

Research
Clean Power Technology—Article

清洁煤电大气污染物近零排放技术与工程应用

王树民

China Energy Investment Corporation Limited, Beijing 100011, China

ARTICLE INFO

Article history:

Received 16 July 2019

Revised 8 September 2019

Accepted 16 October 2019

Available online 15 June 2020

关键词

清洁煤电

大气污染物

近零排放

中试平台

“1123”生态环保排放限值

摘要

我国能源以煤为主，发电是煤炭消费第一大户。针对煤电大气污染物排放带来的严峻生态环境问题，本文开展了清洁煤电近零排放技术研究与工程实践，评估了近零排放机组长周期运行状态，并探究了重金属汞协同和专门控制技术。结果表明，提出的近零排放技术路线煤质适应性强，应用到全国101台燃煤机组，大气污染物烟尘、SO₂、NO_x排放浓度低于燃气发电排放限值，长周期运行时排放浓度小时均值达标率超过99%，发电成本增加约0.01元·(kW·h)⁻¹。污染物总排放量降低约90%，有效改善了环境空气质量。近零排放机组汞排放浓度为0.51~2.89 μg·m⁻³，投运改性飞灰（MFA）专门脱汞系统，汞排放浓度可低至0.29 μg·m⁻³，相同脱除效果下运行成本仅为国际主流活性炭脱汞的10%~15%。通过50 000 m³·h⁻¹燃煤烟气中试平台研究，掌握了多污染物脱除过程中相互影响规律，形成了排放达到不同浓度限值的解决方案：结合示范应用，提出并实现了新的近零排放煤电“1123”生态环保排放限值，即烟尘、SO₂、NO_x和汞及其化合物排放浓度分别不高于1 mg·m⁻³、10 mg·m⁻³、20 mg·m⁻³和3 μg·m⁻³，为“提高污染排放标准”提供了工程技术支撑。

© 2020 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. 引言

我国贫油、少气、相对富煤的资源禀赋决定了“以煤为主，多元发展”的能源方针不会改变，也决定了电源结构长期以煤电为主的格局不会改变[1]。目前，我国发电用煤占煤炭消费总量的50%左右[2]，燃煤发电量占比约70% [3]。煤电为中国经济社会发展提供了重要能源支撑，但同时，也排放了大量的烟尘（PM）、二氧化硫（SO₂）、氮氧化物（NO_x）和重金属等多种烟气污染物，严重影响了环境空气质量。煤电大气污染物排放标准对生态环境保护具有重要的引领作用，我国现行标准是《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223—2011）

[4]。十八大以来，为推进生态文明建设，煤电企业对于排污的认识已由“被动环保”转变为“主动环保”。神华集团对国标GB13223—2011中规定的燃气轮机组排放限值，于2012年提出清洁煤电大气污染物近零排放标准[5]，即烟尘、SO₂和NO_x排放浓度分别不高于5 mg·m⁻³、35 mg·m⁻³和50 mg·m⁻³（干基标准状态，6% O₂）。2014年，中国政府出台了《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014—2020年）》，明确要求煤电企业快速推进“超低排放”环保升级改造，即烟尘、SO₂和NO_x排放浓度分别不高于10 mg·m⁻³、35 mg·m⁻³和50 mg·m⁻³（干基标准状态，6% O₂）[6]。基于我国能源资源禀赋、电力发展和环境约束现状，燃煤发电带来大气污染问题的长期

E-mail address: 16010005@chnenergy.com.cn

2095-8099/© 2020 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

英文原文: *Engineering* 2020, 6(12): 1408–1422

引用本文: Shumin Wang. Near-Zero Air Pollutant Emission Technologies and Applications for Clean Coal-Fired Power. *Engineering*, <https://doi.org/10.1016/j.eng.2019.10.018>

性客观存在。因此,严格控制煤电大气污染物排放,走煤炭清洁高效利用之路任重道远。

本文介绍了煤电大气污染物排放控制技术的发展历程,系统研究了近零排放技术路线在不同等级燃煤机组上的工程应用效果,评估了长周期运行条件下污染物排放达标稳定性,探究了近零排放机组重金属汞的深度减排特性,并开展了煤电近零排放新限值的探索,为制定更加严格的煤电大气污染物排放标准提供科学依据。

2. 煤电大气污染物排放控制

2.1. 烟尘控制技术

从20世纪60年代起,燃煤电厂烟尘排放控制技术至今已有50年的发展历史,大体可分为5个阶段:①以前中国燃煤电厂主要通过旋风除尘器、文丘里水膜除尘器等除尘,电除尘技术应用较少;②到1990年左右,中国基本掌握电除尘技术,除尘效率达到94.2%;③到2000年,中国电除尘技术已接近国际先进水平,市场占有率达到80%,除尘效率达到98.0%;④为满足日益严格的排放标准,目前燃煤电厂通常采用电除尘(ESP)、布袋除尘(FF)和电袋复合除尘(EFIP)[7,8],其中电除尘市场占有率达到95%;⑤近年更是通过技术创新,开发了高效电源、低低温静电、旋转电极、湿式电除尘(WESP)等高效电除尘技术[9]。

传统的除尘设备一般布置在空气预热器(APH)后,选择性催化还原(SCR)脱硝催化剂和APH存在磨损、堵塞等问题,为此,高温除尘技术受到人们的关注,主要有过滤除尘和静电除尘技术[10]。过滤除尘技术的关键是刚性陶瓷材料的高温使用寿命[11]。ESP技术则是致力于开发高温环境下放电性能优越的新形式放电电极[12]。

2.2. SO₂ 控制技术

我国SO₂控制技术研究较发达国家起步慢,但发展迅速,可概括为4个阶段[13]:①从20世纪70年代开始起步,开展了脱硫技术研究、小规模试验和工业锅炉示范;②20世纪90年代初,引进国外石灰石-石膏湿法烟气脱硫(WFGD)技术,随着国家相关政策和环保法规的陆续出台,我国烟气脱硫技术得到全面发展,石灰石-石膏湿法、海水脱硫法、旋转喷雾干燥法、炉内喷钙尾部烟气增湿活化法技术在燃煤电厂得到应用;③2007-2011年,中国很多燃煤机组加装了烟气脱硫装

置,设备国产化程度不断提高,脱硫工程造价大幅度下降;④2011年以来,环境保护部进一步对燃煤电厂SO₂排放标准进行修订,燃煤电厂有了提效改造的需求,脱硫技术再次得到发展和创新,开发了单塔强化吸收、单塔/双塔双循环、托盘、旋汇耦合等高效脱硫技术[14],技术指标进一步提高,运行能耗进一步降低。

2.3. NO_x 控制技术

我国NO_x控制技术发展时间较短,主要包括炉内低氮燃烧(LNB)技术和烟气脱硝技术。低NO_x燃烧主要有空气分级燃烧、燃料分级燃烧和烟气再循环技术,应用最广泛的是空气分级燃烧技术。Sheikh等[15]分析了通过降低燃烧温度、合理地布置三次风等方法减少燃烧过程中产生的NO_x。针对循环流化床(CFB)锅炉,柯希玮等[16]提出了以提高床质量、增加循环量为核心的低氮燃烧技术路线,强化炉内不同区域的还原性气氛,促进NO_x的还原。SCR脱硝技术是国际上应用最多、技术最成熟的一种烟气脱硝技术[17]。20世纪90年代,中国燃煤电厂开始应用SCR脱硝技术,1999年福建漳州后石电厂600 MW机组国内首次加装SCR脱硝装置,随着中国环保标准日益严格,我国SCR脱硝技术得到快速发展。目前,我国广泛应用的是V₂O₅/TiO₂基催化剂[18],可实现85%以上的脱硝效率,但在低负荷下SCR脱硝催化剂活性下降,氨逃逸增加。为此,采用配置0号高压加热器提高给水温度、省煤器入口加装旁路烟道、设置省煤器水侧旁路、进行分级省煤器布置等方案进行改造,可实现宽负荷脱硝[14]。此外,开发宽温度窗口无毒催化剂和催化剂再生及无害化处理也是研究重点[19]。

2.4. 重金属汞控制技术

随着燃煤电厂常规大气污染物得到有效的控制,烟气中低浓度高危害的重金属汞受到了国内外的重点关注。汞(Hg)作为一种易挥发痕量元素,在煤燃烧过程中几乎全部释放,随着烟气冷却经历一系列复杂的物理化学变化,以气相元素汞(Hg⁰)、气相氧化态汞(Hg²⁺)和颗粒相汞(Hg^p)三种形态存在于燃煤烟气中[20]。2011年颁布的GB13223—2011规定了燃煤电厂Hg排放限值为30 μg·m⁻³,同年由环境保护部发布的《重金属污染综合防治“十二五”规划》中,明确提出对汞(Hg)、铅(Pb)、镉(Cd)、铬(Cr)、砷(As)进行重点管控。燃烧后脱汞技术工作稳定性好、控制效率高、

可调整性强,是国内外研究重点,主要包括现有大气污染物控制设备(APCD)协同控制和单项技术专门控制。美国环境保护局(US EPA)发布的信息收集报告(ICR)统计了80多个燃煤机组汞测试结果,在除尘、脱硫、脱硝等烟气净化设备作用下,烟气汞的脱除效率可从微量到90%以上[21]。 Hg^p 可通过除尘装置(ESP或FF)捕获; Hg^{2+} 化合物易溶于水,可被湿法脱硫系统(WFGD)中喷淋浆液吸收; Hg^0 难溶于水,难以在ESP和WFGD中得到有效捕获,只有SCR能够促进其氧化,是汞污染减排的关键[22]。

现阶段专门脱汞技术主要有两条技术路线:①催化氧化法,对SCR脱硝催化剂进行改进,提高烟气中 Hg^0 向 Hg^{2+} 的转化率,氧化效率可达到95%,进而在WFGD中实现捕获[23,24];②吸附剂喷射法,在除尘设备前向烟道中喷射粉体吸附剂,与烟气接触并吸附 Hg^0 和 Hg^{2+} 形成 Hg^p ,主要有活性炭(AC)[25,26]、飞灰吸附剂[27,28]、钙基吸附剂[29]、矿物类吸附剂[30,31]等,均可达到90%以上的脱汞效率。目前国际上专门脱汞技术以活性炭喷射(ACI)脱除为主,截至2015年4月底,美国已有310台燃煤机组安装了ACI脱汞装置[32],但运行成本高(脱除1 kg Hg的费用一般超过6.5万美元[33]),且影响飞灰综合利用,难以在中国推广应用。因此,开发高效低成本的飞灰吸附剂和矿物类吸附剂,是未来燃煤电厂汞污染深度脱除的主要发展方向。

3. 近零排放技术路线

一个时期以来,中国在燃煤烟气污染物排放控制技术研发方面取得了长足的进步,已成为世界上清洁煤电技术最为先进的国家之一。2010年以来,以神华集团为代表的国有能源企业,积极践行节约资源和保护环境的基本国策,组织国华电力研究院开展了燃煤电厂大气污染物近零排放技术研究,于2012年与华东电力设计院结

合浙江宁海电厂三期 2×1000 MW工程开展了除尘、脱硫、脱硝、脱汞专题研究和全系统集成优化设计,针对燃煤发电机组,提出了清洁煤电近零排放原则性技术路线,并于2013年5月通过了电力规划设计总院组织的专家评审[5]。技术路线如图1所示,炉内低氮燃烧(LNB)→选择性催化还原法脱硝(SCR)→低温省煤器(LTE)+高效电源静电除尘器(ESP)→湿法脱硫(WFGD)→湿式电除尘(WESP),不同控制技术对烟气多污染物的脱除作用详见表1。

考虑到燃煤机组具有煤种、炉型、环保设施多样性的特点,实现大气污染物近零排放,需要对技术路线的适应性进行分析,主要包括以下内容。

从除尘来看,中国发电用煤灰分一般为7%~25%,除尘器前烟气中烟尘初始浓度通常为 $10 \sim 30 \text{ g} \cdot \text{m}^{-3}$ 。为实现烟尘的近零排放,控制策略由2~3个除尘环节组成。①对于一次除尘,ESP和EFIP都具有很高的除尘效率,现役机组如进行EFIP改造成本较高,易受现场空间限制,工程实施较难;通过高效电源改造提高ESP除尘效率至99.85%以上,具有较好的经济性;通过加装LTE组成低低温电除尘,一次除尘效率可提高到99.9%以上,ESP出口烟尘浓度可降低到 $30 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 以内(部分机组可降至 $10 \sim 20 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$)。②对于二次除尘,在高效喷淋和高效除雾器(三级高效除雾或管式除雾)配合作用下,脱硫出口烟尘(含石膏)浓度可稳定控制在 $10 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 以内(部分机组可低于 $5 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$)。③对于三次除尘,

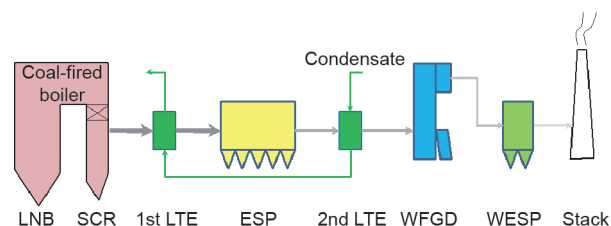


图1. 近零排放原则性技术路线图。

表1 不同控制技术对烟气多污染物的脱除作用

Pollutants	Dedusting		Limestone-gypsum WFGD	SCR denitration
	Low-low temperature ESP	WESP		
PM	+	+	⊙	○
SO ₂	○	○	+	○
NO _x	○	○	○	+
SO ₃	+	+	⊙	-
Hg	⊙	⊙	⊙	⊙

“+” indicates the positive removal; “-” indicates the negative removal; “⊙” indicates the synergistic removal; “○” indicates the negligible removal effect.

烟气处理系统末端加装WESP, 高湿环境还有利于细颗粒的凝并长大, 可脱除70%~90%的烟尘, 排放浓度稳定控制在 $5 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 以内 (部分机组可低至 $3 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 乃至 $1 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$), 还可有效解决石膏雨、有色烟羽等污染问题。WESP对燃煤机组运行工况、煤质、烟气组分的适应性更强, 投资和运行成本增加约 $2 \times 10^{-3} \sim 3 \times 10^{-3}$ 元 $\cdot(\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$, 适合在煤电排放源密集地区推广, 同时还应用到钢铁、化工等非电领域的大气污染物治理。

从脱硫来看, 燃煤硫分是实现 SO_2 经济高效脱除的重要边界条件。针对京津冀、长三角、珠三角等环境承载力差的区域, 地方政府提出了严格的煤质监管要求, 要求发电用煤硫分 $S_d \leq 1\%$ [34-36], 燃煤电厂脱硫入口烟气中 SO_2 初始浓度通常小于 $2000 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 。目前, 石灰石-石膏法单塔脱硫效率可达97%, 对于含硫量较低的煤种 (如神华煤), 长周期运行来看基本能够满足近零排放要求; 为进一步高效稳定脱硫, 需进行提效改造, 通过优化塔内流场分布和强化气液传热传质, 将脱硫效率提高到99%以上, 实现 SO_2 排放浓度稳定控制在 $35 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 以内; 当煤中含硫量较高或煤质变化较大时, 可采用脱硫效率更高的托盘喷淋、双循环、旋汇耦合等技术, 脱硫效率均超过99%, 实现 SO_2 排放浓度低于 $35 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 。此外, 部分沿海燃煤电厂建议采用海水脱硫技术, 脱硫效率超过99%, 实现 SO_2 排放浓度远低于 $35 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 。

从脱硝来看, 优先选择炉内低氮燃烧技术, 抑制 NO_x 的生成, 对于合适煤种可实现锅炉出口 NO_x 浓度低于 $200 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 。SCR脱硝效率设计值一般为85%, NO_x 排放浓度低于 $50 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 难度不大; 锅炉出口 NO_x 排放浓度较高时, 可采用催化剂提效、增加层数等方法将SCR脱硝效率提高到90%以上, 实现 NO_x 的近零排放; 机组低负荷 (40%) 运行时, SCR脱硝烟气温度低于催化反应温度窗口, 可采用省煤器分级布置、宽温度窗口脱硝催化剂等宽负荷脱硝技术, 实现 NO_x 排放浓度稳定控制在 $50 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 以内。对于循环流化床 (CFB) 锅炉, $850 \sim 950 \text{ }^\circ\text{C}$ 低温燃烧方式能够有效抑制 NO_x 的生成, 可控制锅炉出口 NO_x 浓度低于 $200 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$; 由于CFB锅炉尾部断面较小, 相比煤粉 (PC) 炉更适合SNCR脱硝装置喷枪的合理布置, 达到均匀喷氨, 故采用经济性更好的SNCR即可实现 NO_x 近零排放。

从脱汞来看, 燃煤电厂大气汞排放主要来源于入炉煤, 大量研究统计表明[37,38], 中国原煤平均汞含量为 $0.15 \sim 0.22 \text{ mg} \cdot \text{kg}^{-1}$, 且符合对数正态分布, 是一种

正偏态分布, 说明大部分原煤中汞含量低于统计的平均值。根据燃用不同煤种时煤中汞含量和产生烟气体量 ($5 \sim 10 \text{ m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$) 进行测算, 我国燃煤机组锅炉出口汞的初始排放浓度通常小于 $30 \mu\text{g} \cdot \text{m}^{-3}$, 与文献报道的大量现场测试结果相一致[39,40]。结合常规大气污染物控制设备 (除尘+脱硫+脱硝) 70%左右的协同脱除能力[41,42], 可实现汞排放浓度低于 $10 \mu\text{g} \cdot \text{m}^{-3}$ 。

4. 近零排放工程实践

4.1. 近零排放技术应用情况

清洁煤电近零排放技术路线在新建燃煤发电工程项目和现役燃煤发电机组节能环保升级改造等绿色发电计划项目中同步实施。2014年6月, 中国首台近零排放新建燃煤机组在浙江舟山电厂投产, 经浙江省环境监测中心现场手工监测, 烟尘、 SO_2 、 NO_x 排放浓度分别为 $2.46 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 、 $2.76 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 、 $19.8 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$, 实现了大气污染物排放低于燃气发电排放限值, 以及首套国产湿式电除尘在近零排放或超低排放燃煤机组中的应用, 有力推动了我国煤电超低排放的实施和电站重大装备的自主创新。2014年7月, 在河北三河电厂建成京津冀首个近零排放技术改造工程, 获国家能源局 (NEA) 颁发的“国家煤电节能减排示范电站”称号; 针对4台机组进一步开展近零排放技术路线的多元化探索与实践, 形成了差异化的改造实施方案 (表2), 于2015年11月在京津冀实现了首家燃煤电站全厂“近零排放”[43], 4号机组通过分步多级高效除尘技术的集成应用, 实现烟尘排放浓度低至 $0.23 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ (中国环境监测总站现场手工监测) [9]。2016年4月, 河北定州电厂2号机组完成近零排放技术改造, 原神华集团京津冀地区所属燃煤电厂22台机组 (9.78 GW) 全部实现近零排放[44]。

截至2018年12月底, 近零排放技术路线在原神华集团42家电厂101台燃煤机组 (53.97 GW) 上成功应用, 单机规模150~1000 MW, 其中, PC炉96台、CFB锅炉5台。根据国家或地方环境监测机构现场手工监测结果, 101台机组烟尘排放浓度在 $0.23 \sim 5 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 之间, SO_2 排放浓度在 $2 \sim 35 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 之间, NO_x 排放浓度在 $6 \sim 50 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 之间, 均达到近零排放标准。从分布区域看, 京津冀地区22台9.78 GW, 长三角地区22台12.51 GW, 珠三角地区5台2.49 GW, 重点区域机组装机占比约46% [图2 (a)]; 从机组等级看, 300 MW等级机组34台11.09 GW, 600 MW等级机组48台29.79 GW,

1000 MW等级机组9台9 GW，其他等级机组10台4.09 GW [图2 (b)]。此外，在101台近零排放机组中，有38台机组应用了WESP，烟尘平均排放浓度为 $1.8 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ ，远低于未应用WESP的63台机组排放水平（平均值为 $3.5 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ ），说明机组加装WESP可实现细颗粒物的深度脱除。

4.2. 近零排放机组长周期运行排放状态评估

环境监测是落实环境保护法律法规要求、执行大气污染物排放标准、巩固环境污染治理成效的重要依据[45]。我国燃煤电厂安装的烟气排放连续监测系统（CEMS）必须有国家环保部门认证证书和计量生产许可证，经环保部门验收合格后，其监测数据为法定数据，是环境保护主管部门、社会组织、公众实施监督的依据，也是环保电价考核依据和环保税计税依据。

为评估近零排放机组长周期运行的排放状态和可靠性，统计分析了原神华集团京津冀及周边地区、东部地

区46台近零排放机组2017年连续运行5~6个月的大气污染物CEMS数据。

4.2.1. 烟尘控制

46台机组烟尘排放浓度评估期平均值在 $0.48\sim 3.47 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 之间，全部低于 $5 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ ，详见图3。统计数据表明，46台机组烟尘排放浓度小时均值满足 $10 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 超低排放限值的达标率均大于99%，其中，40台机组达标率为100%，详见图3；对照近零排放限值，只有徐州2号机组达标率（98.7%）略低于99%，其余45台机组达标率均超过99%。

4.2.2. SO₂ 控制

46台机组SO₂排放浓度评估期平均值在 $1.46\sim 25.3 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 之间，全部低于 $35 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ ，采用海水脱硫的舟山、秦皇岛电厂SO₂排放浓度低于 $3.5 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ ，大幅低于采用石灰石-石膏湿法脱硫机组的SO₂排放水

表2 河北三河电厂4台机组近零排放改造方案

Unit	Type	APCDs after retrofit	Emission concentration ($\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$)			Commercial operation time after retrofit
			PM	SO ₂	NO _x	
1	350 MW subcritical	LNB (MPM) + SCR + LTE + ESP (high-frequency power) + WFGD (three-level demisting) + WESP (flexible electrode)	5.00	9.0	35	2014.07
2	350 MW subcritical	LNB (dual-scale) + SCR + LTE + ESP (high-frequency power) + WFGD (three-level demisting) + WESP (metal electrode)	3.00	10.0	25	2014.11
3	300 MW subcritical	LNB (dual-scale) + SCR + LTE + ESP (high-frequency power) + WFGD (turbulence coupling + tubular demisting)	2.00	12.0	22	2015.11
4	350 MW subcritical	LNB (dual-scale) + SCR + LTE + ESP (high-frequency power) + WFGD (turbulence coupling + tubular demisting) + WESP (metal electrode)	0.23	5.9	20	2015.07

MPM: multiple pollution minimum.

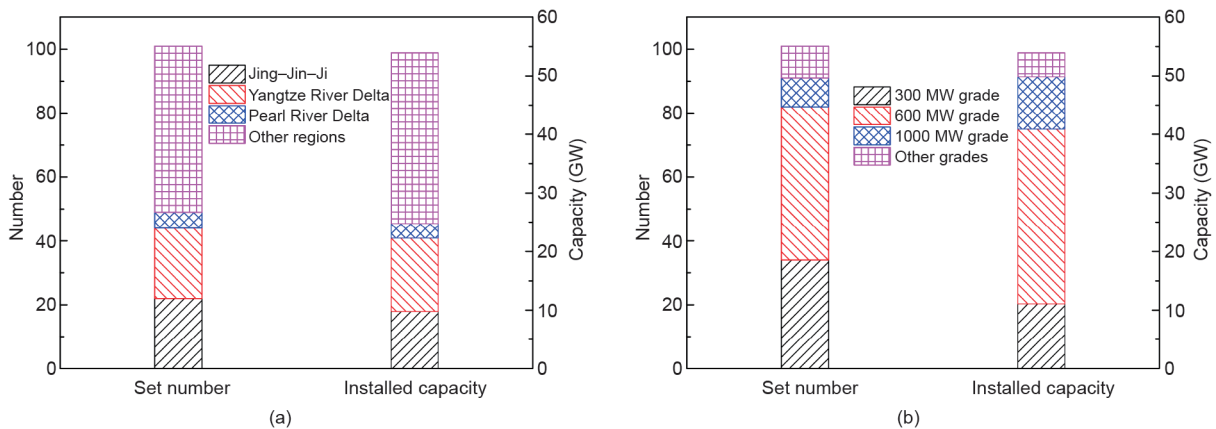


图2. 近零排放技术应用情况。(a) 分区域；(b) 分等级。

平, 详见图4。统计数据表明, 46台机组SO₂排放浓度小时均值满足35 mg·m⁻³近零排放限值的达标率全部大于99%, 其中, 36台机组达标率为100%, 详见图4。

4.2.3. NO_x 控制

46台机组NO_x排放浓度评估期平均值在16.1~40.79 mg·m⁻³之间, 全部低于50 mg·m⁻³, 详见图5。统计数据表明, 46台机组NO_x排放浓度小时均值满

足50 mg·m⁻³近零排放限值的达标率全部大于99%, 但仅有7台机组达标率为100%, 详见图5。进一步分析发现NO_x排放超标主要发生在低负荷和快速变负荷工况, 是受SCR脱硝运行调节手段单一, 且控制系统具有大延迟、大滞后特性的影响所致。此外, 定州、沧东、惠州电厂进行了宽负荷脱硝技术改造, 机组在35%以上负荷时段内NO_x排放达标率均为100%, 改造效果显著。

统计期间, 46台机组燃煤煤质在灰分A_{ar}为

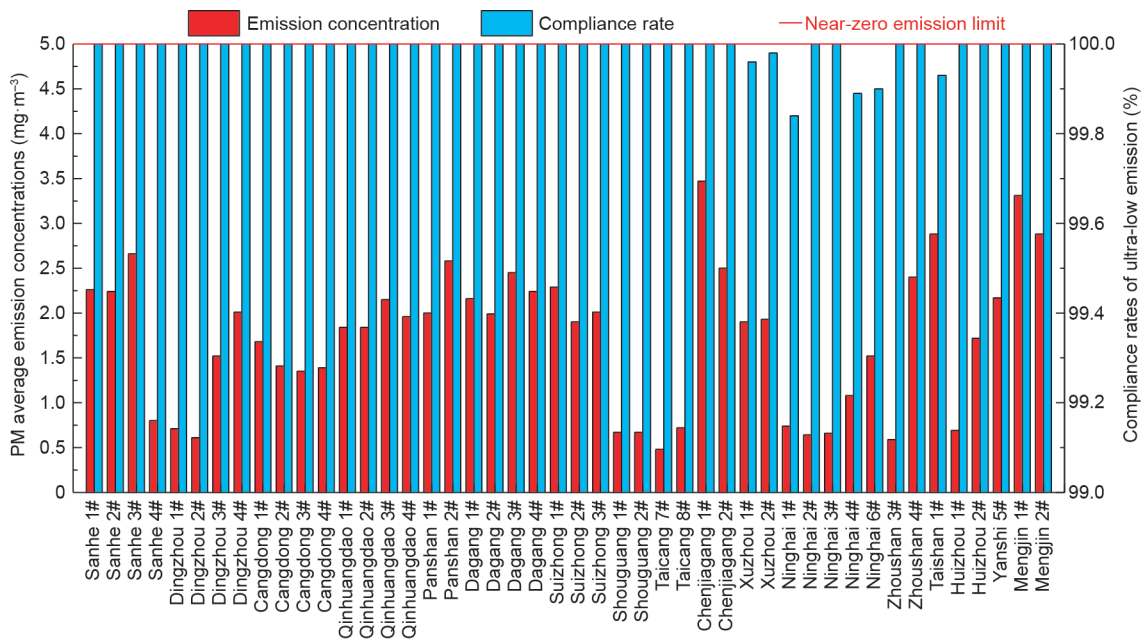


图3. 评估期46台机组烟尘排放情况。

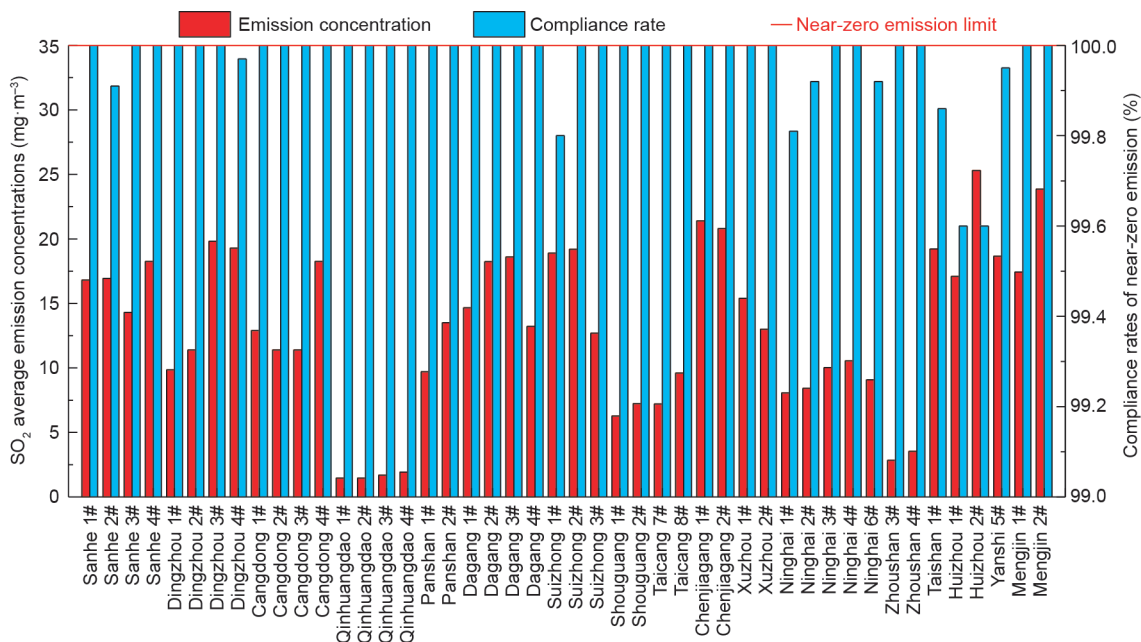


图4. 评估期46台机组SO₂排放情况。

7.37%~52.76%、硫分 S_{ar} 为0.2%~1.8%、低位热值 $Q_{net,ar}$ 为10.81~28.69 MJ·kg⁻¹范围波动。评估结果表明,46台近零排放机组长周期运行时,APCD运行可靠,确保不同负荷、不同煤质下大气污染物排放浓度小时均值稳定在近零排放限值以下。

4.3. 重金属汞减排特性

重金属汞具有毒性强、在生物体内富集等特点,严重威胁人类健康和生态环境。我国对全球人为大气汞排放的贡献率为30%~40% [46,47],其中,55%来源于燃煤,严格控制煤电大气汞排放具有重要现实意义。

4.3.1. 现有 APCD 协同脱汞效果

为掌握近零排放机组现有APCD对重金属汞的协同脱除效果,采用U.S. EPA Method 30B在5台近

零排放机组上开展现场测试,结果如表3所示。三河、定州、寿光电厂4台机组均燃用神华煤,汞含量为0.029~0.05 mg·kg⁻¹,约为中国煤平均汞含量(0.15~0.22 mg·kg⁻¹)的20%~30% [37];徐州电厂2号机组燃用神华煤和非神华煤(1:2),汞含量与中国煤平均水平相当。由表3可见,5台机组汞排放浓度为0.51~2.89 μg·m⁻³,平均值为1.19 μg·m⁻³,约为我国现行排放限值的1/30;APCD组合协同脱汞效率为75.3%~93.1%(平均值为86.6%±7%),基本达到国际先进煤电机组的协同控制水平[48]。烟气净化过程中Hg⁰的协同脱除规律主要表现为:①SCR的提效可降低Hg⁰的份额,促进后续设备对气相汞的协同脱除;②ESP前加装LTE可降低烟气温度,使得气相Hg²⁺的物质状态发生转变,进而吸附或凝结在飞灰表面;③WFGD的提效可有效洗涤脱除汞化合物;④WESP的增设能够强化气

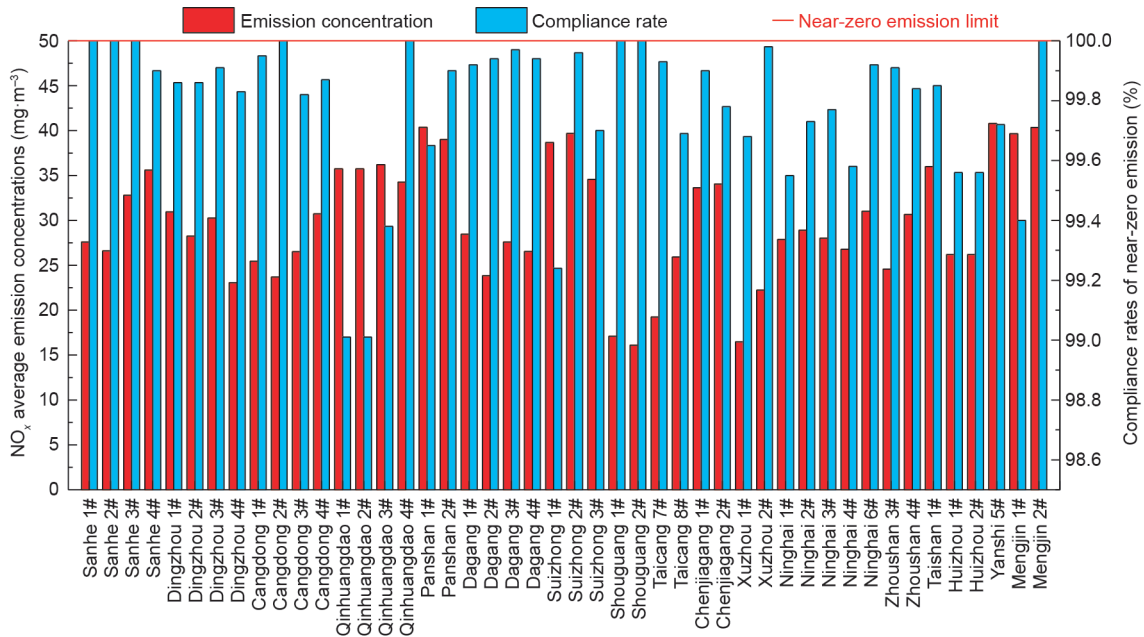


图5. 评估期46台机组NO_x排放情况。

表3 近零排放机组协同脱汞效果

Power plant	Unit	Capacity (MW)	Hg content in coal (mg·kg ⁻¹)	APCDs	Hg concentration at the outlet of boiler (μg·m ⁻³)	Hg emission concentration (μg·m ⁻³)	Removal efficiency (%)
Sanhe	1#	350	0.029	SCR+LTE+ESP+WFGD+WESP	4.46	0.51	88.6
	4#	300	0.049	SCR+LTE+ESP+WFGD+WESP	6.17	0.56	90.9
Dingzhou	2#	600	0.044	SCR+ESP+WFGD+WESP	5.87	1.45	75.3
Shouguang	2#	1000	0.050	SCR+LTE+ESP+WFGD+WESP	7.58	0.52	93.1
Xuzhou	2#	1000	0.154	SCR+ESP+WFGD	19.87	2.89	85.3
Average value	-	-	0.065	-	8.79	1.19	86.6

相汞的脱除效果。

4.3.2. 汞污染专门控制技术与实践

在中国，燃煤飞灰价格低廉且对副产物影响小，经改性处理，有潜力代替商业脱汞活性炭[27,28,49]。为进一步高效稳定地控制燃煤电厂汞污染排放，从循环经济角度出发，提出飞灰吸附剂一体化改性及喷射脱汞的技术思路，如图6所示。以电厂飞灰为载体，利用溴化机械改性方法进行在线改性以提高飞灰表面活性，直接均匀喷射到ESP前烟道中，实现重金属汞的吸附氧化脱除。原神华集团应用上述烟气脱汞技术路线，与华北电力大学开展大量工程应用研究，依托河北三河电厂4号机组和江苏徐州电厂2号机组，建成世界首个300 MW和首个1000 MW燃煤电站改性飞灰专门脱汞示范工程，如图7所示。在APCD组合协同控制的基础上投运烟气脱汞系统，综合脱汞效率分别提升至94.6%和91.0%（图8），汞排放浓度均进一步降低38%，可低至 $0.29 \mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$ ，仅为我国现行排放限值的1%；ESP脱汞效率可由28.6%提高到87.6%，改性飞灰（MFA）吸附脱汞效果与国际主流活性炭（AC）脱汞相当（图9）。通过技术经济性分析，MFA吸附脱汞运行成本为 $51.3 \text{元}\cdot\text{g}^{-1}$ ，仅为AC吸附脱汞

运行成本的10%~15%。

5. 煤电近零排放推动排放标准进步

保护环境是中国的基本国策，环保是无止境的，深入推进煤电绿色发展是推动煤炭清洁高效利用的必然要求。面向未来，为加快推进生态文明建设，煤电企业应充分认识到近零排放是个不断实践与探索的过程，坚持环保标准“好上更好、严上更严”，促进煤电常规大气污染物和汞等非常规污染物的持续减排，向GB13223—2011规定排放浓度限值降低1个数量级的方向努力，迈

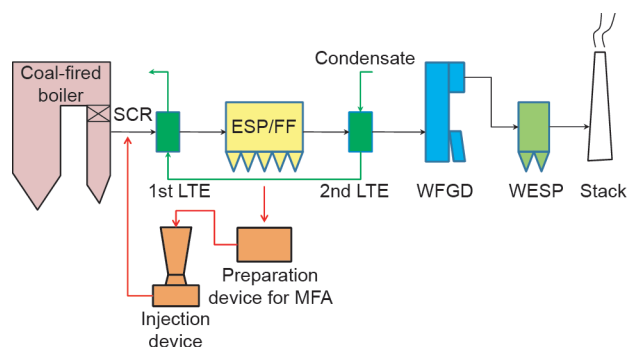


图6. 飞灰吸附剂一体化改性及喷射脱汞系统示意图。

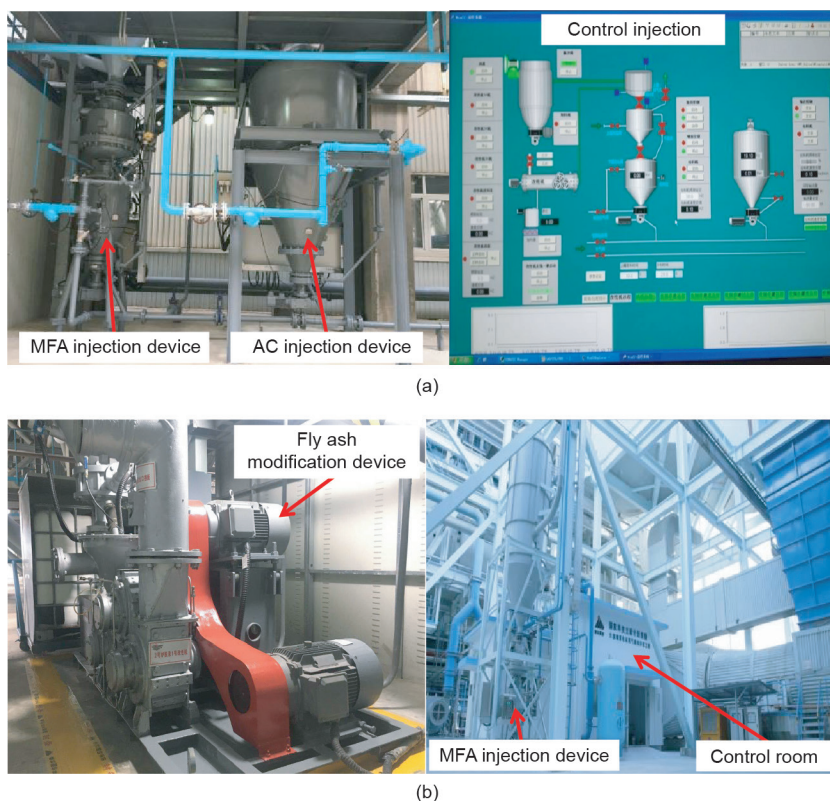


图7. 改性飞灰脱汞系统和装备。(a) 300 MW示范工程；(b) 1000 MW示范工程。

上清洁煤电大气污染物生态环保排放的新台阶。

5.1. 烟气污染物全流程控制中试平台

依托国华电力承担的国家科技支撑计划课题“大型燃煤电站近零排放控制关键技术及工程示范”(2015BAA05B02)，在河北三河电厂建成了世界首个 $50\,000\text{ m}^3\cdot\text{h}^{-1}$ 燃煤烟气污染物近零排放全流程控制中试平台(2017年4月投运)，原烟气由300 MW机组省煤器后引出，如图10所示。中试平台开发并应用了宽温度窗口脱硝催化剂、湿式机电耦合除尘、塔内pH分区脱硫、改性飞灰脱汞、碱基脱除 SO_3 等技术，形成多系统、多装备、多污染物高效协同控制的近零排放环保岛。2017年9月，经中国环境监测总站现场监测，烟

尘、 SO_2 、 NO_x 和汞排放浓度分别为 $0.4\sim 0.9\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 、 $1.2\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 、 $10.2\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 和 $0.11\sim 0.22\text{ }\mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$ ，实现了排放水平的新跨越。

为掌握烟气多污染物脱除过程中相互影响及耦合关系，重点研究了宽温度窗口脱硝催化剂对 SO_x 、 NH_3 的影响规律和多污染物脱除过程运行优化控制规律。

5.1.1. SCR 深度脱硝影响规律研究

根据大量近零排放工程实践，由于APCD控制系统易发生运行调整不及时的问题， NO_x 排放浓度的波动程度相对较大，因此SCR脱硝系统对深度调峰等工况的适应性和增加喷氨量导致的 NH_3 逃逸问题值得关注。

中试平台SCR脱硝系统采用宽温度窗口脱硝催化

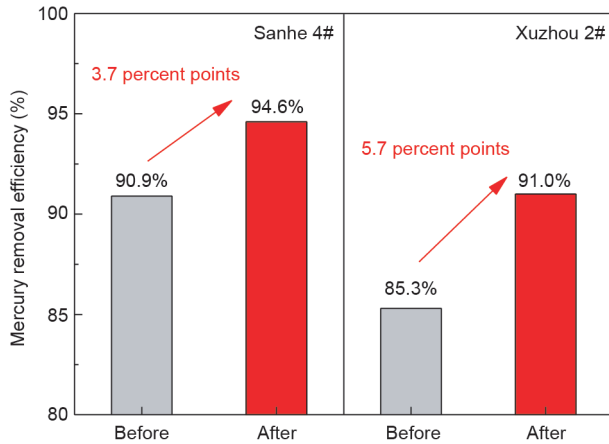


图8. 改性飞灰脱汞系统投运前后烟气综合脱汞效率。

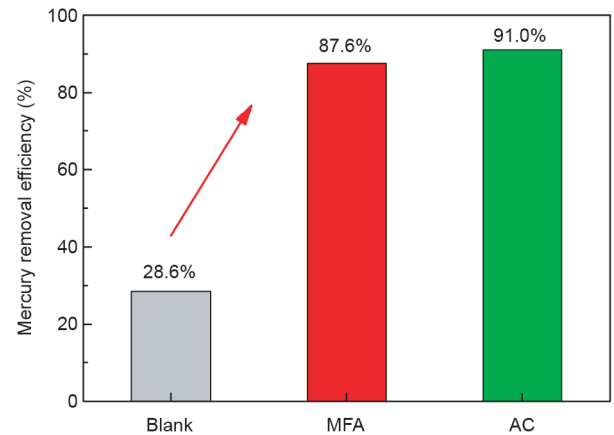


图9. MFA和AC吸附脱汞性能。

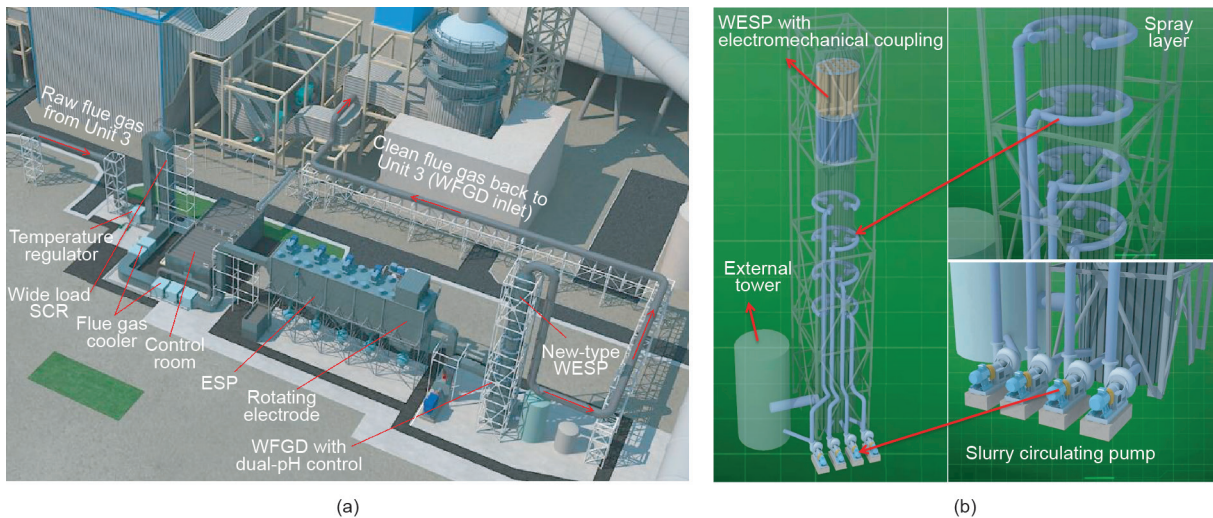


图10. $50\,000\text{ m}^3\cdot\text{h}^{-1}$ 全流程烟气污染物控制中试平台。(a) 现场布置及工艺流程图；(b) pH分区脱硫+湿式机电耦合除尘系统。

剂, 催化剂按照2+1模式布置。100%负荷运行时, SCR入口 NO_x 浓度在 $100\sim 200\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 范围内, 烟气温度的为 $300\sim 340\text{ }^\circ\text{C}$, 以 NO_x 排放浓度低于 $20\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 为控制目标, 脱硝效率在 $80\%\sim 94\%$ 范围内调节可满足要求。通过手工采样和在线监测对 NH_3 逃逸量进行测试, 如图11所示, 随着SCR脱硝效率的增加, NH_3 逃逸量总体表现出上升趋势, 但基本满足 $2.25\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 的环保要求; 当脱硝效率升至 94% , NH_3 逃逸情况明显加剧, 说明 NH_3 的利用率在下降。图12给出了 NH_3 逃逸的CEMS数据, NH_3 逃逸量随运行时间的增加而增加, 在 $1\sim 2.25\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 之间, 故高脱硝效率下长周期运行时需加以关注。此外, 入口 NO_x 浓度快速增加时, NH_3 逃逸随后会明显增加, 上升至 $2\sim 2.25\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$, 这是由SCR脱硝控制系统大滞后特性所造成的。

为验证低烟温工况下宽温度窗口脱硝催化剂的性能, 利用烟温调节器将脱硝烟温度控制在 $270\sim 290\text{ }^\circ\text{C}$, SCR入口 NO_x 浓度在 $80\sim 140\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 范围内, 脱硝效率为 88% , 对 NH_3 逃逸量和 SO_2/SO_3 转化率进行测试, 如图13所示。由图可见, SCR出口 NH_3 逃逸量基本控制在 $0.75\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 以内, SO_2/SO_3 转化率在 $0.2\%\sim 0.6\%$ 之间(平均值为 0.38%), 表明催化剂具有较强的低温活性, 还原剂氨能够有效吸附到表面酸性位点, 进而参与到氧化还原反应中。为解决机组低负荷运行时安全、高效脱硝难题提供工程技术支撑。

5.1.2. 多种污染物深度脱除运行优化控制规律研究

通过对中试平台各污染物控制系统进行耦合集成,

进一步开展近零排放环保岛运行优化控制研究。

(1) 烟尘排放控制主要通过调整三个除尘环节相关控制参数实现运行优化。以 $5\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 为控制目标(ESP入口烟温 $120\text{ }^\circ\text{C}$), ESP启动二、三、四电场, WFGD入口烟尘浓度可控制在 $32\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 以内, 在吸收塔高效喷淋和湿式机电耦合除尘器作用下, 烟尘排放浓度小于 $4\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$, 如图14(a)所示; 以 $1\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 为控制目标(ESP入口烟温 $120\text{ }^\circ\text{C}$), ESP启动4个电场+旋转电极, WFGD入口烟尘浓度可控制在 $19.6\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 以内, 在吸收塔+湿式机电耦合除尘系统作用下, 烟尘排放浓度小于 $0.8\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$, 如图14(b)所示。

(2) SO_2 排放控制主要从切换喷淋组合方式、调节喷淋浆液pH值等方面进行运行优化。满负荷条件下, 脱硫入口 SO_2 浓度为 $900\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$, 主浆池浆液pH值为 5.5 时, 由图15(a)可见, 脱硫效率随着循环泵开启数量的增加而增加, WFGD出口 SO_2 浓度由开启BD循环泵时的 $61.76\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 降至开启A/B/C/D循环泵时的 $0.2\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$; 满负荷条件下, WFGD入口 SO_2 浓度为 $800\sim 850\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$, 开启循环泵A/B/D时, 由图15(b)可见, 脱硫效率随着主浆池浆液pH值的增加而增加, WFGD出口 SO_2 浓度由主浆池浆液pH为 5.0 时的 $9.07\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 降至浆液pH为 6.0 时的 $0.52\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 。

(3) 现阶段, 低氮燃烧技术能够实现锅炉出口 NO_x 浓度低于 $200\text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$, 但燃烧过程中通过优化配风方式、燃烧组织等方式, 很难进一步大幅降低锅炉出口 NO_x 浓度, 故排放控制主要依靠调节喷氨量。 $270\sim 340\text{ }^\circ\text{C}$ 烟温窗口运行时, 通过调节脱硝效率($80\%\sim 94\%$), 实现

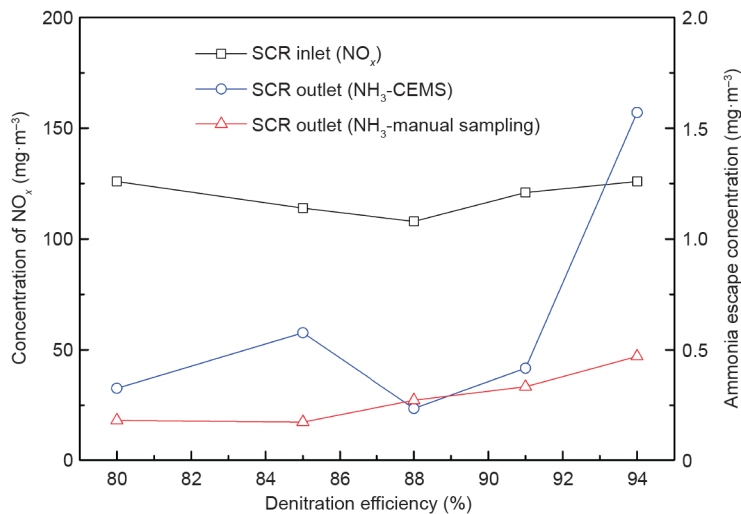


图11. 不同脱硝效率对 NH_3 逃逸量的影响。

SCR出口 NO_x 浓度低于 $20 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 。但结合前述研究可知, 仅依靠增加喷氨量获得更高的脱硝效率并非最优方案, 实现运行优化的主要措施是研发并应用具有实时预

测功能的SCR脱硝喷氨精确高效控制系统, 减少喷氨量, 并控制局部区域 NH_3 逃逸峰值。

通过 $50\,000 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ 燃煤烟气中试平台研究, 获得了污染物深度减排、运行成本、系统能耗的全过程优化匹配的控制方法, 形成了燃煤电厂大气污染物排放达到不同浓度限值的解决方案。中试平台对外开放, 已与中国环境监测总站、清华大学、浙江大学、华北电力大学等单位开展了合作研究, 预留了电凝并、化学团聚、声波团聚、臭氧多脱、汞回收、相变凝聚节水、膜法 CO_2 捕集等创新技术验证接口, 具备良好的拓展功能, 可作为科技成果转化的重要载体。

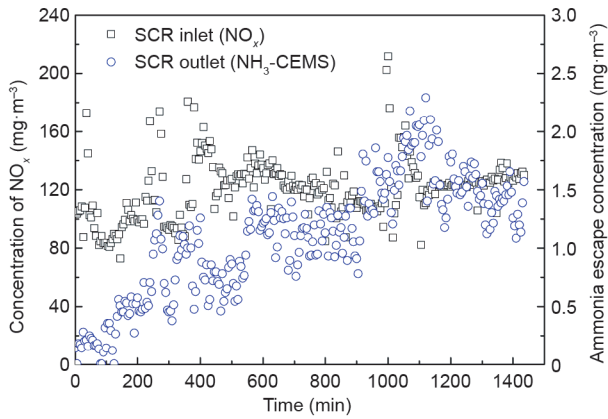


图12. 94%脱硝效率下 NH_3 逃逸量情况。

5.2. 清洁煤电生态环保示范工程

通过煤电近零排放技术的再创新、再实践, 在山东寿光电厂建成了1000 MW清洁煤电生态环保示范工程,

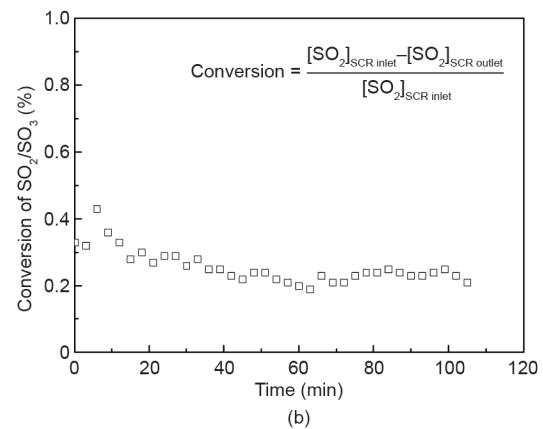
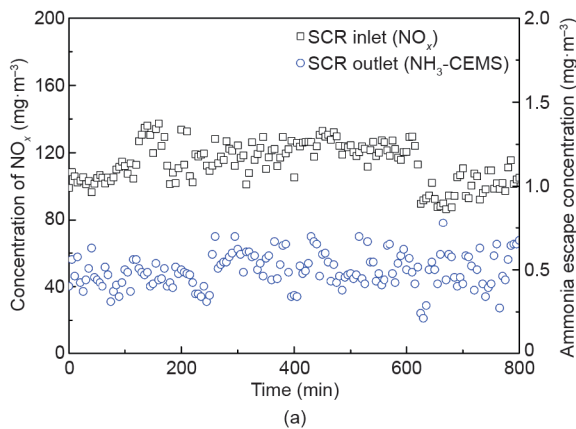


图13. 低烟温工况下SCR催化剂性能。(a) NH_3 逃逸量; (b) SO_2/SO_3 转化率。

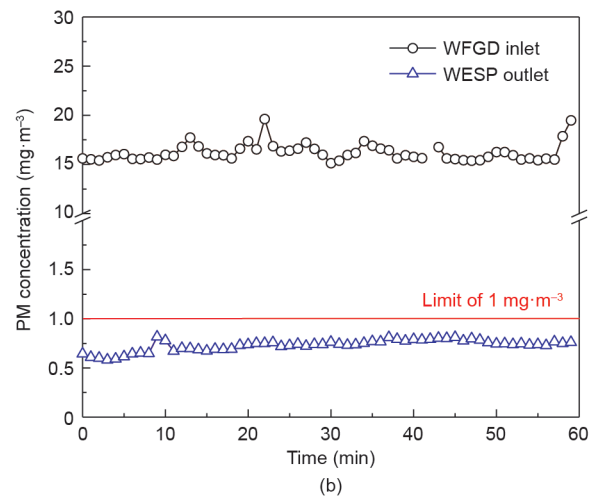
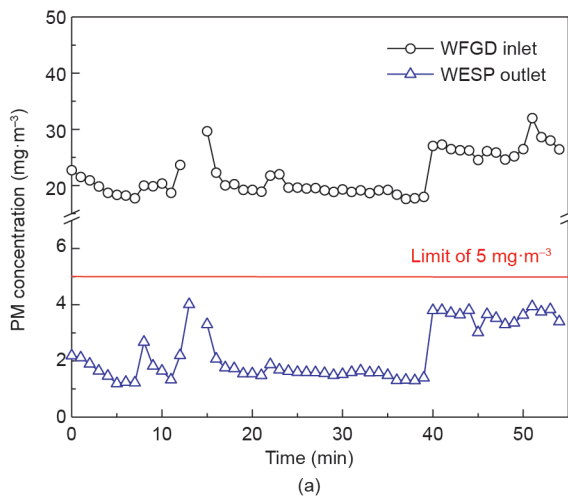


图14. 不同排放浓度限值下除尘运行优化。(a) 控制目标 $5 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$; (b) 控制目标 $1 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 。

两台机组分别于2016年7月和11月投产发电。工程建设期间针对APCD逐系统进行方案优化,最大限度地实现大气污染物的深度脱除;投产后通过多装备全系统协同优化和全过程精准调控,经山东省环境监测中心站现场手工监测烟尘、SO₂、NO_x排放浓度,1号机组分别为小于1 mg·m⁻³、2 mg·m⁻³、18 mg·m⁻³,2号机组分别为小于1 mg·m⁻³、小于2 mg·m⁻³、16 mg·m⁻³。

图16给出了2017年1月至2018年12月两台机组大气污染物CEMS数据。由图可见,烟尘、SO₂、NO_x排放浓度小时均值总体上分别低于1 mg·m⁻³、10 mg·m⁻³、20 mg·m⁻³,排放水平优于美国先进燃煤电厂[50]。进一步对排放数据进行统计,如表4所示。统计期间,1号机组烟尘、SO₂、NO_x排放浓度平均值分别为0.58 mg·m⁻³、5.56 mg·m⁻³、16.21 mg·m⁻³,2号机组烟尘、SO₂、NO_x

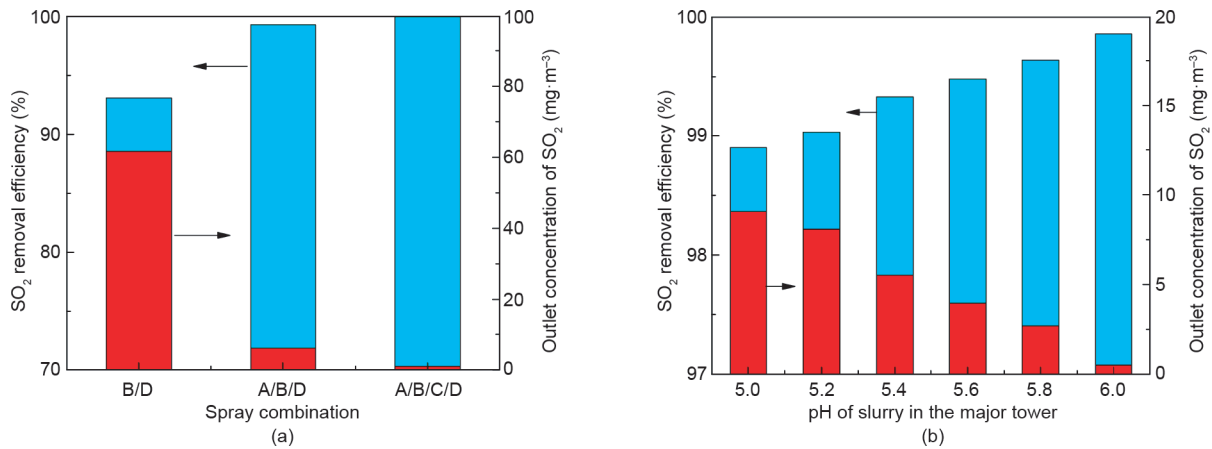


图15. 运行工况对脱硫性能的影响。(a) 喷淋组合方式; (b) 主浆池浆液pH值。

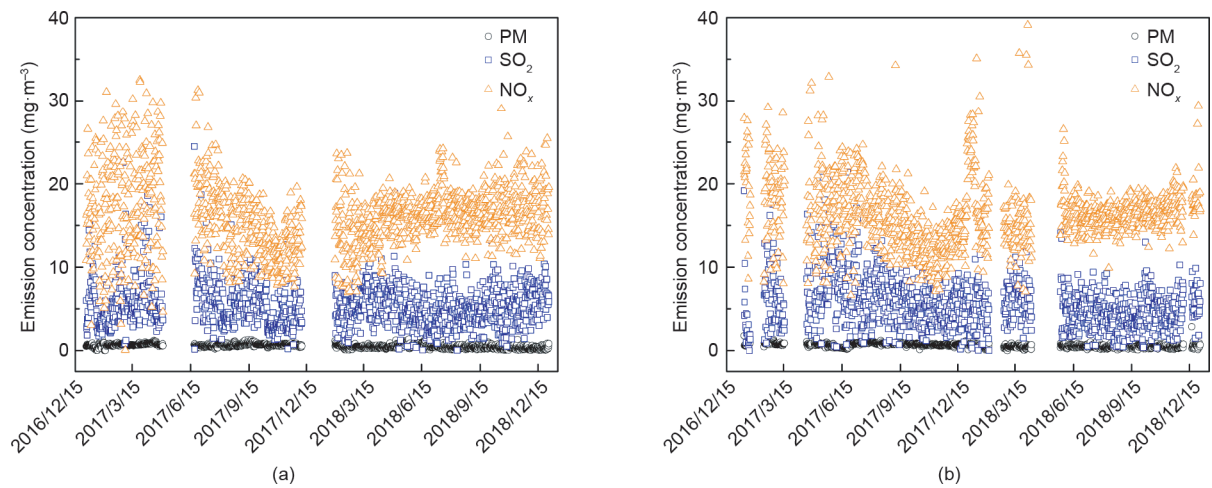


图16. 2017-2018年山东寿光电厂大气污染物CEMS数据。(a) 1号机组; (b) 2号机组。

表4 2017-2018年山东寿光电厂大气污染物排放统计

Air pollution	Average concentration (mg·m ⁻³)		Time ratio (%) ^a	
	Unit 1 ^b	Unit 2 ^c	Unit 1 ^b	Unit 2 ^c
PM	0.58±0.24	0.64±0.23	95.5	96.0
SO ₂	5.56±2.6	5.64±2.98	95.1	93.1
NO _x	16.21±4.06	16.41±3.89	86.7	81.8

^a Time ratio of hourly average emission concentrations less than 1 mg·m⁻³ for PM, 10 mg·m⁻³ for SO₂, and 20 mg·m⁻³ for NO_x, respectively.

^b 15 072 statistical hours.

^c 13 895 statistical hours.

排放浓度平均值分别为 $0.64 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 、 $5.64 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 、 $16.41 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ ；两台机组烟尘、 SO_2 、 NO_x 排放浓度小时均值 $\leq 1 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 、 $10 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 、 $20 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 的时数比率 (time ratio) 分别超过95.5%、93.1%、81.8%。此外，烟气汞手工监测结果表明，在现有APCD协同控制作用下，两台机组汞排放浓度分别为 $0.9 \text{ }\mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$ 和 $0.52 \text{ }\mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$ 。可以看出，通过加强煤电环保设施工程建设和运行维护管理，可实现机组长周期在远低于当前阶段近零排放限值的指标下稳定运行。

结合4.3.1小节介绍的工程案例，近零排放机组在现有APCD协同控制作用下，燃用我国主流动力煤时，汞排放浓度可小于 $3 \text{ }\mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$ 。但是，对于燃用西南地区高汞煤机组，烟气中初始汞浓度可能会高达 $60 \text{ }\mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$ [51]，应用改性飞灰专门脱汞技术能够得到95%的脱汞效率，从而实现汞排放浓度小于 $3 \text{ }\mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$ 。考虑到燃煤电厂是我国大气汞排放的主要来源之一，对之加以严格控制是我国履约《关于汞的水俣公约》的关键，可以将汞排放限值收紧至 $3 \text{ }\mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$ 。

综上分析可知，通过清洁煤电大气污染物深度脱除技术的顶层设计、国产化关键技术及装备研发、系统集成优化和工程示范，近零排放机组大气污染物排放限值有潜力进一步趋严。因此，本文提出在当前清洁煤电近零排放技术条件下更加契合生态环保排放要求的大气污染物新排放限值，即在基准氧含量6%的情况下，烟

尘、 SO_2 、 NO_x 和汞及其化合物的排放浓度限值分别为 $1 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 、 $10 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 、 $20 \text{ mg}\cdot\text{m}^{-3}$ 和 $3 \text{ }\mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$ (“1123”生态环保排放限值) [52]。

表5显示了清洁煤电大气污染物排放限值的演变过程，与GB13223—2011中燃煤电厂大气污染物排放限值进行对标，“1123”生态环保排放限值总体上减小了一个数量级，为十九大报告提出要“提高污染排放标准”提供工程技术支撑。

6. 煤电近零排放效益分析

6.1. 技术经济性

煤电近零排放增加的发电成本是指在GB13223—2011达标排放基础上，为实现近零排放而新增的投资和运行成本。以原神华集团7台300~1000 MW等级近零排放机组为例，按照设备寿命周期为15年、年利用小时数为4000 h进行测算，结果如表6所示。由表可见，7台机组从直接排放到近零排放的平均投资和运行成本约 $0.0276 \text{ 元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}$ ，其中，由达标排放到近零排放增加的发电成本为 $0.0026\sim 0.0113 \text{ 元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}$ [平均值为 $0.0079 \text{ 元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}$]。对于3台京津冀区域燃煤机组，实现近零排放增加的度电成本约0.011元，而2015年原神华集团京津冀区域22台机组的平均售电完全成本为 $0.28 \text{ 元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}$ (含税) [53]，故近零排放增加的发电成

表5 清洁煤电大气污染物排放限值

Stage	Emission standard	Emission limit ($\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$)			
		PM	SO_2	NO_x	Hg
2011–2014	GB13223–2011	30	100–400	100–200	0.03
2014–2020	Near-zero emission	5	35	50	0.03
2014–2020	Ultra-low emission	10	35	50	0.03
Future	New “1123” eco-friendly emission	1	10	20	0.003

表6 不同等级燃煤机组近零排放技术经济性分析

Unit	Capacity (MW)	Increased generating cost ($\times 10^{-2} \text{ CNY}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}$, including taxes)		
		Direct emission to standard emission	Standard emission to near-zero emission	Total
Sanhe 4#	300	3.01	1.13	4.14
Zhoushan 4#	350	1.15	0.40	1.55
Dingzhou 1#	600	2.49	1.12	3.61
Cangdong 3#	660	1.17	1.06	2.23
Suizhong 1#	800	2.91	1.07	3.98
Suizhong 3#	1000	1.67	0.54	2.21
Shouguang 1#	1000	1.39	0.26	1.65
Average	–	1.97	0.79	2.76

本仅占售电完全成本的4%左右,处于较为合理的水平。此外,近零排放煤电售电完全成本和上网电价仅为燃气发电的1/2,具有明显的经济性[53]。

受不同机组环保设施投运情况、工程造价等因素影响,煤电近零排放的经济性存在一定差异。对比发现新建机组增加的投资和运行成本明显低于改造机组,这取决于其具备更好的环保设计方案优化条件。对于寿光电厂1号机组,实际运行时达到了“1123”生态环保排放,该机组按照近零排放技术路线设计建设,执行“1123”新排放限值较近零排放限值增加的费用主要是电耗、物耗等运行成本,经测算约为 5.7×10^{-4} 元·(kW·h)⁻¹;结合国家减半征收环保税的政策[54],执行“1123”新排放限值每年可节约520万元环保税,相抵发电成本减少约 7.4×10^{-4} 元·(kW·h)⁻¹。

6.2. 环境效益

中国煤电近零排放或超低排放的成功实践始于2014年。以原神华集团为例,2017年煤电烟尘、SO₂和NO_x排放量分别比2013年减少88%、89%和89%,总减排量为 9×10^5 t;以2013年我国燃煤电厂为例,若全部实现近零排放,测算出烟尘、SO₂和NO_x较实际排放量均减少90%以上,总减排量为 1.68×10^7 t,环境效果显著。

为评估煤电近零排放的环境效益,依托国家和集团科技创新项目开展相关研究。Liu等[55]以中国多尺度排放清单模型(MEIC)中京津冀区域燃煤电厂2012年11月至2013年2月真实排放数据为基准情景,采用GE-OS-Chem模式对近零排放情景进行模拟,结果表明京津冀区域环境空气中PM_{2.5}季平均浓度下降 $7.7 \mu\text{g} \cdot \text{m}^{-3}$,减少了8.1%。环境保护部环境工程评估中心以京津冀区域各市2013年执行的国家或地方排放标准为基准情景,采用双向耦合WRF-CMAQ模式对近零排放情景进行模拟,结果表明,京津冀区域典型城市环境空气中PM_{2.5}月平均浓度削减 $15.5 \mu\text{g} \cdot \text{m}^{-3}$ 左右,降幅约为7% [56]。由此可见,煤电近零排放的实施可有效改善环境空气质量。

2013年“大气十条”实施以来[57],全国主要污染物(PM_{2.5}、SO₂和NO₂)减排成效显著。2018年,全国PM_{2.5}浓度为 $39 \mu\text{g} \cdot \text{m}^{-3}$,比2013年降低30.4% [58],但仍远高于世界卫生组织(WHO)提出 $15 \mu\text{g} \cdot \text{m}^{-3}$ 的过渡时期目标-3(IT-3)和 $10 \mu\text{g} \cdot \text{m}^{-3}$ 的空气质量指导值(AQG) [59],大气污染防治任务依然艰巨。因此,为进一步改善我国环境空气质量,应持续推进煤电清洁化发展,以

高品质的清洁煤电,助力实现美好生活。

7. 结论

通过开展清洁煤电近零排放技术与工程实践,得到如下结论:

(1) 提出了符合我国燃煤发电机组特点的近零排放原则性技术路线,应用到全国101台不同等级、不同炉型燃煤机组,实现了大气污染物排放低于燃气发电排放限值,发电成本增加约 0.01 元·(kW·h)⁻¹,污染物总排放量较近零排放实施前降低约90%,有效改善了环境空气质量。

(2) 近零排放机组长周期运行时,不同负荷、不同煤质范围内大气污染物排放浓度小时均值稳定在近零排放限值以下,达标率基本大于99%。

(3) 近零排放机组现有APCD协同脱汞效率为 $86.6\% \pm 7\%$,基本达到国际先进煤电机组的协同控制水平;应用改性飞灰专门脱汞技术,综合脱汞效率稳定在90%以上,汞排放浓度可低至 $0.29 \mu\text{g} \cdot \text{m}^{-3}$,为我国现行排放限值的1%,相同脱除效果下运行成本仅为国际主流活性炭脱汞技术的10%~15%。

(4) 通过 $50\ 000 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ 燃煤烟气中试平台研究,270~290 °C低温窗口下可实现安全、高效脱硝,并形成了大气污染物排放达到不同浓度限值的解决方案;提出并实现了新的近零排放煤电“1123”生态环保排放限值,2017-2018年寿光电厂两台机组烟尘、SO₂、NO_x排放浓度平均值分别低于 $0.64 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 、 $5.64 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$ 、 $16.41 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$,汞排放浓度小于 $1 \mu\text{g} \cdot \text{m}^{-3}$ 。

(5) 今后还应持续推进煤炭清洁高效利用,深入开展烟气多污染物一体化脱除及资源化回收、重金属多途径深度脱除、多维燃烧NO_x深度还原、可凝结颗粒物检测与控制、大规模CO₂捕集利用与封存等技术及装备的研发与应用,推动中国能源生产和消费革命。

致谢

作者衷心感谢科技部国家科技支撑计划课题(2015BAA05B02)的资助。

References

- [1] Cen KF, Ni MJ, Gao X, Luo ZY, Wang ZH, Zheng CH. Progress and prospects on

- clean coal technology for power generation. *Chin J Eng Sci* 2015;17(9):49–55. Chinese.
- [2] National Bureau of Statistics. [China energy statistical yearbook 2018]. Beijing: China Statistics Press; 2019. Chinese.
- [3] [Basic statistics of China electric power 2018] [Internet]. Beijing: China Electricity Council; 2019 Jan 19 [cited 2019 Jun 18]. Available from: <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2018/indexch.htm>. Chinese.
- [4] National Standard of the People's Republic of China. GB 13223–2011. Emission standard of air pollutants for thermal power plants. Beijing: Ministry of Environmental Protection of the PRC; 2011. Chinese.
- [5] Wang SM, Song C, Chen YB. Technology research and engineering applications of near-zero air pollutant emission coal-fired power plants. *Res Environ Sci* 2015;28(4):487–94. Chinese.
- [6] [Notice on the issuance of the action plan for upgrading and retrofitting of coal-fired power plants for energy conservation and emission reduction (2014–2020)] [Internet]. Beijing: National Development and Reform Commission; 2014 Sep 12 [cited 2019 Jun 18]. Available from: http://www.gov.cn/gongbao/content/2015/content_2818468.htm. Chinese.
- [7] Wang G, Ma Z, Deng J, Li Z, Duan L, Zhang Q, et al. Characteristics of particulate matter from four coal-fired power plants with low-temperature electrostatic precipitator in China. *Sci Total Environ* 2019;662:455–61.
- [8] An LS, Wang JP, Li JG, Yang HF, Liu WP, Liu HX, et al. Development and application overview of electrostatic precipitation technology for coal-fired power plant in China. *Electr Power* 2018;51(4):115–23. Chinese
- [9] Wang SM, Zhang Y, Liu JZ. Integrated application of fine particulate matter control technologies and their “near-zero emission” characteristics in coal-fired power plants. *Res Environ Sci* 2016;29(9):1256–63. Chinese
- [10] Zhong XP, Li FQ, Wu QR. Development status of high temperature dust removal technology in electric power industry. *Energy Environ* 2018;150(5):65–8. Chinese
- [11] Zhang SJ, Zheng HA, Chen JS, Fan YJ, Li XQ. Status analysis and improvement measures of volatile dust removal technology in coal pyrolysis process. *Clean Coal Technol* 2014;20(3):79–82. Chinese.
- [12] Fang MX, Liu JJ, Cen JM, Chen QL, Xia ZX. Research progress and application prospect of high temperature electrostatic precipitation technology. *High Volt Eng* 2019;45(4):1108–17. Chinese.
- [13] Wang SM. Research on coal-fired power plants near-zero emission technologies and applications. [dissertation]. Beijing: North China Electric Power University; 2017. Chinese.
- [14] Shi WZ, Yang MM, Zhang XH, Li SQ, Yao Q. Ultra-low emission technical route of coal-fired power plants and the cooperative removal. *P CSEE* 2016;36(16):4308–18. Chinese.
- [15] El Sheikh K, Khan MJH, Hamid MD, Shrestha S, Ali BS, Ryabov GA, et al. Advances in reduction of NO_x and N₂O emission formation in an oxy-fired fluidized bed boiler. *Chin J Chem Eng* 2019;27(2):426–43.
- [16] Ke XW, Cai RX, Yang HR, Zhang M, Zhang H, Wu YX, et al. Formation and ultralow emission of NO_x for circulating fluidized bed combustion. *P CSEE* 2018;38(2):390–6. Chinese.
- [17] Hao JM, Ma GD, Wang SX. Air pollution control engineering. 3rd ed. Beijing: Higher Education Press; 2010. Chinese.
- [18] Chang SY, Zhuo JK, Meng S, Qin SY, Yao Q. Clean coal technologies in China: current status and future perspectives. *Engineering* 2016;2(4):447–59.
- [19] Cen KF. Research progress and outlook for efficient, clean and low-carbon coal utilization. *Sci Technol Rev* 2018;36(10):66–74. Chinese.
- [20] Ozaki M, Uddin MA, Sasaoka E, Wu S. Temperature programmed decomposition desorption of the mercury species over spent iron-based sorbents for mercury removal from coal derived fuel gas. *Fuel* 2008;87(17–18):3610–5.
- [21] Srivastava RK, Hutson N, Martin B, Princiotta F, Staudt J. Control of mercury emissions from coal-fired electric utility boilers. *Environ Sci Technol* 2006;40(5):1385–93.
- [22] Zhao SL, Duan YF, Yao T, Liu M, Lu JH, Tan HZ, et al. Study on the mercury emission and transformation in an ultra-low emission coal-fired power plant. *Fuel* 2017;199:653–61.
- [23] Fan XP, Li CT, Zeng GM, Zhang X, Tao SS, Lu P, et al. Hg⁰ removal from simulated flue gas over CeO₂/HZSM-5. *Energy Fuels* 2012;26(4):2082–9.
- [24] Li H, Wu CY, Li Y, Zhang J. CeO₂-TiO₂ catalysts for catalytic oxidation of elemental mercury in low-rank coal combustion flue gas. *Environ Sci Technol* 2011;45(17):7394–400.
- [25] Diamantopoulou I, Skodras G, Sakellariopoulos GP. Sorption of mercury by activated carbon in the presence of flue gas components. *Fuel Process Technol* 2010;91(2):158–63.
- [26] Khunphonoi R, Khamdahsag P, Chiarakorn S, Grisdanurak N, Paerungruang A, Predapitakkun S. Enhancement of elemental mercury adsorption by silver supported material. *J Environ Sci* 2015;32(6):207–16.
- [27] Wang SM, Zhang YS, Gu YZ, Wang JW, Liu Z, Zhang Y, et al. Using modified fly ash for mercury emissions control for coal-fired power plant applications in China. *Fuel* 2016;181(1):1230–7.
- [28] Gu YZ, Zhang YS, Lin LR, Xu H, Orndorff W, Pan WP. Evaluation of elemental mercury adsorption by fly ash modified with ammonium bromide. *J Therm Anal Calorim* 2015;119(3):1663–72.
- [29] Wang P, Wu J, He P, Chen JH, Liu QY, Feng C, et al. Experimental study on the characteristics of modified Ca-based sorbents and its mercury adsorption capability in the flue gas. *Adv Mat Res* 2012;424–425:971–6.
- [30] Yang S, Yan N, Guo Y, Wu D, He H, Qu Z, et al. Gaseous elemental mercury capture from flue gas using magnetic nanosized (Fe_{3-x}Mn_x)₂O₄. *Environ Sci Technol* 2011;45(4):1540–6.
- [31] Du W, Yin LB, Zhuo YQ, Xu QS, Zhang L, Chen CH. Experimental study on mercury capture using non-carbon sorbents in 100 MW coal-fired power plant. *CIESC J* 2014;65(11):4413–19. Chinese
- [32] Glesmann S, Mimna R. The state of U.S. mercury control in response to MATS [Internet]. Power; 2015 Apr 1 [cited 2019 Jun 18]. Available from: <http://www.powermag.com/the-state-of-u-s-mercury-control-in-response-to-mats/>.
- [33] Jones AP, Hoffmann JW, Smith DN, Feeley 3rd TJ, Murphy JT. DOE/NETL's phase II mercury control technology field testing program: preliminary economic analysis of activated carbon injection. *Environ Sci Technol* 2007;41(4):1365–71.
- [34] Local Standard of Hebei Province. DB 13/2081–2014. Industrial fuel coal and civil fuel coal. Shijiazhuang: Quality and Technology Supervision Bureau of Hebei Province; 2014. Chinese.
- [35] [Notice on the issuance of air pollution prevention and control implementation plan in Zhejiang Province 2017] [Internet]. Hangzhou: Department of Ecology and Environment of Zhejiang Province; 2017 May 19 [cited 2019 Jun 18]. Available from: http://www.zj.gov.cn/art/2017/5/22/art_12895_292947.html. Chinese.
- [36] [Notice on the issuance of air pollution prevention and control action plan in Guangdong Province (2014–2017)] [Internet]. Guangdong: Department of Ecology and Environment of Guangzhou Province; 2014 Feb 7 [cited 2019 Jun 18]. Available from: http://www.gd.gov.cn/gkmlpt/content/0/142/post_142687.html#7. Chinese.
- [37] Wang SX, Zhang L, Wu QR, Wang FY. Emission characteristics and environmental impacts of atmospheric mercury in China and control approaches. Beijing: Science Press; 2016. Chinese.
- [38] Dai SF, Ren DY, Chou CL, Finkelman RB, Seredin VV, Zhou YP. Geochemistry of trace elements in Chinese coals: a review of abundances, genetic types, impacts on human health, and industrial utilization. *Int J Coal Geol* 2012;94(3):3–21.
- [39] Zhao YC, Yang JP, Ma SM, Zhang SB, Liu H, Gong BG, et al. Emission controls of mercury and other trace elements during coal combustion in China a review. *Int Geol Rev* 2018;60(5–6):638–70.
- [40] Zhang L, Wang SX, Hui LL, Hao JM. Strategic recommendations for the coal combustion sector in China on the implementation of minamata convention on mercury. *Environ Prot* 2016;44(22):38–42. Chinese.
- [41] Yin LB, Zhuo YQ, Xu QS, Zhu ZW, Du W, An ZY. Mercury emission from coal-fired power plants in China. *P CSEE*. 2013;33(29):1–10. Chinese.
- [42] Wang SX, Zhang L, Li GH, Wu Y, Hao JM, Pirrone N, et al. Mercury emission and speciation of coal-fired power plants in China. *Atmos Chem Phys* 2010;10(3):1183–92.
- [43] The first near-zero emission coal-fired power in the Jing-Jin-Ji region. *Economic Information Daily*. 2015 Nov 30; 6. Chinese.
- [44] Wang SM, Liu JZ. Investigation of near-zero air pollutant emission characteristics from coal-fired power plants. *P CSEE* 2016;36(22):6140–7.
- [45] Zhang Y, Bo X, Zhao Y, Nielsen CP. Benefits of current and future policies on emissions of China's coal-fired power sector indicated by continuous emission monitoring. *Environ Pollut* 2019;251:415–24.
- [46] UNEP. Global mercury assessment, sources, emissions, releases, and environmental transport. Geneva: UNEP Chemicals Branch; 2013.
- [47] Zhang Y, Yang JP, Yu XH, Sun P, Zhao YC, Zhang JY, et al. Migration and emission characteristics of Hg in coal-fired power plant of China with ultra low emission air pollution control devices. *Fuel Process Technol* 2017;158:272–80.
- [48] Pudasainee D, Kim JH, Yoon YS, Seo YC. Oxidation, reemission and mass distribution of mercury in bituminous coal-fired power plants with SCR, CESP and wet FGD. *Fuel* 2012;93(1):312–8.
- [49] Zhang Y, Mei D, Wang T, Wang J, Gu Y, Zhang Z, et al. In-situ capture of mercury in coal-fired power plants using high surface energy fly ash. *Environ Sci Technol* 2019;53(13):7913–20.
- [50] Williams J. America's best coal plants [Internet]. Power Engineering; 2014 Jul 17 [cited 2019 Jun 18]. Available from: <http://www.power-eng.com/articles/print/volume-118/issue-7/features/america-s-best-coal-plants.html>.
- [51] Tian HZ, Lu L, Hao JM, Gao JJ, Cheng K, Liu KY, et al. A review of key hazardous trace elements in Chinese coals: abundance, occurrence, behavior during coal combustion and their environmental impacts. *Energy Fuels* 2013;27(2):601–14.
- [52] Wang SM, Yu XH, Gu YZ, Yuan J, Zhang Y, Chen YB, et al. Discussion of emission limits of air pollutants for near-zero emission coal-fired power plants. *Res Environ Sci* 2018;31(6):975–84. Chinese.
- [53] Wang SM, Liu JZ. Economic and environmental comparison of clean coal-fired power and gas turbine power. *China Coal* 2016;42(12):5–13.
- [54] [Environmental protection tax law of the PRC] [Internet]. Beijing: The National People's Congress of the PRC; 2016 Dec 25 [cited 2019 Jun 18]. Available from: <http://www.npc.gov.cn/npc/c12435/201612/c305c6c912054177bbc3143628983e87.shtml>. Chinese.
- [55] Liu X, Liu ZL, Jiao WD, Li X, Lin JT, Ku A. Impact of “ultra low emission” technology of coal-fired power on PM 2.5 pollution in the Jing-Jin-Ji region. *Front Energy* 2017:1–5.

- [56] Xu HH, Mo H, Wu JY, Zhu J, Huang R. Environmental benefits analysis under thermal power plant in Jing–jin–ji region in China under different pollution control scenarios. *Environ Eng* 2017;35(10):166–70. Chinese.
- [57] [Notice on the issuance of air pollution prevention and control action plan] [Internet]. Beijing: The Central People's Government of the PRC; 2013 Sep 10 [cited 2019 Jun 18]. Available from: http://www.gov.cn/zwgk/2013-09/12/content_2486773.htm. Chinese.
- [58] [Report on the state of the ecology and environment in China 2018]. Beijing: Ministry of Ecology and Environment of the PRC; 2019 May 29. Chinese.
- [59] World Health Organization. WHO air quality guidelines for particulate matter, ozone, nitrogen dioxide and sulfur dioxide—global update 2005. Geneva: WHO Press; 2006.