热动技术

燃煤电站锅炉超低排放技术方案分析研究

李 奎
（湛江中粤能源有限公司，广东 湛江 524099）

摘 要： 为了满足国家标准对燃煤机组大气污染物排放浓度的最新要求，对某600 MW燃煤机组大气污染物排放现状及超低排放技术进行分析研究，提出了采用“低氮燃烧+SCR脱硝+电袋复合除尘器+烟气脱硫+湿式电除尘器”的超低排放技术改造方案。结果表明：改造方案将该机组排烟中NO_X、SO_2、烟尘的排放浓度分别控制在50 mg/Nm^3、35 mg/Nm^{3}及5 mg/Nm^{3}以下，满足了国家对燃煤机组大气污染物超低排放限值的要求，同时明显改善了当地空气质量。

关键词： 燃煤机组；超低排放；湿式电除尘器
中图分类号： TK223.27 **文献标志码：** A **文章编号：** 1672-3643(2016)04-0046-04
有效访问地址： http://dx.doi.org/10.3969/j.issn.1672-3643.2016.04.009

Ultra-low emission projects for 600 MW coal-fired generating units

LI Kui
(Zhanjiang Zhongyue Energy Co., Ltd., Zhanjiang Guangdong 524099)

Abstract: In order to meet the new demands of national standards for air pollutant emission concentration of coal-fired generating units, analyzes status quo of air pollutant emission for a 600 MW coal-fired generating unit, puts forward the retrofit scheme of ultra-low pollutant emission such as low NOx combustion + Selective Catalytic Reduction(SCR) denitration + electrostatic- bag precipitator+flue gas desulfurization+wet electrostatic precipitator. The result shows that the emission concentrations of NOx, SO2 and flue gas respectively can control under 50 mg/Nm3, 35 mg/Nm3 and 5 mg/Nm3 after the ultra- low pollutant emission project to put into operation, and it significantly improve the local air quality.

Key words: coal-fired power generating unit; ultra-low emission; wet electrostatic precipitator
DOI: 10.3969/j.issn.1672-3643.2016.04.009

2014年9月国家发改委、环保部和国家能源局联合下发了《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020年）》[1]，要求东部地区新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值，即在基准氧含量6%条件下，烟尘、二氧化硫及氮氧化物排放浓度分别不高于10 mg/Nm^3、35 mg/Nm^{3}及50 mg/Nm^3，中部地区新建机组原则上接近或达到燃气轮机组排放限值，鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机组排放限值。

本文对燃煤机组运行排放现状及超低排放技术进行分析研究，提出一种适合600 MW机组的超低排放改造方案，将排烟中NO_X、SO_2及烟尘的排放浓度分别控制在50 mg/Nm^3、35 mg/Nm^{3}及5 mg/Nm^{3}以下，以期实现超低排放，明显改善当地大气质量。

收稿日期： 2016-05-30
作者简介： 李奎（1973），男，工程师，从事火力发电厂运行管理工作。

1　600 MW燃煤机组运行现状

某600 MW亚临界燃煤机组配套锅炉为亚临界参数、自然循环、前后墙对冲燃烧方式、一次中间再热、单炉膛平衡通风、固态排渣、尾部双烟道、全钢构架的Π型汽包炉，再热汽温采用烟气挡板调节。

该机组烟气脱硝采用选择性催化还原(Selective Catalytic Reduction，SCR)法，SCR脱硝系统采用高灰型工艺布置（即SCR反应器布置在锅炉省煤器与空气预热器之间），脱硝装置入口采用垂直长烟道布置，喷氨格栅布置在入口垂直烟道内，催化剂层采用“2用1备”布置，均为蜂窝式催化剂。根据电厂脱硝装置实际运行数据，1号机组增加备用层催化剂后，600 MW负荷下脱硝装置入口NOx浓度在340~370 mg/m^{3}时，脱硝出口NOx浓度可控制在40~60 mg/Nm^{3}左右；但脱硝装置入口NOx浓度在400~420 mg/Nm^{3}时，脱硝出口NO浓度在73mg/Nm^{3}左右时，氨耗量增加，局部氨逃逸风险增大。

除尘装置采用电袋复合除尘器。电袋除尘器入口烟尘浓度为31.301 g/Nm^3，出口烟尘浓度为30 mg/Nm^3，设计除尘效率不小于99%。目前电袋除尘器出口烟尘浓度在25 mg/Nm^3，脱硫系统出口烟尘浓度为15 mg/Nm^3。

烟气脱硫装置采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺，吸收塔为喷淋塔，有4层喷淋层。烟气系统设烟气换热器（Gas-gas Heater，GGH），烟气通过干烟囱排放。目前脱硫装置出口SO_2排放浓度可控制在100 mg/Nm^3。

由此可见，该机组原有的烟气脱硝、脱硫、除尘装置不能满足燃煤机组的NOx、SO_2、烟尘排放浓度超低排放标准，需要进行超低排放技术改造。

2　燃煤电厂超低排放技术

目前国内外所应用的燃煤电厂超低排放技术主要是以低低温电除尘器和湿式电除尘器为核心的多种污染物协同脱除技术[2-3]。

2.1　低低温电除尘技术

低低温电除尘技术是通过烟气冷却器或烟气换热系统（包括烟气冷却器和烟气再热器）将电除尘器入口烟气温度降至酸露点以下，使得烟尘的比电阻大幅下降，从而提高除尘效率，并去除大部分的SO_3[3-4]。

采用烟气冷却器的低低温电除尘技术如图1所示，在电除尘器前布置低温省煤器，将烟气余热用于加热锅炉给水，提高静电除尘器效率的同时可提高机组效率。

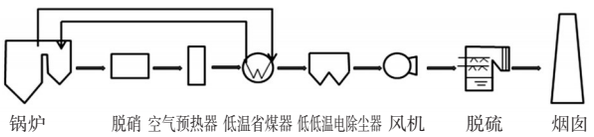

图1　采用烟气冷却器的低低温电除尘技术

图2是低低温电除尘超低排放技术的第二种方案，即在电除尘器前布置热煤水气-气换热器（Media Gas-gas Heater，MGGH），将烟气回收的热量传递给湿法脱硫系统后的烟气再加热器，提高烟囱入口烟气温度，有效解决了湿烟囱的问题[3]。

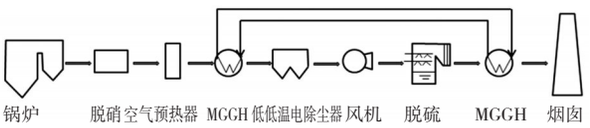

图2　采用MGGH的低低温电除尘技术

国外低低温电除尘技术已有近20年的应用历史，据不完全统计[4]，配套机组容量累计已超13 000 MW。日本2000年投运的的橘湾电厂2号机组(1 050 MW)配套低低温电除尘器，低低温电除尘器后烟尘浓度为3.7 mg/Nm^3，烟囱出口烟尘浓度为1 mg/Nm^3[4]。国内从2010年开始逐步加大对低低温电除尘技术的研发。上海漕泾电厂一期1号机组在静电除尘器进口加装烟气余热利用换热器后，烟气温度从123 ℃降低到约105 ℃，电除尘器效率从99.81%提高到了99.87%，对应的出口排放浓度从21.57 mg/Nm^{3}降低到14.29 mg/Nm^3[2]。

2.2　湿式电除尘技术

湿式电除尘器在干式静电除尘器的基础上增加了阳极板连续水膜和喷淋装置，采用液体冲刷集尘极表面来进行清灰，对烟尘尤其是PM2.5和

硫酸烟雾具有很高的脱除效率[5]。

燃煤电厂烟气湿式电除尘器超低排放技术如图3所示。在烟气脱硫装置后增设湿式电除尘器，既可以满足烟尘超低排放要求，还可以减轻湿法脱硫后的蓝烟酸雾、“石膏雨”等污染，缓解下游烟道和烟囱的腐蚀[6]。

图3　采用MGGH的湿式电除尘技术

湿式电除尘器在欧美、日本等发达国家已有近30年的研究且应用效果良好[7-9]。日本三菱重工投产的碧南电厂3×700 MW机组排放烟气中烟尘浓度长期保持在1 mg/Nm^{3}以下。我国近年来也开始将湿式电除尘器应用于燃煤电厂。神华国华舟山电厂4号炉350 MW机组经过湿式电除尘超低排放技术改造后，排放的粉尘、SO_2、NO_X指标分别为2.55mg/Nm^3、2.86mg/Nm^{3}和20.5 mg/Nm^3，均达到了超低排放的要求[10]。

2.3　混合超低排放技术

为满足更加严格的烟尘排放需求，可以将湿式电除尘器与低低温电除尘器连用，以达到更高的除尘效率。日立公司已将“DeNO_X系统+低低温电除尘器+脱硫系统+湿式电除尘器”技术成功应用于碧南电厂1 000 MW燃煤发电机组中[4]，低低温电除尘器出口烟尘浓度小于30 mg/Nm^3，脱硫系统出口烟尘浓度3~5 mg/Nm^3，湿式电除尘器出口烟尘浓度达0.32~1.0 mg/Nm^3。我国东部沿海某燃煤电厂采用“低氮燃烧技术+SCR脱硝+低低温静电除尘器+双层托盘脱硫塔+湿式静电除尘器”超低排放工艺改造[11]，测试结果显示其烟尘、SO_2、NO_X浓度均满足超低排放限值的要求。

低低温电除尘器对煤质存在适用范围。燃煤含硫量越高，烟气中SO_3浓度越高，其对应的酸露点温度越高，烟气在进入除尘器之前温度降低到了酸露点以下，此时发生低温腐蚀的风险会增加。目前主要采用灰硫比(D/S)的技术指标进行判定，一般来说，当灰硫比≤100，或灰硫比>1 000时，不适合采用低低温电除尘器[3]。可采取燃用混煤的方式提高灰硫比或者选用湿式电除尘器。对于新建工程或者改造工程，当烟尘排放浓度限值为5 mg/Nm^{3}甚至更低时，采用低低温电除尘器和湿法烟气脱硫(Wet Flue Gas Desulphurization，WFGD)协同除尘不能满足要求时，宜采用湿式电除尘器。

3　600 MW燃煤机组超低排放改造方案

综合上述燃煤电厂超低排放改造的主要技术，结合机组运行现状及改造目标，对该600 MW燃煤机组超低排放改造采用如下方案。

3.1　烟气脱硫改造

根据该600 MW燃煤机组目前烟气脱硫装置的运行情况、燃煤硫含量、现有场地及工程施工等因素综合考虑，烟气脱硫装置改造按入口SO_2浓度3 550 mg/Nm^3(对应燃煤硫含量约为1.5%)设计，为达到35 mg/Nm^{3}以下的SO_2排放浓度要求，改造后烟气脱硫装置脱硫效率需达到99.1%以上；因此，该烟气脱硫装置的改造方案可采用在原脱硫吸收塔4层喷淋层的基础上增加1台浆液循环泵和1层喷淋层，并加装吸收塔壁增强环等脱硫增效装置，更换高效雾化喷嘴。同时适当增大吸收塔浆池容积和提升吸收区高度，采用2级除雾器来提高除雾性能。

3.2　烟气脱硝改造

为降低SCR脱硝装置入口烟气NO_X浓度，提高SCR脱硝装置的安全经济运行，首先对600 MW机组燃煤锅炉进行深度空气分级低氮燃烧改造，改善锅炉燃烧系统运行状况和解决锅炉水冷壁高温腐蚀等问题，改造后炉膛出口NOx浓度控制在320 mg/ Nm^{3}以下。

原SCR脱硝系统按“2+1”催化剂层设计，目前电厂已经加装了备用层催化剂。经校核，3层催化剂可满足入口NOx浓度320 mg/Nm^3，最终催化剂用量应满足NOx排放浓度控制在50 mg/ Nm^{3}以下的要求。为了控制和缓解催化剂局部出现积灰堵塞的现象，对导流板布置与喷氨格栅分区进行优化，提高NH_3和NO_X混合的均匀性，并且每层催化剂增加声波吹灰系统。为满足机组低负荷工况下

SCR脱硝装置宽负荷工况高效经济运行的需要，采用省煤器分级布置以提高低负荷工况下SCR脱硝装置的合适温度范围。

3.3 烟气除尘改造

烟气通过现有电袋除尘器除尘后，烟尘可以有效控制在20 mg/Nm^{3}以下。根据目前电厂脱硫吸收塔协同除尘运行经验，由于电袋除尘器后的粉尘为超细粉尘，经过低低温电袋除尘器和烟气脱硫协同除尘，使烟尘排放浓度控制在5 mg/Nm^{3}以下存在一定的技术风险。因此，结合电厂电袋复合除尘器的实际运行性能和脱硫装置的改造，燃煤机组烟尘超低排放改造方案采用“电袋复合除尘器+烟气脱硫装置+湿式电除尘器”组合除尘工艺。在烟气脱硫装置下游加装湿式电除尘器，湿式电除尘器入口烟尘浓度按20 mg/Nm^{3}进行设计，烟囱入口烟尘排放浓度将控制在5 mg/Nm^{3}以下。将原回转式GGH改造为无烟气泄漏的管式MGGH，烟气冷却器将烟气温度由128 ℃降低至90 ℃左右，烟气再热器将脱硫后的烟气温度由47 ℃加热升高至80 ℃以上，然后经过烟囱排放。

4 超低排放改造效果

采用上述“低氮燃烧+SCR脱硝+电袋复合除尘器+烟气脱硫装置+湿式电除尘器”的超低排放技术方案对某600 MW燃煤机组进行技术改造后，机组脱硫率提高至99.1%以上，排烟中的SO_2浓度由100 mg/Nm^{3}降低至35 mg/Nm^{3}以下；而脱硝率也提高至85%，排烟中的NO_X浓度由73 mg/Nm^{3}左右降低至50 mg/Nm^{3}以下；除尘率达到99.9%以上，烟尘排放浓度由15 mg/Nm^{3}左右降低至5 mg/Nm^{3}以下。与该600 MW燃煤机组超低排放改造前各污染物排放浓度相比，改造后SO_2、NOx和烟尘的排放浓度分别降低了65mg/Nm^3、23mg/Nm^{3}和10 mg/Nm^3。满足了燃煤机组大气污染物超低排放限值的要求。

按该机组烟气量2 173 125 m^3/h（标态、6%O_2）和年利用4 500 h计算，预计在现有脱硫脱硝除尘装置的基础上每年可减少SO_2排放量636 t（2 173 125 m^3/h × 4 500 h × 65 mg/Nm^3 × 10^{-9}）、减少NOx排放量225 t（2 173 125 m^3/h × 4 500 h × 23 mg/Nm^3 × 10^{-9}）、减少烟尘排放量98 t（21 73 125 m^3/h × 4 500 h × 10 mg/Nm^3 × 10^{-9}）。产生了良好的环保和社会效益，明显改善当地空气质量。

5 结论

（1）以低低温电除尘器和湿式电除尘器为核心的多种污染物联合脱除技术是实现燃煤电厂烟气超低排放的有效途径，低低温电除尘器和湿式电除尘器超低排放技术方案均有其适用性。

（2）采用“低氮燃烧+SCR脱硝+电袋复合除尘器+烟气脱硫装置+湿式电除尘器”的超低排放技术方案对某600 MW机组进行技术改造后，使电厂排烟中NO_X、SO_2和烟尘的排放浓度分别控制在50 mg/Nm^3、35 mg/Nm^{3}和5 mg/Nm^{3}以下。

（3）本文提出的超低排放技术方案可使600 MW燃煤机组在现有脱硫脱硝除尘装置的基础上每年减少SO_2排放量636 t，NOx排放量225 t，烟尘排放量98 t，明显改善了当地空气质量，环保效益显著。

参考文献：

[1] 国家发展改革委员会.煤电节能减排升级与改造行动计划（2014—2020年）[Z].北京：国家发展改革委员会，2014.09

[2] 王临清,朱法华,赵秀勇,等.燃煤电厂超低排放的减排潜力及其PM2.5环境效益[J].中国电力,2014,47(11):150-154.

[3] 陈牧,胡玉清,桂本,等.利用协同治理技术实现燃煤电厂烟尘超低排放[J].中国电力,2015,48(9):146-151.

[4] 郦建国,郦祝海,何毓忠,等.低低温电除尘技术的研究及应用[J].中国环保产业,2014,(3):28-34.

[5] 赵琴霞,陈招妹,周超炯,等.湿式电除尘技术及其在电厂的应用前景探讨[J].电力科技与环保,2012,28(4):24-26.

[6] 穿透“雾霾”的一缕阳光—湿式电除尘新技术助燃煤电厂实现超低排放[N].中国环境报，2013-10-09(6).

[7] BOLOGA A, PAUR H R, LEHNER M, et al. Collection of Fine Particles by Novel Wet Electrostatic Precipitator [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2009, 45(6): 2 170-2 177.

（下转第72页）