

# 超低排放进一步促进煤电绿色发展

中国环境保护产业协会电除尘委员会

## 编者按

《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)进一步加严了燃煤电厂大气污染物的排放限值,其中重点控制地区,要求烟尘排放限值20mg/m<sup>3</sup>。由于环境容量有限等原因,江苏省、浙江省、山西省、广州市等地已出台相关政策,要求燃煤电厂参考燃气轮机污染物排放标准限

值,即在基准氧含量6%条件下,烟尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>排放浓度分别不高于5mg/m<sup>3</sup>、35mg/m<sup>3</sup>、50mg/m<sup>3</sup>。

国家发改委、环境保护部和国家能源局3部委于2014年9月联合发布了《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014~2020年)》,要求东部地区新建燃煤机组排放基本达到燃气轮机污染物排放限值,即基准氧含量6%条件下,烟尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>排放浓度

分别不高于10mg/m<sup>3</sup>、35mg/m<sup>3</sup>、50mg/m<sup>3</sup>,对中部和西部地区也提出了要求。

达到上述两种排放限值,业内称其为“超低排放”。随着“超低排放”的呼声日益高涨,对实现“超低排放”技术的关注度也越来越高。实践证明,通过采用以低低温电除尘技术为核心的烟气协同控制技术路线或湿式电除尘技术路线,可使燃煤污染物

排放浓度达到或接近燃机标准,即满足“超低排放”要求。

2013年以来,国内已有多套燃煤电厂烟气“超低排放”机组投运,为燃煤电厂污染物控制提供了重要参考。有理由相信,“超低排放”技术的广泛应用将进一步提高我国以煤炭为主的能源结构的清洁化水平,同时也为煤电绿色发展提供一种新方向。

## “超低排放”的路线选择

国内企业技术储备充足,协同控制和末端治理两条路线可供选择

被称为“史上最严”的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)已开始执行,但我国大气污染形势依然严峻。由于我国“富煤、缺油、少气”的能源结构,在未来相当长时期内,以煤为主的能源供应格局不会发生根本性改变。随着经济高速发展以及人民生活水平的不断提高,火电装机容量仍将不断增长。

据电力规划设计总院预测,到2020年,全国火电装机容量将达12.2亿千瓦,新增装机容量约3亿千瓦。燃煤发电虽是我国煤资源利用之“最清洁”方式,但因其基数大,仍是我国大气污染的主要排放源之一,正面临越来越严峻的环境压力。加之环境容量有限等原因,江苏、浙江、山西等地陆续出台

政策,明确“超低排放”要求。

那么,哪些技术可以支持燃煤电厂实现“超低排放”?这些技术的经济性又如何?

目前,国内相关环保企业通过自主研发、技术引进和成立合资公司的方式,掌握了低低温和湿式电除尘的核心技术,电除尘用高压供电及控制技术也得到了长足进步,推广应用已取得重大突破。

针对国内燃煤电厂80%以上的除尘设备为电除尘器这一现状,同时借鉴发达国家的经验,国内企业总结出实现“超低排放”的两条技术路线,即以低低温电除尘技术为核心的烟气协同控制技术路线和着眼末端治理的湿式电除尘技术路线。

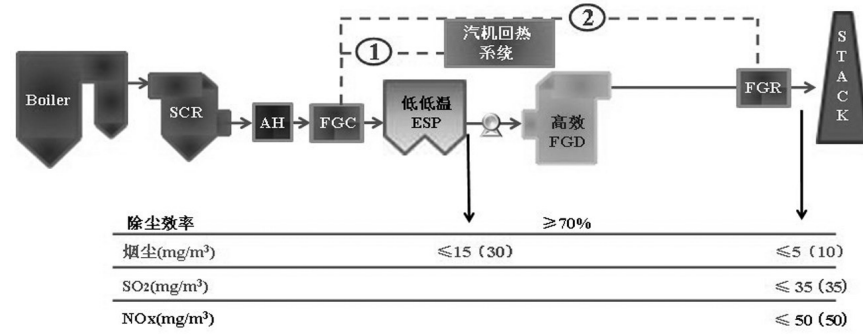


图1 烟气“超低排放”的协同控制技术路线

注:当不设置烟气再热器(FGR)时,热回收器处的换热量按上图①所示回收至汽机回热系统;当设置烟气再热器(FGR)时,热回收器处的换热量按上图②所示至烟气再热器(FGR)。

### 路线一:协同控制:以低低温电除尘技术为核心

烟气污染物协同控制系统是在充分考虑燃煤电厂现有烟气污染物脱除设备性能(或进行适当升级和改造)的基础上,引入“协同控制”理念建立的,具体表现为综合考虑脱硝系统、除尘系统和脱硫装置之间的协同关系,在每个装置脱除其主要目标污染物的同时,协同脱除其他污染物或为下游装置脱除污染物创造有利条件。

烟气协同控制典型技术路线为:烟

气脱硝装置(SCR)→热回收器(FGC)→低低温电除尘器→具有高脱硫、除尘效率的石灰石-石膏湿法烟气脱硫装置(WFGD)→湿式电除尘器(WESP,可选择安装)→烟气再热器(FGR,可选择安装)。

各设备处理的污染物协同脱除要素如表1所示。

典型污染物治理技术间的协同脱除作用如表2所示。

表1 各污染物协同脱除要素

序号	设备名称	污染物	
		烟尘	SO <sub>2</sub>
1	脱硝装置	--	降低SO <sub>2</sub> 向SO <sub>3</sub> 的转化率。
2	热回收器	烟气温度降至酸露点以下,绝大部分SO <sub>2</sub> 在烟气降温过程中凝结并被粉尘吸附。	绝大部分SO <sub>2</sub> 被烟尘吸附。
3	低低温电除尘器	粉尘性质发生了很大变化,使粉尘比电阻降低,同时击穿电压升高、烟气量减小,除尘效率提高。	绝大部分SO <sub>2</sub> 随烟尘被一起去除。
4	湿法脱硫装置	1)因除尘器出口粉尘粒径增大,湿法脱硫装置协同除尘效率得到大幅提高; 2)因脱硫浆液的洗涤作用,被进一步脱除; 3)合适的吸收塔流速、较好的气流分布,优化喷淋层设计及采用高性能的除雾器,可实现较低的烟尘浓度。	对SO <sub>2</sub> 有一定的脱除作用。

表2 典型污染物治理技术间的协同脱除作用

污染物	脱硝	热回收器	低低温电除尘	湿法脱硫
PM	○	▲	√	●
SO <sub>2</sub>	○	○	○	√
SO <sub>3</sub>	▲	▲	√	√
NO <sub>x</sub>	√	○	○	●
Hg	▲	▲	●	●

注:√-直接作用,●-直接协同作用,▲-间接协同作用,○-基本无作用或无作用。

综合分析看来,以低低温电除尘技术为核心的烟气协同控制技术路线可充分利用原有设备进行改造集成,投资、运行成本增幅较小,还不会造成新的二次污染及能源消耗转移。这一技术路线具有良好的技术适应性,可应用于新建或改造机组,而且不同模块间具有良好的集成性能,可根据不同排放要求进行有效组合。

若采用烟气协同控制技术路线,当烟尘排放限值为5mg/m<sup>3</sup>时,低低温电除尘器出口烟尘浓度宜小于20mg/m<sup>3</sup>,一般应小于15mg/m<sup>3</sup>,高效脱硫、除尘的湿法脱硫装置的除尘效率应不低于

70%。当烟尘排放限值为10mg/m<sup>3</sup>时,低低温电除尘器出口烟尘浓度宜小于30mg/m<sup>3</sup>,如图1所示。

当然,对于“协同控制”概念还可进一步扩大到主机范围,包括锅炉、汽机和发电机。把改进主机和完善环保设施作为一个整体,把减少污染和治理污染相结合,协同实现节能减排。如改造锅炉燃烧系统,实现低氮燃烧,控制NO<sub>x</sub>排放;改进汽轮机通流设计,减少蒸气消耗;改进旧冷却设施,更换为新型高效大容量冷却设备;改进和优化发电机通风系统,提高出力等。

### 设备功能及低温腐蚀、二次扬尘问题的解决

脱硝装置(SCR)的主要功能是实现NO<sub>x</sub>的高效脱除,同时实现较高的汞氧化率和较低的SO<sub>2</sub>的生成率。通过在脱硝系统中加装高效汞氧化催化剂,提高元素态汞的氧化效率,有利于在其后的除尘设备和脱硫设备中对汞进行脱除。同时降低SO<sub>2</sub>向SO<sub>3</sub>的转化率,减少SO<sub>3</sub>的生成,SO<sub>2</sub>向SO<sub>3</sub>的转化率一般不大于1%。

热回收器(FGC)的主要功能是通过降低烟气温度至酸露点以下,一般为90℃左右。此时,绝大部分SO<sub>2</sub>在烟气降温过程中凝结。由于烟气尚未进入电除尘器,所以烟尘浓度很高,比表面积很大,冷凝的SO<sub>3</sub>可以得到充分的吸附,下游设备一般不会发生低温腐蚀现象,同时实现余热利用或加热湿法脱硫装置后的净烟气。

低低温电除尘器(低低温ESP)的主要功能是实现烟尘的高效脱除,同时实现SO<sub>2</sub>的协同脱除,其脱除率一般不小于80%,而且低低温电除尘器出口粉尘平均粒径明显高于低温电除尘器,可大幅提高湿法脱硫装置协同除尘效率。

低低温电除尘器之所以能够提高除尘效率,主要原因包括以下几个方面:

首先,粉尘比电阻下降。低低温电除尘器将烟气温度降至酸露点以下,烟气中大部分SO<sub>2</sub>冷凝成硫酸雾,并吸附在粉尘表面,使粉尘性质发生了很大变化,比电阻大幅下降,避免反电晕现象,从而提高除尘效率。

其次,击穿电压上升。进入电除尘器的烟气温度降低,使电场击穿电压上升,从而提高除尘效率。在实际应用中,由于有效地避免了反电晕,运行电压有更大的上升幅度。

再次,烟气流量减小。由于进入电除尘器的烟气温度降低,烟气流量下降,电除尘器电场流速降低,增加了粉尘在电场的停留时间,同时比集尘面积增大,从而提高除尘效率。

在烟气协同控制技术路线中,低低温电除尘器的出口粉尘粒径会增大,常规电除尘器出口烟尘平均粒径一般为1μm~2.5μm,而低低温电除尘器出口粉尘平均粒径大于3μm,明显高于常规电除尘器。当采用低低温电除尘器时,脱硫出口烟尘浓度明显降低,可有效提高湿法脱硫系统协同除尘效果。

目前低低温电除尘技术最受关注的是低温腐蚀和二次扬尘等问题。灰硫比(D/S),即粉尘浓度(mg/m<sup>3</sup>)与SO<sub>2</sub>浓度(mg/m<sup>3</sup>)之比,是评价设备是否腐蚀的度量尺度。三菱重工实际应用的低低温电除尘器灰硫比一般远大于100,已经交付的燃煤电厂低低温电除尘器都没有低温腐蚀问题。美国南方电力公司也通过灰硫比来评价腐蚀程度,试验研究显示,当含硫量为2.5%时,灰硫比在50~100可避免腐蚀。通过分析,当灰硫比大于100时,一般不存在低温腐蚀风险。结合国内典型煤种和部分燃煤电厂灰硫比计算结果,低低温电除尘器对我国煤种的适

应性较好。

烟气温度降低,粉尘比电阻下降,粉尘与阳极板静电粘附力有所降低,二次扬尘会有所增加,需采取相应措施。主要有适当增加电除尘器容量、采用旋转电极式电除尘技术或离线振打技术。在采取上述两种措施之一的同时,还应设置合理的振打周期:如末电场不产生反电晕时无需振打,阳极板积灰厚度1mm~2mm振打一次,其时间一般在12小时以上;设置合理的振打制度:如末电场各室不同时振打,最后两个电场不同时振打,末电场阴、阳极不同时振打等;其他辅助方法:出口封头内设置槽形板,使部分逃逸或二次飞扬的粉尘进行再次捕集等。

低低温电除尘技术可大幅提高除尘效率,并具有节能效果,对SO<sub>2</sub>去除率一般不小于80%,是SO<sub>2</sub>去除率最高的烟气处理设备,可作为环保型燃煤电厂的首选除尘工艺。

高脱硫、除尘效率的湿法烟气脱硫装置(WFGD)的主要功能是实现SO<sub>2</sub>的高效脱除,同时实现烟尘、SO<sub>3</sub>的协同脱除。

采用单塔或组合式分区吸收技术,改变气液传质平衡条件,优化浆液pH值、浆液雾化粒径、氧硫比、液气比等参数,优化塔内烟气流场,改善喷淋层设计,提高除雾器性能等提高脱硫效率。

WFGD出口的液滴中含有石膏颗粒等固体颗粒,要达到颗粒物的超低排放,提高其协同除尘效率的措施

主要包括优化气流分布、采用合适的吸收塔流速、优化喷淋层设计和采用高性能的除雾器,除雾器出口液滴浓度为20mg/m<sup>3</sup>~40mg/m<sup>3</sup>。

石膏浆液为悬浮浆液。有研究表明,石膏浆液中26.5μm以下直径的颗粒占总粒径的重量比小于37.57%,而一般屋脊式除雾器的极限粒径为22μm~24μm左右,超过极限粒径的液滴全部被除雾器捕获。吸收塔内石膏浆液含固量通常为20%,假设小粒径段颗粒在浆液中均匀分布,即大、小液滴中小粒径段颗粒的浓度相等,通过除雾器的小液滴中只能含有小粒径段的石膏颗粒,则通过除雾器的液滴含固量理论值应为20%×37.35%=7.5%,而非国内业界一直认为的除雾器出口雾滴含固量等同于塔内石膏含固量。当除雾器厂家可保证脱硫出口液滴浓度分别小于75mg/m<sup>3</sup>、40mg/m<sup>3</sup>、20mg/m<sup>3</sup>时,雾滴对烟尘贡献分别仅为5.6mg/m<sup>3</sup>、3mg/m<sup>3</sup>、1.5mg/m<sup>3</sup>。

日本燃煤电厂的工程应用经验表明,烟气协同控制技术路线中,湿法脱硫的综合除尘效率可达70%~90%。虽然目前国内还缺少工程应用、测试及运行等相关经验,相关数据不够理想,但我们有理由相信湿法脱硫的综合除尘效率大于70%在技术上是可行的。

烟气再热器(FGR)的主要功能是将50℃左右的湿烟气加热至80℃左右的干烟气,改善烟道运行条件,同时还可避免烟道冒白烟的现象,具体工程可根据环评报告或经济性比较后选择性安装。

### 路线二:末端治理:湿式电除尘来把关

湿式电除尘器(WESP)的主要功能是进一步实现烟气污染物,包括微细颗粒物(PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>3</sub>酸雾等)的净化处理,为燃煤烟气复合污染物控制的精处理技术装备。

WESP布置在湿法脱硫设备后面,对PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>3</sub>酸雾等都有较高的脱除效率。一般来说,一个电场的WESP除尘效率和PM<sub>2.5</sub>去除率约为70%~80%,两个电场的WESP除尘效率和PM<sub>2.5</sub>去除率不小于80%。

WESP与干式电除尘器的除尘原理基本相同,不同之处在于WESP采用液体冲洗集尘极表面来进行清灰。这一技术能提供提供几倍于干式电除尘器的电晕功率,WESP还不受粉尘比电阻影响,可有效捕集其他烟气治理设备捕集效率较低的污染物(如PM<sub>2.5</sub>等),还能捕集湿法脱硫系统产生的污染物,消除石膏雨,可达到其他除尘设备难以达到的极低的烟尘排放限值(如<3mg/m<sup>3</sup>)。同时,设备的本体结

构小,占地面积小。

WESP需与干式电除尘器和湿法脱硫系统配合使用,可应用于新建工程和改造工程。

对于新建工程,当烟尘排放浓度要求不大于5mg/m<sup>3</sup>,且采用低低温电除尘器等技术及湿法脱硫设备协同除尘不能满足要求时,可采用WESP,以期达到超低排放的目的。

对于改造工程,应优先改造除尘及湿法脱硫设备。当除尘设备及湿法脱硫设备改造难度大或费用很高、烟尘排放达不到标准要求,尤其是烟尘排放限值为10mg/m<sup>3</sup>或更低时,且场地允许,可采用WESP。

当烟尘排放限值为5mg/m<sup>3</sup>时,WESP入口烟尘浓度宜小于20mg/m<sup>3</sup>,如图2所示。当烟尘排放限值为10mg/m<sup>3</sup>时,WESP入口烟尘浓度宜小于30mg/m<sup>3</sup>。另外,对燃用中、高硫煤机组,当考虑去除PM<sub>2.5</sub>、脱除SO<sub>3</sub>、汞等时,可采用WESP。

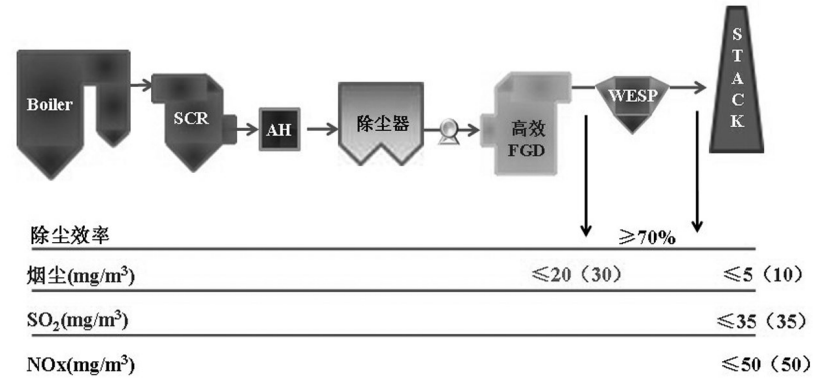


图2 配有WESP的燃煤电厂烟气治理工艺流程

## 相关链接

## 国外超低排放经验谈

### 日本典型电厂低低温电除尘器应用情况

电厂名称	东京电力公司广野电厂#5机组	新日铁住金鹿岛电厂	橘湾火力发电站#2机组	碧南电厂#4、#5机组
制造厂家	三菱重工	石川岛播磨	日本电源开发株式会社	日本日立
机组大小	600MW	507MW	1050MW	1000MW
低低温ESP进口烟气温度	~90℃	93℃	设计:90℃ 实测:96℃	设计: 80℃~90℃
低低温ESP出口烟尘浓度	设计值:30mg/m <sup>3</sup> 实测值:16.4mg/m <sup>3</sup>	设计值:30mg/m <sup>3</sup> 实测值:15mg/m <sup>3</sup>	设计值:24mg/m <sup>3</sup> 实测值:3.7mg/m <sup>3</sup>	实测值: <30mg/m <sup>3</sup>
WFGD出口烟尘浓度	设计值:5mg/m <sup>3</sup> 实测值:3.4mg/m <sup>3</sup>	设计值:5mg/m <sup>3</sup> 实测值:2mg/m <sup>3</sup>	实测值: 1.0mg/m <sup>3</sup>	实测值: 3.0~5.0mg/m <sup>3</sup>
WFGD除尘效率	实测值:79.27%	实测值:86.67%	实测值:72.97%	实测值:83.33%~90%
投运时间	2004年7月	2007年	2000年12月	2001年、2002年
备注	配备离线振打	/	/	采用移动电极,脱硫后配备WESP

以低低温电除尘技术为核心的烟气协同控制技术,在日本已有近20年的应用历史,投运业绩超过20个电厂,机组容量累计超15000MW,典型工程案例如表所示。日本低低温电除尘器出口烟尘浓度设计值一般为30mg/m<sup>3</sup>,但实际运行均低于此值,湿法脱硫(WFGD)的综合除尘效率达70%~90%,烟尘排放一般小于5mg/m<sup>3</sup>。

湿式电除尘(WESP)技术在美国、日本等电厂已有近30年的应用历史,对于燃煤电厂,主要作为烟气污染物复合控制的精处理技术装备。典型的燃煤电厂工程应用案例为日本中部电力碧南电厂1~3号700MW机组和4~5号1000MW机组。1~3号机组采用的工艺路线为:SCR+常规电除尘器+WFGD+WESP,4~5号机组采用的工艺路线为:SCR+热回收器+低低温电除尘器(末电场采用移动电极技术)+WFGD+WESP+烟气再热器。1~3号机配套WESP为三菱重工产品,电场数为2个,4~5号机配套WESP为日立公司产品,电场数为1个。投产至今运行情况良好,烟尘排放浓度长期保持在2mg/m<sup>3</sup>~5mg/m<sup>3</sup>水平,在煤质较好情况下最低达到1mg/m<sup>3</sup>,运行20多年来,壳体 and 内件未发现腐蚀问题。