

煤电耦合熔盐储热调峰的技术经济性

巩志强¹, 韩悦¹, 徐明新², 张怡³, 商攀峰¹, 郭俊山⁴, 祝令凯⁴, 郑威¹

(1. 国网山东省电力公司 电力科学研究院, 山东 济南 250003; 2. 华北电力大学 新能源学院, 北京 102206; 3. 华北电力大学 控制与计算机工程学院, 北京 102206; 4. 山东省智能电网技术创新中心, 山东 济南 250003)

摘要: 熔盐储热是煤电灵活性改造的重要方式之一, 但其与煤电机组耦合的技术及经济性综合评价相对较少, 难以支撑工程设计所需。为此, 以 315 MW 煤电机组为研究对象, 运用 Aspen Plus 进行系统模拟, 并构建 9 种熔盐储热方案, 以调峰性能、热力学性能、供电煤耗率、碳排放和经济性为指标, 考察了不同方案的技术经济性, 并采用优劣解距离法 (TOPSIS) 综合评价, 确定最优耦合方案。研究发现, 储热过程中, 随着储热功率升高, 耦合系统的调峰和热力学性能均提高, 其中, 抽取再热蒸汽作为热源时, 耦合系统的热效率最高。释热过程中, 较高的储热功率对应的热力学性能较差, 其中, 热熔盐加热 2 号高加入口凝结水时, 系统的调峰和热力学性能最优。经济性方面, 耦合系统的运维成本占比较高, 储热系统补偿收益占比最高。通过 TOPSIS 综合评价, 确定最优方案为: 储热功率 20 MW、储热过程以再热蒸汽为热源, 释热过程加热 2 号高加入口凝结水。相关研究结论可为构建煤电耦合熔盐储热调峰系统提供理论和数据支撑。

关键词: 煤电机组; 熔盐储热; 调峰性能; 技术经济性评价; TOPSIS

中图分类号: X741 **文献标志码:** A **文章编号:** 1006-6772(2025)08-0200-10

Technical and economic on peaking regulation of coal-fired plant integrated with molten salt heat storage

GONG Zhiqiang¹, HAN Yue¹, XU Mingxin², ZHANG Yi³, SHANG Panfeng¹, GUO Junshan⁴,
ZHU Lingkai⁴, ZHENG Wei¹

(1. State Grid Shandong Electric Power Research Institute, Jinan 250003, China; 2. School of New Energy, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 3. School of Control and Computer Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 4. Shandong Smart Grid Technology Innovation Center, Jinan 250003, China)

Abstract: Molten salt heat storage is one of the important technologies for the flexibility modification of coal-fired power plants, but there are few comprehensive technical and economic evaluations on their integrating strategies. In this study, Aspen Plus was used to simulate the system, nine schemes were proposed for the integration of a 315 MW coal-fired power plant and molten salt heat storage unit. Taking the peak shaving performance, thermodynamic performance, power supply coal consumption rate, carbon emission and economy as indicators, the comprehensive evaluation of each heat storage scheme was investigated. The optimal scheme was determined using the Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS) method. It was found that in the heat storage process, with increasing the heat storage duty, the peaking and thermodynamic performance of the integrated system was improved, of which extracting the re-heating steam as the heat source led to the highest thermal of the integrated system. In the heat releasing process, the thermodynamic performance of the integrated system deteriorated under higher heat storage duty, of which using the hot molten salt to heat the condensate water at the inlet of No. 2 high pressure heater caused the optimal peaking and thermodynamic performance of the couple system. In terms of economy analysis, the operation and maintenance cost accounted for the highest ratio of the integrated system, and the compensation income of the heat storage unit provided the highest income of the integrated system. Based on the TOPSIS analysis, the optimal integrating scheme was determined as follows: heat storage duty of 20 MW, using reheat steam as heat source in the

收稿日期: 2024-03-04; 策划编辑: 白娅娜; 责任编辑: 钱小静 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.24030401

基金项目: 国网山东省电力公司 2023 年自主研发资助项目 (520626230005)

通讯作者: 巩志强 (1989—), 男, 山东淄博人, 高级工程师, 博士。E-mail: zhqgong@foxmail.com

引用格式: 巩志强, 韩悦, 徐明新, 等. 煤电耦合熔盐储热调峰的技术经济性 [J]. 洁净煤技术, 2025, 31(8): 200-209.

GONG Zhiqiang, HAN Yue, XU Mingxin, et al. Technical and economic on peaking regulation of coal-fired plant integrated with molten salt heat storage[J]. Clean Coal Technology, 2025, 31(8): 200-209.



移动阅读

heat storage process, heating the condensate water at the inlet of No. 2 high pressure heater in heat release process. The relevant research conclusions could provide theoretical and data support for building a coal-fired power plant integrated with molten salt heat storage peaking system.

Key words: coal-fired power plants; molten salt thermal energy storage; flexibility enhancement; techno-economic evaluation; TOPSIS

0 引言

在“双碳”战略的推动下,以风电、光伏为代表的新能源装机容量正在快速增长。截止到 2023 年 6 月,我国可再生能源装机容量突破 13 亿 kW,正式超过煤电装机容量。然而,由于新能源发电具有波动性,其大规模接入会降低电网的稳定性^[1]。因此,为保障电力系统的安全稳定运行,传统的煤电机组正在由主力电源向基础保障性和系统调节性电源转型^[2]。但是,煤电机组自身灵活性不足,难以满足电网调峰的快速调节响应需求。因此,煤电机组的灵活性改造迫在眉睫。

常见的煤电机组灵活性改造主要包括锅炉侧和汽机侧,其中锅炉侧改造有低负荷稳燃、省煤器改造、宽负荷脱硝等^[3],而汽机侧改造包括储能、配汽优化、小机汽源优化、除氧器与凝汽器水位优化控制等。相较于其他改造方式,储能改造能够实现能量的跨时空利用,是主要的煤电机组中长期灵活性改造方案^[4]。当前,满足煤电机组灵活性调峰的储能技术主要包括熔盐储热、压缩空气储能等。其中,熔盐储热寿命长、稳定性高、占地面积小,并且不受地理位置的限制^[5],具有广阔的发展前景。

为此,国内外学者围绕煤电耦合熔盐储热开展了系统深度的研究工作。KRUGER 等^[6] 分析研究了煤电-熔盐储热系统在储、放热阶段的调峰性能,结果表明,相较于纯煤电机组,耦合系统在储、放热阶段的调峰容量分别提升了约 4% 和 5%。CAO 等^[7] 将 600 MW 煤电机组与熔盐储热系统进行耦合,并分析了耦合系统的运行特性,结果表明,在释热阶段,耦合系统相较于纯煤电机组的调峰容量增加了 6.23%。庞力平等^[8] 将 660 MW 超超临界二次再热机组与熔盐储热系统进行耦合,经计算发现,耦合熔盐储热后,机组在储热阶段和释热阶段的调峰容量分别增加了 45 和 13 MW。张显荣等^[9] 设计了 3 种 600 MW 煤电机组与熔盐储热系统的耦合方案,并详细分析了耦合系统的热力学性能,结果表明,利用再热蒸汽储热、利用给水泵出口水释热的耦合方案具有最佳的热力学性能,机组全过程的热效率提升了 0.65%。刘金恺等^[10] 将 600 MW 煤电机组与熔盐储热系统进行耦合,提出了 8 种耦合系统设计方案,结果表明,采用方案 7 (中压缸排汽作为热源

加热熔盐、释热时高温熔盐加热旁路给水) 进行改造,可将机组热效率提升至 40.95%,供电煤耗率降至 350.01 g/kWh。LIU 等^[11] 则对比了煤电耦合熔盐储热系统的调峰性能和经济性,结果发现,相较于纯煤电机组,耦合机组在储热过程和释热过程的调峰深度分别增加了 16.5% 和 11.7%,并且系统在 3.8 a 即可实现盈利。

上述研究表明,煤电机组与熔盐储热系统耦合,能够显著提升机组的调峰性能、热力学性能和经济性。尽管学者们针对煤电耦合熔盐储热开展了广泛的研究,但多聚焦于单一技术性评价。由于熔盐储热系统与煤电机组耦合的复杂性,例如,在实际煤电机组中,根据温度对口原则,仅熔盐储热系统的热源便可有多种选择,单一指标的优劣难以满足系统设计所需。并且,现有研究对于耦合系统改造的经济性评价关注较少。因此,需针对煤电耦合熔盐储热灵活性改造,建立综合兼顾技术性(调峰能力、热力学性能、供电煤耗率及碳排放)和经济性(成本、收益)的多目标评价体系,并对耦合方案开展更为详细的运行特性与性能评价研究,以支撑煤电与熔盐储热的耦合设计与优化。

基于此,笔者以亚临界煤电机组为研究对象,将其与熔盐储热系统进行耦合,从技术和经济性两方面,对煤电-熔盐储热系统进行多维评价,并借助区间数改进优劣解距离法(TOPSIS),确定了机组的最佳耦合方案。相关结论可为煤电-熔盐储热系统的工程设计提供理论与基础数据支撑。

1 煤电-熔盐储热系统调峰方案

1.1 煤电机组及煤种参数

选用某国产 315 MW 亚临界机组为研究对象,该机组为单轴、双缸、双排汽,额定背压为 4.9 kPa,设计煤种为阳泉无烟煤。回热系统包括 3 个高压加热器、4 个低压加热器、1 个轴封加热器和 1 个除氧器。机组参数及煤质分析结果见表 1。

1.2 煤电-熔盐储热系统储/释热方案及工艺流程

机组长时间处于深度调峰阶段,对应的热力学性能和经济性均会下降。熔盐储热辅助煤电机组进行灵活性调峰的策略为:当用电处于低谷期时,通过抽取机组蒸汽作为热源,加热熔盐储热,用以降低煤电机组的发电量;当用电处于高峰期时,通过

表 1 机组额定工况 (THA) 参数与设计煤种煤质分析结果

Table 1 Technical parameters under turbine heat acceptance (THA) condition and coal analysis results

	参数	取值
系统参数	额定功率/ MW	315
	主蒸汽压力/ MPa	16.7
	温度/℃	538
	主蒸汽流量/ ($\text{kg} \cdot \text{h}^{-1}$)	966 920
	再热蒸汽压力/ MPa	3.465
	温度/℃	538
	再热蒸汽流量/ ($\text{kg} \cdot \text{h}^{-1}$)	804 480
	背压/ kPa	49
	给水温度/℃	277.5
	热耗率/ ($\text{kJ} \cdot \text{kW}^{-1} \cdot \text{h}^{-1}$)	7 949.3
设计煤种煤质分析	挥发分/%	7.18
	灰分/%	15.77
	水分/%	1.43
	固定碳/%	75
	收到基碳质量分数/%	73.85
	收到基氢质量分数/%	3.00
	收到基氧质量分数/%	3.29
	收到基氮质量分数/%	1.07
	收到基硫质量分数/%	1.59
	设计煤种低位发热量/ ($\text{MJ} \cdot \text{kg}^{-1}$)	28.94

高温熔盐加热煤电机组回水, 减少对应级数的抽汽量, 增加机组发电量。基于此, 本文选定耦合方案如图 1 所示。具体为: 储热阶段, 熔盐可吸收来自机组主蒸汽、再热蒸汽或 2 号高压缸排汽热量, 换热后的排汽由于压力的限制通过节流阀进行降压处理, 排入除氧器; 释热阶段, 选择相邻的 3 个取水点即高温熔盐分别加热 2 号高加入口、除氧器出口和 5 号低加入口凝结水, 将其加热到锅炉给水温度, 返回至锅炉给水。

同时, 本文还探讨了不同储热功率对耦合方案的影响。不同储热功率下的储热、释热耦合方案见表 2。其中, 抽取的主蒸汽参数为 533.7 ℃、9.86 MPa, 再热蒸汽参数为 515.8 ℃、1.74 MPa, 2 号高压缸排汽参数为 317.4 ℃、1.93 MPa, 换热后的乏汽温度分别对应为 212、205 和 210 ℃, 换热过程压力损失忽略不计^[12]。

此外, 本文所选用熔盐为三元混合硝酸盐熔盐

HTS (53% KNO_3 -40% NaNO_2 -7% NaNO_3), 该熔盐工作温度为 180 ~ 500 ℃^[13]。

2 煤电-熔盐储热系统建模与评价

2.1 煤电-熔盐储热系统建模

针对煤电机组, 汽轮机、换热器、凝汽器、除氧器、水泵等单元分别采用 Compr、HeatX、Heater、Mixer、Pump 等模块进行模拟计算, 采用的全局物性方法为水蒸汽物性计算公式 IAPWS-IF97 (简称 IF97)。对于熔盐换热器, 熔盐侧采用电解质物性计算方法 (ENRTL-SR), 蒸汽侧采用 STEAMNBS 计算方法。模拟过程中做出以下假设: 换热器与环境之间无换热; 系统管路热损失、压降均忽略不计; 汽轮机阀杆无漏气; 各设备无散热和漏风损失。

针对熔盐储热系统, 熔盐储罐、熔盐泵和换热器分别采用 Flash、HeatX 和 Pump 模块进行模拟。熔盐储热侧模拟做出以下假设: 换热器与环境之间无换热; 熔盐管路热损失、压降均忽略不计; 熔盐储罐无换热损失。此外, 该流程模拟为静态模拟, 即不考虑储热和释热过程对机组变负荷的速率的影响。

2.2 综合评价指标

本文从技术性和经济性 2 个方面对耦合系统进行综合评价。在技术性评价方面, 选取调峰容量来评价耦合系统的调峰能力, 热效率和供电煤耗率评价耦合系统的热力学性能, 碳排放作为环保性指标。在经济性评价方面, 煤电-熔盐储热系统的系统成本主要包括煤电机组灵活性改造成本、熔盐储热系统投资成本 (含容量成本和功率成本)、以及熔盐储热系统运维成本, 其中, 煤电灵活性改造成本和熔盐储热系统投资成本称为初始投资成本^[14], 即煤电-熔盐储热系统工程投建初期的一次性投资固定资金。耦合系统的收益主要包括熔盐储热系统套利收益、熔盐储热系统补偿收益和煤电机组深度调峰补偿收益。需要注意的是, 本文在建模过程中未考虑新能源侧的影响, 故忽略弃风弃光惩罚成本, 并且, 由于 3 种不同储热功率均在 50%THA 工况下进行计算, 因此, 煤电机组的运行成本不作比较。各指标的计算方法如式 (1) 一式 (20) 所示。

$$\Delta W_c = W_0 \times 50\% - W_1 \quad (1)$$

$$\Delta W_s = W_2 - W_0 \quad (2)$$

$$\Delta W = \Delta W_c + \Delta W_s \quad (3)$$

式中: ΔW_c 、 ΔW_s 分别为储、释热耦合储热系统新增调峰容量, MW; ΔW 为全过程耦合储热系统新增调峰容量, MW; W_0 为 100%THA 工况下煤电机

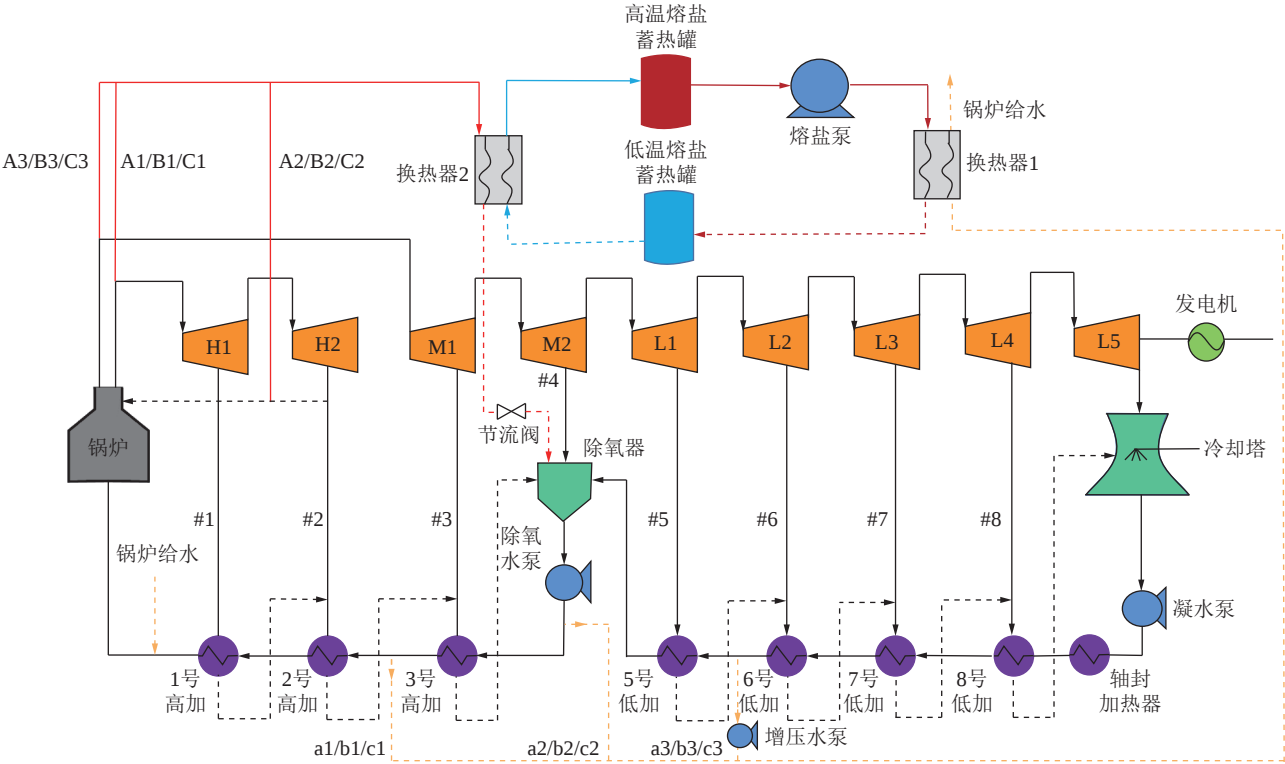


图 1 煤电-熔盐储热系统储/释热工艺流程

Fig. 1 Heat storage/release process of coal-fired power integrated molten salt heat storage system

表 2 煤电-熔盐储热系统调峰方案

Table 2 Peak shaving scheme of coal-fired power integrated molten salt heat storage system

储热系统热功率/MW	储热方案	储热策略	释热方案	释热策略
20	A1	主蒸汽→除氧器入口	a1	2号高加凝结水入口→锅炉给水
	A2	2号高压缸排汽→除氧器入口	a2	除氧器出口→锅炉给水
	A3	再热蒸汽→除氧器入口	a3	5号低加凝结水入口→锅炉给水
40	B1	主蒸汽→除氧器入口	b1	2号高加凝结水入口→锅炉给水
	B2	2号高压缸排汽→除氧器入口	b2	除氧器出口→锅炉给水
	B3	再热蒸汽→除氧器入口	b3	5号低加凝结水入口→锅炉给水
60	C1	主蒸汽→除氧器入口	c1	2号高加凝结水入口→锅炉给水
	C2	2号高压缸排汽→除氧器入口	c2	除氧器出口→锅炉给水
	C3	再热蒸汽→除氧器入口	c3	5号低加凝结水入口→锅炉给水

组自身运行输出电功率，MW； W_1 、 W_2 分别为储、释热阶段耦合系统的输出电功率，MW。

$$\eta_{cl} = \frac{W_1 + Q_c}{Q_{01}/\eta_b} \times 100\% \tag{4}$$

$$\eta_{sl} = \frac{W_2}{Q_{02}/\eta_b + Q_s} \times 100\% \tag{5}$$

$$\eta_l = \frac{W_1 + W_2}{(Q_{01} + Q_{02})/\eta_b} \times 100\% \tag{6}$$

式中： η_{cl} 、 η_{sl} 分别为储、释热过程耦合储热系统的热效率，%； η_l 为全过程耦合储热系统的热效率，%； Q_{01} 、 Q_{02} 分别为储、释热过程锅炉的输出

热负荷，MW； Q_c 、 Q_s 分别为熔盐储热系统的储、释热负荷，MW； η_b 为燃煤锅炉的效率，%。

$$b_{gd} = \frac{B_1 + B_2}{W_1 + W_2} \tag{7}$$

$$M_{CO_2} = \frac{b_{gd} C_{ar}}{100} \left(1 - \frac{A_{ar}}{100} \frac{A_c}{100} \right) \times \frac{44}{12} \tag{8}$$

式中： b_{gd} 、 M_{CO_2} 分别为全过程供电煤耗率和全过程碳排放，g/kWh； B_1 、 B_2 分别为储、释热过程煤耗量，t/h； C_{ar} 、 A_{ar} 、 A_c 分别为收到基含碳量、收到基灰分和飞灰中含碳量，%。

$$F_G = K_G(P_a - P_{\min}) \quad (9)$$

$$C_S = C_E E_B + C_P P_B \quad (10)$$

$$C_{BY} = \sum_{n=1}^N \left[\frac{C_{P-O} + C_{labor}}{(1+r)^n} \right] \quad (11)$$

式中： F_G 为煤电机组灵活性改造成本，元； K_G 为煤电机组灵活性改造单位投资成本，元/kW，本文取 1 050 元/kW^[15]； P_a 、 $P_{\min}$ 分别为常规煤电机组调峰最小技术出力 and 深度改造后机组的最低技术出力，MW； C_S 为熔盐储热投资成本，元； C_E 为熔盐储热容量配置单价（包括熔盐、冷/热盐储罐等成本），元/kWh； C_P 为熔盐功率配置单价（包括换热器、熔盐泵、管道等成本），元/kW； E_B 分别为容量配置，kWh； P_B 为功率配置，kW； C_{BY} 为熔盐储热系统运营期限内总运维成本，元； N 为储热系统运营年限，a，本文取 30 a^[16]； C_{P-O} 、 C_{labor} 分别为熔盐系统运维成本、人工运营成本，元/a； r 为折现率，%，本文取 5%^[17]。

$$I_Z = \sum_{t=1}^T [\theta_D (P_D \Delta t) P_{\text{price}} - (P_c \Delta t) P_{\text{price}}] \quad (12)$$

$$I_{BP} = \sum_{t=1}^T [P_{\text{com}} (P_c + \theta_D P_D) \Delta t] \quad (13)$$

$$I_{GP} = \sum_{t=1}^T [P_{\text{price},GP} (P_G^{\text{regular}} - P_G) \Delta t] \quad (14)$$

式中： I_Z 、 I_{BP} 、 I_{GP} 分别为熔盐储热系统套利收益、熔盐储热系统补偿收益、煤电机组深度调峰补偿收益，元； T 为采样总时长； Δt 为时间步长，取 1 h； θ_D 为熔盐储热系统放热深度，%； P_D 、 P_C 分别为熔盐储热功率和放热功率，MW； P_{price} 、 P_{com} 、 $P_{\text{price},GP}$ 分别为电网尖峰电价、低谷电价、熔融盐储热系统补偿单价和煤电机组深度调峰补偿单价，元/kWh，分别为 1.44、0.31、0.84（熔盐放热深度 100% 时）^[18]、0.40 元/kWh（低于 50%THA 时）^[19]； P_G^{regular} 、 P_G 分别为机组 50%THA 下的出力和该机组配置储热后调峰的出力，MW。

2.3 TOPSIS 综合评价法

为能够在多指标约束下完成耦合系统的综合评价，从而筛选出最佳的储热耦合方案，本文选用 TOPSIS 作为多目标评价方法。TOPSIS 综合评价是一种求解多目标约束问题下最优值的有效方法，其核心思想是利用各个目标值与理想解的相对接近程度来筛选最佳的方案^[20]。该方法具有操作简单、适用性强等优点，目前已在本领域已有研究中得到成功应用，比如：提升煤电机组运行可靠性和经济性^[21]、燃煤机组综合性能多指标评价问题^[22] 和煤电机组多目标约束下的负荷分配方案^[23] 等。本文假设

在对煤电机组配置熔盐储热进行灵活性改造时，技术性指标和经济性指标的重要性相同，即认为各指标的影响权重相等。

3 结果与讨论

3.1 模型验证

为保证模拟的准确性，本文选取 100%THA、50%THA 和 40%THA 三种典型运行工况进行对模型进行验证，模拟值与设计值的对比结果见表 3。由表 3 可知，模拟系统能够准确反应机组的运行情况，最大误差为 1.68%，具有较高的准确性。

表 3 不同工况下机组设计指标与模拟指标对比

Table 3 Comparison of unit design index and simulation index under different working conditions

参数	热力学指标	模拟值	实际值	误差/%
100%THA	发电功率/MW	314.86	315.00	0.04
	热效率/%	39.77	39.79	0.05
	烟效率/%	38.72	38.73	0.03
50%THA	发电功率/MW	154.87	157.50	0.23
	热效率/%	37.52	38.16	1.68
	烟效率/%	36.69	37.31	1.66
40%THA	发电功率/MW	125.41	126.00	0.47
	热效率/%	37.04	37.21	0.46
	烟效率/%	35.08	35.25	0.48

3.2 煤电-熔盐储热系统调峰的技术性评价

3.2.1 储热阶段

储热阶段是指需求负荷较低时，需要煤电机组进行降负荷运行。此时，煤电机组实际输出的电功率高于实际需求的电功率，需借助熔盐储热系统对多余能量进行存储。图 2a 为不同储热功率下的煤电耦合熔盐储热系统的调峰容量变化。由结果可知，在储热过程中，以主蒸汽作为热源时，3 种不同储热功率方案下（A1、B1 和 C1）对应的调峰容量分别为 10.09、20.59 和 29.95 MW，均显著高于其余抽汽位置，这是由于抽取主蒸汽能够

同时影响高压缸、中压缸和低压缸三者的出力。以储热功率为 60 MW 为例，当抽取主蒸汽作为储热的热源时，煤电机组的高压缸、中压缸和低压缸的出力分别由 46.76、37.83 和 70.28 MW 降至 37.51、31.23 和 56.18 MW。相较而言，若抽取再热蒸汽，则主要影响中压缸和低压缸，其对应的出力分别降至 29.70 和 55.52 MW，若抽取 2 号高压缸排汽，则中压缸和低压缸出力分别降至 28.95 和

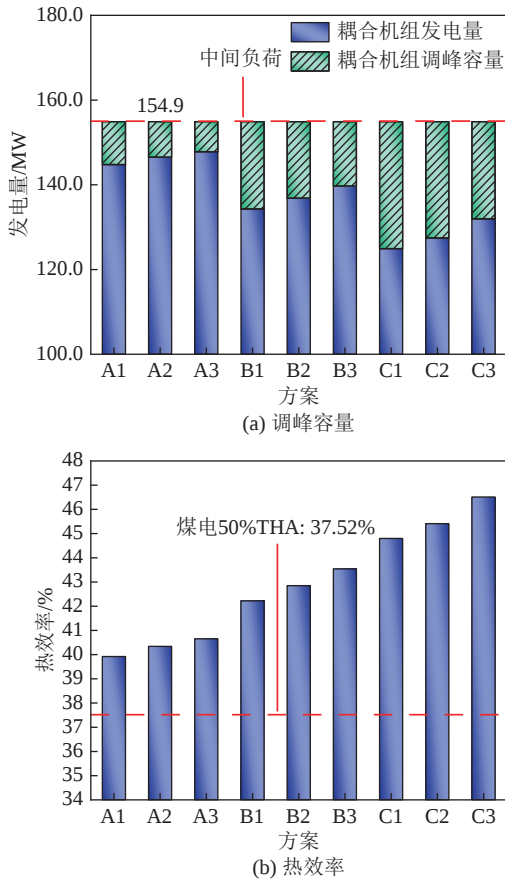


图 2 储热过程耦合系统的技术指标

Fig. 2 Technical indicators of the coupled system for thermal storage process

51.75 MW。由此可知, 相较于其余 2 种抽汽方式, 抽取主蒸汽对整体机组的出力影响较大, 调峰能力最强。

除调峰容量外, 还需重点关注耦合系统在储热过程中的热力学性能变化。图 2b 为不同耦合方案的热效率的变化。由结果可知, 耦合系统的热效率显著高于煤电机组 50%THA 下的运行结果, 因此, 采用熔盐储热对煤电进行灵活性调峰, 能够显著提升储热阶段机组热力学性能。此外, 在相同储热功率下, 抽取主蒸汽为热源时, 耦合系统热效率最低。例如, A1 对应的热效率为 39.92%, 而 A3 的热效率分别为 40.65%, 这主要是因为主蒸汽相较于其他抽汽的能量品位高, 抽取主蒸汽作为热源, 会导致高压缸做功能力减弱, 耦合系统的热效率降低。

3.2.2 释热工况

释热工况是指当电网需求电负荷较高时, 需要煤电机组进行升负荷运行。此时, 为了进一步提升机组输出负荷, 可利用储存的热量对机组回水进行加热, 提升煤电机组的发电量。

图 3a 为不同释热功率下耦合系统的调峰容量变化。由结果可知, 相同取水点下, 随着释热功率的

增加, 系统调峰容量呈现上升趋势。比如: a1、b1 和 c1 的调峰容量为 7.96、15.34 和 22.26 MW, 这是由于释热功率较高时, 回热抽汽量较少, 进入汽轮机做功的蒸汽量增多, 发电量上升。并且, 上述新增容量均低于一般发电机组允许超负荷的最大负荷比例 (约 10%), 符合机组运行条件。

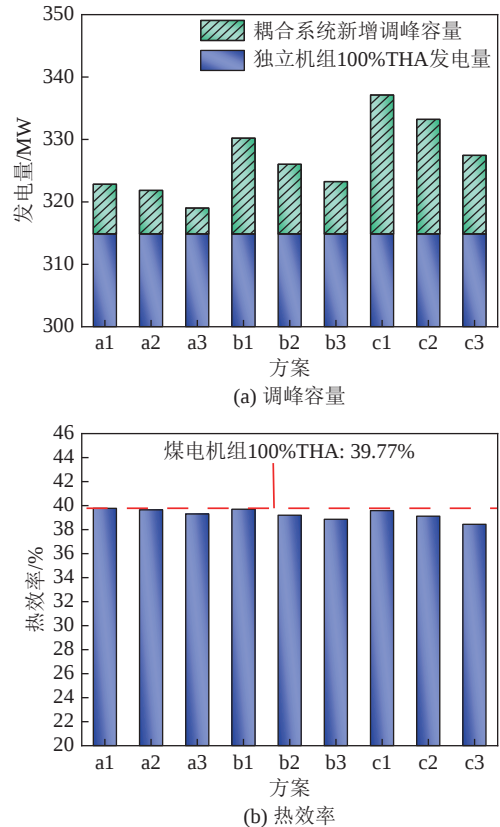


图 3 释热过程耦合系统的技术指标

Fig. 3 Technical indicators of the coupled system for heat release process

图 3b 为不同耦合方案在释热过程的热效率变化, 由图 3b 可知, 除 b3 和 c1 方案外, 其余释热方案的热效率均比煤电机组 100%THA 的热效率低, 其主要原因是耦合系统增设了熔盐换热系统, 释热过程的换热损失增加。此外, 在相同释热功率下, 随着取水位置向低压加热器靠近, 耦合系统的热效率呈现下降趋势, 比如 b1、b2 和 b3 对应的热效率分别为 39.7%、39.2% 和 38.86%, 这是因为取水位置越靠近低压加热器, 给水能量品位越低, 熔盐换热过程的热损失越大, 因而, 耦合系统的热效率越低。由此可见, 取水位置的变化同样会对耦合系统的调峰性能产生直接影响, 其详细影响机制可在后续研究中系统探讨。

3.2.3 储/释热全过程供电煤耗率和碳排放

为了全面的分析不同耦合方案的运行特性, 本

文还对比了独立机组与耦合系统的储/释热全过程的供电煤耗率和碳排放变化,结果如图 4 所示,其中,独立机组的供电煤耗率和碳排放是指机组自身独立调节至所需输出功率时对应的供电煤耗率和碳排放。

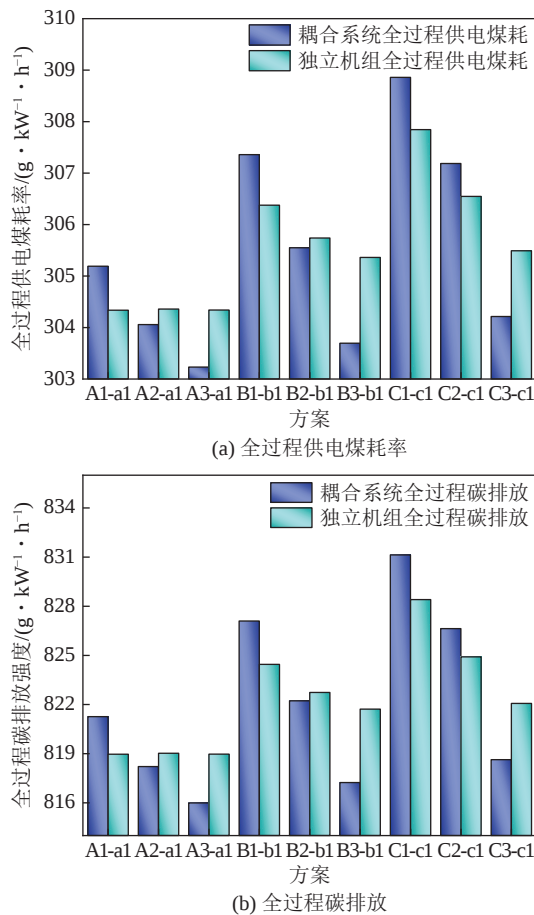


图 4 耦合系统与独立煤电机组全过程参数对比

Fig. 4 Comparison of comprehensive parameters between the coupled system and independent coal-fired power generation units throughout the process

由前述分析可知,在释热过程中,当取水点靠近锅炉给水侧时,系统对应的调峰容量和热效率等指标均最优,因此,对于储、释热全过程分析而言,释热过程选定方案为 a1、b1 和 c1 方案。

对于储热过程,随着储热功率增加,耦合系统的全过程供电煤耗率升高,并且,当以主蒸汽为热源时,耦合系统的全过程供电煤耗率显著高于独立机组,而以再热蒸汽为热源时,耦合系统的供电煤耗率及碳排放更低,这是因为主蒸汽能量品位高,即通过储热消耗的高品位能量占比大,因而系统的供电煤耗率及碳排放较高。

3.2.4 基于技术性评价的最佳耦合方案选取

为选取不同储/释热功率下所对应的最佳耦合方

案,本文综合考虑耦合系统全过程的调峰容量、热效率、供电煤耗率和碳排放,对每种储/释功率下的耦合方案进行了归一化评价。由于耦合系统参与电网调峰时,不仅要保持一定的调峰能力,还需保持相应的热力学经济性。为此,设置上述指标的权重相等,通过计算得出不同储热功率下所对应的最佳方案。具体评价结果见表 4,其中各指标均已正向化。

表 4 不同储热方案下全过程的归一化得分

Table 4 Normalized scores of the comprehensive process under different thermal storage schemes

方案	新增调峰容量	热效率	供电煤耗率	碳排放	归一化得分	最佳耦合方案
A1-a1	18.04	38.82	0	0	0.05	
A2-a1	16.30	38.97	1.13	3.05	0.37	A3-a1
A3-a1	15.03	39.07	1.96	5.27	0.58	
B1-b1	35.93	38.56	0	0	0.05	
B2-b1	33.36	38.78	1.81	4.87	0.33	B3-b1
B3-b1	30.50	39.01	3.66	9.86	0.62	
C1-c1	52.20	38.36	0	0	0.04	
C2-c1	49.69	38.57	1.67	4.50	0.27	C3-c1
C3-c1	45.15	38.95	4.65	12.50	0.69	

由前述分析可知,在释热过程中,当取水点靠近锅炉给水侧时,系统对应的调峰容量、热效率等指标均最优,因此,释热过程选定最优方案为 a1、b1 和 c1 方案。对于储热过程,在 3 种储热功率中,抽取再热蒸汽的储热方案评分最高,比如:对于 A3 方案,尽管其调峰容量低于 A1 和 A2 方案,但该方案的热效率高其余 2 种方案,并且供电煤耗率和碳排放更低。

因此,结合通过计算通过对几种方案的对比分析,计算的得出最优耦合方案分别为 A3-a1、B3-b1 和 C3-c1。

3.3 煤电-熔盐储热系统调峰的经济性评价

采用熔盐储热系统辅助煤电机组深度调峰时,除考虑系统技术性外,还要综合考虑耦合系统的经济性。为此,本文还对表 4 中 3 种最优方案(A3-a1、B3-b1、C3-c1)进行了系统的经济性分析。

3.3.1 成本分析

熔盐储热系统投资成本分为容量成本和功率成本,前者主要包括和储热系统材料本身有关的成本,如熔盐储罐、熔盐等;后者主要包括与储热系统换热功率有关的成本,如熔盐换热器、熔盐泵

等。熔盐储热系统运维成本主要是储热设备的日常维护成本，基于文献结果^[24]，熔盐储热系统单位功率的维护成本占总投资成本的 2.5%，具体投资及运维成本见表 5。

基于上述基本信息，对 3 种热力学性能最优的调峰系统进行成本核算，可得到不同耦合方案下的煤电机组灵活性改造成本、熔盐储热系统投资和运维成本，如图 5 所示。

表 5 熔盐储热投资成本和运维成本^[15-17, 25-27]

Table 5 Investment cost and operation and maintenance cost of molten salt heat storage^[15-17, 25-27]

项目	参数	数值
容量成本	熔盐成本/(元·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)	100.8
	冷、热盐储罐成本/(元·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)	93.6
功率成本	换热器成本/(元·kW ⁻¹)	66.0
	熔盐泵、管道等费用/(元·kW ⁻¹)	273.6
运维成本	运营人工成本/(元·kW·a ⁻¹)	14.4
	运行时间/a	30
	折现率/%	5

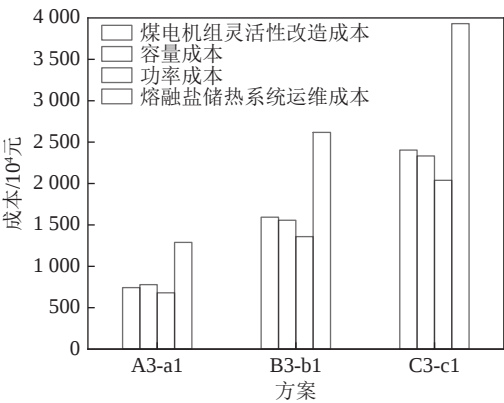


图 5 煤电-熔盐储热系统成本分析

Fig. 5 Cost analysis of coal-fired power integrated molten salt heat storage system

由图 5 可知，系统的运维成本占总成本比例最高，约为 37%，而改造成本占比最低，约为 21%。并且，随着储热功率增加，系统总成本显著升高，特别是系统的功率成本，这是因为储热功率增加后，相较于熔盐材料等容量型材料，换热器和熔盐泵等功率器件所需成本更高。但是，受到储热规模效应、折现率等影响，随着储热功率的增加，运行维护成本的增幅呈现减小趋势，例如，在运行年限内，B3-b1 方案相较于 A3-a1 方案增加 1 329.37 万元，而 C3-c1 方案相较于 B3-b1 方案维护成本增幅

减小至 1 314.15 万元。

3.3.2 收益分析

对于熔盐储热系统的套利收益，采用“低储高发”策略进行套利，既能提高电量的利用率，又能增加燃煤电厂的收益。基于此，对 3 种热力学性能最优的耦合方案进行收益核算，结果如图 6 所示。由图 6 可知，随着储热功率增加，套利收益、储热补偿收益、调峰补偿收益均显著升高，其中，调峰补偿收益增幅最大，而套利收益增幅较少，这主要是因为较高的储热功率使得耦合系统的调峰容量更高，因而其补偿收益更大。但是，随着储热功率增加，各项收益的增幅均呈现缩小趋势。例如，储热功率由 20 MW 增加至 40 MW 时，调峰补偿收益增加了 115%，而由 40 MW 增加至 60 MW 时，其增幅缩小至 51%。

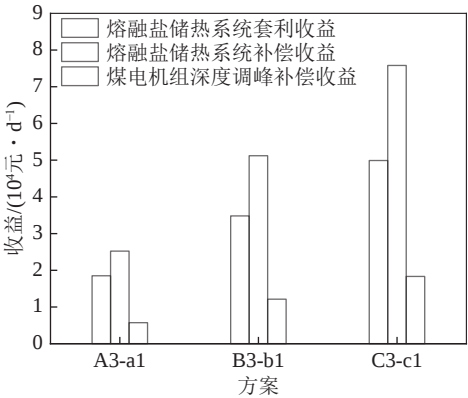


图 6 煤电-熔盐储热系统各项收益

Fig. 6 Benefits of coal-fired power integrated molten salt heat storage system

3.4 基于技术与经济性综合评价的最优方案筛选

为确定适于煤电机组最佳的熔盐储热耦合方案，采用 TOPSIS 综合评价方法对耦合系统进行评价，不同储热方案的得分见表 6。

由表 6 可知，对于 C3-c1 方案，尽管其在储热过程的调峰容量以及经济收益具有优势，但储/释热过程的供电煤耗率、碳排放、投资成本以及运维成本远高于其余 2 种方案，因而，C3-c1 方案的综合评价得分最低。

相较而言，A3-a1 方案综合评分最高，这主要得益于其较低的投资成本、供电煤耗率和碳排放。并且，在经济性方面，假设每年运行 250 h，采用最优方案后，耦合系统可在运行 5 a 后回本，实现净盈利。相关设计方案能够为煤电机组耦合熔盐储热进行灵活性改造的工艺设计提供理论参考和基础数据支撑。

表 6 煤电耦合熔盐储热最优方案选取

Table 6 Selection of optimal scheme for coal-fired power integrated molten salt heat storage

方案		A3-a1	B3-b1	C3-c1
技术性指标	全过程调峰容量	15.03	30.50	45.15
	全过程热效率	39.07	39.01	38.95
	全过程供电煤耗率	0.98	0.52	0
	全过程碳排放	2.64	1.40	0
经济性指标	初始投资成本	4 574.60	2 267.51	0
	熔盐储热系统运维成本	2 643.53	1 314.16	0
	熔盐储热系统套利收益	1.85	3.48	4.99
	熔盐储热系统补偿收益	2.52	5.12	7.58
归一化得分	煤电机组深度调峰补偿收益	0.57	1.21	1.83
		0.41	0.34	0.25

4 结 论

1) 储热过程, 随着储热功率升高, 耦合系统的调峰容量增加, 热效率提高, 其中, 以再热蒸汽作为热源时, 耦合系统的热效率最高。

2) 释热过程, 较高的储热功率下, 耦合系统的热力学性能变差, 其中, 热熔盐加热 2 号高加入口凝结水时, 耦合系统的调峰性能和热力学性能最优。

3) 在经济性方面, 耦合系统的运维成本占总成本比例最高, 储热系统补偿收益在总收益中占比最高, 并且, 随着储热功率增加, 各项成本均呈现增加趋势, 但增幅减小, 此外, 调峰收益受储热功率影响最大。

4) 综合考虑技术与经济性评价, 确定最优方案为: 储热功率为 20 MW、储热过程以再热蒸汽为热源、释热过程加热 2 号高加入口凝结水 (即 A3-a1), 且该方案在运行 5 a 左右即可实现净盈利。

参考文献 (References):

- [1] 陈义宣, 王国腾, 李玲芳, 等. 计及安全稳定约束的多直流送出电网新能源极限渗透率估计方法 [J]. 电力自动化设备, 2023, 43(9): 236–242.
CHEN Yixuan, WANG Guoteng, LI Lingfang, et al. Estimation method of maximum renewable energy penetration rate for multi-send HVDC system considering security and stability constraints[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(9): 236–242.
- [2] 于伟静, 杨鹏威, 王放放, 等. 双碳战略背景下中国煤电技术发展挑战 [J]. 煤炭学报, 2023, 48(7): 2641–2656.
YU Weijing, YANG Pengwei, WANG Fangfang, et al. Research

and challenge of coal power technology development in China under the background of dual carbon strategy[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(7): 2641–2656.

- [3] 刘志强, 叶春, 张源, 等. 煤电“三改联动”实施分析与措施建议 [J]. 热力发电, 2023, 52(5): 154–159.
LIU Zhiqiang, YE Chun, ZHANG Yuan, et al. Analysis and suggestions on the implementation of “three-renovation” of coal-fired power[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(5): 154–159.
- [4] 谭增强, 王一坤, 牛拥军, 等. 双碳目标下煤电深度调峰及调频技术研究进展 [J]. 热能动力工程, 2022, 37(8): 1–8.
TAN Zengqiang, WANG Yikun, NIU Yongjun, et al. Research progress of deep peak regulation and frequency modulation technology for coal-fired power plant under double-carbon targets[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2022, 37(8): 1–8.
- [5] 马汀山, 王伟, 王东晔, 等. 基于熔盐储热辅助煤电机组深度调峰的系统设计及容量计算方法研究 [J]. 热力发电, 2023, 52(7): 113–118.
MA Tingshan, WANG Wei, WANG Dongye, et al. Research on system design and capacity calculation method for deep peak shaving of coal-fire unit based on molten salt heat storage assistance[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(7): 113–118.
- [6] KRÜGER M, MUSLUBAS S, LOEPER T, et al. Potentials of thermal energy storage integrated into steam power plants[J]. Energies, 2020, 13(9): 2226.
- [7] CAO R F, LU Y, YU D R, et al. A novel approach to improving load flexibility of coal-fired power plant by integrating high temperature thermal energy storage through additional thermodynamic cycle[J]. Applied Thermal Engineering, 2020, 173: 115225.
- [8] 庞力平, 张世刚, 段立强. 高温熔盐储能提高二次再热机组灵活性研究 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(8): 2682–2691.
PANG Liping, ZHANG Shigang, DUAN Liqiang. Flexibility improvement study on the double reheat power generation unit with a high temperature molten salt thermal energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(8): 2682–2691.
- [9] 张显荣, 徐玉杰, 杨立军, 等. 多类型火电-储热耦合系统性能分析与比较 [J]. 储能科学与技术, 2021, 10(5): 1565–1578.
ZHANG Xianrong, XU Yujie, YANG Lijun, et al. Performance analysis and comparison of multi-type thermal power-heat storage coupling systems[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(5): 1565–1578.
- [10] 刘金桢, 鹿院卫, 魏海蛟, 等. 熔盐储热辅助燃煤机组调峰系统设计及性能对比 [J]. 热力发电, 2023, 52(2): 111–118.
LIU Jinkai, LU Yuanwei, WEI Haijiao, et al. Design and performance comparison of peak shaving system of coal-fired unit aided by molten salt heat storage[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 111–118.
- [11] LIU X, JIN K L, XUE X, et al. Performance and economic analysis of steam extraction for energy storage to molten salt with coupled ejector and thermal power units[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 72: 108488.
- [12] 韩瑞, 廖志荣, 于博旭, 等. 面向火电厂改造的熔盐卡诺电池储

- 能系统仿真研究[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(12): 3605–3615.
- HAN Rui, LIAO Zhirong, YU Boxu, et al. Simulation study of a molten-salt Carnot battery energy storage system for retrofitting a thermal power plant[J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(12): 3605–3615.
- [13] 邹小刚, 刘明, 肖海丰, 等. 火电机组耦合熔盐储热深度调峰系统设计及性能分析[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 146–153.
- ZOU Xiaogang, LIU Ming, XIAO Haifeng, et al. Design and performance analysis of deep peak shaving system of thermal power units coupled with molten salt heat storage[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 146–153.
- [14] 马会萌, 李蓓, 李建林, 等. 面向经济评估的电池储能系统工况特征量嵌入性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(22): 70–77.
- MA Huimeng, LI Bei, LI Jianlin, et al. Embedded research on working condition characteristics of battery energy storage system for economic evaluation[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(22): 70–77.
- [15] PANG Y X, CHI Y Y, TIAN B Y. Economic evaluation of flexible transformation in coal-fired power plants with multi price links[J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 402: 136851.
- [16] SUN R Q, YANG K X, LIU M, et al. Thermodynamic and economic comparison of supercritical carbon dioxide coal-fired power system with different improvements[J]. International Journal of Energy Research, 2021, 45(6): 9555–9579.
- [17] HU W T, SUN R Q, ZHANG K Z, et al. Thermoeconomic analysis and multiple parameter optimization of a combined heat and power plant based on molten salt heat storage[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 72: 108698.
- [18] 韦嘉睿, 江岳文. 储能参与辅助服务补偿机制及多商业模式运行研究[J]. 电器与能效管理技术, 2020(5): 78–85.
- WEI Jiarui, JIANG Yuewen. Research on compensation mechanism of energy storage participating in auxiliary services and operation of multi-business model[J]. Electrical & Energy Management Technology, 2020(5): 78–85.
- [19] 朱荃, 朱清源. 新型清洁供暖技术经济性与定价策略研究: 以电加热熔盐储热供暖项目为例[J]. 价格理论与实践, 2019(1): 129–132.
- ZHU Jiang, ZHU Qingyuan. Economy and pricing strategy of new clean heating technology: An analysis on molten-salt thermal energy storage project by electricity heating[J]. Price (Theory & Practice), 2019(1): 129–132.
- [20] PATIL S K, KANT R. A fuzzy AHP-TOPSIS framework for ranking the solutions of Knowledge Management adoption in Supply Chain to overcome its barriers[J]. Expert Systems with Applications, 2014, 41(2): 679–693.
- [21] 张宇, 田亮. 基于 PCA 和改进 TOPSIS 法的火电机组运行综合评价[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2023, 50(3): 110–116, 126.
- ZHANG Yu, TIAN Liang. Comprehensive evaluation of operation of thermal power units based on PCA and improved TOPSIS method[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2023, 50(3): 110–116, 126.
- [22] 杨勇平, 吴殿法, 王宁玲. 基于组合权重-优劣解距离法的火电机组性能综合评价[J]. 热力发电, 2016, 45(2): 10–15.
- YANG Yongping, WU Dianfa, WANG Ningling. Comprehensive evaluation for large scale coal-fired power units based on combined weight and TOPSIS method[J]. Thermal Power Generation, 2016, 45(2): 10–15.
- [23] 简一帆, 陈彦桥, 曾德良. 基于 TOPSIS 的火电机组负荷优化分配[J]. 热能动力工程, 2017, 32(1): 70–74, 122–123.
- JIAN Yifan, CHEN Yanqiao, ZENG Deliang. Load allocation optimization for thermal power unit based on TOPSIS[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2017, 32(1): 70–74, 122–123.
- [24] VISWANATHAN V, MONGIRD K, FRANKS R, et al. 2022 Grid energy storage technology cost and performance assessment[R]. Richland, Washington: Pacific Northwest National Laboratory, 2022.
- [25] SCHÖNIGER F, THONIG R, RESCH G, et al. Making the Sun shine at night: Comparing the cost of dispatchable concentrating solar power and photovoltaics with storage[J]. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, 2021, 16(1): 55–74.
- [26] MEHOS M, TURCHI C, VIDAL J, et al. Concentrating solar power Gen3 demonstration roadmap[R]. Golden, Colorado: National Renewable Energy Lab, 2017.
- [27] 徐若晨, 张江涛, 刘明义, 等. 电化学储能及抽水蓄能全生命周期度电成本分析[J]. 电工电能新技术, 2021, 40(12): 10–18.
- XU Ruochen, ZHANG Jiangtao, LIU Mingyi, et al. Analysis of life cycle cost of electrochemical energy storage and pumped storage[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2021, 40(12): 10–18.