

高温熔融盐储热辅助热电联产机组灵活调峰研究*

张鹏¹, 廖海燕², 周兆伦^{1,2}, 王翔³, 卓建坤^{2†}, 姚强^{1,2}

(1. 新疆大学 电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830017; 2. 清华大学 热科学与动力工程教育部重点实验室, 北京 100084;
3. 中国科学院 过程工程研究所 介科学与工程全国重点实验室, 北京 100190)

摘要: 为解决燃煤热电联产机组供暖季热负荷与电负荷不匹配, 以及供暖季和非供暖季运行差异等问题, 提出了基于双向换热系统的熔盐储热系统. 供暖季采用“主蒸汽、再热蒸汽储热-给水释热”模式提升调峰能力并满足供暖热需求, 非供暖季通过“主蒸汽、再热蒸汽储热-给水、凝结水释热”模式提高系统热效率. 基于仿真模型分析表明, 双向换热系统可实现储/释热模式的灵活切换, 供暖季在供热负荷为90 MW_{th}时机组最小负荷可降低至98.76 MW_e (28.2% THA), 非供暖季主蒸汽储热比例为80%时机组最小负荷可降低至106 MW_e (30.3% THA). 经济性评估显示, 供暖季采用双向换热系统较传统熔盐方案设备成本降低了12.3%. 研究验证了双向储-释热换热器在机组全周期经济性与能源效率中的提升作用, 为火电机组低碳转型提供技术支撑.

关键词: 熔盐储热; 双向换热系统; 供暖季; 非供暖季; 深度调峰; 热电联产

DOI: 10.13568/j.cnki.651094.651316.2025.04.01.0002

中图分类号: TM621 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-7675(2025)04-0496-010

引文格式: 张鹏, 廖海燕, 周兆伦, 王翔, 卓建坤, 姚强. 高温熔融盐储热辅助热电联产机组灵活调峰研究[J]. 新疆大学学报(自然科学版中英文), 2025, 42(4): 496-505.

英文引文格式: ZHANG Peng, LIAO Haiyan, ZHOU Zhaolun, WANG Xiang, ZHUO Jiankun, YAO Qiang. Research on flexible peak shaving of combined heat and power generation units assisted by high-temperature molten salt thermal energy storage[J]. Journal of Xinjiang University(Natural Science Edition in Chinese and English), 2025, 42(4): 496-505.

Research on Flexible Peak Shaving of Combined Heat and Power Generation Units Assisted by High-Temperature Molten Salt Thermal Energy Storage

ZHANG Peng¹, LIAO Haiyan², ZHOU Zhaolun^{1,2}, WANG Xiang³,
ZHUO Jiankun², YAO Qiang^{1,2}

(1. School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi Xinjiang 830017, China; 2. Key Laboratory of Thermal Science and Power Engineering, Ministry of Education, Tsinghua University, Beijing 100084, China; 3. State Key Laboratory of Mesoscience and Engineering, Institute of Process Engineering, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China)

Abstract: To address the mismatch between thermal and electrical loads in coal-fired combined heat and power generation units during heating seasons, and the operational discrepancies between heating/non-heating periods, this study proposes a molten salt thermal energy storage system with a bidirectional heat exchange configuration. During heating seasons, the system operates in “main/reheat steam charging-feedwater discharging” mode to enhance operational flexibility and satisfy district heating demands, and in non-heating seasons, it adopts “main/reheat steam charging-feedwater/condensate cooperative discharging” mode to improve thermal efficiency. Simulation results demonstrate that the bidirectional heat exchange architecture enables flexible switching between

* 收稿日期: 2025-04-01

基金项目: 国家重点研发计划“多能协同能质优化匹配方法及系统稳定提效技术”(2023YFB4102901); 新疆维吾尔自治区天山英才计划“新疆碳中和能源科学与技术研究”(2022TSYCLJ0001).

作者简介: 张鹏(1998—), 男, 硕士生, 从事熔盐储热技术的研究, E-mail: 107552204517@stu.xju.edu.cn.

† 通讯作者: 卓建坤(1975—), 男, 博士, 副研究员, 主要从事灵活发电技术的研究, E-mail: zhuojk@tsinghua.edu.cn.

charging/discharging modes, achieving a minimum electrical load of 98.76 MW_e (28.2% of turbine heat acceptance (THA) rating) at 90 MW_{th} heating demand during heating seasons, and 106 MW_e (30.3% THA) with 80% main steam extraction ratio in non-heating seasons. Economic evaluation reveals a 12.3% reduction in capital costs compared to conventional molten salt systems during heating operation. The research validates the effectiveness of bidirectional thermal storage-exchanger configurations in enhancing whole-lifecycle economic performance and energy efficiency, providing technical support for low-carbon transition of thermal power units through operational flexibility improvement and energy cascade utilization optimization.

Key words: molten salt thermal energy storage; bidirectional heat exchange system; heating season; non-heating season; deep peak-shaving; combined heat and power generation

0 引言

为实现“双碳”目标,我国正致力于构建以新能源为核心的绿色低碳新型电力系统,并以此作为深化电力体制改革的主要手段^[1-2]。然而,可再生能源的间歇性与波动性加剧了电网稳定性风险^[3-4]。我国火电兼具主力电源与核心调峰电源的双重角色^[5],在此背景下,煤电机组深度调峰压力持续攀升,亟需通过灵活性改造提升调节能力,以平衡可再生能源渗透率与电网安全间的矛盾^[6]。冬季供热期热电联产机组受“以热定电”模式制约,负荷低谷时段最小出力抬升导致深度调峰能力受限,亟需通过热电解耦技术突破运行约束。

燃煤发电机组常见的热电解耦方法有电锅炉、热泵、汽轮机低压缸切除、耦合储热技术等^[7-9]。谭晶等^[10]将电锅炉与供热机组相结合实现机组热电解耦,但电锅炉将电能转化为热能的过程中存在能量损失,整体能效较低。张抖等^[11]采用吸收式热泵的方法对330 MW_e热电联产机组进行研究,发现该方法能够显著提升最大供热蒸汽量,将热电比由1.51提高至2.02,但当抽汽量较小时调峰效果并不明显。陈凯亮等^[12]针对350 MW_e机组利用低压缸切除技术进行研究,发现该技术使机组在保证供热工况下降低机组负荷52 MW_e,并能在保证电负荷情况下将供热抽汽提高至111 t/h。切除低压缸技术是一种针对汽轮机的操作策略,虽能一定程度上做到热电解耦,但供热时存在热力系统稳定性风险与设备机械风险且运行控制复杂性增加^[13]。上述灵活调峰方法,只存在单项调节,无法将热能再次转换为电能,温度适应性差,且整体效率低,故亟需采用新的储能方法,进一步优化火电的灵活性改造方法。

周信华等^[14]研究了抽汽储能在煤电机组灵活性改造中的应用,发现熔盐储热技术能够有效实现机组的热电解耦,同时具备长时间储能和灵活调峰的能力,显著提升了煤电机组的调节性能。贾振国等^[15]研究了熔盐储热技术耦合热电联产机组的技术可行性、技术方案、投资收益等,发现熔盐储热可大幅降低机组的调峰深度,提高机组的调峰能力,同时提高投资回收期。Tang等^[16]根据冬季典型日机组负荷变化提出了一种将熔盐储热系统集成到350 MW_e热电联产机组的方案,发现储热系统结构显著扩大了机组的可调功率范围,再热蒸汽作为热源时效果最佳。综上,熔盐储热技术凭借高储热密度、宽温域等优势,成为火电灵活性改造的关键方向。然而,现有研究中储热系统结构复杂换热器繁多,并无针对季节性差异的系统性优化策略。

因此,本文以350 MW_e热电联产机组为研究对象,采用熔盐储热技术,提出不同季节下的储/释热方案,通过储热系统完全代替机组抽汽进行供热,分别从机组负荷变化量、热效率以及耦合系统的经济性进行评价,通过双向换热系统实现能量梯级利用与调峰能力的协同提升。

1 耦合储热系统的热电联产机组模型建立

1.1 系统模型建立

以某350 MW_e热电联产机组为研究对象,基于Ebsilon热力系统建模软件构建如图1所示的机组仿真模型,主蒸汽参数为24.2 MPa/566 °C。在模型验证阶段,暂不考虑抽汽对外供热的影响,将机组简化为纯凝模式,后续结合供热负荷修正计算结果。模型验证见表1,各负荷工况下模拟值与设计值的相对误差均小于3%,认为模型可靠。机组在供暖季和非供暖季分别采用了两种不同的运行方式,设计将熔盐储热系统与机组耦合来提高机组的供暖与发电性能,供暖蒸汽参数1 MPa/300 °C。由于机组受到供热蒸汽参数的限制,故选择40% THA和75% THA工况分别进行储热和释热。储热介质选用Hitec盐,其热物性见表2^[17]。此外,该流程模拟为静态模拟,忽略储/释热过程中机组变负荷速率带来的影响。

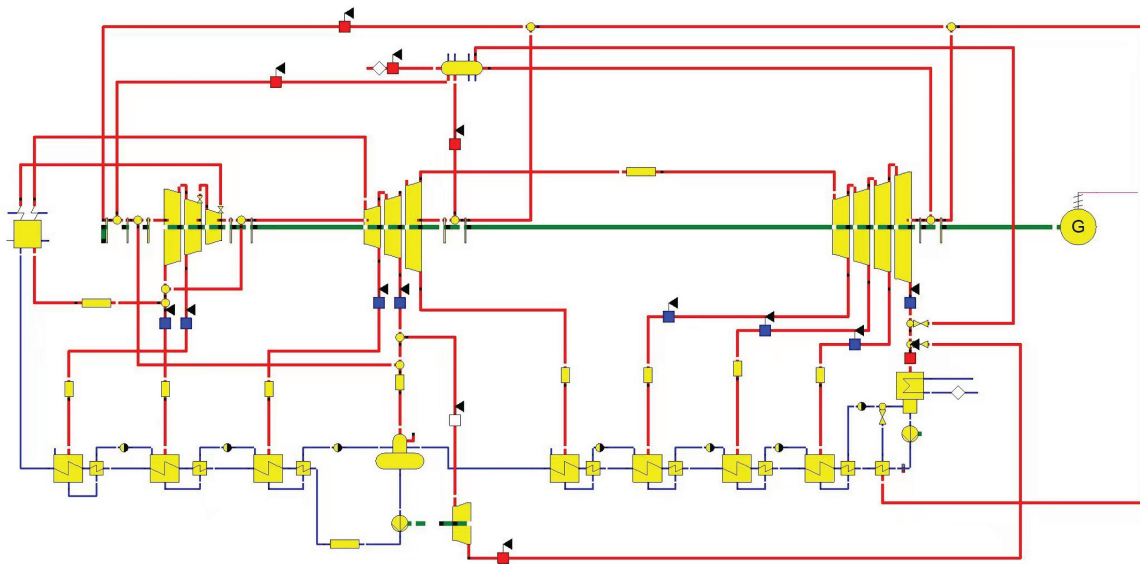
图 1 基于Epsilon的350 MW_e超超临界机组仿真模型

表 1 模型设计值与模拟值对比

主要参数	工况	设计值	模拟值	相对误差
主蒸汽 质量流量/(t/h)	100% THA	1 027	1 015	1.2%
	75% THA	742	741	0.1%
	40% THA	382	390	2.1%
主蒸汽 压力/MPa	100% THA	24.2	24.2	0.0%
	75% THA	23.2	23.0	0.9%
	40% THA	12.0	11.7	2.5%
再热蒸汽 质量流量/(t/h)	100% THA	856	869	1.5%
	75% THA	631	640	1.4%
	40% THA	336	335	0.3%
再热蒸汽 压力/MPa	100% THA	4.0	4.0	0.0%
	75% THA	3.0	3.0	0.0%
	40% THA	1.6	1.6	0.0%
输出功率/MW _e	100% THA	350	350	0.0%
	75% THA	263	262	0.4%
	40% THA	140	140	0.0%

表 2 Hitec盐热物性参数

参数	取值
成份	53% KNO ₃ + 7% NaNO ₃ + 40% NaNO ₂
比热/(J·g ⁻¹ ·K ⁻¹)	1.502
热导率/(W·m ⁻¹ ·K ⁻¹)	1.786
熔点/°C	147.2
分解温度/°C	534.2

1.2 评价指标

采用机组负荷变化量及热效率(储/释热热效率)作为系统热经济学评价指标;总成本与年利润评估作为系统经济性评价指标.机组负荷变化量定义为进行储热前或释热后,机组负荷量的增减差异;储/释热热效率是指在储热和释热过程中,机组发电功率与锅炉热负荷之间的比值,其反映机组在这两个过程中的热经济性.

P_c 、 P_d 分别为储、释热过程中的机组发电功率, MW_e; P_0 为机组在不进行储、释热时机组发电功率, MW_e; 储、释热过程的机组负荷变化量定义为^[18]:

$$\Delta P_c = P_0 - P_c, \quad (1)$$

$$\Delta P_d = P_d - P_0. \quad (2)$$

热效率分为储热热效率和释热热效率, 计算公式为^[19]:

$$\eta_c = \frac{P_c}{Q_b} \times 100\%, \quad (3)$$

$$\eta_d = \frac{P_d}{Q_b} \times 100\%, \quad (4)$$

式中: η_c 和 η_d 分别为储热热效率和释热热效率, %; Q_b 为锅炉输出热负荷, MW_{th}.

总成本包括设备成本、熔盐成本以及损耗成本, 其中设备成本由换热器、熔盐储热罐、熔盐泵和管道成本构成. 计算公式为^[20-23]:

$$G_s = G_1 + G_2 + G_3, \quad (5)$$

$$G_1 = 10^3 C_h P_c, \quad (6)$$

$$G_2 = 10^3 n C_c Q_c, \quad (7)$$

$$G_3 = 10^3 C_b P_c, \quad (8)$$

式中: G_s 为设备总成本, G_1 为换热器投资成本, G_2 为储热罐投资成本, G_3 为熔盐泵及管道投资成本, 万元; C_h 为换热器的单位投资成本, 元/千瓦; C_c 为储热罐的单位投资成本, 万元, C_b 为熔盐泵及管道的单位投资成本, 元/千瓦; P_c 为储热功率, MW_{th}; Q_c 为熔盐储热量, MWh; n 为熔盐储热罐数量, 个.

熔盐成本取100.8元/千瓦时, 计算公式为^[21]:

$$G_r = 10.08 \tau_c P_c, \quad (9)$$

式中: G_r 为熔盐成本, 万元; τ_c 为储热时长, h.

损耗成本指熔盐储热系统运行过程中设备老化以及材料损耗所造成的损失:

$$G_4 = \frac{G_s - R G_s}{D}, \quad (10)$$

$$G_5 = \frac{G_r}{F}, \quad (11)$$

式中: G_4 为设备年损耗成本, 万元; R 为预计残值率, 取0.05^[24]; G_5 为材料年损耗成本, 万元. D 为储能设备运营周期, 取30年; F 为熔盐运行周期, 年.

年总收益由调峰补贴以及售电收益组成.

$$S = S_0 + S_1, \quad (12)$$

$$S_0 = 0.5 \Delta P_d \tau_d \times 10^{-1}, \quad (13)$$

$$S_1 = 0.35 \Delta P_c \tau_c \times 10^{-1}, \quad (14)$$

式中: S 为年总收益, S_0 为供电收益, S_1 为调峰收益, 万元; 0.5、0.35为电价^[25], 元/千瓦时. 年利润为年总收益与年总成本的差值.

1.3 储/释热方案设计

选择40%额定负荷工况作为向下调峰的基准负荷,75%额定负荷工况则被定为向上调峰的基准负荷.熔盐储/释热-蒸汽/水双向换热系统由两个换热器组成,储热时匹配高温蒸汽,释热时适配低温水,通过切换储热/释热模式,实现能量的存入与提取,平衡能源供需.供暖季和非供暖季系统储/释热流程如图2、图3所示.在供暖季,储热时熔盐分别通过#1和#2换热器吸收再热蒸汽与主蒸汽中的热量,为防止锅炉内部再热器超温,主汽放热后进入再热冷段;再热蒸汽放热后作为供暖蒸汽供给热用户;在释热过程中,热盐流经双向换热系统,#2换热器将给水加热至过热蒸汽供给热用户满足供热需求;同时热盐通过#1换热器预热凝结水至除氧器.在非供暖季,储热时将冷盐引至双向换热系统,在#2换热器中吸收主蒸汽的热量,主蒸汽放热后进入再热冷段,再热蒸汽在#1换热中放热后返回低压缸做功.释热时首先通过#2高温换热器将锅炉给水加热至260℃,随后利用热盐余热在#1低温换热器中将凝结水预热至140℃,在确保熔盐全程高于凝固点安全裕度前提下,实现能量的梯级利用.

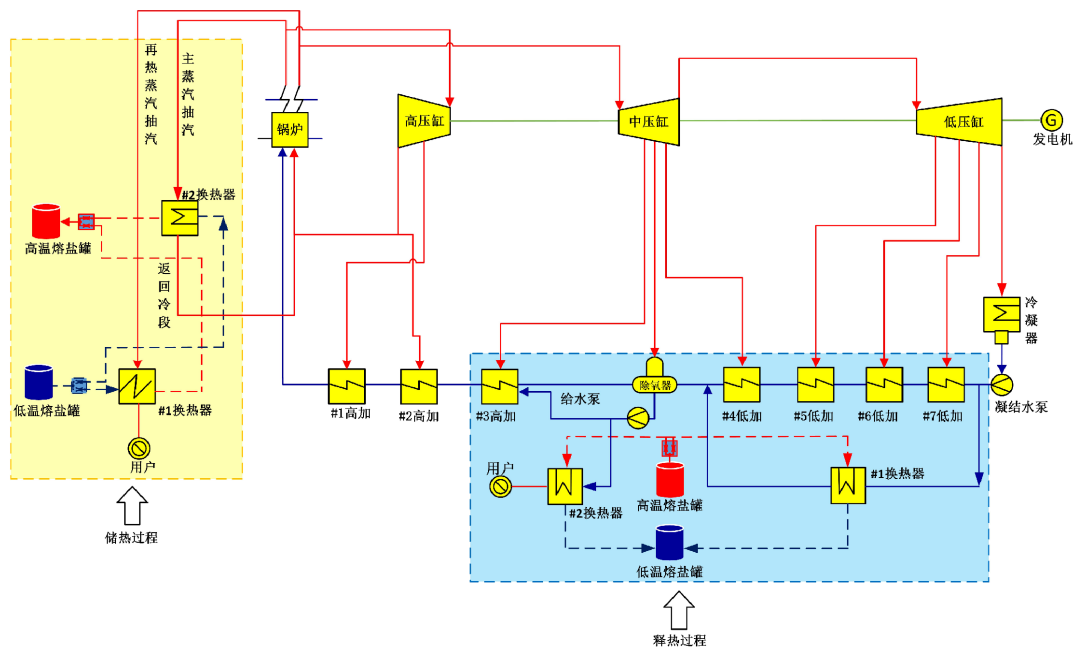


图2 供暖季储/释热流程

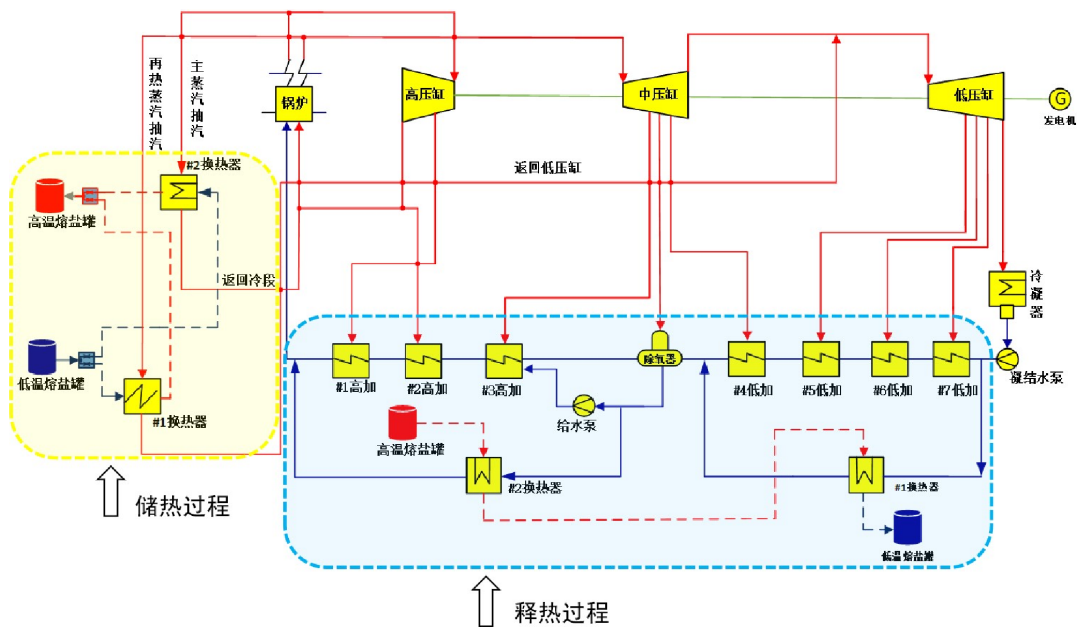


图3 非供暖季储/释热流程

2 结果分析

2.1 供暖季机组负荷变化量和热效率

在供暖季,以温度变化对用户热负荷的需求进行初步计算,任意时刻供热热负荷计算公式为:

$$Q_{\text{load}} = Q_{\text{load}}^0 \cdot \frac{t_n - t_e}{t_n - t_e^0} \quad (15)$$

式中: Q_{load} 为任意时刻热负荷需求量, MW_{th} ; Q_{load}^0 为设计热负荷,取 $90 \text{ MW}_{\text{th}}$; t_n 为室内设计温度,取 $18 \text{ }^\circ\text{C}$; t_e 为供暖季任意时刻室外温度; t_e^0 为供暖季室外设计温度,取 $-12 \text{ }^\circ\text{C}$.

由式(15)可知,当室外温度为 8 、 -2 、 $-12 \text{ }^\circ\text{C}$ 时,热负荷需求分别为 30 、 60 和 $90 \text{ MW}_{\text{th}}$. 储热功率分别设计为 30 、 40 、 50 、 $60 \text{ MW}_{\text{th}}$,储热时长为 6 h . 不同供热热负荷下,机组负荷变化量(ΔP_c)及储热热效率(η_c)随储热功率的变化如图4所示. 供暖季储热过程中,储热功率与机组负荷变化量呈显著正相关,与热效率呈负相关. 不同供热热负荷下,储热功率对机组负荷变化量和储热热效率的影响规律一致,但具体数值存在差异.

关于储热功率对机组负荷变化量的影响,储热功率每增加 $10 \text{ MW}_{\text{th}}$,机组负荷变化量提升约 $2.3 \sim 2.4 \text{ MW}_e$,并且高供热负荷($90 \text{ MW}_{\text{th}}$)下增幅略低. 对储热热效率的影响,储热功率每增加 $10 \text{ MW}_{\text{th}}$,储热热效率下降约 1.3% . 主要原因是随着供热热负荷的增加,抽取主、再热蒸汽量增大,从而进入高、低压缸中的蒸汽量减少,导致机组负荷变化量增加,抽取再热蒸汽供热时减少了蒸汽参与机组发电的有效热量,从而导致机组整体热效率下降.

在相同储热功率下,供热热负荷增加显著提升机组负荷变化量,如储热功率为 $60 \text{ MW}_{\text{th}}$,当供热热负荷从 $30 \text{ MW}_{\text{th}}$ 增加到 $90 \text{ MW}_{\text{th}}$ 时,机组负荷变化量增加了 15.7 MW_e . 高供热负荷将导致热效率下降约 $0.13\%/\text{MW}_{\text{th}}$. 因此,可针对不同供热需求优化储热功率配置. 若以机组负荷变化量优先,应选择高储热功率;若以储热热效率优先,则选择低储热功率,进而实现调峰能力与能效的协同提升.

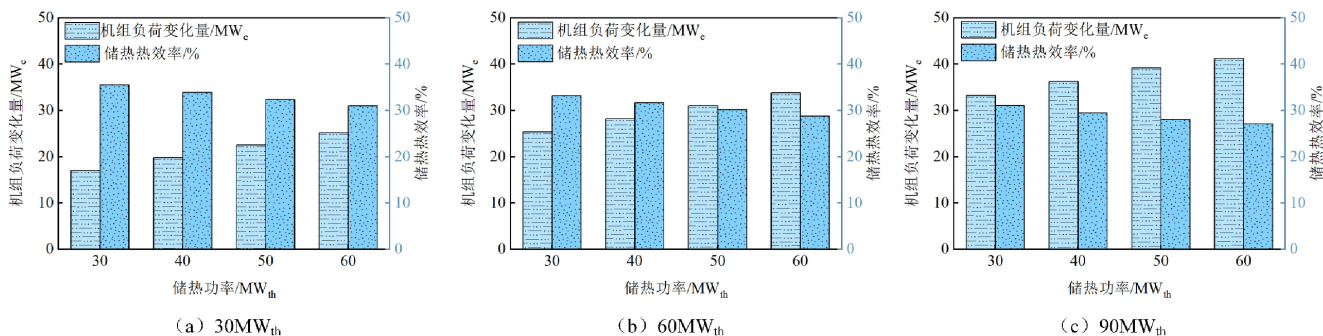


图4 储热功率对机组负荷变化量与储热热效率的影响

释热功率设计为 70 、 75 、 80 和 $85 \text{ MW}_{\text{th}}$,分析在不同供热热负荷下释热功率对机组负荷变化量和释热热效率的影响,如图5所示. 在相同供热热负荷下,释热功率与机组负荷变化量(ΔP_d)呈正相关,而释热热效率(η_d)随释热功率增加略有提升. 在不同供热热负荷下,释热功率对机组负荷变化量和热效率的影响规律一致,但具体数值存在差异.

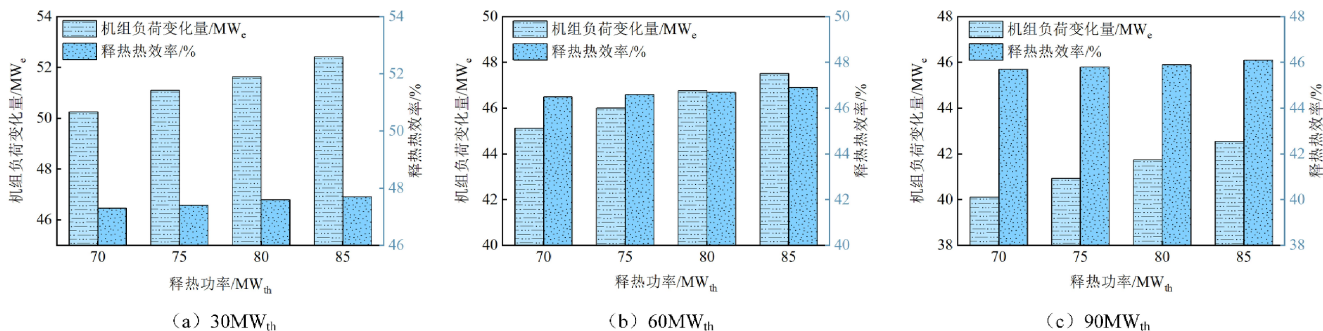


图5 释热功率对机组负荷变化量与释热热效率的影响

释热功率每增加5 MW_{th}, 机组负荷变化量提升约0.8~1.0 MW_e, 且高供热热负荷下增幅更低; 在相同释热功率下, 供热热负荷越低, 机组负荷变化量越高. 释热热效率随释热功率增加呈弱线性上升, 当供热热负荷为30 MW_{th}时, 释热功率从70 MW_{th}增至85 MW_{th}, 释热热效率仅提升0.4%. 在相同释热功率下, 供热热负荷越低, 机组负荷变化量越高. 释热功率为80 MW_{th}时, 供热热负荷从30 MW_{th}增至90 MW_{th}, 机组负荷变化量降低了11 MW_e. 在低供热热负荷下, 释热热效率对释热功率更敏感. 主要原因是在传统热电联产机组中, 当有热需求时, 将从机组中抽取部分蒸汽, 同时抽出蒸汽用于加热给水(如通过高压加热器), 这部分蒸汽未完全膨胀做功, 导致能量浪费. 通过熔盐储热系统加热给水至过热蒸汽供给热用户能够减少抽汽损失, 使得更多锅炉出口的高品质过热蒸汽进入汽轮机做功, 从而提高机组热效率.

2.2 非供暖季机组负荷变化量和热效率

在非供暖季, 分析储热下能量分配. 当需要较低温度和较高可控性的热源时, 可以使用更多的再热蒸汽; 当需要较高温度、压力以及较大的储热量时, 主蒸汽作为热源更加适合. 通过不同比例的分配, 可以根据机组的热力需求、操作条件和储热需求, 选择最优的蒸汽抽汽方式, 从而最大化机组的效率与经济性.

考虑在极端分配比下(所有热量由主蒸汽或再热蒸汽传递)不同储热功率分配对机组负荷变化量以及储热热效率的影响, 如图6所示. 随着再热蒸汽所占比例增加机组负荷变化量呈抛物线趋势, 峰值出现在再热/主蒸汽储热比1:4至2:3区间, 完全偏向主蒸汽或再热蒸汽时的机组负荷变化量下降. 随着储热功率增加, 机组负荷变化量显著提升, 抛物线开口越宽, 机组负荷变化量峰值对应的储热比越偏向再热蒸汽. 储热功率每增加10 MW_{th}, 机组负荷变化量提升约8~10 MW_e. 当储热比为1:4、储热功率从30 MW_{th}增至50 MW_{th}时, 机组负荷变化量增加了16 MW_e.

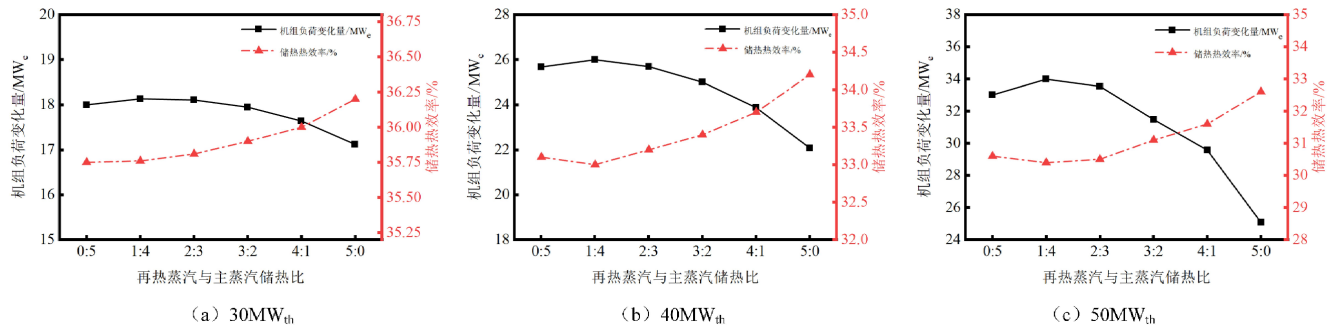


图6 再/主蒸汽储热比对机组负荷变化量及储热热效率的影响

储热热效率随着再热蒸汽比例增加, 热效率逐渐提升, 再热蒸汽比例每发生一次比例变化(如从0:5 → 1:4), 热效率提升约0.09%~0.40%. 储热功率越高, 再热蒸汽储热对储热热效率提升越显著, 其线性回归斜率从0.091(30 MW_{th})增至0.401(50 MW_{th}). 然而, 储热功率每增加10 MW_{th}, 热效率下降约1.5%. 热效率变化的主要原因是主蒸汽储热后返回的低温蒸汽与高压缸排汽混合, 导致再热器入口蒸汽焓值低于设计值. 为维持汽轮机安全高效运行, 必须通过锅炉额外燃烧补热, 此过程消耗的能量限制了机组负荷变化量的增长, 并在超限时引发机组负荷变化量下降. 当机组调峰需求优先时, 应选择储热比为1:4或2:3; 当热效率优先时, 可选择储热比为5:0, 此时全由再热蒸汽储热, 热效率最高.

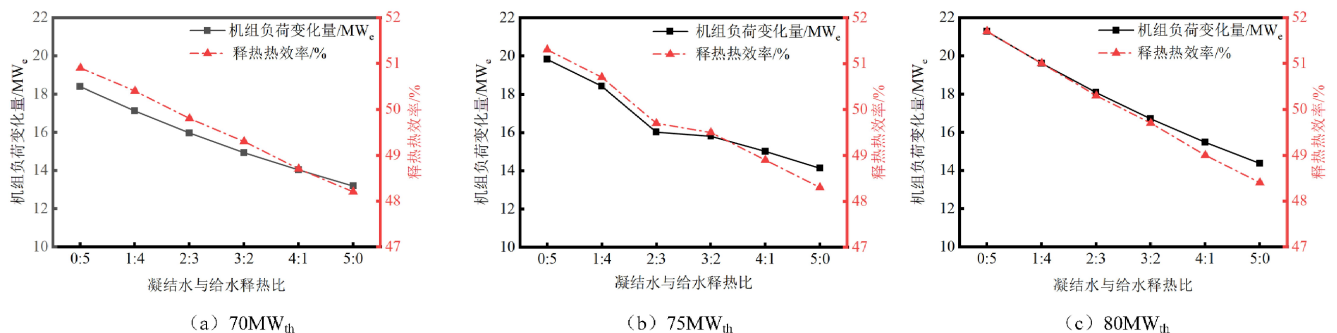


图7 凝结水与给水释热比对机组负荷变化量及释热热效率的影响

释热时由给水先吸收高温熔盐中的热量,再由凝结水吸收剩余热量.由图7可知,机组负荷变化量随释热功率增加而上升,释热功率每增加5 MW_{th},机组负荷变化量提升0.47~0.88 MW_e,全给水模式增幅最大.但受凝结水/给水释热比例的显著影响,给水比例越高,机组负荷变化量越大,给水比例每发生一次比例变化(如从0:5→1:4),机组负荷变化量增幅斜率约0.01 MW_e/MW_{th}.随着给水吸收热量的占比减少,熔盐储热系统的释热热效率呈单调递减.主要原因是储热系统加热给水替代高焓值抽汽,热电转换效率更高.因此当储热系统的能量全部用于加热给水时,得到最高的机组负荷变化量;同理,释热过程中高温熔盐代替高品位抽汽加热给水,从而有更多过热蒸汽进入汽轮机做功.

2.3 供暖季和非供暖机组经济性分析

2.3.1 供暖季机组经济性分析

基于不同供热热负荷场景,建立储-释热功率的多方案组合模型,通过成本-利润分析量化其经济性指标,为方案优选提供依据.任意一种组合方式都能够满足储热6 h释热2 h的供热要求.如表3所示,大功率储热方案虽能显著提高收益,但会带来成本的提高;降低储热功率能够大幅度减少建设成本.这为熔盐储热系统平衡经济性与技术性能提供量化依据,支持决策者根据实际需求选择最优配置.以换热器最低单个成本1 684.8万元为例,在供暖季使用双向换热系统,至少可节省3 369.6万元的设备成本.

表 3 不同供热热负荷下方案成本与利润对比表

供热热负荷/MW _{th}	储-释热功率/MW _{th}	成本/万元	年利润/万元
30	60~70	14 497.2	6 235.2
	30~70	7 486.8	4 091.3
60	60~70	14 497.5	6 374.8
	30~70	7 487.0	4 473.9
90	60~85	14 599.8	6 525.8
	30~70	7 482.2	4 813.0

2.3.2 非供暖下机组经济性分析

在非供暖季,对比了不同储-释热功率组合方案的经济性.如表4所示,储热阶段包含主蒸汽与再热蒸汽的功率分配策略,释热阶段涉及热盐热量在给水系统与凝结水系统的分配比例.在相同储热比下,随着释热比中凝结水占比由0%提高至100%,系统总成本提高了0.91%;年利润呈非线性变化趋势,其中最高为3 653.1万元.用较低的功率进行储热、较高的功率进行释热,虽然减少了释热时间,但带来了更高的收益;而采用较低的释热功率方式相比收益最高的储-释功率搭配,建设成本降低了1%、利润降低了10.6%.这一分析为实际工程中平衡前期投资与长期收益提供了依据.

表 4 不同储-释热功率下方案成本与利润对比

储-释热功率/MW _{th}	成本/万元	年利润/万元
30~80	7 555.6	2 011.2
30~70	7 487.6	1 798.8
40~80	9 892.8	2 827.0
40~70	9 824.7	2 518.3
50~80	12 229.9	3 653.1
50~70	12 162.0	3 448.3

3 结论

本文以超越临界350 MW_e热电联产机组为研究对象,针对机组在供暖季与非供暖季的不同使用场景,耦合了熔盐储热系统,提出了根据季节性制定的储-释热方案,并通过Epsilon仿真软件进行了模拟计算,分析了在不同方案下机组的调峰能力和经济性,主要结论如下.

1) 在供暖季, 提出“主蒸汽/再热蒸汽储热-给水释热”模式, 满足了供暖季的调峰能力与供热需求解耦的需求. 当储热功率为 $30 \text{ MW}_{\text{th}}$ 时, 储热功率的提升增强了系统的调峰能力, 但同时也导致储热热效率的降低, 储热功率每增大 $10 \text{ MW}_{\text{th}}$, 系统的调峰能力约提高 2.7 MW_e , 储热热效率降低约 1.4% . 在相同供热热负荷下, 当释热功率增大时, 机组的调峰能力与机组热效率都得到了显著提升; 当供热热负荷为 $30 \text{ MW}_{\text{th}}$ 、释热功率为 $85 \text{ MW}_{\text{th}}$ 时, 释热热效率最高(47.7%), 此时机组额外增加了 52.4 MW_e 的发电量.

2) 在非供暖季, 提出“主蒸汽、再热蒸汽储热-给水、凝结水释热”的策略, 储热时, 随着主蒸汽所占比例的增加, 机组负荷变化量呈先增后减非单调趋势; 主蒸汽提供的热量所占比例达到 80% 时, 机组负荷变化量达到峰值, 机组最小负荷可降至 106 MW_e ($30.3\% \text{ THA}$). 当全部热量由再热蒸汽提供时, 储热热效率最高(35.9%).

3) 在供暖季与非供暖季进行了经济性计算, 对比常规换热系统, 采用双向换热系统至少可节省 12.3% 的设备成本.

参考文献:

- [1] 李建林, 邸文峰, 李雅欣, 等. 长时储能技术及典型案例分析[J]. 热力发电, 2023, 52(11): 85-94.
LI J L, DI W F, LI Y X, et al. Analysis of long-term energy storage technologies and typical case studies[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(11): 85-94. (in Chinese)
- [2] 魏泓屹, 卓振宇, 张宁, 等. 中国电力系统碳达峰·碳中和转型路径优化与影响因素分析[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(19): 1-12.
WEI H Y, ZHUO Z Y, ZHANG N, et al. Transition path optimization and influencing factor analysis of carbon emission peak and carbon neutrality for power system of China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(19): 1-12. (in Chinese)
- [3] 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 Z N, ZHANG R, LIU Y Q, et al. Analysis of heating, power generation and peak shaving performance of solar assisted cogeneration units[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(5): 67-74. (in Chinese)
- [4] 朱继忠, 董瀚江, 李盛林, 等. 基于分布式新能源集群的微能源网优化调度综述[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(20): 7952-7969.
ZHU J Z, DONG H J, LI S L, et al. Review of optimal dispatching for the aggregation of micro-energy grids based on distributed new energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(20): 7952-7969. (in Chinese)
- [5] 张成凤, 朱轶林, 胡东子, 等. 火-储耦合系统深度调峰综合经济性分析[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(10): 3693-3705.
ZHANG C F, ZHU Y L, HU D Z, et al. Comprehensive economic analysis of deep peak shaving in thermal power-heat storage coupling systems[J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(10): 3693-3705. (in Chinese)
- [6] BRUNNER C, DEAC G, BRAUN S, et al. The future need for flexibility and the impact of fluctuating renewable power generation[J]. Renewable Energy, 2020, 149: 1314-1324.
- [7] 白晨曦. 燃煤发电机组配置熔盐储热的运行策略研究[D]. 吉林: 东北电力大学, 2023.
BAI C X. Operating strategy study of coal-fired generating units with molten salt heat storage[D]. Jilin: Northeast Electric Power University, 2023. (in Chinese)
- [8] WANG J W, YOU S, ZONG Y, et al. Flexibility of combined heat and power plants: A review of technologies and operation strategies[J]. Applied Energy, 2019, 252: 113445.
- [9] 王金星, 郝剑, 刘畅, 等. 抽凝机组热电联产系统中扩大热电负荷比的灵活性研究[J]. 热力发电, 2020, 49(12): 41-50.
WANG J X, HAO J, LIU C, et al. Enlargement of heat-electricity ratio for flexibility operation in a large-scale extraction condensing turbine system[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(12): 41-50. (in Chinese)
- [10] 谭晶, 蔡莹, 罗微, 等. 考虑供热机组与电锅炉互动的热电协调调度方法[J]. 电气自动化, 2018, 40(2): 63-65+69.
TAN J, CAI Y, LUO W, et al. Heat-electricity coordinated scheduling method considering the heat-supply unit and electric boiler[J]. Electrical Automation, 2018, 40(2): 63-65+69. (in Chinese)
- [11] 张抖, 张光明, 牛玉广, 等. 吸收式热泵对热电联产机组调峰能力影响分析[J]. 热力发电, 2021, 50(10): 95-100+129.
ZHANG D, ZHANG G M, NIU Y G, et al. Effect of absorption heat pump on peak regulation capacity of combined heat and power unit[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(10): 95-100+129. (in Chinese)
- [12] 陈凯亮, 谢昌亚, 吴昕, 等. 350 MW东方汽轮机低压缸切缸运行关键技术研究[J]. 化工机械, 2022, 49(2): 218-224.
CHEN K L, XIE C Y, WU X, et al. Key technologies for LP cylinder cutting operation of 350 MW Dongfang steam turbines[J]. Chemical Engineering & Machinery, 2022, 49(2): 218-224. (in Chinese)

- [13] 马义良,陈晓宇,李宇锋,等. 低压缸切缸技术在供热机组中的应用[J]. 热力透平, 2020, 49(3): 186-189.
MA Y L, CHEN X Y, LI Y F, et al. Application of low pressure cylinder cutting-off technology in heating units[J]. Thermal Turbine, 2020, 49(3): 186-189. (in Chinese)
- [14] 周信华,郑祯晨,胡远庆. 抽汽熔盐蓄热技术在煤电灵活性改造中的应用研究[J]. 科学技术创新, 2023(22): 53-56.
ZHOU X H, ZHENG Z C, HU Y Q. Application research of steam extraction molten salt heat storage technology in coal-fired power generation flexibility transformation[J]. Scientific and Technological Innovation, 2023(22): 53-56. (in Chinese)
- [15] 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): 72-80.
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): 72-80. (in Chinese)
- [16] 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, 2024, 245: 122848.
- [17] 韩燕,吴玉庭,马重芳. 混合硝酸盐热物性对比分析[J]. 储能科学与技术, 2019, 8(6): 1224-1229.
HAN Y, WU Y T, MA C F. Comparative analysis of thermophysical properties of mixed nitrates[J]. Energy Storage Science and Technology, 2019, 8(6): 1224-1229. (in Chinese)
- [18] 冀帅宇,段立强,王远慧,等. 典型燃煤机组灵活调峰策略及性能研究[J]. 热力发电, 2023, 52(9): 94-103.
JI S Y, DUAN L Q, WANG Y H, et al. Research on flexible peak load regulation strategy and performance of typical coal-fired units[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(9): 94-103. (in Chinese)
- [19] 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): 93-101.
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): 93-101. (in Chinese)
- [20] ZHANG K Z, LIU M, ZHAO Y L, et al. Thermo-economic optimization of the thermal energy storage system extracting heat from the reheat steam for coal-fired power plants[J]. Applied Thermal Engineering, 2022, 215: 119008.
- [21] 巩志强,韩悦,徐明新,等. 煤电耦合熔盐储热调峰的技术经济性[J]. 洁净煤技术, 2025, 31(8): 200-209.
GONG Z Q, HAN Y, XU M X, et al. Technical and economic on peaking regulation of coal-fired plant integrated with molten salt heat storage[J]. Clean Coal Technology, 2025, 31(8): 200-209. (in Chinese)
- [22] PANG Y X, CHY Y, TIAN B Y. Economic evaluation of flexible transformation in coal-fired power plants with multi price links[J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 402: 136851.
- [23] SUN R Q, YANG K X, LIU M, et al. Thermodynamic and economic comparison of supercritical carbon dioxide coal-fired power system with different improvements[J]. International Journal of Energy Research, 2021, 45(6): 9555-9579.
- [24] 李佳佳,李兴朔,魏凡超,等. 耦合火电机组的新型压缩空气储能系统技术经济性评估研究[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(23): 9171-9182.
LI J J, LI X S, WEI F C, et al. Research on techno-economic evaluation of new type compressed air energy storage system coupled with thermal power unit[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(23): 9171-9182. (in Chinese)
- [25] MA T, LI M J, XU H. Thermal energy storage capacity configuration and energy distribution scheme for a 1 000 MWe S-CO₂ coal-fired power plant to realize high-efficiency full-load adjustability[J]. Energy, 2024, 294: 130950.

责任编辑:刘敏