

实现“超低排放”合算吗?

与天然气发电相比有较好经济性,还有多个问题需要重视

中国环境保护产业协会电除尘专委会

大气污染治理压力之下,“超低排放”成为一些地区燃煤电厂的必然选择。然而,电厂更关心的是经济性问题。根据《火电工程限额设计参考造价指标(2012年水平)》(以下简称《造价指标》)及实际发电机组的运行情况调研,考虑燃煤发电及燃气发电的机组容

量,以300MW机组为基准,燃料价格以燃气3.6元/Nm³,煤炭600元/t计算,分别对燃煤机组执行“超低排放”限值、燃气锅炉发电及燃气蒸汽联合循环的发电成本进行核算。结果表明,燃煤机组执行“超低排放”限值与天然气发电相比,具有较好的经济性。

协同治理路线具有较好的经济性

改造会增加设备投资,但优化工艺会有节能效果

根据电厂调研数据及《造价指标》编制原则核算,2×300MW燃煤锅炉烟气污染物“超低排放”改造(采用湿式电除尘技术路线)总工程静态投资为

12475万元,单位投资为207.92元/kW,其中建筑工程费、设备购置费、安装工程费及其他费用分别占比4.2%、79.8%、8.3%、7.7%,如图1所示。

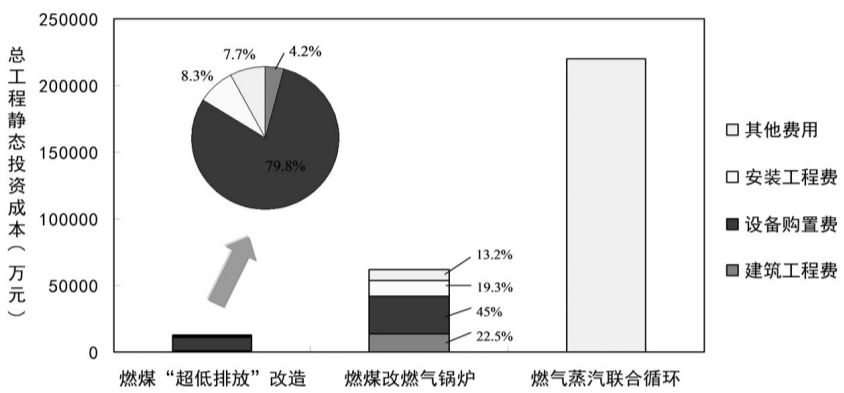


图1 300MW燃煤/燃气机组、燃气蒸汽联合循环投资成本构成

结合电厂提供的实际运行数据,考虑电厂投资收益率,经测算,执行《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223—2011)特别排放限值和“超低排放”限值(即在基准氧含量6%条件下,烟尘、SO₂、NO_x排放浓度分别不高

于5mg/m³、35mg/m³、50mg/m³)的污染物控制成本分别为0.0241元/kWh和0.0401元/kWh。执行“超低排放”限值时污染物控制成本增加0.016元/kWh,如表1所示。

表1 执行GB13223—2011特别排放限值和“超低排放”时各污染物控制成本比较(元/kWh)

项目	脱硫成本	脱硝成本(包括低氮燃烧技术)	除尘成本	污染物去除总成本
执行GB13223—2011特别排放限值时的污染物控制成本	0.0117	0.0100	0.0023	0.0240
执行“超低排放”时的污染物控制成本	0.0154	0.0141	0.0105	0.0400
净增加的污染物控制成本	0.0037	0.0041	0.0082	0.0160

根据电厂调研数据及《造价指标》编制原则核算,执行“超低排放”时发电成本为0.466元/kWh。

49.79%,折旧费占比12.60%,财务费用、分利、所得税、环保及其他分别占比6.1%、10.6%、2.8%、8.61%、9.5%,如图2所示。

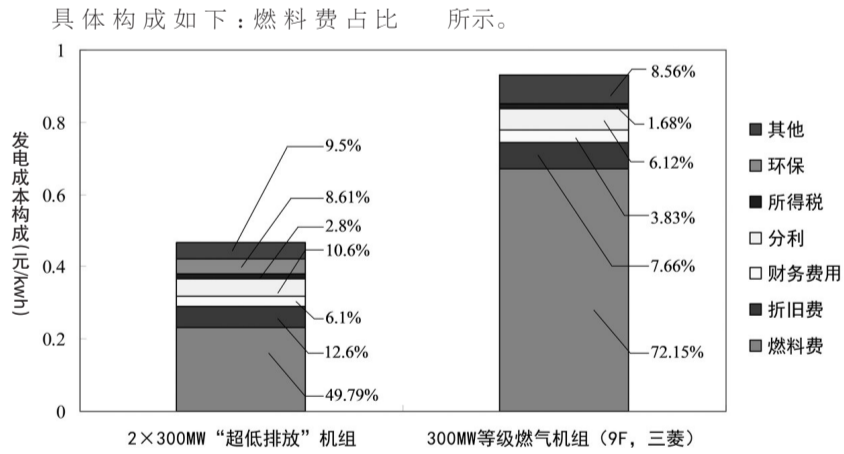


图2 300MW燃煤/燃气机组发电成本构成

以低低温电除尘技术为核心的烟气协同治理技术路线中,为提高脱硫装置除尘能力,应作气流分布优化、采用喷淋层优化设计、设备购置费、安装工程费及其他费用分别占比22.5%、45.0%、19.3%、13.2%,如图1所示。新建项目与改造项目的投资成本相当,国内目前尚有300MW纯燃气锅炉的运行业绩。

用,但可回收热量,具有节能效果,一般可在3年~5年收回成本。另外,脱硫塔入口烟气温度较低,脱硫装置工艺用水量减小,引风机电耗可降低。湿式电除尘技术路线中,在脱硫装置后增设WESP,增加了设备投资和运行费用。因此,烟气协同治理技术路线从整个系统来看,具有较好的经济性。

燃气发电:设备投资巨大

国内目前未有300MW纯燃气锅炉的运行业绩,但核算发电成本在1元/kW·h左右

若将燃煤锅炉改成燃气锅炉,由于燃料不同造成的结构形式完全不同,需对锅炉进行更换,工程改造投资成本约为6.22亿元,单位投资为1036.67元/kW,其中建筑工程费、设备购置费、安装工程费及其他费用分别占比22.5%、45.0%、19.3%、13.2%,如图1所示。新建项目与改造项目的投资成本相当,国内目前尚有300MW纯燃气锅炉的运行业绩。

根据实际调研数据,燃气价格按照3.6元/Nm³计算,发热量按8500大卡计算。锅炉发电效率按47%计算,得到天然气发电单位耗气量0.2107Nm³/kW·h,由此算得燃气锅炉发电的燃料成本为0.7585元/kW·h。根据《造价指标》规定的燃料成本占发电成本比例70%估

算,发电成本为1.0836元/kW·h。燃气蒸汽联合循环发电的成本如何?根据对电厂的实际数据调研,国际上9F型燃气轮机的单位造价约为356美元/kW,折成人民币是2421元/kW。我国实际引进的9F型机组单位造价在3090元/kW~4096元/kW,比国际造价高出的部分包括技术引进费用等,工程静态总投资达到20亿元以上,如图1所示。

通过天然气燃气蒸汽联合循环发电,燃气价格按照3.6元/Nm³计算,参考《造价指标》电价构成,发电成本为0.932元/kWh;其中燃料费占比72.15%,折旧费占比7.66%,财务费用、分利、所得税及其他分别占比3.83%、6.12%、1.68%、8.56%,如图2所示。

超低排放和煤改气的经济账

燃气价格影响燃气发电成本,但增加幅度高于超低排放改造

不同发电方式发电成本对比如表2所示。针对不同容量、不同污染物排放水平及新建/改造的燃煤机组,其“超低排放”改造的投资成本及运行成本有所差别。

“超低排放”改造增加发电成本0.01元/kWh~0.02元/kWh,但存在发电成本增加很少的情况,如神华国华三河电厂,由于采用神华煤,且改造前污染物排放浓度较低,改造增加发电成本约0.005元/kWh。此外,多数电厂在改造前难以达到

GB13223—2011标准,必须投入资金改造,若在“超低排放”改造中扣除达到GB13223—2011标准要求导致的投资和运行费用,则增加的发电成本还将进一步降低。新建“超低排放”燃煤机组增加的发电成本更少,为0.005元/kWh~0.01元/kWh。

对于“煤改气”来说,不同地区的燃气价格不同,发电成本亦有所不同,与“超低排放”燃煤机组相比,发电成本增加0.2元/kWh~0.85元/kWh。

表2不同发电方式的发电成本对比

发电类型	执行GB13223—2011特别排放限值的燃煤机组	执行“超低排放”限值的燃煤机组	燃气—蒸汽联合循环发电	燃气锅炉发电
发电成本,元/kWh	0.4500	0.4660	0.9320	1.0836
与执行GB13223—2011特别排放限值的燃煤机组发电对比增加成本,元/kWh	—	0.0160	0.4820	0.6336

边界条件:东部沿海地区,煤质条件(硫含量1.0%、灰含量中等),机组利用小时数5000h,燃气价格3.6元/Nm³,煤炭600元/t。

燃料成本的影响有多大?

若要燃气发电成本与燃煤机组实现“超低排放”成本相当,天然气价格需降低到1.4元/Nm³

上述计算中,以煤炭价格为600元/吨(目前浙江省典型原煤价格),此时执行“超低排放”限值的燃煤机组发电成本为0.466元/kWh。而燃煤机组发电成本

随煤炭价格的变化而变化,当煤炭价格由300元/t增加到1000元/t时,“超低排放”发电成本由0.332元/kWh增加到0.650元/kWh,如图3所示。

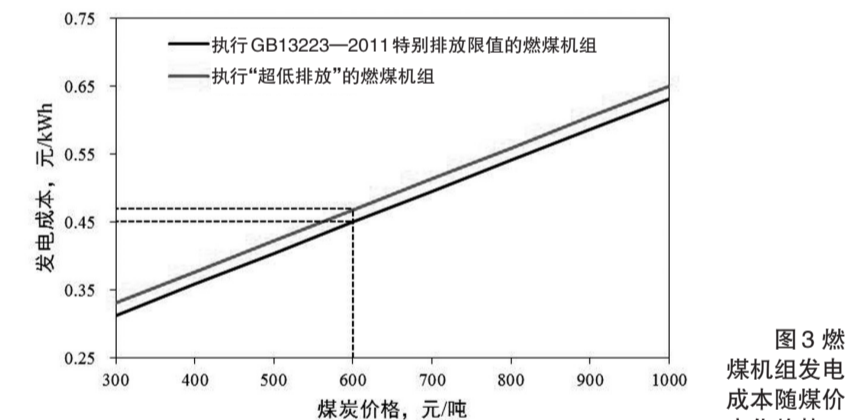


图3 燃煤机组发电成本随煤价变化趋势

上述计算中,以燃气价格3.6元/Nm³计,此时燃气蒸汽联合循环发电成本(9F燃气)为0.932元/kWh,燃气锅炉发电成本为1.0836元/kW·h。而燃气蒸汽联合循环发电成本(9F燃气)及燃气锅炉随着天然气价格的变化而变化。

以燃气蒸汽联合循环为例,当天然气价格由2.0元/Nm³增加到5.0元/Nm³时(经调研发现,国内不同地区燃气价格为2.4元/Nm³~4.8元/Nm³不等),发电成本由0.59元/kWh增加到1.23元/kWh。

若要燃气发电成本与燃煤机组实现“超低排放”成本相当,天然气价格需降低到1.4元/Nm³;或煤炭价格提高到1800元/t,如图4所示。

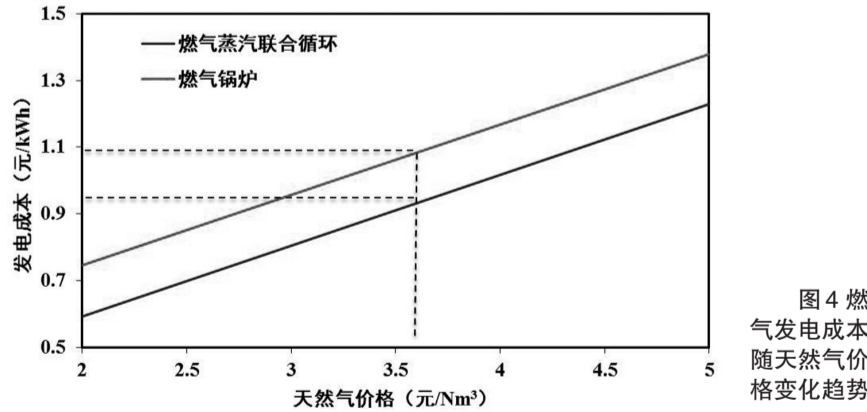


图4 燃气发电成本随天然气价格变化趋势

还有哪些问题需要解决?

订单数量激增,但投资项目运行时间短、工程应用经验不足,还需要相应的政策支持

“超低排放”问题现在备受关注,但要进一步推广应用,还应加大标准的贯彻、落实力度和设备运行、考核、监管力度,杜绝低价竞争、粗制滥造。而且,“超低排放”技术应用“因地制宜、因煤制宜、因炉制宜”,必要时“一炉一策”,同时统筹考虑各污染控制设备之间的协同作用。

目前,国内WESP合同订单已超过国外投运数量的总和,部分投运项目经测试虽达到“超低排放”要求,但运行时间较短,且技术流派较多,各技术均有其优点和短处。低低温电除尘技术已受到业主的广泛关注,但工程应用经验不足,需避免其可能存在的问题,如高硫煤低温腐蚀、二次扬尘等。因此,应进一步对WESP、低低温电除尘器实际工程进行跟踪、分析与评估,积累经验。

由于实施“超低排放”技术在一定程度上增加了电力企业的生产成本,建议国家出台相应政策,如燃煤电厂“烟气”超低排放环保电价“政策,鼓励企业主动承担社会责任,实现企业经济效益和社会环境效益双赢。如江苏省物价局已明确燃煤发电机组“超低排放”环保电价,自2014年9月1日起实施。

事实证明,要控制雾霾,就必须走煤炭清洁化应用之路。现在我国每年约40亿吨原煤使用中,50%左右为电力所用。随着经济迅速发展,我国用电量将持续增加,煤电装机容量也会有明显提高。“超低排放”技术在技术成熟度较高的电力行业率先示范,有助于提升公众对煤炭清洁利用的信心。

在技术协同、行业努力、政策鼓励等条件下,“超低排放”技术的推广应用,将进一步提高我国煤电利用的清洁化水平,同时有效促进我国煤炭集中高效利用。

两条路线已有哪些成功应用?

为燃煤电厂超低排放提供各种借鉴

目前,湿式、低低温电除尘技术已成为燃煤电厂满足“超低排放”的主流技术。针对热点、难点问题,中国环保产业协会电除尘专委会组织业内专家、学者及相关工程技术人员,分别召开了全国湿式、低低温电除尘技术研讨会和电除尘电源技术专题研讨会,就技术发展动向、研发和推广应用情况、面临的问题及应对措施等展开讨论,为实现“超低排放”提供技术支撑。

路线一:低低温电除尘技术

我国环保企业从2009年开始加强低低温电除尘技术研究,目前已有套设备投运,现已掌握低温腐蚀、二次扬尘、提效幅度及对WFGD协同除尘效果的影响等核心问题,并取得一定的工程经验,提出了防止低温腐蚀、二次扬尘的对策措施。

目前,低低温电除尘技术在国内已有多项应用:

- 大唐宁德电厂#4炉600MW机组改造,将电除尘器入口烟气温度降低至95℃左右。2013年4月,经测试,电除尘器入口烟气温度92℃时,电除尘器出口烟尘浓度为60mg/m³,降低到20.2mg/m³。
- 中电投江西新昌电厂700MW机组改造,将入口烟气温度降至95℃,对电除尘器本体及电控系统进行升级。2013年9月,经测试,低低温电除尘器出口烟尘浓度降至17.25mg/m³,SO₂脱除率88.1%,PM_{2.5}脱除率达99.8%以上,气态汞捕集效率达40%以上,节省煤耗2.53g/kWh。
- 浙江浙能嘉华发电有限公司1000MW机组改造,将烟气温度降至90℃左右,电除尘器总面积不变,将所有电场采用高频电源。2014年7月投运,经测试,改造后电除尘器出口烟尘浓度降至20mg/m³。
- 华能榆社电厂300MW机组采用以低低温电除尘技术为核心的烟气协同治理技术路线:脱硝+热回收器+低低温电除尘器+WFGD+烟气再热器。2014年8月投入运行,经测试,电除尘器出口烟尘浓度为18mg/m³,经湿法脱硫系统后,烟尘排放浓度为8mg/m³。
- 华能长兴电厂2×660MW机组采用以低低温电除尘技术为核心的烟气协同治理技术路线,系统中不设置WESP,每台炉配套两台双室五电场电除尘器,设计烟气温度90℃。2014年12月投入使用,经初步测试,电除尘器出口烟尘浓度约为12mg/m³,经湿法脱硫后,出口烟尘排放约为3.5mg/m³,湿法脱硫协同除尘效果约70%。
- 浙江浙能台州第二发电厂2×1000MW机组、浙能温州电厂四期2×1000MW机组改造工程均采用低低温电除尘技术,设计烟气温度85℃~90℃,设计电除尘器出口烟尘浓度为15mg/m³,均将于2015年投入使用。天津国投津能发电有限公司一期工程#1炉1000MW机组改造工程,改造后烟温降至88℃,电除尘器出口烟尘浓度设计值20mg/m³,2014年12月投运。华电江苏望亭发电分公司#3、#4炉660MW机组改造工程,烟温改造后降为95℃,电除尘器出口烟尘浓度设计值20mg/m³,计

路线二:湿式电除尘技术

我国环保企业从2009年开始进行燃煤电厂WESP的研究和开发,通过自主研发或引进技术,已掌握核心技术。WESP的研发也得到国家科技部的高度重视和大力支持,被列入国家863计划和国际科技合作专项。

目前,WESP在我国已有多项应用:

- 华电淄博电厂6号机(330MW)配套WESP。机组于2013年10月投运,经测试,WESP出口烟尘排放为5mg/m³。
- 神华国华舟山电厂二期#4号炉350MW机组WESP新建工程,工艺路线为:低氮燃烧+SCR+ESP+海水脱硫装置+WESP。机组于2014年6月投运,经测试,常规电除尘器出口烟尘浓度为16.53mg/m³,脱硫出口烟尘浓度为10.76mg/m³,WESP出口烟尘浓度2.55mg/m³,SO₂2.86mg/m³,NO_x20.5mg/m³。
- 浙能嘉华发电厂2×1000MW机组改造工程配套WESP,设计除尘效率不低于70%。机组于2014年6月投运,经测试,WESP出口烟尘排放为2mg/m³。
- 广州恒运发电厂#9号炉330MW机组WESP改造工程,工艺路线为:低氮燃烧+SCR+ESP+FF+WFGD+WESP。机组于2014年7月投运,经测试,WESP出口烟尘1.94mg/m³,SO₂4mg/m³,NO_x25mg/m³。
- 浙能六横发电厂2×1000MW机组新建工程配套湿式电除尘器,采用的工艺路线为:SCR+ESP+FF+WFGD+WESP+MGGH。机组于2014年7月投运,经测试,WESP出口烟尘排放为2mg/m³。
- 广州华润热电厂1号炉300MW机组WESP改造,2014年7月投运。经测试,WESP出口排放:烟尘3.12mg/m³,除尘效率89.09%。
- 大唐黄岛电厂#6炉670MW机组WESP技术改造,在脱硫塔后新增双列两电场WESP。2014年8月投运,经测试,WESP出口烟尘浓度为2.8mg/m³。
- 三河发电有限责任公司#2号炉350MW机组WESP改造工程,此项目作为国家大型湿式电除尘863课题示范工程,设计出口烟尘排放<3mg/m³,于2014年11月投运,经测试,WESP出口烟尘排放为2.05mg/m³。
- 河北国华定州发电有限责任公司#3、#4号炉WESP改造工程,设计烟尘排放<5mg/m³。#3号炉2014年11月投运,经测试,WESP出口烟尘排放2mg/m³。#4号炉也改造完毕,正在调试。
- 济南黄台发电厂9号机(350MW)WESP改造工程,设计除尘效率不低于83%。机组于2014年9月投运,经测试,WESP除尘效率大于85%,出口烟尘浓度为2.6mg/m³。
- 神华国华惠电#1号炉330MW机组环保近零排放改造工程,配套低低温电除尘技术+湿式电除尘器,工艺路线为SCR+(LSC+ESP)+WFGD+WESP,WESP设计除尘效率不低于80%。机组于2014年12月投运,经测试,WESP出口烟尘浓度为1.4mg/m³。

相关链接

电除尘用高压供电技术

燃煤电厂实现“超低排放”,除了采用湿式、低低温电除尘等本体技术外,先进的电除尘用高压供电技术起着重要作用。近年来,国内电除尘电控企业加大研发力度,以高频电源、三相电源为代表的新型高效电源技术创新成果令国际同行刮目相看。同时,也在积极研发或引进脉冲电源技术,为电除尘器实现低排放和节能创造有利条件。

1.高频高压电源
高频高压电源是新一代电除尘器供电电源,其调压的控制方式为调频调压控制,间歇脉冲控制,调幅高频控制,工作频率为几十kHz。它不仅具有重量轻、体积小、结构紧凑、三相负载对称、功率因数高、转换效率高等特点,相比工频电源,还有更优越的供电性能,能克服一般工频电源输出电压脉动大、平均电压低的问题,可在逼近电除尘的击穿电压下稳定工作。近几年,随着高频电源技术发展,其输出功率、控制精度均有提高,目前输出功率达2.4A/80kV的高频电源已投入工程应用。

大量工程实例证明,基于脉冲工作的高频电源在提高除尘效率、节约能耗方面具有显著效果;高频电源工作在纯直流方式下,可大大提高粉尘荷电量,提高除尘效率。如上海外高桥三厂、上海吴淞二厂、苏龙电厂、绥中电厂、泰州电厂、常熟电厂、荆门电厂等,电除尘器在进行高频电源改造后,烟尘排放和高压电耗都明显降低。

高频电源属于恒流源性质的电源,在电除尘器出现放电击穿时,电流近似保持不变,并且能在极短时间内停止供电,从而减小火花功率,是目前各种电除尘器产生火花能量最小的电源,尤其适合在湿式电除尘器中应用,可避免对湿式电除尘器中阳极的烧蚀,如舟山电厂、兰州热电厂、民权电厂、怀安电厂、承德热电厂等。高频电源在低低温电除尘上也得到了很好应用,如华能长兴电厂、嘉华电厂等。

2.三相高压电源
对粉尘比电阻不高的场合,由于没有反电晕现象,使用三相电源可提高运行电压和电流,实际运行电压可达70kV以上,提高粉尘荷电量和除尘效率。三相电源的单个容量可以做到2.4A甚至3.0A,由于控制柜放在室内,对现场环境的要求较低,设备可靠性高。

目前,部分厂家的三相电源克服了火花能量较大的缺点,可达到很高的控制精度,并取得很好的除尘效果。如黄岛电厂、三河电厂等配套的WESP;长冶电厂、烟台电厂、广西北部湾电厂、邢台国泰电厂等配套的常规电除尘器,台山电厂前两电场使用高频电源后两电场使用三相电源等,效果也非常好。对中、高比电阻粉尘场合,三相电源应用在间歇脉冲方式时,在保证除尘效率的条件下,节能效果明显。

3.脉冲高压电源
脉冲高压电源以窄脉冲(120μs及以下)电压波形输出为基本工作方式,其目的是在不降低或提高电除尘运行峰值电压的情况下,通过改变脉冲重复频率调节电晕电流,抑制反电晕的发生,使电除尘器在收集高比电阻粉尘时有更高的效率。脉冲高压电除尘主要用于克服高比电阻粉尘反电晕、提高除尘效率的场合。其对电除尘器的改善程度通常可由驱进速度的改善系数来评价,改善系数定义为电除尘器用新的供电方式与用常规直流供电时驱进速度之比。现场试验表明,改善系数与粉尘比电阻关系很大,将随粉尘比电阻的增加而迅速增加。脉冲供电方式被认为是改善电除尘器性能和降低电耗最有效的方式之一。