

HUOLIFADIANCHANG JISHUGAIZAO ZHINAN

火力发电厂

技术改造指南

中国电机工程学会

1-62



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

火力发电厂

技术改造指南

中国电机工程学会



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

内 容 提 要

书中内容包括：锅炉技术改造指南，汽轮机通流部分技术改造指南，汽轮机辅助系统和设备改造指南，汽轮机调节系统改造指南，汽轮发电机及附属电气设备技术改造指南，交流发电机励磁系统技术改造指南，热工自动化技术改造指南，环境保护技术改造指南，火电机组技术改造项目可行性研究财务评价指南等9部分。

每部分的内容包括：适用范围，专业技术概况，机组运行状况，存在的问题，改造概况，改造目的和原则，改造的技术措施和改造方案。每部分后均附有内容丰富的附录。附录的内容包括相关专业标准、技术性能、性能参数、改造实例等。

本书适用于从事100MW及以上火力发电机组技术改造的技术人员，也可从事100MW以下火力发电机组技术改造的人员提供参考。

图书在版编目(CIP)数据

火力发电厂技术改造指南/中国电机工程学会. 北京:
中国电力出版社, 2004

ISBN 7-5083-2141-3

I. 火... II. 中... III. 火电厂-技术改造-指南
IV. TM621-62

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2004) 第 014998 号

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

汇鑫印务有限公司印刷

各地新华书店经售

2004年6月第一版; 2004年6月北京第一次印刷

787毫米×1092毫米 16开本 12印张 264千字

印数 0001—3000册 定价 20.00元

版 权 专 有 翻 印 必 究

(本书如有印装质量问题, 我社发行部负责退换)

编写委员会

主 编：郑企仁

副 主 编：房德明

编写人员：(按姓氏笔划顺序排列)

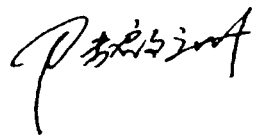
方思立	白亚民	关必胜	刘武成	刘东远
刘 今	张福银	李振凯	李麟章	李永康
肖兴和	苏竹荆	陈厚肇	侯子良	姚锡华
崔志强	舒惠芬	董卫国	谢 云	靳东来
霍耀光				

序 言

电力工业是国民经济的重要基础产业。改革开放以来,我国电力工业得到了迅速的发展,技术装备水平有了很大的进步和提高,目前,已进入大机组、高电压、大电网、高自动化的时代。多年来,为了提高电力工业技术装备水平,加强技术进步和技术改造工作的力度,原电力部、国家电力公司根据社会主义市场经济体制的要求,以安全生产为基础、以经济效益为中心、以优质服务为宗旨,按照提高电力生产设备的安全性、可靠性、经济性、可调性和满足环保要求的基本原则,制定了《技术改造管理办法》等一系列规定和措施,加强了项目规划和重点项目的分级可研审查,推行了项目的招、投标制,合同管理制,工程监理制等,在企业内部形成了“科学技术是第一生产力”的共识。逐步建立了技术进步机制,积极创造条件采用先进、成熟的技术对落后设备进行技术改造,努力挖掘内部潜力,提高效率,降低成本,提高全员劳动生产率。通过技术改造工作,推进了电力工业的结构调整,促进了火力发电设备水平的提高,从而提高了机组的可靠性和经济性,有效地减轻了对环境的污染。

我国的一次能源以煤炭为主,多年来燃煤发电量占全国发电量约 80%。随着我国国民经济的不断发展,电煤比例逐年上升,即使在天然气发电稳定增长的情况下,根据规划部门的预测,由于水电可开发的容量有限,电煤的比例将由 2000 年的 50% 上升到 65% ~ 70%,这种现状在较长时间内都很难改变。目前我国火力发电设备技术装备水平与世界先进国家相比,差距依然很大,机组的安全性、可靠性、经济性、可调性和环保状况,依然不能满足社会经济发展的需要;随着全球经济一体化及我国加入 WTO 后,电力工业与世界先进水平的差距对我们的压力将越来越大;国民经济实施可持续发展战略,环境方面的要求将越来越高;国民经济发展的趋势在要求电力工业保持增长的同时,必须把电力增长的方式,由重视数量扩展到重视提高质量和效率的转变;引入市场机制,厂网分开、竞价上网也对电力工业提出了新的要求。这一切都要求电力行业加速实施技术改造,以适应当前形势的需求。

技术进步是电力企业发展的不竭动力,技术改造是电力企业发展的永恒主题,今后在相当长的时期内,火力发电厂的技术改造仍是一项十分艰巨和复杂的任务。为使技术改造工作更加有序、顺利、深入地开展,组织编写了《火力发电厂技术改造指南》。它全面、系统地总结了技术改造工作的成果、经验和教训,并针对新形势、新任务,科学地提出了技术改造面临的重要问题,以及合理解决这些问题的方法、措施,并指出了技术改造的方向和重点,以及改造方案的确定原则和要求等。该指南的颁布必将为火力发电厂技术改造工作,促进电力工业健康有序地发展,起到应有的作用。



前 言

随着电力工业的发展，电力技术不断进步，技术改造工作也在迅速、广泛地开展。原电力部、国家电力公司对火电厂技术改造工作给予了高度重视，制定了一系列的规定和措施，加快了火电厂设备技术改造的进程，并取得了丰硕的成果。为使改造工作更加有序、顺利、深入地开展，根据“国家电力公司科环部重大科技项目《SP11 - 2001 - 02 - 39》文”的要求，在国家电力公司发输电部的组织下，由中国电机工程学会负责编写了《火力发电厂技术改造指南》（以下简称《指南》）。《指南》总结了火电厂技术改造工作的经验、教训，提出了改造原则、要求和方案，并介绍了火力发电厂实施技术改造的典型实例。

《指南》共有 9 部分：第 1 部分锅炉技术改造指南；第 2 部分汽轮机通流部分技术改造指南；第 3 部分汽轮机辅助系统和设备技术改造指南；第 4 部分汽轮机调节系统改造指南；第 5 部分汽轮发电机及附属电气设备技术改造指南；第 6 部分交流发电机励磁系统技术改造指南；第 7 部分热工自动化技术改造指南；第 8 部分环境保护技术改造指南；第 9 部分火电机组技术改造项目可行性研究财务评价指南。各部分均通过了相关专业专家的评审。

《指南》为火力发电厂技术改造提供了参考依据。适用于 100MW 及以上火力发电机组，也可为 100MW 以下火力发电机组的技术改造提供参考。

编者

2004 年 1 月

目 录

序言

前言

第 1 部分 锅炉技术改造指南	1
1 范围	1
2 概况	1
3 锅炉改造的要求	2
4 过热器、再热器的改造	2
5 锅炉循环系统及水冷壁的改造	4
6 燃烧器的改造	7
7 省煤器的改造	34
8 空气预热器的改造	36
第 2 部分 汽轮机通流部分技术改造指南	38
1 范围	38
2 专业术语	38
3 概况	38
4 改造目的和原则	40
5 技术措施和方案	40
6 改造效果试验验证	42
附录 A (资料性附录) 汽轮机性能	43
附录 B (资料性附录) 改造实例	46
第 3 部分 汽轮机辅助系统和设备技术改造指南	49
1 回热系统	49
2 真空系统	51
3 给水泵	52
4 胶球清洗	55
第 4 部分 汽轮机调节系统改造指南	58
1 范围	58

2 概况	58
3 术语、定义、符号、单位和缩略语	60
4 电液调节系统分类	63
5 电液调节系统功能要求	63
6 电液调节系统性能要求	65
7 调节系统改造方案	67
8 主要设备、系统功能选用要求	68
9 对实施电液调节系统改造的要求	71
附录 A (规范性附录) 液体工质标准	72
附录 B (资料性附录) 调节系统改造方案及特点	74
附录 C (资料性附录) 电液转换装置类型及特点	75

第 5 部分 汽轮发电机及附属电气设备技术改造指南

1 范围	77
2 概况	77
3 发电机技术改造原则	78
4 发电机增容改造	79
5 电网与发电机组协调关系涉及的改造	82
6 为消除设备缺陷和事故隐患的改造	89
7 电厂节能降耗的改造	94
附录 A (资料性附录) 发电机改造实例	95

第 6 部分 交流发电机励磁系统技术改造指南

1 范围	99
2 概况	99
3 励磁方式与性能的改进	99
4 励磁设备的选择	100
5 励磁改造管理工作的建议	101
附录 A (资料性附录) 励磁改造实例	102

第 7 部分 热工自动化技术改造指南

1 范围	103
2 专业术语	103
3 热工自动化技术改造目的和要求	104
4 分散控制系统 (DCS) 改造技术要求	105
5 汽轮机控制系统改造技术要求	112
6 辅助车间监控网络化和集中控制改造技术要求	114

7 试验和验收	117
附录 A (规范性附录) 主要模拟量控制调节偏差允许值	118
附录 B (资料性附录) 冗余检测参数表	118
附录 C (资料性附录) AGC 基本信息	120
第 8 部分 环境保护技术改造指南	121
1 范围	121
2 概况	121
3 火力发电厂环保改造的必要性和可行性	121
4 环保改造的重点	122
5 除尘及除尘设备	122
6 电除尘器	124
7 过滤式(袋式)除尘器	132
8 控制二氧化硫排放和脱硫技术	134
9 烟气脱硫工艺	137
10 脱硫工艺的选择	141
11 脱硫工程建设	143
附录 A (资料性附录) 除尘设备应用概况	147
附录 B (资料性附录) 煤及煤灰的性质、化学成分对电除尘器的影响	148
附录 C (资料性附录) 振打方式的主要技术性能	149
附录 D (资料性附录) 电除尘器改造实例	150
附录 E (资料性附录) 煤炭硫分分级和分布	154
附录 F (资料性附录) 脱硫试验示范工程	154
第 9 部分 火电机组技术改造项目可行性研究财务评价指南	156
1 总则	156
2 火电技术改造项目类型及评价特点	157
3 火电技术改造项目财务评价报告的主要内容	164
4 火电技术改造项目财务评价主要报表及辅助报表	165
5 关于敏感性分析	166
附录 A (规范性附录) 火电技术改造项目投资估算及成本费用的计算方法	166
附录 B (规范性附录) 增量效益和费用的项目的报表格式	171
附录 C (资料性附录) 应用实例	176
参考资料	179

锅炉技术改造指南

1 范围

本指南规定了火力发电厂锅炉设备改造的技术要求,提供了改造方案和应用实例,适用于 100MW 及以上锅炉设备的技术改造。

2 概况

国产 100~125 MW 机组,大部分投运于 20 世纪 60~70 年代,目前主要作为调峰机组,大部分实现两班制运行,部分机组承担供热任务。但设备陈旧,起停次数较多,承压设备、绝缘、金属疲劳等方面问题较多,环保设施标准低,煤耗较高。

国产 200~250MW 机组,目前仍为电网的主力机组。20 世纪 80 年代以来经过了大规模的完善化改造,基本上实现了安全、稳定运行。但普遍存在煤耗高、可调节性能差、自动化程度较低等问题。

300~362.5MW 机组在今后相当长的一段时间内,仍将是我国电网的主力机组。20 世纪 70~80 年代国产 300MW 亚临界机组 UP 型锅炉,由于存在设计缺陷,虽经过十多年的完善,但仍然存在调峰性能差、可靠性差、经济性差等问题,目前约有 10 余台锅炉已进行了整体改造。

国产引进型 300MW 机组和 600MW 机组,在经济性、可靠性、可调性、环保等方面,比 80 年代投产的国产机组有较大改善,但与设计指标相比仍存在着差距。

2001 年我国火电机组锅炉等效非计划停运(EUO)占机组等效非计划停运(EUO)的比例列于表 1-1。在机组事故中锅炉事故占有较大的比例,其中锅炉本体四管爆漏事故是锅炉事故的首要原因,次之为锅炉辅机事故。因而为进一步提高机组运行的可靠性、经济性、可调节性、自动化水平和满足环保要求,必须对锅炉设备进行改造。

表 1-1 2001 年火电机组锅炉等效非计划停运(EUO)占机组等效非计划停运(EUO)的比例

机组容量(MW)	100	200	300	350	600
平均非计划停运小时/(台·年)	41.11	68.04	49.86	64.56	112.93
占机组事故比例(%)	41.81	43.91	36.75	65.97	48.03
机组非计划停运 前 15 类原因名次	2. 过热器	1. 过热器	1. 水冷壁	1. 过热器	1. 过热器
	3. 水冷壁	3. 水冷壁	2. 过热器	3. 水冷壁	3. 水冷壁
	5. 省煤器	4. 省煤器	3. 再热器	5. 空预器	4. 再热器

续表

机组容量 (MW)	100	200	300	350	600
机组非计划停运 前 15 类原因名次	8. 减温器	5. 再热器	7. 空预器	8. 燃烧室	6. 一次风机
	10. 排粉机	11. 磨煤机	10. 主汽管道	9. 再热汽管道	15. 送风机
	11. 引风机	12. 汽包	11. 引风机	11. 燃烧器	
	15. 空预器	13. 引风机		12. 细粉分离器	
				13. 引风机	

3 锅炉改造的要求

- 3.1 以提高锅炉设备的安全性、可靠性和减少环境污染为改造的重点。
- 3.2 采用成熟的技术，遵循技术上可行、经济上合理的原则，进行充分的技术经济论证。
- 3.3 改造目标要明确，针对存在的问题提出切合实际的改造目标。
- 3.4 全面规划，统筹安排。在锅炉本体改造的同时，要充分注意其他系统（如燃烧系统、制粉系统等）、设备的适应性和改造的一致性，以及与汽轮机容量、热力参数的匹配。
- 3.5 重视改造前后的试验。改造前的试验有助于掌握锅炉现状，提出明确的改造目标；改造后的试验是考核改造的结果，并是锅炉设备的运行依据。

4 过热器、再热器的改造

4.1 过热器、再热器改造目的

- 4.1.1 提高锅炉过热蒸汽或再热蒸汽温度，使其达到设计值。
- 4.1.2 消除左右侧蒸汽温度偏差。
- 4.1.3 消除管壁超温。

4.2 改造技术要点

4.2.1 汽温偏差

对解决过热器、再热器汽温偏差问题的改造，在制定改造方案前，应对烟气侧和蒸汽侧温度、流动阻力、传热等状况进行详细测量和热力计算，列出几个不同的交叉混合流程方案，进行热力和阻力计算，防止改造后热偏差反而增大或出现反向偏差。

4.2.2 调整受热面积

需要调整过热器、再热器受热面积时，必须进行锅炉整体的热力计算。进行过热器、再热器系统的阻力计算时，过热器、再热器系统的阻力应满足汽轮机中压缸入口对蒸汽压力的要求；进行各管材分段的管壁温度计算时，计算壁温应低于管材最高允许使用温度 50℃。锅炉热力计算应充分利用锅炉运行记录和各受热面进、出口工质的实测值，以校验传热系数等的取值，使热力计算更加准确。

4.2.3 异种钢焊接

异种钢焊接接头应在制造车间制作，需要热处理的应按规定进行热处理，施工现场仅

进行同种钢的焊接。

4.2.4 严格检验

改造时对所用管材应按规定进行质量检查,防止使用不合格的管材或错用管材。尤其是使用部分原有管材的,应对所有管子进行蠕胀、无损探伤和壁厚检查,按规定抽查金相组织,合格的可以留用。新制造的蛇形管应进行通球试验、弯制质量检验和1.5倍工作压力的水压试验,制造和安装焊口应进行全部无损探伤检验。

4.3 过热器、再热器改造实例

4.3.1 1025t/h 烟煤锅炉再热蒸汽温度偏差改造

4.3.1.1 山东石横发电厂 300MW 机组改造实例

上海锅炉厂引进美国燃料工程公司(CE公司)技术设计制造的1025t/h亚临界控制循环烟煤锅炉,第一台安装在山东石横发电厂,1987年6月30日投入运行,1989年9月28日末级再热器第55屏管子发生爆破。爆破原因是部分再热器管子长期超温而引起管子塑性变形和氧化腐蚀,使管壁减薄。采取如下3项改进措施之后,自1990年9月运行到现在没有发生同类事故。

(a) 燃烧器顶部二次风、上部二次风,E层燃料风和CD层二次风、6层空气喷嘴反切25°,减少炉膛出口的烟气温度偏差。

(b) 在屏式再热器至末级再热器的连接管中加装节流管段,减少再热蒸汽流量偏差。

(c) 再热器管材采用SA213-T91代替钢研102。

4.3.1.2 嘉兴电厂 300MW 机组改造实例

为了提高同类锅炉运行的安全性、可靠性和经济性,嘉兴电厂一期工程通过调查、研究同类型锅炉在吴泾热电厂、沙角电厂投运后发生的再热器局部超温爆管事例,认为减少再热汽的流量偏差和温度偏差是减少再热器管壁温偏差的主要方法。因此,在设计时进行了较大的改进,在屏式再热器和末级再热器之间增加混合集箱,并用大直径连接管左右交叉,减少末级再热器的焓增量和末级再热器进口的蒸汽温度偏差,使末级再热器受热面的温度偏差减小到允许范围之内。为了确保运行更安全可靠,把容易超温的部分再热器管材采用SA213-T91代替钢研102,增大了设计裕度。在嘉兴电厂1号锅炉上进行了试验,测定再热器系统的改进效果为:

(a) 末级再热器偏差系数为1.15,再热器管的炉外壁温最高值与最低值温差为35.4℃。吴泾热电厂同类型机组分别为1.23和67℃。末级再热器受热面管工作温度不均匀性明显降低,达到了预期的效果,提高了锅炉运行的安全性和可靠性。

(b) 机组功率为304MW时,墙式再热器进口喷水量最大为38.2t/h,喷水量较大。燃烧器投运A、B、C、D层,向下倾斜25.8°,省煤器出口氧量为4%。分隔屏右侧结焦,炉膛出口烟温可能高于设计值,建议进一步调整燃烧,消除结焦,降低省煤器出口氧量,喷水量有可能减小,从而提高锅炉运行的经济性。

4.3.2 1800 t/h 级机组锅炉过热器、再热器热偏差改造

4.3.2.1 平圩电厂 600MW 机组改造实例

(a) 在后屏过热器出口至末级过热器入口加装二级减温器,导管入口的导汽管(交

叉管)上加装了两只喷水减温器,设计喷水量 20t/h。据统计,平均每吨减温水减温 1.8℃,最大减温幅度为 36.2℃。

(b) 二次风喷嘴反切,将 EF、FF 辅助风和二层过燃风喷嘴反切 22°。反切前末级再热器后烟温差约 250℃,反切后烟温差下降到 150℃,右侧烟温很少超过 800℃;反切后主汽温偏差减小,过热器出口温度可以控制在 540℃运行。反切后再热汽温变化不大。

(c) 更换再热器管材。对右侧屏式再热器和末级再热器右数 1~22 排经常超温的管排材质,由钢研 102 及 15CrMo 更换为 TP-304H。改后安全经济状况都有较大改善。

4.3.2.2 北仑港电厂 600MW 机组改造实例

北仑港电厂 600MW 机组也曾对再热器系统进行过改造,在辐射再热器进口联箱和后屏再热器联箱右端之间加装 8 根旁路管,将部分再热器冷段蒸汽引入温度较高的后屏再热器和末级再热器右侧,以减少或消除两侧汽温偏差。但除再热器管壁温度有所改善外,效果并不明显。

5 锅炉循环系统及水冷壁的改造

5.1 改造目的

提高水循环的可靠性。

5.2 水冷壁常见故障

5.2.1 传热恶化

(a) 在自然循环锅炉中,水冷壁的常见故障有循环停滞、循环倒流、汽水分层、下降管带汽等。

(b) 在强制流动锅炉中,蒸发受热面的常见故障有由于汽水的比容不同造成水动力的多值性,使其在蒸发管屏中发生周期性的流量波动,称为脉动。脉动现象有管间脉动、管屏(管带)间脉动和整体(全炉)脉动三种表现形式,以管间脉动居多。

(c) 任何形式的脉动,尤其是管间和管屏间脉动,都会给锅炉造成严重危害。进水量、产汽量和送出蒸汽温度的周期波动,会使热水、蒸发和过热各段的长度不断变动,从而各区段交界处的管壁经常与不同状态的工质接触,管壁金属的温度进行周期性波动,必然会使管子发生疲劳破裂。此外出现脉动时,并联各管将会出现较大的热偏差,容易引起管壁金属超温。

5.2.2 其他故障

(a) 膨胀不畅造成应力损坏、腐蚀(工质侧腐蚀、向火侧腐蚀、应力腐蚀)。

(b) 磨损(落渣磨损、煤粒磨损和飞灰磨损)。

(c) 疲劳裂纹(腐蚀疲劳、热疲劳)。

(d) 高温腐蚀。

5.3 蒸发受热面的改造

5.3.1 水冷壁角部结构改造

国产 200MW 机组锅炉四角为直角结构时,四角水冷壁管易产生环形裂纹,导致爆管。可将角部的直角结构改为斜角结构,将角部相邻的两根管向炉内倾斜,并将角部由原来的

钢板连接改为水冷壁管鳍片直接对接。改造后可大大提高角部的冷却能力，消除了原来钢板在高温下脱碳产生晶间裂纹的缺陷。

5.3.2 抽取炉烟、设计滑动面

从炉内抽取高温炉烟作为干燥剂（例如采用风扇磨煤机制粉系统的 200MW 机组锅炉），设计时在水冷壁上固定一厚度为 40mm 的钢板作为滑动面，当水冷壁向下膨胀时，靠该滑动面来吸收抽热炉烟口处的墙孔与固定在锅炉外部钢架上抽炉烟管道之间的相对位移。在高温下，作为滑动面的钢板发生烧损变形，导致膨胀受阻、卡涩，造成该部位水冷壁被拉裂。可将水冷壁弯出形成一个水冷套，将抽炉烟口与炉墙形成一体，并在抽炉烟管的直管段上装设膨胀节来吸收因炉体膨胀或收缩而产生的位移，可消除因膨胀不畅导致水冷壁被拉裂的隐患。类似的情况在燃烧器的膨胀滑动面上也可能发生，但由于燃烧器内侧有耐火材料保护，滑动面的温度较低，只要加强捣打料的维护，及时将变形的滑动面加以修复，即可防止膨胀不畅。

5.3.3 炉膛吹灰器墙孔的改造

5.3.3.1 在水吹灰器的墙孔处，应将套管适当加长，以防止吹灰水直接滴到墙孔处的鳍片上，造成鳍片开裂，最终危及水冷壁管。

5.3.3.2 在螺旋管圈水冷壁的墙孔四周，由于水冷壁和水冷套受热不一致造成的应力，往往将墙孔附近的水冷壁管拉裂。可将四角水冷壁由原来的膜式壁改为整体膜锻水冷壁，并将开口两侧的水冷壁管壁加厚，必要时可将该处水冷壁改为板式水冷壁以防止拉裂。

5.3.3.3 锅炉冷灰斗斜坡水冷壁，一般靠近两侧墙的部位，特别是螺旋管圈锅炉的冷灰斗，磨损最为严重。可在易发生磨损的部位加装半圆形防磨瓦，或在管壁上加焊防磨棒。

5.4 300MW UP 炉的技术改造

5.4.1 国产 300MW UP 炉存在的主要问题

热敏感性强、刚性差，膨胀设计不合理是该种炉型水冷壁的两大问题。以水冷壁漏泄为主的四管漏泄频繁、调峰能力差。

5.4.2 谏壁电厂的改造模式

5.4.2.1 对于双炉膛 UP 炉宜采用谏壁电厂将炉膛部分改为控制循环的改造模式，其重量仅增加约 600 t 左右。

5.4.2.2 采用炉膛出口烟温不变、锅炉出口参数不变，锅炉框架不动，尾部受热面不动，外围辅助系统不动的原则。

5.4.2.3 取消双面曝光水冷壁，增加前屏过热器，其受热面开放设计，以保证过热段吸热量与改造前一致，从而保证在顶棚及以后其他各受热面不动的情况下，维持锅炉原出口参数不变。

5.4.2.4 水循环倍率 2.5，最小质量流速 $1.35 \times 556 \text{ kg}/(\text{s} \cdot \text{m}^2) = 750.6 \text{ kg}/(\text{s} \cdot \text{m}^2)$ [CE 标准 $1.15 \times 556 \text{ kg}/(\text{s} \cdot \text{m}^2) = 639.4 \text{ kg}/(\text{s} \cdot \text{m}^2)$]，水冷壁管出口最大含汽率 66%（CE 标准 75%），光管不产生膜态沸腾的含汽率最小余量 32%（CE 标准 10%），均符合标准要求。并且循环流量较大，足以弥补节流圈的可能偏差，水循环是可靠的。

5.4.2.5 水冷壁管放大到 $\phi 45 \text{ mm}$ ，与原 $\phi 22 \text{ mm}$ 水冷壁管相比，承受应力的能力提高

58%，刚性大大增加。

5.4.3 石洞口二厂改造模式

5.4.3.1 对于单炉膛 300MW UP 炉，宜采用石洞口二厂螺旋管圈水冷壁改造模式。改造包括水冷壁、燃烧器和热控系统三部分。

5.4.3.2 采用了成熟的螺旋管圈水冷壁技术。水冷壁从冷灰斗到 42m 标高改为螺旋管圈水冷壁，每一根水冷壁管都围绕炉膛绕三圈，确保水冷壁热偏差最小。从冷灰斗到 33m 标高管径为 $\phi 38 \times 5\text{mm}$ ，从 33 ~ 42m 标高管径为 $\phi 42 \times 5\text{mm}$ ，中间由过渡段联结，从 42m 到水冷壁出口维持原来的垂直水冷壁管，管径为 $\phi 28 \times 5\text{mm}$ 。

5.4.3.3 仍采用切圆燃烧。为降低 NO_x 排放量，并有较好的稳燃效果，在两个相对集中的一次风之间增加了偏置风，在每个水冷壁上各装两个燃尽风口，A、B 磨煤机的四个三次风口布置在四角燃烧器上方，C、D 磨的四个三次风布置在前后墙上。制粉系统在每个大粉仓下部加装了三个小粉仓，每个小粉仓供一层燃烧器，为小粉仓自动控制加装了黑盒子控制柜和空压电站，一次风系统将 A、B 两侧的一次风管分成三路，每一路对应一个小粉仓。

5.4.3.4 原外置式分离器改为内置式分离器，并将系统由包覆过热器出口改到顶棚过热器出口，原包覆过热器的汽水两相介质变为蒸汽单相介质，从而避免了原二上、二下系统回路中经常发生汽阻现象，有效地防止了包覆过热器过热漏泄的问题。原外置式分离器被利用作为内置式分离器的疏水箱，原外置式分离器的分出阀被作为内置式分离器的疏水隔绝阀。

5.4.3.5 热控系统做了相应的改造。

5.4.3.6 再热器由于投运以来长期达不到额定温度，增加了将近一倍受热面。

5.4.3.7 过热器、再热器出口汽温由 $555^\circ\text{C}/555^\circ\text{C}$ 降低到 $540^\circ\text{C}/540^\circ\text{C}$ 。

5.4.3.8 在改造中，该厂充分利用原有结构钢材的经验值得借鉴。燃烧器墙孔的水冷套结构复杂，加工困难，必须整体供货，如由国内分包供货时，还应加强监造。

5.4.4 姚孟电厂改造模式

5.4.4.1 姚孟发电有限公司 1 号机组是国产第一台 300MW 亚临界压力、中间再热凝汽式汽轮发电机组，于 1971 年制造，1975 年 9 月并网发电。设计通流量 935t/h，主蒸汽和再热蒸汽温度 570°C ，实际运行 545°C 。锅炉为单炉体双炉膛 II 型布置 UP 型直流炉，直流燃烧器四角切圆燃烧。制粉系统为中间储仓式乏气送粉，配四台钢球磨煤机和离心式排粉机，轴流式吸风机、送风机及容克式空气预热器，1992 年 1 号机组经能源部电力司核定出力为 270MW。

5.4.4.2 锅炉侧先后更换了吸风机、送风机、空气预热器、省煤器及部分水冷壁，使机组在安全运行方面取得了一定的成绩，但仍然存在许多制约机组稳定、经济运行的因素。

5.4.4.3 该厂除了具有其他 300MW UP 炉共性的问题之外，原设计参数高（该厂为 $570^\circ\text{C}/570^\circ\text{C}$ ，谏壁电厂为 $555^\circ\text{C}/555^\circ\text{C}$ ，石洞口电厂为 $540^\circ\text{C}/540^\circ\text{C}$ 。该炉达不到设计参数，是修改铭牌至 270MW 的重要原因），锅炉设计出力小（该厂为 935t/h，其他厂为 1000 t/h 和 1025 t/h），炉膛高度矮（该厂 1 号炉膛顶棚标高 42.69m，炉膛净高 37.39m，同为双

炉膛燃用烟煤的谏壁电厂 7 号炉膛顶棚标高 45.5m, 炉膛净高 40.2 m), 断面尺寸小 (谏壁电厂为 8475mm × 17000mm)。该厂还有燃烧器本身及煤质的原因, 锅炉低负荷稳燃性差, 而高负荷时易发生结焦, 燃烧器不具备调峰能力, 而且 NO_x 排放超标。省煤器管间平均烟速达 9.58 ~ 9.67m/s, 比设计值 8.3m/s 偏高较多, 省煤器磨损, 爆管严重等。

5.4.4.4 由于以上问题给改造增加了不少难度。由于炉膛高度太矮, 荷重增加太多, 不可能改为自然循环炉; 若改为控制循环炉, 将使荷重增加 11610kN, 由于该炉原参数选取过高, 断面选取过小, 混凝土锅炉框架及基础更为单薄, 经核算即使改为控制循环炉也难以加固; 如采用螺旋管圈加垂直管水冷壁, 由于为双炉膛, 燃烧器布置很困难, 而且如保留双面水冷壁后接螺旋管圈, 将造成水冷壁入口欠焓太小。如取消双面水冷壁, 由于其吸热比例占水冷壁吸热量的 20%, 较谏壁电厂高 (谏壁电厂取消双面水冷壁后新增 6 块屏式过热器); 若取消双面水冷壁, 需新增加 8 块前屏水冷壁, 而且因已有前屏, 只能再往前布置在烟气冲刷的死角处。一是吸热可能偏少, 二是此种屏式水冷壁在国内尚属首次, 入口含汽率已相当高, 无法保证分配的均匀性。而且由于是国内招标, 国内厂家尚无螺旋管水冷壁的设计经验, 又无国外的技术支持, 启动系统的自动控制也缺乏经验。经过多方比较论证, 决定采用三井巴布科克能源有限公司以西门子低质量流速正响应特性技术为核心的改进型一次上升 UP 炉。

5.4.4.5 三井巴布科克能源有限公司 (MB) 对姚孟以及中国其他 300MW UP 型直流炉的水动力特性分析结果表明, 高质量流速设计而产生的负流量响应特性, 是该锅炉低负荷运行性能差和水冷壁爆管的主要原因。改造技术要点:

(a) 采用本生锅炉技术设计, 把双面水冷壁和外墙水冷壁并联布置, 并采用较大直径的内螺纹管进行低质量流速设计, 具有自然循环锅炉的自补偿特性, 即呈正向流量响应特性。

(b) 采用新型优质内螺纹管, 具有较高的许用温度, 优良的传热特性, 保证水冷壁不偏离核态沸腾 (DNB), 确保水冷壁的安全运行。

(c) 采用本生锅炉启动系统, 可保持炉膛水冷壁的最低流量 (预期值 20%) 以保护管子, 锅炉停运或启动初期或低负荷运行, 通过旁路再循环泵实现强制循环, 到 “本生负荷” 时, 以纯直流方式运行。给水及炉水循环采用自动控制, 将保证水冷壁流量与锅炉燃烧率相匹配, 可实现快速启动。锅炉采用滑压运行。

(d) 为实现低质量流速设计, 将拆除现有炉膛水冷壁、流量分配阀, 水冷壁、进出口联箱, 联接管道全部更换。基础和锅炉框架不动。由于吸热变化时, 流量有自补偿特性, 所有水冷壁管保持充分的冷却, 以保证从启动至满负荷稳定、可靠地运行, 减低给水泵能耗。

(e) 为使机组的出力恢复至 300MW, 要求锅炉在现有 545℃ 蒸汽温度条件下, 将蒸发量提高至 950t/h, 为此相应对炉膛水冷壁、过热器、再热器和省煤器进行改造。

6 燃烧器的改造

6.1 改造目的

6.1.1 低负荷稳燃。

随着用电结构的变化,电网对火力发电厂调峰的要求更加迫切。电厂调峰关键是锅炉不投油最低稳燃负荷,要求对燃烧器进行改造,使之能适应在低负荷下不投油稳定燃烧。

6.1.2 降低 NO_x 排放。

随着环保要求的逐渐严格,对电厂 NO_x 排放的限制越来越严。目前烟气脱硝投资巨大,采用低 NO_x 燃烧器在许多情况下能够满足环保的要求。

6.1.3 解决炉膛出口烟温偏差。

四角切圆燃烧因气流残余旋转动量的存在,造成炉膛出口左右侧烟温偏差。当采用燃烧调整不能把炉膛出口左右侧烟温偏差控制在允许的范围时,需要采用有消旋能力的燃烧器。

6.1.4 解决炉膛高温腐蚀。

炉膛水冷壁高温腐蚀一般应具备三个条件:水冷壁面附近为还原性气氛、存在 H_2S 气体、水冷壁管壁温达到 450°C 以上。只有三个条件同时存在时,才能发生炉膛高温腐蚀。因此,一般采用燃烧器改造以消除前两个因素,即可避免炉膛高温腐蚀。

6.1.5 解决炉膛结渣。

炉膛结渣除了软化温度 ST 太低外,往往是燃烧器设计不合理,有火焰偏斜、冲刷水冷壁造成结渣,有燃烧器烟气回流过强或着火过早造成燃烧器喷口结渣等。而对于 ST 低的煤往往也可以采用燃烧器改造防止结渣。

6.2 燃烧器改造原则

6.2.1 与煤质匹配。

锅炉的结构(包括燃烧器)与煤质特性密切相关,每一种燃烧器都有其适用的煤质,目前还没有一种形式的锅炉或燃烧器能够使用所有的煤种,锅炉结构必须与煤质相匹配。不仅煤的挥发分、灰分及灰熔点、低位发热量,而且煤的着火温度、燃尽指数、结渣特性等都对煤的燃烧有很大影响。

6.2.2 与燃烧系统匹配。

燃烧器的改造必须与风粉系统的配置、炉膛总体布置等统筹考虑。例如制粉设备的型式(直吹式、中储式),制粉系统的各有关参数(一次风的介质、含粉浓度、制粉细度、风粉分配的均匀性等),风粉系统的可调性,炉膛设计(炉膛构成、热负荷分配以至密封及膨胀系统等)等各方面的配合。

6.2.3 对于四角切圆燃烧器,当燃用低挥发分煤时,一般采用一次风集中布置,以提高燃烧中心的温度,稳定燃烧。对于燃用挥发分较高的煤,一般一、二次风间隔布置。对于易结渣的煤,一般采用小切圆,并采用侧边风防止一次风贴壁。

6.3 浓淡型燃烧器

6.3.1 WR (Wide range tip) 型燃烧器

6.3.1.1 原理

WR 宽调节燃烧器见图 1-1、图 1-2。其早期结构为一次风口分为浓、淡两个可摆动的风口,高负荷时两口并拢,低负荷时上下分开,以达到浓淡燃烧的目的。其特点是采用垂直接入或接近垂直接入的一次风管,引入弯头内不加反射块,与弯头相接的水平一