

煤电“三改联动”技术综述及讨论

刘 云

(大唐富平热电有限公司, 陕西 富平 711799)

摘 要:“三改联动”是促进煤电清洁低碳发展的重要技术路线。节能降碳改造主要以 300/600 MW 等级亚临界及超临界、高煤耗的老旧机组为主,采用升参数综合改造方案可以有效降低供电煤耗,同时提高机组灵活性。下一步“降碳”方向是锅炉的生物质掺烧。煤电机组是当前及未来一段时间适合我国国情的主要灵活性资源。煤电机组灵活性改造要解决锅炉低负荷稳燃、水冷壁水动力安全及受热面局部超温、SCR 入口烟温低等问题,汽轮机的高温承压部件热应力问题,热控系统的自动调节回路在深调负荷下投运正常问题。分析认为,通过大规模热储能装置协同煤电机组调峰,是未来一个重要发展方向。本文从供汽能力、经济性、可靠性方面,深入研究了煤电机组以主蒸汽、冷再、热再作为主要汽源的工业供汽方案,认为基于中联门参调的热再抽汽方案是宽负荷条件下工业供汽改造的优选技术方案。为了进一步提高热电联产机组供热能力,低压缸微出力方案投资少、节能效果好、运行灵活,是优先选择的方案。“三改联动”深入推进,需要能源体制革命的推动和支撑,要完善适应新型电力系统配套的电力市场体系,充分体现市场化运作机制,提高煤电企业改造的积极性、主动性。

关键词:三改联动;热电联产;生物质掺烧;灵活性改造;深度调峰;供热改造;电力市场体系

中图分类号:TK01 **文献标志码:**A **文章编号:**1006-6772(2024)S1-0082-09

Overview and discussion of coal power "Three Reforms and Linkage" technology

LIU Yun

(Datang Fuping Thermal Power Co., Ltd., Fuping 711799, China)

Abstract: "Three Reforms and Linkage" is an important technical route to promote the clean and low-carbon development of coal-fired power. The carbon reduction reform mainly focuses on 300/600 MW subcritical and supercritical old units with high coal consumption, and adopting the comprehensive reform scheme with upgraded parameters can effectively reduce the coal consumption of the power supply and at the same time improve the flexibility of the units. The next direction for "carbon reduction" is biomass blending in boilers. Coal power units are the main flexibility resources suitable for China's national conditions at present and in the future. The flexibility reform of coal power needs to solve problems such as boiler low-load stable combustion, hydrodynamic safety and local overheating of the heating surface, low SCR inlet flue gas temperature, etc., the thermal stress of the high-temperature pressurized components of the turbine, and normal operation of the automatic control of the thermal control system under deep load regulation. It is believed that collaborating with coal-fired power units for peak shaving through large-scale thermal energy storage devices is an important development direction in the future. From the aspects of steam supply capacity, economy, and reliability, an in-depth study was conducted on the industrial steam supply scheme of coal-fired power units with main steam, cold reheated steam, and hot reheated steam as the main steam sources. It is considered that the hot reheated extraction scheme based on medium-pressure combined valve participation is the optimal technical scheme for industrial steam supply reform under wide load conditions. In order to further improve the heating capacity of CHP units, the low-pressure cylinder micro-output scheme has the advantages of low investment, good energy-saving effect, and flexible operation, making it a priority choice. The implementation of the "Three Reforms Linkage" requires the promotion and support of the energy system revolution. It is necessary to improve the power market system to adapt to the new power system, fully reflect the market-based operation mechanism, and improve the enthusiasm and initiative of enterprises in their transformation.

Key words: three reforms and linkage; combined heat and power (CHP); biomass blending; flexibility retrofits; deep peaking; heating renovation; electricity market system

收稿日期: 2023-11-13; 责任编辑: 常明然 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.MD23111301

作者简介: 刘云 (1972—), 男, 山西大同人, 高级工程师。E-mail: 2313728817@QQ.com

引用格式: 刘云. 煤电“三改联动”技术综述及讨论[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(S1): 82-90.

LIU Yun. Overview and discussion of coal power "Three Reforms and Linkage" technology[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(S1): 82-90.

0 引言

“双碳”目标下,我国推动煤电机组节能降碳改造、灵活性改造、供热改造(即“三改联动”),是实施煤电清洁低碳转型、支撑新能源发展、构建新型电力系统的重要举措。

进一步推进煤电机组节能降耗是提高能源利用效率的有效手段,对电力行业实现碳排放达峰具有重要意义。多年来,随着煤电机组节能降耗改造的持续进行,投入低、效果明显的中小节能项目基本完成。根据中电联统计数据,2022 年全国 6 000 kW 及以上火电厂供电标准煤耗为 300.7 g/kWh^[1],比过去 10 年降低了 23.5 g/kWh,机组整体煤耗达到国际先进水平。煤电机组利用小时数逐年下降,2022 年利用小时为 3 687 h,比 2020 年下降了 71 h,机组年平均供电煤耗下降趋缓。中电联发布的 2023 年火电机组能效水平对标报告显示,300 MW、600 MW 亚临界湿冷燃煤机组全国平均供电煤耗分别为 325.62 g/kWh、314.27 g/kWh^[2]。影响煤电机组整体煤耗的主要是 30 万 kW、60 万 kW 等级亚临界、服役时间较长的高煤耗机组。目前“三改”中节能降碳改造投资大、技术高,推行难度最大^[3]。应用最新火电技术,采用升参数加通流改造及机炉系统优化技术方案,可以较多降低供电煤耗并取得较好投资收益,一次性完成节能降碳和灵活性改造联动。下一步可以实施煤电机组燃料的生物质掺烧改造,从根本上降低机组的碳排放。

根据中电联发布的报告^[4],2022 年中国新能源(风电和光伏)并网发电量为 1.19 万亿 kWh,占全口径发电量的 13.7%。中国科学院周孝信院士及相关电力专家对我国未来电力系统及发电情况的预估分析^[5]认为,2035 年我国风电和光伏发电量将达到 3.6 万亿 kWh,2035—2040 年我国风电、光伏发电量将超过煤电,国际能源署(IEA)2023 年 10 月发布的 2023 世界能源展望也有与之相同的预测^[6]。由于风电、光伏发电的间歇性和波动性,电力系统需要巨大的灵活性调节资源,以促进新能源消纳。新型储能设备(如电化学储能)可以辅助支撑新能源消纳,但其容量和当前电力系统容量相比微不足道,承担巨大的新能源消纳作用有限。我国目前保有大量燃煤火电机组,通过灵活性改造,挖掘其灵活性调节潜力,是当前及未来一段时间适合我国国情的主要灵活性资源。2023 年 9 月,国家发改委、国家能源局发布《加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见》重申:新建煤电机组全部实现灵活性制造,现役

机组灵活性改造应改尽改^[7]。由此可知,电网对灵活性资源的需求及火电机组灵活性改造的必要性和迫切性。由于每台机组机型、运行状况不同,机组所处电网区域不同,灵活性改造目的不同,因而改造投入产出也不同。应在保障安全、经济、可靠的前提下,为每台机组选择合适的灵活性改造技术方案。

随着城镇化的快速发展,长距离供热技术被应用,供热范围也在扩大,增加了机组采暖供热需求;许多中小用汽企业自建锅炉能耗高、污染大,产汽成本高,常常依存热电厂发展,有利于电厂供汽市场的开发。根据中电联统计资料,2021 年供热机组规模为 5.83 亿 kW,6 000 kW 以上供热机组比例达 44.9%^[8]。外部具备供热条件的机组基本改造完成,当前供热改造主要是采暖供热扩大供热量和开拓工业供汽两方面。在当前煤价高位波动、新能源并网电量增长迅速、煤电调节服务收益不充分等复杂电力市场环境下,煤电企业盈利不确定因素增多。热电联产机组增大销售热量,提高热电比,大幅降低供电煤耗,是企业比较稳定的利润点。所以有供热条件的机组应优先考虑供热改造。煤电机组采暖供热改造技术成熟、难度小。供汽改造主要是确定电厂深调负荷、机组停备检修等边界条件和用户用汽参数、用汽习惯等情况,选择合适的改造方案。避免改造后出现蒸汽参数及流量裕量大造成投资大和机组运行经济性不高,或对用汽企业近期发展预估不足,短期内再重复投资改造的问题。

本文分析了“三改联动”技术难点、需要解决的技术问题,提供了解决思路及技术路线,介绍了先进典型的改造方案。指出了当前“三改联动”的实施情况及存在的矛盾问题,从电力体制改革方面,分析了原因并提出了建议解决方向。

1 节能降碳改造

当前煤电机组的节能降碳大致分两步走,一是传统热力系统优化改造的高效煤电;二是生物质燃料掺烧^[9]。

1.1 传统热力系统优化改造

煤电机组经过几十年的发展和技术更新,热力系统已非常完善合理,经济性优化空间较小,煤耗差异主要体现在机组参数等级和容量的差异,超临界(超超临界)机组煤耗明显优于亚临界机组。升参数改造是节能降碳的重要技术路径,其投资大,技术要求高。要根据每台机组实际情况和需求,研究制定综合性、系统性方案,改造后供电煤耗达到同类型机组先进水平。实施改造建议:①优先选择利用小

时高的亚临界(超临界)机组,改造后更能够体现意义和收益;②改造提效幅度足够大,尽可能一步到位,避免未来因减碳要求提升而重复改造;③节能改造不能只注重设计指标,更要关注变工况下的综合能效指标,需要兼顾机组低负荷节能;④在实施节能降碳改造的同时,同步提升机组灵活性调峰、调频能力。

以 300/600 MW 亚临界机组改造为例,一般选择升温不升压技术路线。主/再热汽温由 540 ℃/540 ℃ 升至 571 ℃/569 ℃ (或 605 ℃/603 ℃),结合汽轮机通流改造和机锅系统优化,供电煤耗可降低 15~25 g/kWh。改造后要求机组具备深度调峰(≤30%负荷)能力,以及宽负荷、长期的效能保证,防止效率过快折损。

1.2 生物质燃料掺烧

目前我国燃煤机组发电能效水平已达到国际先进水平,继续改进技术以提升能效已不能满足火电大幅降碳需求。现存煤电机组“降碳”的主要路径是燃料的生物质替代。从生物质耦合掺烧起步,逐步实现生物质的燃料替代,最终实现 100% 的生物质燃料替代^[9-10]。根据联合国气候变化专门委员会(IPCC)的数据,燃用生物质 CO₂ 排放强度典型值为 18 g/kWh^[11]。当生物质掺混比例达到 90%,CO₂ 排放不通过 CCUS 就可达到光伏发电排放水平^[9]。

生物质掺烧发电在北欧和西欧应用非常广泛,技术也很成熟。英国 Drax 电厂 4 台 660 MW 机组从 5% 生物质混烧开始成功改造为 100% 生物质燃料替代锅炉,是世界上最大纯生物质燃料改造电厂^[12]。国内生物质掺烧技术不存在瓶颈,但缺乏运行经验和一定技术积累^[13]。以某厂 2×1 010 MW 超超临界燃煤发电机组生物质掺烧为例。锅炉型号为 DG3002/29.3-II 1 型超超临界、一次中间再热、单炉膛、前后墙对冲燃烧、固态排渣、II 型布置直流炉。燃烧器采用外浓内淡低 NO_x 旋流煤粉燃烧器。改造后采用生物质粉末掺烧耦合,即生物质粉料直接输送至一次风煤粉管道掺烧至炉内。系统示意如图 1 所示。

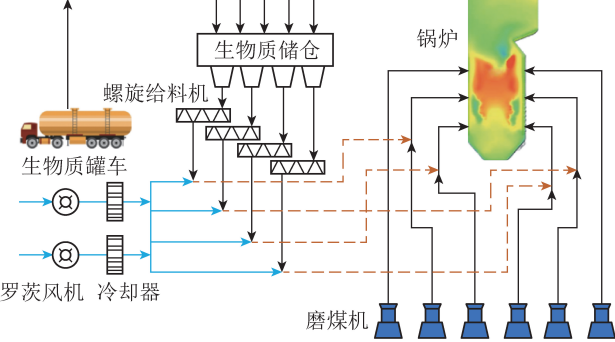


图 1 生物质掺烧系统示意

生物质原料主要是蔬菜根、茎、叶等,经制料厂制成粒径约 50 目生物质粉末原料,燃料分析数据见表 1。

表 1 燃料及灰分分析

燃料及灰分分析	原煤	生物质
收到基水分(M _{ar})/%	17.08	7.38
收到基灰分(A _{ar})/%	8.53	9.98
收到基挥发分(V _{ar})/%	26.33	64.86
收到基碳(C _{ar})/%	60.23	42.34
收到基氢(H _{ar})/%	3.78	5.03
收到基氮(N _{ar})/%	0.7	0.46
收到基硫(S _{ar})/%	0.36	0.07
收到基氧(O _{ar})/%	9.32	34.74
收到基低位发热量 (Q _{ar,net})/(MJ·kg ⁻¹)	22.82	15.31
二氧化硅(SiO ₂)/%	51.82	26.93
三氧化二铁(Fe ₂ O ₃)/%	9.77	2.16
三氧化二铝(Al ₂ O ₃)/%	19.98	4.8
氧化钙(CaO)/%	20.65	29.59
氧化镁(MgO)/%	2.24	3.78
二氧化钛(TiO ₂)/%	0.78	0.28
五氧化二磷(P ₂ O ₅)/%	0.38	7.92
氧化钾(K ₂ O)/%	1.43	17.7
氧化钠(Na ₂ O)/%	1.42	3.36
二氧化锰(MnO ₂)/%	0.16	0.18

生物质燃料的挥发分高于原煤,发热量约为原煤的 2/3,硫含量远低于原煤。该锅炉掺烧生物质的比例约为 7%,着火更容易,燃烧更稳定。生物质灰以 CaO、SiO₂ 及 K₂O 为主,原煤灰以 Al₂O₃ 和 SiO₂ 为主,由于掺烧比例小,产生的粉煤灰不影响水泥等行业的使用^[14]。生物质灰中 K₂O、Na₂O 的含量约为原煤的 7 倍,较大比例掺烧容易引起锅炉结渣和高温腐蚀,当前国内煤电机组的生物质掺烧比例在 5%~20%。

该项目周边有生物质制备企业,保证了可靠稳定的燃料来源,热值折算后生物质燃料价格基本和煤价相同。生物质掺烧可以显著降低 CO₂ 排放,按碳交易价格 50~80 元/t,该项目两台机组年收益近一千万元,经济效益比较好。

节能降碳其他改造还有锅炉和汽轮机冷端余热深度利用技术、能量梯级利用改造、汽轮机系统优化、空预器改造,以及辅助系统改造等。

2 灵活性改造

当前火电除了追求高效技术,还要关注机组灵

活性技术。煤电机组灵活性要求的 3 个指标:①快速启停:纯凝机组的温态启动时间由目前的 4 h 降至 2 h;②快速变负荷:负荷升降速率由目前的 1%~1.7% Pe/min 提高至 5% Pe/min;③深度调峰:纯凝机组最小技术出力达到 30%~35% 额定容量;热电联产机组最小技术出力达到 40%~50% 额定容量;部分机组达到纯凝工况最小技术出力 20%~25% 的先进水平;供热机组要求一定程度的热电解耦。煤电机组灵活性改造的重点是深度调峰和快速升降负荷。灵活性改造可以分为两个方向:一个是以煤电机组设备改造为主,达到深度调峰及快速升降负荷能力;另一个是新增大容量储热设备,通过抽汽储热方式实现机组较长时间调峰。

2.1 煤电机组灵活性改造

煤电机组灵活性改造是较复杂的系统工程,涉及锅炉、汽轮机、发电机、热工控制、环保等方面。

2.1.1 锅炉系统深度调峰

锅炉系统在深度调峰过程中受限因素多,主要技术问题是炉膛燃烧的稳定性、水冷壁水动力安全及受热面局部超温、SCR 脱硝入口烟气温度低等。

除了使用运行调整手段,锅炉设备改造技术还包括①燃烧稳定性问题:燃烧器改造、制粉系统改造、燃烧在线监控改造等;采用浓淡燃烧器技术、预燃室稳燃技术、富氧燃烧技术,增设小功率燃烧器等;增加磨煤机变频、磨煤机动态分离器、风粉在线可调系统等。②水动力安全及受热面超温问题:对壁温超过氧化温度的受热面进行材料升档;对易出现超温的受热面部件和位置增加壁温测点。③SCR 入口烟温低问题:省煤器分级、省煤器烟气旁路、省煤器给水旁路、提高给水温度(0 号高压加热器、热水再循环)、蒸汽换热器等技术;宽烟温催化剂也是选择方法之一^[15]。

2.1.2 汽轮机适应灵活性改造

汽轮机灵活性调峰面临的主要问题是高温承压部件热应力问题及通流效率低问题。汽轮机的高温承压部件有高中压内缸、高中压转子、高中压阀门等。

汽轮机设备改造技术:对于新建或准备通流改造的现役汽轮机组,可选满足常态化深度调峰与宽负荷变工况高效运行高效宽负荷叶型叶片,并对汽轮机的高压模块、中压模块和低压模块进行结构优化改进;采用新型汽封技术,汽轮机不同部位选择迷宫、侧齿、蜂窝、自调整、刷式和小间隙等不同形式的汽封组合方案等^[16]。而对于暂不准备通流改造的现役汽轮机,可采用的路径有①合理挖掘调峰潜力

和设计裕量,优化确定灵活性调峰能力限制(如优化汽轮机启停、升降负荷限制曲线等);②强化高温承压部件应力监视管控,增加必要测点,综合采用先进智能优化算法,提升汽轮机启停和变负荷能力。

2.1.3 热控系统、发电机灵活性改造

热控系统深度调峰存在的问题:参数超调大,协调控制系统调节品质差、参数接近报警或跳闸值等。

主要改造方法:①优化在深度调峰工况下的机组自动控制方案,采用融合了智能控制技术的新型协调控制技术;②相关设备参数校核后,可重新整定报警保护定值,如合理调整直流锅炉超低负荷时水冷壁最小流量保护定值等。

在灵活性运行条件下,发电机本体不需要改造,应该注意发电机组定子线圈槽内固定松动、定子线圈端部和引线固定松动、端部滑移支撑件磨损、转子线圈端部变形及绝缘跑位、密封件老化漏氢等问题。发电机长时间深度调峰运行(20% 负荷)积累数据不多,需要进一步观察总结。

2.1.4 煤电机组快速升降负荷改造方案

火电机组灵活性要求负荷升降速率达到 5% Pe/min。常规火电机组 AGC 优化后负荷连续变化速率一般不到 2% Pe/min。为解决新能源接入对电网负荷波动的影响,机组负荷响应不仅要快,还要能够持续几分钟或十几分钟。可采用以下改造方案提高机组负荷变化率。

1)通过减少、切除运行中的汽轮机各段抽汽量,增加汽轮机通流量,使机组负荷短时间快速提升。具体方案有高加给水旁路方式、低加切除、供热抽汽调节、凝结水系统增加储热罐、凝结水节流技术等。此类方案提高了负荷响应速度,然而无法持续,需要尽快补充恢复蓄能。

2)机组增设储能装置,实现快速负荷调节。如飞轮储能、电化学储能等,这些在现场已有成功应用。以某电厂已投运的飞轮储能为例,安装 36 台 630 kW/125 kWh 磁悬浮储能飞轮装置,总容量为 22 MW/4.5 MWh。接入 2×600 MW 机组 10 kV 公用段和厂用段母线,根据调节指令,通过对 10 kV 母线充电/放电,有效改善了机组一次调频、AGC 响应速率。根据一年的运行统计分析,机组一次调频合格率由原来的 50%~70% 提升到了 92%,响应时间在 1 s 以内;在机组和飞轮储能联合调节下,实际平均负荷变化率达到 6.97% Pe/min,各种服务补偿年收入为 3 500 万元^[17-20],项目达到了良好效果。此类方案负荷响应时间快、调节速率和精度高、可双向调节,单方向调节持续时间由储能容量决定,一般在一

次调频和配合煤电机组短时间升降负荷时应用。

2.2 通过储热调峰的灵活性改造

根据国外火电灵活性运行经验,热电联产机组联合大规模储热装置进行调峰,如加装熔盐储能、热水罐储能、电极式锅炉等,由于储能容量大,可以实现机组较长时间深度调峰,配合对外供热(供汽),

增加灵活性,是未来一个重要的发展方向^[21]。

以某厂 2×600 MW 机组新增熔盐储能改造技术路线为例(无供热)。该厂两台机组为亚临界、自然循环、一次中间再热、四缸四排汽、直接空冷、凝汽式汽轮机。引主蒸汽和再热蒸汽加热熔盐储热,系统流程示意如图 2 所示^[22]。

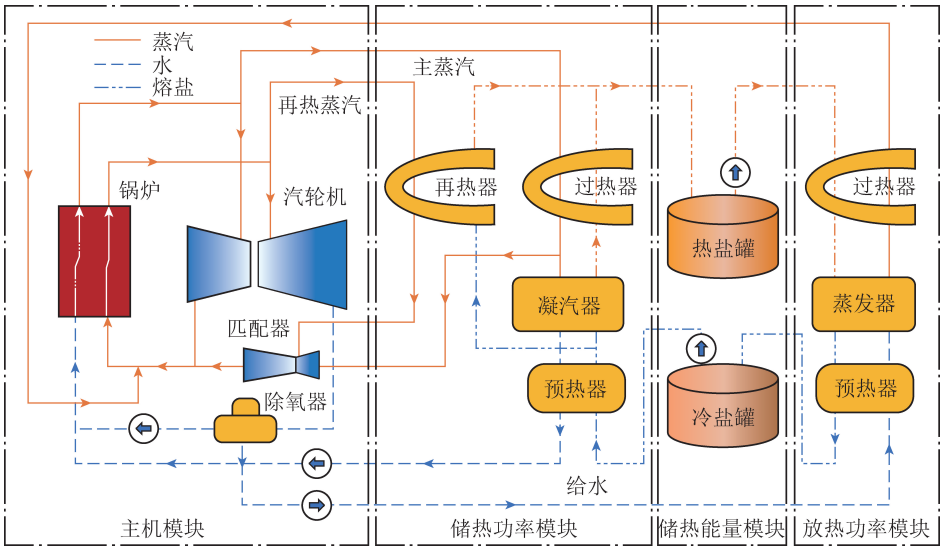


图 2 熔盐储能工作流程示意

在低谷调峰时,熔盐蓄热:主蒸汽和再热蒸汽抽汽至熔盐换热器加热熔盐,部分换热后的主蒸汽通过匹配器引射换热后的再热蒸汽,参数一致后汇入冷段蒸汽返回锅炉再热器。另一部分换热后的主蒸汽继续给熔盐加热,凝结后的过冷水打入给水系统。低谷调峰时,机组最低负荷由 200 MW (33%) 降低至 100 MW (17%),可以持续 4 h 调峰。

在负荷高峰期,熔盐放热:将给水通过熔盐加热器升温产生蒸汽,与高排蒸汽混合进入锅炉再热冷段。顶峰时段,机组负荷由 600 MW 升至 647 MW,可以持续 6 h 左右。

熔盐储热方案调峰深度大、时间长,可以满足电网长时间深度调峰的需求^[23],在峰谷负荷调度矛盾突出的电网可发挥重要作用并取得较好收益。熔盐储能密度高、稳定性好,和煤电机组结合会有更多的应用场景和设计方案,可在使用中不断总结优化。

煤电机组灵活性改造涉及面十分广泛,在此不一一赘述。

3 供热改造

供热改造分为工业供汽和供热采暖改造,要坚持高品位蒸汽发电、中品位蒸汽供汽、低品位蒸汽供暖的梯级利用原则。通过供热改造,一般都可提高

机组深度调峰能力,降低机组供电煤耗。

3.1 工业供汽改造

工业供汽改造方案要在机组宽负荷调峰运行工况及电厂供汽机组最小运行方式下,能够有效保证抽汽能力及抽汽参数的稳定,满足用户生产需求,并且适当考虑未来用汽发展,深度挖掘机组供汽潜力及供热经济性,设计安全可靠、科学合理的改造方案。以某电厂 2×350 MW 超临界机组供汽改造项目为例进行分析。

3.1.1 机组设备情况

该热电联产机组汽轮机为 CJK350/282-24.6/0.4/569/569 型超临界、三缸双排汽、一次中间再热、间接空冷、凝汽式汽轮机。

供汽参数(供汽联箱处)为 1.4 MPa/260 ℃,考虑未来工业园区发展,供汽流量为 50 ~ 100 t/h 左右。

汽轮机在设计阶段,由于当时工业园区没有用汽企业,在冷再、三段、四段分别有 50 t/h (100% THA) 的非调整抽汽能力。当前机组非供热季最低调峰负荷 30%、单台机组运行情况下,抽汽压力不满足要求,需要重新设计抽汽方案。满足抽汽参数要求且具备较大抽汽潜力的汽源有主蒸汽、冷再、高温再热蒸汽(热再)。机组各典型工况下各段的实际运行参数见表 2。

表 2 机组各典型工况下的实际运行参数

工况	主蒸汽		热再蒸汽		冷再蒸汽	
	压力 /MPa	温度 /℃	压力 /MPa	温度 /℃	压力 /MPa	温度 /℃
THA	24.48	569	4.69	569	5.02	335
75%THA	21.88	569	3.37	569	3.62	323
50%THA	17.26	569	2.18	569	2.37	318
40%THA	14.53	569	1.74	569	1.9	316
30%THA	13.44	569	1.36	569	1.49	315

3.1.2 抽汽方案分析

1) 以主蒸汽作为主要汽源,蒸汽参数高,需要大幅减温减压,管道热应力大,投资造价高,供热能力受锅炉再热器超温限制,导致高品质能量浪费,没有充分挖掘热电联产机组节能降耗供汽潜力,经济性不高(300 MW 等级机组改造后一般可降低供电煤耗约 5~10 g/kWh),当其他供汽方式能够满足用户需求时,不推荐选择主蒸汽直抽供汽方式。

2) 以冷再作为主要汽源,抽汽量受锅炉再热器超温和壁温偏差大限制,一般允许的抽汽量不超过再热蒸汽流量的 5%~12%(不同机组在不同负荷段有差异)。在锅炉再热器不做改造前提下,锅炉厂家给出了不同负荷下再热冷段最大抽汽能力参考,如图 3 所示。

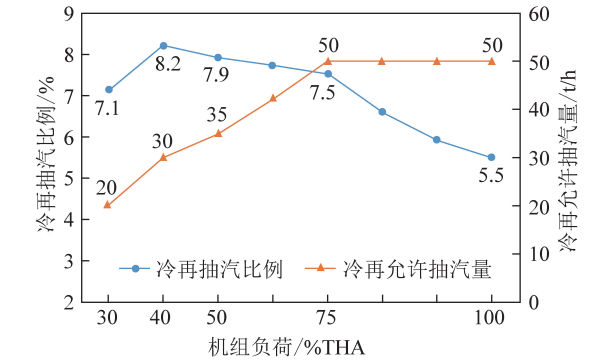


图 3 冷再允许抽汽量及抽汽比例

应用压力匹配器,用冷再抽汽引射中排抽汽(5 段抽汽)方案。在机组负荷为 70% 以上时,冷再抽汽压力在 3.3~5 MPa,压力匹配器可投运,经减温保障 100 t/h 供汽量;当负荷在 40%~70% 时,压力匹配器无法工作,冷再抽汽压力为 1.8 MPa 以上,经减温减压直接外供,供汽流量在 40 t/h 以上^[24]。此方案在高负荷投入压力匹配器时,引射了一部分中压缸排气,减少了汽轮机冷源损失,故经济性优异。在机组以中高负荷为主的情况下,是一个值得借鉴的方案。冷再抽汽方案,尤其在低负荷时,要注意低温再热器管壁超温。由于深度调峰时供汽量不满足,

所以该厂不能选择此方案。

3) 以热再作为主要汽源,在负荷 $\geq 40\%$ 时抽汽经减温减压外供,当机组负荷接近 30% 时,热再供汽压力不足,需要中联门参与调节,维持供汽能力和参数。

热再抽汽方案:① 高压缸焓降增大,末三级叶片强度需要校核,建议增加压差保护。② 中压缸进汽减少,轴向推力减小,高压缸轴向推力基本不变,改变了机组原来的轴向推力平衡,需要进行核算。③ 中联门应该具备调节功能,并进一步优化调节特性。否则中联门需要更换。④ 需要对相关管道、阀门、缸体等的稳定性进行校核,对回热系统的影响进行评估。

基于中联门参调的热再抽汽方案对锅炉运行基本没有不利影响(在机组深度调峰工况时,锅炉热负荷略高 10~20 MW,对炉膛稳燃有利),改造技术风险较小,供汽流量大,投资不高。此方案应用广泛,是一种宽负荷条件下的典型工业供汽改造方案。

供汽改造还要考虑化学除盐水制备能力。如果制水能力充足,可以不回供汽疏水,将水成本包含在汽价中,达到对外供水效果,增加电厂收入。如果电厂制水能力不足,疏水水质良好,可以回收疏水,经处理后继续循环使用。

对各种工业抽汽方案的经济性进行比较发现,抽汽端越靠后,按“好处归电”计算的机组供电煤耗降低越显著,但往往受当前机组最低调峰负荷限制和较大供汽流量的需求影响,抽汽端不得不前移(如用冷再或热再蒸汽),尤其小机组(如 300 MW 等级)供汽,这两个因素更加敏感。

3.2 供热采暖改造

常规的供热采暖抽汽取自中压缸排气,经过换热器加热热网循环水给用户供热。压力匹配,温度对口,经济性好,改造技术成熟。随着城市发展及远距离供暖技术应用,供热需求不断增大,为了增加供热能力,低压缸微出力改造技术得到了广泛应用。

以一台 350 MW 超临界间接空冷供热机组改造为例,原则性改造热力示意如图 4 所示。

原中低压缸连通管位置较低,没有空间安装中压排汽蝶阀旁路冷却管道,所以本次技术方案是低压缸和中低压缸连通管不改动,由于原中压排汽蝶阀全关时最小通流量为 120 t/h,通流量偏大。因此将其改造更换为高精度、硬密封的液压调节蝶阀,全关后保持 40 t/h 左右的蒸汽流量进入低压缸;增设 1 套高性能罗茨真空泵和一套小功率水环真空泵系统,正常运行时使用新增的两台真空泵,原来的两台

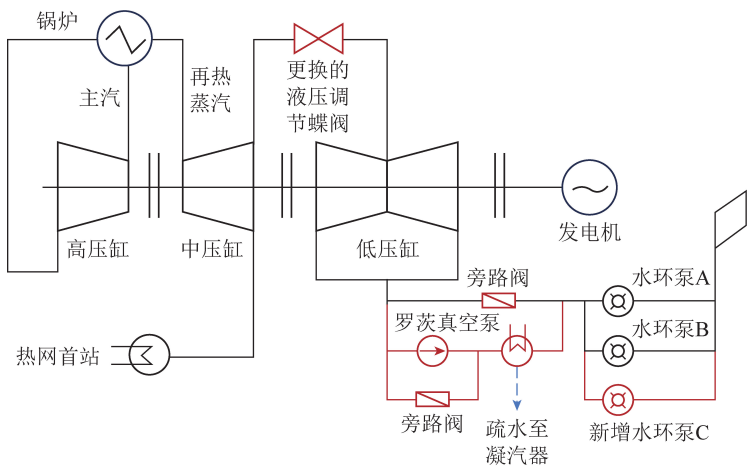


图 4 低压缸微出力改造原则性热力示意

大功率水环真空泵备用(只在启动建立真空和紧急情况时使用),大幅降低了真空系统能耗;汽轮机额定主汽流量、最大采暖抽汽下,进入低压缸的蒸汽流量由 120 t/h 降至 40 t/h,提高了供热能力。由于凝汽器运行背压降至 1.8~3 kPa 的高真空状态,只保留少量蒸汽进入,因此低压缸喷水减温和低压转子末级叶片不必改造。冬季在微出力模式下运行,由于低压缸热负荷大幅降低,间冷塔冷却扇区只需一半运行,并且封堵 30%~50%扇区面积,防止扇区水管上冻。改造后,无工业抽汽时,机组抽汽供热能力增大约 61 MW,调峰能力增大 45 MW,不同工况下供电煤耗降低 25.4~57.7 g/kWh,改造投资在 1 000 万元以内。改造前后机组供热抽汽和电负荷调峰关系如图 5 所示。

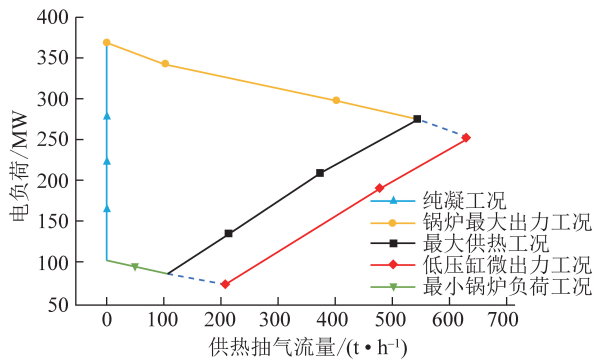


图 5 改造前后机组供热抽汽和电负荷调峰关系

低压缸微出力技术经过多年研究实践后得到了广泛应用,改造的核心是在低压缸本体不做改动的前提下,通过实现低压缸较低的进汽流量,增设辅助抽真空设备维持超低背压,最大程度利用抽汽进行供热,使其具备较强的低负荷调峰能力^[25]。节能降耗好,转变运行方式快,一定程度实现热电解耦,是一种投资收益很好的、兼顾供热、节能和灵活性的技术方案。所以机组扩大采暖供热,优先选择实施该

方案。

4 “三改联动”问题与思考

4.1 存在的问题

“三改联动”实施两年来,比较普遍的问题有①大型节能降碳改造项目,投资几千万至几亿,存在一定技术风险。煤电机组利用小时数逐年降低,深调小时数递增显著,节能降碳改造效果发挥不出来,收益可能不及预期。②我国燃煤电厂总量大,生物质掺烧市场很大,然而目前国内生物质转换起步困难,主要问题是没有形成全国性生物质燃料供需市场,依靠发电收入很难盈利^[26]。③近两年煤价高涨,煤电企业连续较多亏损,资金不宽裕。许多发电集团主要重心放在大力发展新能源方面,煤电机组利用小时降低是长远趋势,投资大收益不能保障的技改项目批准收紧。银行支持煤炭清洁高效利用专项优惠利率贷款总量可观,但不能根本性解决煤电企业改造投入产出的问题,所以企业节能降碳改造积极性不高。④灵活性改造有利于新能源消纳和电网安全稳定,对煤电企业存在不利因素,包括投资巨大,一般为 500~1 500 元/kW^[27];改造对机组节能往往有负面影响。深度调峰和快速升降负荷,机组运行严重偏离设计工况,实际煤耗大幅升高;改造后收益不稳定,投资回收期长。所以灵活性改造推进缓慢。

4.2 思考与建议

关于生物质掺烧。我国生物质储量丰富,分布广泛,然而利用得很少。主要是当前没有形成生物质制备产业链和全国性供需市场,也没有完整的行业标准。根据国情,产业起步发展可能高度依赖政府动员,甚至政府主导。所以关键因素是出台强有力的生物质耦合发电政策,并且大力推动发展生物

质燃料产业链,借鉴国外大型煤电机组大比例生物质掺烧技术,主动完成火电机组低碳转型,最终与风电、光伏一起,共同形成我国以可再生能源为主体的低碳电力系统。

“三改联动”的推动实施,从本质上讲主要体现的是计划经济管理思维。由发改或能源管理部门下达改造目标任务,地方管理部门具体下发火电企业机组改造清单,然后由电力监管部门进行考核补偿,具有一定的强制实施性质,未能充分体现市场化运作机制。

需要完善体现电能多维价值的电力市场体系:通过电能量市场体现电能的生产成本,推动电源的节能降耗;通过容量市场体现电力系统调节容量充裕度,指导各类电源协调发展;通过辅助服务市场体现系统灵活调节能力,引导电源主动挖掘灵活性资源,保障电网安全稳定运行;通过绿电市场体现绿色环境价值,推动能源电力低碳转型。2023 年 11 月 10 日,国家发改委、国家能源局下发关于建立煤电容量电价机制的通知^[28],将现行煤电单一制电价调整为电量电价和容量电价两部制电价机制。在煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型的新形势下,两部制电价体现了煤电对电力系统的支撑调节价值,对促进能源绿色低碳转型和新能源发展、加快构建新型电力系统起到积极作用。

“三改联动”需要能源体制革命的推动和支撑,要完善适应新型电力系统的电力市场体系,充分体现市场化运作机制,提高煤电企业改造的积极性、主动性。

5 结 论

1)“三改联动”推动实施两年来,节能降碳改造投资大,技术要求高,加之近两年煤电企业连续亏损,各发电集团改造进度不一;大的灵活性改造由于收益不稳定,企业自主性不高;供热改造技术成熟,预期收益明确,是企业优先开展的改造项目。

2)在“三改联动”过程中,节能降碳改造主要是以 30 万 kW、60 万 kW 等级亚临界、服役时间较长的高煤耗机组为主,灵活性改造按照当地电网深调要求和补偿收益情况合理选择方案,供热改造主要是根据煤电企业当地供热市场实际需求进行改造。机组灵活性运行会显著增大供电煤耗,所以每台机组要根据自身实际情况,在“三改”实施过程中有所侧重。

3)经过多年技术发展,煤电机组经济优化空间较小,采用升参数加通流改造及机炉系统优化技术

路径,可以达到显著节能降碳效果。煤电机组灵活性改造主要解决炉膛燃烧的稳定性、水冷壁水动力安全及受热面局部超温、SCR 脱硝入口烟气温度低问题,汽轮机高温承压部件热应力问题,热控系统在深调负荷下调节品质问题等,要根据机组实际情况及需求选择合适的灵活性改造路径。供热改造主要满足用户参数需求,选择经济合理的改造方案。

4)煤电机组在构建新型电力系统方面的主要举措是灵活性改造和生物质燃料替代。煤电是我国最大的碳排放来源,最终解决现存煤电机组“低碳发展”的方法是燃料的低碳化,生物质耦合掺烧是火力发电当前及未来的重要发展方向。

5)要建立完善适应新型电力系统相配套的电力市场体系,注重电的能量价值、可靠性价值、灵活性价值、绿色环保价值等,推进能源体制改革,通过实施“三改联动”,完成煤电机组向清洁、高效、灵活转型,支撑“双碳”目标实现和电力系统稳定运行^[29]。

参考文献:

[1] 中国电力企业联合会. 2022 年全国电力工业统计快报一览表 [EB/OL]. (2023-01-18) [2023-11-10]. <https://www.cec.org.cn/upload/1/editor/1674033286551.pdf>

[2] 中国电力企业联合会. 2023 年火电机组能效水平对标报告 [EB/OL]. (2023-08-22) [2023-11-10]. <https://fw.cec.org.cn/mall/#/productList?kws=&catid=31&merchandiseType=&brand=&type=&ints=>

[3] 刘志强,叶春,张源,等. 煤电“三改联动”实施分析与措施建议[J]. 热力发电,2023,52(5): 154-159.

[4] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2023 [EB/OL]. (2023-07-7) [2023-11-10]. <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-322624>.

[5] 周孝信,赵强,张玉琼. “双碳”目标下我国能源电力系统发展前景和关键技术[J]. 中国电力企业管理,2021(31): 14-17.

[6] IEA. World Energy Outlook 2023 [EB/OL]. (2023-10-25) [2023-11-10]. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>

[7] 国家发展改革委、国家能源局. 关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见. [EB/OL]. (2023-10-25) [2023-11-10]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202310/t20231025_1361514.html

[8] 中国电力企业联合会. 2021 年电力工业统计资料汇编[R]. 北京:中国电力企业联合会,2022: 37.

[9] 毛健雄,郭慧娜,吴玉新. 中国煤电低碳转型之路——国外生物质发电政策/技术综述及启示[J]. 洁净煤技术,2022,28(3): 1-11.

[10] 杨卧龙,倪煜,雷鸿. 燃煤电站生物质直接耦合燃烧发电技术研究综述[J]. 热力发电,2021,50(2): 18-25.

[11] EDENHOFER O, PICHs-MADRUGA R, SOKONA Y, et al. Summary for policymakers. In: IPCC Special Report on Renewable

energy sources and climate change mitigation [R]. Cambridge : Cambridge University Press , 2011 : 3-26.

[12] POWER STATIONS UK. Ferrybridge C Power Station: Boiler house and mills; power stations of the UK [EB/OL]. (2016-05-31) [2022-03-20]. [https://www. Powerstations.UK/](https://www.Powerstations.UK/)

[13] 张东旺, 范浩东, 赵冰, 等. 国内外生物质能源发电技术应用进展 [J]. 华电技术, 2021, 43 (3) : 70-75.

[14] 谭厚章, 杨富鑫, 阮仁晖, 等. 掺烧生物质对 660 MW 燃煤机组锅炉影响研究 [J]. 热力发电, 2022, 51 (4) : 23-29.

[15] 刘云. 我国能源电力发展及火电机组灵活性改造综述 [J]. 洁净煤技术, 2023, 29 (S2) : 319-327.

[16] 史进渊, 李军, 刘霞, 等. 我国大型汽轮机技术研究进展与展望 [J]. 动力工程学报, 2022, 42 (6) : 498-506.

[17] HONG F, JI W M, LIANG L, et al. A new assessment mechanism of primary frequency regulation capability for a supercritical thermal power plant in deep peaking [J]. Energy Science & Engineering, 2023, 11 (2) : 547-564.

[18] HONG F, JI W M, PANG Y L, et al. A new energy state-based modeling and performance assessment method for primary frequency control of thermal power plants [J]. Energy, 2023, 276 : 127594.

[19] LI Y P, HONG F, TIAN L, et al. Condition monitoring and early fault warning of power plant auxiliary equipment using LSTM-SDAE model with an adaptive threshold [J]. Frontiers in Energy Research, 2023, 10 : 1037539.

[20] 洪烽, 梁璐, 逢亚蕾, 等. 基于机组实时出力增量预测的火电-飞轮储能系统协同调频控制研究 [J]. 中国电机工程学报, 2023, 43 (21) : 8366-8377.

[21] 王志平. 火电厂灵活性深度调峰改造技术及应用 [M]. 北京 : 中国电力出版社, 2020.

[22] 李峻, 祝培旺, 王辉, 等. 基于高温熔盐储热的火电机组灵活性改造技术及其应用前景分析 [J]. 南方能源建设, 2021, 8 (3) : 63-70.

[23] 左芳菲, 韩伟, 姚明宇. 熔盐储能在新型电力系统中应用现状与发展趋势 [J]. 热力发电, 2023, 52 (2) : 1-9.

[24] 余小兵, 沙德生, 郑天帅, 等. 宽负荷工业供汽方案及其热经济性研究 [J]. 热力发电, 2021, 50 (3) : 121-128.

[25] 左启尧, 唐震, 李慧勇, 等. 电网调峰背景下汽轮机低压缸零出力技术现状综述 [J]. 发电技术, 2022, 43 (4) : 645-654.

[26] 王剑利, 张金柱, 吉金芳, 等. 生物质燃煤耦合发电技术现状及建议 [J]. 华电技术, 2019, 41 (11) : 32-35.

[27] 中国电力企业联合会. 2020 年煤电机组灵活性运行政策研究 [EB/OL]. (2020-06-09) [2023-11-10]. [https://cec.org.cn/detail/index.html? 3-284040](https://cec.org.cn/detail/index.html?3-284040)

[28] 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 [EB/OL]. (2023-11-8) [2023-11-10]. https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202311/t20231110_1361899_ext.html.

[29] 《新型电力系统发展蓝皮书》编写组. 新型电力系统发展蓝皮书 [M]. 北京 : 中国电力出版社, 2023.