



全国电力职业教育规划教材
职业教育电力技术类专业培训用书

火电厂运行、 检修案例精选

唐复勇 陈晔 袁佩玉 编



中国电力出版社

<http://jc.cepp.com.cn>



中国水电企业协会
CHINA ASSOCIATION OF
WATER AND ELECTRIC POWER
ENTERPRISES

火电厂运行 检修案例精选

中国电力出版社



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS



全国电力职业教育规划教材
职业教育电力技术类专业培训用书

火电厂运行、 检修案例精选

唐复勇 陈晔 袁佩玉 编
门丕勋 主审

中国电力出版社出版
(北京三里河路6号 100044) (http://jc.cepp.com.cn)
中国电力出版社发行
各地新华书店经销

2007年7月第1版 2007年7月第1次印刷
787毫米×1092毫米 16开本 8.75印张 204千字
印数 0001—3000册 定价 18.00元

查 阅 告 白

本封面贴有防伪标签，如被撕毁，即属盗版，请读者注意。
本封面印有印刷质量问题，请读者注意。



中国电力出版社

<http://jc.cepp.com.cn>

内 容 提 要

本书为全国电力职业教育规划教材。

全书分运行和检修两篇，共精选和整理火电厂典型案例 100 例，涉及火电厂机、电、炉等各专业。

本书可作为职业技术学院相关专业教材和火电厂运行、检修技术人员培训教学中的案例教材，也可作为相关工程技术人员参考用书。

图书在版编目 (CIP) 数据

火电厂运行、检修案例精选/唐复勇等编. —北京：中国电力出版社，2007

全国电力职业教育规划教材

ISBN 978-7-5083-5571-9

I. 火... II. 唐... III. ①火电厂—生产设备—运行—职业教育—教材②火电厂—生产设备—检修—职业教育—教材 IV. TM621

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2007) 第 080265 号

中国电力出版社出版、发行

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

汇鑫印务有限公司印刷

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 8.75 印张 204 千字

印数 0001—3000 册 定价 15.00 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

前言

在火电厂岗位培训中，我们试行了案例交流教学环节。通过多年的积累，编者发现，有一些典型的案例对电厂的经济、安全运行和检修有很大的教益。为此，我们精选、整理并编写了本书。本书素材全部来源于电厂热动力设备运行与检修实例，事例真实，希望对电厂运行和检修人员有所启迪，使他们在工作中能触类旁通，对正确、迅速判断和处理事故有所帮助。

全书由江苏电力培训中心唐复勇、陈晔、袁佩玉共同编写。吉林省电力公司培训中心门丕勋高级工程师对本书进行认真审阅并提出宝贵意见，在此表示感谢。

由于编者水平有限，如有疏漏、不当之处，请读者不吝赐教。

编 者

2007年2月

目 录

前言

运 行 篇

1 锅炉重油枪软管漏油引起火警造成机组停运	1
2 锅炉重油枪枪头脱落,引起主汽温、再热汽温突升,机组停运	2
3 某电厂 3 号机多台给煤机卡阻	3
4 空气预热器着火	4
5 某电厂 2 号送风机跳闸,处理不当导致机组解列	5
6 2U 送风强制手动	6
7 一次风机前轴承烧坏	8
8 停单侧一次风机时给煤机断煤紧急停运	9
9 A 侧低温再热器泄漏停炉	9
10 省煤器至水冷壁导管管座爆漏	10
11 水冷壁超温泄漏	11
12 屏式过热器多次爆管	13
13 高温过热器爆管停炉临检	14
14 某电厂 3 号机组高温过热器爆管停机	15
15 某发电厂 1 号炉过热器爆管	16
16 锅炉断水保护误动、机组停运	17
17 错误操作引起给水泵 B 跳脱,炉“分离器入口温度高” 保护动作 MFT (主燃料跳闸)	18
18 某发电厂 2 号机“分离器入口温度高”MFT (主燃料跳闸)	19
19 磨煤机堵煤引起机组超负荷	22
20 磨煤机 A 跳闸引发 MFT (主燃料跳闸)	24
21 机组汽包水位高, MFT (主燃料跳闸) 动作	25
22 某电厂 8 号炉水冷壁爆管及 6 号炉水冷壁管漏	27
23 给水泵异常造成 2 号炉 MFT (主燃料跳闸)	28
24 某电厂 1 号汽轮发电机组烧瓦事故	29
25 某电厂 5 号机冲动过程中 2 号瓦振动大停机事件	30
26 某厂 1 号机大轴弯曲事故	31
27 误操作造成机组被迫停机事故	32
28 某电厂 2 号机组二级旁路母管爆破引起跑油烧瓦停机事故	33
29 某电厂全厂停电及 2 号机烧轴瓦事故	34
30 高压加热器联成阀检修,人员烫伤事故	36

31	某电厂 1 号汽轮发电机组轴系断裂事故	37
32	机组在 600MW 负荷工况下一台汽动给水泵跳闸	38
33	循环水泵切换、蝶阀关闭、真空下跌停机	40
34	循环水泵旋转滤网故障	41
35	某电厂 2 号机凝汽器东端北侧喉部有约 1m 长裂纹引起低真空 保护动作停机	43
36	2 号机阀门松动试验导致 FCB (快速切回即快速减负荷或甩负荷)	44
37	主汽门落座, 引起机组跳闸	45
38	汽轮机高调门油动机法兰漏油、机组停运	46
39	4 号机低油压跳机 (I 级注油器堵塞)	47
40	给水泵小汽轮机润滑油温高	48
41	某电厂 1 号机主油泵轴位移 15~20mm 造成主油泵损坏	50
42	某电厂 3 号机停机和转子惰走轴瓦断油	51
43	汽轮机主油泵故障, 造成机组跳闸停运	53
44	汽轮机断油烧瓦	54
45	某电厂 3 号机组大修后开机, 中速阶段前箱振动突增	55
46	热工控制元件损坏 汽轮机单测主汽门关闭	56
47	测温元件引线绑扎不牢, 堵住润滑油回油孔	57
48	发电机定子线棒短路, 机组停运	58
49	6kV 电源开关避雷器故障引起 3 号机跳闸 4 号机启动中断	59
50	发电机线棒流胶造成机组被迫停运	60
51	6kV 母线失电引起机组跳闸	61
52	某 3 号主变压器乙炔含量超标	62
53	发电机非全相事故	63
54	设备误送电, 险造成人身伤害	65
55	某电厂 2 号发电机励磁调节器故障, 机组停运	66
56	发变组断路器误跳 B 相拒分	67
57	6kV 母线老鼠短路, 机组停运	67
58	凝升泵电动机故障, 开关拒分, 引起 6kV 母线失电, 机组停运	68
59	误操作造成机组跳闸	69
60	1 号机 120V 直流接地	70

检 修 篇

1	低温过热器管爆管原因分析	72
2	机组运行中减温水无流量的原因分析及应急处理方案	73
3	国产 SG1025t/h 燃煤直流炉水冷壁的综合治理	74
4	回转式空气预热器堵灰的原因及预防	76
5	锅炉燃烧器与煤粉管烧红原因分析	78
6	电厂轴流风机常见故障及可靠性分析	79
7	国产 300MW 机组化学水处理盐酸计量泵出力不足原因分析及泵头部分改造	81
8	1 号炉给水系统 3 号门盘根严重泄漏, 造成停炉	82
9	锅炉给水泵故障分析及对策	84

10	10PH 型灰渣泵汽蚀问题	87
11	Y4—73—11NO20D 型引风机叶轮故障分析与改进	89
12	如何控制脱水仓渣水对长江的污染	90
13	电除尘器系统在日常工作中的缺陷及解决方法	91
14	低速筒式球磨机主轴承的检修	92
15	滚动轴承的保养维修问题一二	94
16	热风送粉制粉系统爆炸原因分析	95
17	烟气脱硫活化器内螺旋输灰机的运行及检修工艺	96
18	1 号清水泵检修报告	97
19	发动机冷却液泄漏故障的排查	98
20	球磨机衬板故障分析及处理	99
21	525t/h 塔式锅炉制粉设备的故障分析和改进	101
22	高压加热器水室修复实例	104
23	300MW 汽轮机本体高压缸部分改造	104
24	某厂 14 号机组凝结水升压泵出水调整门泄漏量大的问题	106
25	循环水泵大修中存在缺陷的清除	107
26	高压加热器技术改造提高机组热经济性	108
27	汽轮机通流间隙的测量与调整	110
28	汽轮发电机组振动浅析	111
29	FK5D32 型给水泵振动原因分析及处理	113
30	交流油泵轴封的改进	115
31	循环水冲击对凝汽器的影响及膨胀节变形原因分析和处理	116
32	B25—95/16—1 型背压式汽轮机汽室开裂的处理	118
33	凝汽器的腐蚀与防腐	119
34	改进回热系统 提高给水温度	121
35	600MW 机组高压调节汽阀汽室异声的改进	122
36	汽轮机通流部分积垢后的处理	123
37	某发电厂 34、35 号锅炉给水系统优化	124
38	某电厂 1 号汽轮机乙侧自动主汽门故障处理	126
39	蓄能器测氮充氮时发生误操作, 造成主机停机	127
40	轴承振动的消除	129

1 锅炉重油枪软管漏油引起火警造成机组停运

一、事件经过

某发电厂2号炉（300MW机组，亚临界压力1025t/h再热式直流炉），由于锅炉重油枪软管漏油，引起火警，烧坏热工电缆，FSSS“全炉膛灭火”保护动作，造成机组停运的事故。

当时机组负荷230MW，三台磨煤机、四根重油枪运行，18时2分，班长令启动B组制粉系统，司炉令助手就地检查B组制粉系统，条件满足后启动B组制粉系统，正常后，退出四支重油枪，运行方式为四号磨煤机断油。18时15分，司炉发现B给煤机煤量表晃动，即令助手检查，发现B给煤机煤层较薄，即组织人员对B给煤机落煤管进行敲打，司炉进行燃烧调整。18时20分，B给煤机断煤，煤量表指示到0，司炉即投入CD层重油枪，停用B磨煤机，负荷保持在230MW运行。18时27分，司炉助手检查发现CD层4号角大量漏油，就地无法隔绝，即回集控室用程控撤出4号角重油枪，改投EF层重油枪，在去隔绝4号角重油系统时（18时32分）“全炉膛灭火”保护动作，机组停运。此时发现4号角有明火，即联系消防人员一起扑灭，更换部分电气、热工电缆，机组于次日8时50分并网发电。

二、事故原因

此次事故的原因是由于4号角重油枪金属软管制造质量不良，在运行中发生断裂，造成大量喷油，重油喷到燃烧器上，遇高温后，引起CD层着火，烧坏热工保护CD层火控引线电缆，引起“全炉膛灭火”保护动作，机组停运。

三、暴露的问题

（1）在使用了质量不合格的金属软管后，对电厂安全稳定运行威胁很大。由于大量喷油，在高温的情况下引起着火，烧坏现场小风门执行机构、保护电缆引线及接线端子。类似的事故以前在该厂曾发生过，但检修部门没有引起重视，没有采取有效的防范措施，从而导致了此次事故的发生。

（2）检修部门对有关软管试压管理不规范，现场没有检查记录，责任没有落实到人。

（3）运行值班人员在软管喷油后，发现迟缓，处理时没有及时切断油源，致使火情扩大。

（4）在发生火警后，发现消防器材明显不足，要到1号机、2号机甚至4号机去取。从消防器材箱内取出的灭火器型号与箱子上的标识不一致，泡沫灭火器箱内取出的是1211灭火器。而且还有一部分根本不能用，因而延迟了火灾的扑救时间。

四、经验教训

针对此次事故，汲取了经验教训，采取了以下措施。

（1）严把质量关，不使用不合格的产品，购置产品的渠道要可靠，验收合格后方可入库。

（2）对安装前的金属软管，要进行泵压和外部检查，制定完善的试验标准，建立外观检查卡片。

（3）对运行中的软管要进行定期检查。

（4）坚持轻、重油枪的定期吹扫。

(5) 加强对炉四个燃烧器周围的零星电缆（包括汽轮机轴瓦处的热工引线）的防火措施。

(6) 对炉四个角 CD 层与 AB 层之间、CD 层与 EF 层之间，采用半封闭隔离，将网孔板更换成齿轮板，以防喷油时扩大事故。

(7) 重新更换煤粉管的保温层，以降低燃烧器表面的温度，使油喷到燃烧器上时不至于起火。

(8) 增加了每台炉的消防器材，并对消防设施实行规范化、制度化管理。经过这次整改，全厂的油系统运行状况有了根本性的改善，没有再发生类似的事故。

2 锅炉重油枪枪头脱落，引起主汽温、再热汽温突升， 机 组 停 运

一、事件经过

某厂 1 号炉（国产 300MW 直流炉）一台 B 磨煤机运行，AB 层、CD 层八支重油枪运行。负荷为 40MW，给水流量 300t/h，锅炉渡膨胀结束，准备切除分离器，中间点温度 380℃，主、再热蒸汽汽温 500℃，重油供油压力 3.5MPa。一、二级减温水已投用，高温过热器后烟温约 570℃，两侧炉膛负压正常，两侧氧量 6.5%。此时监盘司炉发现，炉膛负压大幅波动，烟温上升，中间点温度也不断上升，主、再热蒸汽汽温上升较快，分离器压力上升。开大减温水维持主汽温，调节 240 开度和高压旁路，调节维持炉膛负压稳定。此时又发现氧量由刚才的 6.5% 迅速下降至 0.5%；由炉火监视电视上看，炉内火焰发白且窜动较厉害；重油压力由原来的 3.5MPa 下降至 2.5MPa，重油流量大幅上升。司炉助手就地检查重油枪外部无异常，司炉判断为某一油枪内部有问题。一方面令助手就地逐一隔绝油枪，企图隔绝故障油枪，一方面停用 B 磨煤机。此时，主、再热蒸汽汽温已升至 560℃，减温水已开足无调节余地，且仍有上升趋势，值长令手动停机。

二、事故原因

停机后联系检修人员，逐一检查重油枪，发现 CD 层 3 号角油枪头脱落（后来脱落的枪头从炉底捞渣机内捞出）造成重油未经雾化直接喷入炉膛燃烧。由于已启动磨煤机，炉内热负荷较高，因此在监视电视上未能看出是哪一角油枪。油枪枪头脱落后的单支重油枪重油流量可达 20T 以上，如此大的燃料量瞬间燃烧，造成汽温无法控制而引起停机。

(1) 3 号角油枪软管制造质量不良，在运行中与雾化喷头连接处脱落是引起事故的主要原因。

(2) 运行人员处理不及时，未能快速正确处理，导致了事故的发生。

三、暴露问题

使用质量不合格的金属软管对电厂安全稳定运行的威胁极大，从这次事故教训来看，构成的后果十分严重，枪头脱落，大量喷油直接在水冷壁上燃烧，可能会引起大幅度超温，造成爆管。类似事件以前也曾发生过，只不过是漏油而已。虽然软管漏油、滴油的事经常发生，但并未引起检修部门的重视，因而未将防范措施落实到位，最终酿成大的事故。采用的软管、试压管不规范，现场无检查记录，责任没有落实到人。此外，运行人员经验不足，未能及时判断出事故原因，无法作出正确的处理，及时切断故障油枪的油源。

四、经验教训

(1) 坚决不使用不合格产品, 购置设备、产品的渠道要可靠, 验收要严格 (包括进库领用)。

(2) 现场安装前的金属软管, 要坚持泵压和外部检查, 制定完善的试验标准。

(3) 检修及运行部门都要对运行使用中的油枪建立检查制度。

(4) 坚持轻、重油枪的定期吹扫, 重油枪退出运行后, 必须吹扫。

(5) 加强运行人员培训工作, 发生事故能准确地判断事故原因, 并及时准确地进行处理。

这次事故后, 更换了所有的重油枪, 并对油枪软管均进行了泵压试验, 运行方面也完善了油枪的定期检查及定期吹扫制度, 至今未发生以上类似的事故。

3 某电厂3号机多台给煤机卡阻

一、事件经过

某年某月某日, 某电厂3号机负荷230MW, A、B、D、E磨煤机运行。0时45分, 监盘人员发现3D给煤机煤量晃动, 从0时45分到2时25分之间, 3D给煤机先后多次断煤, 及时投油助燃, 解列AGC (自动发电控制), 及有关自动, 并组织人员敲打落煤管后正常。2时25分, 3D给煤机断煤, 运行人员检查发现皮带不转, 先后联系热工、电气、锅炉检修人员处理, 2时55分, 启动3E给煤机。3E给煤机投用后, 也先后多次断煤, 经敲打后正常, 4时整, 锅炉值班人员接到运行通知, 3D给煤机卡阻, 就地检查未发现异常, 短时间试开正常, 未作处理。6时10分, 3E给煤机皮带跑偏, 运行人员检查发现, 3E给煤机皮带撕掉一裙边, 停磨煤机。6时15分, 启动3D磨煤机正常, 稍后即断煤, 给煤机皮带不转。停3D磨煤机, 锅炉检修人员对3E给煤机皮带作一侧裙边去除的临时性处理。7时42分, 3E磨煤机投用后, 又多次断煤, 经敲打后正常, 8时08分, 3E给煤机卡阻, 停磨煤机, 9时30分, 3D给煤机更换皮带后, 正常投用。

从6时10分开始, 由于3D、3E给煤机同时出现故障, 一直到9时30分, 3D给煤机更换皮带后正常投用, 影响全厂调度负荷5万kW。

二、事故原因

由于电煤紧张, 卸运的是天津来煤, 煤中草绳、编织袋等杂物多, 3D、3E煤仓进的原煤太潮湿 (连续阴雨), 且有大煤块, 导致清扫机卡阻后, 不能及时清除皮带下部的积煤, 潮湿的煤块进入皮带内侧, 并带入从动辊后得不到及时清理, 造成堵煤和撕毁皮带。

三、暴露问题

(1) 由于电煤紧张, 燃料采购存在问题, 来煤质量差, 杂物多, 内有草绳、编织袋, 源头未控制住。

(2) 燃料管理存在漏洞, 特别是连续阴雨天, 在干煤棚存煤有限的情况下, 应努力组织, 及时调配, 掺煤协调, 加强输煤制粉系统的风险分析。

(3) 运行值班人员巡检不到位, 未及时发现溢煤及皮带裙边撕裂, 导致漏下的湿煤堆积, 卡阻皮带, 导致皮带撕毁。

(4) 器材科、锅炉车间应保证皮带的质量。

四、经验教训

(1) 电煤紧缺,在煤质得不到保证的情况下,计划处应加强忧患意识,及时组织进煤渠道,加强燃煤的管理工作,尽可能多购优质煤。

(2) 加强燃煤的配煤工作,掌握场地堆煤情况,合理调整堆煤及加仓工作,尽可能使配煤工作合理。避免出现连续大雨天后,露天煤直接加入原煤仓。

(3) 当给煤机这样一类直接影响机组出力的主要辅机有了缺陷,必须组织人员及时处理,尽量不要影响负荷。

(4) 检修人员应加强工作责任心,给煤机试转,在煤闸门关闭完好的情况下,尽量关闭煤闸门后进行较长时间的试转,以便查清问题,即时处理。

(5) 运行人员应保证巡检质量,维护到位,及时发现缺陷,联系检修人员处理。

4 空气预热器着火

一、事件经过

某电厂3号锅炉(2008t/h)在锅炉点火过程中,发生空气预热器着火、烧毁事故。

事故前2号空气预热器曾经检修过,此次点火是第5次点火,当日16时07分,锅炉投油枪四根,油枪有脱火现象;20时整,汽轮机定速,锅炉投十根油枪运行,运行参数正常,21时整,副值发现1号空气预热器烟温高,经CRT(显示器)画面检查确认,空气预热器出口烟温达230.25℃(设计为140℃),入口烟温为260℃,二次风出口风温由250℃降到29.75℃。巡操员发现1号空气预热器转子停转,按正常操作紧急停炉,手动MFT。21时20分,为查明空气预热器转子停转原因,在17m处打开人孔门进行了检查,发现盘车齿轮不转是由于减速机主轴四个螺栓折断所致。次日0时5分,巡操员检查发现1号空气预热器烟气侧人孔门冒烟,空气预热器着火,由于水冲洗装置不完善而未能投入,在消防人员的协助下,启动消防水系统,约经7h后将火扑灭,直接导致内部波形板等部件烧坏,造成较大的经济损失。

二、事故原因

这次事故原因是因为1号空气预热器突然停转,导致排烟温度急剧升高所致。而停转又是因为空气预热器减速机主轴四只螺丝错用材料而被剪断。另外,锅炉启动前未按要求清洗空气预热器内残留油垢,使空气预热器内存有油垢。空气预热器挡板不严,打开人孔门时,漏入空气,从而导致了1号空气预热器着火。另外该厂3号炉、2号空气预热器也发生过内存有油垢、风烟挡板不严、漏入空气、在停炉过程中,造成空预器温度升高、着火、烧毁的事故。

三、经验教训

为防止锅炉尾部再次燃烧事故发生,应采取的主要措施是防止可燃物的沉积和着火初期进行正确处理。

1. 防止可燃物的沉积

(1) 锅炉炉膛燃烧工况不良,使未燃尽的可燃物带入锅炉尾部烟道,可能产生沉积。因此,运行中应按燃料的性质调整燃烧,调整好炉内燃烧工况,以防止未完全燃烧产物的形成。特别要注意,在低负荷运行及锅炉启、停时,因炉膛温度较低,燃烧工况不易稳定,燃

料不易燃尽,加之烟气流速低,过剩氧量多,容易出现可燃物沉积和再次燃烧。

(2) 在锅炉启动及低负荷运行中采用煤油混烧或燃烧油时,尤其应注意油的完全燃烧,未燃烧尽的油进入锅炉尾部烟道时,油与未燃尽的碳极易在受热面上沉积,从而引起再次燃烧,此时,应加强燃烧调整和锅炉尾部烟温的监视。由于油燃烧器的雾化质量至关重要,因此对轻、重油枪要全面检查一遍,对存在漏油、雾化不良、堵塞的喷嘴进行清理或者更换。

(3) 应按规程规定进行定期吹灰,以减少可燃物的沉积。

(4) 检修人员在安装主要部件时,不能错用材料或使用伪劣产品,以免遭受经济损失。

2. 要确保着火初期正确处理

空气预热器一旦着火要立即采取措施,必须保证消防系统及设备处于正常备用状态,空气预热器空气侧和烟气侧挡板动作可靠,关闭严密,连锁正常,盘车装置正常可靠。另外对于回转式空气预热器在空气及烟气侧装设的消防水喷淋面积应覆盖整个受热面。

5 某电厂2号送风机跳闸,处理不当导致机组解列

一、事件经过

某厂采用的是SG1025/16.7—M312A(SG1025/16.7—M318)型锅炉,为亚临界压力、再热式直流炉,单炉膛露天布置,一次上升、三次中间混合、四角切圆、煤粉燃烧、固态排渣、平衡通风。

送风机型号为FAF—21.1—13.3—1型,A、B两侧各一台,最大风量为 $452497\text{m}^3/\text{h}$,最大风压 4.354kPa ,允许介质温度 20°C (最高 38°C),动叶调节,风机效率(运行点) $\geq 86\%$ 。电动机型号Y50FW—800—6型,电动机功率 800kW ,额定电压 6kV ,额定电流 89.9A ,电动机转速 $994\text{r}/\text{min}$ 。

每台送风机配两台风机油泵(齿轮泵),额定出力 $25\text{L}/\text{min}$,额定出口压力 3.5MPa ,额定转速 $1450\text{r}/\text{min}$,每台送风机配两台电动机,油泵额定出力 $6\text{L}/\text{min}$,额定出口压力 0.4MPa ,额定转速 $1400\text{r}/\text{min}$ 。

事件发生前状态:某日,1号机带固定负荷 300MW ,四台磨煤机运行,油系统正常,A、B给水泵运行,电动给水泵热备用,主蒸汽压力 16.7MPa ,主蒸汽温度 535°C ,机炉协调投入,运行正常。

当日20时26分,1号炉2号送风机突然跳闸,炉膛负压低一、二值信号同时发出,锅炉灭火保护动作熄火,迅速减负荷。切换厂用电时发现不同期,未倒换,20时33分,发电机逆功率保护动作,机组解列。对2号送风机进行全面检查未发现异常,启动运行正常,机组于21时22分与系统并列。

二、事故原因

(1) 2号送风机跳闸原因不明,正在进一步调查中。

(2) 锅炉运行人员监盘思想不集中,事故处理程序不熟练,各岗位之间协调能力差是导致锅炉灭火的原因。

(3) 电气运行人员对厂用电系统不熟悉,操作不及时,是导致机组与系统解列的主要原因。

三、经验教训

(1) 尽快查出 2 号送风机跳闸原因并做相应整改, 防止再发生送风机误跳事故, 同时对其他重要辅机保护也进行必要检查。

(2) 针对一些常见事故定期进行一些反事故演习, 在值班中要求职工根据设备具体运行情况进行一些事故预想。

(3) 严格贯彻《运行规程》, 以防止各类事件的发生。

(4) 加强设备管理工作, 结合推行“点检定修制”, 强化、细化对设备的管理, 把设备管理由以“修”为主向以“防”为主转变。加强检修管理, 严格执行大、小修后各种设备保护的试验制度, 确保各种设备保护的可靠性。

(5) 加强技术监督工作, 利用技术监督手段诊断和分析设备存在的重大隐患, 防止设备重大事故。

(6) 加大缺陷管理和无渗漏工作的力度。

(7) 强化运行管理, 加强对运行人员的培训, 提高运行人员对设备、系统的异常分析、调整、操作和事故处理的能力。

6 2U 送风强制手动

一、事件经过

某日 16 时 06 分, 2 号机组负荷 600MW, 磨煤机 A、B、C、E、F 运行, 突然送风控制强制手动, FM(燃料主控)切至手动控制, 查 XS1 画面送风机 2A 风量变送器故障报警, 复置后投送风控制自动。16 时 09 分, 投协调、AGC, 恢复正常。

送风机 2A 变送器故障是由于送风机 2A 风量超过变送器量程 257kg/s 引起, 此时送风机 2A 实际风量达 260kg/s, 而送风机 2B 风量仅为 112kg/s, 总风量由 552kg/s 降至 512kg/s。查送风机 2A/2B 的各三个风量变送器数据均同步变化, 同时氧量由 2.9%降至 2.2%, 风量显示应是准确的。

故障前后其他参数分别为送风机 2A、2B 动叶开度从 55%升至 64%; 送风机 2A 电流从 96A 升至 109A, 送风机 2B 电流从 96A 降至 71A; 送风机 2A 出口压力从 2.9kPa 降至 2.0kPa, 送风机 2B 出口风压从 2.4kPa 降至 1.3kPa。送风机振动无变化, 大气进风温度为 27.7/28.6℃。

现场检查送风机 2A、2B 进口滤网干净, 所有小风门开度正常, 风烟系统无明显故障。

通过查阅曲线发现 15 时 16 分和 15 时 45 分也发生过两次类似情况, 负荷均为 600MW。15 时 16 分也强制手动一次, 值班员复置故障变送器后填写了“送风机 2A 风量变送器故障”缺陷单。

送风机 2A、2B 出口压力偏差较大, 请值班热工校验压力变送器, 校验结果为送风机 2A 出口压力原偏大 0.5kPa, 现两侧已基本一致。

二、事故原因

(1) 根据以上参数变化判断为满负荷运行时, 两台并列的送风机发生约两分钟抢风, 送风机 2B 瞬时失速。

(2) 送风机 2B 动叶开度反馈有异常(见图 1)。

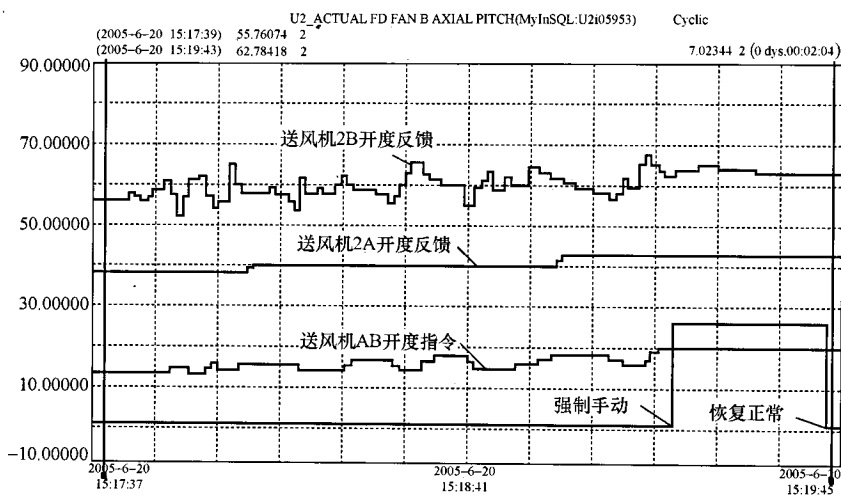


图1 送风机2B动叶开度反馈异动图

从上图看,送风强制手动前送风机2B动叶开度反馈有一定异动,在满负荷运行状态下易引起并列风机抢风。原因可能是开度控制受到某种干扰,或者控制系统本身有故障,请热工人员检查。由于第三次故障后未再发生类似情况,故前者的可能性较大。

三、经验教训

由于本次送风强制手动原因不明,运行人员应做到:

(1) 必须认真监盘,2U机组值班员经常翻看“BA2、BA2C1、BA2S1”画面,注意送风机动叶开度、风量、风压与电流变化情况,尤其是在满负荷和负荷变动过程中,要加强监视和检查;

(2) 巡视操作员要认真检查送风机、动叶油站及风门挡板的情况,遇到异常,及时汇报处理;

(3) 运行中发现送风机动叶开度与电流不一致或送风机动叶开度晃动时,应按以下思路进行处理。①首先应正确判断发生故障的送风机,一般送风机动叶开度与电流不一致者、或发生晃动者为故障风机,注意到就地检查核对;②将故障送风机切手动控制;③如果故障送风机动叶已开足或关死,应注意及时调节以避免送风机过负荷跳闸;④如果机组当时带满负荷或负荷较高,应适当减负荷运行;⑤通知检修人员将故障送风机动叶执行机构固定在某一开度焊死,然后进行处理;⑥在固定故障送风机动叶执行机构位置时,注意使另一台送风机有一定的调节范围,注意送风机动叶执行机构动作幅度不应太大。

(4) 若2U送风突然强制手动,则注意及时调出XS1画面,尽快复位故障变送器,注意机组方式及时切换,炉膛负压保持正常。

7 一次风机前轴承烧坏

一、事件经过

某厂2号炉（SG1025/16.7—M312A型亚临界压力、再热式直流炉），由于2B一次风机前轴承油位低，引起一次风机前轴承烧坏，致使机组停运。

事故前，机组AGC投运，采用CCS（协调控制系统）协调控制方式，B、C、D、E磨煤机运行，燃料控制投自动，机组负荷240MW。

23时30分，AGC负荷指令由220MW上升至250MW，后又降至240MW运行。2B一次风机前轴承温度由40.7℃略上升至42.1℃，0时05分，2B一次风机轴承温度大于75℃，报警，运行人员迅速将CRT画面切至一次风机油温画面，发现一次风机前轴承油温达到130℃。同时联系0m值班工快速到就地进行检查，发现2B一次风机电动机前轴承有大量油烟冒出，风机振动明显增大，油位计油位下降至较低油位（低于油位计1/3）。解除AGC，立即停用2B一次风机，投入重油枪八支，停用D、E磨煤机，汽轮机开启电泵，将有功负荷降至150MW，机组单侧风机稳定运行，联系检修人员处理，后经省局调度同意，2时40分机组与系统解列，停运。

二、事故原因

导致此次事故的原因，主要是由于2B一次风机前轴承油位低，缺油引起轴承烧坏。

运行人员监盘不仔细，一次风机轴承温度从40.7℃上升至42.1℃时，没有引起足够的注意，没有联系0m值班工到就地进行检查，对造成油温上升的原因没有及时进行分析，对有可能带来的后果估计不足，没有做好必要的防范措施。同时，此时正值交接班，一次风机轴承温度升高没有对接班人员交待清楚，接班人员检查不仔细，风机轴承油位计油位下降，没有及时发现。

风机轴承油位计标识线标识不清，运行人员按照发电部的要求，将风机轴承油位控制在油位计的1/3~2/3之间，由于在较高油位时，风机轴承渗油，按照防渗油措施的要求，将2B一次风机轴承油位长期控制在较低的允许油位线上运行。当夜，强冷空气的影响，气温急剧下降，油位下降，轴承温度缓慢上升，引起油烟冒出，加剧了油位下降，轴承温度迅速上升。由于风机轴承温度大于85℃，跳风机保护设备没有投入，致使轴承缺油烧坏，使事故扩大。

三、经验教训

从此次事故中应接受如下几点教训。

- (1) 一次风机轴承温度大于85℃跳风机保护应投入，确保主要辅助设备不损坏。
- (2) 交接班时要认真，仔细检查，对发生的异常情况要交待清楚。
- (3) 运行人员要提高自己的业务能力，加强运行分析，对发生的异常情况要做好事故预想，做好防范措施。
- (4) 设备管理存在不足，轴承油位线标识不清，应对风机轴承油位范围设立清晰的定标线。
- (5) 值班人员要加强对设备的巡视，特别在气温骤变及巡检中，应将设备的油位列为检查重点，不能等到最低油位线时再加油，以保证运行的可靠性。

8 停单侧一次风机时给煤机断煤紧急停运

一、事件经过

某厂1号炉（SG1025/16.7—M312A型），配有五台直吹式MPS—190型中速磨煤机，两台离心式一次风机，两台三分仓容克式空气预热器，由于单侧一次风机停用临时检修，造成一次风量不足，而使磨煤机堵煤，同时，由于其余给煤机突然断煤造成紧急停炉事故。

当时，机组带负荷280MW正常运行，A、B、C、E磨煤机运行，D磨煤机备用，重油循环至炉前正常，重油枪在遥控位置，光字牌A一次风机轴承温度275℃，报警，CRT显示A一次风机轴承温度逐渐升高，零米就地检查风机轴承温度高，决定停用A一次风机，检查后，汇报值长连续投用八支重油枪。同时依次停用E磨煤机、C磨煤机，降负荷至180MW，此时风压、风量均正常，燃烧稳定。逐渐开足B一次风机静叶，并闭A一次风机静叶，关闭A一次风机进出口挡板，停用A一次风机。发现A、B磨煤机一次风压急降至4.5kPa，风量降至3000Nm³/h，磨煤机电流上升，出口温度下降，主、再热汽温下降。判断为堵煤，紧急停用A磨煤机、B磨煤机，风压升至5.6kPa左右，风量上升至4800Nm³/h，正常，负荷减至110MW左右，B给煤机突然断煤，紧急停炉。

二、事故原因

此次事故首要原因是A一次风机轴承温度高，其次是停用单侧一次风机后，一次风量不足以维持两台磨煤机正常运行，而B给煤机断煤是偶然因素，如果一次风量能维持两台磨煤机运行，则此次事故完全有可能避免，而造成一次风量不足的原因有二：一是该厂采用的三分仓容克式空预器的热一次风漏风系数相当大，达到49%左右，而单台一次风机的余量又小，造成单侧一次风机停用后，一次风量不足以维持两台磨煤机运行。二是在一次风系统中，A、B侧的冷一次风管中间有联络管，运行中无法隔断，从而造成一次风量不足。

三、经验教训

通过这次事件，我们认识到首先应对预热器进行技术改造，改造空气预热器的密封，使漏风系数减至最小。其次在冷一次风联络管两头A、B侧各加装了一只电动门。在运行中，可根据事故情况决定停用哪台一次风机而关闭对应一侧的冷风门，使一次风压得以维持，从而保证一台一次风机可维持两台磨煤机正常运行。

9 A侧低温再热器泄漏停炉

一、事件经过

1号炉SG1025/16.7—M312A（SG1025/16.7—M318）型锅炉为亚临界压力再热式直流炉、单炉膛露天布置、一次上升、三次中间混合、四角切圆、煤粉燃烧、固态排渣、平衡通风。在燃烧室上部布置4片“W”型分隔屏过热器和18片后屏过热器，分隔屏过热器的两只集汽箱与锅炉侧水冷壁呈平行布置。折焰角上方烟道内布置有高温过热器，水平烟道内布置了高温再热器，炉顶、水平烟道及转向室上部布置有顶棚过热器。尾部烟井由隔墙包覆管将其分成面积相等的两个平等烟道，顺烟气流向：炉前侧布置了低温再热器、省煤器；炉后侧布置了低温过热器、省煤器；三者均由省煤器出口悬吊管进行悬吊。省煤器以上烟道的