DOI: 10.19666/j.rlfd.202512071

基于熔盐储热的煤电机组灵活性提升技术性能及经济性分析

邹小刚[1]，陈　莉[2]，何柯稼[2]，牛国平[1]，周　飞[1]，车宏伟[1]，李　楠[1]，
申冀康[1]，李文锋[1]，张　旭[1]，李文杰[1]，徐梦茜[1]

（1. 西安西热锅炉环保工程有限公司，陕西　西安　710054；
2. 西安热工研究院有限公司，陕西　西安　710054）

［摘　　要］【目的】为提升煤电机组的灵活性，提出了基于熔盐储热的多种煤电机组与熔盐储热耦合系统。【方法】以某 350 MW 超临界机组为研究对象，研究了不同耦合系统的调峰性能、顶峰性能和调频性能，并分析了静态投资回收期、财务净现值、财务内部收益率等经济性指标。【结果】耦合系统中，调峰性能由强到弱依次为电加热＞电汽复合＞蒸汽加热，可将机组最低负荷率由 50%分别降低至 0、16.8%、18.2%；顶峰性能由强到弱依次为电汽复合＞蒸汽加热＞电加热，可将机组顶峰负荷率由 80%分别提升至 100%、100%、83%，顶峰时长分别为 2.0、1.5、1.0 h；调频性能由强到弱依次为电加热=电汽复合＞蒸汽加热，可将机组综合性能系数由 0.98 分别提升至 5.7～7.7、5.7～7.7、0.98；电加热熔盐储热系统的经济性最优，电汽复合熔盐储热系统的经济性次之，蒸汽加热熔盐储热系统经济性良好。【结论】研究结果揭示了不同熔盐储热耦合系统的性能与经济特征，为熔盐储热技术在煤电机组灵活性提升领域的工程应用提供了重要技术指导。

［关　键　词］煤电机组；熔盐储热；灵活性；性能分析；经济性分析

［引用本文格式］邹小刚，陈莉，何柯稼，等. 基于熔盐储热的煤电机组灵活性提升技术性能及经济性分析[J]. 热力发电，2026, 55(9): 44.　Zou X G, Chen L, He K J, et al. Performance and economic analysis of flexibility enhancement technology for coal-fired power units based on molten salt thermal storage[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(9): 44.

Performance and economic analysis of flexibility enhancement technology for coal-fired power units based on molten salt thermal storage

Zou Xiaogang[1], Chen Li[2], He Kejia[2], Niu Guoping[1], Zhou Fei[1], Che Hongwei[1], Li Nan[1], Shen Jikang[1], Li Wenfeng[1], Zhang Xu[1], Li Wenjie[1], Xu Mengxi[1]

(1. Xi'an Boiler & Environmental Protection Engineering Co., Ltd., Xi'an 710054, China;
2. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China)

Abstract: [Objective] With the advancement of China's "dual carbon" goals and the accelerated construction of a new power system characterized by a high proportion of renewable energy, coal-fired power units are undergoing a fundamental transformation from base-load power sources to essential supporting and regulating assets. Enhancing the operational flexibility of these units, particularly their ability to accommodate fluctuating renewable generation, has therefore become an urgent and critical demand. Molten salt thermal energy storage (MSTES) technology, renowned for its significant advantages in large-scale storage capacity, high operational temperatures, and relatively low cost, exhibits a strong compatibility with the dynamic regulation requirements of coal-fired units. Consequently, it is widely regarded as a pivotal and promising technical approach for achieving substantial flexibility

收 稿 日 期：2025-12-24　修 回 日 期：2026-03-12　接 受 日 期：2026-03-17
基 金 项 目：中国华能集团有限公司总部科技项目（HNKT25-H226）
Supported by：Science and Technology Project of China Huaneng Group Co., Ltd. (HNKT25-H226)
第一作者简介：邹小刚（1991），男，硕士，高级工程师，主要研究方向为新型储能技术，xiaogangz2008@163.com。

enhancements in the power sector. [Methods] To systematically address this challenge, this study proposed and designed three distinct MSTES coupling system configurations for coal-fired units: namely, the steam heating system, the electric-steam hybrid system, and the all-electric heating system. A representative 350 MW supercritical coal-fired unit was selected as the specific research object to ensure the practical relevance and applicability of the findings. The professional thermal system simulation software, EBSILON, was employed to construct high-fidelity models for each coupling configuration. These models underwent a rigorous calibration and verification process against design and operational data, ensuring that the simulation error for all key performance parameters was reliably controlled within an acceptable margin of 5%. Utilizing these validated models, the study conducted a comprehensive comparative analysis, systematically evaluating the peak-shaving capability (deep load reduction), peak-load boosting capability (increased power output), and primary frequency regulation performance of the three systems. Beyond technical performance, a detailed economic benefit analysis was performed, calculating and comparing key financial metrics including the static investment payback period, financial net present value (FNPV), and financial internal rate of return (FIRR) for each option. [Results] The simulation results reveal clear and significant performance differentials among the proposed systems. In terms of peak-shaving performance, which is crucial for absorbing excess renewable power, the ranking is electric heating > electric-steam hybrid > steam heating. Notably, the electric heating system can reduce the unit's minimum technical load from 50% down to 0 (theoretically enabling full shutdown while storing energy), whereas the hybrid and steam systems lower it to 16.8% and 18.2%, respectively. For peak-load boosting, important for meeting daily high demand, the order is electric-steam hybrid > steam heating > electric heating. The hybrid and steam systems can boost the peak output from 80% to 100% of unit capacity, while the electric heating system increases it to 83%. Their corresponding sustainable peak output durations are 2 h, 1.5 h, and 1.0 h, respectively. Regarding fast frequency regulation, the electric heating and electric-steam hybrid systems perform equally well and are substantially superior to the steam heating system. Both improve the comprehensive frequency regulation performance coefficient from a baseline of 0.98 to 5.7~7.7、5.7~7.7、0.98, indicating a much faster and more significant power response. The steam heating system showed no measurable improvement in this metric. From an economic standpoint, the all-electric heating system demonstrates the most favorable financial profile, with the shortest static payback period of 3.8 years, an FNPV of 285.53 million yuan, and the highest FIRR of 24.2%. The electric-steam hybrid system follows closely (5.0 years, 280.09 million yuan, FIRR of 17.5%), while the steam heating system also remains economically viable with a payback period of 5.2 years, an FNPV of 224.95 million yuan, and an FIRR of 17.0%. [Conclusion] The research results quantitatively elucidate and contrast the distinct performance trade-offs and economic characteristics inherent to different MSTES coupling pathways. The electric heating system offers superior economic returns and excels in deep peak-shaving and frequency response. In contrast, the hybrid system provides the best peak-load boosting capability. The steam heating system, while less flexible, remains a technically and economically feasible option. These detailed findings provide critical technical guidance and a robust, data-driven decision-making framework for power plant operators and planners. They are instrumental in selecting the most appropriate MSTES integration strategy for specific grid service needs, thereby facilitating the effective engineering application of MSTES technology to support the crucial flexibility enhancement of coal-fired power units within the evolving energy landscape.

Key words: coal-fired power units; molten salt heat storage; flexibility; performance analysis; economic analysis

随着我国碳达峰碳中和目标的积极推进，煤电机组正由电量主体电源向支撑性、调节性电源转型[1]。煤电机组灵活性的提升已不仅仅是对新型电力系统构建的积极响应，更是自身生存和发展的重要引擎。首先，相关政策已明确提出，我国存量煤电机组到 2027 年将实现灵活性改造“应改尽改”，以支撑新能源的消纳利用[2]，现役机组最小发电出力须达到 25%~40%额定负荷。其次，我国电力现货市场建设正全面推进，预计到 2025 年底，电力现货市场将基本实现全覆盖，现货市场的价格将由供需调节[3]。根据调研，我国山东、蒙西、湖北等电力现货市场已出现数小时的零电价甚至负电价时段。而电力现货市场的补偿和考核机制对煤电机组的盈利方式产生了重要影响，如何在免受考核的同时，尽可能创造盈利成为煤电机组的重要课题[4]。最后，随着“三改联动”的实施，煤电机组的供热负荷不断增长，以热定电问题日趋凸显，对煤电机组的灵活运行形成了较大的制约[5]。综上，灵活运行是煤电机组必须具备的生存能力，也是新型电力系统对煤电机组功能定位的具体体现。

煤电机组额定容量大、能量品位高、调峰时间长，因此，与其耦合的储能装置须具有大容量、高品位、长周期等特点。熔盐储热是一种热储能技术，具有容量大、温度高、周期长、成本低等优势，与煤电机组的调峰特性具有良好的匹配性。目前，熔盐储热与煤电机组耦合系统已处于商业示范应用阶

段。文献[6]梳理了耦合熔融盐储热的火电机组灵活调峰系统关键技术及其储热系统流程设计的研究进展。文献[7]提出了一种基于熔盐储热辅助煤电机组深度调峰的系统，并给出了其运行方式。文献[8]概述了熔盐储能关键技术的研究现状和技术成果，针对不同应用场景，提出了相应的熔盐选型参数、储罐及换热器类型。文献[9]提出了多种火电机组耦合熔盐储热系统，分析了不同耦合系统中的热力性能、调峰能力和熔盐用量，提出了最优的火电机组耦合熔盐储热深度调峰工艺系统。文献[10]提出了8 种熔盐储热辅助调峰系统设计方案，并通过模拟计算，对比分析了各方案的调峰能力和热力性能。文献[11]对 4 种熔盐−火电耦合系统改造方案进行仿真计算，并对比分析了各种方案的热力性能、调峰性能、环保性能及改造难度。文献[12]提出了 6 种储热策略和 2 种放热策略，分析了 3 种工况下储−放热过程对机组调峰能力及热力性能的影响，并用净现值法进行了技术经济分析。文献[13]全面分析了耦合熔盐储热的燃煤机组在变负荷过程中的动态特性及其灵活性提升机制，通过建立系统级动态模型，揭示了耦合系统的㶲效率曲线与熔盐储热往复效率的变化规律，并评估了耦合系统对实际 AGC 指令的动态响应特性。文献[14]提出了一种集成高温储能超临界燃煤电厂的灵活性运行策略，提出了高温储热系统的 3 种储热系统和 2 种放热方案，通过在储热阶段储存高温蒸汽热量，在放热阶段加热给水，将热量释放至系统，该仿真模型还被应用至英国电网中。文献[15]提出了集成储热系统的亚临界 375 MW 燃油电厂的灵活性运行方案，以及在全厂热力系统中不同位置的储热和放热方案，并分析了每个方案的灵活性运行优缺点。文献[16]以 420 MW 燃气−蒸汽联合循环电站为研究对象，通过集成储热系统，分析了其动态特性。

现有研究针对煤电机组灵活性不足提出了多种熔盐储热与煤电机组的耦合系统，并对系统的调峰性能进行了分析，推动了熔盐储热技术在煤电机组灵活性提升领域的应用。但一方面电力系统对煤电机组的灵活性要求，除了深度调峰能力，还要求其具有顶峰能力和调频能力；另一方面，电力现货市场分化了煤电机组的盈利能力，灵活性提升技术的经济性分析对其尤为重要。

基于此，本文针对煤电机组灵活性提升技术，基于熔盐储热技术，提出 3 种煤电机组耦合熔盐储热系统，分析不同系统在某 350 MW 超临界机组上的调峰能力、顶峰能力和调频能力，并分析了不同系统的静态投资回收期、财务净现值、财务内部收益率等经济性指标，以期指导熔盐储热技术在煤电机组灵活性提升领域的工程应用。

1 系统建模

1.1 机组参数

研究对象为某 350 MW 超临界机组，机组型号为 CC350-24.2/4.05/1.3/566/566，汽轮机型式为超临界、一次中间再热、单轴、三缸两排汽（高中压分缸）、双调整抽汽凝汽式，额定背压为 6.1 kPa，夏季工况背压为 11.8 kPa，机组回热级数采用三高、四低、一除氧，给水泵驱动方式为小汽轮机驱动。机组主要技术参数见表 1。

表 1 某 350 MW 机组额定工况设计参数
Tab.1 Design parameters of a 350 MW unit under rated conditions

项目	数值
额定功率/MW	350
主蒸汽流量/(t h^{-1})	1 012.325
主蒸汽压力/MPa	24.200
主蒸汽温度/℃	566.0
再热蒸汽流量/(t h^{-1})	867.285
再热蒸汽压力/MPa	4.017
再热蒸汽温度/℃	566.0
排汽焓/(kJ kg^{-1})	2 366.9
给水温度/℃	278.4
热耗/(kJ (kW h)$^{-1}$)	7 767.3

1.2 系统建模与验证

采用 EBSILON 软件模拟机组热力系统运行工况。根据机组热力系统汽水流程，在软件中选取相应组件，搭建机组热力系统模型。首先，输入 100%THA 工况的热力特性参数进行计算，获得计算结果，并根据设计参数验证 100%THA 工况计算结果的准确性，验证参数包括回热系统各级加热器的抽汽参数、进出口水温及机组热耗等；然后，建立典型变工况，并再次验证变工况与该工况的设计参数，验证计算结果的准确性；最后，计算机组与熔盐储热耦合的热力系统的热力参数。典型工况的模拟值与设计值的对比结果见表 2。由表 2 可知，本文所搭建系统模型的计算值与设计值，除个别数值外，误差均在 5%以内，精确性较高。

表 2 典型工况的模拟值与设计值对比
Tab.2 Comparison between the simulated and design values for typical operating conditions

项目	100%THA 工况			60%THA 工况			30%THA 工况		
	设计值	模拟值	误差/%	设计值	模拟值	误差/%	设计值	模拟值	误差/%
发电功率/MW	350.00	350.170	0.05	210.323	210.150	–0.08	105.333	105.500	0.16
1 抽蒸汽流量/(t h^{-1})	60.601	61.323	1.19	27.332	27.840	1.86	11.794	12.071	2.35
2 抽蒸汽流量/(t h^{-1})	80.844	81.698	1.06	75.109	75.679	0.76	35.724	35.808	0.24
3 抽蒸汽流量/(t h^{-1})	30.620	31.600	3.20	14.915	16.541	10.90	6.815	8.555	25.53
4 抽蒸汽流量/(t h^{-1})	57.099	55.874	–2.15	29.610	29.091	–1.75	14.036	13.887	–1.06
5 抽蒸汽流量/(t h^{-1})	61.062	60.790	–0.45	32.582	32.342	–0.74	15.775	15.888	0.72
6 抽蒸汽流量/(t h^{-1})	28.409	28.211	–0.70	15.554	15.420	–0.86	7.607	7.520	–1.14
7 抽蒸汽流量/(t h^{-1})	28.577	28.464	–0.40	15.554	15.461	–0.60	6.733	7.038	4.53
8 抽蒸汽流量/(t h^{-1})	24.743	25.398	2.65	7.739	8.113	4.83			
8 号低压加热器（低加）进口水温/℃	37.500	36.805	–1.85	37.700	36.864	–2.22	38.300	36.934	–3.57
7 号低加进口水温/℃	57.800	57.842	0.07	48.100	48.136	0.07	38.300	37.289	–2.64
6 号低加进口水温/℃	80.800	80.808	0.01	68.900	68.972	0.10	54.600	54.633	0.06
5 号低加进口水温/℃	102.900	102.906	0.01	89.300	89.338	0.04	72.700	72.738	0.05
除氧器进口水温/℃	149.700	149.726	0.02	132.000	132.012	0.01	110.600	110.639	0.04
3 号高压加热器（高加）进口水温/℃	197.700	197.010	–0.35	175.500	173.613	–1.08	150.000	146.353	–2.43
2 号高加进口水温/℃	218.100	218.065	–0.02	193.200	193.208	0	165.500	165.514	0.01
1 号高加进口水温/℃	253.700	253.743	0.02	224.600	224.609	0	193.200	193.154	–0.02
给水温度/℃	278.400	278.427	0.01	246.400	246.453	0.02	213.200	213.234	0.02
热耗/(kJ (kW h)$^{-1}$)	7 767.30	7 761.770	–0.07	8 096.500	8 106.320	0.12	8 984.00	8 993.780	0.11

1.3 基准工况

该机组为供热机组，热用户的用汽分为中压蒸汽和低压蒸汽，供汽参数和供汽量见表 3。在该供热负荷下，机组受以热定电的限制，出力范围为 175~280 MW，即负荷率为 50%~80%。在纯凝工况下，机组的出力范围为 105~350 MW，即负荷率为 30%~100%。本文根据该机组的典型负荷模型，将其运行时段划分为 3 个时段，即调峰时段（09:00—14:00）、顶峰时段（16:00—18:00）和平峰时段（00:00—09:00、14:00—16:00、18:00—24:00）。本文以 30%为纯凝最低负荷率，以 50%为供热最低负荷率，以 60%为供热平峰负荷率，以 80%为供热顶峰负荷率，以 100%为纯凝顶峰负荷率。供热时长为 24 h，调峰时长为 5 h，调峰时段为零电价。熔盐储热系统的储热效率按 95%计算。

表 3 供热蒸汽参数
Tab.3 Heating steam parameters

管线	蒸汽参数	蒸汽量/(t h^{-1})	汽源
低压管线	1.0 MPa，260 ℃	150	四抽
中压管线	3.5 MPa，312 ℃	120	热再

2 工艺技术方案

2.1 熔盐选择

熔盐是盐类熔化后形成的熔融体，如硝酸盐、硫酸盐、卤化物等熔融体。熔盐作为储热介质，利用温度的变化储存热量，在光热电站中应用广泛，具有储热温度高、传热无相变、能量密度大、比热容高、热化学性能稳定、系统压力低等优点。目前，商业应用最广泛的熔盐有二元熔盐和三元熔盐，其成分及使用参数见表 4。

表 4 熔盐主要参数
Tab.4 Main parameters of molten salts

参数	二元熔盐	三元熔盐
成分	60%$NaNO_3$、40%KNO_3	7%$NaNO_3$、53%KNO_3、40%$NaNO_2$
熔点/℃	220	142
使用温度/℃	260~570	180~450

熔盐储热系统的循环过程包括储热过程和释热过程。从储热过程看，加热熔盐的热源通常为电能或蒸汽热能，其中电能加热熔盐的温度上限远超二元和三元熔盐的最高使用温度，因此，2 种熔盐均适用于电加热型式的熔盐储热。蒸汽的热能包含约 30%的显热和 70%的潜热，在机组低负荷工况下，蒸汽压力较低，熔盐储热系统因换热端差过小甚至无端差而很难或无法储存蒸汽潜热，通常仅储存部分蒸汽显热[16]。三元熔盐的使用温度上限和下限较二元熔盐更低，因此，三元熔盐与蒸汽换热具有更大的温度端差，有利于减小换热器体积，更适用于

储存蒸汽热能。

从释热过程看，熔盐储存的热量通常用于生产蒸汽，煤电机组供热蒸汽温度通常在 200~350 ℃范围内，二元和三元熔盐的使用温度上限均高于供汽温度，使用温度下限均高于煤电机组除氧水温度 150 ℃，满足换热端差要求。三元熔盐的整体使用温度更低，可降低涉熔盐设备的材质要求，选择三元熔盐更经济。

综上所述，三元熔盐更适用于作为与煤电机组耦合的熔盐储热系统的储热介质。

2.2 蒸汽熔盐储热系统

蒸汽熔盐储热系统是利用供热抽汽预先加热低温熔盐，抽汽降温至供汽温度后再对外供应。抽汽预先加热低温熔盐过程中，部分蒸汽显热储存于熔盐中，实现储热。在调峰时段，高温熔盐加热除氧水生产蒸汽对外供应，实现机组的热电解耦，从而利用机组自身能力实现深度调峰。

蒸汽熔盐储热系统工艺系统见图 1。调峰时段，中压蒸汽由熔盐储热系统供应，低压蒸汽由热再抽汽供应；顶峰时段，中压蒸汽和低压蒸汽均由熔盐储热系统供应；平峰时段，维持常规供汽方式不变，即中压蒸汽由热再抽汽供应，低压蒸汽由四抽抽汽供应。

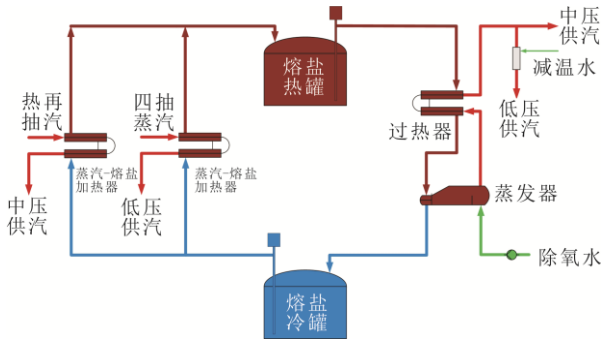


图 1 蒸汽熔盐储热系统

Fig.1 Schematic diagram of the steam-molten salt thermal storage system

1) 储热过程 熔盐冷罐中的低温熔盐经蒸汽加热后储存于熔盐热罐中。调峰时段，热再抽汽加热低温熔盐，抽汽量为 150 t/h，储热功率为 23.8 MW，储热时长为 5 h，储热量为 119 MW ħ。平峰时段，热再抽汽和四抽抽汽均加热低温熔盐，热再抽汽量为 120 t/h，储热功率为 19.7 MW，储热时长为 17.5 h，储热量为 345 MW ħ；四抽抽汽量为 150 t/h，储热功率为 13.1 MW，储热时长为 17.5 h，储热量为 229 MW ħ。储热过程总储热量为 693 MW ħ。

2) 释热过程 熔盐热罐中的高温熔盐加热除氧水后储存于熔盐冷罐中。调峰时段，熔盐供应中压蒸汽，供汽量为 120 t/h，释热功率为 79.2 MW，释热时长为 5 h，释热量为 396 MW ħ。顶峰时段，熔盐供应中压蒸汽和低压蒸汽，中压供汽量为 120 t/h，释热功率为 79.2 MW，释热时长为 1.5 h，释热量为 119 MW ħ；低压供汽量为 150 t/h，释热功率为 97.2 MW，释热时长为 1.5 h，释热量为 146 MW ħ。释热过程总释热量为 661 MW ħ。

2.3 电汽复合熔盐储热系统

电汽复合熔盐储热系统一方面利用供热抽汽预先加热低温熔盐，抽汽降温至供汽温度后再对外供应，另一方面利用调频电加热器加热熔盐，增加储热量的同时提升机组的调频能力。

电汽复合熔盐储热系统工艺系统见图 2。调峰时段，中压蒸汽由熔盐储热系统供应，低压蒸汽由热再抽汽供应。顶峰时段，中压蒸汽和低压蒸汽全部由熔盐储热系统供应。平峰时段，维持常规供汽方式不变。

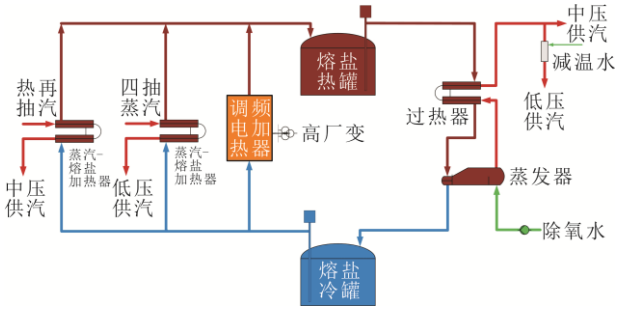


图 2 电汽复合熔盐储热系统

Fig.2 Schematic diagram of the electric-steam hybrid molten salt thermal storage system

1) 储热过程 熔盐冷罐中的低温熔盐经蒸汽和电加热后储存于熔盐热罐中。调峰时段，热再抽汽加热低温熔盐，抽汽量为 150 t/h，储热功率为 23.8 MW，储热时长为 5 h，储热量为 119 MW ħ。平峰时段，热再抽汽和四抽抽汽均加热低温熔盐，热再抽汽量为 120 t/h，储热功率为 19.7 MW，储热时长为 17 h，储热量为 335 MW ħ；四抽抽汽量为 150 t/h，储热功率为 13.1 MW，储热时长为 17 h，储热量为 223 MW ħ。调频电加热器全天候运行，运行负载为 5 MW，运行时长 24 h，储热量为 120 MW ħ。储热过程总储热量为 797 MW ħ。

2) 释热过程 熔盐热罐中的高温熔盐加热除氧水后储存于熔盐冷罐中。调峰时段，熔盐供应中压蒸汽，供汽量为 120 t/h，释热功率为 79.2 MW，

释热时长为 5 h，释热量为 396 MW·h。顶峰时段，熔盐供应中压蒸汽和低压蒸汽，中压供汽量为 120 t/h，释热功率为 79.2 MW，释热时长为 2 h，释热量为 158 MW·h；低压供汽量为 150 t/h，释热功率为 97.2 MW，释热时长为 2 h，释热量为 194 MW·h。释热过程总释热量为 749 MW·h。

2.4 电加热熔盐储热系统

电加热熔盐储热系统设置调峰电加热器和调频电加热器，调峰电加热器在调峰时段运行，调频电加热器全天候运行。调峰电加热器和调频电加热器共同加热熔盐。

电加热熔盐储热系统工艺系统见图 3。调峰时段，中压蒸汽由熔盐储热系统供应，低压蒸汽由热再抽汽供应。顶峰和平峰时段，维持常规供汽方式不变。

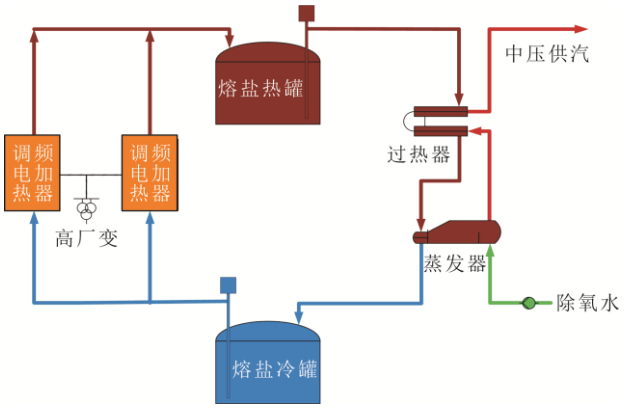


图 3 电加热熔盐储热系统

Fig.3 Schematic diagram of the electric-molten salt thermal storage system

1) 储热过程　熔盐冷罐中的低温熔盐经电加热后储存于熔盐热罐中。调峰电加热器在调峰时段运行，运行功率为 65 MW，调峰时长为 5 h，储热量为 325 MW·h。调频电加热器全天候运行，运行负载为 5 MW，运行时长 24 h，储热量为 120 MW·h。储热过程总储热量为 445 MW·h。

2) 释热过程　熔盐热罐中的高温熔盐加热除氧水后储存于熔盐冷罐中。调峰时段，熔盐供应中压蒸汽，供汽量为 120 t/h，释热功率为 79.2 MW，释热时长为 5 h，释热量为 396 MW·h。顶峰时段，熔盐供应部分中压蒸汽，中压供汽量为 40 t/h，释热功率为 26.4 MW，释热时长为 1 h，释热量为 26 MW·h。释热过程总释热量为 422 MW·h。

3 性能分析

3.1 调峰性能

调峰是指在电网负荷低谷或调峰困难时段，发电侧并网主体超过基本负荷下限进行深度调峰。本文采用机组最低负荷率作为调峰性能评价指标，调峰最低负荷率计算公式见式(1)。

$$T=\frac{W_1}{W_0}\times 100 \tag{1}$$

式中：T 为机组最低负荷率，%；W_0 为机组额定发电功率，MW；W_1 为机组调峰最低负荷，MW。

图 4 为 3 种熔盐储热系统的调峰性能。由图 4 可知，熔盐储热系统的调峰性能由强到弱依次为电加热＞电汽复合＞蒸汽加热。三者可将机组最低负荷率由 50%分别降低至 0%、16.8%、18.2%，均能实现深度调峰。这主要是因为熔盐储热最大的作用在于实现机组热电解耦，可充分利用机组自身的调峰能力，在此基础上，进一步叠加热再抽汽、电加热的方式进一步降低机组负荷率。该机组在热电解耦后，机组最低负荷率可达到 30%。在此工况下，抽取热再蒸汽供应低压蒸汽，机组最低负荷率降低至 18.2%，此即蒸汽加热熔盐系统。进一步的，5 MW 调频电加热器可将机组最低负荷率降低至 16.8%，此即电汽复合加热熔盐系统。更进一步的，65 MW 调峰电加热器将机组最低负荷率降低至 0%，此即电加热熔盐系统。

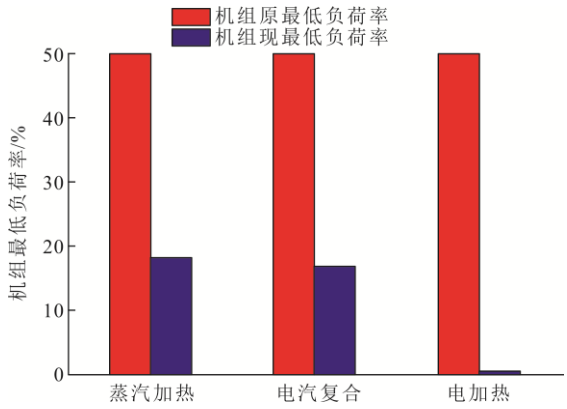


图 4 不同系统调峰能力对比

Fig.4 Comparison of peak-shaving capabilities among different systems

3.2 顶峰性能

顶峰是指在电网负荷高峰时段，发电侧并网主体超过基本负荷上限进行顶峰。本文煤电机组基本负荷上限按 80%额定负荷计算。本文采用机组最高负荷率和顶峰时长作为顶峰性能评价指标，顶峰能力计算公式见式(2)。顶峰时长 T 是机组在顶峰发电功率下能持续的时长。

$$D=\frac{W_2}{W_0}\times 100 \tag{2}$$

式中：D 为机组最高负荷率，%；W_2 为机组顶峰发电功率，MW。

图 5 为 3 种熔盐储热系统的顶峰性能。由图 5 可知，熔盐储热系统的顶峰性能由强到弱依次为电汽复合＞蒸汽加热＞电加热。三者可将机组最高负荷率由 80%分别提升至 100%、100%、83%，顶峰时长分别为 2.0、1.5、1.0 h。这是由于机组的顶峰最高负荷率主要受供热负荷影响，在当前机组供热负荷和供热形式下，机组最高负荷率为 80%。熔盐储热系统在顶峰时段承接了供热负荷，机组实现热电解耦，自身即可实现 100%负荷率的顶峰。顶峰时长则取决于熔盐储热系统的供热时长。电汽复合、蒸汽加热、电加热熔盐储热系统的储热量分别为 797、693、445 MW h，用于顶峰时段的储热量分别为 352、265、26 MW h，电汽复合和蒸汽加热系统均能承接全部供热负荷，机组可 100%负荷率顶峰，但蒸汽加热系统仅能供热 1.5 h，而电汽复合系统可供热 2 h。电加热系统顶峰储热量小，仅能承接部分供热负荷，供热时长也仅为 1 h。

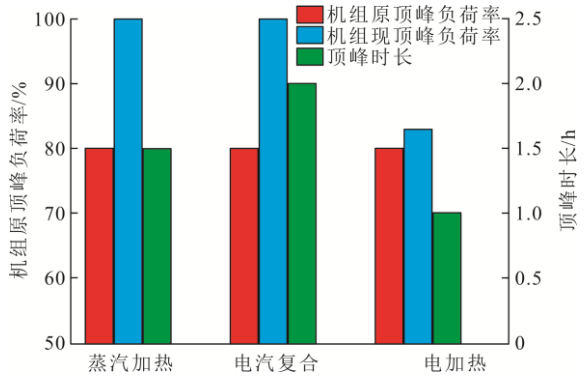


图 5 不同系统顶峰能力对比

Fig.5 Comparison of peak capabilities among different systems

3.3 调频性能

本文中的调频指二次调频，即自动发电控制（AGC），是并网主体在规定的出力调整范围内，跟踪电力调度指令，按照一定调节速率实时调整发电出力，以满足电力系统频率和联络线功率控制要求。调频性能通常采用综合性能系数 K 作为评价指标，计算公式见式(3)。

$$K = K_1 \times K_2 \times K_3 \tag{3}$$

式中：K 为综合性能系数；K_1 为调节速度性能系数；K_2 为调节精度性能系数；K_3 为响应时间性能系数。

$$K_1 = \frac{\Delta P \times T_0 \times (P_z - P)}{\mathrm{abs}(\Delta P_z) \times \Delta T \times \mathrm{abs}(P_z - P)} \tag{4}$$

$$T_0 = T_1 + \frac{\mathrm{abs}(\Delta P_z) \times 60}{V_0} \tag{5}$$

式中：P_z 为调节过程中任意一点的指令，MW；P 为该指令点对应的实际出力，MW；ΔP_z 为调节过程最终指令−初始出力，MW；ΔP 为实际调节过程中的调节幅度，MW；ΔT 为实际调节过程的调节时间，s；T_0 为调节过程计算参数；T_1 为调节补偿时间，煤电机组取 0～20 s；V_0 为机组升降速率，MW/min，煤电调频补偿标准为 1.5%P_n/min，P_n 为机组额定容量，MW。

$$K_2 = \begin{cases} 0.01/e, & e > 0.01 \\ 1, & e \leqslant 0.01 \end{cases} \tag{6}$$

$$e = \frac{\sum_{i=1}^{N} \mathrm{abs}(P_z - P_i)/P_n}{N} \tag{7}$$

式中：e 为调节过程调节精度；N 为机组出力点。

$$K_3 = \begin{cases} T_N/t, & t > T_N \\ 1, & t \leqslant T_N \end{cases} \tag{8}$$

式中：t 为并网主体调节的实际响应时间，s；T_N 为并网主体标准响应时间，s；煤电机组补偿标准响应时间为 20 s。

图 6 为 3 种熔盐储热系统的调频性能。由图 6 可知，熔盐储热系统的调频性能由强到弱依次为电汽复合=电加热＞蒸汽加热。三者可将机组综合性能系数由 0.98 分别提升至 5.7~7.7、5.7~7.7、0.98。原因为综合性能系数 K 由调节速度性能系数 K_1、调节精度性能系数 K_2、响应时间性能系数 K_3 共同影响。

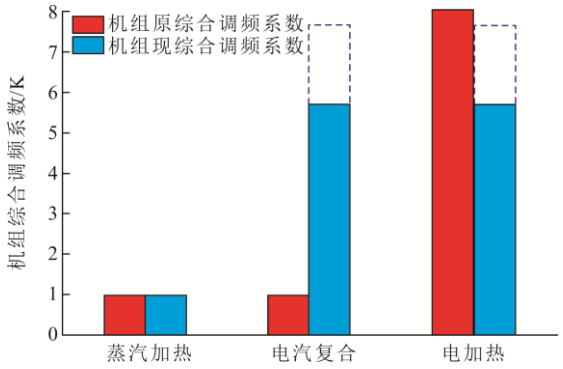


图 6 不同系统调频能力对比

Fig.6 Comparison of frequency modulation capabilities among different systems

据调研，本文研究对象长周期运行的调频容量值不超过±5 MW，调频电加热器的额定容量±5 MW 满足机组调频所需容量，调节精度在 3%（±0.15 MW）以内，因此，$\Delta P \approx \mathrm{abs}(\Delta P_z)$，$P_z - P \approx$

abs(P_z–P)，K_1≈T_0/ΔT。abs(ΔP_z)=5 MW，V_0 本文取±5.25 MW/min，T_0=57~77 s。调频电加热器的响应时间ΔT 为 10 s，则 K_1=5.7~7.7。e=0.15/350=0.000 4≤0.01，则 K_2=1。煤电机组补偿标准响应时间为 20 s，即 T_N=20 s。t 本文取 10 s，t≤T_N，则 K_3=1。综合性能系数 K=5.7~7.7。蒸汽加热系统未配置调频电加热器，对机组调频性能没有提升。

4 经济性分析

4.1 投资收益计算

煤电机组耦合熔盐储热项目的收益主要包括低价电减损收益、调峰收益、顶峰收益、调频收益和容量电价收益等 5 个方面，储热成本主要是储热过程机组增加的燃煤成本。3 种系统的投资收益表见表 5。

表 5 投资收益表　　单位：万元/a

Tab.5 Project investment income statement

项目	蒸汽加热	电汽复合	电加热
节煤收益	4 590	4 665	4 369
减碳收益	1 050	1 067	999
调峰收益	475	504	841
顶峰收益	1 448	1 931	82
调频收益	0	1 069	1 069
容量电价收益	650	650	55
年总收益	8 213	9 886	7 415
工程投资	28 400	33 500	19 600

经济性分析中，本项目建设期为 1 年，运营期为 25 年，工程投资按照 30%资本金和 70%贷款计算，贷款年限为 10 年，贷款利率为 2.90%，增值税率为 13%，折旧年限为 25 年，残值率为 5%，不考虑流动资金。

4.2 静态投资回收期

静态投资回收期是在不考虑资金时间价值条件下以净收益抵偿投资所需要的时间，计算公式见式(9)。

$$P_t = C_{CNCF,n} - 1 + \frac{\mathrm{abs}(C_{CNCF,n-1})}{N_{NCF,n}} \tag{9}$$

式中：P_t 为静态投资回收期；$C_{CNCF,n}$ 为累计净现金流量开始出现正值的年份数；abs($C_{CNCF,n-1}$)为上一年累计净现金流量的绝对值；$N_{NCF,n}$ 为当年净现金流量。

4.3 净现值

净现值是将项目整个计算期内各年的净现金流量，按某个给定的折现率，折算到计算期期初的现值代数和，计算公式见式(10)。

$$C_{NPV}(i) = \sum_{t=0}^{n} (C_{CI} - C_{CO})_t (1+i)^{-t} \tag{10}$$

式中：C_{NPV} 为净现值，万元；i 为设定的折现率，取 8%；n 为计算期数，年；C_{CI} 为计算年现金流入，万元；C_{CO} 为计算年现金流出，万元。

4.4 内部收益率

内部收益率是指使项目计算期内净现金流量现值累计等于零时的折现率，计算公式见式(11)。

$$\sum_{t=0}^{n} (C_{CI} - C_{CO})_t (1+I_{IRR})^{-t} = 0 \tag{11}$$

式中：I_{IRR} 为内部收益率。

图 7 为 3 种熔盐储热系统的经济性分析结果。蒸汽加热、电汽复合、电加热的静态投资回收期分别为 5.2、5.0、3.8 年；财务净现值分别为 22 495、28 009、28 553 万元；财务内部收益率分别为 17.0%、17.5%、24.2%。由此可知，电加热系统的静态投资回收期更短，财务净现值和财务内部收益率明显高于蒸汽加热系统和电汽复合系统，整体经济性最优。电汽复合系统与蒸汽加热系统相比，二者的静态投资回收期接近，前者财务净现值和财务内部收益率更高，说明电汽复合系统的经济性优于蒸汽加热系统。具体分析，电加热系统可实现零电力上网的深度调峰，调峰收益最大，同时，节煤收益和减碳收益与蒸汽加热系统、电汽复合系统相当，虽未获得顶峰收益和容量电价收益，年总收益最小，但电加热系统储热容量最小，工程投资最低，仍获得了最好的经济性。电汽复合系统仅在调峰方面弱于电加热系统，其他收益均领先，但其储热量也最大，工程投资最高，经济性居中。蒸汽加热系统因不具备调频能力，未获得调频收益，储热量也较大，整体经济性低于电加热和电汽复合系统。

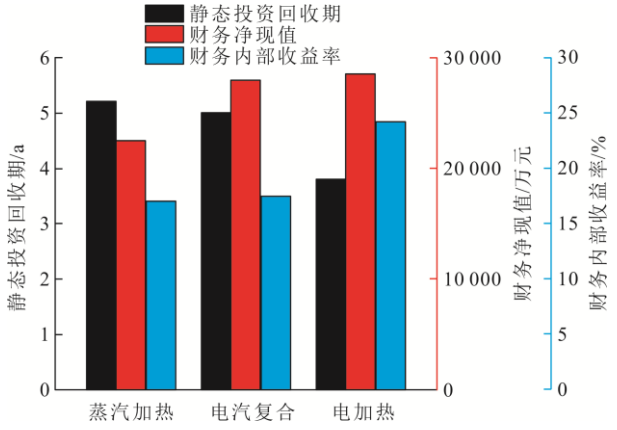


图 7 不同系统经济性分析对比

Fig.7 Comparative economic analysis of different systems

5 结 论

针对煤电机组灵活性提升需求，基于熔盐储热系统，提出了 3 种不同耦合系统，研究了不同耦合系统的调峰性能、顶峰性能和调频性能，并分析了静态投资回收期、财务净现值、财务内部收益率等经济性指标，主要结论如下。

1）熔盐储热系统的调峰性能由强到弱依次为电加热＞电汽复合＞蒸汽加热。三者均可实现机组的热电解耦，并将机组最低负荷率由 50%分别降低至 0%、16.8%、18.2%。

2）熔盐储热系统的顶峰性能由强到弱依次为电汽复合＞蒸汽加热＞电加热。三者可将机组顶峰负荷率由 80%分别提升至 100%、100%、83%，顶峰时长分别为 2.0、1.5、1.0 h。

3）熔盐储热系统的调频性能由强到弱依次为电加热=电汽复合＞蒸汽加热。三者可将机组综合性能系数由 0.98 分别提升至 5.7~7.7、5.7~7.7、0.98。

4）电加热熔盐储热系统的经济性最优，电汽复合熔盐储热系统的经济性次之，蒸汽加热熔盐储热系统经济性良好。

[参 考 文 献]

[1] 国家能源局. 统筹推进新一代煤电转型升级,加快构建新型电力系统[EB/OL]. (2024-08-08). https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/jd/jd/202408/t20240808_1392307.html.
The National Energy Administration. Coordinate and advance the transformation and upgrading of the new generation of coal-fired power, and accelerate the construction of a new type of power system[EB/OL]. (2024-08-08). https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/jd/jd/202408/t20240808_1392307.html.

[2] 国家能源局. 关于印发《电力系统调节能力优化专项行动实施方案(2025—2027 年)》的通知[EB/OL]. (2024-12-20). https://www.nea.gov.cn/20250106/6a9d8a6e621d495 db0ca2ba14196f00f/c.html.
The National Energy Administration. Notice on issuing the “Implementation Plan for the Special Action on Optimizing the Regulation Capability of the Power System (2025-2027)”[EB/OL]. (2024-12-20). https://www.nea.gov.cn/20250106/6a9d8a6e621d495db0ca2ba14196f00f/c.html.

[3] 罗治强, 王扬. 国家电网经营区基本实现电力现货市场全覆盖[N]. 国家电网报, 2025-11-10(1).
Luo Z Q, Wang Y. The state grid corporation of China has basically achieved full coverage of the electricity spot market in its operating areas[N]. State Grid News, 2025-11-10(1).

[4] 杨尚谦, 王双童. 煤电机组转型升级中的功能研究[J]. 电力科技与环保, 2020, 36(6): 10.
Yang S Q, Wang S T. Functional research on transformation and upgrading of coal power unit[J]. Electric Power Environmental Protection, 2020, 36(6): 10.

[5] 牟春华, 居文平, 黄嘉驷, 等. 火电机组灵活性运行技术综述与展望[J]. 热力发电, 2018, 47(5): 1.
Mu C H, Ju W P, Huang J S, et al. Review and prospect of technologies of enhancing the flexibility of thermal power units[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(5): 1.

[6] 毛翠骥, 余雄江, 徐进良, 等. 耦合熔融盐储热的火电机组灵活调峰系统关键技术研究进展[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 10.
Mao C J, Yu X J, Xu J L, et al. Research progress on key technologies of flexible peak shaving system of thermal power unit coupled with molten salt heat storage[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 10.

[7] 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.
Ma T S, Wang W, Wang D Y, et al. Research on system design and capacity calculation method for deep peak shaving of coal-fired unit based on molten salt heat storage assistance[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(7): 113.

[8] 左芳菲, 韩伟, 姚明宇. 熔盐储能在新型电力系统中应用现状与发展趋势[J]. 热力发电, 2023, 52(2): 1.
Zuo F F, Han W, Yao M Y. Application status and development trend of molten salt energy storage in novel power systems[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 1.

[9] 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.
Zou X G, Liu M, Xiao H F, 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.

[10] 刘金恺, 鹿院卫, 魏海姣, 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.
Liu J K, Lu Y W, Wei H J, 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.

[11] 宋晓辉, 韩伟, 王兴, 等. 基于高温熔盐储热系统的火电机组深度调峰方案对比及分析[J]. 热能动力工程, 2023, 38(11): 63.
Song X H, Han W, Wang X, et al. Comparison and analysis of deep peak shaving schemes for thermal power units based on high-temperature molten salt heat storage system[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2023, 38(11): 63.

[12] 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.
Peng J H, Ni Y Z, Wang Y L, 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.

[13] Wang C Y, Chen F F, Wang L Y, et al. The flexibility of a molten salt thermal energy storage (TES)-integrated coal-fired power plant[J]. Applied Energy (Part A), 2025, 402: 126876.

[14] Li D C, Wang J H. Study of supercritical power plant integration with high temperature thermal energy storage for flexible operation[J]. Journal of Energy Storage, 2018, 20: 140.

[15] Wojcik J D, Wang J H. Technical feasibility study of thermal energy storage integration into the conventional power plant cycle[J]. Energies, 2017, 10(2): 205.

[16] Li D C, Hu Y K, He W, et al. Dynamic modelling and simulation of a combined-cycle power plant integration with thermal energy storage[C]//2017 23rd International Conference on Automation and Computing (ICAC). Huddersfield: IEEE, 2017: 1.

（责任编辑 邓玲惠）