

集成熔盐储能的燃煤机组多区间变负荷瞬态特性

王珠¹, 刘双白², 胡娱欧³, 崔福博³, 刘明¹, 严俊杰¹

(1. 西安交通大学动力工程多相流国家重点实验室, 710049, 西安; 2. 华北电力科学研究院
有限责任公司, 100045, 北京; 3. 国家电网有限公司华北分部, 100053, 北京)

摘要: 熔盐储能与燃煤机组的集成系统在多区间变负荷下的瞬态特性不明是制约系统灵活高效运行的关键问题, 为了阐明集成系统在多区间变负荷瞬态过程中的灵活性提升潜力与能耗特性, 采用重构负荷指令的控制策略进行集成系统的升、降负荷过程, 随后分析了不同负荷区间运行时集成系统的变负荷性能, 获得了集成系统的最大变负荷速率与系统能效。研究表明: 在某 660 MW 燃煤机组中, 高、低负荷区间下集成系统的最大降负荷速率均可提升至 $7.0\% \text{ min}^{-1}$, 此时蒸汽分流比分别为 0.5、0.6; 高负荷区间运行时集成系统的平均煤耗率比低负荷区间低 $7.0 \text{ g} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$ 以上; 高负荷区间升/降负荷时集成系统煤耗率降幅/增幅大于低负荷区间, 约为 $1.0 \text{ g} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$; 高负荷区间运行时集成系统的往返平均煤耗率低于低负荷区间, 约为 $7.0 \text{ g} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$ 。满足变负荷速率要求的前提下, 为降低集成系统煤耗率, 应选择较小的低压缸入口蒸汽分流比与较大的凝结水分流比。获得的集成熔盐储能的燃煤机组变负荷性能为集成系统的灵活高效运行提供了参考。

关键词: 燃煤机组; 熔盐储能; 瞬态特性; 变负荷区间

中图分类号: TM621 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202505002 **文章编号:** 0253-987X(2025)05-0012-11

Transient Performance of Coal-Fired Power Plant Integrated with Molten Salt Energy Storage System Under Variable Load Intervals

WANG Zhu¹, LIU Shuangbai², HU Yuou³, CUI Fubo³, LIU Ming¹, YAN Junjie¹

(1. State Key Laboratory of Multiphase Flow in Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;
2. North China Electric Power Research Institute Co., Ltd., Beijing 100045, China;
3. North China Branch of State Grid Corporation of China, Beijing 100053, China)

Abstract: The transient performance of the system integrating coal-fired power plant with the molten salt energy storage system are unknown under variable load intervals and this is the key issue that constrains the flexible and efficient operation of the system. In order to identify the flexibility enhancement potential and energy consumption characteristics of the integrated system during the transient process under variable load intervals, the control strategy by reconfiguring load command was adopted to complete the load down and up processes of the integrated system. In addition, the variable load performance of the coal-fired power plant with the molten salt energy storage system was analyzed when the plant is operating under variable load intervals to obtain the maximum variable load rate and system energy efficiency of the integrated system. The

收稿日期: 2024-11-08。 作者简介: 王珠(1995—), 女, 助理教授; 严俊杰(通信作者), 男, 教授, 博士生导师。

基金

项目: 国家自然科学基金资助项目(52406027); 国家电网有限公司华北分部科技项目(SGNC0000FZJS2200179)。

网络出版时间: 2025-01-07

网络出版地址: <https://link.cnki.net/urlid/61.1069.t.20250106.1251.002>

results show that: Taking 660 MW coal-fired power plant as a case, the maximum load down rate of the integrated system under high and low load intervals can be increased to $7.0\% \text{ min}^{-1}$, at which time the steam diversion ratio was 0.5 and 0.6, respectively. The average coal consumption rate of the integrated system during the operation in high load intervals is lower than that in low load intervals by more than $7.0 \text{ g} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$. The decrease/increase of coal consumption rate of the integrated system during the high load interval is larger than that of the low load interval, about $1.0 \text{ g} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$. The round-trip average coal consumption rate of the integrated system in the high load interval is about $7.0 \text{ g} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$, lower than that in the low load interval. With the variable load rate requirements met, a smaller low-pressure cylinder inlet steam diversion ratio and a larger condensate diversion ratio should be selected to reduce the coal consumption rate. The obtained variable load performance of the coal-fired power plant integrated with molten salt storage system can provide some technical guidance for efficient operation of the integrated system.

Keywords: coal-fired power plant; molten salt energy storage; transient performance; variable load interval

为实现“双碳”目标,我国正构建以新能源为主体的新型电力系统,但是,随着波动性、间歇性的可再生能源在整个电力系统中的渗透率快速提升,电力系统的安全性受到了冲击^[1]。煤电仍承担着能源安全的兜底保障作用。截至 2023 年,煤电装机占比尚不足 40%,但承担了全国 70% 的顶峰保供任务。2024 年 8 月 6 日,国家发展和改革委员会印发了《加快构建新型电力系统行动方案(2024—2027 年)》,文中指出:“推动煤电机组深度调峰、快速爬坡等高效调节能力进一步提升,更好发挥煤电的电力供应保障作用,促进新能源消纳”。因此,大幅提升煤电运行灵活性迫在眉睫^[2]。

储能技术可实现能量的时空转移,与煤电机组集成后可有效增强系统调峰调频能力^[3-4]。熔盐储能是一种能量密度高、储热时间长、规模化成本低的储能技术^[5],众多学者已对熔盐储能系统与燃煤机组的集成方式展开了深入研究。Ma 等将高温熔盐储热耦合到某 670 MW 燃煤机组中,调峰深度高达 90.2%^[6]。Cao 等证明了通过附加热力循环将高温储热罐与热电厂耦合的可行性,在某 600 MW 的亚临界燃煤机组中,耦合 300~700 °C 之间工作的某储热单元后,系统往返效率可达 44.18%^[7]。Krueger 等证明了外部储热系统集成到电厂技术在改善机组变负荷速度和低负荷运行方面的可行性^[8];并将储热罐与某 800 MW 热电厂耦合,储热过程中机组功率降低了 3%~4%,释热过程中机组功率增加了 2%~5%^[9]。邹小刚等^[10]提出了多种熔盐储热与煤电机组耦合方式,发现储热过程采用电加热熔盐

系统最优,且调峰响应速度快,工艺系统简单,安全性高。Li 等^[11]采用了提取烟气加热熔盐进行储热的方式,在某 660 MW 机组中,采用 80 MW·h 的熔盐储能系统后,机组的调峰深度增加了 10%,同时提出了耦合熔盐蓄热器热力系统协调控制方法,火电机组输出功率的响应速度提高了 39.12%。Liang 等^[12]提出了采用有机朗肯循环获得的热熔盐用于加热高压给水从而提高系统运行灵活性的方法,发现在某 660 MW 的燃煤机组中,耦合某 0.7 MW 的有机朗肯循环发电系统与 200~515 °C 之间工作的某储热单元后,发电量可迅速提高 6.8%。刘亨等^[13]将高温熔盐储罐集成到热电联产机组中,通过凝结水与高温熔盐换热满足供热需求,在某 300 MW 亚临界燃煤机组中,耦合 70 kW 的熔盐储能系统后,机电负荷增加了 16.7 MW。Tang 等^[14]将熔盐储能集成到了热电联产机组中,在某 350 MW 的燃煤机组中,最大可调功率负荷增加 17.13 MW,最小可调功率负荷减少 12.01 MW。

在运行参数优化方面,Li 等^[15]将熔盐储热罐耦合到某 600 MW 燃煤机组中,最低负荷由 30% 降低至 19.8%,随后通过分流比、热罐温度、熔盐流量等参数优化,进一步降低最低负荷至 18.3%。Wei 等^[16]指出抽汽参数和运行负荷对耦合熔盐储热的燃煤机组性能影响大。Li 等^[17]提出了高温储能与电厂耦合时不同充放热策略,发现抽汽点设置在中压缸入口时,在某 600 MW 超临界机组中,功率输出最大相对减少量为 13.3%,同时集成系统对负荷需求变化具有更快的动态响应。Miao 等^[18]设

计了多种熔盐储能与煤电机组集成的系统构型,在某 600 MW 超临界机组中,可将煤电的最低负荷降低至 16% 左右,随后通过电加热装置实现了煤电机组零功率输出。Sun 等^[19]提出了熔盐储能与燃煤电站集成的系统配置,通过遗传算法优化参数,在某 600 MW 机组中,可将系统最低负荷降低至 10.47%。

目前,有关熔盐储能技术研究主要集中在集成方式优化^[20]及运行参数优化^[21]上。但是,为消纳大规模并网的可再生能源发电,煤电机组需进行频繁变工况^[22],长期处于瞬态过程中,亟需进一步分析在不同区间下熔盐储能与煤电机组集成系统的变负荷性能。本文阐述了熔盐储能系统与燃煤机组的集成方式,以某 660 MW 燃煤机组为例,研究集成系统在不同区间下的变负荷特性,分析多种分流比下集成系统的最大变负荷速率与能效变化规律,提出了适用于不同变负荷区间的集成系统往返效率最大化的运行策略,该结果对集成熔盐储能的燃煤机组运行优化具有指导意义。

1 集成系统

1.1 工质流程

本文选取的熔盐储能系统与燃煤机组的集成方式如图 1 所示。集成系统有储热和释热两种运行模式。抽取部分低压缸入口蒸汽作为储能系统的热源,与冷熔盐换热后返回凝汽器;同时,燃煤机组做功工质流量降低,输出功率下降,可用于辅助机组降负荷。抽汽凝汽器出口的凝结水作为储能系统的冷源,与热熔盐换热后返回除氧器入口;此时,凝结水量降低引起燃煤机组抽汽流量降低,做功工质流量增加,输出功率上升,可用于辅助机组升负荷。

综上所述,机组降负荷过程中可抽取部分低压缸入口蒸汽进入熔盐储能系统,获得热熔盐;将这部分热熔盐用于升负荷过程中加热凝结水。

低压缸入口蒸汽分流比 α_1 为

$$\alpha_1 = \frac{G_{1,f}}{G_{1,i}} \quad (1)$$

式中: $G_{1,f}$ 为进入熔盐储能系统的蒸汽流量; $G_{1,i}$ 为初始低压缸入口蒸汽流量。

凝结水分流比 α_c 为

$$\alpha_c = \frac{G_{c,f}}{G_{c,i}} \quad (2)$$

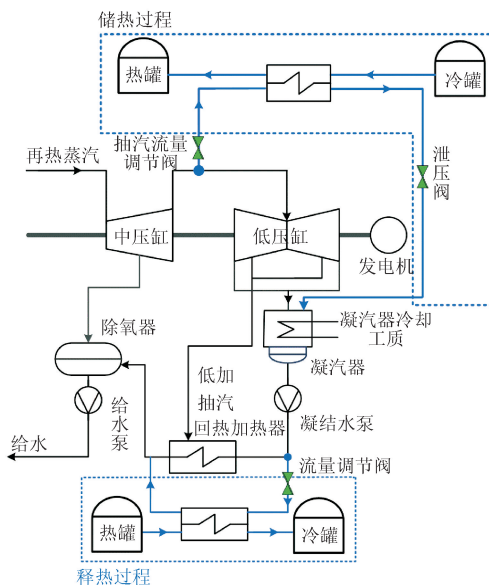


图 1 熔盐储能与燃煤机组的集成系统

Fig. 1 Integration system of molten salt energy storage and coal-fired unit

式中: $G_{c,f}$ 为进入熔盐储能系统的凝结水流量; $G_{c,i}$ 为初始凝结水流量。

1.2 控制策略

集成系统的控制策略如图 2 所示,外部负荷要求指令通过负荷处理部分生成燃煤机组负荷指令^[23]与储能系统负荷指令,将燃煤机组负荷指令送入主控制器,通过功率偏差与压力偏差获得锅炉负荷指令 M_B 与汽机负荷指令 M_T ,通过给水/煤量与调节汽门开度控制机组的主汽压与功率;将储能系统负荷指令 M_E 送入储能系统功率调节系统中,通过调节汽门开度控制储能系统功率。其中,锅炉负荷指令、汽机负荷指令、储能系统负荷指令的计算方法如下。

$$\begin{cases} M_B = P_0/P + f_4(p_0 - p_{rt}) + f_5(P_0 - P_{rt,u}) \\ M_T = P_0/P + f_2(P_0 - P_{rt,u}) + f_3(p_0 - p_{rt}) - M_E \\ M_E = f_1(\alpha_1, \alpha_c) \end{cases} \quad (3)$$

式中: f_1 为与蒸汽分流比/凝结水分流比相关的工质做功量; f_2 为功率偏差对汽机负荷指令的修正值; f_3 为汽压偏差对汽机负荷指令的修正值; f_4 为汽压偏差对锅炉负荷指令的修正值; f_5 为功率偏差对锅炉负荷指令的修正值; P_0 为燃煤机组功率设定值; P 为燃煤机组额定功率; $P_{rt,u}$ 为燃煤机组功率实发值; p_0 为燃煤机组主汽压设定值; p_{rt} 为燃煤机组主汽压实时值。

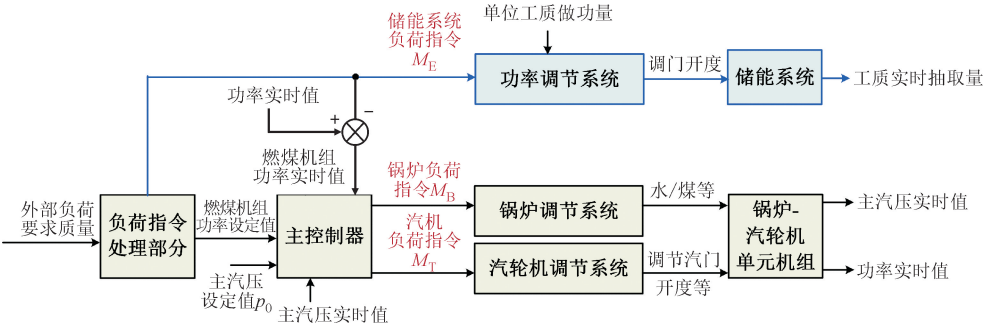


图 2 集成系统的控制策略

Fig. 2 Control strategy for integrated systems

2 集成系统仿真模型

集成系统包括燃煤机组与熔盐储能系统两部分,仿真过程如下。

2.1 案例机组建模

本文以某 660 MW 超超临界燃煤机组为例进行分析,案例机组详细的建模过程及验证结果见文献[24]。

2.2 熔盐储能系统建模

熔盐储能系统由两个储罐与熔盐-工质换热器组成。其中熔盐-工质换热器采用典型的间壁式换热器,其动态模型^[25]如下

$$\begin{cases} \rho_s c_s V_s \frac{dT_s}{dt} = G_s c_s (T_{s,in} - T_{s,out}) + Q_s \\ \rho_w V_w \frac{dh_w}{dt} = G_w (h_{w,in} - h_{w,out}) + Q_w \\ \rho_m c_m V_m \frac{dT_m}{dt} = Q_w + Q_s \end{cases} \quad (4)$$

式中: ρ_s 为熔盐密度; c_s 为熔盐的比定压热容; V_s 为熔盐体积; T_s 为熔盐温度; G_s 为熔盐质量流量; $T_{s,in}$ 、 $T_{s,out}$ 分别为熔盐进、出口温度; Q_s 为熔盐换热量; ρ_w 为蒸汽/凝结水的密度; V_w 为蒸汽/凝结水体积; h_w 为蒸汽/凝结水焓值; G_w 为蒸汽/凝结水流量; $h_{w,in}$ 为蒸汽/凝结水进口焓值; $h_{w,out}$ 为蒸汽/凝结水出口焓值; Q_w 为蒸汽/凝结水换热量; ρ_m 为金属密度; c_m 为金属的比定压热容; V_m 为金属体积; T_m 为金属温度。

本文选取的熔盐为四元熔盐 $\text{KNO}_3\text{-NaNO}_3\text{-LiNO}_3\text{-Ca(NO}_3)_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$, 物性参数^[26-27]见表 1。熔盐-蒸汽换热器参数与熔盐-水换热器参数见表 2, 功率分别为 30、35 MW。

表 1 四元熔盐的物性参数	
Table 1 Physical properties of quaternary molten salt	
参数	数值或计算式
熔点/K	358.15
分解温度/K	885.15
密度/(kg·m ⁻³)	2 038-0.567 9T
比定压热容/(kJ·kg ⁻¹ ·K ⁻¹)	1.450+3.451×10 ⁻⁴ T
导热系数/(W·m ⁻¹ ·K ⁻¹)	0.53
动力黏度/(mPa·s)	4.20

表 2 熔盐-工质换热器参数		
Table 2 Parameters of molten salt-working medium heat exchanger		
参数	数值	
	熔盐-蒸汽换热器	熔盐-水换热器
换热面积/m ²	2 016.5	976.7
热熔盐温度/K	453.15	453.15
冷熔盐温度/K	373.15	373.15

2.3 评价指标

2.3.1 集成系统最大变负荷速率

在主汽温、再热汽温、主汽压、实发功率偏差不超限时,系统能达到的最大变负荷速率表示系统灵活性,计算公式如下

$$v_m = \max(v), \Delta T \leq 5\text{ }^{\circ}\text{C}, \Delta p \leq 3\%, \Delta P \leq 2\% \quad (5)$$

$$v = \frac{P_1 - P_2}{P_{t_1}} \quad (6)$$

式中: v_m 为系统最大变负荷速率, v_m^* 设为每分钟系统最大变负荷速率; v 为系统变负荷速率, v^* 设为每分钟变负荷速率(v^* 为无量纲百分数); ΔT 为汽温偏差最大值; Δp 为主汽压偏差最大值占设定压力的比例; ΔP 为功率偏差最大值占机组额定工况功率

的比例; P_1 为初始负荷; P_2 为目标负荷; t_1 为机组响应时间, 即从系统开始变负荷时到集成系统功率实发值 P_{rt} 与目标负荷 P_2 的相对偏差小于 0.1% 时所需时间。

2.3.2 集成系统效率

升、降负荷过程中, 熔盐储能系统所处的储/释热状态不同, 故升、降负荷过程中系统热效率的计算方法不同, 计算公式如下

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_d = \frac{\int P_{rt} dt + Q}{\int B_{rt} q dt} \\ \eta_{d,e} = \frac{\int P_{rt} dt + E}{\int B_{rt} q dt} \\ \eta_u = \frac{\int P_{rt} dt}{\int B_{rt} q dt + Q} \\ \eta_{u,e} = \frac{\int P_{rt} dt}{\int B_{rt} q dt + E} \\ b = \frac{\int B_{rt} dt}{\int P_{rt} dt} \frac{q}{q_b} \end{array} \right. \quad (7)$$

式中: η_d 表示降负荷过程中集成系统效率; η_u 表示升负荷过程中集成系统效率; $\eta_{d,e}$ 表示降负荷过程中集成系统焓效率; $\eta_{u,e}$ 表示升负荷过程中集成系统焓效率; Q 为熔盐储能系统的储/释热量; E 为熔盐储能系统的储/释焓量; B_{rt} 为实时给煤量; q 为实际煤的低位发热量; b 为瞬态过程中的平均标准煤耗率; q_b 为标准煤的低位发热量; P_{rt} 为集成系统功率实发值。

2.3.3 集成系统往返效率

如 1.1 节所述, 降负荷过程所获得的热熔盐可用于加热升负荷过程中加热凝结水的热源, 故升降负荷过程中集成系统的往返热效率 η_a 、往返平均煤耗率 b_a 的计算公式为

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_a = \frac{\int_{up} P_{rt} dt + \int_{down} P_{rt} dt + \Delta Q}{\left(\int_{up} B_{rt} dt + \int_{down} B_{rt} dt \right) q} \\ b_a = \frac{\int_{up} B_{rt} dt + \int_{down} B_{rt} dt}{\int_{up} P_{rt} dt + \int_{down} P_{rt} dt} \frac{q}{q_b} \end{array} \right. \quad (8)$$

式中: ΔQ 表示熔盐储能系统进行一次升降负荷往

返过程后剩余的储能量。

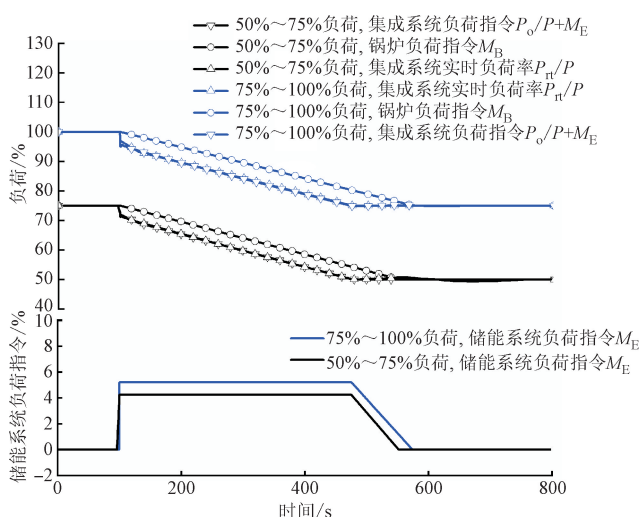
3 集成系统多区间变负荷性能分析

本文探究了不同蒸汽/凝结水分流比下集成系统的灵活性提升潜力, 分析了升、降负荷过程中集成系统的热效率, 通过热熔盐质量匹配获得了集成系统升、降负荷过程中的往返效率。

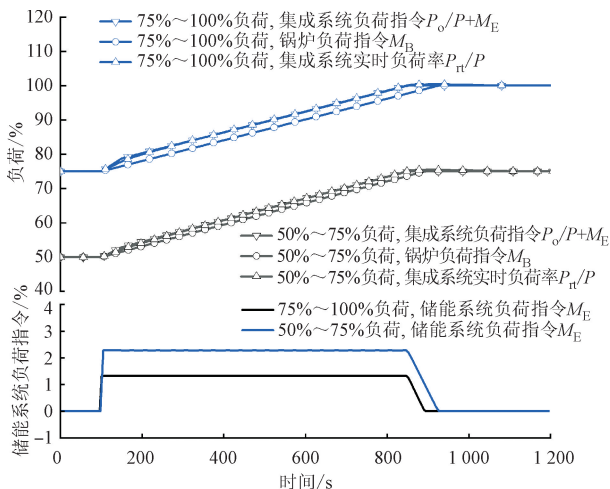
需要说明的是, 由于超低负荷下机组面临干湿转态、燃烧不稳定等问题, 集成熔盐储能的燃煤机组依旧存在这些问题, 本文聚焦于储能系统对燃煤机组变负荷性能影响的研究, 故以 50%~100% 变负荷范围为例进行研究。

3.1 多变负荷区间下集成系统负荷指令

变负荷过程中, 集成系统负荷指令如图 3 所示。



(a) 降负荷过程 (蒸汽分流比为 0.3, $v^* = 4.0\%$)



(b) 升负荷过程 (凝结水分流比为 0.9, $v^* = 2.0\%$)

图 3 某变负荷过程中集成系统的负荷指令

Fig. 3 Load command of integrated system during load cycling processes

在集成储能系统的燃煤机组中,采用图 2 所示的协调控制策略后,降负荷过程中锅炉负荷指令高于系统整体负荷指令,升负荷过程中锅炉负荷指令低于系统整体负荷指令,系统整体变负荷过程快于锅炉侧的变负荷过程,缓解了由于锅炉惯性过大带来的机组快速变负荷限制。相同抽汽幅度下,高负荷区间时储能系统的负荷指令高于低负荷区间。无论高低负荷区间,采用图 2 所示的协调控制策略均能实现集成系统中锅炉侧、汽机侧、储能侧的协调运行。

3.2 多变负荷区间下集成系统的 v_m^*

降负荷过程中,采用不同的低压缸入口蒸汽分流比后,集成系统的 v_m^* 如图 4 所示。与不抽汽的燃煤机组相比,集成系统的最大降负荷速率明显提升。随着低压缸入口蒸汽分流比的增加,最大降负荷速率呈现先增大后降低的趋势,这是由于当低压缸入口蒸汽分流比过大时,锅炉侧的蒸汽温度控制难度增大,限制了降负荷速率的增加。当变负荷范围为 100%~75%、低压缸入口蒸汽分流比为 0.5 时,系统达到 v_m^* 为 7.0%;当变负荷范围为 75%~50% 时,低压缸入口蒸汽分流比为 0.6 时,系统达到 v_m^* 为 7.0%。

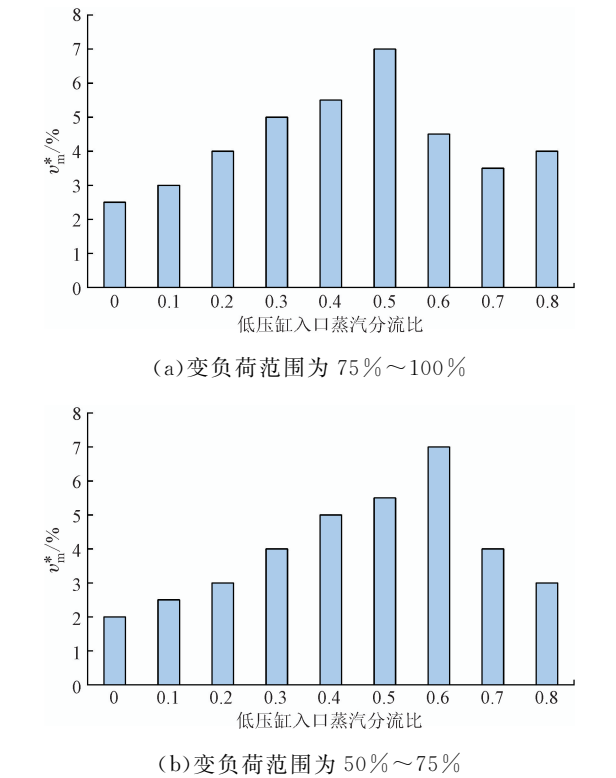


图 4 采用不同低压缸入口蒸汽分流比后集成系统的 v_m^*
Fig. 4 v_m^* of the integrated system with different split ratios of low pressure cylinder inlet steam

同时,当低压缸入口蒸汽分流比相同时,高负荷区间的最大降负荷速率比低负荷区间高。例如:当低压缸入口蒸汽分流比为 0.3 时,在变负荷范围为 100%~75%、75%~50% 时的 v_m^* 分别为 5.0%、4.0%。

升负荷过程中,采用不同的凝结水分流比后,集成系统的最大升负荷速率如图 5 所示。随着凝结水分流比增加,系统最大升负荷速率呈上升趋势,但是提升幅度不大。当变负荷范围为 75%~100%、50%~75% 时, v_m^* 分别为 3.0%、2.5%。此外,集成系统在高负荷区间(75%~100%)的速率提升能力比低负荷区间(50%~75%)强。高负荷区间下,凝结水分流比为 0.3 时,系统升负荷速率提升了 0.5%;低负荷区间下,凝结水分流比为 0.8 时,系统升负荷速率提升了 0.5%。

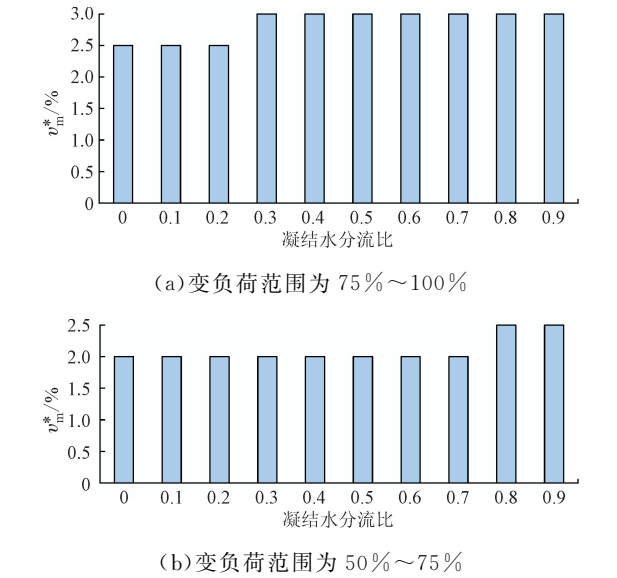


图 5 采用不同凝结水分流比后集成系统的 v_m^*
Fig. 5 v_m^* of the integrated system with different split ratios of condensate

3.3 多变负荷区间下集成系统的整体效率

3.3.1 降负荷过程

以 v^* 为 4.0% 为例,不同变负荷区间下集成系统的效率如图 6 所示。高变负荷区间的系统效率高于低变负荷区间,在相同低压缸入口蒸汽分流比下,当熔盐储能系统运行在 100~180℃ 时,高变负荷区间下变负荷系统的热效率比低变负荷区间高约 1.7%, 焓效率高约 1.3%, 平均煤耗率低约 7.9 g · (kW · h)⁻¹。此外,随着低压缸入口蒸汽分流比的增加,系统热效率、焓效率下降,平均煤耗率均上升,这是由于降负荷过程中将原来用于发电的蒸汽抽取进行储热,造

成了“电到热”的能量降级,故系统效率下降、煤耗率上升。当变负荷范围为 100%~75%、75%~50%,蒸汽分流比由 0.3 增至 0.7 时,系统煤耗率分别增加了 8.1、7.0 g·(kW·h)⁻¹。

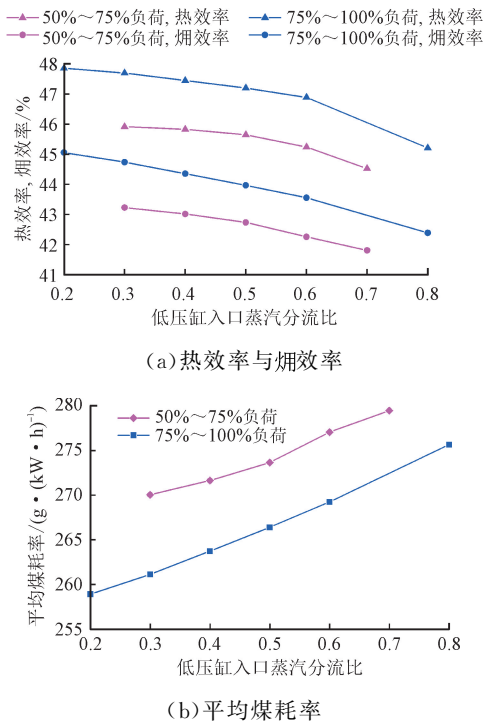


图 6 v^* 为 4.0% 时集成系统效率

Fig. 6 Integrated system efficiency when v^* is 4.0%

3.3.2 升负荷过程

以 v^* 为 2.0% 为例,不同变负荷区间下集成系统的效率如图 7 所示。高变负荷区间的系统效率高,相同凝结水分流比下,当储能系统运行在 100~180℃ 时,高区间下变负荷系统的热效率比低区间高约 1.0%,烟效率高约 1.1%,平均煤耗率低约 7.0 g·(kW·h)⁻¹。此外,随着凝结水分流比的增加,系统热效率降低,烟效率增加,平均煤耗率降低,这是由于通过热熔盐携带的低品位的热量替代了部分煤携带的高品位的热量,故系统烟效率提升,煤耗率降低。当变负荷范围为 75%~100%、50%~75% 时,系统煤耗率最大分别降低了 3.2、2.2 g·(kW·h)⁻¹。

综上,集成系统在高低变负荷区间的煤耗率变化规律相同,但是高负荷区间变负荷时效果更明显,即降负荷过程中,随着蒸汽分流比的增加,集成系统平均煤耗率增加,高负荷区间增幅更显著。升负荷过程中,随着凝结水分流比的增加,集成系统平均煤耗率降低,高负荷区间降幅更显著。

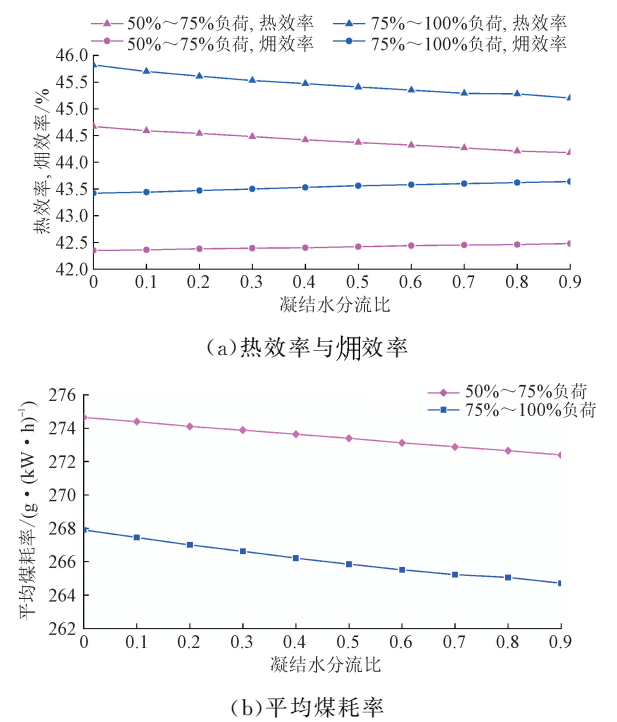


图 7 v^* 为 2.0% 时集成系统效率

Fig. 7 Integrated system efficiency when v^* is 2.0%

3.4 多变负荷区间下集成系统的往返效率

3.4.1 热熔盐质量匹配

以降负荷过程蒸汽分流比为 0.5 为例,当储能系统运行在 100~180℃ 时,集成系统获得的热熔盐质量如表 3 所示。随着降负荷速率的增加,产生的热熔盐质量降低。相同降负荷速率下,高负荷区间获得的热熔盐质量大于低负荷区间。升负荷过程中所消耗的熔盐质量如表 4 所示。随着升负荷速率的增加,消耗的热熔盐质量降低,随着抽汽幅度的增加,消耗的热熔盐质量增加。

表 3 降负荷过程中获得的热熔盐质量

Table 3 Mass of hot molten salt obtained during load down

$v^* / \%$	获得的熔盐质量/kg	
	100%~75% 负荷	75%~50% 负荷
2.0	391 816.1	262 948.3
2.5	313 866.9	210 902.3
3.0	261 916.3	176 097.4
3.5	224 784.4	151 421.8
4.0	196 772.1	132 907.8
4.5	174 933.8	118 538.8
5.0	157 460.1	107 072.1
5.5	143 164.4	97 703.6
6.0	121 170.6	
6.5	112 533.3	

表 4 升负荷过程中消耗的热熔盐质量

Table 4 Mass of hot molten salt consumed during load up

$v^*/\%$	凝结水分流比	消耗的熔盐质量/kg	
		100%~75% 负荷	75%~50% 负荷
2.0	0.1	65 939.06	34 107.72
	0.2	128 670.7	68 522.56
	0.3	188 338.5	103 403.4
	0.4	244 795.9	139 398.0
	0.5	298 059.5	172 421.0
	0.6	348 180.8	205 695.7
	0.7	394 908.4	241 716.8
	0.8	414 777.1	275 654.9
	0.9	473 252.4	303 112.8
2.5	0.1	52 943.57	
	0.2	103 395.9	
	0.3	151 370.3	
	0.4	196 943.3	
	0.5	239 944.2	
	0.6	280 479.4	
	0.7	318 462.0	
	0.8	330 118.6	222 732.9
	0.9	381 311.9	244 617.1
3.0	0.3	126 735.1	
	0.4	165 021.5	
	0.5	201 181.4	
	0.6	235 315.5	
	0.7	267 335.4	
	0.8	278 615.3	
	0.9	320 378.9	

计算集成系统往返效率时,通过热熔盐的质量对比获得可匹配的升降负荷过程,即降负荷过程中产生的热熔盐质量大于升负荷过程中的热熔盐质量,如表 5 所示。

3.4.2 不同变负荷区间集成系统往返效率对比

本文以蒸汽分流比为 0.5、 v^* 为 2.0% 为例,分析不同变负荷区间下集成系统的往返效率。集成系统的往返效率如图 8 所示。高负荷区间变负荷时系统集成往返热效率高于低负荷区间,往返平均煤耗率低于低负荷区间,当储能系统运行在 100~180℃ 时,同一变负荷速率、同一分流比下,系统往返热效率相差约 1.1%,往返平均煤耗率相差约 7.0 g·(kW·h)⁻¹。

表 5 可匹配的升降负荷过程

Table 5 Adjustable load up and down processes

升负荷 过程 $v^*/\%$	降负荷 过程 $v^*/\%$	升负荷凝结水分流比	
		100%~75% 负荷	75%~50% 负荷
2.0	2.0	0.1~0.6	0.1~0.7
	2.5	0.1~0.5	0.1~0.6
	3.0	0.1~0.4	0.1~0.5
	3.5	0.1~0.3	0.1~0.4
	4.0	0.1~0.3	0.1~0.3
	4.5	0.1~0.2	0.1~0.3
	5.0	0.1~0.2	0.1~0.3
	5.5	0.1~0.2	0.1~0.2
	6.0	0.1	
2.0	6.5	0.1	
	2.0	0.1~0.6	0.8~0.9
	2.5	0.1~0.6	
	3.0	0.1~0.5	
	3.5	0.1~0.4	
	4.0	0.1~0.3	
	4.5	0.1~0.3	
	5.0	0.1~0.3	
	5.5	0.1~0.2	
3.0	6.0	0.1~0.2	
	6.5	0.1~0.2	
	2.0	0.3~0.9	
	2.5	0.3~0.8	
	3.0	0.3~0.6	
	3.5	0.3~0.5	
	4.0	0.3~0.4	
	4.5	0.3~0.4	
	5.0	0.3	
3.0	5.5	0.3	
	6.0		
	6.5		

随着升负荷过程中凝结水分流比的增大,集成系统往返热效率、往返平均煤耗率均降低,这是由于当凝结水分流比较小时,消耗的热熔盐质量较少,剩余的储热量较多,储能系统中换热器的损失少,故集成系统热效率高;当凝结水分流比较大时,热熔盐携带的低品位的热量替代的煤携带的高品位的热量较多,故往返平均煤耗率降低。当分流比以相同幅度增加时,在高、低负荷区间运行时系统往返平均煤耗率的降幅差异不大。

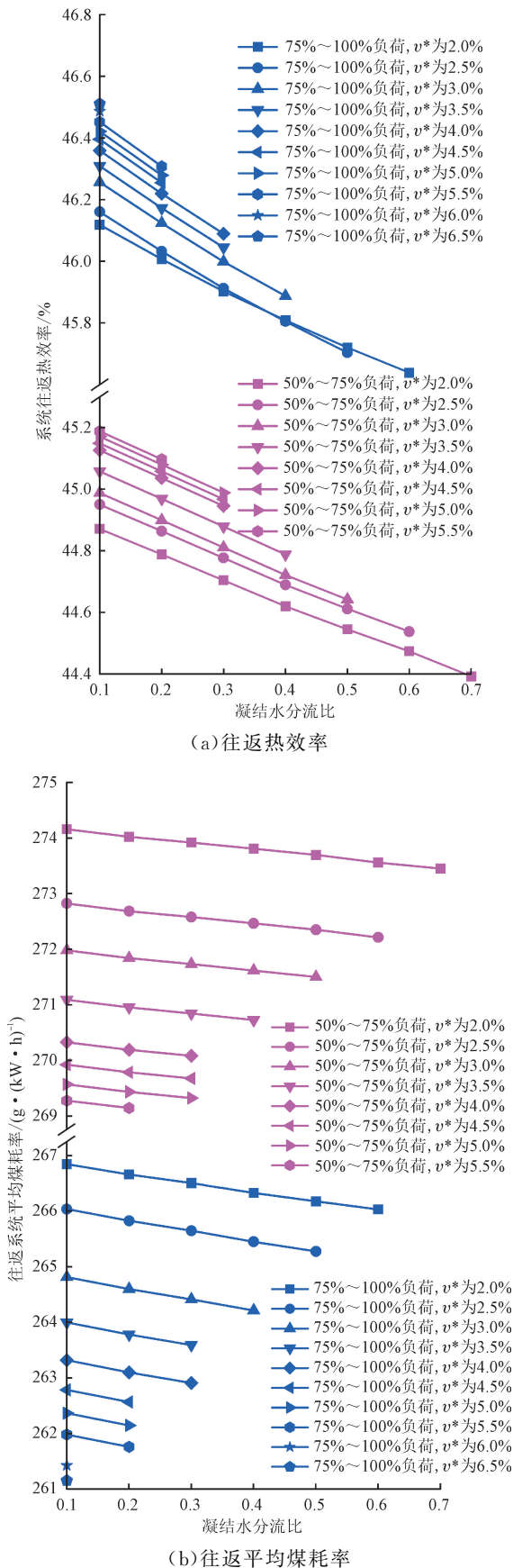


图 8 集成系统往返效率

Fig. 8 Integrated system round-trip efficiency

随着降负荷速率的增加,系统集成往返热效率增大,往返平均煤耗率降低。这是由于降负荷速率越快,“电到热”的能量降级过程时间越短,降级量越低,故系统往返效率增加,往返煤耗率降低。当降负荷速率以相同幅度增加时,在高、低负荷区间运行时系统往返平均煤耗率的降幅相差不大。

3.5 小结

通过在不同变负荷区间运行时集成系统最大变负荷速率、系统效率、往返效率进行对比得到以下结论。

(1)降负荷过程中,集成系统的优势主要是灵活性大幅提升;升负荷过程,集成系统的优势主要是高效性大幅提升。相同分流比下,高负荷区间的灵活性/高效性提升效果比低负荷区间更明显,如在某 660 MW 燃煤机组中,达到降负荷过程 v_m^* 为 7.0% 时,高、低负荷分流比分别为 0.5、0.6;升负荷过程中,凝结水分流比由 0 增加至 0.9 时,高、低负荷区间系统平均煤耗率最大分别降低了 3.2、2.2 g · (kW · h)⁻¹。

(2)满足降负荷速率需求的前提下,采用越小的蒸汽分流比系统效率越高;满足升负荷热熔盐质量需求的前提下,采用越大的凝结水分流比集成系统平均煤耗率越低。

(3)在某 660 MW 燃煤机组中,当储能系统运行在 100~180 °C 时,高负荷区间变负荷时集成系统往返热效率高于低负荷区间约 1.1%,往返平均煤耗率低于低负荷区间约 7.0 g · (kW · h)⁻¹。

(4)降负荷速率越快,集成系统的往返煤耗率越低;凝结水分流比越大,集成系统的往返煤耗率越低;降负荷速率与凝结水分流比变化相同幅度时,在高、低负荷区间运行时集成系统往返煤耗率变化负荷差异不大。

4 结 论

本文建立了集成熔盐储能的燃煤机组的动态仿真模型与控制逻辑,研究了不同变负荷区间下集成熔盐储能后燃煤机组灵活性提升潜力,对比了不同变负荷区间下集成系统效率,得到以下结论。

(1)降负荷过程中,集成系统的优势主要是灵活性大幅提升;升负荷过程中,集成系统的优势主要是高效性大幅提升。

(2)相同蒸汽/凝结水分流比下,高负荷区间下系统灵活性提升能力比低负荷区间更强。在某 660 MW 燃煤机组中,当蒸汽入口蒸汽分流比为 0.5 时,高、低负荷区间的最大降负荷过程 v_m^* 分别为 7.0%、

5.5%。当升负荷过程 v^* 增加 0.5% 时,高、低负荷区间的最小蒸汽分流比分别为 0.3、0.8。

(3)在某 660 MW 燃煤机组中,当储能系统运行在 100~180 ℃ 时,相同变负荷速率下,高负荷区间下集成系统效率高于低负荷区间,高约 1.0% 以上;平均煤耗率低于低负荷区间,低 7.0 g · (kW · h)⁻¹ 以上。随着蒸汽/凝结水分流比增加,降负荷过程煤耗率增加,升负荷过程的煤耗率降低,高负荷区间机组煤耗率的变化幅度大于低负荷区间。

(4)在某 660 MW 燃煤机组中,当储能系统运行在 100~180 ℃ 时,高负荷区间变负荷时系统集成往返热效率高于低负荷区间,高约 1.1%,往返平均煤耗率低于低负荷区间,低约 7.0 g · (kW · h)⁻¹。随着降负荷速率增加与凝汽器分流比增大,集成系统的平均煤耗率降低,当降负荷速率与凝汽器分流比变化幅度相同时,高、低负荷区间运行时系统的往返平均煤耗率降低幅度相同。

(5)为降低集成系统平均煤耗率,在满足降负荷速率要求下,低压缸入口蒸汽分流比选择较小的;升负荷过程中凝结水分流比选择较大的。为降低集成系统往返平均煤耗率,应选择较高的降负荷速率与较大的凝结水分流比。

参考文献:

[1] 马汀山,王妍,吕凯,等. "双碳"目标下火电机组耦合储能的灵活性改造技术研究进展 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(S1): 136-148.
MA Tingshan, WANG Yan, LV Kai, et al. Research progress on flexibility transformation technology of coupled energy storage for thermal power units under the "dual-carbon" goal [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(S1): 136-148.

[2] ZHOU Jiayin, HUANG Diangui, ZHOU Lingzhe. Modeling and thermal economy analysis of the coupled system of compressed steam energy storage and Rankine cycle in thermal power plant [J]. Energy, 2024, 291: 130309.

[3] JIANG Kaijun, ZHANG Guangming, LIU Hui, et al. Design and dynamic simulation of flue gas-molten salt heat exchanger in flexible operation coal-fired power plant [J]. Journal of Energy Storage, 2024, 93: 112227.

[4] 王建波,孙冉,刘忠凯,等. 面向储能辅助火电机组一次调频的深度强化学习控制策略 [J]. 西安交通大学学报, 2024, 58(6): 186-192.
WANG Jianbo, SUN Ran, LIU Zhongkai, et al. Deep reinforcement learning control strategy for primary fre-

quency regulation of energy storage assisted thermal power units [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2024, 58(6): 186-192.

[5] XU Jing, LIU Wenhao, WANG Zhenpu, et al. Comparative investigation on the thermodynamic performance of coal-fired power plant integrating with the molten salt thermal storage system [J]. Journal of Energy Storage, 2024, 89: 111738.

[6] MA Tingshan, LI Zhengkuan, LÜ Kai, et al. Design and performance analysis of deep peak shaving scheme for thermal power units based on high-temperature molten salt heat storage system [J]. Energy, 2024, 288: 129557.

[7] CAO Ruifeng, LU Yue, YU Daren, 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] KRÜGER M, MUSLUBAS S, ÇAM E, et al. Technical development and economic evaluation of the integration of thermal energy storage in steam power plants [J]. Energies, 2022, 15(9): 3388.

[9] KRÜGER M, MUSLUBAS S, LOEPER T, et al. Potentials of thermal energy storage integrated into steam power plants [J]. Energies, 2020, 13(9): 2226.

[10] 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.

[11] LI Le, LI Wenyi, MA Jianlong. Research on coordinated control strategy of power response rate of thermal power plant with high temperature molten salt heat storage [J]. International Journal of Heat and Technology, 2023, 41(1): 55-62.

[12] LIANG Huixun, CHEN Heng, GAO Yue, et al. Flexibility improvement of a coal-fired power plant by the integration of biogas utilization and molten salt thermal storage [J]. Energy, 2024, 304: 132201.

[13] 刘亨,赵大周,张钟平,等. 高温熔盐储热耦合煤电机组供热调峰系统分析 [J]. 上海电力大学学报, 2023, 39(3): 292-296.
LIU Heng, ZHAO Dazhou, ZHANG Zhongping, et al. Analysis of peak regulating system for heat supply of fused salt storage coupled coal power unit [J]. Jour-

- nal of Shanghai University of Electric Power, 2023, 39 (3): 292-296.
- [14] TANG Haiyu, LIU Ming, ZHANG Kezhen, et al. Performance evaluation and operation optimization of a combined heat and power plant integrated with molten salt heat storage system [J]. Applied Thermal Engineering, 2024, 245: 122848.
- [15] LI Bo, CAO Yue, HE Tianyu, et al. Thermodynamic analysis and operation strategy optimization of coupled molten salt energy storage system for coal-fired power plant [J]. Applied Thermal Engineering, 2024, 236 (Part C): 121702.
- [16] WEI Haijiao, LU Yuanwei, YANG Yanchun, et al. Research on influence of steam extraction parameters and operation load on operational flexibility of coal-fired power plant [J]. Applied Thermal Engineering, 2021, 195: 117226.
- [17] LI Decai, WANG Jihong. Study of supercritical power plant integration with high temperature thermal energy storage for flexible operation [J]. Journal of Energy Storage, 2018, 20: 140-152.
- [18] MIAO Lin, LIU Ming, ZHANG Kezhen, et al. Design and performance evaluation of thermal energy storage system with hybrid heat sources integrated within a coal-fired power plant [J]. Journal of Energy Storage, 2024, 82: 110611.
- [19] SUN Ruiqiang, LIU Ming, ZHAO Yongliang, et al. Proposal design and thermodynamic analysis of a coal-fired sCO₂ power system integrated with thermal energy storage [J]. Journal of Energy Storage, 2024, 82: 110495.
- [20] 彭家辉, 倪永中, 王元良, 等. 基于熔盐储热的燃煤机组调峰可行性分析 [J]. 热力发电, 2024, 53(1): 99-106.
- PENG Jiahui, NI Yongzhong, WANG Yuanliang, et al. Feasibility analysis of peak shaving for coal-fired units based on molten salt heat storage [J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(1): 99-106.
- [21] ZHANG Hongwei, LIANG Wenbin, LIU Junqing, et al. Modeling and energy efficiency analysis of thermal power plant with high temperature thermal energy storage (HTTES) [J]. Journal of Thermal Science, 2020, 29(4): 1025-1035.
- [22] 赵永亮, 许朋江, 居文平, 等. 燃煤发电机组瞬态过程灵活高效协同运行的理论与技术研究综述 [J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(6): 2080-2099.
- ZHAO Yongliang, XU Pengjiang, JU Wenping, et al. Overview of theoretical and technical research on flexible and efficient synergistic operation of coal-fired power units during transient processes [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(6): 2080-2099.
- [23] WANG Zhu, LIU Ming, YAN Hui, et al. Improving flexibility of thermal power plant through control strategy optimization based on orderly utilization of energy storage [J]. Applied Thermal Engineering, 2024, 240: 122231.
- [24] WANG Zhu, LIU Ming, YAN Junjie. Flexibility and efficiency co-enhancement of thermal power plant by control strategy improvement considering time varying and detailed boiler heat storage characteristics [J]. Energy, 2021, 232: 121048.
- [25] YAN Hui, LI Xin, LIU Ming, et al. Performance analysis of a solar-aided coal-fired power plant in off-design working conditions and dynamic process [J]. Energy Conversion and Management, 2020, 220: 113059.
- [26] REN Nan, WU Yuting, MA Chongfang, et al. Preparation and thermal properties of quaternary mixed nitrate with low melting point [J]. Solar Energy Materials and Solar Cells, 2014, 127: 6-13.
- [27] ZHANG Kezhen, LIU Ming, ZHAO Yongliang, et al. Thermo-economic optimization of the thermal energy storage system extracting heat from the reheat steam for coal-fired power plants [J]. Applied Thermal Engineering, 2022, 215: 119008.

(编辑 武红江)