

# 大型 火力发电机组 故障分析

张磊 柴彤 主编



中国电力出版社  
[www.cepp.com.cn](http://www.cepp.com.cn)

# 大型 火力发电机组 故障分析

张磊 柴彤 主编



中国电力出版社  
www.cepp.com.cn

## ■ 内 容 提 要 ■

本书收集了近二十年来典型的 600MW 火力发电机组的故障实例，对故障原因进行了综合分析，并提出了相应的防范措施。本书共四篇，分别为锅炉设备故障、汽轮机设备故障、电气设备故障、热工及其他设备故障。

本书既可作为电厂运行、检修人员的培训教材，也可供有关专业技术人员参考。

### 图书在版编目 (CIP) 数据

大型火力发电机组故障分析/张磊，柴彤主编. —北京：中国电力出版社，2007

ISBN 978-7-5083-5265-7

I. 大… II. ①张…②柴… III. 火力发电-发电机-机组-故障诊断 IV. TM621.3

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2007) 第 031352 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>)

北京市同江印刷厂印刷

各地新华书店经售

\*

2007 年 7 月第一版 2007 年 7 月北京第一次印刷  
787 毫米×1092 毫米 16 开本 21.75 印张 534 千字  
印数 0001—3000 册 定价 45.00 元

### 敬告读者

本书封面贴有防伪标签，加热后中心图案消失  
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

# 目 录

前言

绪论..... 1

## 第一篇 600MW 锅炉设备故障

第一章 概述.....	5
第二章 燃烧及炉膛故障.....	6
第一节 炉膛灭火及燃烧不稳.....	6
第二节 烟道二次燃烧故障.....	19
第三节 结焦事故.....	21
第四节 锅炉燃烧热损失大.....	29
第五节 NO <sub>x</sub> 排放指标高及燃烧器烧坏.....	40
第三章 受热面的超温及爆管事故.....	45
第一节 省煤器爆管.....	45
第二节 水冷壁爆管.....	49
第三节 过热器、再热器超温及爆管故障.....	56
第四章 回转式空气预热器故障.....	74
第一节 跳闸及电器故障.....	74
第二节 回转式空气预热器漏风、卡住及风道故障.....	78
第五章 辅助设备故障.....	84
第一节 送风机故障.....	84
第二节 引风机故障.....	88
第三节 一次风机故障.....	89
第四节 磨煤机故障.....	90
第五节 给煤机故障.....	99
第六节 一次风管堵塞及煤粉自燃故障.....	105
第七节 暖风机故障、吹灰故障.....	108
第八节 锅炉排渣除灰设备故障.....	110
第六章 给水系统故障.....	118
第一节 水位故障.....	118
第二节 阀门故障.....	120
第七章 燃油系统故障.....	123
第一节 油泵故障.....	123
第二节 油枪故障.....	124

## 第二篇 汽轮机设备故障

第八章 概述	129
第一节 汽轮机动静部分摩擦、振动及大轴弯曲	131
第二节 汽轮机水击	132
第三节 汽轮机叶片损坏与脱落	135
第四节 调节、保安及油系统故障	137
第五节 汽轮发电机轴瓦乌金熔化或损坏	140
第六节 汽轮机真空下降	142
第九章 汽轮机本体故障	145
第一节 汽缸及管阀故障	145
第二节 轴承振动故障	152
第三节 大轴弯曲	160
第四节 转子叶片故障	166
第五节 主油泵联轴器故障	174
第十章 辅助设备故障	175
第一节 凝汽器及凝结水泵故障	175
第二节 循环水泵故障	185
第三节 给水泵故障	186
第四节 高、低压加热器故障	196
第五节 除氧器及管阀故障	202
第十一章 汽轮机油系统故障	204
第一节 保安油系统故障	204
第二节 DEH 油系统故障	204
第三节 润滑油系统故障	207
第四节 氢冷发电机密封油系统故障	211

## 第三篇 电气设备故障

第十二章 概述	217
第十三章 发电机故障	222
第一节 发电机事故概况	222
第二节 发电机故障	223
第三节 发电机常见非电气故障	237
第四节 发电机保护装置及自动装置故障	238
第十四章 电力变压器故障	246
第十五章 线路、断路器及母线引起的故障	254
第十六章 其他设备故障	263
第一节 辅机故障	263
第二节 高、低压厂用系统故障	267

第三节	厂用控制系统故障	269
-----	----------	-----

#### 第四篇 热工及其他设备故障

第十七章	热工故障	277
第一节	概述	277
第二节	测量部分故障	281
第三节	执行机构故障	290
第四节	控制系统故障	300
第五节	其他故障	313
第十八章	其他设备故障	317
第一节	灰水设备故障	317
第二节	化学设备故障	321
第三节	其他设备故障	328
附录	关于 BSOD 经常关闭的原因分析及解决措施	333
参考文献		341

# 绪 论

我国第一台单机容量 600MW 火电机组（元宝山电厂二期工程）投运，标志着我国电力工业开始步入大容量、高参数、高自动化时期。600MW 火力发电机组具有大容量、高参数、低能耗、低污染等优点，现已逐渐成为我国的主力机型。600MW 机组都属于单元制机、电、炉纵向联系的一条完整的生产系统，因此机、电、炉互相联系，互相制约，各环节的操作必须协调一致，互相配合保证安全，才能顺利完成发电机组的启停过程。

国家批准的开工电站项目中，2005 年~2007 年总的开工规模约 18.500~19GW。经初步分析，纳入 3 年开工计划的项目中 600MW 级机组合计容量约占 58%。

我国自 20 世纪 80 年代后期起，从国外进口不同制造厂商的 600MW 汽轮发电机，1994 年，我国首台国产 600MW 汽轮发电机投运。目前，我国 600MW 汽轮发电机主要有引进型、优化设计型、进口型等。

600MW 汽轮发电机的额定电压多为 20~24kV，额定功率因数为 0.9，效率在 98.7% 以上，短路比都不小于 0.5，定子绕组联结方式都为 YY 结构，冷却方式都为水—氢—氢，即定子绕组水内冷、转子绕组氢内冷、定子铁芯氢冷。

现在，我国已有能力自行设计并制造与 600MW 汽轮发电机组配套的 2000t/h 级的超临界二次中间再热的电站锅炉。

600MW 单元机组的机、电、炉形成一个整体，机组的某一辅机发生故障，轻则降出力运行，严重时可导致整个机组的停运，故运行中要求机、炉、电在操作和调整中成为不可分割的整体，要求协调操作。大型单元机组在发生事故时，往往会造成很大的损失，并可能造成设备隐患，影响机组的出力和寿命。机组的事故特点为：

(1) 大型机组结构复杂，发生事故可能造成设备损坏，检修费用高，周期长，即使未造成设备损坏，由于受金属热应力的限制，其启停时间也较长，事故停运后损失巨大。特别是大容量单元机组停运，对电力系统的影响巨大，机组启停费用也较高。

(2) 机组在发生机组损坏事故时，检修难度大，技术要求高，即使经过长时间的检修，有时也难以恢复至原来的状态，从而影响机组正常使用和设备寿命。

(3) 对高参数大容量机组，金属材料在设计时留的裕量极为有限，故运行中对管壁温度、运行参数有更为严格的限制。尽管如此，因参数超限、管壁超温而造成的设备事故仍占很大的比例。

(4) 大容量单元机组纵向联系紧密，机、电、炉任一环节发生故障，都将影响整台机组的运行。另外，随着主机容量的增大，对辅机及辅助设备的要求也增高，不论是辅机还是辅助设备损坏，都可能造成机组降出力运行或停运，因此辅机故障占的比例相当高。

(5) 由于自动装置及保护装置制造质量不良、系统设计不佳和使用不当，均会造成设备的停运，甚至还会造成设备损坏事故。另外单元机组要求机、电、炉，特别是机、炉之间协调操作，如协调不当，也可能造成机组参数超限，甚至造成机组停运或设备损坏事故。

600MW 单元机组是电力系统的主力机组，它的安全稳定运行对电力系统至关重要。当

机组发生故障时，处理原则如下：

(1) 首先应迅速采取措施，尽可能迅速解除对人身和设备安全的直接威胁。单元长应在值长的直接指挥下，带领机组人员迅速按相关规程规定处理事故。值长命令除对人身、设备有直接危害外，均应坚决执行。现场有关领导所发布的命令不得与值长命令相抵触。

(2) 尽量保持厂用电系统的正常运行，特别是公用段和直流系统的正常运行。运行人员应迅速弄清事故地点、现象和性质，处理事故所连锁反应到的设备，限制事故范围，保证非故障设备的正常运行，防止事故进一步扩大；查清事故原因，消除事故根源，迅速恢复厂用电和故障设备运行，紧急停机应保证不失去厂用电。

(3) 发生事故后应立即采取相应措施，迅速恢复机组正常运行，满足负荷的需要，只有在设备已不具备运行条件或继续运行对人身、设备安全有直接危害时，方可停机处理。

(4) 事故处理时应正确判断、迅速果断处理，统一指挥，避免忙中出乱，忙中出错。接到命令后必须执行复诵命令制度，命令执行后应迅速向发令者汇报。

(5) 对于已跳闸的重要电动机，在没有备用或不能迅速启动备用电动机时，为了保证机组的继续运行，在检查电动机无异常后，允许将已跳闸的电动机试投一次，但在失去电压或电压下降时，在 1min 内禁止值班人员手动切断厂用电动机。

(6) 在机组发生故障或事故处理时，运行人员不得擅自离开工作岗位。如果事故发生在交接班时间，应延时交班；未交班前，交班人员继续工作，直到事故处理完毕或告一段落。接班人员应主动协助进行事故处理。

(7) 事故处理过程中，禁止无关人员聚集在集控室或停留在事故发生地。

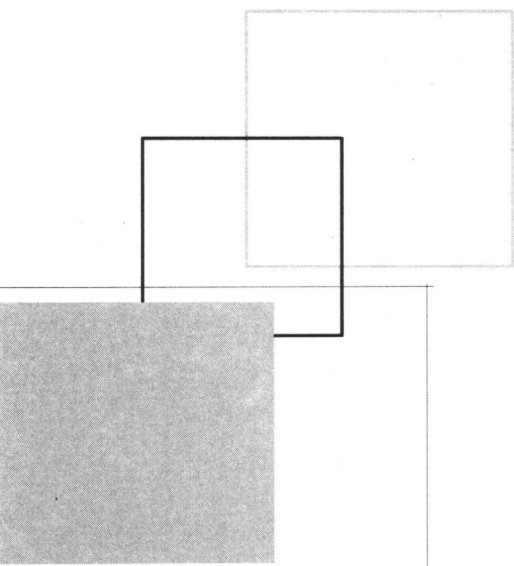
(8) 事故处理完毕，运行人员应实事求是地向上级领导汇报事故的发生及处理情况，并把事故发生的时间、现象及所采取的措施等记录在运行日志中。

(9) 正常运行时，出现报警应在报警菜单及 CRT 画面的操作窗口中及时确认并复归报警，根据报警内容进行相应处理。发生事故时应只确认报警，不能复归报警以有利于事故分析，待事故处理完毕做好记录后再复归。

(10) 运行人员应根据具体情况，主动采取措施，迅速处理，防止事故扩大，下列情况无需等待调度命令，有关人员可自行处理，但事后应尽快汇报调度：

- 1) 对人身和设备安全有威胁时。
- 2) 厂用电全部或部分停电时，恢复送电。
- 3) 电压互感器熔断器熔断或二次开关掉闸时，将可能误动的保护停用。
- 4) 将已损坏的设备隔离。
- 5) 安全自动装置应动未动时手动代替。
- 6) 其他需立即紧急处理的事故。





# 第一篇

## 600MW锅炉设备故障





## 概 述

火力发电厂的事故有相当一部分是由锅炉事故引起的。锅炉发生事故时，一方面会因事故造成减负荷甚至停炉停机，影响发电厂的正常运行，给发电厂带来经济损失。另一方面，锅炉发生重大事故时，还会造成设备损坏或留下事故隐患。因此，运行中应尽量杜绝或减少事故，这就要求运行人员除熟悉设备、系统外，还应熟练掌握机组的运行规律和事故处理原则，一旦发生事故时，首先根据现象判断事故原因，防止扩大事故并消除事故。

锅炉发生事故时，总的处理原则是：①发生事故时，必须采取一切可行的办法，消除事故根源，限制事故发展并迅速解除对人身和设备的威胁；②在保证人身安全和设备不受损坏的前提下，尽可能维持机组的运行，必要时转移部分负荷至其他正常运行的机组；③在处理事故时，运行人员应根据盘面仪表指示和设备的运行状况，综合分析，正确判断，果断处理，以防扩大事故；④对单元机组，处理事故时要统筹兼顾，不可顾此失彼。

电站锅炉的常见事故主要有汽包水位事故、受热面爆管事故、锅炉燃烧事故、辅机事故和制粉系统事故等。

“安全第一、预防为主”，安全工作的重点在于预防。发生了事故，分析原因、责任，目的还是为了预防。

目前，国内发电厂采取并行进行安全统计与可靠性统计的做法。安全统计的特点着重于每一事件的描述，重点是分析事故原因及对策，即针对事故研究对策。设备可靠性统计指标，可以提供一段时间范围内设备健康水平的综合情况，也是对设计、制造与发电厂管理工作的评价。二者相辅相成。

现代电站锅炉普遍配备了事故追忆装置，使安全工作者的分析有了更确切、更客观的依据，但以预防为目的工作内容没有改变。

发电厂是一个技术密集型的工业企业，只有各专业、各部门密切配合，才能达到整体安全、稳定的目的。出了事故同样需要各方面吸取教训，共同努力。安全监察人员从事事故调查可以弥补一个部门及个别人吸取教训的片面性，避免只管抢修不问原因的弊病，使人们重视举一反三进行预防，还有利于规章制度，特别是责任制的落实。而责任制是现代化工业企业劳动管理的基础，淡化事故调查分析、对事故责任不予追究，不是优秀的企业管理。以事实为依据，以相关规程、制度为标准确定是非与责任，调查分析事故从而推动规章制度不断完善，设备整治工作和人员素质的不断提高，最终达到防止事故重复发生是事故调查分析的目的。

# 燃烧及炉膛故障

## 第一节 炉膛灭火及燃烧不稳

### 案例一 某电厂多次灭火故障

#### 一、故障现象

某 600MW 机组电厂 3 号锅炉设计燃用劣质烟煤与无烟煤的混合煤，煤的特性是发热量、挥发分低着火不稳定。该炉已经过改造，从冷态动力场试验各工况来看，一次风均无贴墙现象，一次风出口射流轨迹比改造前远离水冷壁，对炉内结焦有所改善，试验各工况气流在炉内形成强旋转气流，当量直径比改造前小，形成位置适中，无偏斜现象，但先后还是发生多次灭火，炉膛负压波动，保护动作炉内熄火。

#### 二、原因分析

根据锅炉多次灭火的情况来看，锅炉灭火前炉内燃烧都不稳定，灭火时负荷都很高，灭火的发生来得很快，分析原因如下：

(1) 锅炉炉膛内结渣严重时，不断发生掉渣，当大块焦渣掉入捞渣船的水池中时，不但溅起大量的水花，同时产生大量的水蒸气，引起炉内负压波动，当波动超过保护定值时，保护误动作造成锅炉灭火。

(2) 大渣块的不断掉落对捞渣机的伤害较大，造成捞渣机不能持久稳定运行。当捞渣机发生故障停运时，锅炉渣斗的渣门关闭不严，又无水封，漏风严重，大量冷风从炉底进入负压的炉膛，致使火焰中心抬高与偏斜，甚至破坏炉内的动力场，使炉内燃烧性能恶化，两侧温差变大，均匀性变坏，容易发生结渣，掉渣量增多增大，对捞渣机的伤害更加严重，形成恶性循环。与此同时，灼热的大渣块掉入捞渣船的水池中，突然产生大量的水蒸气，引起炉膛负压大量程波动，破坏炉内燃烧稳定。

(3) 煤质差挥发分低着火困难，而且变化大，根据燃煤工业分析，挥发分变化范围为 7%~19%，这种变化容易使炉膛燃烧稳定性发生变化。

(4) 由于受习惯操作方式方法的影响，对新型燃烧器特性掌握不够，对其运行操作还不能适应，风粉比例配合不够恰当，以致对锅炉燃烧造成不利影响。

(5) 下一次风的稳燃型直接点火燃烧器的喷口刚性不足，使用一段时间后发生变形，使稳定回流区发生变化，造成空气动力场不合理，燃烧稳定性下降。

(6) 水冷壁的泄漏也会造成炉内负压波动而灭火。

#### 三、防范措施

(1) 捞渣机对锅炉稳定燃烧十分重要，可起到保证设备状态完好的作用，同时建议在捞渣池的上部适量加装防冲破渣梁，可增加捞渣池的刚性，保护捞渣机刮板，同时起到破渣的

作用。也可以选择更好的捞渣机更新。

(2) 加强煤场管理, 对不同煤种要分堆存放, 锅炉煤斗进煤时尽力做好混煤工作, 拟出混煤措施, 严格执行。

(3) 根据冷态试验结果, 在低负荷运行时采用正宝塔配风为宜; 当高负荷时采用均匀布风。

(4) 下两层一次风由直流式燃烧器改为稳燃型燃烧器后, 阻力有所增加, 根据冷态试验结果, 由于改造的下两层一次风气流刚性弱于未改造的上两层一次风气流刚性, 配风时下两层一次风管的风速不能低于 27m/s, 且与下一次风相配合的给粉机转速不宜超过 450r/min, 中、下一次风使用的给粉机转速不宜超过 470r/min。

(5) 由于锅炉下两层一次风燃烧器的侧二次风的敏感性较强, 建议低负荷时应全关运行。高负荷时开度一般不要超过 50%。必要时可安排两人进行调试, 一人观察, 另一人进行调整, 寻找最佳运行工况。

(6) 由于锅炉燃用劣质烟煤与无烟煤的混合煤, 发热量与挥发分都较低且变化较大, 建议制出的煤粉细度  $R_{90}$  不宜超过 8%。

(7) 锅炉运行一段时间后检查发现下一次风口侧板变形较严重, 说明刚性不足, 应给予加固, 或在适当的时候换新。

## 案例二 低负荷锅炉稳燃性差

### 一、故障现象

某电厂 1 号机组投产后, 最高调度负荷 600MW, 最低调度负荷 360MW。在机组低负荷运行期间, 锅炉稳燃性能较差, 当炉膛内部动力场稍有扰动时, 即会引起燃烧恶化, 曾发生过多起因扰动导致锅炉灭火的事故。该电厂 1 号锅炉低负荷灭火不完全统计见表 2-1。

表 2-1 某电厂 1 号锅炉低负荷灭火不完全统计

1 号锅炉灭火时间	机组负荷	制粉系统运行方式	灭火原因
2004 年 8 月 11 日 12 时 20 分	445MW	磨煤机 B、C、D、 E 运行	磨煤机 B 跳闸, 炉内燃烧工况恶化, 炉膛内看不到火焰, 锅炉手动 MFT
2004 年 8 月 11 日 12 时 25 分	420MW	磨煤机 B、C、D、 E 运行	磨煤机 B 跳闸, 炉膛燃烧急剧恶化, 炉膛火焰监视器显示无火, 锅炉 MFT 保护
2005 年 2 月 29 日 19 时 14 分	425MW	磨煤机 B、C、D、 E 运行	运行中突然火检信号大幅度降低, 火焰监视器无火, 锅炉 MFT 保护
2005 年 2 月 17 日 22 时	454MW	磨煤机 A、B、C、 E、F 运行	进行 1 号锅炉低负荷稳燃试验, 停 1 号炉 F 磨煤机, 锅炉燃烧急剧恶化, 炉膛压力高 MFT、MBT 动作
2005 年 3 月 17 日 2 时 5 分	420MW	磨煤机 B、C、D、 E 运行	磨煤机 B 跳闸, 火焰监视器显示无火, 其他磨煤机火检信号迅速降低, 手动 MFT
2005 年 7 月 6 日 6 时 46 分	380MW	磨煤机 B、C、D、 E 运行	锅炉燃烧不稳, 炉膛燃烧突然恶化, 锅炉 MFT

## 二、原因分析

(1) 锅炉的空气动力场不稳定。由于为防止锅炉严重结渣，2004年5月1号机组小修时将锅炉下炉膛翼墙处卫燃带打掉80%（锅炉卫燃带面积616m<sup>2</sup>）。因此锅炉的抗干扰能力尤其是低负荷时的抗干扰能力变得更是特别脆弱。

(2) 与其他厂家的W型火焰锅炉相比，该厂锅炉炉膛容积热负荷、特别是下部炉膛容积热负荷偏小，炉膛温度偏低对于结焦的倾向性来说是降低了，但从另一个角度来讲，对于锅炉的稳定燃烧非常不利。

## 三、防范措施

(1) 改变制粉系统运行方式。根据制造厂家设计要求，制粉系统对应的负荷为100~110MW，按此要求安排制粉系统的运行方式见表2-2。

表 2-2 机组负荷与制粉系统运行方式的对应关系表

机组负荷 (MW)	制粉系统运行台数	机组负荷 (MW)	制粉系统运行台数
360~420	4	500~550	5 或 6
420~440	4 或 5	550~600	6
440~500	5		

在机组360~420MW负荷范围内，实际运行情况表明，当处于前后墙中间部位的磨煤机B、C、D、E运行时相对比较稳定；而由于磨煤机维修等原因导致中间的磨煤机停运时锅炉燃烧较弱。

因此制定了磨煤机运行规定：正常情况下机组低负荷时维持B、C、D、E 4台磨煤机运行并调整风量、煤量平衡，保持锅炉燃烧稳定；如果运行的磨煤机有抢修工作必须停运，则采取“前三后一”或“后三前一”的运行方式。但从历次锅炉灭火、炉膛动力场抗干扰性差分析，4台磨煤机运行并非最佳运行方式。因此在机组负荷大于360MW最低负荷时，维持5台磨煤机运行，虽然厂用电功率升高，但实践证明锅炉运行明显趋于稳定，抗干扰性增强，当发生磨煤机跳闸等扰动时对燃烧影响减小，并且磨煤机一次风量、给煤量、料位均在正常范围内，渣中含碳量、飞灰可燃物含量降低。

(2) 采用较低的一次风率和一次风速。减少一次风率会使煤粉气流的着火热减少，有利于着火。对于燃用无烟煤的固态排渣煤粉炉，一次风率在20%~25%范围内，一次风速也相应加以控制，通常在20~25m/s范围内。

为减少煤粉气流中局部的一次风率，采用浓淡分离的高浓度煤粉燃烧器，使从燃烧器出口喷射出来的煤粉气流中，有一部分的煤粉浓度较高，此处相应的一次风率便较低，而使此局部地区的煤粉气流所需的着火热大为减少，从而加快此处煤粉的着火。局部地区的着火加快，有助于整个煤粉气流的稳定着火。

(3) 维持炉膛风量、氧量合适。防止风量过低燃烧不充分或风量过大降低炉膛温度使燃烧不稳定。根据锅炉运行实际情况，锅炉总风量远远大于设计值（设计600MW对应680kg/s总风量）。根据总风量及磨煤机运行台数确定各运行燃烧器对应二次风流量，保证稳定燃烧。机组负荷、总风量与炉膛氧量关系见表2-3。

表 2-3 机组负荷、总风量与炉膛氧量关系

机组负荷 (MW)	总风量 (kg/s)	炉膛氧量 (%)	机组负荷 (MW)	总风量 (kg/s)	炉膛氧量 (%)
600	740	3.5	420	630	6.0
550	710	4.5	360	560	6.5~7
500	680	5.5			

(4) 加强磨煤机料位、出口温度、差压、一次风量、给煤量的参数的调整, 保证磨煤机运行正常。经过燃烧优化调整, 锅炉燃烧稳定, 锅炉助燃用油平均由 10~20t/d 降至 0~3t/d, 节省了大量燃油。

(5) 维持 4 台磨煤机运行并调整风量、煤量平衡, 保持锅炉燃烧稳定可炉膛总风量维持在 600~620kg/s 左右, 氧量不低于 7%。运行磨煤机一次风量维持在 16.5~17.5kg/s, 二次风控制挡板风量保持在 52~55kg/s 左右。运行磨煤机出口温度不得低于 155℃, 以提高炉膛温度。如果运行磨煤机有抢修工作必须停运, 则应投入待停运及投运磨煤机对应的油枪运行, 先启动备用磨煤机然后停运对应磨煤机, 缓慢平稳操作, 保持负荷、燃烧稳定。磨煤机 A 停运期间运行人员应及时检查乏气挡板 A2、A3 温度, 如果超限及时联系维护人员处理。低负荷运行期间锅炉水循环较差, 可能汽包水位波动较大, 运行人员应认真监盘调整, 确保汽包水位稳定。严格油枪投运试验定期工作, 确保紧急情况下油枪能顺利投入。如果运行中火检信号低于 80% 应及时投入对应油枪运行。在坚持吹灰的同时加强调整风量 (总风量与炉底风量), 再热蒸汽温度维持在 537℃, 避免再热蒸汽温度度过低或超温。由于 1 号机组长期运行于 360MW 负荷水平, 因此对吹灰补充规定如下:

- 1) 360MW 负荷锅炉燃烧稳定情况下, 各班组应坚持锅炉全面吹灰。
- 2) 吹灰时值长可向中调申请适当增加机组负荷。
- 3) 再热器吹灰前先投运 1~2 只油枪运行, 防止火检信号突降造成磨煤机切单端或跳闸。
- 4) 吹灰时监视炉膛燃烧情况, 如火检信号低于 80% 应及时投油助燃。

### 案例三 因煤质不好造成锅炉熄火

#### 一、故障现象

某电厂 2003 年 2 月 20 日, 一值白班, 接班时 3 号机组负荷 380MW, AGC 投入。13 时 6 分, 给煤机 A 链条断开, 制粉系统 A 停运。15 时 13 分, 给煤机 A 恢复正常。15 时 20 分, 开始吹灰。15 时 50 分, 机组负荷 222MW, 3 号角燃烧开始扰动。15 时 51 分, 炉膛 4 点温度分别为 1377、1330、800.24、1370℃。15 时 52 分, 3 号角恢复至 1173℃。15 时 53 分, 3 号角又下降到 975℃, 值班人员停止程序吹灰。15 时 54 分, 1 号、4 号角温度分别下降为 1098、1149℃; 值班人员立即投入 B 组油枪, 15 时 55 分。锅炉熄火。经检查未发现设备异常, 锅炉重新点火, 机组启动正常。17 时 22 分, 机组并网。

#### 二、原因分析

- (1) 煤质较差, 煤的灰分较高 (收到基挥发分为 8.52%, 收到基灰分为 29.13%, 收到基低位发热量为 21670kJ/kg), 在水平烟道和折焰角处积灰量较大, 吹灰时塌下来。
- (2) 值班人员存在侥幸心理。锅炉燃烧扰动时, 未把握好时机及时投油。

(3) 3号炉吹灰对锅炉扰动大,吹灰时负荷较低(220MW),值班人员吹灰时事故预想不到位,对塌灰的严重性估计不足,耽误了投油时机。

### 三、防范措施

(1) 强化安全意识,每次操作前,应进行危险点分析,做好防范措施。加强事故预想和运行分析,特别是对煤质变化要进行研究,拟定应对方案。3号炉改为单吹,尽量不安排在低负荷时,在吹灰时候要求值班员及时把油枪画面调出,做好投油准备。

(2) 炉膛压力超限保护要可靠投入,炉膛火焰监视器摄像装置完好。当达到保护值而保护拒动时,要立即按下“MFT”按钮,紧急停止锅炉运行。锅炉每次启动前必须进行炉膛负压和“MFT”手动停炉按钮试验,试验不合格禁止启动。火检探头冷却风机运行正常,冷却风压要大于7kPa,各参数符合规定。当炉膛负压表失灵,不能正常监视炉膛压力或进行炉膛压力调节,短时间不能恢复时,应申请停炉。严格点火操作,油枪要对角投入,严禁缺角运行,当某一只油枪停运无法恢复运行时,要将其对角的油枪退出。点火过程中如某一油枪点火不成功,要及时检查关闭其供油门。

锅炉点火前保证至少为满负荷风量的30%通风量对炉膛进行通风吹扫5min。当点火不成功时,必须再次执行炉膛吹扫程序方可再次点火。锅炉点火时油枪要按规定顺序投入,启动第一台磨煤机时,必须相邻层的油枪全部投入,且燃烧稳定,火检信号全部返回。

制粉系统故障如断煤、棚煤或磨煤机满煤时易引起磨煤机供粉不均或断粉,若处理不当可能引起炉膛灭火,如发生上述情况短时间内无法处理时应停止磨煤机的运行。锅炉低负荷运行中尽量投下层主燃烧器,若锅炉负荷过低且又必须投上两层喷嘴时,需投入油枪,以稳定燃烧。当炉内工况稳定,并至少有两台磨煤机在运行,而且每台磨煤机的给煤机转速高于50%时助燃燃料才可以切除。如果降负荷至两层喷嘴运行,给煤机转速又降至50%以下时,则与运行喷嘴相邻的油枪必须投入,以保证着火稳定。停炉过程中,当油枪投入后,应密切注视和检查油枪的着火情况,发现异常应及时消除后方可继续降负荷。

防止磨煤机因失去火检信号跳闸。加强对磨煤机火检信号的监视,当发现有一角信号消失时,要立即进行复归。当发现有两个角火检信号消失时,要先投入对应的油枪,待调整配风或复归信号使火检信号正常后,再撤油枪。磨煤机启动前,要首先检查相应辅助风挡板偏值设置情况。注意对总燃煤量的监视,以便当煤质较差时加强对火检信号的监视。低负荷时,要尽量保持B、C、D3台磨煤机运行,当机组负荷低于300MW而停止磨煤机B时,应先投油助燃,磨煤机停止后再撤油枪,以避免因燃烧不稳造成磨煤机A失去火检信号跳闸。

(3) 锅炉灭火保护装置可靠投入,加强运行维护与管理。因设备缺陷必须退出运行时,应经总工程师批准,并做好相应的安全措施。

(4) 发现锅炉灭火后,要立即检查并切断主燃料供给,对炉膛进行通风吹扫,并尽快就地核查主燃料确被切除,严禁用爆燃法恢复燃烧。

(5) 加强点火油系统的管理,消除泄漏,防止燃油漏入炉膛发生爆燃。坚持每周定期对油枪进行试验,确保油枪动作正确,且燃油速断阀关闭严密。

(6) 防止严重结焦。燃用煤种要与设计煤种一致,当煤种改变时,要进行变煤种燃烧调整试验。运行人员要经常从看火孔监视炉膛结渣情况,一旦发现有严重结渣,应及时处理。吹灰系统要正常投入,吹灰压力和温度在规定值。当发现有吹灰器不能退出炉外时,应立即



联系检修人员处理。加强燃烧调整,投入运行的喷嘴要尽量集中。在锅炉运行中要注意观测火焰监视器、二次风挡板位置显示及炉内火焰情况,定期就地检查各燃烧器、二次风箱风门,发现问题及时处理。

## 案例四 锅炉低负荷稳燃试验失败原因分析

### 一、故障现象

2002年3月17日22时,某电厂机组负荷474MW,磨煤机A、B、C、E、F运行。煤火检信号A2、A3降低至80%,投入油枪A2、A3,该两支火检信号指示为95%左右,其他煤火检信号正常。22时10分,根据1号锅炉低负荷稳燃试验程序投F1~F4油枪,执行磨煤机F停运程序,磨煤机F一次风量由15kg/s逐渐缓慢地降低到8kg/s。22时38分,1号机组负荷405MW,停1号炉磨煤机F,磨煤机F停运后约40s,锅炉燃烧急剧恶化,炉膛压力高MFT、MBT动作,汽轮机跳闸,首出原因“锅炉MFT”,送风机A、引风机B跳闸,电动泵自启动,厂用电自切成功,系统频率降至49.74Hz。

2002年10月11日12时25分,机组负荷420MW,主蒸汽压力14MPa,主蒸汽温度536℃,磨煤机B、C、D、E运行。磨煤机B跳闸,炉膛燃烧急剧恶化,炉膛火焰监视器显示无火,手动MFT,汽轮机、发电机联跳。

2003年5月29日19时10分,机组负荷425MW、汽包压力16.8MPa,监盘发现煤火检信号B2、B4、E1、E3、E2、C1、C3、F1、F3、F2、F4波动,火焰监视器显示炉膛着火正常,立即投油枪E1、E2、E4、C1、C3、F1、B4。19时12分,分离器E2、C2出口挡板关闭,二次风控制挡板关闭,油枪退出。19时16分,锅炉MFT,汽轮机、发电机跳闸,厂用电自动切换正常,汽泵A、B跳闸,一次风机A、B及磨煤机B、C、D、E、F跳闸,电泵自启正常,手启BOP、SOP、顶轴油泵,投屏式过热器至辅汽供汽,停锅炉C供油泵,关闭燃油手动供油门。19时18分,炉膛内仍有余火,手动MBT。系统频率由50.0Hz降至49.68Hz。

### 二、原因分析

(1) 锅炉的空气动力场不稳定。自2002年12月1号机组小修锅炉下炉膛八角处卫燃带几乎全部打掉,锅炉的抗干扰能力,尤其是低负荷时的抗干扰能力变得特别脆弱,这种现象从每天的运行调整中可以得到充分体现。

(2) 与其他厂家的W型火焰锅炉相比,该厂锅炉炉膛容积热负荷、特别是下部炉膛容积热负荷偏小(炉膛容积热负荷A厂155kW/m<sup>3</sup>、B厂148kW/m<sup>3</sup>,该厂125kW/m<sup>3</sup>,下部炉膛容积热负荷A厂210kW/m<sup>3</sup>、B厂200kW/m<sup>3</sup>,该厂171kW/m<sup>3</sup>)。炉膛温度偏低对于结焦的倾向性来说是降低了,但从另一个角度来讲,对于锅炉的稳定燃烧是非常不利的。

(3) 锅炉的运行调整最初没有调试好,再加上煤粉细度无法达到要求,因此运行在手动状态。在这种状态下的燃烧调整全部靠运行人员的运行经验来完成,燃烧调整一直未进行优化,运行人员只能根据平时的经验及一些参数来调整,如总风量、给煤量、氧量、灰中含碳量、渣中含碳量、经常采用的热风注入量等参数调整、判断燃烧的好坏,在手动状态下的各种参数调节量大、相互影响,燃烧调整对运行人员来讲相当困难。

(4) 在磨煤机启动和停运过程中,根据程序进行的启动时磨煤机的最初风量和停磨煤机时的磨煤机的最低风量对于整个炉膛内的燃烧工况是一个不小的扰动,克服这个扰动对于锅