DOI: 10.19666/j.rlfd.202605064

耦合熔盐储热系统热电联产机组典型方案热力学性能及经济性比较

董伟[1]，宋亚军[1]，司派友[1]，舒开祥[2]，徐钢[2]
（1. 国网冀北电力有限公司电力科学研究院(华北电力科学研究院有限责任公司)，北京 100045；
2.华北电力大学能源动力与机械工程学院，北京 102206；

［摘 要］【目的】本文旨在探究熔盐储能系统对工业供汽热电联产机组综合性能的影响与机理。【方法】综合调研多种耦合熔盐储热的热电联产机组方案，并在典型熔盐释热方案的基础上，提出进一步提高能效的改进方案：即熔盐释热过程加热给水、代替部分高压加热器，保持原抽汽供汽方式不变的同时利用熔盐回收抽汽过热度，同时储、释热。以某 350 MW 超临界抽汽供热热电联产机组为例，经 EBSILON Professional 软件精确建模，并结合实际市场估算，对两方案的顶峰容量、往返效率等热力学性能及经济性进行比较。【结果】结果表明：改进方案进一步提升了系统可利用热量，并协同优化熔盐释热过程，增强了熔盐释热效果。在顶峰工况下，改进方案的顶峰容量达 39.7 MW，相较于典型方案提升近 11 MW；其往返效率与㶲效率达到 86.5%与 40.0%，相较于典型方案也有显著提升；在典型电力现货市场条件下，改进方案的年运行收益可达 2 094.9 万元，静态回收期 5.2 年，均明显优于典型方案。【结论】本文研究结果为实际热电联产机组改造中的高效、灵活运行提供了理论依据与案例支持。

［关 键 词］熔盐储热；热电联产机组；顶峰能力；能量分析；㶲分析

［引用本文格式］（本段作者勿动）作者姓名. 中文标题[J]. 热力发电，年，卷(期)：起始页码-终止页码. 作者姓名. 英文标题[J]. Thermal Power Generation，年，卷(期)：起始页码-终止页码.

Thermodynamic performance and economic comparison of a typical combined heat and power unit for coupled molten salt storage system

Dong Wei[1], Song Yajun[1], Si Paiyou[1], Shu Kaixiang[2], Xu Gang[2]
(1. State Grid Jibei Electric Power Co.,Ltd., Research Institute (North China Electric Power Research Institute Co., Ltd.), Beijing 100045, China;
2. School of Energy Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

Abstract: [Objective] To investigate the detailed impact and mechanisms of molten salt energy storage systems on the unit's overall performance of classical industrial steam-supply combined heat and power (CHP) units, this have studied optimizes and reconfigures existing molten salt heat release processes to further identify opportunities for improving system energy efficiency and operational economics. [Methods] This study comprehensively investigates various different CHP unit configurations that integrate molten salt thermal storage. Building upon typical molten salt heat release schemes, an improved design was proposed to further enhance energy efficiency: the molten salt was used to preheat boiler feedwater to 315 ℃ and replace some of the high-pressure heaters, reducing partial steam extraction from the high-pressure and medium-pressure cylinders, then returning to the unit to perform work to increase the power output of the unit while maintaining the original steam supply method. Additionally, waste heat of the extracted steam from steam generation was recovered to achieve higher thermal-to-mechanical conversion efficiency and improved overall unit performance. Taking a 350 MW supercritical extraction-heating

收 稿 日 期：2026-05-19 修 回 日 期：2026-06-22 接 受 日 期：2026-06-25 网络首发日期：XXXX-XX-XX
基 金 项 目：国家自然科学基金青年科学基金资助项目（52406019）；华北电力科学研究院科技项目（KJZ2025062）
Supported by：China Youth Science Fund Project of National Natural Science Foundation (52406019); Science and Technology Project of North China Electric Power Research Institute (KJZ2025062)
第一作者简介：董伟（1990），男，高级工程师，主要研究方向为火电-多类型储能耦合系统性能分析及协同控制，dwncepu@163.com。
通信作者简介：徐钢（1978），男，教授，主要研究方向为火力发电节能理论与技术、火电与熔盐储能系统集成等，xg2008@ncepu.edu.cn。

CHP unit from typical region as an example, this study combines the unit's heat balance diagram with precise modeling using EBSILON Professional modeling software to conduct comparative analyses of thermodynamic performance, including energy efficiency and flow rates. This revealed the mechanisms by which the improved scheme enhances the performance of the case unit compared to the original typical scheme; Based on actual spot electricity market conditions, a comparative analysis was conducted on peak-shaving capacity, thermal performance, and economic performance under typical daily conditions for both schemes. [Results] The results have indicated that the improved scheme could further enhance the system's available heat through the molten salt's simultaneous heat storage and the release mode, while synergistically optimizing the molten salt heat release process to enhance the coupled system's heat release efficiency and cycle thermal efficiency. Under peak load conditions, the improved scheme achieves a peak capacity of 39.7 MW, an increase of nearly 11 MW compared to the typical scheme; its equivalent round-trip efficiency and thermal efficiency reach 86.5% and 40.0%, respectively, representing significant improvements over the typical scheme; Under typical daily electricity spot market conditions, the improved scheme's annual operating revenue can reach 20.949 million yuan, with a static payback period of 5.2 years—both significantly outperforming the typical scheme. [Conclusion] The findings of this study provide theoretical justification and case-based support for the efficient and flexible operation of retrofitted combined heat and power (CHP) units.

Key words: molten salt thermal storage; combined heat and power unit; peak capacity; energy analysis; exergy analysis

随着我国“双碳”战略深入推进与能源结构绿色低碳转型持续提速，可再生能源装机规模与发电占比显著提升[1]，火电机组需承担的调峰能力也不断增加，需逐步向调峰辅助服务角色转型，通过提升运行灵活性，支撑高比例可再生能源消纳[错误!未找到引用源。][2]。热电联产机组因“热电耦合”导致调峰能力受限，难以满足更高比例可再生能源并网调峰需求。此背景下，储能技术凭借灵活充放电特性，逐渐成为提升火电机组调峰能力的重要辅助手段，广泛应用于火电机组调峰过程中，有效弥补传统调峰方式的局限性[3]。

储能技术中熔盐由于工作温度区间宽、稳定性佳、寿命长[4]等特点，在学术界广受关注。当前工业供汽热电联产机组耦合熔盐储热系统主要有电加热与抽汽加热熔盐两大技术路线，早期研究电加热居多、现有示范项目也多以电加热为主，如谢凯等[5]针对 660 MW 热电联产机组，研究电加热熔盐储热、熔盐加热给水供汽方案，最大调峰深度 7.56%，最大能量利用效率为 80.84%；张鹏等[6]以同功率机组、同耦合方案，得出耦合方案提升调频能力 1.5 倍的同时，全过程循环热效率达 92 %；此外，全国首台套煤电机组耦合熔盐储热示范工程——国信靖江 2×100 万千瓦机组扩建项目采用电加热熔盐储热、熔盐释热供汽及实现机组顶峰模式，实现调峰范围 75%额定负荷。

综上可见，热电联产机组耦合电加热熔盐结构简单、调峰深度大、调峰速率快，但由于电加热过程㶲损巨大，系统效率偏低，综合往返效率仅有45%左右；与之相比，抽汽加热熔盐储能系统虽结构复杂、调峰范围低于电加热熔盐，但如果设计合理，可以实现约 60%及以上的往返效率，兼具调峰性能和能量效率的协同提升，是未来研究重点。

针对工业供汽热电联产机组耦合抽汽加热熔盐系统，多位学者提出了多种耦合方案，从多方面进行分析比较。Tang 等人[7]针对某 350 MW 超临界热电联产机组，比较了单独抽取主蒸汽、再热蒸汽、四段抽汽过热度储热、以熔盐加热给水代替供汽释热方案效果，得出最优单一蒸汽热源为再热蒸汽，调峰范围最大扩大 8.3%，最大㶲效率 67.59%；祁艳超等[8]针对 315 MW 热电联产机组，比较了 3 种储热方式热力性能及经济性，得出储释热最大循环热效率 50.92%；丁天阳等[9]总结了热电联产机组项目的耦合熔盐储、释热方案，说明了熔盐用于机组灵活性改造的集成特性；Zhu 等人[10]针对 330 MW 热电联产机组，比较了同再热蒸汽储热、熔盐加热不同位置给水代替高压加热器方案下机组热力学及经济性性能，最大调峰范围扩展 14%，最大往返效率 76.5%；Zhang 等人[11]针对某 350 MW 亚临界热电联产机组，提出四种改进方案，得出抽取再热蒸汽具有更好的调峰能力和更高的能效，最大能效 73.6%。

可以看出：以上采用抽汽加热熔盐储能的机组往返效率达 60~77%，明显高于电加热储热系统。这其中，一种综合性能良好的典型热电联产机组耦合熔盐储能方案为：低负荷时，利用主蒸汽引射再热蒸汽，先加热熔盐储热、再供工业用汽，既保障供

汽压力、合理利用蒸汽过热度，又可使机组负荷降至 30%甚至更低；高负荷时，熔盐释热产汽，机组少抽或不抽汽，近似纯凝运行，从而大幅提高机组顶峰能力。

另一方面，随着相关研究深入，不难发现不同熔盐释热方案的热转功效率差异巨大，进而影响系统整体的往返效率与综合性能。例如，前文所述的典型供汽方案，使机组少抽或不抽汽，从而提高机组顶峰能力。这种释热方案虽然简单有效，但熔盐热的热转功效仅有 45%左右，致系统整体往返效率也仅有 63%左右，制约了机组能效提升与储能调峰潜力的充分发挥。因此，有必要对现有熔盐释热过程进行优化重构，进一步挖掘系统能效与运行经济性的提升空间。

有鉴于此，本文突破典型工程释热方案中的惯性思维，综合考虑熔盐工作温区特征，进一步优化释热过程，提出改进方案：基于“能量对口、梯级利用”原则，以熔盐释热替代高品质蒸汽、加热给水、提高给水温度，提高锅炉内工质平均吸热温度，进而提高熔盐释热过程效率；同时，利用熔盐储热，合理利用抽汽过热度，进一步提高耦合系统效率及释热时长；并在此基础上，开展两种释热方案的高精度建模，并进行能效、㶲流等对比分析，揭示改进方案对案例机组性能提升的机理；并基于电力现货市场条件，对比分析两种方案下的调峰能力、热力与经济性能等，从而为同类工业供汽的热电联产机组熔盐储热改造、提供理论支撑与案例参考。

1 供汽系统介绍

1.1 案例机组概况

案例机组为某 350 MW 超临界热电联产机组，汽轮发电机组为三缸四排汽、一次中间再热、冲动式、单抽、抽汽凝汽式汽轮机，供汽参数为 1.0 MPa、305 ℃、150 t/h。表 1 为该机组额定工况下的主要技术参数[12]。

表 1 额定工况下机组主要参数
Tab.1 Main parameters of the unit under rated operating conditions

项目	数值
主蒸汽流量/(t·h^{-1})	1027
主蒸汽压力/MPa	24.20
主蒸汽温度/℃	566.0
再热蒸汽压力/MPa	3.959
凝汽器背压/kPa	5.200
给水温度/℃	283.100
机组热耗率/(kJ·(kW·h)$^{-1}$)	7790.000
机组汽耗率/(kg·(kW·h)$^{-1}$)	2.934

机组原供汽方案如图 1 所示：

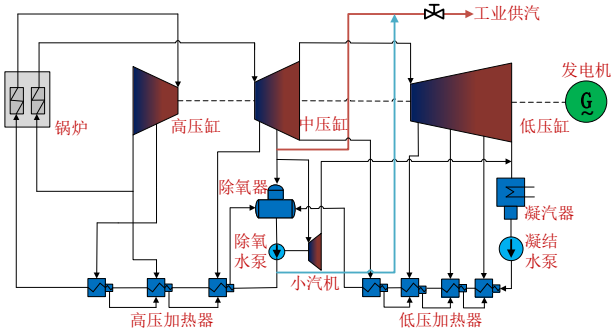


图 1 案例机组原供汽方案
Fig.1 Original steam supply scheme of the case unit

由图 1 可知：原机组供汽方案为四段抽汽直接供汽，由于四段抽汽蒸汽参数较高，在锅炉 100%负荷下，四段抽汽参数为 1.95 MPa、420 ℃，压力与温度都明显高于供汽所需，需要进行喷水减温与节流降压，㶲损巨大。不仅如此，在高负荷下，由于需大量抽汽，顶峰能力明显降低；在负荷降低时，抽汽压力随之快速降低，一般在 40~50%负荷时，抽汽压力可能低于工业供汽需求，因而使机组最低负荷受限。因此，原系统由于工业抽汽量较大，顶峰和深调能力均受限严重。

1.2 耦合熔盐储热辅助供汽系统

1.2.1 熔盐介质选择

鉴于工业供汽温度仅为 305 ℃，因此考虑采用工作温度区间更匹配的低温三元熔盐（Hitec 盐），其物性如表 2 所示[13]。

表 2 Hitec 盐物性参数
Tab.2 Hitec salt physical properties

项目	数值
组成成分	KNO_3(53%)+$NaNO_3$(7%)+$NaNO_2$(40%)
熔点/℃	141~145
比热/(kJ·(kg·K)$^{-1}$)	1.465
密度/(g·cm^{-3})	1.985
传热系数/(W·(m^2·K)$^{-1}$)	0.478
工作温度/℃	190~400

1.2.2 耦合熔盐储热系统储热过程

熔盐系统拟采用电负荷谷段储热、峰段释热的典型模式，两种方案谷段储热方案一致，如图 2 所示：抽取部分主蒸汽和再热蒸汽通过抽引器调压后工业供汽，由于抽汽过热度较高，因此在进入抽引器前，先通过熔盐储存过热度，低温熔盐经熔盐换热器由 220 ℃升温至 390 ℃、并进入高温罐内储存，完成储热过程。

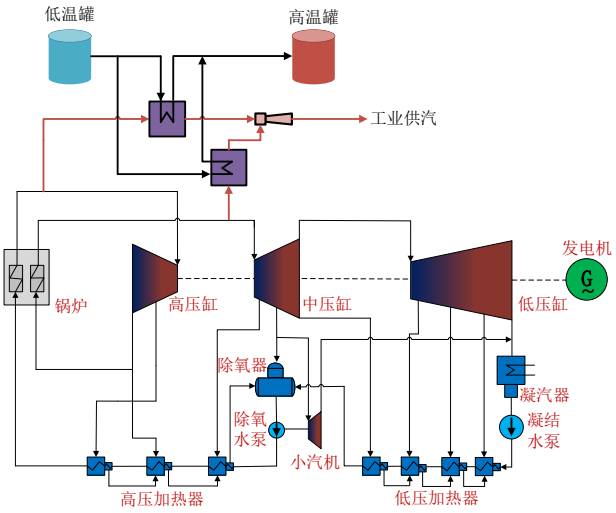


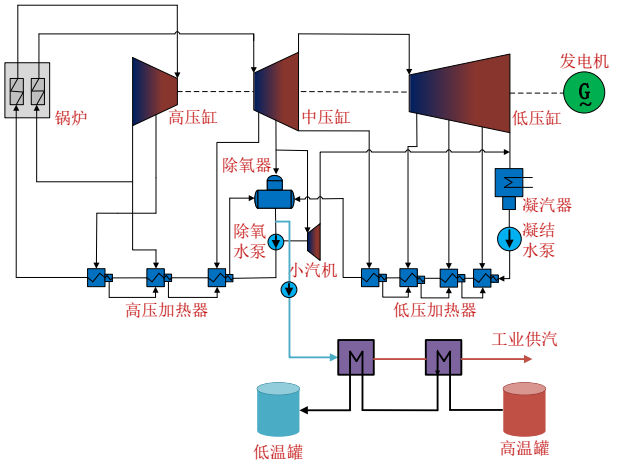
图 2 谷段储热过程图

Fig.2 Thermal storage process of the valley segment

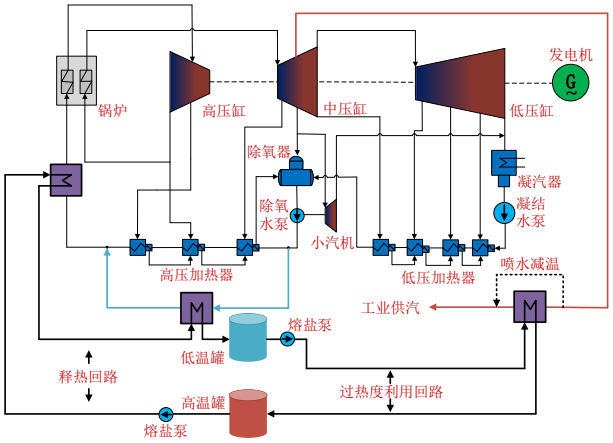
1.2.3 耦合熔盐储热系统释热过程

两种火电-熔盐方案的释热过程有较大区别，但均在顶峰工况下进行释热，此时，锅炉稳定为 100 %负荷。方案 a 如图 3a)所示，熔盐由 390 ℃释热至 220 ℃，加热除氧器出口给水，使其蒸发后直接供汽。此过程中给水吸收热量达到供汽需求温度，与原方案相比，由于熔盐释热直接承担供热负荷，机组少抽或不抽汽，近似纯凝运行，提升了顶峰能力。

方案 b 如图 3b)所示，在高负荷下，高温熔盐不直接释热产生工业供汽，而是先释放热量提升给水温度，使锅炉工质平均吸热温度上升，有效提升锅炉㶲效率；再代替部分高压加热器，减少高压抽汽，使更多蒸汽在汽轮机中做功、进一步提升机组效率。熔盐释热后的温度为 220 ℃，与方案 a 一致；而 150 t/h 的工业供汽仍由四段抽汽承担，高负荷下，四段抽汽温度高达 420 ℃，高温热约 9.8 MW，可利用熔盐进行储存、而不采用喷水减温，这一回路与前述释热回路相对独立，控制更加灵活。这一方面减少了喷水减温过程的巨大㶲损，另一方面增加了顶峰工况下熔盐的储热量；而熔盐释热又通过提高给水温度、替代高加抽汽等手段，提高了锅炉工质平均吸热温度、节约了高品质抽汽，进而实现熔盐热能的高效利用、提升机组效率。



a) 方案 a



b) 方案 b

图 3 方案系统示意

Fig.3 Schematic diagram of the system

2 分析方法及评价准则

2.1 热力学性能分析

2.1.1 能量分析方法及相关评价指标

热电联产机组的锅炉蒸发量为[14]：

$$Q_f = \frac{G_0(h_0 - h_1) + G_1(h_2 - h_3)}{3600\eta_b\eta_p} \tag{1}$$

式中：Q_f 为锅炉蒸发量，MW；G_0 和 G_1 分别为主蒸汽和再热蒸汽流量，t/h；h_0、h_1、h_2 和 h_3 分别为主蒸汽焓、给水焓、再热蒸汽焓及高压缸排汽焓，kJ/kg；η_b 和 η_p 分别为锅炉和管道效率，分别取 93%和 99%。

在耦合系统过程中，各子系统能量损失计算式为[15]：

$$Q_i = G_i(h_{1,i} - h_{2,i}) \tag{2}$$

式中：Q_i为各子系统能量损失，MW；G_i为流经各子系统工质质量流量，t/h；$h_{1,i}$为工质入口比焓，kJ/kg；$h_{2,i}$为工质出口比焓，kJ/kg。

各子系统的能量损失变化计算式为：

$$\Delta Q_i = Q_{1,i} - Q_{2,i} \tag{3}$$

式中：ΔQ_i为各子系统的能量损失变化量，MW；$Q_{1,i}$为耦合系统中各子系统的能量损失，MW；$Q_{2,i}$为原机组系统中各子系统的能量损失，MW。

2.1.2 *㶲分析方法及相关评价指标*

在耦合系统中，任意状态点比㶲计算式为[15]：

$$e_1 = h - h_0 - T_0(s - s_0) \tag{4}$$

式中：e_1为比㶲，kJ/kg；h为任意状态点比焓，kJ/kg；h_0为工质在环境状态下比焓，kJ/kg；s为任意状态点比熵，kJ/(kg·K)；s_0为工质在环境状态下的比熵，kJ/(kg·K)；T_0为环境温度，K。

释热过程蒸汽侧㶲收益[16]计算式为：

$$E_{qs} = \frac{\sum G_{si}\Delta e_{si}}{3.6} \tag{5}$$

式中：E_{qs}为释热过程蒸汽侧㶲收益，MW；G_{si}为释热过程中经过各换热器工质质量流量，t/h；Δe_{si}为释热过程中经过各换热器工质的比㶲，kJ/kg。

熔盐热能㶲计算式为[16]：

$$e_{ms} = \int_{T_i}^{T_2}(1 - \frac{T_0}{T})c_p dT \tag{6}$$

式中：e_{ms}为熔盐热能㶲，kJ/kg；T_1、T_2分别为低、高温熔盐的热力学温度，K；c_p为熔盐的定压比热容，kJ/(kg·K)。

释热过程㶲效率计算式为：

$$\eta_{es} = \frac{E_{qs} + e_{ms}}{E_{fs}} \tag{7}$$

式中：η_{es}为释热过程㶲效率，%，E_{fs}为燃料总输入㶲，MW。

2.1.3 *调峰能力及往返效率分析方法*

改造机组耦合熔盐储热系统后，机组调峰能力提升，深调容量计算公式为[17]：

$$\Delta P_g = P_{0,\min} - P_{ms,c} \tag{8}$$

$$\Delta P_f = P_{ms,d} - P_{0,\max} \tag{9}$$

其中，ΔP_g为储热过程机组深调容量，MW；$P_{0,min}$为原机组承担工业供汽时最小出力，MW；$P_{ms,c}$为改造机组储热过程机组最小出力，MW；ΔP_f为释热过程机组顶峰容量，MW；$P_{0,max}$为原机组承担工业供汽时最大出力，MW；$P_{ms,d}$为改造机组顶峰释热过程机组最大出力，MW。

储能系统往返效率[18]：

$$\eta_{eq} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} Q_c dt}{\int_{t_1}^{t_4} \Delta P_c dt} \cdot \frac{\int_{t_3}^{t_4} Q_s dt}{\int_{t_1}^{t_2} Q_c dt} \cdot \frac{\int_{t_3}^{t_4} \Delta P_s dt}{\int_{t_3}^{t_4} Q_s dt} = ECOP \cdot \eta_s \cdot \eta_{H-P} \tag{10}$$

$$\int_{t_1}^{t_2} Q_c dt = \int_{t_1}^{t_2} Q_{rc} dt \tag{11}$$

$$\int_{t_3}^{t_4} Q_s dt = \int_{t_3}^{t_4} Q_{rs} dt \tag{12}$$

式中：Q_c和Q_s别为储热负荷和释热负荷，MW；η_{eq}为储能系统往返效率，%，用于热电联产机组衡量储、释热全过程（包含优化及热量回收的全部热量）熔盐耦合系统能量转换效率，计算边界为 4.1 节机组安全运行边界；ΔP_c为储热过程同锅炉负荷下较原方案降低的功率，MW；ΔP_s为释热过程同锅炉负荷下较原方案上升的功率，MW；Q_g为供热负荷，MW；Q_{rc}和Q_{rs}为熔盐储、释热功率，MW。

$$E_{cop} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} Q_c dt}{\int_{t_1}^{t_4} \Delta P_c dt} \tag{13}$$

式中：E_{COP}为储热过程中的等效储热系数，用于衡量储热过程熔盐储能系统的储热效率，为储热过程熔盐储存热量与机组相对负荷下降之比；η_s为熔盐储能系统效率，取 98%；$\eta_{H\text{-}P}$为释热过程中熔盐释热过程的热转功效率，用于衡量释热过程熔盐储能系统的释热效率。

2.2 经济性分析

耦合熔盐储热系统新增设备成本计算如下[19]：

熔盐罐：

$$C_{\tan k} = \frac{aV_t^b \times S}{10000} \tag{14}$$

式中：C_{tank}为熔盐罐成本，万元；V_t为熔盐罐的体积，m^3；a、b为熔盐罐成本系数，a取 9295.8，b取 0.513；S为美元与人民币汇率，本文取 7。

熔盐泵：

$$C_{msp} = \frac{c \times \exp[d + e\ln(Q\sqrt{H}) + f(\ln(Q\sqrt{H}))^2] \times S}{10000} \tag{15}$$

式中：C_{msp}为熔盐泵成本，万元；Q为熔盐体积流量，m^3/s；H为熔盐泵的扬程，m；c、d、e、f为熔盐泵成本系数，分别取 2.7、9.5、0.62、0.09。

熔盐换热器：

$$A_{HX}=\frac{Q}{U\times\Delta T_m} \tag{16}$$

$$\frac{1}{U}=\frac{1}{h_1}+\frac{1}{h_2} \tag{17}$$

$$C_{HX}=\frac{(mA_{HX}^{n}+h)\times S}{10000} \tag{18}$$

式中：A_{HX}为换热器换热面积，m²；U为换热器换热系数，W/m²·K；ΔT_m为对数平均换热温差，K；h_1、h_2为对流换热系数，W/(m²·K)；C_{HX}为熔盐工质换热器成本，万元；m、n、h为熔盐换热器成本系数，分别取450、0.82、5 000。

3 系统建模与热力学性能

3.1 案例机组建模与验证

采用EBSILON Professional软件，搭建变工况计算模型。为验证模型的精确性，选取4种额定工况进行模拟[7]，对比机组设计及模拟参数，结果见表3。经验证，模拟值的误差均在0.6%内，模拟精度较高[20]。

表3 仿真结果与设计值比较

Tab.3 Comparison of simulation results with design values

工况	主要参数	设计值/MW	模拟值/MW	误差/%
100%THA	主蒸汽流量/(t·h⁻¹)	1 027	1 027	0
	发电功率/MW	349.2	348.1	-0.32
	再热蒸汽流量/(t·h⁻¹)	859.9	857.11	-0.32
	再热蒸汽压力/MPa	3.960	3.960	0.00
75%THA	主蒸汽流量/(t·h⁻¹)	741.7	741.7	0.00
	发电功率/MW	261.6	260.4	-0.44
	再热蒸汽流量/(t·h⁻¹)	633.7	631.5	-0.35
	再热蒸汽压力/MPa	2.940	2.930	-0.34
50%THA	主蒸汽流量/(t·h⁻¹)	479.5	479.5	0.00
	发电功率/MW	174.8	175.1	0.22
	再热蒸汽流量/(t·h⁻¹)	419.1	417.1	-0.33
	再热蒸汽压力/MPa	1.960	1.960	0.00
30%THA	主蒸汽流量/(t·h⁻¹)	296.5	296.5	0.00
	发电功率/MW	104.7	104.1	-0.57
	再热蒸汽流量/(t·h⁻¹)	264.1	263.3	-0.30
	再热蒸汽压力/MPa	1.220	1.220	0.00

3.2 热力性能模拟结果

为研究熔盐释热至汽机内部与在机组外部、直接承担供热负荷两种释热选择效果，对原供汽方案与方案a、b在锅炉100%负荷工况时进行模拟，其中保持锅炉总输入热量与原供汽方案相同，比较两方案的热力学性能，模拟结果主要参数见表4。其中谷段每小时可加热熔盐302 t，发电负荷为81.9 MW；顶峰阶段，原补水供汽方案发电量为314.4 MW，方案a顶峰1 h需释放熔盐1 423 t，方案b顶峰阶段在供热过程中每小时可加热127 t熔盐，由于采用熔盐同时储放模式，b方案顶峰1 h释放1 550 t，两方案顶峰1 h所需储热时长均为4.8 h。

表4 机组参数及热力学性能模拟结果

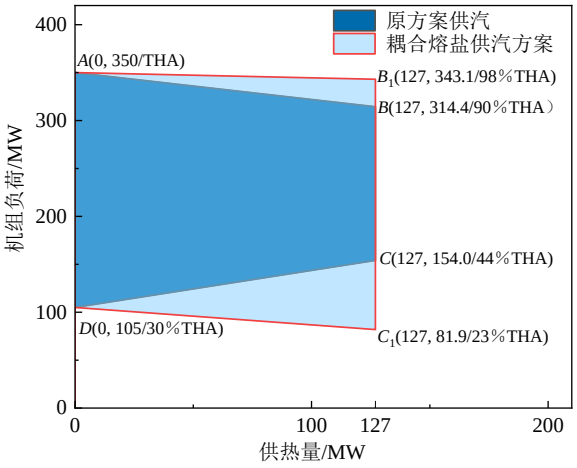
Tab.4 Unit parameters and simulation results of thermodynamic performance

参数	方案a	方案b
发电量/MW	343.1	354.1
顶峰容量/MW	28.70	39.70
锅炉蒸发量/MW	759.6	759.6
供热负荷/MW	127.1	127.1
储热功率/MW	43.76	43.76
释热功率/MW	91.45	100.86
释热段熔盐储热/MW	0	9.41
释热过程烟效率/%	38.7	40.0
E_{COP}	2.01	2.01
释热过程热转功效率/%	31.24	43.25
耦合系统往返效率/%	62.5	86.5

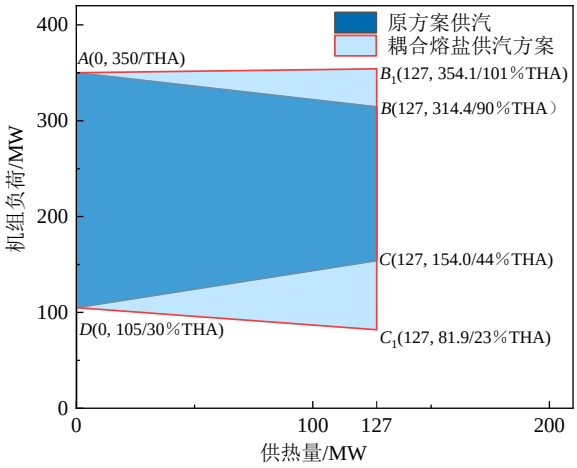
4 结果与讨论

4.1 调峰性能及机组安全运行域

热电联产机组耦合熔盐储热系统后，机组安全运行域拓展，改造前后机组安全运行域如图4所示。



a) 方案a



b) 方案 b

图 4 机组安全运行域
Fig.4 Unit safe operation domain

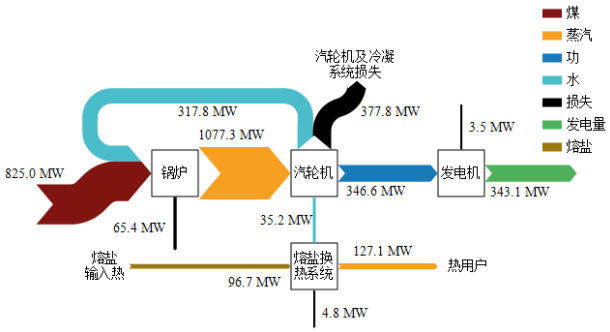
如图4所示，*A-B-C-D-A* 为原机组运行可行域，其中，*AB* 为锅炉最大连续蒸发量线，*BC* 为最大供汽负荷线，*CD* 为满足最小供汽参数抽汽负荷线[21]。*A-B*$_1$-*C*$_1$-*D-A* 为改造后机组的安全运行域，其中，*BB*$_1$ 为机组上调峰容量，*CC*$_1$ 为机组下调峰容量。

A、*D* 点为机组不供汽下的最大、最小负荷点；保持锅炉蒸发量不变，抽取蒸汽供汽，达额定供汽量时，对应 *B* 点；保持额定供汽量不变，降低锅炉蒸发量，供汽压力参数达额定参数时，对应 *C* 点。

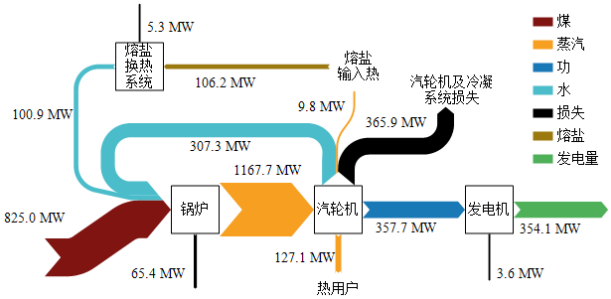
4.2 能流图与分析

根据表 4 模拟结果可知，在顶峰释热工况时，相同锅炉蒸发量下，方案 a 发电负荷为 343.1 MW，方案 b 发电负荷为 354.1 MW，分别相比原无熔盐系统提升发电负荷 28.7 MW、39.7 MW，电功率方案 b 较方案 a 发电负荷提高 10 MW，与文献[18][22]所得结论一致；由于两方案储热过程相同，储热过程等效储热系数均为 2.014，释热过程方案 b 热转功效率为 43.25%，相对于方案 a 热转功效率 31.24%提升了 12.01%，往返效率方案 b 相比方案 a 提升了 24%。

为探究两方案节能与顶峰机理，绘制能量流动图，如图 5 所示。由图可知：两方案锅炉燃料输入热量及供热量一致，方案 b 较方案 a 发电负荷多提升 11 MW；由汽轮机侧分析，两方案由汽机侧向热用户供热及进入回热系统返回锅炉的总能量近似相同，而方案 b 包含冷凝损失在内的汽轮机损失较方案 a 下降约 12 MW。综上所述，从能量流动过程来看，方案 b 仅在汽轮机损失上较方案 a 减少，具体原因仅从能流图中难以识别，为探究方案 b 能效提升的具体原因，后面对两方案开展㶲分析。



a) 方案 a



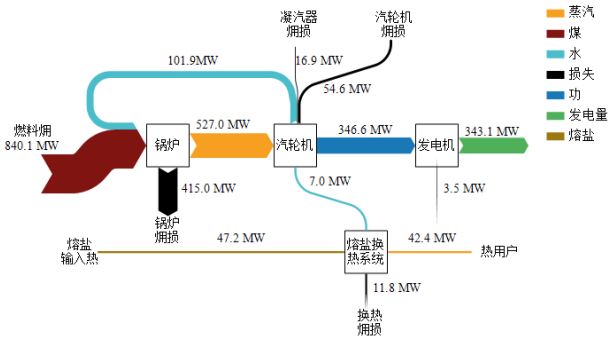
b) 方案 b

图 5 能量流动图
Fig.5 Energy flow diagram

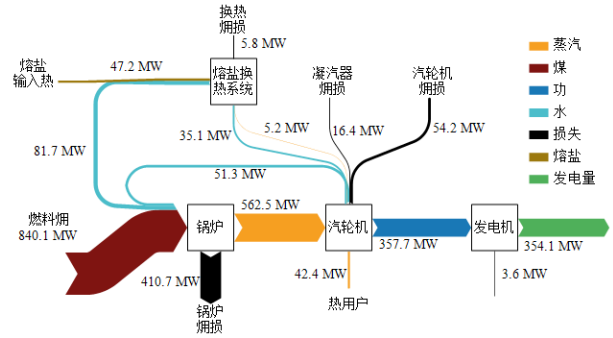
4.3 㶲流图与分析

为探究方案 b 相比方案 a 效率提升的关键，对两方案进行㶲分析，图 6 分别给出了方案 a、b 释热过程系统㶲流图，根据表 4 结果及如图 6 所示：两方案锅炉燃料输入㶲及供热㶲一致时，方案 b 较方案 a 发电功率提升了约 11 MW，㶲效率提升了 1.2%。原因在于：①方案 b 利用熔盐释热提高给水温度及代替高压加热器，提高了锅炉工质平均吸热温度、降低了锅炉传热温差、锅炉㶲损降低约 4.3 MW；②不同于方案 a，方案 b 熔盐换热过程的工质为高压给水、换热工质不发生相变，换热曲线匹配更好，熔盐换热系统㶲损降低约 6 MW；③相较于方案 a，方案 b 主、再热蒸汽流量分别增加 61 t/h、94 t/h，但用于供热的四抽蒸汽流量达 150 t/h，最终进入凝汽器的乏汽流量反而降低 15 t/h，两种工况下乏汽参数基本一致，最终凝汽器㶲损减少了 0.5 MW；同时，由于高品质的主/再热蒸汽流量明显增加，低品质的低压蒸汽流量大幅降低，最终汽轮机实现做功量增加的同时，汽轮机本体㶲损还微降 0.4 MW。综

上所述，由于熔盐释热流程改进，同样的燃料及熔盐输入有用能条件下，方案 b 较方案 a 的总㶲损降低可达 11.2 MW，这在数值上恰好等于优化方案 b 做功量的增加值，这表明：方案 b 能效增加主要受益于锅炉侧、熔盐释热过程改善带来的㶲损降低，与文献[18][22]结果一致。



a) 方案 a



b) 方案 b

图 6 㶲流图

Fig.6 Exergy flow diagram

进一步分析表明，通过熔盐释热方式改进，方案 b 锅炉㶲损、熔盐换热系统㶲损降低的机理为：锅炉 100%满负荷运行、有效吸热量一致前提下，方案 b 较方案 a 可将给水温度从 282 ℃提升至 315 ℃，温度大幅提升达 33 ℃，锅炉内工质平均吸热温度提升，使得锅炉内换热温差减小，换热效能改善，锅炉㶲损降低；

另外，如图 7 熔盐换热过程 T-Q 图所示：方案 b 改善了熔盐释热方式，仅存在单相换热、无相变过程，相比方案 a 工质相变过程㶲损减小。由图 7 中两方案非重叠部分面积可见，方案 a 损失明显大于方案 b。

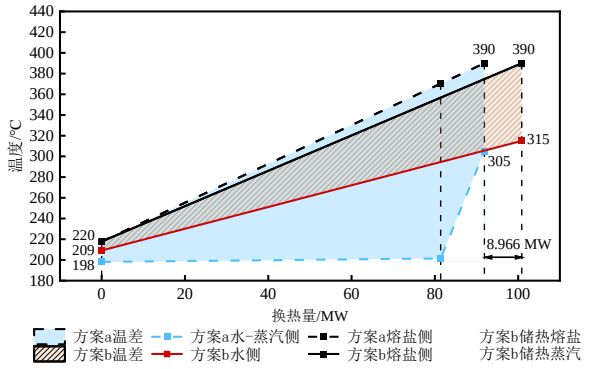


图 7 熔盐换热过程 T-Q 图

Fig.7 *T-Q* diagram of the molten salt heat exchange process

4.4 结合电力现货市场的各方案经济性分析

如前文所述，两方案均使顶峰效果提升，其中方案 b 各热力学性能皆优于方案 a。然而，两方案所需投资不同，考虑两方案对机组性能提升代价，对两方案进行经济性分析，见表 5。

表 5 系统改造成本分析

Tab.5 System conversion cost analysis

参数	方案 a	方案 b
熔盐量/t	1450	1 450
顶峰时长/h	4	4
熔盐/万元	4 000	4 000
熔盐罐/万元	3 650	3 650
熔盐换热器/万元	1 100	900
其他/万元	1 750	2 450
总成本/万元	10 500	11 000

由表 5 可知，两方案熔盐运行流量相同，由于方案 b 熔盐释热过程冷段流体无相变，故熔盐换热器成本略低于方案 a；但考虑到方案 b 系统更加复杂，管理及控制等其他成本增加，总改造成本方案 b 比方案 a 多 500 万元。

为计算两方案运行收益，结合电力现货市场电价结算模式计算。现货市场采用分时节点电价机制，采用“日清月结”的结算模式，实时环节由模型确定实时发电出力计划及节点电价[23]。

选取案例机组所在地某典型日电价运行情况，结合机组运行分析，如图 8 所示。机组原运行方案与改进后的优化方案运行思路一致，由于耦合了熔盐储热系统，顶峰和深调能力均显著提升。

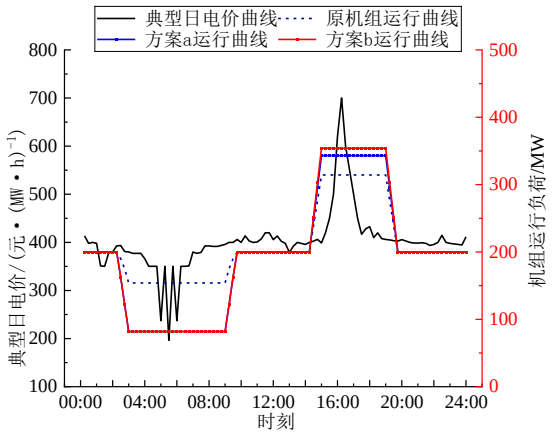


图 8 典型日机组运行及电价曲线

Fig.8 Typical daily unit operation and electricity price curve

基于典型日机组运行及电价曲线，设置年运行天数 300 天，基于容量电价政策[24]，结合模拟结果及运行实际，得方案 a、b 实际收益如表 6 所示。

表 6 运行经济性分析

Tab.6 Economic analysis of operation

参数	方案 a	方案 b
顶峰时长/h	4	4
日运行收益/万元	3.3	7.0
年容量电价收益/万元	473.5	655.0
年运行收益/万元	1 463.5	2 755.0
总改造成本/万元	10 500	11 000
静态回收期/a	7.2	4.0

由表 6 可知，相比方案 a，方案 b 日运行收益高 3.7 万元，年运行收益高出 1 291 万元；方案 a 净态回收期高达 7.2 年，而方案 b 静态回收期 4.0 年，相比方案 a 少 3.2 年，综合性能更好。

为进一步分析电力现货市场对案例机组改造方案的影响，对现货市场平均电价差及年调峰频次对改造方案年运行收益及静态回收期指标影响作敏感性分析，如图 9、图 10 所示：

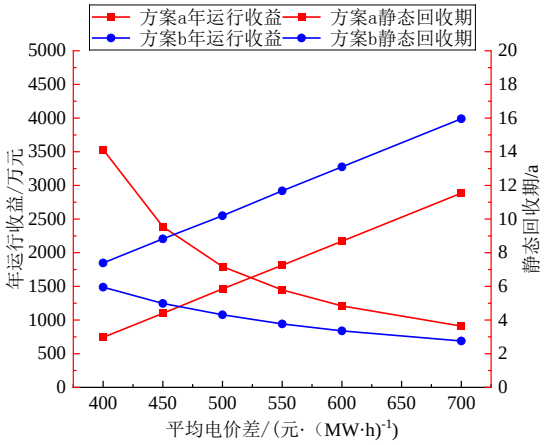


图 9 平均电价差对经济性指标影响

Fig.9 The impact of average electric price difference on economic indicators

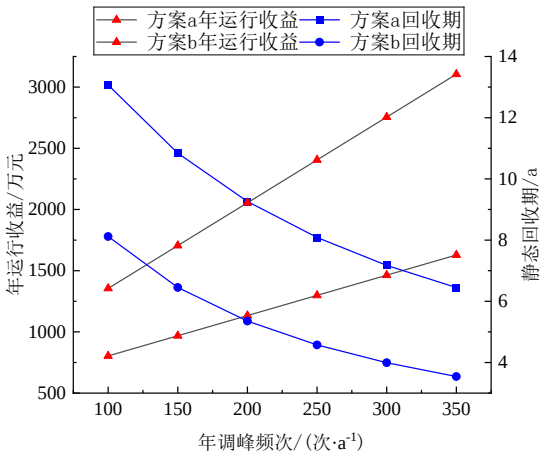


图 10 调峰频次对经济性指标影响

Fig.10 The impact of peak adjustment frequency on economic indicators

由图 9、图 10 可知，当平均电价差增加、年调峰频次增加时，电网波动更频繁，改造方案调峰能力进一步体现，两方案年运行收益均进一步增加，静态回收期缩短，经济性进一步改善。

5 结论

对热电联产机组结合熔盐储热系统两种不同熔盐储-释热方案开展热力性能分析与经济性分析，结论如下：

1）方案 b 较方案 a 减少了工质相变过程，优化了换热过程及熔盐释热效果，但额外增加了换热器，管路及控制等系统结构上更加复杂；

2）保持锅炉燃料输入量一致、机组处于顶峰释

热负荷时，方案 a 可增加顶峰容量 28.7 MW，方案 b 可使顶峰容量增加 39.7 MW，顶峰效果更强，同熔盐释热量下，热电联产机组熔盐于机组内释热较替代抽汽供热对机组性能提升更优；

3）由热力学性能分析可知，方案 b 熔盐同时储释热模式，提高了可利用热量；由于保持燃煤输入量一致，方案 b 提升了工质平均吸热温度，降低了锅炉㶲损，输入至汽轮机热量增加，增加了做功量的同时，降低了熔盐释热时的换热温差，并避免相变过程，因此相比方案 a，方案 b 热转功效率提升约 12%，往返效率提升约 24%，释热过程㶲效率提升 1.3%；

4）由经济性分析可知，两方案所需熔盐量一致，方案 b 增加换热器的同时，改造更加复杂，改造成本 11 000 万元，高于方案 a 约 500 万元；电力现货市场背景下，方案 b 年运行收益 2 755 万元，高于方案 a 约 1 291 万元，静态回收期 4.0 年，综合经济性较好。

[参 考 文 献]

[1] 沙雨桐, 刘培, 李政. 考虑热网动态特性的热电联产机组运行优化[J]. 动力工程学报, 2025, 45(12): 2142.
Sha Y T, Liu P, Li Z. Operation Optimization of Combined Heat and Power Units Considering Dynamic Characteristics of Heating Network[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2025, 45(12): 2142.

[2] 李洪波, 王顺, 景锐, 等. 熔盐储热系统对火电机组热经济性和调峰性能的影响[J]. 西安工程大学学报, 2024, 38(5): 94.
Li H B, Wang S, Jing R, et al. The effect of molten salt thermal storage scheme on thermal economy and peaking performance of thermal power units[J]. Journal of Xi'an Polytechnic University, 2024, 38(5): 94.

[3] 张国柱, 张钧泰, 马国锋, 等. 基于吸收式热泵解耦的燃煤热电联产机组辅助新能源消纳深度调峰特性研究[J]. 动力工程学报, 2025, 45(11): 1956.
Zhang G Z, Zhang J T, Ma G F, et al. Research on Deep Peak Shaving Characteristics of Coal-fired Cogeneration Unit Based on Absorption Heat Pump Decoupling for Assistance of Renewable Energy Accommodation[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2025, 45(11): 1956.

[4] 朱胤龙, 闫霆, 潘卫国, 等. 熔盐储热耦合燃煤机组灵活调峰技术研究进展[J/OL]. 上海交通大学学报. https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2025.160
Zhu Y L, Yan T, Pam W G, et al. Research Progress on Flexible Peak Shaving Technology of Molten Salt Thermal Storage Coupled Thermal Power Units[J/OL]. Journal of Shanghai Jiaotong University. https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2025.160

[5] 谢凯, 王乾, 苏志刚, 等. 耦合熔盐蓄热系统的热电联产机组运行灵活性及性能分析[J]. 动力工程学报, 2025, 45(09): 1546, 1555.
Xie K, Wang Q, Su Z G, et al. Operation Flexibility and Performance Analysis of Combined Heat and Power Unit Coupled with Molten Salt Heat Storage System[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2025, 45(09): 1546, 1555.

[6] 张鹏, 张国龙. 煤电机组耦合熔盐储能系统工程应用及性能分析[J]. 热力发电, 2025, 54(9): 54, 58.
Zhang P, Zhang G L. Engineering application and performance analysis of coal-fired power unit coupled with molten salt energy storage system[J]. Thermal power generation, 2025, 54(9): 54, 59.

[7] Tang H Y, Liu M, Zhang K Z, et al. Performance evaluation and operation optimization of a combined heat and power plant integrated with molten salt heat storage system[J]. Applied Thermal Engineering, 245(2024) 122848: 1,14 ,15.

[8] 祁艳超，洪文鹏. 集成熔盐储能的亚临界火电机组热力性能及经济性研究[J]. 工程热物理学报. 2026, 47(2): 412, 424.
Qi Y C, Hong W P. Thermodynamic Performance and Economic Analysis of Molten Salt Energy Storage Integration in Subcritical Coal-fired Power Units[J]. JOURNAL OF ENGINEERING THERMOPHYSICS. 2026, 47(2): 412, 424.

[9] 丁天阳,陈辉,张超群,等.熔盐储热用于煤电机组灵活性改造的研究进展[J].电力科技与环保, 2025,41(4): 528, 537.
Ding T Y, Chen H, Zhang C Q, et al. Research progress on molten salt thermal energy storage for flexibility retrofit of tcoal-fired power units[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2025,41(4): 528, 537.

[10] Zhu L K, Gong Z Q, Liang K, et al. Performance analysis of the CHP unit integrated with molten salt thermal energy storage: efficiency, flexibility and economy[J]. Case Studies in Thermal Engineering 75(2025) 107088:1, 2, 17, 18.

[11] Zhang H, Sun L, Zhao H X, et al. Thermodynamic analysis of the coal-fired combined heat and power units integrated with steam ejectors and thermal storage[J].Journal of Energy Storage 90(2024) 111869:13.

[12] 李晓明, 廖海燕, 张弛, 等. 燃煤机组熔盐储热高温高压蒸汽调节阀选型研究[J/OL]. 热力发电. https://doi.org/10.19666/j.rlfd.202509020.
Li X M, Liao H Y, Zhang C, et al. Selection research of high-temperature and high-pressure steam control valves for molten salt thermal energy storage in coal-fired power units[J/OL]. Thermal power generation,

https://doi.org/10.19666/j.rlfd.202509020.

[13] 贾振国, 王顺, 管洪军, 等. 耦合熔盐储热系统的火电机组调峰性能与热经济性研究[J]. 热力发电, 2024, 53(10): 74.
Jia Z G, Wang S, Guan H J, et al. Study on peaking performance and thermal economy of thermal power unit coupled with molten salt thermal storage system[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(10): 74.

[14] Li X T, Xu J, Wang Z P, et al. Comparative investigation on the thermodynamic performance of the combined heat–power unit integrating with the molten salt thermal storage system and electric heat pump[J]. Applied Thermal Engineering 279(2025) 127819: 8, 9.

[15] Hu W T, Sun R Q, Zhang K Z, et al. Thermoeconomic analysis and multiple parameter optimization of a combined heat and power plant based on molten salt heat storage[J]. Journal of Energy Storage, 2023, (108698): 4, 5.

[16] 苗林, 刘明, 潘东晖, 等. 燃煤机组集成电制热熔盐储热系统的热力学性能分析[J]. 动力工程学报, 2025, 45(8): 1340.
Miao L, Liu M, Pan D H, et al. Thermodynamic Performance Evaluiation of Coal-fired Units Integrated with Power-to-Heat Molten Salt Thermal Energy Storage System[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering. 2025, 45(8): 1340.

[17] 王吉超, 祝令凯, 郑威, 等. 供热机组配置熔盐储热系统构型设计及性能分析[J]. 动力工程学报, 2025, 45(12): 2093.
Wang J C, Zhu L K, Zheng W, et al. Configuration Design and Performance Analysis of a Cogeneration Unit Integrated with a Molten Salt Thermal Energy Storage System[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2025, 45(12): 2093.

[18] 许继东, 梅隆, 曹未未, 等. 热电联产机组耦合熔盐储热系统热力性能分析[J]. 节能技术, 2025, 4(254): 490, 491.
Xu J D, Mei L, Cao W W, et al. Thermal Performance Analysis of Coupled Molten Salt Heat Storage System for Cogeneration Units[J]. ENERGY CONSERVATION TECHNOLOGY, 2025, 4(254): 490, 491.

[19] Yong Q Q, Jin K Y, Li X B, et al. Thermo-economic analysis for a novel grid-scale pumped thermal electricity storage system coupled with a coal-fired power plant, Energy (2023) 128109: 10, 11.

[20] Miao L, Liu M, Zhang K Z, et al. Design and performance evaluation of thermal energy storage system with hybrid heat sources integrated within a coal-fired power plant[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 82: 110611: 7.

[21] Chen Z, Zhang G M, Zhu K Y, et al. A molten salt energy storage integrated with combined heat and power system: Scheme design and performance analysis[J]. Energy 313 (2024) 133755: 13, 14.

[22] 袁荣胜, 刘明, 许朋江, 等. 促进能源互联网中绿电消纳的热电联产共享储热系统构型设计及经济性研究[J]. 动力工程学报, 2025, 45 (9): 1543, 1544.
Yuan R S, Liu M, Xu P J, et al. Design and Economic Evaluation of Cogeneration Shared Heat Storage System for Green Power Consumption in Energy Internet[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2025, 45 (9): 1543, 1544.

[23] 肖云鹏, 周悦瑶, 王秀丽, 等. 保供应与促消纳需求下区分分段电量与灵活调节价值的电力现货市场机制[J/OL]. 中国电机工程学报, https://link.cnki.net/urlid/11.2107.tm.20260116.1549.035.: 3, 4, 5.
Xiao Y P, Zhou Y Y, Wang X L, et al. An Electricity Spot Market Mechanism Distinguishing Segmented Energy and Flexibility Value Under the Demand of Ensuring Energy Supply and Promoting Renewable Energy Accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, https://link.cnki.net/urlid/11.2107.tm.20260116.1549.035.: 3, 4, 5.

[24] 国家发展改革委. 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知[R/OL]. (2023-11-08)[2026-06-05] https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202311/content_6914744.htm.
National Development and Reform Commission. Notice of the National Energy Administration on Establishing a Capacity Pricing Mechanism for Coal-Fired Power Generation[R/OL]. (2023-11-08)[2026-06-05] https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202311/content_6914744.htm.

（责任编辑 XXX）