

DOI: 10.19666/j.rlfed.202211258

熔盐储热辅助燃煤机组调峰系统设计及性能对比

刘金恺, 鹿院卫, 魏海蛟, 赵甜, 吴玉庭, 张灿灿

(北京工业大学传热强化与过程节能教育部重点实验室暨传热与能源利用北京市重点实验室, 北京 100124)

[摘要] 能源生产向可再生能源转型是实现“双碳”目标的必经之路。当前燃煤机组调峰能力不足、灵活性差, 阻碍了可再生能源的大规模消纳。以 600 MW 燃煤机组为研究对象, 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。结果表明: 熔盐储热辅助调峰系统提高了燃煤机组灵活性, 可有效调节机组出力, 较大程度拓宽机组运行区间; 电加热造成大量焓损失, 中压缸排汽抽汽造成的焓损失则较小; 储热时发电机输出电能直接加热熔盐, 释热时熔盐加热旁路给水方案可获得最大调峰容量, 调峰深度可达 17.83%; 储热时中压缸排汽抽汽加热熔盐, 释热时熔盐加热旁路给水的方案可获得最高系统效率和经济性, 系统热效率和焓效率分别为 40.95% 和 40.29%, 煤耗率为 350.01 g/(kW·h)。

[关键词] 燃煤机组; 熔盐储热; 系统调峰; 热力性能

[引用本文格式] 刘金恺, 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.

Design and performance comparison of peak shaving system of coal-fired unit aided by molten salt heat storage

LIU Jinkai, LU Yuanwei, WEI Haijiao, ZHAO Tian, WU Yuting, ZHANG Cancan

(MOE Key Laboratory of Enhanced Heat Transfer and Energy Conservation, Beijing Key Laboratory of Heat Transfer and Energy Conversion, Beijing University of Technology, Beijing 100124, China)

Abstract: The transformation of energy production to renewable energy is the only way to achieve the dual-carbon goal. At present, the lack of peak shaving capacity and flexibility of coal-fired units hinders the large-scale consumption of renewable energy. In this paper, taking a 600 MW coal-fired unit as the research object, eight schemes for peak shaving system aided by molten salt heat storage are proposed, and the peak shaving capacity and thermal performance of each scheme are compared and analyzed through simulation calculation. The results show that, the peak shaving system can improve the flexibility of coal-fired unit, effectively regulate the output, and greatly expand the operating range. Heating by electricity causes a large amount of exergy loss, while extracted exhaust of intermediate pressure cylinder causes a small amount of exergy loss. The maximum peak shaving capacity can be obtained by the scheme of heating the molten salt directly by electric energy output by generator when charging, and heating the bypass feedwater by high-temperature molten salt when discharging, whose peak shaving depth can reach 17.83%. Moreover, the highest system efficiency and economy can be obtained by the scheme of heating the molten salt with extracted exhaust of intermediate-pressure cylinder when charging, and heating the bypass feedwater with high-temperature molten salt when discharging, of which the system thermal efficiency and exergy efficiency are 40.95% and 40.29% respectively, and the coal consumption rate is 350.01 g/(kW·h).

Key words: coal-fired unit; molten salt heat storage; system peak shaving; thermodynamic performance

收稿日期: 2022-11-10 网络首发日期: 2023-01-19

基金项目: 国家自然科学基金项目(52076006); 内蒙古自治区科技重大专项(2021SZD0036)

Supported by: National Natural Science Foundation of China (52076006); The S&T Major Project of Inner Mongolia Autonomous Region in China (2021SZD0036)

第一作者简介: 刘金恺(1999), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为燃煤机组灵活性运行, liujinkai@emails.bjut.edu.cn.

通信作者简介: 鹿院卫(1971), 女, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为可再生能源利用及中高温储热传热, luyuanwei@bjut.edu.cn.

随着国家对可再生能源开发的大力支持,清洁低碳安全高效的能源体系成为建设目标。各类发电机组装机容量不断提升,其装机容量占比也在不断发生变化,其中可再生能源发电装机容量日渐提高^[1]。风能和太阳能装机容量占比在2020年底达到了24.31%,以风能和太阳能为代表的可再生能源装机容量占比正快速增加。

由于可再生能源发电装机容量不断增加,火电机组发电量占比随之逐年下降,从2010年的79.20%降至2020年的71.19%。但可再生能源发电具有不可预测性^[2]、不连续性^[3]、波动性^[4]等特点,不能稳定输出电能^[5],导致很大一部分发电量无法进入电网,产生“垃圾电”,从而造成弃风、弃光^[6]。据统计2020年全年有近218.7亿kW·h的弃风弃光电量。为可再生能源提供入网空间,减少弃风/弃光,是当前有待解决的重点和关键问题。

燃煤发电是我国主力调峰电源^[7],但燃煤机组受到负荷响应迟滞的限制,频繁改变机组工况实现负荷调节的方式不仅灵活性差^[8-11],而且容易对机组运行可靠性、效率产生影响。燃煤机组耦合储热技术是提高燃煤机组调峰能力的重要途径,可有效缓解电网供需平衡问题^[12],是一种经济可行的技术路线^[13-14]。Lai等人^[15]将储热水系统添加到热电联产机组中,风光发电需要上网时利用抽汽储热减少机组发电量,为风光发电让出更多进网空间;风光发电不足时,储热进入热力管网供热,机组减少抽汽、增加发电以平衡电网需求。Li等人^[16]将级联式相变储热装置与燃煤机组耦合,机组额定负荷运行时,将抽出的再热蒸汽储存在相变储热装置内,相变储热装置放热时加热除氧器出口抽水产生蒸汽进入低压缸,增加机组出力。Trojan等人^[17]利用除氧器热水储热系统在机组低负荷运行期间将除氧器内的压力水储存在热水储罐中,增加除氧器抽汽流量,在放热阶段将储存的热水释放至除氧器,减少汽轮机抽汽。魏海姣等^[18-20]提出利用主蒸汽和再热蒸汽抽汽储热方法实现机组灵活性运行,并通过对比分析直接降负荷法(减少燃煤量)和抽汽储热法的焓损失,指出抽汽储热后循环焓效率有所降低。庞力平等^[21]提出利用高温熔盐储热技术提升二次再热机组的运行灵活性,储热时将一次再热蒸汽冷段和二次再热蒸汽冷段抽出加热熔盐,放热时用熔盐加热给水。张显荣等^[22]提出将熔盐储热系统与燃煤机组耦合,储热时将高压缸排汽抽出加热熔盐储存,放热时用熔盐加热高压加热器给水,以提高燃煤机组的运行灵活性。

上述文献分析了储热在燃煤机组灵活性调节方面的可行性及调节性能影响规律。本文选择熔盐作为储热介质,提出了采用主蒸汽抽汽、再热蒸汽抽汽、高压缸排汽抽汽、中压缸排汽抽汽储热及电加热储热等降负荷方案及3种释热升负荷方案,相互组合成8种调峰方案。采用与文献[18]相同的热力系统和原始参数,对比分析不同灵活性调节方案的负荷调节能力,以及储热过程抽汽参数及释热过程释热节点位置对辅助调峰系统整体的影响,为燃煤机组深度调峰提供设计思路和工程指导。

1 燃煤机组热力系统模型构建

1.1 机组参数

本文选择600 MW机组为研究对象,型号为N600-16.67/538/538,型式为亚临界、单轴、三缸、四排汽、中间再热直接空冷凝汽式汽轮机,额定背压为15 kPa,夏季工况背压为35 kPa,机组回热级数采用3个高压加热器(高加)、3个低压加热器(低加)、1个除氧器,给水泵驱动方式为电动。机组主要技术参数见表1。

表1 600 MW 机组额定工况技术参数
Tab.1 Technical parameters under rated operating condition of a 600 MW unit

项目	数值
额定功率/MW	600.18
主蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1 848.80
主蒸汽温度/°C/主蒸汽压力/MPa	538/16.67
再热蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1 576.13
再热蒸汽温度/°C/再热蒸汽压力/MPa	538/3.41
背压/kPa	15
给水温度/°C	276
热耗率/(kJ·(kW·h) ⁻¹)	8 064

1.2 模型准确性验证

本文使用MATLAB计算软件,基于文献[18]中建立的600 MW机组热力学计算模型,编写燃煤机组热力系统计算程序,模拟热力发电过程。燃煤机组各设备计算模型参见文献[18]。

为验证计算软件模拟燃煤机组热力系统的准确性,对100%、50%额定负荷2种典型工况进行了模拟,将模拟得到的各节点热力参数与设计值进行对比,误差计算结果见表2。由表2可见:最大误差出现在50%额定工况下1号抽汽压力处,误差为4.53%;其余误差均小于4.53%,在允许的误差范围内。考虑到压力对蒸汽焓值的影响较小,因此该误差对蒸汽做功过程造成的偏差可以忽略,认为模型准确可靠。

表2 典型工况下系统热力参数设计值与模拟值对比

Tab.2 The design value and simulation values of system thermodynamic parameters under typical operating conditions

热力指标	100%额定负荷			50%额定负荷		
	设计值	模拟值	相对误差/%	设计值	模拟值	相对误差/%
主蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1 848.800	1 843.590	-0.280	900.110	894.300	-0.650
主蒸汽压力/MPa	16.670	16.670	0	9.770	9.770	0
1号抽汽压力/MPa	6.080	6.080	0	3.090	2.950	-4.530
2号抽汽压力/MPa	3.790	3.790	0	1.940	1.910	-1.550
3号抽汽压力/MPa	2.050	2.050	0	1.060	1.050	-0.940
4号抽汽压力/MPa	1.020	1.020	0	0.530	0.530	0
5号抽汽压力/MPa	0.615	0.615	0	0.324	0.321	-0.930
6号抽汽压力/MPa	0.240	0.240	0	0.128	0.127	-0.780
7号抽汽压力/MPa	0.081	0.081	0	0.043	0.043	0
发电功率/MW	600.180	600.180	0	300.110	300.030	-0.030
热耗率/(kJ·(kW·h) ⁻¹)	8 064	8 059	-0.060	8 653	8 633	-0.230
热效率/%	40.580	41.700	2.760	37.740	38.930	3.150

2 熔盐储热辅助调峰系统方案

2.1 方案内容

熔盐储热辅助调峰系统的基本工作流程为：储热时，从燃煤机组中提取部分热能或电能，储存在储热介质中，降低机组发电功率；释热时，将储存

的热能返回到燃煤机组中，提高机组发电功率^[23]。

本文以50%额定负荷工况为向下调峰基准负荷，以100%额定负荷工况为向上调峰基准负荷。根据燃煤机组中各部位的温度和压力特性，按照储-释热过程温度及压力相匹配的原则，结合熔盐储热特性，设计了8种具有代表性的调峰方案，具体见表3。

表3 熔盐储热辅助调峰系统方案

Tab.3 Schemes for peaking shaving system aided by molten salt heat storage

方案号	储热方案	释热方案
1	电加热	旁路给水 (185.0 °C, 20.15 MPa) → 1号高加出口 (276.0 °C, 20.15 MPa)
2	主蒸汽抽汽 (538.0 °C, 9.77 MPa) → 除氧器回水 (179.9 °C, 1.00 MPa)	同方案1
3	再热蒸汽抽汽 (538.0 °C, 1.71 MPa) → 除氧器回水 (179.9 °C, 1.00 MPa)	同方案1
4	同方案3	旁路除氧水 (178.5 °C, 0.97 MPa) → 低压缸入口 (361.0 °C, 0.97 MPa)
5	高压缸排汽抽汽 (322.5 °C, 1.91 MPa) → 2号高加疏水 (210.0 °C, 1.91 MPa)	同方案1
6	高压缸排汽抽汽 (322.5 °C, 1.91 MPa) → 除氧器回水 (179.9 °C, 1.00 MPa)	同方案1
7	中压缸排汽抽汽 (361.0 °C, 0.53 MPa) → 除氧器回水 (153.8 °C, 0.53 MPa)	同方案1
8	同方案7	旁路凝结水 (54.0 °C, 1.72 MPa) → 5号低加出口 (155.0 °C, 1.72 MPa)

储热过程可选抽汽节点较多，如主蒸汽、再热蒸汽、高压缸排汽、中压缸排汽等，回水可回流至除氧器或对应压力的回热器疏水；释热过程常见的释热节点有给水泵出口给水、凝结水泵出口凝结水和除氧水。储热、释热方案流程分别如图1、图2所示。

2.2 性能评价指标

本文选择调峰容量、调峰深度、热效率、焓效率、煤耗率作为辅助调峰系统性能评价指标，其中热效率、焓效率、煤耗率仅涉及储-释热全过程，调峰容量和调峰深度涉及储热过程、释热过程和储-释热全过程。

2.2.1 热效率

储-释热全过程热效率定义为：

$$\eta_r = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{c,t} dt + \int_{t_3}^{t_4} P_{s,t} dt}{\int_{t_1}^{t_2} (Q_{b1,t} / \eta_{b,t}) dt + \int_{t_3}^{t_4} (Q_{b2,t} / \eta_{b,t}) dt} \times 100\% \quad (1)$$

式中： η_r 为储-释热全过程热效率，%； t_1 、 t_2 分别为储热过程起止时刻，s； t_3 、 t_4 分别为释热过程起止时刻，s； $P_{c,t}$ 、 $P_{s,t}$ 分别为 t 时刻储热过程和释热过程发电功率，kW； $Q_{b1,t}$ 、 $Q_{b2,t}$ 分别为 t 时刻储热过程和释热过程锅炉输出热负荷，kW； $\eta_{b,t}$ 为 t 时刻锅炉热效率，%。

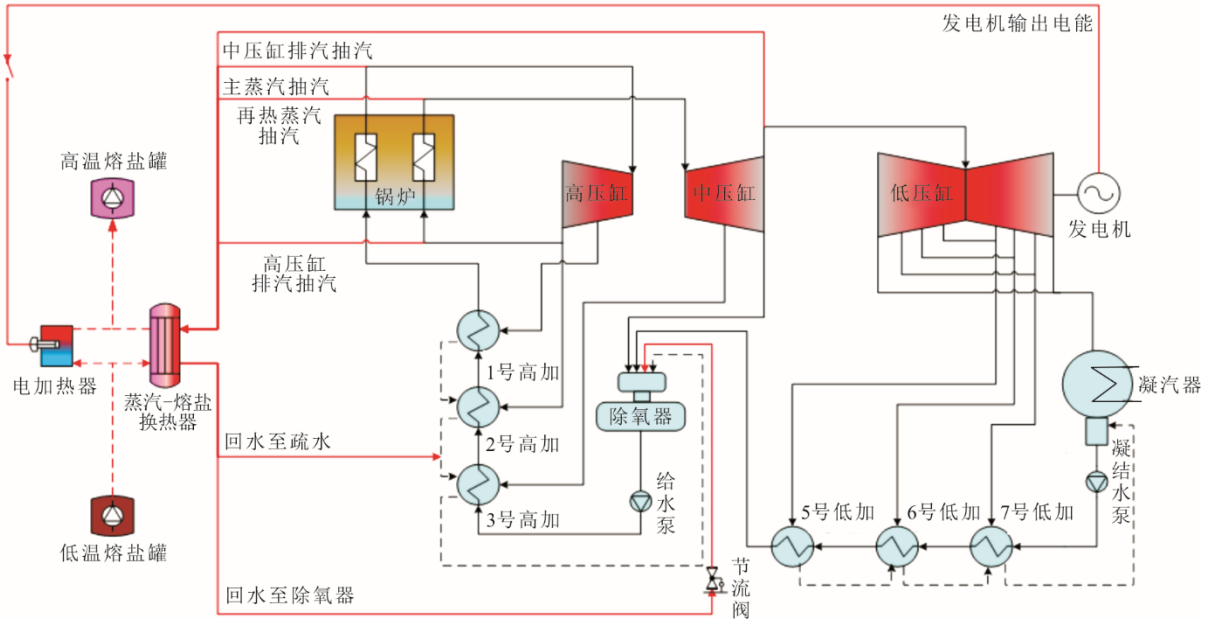


图1 储热方案流程

Fig.1 Schematic diagram of heating charging

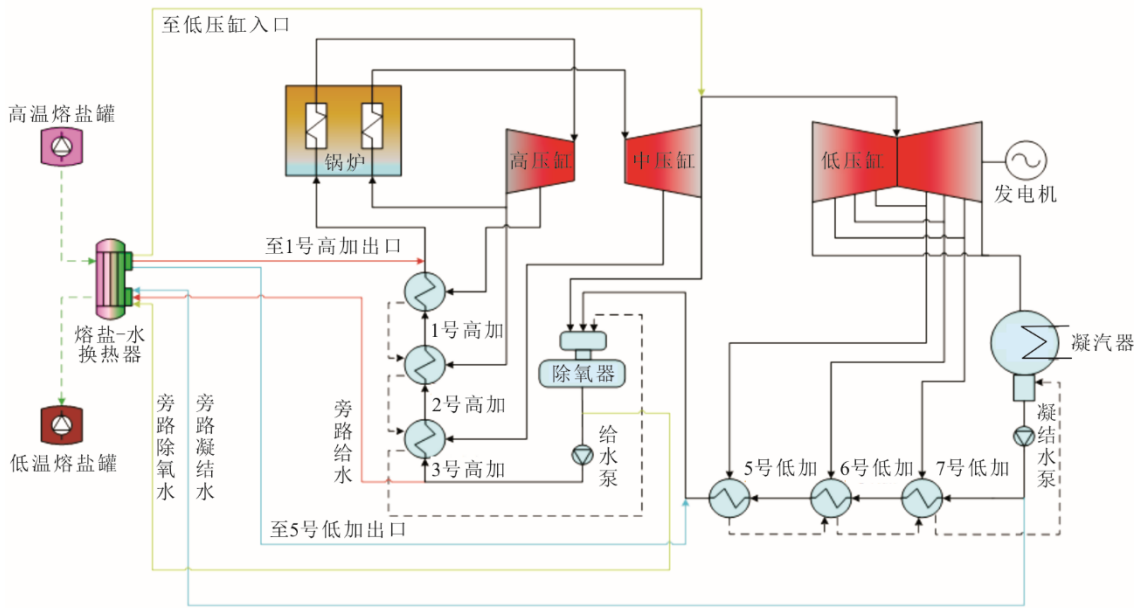


图2 释热方案流程

Fig.2 Schematic diagram of heat discharging

2.2.2 焓效率

储-释热全过程焓效率定义为:

$$\eta_y = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{c,t} dt + \int_{t_3}^{t_4} P_{s,t} dt}{\int_{t_1}^{t_2} E_{f1,t} dt + \int_{t_3}^{t_4} E_{f2,t} dt} \times 100\% \quad (2)$$

式中: η_y 为储-释热全过程焓效率, %; $E_{f1,t}$ 、 $E_{f2,t}$ 分别为 t 时刻储热过程和释热过程燃料焓, kW。

燃料焓计算式为:

$$E_f = e_f \frac{Q_b / \eta_b}{q_{net}} \quad (3)$$

式中: e_f 为燃料比焓, kJ/kg; q_{net} 为燃料低位发热值, kJ/kg。

燃料比焓计算式为^[24]:

$$e_f = q_{net} \left[1.0064 + 0.1595 \frac{w(H)}{w(C)} + 0.0616 \frac{w(O)}{w(C)} + 0.0429 \frac{w(N)}{w(C)} \right] \quad (4)$$

式中: $w(C)$ 为燃料中碳的质量分数, %; $w(H)$ 为燃料中氢的质量分数, %; $w(O)$ 为燃料中氧的质量分数, %; $w(N)$ 为燃料中氮的质量分数, %。

2.2.3 煤耗率

储-释热全过程煤耗率定义为:

$$B = \frac{\int_{t_1}^{t_2} (Q_{b1,t} / \eta_{b,t} / q_{net}) dt + \int_{t_3}^{t_4} (Q_{b2,t} / \eta_{b,t} / q_{net}) dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{c,t} dt + \int_{t_3}^{t_4} P_{s,t} dt} \times 3.6 \times 10^5 \quad (5)$$

式中: B 为储-释热全过程煤耗率, $g/(kW \cdot h)$ 。

2.2.4 调峰容量和调峰深度

储热过程调峰容量和调峰深度定义为:

$$\Delta P_{c,t} = P_0 - P_{c,t}, \quad \xi_{c,t} = \frac{\Delta P_{c,t}}{P_e} \times 100\% \quad (6)$$

释热过程调峰容量和调峰深度定义为:

$$\Delta P_{s,t} = P_{s,t} - P_e, \quad \xi_{s,t} = \frac{\Delta P_{s,t}}{P_e} \times 100\% \quad (7)$$

储-释热全过程调峰容量和调峰深度定义为:

$$\Delta P_t = \Delta P_{c,t} + \Delta P_{s,t}, \quad \xi_t = \xi_{c,t} + \xi_{s,t} \quad (8)$$

式中: $\Delta P_{c,t}$ 、 $\Delta P_{s,t}$ 、 ΔP_t 分别为 t 时刻储热过程、释热过程和储-释热全过程调峰容量, kW ; P_0 、 P_e 分别为 50% 额定工况负荷和 100% 额定工况负荷, kW ; $\xi_{c,t}$ 、 $\xi_{s,t}$ 、 ξ_t 分别为 t 时刻储热过程、释热过程和储-释热全过程调峰深度, %。

3 结果分析

3.1 储热过程分析

图 3 和图 4 给出了不同储热方案和储热负荷下, 熔盐储热辅助调峰系统发电功率和调峰深度。系统发电功率与 50% 额定负荷工况下发电功率(300.00 MW)之差即为储热过程调峰容量。由图 3、图 4 可知, 所有储热方案发电功率均低于 300.00 MW, 且同一储热方案下, 发电功率随储热负荷的增大而减小, 调峰深度随储热负荷的增大而增大, 原因在于电加热器消耗电能逐渐增大, 或汽轮机内蒸汽流量逐渐减小。方案 1 发电功率减幅远大于其余方案发电功率减幅, 原因在于方案 1 直接利用发电机输出电能储热, 而其余方案利用蒸汽显热和潜热储热; 相同储热负荷下, 方案 7 和方案 8 发电功率最大, 调峰深度最小, 方案 1 发电功率最小, 调峰深度最大; 当储热负荷为 75.00 MW 时, 方案 7 和方案 8 中压缸排汽抽汽流量为 106.30 t/h, 发电功率为 278.97 MW, 调峰深度仅为 3.51%, 方案 1 发电功率低至 225.00 MW, 调峰深度高达 12.50%。

3.2 释热过程分析

图 5 和图 6 展示了不同释热方案和释热负荷下

熔盐储热辅助调峰系统发电功率和调峰深度。系统发电功率与 100% 额定负荷工况下发电功率(600.00 MW)之差即为释热过程调峰容量。

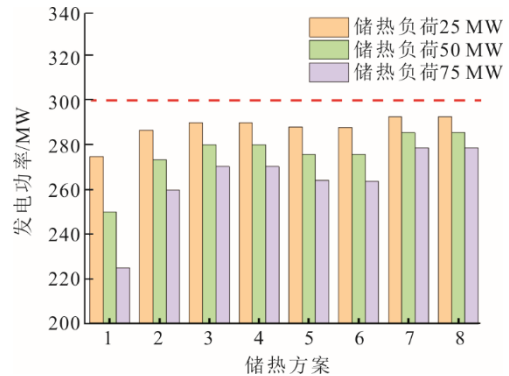


图 3 储热过程系统发电功率

Fig.3 The system power output in heating charging process

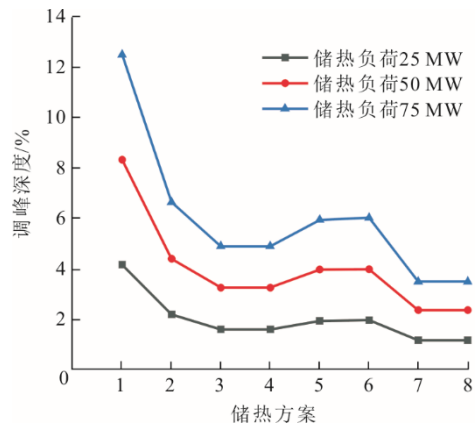


图 4 储热过程系统调峰深度

Fig.4 The peak shaving depth in heat charging process

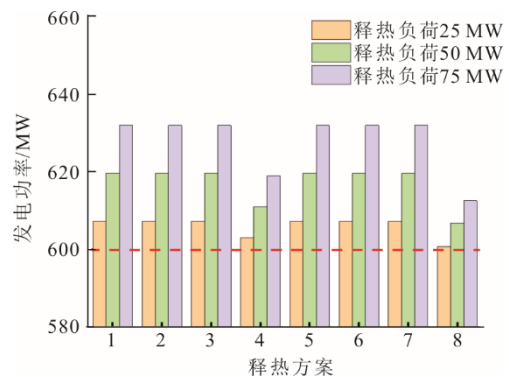


图 5 释热过程系统发电功率

Fig.5 The system power output in heat discharging process

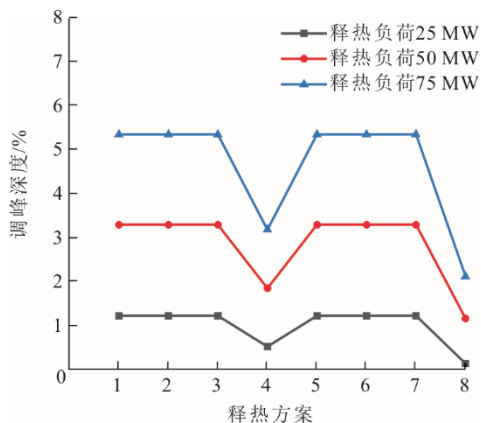


图6 释热过程系统调峰深度

Fig.6 The peak shaving depth in heat discharging process

由图5、图6可知,此时所有释热方案发电功率均高于600.00 MW,且同一释热方案下,发电功率和调峰深度随释热负荷的增大而增大,原因在于给水/凝结水被旁路导致回热抽汽流量逐渐减小,进入汽轮机做功的蒸汽流量逐渐增大。相同释热负荷下,方案1—方案3、方案5—方案7发电功率和调峰深度最大,方案8发电功率和调峰深度最小,原因在于蒸汽做功能力随逐级膨胀过程而减弱,减少高、中压缸回热抽汽比减少低压缸回热抽汽对机组出力的提升作用更大;当释热负荷为75.00 MW时,方案1—方案3、方案5—方案7旁路给水流量为649.20 t/h,发电功率和调峰深度高达631.97 MW和5.33%,方案8旁路凝结水流量为632.10 t/h,发电功率和调峰深度仅为612.59 MW和2.10%。

3.3 储-释热全过程分析

3.3.1 调峰容量和调峰深度

图7和图8给出了不同储-释热方案和储-释热负荷下熔盐储热辅助调峰系统调峰容量和调峰深度。

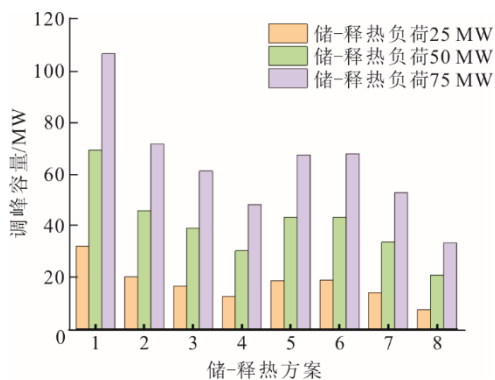


图7 储-释热全过程系统调峰容量

Fig.7 The system power output in heat charging-discharging process

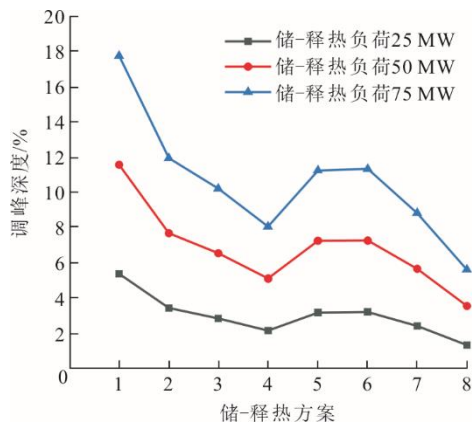


图8 储-释热全过程系统调峰深度

Fig.8 The peak shaving depth in heat charging-discharging process

由图7、图8可知:同一储-释热方案下,调峰容量和调峰深度随储-释热负荷的增大而增大;方案1全过程调峰容量和调峰深度远大于其余方案,原因在于单独储热过程指标对储-释热全过程指标影响较大;相同储-释热负荷下,方案1调峰容量和调峰深度最大,方案8调峰容量和调峰深度最小;当储-释热负荷为75.00 MW时,方案1调峰容量和调峰深度高达106.97 MW和17.83%,方案8调峰容量和调峰深度仅为33.63 MW和5.61%。

3.3.2 热效率和焓效率

图9和图10给出了不同储-释热方案和储-释热负荷下熔盐储热辅助调峰系统全过程热效率和焓效率。由图9和图10可知:除方案7外,其余方案热效率和焓效率均低于无储热时全过程热效率和焓效率;所有方案热效率均略高于焓效率,二者变化趋势一致,原因在于燃料焓略大于燃料放热量;方案1、方案2、方案4、方案8热效率和焓效率随储-释热负荷的增大而降低,方案3、方案5—方案7热效率和焓效率随储-释热负荷的增大而升高;方案1降幅最显著,方案7升幅最显著,原因在于方案1储热过程电加热造成大量焓损失,方案7储热过程中压缸排汽抽汽造成的焓损失则较小;相同储-释热负荷下,方案1热效率和焓效率最低,方案7热效率和焓效率最高;当储-释热负荷为75.00 MW时,方案1热效率和焓效率分别为38.52%和37.90%,方案7热效率和焓效率分别为40.95%和40.29%。

3.3.3 煤耗率

图11展示了不同储-释热方案和储-释热负荷下熔盐储热辅助调峰系统全过程煤耗率。

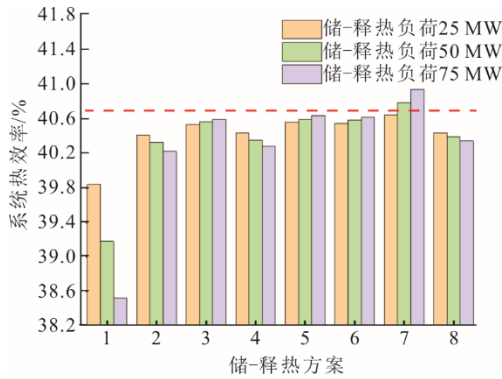


图 9 储-释热全过程热效率
Fig.9 The thermal efficiency in heat charging-discharging process

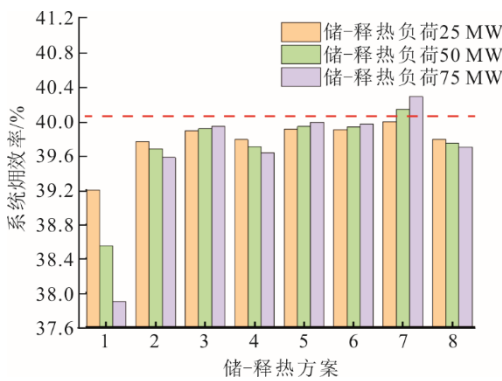


图 10 储-释热全过程焓效率
Fig.10 The exergy efficiency in heat charging-discharging process

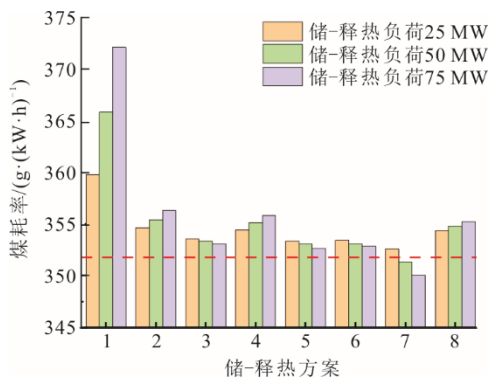


图 11 储-释热全过程煤耗率
Fig.11 The coal consumption rate in heat charging-discharging process

由图 11 可知：除方案 7 外，其余方案煤耗率均高于无储热时全过程煤耗率；方案 1、方案 2、方案 4、方案 8 煤耗率随储-释热负荷的增大而升高，方案 3、方案 5—方案 7 煤耗率随储-释热负荷的增大而降低，与热效率变化趋势相反，原因在于热效率升高意味着单位发电量所耗煤量减小；相同储-释热负荷下，方案 1 煤耗率最高，且远高于其余方案煤耗率，方案 7 煤耗率最低；当储-释热负荷为

75.00 MW 时，方案 1 煤耗率高达 372.05 g/(kW·h)，方案 7 煤耗率仅为 350.01 g/(kW·h)。

4 结 论

当前燃煤机组调峰能力不足，灵活性差，阻碍了可再生能源的大规模消纳。本文以 600 MW 燃煤机组为研究对象，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。

1) 熔盐储热辅助调峰系统提高了燃煤机组灵活性，可有效调节机组出力，较大程度拓宽机组运行区间，为可再生能源提供更大上网空间。

2) 储-释热全过程热效率和焓效率受单独过程影响，电加热过程造成大量焓损失，中压缸排汽抽汽过程造成的焓损失则较小。

3) 方案 1 负荷调节能力最强，调峰容量可达 106.97 MW，调峰深度可达 17.83%；方案 7 系统效率和经济性最高，热效率和焓效率分别可至 40.95% 和 40.29%，煤耗率可降至 350.01 g/(kW·h)。

[参考文献]

[1] 刘世宇, 陈俊杰. “十四五”新能源消纳形势分析与建议[J]. 新能源科技, 2021(10): 35-37.
LIU Shiyu, CHEN Junjie. Analysis and suggestions on new energy consumption during the 14th Five-Year Plan[J]. New Energy Technology, 2021(10): 35-37.

[2] WANG C Y, LIU M, LI B X, et al. Thermodynamic analysis on transient cycling of coal-fired power plants: simulation study of a 660 MW supercritical unit[J]. Energy, 2017, 122: 505-527.

[3] ZHANG L, CUI J, ZHANG Y P, et al. Performance analysis of a compressed air energy storage system integrated into a coal-fired power plant[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 225: 1-16.

[4] XU X F, WEI Z F, JI Q, et al. Global renewable energy development: influencing factors, trend predictions and countermeasures[J]. Resources Policy, 2019, 63: 101470.

[5] HASAN N S, HASSAN M Y, MAJID M S, et al. Review of storage schemes for wind energy systems[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013, 21: 237-247.

[6] 崔杨, 张家瑞, 王铮, 等. 计及价格型需求响应的风-光-光热联合发电系统日前调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(10): 3103-3113.
CUI Yang, ZHANG Jiarui, WANG Zheng, et al. Day-ahead scheduling strategy of wind-PV-CSP hybrid power generation system by considering PDR[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 3103-3113.

[7] 朱超, 吴鹏举, 王永庆, 等. 超超临界锅炉流动不稳定性的形成机理及研究进展[J]. 洁净煤技术, 2020, 26(1): 32-40.
ZHU Chao, WU Pengju, WANG Yongqing, et al. Formation mechanism and research progress of flow instability in ultra-supercritical boiler[J]. Clean Coal Technology, 2020, 26(1): 32-40.

- [8] 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.
- [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] 陈晓利, 高继录, 郑飞, 等. 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.
- [12] 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): 10-22.
MAO Cuiji, YU Xiongjiang, XU Jinliang, 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): 10-22.
- [13] 钱怡洁. 单罐斜温层蓄热性能实验研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2017: 3.
QIAN Yijie. Experimental study on the thermal energy storage performance of thermocline single tank[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017: 3.
- [14] 张婷. 分布式蓄热在集中供热系统中的应用研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2017: 15.
ZHANG Ting. Application of distributed thermal energy storage in district heating system[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2017: 15.
- [15] LAI F, WANG S, LIU M, et al. Operation optimization on the large-scale CHP station composed of multiple CHP units and a thermocline heat storage tank[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 211: 1-12.
- [16] 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: 140-152.
- [17] TROJAN M, TALER D, DZIERWA P, et al. The use of pressure hot water storage tanks to improve the energy flexibility of the steam power unit[J]. Energy, 2019, 173: 926-936.
- [18] WEI H J, LU Y W, YANG Y C, 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: 1-10.
- [19] WEI H J, LU Y W, YANG Y C, et al. Flexible operation mode of coal-fired power unit coupling with heat storage of extracted reheated steam[J]. Journal of Thermal Science, 2022, 31(2): 436-447.
- [20] 魏海蛟, 鹿院卫, 吴玉庭, 等. 燃煤机组灵活性运行系统焓分析[J]. 北京工业大学学报, 2022, 48(12): 1-10.
WEI Haijiao, LU Yuanwei, WU Yuting, et al. Exergy analysis of flexible operation of coal-fired power unit[J]. Journal of Beijing University of Technology, 2022, 48(12): 1-10.
- [21] 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): 2682-2690.
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): 2682-2690.
- [22] 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.
- [23] RICHTER M, OELJEKLAUS G, GORNER 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.
- [24] 侯丹. 基于 Aspen Plus 的焓分析在火电厂清洁生产实践中的应用[D]. 大连: 大连理工大学, 2011: 12.
HOU Dan. Exergy analysis applied in thermal power plant, cleaner product practice based on Aspen Plus[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2011: 12.

(责任编辑 杨嘉蕾)