DOI: 10.19666/j.rlfd.202604012

基于 Flownex 的 1 000 MW 超超临界燃煤机组变负荷烟气余热回收利用系统建模研究

熊　强[1,2]，美合日阿依·穆太力普[1,2]，木巴来克·都尕买提[1,2]，
黄　军[3]，王　鹏[3]，李晓峰[4]
（1. 西北能源碳中和教育部工程研究中心，新疆　乌鲁木齐　830017；
2. 新疆大学 电气工程学院，新疆　乌鲁木齐　830046；
3. 国家能源集团新能源技术研究院有限公司，北京，102211；
4. 中国石油工程建设有限公司西北分公司，新疆　鄯善　838202）

［摘　　要］【目的】针对 1 000 MW 超超临界一次再热燃煤机组运行过程中排烟温度偏高及空预器低温腐蚀问题，研究烟气余热梯级回收与耦合利用的优化方案，为机组节能改造提供技术依据。【方法】基于 Flownex 仿真平台，结合机组实际摸底试验数据，按照能量梯级利用原则，将烟气温度划分为高、中、低 3 个区段，构建低温省煤器与暖风器联合系统、烟气—空气梯级余热回收系统、空预器旁路梯级烟气余热回收系统以及烟气余热多级梯级耦合利用系统 4 种方案，在不同负荷条件下进行模拟分析。【结果】模型计误差控制在 1%以内，在 100%负荷下，方案 3 和方案 4 最优旁路比例分别为 0.12、0.18，其节煤量分别为 5.464、6.868 g/(kW·h)，热耗率分别降低 54.110、71.919 kJ/(kW·h)，综合节能效果最优。【结论】烟气余热梯级回收技术能够有效降低燃煤机组排烟热损失并改善机组运行经济性。方案 1 和方案 2 适用于低负荷及煤质波动工况，具有投资较低、运行适应性较强的特点；方案 4 节能效果最佳，方案 3 在技术可行性与经济性之间具有较优综合性能，可为大型燃煤机组节能改造与高效运行提供有效技术路径。

［关　键　词］1 000 MW 超超临界机组；余热回收；变工况；能量梯级利用；Flownex

［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.

Modeling study of flue gas waste heat recovery system under variable load for a 1 000 MW ultra-supercritical coal-fired unit based on Flownex

Xiong Qiang[1,2], Meiheriayi Mutailipu[1,2],Mubalaike Dugamaiti[1,2], Huang Jun[3], Wang Peng[3], Li Xiaofeng[4]
(1. School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830046,China;
2. Engineering Research Center of Northwest Energy and Carbon Neutrality, Ministry of Education, Urumqi 830017, China;
3. National Energy Group New Energy Technology Research Insitute Co. Ltd., Beijing 102211, China;
4. China Petroleum Engineering & Construction Co., Ltd., Northwest Branch, Shanshan 838202, China)

Abstract: [Objective] To address the problems of excessively high exhaust gas temperature, exceeding the design value by more than 40 ℃, and low-temperature corrosion of the air preheater in a 1000 MW ultra-supercritical

收 稿 日 期：2026-04-02　修 回 日 期：2026-05-07　接 受 日 期：2026-05-16　网络首发日期：XXXX-XX-XX
基 金 项 目：新疆维吾尔自治区第三批“天山人才”优秀工程师项目（EB0237）；自治区天山英才青年托举项目（2023TSYCQLJ0035），自治区高校科研计划培育类（XJEDU2023P026）；国家社会科学基金重大项目（21&ZD133）
Supported by: The Third Batch of “Tianshan Talents TExcellent Engineer Projects in Xinjiang Uygur Autonomous (EB0237); Xinjiang Autonomous “Tianshan Talents Taultivation Program-Leading Talents in Science and Technology Innovation (2023TSYCQLJ0035); University Research Initiative(XJEDU2023P026); Major Project of the National Social Science Foundation of China(21&ZD133)
第一作者简介：熊强（1999），男，硕士研究生，主要研究方向为燃煤机组烟气余热回收利用，x1040_1944q@163.com。
通信作者简介：美合日阿依·穆太力普（1989），女，博士，副教授，主要研究方向为节能降碳以及二氧化碳地质封存与利用技术研究，mhriay@xju.edu.cn。

once-reheat coal-fired unit, an optimization strategy for cascade recovery and utilization of flue gas waste heat was proposed to improve unit thermal economy and operational reliability. [Method] Based on the Flownex simulation platform and field test data obtained from actual unit operation, a thermodynamic model of the flue gas waste heat recovery system was established and validated. According to the principle of energy cascade utilization, the flue gas temperature was divided into high-, medium-, and low-temperature regions. Four retrofit schemes were developed and comparatively analyzed, including a combined low-temperature economizer and air heater system, a flue gas–air cascade waste heat recovery system, an air preheater bypass cascade flue gas waste heat recovery system, and a multi-stage coupled cascade utilization system for flue gas waste heat. The thermal performance and energy-saving characteristics of different schemes under variable operating conditions were evaluated in terms of exhaust gas temperature reduction, equivalent enthalpy drop of extraction steam, coal-saving effect, and turbine heat consumption rate. [Results] The simulation results show that the deviation between the calculated and measured exhaust gas temperatures was within 1%, indicating good model accuracy and reliability. With the decrease in exhaust gas temperature, the additional power generation from extraction steam replacement and the equivalent enthalpy drop per unit extraction steam increased significantly, resulting in enhanced coal-saving performance and reduced turbine heat consumption rate, while the energy-saving benefit in the low-temperature region gradually diminished. The application of the secondary air duct heater effectively mitigated the low-temperature corrosion problem of the air preheater and simultaneously recovered part of the flue gas waste heat, thereby improving boiler efficiency. Under 100% turbine heat acceptance (THA) condition, the optimal bypass ratios of Scheme 3 and Scheme 4 were 0.12 and 0.18, respectively. The corresponding coal-saving effects reached 5.464 g/(kW·h) and 6.868 g/(kW·h), while the turbine heat consumption rate decreased by 54.110 kJ/(kW·h) and 71.919 kJ/(kW·h), respectively. Among the four retrofit schemes, Scheme 3 and Scheme 4 exhibited superior comprehensive energy-saving performance, especially under high-load conditions. [Conclusion] Scheme 1 and Scheme 2 are more suitable for low-load operating conditions and exhibit stronger adaptability to coal quality fluctuations, with relatively low investment cost but limited energy-saving potential. In contrast, Scheme 3 and Scheme 4 demonstrate remarkable advantages in reducing coal consumption and turbine heat consumption rate. Scheme 4 is more applicable to units requiring higher energy-saving performance, whereas Scheme 3 achieves a better balance between technical feasibility and economic efficiency. The proposed Flownex-based cascade flue gas waste heat recovery optimization strategy provides an effective technical pathway for energy-saving retrofit and efficiency improvement of large-scale coal-fired power units.

Key words: 1 000 MW supercritical and ultra-supercritical unit; waste heat recovery; variable operating conditions; energy cascade utilization; Flownex

随着燃煤机组节能改造的推进，能源的高效清洁利用程度有所提高，但提升能源利用效率仍然存在较大潜力[错误!未定义书签。][1]。当前机组的排烟温度设计值一般为 120～140 ℃，但由于煤质变化等因素，实际运行中的排烟温度普遍偏高，造成排烟热损失显著增加，影响机组的热效率和安全性[2-3]。燃煤机组烟气余热改造不仅能够缓解机组排烟温度过高的现状，降低机组煤耗，还符合国家低碳化改造政策，助力实现碳中和碳达峰[4-6]。

目前，针对燃煤机组烟气余热回收的研究较多。Li 等人[7]通过 CPO-HYSYS 智能算法对烟气参数的实时预测优化，实现了热效率和环境效益的双重提升。文俊芬等[8]以余热回收换热器和暖风器为基础，通过热力学分析和技术经济性评估，得到了各方案的最优节煤效益和动态回收期。张伟等[9]通过 EBSILON 软件建立 1 050 MW 机组系统性能模型，基于遗传算法获得了多参数协同优化时机组的最大节煤量。王林等[10]结合鄂温克发电厂 1 号机组烟气余热利用系统改造过程对改造后效益进行了详细分析。陈珣等[11-12]针对前置暖风器烟气余热回收系统开展了系统的多参数优化。张晓东等[13]以国产典型 660 MW 机组为案例，设计了采用旁路烟道的烟气余热回收系统。杨凯旋等[14]以 330 MW 机组为例依据系统变工况特性提出了系统全工况优化运行的调控策略。张国柱等[15]提出了 660 MW 新型锅炉烟气热能回收系统，研究了不同负荷下的机组节能潜力。王春昌等[16]重点分析了冷风加热器、空预器旁路系统和烟气冷却器系统对锅炉侧的影响，对不同方案的综合节能效果进行了对比。但目前针对燃煤机组实际排烟现状，改造方案结合能量梯级利用的案例较少，低负荷运行工况的特性研究不够深入，且不同改造方案在不同负荷下的适用程度缺乏对比。

然而，现有研究大多集中在额定负荷下的系统性能分析，忽略了机组在低负荷或变负荷工况下的运行特性。实际电网负荷波动频繁，燃煤机组常处

于部分负荷或调峰运行状态，此时烟气温度、流量和余热分布与额定工况存在明显差异。如果不考虑变负荷影响，改造方案在实际运行中可能无法充分发挥节能潜力，甚至影响系统稳定性。因此，开展烟气余热回收的变负荷研究对于准确评估各改造方案在全工况下的适用性和经济性具有重要意义。

在燃煤机组热力系统建模与仿真研究中，Flownex 作为基于热流网络法的专业仿真平台，在一维热流体系统级分析方面具有明显优势。其通过将复杂热力系统离散为节点与支路网络，能够同时耦合求解质量、动量及能量守恒方程，适用于描述锅炉汽水系统与烟风系统的整体协同运行特性。相较于 MATLAB，Flownex 无需从底层自行构建完整的热力模型与数值求解算法，具有更直观的建模界面与丰富的工程元件库，能够显著降低建模难度并提高工程应用效率；与 Fluent 等计算流体力学（CFD）软件相比，Flownex 虽在局部流场精细化模拟方面不具优势，但在系统级快速计算、多工况分析及工程实用性方面更为突出，计算成本更低，适用于大规模热力系统整体性能研究。

与 TRNSYS 及 EBSILON 等热力系统仿真软件相比，Flownex 在流动与传热的耦合求解能力方面更为完善。TRNSYS 更侧重于能源系统的动态过程模拟，在复杂锅炉内部流动与换热耦合方面存在一定局限；EBSILON 虽在电厂热力系统稳态计算中应用广泛，但其对烟气侧流动及复杂网络耦合的描述能力相对有限。Flownex 则通过统一的网络求解框架，将管网流动、换热过程及设备特性有机结合，能够实现汽水侧与烟风侧的深度耦合分析，特别适用于燃煤机组在变负荷工况下的整体性能研究。因此，采用 Flownex 开展燃煤机组烟气余热回收及低温省煤器系统建模，不仅能够兼顾计算精度与效率，还具备良好的工程适用性与扩展能力。

本文基于 Flownex 仿真平台对一次再热超超临界机组烟气余热回收利用系统进行研究，构建了烟气余热回收系统的热流体动力学模型，结合机组现状和能量梯级利用原理，提出了适合该机组的改造方案，通过数值模拟和理论计算，分析了各改造方案不同负荷下的能效优化潜力和运行特性，得到了不同方案在不同负荷中的适应性。

1 机组概况及运行现状分析

1.1 设备概况

本文研究机组锅炉为超超临界压力参数变压运行螺旋管圈直流锅炉，单炉膛塔式布置形式、一次中间再热、四角切圆燃烧、平衡通风、固态排渣、全钢悬吊构造、露天布置。锅炉燃用设计煤种和校核煤种均为烟煤。制粉系统采用 HP1163/Dyn 型中速磨煤机正压直吹式制粉系统，5 台磨运行带锅炉 BMCR 工况，1 台磨备用。炉后尾部布置 2 台转子直径为 16 370 mm 的三分仓容克式空气预热器。汽机为上海汽轮机厂设计制造的超超临界、一次中间再热、四缸四排汽、单轴凝汽式汽轮机。机组设计工况（THA、下同）下主要参数汇总及燃用煤质资料见表 1 和表 2 所示。

表 1 机组设计工况主要参数
Tab.1 Main parameters of unit design conditions

名称	B-MCR
锅炉型号	SG-3040/27.46-M538
锅炉最大连续蒸发量/$(t \cdot h)^{-1}$	3040
过热器出口蒸汽压力/MPa	27.46
过热器出口蒸汽温度/℃	605
再热蒸汽流量/$(t \cdot h)^{-1}$	2540
再热器进口蒸汽压力/MPa	5.97
再热器出口蒸汽压力/MPa	5.77
再热器进口蒸汽温度/℃	373
再热器出口蒸汽温度/℃	603
省煤器进口给水温度/℃	297
喷水温度/℃	297
锅炉效率/%	94.72

表 2 燃用煤质参数
Tab.2 Coal quality data

项目名称		符号	设计煤种（神府东胜煤）
元素分析	收到基碳分	C_{ar}/%	61.88
	收到基氢分	H_{ar}/%	3.40
	收到基氧分	O_{ar}/%	10.78
	收到基氮分	N_{ar}/%	0.80
	收到基硫分	$S_{t,ar}$/%	0.44
	收到基灰分	A_{ar}/%	9.10
	收到基水分	M_t /%	13.60
空气干燥基水分 M_{ad}（M_f）/%			3.68
收到基挥发分 V_{ar}/%			26.34
可燃机挥发分 V_{daf} /%			34.08
收到基低位发热量 $Q_{net,v}$/$(MJ \cdot kg^{-1})$			23.47

1.2 机组运行状况及原因分析

用 Flownex 搭建超超临界一次中间再热机组机炉一体的原始系统静态仿真模型，具体如图 1 所示。对研究机组进行能耗摸底试验，机组实际运行中大比例燃用高挥发烟煤，对比设计工况和对应负荷实际运行工况，空气预热器（空预器）入口烟气和空气温度基本相同，但烟气量、总风量均有较大变化。1 000 MW 工况下流经空预器的烟气量、总风量分别相当于设计 100%THA 负荷的 93.8%、85.0%，实际运行工况下空预器内吸热工质热容与放热工质热容之比 X 偏离设计值。1 000 MW 负荷工况下，实测排烟温度平均值为 176.75 ℃，较设计 100%THA 工况排烟温度（131 ℃）高 45.75 ℃，影响锅炉效率在 2%以上，仿真模型输出温度 176.01 ℃；750 MW 负荷工况下，实测排烟温度平均值为 165.54 ℃，较设计 75%THA 工况排烟温度（122 ℃）高 43.54 ℃，仿真模型输出温度 164.42 ℃；500 MW 负荷工况下，实测排烟温度平均值为 153.62 ℃，较设计 50%THA 工况排烟温度（109 ℃）高 44.62 ℃，仿真模型输出温度 152.49 ℃；300 MW 负荷工况下，实测排烟温度平均值为 142.95 ℃，较设计 30%THA 工况排烟温度（98 ℃）高 44.95 ℃，仿真模型输出温度 141.89 ℃，模拟结果与实际误差在 1%以内，模型预测结果准确可靠，符合工程实际要求。

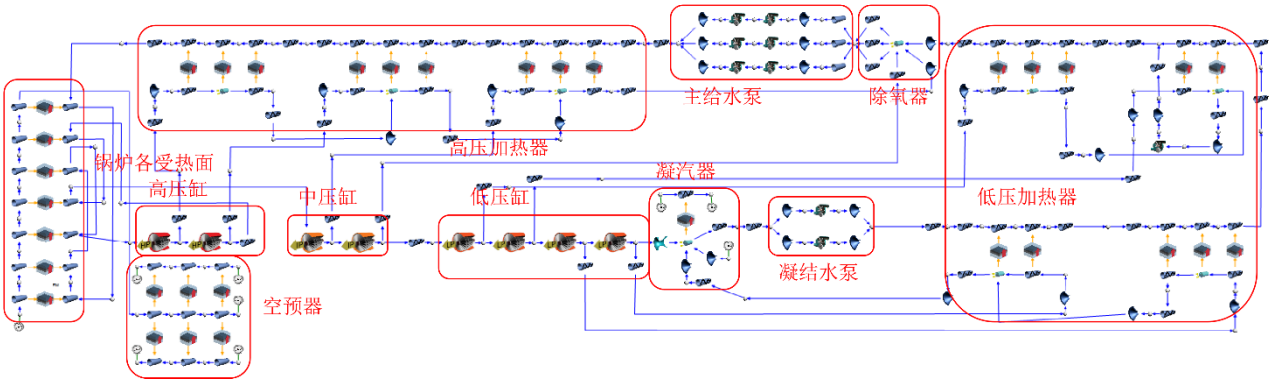


图 1 系统 Flownex 静态仿真模型

Fig.1 Static simulation model of Flownex system

2 余热回收改造边界条件及改造方案

改造后的收益应综合考虑锅炉和汽轮机整体系统，需要明确回收烟气余热的利用途径，并评估对各设备的影响。因此，本文模型设计遵循以下原则：1）优化低温省煤器与风烟、除尘、脱硫系统之间的协调，提升余热回收效果，并评估对锅炉效率、煤耗和热耗率的影响；2）确保余热利用系统的安全可靠性，故障时不影响原系统或有隔离措施；3）根据不同负荷工况评估低温换热面酸腐蚀问题，合理设置排烟温度、工质入口温度和低温省煤器布置；4）在现役机组改造中，烟气旁路比不超过 0.20，确保烟气温度高于水侧进口温度 10 ℃以上，低温省煤器出口温度不低于 120 ℃，避免酸腐蚀并确保工程安全裕量。

由此针对该一次再热机组现状，本文提出 4 种余热回收方案。

方案 1（低温省煤器与暖风器联合烟气余热利用改造方案） 空预器空气侧冷二次风道内安装热媒水暖风器（AH），将冷二次风加热到 80 ℃，空预器烟气侧出口烟道合适位置增加低温省煤器（FGC1）。FGC1、AH 和低加抽水形成一个闭式循环。

方案 2（烟气-空气梯级余热回收系统改造方案） 冷二次风道内安装 AH，空预器烟气侧出口烟道内安装 FGC1，除尘器和引风机之间的烟道内安装热媒水换热器（FGC2）。AH 处的凝结水与 FGC2 处的凝结水形成一个闭式循环。

方案 3（基于空预器旁路的烟气余热深度梯级利用改造方案） 在方案 1 的基础上，在脱硝装置（SCR）出口烟道增加空预器旁路烟道，旁路烟道内沿烟气流动方向安装给水换热器（FGCA）。

方案 4（烟气余热多级梯级耦合利用系统改造方案） 在方案 2 的基础上，旁路烟道内 FGCA 后安装凝结水换热器（FGCB），FGC2 和 AH 凝结水形成闭式循环。各方案中 FGCA 内凝结水取自 3 号高加入口，吸热后返回 1 号高加出口，FGC1 处凝

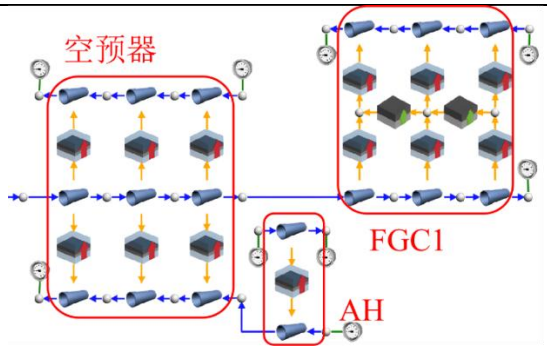
结水取自 6 号、8 号低加入口混合凝结水，换热后返回 5 号低加出口。

4 种方案在结合机组现状基础上，考虑烟气侧、水侧腐蚀且使回收能量效率最大，并按照能量梯级利用原则，高中低不同温度段的烟气匹配不同的回收方式而设计。4 种改造方案新增设备和旁路的情况如表 3 所示，改造只涉及空预器空气侧入口、空预器旁路和空预器烟气侧出口，Flownex 建模中锅炉各受热面和汽机侧设备未改变，故各受热面和汽机侧模型已省略，模型如图 2 所示。

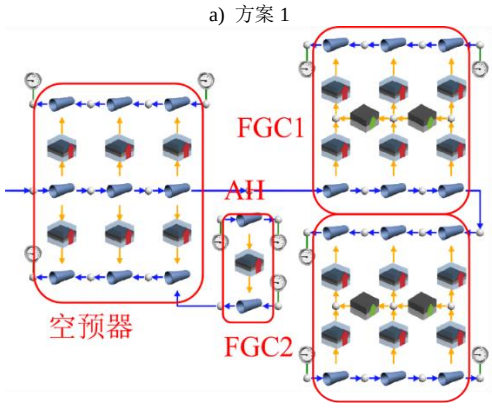
表 3 烟气余热改造方案

Tab.3 Flue gas waste heat transformation scheme

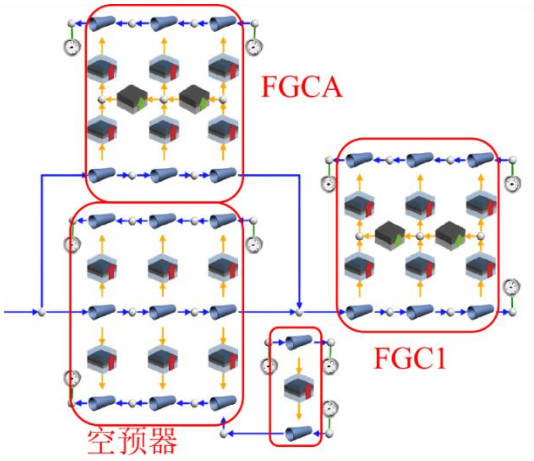
改造方案	FGC1	FGC2	烟气旁路	FGCA	FGCB
方案 1	√	×	×	×	×
方案 2	√	√	×	×	×
方案 3	√	×	√	√	×
方案 4	×	√	√	√	√



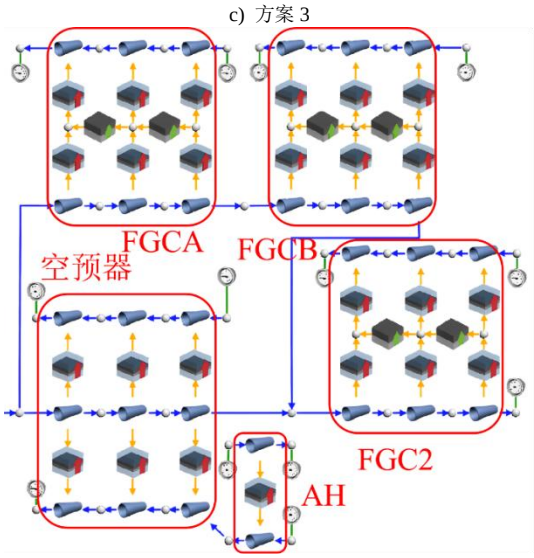
a) 方案 1



b) 方案 2



c) 方案 3



d) 方案 4

图 2 烟气余热回收方案 Flownex 模型

Fig.2 Flue gas waste heat recovery scheme Flownex model

3 低温省煤器及机组热经济性参数设计

3.1 低温省煤器参数设计

运用 Flownex 软件对上述 4 种烟气余热改造方案进行静态物理仿真模拟。在给煤量、省煤器入口烟温、空预器空气侧进出口温度不变的前提下，计算各项热经济性指标[17]。在低温省煤器参数设计中，本文选用煤质基准转换为烟气成分基准的酸露点计算公式[18]，即：

$$T_{yq}=t_{szq}+4.35\alpha\left[\left(\frac{4182V_{syq}}{Q_{v,ar}}\right)\times\varphi(SO_3)^n\right]^{1/3} \tag{1}$$

式中：α 为酸露点修正系数，取 121；t_{szq} 为水蒸气露点温度，34.89 ℃；V_{syz} 为 1 kg 煤的实际湿烟气量，

m^3/kg；$\varphi(SO_3)$为净烟气中 SO_3 的体积分数，%。

其中，t_{szq} 水蒸汽露点温度计算公式如下：

$$t_{szq}=-1.2102+8.4064V_{H_2O}-0.4749\left(V_{H_2O}\right)^2+0.01042\left(V_{H_2O}\right)^3 \quad (2)$$

设计煤种神府东胜煤水蒸汽露点温度计算为 34.89 ℃，烟气酸露点计算为 115.52 ℃，工程实际需要提供一定的安全裕量，所以设定低温省煤器烟气侧排烟温度为 120 ℃。烟露点温度在模型中通过节点和边界条件建模模块对机组模型进行限制。

根据低温省煤器实际运行效果来看，相同运行温度下不同材料的受热面耐腐蚀的能力不同。低温省煤器的设计需根据烟气的酸露点温度确定合适的进口水温和管材，确保最低运行壁温高于水露点温度 25 ℃以上，避开严重腐蚀区域。本研究根据实际燃用煤质情况以及低温省煤器的分段情况，选定余热利用系统各工况下低温受热面工质入口温度应不低于 70 ℃。

3.2 机组热经济性计算方法

本研究利用基于热力学第一定律和热功转换原理的等效焓降法分析系统的热经济性，其核心在于将机组各回热系统和蒸汽抽汽过程的热力变化折算为等效焓降，从而对机组能量利用进行定量评价。通过分析机组的热力系统结构、各级受热面及抽汽点参数，可计算出系统的等效焓降 H 和抽汽效率 η，反映各抽汽环节对机组整体能量利用效率的贡献。该方法能够将复杂的热力耦合过程简化为等效能量损失和利用指标，为机组热经济性评价及余热利用方案设计提供理论依据和计算基础。各段抽汽的等效焓降计算公式如下：

$$H_j=\left(h_j-h_c\right)-\sum_{r=j-1}^{m}\frac{A_r}{q_r}H_r \quad (3)$$

式中：h_j 为第 j 级加热器的抽汽焓值，kJ/kg；h_c 为汽轮机排汽焓值，kJ/kg；q_r 为每千克抽汽在第 r 级加热器的放热量，kJ/kg；H_r 为第 r 段抽汽的等效焓降，kJ/kg；案例机组的回热加热器为疏水放流式加热器，A_r 为疏水在该级放热器中的放热量。

热力系统各抽汽等效焓降 H_j 算出后，按做功量与加入系统热量之比，可得抽汽效率 η_j，计算公式如下：

$$\eta_j=\frac{H_j}{q_j} \quad (4)$$

汽机热耗率计算公式如下：

$$\eta_{HR}=\frac{\sum D_{ik}h_{ik}-\sum D_{om}h_{om}}{N_{el}} \quad (5)$$

式中：D 为工质流量，kg/s，；h 为工质焓值，kJ/kg；N_{el} 为发电机功率，MW；下标 ik、om 表示进出汽机系统的各项工质。

发电标准煤耗计算如下：

$$b_f=\frac{q}{29.3076\eta_b\eta_p} \quad (6)$$

式中：q 为汽机热耗率，kJ/(kW·h)；η_b 为锅炉效率；η_p 为管道效率，%。

4 热经济性结果及分析

4.1 排烟温度对汽轮机热力性能的影响

图 3—图 6 为不同负荷下汽轮机侧抽汽热力性能随排烟温度改变的变化结果。为分析排烟温度对系统热经济性的影响，需控制其他影响因素保持不变。对于方案 3 和方案 4，烟气旁路比例亦会对系统性能产生影响。因此，本节中选取典型旁路比例作为固定参数进行分析，方案 3 和方案 4 取旁路比例为 0.10。上述取值位于各负荷最优旁路比例范围的中间区间，且对应典型运行工况，具有较好的代表性。

由图 3—图 6 可知，不同负荷工况下，随排烟温度的降低，各方案抽汽排挤额外做功均呈单调增加趋势，同时每 kg 蒸汽抽汽等效焓降亦同步增大。这表明，烟气余热回收强化后，可有效减少回热系统抽汽量，从而提升汽轮机做功能力。尤其在较高负荷下，排烟温度的降低可以显著提高抽汽效能，降低系统的热损失。随着排烟温度的降低，抽汽排挤做功的增长速率逐渐减缓，呈现出边际效益递减的趋势。这一现象主要是由于随着烟气温度降低，烟气与凝结水之间的传热温差逐渐减小，从而导致单位温降对应的可回收热量减少，进而使抽汽替代效应减弱。虽然排烟温度的降低有助于提高热力性能，但效果逐渐趋于平缓，尤其是在较低的排烟温度下。

在高负荷（100%THA）下，抽汽排挤做功及等效焓降的增幅明显大于中低负荷工况。因为在高负荷工况下，锅炉的烟气量较大，余热资源较为充足，余热回收对回热系统的替代作用更加显著，排烟温度降低所带来的做功能力提升较为显著。在低负荷（30%THA）工况下，由于烟气流量和温位均有所降低，系统可利用的余热资源减少，导致抽汽排挤

效果相对较弱。烟气余热的回收对提升系统效能的作用有限，烟气量减少导致可回收的余热有限，从而限制进一步降低排烟温度的效益。

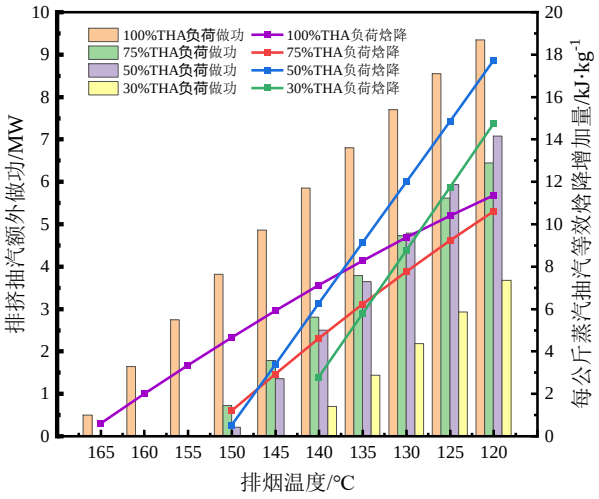


图 3 方案 1 不同负荷下抽汽热力性能变化

Fig.3 Variation of steam extraction thermal properties under different loads in scheme 1

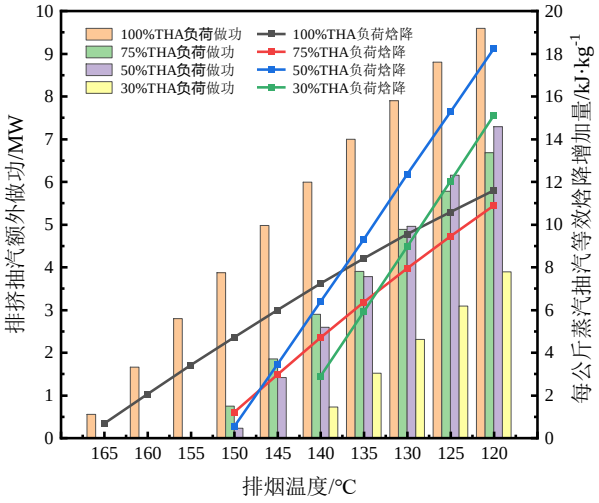


图 4 方案 2 不同负荷下抽汽热力性能变化

Fig.4 Variation of steam extraction thermal properties under different loads in scheme 2

由图 3、图 4 可知：方案 1 作为基础余热回收形式，整体提升幅度相对有限，排烟温度降低到 120 ℃时，100%负荷下排挤抽汽额外做功 9.342 MW，每 kg 蒸汽抽汽等效焓降增加 11.359 kJ/kg；方案 2 在此基础上引入烟气−空气换热强化环节，将低温段烟气通过内循环凝结水间接与空预器空气侧换热，使低温烟气余热利用更加充分，排挤抽汽额外做功增幅整体高于方案 1，100%THA 负荷下额外做功 9.592 MW，每 kg 蒸汽抽汽等效焓降增加 11.591 kJ/kg。

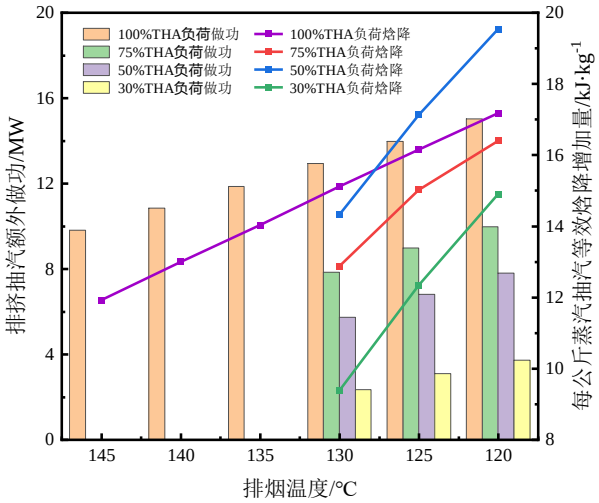


图 5 旁路比例 0.10 方案 3 不同负荷下抽汽热力性能变化

Fig.5 Variation of extraction steam thermodynamic performance under different loads for bypass 0.10, scheme 3

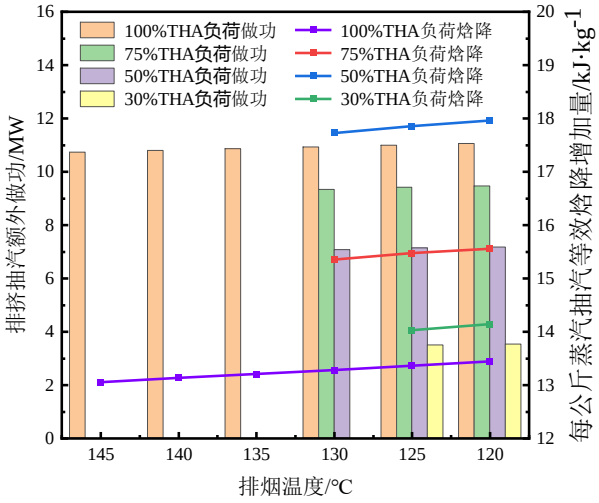


图 6 旁路比例 0.10 方案 4 不同负荷下抽汽热力性能变化

Fig.6 Variation of extraction steam thermodynamic performance under different loads for bypass 0.10, scheme 4

由图 5、图 6 可知，考虑烟气旁路的方案 3 与方案 4 在余热回收热量相同时，其抽汽排挤做功整体高于方案 1 和方案 2，在 100%负荷工况下排烟温度为 120 ℃时，方案 3 排挤抽汽额外做功大小为 15.028 MW，方案 4 排挤抽汽额外做功大小为 11.05 MW。其中，方案 4 由于引入多级换热结构（高、中、低温段耦合利用），进一步强化了烟气余热的梯级回收能力，在各负荷工况下均表现出最大的做功提升幅度，说明其对回热系统抽汽的替代作用最显著。方案 3 结构相对简单，对旁路比例的敏感性较低，在所选取的旁路比例下更接近其最优设计点；而方案 4 的多级串联结构对旁路比例匹配要求

更高，相同比例下未能达到其最优工况，因而回收效率低于方案 3。

由图 3—图 6 对比可知：降低排烟温度能够有效提升汽轮机热力性能，但其提升效果具有明显的非线性特征；同时，不同余热利用方案由于结构差异，在抽汽替代能力上存在显著差别，其中具有烟气旁路及梯级利用特征的方案 3 和方案 4 表现出更优的热力性能提升潜力，排挤抽汽额外做功比方案 1 和方案 2 分别约增加 5.5、1.5 MW。

4.2 排烟温度对机组节能指标的影响

在各负荷条件下，随着排烟温度的逐步降低，各改造方案的节煤量均呈现持续增加的趋势，同时汽机热耗率也同步改善。烟气余热回收不仅直接降低了锅炉的燃料消耗，还通过减少回热抽汽的需求，显著改善了汽轮机的热经济性。烟气余热回收系统通过回收排烟中的剩余热能，将低温烟气的热量转移至回热系统，从而减少了对外部燃料的依赖，降低了整体能源消耗。尤其是在机组负荷较高时，烟气余热的回收更加显著，能有效缓解系统对燃料的需求。此外，余热回收不仅提高了锅炉的热效率，还通过减少蒸汽抽汽量，使汽轮机的效率得到了进一步提升，降低了汽轮机热耗率。通过优化回热系统设计和烟气余热回收系统，机组的整体经济性和运行效率得以显著改善，尤其是在排烟温度较高时，余热回收的效果尤为显著。

方案 1 中，100%THA 负荷工况下随着排烟温度由 165 ℃逐步降低至 120 ℃，机组节煤量持续增加，由 1.299 g/(kW·h)提升至 3.728 g/(kW·h)，同时汽轮机热耗率同步下降，表明烟气余热回收有效降低了燃料消耗并改善了汽轮机运行经济性。此外，其变化趋势在高温区较为陡峭，而在低温区逐渐趋缓，呈现出明显的非线性特征，具体如图 7 所示。

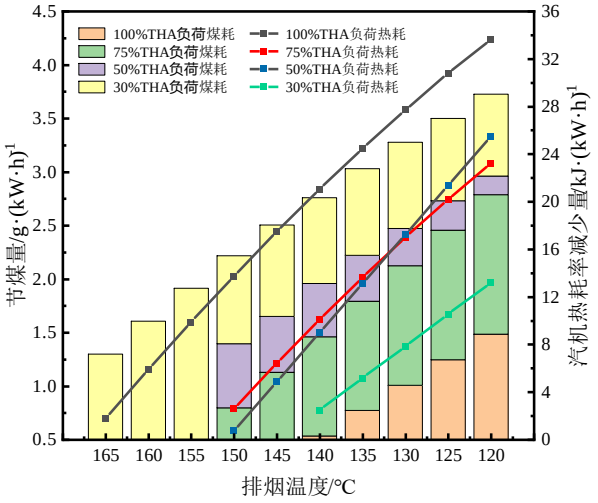


图 7 方案 1 不同负荷下机组节能指标变化

Fig.7 Change of energy saving index of the unit under different loads in scheme 1

方案 2 中，在相同工况范围内，节煤量由 1.314 g/(kW·h)增加至 3.765 g/(kW·h)，整体变化趋势与方案 1 一致，但在低温段表现出略优的节能效果。这主要归因于其多级换热结构强化了低温烟气余热利用能力，使系统在较低排烟温度下仍具备较高的热回收效率，具体如图 8 所示。

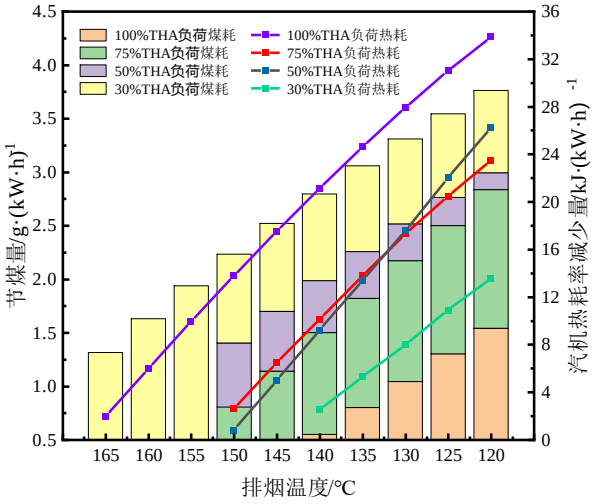


图 8 方案 2 不同负荷下机组节能指标变化

Fig.8 Change of energy saving index of the unit under different loads in scheme 2

对于节能指标分析，仍取旁路比例为 0.10。方案 3 不同负荷下机组节能指标变化如图 9 所示。由图 9 可知，方案 3 中，受益于烟气旁路结构的引入，其节煤水平整体显著提高。在 100%负荷下，节煤量由 145 ℃时的 3.960 g/(kW·h)提升至 120 ℃时的 5.440 g/(kW·h)，同时汽机热耗率改善幅度达到

52.883 kJ/(kW·h)。该方案在低排烟温度区仍保持较大增长幅度，说明在深度余热回收方面具有较强优势。

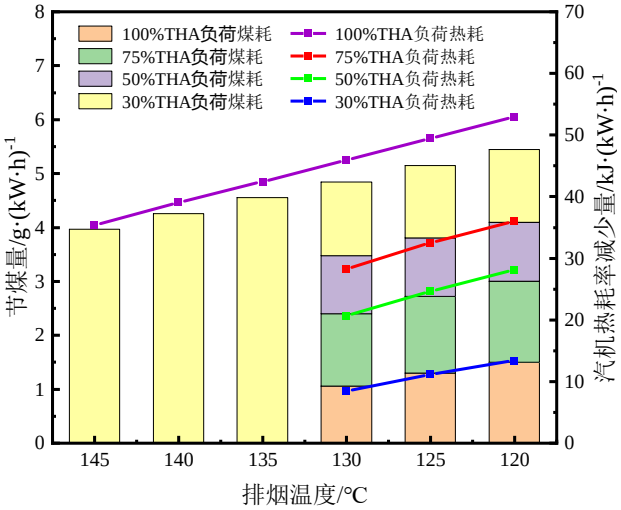


图 9 旁路比例 0.10 方案 3 不同负荷下机组节能指标变化
Fig.9 Change of energy saving index of the unit under different loads for bypass 0.10, scheme 3

旁路 0.10 方案 4 不同负荷下机组节能指标变化如图 10 所示。由图 10 可知，方案 4 中，其节煤量在较高排烟温度区已处于较高水平，由 4.226 g/(kW·h)小幅提升至 4.309 g/(kW·h)，增长幅度相对有限，但汽机热耗率改善仍较为明显，在 120 ℃工况下达到 40.021 kJ/(kW·h)。该特征表明其在中高温区已实现较优的热力匹配，系统运行稳定性较好。

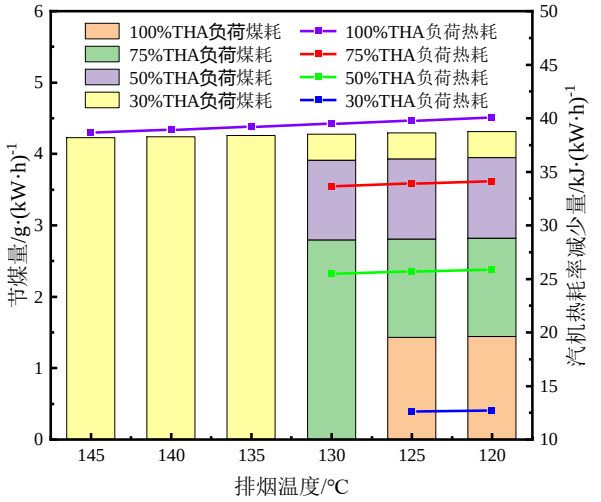


图 10 旁路 0.10 方案 4 不同负荷下机组节能指标变化
Fig.10 Change of energy saving index of the unit under different loads for bypass 0.10, scheme 3

由图 7—图 10 可知，从整体趋势来看，在各负荷条件下，随着排烟温度降低，4 种方案节煤量均持续增加，汽轮机热耗率同步改善，但其变化均呈现“高温区敏感、低温区趋缓”的非线性特征。这是由于排烟温度降低过程中，烟气与水侧工质之间的平均传热温差逐渐减小，同时新增回收热量的能量品位下降，导致单位温降对应的节能收益逐步减弱，体现出明显的边际效益递减规律。

进一步比较不同方案可以发现，系统热力结构及能量传递路径对节能效果具有决定性作用。无旁路结构的方案 1 和方案 2 整体节能水平相对较低，其中方案 2 由于强化了低温段换热，其性能优于方案 1；而引入烟气旁路的方案 3 和方案 4 通过优化烟气温度分布，使高温烟气直接参与低温换热过程，从而强化了能量梯级利用效果，整体节能性能明显提升，节煤量比方案 1 和方案 2 分别增加约 1.7、0.7 g/(kW·h)，汽轮机热耗率减少量增加 19、6 kJ/(kW·h)。其中，方案 3 在低排烟温度区表现出更高的节煤潜力，而方案 4 则在较高排烟温度区已具备较好的节能表现，体现出更优的热力匹配特性与运行适应性。

综上所述，降低排烟温度能够显著提升机组节煤能力并改善汽轮机热耗率，但其收益明显具有阶段性特征。在实际工程评价中，应以节煤量为核心指标，并结合汽轮机热耗率变化对不同方案的综合性能进行判定。

4.3 最低排烟温度约束下的热经济性及旁路优化分析

4.3.1 旁路比例对节能指标的影响及最优值分析

为分析最低排烟温度下烟气旁路比例对机组节能效果的影响，对方案 3 和方案 4 在不同负荷下的节煤量及汽轮机热耗率进行了比较，节煤量最大和汽轮机热耗率改善值最大时对应的旁路比例即为该工况下方案的最佳旁路比例。结果表明，旁路比例对 2 种方案的影响存在明显差异。方案 3 排烟温度 120 ℃时烟气旁路比例对机组节能指标的影响如图 11 所示。由图 11 可知，对于方案 3，各负荷下节煤量和汽轮机热耗率总体呈现先增大后减小的变化趋势，说明存在较优旁路比例。100%THA 负荷工况下，节煤量由旁路比例 0.02 时的 4.762 g/(kW·h)增至旁路比例 0.12 时的 5.464 g/(kW·h)，之后在旁路比例 0.20 时回落至 5.212 g/(kW·h)；相应汽轮机热耗率减少量由 45.400 kJ/(kW·h)增至 54.110 kJ/(kW·h)，随后降至 53.110 kJ/(kW·h)。75%、50%、30%THA 负荷下也表现出类似规律，表明适度增大旁路比例有利于提升高温烟气利用程度，但

旁路比例过大将削弱原有受热面的换热匹配，导致节能增益下降。

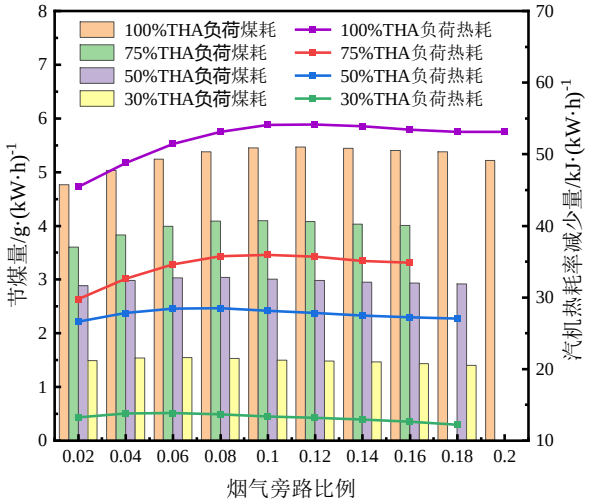


图 11 方案 3 排烟温度 120 ℃时烟气旁路比例对机组节能指标的影响

Fig.11 Scheme 3 influence of flue gas bypass ratio on the energy saving index of the unit when the exhaust temperature is 120 ℃

在最低排烟温度条件下，方案 3 存在较明确的最优旁路比例，4 种负荷工况下分别为 0.12、0.10、0.08、0.06，节煤量分别为 5.464、4.096、3.033、1.538 g/(kW·h)，汽轮机热耗率减少量分别为 54.110、35.923、28.463、13.811 kJ/(kW·h)。

对于方案 4，各负荷下节煤量和汽机热耗率则随旁路比例增加总体持续升高，具体如图 12 所示。由图 12 所示，100%THA 负荷下，节煤量由旁路比例 0.02 时的 1.791 g/(kW·h)提高至旁路比例 0.18 时的 6.868 g/(kW·h)，汽轮机热耗率减少量由 7.977 kJ/(kW·h)增至 71.919 kJ/(kW·h)，75%、50%、30%THA 负荷下节煤量和汽轮机热耗率减少量也随旁路比例增加持续升高。

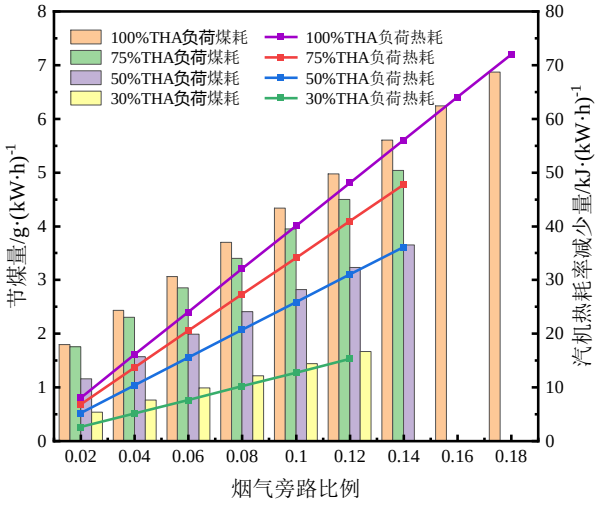


图 12 方案 4 排烟温度 120 ℃时烟气旁路比例对机组节能指标的影响

Fig.12 Scheme 4 Influence of flue gas bypass ratio on the energy saving index of the unit when the exhaust temperature is 120 ℃

方案 4 对旁路烟气的适应能力更强，随着旁路比例提高，多级换热结构能够更充分地实现高温烟气的梯级利用，从而持续改善节能效果。高负荷下烟气流量大、温度高，旁路烟气所携带的可利用热量更多，因此节煤量增加和汽轮机热耗率改善更明显；而在低负荷下，受烟气流量及热量品位限制，旁路调整带来的收益相对较小。方案 4 在考察范围内则随旁路比例增加持续受益，表现出更强的结构适应性和节能潜力，4 种负荷工况下最优旁路比例分别为 0.18、0.14、0.14、0.12，节煤量分别为 6.868、5.040、3.647、1.663 g/(kW·h)，汽轮机热耗率减少量分别为 71.919、47.964、36.100、15.221 kJ/(kW·h)。实际工程应用中，方案 4 旁路比例的优化需结合具体系统结构，以节煤量为主导指标，以汽轮机热耗率和其他成本因素为辅助指标，进行综合评价。

4.3.2 最低排烟温度工况下不同方案热经济性分析

方案 4 在各负荷工况下均表现出最优的节能效果，其本质原因在于系统具备更为完善的烟气余热梯级利用匹配机制。方案 4 通过在不同烟气温区布置多级换热单元，低品位余热得以在更低平均传热温差条件下逐级回收，从而有效降低不可逆损失，提升了系统整体㶲效率。方案 3 同样采用梯级回收与旁路烟道耦合结构。在高负荷工况下烟气温度较高、可利用热势充足，换热驱动力较强，因而余热回收效率较高，尤其适用于高负荷运行占比大且燃用高挥发分烟煤的机组。方案 1 和方案 2 虽然具有

一定的节能能力，但在低负荷下的节能效果欠佳，且对高挥发烟煤的适应性较差。因此，在实际应用中，为充分挖掘余热回收潜力，提高机组整体运行效率，推荐优先考虑方案 3 或方案 4。4 个方案在不同负荷下的最优节能效果如表 4 所示。

表 4 各方案不同负荷下最优的节能效果
Tab.4 The optimal energy-saving effect under different loads of each scheme

改造方案	负荷	排挤抽汽额外做功/MW	抽汽等效焓降/(kJ·kg^{-1})	节煤量/(g·(kW·h)$^{-1}$)	汽机热耗率/(kJ·(kW·h)$^{-1}$)
方案 1	100%THA	9.342	11.359	3.728	33.631
	75%THA	6.444	10.587	2.962	23.200
	50%THA	7.071	17.709	2.789	25.455
	30%THA	3.668	14.730	1.484	13.206
方案 2	100%THA	9.592	11.591	3.765	33.839
	75%THA	6.681	10.874	2.996	23.452
	50%THA	7.294	18.233	2.835	26.229
	30%THA	3.886	15.103	1.539	13.559
方案 3	100%THA（旁路比例 0.12）	15.031	18.276	5.464	54.110
	75%THA（旁路比例 0.10）	9.979	16.393	4.096	35.923
	50%THA（旁路比例 0.08）	7.979	19.832	3.033	28.463
	30%THA（旁路比例 0.06）	3.836	15.405	1.538	13.811
方案 4	100%THA(旁路比例 0.18）	19.978	24.291	6.868	71.919
	75%THA（旁路比例 0.14）	13.239	21.764	5.040	47.694
	50%THA（旁路比例 0.14）	10.028	25.115	3.647	36.100
	30%THA（旁路比例 0.12）	4.228	16.977	1.663	15.221

4.4 改造经济性分析

年节煤量是衡量余热回收改造方案节能效果的重要指标，表示机组在一个运行周期内，系统优化后相较于优化前所减少的标准煤消耗量。该指标能够综合反映不同负荷工况下节能效果的实际贡献程度，是评价改造方案技术经济性的关键参数之一。由于机组在实际运行中长期处于变负荷状态，因此采用分工况加权方法对年节煤量进行计算，其表达式如下：

$$B=\sum_{i=1}^{n}\left(b_i\cdot P_i\cdot t_i\right)\times10^{-6} \tag{7}$$

式中：B 为年节煤量，t；b_i 为某负荷工况下节煤量，g/(kW·h)；P_i 为该负荷工况下对应机组出力，MW；t_i 为该工况年运行时间，h。案例机组一年运行约 7 200 h，其中 100%、75%、50%、30%THA 负荷工况分别运行 2 160、2 160、1 800、1 080 h。

燃煤机组湿法脱硫位于烟气流程后段，具有脱硫效率高、设备简单及吸收剂来源广等优点，是目前应用最广泛的脱硫工艺。脱硫的最佳反应温度为 80~90 ℃，进入脱硫塔的烟气温度较高，烟气通过凝结水吸收多余的热量，在低温省煤器等余热回收系统中降低排烟温度，使脱硫塔夏季水耗量下降，提高机组经济性。根据已有研究，湿法脱硫系统中蒸发水量与入口烟气温度近似呈正相关，烟温变化 5 ℃时，单位烟气蒸发水量变化约 2.62 kg/m^3（标况下）。

二氧化碳减排量用于表征余热回收改造所带来的环境效益，其本质来源于燃煤消耗的减少。由于燃煤燃烧过程中碳元素氧化生成 CO_2，因此节煤量可直接转换为减排量。该指标不仅反映机组节能减排水平，同时也是参与碳排放交易及评估低碳效益的重要依据，其计算公式如下：

$$\Delta(CO_2)=B\cdot\alpha \tag{8}$$

式中：α 为单位标准煤碳排放系数，tCO_2/t，通常取 2.6~2.8，本文取 2.6。

参考同类型机组烟气余热回收系统的类似工程应用案例并查阅相关资料，对上述 4 种方案应用到 1 000 MW 机组的初投资进行估算，各方案投资约为 4 650 万元、4 970 万元、5 800 万元、5 400 万元。运行成本主要包括系统附加电耗及设备维护费用。其中，维护费用按初投资的 1%估算。附加电耗主要来源于循环泵及引风机负荷增加，由于这些

难以通过仿真精确获得，本文参考同类型机组工程运行经验进行估算。对于 1 000 MW 机组，附加电耗约为机组额定容量的 0.1%。4 种改造方案最终经济性分析如表 5 所示。结果表明，各方案年节煤量分别约为 1.70 万吨、1.73 万吨、2.39 万吨及 2.95 万吨，对应年净收益分别为1 065万元、1 038万元、1 401 万元及 1 751 万元。各方案动态投资回收期分别为 4.36、4.79、4.14、3.08 年。随着系统余热利用程度的提高，节能效益显著提升，其中方案 4 回收期最短，经济性最优；方案 3 在投资与收益之间具有较好的平衡性；而方案 1 和方案 2 系统较为简单，投资较低但节能收益相对有限。综合来看，方案 4 适用于对节能要求较高的机组，而方案 3 在技术可行性与经济性之间具有较优综合表现。

表 5 各方案初投资、收益及动态回收期

Tab.5 Initial investment, annual benefits, and dynamic payback period for each scheme

项目	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
初投资/万元	4 650	4 970	5 800	5 400
年节煤量/万吨	1.70	1.73	2.39	2.95
节煤收益/万元	935	952	1 315	1 623
年节水量/万吨	30.4	30.4	30.4	30.4
节水收益/万元	71.14	71.14	71.14	71.14
CO_2减排量/万吨	4.42	4.50	6.21	7.67
碳收益/万元	309	315	435	537
电耗成本/万元	203.5	250.3	362.0	426.0
维护成本/万元	46.5	49.7	58.0	54.0
总运行成本/万元	250	300	420	480
年净收益/万元	1 065	1 038	1 401	1 751
动态回收期/a	4.36	4.79	4.14	3.08

5 结 论

本文通过 Flownex 仿真建模方法，针对一次再热超超临界燃煤机组烟气余热回收在不同负荷下的能效优化问题，开展了多方案、梯级余热利用的系统研究，系统分析了不同改造方案在高、低负荷工况下的节能潜力与运行特性，主要结论如下。

1）在不同余热回收方案中，烟气余热回收能够显著提高机组整体热效率，降低发电煤耗率。具体来看，高负荷（100%THA 负荷）工况下，方案 1—4 的节煤量分别为 3.728、3.765、5.464、6.868 g/(kW·h)，汽轮机热耗率分别下降至 33.631、33.839、54.110、71.919 kJ/(kW·h)，尽管汽轮机绝对内效率略有变化，但从全厂范围看，热效率提升的节煤效果非常显著。

2）在 4 种方案中，方案 3 和方案 4 通过引入旁路烟气和多级热交换结构，实现了高温烟气的高、中、低 3 个温段梯级回收，能量利用更充分。高负荷工况下，方案 3 和方案 4 的排挤抽汽额外做功分别达到 15.031 、19.978 MW，每 kg 蒸汽抽汽等效焓降分别为 18.276、24.291 kJ/kg，显示出高温烟气回收效率和热量梯级利用能力显著优于单级低温回收方案。相比之下，方案 1 主要依赖低温烟气回收，高负荷节能效果欠佳，但在低负荷（30%THA 负荷）工况下，其节煤量为 1.484 g/(kW·h)、汽轮机热耗率为 13.206 kJ/(kW·h)，该方案节能特性稳定可靠，对煤质波动的适应性强。

3）不同负荷工况下的对比显示，高负荷下各方案节能效果较优，而低负荷工况下梯级余热回收的重要性更加突出。方案 3 在 50%THA 负荷时的节煤量仍可达到 3.033 g/(kW·h)，热耗率为 28.463 kJ/(kW·h)；方案 4 低负荷下的（30%THA）节煤量为 1.663 g/(kW·h)，热耗率为 15.221 kJ/(kW·h)，均优于单级低温回收方案，体现了能量梯级利用在部分负荷下的优势。

4）通过梯级余热回收利用，方案 4 在全负荷工况下表现出最强节能潜力。其多级热交换结构优化了高温烟气回收过程，确保了更多烟气热能被有效利用。在高负荷（100%THA）工况下节煤量高达 6.868 g/(kW·h)，低负荷（30%）仍保持 1.663 g/(kW·h) 的节煤水平，凸显了梯级余热回收在全负荷范围内的稳定性和高效性。

5）方案 1 和方案 2 系统较为简单，投资较低但节能收益相对有限，方案 3 在技术可行性与经济性之间具有较优综合表现，方案 4 适用于对节能要求较高的机组。

本研究仍存在一定局限性。首先，所建立的 Flownex 模型基于机组现有设计参数和仿真模拟，对实际运行中燃煤成分、烟气污染物浓度及设备老化可能等因素考虑不充分，从而导致仿真结果与实际情况存在一定偏差；其次，本研究仅考虑了 100%、75%、50%和 30%THA 4 个典型负荷工况，未覆盖瞬态调峰和快速负荷变化过程，可能低估部分运行阶段的热能回收潜力。针对上述局限，未来

研究可从以下几个方面进一步拓展：一是结合现场监测数据和机组实际运行参数，对 Flownex 模型进行校正与动态验证，提高仿真结果的准确性；二是开展瞬态负荷下烟气余热回收特性分析，探索梯级余热系统在调峰或快速负荷变化下的控制策略。

［参 考 文 献］

［1］林万超. 火电厂热系统节能理论[M]. 西安: 西安交通大学出版社, 1994.

Lin W C. Theory of energy saving for thermal systems in coal-fired power plants[M]. Xi'an: Xi'an Jiaotong University Press, 1994.

［2］ Chen X, Guo T, Feng Z A, et al. Research on the policy of renewable energy development in China[J]. E3S Web of Conferences, 2020, 293: 03033.

［3］ 宋洪柱. 中国煤炭资源分布特征与勘查开发前景研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2013.

Song H Z. Study on the distribution characteristics and the exploration and development prospect of coal resource of China[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2013.

［4］ 徐承美, 谢英柏, 弓学敏. 燃煤锅炉烟气余热利用途径分析[J]. 热能动力工程, 2020, 35(8): 151.

Xu C M, Xie Y B, Gong X M. Analysis on waste heat utilization way of flue gas in coal-fired boiler[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2020, 35(8): 151.

［5］ 范庆伟, 董怀托, 牟春华, 等. 暖风器对锅炉热效率的影响特性分析[J]. 热能动力工程, 2016, 31(3): 70.

Fan Q W, Dong H T, Mu C H, et al. Analysis of the effects of warm air heaters on boiler thermal efficiency[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2016, 31(3): 70.

［6］ 刘军, 孟桂祥, 王祝成, 等. 国内外低温省煤器技术应用研究进展[J]. 热能动力工程, 2017, 32(11): 122.

Liu J, Meng G X, Wang Z C, et al. Recent research progress on the application of low temperature economizer technology[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2017, 32(11): 122.

［7］ Li H A, Wei D L, Wu Y J, et al. Intelligent performance enhancement of flue gas waste heat recovery in combined low-temperature economizer—air heater systems[J]. Process Safety and Environmental Protection, 2025, 202(Part B): 107812.

［8］ 文俊芬, 陆军, 尚童舒, 等. 电厂烟气余热利用方案优化设计与综合效益评估[J]. 节能, 2025, 44(8): 132.

Wen J F, Lu J, Shang T S, et al. Optimization design and comprehensive benefit evaluation of flue gas waste heat recovery schemes in power plants[J]. Energy Conservation, 2025, 44(8): 132.

［9］ 施延洲, 孟桂祥, 王安庆, 等. 燃煤锅炉烟气余热利用改造后机组热力性能试验方法研究[J]. 热力发电, 2015, 44(10): 29.

Shi Y Z, Meng G X, Wang A Q, et al. Performance test methods for flue gas waste heat utilization improvement project in coal-fired boilers[J]. Thermal Power Generation, 2015, 44(10): 29.

［10］王林, 杨博, 高景辉, 等. 蒸汽-烟气余热协同回收联合利用系统应用研究[J]. 热力发电, 2021, 50(4): 67.

Wang L, Yang B, Gao J H, et al. Application of steam-flue gas waste heat collaborative recovery combined utilization system[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(4): 67.

［11］陈珣, 封又琳, 杨凯旋, 等. 前置暖风器电站锅炉烟气余热回收系统多参数设计与变工况运行策略[J]. 动力工程学报, 2024, 44(1): 148.

Chen X, Feng Y L, Yang K X, et al. Multi-parameter and collaborative operation optimization of waste heat recovery system of pre-heater of coal-fired unit[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2024, 44(1): 148.

［12］陈珣, 宾谊沅, 朱光明, 等. 燃煤电站烟气余热回收系统构型在线调整与运行参数优化[J]. 热能动力工程, 2023, 38(10): 95.

Chen X, Bin Y Y, Zhu G M, et al. Online configuration adjustment and operation parameter optimization of flue gas waste heat recovery system in coal-fired power plant[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2023, 38(10): 95.

［13］张晓东, 唐丽丽, 翟璇, 等. 燃煤发电机组烟气余热回收系统优化与经济性分析[J]. 锅炉技术, 2022, 53(4): 74.

Zhang X D, Tang L L, Zhai X, et al. Optimization and economic analysis of flue gas waste heat recovery system of coal-fired power plants[J]. Boiler Technology, 2022, 53(4): 74.

［14］杨凯旋，封又琳，刘明，等. 燃煤机组烟气余热和水协同回收系统多参数优化及运行策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(13): 4566.

Yang K X, Feng Y L, Liu M, et al. Multi-parameter optimization and operation strategy of fluegas waste heat and water co-recovery system for coal-fired power plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(13): 4566.

［15］张国柱，刘明，张钧泰，等. 集成新型锅炉烟气热能回收系统的600MW机组全工况性能分析[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(12): 3588.

Zhang G Z, Liu M, Zhang J T, et al. Performance analyses of a 600MW coal-fired power plant integrated with a novel boiler exhaust heat recovery system at overall working conditions[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(12): 3588.

［16］王春昌，马剑民，张宇博，等. 1000MW机组锅炉空气预热器旁路余热利用系统节能效果分析[J]. 热力发电, 2019, 48(11): 56.

Wang C C, Ma J M, Zhang Y B, et al. Study on energy-saving effect of bypass waste heat utilization system of air preheater in a 1000MW unit boiler[J]. Thermal Power Generation, 2019, 48(11): 56.

［17］史洪超，郑莆燕，杨宇，等. 二次再热机组锅炉烟气余热利用方案研究[J]. 热能动力工程，2019, 34(5): 9.

Shi H C, Zheng P Y, Yang Y, et al. Study on waste heat utilization scheme of boiler flue gas of secondary reheat unit[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2019, 34(5): 9.

［18］翟洪振. 燃煤电站烟气余热梯级利用系统优化及热经济性分析[D]. 北京：华北电力大学(北京), 2022.

Zhai H Z. Optimization and thermoeconomic analysis of flue gas waste heat cascade utilization system in coal-fired power plants[D]. Beijing: North China Electric Power University (Beijing), 2022.

（责任编辑　邓玲惠）