

# 330MW 机组脱硫等环保设施技术改造可行性研究

顾卫东

(江苏新海发电有限公司, 江苏 连云港 222023)

**摘 要:** 针对机组不满足 $\text{SO}_2$ 与 $\text{NO}_x$ 排放新标准的要求, 进行了机组脱硫系统改造与脱硝改造及其配套改造的可行性研究, 提出了运行可靠、经济可行的改造方案。

**关键词:** 烟气排放; 脱硫; 脱硝; 电除尘; 改造; 经济分析

## 1 项目概况

随着“十二五”到来, 国家将进一步提高火电企业二氧化硫、氮氧化物及烟尘的排放标准, 江苏省也对脱硫投运提出了更高要求。而新海发电有限公司#15、16 机组(330MW)由于采用干法脱硫装置, 其脱硫效率低于石灰石—石膏湿法脱硫技术, 难以满足环保新要求, 并且干法脱硫工艺还存在脱硫剂氢氧化钙费用过高等问题。同时, #15、16 机组氮氧化物及烟尘排放浓度明显高于新标准, 不采取措施将无法达到新标准的要求。为此, 我公司拟对#15、16 机组实施脱硫、脱硝、电除尘改造。

### 1.1 项目的必要性

#### 1.1.1 改造是满足环保新标准的必然选择

根据省环保厅苏环办[2010]416 文要求, 2011 年起, 脱硫电价考核标准提高到二氧化硫出口浓度不高于  $200\text{mg}/\text{Nm}^3$  且脱硫效率不低于 93%。

根据环保部发布的《火电厂大气污染物排放标准》(二次征求意见稿), 自 2014 年 1 月 1 日起, #15、16 机组烟尘、二氧化硫、氮氧化物执行的排放标准分别从 50、400、650  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  提高至 30、200、100  $\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

#15、16 机组采用 RCFB 干法脱硫装置, 设计煤种收到基硫份为 1%, 设计脱硫效率为 93%。一方面由于干法脱硫效率相对偏低, 另一方面由于低硫份燃煤采购难度大, 燃煤采购平均硫份较高, 造成脱硫装置难以长期高效率运行。脱硫电价考核标准提高后, 2011 年 1 月份#15、16 机组由于出口排放浓度超标而被考核脱硫电价 100 多万元。2014 年后, 随着二氧化硫排放标准提高至  $200\text{mg}/\text{Nm}^3$ , 势必更加难以满足环保要求。

目前#15、16 机组脱硫吸收塔之前两电场电除

尘(ESP1)出口粉尘浓度约  $1300\text{mg}/\text{Nm}^3$ , 吸收塔之后五电场电除尘(ESP2)出口烟尘排放浓度为  $50\text{mg}/\text{Nm}^3$ , 氮氧化物排放浓度为  $600\text{mg}/\text{Nm}^3$ , 均与 2014 年实行的新排放标准存在很大差距, 不实施技术改造难有根本改观。

因此, 实施脱硫、脱硝、电除尘改造是适应环保新标准的必然选择, 否则 330MW 机组必然面临关停的命运。

#### 1.1.2 改造可大幅降低脱硫运营成本

目前#15、16 机组脱硫每天消耗氢氧化钙约 250t, 据此推算年消耗氢氧化钙约 8 万 t, 而氢氧化钙约 650 元/t (仍有上涨趋势), 故每年脱硫消耗氢氧化钙费用约 5000 万元。而若采用石灰石—石膏湿法脱硫工艺, 消耗的脱硫剂为石灰石粉(325 目), 其单价只有 100 多元/t, 并且由于其钙硫比低, 脱硫剂实际消耗量也低于干法脱硫。因此, 脱硫改造后, 每年可减少脱硫剂费用 4000 多万元, 经济效益明显。

#### 1.1.3 改造可降低燃煤采购难度

由于#15、16 机组设计煤种收到基硫份为 1%, 设计脱硫效率为 93%, 所以需要采购大量低硫煤。而由于煤炭市场的实际情况, 难以购买到大量合适的低硫煤, 虽然采取高低硫煤掺配等措施, 也难以满足实际需要, 造成生产被动。因此, 通过脱硫改造, 将脱硫能力和效率较大幅度提高, 可以降低燃煤采购难度, 减少燃煤采购所受的限制。

## 1.2 环境保护

脱硫、脱硝、除尘改造项目的完成, 可大幅度消减二氧化硫、氮氧化物、烟尘等污染物排放, 有利于环境保护。

## 2 方案说明

## 2.1 立项的技术原则

(1) 采用一炉一塔石灰石—石膏湿法脱硫方案,但石灰石浆液制备系统、石膏脱水装置、事故浆液池、废水处理系统、工业水箱等两台炉公用;

(2) 设计煤种含硫  $St_{ar}$  1.2%,校核煤种含硫  $St_{ar}$  1.5%,脱硫效率 $\geq 95\%$ ;

(3) 设烟气加热器 (GGH) (具体方案待综合考虑工程造价、运行成本定);

(4) 根据烟气阻力变化对引风机重新设计选型 (湿法脱硫装置烟气阻力约 1600~1700Pa, GGH 阻力约 1000Pa, 合计阻力较干法脱硫装置高出 1600~1700Pa, 另外,需考虑脱硝装置约 1000Pa 阻力);

(5) 石灰石粉外购;

(6) 石膏堆场利用 1000MW 机组堆场 (石膏不能全部综合利用时);

(7) 工艺水用现用工业水;

(8) 压缩空气使用现有 330MW 机组压缩空气。

(9) 电除尘改造在现有电除尘 ESP1 后增加三个电场 (ESP1 现有两电场加以改造),成为五电场电除尘器,或重新建设五电场电除尘器,出口烟尘按不高于  $50\text{mg}/\text{m}^3$  设计;

(10) 脱硝改造采用锅炉燃烧系统改造、锅炉尾部烟道加装 SCR 脱硝装置的双重措施,SCR 装置出口氮氧化物浓度按不超过  $100\text{mg}/\text{Nm}^3$  设计。

## 2.2 项目的详细内容

### 2.2.1 脱硫改造

由于现场场地狭小,改造须在#15、16 机组现有干法脱硫场地上进行。目前初步布置方案为:在拆除#15、16 炉现有干法脱硫区域吸收塔、电除尘 ESP2、引风机、烟道、钢架、以及 0m 层脱硫辅助设备后,在其场地上重新布置吸收塔、电除尘、引风机、浆液循环泵、氧化风机等设备,以#16 炉为例,吸收塔布置在烟囱正南方向,石膏排出泵及吸收塔排水坑布置在吸收塔西侧,GGH 布置在烟囱与吸收塔之间,浆液循环泵、氧化风机布置在吸收塔南侧,两台引风机布置在吸收塔及 GGH 正东侧,以上设备#15 炉侧与#16 炉侧呈镜像布置;两套石灰石粉仓及浆液制备系统布置在#16 炉电除尘南侧空地上;石膏脱水装置、事故浆液池、废水处理系统、事故浆液罐、工艺水系统布置在#15 机冷却塔北侧综合管架北侧。

### 2.2.2 脱硝改造

目前#15、16 机组氮氧化物实际排放浓度为  $600\text{mg}/\text{Nm}^3$ ,远高于新排放标准的  $100\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。在现有的燃烧系统下,靠燃烧调整降低  $\text{NO}_x$  无法达到理想效果,而仅靠尾部增设脱硝装置降  $\text{NO}_x$ ,不仅技术难度大,而且运行费用高。故改造须同时采取炉内脱硝和尾部脱硝两种措施。

所谓炉内脱硝,即对燃烧系统进行改造,通过采取低氮燃烧器并重新布置、在燃烧器顶部加 SOFA 燃尽风等改造措施,将炉膛出口氮氧化物浓度降低至  $400\text{mg}/\text{Nm}^3$  左右。

所谓尾部脱硝,即在锅炉尾部烟道加装脱硝装置 SCR,把尾部烟气中已经生成的氮氧化物还原,从而达到降低氮氧化物排放的目的。装脱硝装置 SCR 出口氮氧化物浓度按  $100\text{mg}/\text{Nm}^3$  设计,并对空预器进行配套改造。

为了降低运行成本,在 2014 年前脱硝装置暂不考虑装催化剂。

### 2.2.3 电除尘改造

在现有电除尘 ESP1 后增加三个电场 (现有两电场加以改造),成为五电场电除尘器,或重新建设五电场电除尘器,出口烟尘按不高于  $50\text{mg}/\text{m}^3$  设计 (布袋除尘器方案由于维修、运行费用高,暂不考虑),考虑到湿法脱硫还可除去 50~60% 的尘,可以满足烟囱入口烟尘达标排放的要求。

对电除尘干灰系统进行相应配套改造。

## 2.3 施工组织

工程将采用总承包形式进行。

## 3 项目实施的综合计划

为了不影响对外供热及尽量满足地方电力需求,改造逐台进行。我公司初步计划在 2012 年三季度先对#15 机组实施改造,脱硫、脱硝、电除尘改造同步实施。待#15 炉改造完成、运行正常后进行#16 炉改造。

在改造之前,计划在 2011 年 10 月份组织专家对脱硫、脱硝、电除尘改造可行性研究报告进行评审。确定改造原则性方案后,预计在 2012 年一季度组织项目招标。

## 4 费用估算

经初步询价,#15、16 机组脱硫改造费用约 9500

万元（其中 GGH2000 万），脱硝改造费用 6000 万元（其中燃烧系统改造 1000 万元），电除尘改造 5000 万元。改造合计总费用为 20500 万元。

## 5 经济效益分析

(1) 如果不进行脱硫、脱硝、电除尘技术改造，那么2014年后两台330MW机组必将因环保不达标而被迫停运。目前两台330MW机组账面资产总值为24.8亿元，每年承担折旧费1.2亿元、工资总额约2.1亿元、财务费用约5000万元，合计3.8亿元。如果2014年后两台330MW机组因环保不达标而长期停运，设备折旧、人员工资、财务费用等势必造成公司巨额亏空，即使不计正常年份的经营利润，经济损失也非常巨大。更有甚者，如果330MW机组是永久关停，那么现存20多亿资产就几乎全成了报废资产，经济损失更是无法接受。此外，机组停运造成的社会影响等也是难以估量。

(2) 目前#15、16机组脱硫每天消耗氢氧化钙约250t，据此推算年消耗氢氧化钙约8万t，而氢氧化钙约650元/t（仍有上涨趋势），故每年脱硫消耗氢氧化钙费用约5200万元。而改造采用石灰石—石膏湿法脱硫工艺，消耗的脱硫剂为石灰石粉（325目），其单价只有100多元/t，并且由于其钙硫比低，脱硫剂实际消耗量也低于干法脱硫。因此，脱硫改造后，每年可减少脱硫剂费用4000多万元。虽然湿法脱硫总体电耗、维护费用等相对于干法脱硫略高，但相对于节约的脱硫剂费用而言，多出的电耗、维护费用可谓微不足道。

(3) 目前脱硝改造后补贴电价虽暂未明确，但预测其应当是以脱硝系统运行成本来定，估计能够

抵消脱硝系统运营成本。电除尘改造后为五电场，相对目前两级电除尘共计七电场而言，改造后电除尘电耗应有一定下降。所以，在同等条件下，330MW机组脱硝、电除尘改造基本不会影响公司盈利状况。

(4) 按年运行5500h计算，改造后两台炉每年减少二氧化硫排放3064t、氮氧化物排放6128t、烟尘排放245t，环境效益显著。由此每年将减少二氧化硫排污费 387万元、氮氧化物排污费774万元、烟尘排污费13.5万元。

## 6 结论与建议

(1) #15、16机组实施脱硫、脱硝、电除尘改造是必要的，技术是可行的，经济是合算的。

(2) 建议尽快确定脱硝改造设计煤种，并根据确定煤种进行摸底试验，在此基础上委托有资质单位进行脱硝改造可行性研究。

(3) 建议针对脱硫、脱硝、电除尘改造进行必要调研，为改造方案最终确立、设备招标等提前做好充分的技术准备。

(4) 建议 2011 年脱硫、脱硝、电除尘完成可行性研究，并组织专家评审通过脱硫、脱硝、电除尘改造可行性方案。在此基础上，完成标书编写工作。

(5) 建议在 2012 年三季度先对#15 机组同步实施脱硫、脱硝、电除尘改造。待#15 炉改造完成、运行正常后再进行#16 炉改造。

### 作者简介：

顾卫东（1970—），男，江苏连云港人，工程师，从事火力发电厂锅炉设备检修管理工作，E-mail：xhfdsj@163.com。