



文章栏目：大气污染防治

DOI 10.12030/j.cjee.202103186

中图分类号 X701

文献标识码 A

罗聪, 王颖, 周灿, 等. 燃煤机组超低排放系统成本分析及经济性运行策略[J]. 环境工程学报, 2022, 16(1): 230-236. [LUO Cong, WANG Ying, ZHOU Can, et al. Cost analysis and economic operation measures for ultra-low emission system of coal-fired unit[J]. Chinese Journal of Environmental Engineering, 2022, 16(1): 230-236.]

燃煤机组超低排放系统成本分析及经济性运行策略

罗聪, 王颖, 周灿, 陆燕, 张悠, 张涌新, 郑成航[✉]

浙江大学能源清洁利用国家重点实验室, 国家环境保护燃煤大气污染控制工程技术中心, 杭州 310027

摘 要 为了探究典型燃煤机组超低排放系统的经济性运行区间以及经济性优化策略, 建立了长三角区域 115 台燃煤机组 (共计 79 370 MW) 超低排放技术路线数据库; 通过建立污染物控制技术成本评估模型, 探究了机组容量、煤质、运行时间和“上大压小”策略对运行成本的影响。针对典型超低排放技术路线, 机组容量由 100 MW 增加至 1 000 MW 时, 超低排放系统运行成本由 0.051 元·(kWh)⁻¹ 下降至 0.027 元·(kWh)⁻¹。根据环保电价补贴, 将超低排放系统运行成本划分成了 4 个区间。当超低排放电价补贴为 0 时, 600 MW 及 1 000 MW 机组超低排放系统原有的环保电价补贴仍可满足超低排放系统运行的成本要求。“上大压小”策略可以显著降低污染物控制成本, 在实现相同发电量的情况下, 如果用 3 台 1 000 MW 燃煤机组替代 10 台 300 MW 燃煤机组, SO₂、NO_x 及 PM 控制年运行成本下降幅度分别为 20.7%、27.6% 和 34.4%。本研究结果可为燃煤电厂超低排放系统的经济性运行提供参考。

关键词 燃煤机组; 超低排放; 成本分析; 经济性优化

根据 2021 年全国生态环境保护工作会议的数据, 2020 年燃煤电站超低排放装机容量为 9.5×10^8 kW, 超低排放机组容量占煤电机组容量的比例为 88%^[1]。超低排放技术的投运需要增加额外的成本, 而运行成本是否被电价补贴覆盖决定了燃煤电厂超低排放系统能否在实现超低排放要求的同时亦实现经济性运行。目前国内外已有的相关研究中, 针对 SO₂、NO_x 及 PM 控制技术成本的研究较为普遍。美国环保署^[2] 发布了《大气污染控制成本手册》, 该手册对主流的 NO_x、SO₂ 及 PM 控制技术的成本进行了测算。针对 SO₂ 控制技术, 彭继文^[3] 针对 125 MW 及 200 MW 的燃煤机组的不同脱硫技术进行了经济性分析。对于 125 MW 机组, 当煤质硫含量为 1.09% 时, 采用石灰石-石膏湿法脱硫技术实现脱硫效率在 95% 以上时, 增加单位发电成本 0.023 7~0.024 3 元·(kWh)⁻¹。储益萍等^[4] 针对 2006—2008 年间投运的 35 台煤电机组 (共计 6 508 MW) 进行了脱硫技术经济性分析, 脱硫总投资 1.95×10^9 元, 运行成本约 0.015 元·(kWh)⁻¹。LIU 等^[5] 对主要脱硫技术的成本及能耗进行了估算, 石灰石-石膏法成本为 0.007~0.029 6 元·(kWh)⁻¹; 海水法脱硫技术成本为 0.015 3~0.021 7 元·(kWh)⁻¹; 循环流化床脱硫成本为 0.009 8~0.020 8 元·(kWh)⁻¹。史建勇^[6] 建立了 50~1 000 MW 内石灰石-石膏法的经济性运行谱图, 对于企业的运行有一定指导意义。金侃^[7] 主要探究了排放标准对石灰石-石膏

收稿日期: 2021-03-26; 录用日期: 2021-06-07

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (U1609212, 51621005)

第一作者: 罗聪 (1996—), 男, 硕士研究生, 21827034@zju.edu.cn; [✉]通信作者: 郑成航 (1984—), 男, 博士, 教授, zhengch2003@zju.edu.cn

法运行经济性的影响。LIU 等^[8]收集了全国范围内 7 家燃煤电厂脱硫系统的数据,脱硫技术包括石灰石-石膏法以及海水法 2 大类,得到了脱硫设备单位投资为 $216 \text{ 元} \cdot (\text{kW})^{-1}$,平均发电增量成本为 $20.5 \text{ 元} \cdot (\text{MWh})^{-1}$ 。生态环境部环境规划院^[9]建立了火电行业 SO_2 脱除成本模型,得到石灰石-石膏法 SO_2 脱除成本平均值为 $3\,400 \text{ 元} \cdot \text{t}^{-1}$,炉内脱硫法 SO_2 脱除成本平均值为 $2\,100 \text{ 元} \cdot \text{t}^{-1}$ 。

针对 NO_x 控制技术,刘通浩^[10]发现 600 MW 机组 SCR 改建工程单位投资为 $123 \text{ 元} \cdot (\text{kW})^{-1}$,SCR 新建工程单位投资为 $100 \text{ 元} \cdot (\text{kW})^{-1}$ 。杜振等^[11]通过调研 48 台容量为 200~1 000 MW 燃煤机组的 SCR 脱硝系统,得到不同容量机组平均脱硝成本为 $0.010\,9\sim 0.025\,3 \text{ 元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$ 。冯淑娟^[12]建立了工业锅炉脱硝技术经济模型。针对 PM 控制技术,CHEN 等^[13]对旋风分离器进行了成本分析,该研究考虑的主要成本包括能耗成本以及折旧成本。赵东阳等^[14]得到了 100 MW 燃煤机组 PM 脱除成本约为 1 000 MW 燃煤机组的 1.22 倍。张晶杰等^[15]调研了全国范围内 267 家电厂,对于 100~1 000 MW 燃煤机组,除尘成本在 $0.003\,1\sim 0.005\,2 \text{ 元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$ 。

根据文献调研可知,已有的研究主要针对单一污染物控制装备,缺乏对于超低排放系统整体的研究。因此,需要建立超低排放系统的运行成本数据库,探究不同电价补贴政策下超低排放系统的运行经济性区间,以期为电厂超低排放系统的经济性运行提供参考并进一步探究结构性调整措施对污染物控制经济性的影响。

1 典型地区超低排放技术数据库与成本评估模型

1.1 典型地区超低排放技术应用情况

目前,我国燃煤电站主要包含 4 条典型的超低排放技术路线^[16]。典型技术路线 1 为 SCR、ESP、WFGD 和 WESP 的组合,通过湿式电除尘器实现细颗粒物以及 SO_3 等的深度脱除;典型技术路线 2 为 SCR、ESP 和 WFGD 的组合,通过在脱硫吸收塔内加装高效除雾器,实现 PM 与 SO_2 协同脱除;典型技术路线 3 为 SCR、电袋复合除尘和 WFGD 的组合,电袋复合除尘器实现烟尘的一次脱除;典型技术路线 4 为 CFB 锅炉、SNCR、CFB 脱硫塔和除尘器的组合,脱硝技术按实际情况选择 SNCR 或者 SCR-SNCR 技术。本研究针对长三角区域所属的安徽省、江苏省、浙江省、上海市 4 个省(市)燃煤电厂的超低排放技术路线的投运情况进行了调研。本次调研共涉及 115 台燃煤机组,其中安徽省 42 台、江苏省 30 台、浙江省 37 台、上海市 6 台,容量共计 79 370 MW,具体的地理位置分布如图 1 所示。其中采用超低排放技术路线 1 的燃煤机组共 65 台,其总容量占比为

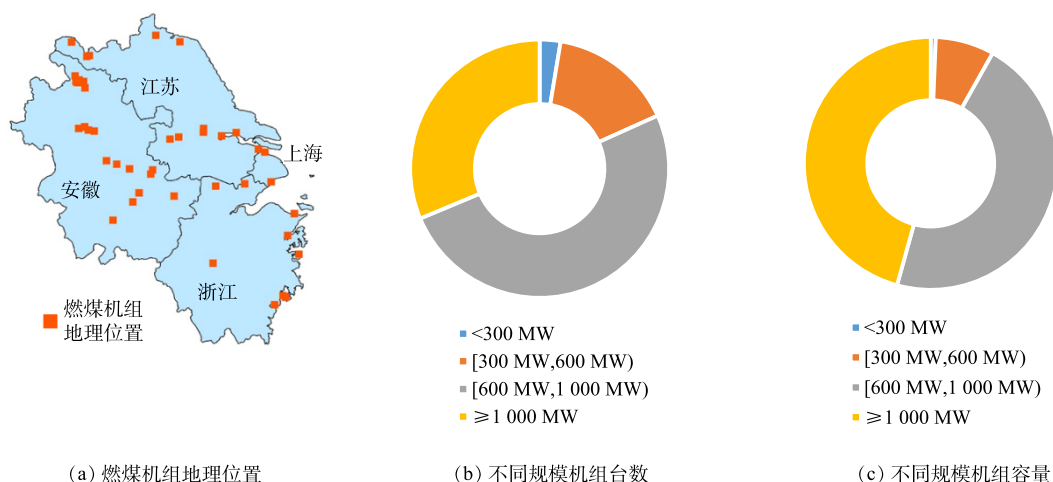


图 1 调研燃煤机组及其地理位置分布

Fig. 1 Coal-fired power units and their geographical distribution investigated in this study

57.4%(该比例即调研机组中投运湿式电除尘器的机组容量占调研机组容量的比例);采用超低排放技术路线2的燃煤机组共41台,其总容量占比为37.8%;采用超低排放技术路线3的燃煤机组共7台,其总容量占比为4.4%;采用超低排放技术路线4的燃煤机组共2台,总容量占比为0.4%(表1)。由此可见,超低排放技术路线1(SCR、ESP、WFGD和WESP的组合)在长三角区域内应用广泛。

对于典型技术路线1, SO_2 脱除的核心技术均为湿法烟气脱硫(WFGD)技术。WFGD技术包括石灰石-石膏法、海水法、氨法等,我国应用最为普遍的是石灰石-石膏湿法脱硫技术。石灰石-石膏脱硫系统的主要组成部分包括吸收脱除系统、脱硫吸收剂制备系统、副产物脱水系统、烟气系统、工艺水系统以及仪控系统。NO_x的超低排放均通过低氮燃烧技术与SCR脱硝技术的组合实现。SCR脱硝技术主要是通过通过在装有催化剂的SCR反应器中注入还原剂,将NO_x还原为N₂,常用的还原剂有液氨和尿素溶液。对于典型技术路线1,含尘烟气在ESP内进行一次除尘,在湿式电除尘器内进行二次除尘,同时湿法脱硫吸收塔也有一定的除尘效果。

1.2 成本评估模型

结合工程案例以及相关研究成果^[6-7, 17-20],污染物控制技术运行成本评估主要考虑变动成本以及固定成本。变动成本即在污染物控制系统运行过程中,随着运行状态的变化而发生改变的物料、能耗成本等;固定成本即不随系统运行状态的变化而发生改变的成本。具体计算方法见式(1)。

$$C = \sum_j \sum_i (C_{i,j,\text{fix}} + C_{i,j,\text{var}}) \quad (1)$$

式中: C 为污染物控制系统年运行成本^[6-7, 17-18],元; i 为污染物,例如 SO_2 、NO_x、PM等; j 为不同脱硫、脱硝、除尘技术,例如WFGD、SCR、ESP/WESP等; $C_{i,j,\text{fix}}$ 为第*i*种污染物第*j*种控制技术固定成本,元; $C_{i,j,\text{var}}$ 为第*i*种污染物第*j*种控制技术可变成本,元。

污染物控制技术运行经济性的评价指标为基于燃煤机组发电量的经济性评价指标^[20]。该指标的含义为燃煤机组发电1 kWh,对应的污染物治理系统需要投入的成本。该指标的具体计算方法见式(2)。

$$C_{G,i,j} = C_{i,j} / (qQ t_y \times 1\,000) \quad (2)$$

式中: $C_{G,i,j}$ 为第*i*种污染物第*j*种控制技术运行经济性的评价指标,元·(kWh)⁻¹; $C_{i,j}$ 为第*i*种污染物第*j*种控制技术的年运行成本,元; q 为负荷; Q 为机组容量,MW; t_y 为年运行时间,h。

2 结果与讨论

2.1 机组容量对超低排放系统运行成本的影响

机组容量对超低排放系统运行经济性的影响如图2所示。典型情景设置为:机组容量范围100~1 000 MW,燃煤硫分为0.5%~2.0%,SCR脱硝的NO_x入口浓度为400 mg·m⁻³,PM初始浓度为15 g·m⁻³,运行时间为5 500 h。燃煤机组采用的超低排放技术路线为SCR、ESP、WFGD和WESP的组合。所有的燃煤机组均实现超低排放。在给定参数下,超低排放系统运行成本为0.026~0.054元·(kWh)⁻¹。当硫分为1.0%时,随着机组容量由100 MW增至1 000 MW,超低排放系统运行成本由0.051元·(kWh)⁻¹降至0.027元·(kWh)⁻¹。机组容量与超低排放系统运行成本成反比关系。由此可见,相对于小机组而言,大机组的超低排放系统具有更好的运行经济性。在给定参数

表1 调研燃煤机组超低排放技术路线分布

Table 1 ULE technical routes distribution of the coal-fired power units investigated in this study

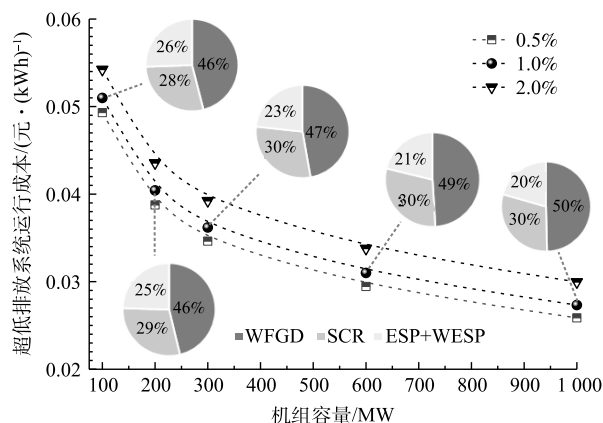
技术路线	机组台数	总容量/MW
1	65	45 580
2	41	30 000
3	7	3 490
4	2	300

下, WFGD 系统的成本占超低排放系统运行成本的比例为 44%~54%。当硫分为 1.0% 时, 随着机组容量的增加, WFGD 系统的成本占比由 46% 增至 50%, 降低脱硫系统的运行成本对于整个超低排放系统实现经济性运行具有重要意义。对于脱硝系统, 通过先进控制实现精准喷氨, 可降低 SCR 的物耗成本。从整个系统的角度考虑, 可以考虑污染物控制装置的协同脱除性能, 通过参数的优化组合, 实现运行成本的优化。

2.2 煤质对超低排放技术系统运行成本的影响

进一步探究了在不同煤质/运行时间共同作用下超低排放系统的运行经济性, 结果如图 3 和图 4 所示。参数设置: 硫分 0.3%~2.0%, 运行时间 4 000~7 000 h, 机组容量 600~1 000 MW, 脱硝系统 NO_x 入口浓度 $400 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$, PM 初始浓度 $15 \text{ g} \cdot \text{m}^{-3}$ 。所有的机组均实现超低排放。以上所有的情景可以根据电价补贴划分为 4 个区间 (表 2): 脱硫电价补贴 $0.015 \text{ 元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$, 脱硝电价补贴 $0.01 \text{ 元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$, 除尘电价补贴 $0.002 \text{ 元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$ (三者合计 $0.027 \text{ 元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$); 如果燃煤机组在 2016 年 1 月 1 日之前实现超低排放, 可以有 $0.01 \text{ 元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$ 的电价补贴 (合计 $0.037 \text{ 元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$); 如果燃煤机组在 2016 年 1 月 1 日之后完成超低排放改造, 那么可以有 $0.005 \text{ 元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$ 的电价补贴 (合计 $0.032 \text{ 元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$)。对应的这 4 个经济性区间分别为: ① $> 0.037 \text{ 元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$; ② $(0.032, 0.037]$ $\text{元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$; ③ $(0.027, 0.032]$ $\text{元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$; ④ $\leq 0.027 \text{ 元} \cdot (\text{kWh})^{-1}$ 。

由图 3 可看出: 对于 600 MW 机组超低排放系统而言, 当运行时间为 4 000~6 000 h, 不存在经济性区间 IV; 当运行时间增至 6 500 h、燃煤硫分保持在 0.43% 以下时, 运行成本位于经济性区间 IV; 当运行时间增至 7 000 h、燃煤硫分保持在 0.79% 以下时, 则此时运行成本位于经济性区间 IV。由图 4 可看出: 对于 1 000 MW 机组超低排放系统, 当运行时间为 4 000~4 500 h, 不存在经济性区间 IV; 运行时间增至 6 000 h、燃煤硫分不超过 1.3% 时, 运行成本位于经济性区间 IV; 运行时间增至 6 500 h、燃煤



注: 饼图中数据为 WFGD、SCR、ESP+WESP 运行成本占超低排放系统运行成本的比例。

图 2 机组容量对超低排放系统运行成本的影响

Fig. 2 Effect of unit capacity on the operating cost of ULE system

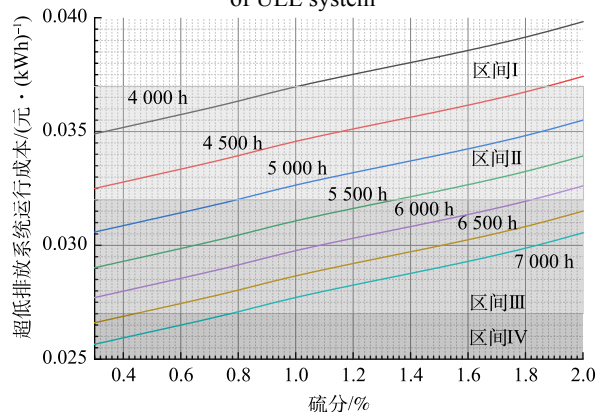


图 3 不同硫分与运行时间下 600 MW 燃煤机组超低排放系统运行成本

Fig. 3 Operating cost of ULE system for 600 MW coal-fired power unit affected by sulfur content & annual operating hour

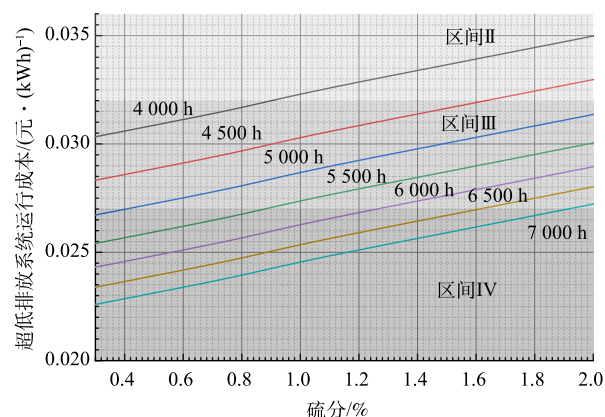


图 4 不同硫分与运行时间下 1 000 MW 燃煤机组超低排放系统运行成本

Fig. 4 Operating cost of ULE system for 1 000 MW coal-fired power unit affected by sulfur content & annual operating hour

硫分不超过 1.63% 时, 取消超低排放补贴也可实现经济性运行; 运行时间为 7 000 h、燃煤硫分在 1.93% 以下, 超低排放补贴取消也可实现经济性运行; 对于 600 MW 或 1 000 MW 机组, 随着运行时间的延长, 区间Ⅳ的范围逐步扩大。

2.3 “上大压小”策略对超低排放系统运行经济性的影响

为了探究“上大压小”策略对于燃煤机组超低排放系统的运行经济性的影响, 本研究中设置了以下情景: 情景 1, 30 台 100 MW 燃煤机组; 情景 2, 15 台 200 MW 燃煤机组; 情景 3, 10 台 300 MW 燃煤机组; 情景 4, 5 台 600 MW 燃煤机组; 情景 5, 3 台 1 000 MW 燃煤机组。在这 5 种情景下, 燃煤机组的发电量相同。假设燃煤机组采用的超低排放技术路线均为 SCR、ESP、WFGD 和 WESP 的组合。机组的年运行时间设置为 5 500 h。煤中硫含量设置为 1.0%。SCR 系统入口 NO_x 浓度为 $200 \text{ mg} \cdot \text{m}^{-3}$, 颗粒物的初始浓度设置为 $15 \text{ g} \cdot \text{m}^{-3}$, 所有机组均实现超低排放。该策略对污染物控制技术运行经济性的影响如图 5~图 7 所示。从运行经济性的角度考虑, 对于 SO_2 、 NO_x 和 PM 控制技术, 5 种情景的优先顺序均为“情景 5 > 情景 4 > 情景 3 > 情景 2 > 情景 1”。即 5 种情景中, 污染物控制经济性最优的情景为情景 5, 污染物控制经济性最差的情景为情景 1。由图 5 可看出: 对于 SO_2 控制技术, 5 种情景的年运行成本为 $1.487 \times 10^8 \sim 2.572 \times 10^8$ 元。由情景 1 优化至情景 3, SO_2 控制年运行成本下降幅度为 27.1%。由情景 3 优化至情景 5, SO_2 控制年运行成本下降幅度为 20.7%。由图 6 可看出: 对于 NO_x 控制技术, 5 种情景的年运行成本为 $5.24 \times 10^7 \sim 1.041 \times 10^8$ 元。由情景 1 优化至情景 3, NO_x 控制年运行成本下降幅度为 30.5%。由情景 3 优化至情景 5, NO_x 控制年运行成本下降幅度为 27.6%。由图 7 可看出: 对于 PM 控制技术, 由情景 3 优化至情景 5, PM 控制年运行成本下降幅度为 34.4%。

表 2 燃煤机组超低排放系统运行成本区间划分

Table 2 Division of operating cost of ULE system for coal-fired units

区间	运行成本范围/(元·(kWh) ⁻¹)
I	>0.037
II	(0.032, 0.037]
III	(0.027, 0.032]
IV	≤ 0.027

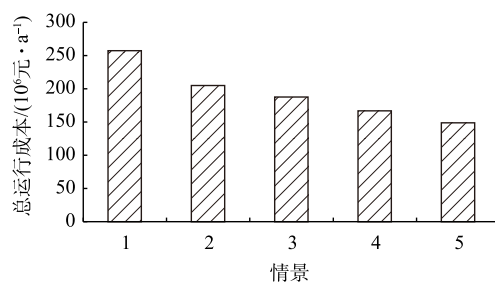


图 5 “上大压小”策略对 SO_2 控制技术运行经济性的影响

Fig. 5 Annual operating cost of SO_2 control technology affected by the “constructing large units and restricting small ones” strategy

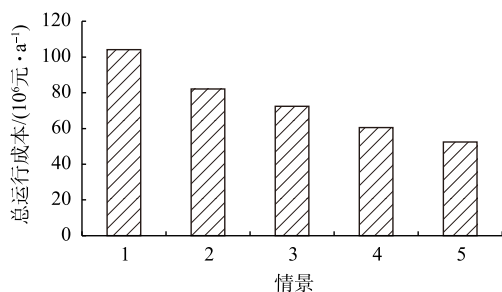


图 6 “上大压小”策略对 NO_x 控制技术运行经济性的影响

Fig. 6 Annual operating cost of NO_x control technology affected by the “constructing large units and restricting small ones” strategy

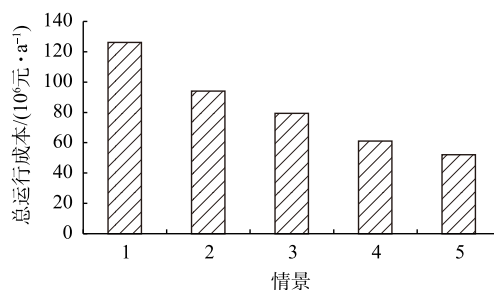


图 7 “上大压小”策略对 PM 控制技术运行经济性的影响

Fig. 7 Annual operating cost of PM control technology affected by the “constructing large units and restricting small ones” strategy

3 结论

1) 在调研的长三角地区 115 台燃煤机组 (共计 79 370 MW) 中, 采用超低排放技术路线 1 的机组容量占比为 57.4%。

2) 机组容量和运行时间与超低排放系统运行经济性成正相关, 硫分与超低排放系统运行经济性成负相关。根据环保电价补贴划分了 4 个区间, 分别为 > 0.037 、 $(0.032, 0.037]$ 、 $(0.027, 0.032]$ 、 ≤ 0.027 元 $\cdot (\text{kWh})^{-1}$ (分别称为区间 I ~ 区间 IV)。当超低排放电价补贴为 0 时, 600 MW 以及 1 000 MW 燃煤机组超低排放系统仍然存在区间 IV。

3) 结构性优化策略“上大压小”能够降低污染物控制成本。3 台 1 000 MW 燃煤机组的情景较 10 台 300 MW 燃煤机组的情景而言, 在实现相同发电量的情况下, SO_2 控制年运行成本下降幅度为 20.7%, NO_x 控制年运行成本下降幅度为 27.6%, PM 控制年运行成本下降幅度为 34.4%。

参考文献

- [1] 中华人民共和国生态环境部. 生态环境部部长黄润秋在2021年全国生态环境保护工作会议上的工作报告[R]. 北京, 2021.
- [2] MUSSATTI D C, SRIVASTAVA R, HEMMER P M, et al. EPA air pollution control cost manual[R]. US Environmental Protection Agency, 2002.
- [3] 彭继文. 湖南省125MW和200MW火电机组烟气脱硫技术经济分析[J]. 湖南电力, 2001(5): 17-19.
- [4] 储益萍, 钱华, 戴海夏, 等. 上海市2006—2008年实施燃煤电厂烟气脱硫的综合经济分析[J]. 上海环境科学, 2006(5): 198-200.
- [5] LIU X Y, WEN Z G. Best available techniques and pollution control: A case study on China's thermal power industry[J]. Journal of Cleaner Production, 2012, 23(1): 113-121.
- [6] 史建勇. 燃煤电站烟气脱硫脱硝技术成本效益分析[D]. 杭州: 浙江大学, 2015.
- [7] 金佩. 燃煤电站环保装备运行成本效益研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2016.
- [8] LIU X Y, LIN B Q, ZHANG Y J. Sulfur dioxide emission reduction of power plants in China: Current policies and implications[J]. Journal of Cleaner Production, 2016, 113: 133-143.
- [9] 吴春生, 周颖, 王超, 等. 火电行业脱硫成本模型构建及指标敏感性研究[J]. 环境科学研究, 2020, 33(9): 2219-2225.
- [10] 刘通浩. 中国电力行业 NO_x 排放控制成本效益分析[D]. 北京: 清华大学, 2012.
- [11] 杜振, 钱徐悦, 何胜, 等. 燃煤电厂烟气SCR脱硝成本分析与优化[J]. 中国电力, 2013, 46(10): 124-128.
- [12] 冯淑娟. 工业锅炉脱硝技术经济分析及模糊综合评价[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2013.
- [13] CHEN C J, WANG L F S. Cost-benefit analysis of electrocyclone and cyclone[J]. Resources Conservation and Recycling, 2001, 31(4): 285-292.
- [14] 赵东阳, 靳雅娜, 张世秋. 燃煤电厂污染减排成本有效性分析及超低排放政策讨论[J]. 中国环境科学, 2016, 36(9): 2841-2848.
- [15] 张晶杰, 王志轩, 赵毅. 环保电价政策改革优化研究: 基于燃煤发电企业环保治理成本的分析[J]. 价格理论与实践, 2017(3): 57-60.
- [16] 生态环境部. 燃煤电厂超低排放烟气治理工程技术规范: HJ 2053-2018[S]. 北京, 2018.
- [17] YANG H, ZHANG Y X, ZHENG C H, et al. Cost estimate of the multi-pollutant abatement in coal-fired power sector in China[J]. Energy, 2018, 161: 523-535.
- [18] 杨静. 大气污染防治的减排成本及健康效益研究[D]. 南京: 南京大学, 2019.
- [19] ZHAO Y, ZHANG J, WANG Z. Cost analysis of environmental protection price of coal-fired plants in China[J]. Environmental Science and Pollution Research, 2020, 27(15): 18729-18742.
- [20] JIANG P, KHISHGEE S, ALIMUJIANG A, et al. Cost-effective approaches for reducing carbon and air pollution emissions in the power industry in China[J]. Journal of Environmental Management, 2020, 264: 12.

(责任编辑: 靳炜, 郑晓梅)

Cost analysis and economic operation measures for ultra-low emission system of coal-fired unit

LUO Cong, WANG Ying, ZHOU Can, LU Yan, ZHANG You, ZHANG Yongxin, ZHENG Chenghang*

State Key Laboratory of Clean Energy Utilization, State Environmental Protection Center for Coal-Fired Air Pollution Control, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China

*Corresponding author, E-mail: zhengch2003@zju.edu.cn

Abstract In order to explore the economic operation range and economic optimization strategy of the ultra-low emission (ULE) system for coal-fired units, the database of ULE technology routes for 115 coal-fired units (79 370 MW) in the Yangtze River Delta region was established. Through the establishment of a cost evaluation model for pollutant control technology, the impact of unit capacity, coal quality, operating hour, and the strategy of constructing large units and restricting small ones on the operating cost was investigated. For the typical ULE technical route, the operating cost of the ULE system decreased from $0.051 \text{ Yuan} \cdot (\text{kWh})^{-1}$ to $0.027 \text{ Yuan} \cdot (\text{kWh})^{-1}$ with the unit capacity increasing from 100 MW to 1 000 MW. The operating cost of the ULE system was divided into 4 ranges on the basis of the environment-protecting electricity price subsidy policy. When the ULE electricity price subsidy was cancelled, the original environment protection price subsidies for ULE systems of 600 and 1 000 MW coal-fired units could still cover the operating cost of ULE system. The “constructing large units and restricting small ones” strategy could significantly reduce the cost of pollutant control. When ten 300 MW coal-fired units were replaced by three 1 000 MW coal-fired units, the annual operating costs of SO_2 , NO_x and PM control decreased by 20.7%, 27.6% and 34.4%, respectively. The results of this study can provide a reference for the economic operation of ULE systems in coal-fired power plants.

Keywords coal-fired unit; ultra-low emission; cost analysis; economic optimization