

DOI: 10.19666/j.rlfed.202209188

火电机组耦合熔盐储热深度调峰系统设计及性能分析

邹小刚¹, 刘明², 肖海丰¹, 周飞¹, 梁志远², 车宏伟¹,
李楠¹, 李文杰¹, 王晓旭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. 西安交通大学能源与动力工程学院, 陕西 西安 710049)

[摘要] 为提高火电机组的运行灵活性, 提高火电机组耦合熔盐储热系统的调峰能力, 降低工程投资, 引入了电加热熔盐储热方式, 提出了多种火电机组耦合熔盐储热系统, 基于EBSILON软件分析了某350 MW机组在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。结果表明: 储热过程电加热熔盐系统循环热效率为33.2%, 机组最低发电负荷可降低至25%以下, 单位调峰深度熔盐流量为抽汽蓄热系统的6.6%~31.2%; 释热过程由1号和2号高压加热器入口混合取水, 取水温度为182.4~242.7℃, 熔盐-凝结水换热器具有自防凝功能; 不同机组负荷下, 释热过程循环热效率在32.7%~33.9%, 机组负荷对调峰系统循环热效率影响不大。研究结果可指导火电机组耦合熔盐储热深度调峰技术的工程应用。

[关键词] 火电机组; 深度调峰; 熔盐储热; 耦合系统

[引用本文格式] 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.

Design and performance analysis of deep peak shaving system of thermal power units coupled with molten salt heat storage

ZOU Xiaogang¹, LIU Ming², XIAO Haifeng¹, ZHOU Fei¹, LIANG Zhiyuan², CHE Hongwei¹,
LI Nan¹, LI Wenjie¹, WANG Xiaoxu¹, XU Mengxi¹

(1. Xi'an Boiler & Environmental Protection Engineering Co., Ltd., Xi'an 710054, China;

2. School of Energy and Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: In order to improve the flexibility of thermal power units, enhance the peak shaving capability of thermal power units coupled with molten salt heat storage system, and reduce project investment, a variety of electric heating molten salt energy storage systems coupled with thermal power plant were proposed. The thermal performance, peak shaving capacity and molten salt consumption of a 350 MW unit were analyzed with EBSILON software. An optimal system for deep peak shaving was proposed. The results show that, during the heat charging process, the electric heating system demonstrates a higher cycling efficiency as 33.2%, which enables the lowest power generation load to be reduced to below 25%. The flow rate of molten salt in this system is only 6.6%~31.2% to that of a steam heating system. During the heat discharging process, the water is drawn from the inlets of No.1 and No.2 high pressure heater. The water temperature is 182.4~242.7℃. The molten salt-condensed water heat exchanger is self-anti-condensation. The cycling efficiency during the heat discharging process is 32.7%~33.9% at different unit loads, indicating unit load has little effect on the cycling efficiency of the peaking shaving system. The research results can guide the engineering application of the deep peak shaving technology of thermal power units coupled

收稿日期: 2022-09-01 网络首发日期: 2022-10-28

基金项目: 中国华能集团有限公司总部科技项目(HNKJ21-HF275)

Supported by: Science and Technology Project of China Huaneng Group Co., Ltd. (HNKJ21-HF275)

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.

with molten salt heat storage.

Key words: thermal power units; deep peak shaving; molten salt heat storage; coupled system

为实现“双碳”目标，我国将构建清洁低碳安全高效的能源体系，控制化石能源消耗总量，着力提高利用效能，构建以新能源为主体的新型电力系统^[1-2]。据研究机构测算，到 2060 年，我国非化石能源消费占比将由目前的 16% 左右提升到 80% 以上，非化石能源发电量占比将由目前的 34% 左右提高到 90% 以上^[3]。然而，2021 年我国火力发电量占总发电量的比重达 67.5%^[4]，火电机组将由电量主体电源向支撑性、调节性电源转型。传统火电机组由于自身限制，调峰性能差，负荷响应迟滞，运行经济性差，主机设备在低负荷工况下面临诸多问题^[5-7]。锅炉受热面在低负荷工况下容易发生超温，氧化皮产生及脱落速率加快，导致材料提前老化；锅炉频繁大幅度变负荷导致水冷壁管内壁产生环向交变热应力致使疲劳开裂；汽轮机末级动叶片出现水蚀和颤振；给水泵出现汽蚀；引风机变频运行出现喘振、叶片断裂等问题^[8-12]。大型机组长期低负荷运行，对主机部件的寿命影响较大，配置储能装置是实现火电机组灵活运行的重要手段之一。

火电机组基础容量大、能量品位高，因此，其储能具有大容量、高品位、长周期等特点。熔盐储热是一种新型储能技术，具有大容量、长周期、高安全、低成本等优势，在光热电站中得到了广泛应用，但其耦合火电机组实现深度调峰尚处于技术开发和示范应用初步阶段。文献[13]设计了火电机组与熔盐储热耦合系统方案，对比分析了各耦合系统的热力性能和调峰性能，提出了热力性能最优的耦合方案。文献[14]针对某超超临界 660 MW 二次再热机组，提出通过一次和二次高再冷段抽汽高温熔盐储能和高温熔盐换热器替代高压加热器的放热来提高二次再热机组的运行灵活性方案。文献[15]针对燃煤发电-储热耦合技术，提出了可应用于燃煤机组的 3 种物理储热技术，分析了系统调峰能力及其影响因素，建立了耦合系统的调峰能力计算模型，提出耦合系统合理的运行机制。文献[16]在火电机组热力系统中的锅炉-汽轮机之间嵌入了大容量高温熔盐储热系统存储高参数蒸汽热量，计算了百兆瓦级熔盐储热系统各模块。文献[17]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 种储热方案和 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，结果表明集成高温储能电厂对负荷具有更短的响应时间。文献[18]针对某亚临界 695 MW 燃煤机组，使用软件模拟了储能设备增加电厂系统灵活性的效果。文献[19]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，结果表明储热系统与电厂循环的集成是可行的。文献[20]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，结果表明，通过储热和放热过程可以明显提高机组的输出功率，增加运行灵活性。

现有研究针对火电机组深度调峰的特点提出了多种火电机组耦合熔盐储热的技术方案，并对系统的热力性能和调峰性能进行了计算，启发了火电机组耦合熔盐储热技术路线，但也表现出一些缺点。如：储能系统调峰能力有限，无法满足火电机组调峰深度；储能系统工艺复杂，涉及多级高参数和相变换热，可靠性不高；熔盐用量大，系统庞大，工程造价高。

基于此，本文针对火电机组耦合熔盐储热深度调峰技术，引入电加热熔盐储能方式，提出多种火电机组耦合熔盐储热系统，并利用 EBSILON 软件分析某 350 MW 机组在不同耦合系统中的热力性能和调峰能力，提出最优的火电机组耦合熔盐储热深度调峰工艺系统，以期指导火电机组耦合熔盐储热深度调峰技术的工程应用。

1 机组建模

1.1 机组参数

研究对象为国内某发电厂 350 MW 机组，机组型号为 CC350-16.7/0.98/0.5/538/538，汽轮机型式为亚临界、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 5.2 kPa，夏季工况背压为 11.8 kPa，机组回热级数采用 3 个高压加热器、4 个低压加热器、1 个除尘器，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。

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。首先，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;然后,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;之后,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,本文所搭建的系统模型的计算值与设计值参数基本一致,计算误差在 1%以内,因此具有较高的精确性。

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	350.000
主蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1 054.476
主蒸汽压力/MPa	16.700
主蒸汽温度/℃	538
再热蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	911.862
再热蒸汽压力/MPa	3.255
再热蒸汽温度/℃	538
排汽焓/(kJ·kg ⁻¹)	2 347.500
给水温度/℃	274
热耗/(kJ·(kW·h) ⁻¹)	7 946.000

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			75%THA 工况			50%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	348.06	-0.55	262.54	262.40	-0.05	140.27	140.30	0.02
1 抽蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	76.219	75.663	-0.73	48.215	47.782	-0.90	20.084	19.989	-0.47
2 抽蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	59.136	61.249	3.57	38.904	38.974	0.18	16.561	16.680	0.72
3 抽蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	38.383	38.657	0.71	25.524	25.580	0.22	11.463	11.573	0.96
4 抽蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	44.404	44.383	-0.05	30.360	30.378	0.06	14.415	14.432	0.12
5 抽蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	66.700	66.721	0.03	46.199	46.247	0.10	22.353	22.396	0.19
6 抽蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	30.709	30.619	-0.29	21.622	21.608	-0.06	10.813	10.824	0.10
7 抽蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	34.857	34.782	-0.22	24.554	24.475	-0.32	12.110	12.090	-0.17
8 抽蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	26.135	25.926	-0.80	14.179	14.246	0.47	1.940	1.946	0.31
8 号低压加热器(低加)进口水温/℃	34.8	35.1	0.98	34.9	35.1	0.49	35.3	35.6	0.87
7 号低加进口水温/℃	55.6	55.6	0.07	50.0	50.0	0.00	39.1	39.1	0.09
6 号低加进口水温/℃	82.5	82.5	0.02	75.4	75.4	-0.02	61.7	61.8	0.08
5 号低加进口水温/℃	105.4	105.4	-0.04	97.2	97.2	-0.04	81.6	81.6	0.04
除氧器进口水温/℃	154.2	154.2	0.02	143.4	143.4	-0.01	123.1	123.1	0.00
3 号高压加热器(高加)进口水温/℃	189.9	189.8	-0.05	177.1	177.2	0.04	153.7	154.8	0.72
2 号高加进口水温/℃	214.5	214.5	0.01	200.0	200.0	0.02	173.6	173.6	-0.02
1 号高加进口水温/℃	242.7	243.2	0.20	226.2	226.7	0.23	196.4	196.4	0.00
给水温度/℃	274.0	274.0	-0.01	255.0	255.0	-0.01	221.9	221.9	-0.01
热耗/(kJ·(kW·h) ⁻¹)	7 946.00	7 986.32	0.51	8 111.70	8 112.50	0.01	8 715.50	8 720.39	0.06

2 工艺技术方案

2.1 储热介质选择

熔盐即熔融体无机盐,如卤化物、硝酸盐、硫酸盐等熔融体,是一种中高温储热介质,利用熔盐温度的改变来储存热量,储热过程中熔盐始终处于液态,具有比热容高、能量密度大、热化学性能稳定、传热无相变、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 3。

火电机组的主要产品是电能和蒸汽,其中:电

能的加热温度完全覆盖上述 2 种熔盐的使用温度区间,具有普遍适用性;但蒸汽携带的热量中 30%为显热,70%为潜热,利用蒸汽潜热加热熔盐的上限温度取决于其饱和温度,即蒸汽压力。本文研究以 40%THA 工况作为储热基准工况,以 75%THA 工况作为释热基准工况,同时对比不同负荷工况的释热过程。机组在储热基准工况下,主蒸汽压力和再热蒸汽压力分别为 8.58 MPa 和 1.337 MPa,对应压力下的饱和温度分别为 300 ℃和 193 ℃。以抽取主蒸汽为例,其饱和温度与二元熔盐的最低使用温度仅相差 40 ℃,再考虑换热端差,二者仅理论上

可行，实际储存蒸汽潜热需巨量的熔盐。同理，主蒸汽与三元熔盐、再热蒸汽与二元熔盐、再热蒸汽与三元熔盐均因换热端差过小甚至无端差而很难或无法储存蒸汽潜热。因此，火电机组抽汽耦合熔盐储热一般仅储存显热，而不储存潜热。

表 3 熔盐主要参数
Tab.3 Main parameters of molten salts

项目	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	180~500

表 4 系统耦合方案
Tab.4 The system coupling schemes

储热过程	方案说明	释热过程	方案说明
AI	抽主蒸汽，排汽进凝汽器	ax	3号高加入口取水
AII	抽主蒸汽，排汽加热低加凝结水	bx	2号高加入口取水
BI	抽热再蒸汽，排汽进凝汽器	cx	1号高加入口取水
BII	抽热再蒸汽，排汽加热低加凝结水	dx	1、2号高加入口取水
C	电加热	el	取给水生产主蒸汽
AIC	抽主蒸汽，排汽进凝汽器，耦合电加热	em	取给水生产热再蒸汽
AIIC	抽主蒸汽，排汽加热低加凝结水，耦合电加热	en	取给水生产冷再蒸汽
BIC	抽热再蒸汽，排汽进凝汽器，耦合电加热		
BIIC	抽热再蒸汽，排汽加热低加凝结水，耦合电加热		

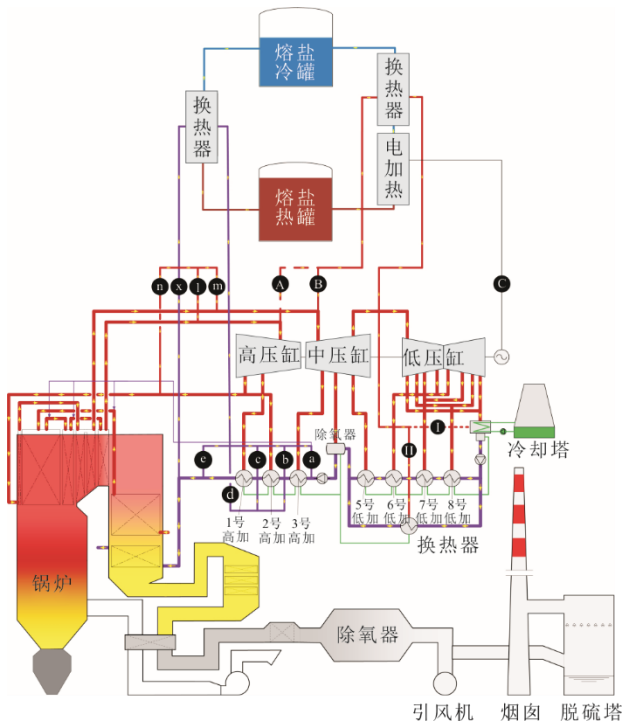


图 1 机组耦合熔盐储热系统
Fig.1 Schematic diagram of the thermal power unit coupled with molten salt heat storage system

根据以上分析并考虑充分储存蒸汽显热，最大限度降低蒸汽末端温度，本文选择使用温度更低的三元熔盐作为储热介质。

2.2 耦合系统方案

熔盐储热包括储热过程和释热过程。储热过程中，低温熔盐可由主蒸汽、再热蒸汽或电能单独或联合加热，蒸汽与熔盐换热后，排汽可替代低压加热器抽汽或者直接进入凝汽器。释热过程同样有多种选择。高温熔盐可用于生产主蒸汽或再热蒸汽，还可用于加热单级或多级高加凝结水，此外，释热过程也可选择在不同负荷下进行。因此，针对储能过程提出 9 种耦合方案，针对释能过程提出 7 种耦合方案，见表 4，系统如图 1 所示。

2.3 热力性能评价指标

本文主要采用循环热效率和调峰深度作为火电机组耦合熔盐储热系统的性能评价指标。

循环热效率为：

$$\eta = \frac{Q_{sr}}{Q_{cr}} \times 100 \quad (1)$$

$$Q_{cr} = (q_{cr} - q'_{cr})W_{cr}h_{cr} \quad (2)$$

$$Q_{sr} = (q_{sr} - q'_{sr})W_{sr}h_{sr} \quad (3)$$

$$q = \frac{D_0(h_0 - h_{gs}) + D_{zr}(h_{rz} - h_{lz})}{P} \quad (4)$$

式中： η 为熔盐储热系统循环热效率，%； Q_{cr} 为熔盐储热系统储热过程的热耗增加量，MJ； Q_{sr} 为熔盐储热系统释热过程的热耗减少量，MJ； q_{cr} 为储热过程机组热耗率，kJ/(kW·h)； q'_{cr} 为储热过程机组原始热耗率，kJ/(kW·h)； W_{cr} 为储热过程机组发电功率，MW； q_{sr} 为释热过程机组原始热耗率，kJ/(kW·h)； q'_{sr} 为释热过程机组热耗率，kJ/(kW·h)； W_{sr} 为释热过程机组发电功率，MW； h_{sr} 为释热时长，h； q 为机组热耗率，kJ/(kW·h)； D_0 为主蒸汽流

量, t/h; h_0 为主蒸汽焓值, kJ/kg; h_{gs} 为给水焓值, kJ/kg; D_{zr} 为再热蒸汽流量, t/h; h_{rz} 为热段再热蒸汽焓值, kJ/kg; h_{lz} 为冷段再热蒸汽焓值, kJ/kg; P 为机组发电功率, MW。

调峰深度:

$$A = \frac{W_0 \cdot 40\% - W_1}{W_0} \times 100 \quad (5)$$

式中: A 为熔盐储热系统调峰深度, %; W_0 为机组额定发电功率, MW; W_1 为机组调峰发电功率, MW。

单位调峰深度熔盐流量:

$$q_{ry} = \frac{D_{cq}(h_{cq} - h_{pq}) + 263.9W}{Ac_p(t_2 - t_1)} \quad (6)$$

式中: q_{ry} 为单位调峰深度熔盐流量, t/h; D_{cq} 为储热过程抽汽量, t/h; h_{cq} 为抽汽焓值, kJ/kg; h_{pq} 为排汽焓值, kJ/kg; W 为熔盐电加热器耗电, MW; c_p 为熔盐比热容, kJ/(kg·°C); t_1 为冷熔盐温度, °C; t_2 为热熔盐温度, °C。

3 热力性能分析

3.1 储热过程

根据调研,大多数火电机组目前具备 40%THA 工况稳定运行的能力。本文以 40%THA 工况作为储热过程基准工况:在此工况以上,机组通过自身调节发电负荷;在此工况以下,通过熔盐储热系统实现负荷调节,最低调节负荷目标设定为 25%THA 工况。40%THA 工况下,考虑到再热器超温,主蒸汽抽汽量不超过 20%;考虑到汽轮机轴向推力和末级叶片应力改变,再热蒸汽抽汽量不超过 30%。各系统的储热过程计算均是在释热过程采用熔盐加热 2 号高加进口凝结水 (bx) 的方式。根据设计经验,管道效率取 0.99,储热效率取 0.99,单级换热器换热效率取 0.98,电热效率取 0.95。

图 2 为火电机组耦合熔盐储热系统储热过程循环热效率、调峰深度和熔盐流量的对比。

3.1.1 循环热效率

由图 2 可知, AI (抽取主蒸汽) 的循环热效率低于 BI (抽取再热蒸汽), AII (抽取主蒸汽) 的循环热效率低于 BII (抽取再热蒸汽)。分析原因为,耦合系统抽取的蒸汽品位越高,其能量梯级利用水平越低,循环热效率越低。AI (排汽进凝汽器) 的循环热效率低于 AII (排汽加热低加凝结水), BI (排汽进凝汽器) 的循环热效率低于 BII (排汽加热低加凝结水)。分析原因为,蒸汽排汽的潜热得到有效利

用,大幅提高了循环热效率。C (电加热) 的循环热效率为 33.2%,处于所有系统中的较高水平,分析原因为,虽然电能能量品位最高,但 C 相较其他系统,除电热损失外能量全部得到储存和利用,能量利用率明显高于其他系统,从而提高了其循环热效率。而配置了电加热的蒸汽加热系统 (AIC、AII、BIC、BIIC) 的循环热效率较各自未配置电加热时的蒸汽加热系统 (AI、AII、BI、BII) 也有所提升。

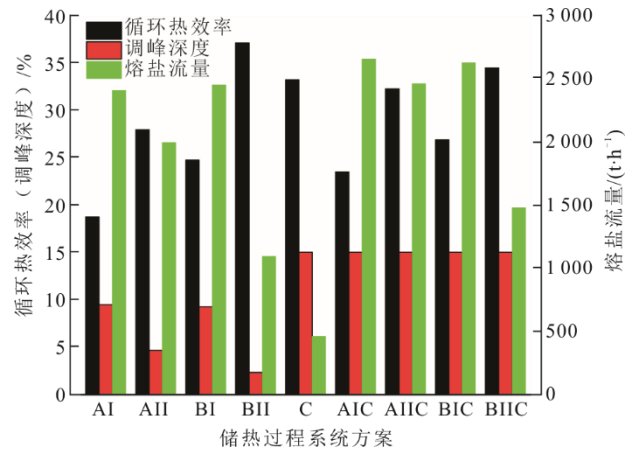


图 2 储热过程调峰性能对比

Fig.2 Peak regulation performance comparison of the heat storage processes

3.1.2 调峰深度

由图 2 可知,排汽进凝汽器的系统 (AI、BI) 调峰深度明显高于排汽加热低加凝结水 (AII、BII)。分析原因为,低负荷工况下,低加凝结水量较小,当抽汽量全部替代低加抽汽时,抽汽量达到最大,因此,抽汽量受到限制,进而限制了调峰能力。AI 和 BI 在最大抽汽量工况下,最大调峰深度分别为 30.5% 和 30.7%,未达到调峰目标的 25%。电加热熔盐系统 (C) 因其电能利用不受限制,其调峰深度满足本研究调峰目标 25%。耦合了电加热的系统 (AIC、AIIIC、BIC、BIIC) 也呈现该优势,调峰深度均满足本研究的调峰目标 25%。此外,使用电加热熔盐的系统调峰深度仍可以增加。

3.1.3 熔盐流量

由图 2 可知,含有抽汽蓄热的储热系统 (除 C 外) 熔盐流量在 1093~2652 t/h,而电加热系统 (C) 的熔盐流量为 459.8 t/h。折算至单位调峰深度时,电加热系统的熔盐流量仅为含有抽汽蓄热系统的 6.6%~31.2%。分析原因主要有 2 点: 1) 含有抽汽蓄热系统在蒸汽加热熔盐时受换热端差的限制,熔盐的整体温升小,导致熔盐流量大; 2) 在同等调峰

深度下,由于蒸汽发电效率的存在,含有抽汽蓄热的系统较电加热系统的储热量更大。

通过分析火电机组耦合熔盐储热系统的储能过程发现,电加热熔盐系统(C)不仅具有较高的循环热效率和充足的调峰深度,而且熔盐流量很低。此外,相对抽汽蓄热系统,电加热熔盐系统还具有2点优势:1)无需抽汽系统、蒸汽加热熔盐系统、低加凝结水加热系统等,工艺系统简单,安全性高;2)采用电能加热熔盐,调峰系统响应性更好。因此,电加热熔盐系统是火电机组耦合熔盐储热系统储热过程的优选。

3.2 释热过程

火电机组的发电负荷由调度中心统一调度,其熔盐储热系统释热过程并不能通过增加机组负荷实现能量释放,而是通过降低机组能耗的方式利用储存的热量。本文在研究火电机组耦合熔盐储热系统释热过程时,选择储热过程为3.1节优选出的电加热系统(C)调峰至25%负荷,并以75%THA为基准工况,将储存的热量通过多种方式用于机组热力系统。此外,本文还对比释热过程在不同工况下循环热效率的变化。

3.2.1 不同系统循环热效率

图3为火电机组耦合熔盐储热系统释热过程循环热效率对比。

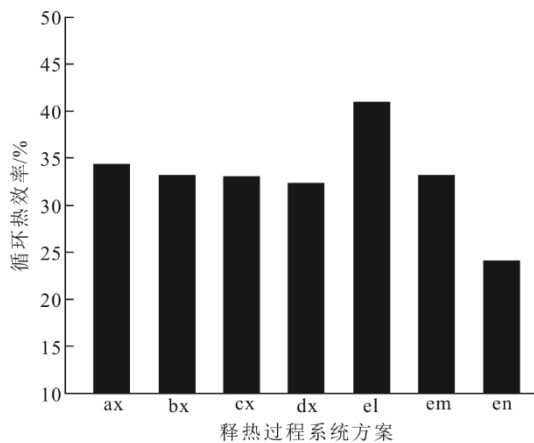


图3 释热过程循环热效率对比

Fig.3 Comparison of cycle thermal efficiency of the heat discharging process

由图3可知,熔盐加热高加凝结水的系统(ax、bx、cx、dx)释热过程的循环热效率随取水点向除氧器移动而逐渐降低,但绝对值相差在2%以内。分析原因为,取水点决定旁路高加的级数,进而影响储热热量的利用梯级,取水点越靠近除氧器,旁路

的高加越多,排挤的蒸汽品位越低,能量的利用梯级越低,循环热效率越低。由图3还可知,熔盐生产蒸汽的系统(el、em、en)释热过程的循环热效率随蒸汽品位降低而降低,且绝对值相差10%。分析原因为,蒸汽品位越高,其在机组热力系统中的效率越高,熔盐储热系统的循环热效率越高。

通过分析火电机组耦合熔盐储热系统的释能过程发现,熔盐加热高加凝结水的系统(ax、bx、cx、dx)的循环热效率介于熔盐生产主蒸汽(el)和熔盐生产冷再蒸汽(en)之间,与熔盐生产热再蒸汽(em)相近,但熔盐生产蒸汽的系统(el、em、en)需分别配置预热器、蒸发器和过热器3级换热器,而熔盐加热高加凝结水的系统(ax、bx、cx、dx)仅配置预热器1级换热器,系统更简单,且换热过程为液-液换热,换热性能高,安全性也更高。此外,结合三元熔盐的使用温度(180~500℃),系统dx为2点取水,取水温度可调,温度调节范围为182.4~242.7℃(50%~100%THA),始终高于三元熔盐最低使用温度,能够有效防止预热器中熔盐凝固,具有自防凝功能。因此,系统dx是火电机组耦合熔盐储热系统释热过程的优选。

3.2.2 机组负荷对循环热效率的影响

图4为火电机组耦合熔盐储热系统释热过程在不同机组负荷工况下的对比。

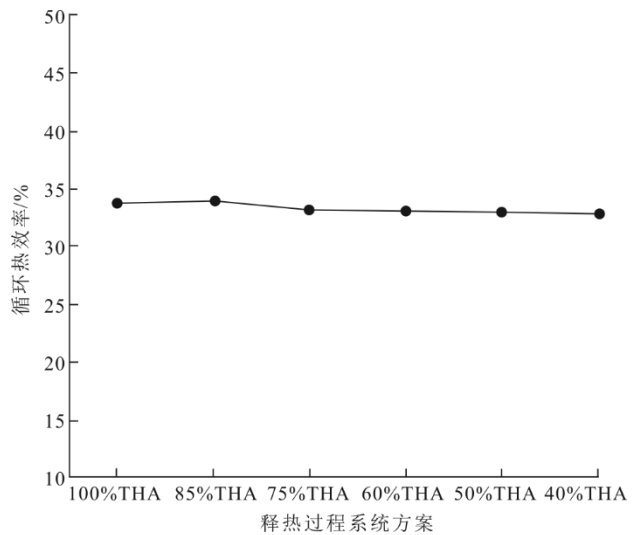


图4 释热过程不同机组负荷循环热效率对比

Fig.4 The cycle thermal efficiency of the heat discharging process at different unit loads

由图4可知,在不同机组负荷下,释热过程的循环热效率在32.7%~33.9%,相差很小。因此,机组负荷对释热过程影响较小,机组可在储热过程结

束后即开始释热过程，以平滑、迅速地将储存的热量释放在热力系统中，为下一次储热做准备。

通过分析，储热过程选用电加热熔盐系统(C)，释热过程选用熔盐加热高加凝结水系统(dx)，优选的火电机组耦合熔盐储热工艺系统如图5所示。

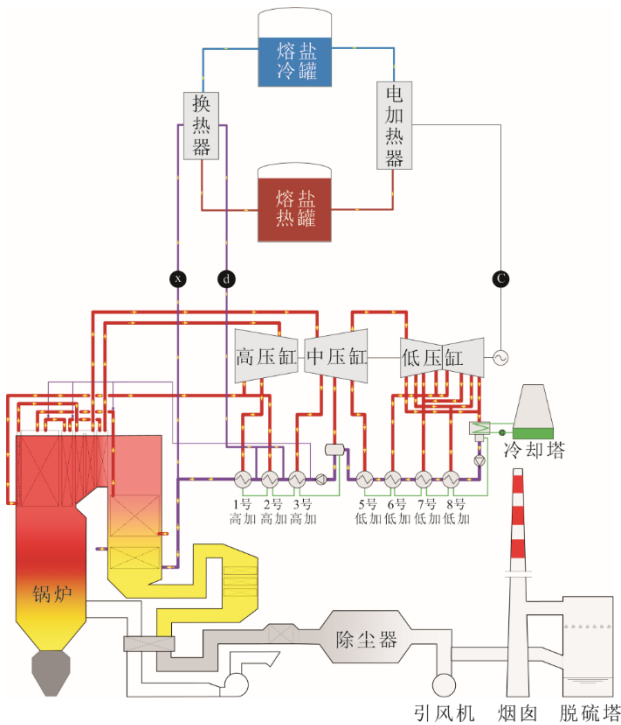


图5 优选的火电机组耦合熔盐储热系统
Fig.5 The preferred thermal power unit coupled with molten salt heat storage system

4 结 论

为提高火电机组运行灵活性，针对火电机组耦合熔盐储热深度调峰系统的储热过程和释热过程提出了多种耦合系统，对比分析了不同耦合系统的热力性能、调峰能力和熔盐用量，对比获得了最优火电机组耦合熔盐储热系统，主要结论如下。

1) 储热过程采用电加热熔盐系统最优。电加热熔盐系统(C)的循环热效率为33.2%，处于所有系统中的较高水平，其机组最低发电负荷达25%以下，熔盐流量为459.8 t/h，仅为含有抽汽蓄热系统的6.6%~31.2%，同时，其调峰响应速度快，工艺系统简单，安全性高。

2) 释热过程采用熔盐加热混合后的高加凝结水最优。系统(d)由1号和2号高加入口混合取水，取水温度为182.4~242.7℃，始终高于三元熔盐的最低使用温度(180℃)，熔盐-凝结水换热器具有自防凝功能，同时，其工艺系统简单，换热性

能好，安全性高。

3) 机组负荷对熔盐储热深度调峰系统释热过程的循环热效率影响不大。不同机组负荷下，循环热效率在32.7%~33.9%。机组可在储热过程结束后即开始释热过程，为下一次储热做准备。

[参 考 文 献]

- [1] 新华社. 习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话[EB/OL]. (2020-09-23) [2022-07-04]. <http://www.cppcc.gov.cn/zxww/2020/09/23/ARTI1600819264410115.shtml>.
The Xinhua News Agency. XI Jinping's speech at the General Debate of the 75th Session of the UN General Assembly[EB/OL]. (2020-09-23) [2022-07-04]. <http://www.cppcc.gov.cn/zxww/2020/09/23/ARTI1600819264410115.shtml>.
- [2] 新华网. 中央财经委员会第九次会议[EB/OL]. (2021-03-15) [2022-07-04]. http://m.xinhuanet.com/2021-03/15/c_1127214324.htm.
Xinhua net. The ninth meeting of the Central Financial and Economic Committee[EB/OL]. (2021-03-15) [2022-07-04]. http://m.xinhuanet.com/2021-03/15/c_1127214324.htm.
- [3] 国家能源局. 10 亿千瓦可再生能源装机意味着什么[EB/OL]. (2021-12-03) [2022-07-04]. http://www.nea.gov.cn/2021-12/03/c_1310350120.htm.
The National Energy Administration. What does one billion kilowatt renewable energy installations mean[EB/OL]. (2021-12-03) [2022-07-04]. http://www.nea.gov.cn/2021-12/03/c_1310350120.htm.
- [4] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2022[EB/OL]. (2022-07-06) [2022-07-04]. <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-311083>.
China Electricity Council. China's electric power industry annual development report 2022[EB/OL]. (2022-07-06) [2022-07-04]. <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-311083>.
- [5] 牟春华, 居文平, 黄嘉骊, 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): 1-7.
MU Chunhua, JU Wenping, HUANG Jiasi, et al. Review and prospect of technologies of enhancing the flexibility of thermal power units[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(5): 1-7.
- [6] 陈晓利, 高继录, 郑飞, 张敏. 多种深度调峰模式对火电机组性能影响分析[J]. 热能动力工程, 2020, 35(12): 26-30.
CHEN Xiaoli, GAO Jilu, ZHENG Fei, et al. Comparative analysis of various deep peak regulation modes for thermal power units[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2020, 35(12): 26-30.
- [7] 王伟, 徐婧, 赵翔, 等. 中国煤电机组调峰运行现状分析[J]. 南方能源建设, 2017, 4(1): 18-24.
WANG Wei, XU Jing, ZHAO Xiang, et al. Analysis on peak load regulation status quo for coal-fired power plants in China[J]. Southern Energy Construction, 2017, 4(1): 18-24.
- [8] 赵勇, 张炳奇, 王翱, 等. 深度调峰形势下金属监督重点工作[C]/2021 年电力行业技术监督优秀论文集. 2021: 938-942.
ZHAO Yong, ZHANG Bingqi, WANG Ao, et al. Key work of metal supervision under the situation of deep peak

- regulation[C]//Excellent Papers of Technical Supervision of Electric Power Industry in 2021. 2021: 938-942.
- [9] 蔡晖, 史志刚, 秦承鹏, 等. 深度调峰机组水冷壁管开裂原因分析[J]. 热力发电, 2020, 49(11): 176-181.
CAI Hui, SHI Zhigang, QIN Chengpeng, et al. Cause analysis for cracking of water-wall tubes in steam depth peaking unit[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(11): 176-181.
- [10] 吴瑞康, 华敏, 秦攀, 等. 燃煤机组深度调峰对汽轮机设备的影响[J]. 热力发电, 2018, 47(5): 89-94.
WU Ruikang, HUA Min, QIN Pan, et al. Influence of deep peak load regulation of coal-fired units on turbine equipment[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(5): 89-94.
- [11] 陈宇, 应光耀, 包劲松, 等. 浙江省燃煤机组深度调峰汽轮机设备影响分析[J]. 浙江电力, 2019, 38(10): 100-105.
CHEN Yu, YING Guangyao, BAO Jinsong, et al. Analysis of the influence on steam turbine at deep peak regulation operation in Zhejiang province[J]. Zhejiang Electric Power, 2019, 38(10): 100-105.
- [12] 尹连庆, 张山山, 李长鸣. 水工况对超(超)临界锅炉氧化皮形成的影响[J]. 电力建设, 2012, 33(7): 62-65.
YIN Lianqing, ZHANG Shanshan, LI Changming. Impact of water conditions on forming mechanism of oxide skin in (ultra) supercritical boiler[J]. Electric Power Construction, 2012, 33(7): 62-65.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] 周科, 李银龙, 李明皓, 等. 燃煤发电-物理储热耦合技术研究进展与系统调峰能力分析[J]. 洁净煤技术, 2022, 28(3): 159-172.
ZHOU Ke, LI Yinlong, LI Minghao, et al. Research progress on the coupling technology of coal-fired power generation-physical thermal storage and analysis for the system peaking capacity[J]. Clean Coal Technology, 2022, 28(3): 159-172.
- [16] 王辉, 李峻, 祝培旺, 等. 应用于火电机组深度调峰的百兆瓦级熔盐储能技术[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(5): 1760-1767.
WANG Hui, LI Jun, ZHU Peiwang, et al. Hundred-megawatt molten salt heat storage system for deep peak shaving of thermal power plant[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(5): 1760-1767.
- [17] LI D, WANG J. 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] RICHTER M, OELJEKLAUS G, GÖRNER K. Improving the load flexibility of coal-fired power plants by the integration of a thermal energy storage[J]. Applied Energy, 2019, 236: 607-621.
- [19] WOJCIK J, WANG J. Technical feasibility study of thermal energy storage integration into the conventional power plant cycle[J]. Energies, 2017, 10(2): 205.
- [20] LI D, HU Y, HE W, et al. Dynamic modelling and simulation of a combined-cycle power plant integration with thermal energy storage[C]//Proceedings of the 2017 23rd International Conference on Automation and Computing (ICAC). 2017: 1-6.

(责任编辑 李园)