexibility retrofit of thermal power units

随着化石能源的大量开发与使用,环境污染及化石能源枯竭等问题随之出现。为应对可能到来的能源危机、保障国家能源体系安全,我国近年来正大力发展可再生能源发电技术。作为当前成熟的可再生能源发电技术,风力发电和光伏发电已经被广泛应用于发电系统中[1],但风光资源的不确定性和间歇性在很大程度上限制了其长时间供电的可靠性[2]。储能技术被视作解决这类问题的重要技术。其中,抽水蓄能技术作为技术成熟度高并且应用广泛的储能技术,可以有效提高电力系统对风光资源的消纳能力[3]。依托已有梯级水电站改造形成混合式抽水蓄能[4],并对现有火电机组进行灵活性改造[5],再配套建设风电场和光伏电站,由此构成水风光火蓄多能源电力系统。该系统中,混合式抽水蓄能与火电机组协同发挥调节能力[6],可显著提升对风光新能源的消纳水平。

目前,已有许多文献对风光蓄联合发电系统的优化配置进行了研究。王立平等[7]为实现梯级水风光蓄联合发电系统高效多能互补,研究了考虑梯级水电进行混合式抽水蓄能改造的风光发电多目标容量,提出了梯级水风光蓄全场景互补运行模型。彭煜民等[8]针对混合式抽水蓄能与纯抽水蓄能何种配置方式更优问题,从调度运行需求出发进行了研究,构建了水风光蓄互补系统短期优化调度模型,从调度运行角度探究不同抽水蓄能形式对水风光蓄互补系统的影响。杨昌海等[9]针对风光出力固有的随机性、间歇性和波动性给电力系统稳定运行带来的影响,提出了一种基于平抑风光波动的抽水蓄能电站容量规划模型。刘帅等[10]提出了一种计及不确定性的风光抽水蓄能联合发电系统容量优化配置方法,构建了基于信息间隙决策理论与熵权法的双层容量优化配置模型。高建强等[11]针对风光柴储互补发电系统,以系统总成本最小为目标函数对风光柴储的容量同时进行了优化配置。以上文献所提出的优化模型均针对负荷恒定不变的单一阶段,未考虑实际电力系统中负荷增长情况。

陈昌铭等[12]利用所提出的考虑最优建设时序的综合能源系统优化配置方法,对园区综合能源系统的建设时序集合进行了分析。曹严等[13]提出了一种考虑建设时序的园区综合能源系统多阶段规划方法,在每个规划阶段初期投入新增设备,以满足长时间尺度下负荷增长的需求。Fan 等[14]在考虑极端场景和不确定性的基础上对风光储多能源系统进行了多阶段的时序规划。Li 等[15]基于青海地区的电网情况,对风光火蓄系统中的抽水蓄能容量进行了时序规划。Jiao 等[16]针对已经规划完容量等待建设的抽水蓄能电站,对其投资方案进行了时序优化和相关指数评估。以上文献均考虑了时序的影响,其中所采用的多阶段规划方法有效提高了系统规划经济性和设备利用率,但所研究的综合能源系统均未涉及到梯级水电站混合式抽水蓄能改造建设,未将混合式抽水蓄能电站作为储能装置进行规划。在进行梯级水电站混合式抽水蓄能改造容量规划时,由于改造建设周期较长,仅仅考虑恒定不变的负荷难以符合实际情况。因此,考虑负荷增长情况,进行多阶段规划能够更好地匹配实际负荷需求,从而减少设备冗余或避免供电不足。

此外,有学者对风光火储的容量优化配置进行了研究。王筱等[17]基于风光联合概率分布,构建了一个多能互补容量优化配置模型,并对抽水蓄能的装机容量进行了配置。李明轩等[18]针对大型新能源基地,研究了风光火储容量优化配置问题,提出了基于新能源外送可靠性的容量优化配置方法。智筠贻等[19]提出了一种风光火储多能互补能源系统,建立了系统的能量模型。虽然以上文献中所建立的多能源系统包含火电和储能 2 种调节资源,但所建立的火电机组模型均未考虑进行灵活性改造,因此火

电机组的调节能力有限。杨寅平等[20]构建了一个基于区间优化的火电机组灵活性改造模型，通过对火电机组进行灵活性改造，提高了系统经济性以及对风电的消纳能力。然而，该文献所涉及的电力系统仅考虑了风力发电的消纳问题，未考虑风光发电的互补特性以及混合式抽水蓄能良好的调节性能。因此，为了充分利用大量现存火电机组的调节潜力，将含有混合式抽水蓄能的多能源电力系统中的火电机组进行深度调峰灵活性改造，将会有效提高系统对风光新能源的消纳能力。

综上所述，本文提出一种考虑建设时序的风光蓄容量优化配置模型和火电机组灵活性改造方案。首先，根据风光出力和负荷历史数据，采用密度峰值聚类算法得到典型风、光、负荷曲线；然后，给出考虑建设时序的风光蓄容量优化配置模型以及火电机组灵活性改造模型，以综合成本最低为目标函数，加入相关约束条件以及水电之间的复杂耦合关系；接着，采用第二类特殊有序集(SOS2)和麦考密克(McCormick)凸包络松弛方法进行线性化处理，将原本的非线性问题转化为混合整数线性规划问题进行求解；最后，以某多能源电力系统为算例对所提模型的合理性进行验证。

1　多能源电力系统结构

以某多能源电力系统为例开展规划研究。该系统包括梯级水电站、从梯级水电站改造而来的混合式抽水蓄能电站、火电厂、风电场和光伏电站，其中：混合式抽水蓄能电站、风电场和光伏电站的容量待规划；火电厂的火电机组灵活性改造方案待规划。多能源电力系统结构示意图如图 1 所示。

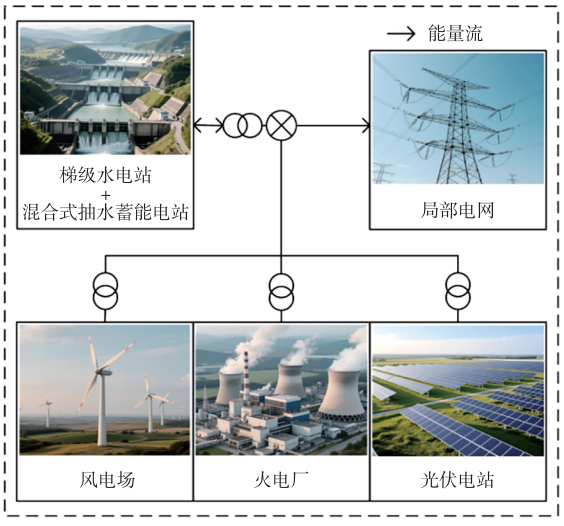


图 1　多能源电力系统结构示意图

Fig. 1　Schematic diagram of the multi-energy power system

2　考虑建设时序的风光蓄容量优化配置模型

考虑到混合式抽水蓄能电站的建设周期，在此期间内多能源电力系统的负荷每年会出现不同幅度的增长，因此对多能源电力系统的规划建设应考虑建设时序，采用多阶段规划的方法。将混合式抽水蓄能电站的建设周期设定为 $N_{\mathrm{Y}}-1$ 年(N_{Y} 为规划总年数)，建设期间每年针对负荷情况对尚不含有混合式抽水蓄能电站的多能源电力系统进行规划建设；在第 N_{Y} 年投入混合式抽水蓄能电站，对含有混合式抽水蓄能电站的多能源电力系统进行优化配置。

此外，还考虑到火电机组在当前电力系统占有较大规模，且主要承担发电功能，因此对其进行灵活性改造，将其作为主要的电力系统调峰资源，以更好地助力新能源的消纳。

2.1　目标函数

本模型考虑规划期内各年各设备的投资成本和运行成本以及规划末期的设备残值，以全寿命周期成本 C 最小为目标函数。

$$\min C=\sum_{y=1}^{N_{\mathrm{Y}}}R_yC_y^{\mathrm{inv}}+\sum_{y=1}^{N_{\mathrm{Y}}}R_yC_y^{\mathrm{ope}}-R_{N_{\mathrm{Y}}}F_{\mathrm{RV}} \tag{1}$$

$$R_y=(1+r)^{-y} \tag{2}$$

式中：C_y^{inv} 和 C_y^{ope} 分别为第 y 年的投资成本和运行成本；F_{RV} 为规划期末的设备总残值；R_y 为第 y 年的现值系数；$R_{N_{\mathrm{Y}}}$ 为第 N_{Y} 年的现值系数；r 为折现率。

2.1.1　投资成本

$$C_y^{\mathrm{inv}}=\begin{cases}c^{\mathrm{pv}}I_y^{\mathrm{pv}}+c^{\mathrm{w}}I_y^{\mathrm{w}}+c^{\mathrm{th}}I_y^{\mathrm{th}} & ,y<N_{\mathrm{Y}}\\ c^{\mathrm{pv}}I_y^{\mathrm{pv}}+c^{\mathrm{w}}I_y^{\mathrm{w}}+c^{\mathrm{th}}I_y^{\mathrm{th}}+c^{\mathrm{ps}}I_y^{\mathrm{ps}} & ,y=N_{\mathrm{Y}}\end{cases} \tag{3}$$

式中：c^{pv}、c^{w}、c^{th} 和 c^{ps} 分别为光伏电站、风电场、火电机组改造和梯级水电站混合式抽水蓄能改造的单位投资成本；I_y^{pv}、I_y^{w}、I_y^{ps} 和 I_y^{th} 分别为规划周期内第 y 年光伏电站、风电场、梯级水电站混合式抽水蓄能改造的新增建设容量和火电机组进行灵活性改造的改造容量。

2.1.2　运行成本

火电机组的运行成本随着调峰深度而变化，可以将其运行过程划分为常规调峰(RPR)、非投油调峰(DPR)和投油调峰(DPRO)3 个阶段，如图 2 所示，其中：$P_g^{\mathrm{G,max}}$、$P_g^{\mathrm{G,min0}}$、$P_g^{\mathrm{G,min1}}$ 和 $P_g^{\mathrm{G,min2}}$ 表示第 g 台火电机组的最大出力、改造前最小出力即常规调峰最小出力、深度调峰不投油改造后最小出力和深度调峰投油改造后最小出力。

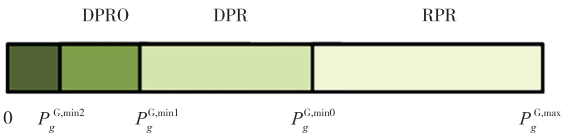


图 2 火电机组调峰原理图

Fig. 2 Schematic diagram of peak-regulation for thermal power generating units

火电机组在不同阶段的调峰成本由不同成分组成，可用分段函数表示，即

$$f_g(P_g)=\begin{cases}f_g^{coal}(P_g) & ,P_g^{G,min0}<P_g\leqslant P_g^{G,max}\\ f_g^{coal}(P_g)+\omega_g^{loss}(P_g) & ,P_g^{G,min1}<P_g\leqslant P_g^{G,min0}\\ f_g^{coal}(P_g)+\omega_g^{loss}(P_g)+\omega_g^{oil} & ,P_g^{G,min2}<P_g\leqslant P_g^{G,min1}\end{cases} \tag{4}$$

其中

$$\begin{cases}f_g^{coal}(P_g)=aP_g^2+bP_g+c\\ \omega_g^{loss}(P_g)=\dfrac{1}{N_t}S^{unit}\\ \omega_g^{oil}=S^{cost}Z_g^{oil}\end{cases} \tag{5}$$

式中：$f_g(\cdot)$、$f_g^{coal}(\cdot)$和$\omega_g^{loss}(\cdot)$分别为第 g 台火电机组调峰运行的成本函数、煤耗函数和机组深度调峰损耗函数；a、b 和 c 分别为火电机组煤耗成本函数的二次项系数、一次项系数和常数项系数；ω_g^{oil} 为第 g 台火电机组的投油成本；P_g 为第 g 台火电机组的实际出力；N_t 为转子致裂循环周次；S^{unit} 为火电机组的购机费用；S^{cost} 为燃油价格；Z_g^{oil} 为第 g 台火电机组的投油量。

考虑火电机组的灵活性改造后，多能源电力系统每年的运行成本可以表示为

$$C_y^{ope}=\begin{cases}C_y^H+C_y^{RE}+C_y^G & ,y<N_Y\\ C_y^H+C_y^{RE}+C_y^{PS}+C_y^G & ,y=N_Y\end{cases} \tag{6}$$

其中

$$C_y^H=365\sum_{s=1}^{N_S}\left(P_s\sum_{t=1}^{N_T}\sum_{i=1}^{N_H}z_{i,t,s,y}^{H,su}c^{H,su}\right),y\leqslant N_Y \tag{7}$$

$$C_y^{RE}=365\sum_{s=1}^{N_S}\{P_s\sum_{t=1}^{N_T}[c^{PV}(P_{t,s,y}^{ePV}-P_{t,s,y}^{PV})+c^{W}(P_{t,s,y}^{eW}-P_{t,s,y}^{W})]\},\ y\leqslant N_Y \tag{8}$$

$$C_y^{PS}=365\sum_{s=1}^{N_S}[P_s\sum_{t=1}^{N_T}(c^{psG,su}z_{t,s}^{psG,su}+c^{psP,su}z_{t,s}^{psP,su})],\ y=N_Y \tag{9}$$

$$C_y^G=365\sum_{s=1}^{N_S}\{P_s\sum_{t=1}^{N_T}\sum_{g=1}^{N_G}[f(P_{g,t,s,y}^G)+c^{G,su}z_{g,t,s,y}^{G,su}+c^{G,sd}z_{g,t,s,y}^{G,sd}]\},\ y\leqslant N_Y \tag{10}$$

式中：C_y^G、C_y^H、C_y^{RE} 和 C_y^{PS} 分别为第 y 年火电机组、水电机组、风光电场和混合式抽水蓄能机组的运行成本，其中风光电场的运行成本采用弃风弃光成本表示；P_s 为第 s 个典型日出现的概率；N_S、N_T、N_G 和 N_H 分别为典型日数、时段数、火电机组台数和水电站级数；$P_{g,t,s,y}^G$为第 y 年典型日 s 中第 g 台火电机组在 t 时段的出力；$P_{t,s,y}^{PV}$和 $P_{t,s,y}^{ePV}$分别为第 y 年典型日 s 中光伏电站在 t 时段的实际出力和预测出力；$P_{t,s,y}^{W}$和 $P_{t,s,y}^{eW}$分别为第 y 年典型日 s 中风电场在 t 时段的实际出力和预测出力；$z_{g,t,s,y}^{G,su}$和 $z_{g,t,s,y}^{G,sd}$分别为第 y 年典型日 s 中第 g 台火电机组在 t 时段的开机和停机的操作变量；$z_{i,t,s,y}^{H,su}$为第 y 年典型日 s 中第 i 级水电机组在 t 时段的开机操作变量；$z_{t,s}^{psG,su}$和 $z_{t,s}^{psP,su}$分别为典型日 s 中混合式抽水蓄能机组在 t 时段发电和抽水工况的启动操作变量；$c^{G,su}$和 $c^{G,sd}$分别为火电机组开机和停机的成本系数；$c^{H,su}$为水电机组开机成本系数；c^{PV}和 c^{W} 分别为光伏和风电的弃电惩罚成本系数；$c^{psG,su}$和 $c^{psP,su}$分别为混合式抽水蓄能机组发电和抽水工况的启动成本系数。

2.1.3 设备残值

$$F_{RV}=\sum_{y=1}^{N_Y}\sum_{p=1}^{N_{type}}\{C_{p,y}-(N_Y-y+1)[C_{p,y}(1-\delta_p)/N_p]\} \tag{11}$$

式中：N_{type}为投资新建的设备种类；$C_{p,y}$为第 y 年第 p 种设备的投资成本；δ_p 为第 p 种设备的净残值率；N_p 为第 p 种设备的期望运行年限。

2.2 约束条件

2.2.1 火电机组改造约束

$$P_{g,y}^{G,min}=x_{g,y}^0P_g^{G,min0}+x_{g,y}^1P_g^{G,min1}+x_{g,y}^2P_g^{G,min2},\ y\leqslant N_Y \tag{12}$$

$$x_{g,y}^0+x_{g,y}^1+x_{g,y}^2=1,\ y\leqslant N_Y \tag{13}$$

$$x_{g,y+1}^1\geqslant x_{g,y}^1,\ x_{g,y+1}^2\geqslant x_{g,y}^2,\ 1\leqslant y\leqslant N_Y-1 \tag{14}$$

$$\begin{cases}z_{g,y}^1=x_{g,y}^1 & ,y=1\\ z_{g,y}^2=x_{g,y}^2 & ,y=1\\ z_{g,y}^1=x_{g,y}^1-x_{g,y-1}^1 & ,2\leqslant y\leqslant N_Y\\ z_{g,y}^2=x_{g,y}^2-x_{g,y-1}^2 & ,2\leqslant y\leqslant N_Y\end{cases} \tag{15}$$

$$I_y^{th}=\sum_{g=1}^{N_G}[(P_g^{G,min0}-P_g^{G,min1})z_{g,y}^1+(P_g^{G,min0}-P_g^{G,min2})z_{g,y}^2],\ y\leqslant N_Y \tag{16}$$

式中：$P_{g,y}^{G,min}$为第 y 年第 g 台火电机组的最小出力；$x_{g,y}^0$、$x_{g,y}^1$和 $x_{g,y}^2$分别为第 y 年第 g 台火电机组处于常规调峰状态、深度调峰不投油改造状态和深度调峰投油改造状态的状态变量；$z_{g,y}^1$和 $z_{g,y}^2$分别为第 y 年第 g 台火电机组进行深度调峰不投油和投油改造的动作变量。

2.2.2 火电机组运行约束

$$P_{g,y}^{G,min}\leqslant P_{g,t,s,y}^G\leqslant P_g^{G,max},\ y\leqslant N_Y \tag{17}$$

$$-R_g^{\mathrm{G,D}} \leqslant P_{g,t,s,y}^{\mathrm{G}} - P_{g,t-1,s,y}^{\mathrm{G}} \leqslant R_g^{\mathrm{G,U}},\ y \leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{18}$$

式中：$R_g^{\mathrm{G,D}}$ 和 $R_g^{\mathrm{G,U}}$ 分别为第 g 台火电机组的最小和最大爬坡速率。

2.2.3　功率平衡约束

$$\begin{cases} \sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}} P_{g,t,s,y}^{\mathrm{G}} + \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{H}}} P_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}} + P_{t,s,y}^{\mathrm{PV}} + P_{t,s,y}^{\mathrm{W}} = P_{t,s,y}^{\mathrm{D}}, \\ \qquad\qquad y \leqslant N_{\mathrm{Y}} - 1 \\ \sum_{g=1}^{N_{\mathrm{G}}} P_{g,t,s,y}^{\mathrm{G}} + \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{H}}} P_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}} + P_{t,s,y}^{\mathrm{PV}} + P_{t,s,y}^{\mathrm{W}} + \\ P_{t,s}^{\mathrm{psG}} = P_{t,s,y}^{\mathrm{D}} + P_{t,s}^{\mathrm{psP}}, \qquad y = N_{\mathrm{Y}} \end{cases} \tag{19}$$

式中：$P_{t,s}^{\mathrm{psG}}$ 和 $P_{t,s}^{\mathrm{psP}}$ 分别为典型日 s 中混合式抽水蓄能机组在 t 时段的发电和抽水功率；$P_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}}$ 为第 y 年典型日 s 中第 i 级水电机组在 t 时段的发电出力；$P_{t,s,y}^{\mathrm{D}}$ 为第 y 年典型日 s 在 t 时段的负荷。

2.2.4　风电、光伏出力约束

$$0 \leqslant P_{t,s,y}^{\mathrm{PV}} \leqslant \overline{P}_{t,s,y}^{\mathrm{ePV}} \sum_{y=1}^{N_{\mathrm{Y}}} I_y^{\mathrm{pv}},\ y \leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{20}$$

$$0 \leqslant P_{t,s,y}^{\mathrm{W}} \leqslant \overline{P}_{t,s,y}^{\mathrm{eW}} \sum_{y=1}^{N_{\mathrm{Y}}} I_y^{\mathrm{w}},\ y \leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{21}$$

式中：$\overline{P}_{t,s,y}^{\mathrm{ePV}}$ 和 $\overline{P}_{t,s,y}^{\mathrm{eW}}$ 分别为第 y 年典型日 s 中光伏发电和风力发电在 t 时段的预测出力标幺值。

2.2.5　风光蓄容量约束

$$I_{\mathrm{w,min}} \leqslant I_y^{\mathrm{w}} \leqslant I_{\mathrm{w,max}} \tag{22}$$

$$I_{\mathrm{pv,min}} \leqslant I_y^{\mathrm{pv}} \leqslant I_{\mathrm{pv,max}} \tag{23}$$

$$I_{\mathrm{ps,min}} \leqslant I_y^{\mathrm{ps}} \leqslant I_{\mathrm{ps,max}} \tag{24}$$

式中：$I_{\mathrm{w,min}}$、$I_{\mathrm{pv,min}}$ 和 $I_{\mathrm{ps,min}}$ 分别为风电场、光伏电场和混合式抽水蓄能每年新增建设容量的最小值，其最小值均设置为 0；$I_{\mathrm{w,max}}$、$I_{\mathrm{pv,max}}$ 和 $I_{\mathrm{ps,max}}$ 分别为风电场、光伏电场和混合式抽水蓄能每年新增建设容量的最大值。

2.2.6　水电机组运行约束

$$z_{i,t,s,y}^{\mathrm{H,su}} - z_{i,t,s,y}^{\mathrm{H,sd}} = u_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}} - u_{i,t-1,s,y}^{\mathrm{H}},\ y \leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{25}$$

$$z_{i,t,s,y}^{\mathrm{H,su}} + z_{i,t,s,y}^{\mathrm{H,sd}} \leqslant 1,\ y \leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{26}$$

$$P_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}} = \rho g \eta_i^{\mathrm{H}} H_i q_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}},\ y \leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{27}$$

$$u_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}} P_i^{\mathrm{H,min}} \leqslant P_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}} \leqslant u_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}} P_i^{\mathrm{H,max}},\ y \leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{28}$$

式中：$u_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}}$ 和 $z_{i,t,s,y}^{\mathrm{H,sd}}$ 分别为第 y 年典型日 s 中第 i 级水电机组在 t 时段的状态变量和停机操作变量；η_i^{H} 为第 i 级水电机组的发电效率；H_i 为第 i 级水电站的发电平均水头；$q_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}}$ 为第 y 年典型日 s 中第 i 级水电机组在 t 时段的发电流量；$P_i^{\mathrm{H,min}}$ 和 $P_i^{\mathrm{H,max}}$ 分别为第 i 级水电机组的最小和最大出力；ρ 为水的密度；g 为重力加速度。

2.2.7　混合式抽水蓄能机组运行约束

$$u_{t,s}^{\mathrm{psG}} + u_{t,s}^{\mathrm{psP}} \leqslant 1 \tag{29}$$

$$z_{t,s}^{\mathrm{psG,su}} - z_{t,s}^{\mathrm{psG,sd}} = u_{t,s}^{\mathrm{psG}} - u_{t-1,s}^{\mathrm{psG}} \tag{30}$$

$$z_{t,s}^{\mathrm{psG,su}} + z_{t,s}^{\mathrm{psG,sd}} \leqslant 1 \tag{31}$$

$$z_{t,s}^{\mathrm{psP,su}} - z_{t,s}^{\mathrm{psP,sd}} = u_{t,s}^{\mathrm{psP}} - u_{t-1,s}^{\mathrm{psP}} \tag{32}$$

$$z_{t,s}^{\mathrm{psP,su}} + z_{t,s}^{\mathrm{psP,sd}} \leqslant 1 \tag{33}$$

$$P_{t,s}^{\mathrm{psG}} = \rho g \eta^{\mathrm{psG}} h q_{t,s}^{\mathrm{psG}} \tag{34}$$

$$P_{t,s}^{\mathrm{psP}} = \frac{\rho g h q_{t,s}^{\mathrm{psP}}}{\eta^{\mathrm{psP}}} \tag{35}$$

$$u_{t,s}^{\mathrm{psG}} \alpha_{\min}^{\mathrm{psG}} I_y^{\mathrm{ps}} \leqslant P_{t,s}^{\mathrm{psG}} \leqslant u_{t,s}^{\mathrm{psG}} I_y^{\mathrm{ps}},\ y = N_{\mathrm{Y}} \tag{36}$$

$$u_{t,s}^{\mathrm{psP}} \alpha_{\min}^{\mathrm{psP}} I_y^{\mathrm{ps}} \leqslant P_{t,s}^{\mathrm{psP}} \leqslant u_{t,s}^{\mathrm{psP}} I_y^{\mathrm{ps}},\ y = N_{\mathrm{Y}} \tag{37}$$

式中：$u_{t,s}^{\mathrm{psG}}$ 和 $u_{t,s}^{\mathrm{psP}}$ 分别为典型日 s 中混合式抽水蓄能机组在 t 时段发电和抽水的状态变量；$z_{t,s}^{\mathrm{psG,sd}}$ 和 $z_{t,s}^{\mathrm{psP,sd}}$ 分别为典型日 s 中混合式抽水蓄能机组在 t 时段发电和抽水的停机操作变量；η^{psG} 和 η^{psP} 分别为混合式抽水蓄能机组发电和抽水的效率；$q_{t,s}^{\mathrm{psG}}$ 和 $q_{t,s}^{\mathrm{psP}}$ 分别为典型日 s 中混合式抽水蓄能机组在 t 时段发电和抽水的流量；$\alpha_{\min}^{\mathrm{psG}}$ 和 $\alpha_{\min}^{\mathrm{psP}}$ 分别为混合式抽水蓄能机组发电和抽水最小出力相对于机组容量的系数；h 为混合式抽水蓄能机组的发电平均水头。

2.2.8　梯级水力平衡约束

$$V_{i,t,s,y} = V_{i,t-1,s,y} + \Delta t (Q_{i,t,s,y} + q_{i-1,t,s,y}^{\mathrm{out}} + q_{t,s,y}^{\mathrm{ps}} - q_{i,t,s,y}^{\mathrm{out}}),\quad y \leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{38}$$

$$q_{t,s,y}^{\mathrm{ps}} = \begin{cases} q_{t,s}^{\mathrm{psP}} - q_{t,s}^{\mathrm{psG}}, \text{上水库} & y = N_{\mathrm{Y}} \\ q_{t,s}^{\mathrm{psG}} - q_{t,s}^{\mathrm{psP}}, \text{下水库} & y = N_{\mathrm{Y}} \\ q_{t,s,y}^{\mathrm{ps}} = 0 & y \leqslant N_{\mathrm{Y}} - 1 \end{cases} \tag{39}$$

$$q_{i,t,s,y}^{\mathrm{out}} = q_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}} + q_{i,t,s,y}^{\mathrm{s}},\ y \leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{40}$$

$$u_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}} q_i^{\mathrm{H,min}} \leqslant q_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}} \leqslant u_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}} q_i^{\mathrm{H,max}},\ y \leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{41}$$

$$0 \leqslant q_{i,t,s,y}^{\mathrm{s}} \leqslant q_i^{\mathrm{s,max}},\ y \leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{42}$$

$$V_i^{\min} \leqslant V_{i,t,s,y} \leqslant V_i^{\max},\ y \leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{43}$$

式中：$V_{i,t,s,y}$ 为第 y 年典型日 s 中第 i 级水电站在 t 时段的库容；$Q_{i,t,s,y}$、$q_{i,t,s,y}^{\mathrm{out}}$ 和 $q_{i,t,s,y}^{\mathrm{s}}$ 分别为第 y 年典型日 s 中第 i 级水电站在 t 时段的区间流量、下泄流量和弃水流量；$q_{t,s,y}^{\mathrm{ps}}$ 为第 y 年典型日 s 中混合式抽水蓄能机组在 t 时段的综合流量；$q_i^{\mathrm{H,min}}$、$q_i^{\mathrm{H,max}}$ 和 $q_i^{\mathrm{s,max}}$ 分别为第 i 级水电站发电流量的最小和最大值以及最大弃水流量；$V_i^{\min}$ 和 $V_i^{\max}$ 分别为第 i 级水电站库容的最小和最大值；Δt 为时间间隔，取为 1 h；$u_{i,t,s,y}^{\mathrm{H}}$ 为第 y 年典型日 s 中第 i 级水电站在 t 时段的发电状态变量。

3　模型转化与求解方法

本文所提模型中涉及到的煤耗成本与抽水蓄能机组出力约束均为非线性，导致本优化模型求解难度大。针对此问题，采用 SOS2 和 McCormick 凸包络松弛方法对非线性部分进行线性化处理，将原本

的非线性问题转化为混合整数线性问题。

3.1 煤耗成本线性化

首先，可将第 g 台火电机组的功率输出范围以相等步长划分为 K 个区间。

$$\begin{cases} P_g^{\mathrm{G,min}}=P_g^{\mathrm{G},0}<\cdots<P_g^{\mathrm{G},k}<\cdots<P_g^{\mathrm{G},K+1}=P_g^{\mathrm{G,max}} \\ C_g^{\mathrm{coal},k}=f_g^{\mathrm{coal}}(P_g^{\mathrm{G},k}) \end{cases} \tag{44}$$

式中：$P_g^{\mathrm{G},k}(k=1,2,\cdots,K)$ 表示第 k 个区间的火电机组发电功率；$P_g^{\mathrm{G},0}$ 和 $P_g^{\mathrm{G},K+1}$ 分别为第 1 个区间的起始值与第 K 个区间的终点值；$C_g^{\mathrm{coal},k}$ 为第 g 台火电机组在第 k 个区间的煤耗成本。

然后，引入 0-1 变量 $w_{g,t,s,y}^k(k=1,2,\cdots,K+1)$，则火电机组出力和煤耗成本可分别表示为

$$\begin{cases} P_{g,t,s,y}^{\mathrm{G}}=\sum\limits_{k=1}^{K+1}w_{g,t,s,y}^k P_g^{\mathrm{G},k}, & y\leqslant N_{\mathrm{Y}} \\ C_{g,t,s,y}^{\mathrm{coal}}=\sum\limits_{k=1}^{K+1}w_{g,t,s,y}^k f_g^{\mathrm{coal}}(P_g^{\mathrm{G},k}), & y\leqslant N_{\mathrm{Y}} \end{cases} \tag{45}$$

为了标记 $P_{g,t,s,y}^{\mathrm{G}}$ 所处的区间，引入了二进制变量 $z_{g,t,s,y}^k(k=1,2,\cdots,K)$。$z_{g,t,s,y}^k=1$ 表示 $P_{g,t,s,y}^{\mathrm{G}}$ 处于第 k 个区间，$z_{g,t,s,y}^k=0$ 表示 $P_{g,t,s,y}^{\mathrm{G}}$ 不处于第 k 区间。上述变量满足以下约束条件。

$$w_{g,t,s,y}^1\leqslant z_{g,t,s,y}^1,\ y\leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{46}$$

$$w_{g,t,s,y}^{K+1}\leqslant z_{g,t,s,y}^K,\ y\leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{47}$$

$$w_{g,t,s,y}^k\leqslant z_{g,t,s,y}^{k-1}+z_{g,t,s,y}^k,\ y\leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{48}$$

$$w_{g,t,s,y}^k\geqslant 0,\ y\leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{49}$$

$$\sum_{k=1}^{K+1}w_{g,t,s,y}^k=1,\ y\leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{50}$$

$$\sum_{k=1}^{K}z_{g,t,s,y}^k=1,\ y\leqslant N_{\mathrm{Y}} \tag{51}$$

3.2 抽水蓄能机组出力上下限约束的线性化处理

抽水蓄能机组的出力上、下限约束分别如式(36)和式(37)所示。其中非线性部分为 $u_{t,s}^{\mathrm{psG}}I_y^{\mathrm{ps}}$ 和 $u_{t,s}^{\mathrm{psP}}I_y^{\mathrm{ps}}$，由 0-1 变量与连续变量相乘得到，可采用 McCormick 凸包络松弛法进行线性化处理。引入连续辅助变量 $w_{t,s}^{\mathrm{psG}}$ 和 $w_{t,s}^{\mathrm{psP}}$，令 $w_{t,s}^{\mathrm{psG}}=u_{t,s}^{\mathrm{psG}}I_y^{\mathrm{ps}}$、$w_{t,s}^{\mathrm{psP}}=u_{t,s}^{\mathrm{psP}}I_y^{\mathrm{ps}}$，分别表示典型日 s 中混合式抽水蓄能机组在 t 时段处于发电工况和抽水工况时的实际投运容量，处理后有

$$\begin{cases} w_{t,s}^{\mathrm{psG}}\geqslant 0 \\ w_{t,s}^{\mathrm{psG}}\geqslant I_y^{\mathrm{ps}}-I_{\mathrm{ps,max}}(1-u_{t,s}^{\mathrm{psG}}) \\ w_{t,s}^{\mathrm{psG}}\leqslant I_y^{\mathrm{ps}} \\ w_{t,s}^{\mathrm{psG}}\leqslant u_{t,s}^{\mathrm{psG}}I_{\mathrm{ps,max}} \end{cases} \tag{52}$$

$$\begin{cases} w_{t,s}^{\mathrm{psP}}\geqslant 0 \\ w_{t,s}^{\mathrm{psP}}\geqslant I_y^{\mathrm{ps}}-I_{\mathrm{ps,max}}(1-u_{t,s}^{\mathrm{psP}}) \\ w_{t,s}^{\mathrm{psP}}\leqslant I_y^{\mathrm{ps}} \\ w_{t,s}^{\mathrm{psP}}\leqslant u_{t,s}^{\mathrm{psP}}I_{\mathrm{ps,max}} \end{cases} \tag{53}$$

通过以上线性化处理，原本的非线性问题成功转化为混合整数线性问题。

4 算例分析

4.1 算例设置

以某多能源电力系统为算例进行分析。风光新能源发电和负荷具有复杂的相关性，且具有明显的时间分布特性，难以用传统的统计方法来简单描述。密度峰值聚类(DPC)算法是一种基于密度的聚类算法，与 K-means 等传统聚类算法相比，它不涉及迭代过程，计算过程更为简单，并且在计算非球形簇时表现出较好的性能，不易受噪声干扰，特别适用于本文涉及到的风光出力这种随机性高的数据[21]。因此，采用基于历史数据的 DPC 算法对一年 365 天的历史数据进行聚类，得到具有代表性的 5 个典型日来模拟风光新能源出力和负荷的分布特征，分别如图 3、图 4 和图 5 所示。典型日 1～5 出现的概率依次为 0.139、0.236、0.124、0.245、0.256。此外，考虑到梯级水电站在进行混合式抽水蓄能改造建设周期内负荷的增长情况，对规划周期内负荷的设置如图 6 所示。

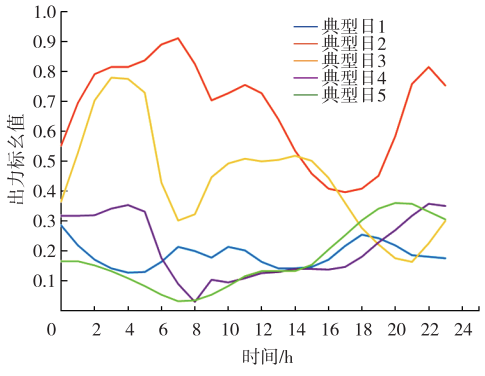


图 3 典型日风力发电出力标幺值

Fig. 3 Per-unit wind power output on typical days

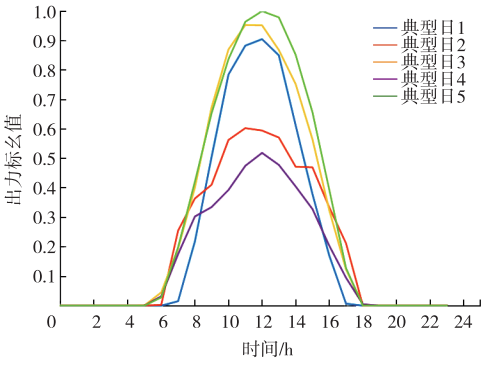


图 4 典型日光伏发电出力标幺值

Fig. 4 Per-unit photovoltaic power output on typical days

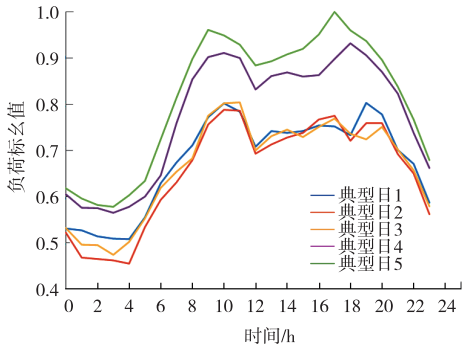


图 5　典型日负荷标幺值

Fig. 5　Per-unit load on typical days

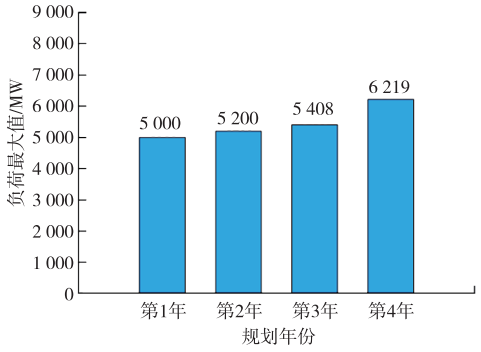


图 6　规划周期内各年份的负荷

Fig. 6　Annual load profiles over planning horizon

梯级水电站混合式抽水蓄能改造建设周期取为 3 年，总规划周期 N_Y 取为 4 年，即在前 3 年对梯级水电站进行混合式抽水蓄能电站改造建设，在第 4 年将完成改造建设的混合式抽水蓄能电站投入多能源电力系统参与调度运行。在火电机组灵活性改造模型中，火电机组改造前最小出力即常规调峰最小出力、深度调峰不投油改造后最小出力和深度调峰投油改造后最小出力分别设置为火电机组最大出力的 50%、30%和 20%。梯级水电站和火电机组数据设置如表 1 所示，基本参数设置如表 2 所示。

此外，为说明所提方法的有效性，算例中设置 4 个场景行进行对比。

场景Ⅰ：考虑建设时序与火电机组灵活性改造，采用多阶段规划方法，每年对设备配置和火电机组改造方案进行规划；

场景Ⅱ：不考虑建设时序，考虑火电机组灵活性改造，仅在第 1 年初规划整个周期的设备配置和火电机组改造方案；

场景Ⅲ：考虑建设时序，不考虑火电机组灵活性改造，每年对设备配置方案进行规划；

场景Ⅳ：不进行梯级水电站混合式抽水蓄能改造，考虑建设时序与火电机组灵活性改造，每年对风光发电设备配置和火电机组改造方案进行规划。

表 1　梯级水电和火电机组数据设置

Tab. 1　Parameter settings of cascade hydropower stations and thermal power units

类型	参数	编号	数值
梯级水电	水电站最大出力/MW	第 1 级	900
		第 2 级	480
		第 3 级	450
	水头/m	第 1 级	93.43
		第 2 级	58.77
		第 3 级	93.43
火电机组	机组最大出力/MW	机组 1	250
		机组 2	277
		机组 3	250
		机组 4	232
		机组 5	208
		机组 6	250
		机组 7	260
		机组 8	240
		机组 9	230
		机组 10	200

表 2　基本参数设置

Tab. 2　Basic parameter settings

类型	参数	数值
风力发电[6]	设计使用年限/a	20
	单位容量投资成本/(元·kW^{-1})	8 000
光伏发电[6]	设计使用年限/a	20
	单位容量投资成本/(元·kW^{-1})	5 000
火力发电[20]	设计使用年限/a	20
	单位容量改造成本/(元·kW^{-1})	1 050
混合式抽水蓄能[6]	设计使用年限/a	50
	单位容量投资成本/(元·kW^{-1})	5 000
其他[15]	折现率/%	8
	设备净残值率/%	6

4.2　考虑建设时序的最优配置结果

4.2.1　风-光-混合式抽水蓄能最优容量配置方案

在场景Ⅰ中，多能源电力系统的最优配置方案及其全寿命周期成本分别如表 3 和表 4 所示。

表 3　考虑建设时序的多能源电力系统最优配置结果

Tab. 3　Optimal capacity configuration results of multi-energy power system considering construction sequencing

规划阶段	新配置容量/MW		
	风力发电	光伏发电	混合式抽水蓄能
第 1 年	1 889.7	2 318.8	
第 2 年	634.7	312.9	
第 3 年	660.1	325.4	
第 4 年	153.2	0	776.9
总计	3 337.7	2 957.1	776.9

表 4 多能源电力系统最优配置结果的全寿命周期成本

Tab. 4 Life-cycle cost of optimal capacity configuration results for multi-energy power system

规划阶段	成本/亿元			
	投资成本	运行成本	设备残值	全寿命周期成本
第 1 年	250.4	13.7		
第 2 年	56.9	27.7		
第 3 年	54.8	45.5		
第 4 年	26.1	15.6	274.7	
总计	388.2	102.5	274.7	216.2

结合表 3 和表 4 可知，多能源电力系统在第 1 年分别投建了 1 889.7 MW 风力发电设备和 2 318.8 MW 光伏发电设备，以满足该系统的负荷需求。随着规划期间内负荷的逐年增长，前一年配置的发电设备容量难以满足次年多能源电力系统的负荷需求，因此需要分别在第 2 年、第 3 年和第 4 年继续投建风电和光伏的发电设备，并在第 4 年梯级水电站混合式抽水蓄能改造建设完成后，将混合式抽水蓄能电站投入系统参与调度运行，以满足系统中负荷不断增长的电力需求和风光大量投入所带来的调节能力需求。混合式抽水蓄能电站具有良好的顶峰能力，因此在第 4 年投入混合式抽水蓄能电站时，只需新建少量风力发电设备，而无需新增光伏装机容量，即可满足负荷增长需求。

4.2.2 火电机组灵活性改造最优方案

在场景Ⅰ中，对火电机组分别进行深度调峰不投油改造和深度调峰投油改造。此场景下的火电机组最优改造方案如图 7 所示。

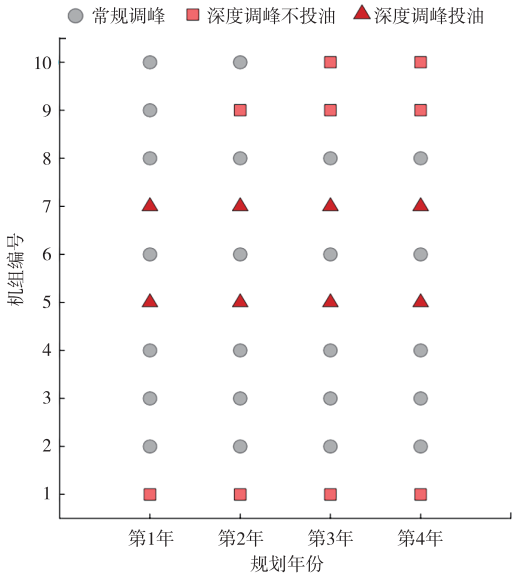


图 7 场景Ⅰ火电机组灵活性改造结果

Fig. 7 Flexibility retrofit results of thermal power units in scenario Ⅰ

由图 7 知，场景Ⅰ中的 10 组火电机组中共有 5 组进行了深度调峰灵活性改造。其中，在规划的第 1 年，机组 1 进行了深度调峰不投油改造，机组 5 和机组 7 进行了深度调峰投油改造。随着负荷逐年增长，对系统调节能力的要求变高，机组 9 和机组 10 分别在规划的第 2 年和第 3 年进行了深度调峰不投油改造。而在规划的第 4 年，由于有混合式抽水蓄能的投入，多能源电力系统的调节能力得到大幅提升，无需再对新的火电机组进行灵活性改造。

4.3 梯级水电站进行混合式抽水蓄能改造的影响分析

为研究梯级水电站进行混合式抽水蓄能改造对多能源系统经济性、调节能力和风光新能源消纳能力的影响，将场景Ⅰ与场景Ⅳ的规划结果进行了对比，如表 5 所示。场景Ⅳ中火电机组灵活性改造结果如图 8 所示。

通过图 7 和图 8 的对比可以明显看出，由于场景Ⅳ中的梯级水电站未进行混合式抽水蓄能改造，多能源电力系统只能依靠对火电机组进行灵活性改造，提升系统调节能力，进而消纳不断增长的风电和光伏发电装机规模，因而场景Ⅳ较场景Ⅰ中火电灵活性改造数量明显增多。

表 5 场景Ⅰ和Ⅳ的容量配置和成本对比

Tab. 5 Comparison of capacity configuration and costs between scenario Ⅰ and scenario Ⅳ

参数	项目	规划场景	
		场景Ⅰ	场景Ⅳ
风电新增装机容量/MW	第 1 年	1 889.7	1 889.7
	第 2 年	634.7	634.7
	第 3 年	660.1	660.1
	第 4 年	153.2	2 574.4
	总计	3 337.7	5 758.9
光伏新增装机容量/MW	第 1 年	2 318.8	2 318.8
	第 2 年	312.9	312.9
	第 3 年	325.4	325.4
	第 4 年	0	1 269.1
	总计	2 957.1	4 226.2
混合式抽水蓄能新增装机容量/MW	总计	776.9	
全寿命周期成本/亿元	总计	216.2	340.1
投资成本/亿元	总计	388.2	560.7
运行成本/亿元	总计	102.5	217.8
设备净残值/亿元	总计	274.7	438.4
弃风弃光成本/亿元	第 1 年	4.3	3.8
	第 2 年	17.9	16.5
	第 3 年	39.9	38.0
	第 4 年	4.4	152.7
	总计	66.5	211.0

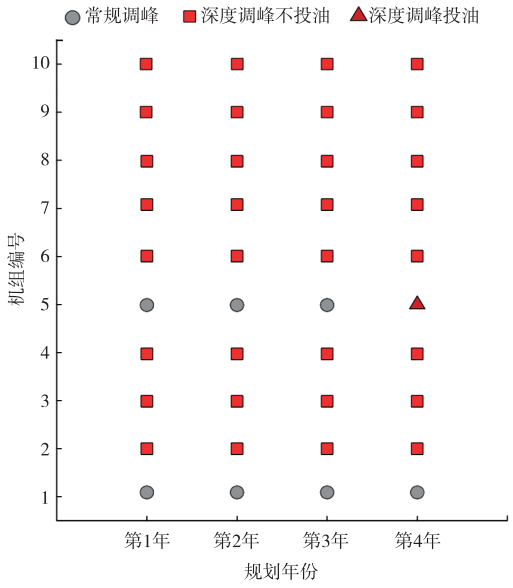


图 8　场景Ⅳ火电机组灵活性改造结果

Fig. 8　Flexibility retrofit results of thermal power units in scenario Ⅳ

结合表 5 可知，在规划的前 3 年，场景Ⅰ中梯级水电站混合式抽水蓄能改造尚未完成，混合式抽水蓄能电站还未投入多能源电力系统参与调度。此时，场景Ⅰ和场景Ⅳ中的多能源电力系统均没有向上调节能力，主要以火电机组作为调节资源，不具有顶峰能力。因此，在规划的前 3 年，2 个场景中每年风电和光伏装机规模相同。但由于场景Ⅳ中对更多火电机组进行了灵活性改造，系统的调节能力较场景Ⅰ更强，因此前 3 年的弃风弃光成本相较于场景Ⅰ均有所减少。

随着第 4 年系统中的负荷需求继续增长，场景Ⅳ需要配置风光发电设备以满足负荷需求。虽然可以继续对火电机组进行深度调峰改造来消纳部分风光，但仍会产生大量弃风弃光成本。相比之下，场景Ⅰ在规划第 4 年配置了具有向上调节能力的混合式抽水蓄能电站，这不但可以起到顶峰作用，减少风光装机规模的增加幅度，而且还可以反向调节，进而消纳更多风光。因此，与场景Ⅳ相比，场景Ⅰ在第 4 年的风光装机规模和弃风弃光成本均有明显降低。

因此，对梯级水电站进行混合式抽水蓄能改造可以充分利用混合式抽水蓄能电站良好的顶峰能力来减小风电和光伏的装机规模，同时可以利用其抽水增荷，减少弃风弃光，提高多能源电力系统的经济性，增强系统的调节能力。

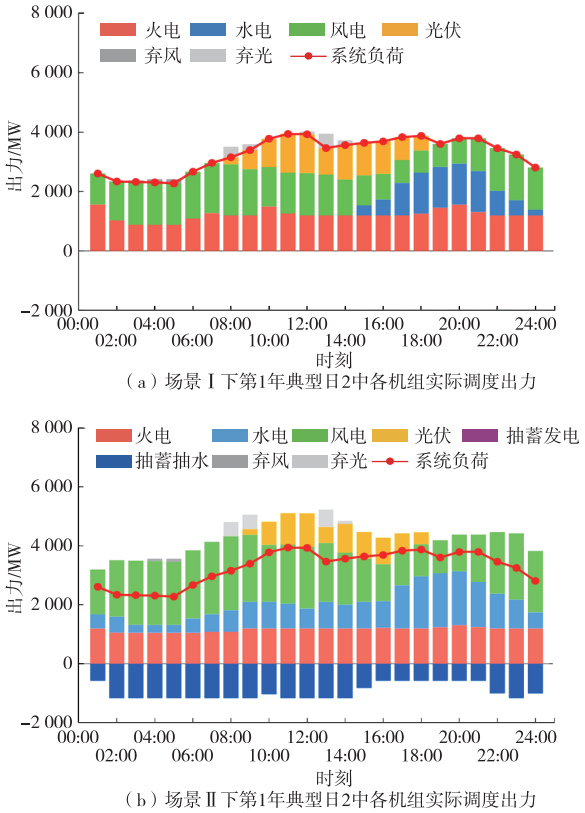
4.4　考虑建设时序对优化结果的影响分析

为研究建设时序对优化结果的影响，将场景Ⅰ与场景Ⅱ的多能源电力系统容量配置和成本优化结果进行了对比，如表 6 所示。同时，对规划第 1 年同一典型日的日前调度情况进行了对比，如图 9 所示。

表 6　基于是否考虑建设时序的容量配置及成本对比

Tab. 6　Comparison of capacity configuration and costs with and without consideration of construction sequencing

参数	项目	规划场景	
		场景Ⅰ	场景Ⅱ
风电新增装机容量/MW	总计	3 337.7	2 758.2
光伏新增装机容量/MW	总计	2 957.1	1 902.6
混合式抽水蓄能新增装机容量/MW	总计	776.9	1 174.8
全寿命周期成本/亿元	总计	216.2	223.5
投资成本/亿元	总计	388.2	326.5
运行成本/亿元	总计	102.5	93.8
设备净残值/亿元	总计	274.7	196.9
弃风弃光成本/亿元	第 1 年	4.3	3.0
	第 2 年	17.9	1.2
	第 3 年	39.9	0.3
	第 4 年	4.4	0
	总计	66.5	4.5



（a）场景Ⅰ下第1年典型日2中各机组实际调度出力

（b）场景Ⅱ下第1年典型日2中各机组实际调度出力

图 9　场景Ⅰ、Ⅱ第 1 年典型日 2 调度情况对比

Fig. 9　Dispatch comparison of scenario Ⅰ and scenario Ⅱ on typical day 2 of year 1

由表 6 可知，场景Ⅱ未考虑建设时序，风电和光伏总装机规模为 4 660.8 MW，显著小于场景Ⅰ中的 6 294.8 MW。这是因为场景Ⅱ未考虑建设时

序,需要在规划第 1 年就配置远超规划前期所需要的风光容量,以满足规划后期显著增大的负荷需求。为减少规划前期过度配置风光容量造成较高的弃风弃光成本和设备冗余,场景Ⅱ需要适当减少风光容量的配置。然而,此举虽然使得风光配置的投资成本有所下降,但为了在规划后期以较少的风光出力满足与场景Ⅰ同等的负荷需求,场景Ⅱ就需要较场景Ⅰ配置更多的具有向上调节能力的调节资源以充分利用风光新能源进行发电,因此场景Ⅱ中混合式抽水蓄能配置的容量较场景Ⅰ明显升高。

如图 9 和表 6 所示,场景Ⅱ虽尽量压减风光配置容量,并增设调节资源以促进消纳,但其规划完全针对第 4 年的负荷需求。该场景虽保证了第 4 年弃风弃光成本为零,却因过早地在第 1 年投入全部设备,导致规划周期前 3 年存在严重的设备冗余。此外,设备净残值因过早投运而大幅减少,最终使得全寿命周期成本增加。

通过上述分析可知,场景Ⅰ在考虑建设时序的情况下,每年对多能源电力系统进行了容量优化配置,既避免了超前投资造成的资源浪费和设备冗余,又满足了逐年增长的负荷需求,降低了系统的全寿命周期成本,提高了系统的经济性。

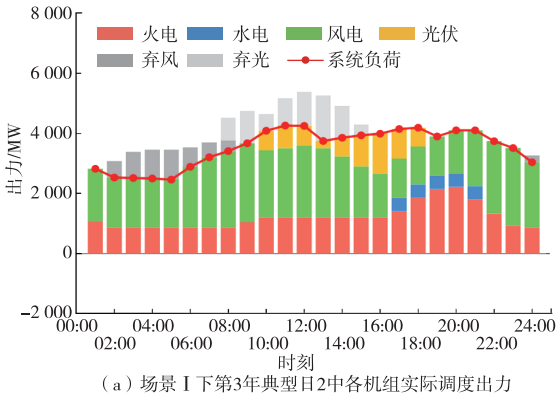
4.5 火电机组灵活性改造对优化结果的影响分析

为研究火电机组灵活性改造对优化结果的影响,将场景Ⅰ与场景Ⅲ的优化结果进行了对比,如表 7 所示。同时对规划第 3 年同一典型日的日前调度情况进行了对比分析,如图 10 所示。

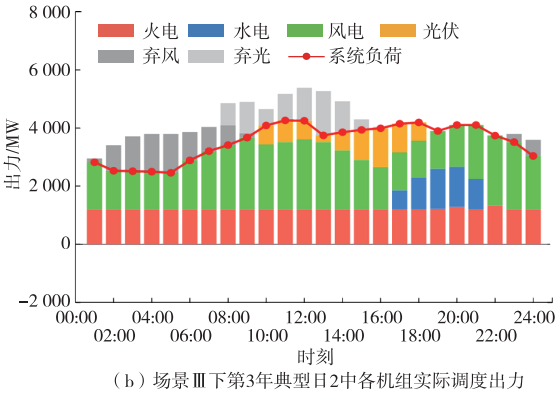
表 7 基于是否考虑火电机组灵活性改造的容量配置及成本对比

Tab. 7 Comparison of capacity configuration and costs with and without consideration of thermal power unit flexibility retrofit

参数	项目	规划场景	
		场景Ⅰ	场景Ⅲ
风电新增装机容量/MW	总计	3 337.7	3 371.1
光伏新增装机容量/MW	总计	2 957.1	2 957.1
混合式抽水蓄能新增装机容量/MW	总计	776.9	876.7
全寿命周期成本/亿元	总计	216.2	217.4
投资成本/亿元	总计	388.2	389.4
运行成本/亿元	总计	102.5	104.8
设备净残值/亿元	总计	274.7	276.8
弃风弃光成本/亿元	第 1 年	4.3	10.1
	第 2 年	17.9	29.1
	第 3 年	39.9	55.0
	第 4 年	4.4	7.6
	总计	66.5	101.8



(a) 场景Ⅰ下第3年典型日2中各机组实际调度出力



(b) 场景Ⅲ下第3年典型日2中各机组实际调度出力

图 10 场景Ⅰ、Ⅲ第 3 年典型日 2 调度情况对比

Fig. 10 Dispatch comparison of scenario Ⅰ and scenario Ⅲ on typical day 2 of year 3

由表 7 可知,场景Ⅰ和场景Ⅲ在相同负荷条件下,仅存在火电机组灵活性改造方面的区别,对顶峰能力没有影响,因此为满足系统的负荷需求,规划投入的风电和光伏总装机规模以及混合式抽水蓄能容量都相近。从图 10 中可以明显看出,由于场景Ⅰ中部分火电机组进行了灵活性改造,调节性能得到提高。这使得在火电机组参与典型日的日前调度时,相较于场景Ⅲ中几乎稳定不变的火电出力,场景Ⅰ中火电出力波动明显增强,能够更好地与风光出力相匹配,促进对风光新能源的消纳。

如表 7 中弃风弃光成本部分数据所示,虽然 2 个场景中风电、光伏发电和混合式抽水蓄能的容量都很接近,但场景Ⅰ中对火电机组进行了灵活性改造,使得场景Ⅰ中每年的弃风弃光成本较场景Ⅲ都有明显降低,总弃风弃光成本较场景Ⅲ的减少约 34.7%。

因此,通过以合理方案对多能源电力系统中的火电机组进行灵活性改造,虽然对系统经济性的提升并不明显,但能有效地提升系统的调节性能,增强对风光新能源的消纳能力。

5 结论

(1) 利用已有的梯级水电站进行混合式抽水蓄

能改造建设，提出了一种风光蓄容量优化配置模型。该模型提高了多能源电力系统的调节能力，增强了其对风光新能源的消纳能力，减轻了火电机组的调峰压力，提高了系统的经济性。

（2）风光蓄容量优化配置模型在考虑建设时序后，可以更好地匹配负荷增长情况，避免设备因超前配置而造成冗余，降低多能源电力系统的全寿命周期成本，提高系统对风光新能源的消纳能力。

（3）火电机组以合理方案进行灵活性改造后，虽然在降低多能源电力系统的全寿命周期成本方面效果不明显，但可以增强多能源电力系统的调节能力，促进电力系统对风光新能源的消纳。

本文提出的考虑建设时序的风光蓄容量优化配置模型和火电机组灵活性改造方案，在建设规划阶段的选取上按照每年为一个阶段，逐年进行容量规划，求解时间较长且过程繁琐，后续可以考虑不以每年为一个阶段，而是引入最优建设时序对建设时序进行阶段划分，以减少规划阶段数量，缩短求解时间。

此外，为了更好地处理风光出力预测中的不确定性问题，在未来进一步研究中考虑采用分布鲁棒优化方法对本优化问题进行处理。同时将考虑风光资源在年度间的波动性，在使用的历史数据方面采用更多年度的历史数据对风光出力进行预测，以更符合实际情景。

参考文献：

[1] 张怡. 新能源风光发电预测技术的发展及应用[J]. 浙江水利水电学院学报，2018，30(1)：68-74.
ZHANG Yi. Development and application of forecasting technology for wind and photovoltaic power generation[J]. Journal of Zhejiang University of Water Resources and Electric Power，2018，30(1)：68-74.

[2] 杜逸云，孟进洲，杨欣，等. 适用于离网型新能源制氢系统的储能规模优化方法研究[J]. 动力工程学报，2025，45(3)：452-463.
DU Yiyun，MENG Jinzhou，YANG Xin，et al. Research on energy storage scale optimization method for off grid new energy hydrogen production systems[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering，2025，45(3)：452-463.

[3] 刘忠，张乐，寇攀高，等. 并网型风电-光伏-抽水蓄能-蓄电池系统容量优化配置[J]. 动力工程学报，2023，43(9)：1151-1159.
LIU Zhong，ZHANG Le，KOU Pangao，et al. Capacity allocation optimization on grid connected system consisting of wind power，photovoltaic power，pumped storage and battery[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering，2023，43(9)：1151-1159.

[4] 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.

[5] 黄章俊，戴景超，邹昱骞，等. 电力市场环境下储能系统参与火电机组深度调峰的经济效益量化研究[J]. 动力工程学报，2026，46(5)：184-193.
HUANG Zhangjun，DAI Jingchao，ZOU Yuqian，et al. Quantitative study on economic benefits of energy storage systems participating in deep peak regulation of thermal power units in electricity market environment[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering，2026，46(5)：184-193.

[6] 林俐，岳晓宇，许冰倩，等. 计及抽水蓄能和火电深度调峰效益的抽蓄-火电联合调峰调用顺序及策略[J]. 电网技术，2021，45(1)：20-29.
LIN Li，YUE Xiaoyu，XU Bingqian，et al. Sequence and strategy of pumped storage-thermal combined peak shaving considering benefits of pumped storage and deep regulation of thermal power[J]. Power System Technology，2021，45(1)：20-29.

[7] 王立平，马实一，王海伦，等. 考虑梯级水电融合抽蓄改造的风光资源多目标容量配置[J]. 水力发电，2024，50(9)：82-88.
WANG Liping，MA Shiyi，WANG Hailun，et al. Multi-objective capacity configuration for wind and photovoltaic power generation considering retrofitting cascade hydropower with pumped storage[J]. Water Power，2024，50(9)：82-88.

[8] 彭煜民，王雪林，刘德旭，等. 考虑混蓄与纯蓄配置方式的水风光蓄互补系统调度运行对比研究[J]. 电力系统保护与控制，2024，52(10)：179-187.
PENG Yumin，WANG Xuelin，LIU Dexu，et al. Comparative research on the dispatching operation of a hydro-wind-solar-storage complementary system considering configurations with hybrid and pure pumped-storage hydropower plants[J]. Power System Protection and Control，2024，52(10)：179-187.

[9] 杨昌海，张赛，王雪妍，等. 基于平抑风光波动的抽水蓄能容量优化配置[J]. 电网与清洁能源，2023，39(7)：140-146.
YANG Changhai，ZHANG Sai，WANG Xueyan，

et al. Optimal allocation of the pumped storage capacity based on smooth wind and photovoltaic fluctuation[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(7): 140-146.

[10] 刘帅，吴胜洋，刘卫亮，等. 计及不确定性的风光抽蓄发电系统容量优化[J]. 水力发电学报，2024，43(3)：43-56.
LIU Shuai, WU Shengyang, LIU Weiliang, et al. Capacity optimization of wind-solar pumped storage power generation system considering uncertainties[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2024, 43(3): 43-56.

[11] 高建强，张浩，危日光. 基于熵权-TOPSIS法的风光柴储互补发电系统容量优化配置[J]. 动力工程学报，2025，45(2)：300-306.
GAO Jianqiang, ZHANG Hao, WEI Riguang. Capacity optimization of wind-solar-diesel-storage complementary power generation system based on entropy weight-TOPSIS method[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2025, 45(2): 300-306.

[12] 陈昌铭，张群，黄亦昕，等. 考虑最优建设时序和云储能的园区综合能源系统优化配置方法[J]. 电力系统自动化，2022，46(2)：24-32.
CHEN Changming, ZHANG Qun, HUANG Yixin, et al. Optimal configuration method of park-level integrated energy system considering optimal construction time sequence and cloud energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(2): 24-32.

[13] 曹严，穆云飞，贾宏杰，等. 考虑建设时序的园区综合能源系统多阶段规划[J]. 中国电机工程学报，2020，40(21)：6815-6827.
CAO Yan, MU Yunfei, JIA Hongjie, et al. Multi-stage planning of park-level integrated energy system considering construction time sequence[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(21): 6815-6827.

[14] FAN WEI, Tan Qingbo, XUE Fan, et al. Multi-stage time sequence planning model of integrated energy system considering extreme scenarios and uncertainty[J]. Energy Reports, 2022, 8: 14962-14978.

[15] LI Yuyang, LI Muyang, GU Xiaoyu, et al. Research on the optimal allocation of pumped storage capacity in Qinghai region considering sequential development[C]//Proceeding of the 2024 IEEE PES 16th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). Nanjing, China: IEEE, 2024: 1-5.

[16] JIAO Jie, LEI Xiaoquan, HE Puyu, et al. Timing optimization method for pumped storage plant construction considering capital expenditure capacity feedback[J]. Energies, 2025, 18(1): 47.

[17] 王筱，李高青，姬生才，等. 计及风光不确定性的互补发电系统容量优化配置研究[J]. 动力工程学报，2024，44(11)：1750-1759.
WANG Xiao, LI Gaoqing, JI Shengcai, et al. Research on optimal capacity configuration of complementary power generation system considering wind-solar uncertainty[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2024, 44(11): 1750-1759.

[18] 李明轩，范越，汪莹，等. 新能源大基地风光储容量协调优化配置[J]. 电力自动化设备，2024，44(3)：1-8.
LI Mingxuan, FAN Yue, WANG Ying, et al. Coordinated optimal configuration of wind-photovoltaic-energy storage capacity for large-scale renewable energy bases[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(3): 1-8.

[19] 智筠贻，凌浩恕，吴昊，等. 风光储多能互补能源系统容量配置优化[J]. 储能科学与技术，2024，13(11)：3874-3888.
ZHI Junyi, LING Haoshu, WU Hao, et al. Optimization of capacity configuration for multi-energy complementary systems using wind, solar, and energy storage[J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(11): 3874-3888.

[20] 杨寅平，曾沅，秦超，等. 面向深度调峰的火电机组灵活性改造规划模型[J]. 电力系统自动化，2021，45(17)：79-88.
YANG Yinping, ZENG Yuan, QIN Chao, et al. Planning model for flexibility reformation of thermal power units for deep peak regulation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(17): 79-88.

[21] LI Yang, HONG Feilong, GE Xiaohui, et al. Optimal capacity configuration of pumped-storage units used to retrofit cascaded hydropower stations[J]. Energies, 2023, 16(24): 8049.