

DOI: 10.19666/j.rlfed.202406150

基于超临界二氧化碳循环的“光火储” 一体化发电系统调峰性能研究

田松峰^{1,2}, 徐琛^{1,2}, 张倩^{1,2}, 姚静^{1,2}, 刘旭^{1,2}, 翟启超^{1,2}

(1.华北电力大学动力工程系, 河北 保定 071003;

2.河北省低碳高效发电技术重点实验室, 河北 保定 071003)

[摘要] 为建设大容量灵活性调节电源, 并解决燃煤机组冬季调峰供暖两难兼顾的问题, 在传统火电 (CFPP) 基础上, 利用太阳能和熔盐储热提出了 6 种兼顾冬季供暖的新型“光火储”一体化发电系统。通过 EBSLION 软件对该系统进行建模, 从储热负荷和用电负荷 2 个角度对各方案的热力性能、调峰性能等方面进行了比较分析。采用“抽汽+电加热”储热方案显著提升了火电机组的调峰能力; 在各方案中, 方案 W1 展现出最大的调峰深度为 92.71%; 而方案 W6 则表现出最低综合度电煤耗仅为 178.15 g/(kW·h), 日节约标准煤量可达 182 t; 此外, 方案 W2 最高循环热效率达到 55.2%; 用“光煤”共储的方案充分提升了超临界二氧化碳 (S-CO₂) 系统备用容量, “抽汽储热”后驱动“小透平”辅助 S-CO₂ 系统后供暖, 实现了冬季调峰供暖的双重目标。此类系统不仅拓宽了燃煤机组调峰能力, 保障了民生供暖, 同时充分利用太阳能资源, 降低度电煤耗, 并提升 S-CO₂ 系统备用容量及发电小时数, 为大容量灵活性调节电源建设提供了理论和工程指导。

[关键词] 光煤互补发电; 熔盐储热; 调峰深度; 调峰容量; 系统效率

[引用本文格式] 田松峰, 徐琛, 张倩, 等. 基于超临界二氧化碳循环的“光火储”一体化发电系统调峰性能研究[J]. 热力发电, 2025, 54(2): 9-20. TIAN Songfeng, XU Chen, ZHANG Qian, et al. Peak regulation performance of “photothermal storage” integrated power generation system based on supercritical carbon dioxide cycle[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(2): 9-20.

Peak regulation performance of “photothermal storage” integrated power generation system based on supercritical carbon dioxide cycle

TIAN Songfeng^{1,2}, XU Chen^{1,2}, ZHANG Qian^{1,2}, YAO Jing^{1,2}, LIU Xu^{1,2}, ZHAI Qichao^{1,2}

(1.Department of Power Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2.Key Laboratory of Low-carbon and Efficient Power Generation Technology of Hebei Province, Baoding 071003, China)

Abstract: In order to build a large capacity flexible power supply and solve the dilemma of balancing winter peak shaving and heating for coal-fired units, six new “solar thermal storage” integrated power generation systems are proposed based on conventional thermal power plants (CFPP), utilizing solar energy and molten salt thermal storage to balance winter heating. The system is modeled using EBSLION software, and a comparative analysis is conducted on thermal performance and peak shaving performance of each scheme from the perspectives of thermal storage load and electricity load. The use of a “steam extraction + electric heating” thermal storage scheme significantly improves the peak shaving capability of thermal power units. Among the various schemes, Scheme W1 exhibits the maximum peak shaving depth of 92.71%, Scheme W6 shows a minimum comprehensive coal consumption of only 178.15 g/(kW·h), with a daily saving of 182 tons of standard coal. In addition, Scheme W2 achieves the highest cycle thermal efficiency of 55.2%. The use of the “light coal” storage scheme fully enhances the backup capacity of the supercritical carbon dioxide (S-CO₂) system, and the “extraction steam

收稿日期: 2024-06-26

第一作者简介: 田松峰 (1966), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为热力设备状态检测与故障诊断, 13503320251@163.com。

通信作者简介: 张倩 (1982), 女, 博士, 副教授, 主要研究方向为叶轮机械的稳定运行, qianzhang@163.com。

storage heat” drives the “small turbine” to assist the S-CO₂ system in heating, achieving the dual goal of peak shaving heating in winter. This type of system not only expands the peak shaving capacity of coal-fired units, ensuring heating for people’s livelihoods, but also fully utilizes solar energy resources, reduces coal consumption per kilowatt hour, and enhances the reserve capacity and power generation hours of S-CO₂ systems, providing theoretical and engineering guidance for the construction of high-capacity flexible regulation power sources.

Key words: solar hybrid coal-fired power generation; molten salt thermal storage; peak shaving depth; peak shaving capacity; system efficiency

为实现“双碳”目标,风能、太阳能等波动性、间接性、不可预测性可再生能源装机规模迅速增长,给电网的稳定运行带来了巨大的挑战^[1-3]。为加速我国能源结构清洁化转型,亟需建设一批大容量灵活性调节电源提升调峰、调频能力,协同清洁能源大基地建设,保障电力系统安全稳定运行^[4]。但受限于我国资源禀赋特征和可再生能源发展现状,煤电仍将是我国电力结构中不可或缺的部分,作为主体性电源发挥兜底保障作用^[5-6]。

现阶段,熔盐储热技术因其具有储能密度高、储能周期长、投资成本低廉^[7-9],被认为是一种解决可再生能源消纳^[10]、改善火电机组调峰性能^[11-12]、克服自然节律对光热电站影响^[13]并构建新型卡诺电池^[14]的主要技术方法。马汀山等^[12]将燃煤机组低压缸切除技术与熔盐储热技术相结合,调峰深度可达 90.2%。张珂臻等^[15]提出了一种集成高温烟气和过热蒸汽的新型熔盐蓄热系统,30%THA 工况下调峰深度可达 85.49%。受限于储热温度、蒸汽朗肯循环等物理限制,蓄热系统依旧面临循环效率低、度电煤耗高等多重问题,采用光热与燃煤互补集成方案,可提供稳定可靠的低碳电力。庞力平等^[16]在此基础上提出了烟气再循环系统,进一步降低了系统发电煤耗。肖卓楠等^[17]在此基础上结合多热源联合调峰供暖系统,使热电联产机组具备了一定的调峰能力。Jiang 等人^[18]采用热能储存(TES)系统,实现高品位太阳能梯级利用。光热发电面临高投资、极端天气影响及低转化率问题,超临界二氧化碳(S-CO₂)储热型塔式太阳能发电可平稳发电、调节功率,解决新能源发电波动。Liang 等人^[19]提出了一种新型经济环境优化方法,增强了布雷顿循环效率及系统经济性。Osorio 等人^[20]研究了 CSP-S-CO₂ 在不同季节条件下的动力学行为,表明该系统适用水资源匮乏的沙漠地区。上述文献分别就火储联合发电、光煤互补发电、光储耦合发电进行了深入探究,但对“光火储”一体化发电系统的研究较少,对灵活性调节方面的研究更是寥寥。李斌等^[21]在传统火电机组(CFPP)基础上,开发利用太阳能和压缩空气储能,提出了“光火储”一体化

发电系统,提高可再生能源的利用率,然而压缩空气储能,受限于天然盐穴,较难广泛应用。所以采取因地制宜,优势互补的灵活性改造、绿色低碳化升级策略,对构建更加低碳环保的大容量灵活性调节电源具有指导意义^[22]。

基于西部能源结构现状,以甘肃省敦煌市为研究背景,在 670 MW 燃煤机组基础上提出了基于 S-CO₂ 的“光火储”一体化发电系统作为灵活性调节电源代替百万千瓦调峰火电,通过“光煤”共储、“熔盐储热”、“小透平”辅助 S-CO₂ 系统后供暖等多种方式,设计了 6 种耦合方案旨在探究太阳能光热发电与燃煤发电耦合熔盐储热的优势互补关系,在调峰、供暖和减碳等多个方面进行综合考虑,为西部清洁能源基地建设大容量灵活性调节电源提供设计思路和工程指导。

1 热力系统建模

本文选取了型号为 N670-24.2/566/566 的超临界、单轴、三缸、四排汽、一次中间再热直接空冷凝汽式汽轮机,额定背压 45 kPa;回水加热系统采用了“三高四低一除氧”的布置方案,给水泵驱动方式为中压缸抽汽。使用 EBSILON 软件,采用 IF97 物性参数,根据 670 MW 机组的热平衡图^[23]进行建模,燃煤机组系统边界条件见表 1^[12]。

表 1 燃煤机组系统边界条件
Tab.1 Boundary conditions for coal-fired unit systems

项目	设定值
额定功率/MW	670
主/再热蒸汽压力/MPa	24.200/4.224
主/再热蒸汽温度/°C	566.0/566.0
主/再热蒸汽流量/(kg·s ⁻¹)	528.0/448.5
背压/MPa	0.045
中压力缸排汽压力/MPa	1.170
小汽轮机背压/MPa	0.05
发电机/机械效率/%	99.0
给水加热压降/%	0.4
加热器下端差/°C	5.4
给水温度/°C	285.8
轴封联想压力/MPa	0.015
冷却水进口温度/°C	20.0

并在建模过程中做如下简化：1) 假设系统为稳态，忽略系统对环境的散热损失^[24]；2) 忽略由于外界因素而导致的冷端温度波动；3) 忽略设备和管道的散热损失和漏风损失^[24]；4) 忽略非热力部件的流动损失，及变工况时汽轮机机组的漏汽损失^[25]。燃煤机组机型案例如图 1 所示，高压加热器简称高加，低压加热器简称低加，给水泵汽轮机简称小汽轮机。

为验算仿真软件模拟燃煤机组热力系统的准确性，对 100%THA 额定负荷、50%THA 额定负荷

2 种典型工况进行热力学模拟^[26]，以机组输出功率为控制条件，通过控制器反馈调节主蒸汽参数从而改变机组输出功率。将模拟到的主蒸汽、再热蒸汽、给水等关键参数^[23]与设计参数比对，误差见表 2。由表 2 可知，发电负荷分别设定为 100%额定负荷（670 MW）及 50%额定负荷（350 MW）时，该热力系统模型仿真结果与现场运行数据误差均在±1%以内，故认为模型准确可靠，可以使用该模型来进行不同耦合方案的调峰性能研究。

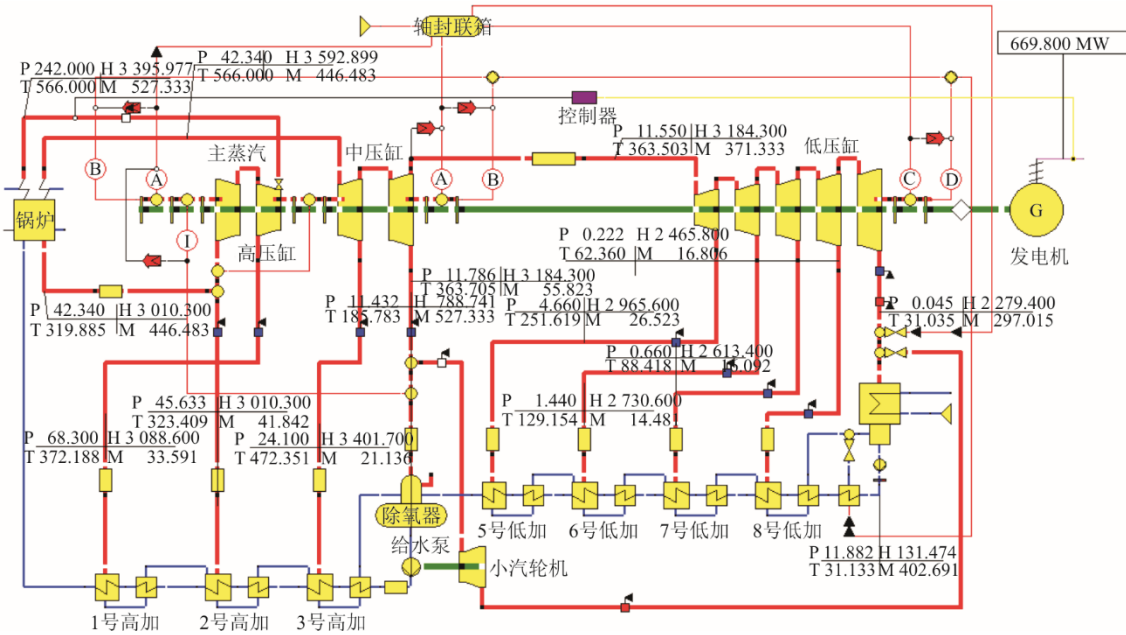


图 1 基于 EBSILON 的 670 MW 超临界燃煤机组模型
Fig.1 The EBSILON-based 670 MW supercritical coal-fired unit module

表 2 670 MW 燃煤机组发电量变工况模拟参数与设计值比对
Tab.2 Comparison between model simulation values and design values of 670 MW coal-fired units

主要参数	100%THA 工况			50%THA 工况		
	设计值	模拟值	相对误差/%	设计值	模拟值	相对误差/%
主蒸汽压力/MPa	24.200	24.200	0	16.550	16.454	0.58
主蒸汽温度/°C	566.00	566.00	0	566.00	566.00	0
主蒸汽流量/(kg·s ⁻¹)	528.00	527.30	0.13	252.00	252.85	0.33
再热蒸汽压力/MPa	4.22	4.23	0.03	2.16	2.18	0.97
再热蒸汽温度/°C	566.00	566.00	0	566.00	566.00	0
再热蒸汽流量/(kg·s ⁻¹)	448.50	446.48	0	242.50	240.08	0.01
给水温度/°C	285.80	283.80	0.71	244.00	243.05	0.38
发电功率/MW	670.00	669.80	0.03	335.00	335.00	0

2 耦合调峰系统设计方案

2.1 方案内容

“光火储”一体化发电系统由熔盐储热系统、670 MW 燃煤火电机组、150 MW 塔式太阳能光热机组及 300 MW S-CO₂ 释能子系统构成，最大容量为 970 MW，可替代百万千瓦调峰火电构建新型大

容量灵活性调节电源。依照各抽汽点压力与温度特征，设计了 6 种具有代表性的耦合方案，具体如图 2 所示。

“光火储”一体化发电系统方案的基本工作流程为：储能过程通过从太阳能光热塔和燃煤机组中提取部分热能和电能，用于加热熔盐介质，降低机组的发电功率；同时，抽汽与熔盐换热后驱动小汽

机协助 S-CO₂ 系统释能;蒸汽经过降温和降压过后,汇入供暖热网为城镇提供热负荷,蒸汽凝结后汇入除氧器脱氧。

释能过程是通过印刷板式换热器,将存储于熔盐储罐中的热量作为热源,驱动 S-CO₂ 系统循环带动发电机发电。其中,小汽轮机充分利用抽汽动能做功用

以抵消部分压缩机耗功,从而提升热-电转换效率。S-CO₂ 系统热源可控,负荷调节灵活,是“光火储”一体化发电系统中快速响应负荷变动的第一策略。本文以 100%THA 工况、50%THA 工况为基准负荷,全周期抽汽采暖。依照各抽汽点压力与温度特征,设计了 6 种具有代表性的耦合方案,具体见表 3。

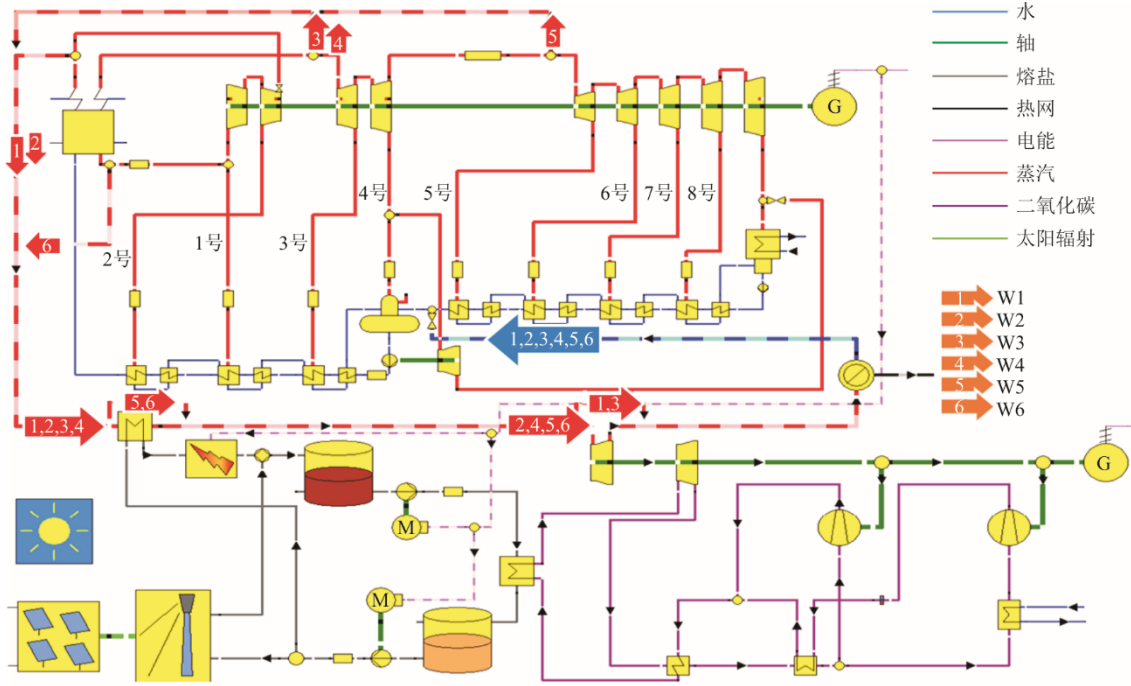


图 2 “光火储”一体化发电系统方案流程

Fig.2 Scheme flow of the “photothermal storage” integrated power generation system

表 3 “光火储”一体化发电系统联合运行方案

Tab.3 Joint operation scheme of “photothermal storage” integrated power generation system

方案	储热方式	排汽利用方式	释热方案
W1	光热+主蒸汽+电锅炉	采暖抽汽	S-CO ₂
W2	光热+主蒸汽+电锅炉	驱动小汽轮机+采暖抽汽	S-CO ₂ +小汽轮机
W3	光热+再热蒸汽+电锅炉	采暖抽汽	S-CO ₂
W4	光热+再热蒸汽+电锅炉	驱动小汽轮机+采暖抽汽	S-CO ₂ +小汽轮机
W5	光热+电锅炉 (高排抽汽)	驱动小汽轮机+采暖抽汽	S-CO ₂ +小汽轮机
W6	光热+电锅炉 (中排抽汽)	驱动小汽轮机+采暖抽汽	S-CO ₂ +小汽轮机

方案 W1、W3 (图 2) 采用氯化盐作为储热工质。在储热过程中,通过从主蒸汽/再热蒸汽抽取部分高温高压蒸汽加热熔盐的方式储热,利用电加热将其进一步升温至 580 °C 后与太阳能光热塔加热的熔盐混合后注入高温储盐罐中。经过换热后,释放出的高温蒸汽被注入供暖系统以满足用户需求,并且冷凝后汇入除氧器回收低温余热去除杂质和溶解氧。在释能过程中,从高温储盐罐中泵出存储的高温熔盐驱动 S-CO₂ 发电系做功,熔盐经过换热

降温后重新汇入低温储盐罐。

方案 W2、W4 (图 2) 在储热过程中,与方案 W1、W3 相同,在热蒸汽与熔盐换热结束后,热蒸汽依然具有较高的压力,在驱动小汽轮机辅助 S-CO₂ 发电系统后注入热网,为热用户提供热负荷,冷却凝结后再次汇入除氧器回收低温余热去除杂质及溶解氧。在释能过程中,储存于高温储罐中的高温熔盐经熔盐泵泵出,为 S-CO₂ 循环提供动力循环热源,小汽轮机提供部分压缩机耗功,进而将热

能高效的转换为机械能带动发电机输出，高温熔盐经换热后降温重新汇入低温储罐。

方案 W5、W6（图 2）在储热过程中，部分低温熔盐被燃煤发电机组生产的电能加热至 580 °C 后与太阳能光热塔加热熔盐混合注入高温熔盐储罐，冷再/中排抽汽先驱动小汽轮机后注入供暖热网，冷却后汇入除氧器。

2.2 耦合子系统参数

以甘肃省敦煌市 2022 年冬至日确定辐射强度及日照时长，设定 150 MW 塔式太阳能集热系统相关参数见表 4。对耦合子系统做如下假设：

- 1) 假设系统为稳态系统，忽略系统换热过程中的不可逆损失；
- 2) 忽略系统对环境的散热损失；忽略管道中的压力损失与热量损失；
- 3) 忽略组件与管道中的动能变化和势能变化。

表 4 塔式光热集热系统参数
Tab.4 Parameters of tower CSP system

项目	数值
经度/°E	97.12
纬度/°N	40.35
年均温度/°C	6.90
年均风速/(m·s ⁻¹)	4.20
清洁度	0.97
反射率	0.95
集热塔高/m	220
容量/MW	150

对于 S-CO₂ 子系统，采取典型的再压缩布雷顿循环结构，平衡了回热器两侧比热容的差异解决了换热器“夹点”问题，降低了预冷器带走的热量而提高了系统效率，同时其设备数量较少^[25]。现阶段尚无 300 MW 再压缩布雷顿循环结构 S-CO₂ 系统，本文以 150 MW S-CO₂ 系统设计值建模，依照容量大小按比例放大，以保障模型准确性。系统边界条件设定分流比为 0.32，主压缩机进口压力 7.8 kPa，换热器及回热器换热效率均为 0.88，高温熔盐管道温降 5 °C。该子系统以发电功率为控制条件，反馈调节换热量与 CO₂ 质量流量。为验证 300 MW S-CO₂ 系统准确性，对 50% 额定工况进行模拟，并与设计值比对见表 5。由表 5 可见，除主压缩机功耗外，模拟误差均在±1% 以内，具有较高可信度。

熔盐储热系统中，采用氯化盐作为储热材料，并根据表 6 的基本参数设计了储热系统。同时，根据表 7^[27]所示的氯化盐物性参数进行了相应考虑。

表 5 S-CO₂ 模型验证
Tab.5 The S-CO₂ model validation

主要参数	设计值	计算值	误差/%
透平做功/MW	208.00	206.26	0.83
主压缩机耗功/MW	31.50	30.82	2.15
再压缩机耗功/MW	23.40	23.24	0.68
高温回热器换热量/MW	300.00	300.45	0.15
低温回热器换热量/MW	223.00	222.79	0.09
循环效率/%	46.05	45.89	0.34

表 6 双罐熔盐基本参数
Tab.6 Basic parameters of the double-tank molten salt

项目	高温储罐	低温储罐
储罐材料	304 钢	304 钢
储罐压力/MPa	1.0	0.5
储罐温度/°C	580	360
工质质量/t	38 000	38 000
储罐体积/m ³	25 000	25 000

表 7 氯化盐物性参数
Tab.7 Physical property parameters of chloride salts

项目	数值
组成成分质量分数 (KCl/NaCl/ZnCl ₂) /%	23.9/7.5/68.6
熔化温度/°C	204
稳定极限温度/°C	650
密度 (700 °C) / (g·cm ⁻³)	2.0
比热容 (300~600 °C) / (kJ·(kg·K) ⁻¹)	0.8
材料价格/(美元·kg ⁻¹)	0.8~1.0

2.3 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、节煤量作为系统热性能评价指标^[12,26]，从系统相同储热负荷出发，验证在 100%THA 工况及 50%THA 工况下系统各性能指标及变化范围，进而在系统相同供电负荷时，评估各方案优劣。各性能指标的表达式如下。

燃煤机组抽汽储热过程系统热效率 η_A 为：

$$\eta_A = \frac{\int_{t_1}^{t_2} (P_{w,t} + Q_{c,t} + Q_{w,t}) dt}{\int_{t_1}^{t_2} \left(\frac{Q_{01,t}}{\eta_{b,t}} \right) dt} \times 100\% \quad (1)$$

燃煤机组抽汽储热过程系统焓效率 η_B 为：

$$\eta_B = \frac{\int_{t_1}^{t_2} (P_{w,t} + E_{c,t} + E_{w,t}) dt}{\int_{t_1}^{t_2} \left(\frac{E_{01,t}}{\eta_{b,t}} \right) dt} \times 100\% \quad (2)$$

燃煤机组抽汽储热过程调峰容量 $\Delta P_{s,t}$ 和调峰深度 $\psi_{s,t}$ 为：

$$\Delta P_{s,t} = P_0 - P_{s,t} \quad (3)$$

$$\psi_{s,t} = \frac{\Delta P_{s,t}}{P_e} \times 100\% \quad (4)$$

S-CO₂ 发电系统热效率 η_{scO_2} 为:

$$\eta_{\text{scO}_2} = \frac{W_{\text{scO}_2}}{Q_{\text{rec,out}}} = \frac{W_{\text{T}} + W_{\text{mc}} + W_{\text{rc}}}{m_{\text{c}}(h_1 - h_0)} \quad (5)$$

S-CO₂ 发电系统焓效率 $\eta_{\text{scO}_2,e}$ 为:

$$\eta_{\text{scO}_2,e} = \frac{W_{\text{scO}_2}}{E_{\text{xc,r}}} = \frac{W_{\text{T}} + W_{\text{mc}} + W_{\text{rc}}}{m_{\text{c}}[(h_1 - h_0) - T_0(S_1 - S_0)]} \quad (6)$$

S-CO₂ 发电系统调峰容量 $\Delta P_{\text{b},t}$ 和调峰深度 $\psi_{\text{b},t}$ 为:

$$\Delta P_{\text{b},t} = P_0 - P_{\text{b},t} \quad (7)$$

$$\psi_{\text{b},t} = \frac{\Delta P_{\text{b},t}}{P_{\text{e}}} \times 100\% \quad (8)$$

塔式太阳能光热发电系统热效率 $\eta_{\text{spt},t}$ 为:

$$\eta_{\text{spt},t} = \eta_{\text{scO}_2} \times \eta_{\text{hcs},t} \quad (9)$$

$$\text{LHV} = \frac{1.044 + 0.016 \frac{Q(\text{H})}{Q(\text{C})} - 0.349 \frac{Q(\text{O})}{Q(\text{C})} (1 + 0.053 \frac{Q(\text{H})}{Q(\text{C})})}{1 - 0.412 \frac{Q(\text{O})}{Q(\text{C})}} \quad (15)$$

式中: $P_{\text{w},t}$ 为时刻 t 冬季供暖工况燃煤发电机组抽汽储热过程输出电功率, MW; t_1 、 t_2 分别为冬季日抽汽储热起、止时刻, h; $Q_{\text{c},t}$ 、 $Q_{\text{w},t}$ 分别为冬季供暖工况时刻 t 的储热负荷、供暖负荷, MW; $Q_{01,t}$ 为冬季抽汽储热工况时刻 t 锅炉输出热负荷, MW; $\eta_{\text{b},t}$ 为时刻 t 锅炉效率; $E_{\text{c},t}$ 、 $E_{\text{w},t}$ 分别为冬季供暖工况时刻 t 的储热负荷热能焓、供暖负荷热能焓, MW; P_0 为中间负荷工况下机组输出功率, MW; P_{e} 为额定工况下机组输出功率, MW; P_{s} 为 S-CO₂ 子系统输出功率, MW; $\Delta P_{\text{s},t}$ 为时刻 t 抽汽储热过程中燃煤机组的调峰容量变化, MW; $\psi_{\text{s},t}$ 为时刻 t 抽汽储热过程中燃煤机组的调峰深度, MW; W_{T} 为透平功率, MW; W_{mc} 为主压缩机耗功, MW; W_{rc} 为再压缩机耗功, MW; W_{scO_2} 为 S-CO₂ 子系统输出功率, MW; $Q_{\text{rec,out}}$ 为集热器输出能量, MW; $E_{\text{xc,r}}$ 为太阳辐射焓, kJ/kg; m_{c} 为工质流量, kg/s; h_1 为进口焓值, kJ/kg; h_0 为出口焓值, kJ/kg; T_0 为环境温度, 取 293.15 K; S_1 、 S_0 分别为进口、出口熵值, kJ/(kg·K); $\Delta P_{\text{b},t}$ 、 $\psi_{\text{b},t}$ 分别为 S-CO₂ 发电子系统调峰容量和调峰深度, MW; $P_{\text{b},t}$ 为调峰负荷工况下机组输出功率, MW; $\eta_{\text{hcs},t}$ 为塔式太阳能光热转换效率; E_{xO} 为到达定日镜场的太阳辐射焓, kJ/kg; Q_{L} 为煤低位发热量, kJ/kg; η_{cp} 为燃料利用系数; B_1 、 B_2 分别为燃煤电厂煤耗和一体化发电系统煤耗, t/h。

塔式太阳能光热发电系统焓效率 $\eta_{\text{spt},e}$ 为:

$$\eta_{\text{spt},e} = \frac{W_{\text{T}} - W_{\text{mc}} - W_{\text{rc}}}{E_{\text{xO}}} \quad (10)$$

整系统调峰容量 $\Delta P_{\text{t,w}}$ 及调峰深度 $\psi_{\text{t,m}}$ 为:

$$\Delta P_{\text{t,w}} = \Delta P_{\text{w},t} + \Delta P_{\text{b},t} \quad (11)$$

$$\psi_{\text{t,m}} = \psi_{\text{w},t} + \psi_{\text{b},t} \quad (12)$$

燃煤机组煤耗^[28]为:

$$B_1 = \frac{3600P_{\text{e}} + Q_{\text{w},t}}{Q_{\text{L}}\eta_{\text{cp}}} \quad (13)$$

一体化发电系统综合煤耗^[29]为:

$$B_2 = \frac{3600(P_{\text{e}} + P_{\text{s}}) + Q_{\text{w},t}}{Q_{\text{L}}\eta_{\text{cp}}} \quad (14)$$

煤粉的化学焓为:

太阳能循环和蒸汽朗肯循环看作 2 个独立的循环, 将太阳能循环驱动 S-CO₂ 子系统的收益归到燃煤循环, 定义联合系统煤耗^[29]。本文计算采用某电厂煤质分析数据, 具体参数见表 8。

表 8 某电厂煤质元素分析数据
Tab.8 Coal quality analysis for a power plant

w(C)/%	w(H)/%	w(O)/%	w(N)/%	w(S)/%	LHV/(MJ·kg ⁻¹)
77.90	6.60	13.50	1.17	0.21	25.75

3 性能分析

3.1 相同储热负荷性能分析

燃煤机组采用先抽汽储热再供暖方案, 既能满足供暖负荷需求, 又保留了负荷调节能力。即显热储能, 潜热供暖, 电加热二次储热调峰, 高压驱动小汽轮机辅助 S-CO₂ 子系统释能, 6 种方案都采用相同的储热负荷, 以甘肃某县 2022 年供热负荷 260 MW 为例, S-CO₂ 子系统日均输出负荷假设为 150 MW, 联合运行方案供暖季抽汽量由热负荷确定。图 3 给出了燃煤机组 100%THA 工况及 50%THA 工况下, 不同联合运行方案和不同转移负荷条件时, 燃煤发电机组的发电功率和调峰深度。为避免再热器超温及汽轮机轴向推力与末级叶片的应力变化, 设定主蒸汽抽汽及再热蒸汽抽汽流量限制在 30% 以内。在燃煤机组 100%THA 定压运行

工况及 50%THA 滑压运行工况下,所有联合运行方案发电功率均低于额定功率,在抽汽调峰和电加热调峰共同作用下,方案基本满足向下调峰 30%,输出功率分别小于 469、134 MW。由图 3 可知,在同一储热方案下,发电功率随储热负荷的增大而减小,调峰深度随着储热负荷的增大而增大。

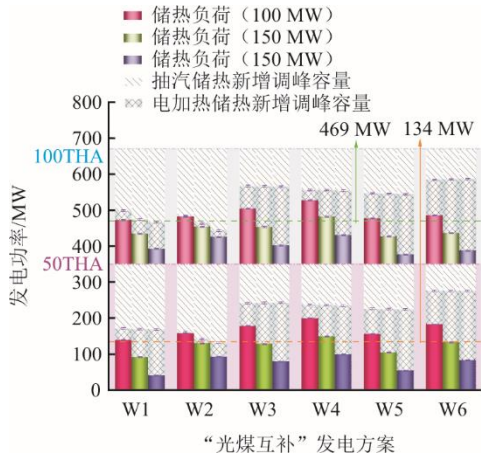


图 3 燃煤发电机组 100%THA 工况/50%THA 工况联合调峰容量

Fig.3 Peak shaving capacity of coal-fired generating units under 100%THA/50%THA combined operation condition

冬季调峰方案中,以抽汽调峰为辅,电加热调峰为主。方案 W1、W2 采用主蒸汽抽汽,燃煤机组发电功率大幅下降,方案 W2 采用小汽轮机协助 S-CO₂ 子系统释能,相较于方案 W1 在相同储热负荷工况下,抽汽量增加较少,燃煤发电机组发电功率略微下降,且显著减少释热熔盐用量,所需抽汽加热的熔盐量减少,电加热负荷同步减少。

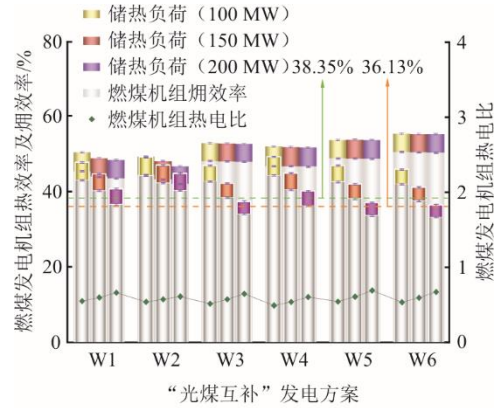
方案 W3、W4 采用热再抽汽,由于抽汽压力降低,对熔盐的加热能力有所减弱,储热对电加热负荷具有更大的依赖;方案 W4 采用辅助小汽轮机协助 S-CO₂ 子系统释放能量,在相同储热负荷工况下与方案 W3 相比略微增加了抽汽量,导致燃煤发电机组发电功率稍微下降,并减少释能熔盐消耗量,因此方案 W4 所需的电加热负荷较少。

方案 W5、W6 分别采用高压缸排汽、中压缸排汽抽汽先驱动辅助小汽轮机后供暖,仅采用电加热方式进行储热,高压缸排汽压越大,辅助小汽轮机做功能力更强,释热熔盐用量更小。就储热方式而言,方案 W1、W2、W3、W4 属于抽汽储热+电加热储热联合储热方式,方案 W5、W6 属于电加热器储热调峰。

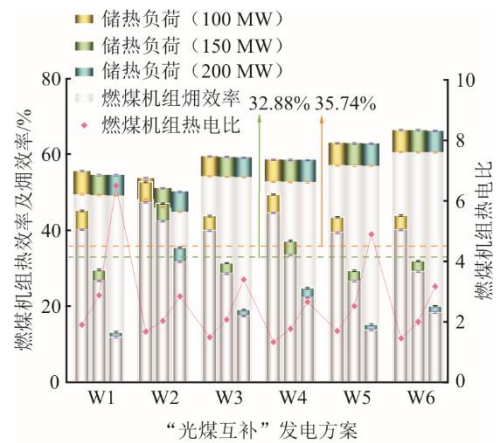
在燃煤机组 100%THA 工况(定压运行工况)下,各方案调峰深度由大到小依次为 W5>W6>W1>

W3>W2>W4; 在燃煤机组 50%THA 工况(滑压运行工况)下,各方案调峰深度由大到小依次为 W1>W5>W3>W2>W4>W6。

图 4—图 6 为燃煤发电机组 100%THA 工况、50%THA 工况各联合运行方案性能对比。



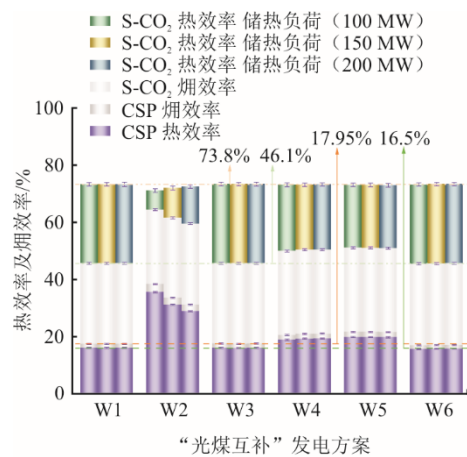
a) 100%THA 工况



b) 50%THA 工况

图 4 燃煤发电机组 100%THA 工况/50%THA 工况联合运行热效率及焓效率对比

Fig.4 Comparison of thermal efficiency and exergy efficiency of coal-fired units under 100% THA and 50% THA combined operation condition



a) 100%THA 工况

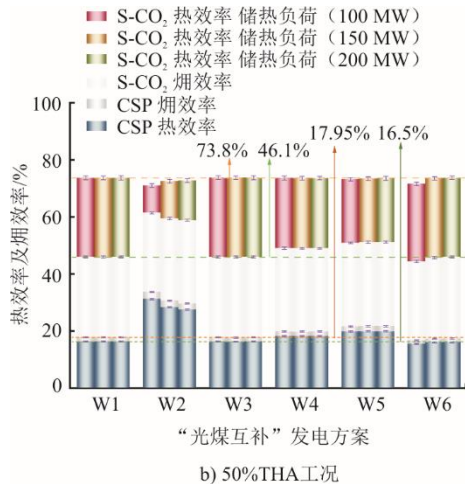


图5 燃煤发电机组 100%THA 工况/50%THA 工况 S-CO₂ 系统及 CSP 系统热效率及焓效率对比

Fig.5 Comparison of thermal efficiency and exergy efficiency of S-CO₂ system and CSP system under 100%/50% THA combined operation condition

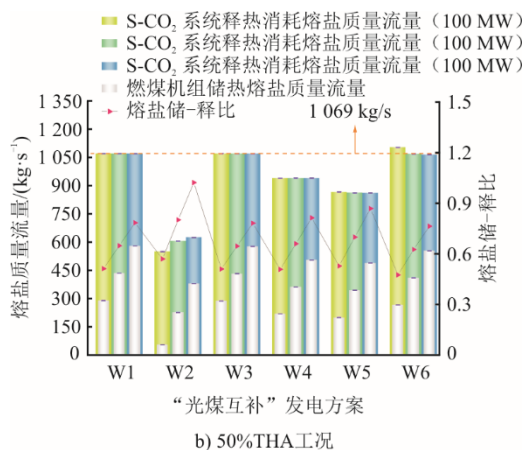
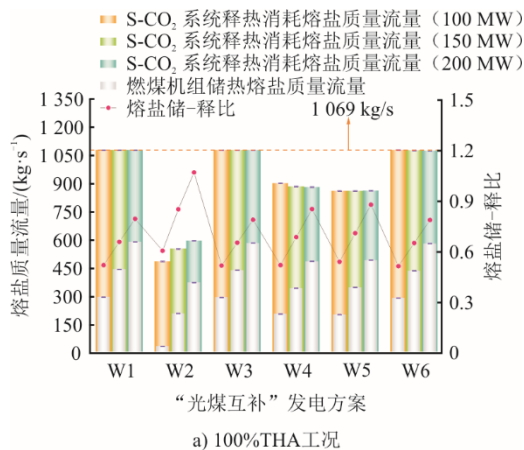


图6 燃煤发电机组 100%THA 工况/50%THA 工况 S-CO₂ 系统熔盐流量、储热熔盐质量流量及储热系统储-释比
Fig.6 Molten salt flow, mass flow rate of molten salt and storage-release ratio of heat storage system of S-CO₂ system under 100% THA/50% THA condition of coal-fired generator set

由图4可知：在 100%THA 工况下，该机组的

热效率及焓效率为 38.35%、36.13%；而在 50%THA 工况下，其热效率、焓效率为 35.74%、32.88%。

在 100%THA 工况下，各方案燃煤机组热效率、焓效率由大到小为 W2>W1>W5>W4>W3>W6，抽汽参数越低效率越高；当电加热使用煤电时，各方案热效率由大到小为 W2>W1>W4>W3>W5>W6，自消纳功率越少效率越高；热电比也随自消纳负荷及抽汽量的增加而增加。50%THA 工况下，各方案热效率、焓效率由大到小为 W6>W5>W3>W4>W1>W2，抽汽参数越低效率越高；电加热使用煤电时，各方案热效率由大到小为 W2>W4>W3>W6>W5>W1，电加热器消耗燃煤机组功率越少效率越高（表 9）。

由图 5 可知：方案 W1、W3 无小汽轮机，所以 S-CO₂ 系统的热效率与焓效率与机组独立运行时的效率一致，分别为 46.10%、73.80%；方案 W2、W4、W5、W6 都采用小汽轮机提供部分压缩机耗功协助 S-CO₂ 系统释能，所以 S-CO₂ 系统的热效率在一定程度上提高，但在同一方案中随着抽汽量的增大抽汽点与汇入点之间的压差逐渐减小，热效率降低，焓效率增大；在方案 W6 中受限于供热压力，抽汽点与汇入点之间压差较小，辅助小汽轮机做功能力极低。

太阳能光电转换效率主要受太阳能辐照强度及布雷顿循环发电效率共同作用。方案 W1、W3 无辅助小汽轮机，所以光电转换的热效率与焓效率与机组独立运行时的效率一致，分别为 16.50%、17.95%。在方案 W2、W4、W5、W6 中，由于辅助小汽轮机的介入，光电转换的热效率与焓效率随着辅助小汽轮机输入功率的增加而提高，而在同一方案中，由于 S-CO₂ 系统的热效率逐渐降低，进而光电转化效率同步降低。各方案 S-CO₂ 系统的热效率由大到小为 W2>W4>W5>W6≈W3≈W1，焓效率由大到小为 W3≈W1≈W5≈W6>W4>W2，受限于供热负荷的限制，100%THA 工况与 50%THA 工况趋于一致（表 9）。

由图 6 可知，不同联合运行方案和不同转移负荷情况下，不同抽汽方案在供给相同热负荷时，由于抽汽温度及压力不同导致抽汽流量不同，驱动辅助小汽轮机做功能力也不同。方案 W1、W3 中无小汽机驱动 S-CO₂ 系统所消耗的熔盐流量为 1 069 kg/s，方案 W2、W4、W5、W6 中均有小汽轮机协助布雷顿循环发电系统做功，消耗的熔盐

量大幅下降，提升了释能时长。各方案驱动 S-CO₂ 系统所需熔盐质量流量由大到小为 W1=W3≈W6>W4>W5>W2，其中方案 W6 中，受限於供热抽汽的最小压力限制，驱动辅助小汽轮机抽汽的压力差较小，辅助能力差，所以方案 W6 中驱动布雷顿循环发电系统所需熔盐流量几乎与方案 W1、W3

相同。全部方案中燃煤机组转移负荷加热熔盐量随抽汽量的增加而增加。方案 W2 具有最大的储释比，原因在于方案 W2 中小汽轮机辅助 S-CO₂ 系统做功能力最强，释能时所需的熔盐流量最少，储热时所能加热熔盐的流量最多，所以在储热功率及时间相同的情况下，方案 W2 将具有最长的释能时长(表 9)。

表 9 燃煤机组 100%THA 及 50%THA 工况下关键参数对比
Tab.9 Comparison of key parameters under 100%THA and 50% THA loads of coal-fired units

项目	100%THA 工况	50%THA 工况
机组抽汽调峰深度 (图 3)	W2>W1>W5>W4>W3>W6	W2>W1>W5>W4>W3>W6
机组抽汽+电加热综合调峰深度 (图 4)	W5>W6>W1>W3>W2>W4	W1>W5>W3>W2>W4>W6
机组抽汽调峰热效率/焓效率 (图 4)	W6>W5>W3>W4>W1>W2	W6>W5>W3>W4>W1>W2
机组抽汽+电加热综合调峰热/焓效率 (图 5)	W2>W1>W4>W3>W5>W6	W2>W4>W3>W6>W5>W1
S-CO ₂ 系统热效率 (图 5)	W2>W4>W5>W6≈W3≈W1	W2>W4>W5>W6≈W3≈W1
S-CO ₂ 系统焓效率 (图 6)	W3≈W1≈W5≈W6>W4>W2	W3≈W1≈W5≈W6>W4>W2
S-CO ₂ 系统消耗高温熔盐质量流量 (图 6)	W1=W3≈W6>W4>W5>W2	W1=W3≈W6>W4>W5>W2

图 7 为燃煤发电机组联合运行方案调峰深度的对比。由图 7 可知，以 50%THA 滑压运行工况为向下调峰基准，各方案燃煤机组调峰深度由大到小依次为 W1>W5>W3>W6>W2>W4，各方案 S-CO₂ 系统(含小汽轮机)调峰深度由大到小依次为 W1=W3>W6>W5>W4>W2，“光火储”系统综合调峰深度由大到小依次为 W1>W5>W3>W6>W4>W2。所有方案均满足向下调峰至 20% 负荷的目标，其中方案 W1 具有最大调峰深度，可达 92.71%，最大调峰容量达到 899.18 MW。

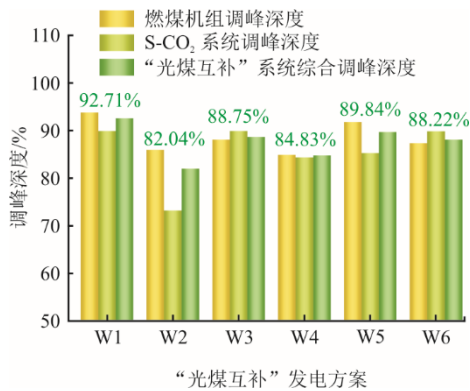


图 7 “光火储”发电系统调峰深度
Fig.7 Peak shaving depth of the “light-coal complementary” power generation system

3.2 相同发电负荷性能分析

为贴合工程实际，以中国西北内陆 1 000 MW 调峰火电冬至日日均输出功率 554 MW 为例，“光火储”发电系统按照火电日均净功率 404 MW (电加热自消纳电力)、S-CO₂ 子系统日均功率 150 MW

分配，供热负荷均保持 260 MW 恒定，比较各方案的优劣。

相同发电负荷时燃煤机组热、焓效率及自消纳电功率如图 8 所示。由图 8 可知，在抽汽供热后，机组热效率及焓效率均高于 1 000 MW 机组 55.4% 负荷工况。不同方案热效率排序为 W6>W3>W4>W1>W5>W2，焓效率排序为 W6>W5>W3>W4>W1>W2，当电加热时，各方案自消纳功率排序为 W6=W5>W3>W4>W1>W2。主要原因为热电联产大幅提升了机组热效率与焓效率，低品位蒸汽供热对于燃煤机组而言具有更优的热效率与焓效率，但抽汽储热能力的不足使得电加热器消纳火电功率上升，火力发电机组出力消耗严重。

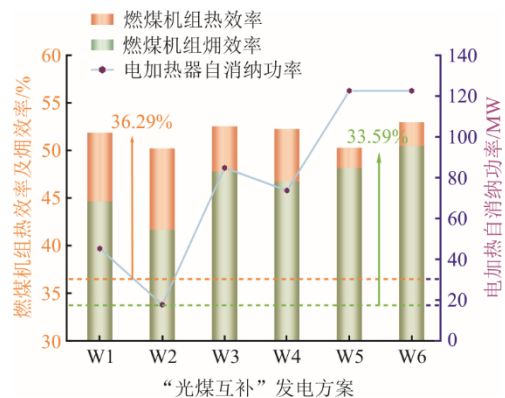


图 8 相同发电负荷时燃煤机组热、焓效率及自消纳电功率
Fig.8 Thermal efficiency, exergy efficiency and self-consumption power of coal-fired units at the same power generation load

相同发电负荷时 S-CO₂ 系统光电转化热效率及

烟效率如图 9 所示。由图 9 可知,在相同发电负荷下,各方案 S-CO₂ 系统效率依次为 W2>W4>W5>W6>W1=W3, S-CO₂ 发电系统烟效率依次为 W6>W1=W3>W5>W4>W2, CSP 系统的热效率及烟效率由大到小为 W2>W4>W5>W6>W1=W3。当辅助小汽轮机介入后, S-CO₂ 发电系统热效率均得到一定程度的提升然而烟效率却有所下降,光电转换热效率及烟效率的变化与 S-CO₂ 发电系统热效率基本保持同步增长。这主要是因为,小汽轮机辅助 S-CO₂ 系统工作,抵消了大部分压缩机耗功,一定程度上提升了 S-CO₂ 系统热效率;然而由于抽汽节点、抽起量的不同,小汽轮机做功能力差异较大,特别是高参数蒸汽驱动小汽轮机做功具有较大的烟损失,且外部功率的输入会使 S-CO₂ 发电系统偏离最佳分流比,从而使得 S-CO₂ 发电系统烟效率下降。

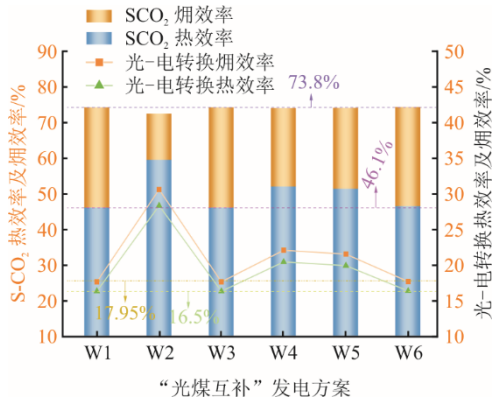


图 9 相同发电负荷时 S-CO₂ 系统光电转化热效率及烟效率
Fig.9 The photoelectric conversion thermal efficiency and exergy efficiency of S-CO₂ system at the same power generation load

图 10 给出了不同方案在相同发电负荷下,冬至日日均释能熔盐质量流量、火电机组储能熔盐质量流量、综合度电煤耗、小汽轮机功率及相较于 1 000 MW 火电机组日节煤量。由图 10 可知:释能熔盐质量流量由大到小为 W1=W3>W6>W5>W4>W2, 随小汽轮机辅助功率的增大而减小,火电机组储能熔盐质量流量基本相当,在 346 kg/s 左右;综合度电煤耗由大到小依次为 W2=W1>W4>W3>W5>W6, 其与太阳能渗透率存在一定的正相关性,火电抽汽利用率越高, S-CO₂ 发电系统释能效率越高,则综合度电煤耗越低。其中,方案 W6 综合度电煤耗最低,为 178.15 t。与 1 000 MW 纯凝火电机组 55.4%THA 无供暖工况比较,在相同供电负荷下冬至日节煤量由大到小为 W6>W3>W4>W1>W2>W5, 方案 W6 最大日均可节约标煤 182 t, 方案 W2

及 W5 日节煤量为负数,即需消耗更多的煤炭。

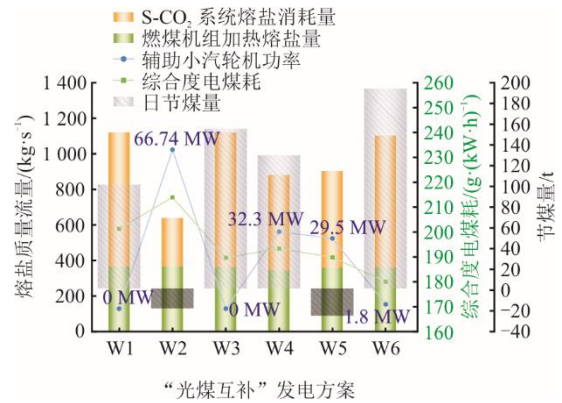


图 10 “光火储”发电方案综合指标分析
Fig.10 Comprehensive index analysis of “light-coal complementation” power generation scheme

4 结 论

为建设大容量灵活性调节电源,本文将塔式太阳能光热与燃煤机组间耦合熔盐储热系统共同储热,并通过 S-CO₂ 系统释能。提出了 6 种“光火储”一体化发电系统调峰方案,并通过模拟计算对比分析各方案的调峰能力及热力学性能,研究结论如下。

1) “光火储”一体化发电系统在 100%THA 工况及 50%THA 工况下调峰容量、热效率、烟效率趋同,机组负荷对的耦合调峰系统热效率影响不大。采用“抽汽+电加热”协同调峰策略,进一步提高了火力发电机组的调峰能力。在所有方案中,均可在燃煤机组 50THA%工况下实现 80%的向下调峰能力,其中方案 W1 主蒸汽抽汽最大调峰深度可达 92.71%。

2) 采用“小汽轮机”辅助 S-CO₂ 系统释能后采暖,不仅避免了抽汽动能损失提升了 S-CO₂ 系统的热效率,还兼顾了机组供热能力。其中方案 W2 的释能过程具备最高达 63.70%的热-电转换效率,方案 W6 供热效果最好,热效率最高可达 62.8%。

3) 方案 W6 综合度电煤耗最低,可达 178.15 g/(kW·h),相较于同负荷百万千瓦燃煤火电日节约标准煤量可达 182 t 以上;方案 W2 中 S-CO₂ 系统释能消耗高温熔盐量最少,消耗高温熔盐质量流量为 613 kg/s,因此具有最大的释热时长。

[参考文献]

- [1] 国家统计局. 中华人民共和国 2022 年国民经济和社会发展统计公报[N]. 中国信息报, 2023-03-01(001). National Bureau of Statistics. Statistical bulletin on national economic and social development of the People's Republic of China in 2022[N]. China

- Information News, 2023-03-01(001).
- [2] 国家能源局. 2022年可再生能源发展情况[EB/OL]. (2023-02-24)[2023-06-11]. https://www.gov.cn/xinwen/202302/14/content_5741481.htm. National Energy Administration. Renewable energy development in 2022[EB/OL]. (2023-02-24) [2023-06-11]. https://www.gov.cn/xinwen/202302/14/content_5741481.htm.
- [3] 舒印彪, 张智刚, 郭剑波, 等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 1-9. SHU Yinbiao, ZHANG Zhigang, GUO Jianbo, et al. Research on key factors analysis and solutions for new energy consumption[J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2017, 37(1): 1-9.
- [4] 刘吉臻, 李云鹤, 宋子秋, 等. 灵活智能燃煤发电技术及评价体系[J]. 动力工程学报, 2022, 42(11): 993-1004. LIU Jizhen, LI Yunzhi, SONG Ziqiu, et al. Flexible and intelligent coal-fired power generation technology and evaluation system[J]. Journal of Power Engineering, 2022, 42(11): 993-1004.
- [5] KUBIK M, COKER P, BARLOW J. Increasing thermal plant flexibility in a high renewables power system[J]. Applied Energy, 2015, 154: 102-111.
- [6] 舒印彪, 赵勇, 赵良, 等. “双碳”目标下我国能源电力低碳转型路径[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1663-1671. SHU Yinbiao, ZHAO Yong, ZHAO Liang, et al. The low-carbon transformation path of energy and power in China under the “dual carbon” goal[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1663-1671.
- [7] 郭苏, 何意, 阿依努尔·库尔班, 等. 基于多储能技术经济性比较的可再生能源发电系统多目标容量优化[J]. 太阳能学报, 2022, 43(10): 424-431. GUO Su, HE Yi, AYINUR Kurban, et al. Multi objective capacity optimization of renewable energy generation systems based on economic comparison of multiple energy storage technologies[J]. Journal of Solar Energy, 2022, 43(10): 424-431.
- [8] YANG L Z, WALVEKAR R, WONG P W, et al. Advances in phase change materials, heat transfer enhancement techniques, and their applications in thermal energy storage: a comprehensive review[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 87: 111329.
- [9] MUHAMMAD H A, TAUSEEF-UR R, MÜSLÜM A, et al. Advances in thermal energy storage: fundamentals and applications[J]. Progress in Energy and Combustion Science, 2024, 100: 101109.
- [10] WANG Y, MA Y, LU Y, et al. Phase diagram thermodynamic calculation of $\text{KNO}_3\text{-NaNO}_2\text{-KNO}_2$ ternary system molten salt and its thermophysical properties investigation for thermal energy storage[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 96: 112422-112422.
- [11] 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(增刊1): 136-148. MA Tingshan, WANG Yan, LYU Kai, et al. Research progress on flexibility transformation technology of coupled energy storage for thermal power units under the “dual carbon” goal[J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2022, 42(Suppl.1): 136-148.
- [12] MA T S, LI Z K, LV K, 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.
- [13] STARKE R A, CARDEMIL M J, BONINI R V, et al. Assessing the performance of novel molten salt mixtures on CSP applications[J]. Applied Energy, 2024, 359: 122689.
- [14] NITSCH F, WETZEL M, GILS C H, et al. The future role of Carnot batteries in Central Europe: combining energy system and market perspective[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 85: 110959.
- [15] ZHANG K Z, LIU M, ZHAO Y L, et al. Design and performance evaluation of a new thermal energy storage system integrated within a coal-fired power plant[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 50: 104335.
- [16] 庞力平, 李瑞华, 孙诗梦, 等. 塔式太阳能辅助1 000 MW燃煤发电机组锅炉的热力性能分析[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(5): 1417-1425. PANG Liping, LI Ruihua, SUN Shimeng, et al. Thermal performance analysis of tower solar assisted 1 000 MW coal fired power generation unit boiler[J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2017, 37(5): 1417-1425.
- [17] 肖卓楠, 张荣, 刘英琦, 等. 太阳能辅助热电联产机组供热、发电及调峰性能分析[J]. 热力发电, 2024, 53(5): 67-74. XIAO Zhuonan, ZHANG Rong, LIU Yingqi, et al. Performance analysis of solar assisted cogeneration units for heating, power generation, and peak shaving[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(5): 67-74.
- [18] JIANG Y, DUAN L Q, TONG Y J, et al. Collaborative optimization of thermal and economic performances of a tower solar aided coal-fired power generation system[J]. Applied Thermal Engineering, 2022, 214: 118885.
- [19] LIANG Y Z, CHEN J S, YANG Z, et al. Economic-environmental evaluation and multi-objective optimization of supercritical CO_2 based-central tower concentrated solar power system with thermal storage[J]. Energy Conversion and Management, 2021, 238: 114140.
- [20] OSORIO D J, HOVSAPIAN R, ORDONEZ C J. Dynamic analysis of concentrated solar supercritical CO_2 -based power generation closed-loop cycle[J]. Applied Thermal Engineering, 2016, 93: 920-934.
- [21] 李斌, 王雨萌, 张庆来, 等. “光火储”一体化发电系统研究[J]. 热力发电, 2022, 51(2): 56-64. LI Bin, WANG Yumeng, ZHANG Qinglai, et al. Research on the integrated power generation system of “solar thermal storage”[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(2): 56-64.
- [22] 牟春华, 居文平, 王洋, 等. “双碳”目标下清洁高效灵活煤电技术现状及煤电前景展望[J]. 热力发电, 2023, 52(9): 1-10. MOU Chunhua, JU Wenping, WANG Yang, et al. The current status and prospects of clean, efficient, and flexible coal-fired power technologies under the “dual carbon” target[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(9): 1-10.
- [23] 张祝, 陈国庆, 周小明, 等. 670 MW燃煤机组耦合熔盐储能系统方案设计 & 性能分析[J]. 热力发电, 2024, 53(3): 89-98. ZHANG Zhu, CHEN Guoqing, ZHOU Xiaoming, et al. Design and performance analysis of coupled molten salt energy storage system for 670 MW coal fired unit[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(3): 89-98.
- [24] 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): 63-74.
- SONG Xiaohui, HAN Wei, WANG Xing, et al. Comparison and analysis of deep peak shaving schemes for thermal power units based on high-temperature molten salt thermal storage systems[J]. Thermal Power Engineering, 2023, 38(11): 63-74.
- [25] 齐少璞, 杨红义. 基于超临界二氧化碳布雷顿循环的钠冷快堆方案研究[J]. 核科学与工程, 2019, 39(4): 567-574.
- QI Shaopu, YANG Hongyi. Research on sodium cooled fast reactor scheme based on supercritical carbon dioxide Brayton cycle[J]. Nuclear Science and Engineering, 2019, 39(4): 567-574.
- [26] 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 for molten salt thermal storage assisted coal fired units[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(2): 111-118.
- [27] 张宇恒, 宋晓辉, 杨荣贵, 等. 基于再热蒸汽抽汽-熔盐储热的火电系统分析[J]. 动力工程学报, 2024, 44(3): 447-454.
- ZHANG Yuheng, SONG Xiaohui, YANG Ronggui, et al. Analysis of thermal power system based on reheat steam extraction molten salt thermal storage[J]. Journal of Power Engineering, 2024, 44(3): 447-454.
- [28] 周诗齐. 火电厂机组能耗特性分析及负荷优化分配[D]. 南京: 东南大学, 2018: 1.
- ZHOU Shiqi. Analysis of energy consumption characteristics and load optimization allocation of thermal power plant units[D]. Nanjing: Southeast University, 2018: 1.
- [29] ZARZA E, VALENZUELA L, LEÓN J, et al. Direct steam generation in parabolic troughs: Final results and conclusions of the DISS project[J]. Energy, 2004, 29(5/6): 635-644.

(责任编辑 邓玲惠)