DOI: 10.19666/j.rlfd.202512085

流化床高温颗粒储热协同燃煤热电机组解耦深调运行研究

陈灏丹[1]，张亦菲[1]，李文涵[1]，张 海[1]，张 扬[1,2]
（1. 清华大学能源与动力工程系，热科学与动力工程教育部重点实验室，北京 100084；
2. 清华大学山西清洁能源研究院，山西 太原 030032）

［摘 要］【目的】针对“双碳”目标和高比例可再生能源并网背景下，燃煤热电联产机组在采暖季调峰灵活性受限的问题，提出一种基于流化床高温颗粒储热的热电解耦方案，旨在提升机组电、热负荷调节能力与供热保障水平。【方法】以某 315 MW 亚临界燃煤机组为研究对象，基于 Ebsilon 软件构建集成流化床高温颗粒储热系统的热力学仿真模型。该系统采用“低谷储电、高峰供热”运行模式，通过量化额外供热标准抽汽流量、供热安全区等关键指标，分析耦合储热系统前、后机组的供热解耦能力和调峰解耦能力变化，并选取典型高比例可再生能源日场景进行电-热协同匹配验证。【结果】仿真结果表明，耦合储热系统后，机组供热安全区显著扩大，低负荷下的供热能力与高供热需求下的调峰能力有效增强。在典型日场景中，系统能够使机组更好地响应电网负荷波动，同时大幅提升热负荷匹配度。【结论】流化床高温颗粒储热技术可以有效实现燃煤热电联产机组的热电解耦，显著提升机组运行灵活性与供热保障能力，为机组灵活性改造及促进可再生能源消纳提供可行路径。

［关 键 词］燃煤机组；高温颗粒储热；流化床；热电解耦；灵活性；供热安全

［引用本文格式］陈灏丹，张亦菲，李文涵，等. 流化床高温颗粒储热协同燃煤热电机组解耦深调运行研究[J]. 热力发电，2026, 55(9): 84. Chen H D, Zhang Y F, Li W H, et al. Research on decoupling and deep peak-shaving operation of a coal-fired thermal power unit with fluidized bed high-temperature particle thermal storage and collaborative combustion[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(9): 84.

Research on decoupling and deep peak-shaving operation of a coal-fired thermal power unit with fluidized bed high-temperature particle thermal storage and collaborative combustion

Chen Haodan[1], Zhang Yifei[1], Li Wenhan[1], Zhang Hai[1], Zhang Yang[1,2]
(1. Key Laboratory for Thermal Science and Power Engineering of Ministry of Education, Department of Energy and Power Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;
2. Shanxi-Tsinghua Research Institute for Clean Energy, Taiyuan 030032, China)

Abstract: [Objective] Under the “dual-carbon” strategic targets and the accelerating integration of high-proportion renewable energy into the grid, coal-fired cogeneration units face increasingly severe challenges in operational flexibility, especially during the heating season. Such units are typically constrained by the “heat-led-electricity” mode, where the minimum power output is dictated by the heating demand, severely limiting their ability to participate in peak-shaving and accommodate intermittent renewables like wind and solar. To address this issue, this study proposes a thermoelectric decoupling scheme based on a fluidized-bed high-temperature particle thermal energy storage (TES) system. The aim is to decouple the traditionally coupled electricity and heat outputs, thereby enhancing the independent regulation capability of both electric and thermal loads while ensuring reliable district

收 稿 日 期：2025-12-28 修 回 日 期：2026-01-26 接 受 日 期：2026-01-30 网络首发日期：2026-04-24
基 金 项 目：科技部国家重点研发计划政府间国际科技创新合作专项（2022YFE0117700）
Supported by: National Key Research and Development Project of Ministry of Science and Technology of China (2022YFE0117700)
第一作者简介：陈灏丹（2001），男，博士研究生，主要研究方向为高温颗粒储热，储能技术，chd24@mails.tsinghua.edu.cn。
通信作者简介：张海（1967），男，博士，教授，博士生导师，主要研究方向为燃烧学、煤清洁燃烧技术，haizhang@tsinghua.edu.cn。

heating supply. [Methods] A 315 MW subcritical coal-fired cogeneration unit is taken as the research object. A steady-state thermodynamic model integrating the power unit with a fluidized-bed particle TES system is developed using the professional simulation software Ebsilon. The TES system operates on a “store electricity during off-peak, supply heat during peak demand” strategy. During periods of low grid load or high renewable generation, surplus electrical energy is converted into thermal energy by heating quartz-sand particles to 800 ℃ in a fluidized-bed electric heater; the hot particles are then stored in an insulated tank. During peak power demand or high heating requirement, the stored thermal energy is released via a fluidized-bed heat exchanger to heat the district-water return flow, thereby supplying additional heat without extracting more steam from the turbine. Key performance indicators, including the equivalent additional extraction steam flow (ΔD_{max}), the heating safety zone, the heat-supply decoupling capacity, and the peak-shaving decoupling capacity, are defined and quantified to evaluate the system’s decoupling performance. Furthermore, a typical winter day scenario with high renewable energy penetration is constructed to assess the practical electricity-heat coordinated operation capability. [Results] Simulation results demonstrate that the integration of the fluidized-bed TES system significantly expands the operational heating safety zone of the unit. The system provides an equivalent additional extraction steam flow of 15.62 t/h during the heat storage process and 96.33 t/h during the heat release process. This enhancement substantially improves the unit’s heat-supply decoupling capacity under low-load conditions and increases its peak-shaving range when the heating demand is high. In the typical high-renewables day scenario, the coupled system enables the unit to better follow the fluctuating grid load instructions while maintaining the required heating supply. The mismatch between the actual heat load and the unit’s heating capability is significantly reduced compared with the original operation. [Conclusion] The fluidized-bed high-temperature particle TES technology can effectively achieve thermoelectric decoupling in coal-fired cogeneration units, significantly enhancing the flexibility and heating assurance. It offers a feasible pathway for flexibility retrofitting of existing units and for promoting the accommodation of renewable energy.

Key words: coal-fired power unit; high-temperature particle heat storage; fluidized bed; thermoelectric decoupling; flexibility; heating safety

在“双碳”目标驱动下，构建以新能源为主体的新型电力系统已成为我国能源结构转型的核心内容[1-2]。在此进程中，储能技术能够实现能量在时间与空间维度上的转移与重新分配，被视为缓解热电耦合矛盾的有效途径[3]。在各类储能技术中，显热储热技术因具有成本低、规模大、寿命长等优点而受到重视[4-5]。尤其是固体颗粒储热技术，其使用的储热介质，如沙粒、石英砂等，具有来源广泛、成本低廉、在 1 000 ℃以上高温条件下热化学性质稳定、无腐蚀性且环境友好等特点[6]。尽管沙粒等介质自身的导热系数较低，使用传统固定式导热加热的方式储热效率有限，但引入流态化技术能够显著提高颗粒侧的传热系数，实现高效热量传递[7-9]。基于此，清华大学与日本 IHI 公司合作提出了流化床高温沙颗粒电储热的技术方案[10-12]，通过内置电加热元件直接加热流态化颗粒，克服了固体颗粒自身导热系数低的短板。

如图 1 所示[10]，流化床高温颗粒储热系统可以消纳电力、风能、太阳能等，并在需要时将热能释放出来，提供电力或高温空气、蒸汽。将上述技术与燃煤热电联产机组进行系统耦合，是解决当前火电灵活性转型难题的有效手段。随着风电、光伏等可再生能源装机容量的快速增长，其固有的间歇性、波动性等特征对电网安全稳定运行带来了极大挑战[13-14]。特别是在我国北方地区的采暖季，热电联产机组普遍受到“以热定电”或“以电定热”等运行方式的约束[15-17]，为满足基本民生供热需求，机组必须维持较高的最低电出力，导致其无法响应电网的波动性调峰指令，可能会引发大规模“弃风弃光”问题[18]。通过耦合流化床储热系统，构建高效的热电解耦机制，有助于应对兼顾供热保障与可再生能源消纳的关键技术挑战。

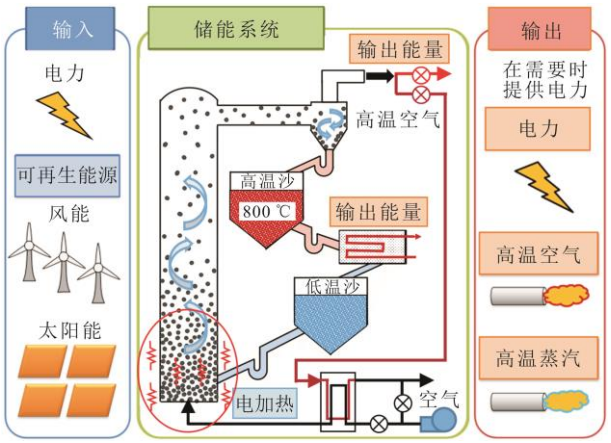


图 1 高温颗粒储热概念图

Fig.1 Conceptual diagram of high-temperature particle thermal energy storage

尽管现有研究[19-21]已对流化床颗粒储热系统的基础传热特性或光热发电、深度调峰等应用进行了探讨，但针对该技术耦合火电机组在采暖季的具体性能分析，尤其是对供热保障能力的提升效果仍有待深入研究。基于此，本文以某 315 MW 级亚临界燃煤机组为研究对象，基于 Ebsilon 软件构建了耦合流化床储热系统的全系统热力学模型，聚焦于采暖季场景，重点分析储热系统在“低谷储电、高峰供热”运行模式下的能流分布特征。通过模拟计算，评估该耦合系统对机组热电解耦能力，尤其是供热保障能力的提升效果，从而为燃煤机组的灵活性改造及新型电力系统的构建提供理论依据。

1 耦合流化床颗粒储热系统的火电机组 Ebsilon 模型

1.1 流化床高温颗粒储热技术介绍

流化床高温颗粒储热技术是一种基于气固两相流理论的新型显热储能技术。该技术可以采用性质稳定、来源广泛且成本低廉的固体颗粒（如石英砂、陶瓷颗粒等）作为储热介质，通过流态化技术实现热能存储。其核心原理在于，当气体（通常为空气）以介于最小流化速度与终端速度之间的流速穿过颗粒床层时，固体颗粒将悬浮在气体中，与气流共同呈现类似流体的流体动力学特性。这种剧烈的气固扰动极大地强化了传热过程，使得传热效率显著高于固定床、移动床等。

在典型的流化床高温颗粒储热系统中，装置主要由流化床电加热器、高温/低温颗粒储罐、流化床换热器等组成。在储热阶段，流化风机驱动颗粒在加热器内流化，内置的浸没式电加热元件将颗粒加热至设定的高温，随后高温颗粒经过气固分离被输送至保温热罐中存储。在释热阶段，根据负荷需求调节高温颗粒流量，使其经过流化床换热器加热给水或产生蒸汽，可用于发电或供热。

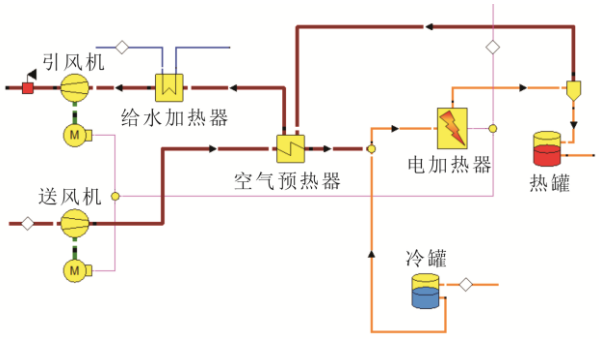
在与火电机组的耦合应用中，流化床高温颗粒储热技术也有显著优势。相比于成熟的熔盐储热技术，流化床颗粒储热技术的安全性和适配度更高。熔盐系统受限于储热介质特性，存在凝固点高（需伴热防冻）、分解温度低、工作温区窄、具有腐蚀性等问题。而固体颗粒介质无冻结风险，无需伴热系统，且工作温区极宽，能产生更高品质的蒸汽以匹配先进火电机组参数。此外，石英砂等颗粒介质来源广泛、成本低，在大规模长时储能场景下，储热介质的成本优势显著。

与低压缸零出力技术相比，流化床储热技术能提供更安全的解耦方案，使机组更灵活。低压缸零出力技术本质上是通过切除进汽来压低发电出力，不仅会导致机组循环效率明显下降，长周期运行时还会面临叶片水蚀、振动加剧等多种安全隐患[22]。而流化床储热技术作为外部耦合系统，将机组的发电与调峰解耦，可避免机组本体超低负荷运行的风险，并通过消纳电能使机组达到零功率输出，提升机组的灵活性。

但流化床高温颗粒储热技术在实际工程应用中也面临一定的挑战。首先，维持颗粒的流态化及气力输送需要高压风机持续做功，由此产生的风机电耗会在一定程度上降低系统效率。其次，高温高速颗粒流在循环过程中会冲刷磨损管道内壁及换热元件表面，因此该技术对颗粒、设备等材料的要求较高。此外，相比于液态工质，气固两相流的流动特性更复杂，系统的流量精确计量与动态调控难度较大。本文主要定位于系统应用层面的理论分析与可行性探讨，为后续工程实践提供设计参考。

1.2 流化床高温颗粒储热系统

图 2 为流化床高温颗粒储热过程示意。



注：橘黄色管路的工质为石英砂颗粒，蓝色管路为水，粉色管路为电能，棕色管路为空气。

图 2 流化床高温颗粒储热过程示意
Fig.2 Schematic diagram of the fluidized bed high-temperature particle heat storage process

在电网负荷低谷期或可再生能源高发电时段，系统运行储热模式，机组保持高于电网需求的功率运行，并将富余的电能输送至流化床电加热器中，加热流态化的颗粒，使其温度升至设定好的高温，并经过气固分离后存储至热罐中。分离出的尾气可以通过空气预热器和给水加热器，分别加热冷态流化风和热网中的 60 ℃回水，完成余热回收，并提供额外的供热用水，提升系统的能量效率。在这一过程中，储热系统与燃煤机组的耦合仅涉及电能传输，即将机组输出的电功率通过电缆传输到储热系

统，以消耗一部分电能。

储热阶段各主要参数设定值如表 1 所示。其中，本文所采用的储热介质石英砂能在 800~1 000 ℃下稳定存储，故颗粒加热温度假设为 800 ℃。流化床颗粒电加热器不仅承担颗粒加热功能，还需兼顾颗粒的提升与输送任务。为克服颗粒重力及管道阻力，并将颗粒从加热器高效输送至高位的热颗粒储罐，需要较高的气固质量比，本文设为 50%。从混合物中分离出来的空气温度接近颗粒温度，假设所用空气预热器对空气余热的回收效率为 45%~50%，为简化起见，假设预热空气的温度固定为 350 ℃。系统所用的气固分离器为工业级高效旋风分离器，分离效率很高，假设为 99.5%。颗粒热储罐可通过敷设加厚保温层高效提升保温能力，工业上能达到 1%的水平，本文假设为 3%。

表 1 储热阶段各主要参数设定值
Tab.1 Set values of main parameters in heat storage stage

参数	设定值
加热功率/MW	50
环境温度/℃	20
颗粒加热温度/℃	800
预热空气温度/℃	350
空气/颗粒质量流量比/%	50
气固分离效率/%	99.5
散热损失/%	3

流化床高温颗粒释热过程示意如图 3 所示。在电网负荷高峰期或供热需求超过机组自身抽汽能力时，系统运行释热模式。固体颗粒从热罐中放出，流经换热器释放热量，将热网中的 60 ℃回水加热至 120 ℃的供热用水，相当于额外提供了高温抽汽。当电网负荷较高时，释热系统可以替代机组的一部分抽汽，使机组减少对高温蒸汽的抽取，获得更多的发电功率；当供热需求高时，释热系统可以作为补充，与从机组中抽取的高温蒸汽共同供热。

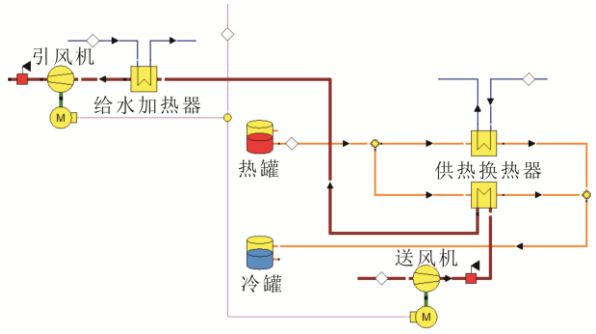


图 3 流化床高温颗粒释热过程示意
Fig.3 Schematic diagram of heat release process of the high-temperature particles in the fluidized bed

释热阶段各主要参数设定值如表 2 所示。其中，供热换热器可以采用文献[23-24]中设计的流化床换热器，该换热器仅需鼓泡床状态即可高效完成流态化颗粒与水的热交换，所需流化风比例较低，简化认为加热空气的功率与换热器底面积正相关，估算得到流化空气的比例占 7%。在所设计的流化床中，气固混合物间的快速热交换使得床层温度近似均匀，且需保持始终高于管道中的沿程水温，假设床温（与颗粒出口温度相当）与被加热水的出口温度的温差固定为 30 ℃，即换热器较低温差，以保证换热驱动力。此外，文献[23-24]中换热效率可达 95%以上，本文设定换热过程的散热损失为 4.5%。

表 2 释热阶段各主要参数设定值
Tab.2 Set values of main parameters in heat release stage

参数	设定值
环境温度/℃	20
空气/颗粒质量流量比/%	7
换热器较低温差/℃	30
散热损失/%	4.5

1.3 研究对象

使用 Ebsilon 软件对流化床颗粒储热系统和火电机组进行建模计算。该软件是德国 Steag 公司开发的用于计算稳态热力学模型的软件，可以直观建模并分析、展示结果，便捷完成建模仿真[25]。

以某亚临界 315 MW 火电机组为仿真对象，其在额定发电工况（100%THA）及额定抽汽（280 t/h）工况下主要参数的计算结果见表 3。其中，各工况以机组输出功率、主蒸汽温度、主蒸汽压力和再热蒸汽温度的设计值为输入参数，采用滑压运行方式，并忽略轴封漏量。各参数计算结果与设计值误差较小，可以认为仿真模型的结果合理。

表 3 某 315 MW 火电机组主要参数
Tab.3 Main parameters of a 315 MW coal-fired power unit

参数		主蒸汽压力/MPa	主蒸汽流量/(t·h^{-1})	再热蒸汽压力/MPa	再热蒸汽流量/(t·h^{-1})
100%THA	设计值	16.7	966.92	3.47	804.48
	模拟值	16.7	959.90	3.44	812.67
	相对误差	0	–0.73%	–0.86%	1.02%
额定抽汽(280 t/h)	设计值	16.7	1 015.22	3.58	839.60
	模拟值	16.7	1 025.00	3.62	861.11
	相对误差	0	0.96%	1.12%	2.56%

在采暖季节，该机组采用常规的中压缸排汽抽汽供热方式，额定抽汽量的设计值为 280 t/h，最大抽汽量为 350 t/h。压力约 0.89 MPa、温度约 335 ℃的蒸汽被抽取后进入热网加热器，而后将热网回水

（一般为 60 ℃）加热至供水温度（一般为 120 ℃）。完成换热后的饱和凝结水被引回机组的除氧器和低压加热器之间，返回机组的汽水循环。尽管这种运行方式实现了热电联产，但电、热出力被高度绑定，为确保最低供热需求，机组需要较高的汽水循环流量，并维持在较高负荷运行，即受到“以热定电”的约束，压缩了机组的灵活性和调峰空间。

1.4 系统性能评价指标体系

为直观展示并定量评估燃煤机组集成储热系统前后的热电解耦性能变化，定义以下核心指标。

为量化储热系统的供热能力对机组抽汽的替代或补充效果，引入额外供热标准抽汽流量$\Delta D_{\max}$（t/h），定义为：

$$\Delta D_{\max}=\frac{c_P(t_{\text{out}}-t_{\text{in}})}{h_{\text{IPC}}-h_{\text{s}}}D_{\text{TES}} \tag{1}$$

式中：c_p为水的平均比定压热容，kJ/(kg·℃)；t_{out}为热网供水温度，℃；t_{in}为热网回水温度，℃；h_{IPC}为中压缸排汽的焓值，kJ/kg；h_{s}为中压缸压力对应的饱和水焓值，kJ/kg；D_{TES}为储热系统所供应热水的流量，t/h。

在指定的机组负荷下，可将额外供热标准抽汽流量与机组自身的最大抽汽流量叠加，得到当前负荷下的总供热标准抽汽流量，并将其定义为机组的供热解耦能力$D_{\max}$（t/h）：

$$D_{\max}=\Delta D_{\max}+D_{\text{CFPP}} \tag{2}$$

式中：D_{CFPP}为机组自身的最大抽汽流量，t/h。

在指定的总供热标准抽汽流量下，将整个系统可以达到的最大上网功率定义为机组的调峰解耦能力$W_{\max}$（MW），最小上网功率定义为机组的调峰深度$W_{\min}$（MW）。

2 结果与讨论

2.1 无储热耦合的机组供热性能

供热安全区是表征机组热电耦合运行边界的关键概念，在机组功率−供热标准抽汽流量的二维平面上，供热安全区由机组最大功率线、锅炉最低稳燃负荷线、低压缸最小进汽流量线和最大抽汽线 4 条边界围成，只有处于边界内部的工况下机组才能稳定运行[26-27]。其中，机组最大功率线由最大发电负荷点（0 t/h，315 MW）和额定最大抽汽负荷点（260 MW，350 t/h）连接而成。锅炉最低稳燃负荷线由锅炉最低不投油稳燃负荷蒸发量决定，根据技术规范 DL/T 1429—2015，本文所用火电机组的锅炉最低稳燃负荷为额定负荷的 40%。根据本文机组的设计运行参数，假设机组低压缸的最小进汽流量为 180 t/h，由此决定最小进汽流量线。供热安全区能直观展示机组的灵活性和安全稳定运行的电热负荷可行域。

机组的供热安全区如图 4 所示。可以看出，机组自身具有一定的调节电负荷和热负荷的能力，在供热模式下最低负荷可降至约 35%额定负荷，但随着机组功率降低，供热标准的抽汽流量也会下降，机组无法在满足供热的前提下拥有较强的调峰能力。

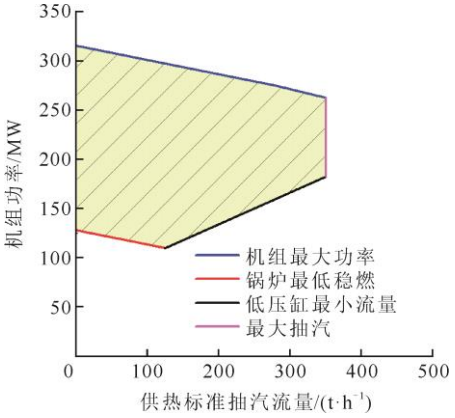


图 4 无储热耦合的机组供热安全区

Fig.4 Heating safety zone of the unit without heat storage coupling

2.2 耦合储热系统后的机组供热性能

将机组与储热系统耦合后，计算得到储热阶段额外供热的$\Delta D_{\max}$为 15.62 t/h，机组的调峰深度$W_{\min}$能达到 59.8 MW，同时额外供热 140.81 t/h；释热阶段的$\Delta D_{\max}$为 96.33 t/h，机组能在保持最高 315 MW 出力的同时额外供热 96.33 t/h。图 5 展示了与储热系统耦合之后机组的供热安全区，并与原安全区进行了对比。

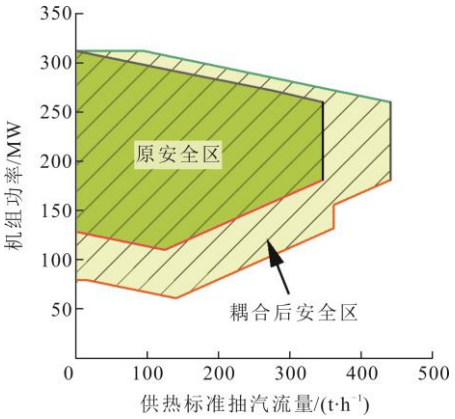


图 5 耦合储热系统的机组供热安全区

Fig.5 Heating safety zone of the unit after coupling with the heat storage system

结果表明，耦合后机组的供热安全区显著扩展，低负荷运行时储热系统将机组未上网的电力存储起来，降低了机组的上网功率，向下扩展了供热安全区；同时储热阶段回收空气的余热能额外产生供热用水，向右扩展了供热安全区；高负荷运行时，储热系统将颗粒热量用于加热热网给水，提高了机组的供热标准抽汽流量，也向右扩展了机组的供热安全区。

图 6 更直观地展示了耦合储热后机组的供热解耦能力和调峰解耦能力均有所增强。在机组低负荷运行时，供热解耦能力显著提升，能够解决低负荷下供热不足的问题；在高供热标准抽汽流量下，机组的负荷调节能力显著增强，一定程度上有助于解决“以热定电”的问题。

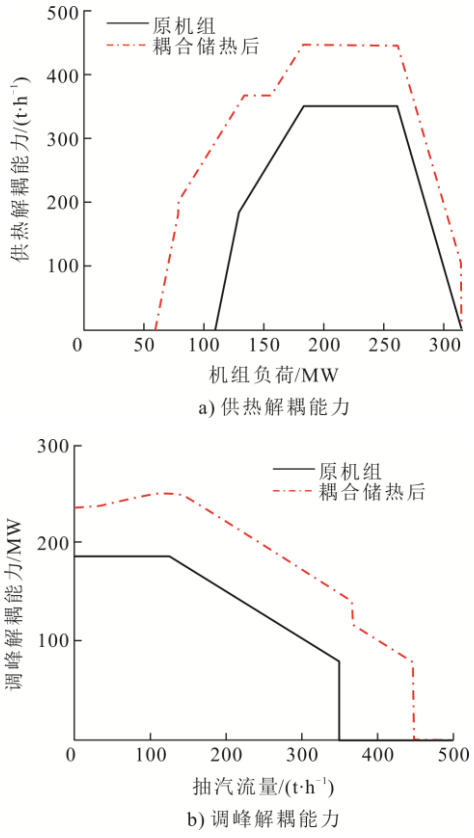


图 6 耦合储热前后机组的供热解耦能力和调峰解耦能力
Fig.6 Heat supply decoupling capacity and peak-shaving decoupling capacity of the unit before and after coupling with the heat storage system

2.3 典型日场景下的电-热协同匹配分析

为评估耦合系统在实际高比例可再生能源环境下性能，选取了典型的冬季日研究场景，基于冬季陆上风电[28]的典型日出力特性及国家能源局公开的各省典型日负荷[29]所构建的典型日能源结构模型如图 7 所示。由图 7 可见，在风电出力较大的凌晨时段，火电面临极低的负荷需求，对机组的调峰及供热能力提出了严峻挑战。

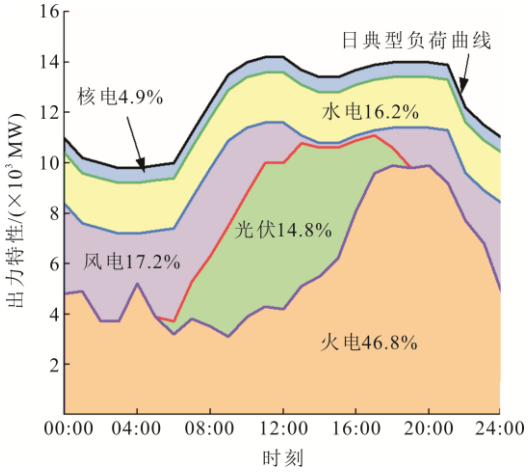


图 7 与可再生能源相结合的日典型出力特性
Fig.7 Typical output characteristics of the coupled system combined with onshore wind power on a typical day

针对该场景，原机组独立运行时受“以热定电”约束，难以兼顾低负荷下的电热需求匹配；而耦合系统则采取“电热协同、以电优先”的策略，即在优先满足电网负荷指令的前提下利用储热调节供热缺口。

图 8 展示了系统耦合前后的电负荷匹配情况。

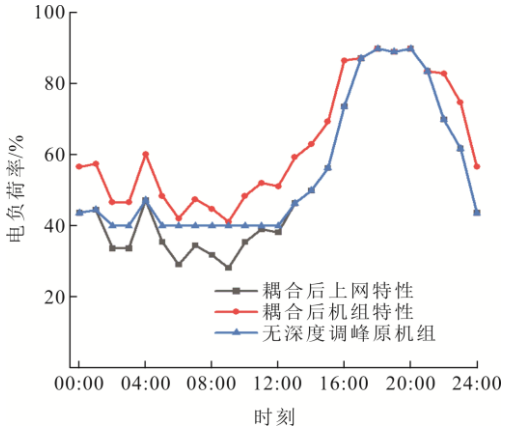


图 8 耦合储热系统前后典型日内机组输出功率与实际负荷需求的匹配情况
Fig.8 Matching situation between the typical day power output of the unit and the actual load demand before and after coupling with the heat storage system

在凌晨至上午时段，上网负荷需求低于原机组最低稳燃负荷，机组面临弃风或停机风险。耦合储热后，机组可以在高于最低负荷极限的水平下运行，将冗余电力转化为热能存储，在维持安全运行的同时实现对电网功率的完全响应。

图 9 展示了火电机组耦合储热系统前后的供热能力与实际热负荷需求[30]的匹配情况。在未耦合

时，受低电负荷压制，机组在夜间的供热能力远低于需求，存在巨大缺口。耦合储热后，得益于机组负荷提升带来的本体抽汽增加及储热系统的热能释放，机组供热能力显著提升。结果表明，在储热容量的限制下，尽管系统在长时间低负荷时段仍存在一定供热缺口，但相比于原机组，其热电解耦与供热保障能力已显著提升，进一步提升储热容量将能有效解决该问题。

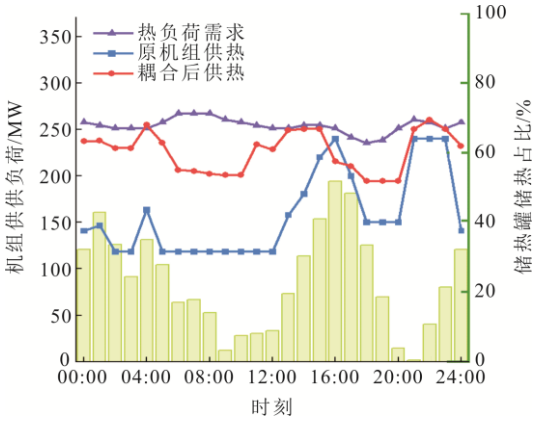


图 9 耦合储热前后典型日内机组供热负荷与实际负荷需求的匹配情况

Fig.9 Matching situation between the typical day heating load of the unit and the actual load demand before and after coupling with the heat storage system

3 结 论

本文通过建立流化床高温颗粒储热系统与燃煤热电联产机组的耦合系统模型，分析了其在采暖季提升机组运行灵活性、实现热电解耦的可行性，得到如下结论。

1）耦合储热系统可以显著扩展机组的供热安全运行区，提高机组的供热解耦能力和调峰解耦能力，使其在较低电负荷下仍可维持必要的供热能力，并在供热需求较高时进一步扩展调峰空间，从而有效缓解“以热定电”模式对机组出力的约束。

2）在含高比例风电的典型日场景中，储热系统通过电热转换与调节，实现了电力调峰与供热调节的协同。在电网负荷低谷时段，机组额外发电并存储多余电能，可在满足电网低负荷需求的同时提升自身的供热能力；在供热需求高峰时段，颗粒将存储的热能释放出来，额外产生供热标准用水。该运行策略使机组能够更好地兼顾响应电网的调度指令和热负荷需求。

3）流化床高温颗粒储热技术为燃煤热电联产机组的灵活性改造提供了可行的技术路线，有助于增强电力系统对可再生能源的消纳能力。后续研究可在系统动态控制、长期运行经济性及实际工程应用等方面展开进一步探索。

[参 考 文 献]

[1] 刘吉臻, 沈炯, 李政, 等. 新型能源体系下能源动力系统动态学研究综述[J]. 动力工程学报, 2025, 45(12): 1977.
Liu J Z, Shen J, Li Z, et al. A review of research on the dynamics of energy and power systems under the new energy framework[J]. Journal of Chinese Society Power Engineering, 2025, 45(12): 1977.

[2] 黄蓉, 周延科, 梁甜, 等. 面向新型电力系统的储能容量配置优化研究[J]. 煤炭经济研究, 2025, 45(11): 52.
Huang R, Zhou Y K, Liang T, et al. Research on optimal energy storage capacity allocation for new power systems[J]. Coal Economic Research, 2025, 45(11): 52.

[3] 王妍, 王洋, 吕凯, 等. 火电厂热电联产机组与液态 CO_2 储能耦合系统热力性能分析[J]. 热力发电, 2023, 52(8): 40.
Wang Y, Wang Y, LÜ K, et al. Thermal performance analysis of the coupled system of cogeneration unit and liquid carbon dioxide energy storage system[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(8): 40.

[4] 王兴, 崔殊杰, 邵峰, 等. 新型储能技术下燃煤机组工业热电解耦的系统方法研究[J]. 能源工程, 2025, 45(3): 41.
Wang X, Cui S J, Shao F, et al. Research on the system method of industrial thermoelectricity decoupling of coal fired unit based on energy storage[J]. Energy Engineering, 2025, 45(3): 41.

[5] 曾光, 纪阳, 符津铭, 等. 热储能技术研究现状、热点趋势与应用进展[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(增刊 1): 127.
Zeng G, Ji Y, Fu J M, et al. Research status, hot trends and application progress of thermal energy storage technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(S1): 127.

[6] 张晨曦, 王泽众, 谢劲超, 等. 电加热在高温固体颗粒储热中的应用[J]. 工业加热, 2025, 54(4): 1.
Zhang C X, Wang Z Z, Xie J C, et al. Applications of electro-thermal conversions in high-temperature solid-particle thermal energy storage[J]. Industrial Heating, 2025, 54(4): 1.

[7] Sakadjian B, Hu S, Maryamchik M, et al. Fluidized-bed technology enabling the integration of high temperature solar receiver CSP systems with steam and advanced power cycles[J]. Energy Procedia, 2015, 69: 1404.

[8] Steiner P, Schwaiger K, Walter H, et al. Active fluidized bed technology used for thermal energy storage[C]. International Conference on Energy Sustainability collocated with the ASME 2016 Power Conference and the ASME 2016 14th International Conference on Fuel Cell Science, Engineering and Technology, Charlotte, North Carolina, USA, 2016.

[9] Sulzgruber V, Wünsch D, Haider M, et al. Numerical investigation on the flow behavior of a novel fluidization based particle thermal energy storage (FP-TES)[J]. Energy, 2020, 200: 117528.

[10] Liu Z, Ishikawa A, Chen Q, et al. Energy storage by sand in fluidized bed[C]. 14th International Renewable Energy Storage Conference, EUROSOLAR The European

Association for Renewable Energy, Messe Düsseldorf, Germany, 2020.

[11] Liu Z, Ishikawa A, Chen Q, et al. Thermal energy storage by sand in fluidized bed[C]. 13th International Renewable Energy Storage Conference, EUROSOLAR The European Association for Renewable Energy, Messe Düsseldorf, Germany, 2019.

[12] Zhang H, Zhang Y, Yang W, et al. Electric energy storage by a fluidized bed[C]. Applied Energy Symposium 2021: Low Carbon Cities and Urban Energy Systems, Matsue, Japan, 2021.

[13] 王森, 李天新, 韩兆威, 等. 压缩蒸汽与熔盐储热辅助燃煤机组调峰方案性能分析[J]. 热力发电, 2025, 54(10): 11.
Wang S, Li T X, Han Z W, et al. Performance analysis of compressed steam and molten salt thermal storage assisted peaking scheme for coal-fired units[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(10): 11.

[14] 胡宏彬, 景志滨, 郭琦, 等. 考虑出力波动性及间歇性的风能太阳能互补性评估方法[J]. 现代电力, 2025, 42(5): 911.
Hu H B, Jing Z B, Guo Q, et al. Evaluation approach for wind and solar complementarity considering output fluctuation and intermittency[J]. Modern Electric Power, 2025, 42(5): 911.

[15] 薛志敏, 熊波, 乐增孟, 等. 燃气–蒸汽联合循环供热机组经济运行策略[J]. 广东电力, 2023, 36(6): 1.
Xue Z M, Xiong B, Yue Z M, et al. Economic operation strategy of gas turbine combined cycle cogeneration unit[J]. Guangdong Electric Power, 2023, 36(6): 1.

[16] 吴巍, 丁胜, 吴凯槟. 燃气分布式能源“以热定电”和“以电定热”运行模式下的能效对比分析研究[J]. 工业加热, 2018, 47(5): 5.
Wu W, Ding S, Wu K B. Research on energy efficiency comparison of the gas-distributed energy under the operating modes of “energy under setting electricity by heat” and “setting heat by electricity”[J]. Industrial Heating, 2018, 47(5): 5.

[17] 黄大为, 黄征, 葛维春, 等. 以热定电模式下热电联产机组电功率灵活调节能力分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(24): 27.
Huang D W, Huang Z, Ge W C, et al. Analysis of the flexible power regulation capacity of cogeneration units under the heat-determined electricity mode[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(24): 27.

[18] 吴彦廷, 尹顺永, 付林, 等. “热电协同”提升热电联产灵活性[J]. 区域供热, 2018(1): 32.
Wu Y T, Yin S Y, Fu L, et al. “Combined heat and power” enhances the flexibility of cogeneration[J]. District Heating, 2018(1): 32.

[19] 田元, 王泉海, 甘露, 等. 采用气固两相流作为工质的高温光热发电技术[J]. 电力电子技术, 2017, 51(3): 36.
Tian Y, Wang Q H, Gan L, et al. A high-temperature concentrating solar power system uses gas/solid two-phase flow as heat-transfer fluid[J]. Power Electronics, 2017, 51(3): 36.

[20] 陈博. 基于超临界 CO_2 布雷顿循环光热发电系统的浅层多级流化床换热器传热传质研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2019: 1.
Chen B. Study on heat and mass transfer of a shallow multistage fluidized bed heat exchanger based on SCO_2 Brayton cycle system in CSP[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2019: 1.

[21] 吕翀, 王斌, 蒋国安, 等. 燃煤电厂耦合熔盐与固体颗粒储热系统热力性能与经济性对比研究[J]. 锅炉技术, 2025, 56(6): 50.
LüC, Wang B, Jiang G A, et al. Thermal performance and economic comparison study of coal-fired power plant coupled with molten salt and solid particle thermal energy storage system[J]. Boiler Technology, 2025, 56(6): 50.

[22] 朱熹, 谢明江, 黄建强, 等. 汽轮机低压缸零出力供热技术研究[J]. 机械工程师, 2019(11): 118.
Zhu X, Xie M J, Huang J Q, et al. Research on LP zero output technology of steam turbine[J]. Mechanical Engineer, 2019(11): 118.

[23] 应振镇, 杨天锋, 陈冬, 等. 用于太阳能超临界 CO_2 布雷顿循环的流态化颗粒换热试验与模拟[J]. 太阳能学报, 2022, 43(3): 274.
Ying Z Z, Yang T F, Chen D, et al. Fluidized particle heat exchange test and simulation for solar supercritical CO_2 Brayton cycle[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2022, 43(3): 274.

[24] Ma Z, Martinek J. Fluidized-bed heat transfer modeling for the development of particle/supercritical-CO_2 heat exchanger[C]//Proceedings of Energy Sustainability. American Society of Mechanical Engineers, 2017, 57595: V001T05A002.

[25] 柯冬冬, 谢玉荣, 赵大周, 等. 基于 Ebsilon 软件的燃气–蒸汽联合循环热力系统分析[J]. 节能, 2018, 37(9): 10.
Ke D D, Xie Y R, Zhao D Z, et al. Analysis of gas-steam combined cycle thermodynamic system based on Ebsilon software[J]. Energy Conservation, 2018, 37(9): 10.

[26] 金国强, 高耀岿, 张丽霞. 储热罐改造对供热机组热电解耦及调峰能力的影响研究[J]. 汽轮机技术, 2021, 63(2): 133.
Jin G Q, Gao Y K, Zhang L X. Research on the effect of heat storage tank reconstruction on decoupling and peaking capacity of CHP units[J]. Turbine Technology, 2021, 63(2): 133.

[27] 王智, 郭良丹, 付静, 等. 供热系统加储热后的调峰灵活性分析[J]. 汽轮机技术, 2019, 61(4): 311.
Wang Z, Guo L D, Fu J, et al. Analysis of peak shaving flexibility in heating system after installing heat storage[J]. Turbine Technology, 2019, 61(4): 311.

[28] 魏胜民, 袁凯声, 余晓鹏, 等. 河南蓝皮书: 河南能源发展报告(2017)[M]. 北京: 社会科学文献出版社, 2017: 92.
Wei S M, Yuan K S, Yu X P, et al. Henan blue book: Henan energy development report (2017)[M]. Beijing: Social Sciences Academic Press, 2017: 92.

[29] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于做好 2021 年电力中长期合同签订工作的通知[EB/OL]. (2020-11-25)[2023-03-25]. http://www. gov.cn/zhengce/zhengceku/2020-12/03/content_5566580.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on doing a good job in the signing of medium and long-term power contracts in 2021[EB/OL]. (2020-11-25)[2023-03-25]. http://www.gov. cn/ zhengce/zhengceku/2020-12/03/content_5566580.

[30] 王耀函. 火电机组蓄能特性与灵活性控制研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2018: 1.
Wang Y H. Research on energy storage characteristics and flexibility control of thermal power units[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2018: 1.

（责任编辑　李园）