

1000 MW 超超临界机组塔式锅炉启动调试

朱广忠

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:文中介绍了某发电公司七期扩建工程 1000 MW 机组建设中的工程管理、超超临界塔式锅炉启动调试,针对启动调试阶段锅炉遇到典型故障进行分析,提出解决办法,供同类机组的安装、调试及运行人员借鉴。

关键词:超超临界;塔式炉;工程管理;启动调试;典型故障

中图分类号:TK22

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0001-03

自 2006 年国内首台 1 000 MW 超超临界汽轮发电机组顺利投产以来,大容量高参数燃煤发电机组以其高效率、低排放及高度自动化的显著优势在国内得到较为迅速的推广。根据国家的能源政策和企业的区位优势,结合江苏省和地方经济发展对能源需求的增长,该公司拆除原有高能耗的七台中温中压小机组和 2×220 MW 机组,利用场地资源及公用设施,“上大压小”扩建二台超超临界 1000 MW 机组。

1 工程概况

1.1 工程基本情况

该公司“上大压小”七期扩建工程位于连云港市海州区。首台 1000 MW 超超临界机组 1 号机组于 2010 年 9 月 28 日主厂房浇第一罐砼,2011 年 1 月 27 日开始锅炉钢架吊装,进入安装阶段,2012 年 11 月 21 日完成 168 小时满负荷试运行考核。该台机组试运结束后连续运行 165 天,创下同类型百万机组连续运行记录,取得了较好的经济效益。目前,2 号机组工程正在安装建设中。

1.2 1 号机组参建主要单位

二台超超临界 1000 MW 机组由江苏省电力设计院设计;主体工程的主厂房、土建及 1 号机组安装由江苏电建一公司承建;2 号机组安装、BOP 土建及安装由上海电力建设有限责任公司承建;工程监理单位为江苏兴源电力建设监理有限公司;调试单位为江苏方天电力技术工程有限公司。

1.3 主要设备

锅炉采用上海锅炉厂有限责任公司生产的超超临界变压运行燃煤直流炉、一次再热、平衡通风、露天布置、全悬吊钢结构锅炉,型号为 SG-3049/28.25-M548。脱硝装置由上海电气石川岛电站环保工程有限公司配套供货,空预器采用常规

锅炉出口烟道下方布置方式^[1]。

汽轮机为上海汽轮机有限公司生产的超超临界、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、凝汽式汽轮机,型号为 N1030-27/600/600。

发电机为上海汽轮发电机有限公司设计制造的水氢氢冷却、静态励磁汽轮发电机,型号为 THDF125/67;电厂出线为 500 千伏电压等级。

机、炉、电集中控制采用艾默生过程控制有限公司提供的 OVATION 控制系统。

2 工程管理

2.1 1 号机组工程建设主要节点

1 号机组工程建设主要节点如表 1 所示。

表 1 1 号机组工程建设主要节点

序号	节点	完成时间
1	主体工程开工	2011.1.28
2	烟囱外筒到顶	2011.04.27
3	锅炉大板梁吊装结束	2011.06.8
4	锅炉受热面吊装开始	2011.06.28
5	1号机主厂房封闭	2011.10.30
6	DCS 复原试验完	2012.03.05
7	厂用电受电	2012.04.9
8	锅炉整体水压试验	2012.04.17
9	烟筒内筒完工	2012.05.16
10	动力场试验完成	2012.08.03
11	锅炉化学清洗完	2012.8.16
12	锅炉点火冲管完	2012.9.10
13	1 号机组召开启委会	2012.10.16
14	汽机首次冲转	2012.10.19
15	1号机组整组启动	2012.10.29
16	发电机首次并网	2012.10.30
17	机组首次满负荷运行	2012.11.4
18	锅炉安全门校验	2012.11.5
19	开始 168 小时满负荷试运	2012.11.14
20	168 小时满负荷试运结束	2012.11.21
21	通过机组并网安全性评价	2013.1.10
22	通过机组整启后质量监督检查	2013.1.13

2.2 工程管理要求

为保证机组投产后高效、安全、稳定运行,在项目初始阶段,该公司确立实现高标准达标投产、确保行业优质工程、争创国优金奖的质量目标。在做好常规工程管理的同时,创新管理思路,注重源头把关,强化过程控制。围绕设计、设备、施工、监督、验收等各环节,建立了全方位、多层次的质量管理组织、网络,编制了详细的各种管理制度,做到了质量管理责任明确、落实到人、环环相扣。

(1) 注重源头控制,发挥设计监理作用。要求设计监理共同参与评审初步设计文件,并提出评审意见,使得原设计中存在的一些问题和不足得到纠正,从源头上保证了工程质量。

(2) 注重监造和验收,保证设备质量。选派经验丰富的技术骨干,严格按照技术协议要求,进行主、辅机驻厂监造。成立设备材料技术检验组和到货验收专业组,制定了完善的验收制度,共同参与设备开箱验收,实行谁验收、谁负责的制度,保证产品质量。

(3) 注重吸取国内百万机组经验教训。派出骨干去同类型电厂百万机组现场调研,吸取建设、运行经验教训。针对本工程特点,调研整理出《已投产1000 MW 机组曾发生问题及公司百万机组采取的防范措施》,对收集到的 44 条问题逐条制定防范措施并予以落实和消除。

(4) 重视施工工艺。加强受热面施工管理,部分重要受热面安装焊口的射线探伤比例由 50% 提高到 100%。加强材质管理,安装前对所有的合金钢管子进行光谱检查并标识牌号,安装后对所有的合金钢管子再进行光谱复核。推行“洁净化施工”,对炉内受热面、炉外连接、集箱、四大管道以及阀门进行洁净化检查,制作和应用“洁净化施工工艺卡”等有效形式,扎实开展洁净化施工。

3 整体试运

3.1 1 号机组调试进度

1 号机组整套启动调试期间,调试各方认真贯彻执行相关调试规定,加强现场质量管理,有效保证了机组启动调试的质量。机组调试工作从 DCS 受电开始至 168 试运结束,历时共 7 个多月,由于部分设备到货延迟影响了安装进度,从全面分部试转开始至 168 试运结束实际不足 5 个月。调试周期较同类型超超临界机组调试周期大幅降低,168 h 试运一次通过,实现高质量、高标准投入商业运行。

3.2 1 号机组调试管理要求

为保证 1 号机组调试质量,确保机组安全、稳定

运行,该公司发电部结合相关文件,制定现场调试管理办法,紧密配合调试单位,现场及监盘操作运行人员跟踪参与,提前熟悉系统、操作,做到超前计划、有序管理。

严控调试期间各类事故的发生,做到责任到人。事故发生后,采取科学严谨的态度,及时召开分析会,对故障的原因进行分析,举一反三,采取积极的措施,防止故障的重复出现,把事故教训变成宝贵的经验。

实施百万机组劳动竞赛办法,充分发挥运行人员积极性。鼓励大家针对现场问题提出合理建议,激励大家熟悉系统、规范操作。

3.3 1 号机组 168 h 试运主要指标

1 号机组 168 h 试运主要指标如表 2 所示。

表 2 1 号机组 168 小时试运主要指标

项目		数值	项目		数值
运行小时 /h		168	发电量 /(kW·h)		15265.91 万
供电量 /(kW·h)		14502.83 万	厂用电 /(kW·h)		678.645 万
发电煤耗	实际 / [g·(kW·h) ⁻¹]	272.3	供电煤耗	实际 / [g·(kW·h) ⁻¹]	284.8
	设计 / [g·(kW·h) ⁻¹]	272.5		设计 / [g·(kW·h) ⁻¹]	285.3
厂用电率	实际 /%	4.51	热控投入率	自动 /%	100
	设计 /%	4.52		保护 /%	100
燃油量	实际 /t	0.2	仪表 /%	仪表 /%	100
	设计 /t	/	燃煤量	实际 /t	59142
耗水量	实际 /t	7000		设计 /t	/
	设计 /t	/		设计 /t	/

4 超超临界塔式炉主要调试情况

4.1 水压试验

锅炉本体(包括省煤器系统、水冷壁、过热器系统及启动旁路系统)按 1.25 倍过热器出口设计压力进行水压试验。锅炉本体水压试验压力为 37.61 MPa。再热器按 1.5 倍再热器设计压力,即 11.52 MPa。

2012 年 8 月 2 日开始锅炉水压试验准备工作,3 日完成锅炉水压试验,水压试验期间,停止上水后,5 min 内过热器下降压力为 0.15 MPa,再热器下降压力为 0.08 MPa,均符合规范要求^[2]。

4.2 化学清洗

锅炉安装完成后,在投运前必须经过化学清洗,以除去锅炉设备加工过程中形成的高温氧化物和存

放、运输、安装过程中所产生的腐蚀产物、焊渣和泥沙污染物等。通过化学清洗保证热力设备内表面清洁,使锅炉启动时获得良好的水汽品质,确保机组顺利启动和安全运行。

1号锅炉化学清洗的范围:从未级高加到省煤器间的给水管;省煤器回路;螺旋水冷壁到中间过渡集箱;中间过渡集箱到垂直水冷壁;垂直水冷壁到启动分离器;启动分离器到扩容器;过热器及再热器未列入清洗范围。

化学清洗方式采用循环式清洗,管内介质流速控制在 $0.2\sim 0.5\text{ m/s}$,清洗介质采用柠檬酸溶液。8月16日完成锅炉化学清洗,清洗质量达到优良水平。

4.3 蒸汽冲管

锅炉蒸汽吹管一般分为稳压吹管和降压吹管两种方式。稳压吹管是在维持锅炉蒸汽压力、流量稳定的情况下进行吹管,吹管临时阀全开,给水在锅炉水冷壁全部一次蒸发;降压吹管是当锅炉蒸汽压力升高到一定程度时,迅速打开吹管临时阀,利用锅炉闪蒸产生的大量蒸汽短时间高速冲洗受热面,给水在锅炉水冷壁中部分蒸发。两种吹管方式互有利弊。1号机组在蒸汽吹管过程中,采用稳压吹管与降压吹管相结合方式。吹管范围包括锅炉过热器、再热器及其联络管道、主蒸汽管道、冷段和热段再热蒸汽管道,采用一、二次汽串吹方式。8月30日12:46分开始点火冲管,至9月10日19:45吹管打靶合格,期间经历稳压吹管7个多小时、降压吹管140次,期间由于炉水循环泵故障,工程技术人员通过严谨分析、大胆尝试,在不带炉水循环泵下顺利完成了冲管工作。

4.4 整组启动

2012年10月29日1号机组整组启动,19:37锅炉进行点火操作,30日8:26完成发电机首次并网,11月3日因机组甩负荷至零,导致锅炉水煤比失调,水冷壁出口温度高高“MFT”动作一次。11月5日因省煤管泄漏,大量汽水喷至低温再热器,导致A段再热汽温下降较多,达到停机条件,手动打闸停机。11月11日锅炉重新点火,14日进入168h试运,试运期间运行,并获得一次通过。11月21日1号机组转入商业运行。

4.5 调试期间典型故障

4.5.1 炉水循环泵电机烧损

9月4日锅炉蒸汽吹管,14:22开启临冲阀,大量汽水损失造成启动贮水箱水位过低,炉水循环泵跳闸,后重启未成功。为不影响锅炉吹灰进程,在不

带炉水循环泵下,改用稳压吹管方式进行冲管。

4.5.2 微油燃烧器喷口结焦

10月26日,公司防磨小组进入1号炉内检查,发现B磨1号燃烧器喷口结焦严重。见图1。



图1

分析认为1号机组经历锅炉冲管、汽机冲转、电气试验三个阶段,微油点火应用时间较长,长期高负荷运行,导致燃烧器喷口结焦严重。后经研究采取了如下措施:

(1) 要求调试单位对六台磨煤机出口风速重新标定。

(2) 现场调整微油助燃风压力,控制在 $800\sim 1000\text{ Pa}$,严禁超过 2000 Pa 。

(3) 控制微油燃烧层B磨煤量,在微油投运期间,该磨煤量不超过 50 t/h ,最高不超过 60 t/h 。

(4) 加强燃烧器壁温监视,及时调整燃烧器周界二次风(壁温显示暂控制在不超过 $300\text{ }^{\circ}\text{C}$)。

4.5.3 水冷壁泄漏

10月21日19时32分机组停运,22日8时左右,电建一公司安装人员发现1号角22.5米处炉墙向下滴水现象,经扒开炉墙保温确认炉墙有水渗出。26日12时,进入炉内检查,发现1号角下部燃烧器(标高30米)区域内有1个洞约 $3\sim 4\text{ mm}$,为水冷套内母材部位。另在锅炉标高69米水冷壁中间集箱处发现后墙有1个泄漏、右墙有3个焊缝部位泄漏。后经过处理,10月28日11时20分1号炉炉膛内部检查工作结束,系统恢复。

4.5.4 省煤器管泄漏

11月5日20:00,机组负荷 772.96 MW ,值班人员发现乙小机跳闸,迅速手动增加甲小机转速提高给水流量,并降低机组负荷运行。期间发现高再出口A段汽温下降较快,关闭再热事故及微量喷水,仍无法遏制高再出口A段汽温下降速率,20:30高再出口A段汽温降至 $412\text{ }^{\circ}\text{C}$,其它段再热汽温分别为B: $540\text{ }^{\circ}\text{C}$,C: $544\text{ }^{\circ}\text{C}$,D: $559\text{ }^{\circ}\text{C}$,机侧两侧进汽温度偏差

超超临界 1000 MW 机组锅炉上水冲洗方式优化与探讨

李方利

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:超超临界机组启动过程中锅炉上水冲洗阶段存在能耗高、时间长、冲洗效果差等问题,对此制定了锅炉静压上水冲洗的优化方案,并在新海电厂超超临界机组的启动过程中应用。实践证明,锅炉静压上水冲洗方式与原设计冲洗方式相比,冲洗过程净节约厂用电 2.85 万 kW·h,多发电 70 万 kW·h,节省燃油 80 t,节能效果显著。

关键词:1000 MW 机组;超超临界;锅炉;冲洗;能耗

中图分类号:TK227

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0004-03

江苏新海发电有限公司 1030 MW 超超临界锅炉是上海锅炉厂有限公司采用 AlstomPower 公司 BoilerGmbH(以下简称 APBG 公司)的技术,根据公司燃煤特性、蒸汽参数特点以及相关要求进行设计的 1030MW 超超临界塔式直流锅炉,型号为 SG-3049/28.25-M548。本锅炉为超超临界压力参数变压运行螺旋管圈直流锅炉,单炉膛塔式布置形式、一次中间再热、四角切圆燃烧、平衡通风、固态排渣、全钢悬吊构造、露天布置。

配套的 N1030-27/600/600(TC4F)汽轮机是上海汽轮机有限公司引进德国西门子技术设计制造的 1030 MW 超超临界汽轮发电机组,汽轮机型式是超超临界、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、双背压、凝汽式、八级回热抽汽。主蒸汽额定温度为 600 ℃,主蒸汽压力 27 MPa,采用八级不可调整抽汽。机组启动系统采用内置式汽水分离器和炉水循环泵,锅炉启动热态冲洗温度控制标准为汽水分离器入口温度 150~170 ℃。给水系统设置 2 台 50% 容量的汽动给水泵。除氧器型号为 GC-3205/GS-340,设计压力为 1.51 MPa,最高工作压力为 1.205 MPa,设计温度为 385.3 ℃,有效容积为 340 m³,标高为 44.3 m,加热汽源有辅汽、冷段再热蒸汽、四段抽汽。

1 锅炉设计上水冲洗方式及存在的问题

在机组启动时首先启动凝结水泵向除氧器上水,同时投入除氧器的辅汽对除氧器水箱内的水进行加热,然后启动前置泵、汽泵完成锅炉上水、冷态冲洗。原设计的锅炉上水冲洗方式存在以下问题。

(1) 上水、冷态冲洗阶段约需要 4 h 甚至更长时间。

(2) 锅炉油枪点火预热阶段约需要 1.5 h,1 台

送风机、1 台引风机、1 台一次风机均保持运行,不仅消耗了大量的厂用电,而且消耗了大量的燃油。

(3) 冷态冲洗结束后要进行锅炉点火操作,将汽水分离器入口温度加热到 150 ℃ 以上才能开始热态冲洗,此阶段约需要 1.5 h,时间较长。而且,锅炉上水、冷态冲洗、点火等阶段操作繁琐复杂,稍有异常就会造成机组启动过程的延长。

(4) 冷态冲洗阶段加热器、给水管道的省煤器、水冷壁内冲洗介质温度较低,且为单相流,冲洗效果差。

2 静压上水冲洗方式

静压上水冲洗即采用邻机辅汽将除氧器加热到一定压力(温度)后在不起动给水泵的情况下,利用除氧器压力向高压加热器(高加)和锅炉上水,并完成冲洗过程。

图 1 为锅炉上水系统简图。经计算,将除氧器压力提高至 0.8 MPa,即可利用除氧器压力向锅炉上水。

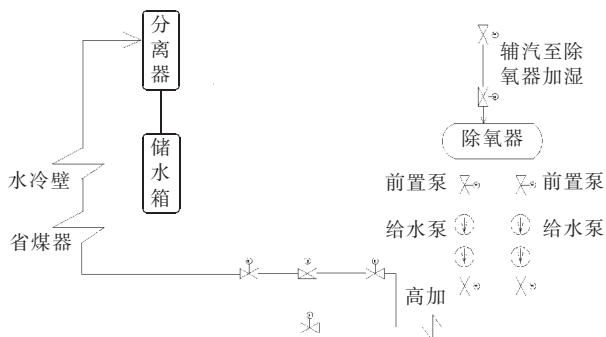


图 1 锅炉上水系统

2.1 实施前应具备的条件

(1) 闭冷水系统、循环水系统、开冷水系统、凝补水系统、凝结水系统、辅汽系统、仪用气系统、主机油系统、顶轴油系统、主机盘车投入运行。

(2) 给水系统、锅炉汽水系统、给水泵密封水系

统、主机轴封系统、主机抽真空系统、小机轴封供汽、回汽及本体疏水系统等相关系统所有检修完成。

2.2 操作步骤

(1) 关闭给水系统至省煤器入口电动阀。

(2) 除氧器上水至正常水位, 投入辅汽将除氧器水温加热至 70 °C。

(3) 投入汽泵的密封水, 注水排气, 全开汽泵入口阀以及投入小机盘车。

(4) 开启 2 台前置泵进口门和 2 台汽泵出口电动阀。

(5) 投入高加水侧, 在高加水侧投入的过程中提高除氧器水温至 105 °C。

(6) 缓慢开启给水系统至省煤器上水电动阀直至全开, 注意省煤器进出口温差 < 105 °C。

(7) 逐步提高除氧器压力、温度, 投入除氧器加热后凝水至除氧器上水应保持一定流量。

(8) 逐步提高除氧器的压力(温度), 最高提高至 1 MPa。

(9) 锅炉上水过程中监视水冷壁空气阀有水流后关闭, 当分离器水位达到 10 m 时将 2 个疏水阀投入自动, 确认水位自动调节正常。

(10) 当汽水分离器疏水含铁量 > 500 μg/L、SiO₂ > 200 μg/L 开启锅炉疏水扩容箱排放阀, 当汽水分离器出口含铁量 < 500 μg/L、SiO₂ < 200 μg/L 可启动锅炉疏水泵, 回收进凝汽器。

(11) 当分离器水箱含铁量 < 50 μg/L、SiO₂ < 30 μg/L 时冷态冲洗结束。

2.3 注意事项

(1) 需要全程加强各参数的监视, 特别加强小机排汽温度的监视。

(2) 冷态时应尽量将所有给水泵水流通打通, 随着除氧器压力、温度的升高, 同步完成暖泵过程。

(3) 因真空系统未运行, 除氧器至凝汽器的溢流、放水系统应可靠停用, 除氧器压力(温度)上升的过程中凝汽器两个破坏真空阀保持开启, 循环水系统投入。

(4) 如给水流量过大可采用给水至省煤器上水电动阀进行适当调整。

(5) 除氧器加热过程中应加强对除氧器下水温度和汽泵底部温差的监视, 如大于 75 °C 应减缓除氧器加热速度。

(6) 尽量将辅汽母管压力控制在 0.8 MPa 以上, 并保持稳定。

3 锅炉静压上水冲洗节能效果

(1) 锅炉静压上水和设计方式上水的时间基本相同, 但是静压上水期间汽泵不运行, 可节省一定的蒸汽量、前置泵的电耗^[1]。

(2) 锅炉冷态冲洗阶段在不点火的情况下, 通过逐步提高除氧器压力(温度)可使整个锅炉受热面的温度提升至较高水平(130 °C 以上), 由于被冲洗的受热面内的冲洗介质均处于汽水两相流状态, 可极大地改善冲洗效果, 使冷态冲洗时间节省约 1 h。

(3) 采用锅炉静压上水、冷态冲洗结束时, 锅炉受热面的温度已提升至较高水平, 而设计上水冲洗模式下要达到这个温度水平, 必须通过锅炉点火预热实现, 这个过程中送风机、引风机、一次风机等锅炉辅机也需要消耗一部分电能^[2]。采用锅炉静压上水后, 锅炉可以晚点火 1.5 h, 按照送风机运行功率 824 kW、引风机运行功率 2072 kW、一次风机运行功率 2877 kW 计算, 和设计上水冲洗方式相比, 可节约厂用电 = (824 + 207 + 2877) × 1.5 = 0.87 万 kW·h。按新海电厂上网电价 0.45 元 / (kW·h), 折合人民币 = 8700 × 0.45 = 0.3915 万元。

(4) 设计上水冲洗模式下由于一开始锅炉内烟气侧温度较低, 必须先用油枪点火预热锅炉, 这样就会产生燃油的消耗。采用锅炉静压上水冲洗后, 冷态冲洗结束时锅炉受热面的温度已提升至较高水平, 从而节省了燃油消耗。

(5) 采用锅炉静压上水冲洗方式会消耗大量的辅汽, 按照辅汽压力 0.8 MPa、辅汽温度 320 °C、辅汽至除氧器管径 325 mm、蒸汽流速 10 m/s 计算, 辅汽耗量约 = $\frac{0.018 P V S}{8.31 T} = 0.8 \times 0.018 \times (\frac{0.325}{2}) \times 3.14 \times 10 / 8.31 = 0.88 \text{ t/h}$; 按照排汽焓 2952 kJ/kg、低压缸效率 89.37%、发电机效率 99.01%、用时 5 h 计算, 折算成电量为 0.16 万 kWh, 折合人民币 = 1600 × 0.45 = 0.072 万元。

4 结束语

采用静压上水方式上水锅炉上水时间与设计上水方式所用上水时间大致相同, 但是采用静压上水方式上水方式进行冷态冲洗从节能方面考虑可以节约大量燃油、蒸汽消耗, 还可以节约大量厂用电, 而且锅炉冷态冲洗效果也较设计上水方式效果明显, 需值得注意的是锅炉在冷态清洗结束后在具备点火条件时应即刻点火, 以防锅炉冷态清洗时在炉内所积聚的热量因长时间未点火而逐渐消失。

参考文献:

[1] 冯伟忠. 外高桥三期 1GW 超超临界机组的节能技术[J]. 能

源研究与利用,2011(6).

[2] 600/1000 MW 超超临界机组技术交流 2009 年会论文集(第一卷)[C].2009:20-27.

作者简介:
李方利(1976),男,助理工程师,从事电厂集控运行工作。

Research and Optimization of Water Supplying and Flushing Mode for Boiler of 1000 MW Ultra-supercritical Power Plant

LI Fang-li

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: For boilers of ultra-supercritical power plant, during the stage of water supplying and flushing, there exists several problems such as high energy consumption, long duration and unsatisfactory flushing effect. Optimization strategy was thus proposed, and has been applied in the start-up process of the ultra-supercritical power unit of Xinhai Power Generation Company. The results show that, by adopting the improved new mode, 2.85×10^4 kW·h auxiliary power can be saved, 70×10^4 more power could be generated, and 80 t fuel oil will be saved.

Key words: 1000 MW power unit; ultra-supercritical; boiler; flushing; energy consumption

(上接第 3 页)

达到接近 50℃,值长下令打闸停机。后检查发现省煤器左起 52 排第 12 根管道接头处有一直径 1.5 厘米的小洞,汽水吹损相邻侧多根管道,后由于大量汽水进入下层一级再热器,导致再热器 A 段汽温大幅下降。11 月 11 日检修工作结束,系统恢复。

5 结束语

该公司 1 号机组通过参建各方的共同努力,建设工期比预计缩短,调试期间暴露的问已顺利解决,机组投产后,运行稳定,可靠性高,调峰能力强,创下了同类型超超临界机组 168 后连续运行记录。目前锅炉也已通过性能考核试验,效率为 94.45%,优于

合同值93.98%。1 号机组扩建工程虽已圆满完成,但工作程中积累的经验教训,对我们而言更是一笔宝贵的财富,供国内同行共同交流,促进百万机组建设工程争优、创优。

参考文献:

- [1] 上海锅炉厂有限公司.SG-3049/28.25-M548 锅炉使用说明书[R].2011.
- [2] 马新立.1000 MW 超超临界塔式锅炉特点及调试技术[J].能源研究与利用,2009(1).

作者简介:
朱广忠 (1973),男,江苏兴化人,工程师,从事火电厂设备运行管理。

Start-up Debugging of Ultra-supercritical 1000MW Tower Boiler

ZHU Guang-zhong

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: Start debugging of the ultra-supercritical tower boiler of one 1000MW power unit and the construction management of the 7th stage expansion project of a power company are introduced in this paper. For the typical faults frequently encountered during the start-up processes, deep analysis is performed. Solution measures are proposed, and this work can provide valuable reference for similar power units and the field operators.

Key words: ultra-supercritical; tower boiler; project management; start debugging; typical faults

什么是烟气再循环调温

烟气再循环调温的原理是利用省煤器后烟气(温度为 250℃~350℃)的一部分,通过再循环风机从炉膛下部送入,以降低炉膛的辐射换热量,改变锅炉辐射与对流受热面的吸热量比例,达到调节汽温的目的。炉膛温度随再循环烟气量增加而降低,使辐射吸热量减少,但炉膛出口烟气温度变化不大。而对流受热面的吸热量却随烟气量增加而增加。烟气再循环调温主要用于调节再热水蒸气温度,一般每增加 1%再循环风量,可使再热汽温提高约 2℃,烟气再循环调温的主要缺点是由于增加了烟气再循环风机,使厂用电增加。对于燃烧低挥发分煤和低质煤的锅炉,则不宜采用,以免影响燃烧稳定和增大对流受热面的磨损。

摘自《国家电力信息网》

1 000 MW 锅炉燃煤掺配的基本原则

胡向东
(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:通过对燃煤特性的分析,结合新电 1 000 MW 锅炉的特点,同时总结其他电厂的实际运行经验,对百万机组燃煤掺配基本原则进行讨论,为炉安全、经济稳定运行奠定基础。

关键词:塔式锅炉;燃煤掺配;掺烧原则

中图分类号:TK227.1 文献标志码:B 文章编号:1009-0665(2013)S1-0007-03

新海电厂 1 000 MW 塔式燃煤锅炉是上海锅炉厂有限公司引进德国 ALSTOM—EVT 技术,并自主制造的超超临界锅炉。其采用单炉膛、单烟道布置,具有占地面积小、烟气流场均匀、安装周期短,具备优异的备用和快速启动等特点。但现在煤炭采购相对困难,煤种复杂,质量价格偏差较大,因此,切合实际的燃煤掺配对于机组安全、经济、稳定运行是完全必要的。

1 锅炉燃烧系统简介

新海电厂采用上海锅炉厂生产的超超临界塔式四角切圆锅炉,锅炉边长 21.48 米,每个角有 12 个燃烧器,分为两大组,两大组燃烧器上下间隔为 3.6 米;每组燃烧器分为三个小组(每个小组两个燃烧器上下间隔为 1.3 米,对应一台磨煤机),小组之间上下间隔为 1.8 米。从下向上依次对应 A、B、C、D、E、F 磨煤机。因此,从燃烧的热量分布来看,A 燃烧器处于最下部,下部无热源支撑,如果采用低挥发份的原煤,会存在燃烧不充分就落到捞渣机里的现象,B 燃烧器由于采用微油技术,在启动时为了节约燃油和能及时投油助燃,因此 B 磨煤机也应对应挥发份相对较高的原煤,F 燃烧器处于锅炉最上方,如果采用挥发份较低的原煤,也可能出现燃烧不完全就随风带出锅炉或者热源上移引起过热器温度偏高等现象,因此,F 磨煤机也建议采用挥发份相对较高的原煤;同时,挥发分高,燃烧速度快,也有利于 C、D、E 燃烧器的燃尽,避免原煤燃烧时的抢风现象出现;同时,按照掺配后两种煤质控制,也保证了燃料专业的掺配工作不至于过于繁琐,有可操作性。

相同锅炉对比:新海电厂锅炉和徐州华润锅炉基本相同,根据徐州华润的燃烧经验,在燃烧接近设计发热量原煤的情况下,A 磨煤机基本停运,因

收稿日期:2013-08-28;修回日期:2013-08-28

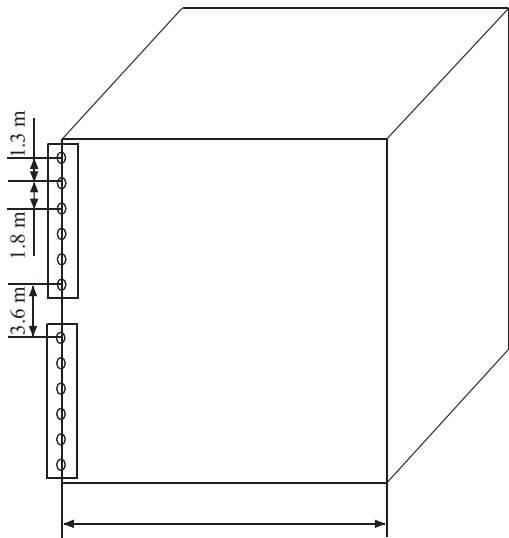


图 1

此,考虑到再热器汽温,正常运方 A 磨的停运时间较多;同时为减少飞灰含碳量,提高燃烬度,F 磨煤机应燃烧挥发份较大的原煤,这和前面的结论是吻合的。

谏壁电厂:谏壁电厂 1000 MW 锅炉的掺烧运行方式采取 B、C 仓上高挥发份、高热值原煤的分仓上煤方式,考虑到再热器温,A 仓基本处于备用状态,这和他的磨煤机运行方式基本相同。

2 燃煤特性分析

新海电厂锅炉的设计煤种为彬长大佛寺矿煤,校核煤种为晋北烟煤,煤质分析资料见表 2。

3 对锅炉燃烧有较大影响的指标及理论分析

3.1 收到基全水份 Mt、空气干燥基水分 Md

水分的存在不仅使煤中可燃物质含量相对减少,降低了发热量,还会因受热蒸发、汽化而消耗大量的热量(1Kg 水汽化约消耗 2.3MJ 热量),导致炉膛温度降低,煤粉着火困难,排烟量增大,同时还增

表 1 煤种比较

序号	徐州彭城三期	
1	设计煤种	校核煤种
Mad	0.8	1.43
Vdaf	35	25
Aar	30.40	29.23
Qnet,ar	20966	21736
	5008	5192
DT	1250	1300
ST	1300	1350
FT	1400	1450
制粉	中速磨煤机正压直吹式制粉系统, 配置 6 台中速磨,BMCR 工况下 5 台运行,1 台备用	
	断面:宽×深×高:21480×21480×71216 mm	
	容积:28 729 m ³	
炉膛	有效辐射受热面积:12154 m ²	
	上排燃烧器一次风中心到屏底距离:22.27 m	
	出口烟气温度:995 ℃	
炉顶管	最下排燃烧器喷口中心距冷灰斗转角:5.111m	
	111.275 m	

加了给煤系统堵塞的机率,影响正常供煤,一般认为水分超过 10%~12%,就会严重威胁运行的安全。燃用多水煤,烟气中的水蒸气分压高,促进了烟气中三氧化硫与蒸汽的作用,增加锅炉尾部低温处硫酸的凝结沉积,造成空气预热器腐蚀、堵灰、烟囱内衬的剥落。此外,煤中水分白耗了运输能力,提高了标煤运价。

3.2 干燥无灰基挥发分 Vdaf

挥发份直接影响着锅炉燃烧所需要的空间、空气过剩系数、热风温度、煤粉细度以及风粉比等,这是影响锅炉燃烧的重要指标。挥发份含量越高,煤的着火点越低,点火需要的燃油量越少。从这个角度来说,采购挥发份高的煤有利于节油。但挥发份过高,则会造成炉膛中心逼近喷燃器出口处,可能造成喷燃器过热,也易使火焰中心偏斜,水冷壁受热不均造成局部过热。

因此,并非挥发份越高越好,我们应该借鉴宁海电厂、徐州彭城电厂等相同机组的燃煤数据来优化我们的挥发份数据的合理区间。

3.3 收到基灰分 Aar

灰分高低首先影响煤炭的着火特性。灰分高会使火焰传播速度减慢,着火推迟,严重时造成灭火。燃料灰分越多,受热面的沾污和磨损越严重。炉膛水冷壁受热面的沾污常造成超温爆管,过热器和再热器的沾污常引起高温黏结和腐蚀,而尾部受热面的沾污会导致排烟温度的显著上升,对电袋除尘器、脱硫系统造成极为不利的影响,也会降低锅炉的经济

表 2 锅炉设计煤种

名称及符号		设计煤种彬 长大佛寺煤	校核煤种 晋北烟煤
工业 分 析	收到基水分 Mar/%	11.4	8.31
	干燥无灰基挥发分 Vdaf/%	33.01	27.30
	收到基灰分 Aar/%	19.31	28.42
	空气干燥基水分 Mad/%	2.26	/
	收到基固定碳 FCar/%	47	48.83
收到基低位发热量 Qnet,ar/(kJ kg-1)		21581.34	20473
哈氏可磨系数 HGI		67	57.64
煤粉细度 R90		18~20	
煤粉均匀性系数 /n		1.0~1.1	
元 素 分 析	收到基碳 Car/%	56.71	53.26
	收到基氢 Har/%	3.23	3.04
	收到基氧 Oar/%	8.06	4.94
	收到基氮 Nar/%	0.77	1.11
	收到基全硫 St,ar/%	0.52	0.92
灰 熔 融 性	变形温度 DT/℃	1180	1140
	软化温度 ST/℃	1280	1190
	流动温度 FT/℃	1310	1270
	氧化硅 SiO2/%	55.80	50.41
灰 成 分 分 析	三氧化二铁 Fe2O3/%	4.84	23.46
	三氧化二铝 Al2O3/%	18.23	15.73
	氧化钙 CaO/%	9.93	3.93
	氧化镁 MgO/%	0.89	1.27
	二氧化钛 TiO2/%	0.86	/
	氧化钾 K2O/%	1.17	2.33
	氧化钠 Na2O/%	0.42	/
	二氧化锰 MnO2/%	0.09	/
	三氧化硫 SO3/%	3.66	/
比电阻		/	/

性。灰分增多还会加剧尾部受热面磨损,造成其积灰和低温腐蚀。

灰分增高,也意味着发热量的降低,电厂用煤量增加,输煤系统、电袋除尘器及除灰系统、脱硫系统高负荷运行,脱销系统堵灰几率增加,设备磨损加剧,能耗增加,效益降低。

灰分过低也会造成和挥发分过高基本相同的后果;但由于现在煤炭市场的情况和设计的灰分含量,想采购到灰分过低的煤炭可能性不大,因此,灰分作为我们采购合同的一项指标,仅列出最高允许值,对最低值一般不做约束。

3.4 灰熔融性

灰熔融性温度越低,煤灰越易熔化,锅炉结渣的可能性越大。因此,合同应约定此项指标的最低值。

3.5 硫含量

就电力用煤而言,煤中硫可分为可燃硫和不可燃硫,两者之和称为全硫。硫分是一种极其有害的杂

质,对焦化、汽化和燃烧都会带来极不利的影响,锅炉燃烧高硫煤主要产生以下不良后果:

(1) 引起锅炉高、低温受热面烟气侧的腐蚀,特别是高、低温段空气预热器,往往发现有腐蚀穿孔并伴随堵灰的现象;

(2) 加速磨煤机部件及输煤管道的磨损和能量消耗,尤其含黄铁矿多的煤,更为严重。

(3) 促进煤氧化自燃。对变质程度较浅的煤在煤场组堆或煤粉贮存时,若含有较多的黄铁矿,则会由于黄铁矿受氧化放热而加剧煤的氧化自燃;

(4) 增加大气污染,造成脱硫系统超负荷运行,脱硫率下降,严重时会造成排放不达标,影响环保的验收和考核。

4 掺配的意义和注意事项

原煤掺配除保证锅炉安全稳定经济的燃烧外,最大的经济价值在于它可以使掺配后的原煤的发热量高于掺配前原煤的热值的加权平均,这是每个电厂都要求原煤掺配的主要原因^[1]。但是,挥发份的掺配需要特别引起注意,不能简单的将高挥发份的原煤和挥发份很低的原煤简单掺配,这样会造成燃烧特别不均,燃尽率还会小于没掺配前挥发份很低的原煤(主要是挥发份高的原煤出现抢风现象),这也是下一步考虑分煤仓上煤的根本原因。

5 原煤掺配原则

根据新海电厂塔式锅炉的火嘴布局,结合 B 磨煤机制粉系统微油点火的特点,采用分仓上煤是比较合理的配煤燃烧方案,但分仓过细可操作性过低,根据锅炉特点,建议 A、B、F 磨煤机对应的煤仓采用挥发份较高、发热量较高的原煤,优先级为 B、A、F;C、D、E 磨煤机对应的煤仓原则上可适当放宽,可以考虑挥发份低一些、发热量较低的原煤;作为原煤掺配的大原则。

(1) 挥发份掺配原则。由于挥发份对锅炉的燃烧影响非常大,因此将挥发份作为第一优先级。在锅炉启动时,B 煤仓所上原煤要求挥发份不低于

30%,发热量不低于设计值 5000 大卡/千克,水分不超过 8%;A、C 煤仓原则上要求和 B 煤仓原煤一致。机组启动正常后的上煤方式按照原煤掺配大原则执行。燃料专业根据要求和来煤存煤情况通过皮带掺配满足锅炉需要。

(2) 发热量掺配原则。原煤发热量过低可能造成锅炉带不满负荷、输灰系统出力满足不了需要,建议在白班、前夜使用煤质较好的原煤,后夜可以考虑使用热值较低的原煤,但应注意锅炉的燃烧工况。煤场存煤根据热值分为不同区域进行存煤。

(3) 水分掺配。原则上锅炉燃烧的原煤含水率不超过 10%,但遇到连阴雨时,燃料专业要进行水分调整,尽量满足锅炉要求。

(4) 硫分掺配。通过了解,现在市场上硫分含量高低不一,有些挥发份、热值比较好的原煤但含硫量比较高,必须进行掺配才能使用,以免环保不合格和造成设备故障。因此,硫分掺配也会成为下一步原煤掺配的必要工作,在保证锅炉安全稳定经济运行的前提下,确保硫分满足设计要求。

由于原煤成分复杂,实际操作中很难简单的和上述掺配原则对应,只能在实际工作中按照上述原则尽量将原煤掺配到对锅炉最有利的工况,最大限度的保证经济效益和机组的安全稳定长期高效运行。

6 结束语

新海电厂燃煤需求很大,来煤情况会非常复杂,只有合理组织、精心安排,根据不同情况及时调整燃煤掺配措施,才能保证锅炉的安全、经济、稳定运行。

参考文献:

[1] 王双童.煤质劣化后燃煤电厂安全及经济性评价方法探讨[J].江苏电机工程,2012,31(5):69-71.

作者简介:

胡向东(1973),男,江苏连云港人,工程师,长期从事火力发电运行工作。

Fundamental Principle of Coal Blending in 1000MW Boiler

HU Xiang-dong

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: Through analyzing the coal characteristics and structural features of 1000 MW boilers in Xinhai Power Generation Co., Ltd., investigation on the fundamental principle of coal blending is performed in this paper. The current work can help to improve the boiler safety and economy.

Key words: tower boiler; coal blending; principle of coal blending

空气预热器漏风控制装置在 1000 MW 机组上的应用

崔国华,何俊松

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:某发电公司 2×1000 MW 超超临界机组锅炉尾部布置两台转子直径为 $\Phi 16379$ mm 的三分仓容克式空气预热器。空气预热器配有漏风控制系统(LCS),该装置自机组 168 试运后即开始调试,投运后取得了明显的经济效益,但也暴露了一些问题,亟待解决。文中叙述了空气预热器漏风控制系统原理、在某发电公司 1000MW 机组上调试及其应用情况,对漏风控制装置投用后暴露的问题进行了分析,并提出了相应的改进建议。

关键词:空气预热器;漏风控制装置;应用

中图分类号:TK223.3+4

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0010-03

某公司七期扩建工程 1 号机组系 1000 MW 超超临界燃煤发电机组,该机组锅炉由上海锅炉厂有限公司设计生产,型号 SG-3049/28.25-M548,为超超临界参数变压运行螺旋管圈直流锅炉,单炉膛塔式布置、一次中间再热、四角切圆燃烧、平衡通风、固态排渣、全钢悬吊构造、露天布置。锅炉尾部布置两台转子直径为 $\Phi 16379$ mm 的三分仓容克式空气预热器。空气预热器配有漏风控制系统(LCS),投运后取得了明显的经济效益,本文叙述了 LCS 装置的原理、调试投运情况,对暴露的问题提出了一些对策,供同行参考。

1 空气预热器漏风控制系统主要设备及原理

该公司锅炉空气预热器所配的漏风控制装置采用中船重工集团 702 研究所产品。采用成熟的西门子 S7-200 可编程控制器,它是结合温度数据采集技术、可编程序控制器(PLC)和触摸屏一体化的控制设备,采用人性化的人机控制界面,如图 1 所示。它既可以提供详细的报警信息,多重保护的自动控制模式,又可以提供具体到每块扇形板的控制信息。从而保证相关设备的安全性,显著降低空气预热器的漏风率。空气预热器漏风控制系统主要设备分为机械部分和电气控制两部分,其中机械部分主要包括加载机构、传感器、热电偶温度辅助控制装置、转子测速停转报警装置。

漏风控制系统 LCS 设计原理^[1]是:使扇形密封板与热变形的转子形状紧密贴合,在各种工况下,控制扇形板与转子径向密封片的间隙在规定范围内,从而使空预器漏风率控制在较小范围内。

2 空气预热器漏风控制系统调试及运行



图 1 PLC 控制主界面

2.1 空气预热器漏风控制系统的调试

空气预热器漏风控制系统调试有冷态调试和热态调试。冷态调试是在机组停运情况下进行的,首先是扇形板上行和下行方向的调整,其次是扇形板“零位”的标定,初级限位开关和次级限位开关的调整,行程限位开关的调整,力矩保护装置的调整等。

热态调试跟冷态调试很相似^[2],只是热态调试是在机组运行情况下进行的,这时扇形板与径向密封片产生摩擦的可能性很大,所以热态调试时必须密切注意空气预热器电机电流的变化,防止空气预热器卡死等事故发生。热态调试要求机组负荷在大于 850 MW 时进行,当机组满负荷运行时,空气预热器转子达到最大变形,这个时候调整“最大变形”开关的挡位,使限位开关刚好不会动作。

2.2 空气预热器漏风控制系统的运行

空气预热器漏风控制系统在经过冷态调试和热态调试之后,获得径向密封与热端扇形板外侧之间最佳的运行间隙,投入“自动跟踪”程序,以 A1 扇形板为例,如图 2 所示。主要工作程序为,当所有设备完好投入“自动跟踪”时,为间隙控制模式(间隙设定值为 3 mm)。扇形板自动向下运行检测一次,直到传感器探测头与预热器转子密封角钢上的传感瓣相碰。传感器的推杆向上移动,当触发“初级限位”开关动作时,此时扇形板下行电机停转,2 秒后自动上行

3 mm。当机组负荷升高时,烟气温度升高,空气预热器转子与外壳间间隙增大,但是扇形板不会立刻向下移动减小间隙,而是在达到设定的时间(暂设定为 6 小时)时,扇形板才会向下运行检测一次,直到“初级限位”开关动作,此时扇形板会按程序设定自动上行 3 mm。若机组负荷下降时,预热器转子由于烟气温度降低而向上还原,传感瓣与传感器探测头接触,探杆向上移动使“初级限位”开关动作,此时电动机就自动上行回复到设定的距离。如果转子不断往上升,这一过程就会反复进行,直到扇形板回升到转子的“完全回复”位置。一般“完全回复”值设定为“-10mm”处动作,为防止“完全回复”限位开关失灵,控制系统逻辑中还有“-12MM”的停机保护以及力矩开关保护,以保证相关设备的安全。



图 2 A-1 扇形板控制界面

正常运行期间,如果“初级限位”开关故障,则 5 秒后自动转到温控模式,由温度采集系统传送实时烟气进口温度到 PLC 控制系统,再由其判断属于哪个负荷温度段,再驱动扇形板按“温控设定”所对应的扇形板下降值下降或上升,达到指定位置后停机。如果“初级限位”开关故障后“次级限位”开关也发生故障了,则系统会自动提升扇形板到“完全回复”位置。如果“次级限位”开关发生故障但“初级限位”开关没有故障,则系统不动作,只发出“次级限位”开关故障报警信息。如果发生电机力矩保护开关动作,则系统会中断原来工作模式,上行力矩保护时就地停机,下行力矩保护时先停机两秒,然后自动将扇形板提升到“完全回复”位置处停机。

3 漏风控制系统的应用情况及效果

每台锅炉分 A、B 两侧空预器,每侧三分仓空预器采用三套扇形板分控箱,两台空预器六套扇形板控制汇聚到 LCS 主控箱集中控制。由于现场情况存在一些特殊问题,热态漏风控制装置投运情况如下:A 侧 A1、A2、A3 三块扇形板投入间隙控制模式;B 侧 B1 投入间隙控制模式,B2、B3,投入温度控制模式。

为了检测漏风控制系统的投运效果,通过数据采集对空气预热器的漏风率进行了计算^[2],漏风率公式如下: $AL=(\Delta\alpha''-\Delta\alpha')/\Delta\alpha''*90\%$

江苏方天电力技术公司分别于 2013 年 1 月 10 日及 2013 年 2 月 28 日对该公司 1 号机组空预器漏风装置投入前后进行测试。

表 1 漏风控制系统投运前参数

项目	空气预热器入口 烟气含氧量/%	空气预热器出口 烟气含氧量/%	漏风率/%
A 侧	3.2	4.2	5.04
B 侧	2.7	3.85	5.16

表 2 漏风控制系统投运后参数

项目	空气预热器入口 烟气含氧量/%	空气预热器出口 烟气含氧量/%	漏风率/%
A 侧	3.6	4.48	4.79
B 侧	3.03	3.97	4.97

从表 1 和表 2 计算可知,A 空气预热器漏风率降低了 0.25%,B 空气预热器漏风率降低了 0.19%,由于 B 侧有两块扇形板投入的是温控模式,故漏风率相对高一些,但是足以说明,投运漏风控制装置后漏风率降低的事实,同时送引风机和一次风机电机电流也有明显降低,节能效果非常明显。

4 漏风控制系统存在的问题及建议

该公司空气预热器漏风控制装置已经投入运行半年多了,总体运行良好,节能效果明显,但是也暴露了一些问题,主要有以下几个方面。

4.1 传感器等安装位置不合理

传感器目前的安装位置处环境温度过高且散热不好,在空预器本体没有漏点的的情况下和隔离保温完好的情况下,传感器本体上的温度在 70℃~100℃之间,随着夏天气温的升高,“初级限位开关”和“次级限位开关”经常出现故障。建议传感器位置挪位或者增加冷却装置,以及传感器上的“初级限位开关”和“次级限位开关”更换为耐高温开关。

4.2 “完全回复和最大变形开关”安装位置非常不合理

此开关紧挨着空预器本体,环境温度过高,经常烧坏,且不好维护。“完全回复和最大变形开关”损坏会造成漏风控制装置控制失灵,非常危险。故障发生后检修人员只能到现场分控箱强行导通接触器提升扇形板或采用手柄手动把扇形板摇到安全位置。建议提升装置整体往上提升改造,以避免“完全恢复和最大变形开关”跟空预器本体接触太近。

4.3 空预器本体和扇形板控制系统设备密封不严

空预器本体存在漏点多,保温效果不佳,这不仅导致能量损失,且造成环境温度过高,比如 B2 扇形板处存在漏点,用测温枪检测其传感器处温度高达 112℃,而漏风控制系统采用的“初级限位开关”和“次级限位开关”只能在不超过 75℃的环境中工作。建议等机组大修期间彻底处理空预器本体泄漏点。

漏风控制系统加载机构提升杆等处密封性也不好,漏风漏灰严重,漏风漏灰把空预器内部高温空气带出容易造成环境温度过高,烧坏开关和信号电缆等。建议将提升杆盘根密封座更换成波纹管式密封座^[3],有效防止预热器内部高温空气及灰尘从密封座处泄露出来。

4.4 运行期间经常发生现场标尺间隙数据与上位机显示数据不一致

运行人员经过对空预器间隙的抄表记录得知,空预器漏风控制系统画面显示间隙值和现场就地标尺显示值不一致,随着时间推移偏差值越来越大,经检查是计数光电开关不准确,经常漏计,造成位置显示不一致。建议对计数光电开关换型改造,比如改为电位器计数。

4.5 温控模式下间隙设定值会自动变小

经过查看运行人员的空预器间隙抄表记录可知,B 侧温控模式下扇形板在高负荷阶段的下降值经常会自动缓慢变小,比如在高负荷时,运行人员抄表记录显示空预器的间隙从出厂设置的 23 mm 缓慢变小为 18 mm、13 mm、低的时候到过 3 mm,检修人员到现场核实,发现温控模式下高负荷阶段的下降值设定值变小了,经查没有人员对温控模式的间隙设定值进行更改。在程序中从新对下降值设定为 23 mm 后,也还是会出现这样的问题。建议厂家人员对控制逻辑进行认真检查修改,还有对测温元件可靠性和准确性进行检查。

4.6 漏风控制系统保护条件不全面

现在 LCS 系统只有空预器停转保护没有空预器电机过电流保护,比较危险,建议增加空预器电机

过电流保护以提高漏风控制系统的安全性。增加空预器过电流保护只需要铺设一根电缆到 LCS 主控箱,主控箱 PLC 实时监测空气预热器 A 侧和 B 侧主马达电流,当电流在正常范围时,系统按照正常情况运行,当监测到主马达电流超出设备运行的正常范围时,进行一系列的动作,如提升扇形板到安全位置,直到空预器电流达到正常范围,同时对程序进行优化,提高设备运行的精确性,防止扇形板误动,拒动情况的发生。建议运行人员除了加强就地巡回检查外,还应密切注意空气预热器电机电流,一旦发生空气预热器电机电流晃动,应立即到现场查看,看是否有空气预热器转子摩擦声,如发现有异常情况,应立即在就地控制面板上,退出自动跟踪,把相应扇形板强制提升到“完全回复”位置,再通知检修人员来处理。如果就地强制提升不起作用,应该立即通知检修人员手动把扇形板摇到“完全回复”位置^[3]。

5 结束语

投运空预器漏风控制装置 LCS 可实现空预器密封间隙自动跟踪,可有效地降低空预器漏风率,减少辅机电耗,经济效益显著。针对空预器漏风控制装置 LCS 存在一系列问题,尚需进一步改进,进一步发挥其应有的作用。

参考文献:

- [1] 上海锅炉厂有限公司中船重工集团 702 研究所.空气预热器漏风控制系统安装说明书[Z].上海:上海锅炉厂有限公司,2013.
- [2] 赵振林,张清峰.电站锅炉性能试验原理方法及计算[M].北京:中国电力出版社,2010.
- [3] 杨菁.某 350 MW 机组回转式空预器密封改造[J].江苏电机工程,2013,30(2):72-75.

作者简介:

崔国华(1961),男,江苏金坛人,高级工程师,从事火电厂设备管理工作;

何俊松(1981),男,江西宜春人,工程师,从事火电厂热控设备维护管理工作。

Application of Air Leak Control Equipment for Air Pre-heater of 1000 MW Power Plant

CUI Guo-hua, HE Jun-song

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: Two tri-sectional rotary air pre-heaters with rotor diameter $\Phi=16379$ mm are used in boilers of two 1000 MW ultra-supercritical power units. Although the LCS of air pre-heaters have achieved significant economical benefit since it was put into operation, several problems have also been found. The operating principle of LCS as well as the application and adjustment of LCS in one 1000 MW power unit is introduced. The encountered problems have been analyzed, and several improvement suggestions are proposed.

Key words: air pre-heater; LCS; application

基于燃用易结渣煤种对捞渣机排渣设备的改善

王怀远,何俊松
(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:目前,燃煤锅炉多采用多种易结渣煤的掺比混烧的方式,这样就容易造成燃烧系统的不稳定。易结渣煤的混合使用还容易造成炉膛内结渣的程度加深。捞渣机排渣设备被广泛的应用在大型燃煤电站锅炉上来进行除渣。排渣设备本身的技术条件和所采用的煤种以及整体设备的运行状况决定了排渣设备的安全运行程度。为确保发电机组的安全稳定运行,我们对捞渣机排渣设备有针对性的改进,经过一段时间的运行,取得了良好的效果。

关键词:易结渣煤种;捞渣机;锅炉

中图分类号:TK227.3

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0013-02

捞渣机主要用来把锅炉燃烧产生的底渣连续捞出,定期由汽车送至灰场或用户综合利用。江苏新海发电有限公司两台 1 000 MW 超超临界机组捞渣机采用的是青岛达能环保设备有限公司的 DN01D6 型水浸式刮板捞渣机。由于捞渣机安装在锅炉排渣口,工作环境恶劣,而且锅炉燃煤的特性对它也有很大的影响。

考虑到煤炭市场的种种因素,目前国内的燃煤发电厂多采用易结渣煤种混烧的方式。但是在采用易结渣煤种的时候往往会出现一些劣质煤的情况。这样会导致大量结渣的现象,就会对锅炉的稳定性造成一定的影响,甚至会导致一系列的安全问题。如何解决这些问题,是一些燃煤发电企业关注的焦点^[1]。

1 影响锅炉结渣的主要因素

1.1 煤灰特性和化学组成

煤灰的熔点和灰渣的粘性是煤灰特性主要表现方面。一般而言,低熔点的煤灰的粘性较强,在燃烧的过程当中比较容易结渣。在实际的运行过程当中,煤灰的结渣特性会随着条件的变化而变化,甚至会发生一些灰变化。例如:灰的熔点会随着锅炉内部的温度上升以及由受热表面积灰引起的壁面温度的上升而降低。与此同时,结渣的程度就有可能加剧。

1.2 过量空气系数

锅炉内的煤粉与空气混合的不均匀时,没有足够的氧气来氧化煤粉。这时煤粉当中存在的化学成分 Fe_2O_3 就会被还原成 FeO , FeO 与 SiO_2 等形成共晶体。这样产生的共晶体的熔点就会降低,并且降低的幅度还比较大。这种情况下,结渣的现象会比

较突出。在另外一种情况下,结渣的情况也会比较严重。高煤粉浓度燃烧时,放出的热量会过于集中致使温度会快速升高会营造出一种还原性的气氛。

1.3 炉膛温度水平及火焰贴墙

炉内煤灰在燃烧的过程当中,温度是影响其结渣的主要因素。温度越高,煤灰达到熔融的状态就越快,这样结渣的可能性就越大。燃料的发热量、锅炉负荷的变化以及断面热强度都会影响到燃烧器区域温度。发热量大的煤在燃烧的过程当中会释放出较多的能量,会增加燃烧器区域的温度;负荷高的锅炉在相同的条件下输送到炉内的热量也越多,也会导致温度的上升。总之,不管何种形式导致的温度升高都会加剧结渣的可能性。煤粉气流在四角布置直流式燃烧器的炉膛中,会产生火焰贴墙,进而产生结渣的情况。当然产生火焰贴墙条件与气流的刚度、临角气流的撞击以及补气的条件等有密切的联系。但是在布置旋流式燃烧器而言,炉膛内的旋转气流过大或者过小都会气流冲向火焰,促使火焰贴壁造成结渣的现象。

1.4 燃用混煤

采用易结渣煤混烧的方式时,灰渣的特性会在多种煤灰的相互作用下产生变化。事实证明,结渣性强的煤与结渣性弱的煤掺杂在一起使用时就会减轻结渣灰。

1.5 煤粉细度及吹灰

当煤粉当中粗煤粉的含量增加时,燃烧的时间就会比较长,火焰的长度变长,增加炉膛出口处的温度。温度的上升就会进一步的导致结渣的情况。吹灰器长期不投,就会导致受热面积灰增多进而产生结渣。

2 解决产生炉渣的方法

解决锅炉燃烧产生炉渣的方法要针对现场情况,结合实际,调整和控制过剩空气系数,使煤粉和空气能够混合均匀。同时要控制好煤粉的细度。煤种的选用时要尽量选取符合燃煤发电厂需要的设计煤种。选用煤灰熔点较低的煤种。在燃烧的过程当中采取分散性燃烧,可以采用烟气再循环系统来降低炉膛温度,同时那些负荷大的锅炉采取限制性的措施。在燃烧过程当中产生的煤渣要定期进行清理和捣焦。对那些没有完全燃烧的高硫分煤种,可以采用低氧燃烧的方式减少 SO_3 气体的产生。根据不同的腐蚀现象采用不同的清渣和减轻腐蚀的方式。可以在运行的过程中添加石灰石或石英石可以有效的减轻硫酸盐型的高温腐蚀。使锅炉在一个正常状态下进行运行,不让认为的造成锅炉的超负荷运行。进风量要根据不同的运行状态进行调整,但是在锅炉启动、停止或低负荷时进风量要控制在额定负荷总风量的30%以上。要制定一些规章制度,定期的对锅炉及捞渣机排渣设备进行检查,对在检查出来的问题要及时的进行维修处理。控制火焰的中心,降低炉膛出口结渣的程度。保持吹灰器良好的运行状态,定期吹灰。根据积灰程度决定时间的长短,保护热面保护层 Fe_2O_3 。完善技术,采用一些新的声波吹灰技术增强吹灰效果,节约用气量。

3 捞渣机排渣设备存在的问题及改善措施

3.1 捞渣机排渣设备存在的问题

在实际的生产过程当中捞渣机排渣设备存在着这样那样的问题,如何在技术上改善,事关整个发电系统的正常稳定的运行。现就一些常见的问题进行分析,找出具体的改善措施。

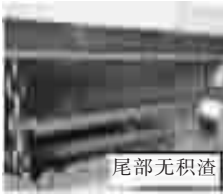
第一是捞渣机刮板在长期的使用过程中,交叉变宽致使与链条发生摩擦作用,造成的后果是尾部的涨紧轮在转动中会发出一些响声。第二是目前的锥形结构不利于煤渣的有效排出,第三是渣船原有的入孔门数量少,不利于清渣工作的安全、高效。

3.2 捞渣机排渣设备的改善措施

针对捞渣机尾部的涨紧轮在转动中会发出一些响声的这种情况要减小角叉宽度,使刮板与链条产生一定的距离,避免转动过程当中发出响声。针对目前的锥形结构不利于灰渣的有效排出这一情况,可以采用把捞渣机头部驱动链轮处落渣斗改成垂直结构,另加装两只 0.75 kW 振打器,可以明显减少头部

落渣口积渣问题。

表 1 为捞渣机改善前后的效果对比

捞渣机改善前后对比		
改善位置	改善前	改善后(一个月后)
捞渣机头部驱动及落渣口	 尾部积渣严重 改善前,捞渣机头部驱动落渣口为锥形结构,容易积渣,导致落渣位置堵塞,下行程带渣严重,造成捞渣机尾部导轮处积渣严重	 尾部无积渣 将驱动落渣口改为垂直结构,在加装两只振打器,可以明显看出驱动位置落渣口处无积渣现象,落渣正常,且尾部导轮处几乎无积渣现象

针对捞渣机排渣设备回程带渣的现象,可在捞渣机尾部涨紧轮上部加装导向板。考虑到管头对接结构反复的脱开这一情况,可以采用连接可靠性高的焊接结构来代替涨紧液压油管。针对渣船原有的入孔门数量少,不利于清渣工作的安全、高效这一情况,建议在捞渣机渣船侧面增加入孔门的数量^[2,3]。

4 结束语

通过对锅炉燃烧所用易结渣煤种进行认真分析,结合对刮板捞渣机排渣设备有针对性的完善改进,经过一段时间的运行总结,对比发现排渣效果很好,不但提高了设备的安全可靠性,还产生了良好的经济效益,充分说明了这些改进措施的成功性。但捞渣机涨紧轮在运行过程中出现振动大的现象,请论证将涨紧链轮更换为直径大点的,以增加刮板链条与链轮的接触面积,是否能减小振动大的现象与链条响声还待于进一步去实践论证和探讨。

参考文献:

[1] 杨 阳. 600 MW 旋流对冲燃煤锅炉燃烧过程的数值模拟研究[J]. 锅炉制造, 2009, (3): 1-6.

[2] 胡秀丽, 张连生, 王洪涛. 锅炉除渣系统存在的问题及对策[J]. 华北电力技术. 2004(02).

[3] 刘 帅. 对发电厂锅炉捞渣机进行加装保护帘的改造[J]. 现代营销(学苑版). 2010:10-12.

作者简介:

王怀远(1982),男,江苏连云港人,助理工程师,从事电厂锅炉设备维护管理工作;

何俊松(1981),男,江西宜春人,工程师,从事电厂热控设备维护管理工作。

国内超超临界直流锅炉炉水处理方式原理及应用实例

厉富超

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222000)

摘 要:简要介绍了目前国内超超临界直流锅炉炉水处理方式的原理,重点探讨了给水加氧处理方式对超超临界直流锅炉的保护原理、工作原理、效果及实际运行过程中的步骤、注意事项和异常处置原则。为生产中实际运用给水加氧工艺提供一定的指导。

关键词:国产超超临界直流锅炉;水处理;炉水加氧处理方式

中图分类号:TK223.5

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0015-03

新海发电有限公司 1 号机组采用上海电气集团三大主机,锅炉为 3 049 t/h 超超临界参数变压运行螺旋管圈直流炉,单炉膛塔式布置、死角切向燃烧、摆动喷嘴调温、平衡通风、全钢架悬吊结构、露天布置、固态排渣。自投产以来,一直采用传统的除氧供水方式。机组正式运行后,按照锅炉厂家的规定,要求在机组正式运行半年后可采用给水加氧方式。采用给水加氧处理方式可以减少或防止给水系统、锅炉发生流动加速腐蚀(FAC)、锅炉受热面蒸汽腐蚀,减缓金属的沉积速率,防止混合式过热器、再热器、汽轮机积盐。

给水加氧处理方式在超超临界直流锅炉上的运用在新海发电有限公司尚属首次,现将目前国内超超临界锅炉炉水处理方式原理简要介绍一下,并将兄弟电厂的运行经验与各位同事共享,不足之处,欢迎批评指正。

1 全挥发处理(简称 AVT)

直流锅炉没有汽包,不可能利用锅炉排污的方法排除炉水中的浓缩盐类及污物,给水中的任何盐类部分将随蒸汽带入过热器、再热器和汽轮机,部分沉积在水冷壁管上都会造成腐蚀和结垢。给水全挥发性处理方法不会对炉水增加盐类,因而被广泛应用。全挥发处理(简称 AVT)是在深度除氧的前提下,用氨和联氨维持一个最佳的除氧碱性工况,达到抑制铜、铁腐蚀目的一种给水处理方式。加氨是提高给水 pH 值,使给水系统钢材和铜材表面的保护膜的溶解度降低。加联氨是在热力除氧之后,用它辅助除去水中残余的氧,并使给水保持还原性条件。

2 全挥发处理原理

减少给水中氧化铁含量是防止热力设备结垢腐蚀的重要措施。除氧水中金属表面的 Fe_3O_4 保护膜在纯水中的溶解度与水的含氨量及水温有关。实验证明,随着水中含氨量的提高, Fe_3O_4 在水中的溶解度明显降低;铜在低 pH 值水中的溶解度是较高的,随着水的 pH 值升高,铜的溶解度逐渐降低。当水的 pH 值达到某一值后,铜在水中的溶解度又随水的 pH 值升高而增大。为综合考虑铁和铜二者的溶解度均保持较小,一般要求给水在 8.8~9.3 范围。

联氨是一种很强的还原剂,它可和水中溶解氧反应,并且分解产物对热力系统无害。温度高于 200℃时,联氨可将 Fe_2O_3 还原成 Fe_3O_4 或 Fe,将 CuO 还原成 Cu_2O 或 Cu。这一性质可以用来防止锅内生成铁垢和铜垢。联氨使介质呈还原性条件,具有使铜的溶解度降低和稳定性增强的作用,从而可减小铜合金设备的溶解。在热力除氧器正常工作时,能保证出水含氧量不大于 0.01 mg/L,这时联氨对氧的还原作用实际上不存在,联氨只是使给水系统里的介质具有还原性。

全挥发给水处理优点:避免了沉积物下的碱性腐蚀;炉水含盐量低,蒸汽品质好;汽包炉采用全挥发处理避免了盐类隐藏的发生。

全挥发给处理的不足:炉水的 pH 值难以控制,易造成酸腐蚀;给水含铁量高。凝汽器空抽区铜管氨蚀严重;凝结水除盐设备的运行周期短。为此又发展了新的水处理技术加氧处理。

3 给水的加氧处理

3.1 加氧处理的基本原理

从电化学腐蚀的基本原理可以认识到,水中的溶解氧对与之接触的钢铁材料有促进腐蚀和抑制腐蚀的双重作用。在实际工况条件下,氧起哪一种作用为主,则取决于具体条件。

3.2 氧对碳钢的腐蚀

从热力学观点看,锅炉给水在除氧的全挥发处理时,给水 pH 值在 9~10 之间,铁的电位是-0.5V 以下,处于钝化区,钢铁不会受到腐蚀。在流动的高纯水中加入氧或过氧化氢后,铁的电位升高数百毫伏,达到 0.3V~0.4V 也进入钝化区,钢铁受到保护。有氧的情况下,铁和水中的溶解氧发生如下反应:



碳钢表面膜的结构由下面反应确定:



反应生成的 FeOOH 也会陈化为 Fe₂O₃,生成的 Fe₂O₃ 沉积在 Fe₃O₄ 孔隙之中,在钢表面生成稳定的保护膜,无法侵蚀钢表面。如果保护膜损坏,水中的氧化剂能迅速修复保护膜。

加氧水工况下形成的表面膜是双层结构,一层是紧紧贴在钢表面的磁性氧化铁层 Fe₃O₄,其外面是含尖晶石型的氧化物层 Fe₂O₃。氧的存在加快了 Fe₃O₄ 内伸层的形成速度,而 Fe₃O₄ 层和水相界面处又生成一层 Fe₂O₃ 层,使 Fe₃O₄ 表面孔隙和沟槽被封闭,三价铁的溶解度远比二价铁低,所以形成的保护膜更致密稳定。加氧工况下形成的保护层呈红色;晶粒多数小于 1 μm;膜的主要金属组成元素是铁,膜的厚度小于 10 μm。

3.3 氧对铜的腐蚀

在加氧的纯水中,铜合金表面将因全面腐蚀而生成具有双层结构的氧化膜,内层是致密的、附着牢固的氧化亚铜,它是按下式生成的:



反应生成的铜 Cu⁺迁移到 Cu₂O 和水相界面处又被氧化生成 CuO:



形成的是 Cu₂O 中嵌有 CuO 的外层,这一层被称为外延层,因为它从材料的表面向水相延伸生成的。

由上可知在有氧的条件下,膜与水相接触及外层稳定氧化物是氧化铜。高价铜氧化物溶解度比它的低价氧化物溶解度大得多。相同 pH 值条件下, CuO 的溶解度比 Cu₂O 的溶解度大几十倍。在弱碱性范围,随 pH 值降低,二者的溶解度均线性上升,但一价铜氧化物在 pH 值 8~9 的范围内溶解度很低。因此和碳钢、低合金钢的情况完全相反,在中性水中加氧会使铜合金溶解速度急剧增大,而在碱性条件(pH 值 8~9)下铜氧化物的溶解受到抑制。

4 给水联合处理(CWT)

给水联合处理是既在给水中加入微量的氧以抑制系统中碳钢的腐蚀,同时又加入微量的氨,将给水的 pH 值提高到 8.0~9.0,以抑制凝汽器和低压加热器铜合金的腐蚀。克服了 AVT 的含铁量高,结垢严重缺点,同时也克服了 NWT 中性条件下缓冲性能小的不足,一种比较理想的给水处理方法,国内已有成功经验。例如望亭电厂 12 号炉、石洞口第二发电厂都采用了 CWT 技术,取得了良好的效果。

给水加氧量:不同国家不同机组对氧量的控制稍有不同,一般情况下给水中的氧浓度在 50 μg/L~400 μg/L。氧的来源一般采用氧气瓶,经减压后加入气体氧,并用调节阀调节进入水中的氧量。氧的加入点,一般考虑设两个,一个是凝升泵入口侧,另一个是给水泵的入口侧。

给水电导率:高纯水是 CWT 工况的最主要的前提,在阳离子电导率为 0.1 μS/cm 的纯水中,氧浓度大于 100 μg/L 时,腐蚀速率极低,因此,CWT 水工况要求的电导率小于 0.1 μS/cm~0.15 μS/cm (25℃)^[1]。

给水的 pH 值:德国和我国标准推荐给水 pH 值在 8~9 这样宽的范围。而美国 EPRI 导则推荐全铁给水系统的 pH 值范围在 8.0~8.5^[2,3]。

4.1 CWT 水工况的运行控制

CWT 运行时,各指标若偏离正常值,应采取相应的措施,如果阳离子电导率在 0.2 μS/cm~0.3 μS/cm 之间,应增加系统 pH 值到 AVT 的水平,对全铁系统约为 9.2,并且连续加氧。但如果超过了 0.3 μS/cm,则应立即停止加氧,回到不加联氨的 AVT 工况运行,其它标准维持与 AVT 工况时相同。系统运行时应尽量避免中断加氧,尽管短时间内氧损失对 CWT 运行的系统的耐蚀性能影响较小,但中断还往往会导致铁浓度的上升^[4]。

4.2 CWT 工况下机组的启动和停机

CWT 工况下机组的启动和 AVT 工况下相似,氨和 AVT 一样,只是不加联氨,直到阳离子电导率达到 0.15 μS/cm 并有下降趋势时,才开始加氧。启动早期可适当增加给水含氧量,以加快管道内表面保护膜的生成。

与 AVT 相比,NWT 和 CWT 方式运行具有下列优点,

① 给水含铁量降低;

② 压差明显降低,由于采用 AVT 时,炉管内沉积的主要是粒径较大的 Fe₃O₄,在管子表面上呈波纹状;而采用 NWT、CWT 时炉管内沉积的主要是粒径较小的、不呈波纹状 Fe₂O₃;

③ 化学清洗间隔缩短;

④ 有效防止氨蚀,NWT 不加氨,不存在氨蚀;CWT 只加入少量的氨 ,pH 值比 AVT 时低,只保持在 8.5 左右,这时铜的溶解度最小。

采用 CWT 处理的条件是:给水一定要纯。

实例:

石洞口第二发电厂水汽系统为无铜材系统,补给水系统中有多道去除有机物的设备,如活性炭过滤器、反渗透等。因此氢交换电导均达理想水平 0.07~0.08 $\mu\text{s}/\text{cm}$ 。

凝结水精处理混床采用无前置过滤器,有空气擦洗混床,再生采用体外再生,分层效果较好,出水电导率一般仅有 0.06 $\mu\text{s}/\text{cm}$ 。由于具备了采用 CWT 的条件于 1996 年由 AVT 改为 CWT 处理。

改用 CWT 后取得了较好的效果。电导率由 0.07~0.08 $\mu\text{s}/\text{cm}$ 下降为 0.06 $\mu\text{s}/\text{cm}$; 含铁量由来 3~4 $\mu\text{g}/\text{L}$ 降为 1 $\mu\text{g}/\text{L}$; 蒸汽含钠量由 1.6 $\mu\text{g}/\text{L}$ 降为 0.6 $\mu\text{g}/\text{L}$;二氧化硅由 2.7 $\mu\text{g}/\text{L}$ 降为 1.9 $\mu\text{g}/\text{L}$;锅炉总阻力下降了 3.6 kg/cm^2 ;混床周期由一周再生一次延长到 60 天大减少了再生剂耗量及排废处理量。

5 采用 CWT 方式注意事项

(1) 给水加氧处理对给水泵碳化钨密封环有选择性腐蚀,应改用碳化硅。

(2) 含氧给水以水系统调节阀用钴基合金堆焊

的部件有选择性腐蚀,可用经油淬火硬化的马氏体高温炉水铬合金钢 X22CrNi17 (含铬 16%~18%,含镍 1.5%~5%)代替。

(3) 加氧的药品有过氧化氢和气态氧,以焊接用氧为好,加氧点 可选择凝结水设备的出口处和给水泵的吸入侧。

(4) 过热器管及再热器多采用含铬 12%的铁素体钢。

(5) 凝结水前置过滤器应改用 3 微米滤元过滤器(因三氧化二铁的颗粒较细)。

参考文献:

[1] DL/T805.4—2004,火电厂汽水化学导则 第 4 部份:锅炉给水处理[S].
[2] Alexander Y. Superfin, Prabhat Kumar Sinha:Alternative Boiler Feedwater Treatment By Using The Oxygenated Technique. IWC-93-53.
[3] Irma Dedekind,Denis Aspden ,Ken J.Galt,Dave DAlgetty:Oxygenated Feedwater Treatment at the World’s Largest Fossil Fired Power Plant – Beware of the Pitfalls-. Power Plant Chemistry,2001,3(11).
[4] DL/T805.1—2002,火电厂汽水化学导则 第 1 部份:直流锅炉给水加氧处理导则[S].

作者简介:

厉富超(1982),男,江苏连云港人,本科学历,助理工程师,从事火力发电厂运行。

Introduction to Water Treatment Principle of Domestic Ultra-supercritical Once-through Boilers

LI Fu-chao

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: Water treatment principle of ultra-supercritical once-through boilers is briefly introduced in this paper. The key points are the protection and operation principle of OT as well as the matters needing attention and disposal principle for abnormal incidents. This paper can provide valuable reference for other similar plants.

Key words: domestic ultra-supercritical once-through boiler; water treatment; OT of boiler water

(上接第 14 页)

Improvement of Submerged Scraper Conveyor Facing Slagging Coal

WANG Huai-yuan, HE Jun-song

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: The combustion mode employing coal tending to slag always seriously influences the stability of the whole combustion system. The utilization of slagging coal can also accelerate the slagging rate inside the boiler furnace. To remove the deposited ash, submerged scraper conveyors are thus widely adopted in large-scale coal-fired power plants. It is well known that the technical condition, the coal feature and overall operation condition of the equipment have important effects on the safety of the system. In order to ensure the safety of the power plant, we have proposed several improvement suggestions, which have been proved to be effective by test results.

Key words: coal tending to slag; submerged scraper conveyor; boiler

百万机组启动过程中的主要节点及其控制要点

郁洪霜

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:百万超超临界机组自动化、智能化程度非常高,对汽水品质要求高。启动时间长、启动消耗大,操作、调整等工作量繁重,易造成启动失败或启动过程延长等一系列问题。本文根据新海电厂 1 号机组多次冷态启动过程中的实践和经验总结,在机组启动过程节点和控制要点方面作了阐述。

关键词:百万机组;启动;节点和控制要点

中图分类号:TM621

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0018-06

单元机组的启动是指从锅炉点火,升温升压,蒸汽参数达到要求,汽轮机进行暖管,冲转,暖机,定速,发电机并网带基本负荷,锅炉撤油枪逐渐加至满负荷的过程。其实质是火焰,烟气及蒸汽向锅炉和汽轮机金属部件传热的复杂交换过程。1000 MW 超超临界机组相对于 600 MW 和 300 MW 机组,在控制方式、事故报警、操作调整等方面的自动化、智能化程度均发生质的飞跃。对人员技术水平要求更高,启动过程组织更紧凑。值长作为机组启动过程中的组织者和协调者,在启动过程中做好主要节点及其控制要点的掌控,同时应加强协调联系,把握主要矛盾的发展,根据具体情况,按主次,缓急分别进行,从而在保证设备安全可靠的前提下顺利完成百万机组的冷态启动任务。

1 机组设备概况

新电 1000 MW 超超临界火电机组,汽轮机为上海汽轮机有限公司和西门子联合设计制造的 N1030-27/600/600(TC4F)型,超超临界、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、双背压、凝汽式汽轮机。机组不设调节级,采用全周进汽、全程滑压运行的方式(30%至满负荷)。机组配设两台 50%容量给水泵,取消电泵。启动汽源由 330 MW 供热机组提供。

锅炉选用上海锅炉厂有限公司引进 Alstom-Power 公司 Boiler GmbH 的技术生产的 SG3049/28.25-M548 型超超临界参数变压运行螺旋管圈直流锅炉,单炉膛塔式布置形式、一次中间再热、四角切圆燃烧、平衡通风、固态排渣、全钢悬吊构造、露天布置。锅炉燃用煤种为烟煤。燃烧系统按配中速磨正压直吹式制粉系统设计,配置 6 台磨煤机。在每层磨燃烧器的中间设置油燃烧器,共 24 只油燃烧器,24 支油枪可以带 30%BMCR 负荷,油枪采用

机械雾化。锅炉采用内置式分离器启动旁路系统。

汽轮机旁路采用“三用阀”系统,即高压旁路阀取代锅炉过热器安全阀,又作为主汽压力调节阀。高压旁路和低压旁路二级串联配置,容量分别是 100%和 65%BMCR。旁路阀门组的压力和喷水量由机组 DCS 控制。在控制方式上,高压旁路控制分为 A1、A2、A3、B、C、D、E 模式,低压旁路控制分为启动、定压、旁路停运模式。高压旁路系统的压力控制逻辑分为 2 层;第 1 层为压力主控,实现高压旁路系统的控制及工况切换等功能;第 2 层为从压力控制器接收压力主控信号并进行处理后输出控制阀门指令。

发电机为引进德国西门子公司技术生产的 THDF125/67 型三相同步汽轮发电机。以发电机-变压器组单元方式接入 550 kV 升压站,通过两条线路向系统输送电能,机组的启动/备用电源由 220 kV 升压站的 01 号启动/备用变压器供给^[1]。

2 机组冷态启动

2.1 严密组织,做好启动前的准备

(1) 机组启动任务下达后值长加强与有关调度联系、汇报。接到机组启运的调度命令后根据运行方式分析上级调度命令的正确性并正确发布操作命令,防止发生误调度事故。要充分考虑系统、设备运行方式满足安全、稳定、经济的要求。及时汇报相关领导,联系相关部门安排人员现场值班,各专业专职现场进行技术指导。

(2) 联系燃料、自备水厂、油库、化学等准备充足的机组启动用煤、水、油、化学药品、以及脱硫脱硝制剂。通知燃料运行人员合理配煤,使原煤仓挥发份在 25%~30%,发热量较高且水分低的煤,以提高炉膛燃烧均匀性、稳定性,为启动节油创造良好条件。通知自备水厂废水处理系统应工作正常且满足机组启动要求。要求化学化验各转动设备油质合格

并确认除盐水、二氧化碳、氢气等储备充足。

(3) 督促单元长、辅机长及各岗位运行人员严格执行操作票和规程规定,防止发生五种恶性电气误操作事故和热机专业误操作、误调整、误监视事故以及防止误漏投退电气设备保护压板和自动装置事故。组织集控、辅控、化学检查确认与机组启动相关的各系统、设备检修及试转工作均已结束,检修安措拆除及控制逻辑恢复完善,各电气设备绝缘良好并将系统恢复至启动前状态。机组设备的各项联锁保护试验正常,各转动设备试转正常。

(4) 要求各运行岗位掌握机组启动方案及相应的技术措施,合理安排人员,分工明确,确保启动过程中人力充足,使启动进程有序开展。督促运行人员在启动过程中,加强巡查力度,开展专项安全检查,及时发现设备缺陷,并由值长通知相关部门进行及时处理,确保将设备缺陷消灭在萌芽状态。对消缺工作要监督到位,避免了因设备缺陷影响启动进程,最大限度地减少启动损耗。

2.2 机组整组启动

2.2.1 锅炉点火前准备阶段

(1) 除盐水系统、闭冷水系统、凝结水系统投运过程中要通知化学,及时协调机组启动用水、其他运行机组补水与制水设备最大出力间的平衡,确保各生产用水安全。督促化学加强对闭式水、凝结水、内冷水、给水、循环水进行加药和水样监视,水质合格后及时回收。各辅助系统投运过程中要求单元长、辅机长优化系统启动、运行方式,减少启动损耗。

(2) 投运循环水及开冷水系统时,协调自备水厂调整出力,保障机组启动用水、其他运行机组补水、厂区生活用水及对外供水。

(3) 联系辅控投入压缩空气系统,电除尘、输灰、出渣系统等按规程要求投用。脱硫系统恢复至投用前状态。

(4) 协调供热机组调整好热负荷,确保机组启动汽源参数稳定。

(5) 盘车在静止状态下为防止离合器的损坏,启顶轴油泵前关闭盘车针型手动调节阀;联系检修人员调整好各道轴承顶轴油压,先手动盘车,确认汽轮机转子转动正常后,运行人员通过缓慢开启盘车针型手动调节阀,使盘车转速在 48~54 r/min 之间。

(6) 优先使用前置泵向锅炉上水,控制给水温度与锅炉金属壁温的温差和上水速率在规程允许范围内,确保管壁温度变化速率 $<5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。启动贮水箱水位上至 38 m 后停止上水,待炉检对水冷壁查漏结束后,联系化学人员化验锅炉水质。如启动贮水

箱疏水含铁 $>200\text{ }\mu\text{g/L}$ 时应排放至冷却塔。当启动贮水箱疏水含铁 $<200\text{ }\mu\text{g/L}$ 时回收到凝汽器,同时进行冷态清洗。

(7) 投运轴封系统,注意确认轴封蒸汽温度与转子温度匹配。真空系统投运后及时启运一台汽泵运行,以维持锅炉省煤器出口流量。联系化学投运凝结水精处理装置。

(8) 冷态清洗控制要点:为了较快达到冲洗效果,采用变流量冲洗结合大流量冲洗。变流量冲洗时(通过反复改变给水主控值)要注意汽动给水泵运行安全及备用汽源压力的稳定控制。大流量冲洗时要及时协调好化学制水设备出力、除盐水箱水位与冲洗水量的平衡,避免引起用水紧张现象。分疏箱疏水中铁 $<50\text{ }\mu\text{g/L}$,冷态清洗完成。

(9) 投用空预器吹灰系统(使用辅汽)。锅炉燃油系统运行备用。配合炉检调好油枪及微油点火装置,确保锅炉顺利点火。同时为启动节油创造条件。

2.2.2 锅炉点火及升温升压阶段

(1) 机组点火成功后,汇报省调。调节燃油压力、流量,控制燃烧率,按启动曲线(图 1)控制好锅炉升温、升压速率。此时注意要点:

① 在点火初始阶段,由于炉膛温度低,要注意油燃烧器的着火稳定、燃烧完善,防止灭火爆燃。及时投入空预器吹灰装置,防止尾部烟道再燃烧。启动首台磨煤机投粉时,整个过程操作要平稳,防止汽压、汽温、水位大幅度波动,注意风量与燃料量的控制,保证燃烧稳定。

② 注意监视汽水分离器和对流过热器出口集箱的温度及应力余度不超限。点火初期,由炉水再循环泵提供 30%BMCR 的流量足以冷却省煤器和水冷壁,而过热器和再热器中无蒸汽通过,处于干烧状态。为此,必须限制燃料量和燃料投放速度。当过热器和再热器未建立足够的蒸汽流量之前,密切监视炉膛出口的烟气温度不高于 $538\text{ }^{\circ}\text{C}$,并确保进入过热器区的烟温不高于过热器金属材料的允许温度,同时考虑烟温偏差对受热面温度偏差的影响。当过热器和再热器内的流量 $>15\%\text{BMCR}$ 时,可以投入减温器来控制蒸汽温度。此时应适当提高减温水压力,保证减温器内的雾化效果。同时避免减温水流量大幅波动造成“水塞”现象发生。

(2) 升温升压过程中注意旁路控制模式及其开度(图 2)的变化而引起主再热蒸汽流量的变化,以控制好高、低旁阀后温度,防止水击。锅炉点火启动时,高压旁路系统就进入 AI 模式,高压旁路系统压力主控发出 O 阀位信号,以保证阀门关闭且不进行

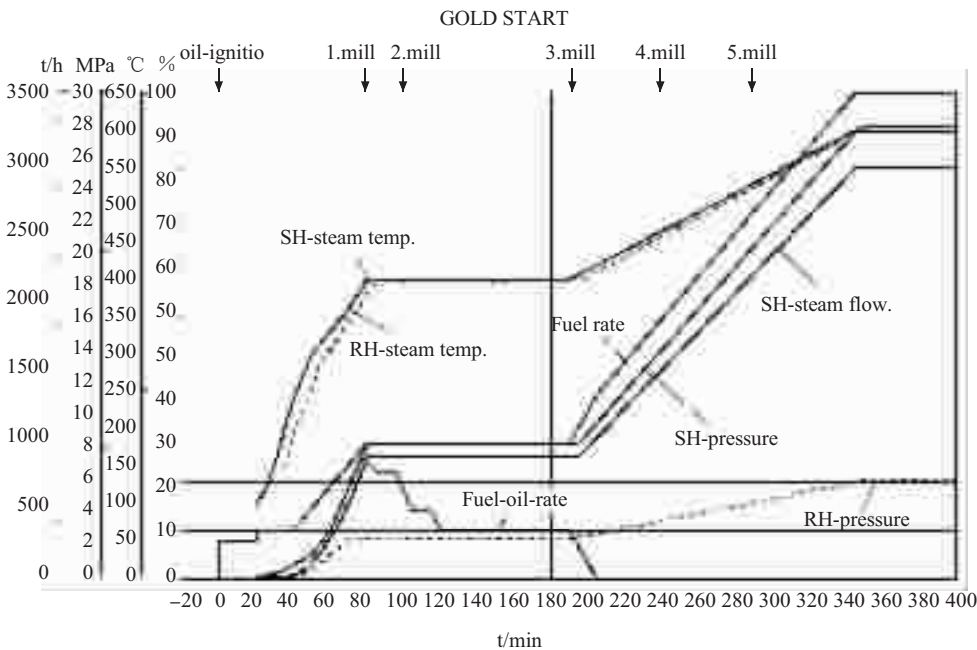


图 1 锅炉冷态启动曲线

压力控制,主蒸汽压力可以随意波动。冷态启动高压旁路控制系统从 A1 模式进入 A2 模式有 2 种状态:第 1 种为锅炉启动点火后待 12 min 进入 A2 模式;第 2 种为主蒸汽压力达到期望的累积压力,其与锅炉启动点火时的压力有关,为一设定函数,锅炉冷态启动时超过点火时压力约 0.1 MPa。A2 模式主要将高压旁路阀控制在小开度并保持不变,使主蒸汽压力逐渐提高;A2 模式期间,高压旁路阀未对压力进行控制,其开启曲线为预定曲线(图 2)。冷态启动时,高压旁路阀开至 5%且持续 1 min 后进入下一个控制模式(A3 模式);此时应注意高旁阀位的上下限制对锅炉管壁、汽温控制的影响,即最小开度不小于 5%,上限则是由主汽压力决定:

表 1 主蒸汽压力与高旁最大阀位关系

主蒸汽压力 /MPa	高旁最大阀位限制 /%
1.1	50
3.7	100

高旁进入 A3 模式后,高旁进行压力调节。此时高旁压力设定值是 MAX (进入 A3 瞬间的主汽压力),并限制小于 13 MPa,以保证汽轮机冲转压力。为了减小主蒸汽压力波动以及防止设备因压力剧变而引起的应力冲击等,在控制压力过程中,锅炉控制逻辑内置的升压速率是由主汽压力和蒸汽流量计算得出的。升压速率与当前的主蒸汽流量成正比,与锅炉内所储存的蒸汽量(由主蒸汽压力换算得到)成反比。因此在自动方式下通过改变高旁压力设定值偏置来增加高旁开度。当低旁启动模式(锅炉有火,再

热器压力平均值低于 2.5 MPa)具备时低旁投自动。

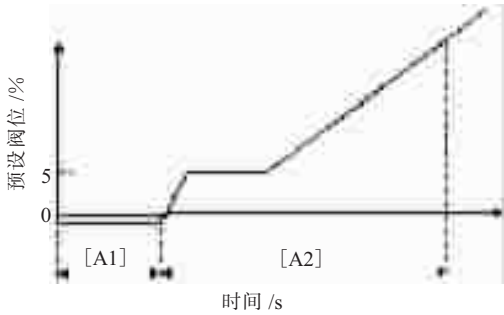


图 2 在 A1/A2 模式时高压旁路阀开启曲线

(3) 锅炉在启动及低负荷运行阶段,30% BMCR 负荷(约 300 MW)以下湿态运行时,给水控制主要用于控制贮水箱水位(15 m),炉水循环泵出口调节阀控制省煤器入口流量在锅炉的最小循环流量(888 t/h)以上。汽温的控制主要依赖于燃烧控制,通过投退油枪的数量及层数、调节油压、减温水来调节主再热蒸汽温度。水位控制要注意尽量避免太大的扰动,避免人为疏忽造成水位过高引起过热器进水。特别注意做好点火初期贮水箱水位发生渡膨胀、虚假水位时的调整工作。及时控制好投退油枪的时机和速度、给水主旁路切换、起磨升负荷等扰动因素对贮水箱水位变化的影响。

(4)热态清洗控制要点:为了达到冲洗效果,保持水冷壁出口工质温度在 150~170 °C 之间,冲洗流量为 25%~30%BMCR。由于新电公司百万机组启动汽源由 330 MW 供热机组供给(可提供蒸汽参数为:温度 320 °C,压力 1.0 MPa,流量 120 t/h),因此要及时投入除氧器加温系统,控制除氧器水温在

120℃左右。当再热蒸汽压力 0.2 MPa 以上,及时投入 2 号高加,提高给水温度,以保证最佳清洗温度。

初期采用开式清洗方法,待分疏箱出口水质 Fe 含量小于 100 μg/L、SiO₂ 含量小于 50 μg/L 时改为循环清洗方法,此时控制凝结水温度在 50℃以下,保证凝结水精处理系统正常稳定运行,避免因凝结水温度高而造成精处理系统跳闸。要求化学及时(通常 2 小时一次)对疏水水质进行化验,直至铁离子小于 50 ppm,二氧化硅小于 50 ppm,ntu<3,CL<0.1 mg/L 水质合格,热态清洗结束。热态清洗期间可通过降低炉膛火焰中心,合理配风,按规定速率等温升压以及适当增大锅炉排放量等措施降低炉膛出口烟气温度来控制主汽温上升。

2.2.3 汽机冲转至满速阶段

(1) 百万超超临界汽轮机启动方式及暖管、暖机过程与 600 MW 和 300 MW 汽轮机所采用的人工控制方式存在明显不同。机组的启动方式为带高、低压旁路的高、中压缸联合启动,汽轮机的冲转采用 DEH 控制系统中的 SGC 自动方式。其主要特点为:启动前暖阀、启动中暖机以及带负荷实施全过程应力监视,当任一时刻出现应力超限时,DEH 将不允许冲转或继续带负荷;冷态启动时汽轮机需要在 360 r/min 低速暖机 1 小时,其余状态启动时均不需要暖机;冲转过程中,升速率由 DEH 根据机组热应力所允许最大升速率自动设定,升速过程中既无法人为保持当前转速、也无法设定新的目标转速;整个冲转过程从盘车转速(冷态启动从 360 r/min 开始)至额定转速只需 5 分钟左右。启动曲线如图 3 所示。

(2) 汽轮机冲转过程是通过计算机自动控制完成的。汽轮机自启停(ATC)是以转子应力计算为基础,控制并监视汽轮机从盘车、升速、并网到带负荷全过程。冲转前根据汽机金属部件热应力及蒸汽参数选择相匹配的启动模式,一般情况下选择“NORMAL”模式,同时必须投入 TSE(应力监视)模式控制。应力控制器通过测量计算,控制机组启动过程中若干个特征数据“X”准则。要抓好下列要点:

① 温度准则和温度限制不易满足的原因很多,其中主蒸汽温度对此影响最大。启动初期主蒸汽温度控制困难,汽温波动直接影响到主汽门与调节汽门的内外壁温差,经常造成主汽门和调节汽门的温度裕量不满足要求而使启动受阻,不能发挥快速启动的作用。因此,要特别注意在汽轮机走步前和走步过程中锅炉应维持燃烧(包括燃料量)和蒸汽参数稳定。冲转各参数应满足变量温度准则即 X—准则,其中 X2 准则——用来确定开启高压主汽阀时的主蒸

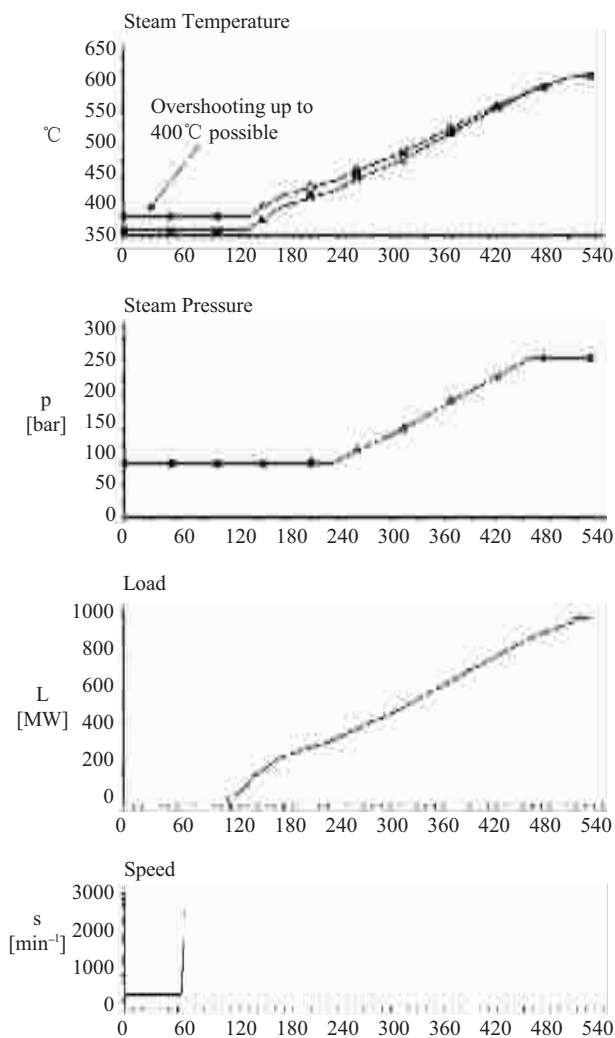


图 3 汽轮机冷态启动曲线

汽参数。X4, X5, X6 准则——用来确定汽机冲转前的蒸汽参数。X7(A、B)准则——用来判断汽机低速暖机是否结束,进而可以升速至额定转速。X8 准则——用来判断汽机高速暖机是否结束,进而可以进行发电机并网。调整蒸汽参数控制 X2, X7(A、B)准则为负值, X4, X5, X6 准则为正值,使得汽缸、转子等部件温度裕度都大于 30 K,否则将影响启动进程。

② 蒸汽品质满足要求后及时投入蒸汽品质释放块,以避免走步程序在第 11 步到第 20 步间循环而延长启动时间。汽轮机冲转前先经过一个“带旁路启动”过程,锅炉蒸汽借道旁路系统构成循环,其热负荷通常要达到 45% BMCR 甚至更高。在此过程中,应采取加大炉水的置换力度及投入凝结水精处理系统等措施以逐步提高汽水品质,待汽水品质合格后方能冲转汽轮机。用这种方法可彻底杜绝低标准蒸汽对汽轮机通流部分造成的侵害,这对百万级超超临界汽轮机尤为重要。

③ 冲转前应根据高压缸缸温、中压缸缸温查出 SGC 逻辑允许的冲转参数,以此来调整锅炉燃烧、

控制蒸汽参数满足要求,以避免主蒸汽及再热汽温度过高会造成无法冲转;在冲转过程中仍需控制蒸汽温度及压力,避免因汽温上升过快而触发应力限制,造成机组无法并网带负荷。

④ 在冲转以及低负荷过程中,高旁处于 A3 控制模式参与汽压的调整与控制,易造成高压缸末级叶片鼓风摩擦引起高压缸排汽温度升高,严重时引起高排温度高跳闸甚至损坏高压缸末级叶片。因此必须投入高压缸排汽温度控制器,注意旁路系统的自动调节情况和加强对高压缸排汽温度的监视。

⑤ 冲转升速至 180 r/min 时,检查盘车装置退出运行。监视好 TSI 参数,尤其是转子热应力、各金属温度变化率、汽缸上下壁、内外壁温差变化趋势正常,汽缸绝对膨胀、轴瓦振动、轴向位移、轴承温度等参数在正常范围内。

⑥ 升速过程中还应加强对各油温、风温、氢温、水温的监视和调整,低压缸排汽温度及凝汽器真空正常。高低加随机启动,除氧器、凝汽器及各加热水器水位调整正常。同时通知化学对炉水、饱和蒸汽、过热蒸汽、除氧器出水、给水、凝结水每 2 h 取样一次。

2.2.4 发电机并列至带初始负荷暖机阶段

(1) 汽轮机冲转后及时将发电机及励磁系统由冷备改热备。涉网操作部分需网调许可。期间应注意:测量发电机励磁回路绝缘电阻时,应包括发电机电转子、励磁变。禁止用摇表测励磁整流元件的“+”“-”极间绝缘电阻,以防整流管反向击穿。测量转子绕组绝缘前,应拉开转子接地保护屏前转子电压输入小空开并取下励磁整流柜交直流侧电压测量回路熔丝。测量时应采用 500~1000 V 兆欧表,其励磁回路交流侧绝缘电阻值不应小于 1 M Ω ,直流侧绝缘电阻值不应小于 0.5 M Ω 。若低于以上数值时,应采取措加以恢复。如一时不能恢复,则是否允许运行应由总工程师决定。自动装置和保护装置复位,所有指示信号正常,无异常报警信号。主变开关间隔各元件位置指示正常,压力正常,无异常报警定。AVR 自动励磁调节器、发电机保护装置和同期装置设备完好。

(2) 发电机并列前汇报省调,并列后汇报网调、省调。及时退出发变组保护中的发电机“启停机”和“误上电”保护压板。

(3) 机组并网后,负荷控制器自动将机组负荷设定为 150 MW,负荷升速率设为 50 MW/min。DEH 中压力控制方式为“限压模式”,此时高中压调门逐渐开大,旁路逐渐关小,直至旁路完全关闭,高旁由“A3 模式”转为“B 模式”,DEH 中压力控制方式转为“初压模式”(汽轮机控制压力)。注意:高旁在“A3

模式”时,高旁偏置要及时复零。若需要压力控制方式转为“限压模式”,中调门开度应为 100%。锅炉湿态运行,使炉水泵尽量带出力,热水再循环,提高给水温度。

2.2.5 机组带负荷至锅炉断油阶段

(1) 要加强对锅炉金属温度的监督,重点部位在水冷壁和一级过热器部位,遇超温的时候,首先应降低燃料量,再进行汽水系统的调整。

(2) 机组负荷 200 MW 以上且稳定运行时采用串联切换方式将厂用电倒为本机接带。

(3) 机组负荷在 250~300 MW 左右时应保持稳定运行,稳定给水流量在最小流量以上,主汽压力在 9 MPa 左右,调整锅炉由湿态转干态运行。此时控制要点主要体现在下列几点^[2]:

① 转干态前,应提前增加燃料,但要控制燃料总量,在转换过程中可采用增投油枪来实现快速增加燃料。尽量减小炉水循环泵(BCP)出口流量,避免 BCP 跳闸引起给水流量低锅炉 MFT,同时减小锅炉再循环流量可使给泵出口给水流量与锅炉蒸发量接近,也利于湿态向干态的转换。

② 锅炉在湿态与干态转换区域运行时,在垂直水冷壁和后墙吊管中有可能产生两相流,容易引起水力不均匀而造成管壁温度超限。此时要注意保持燃料量和汽水分离器水位相对稳定,并尽可能缩短锅炉在这个区域的运行时间。在转干态过程中,要始终保持燃料和给水量成比例增加,避免燃料、给水量的大幅波动,从而避免在干、湿态转换过程中由于燃料和给水量的失调造成受热面壁温超限。转换结束应以过热度为准,过热度为 10~15 $^{\circ}\text{C}$,且不宜反复。

③ 加强湿态转干态时关键参数的控制:以 260 MW 开始转换为宜,负荷应控制在 300 MW 以下。调节并稳定给水流量在 820 t/h 左右,给水旁路调节阀、361 阀、360 阀投自动,当炉水循环泵(BCP)出口流量小于 240 t/h 时开始手动调整 360 阀。主汽压力一般维持在 9 MPa 左右。适当增加燃料量,一般以 4 t/h 煤对应 10 MW 负荷,转换前至转换结束共需增加煤量约为 20 t/h。当汽水分离器入口工质过热度达 10 $^{\circ}\text{C}$ 时开始同步增加给水量和燃料量,并应考虑燃烧的滞后性。在转换过程中,如果压力升高,不宜采用开大汽机调门带负荷的方法来降压,因为负荷对水位的修正作用大大超过压力对水位的修正,同时要严密监视 BCP 电流,派人就地监视 BCP 运行情况,及时停运 BCP(停运前必须保证一定的过冷水流量),以确保 BCP 不汽化。在机组完成转干态后开启 BCP 和 361 阀暖管暖泵门,保证启动系统随

时处于备用状态。图4是湿态转干态运行时,循环流量与给水流量的关系。

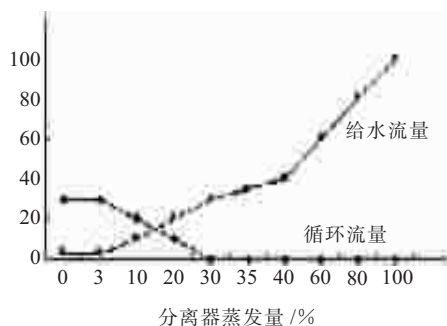


图4 转干态过程蒸发流量

(4) 机组进入直流状态, 给水控制与汽温调节和前一阶段控制方式有较大的不同, 给水不再控制分离器水位而是和燃料一起控制汽温即水燃比B/G。将B/G比值做为过热汽温的一个粗调并根据中间点焓值(他直接反映出燃料量和给水蒸发量的匹配程度以及过热汽温的变化趋势。)的变化对锅炉的燃料输入量和给水量进行微调, 然后用过热器喷水减温做为汽温的细调。锅炉在转入直流状态后尽量投入自动, 若处于手动控制, 手动控制汽泵转速来调节给水, 控制中间点焓值(温度)。负荷变动过程中, 利用机组负荷与主蒸汽流量做为前馈起到粗调整作用, 但是一般来说主蒸汽流量是计算出来的还不是很准确, 建议使用机组负荷, 作为前馈粗调整用。一般用机组负荷乘以30T/万kW, 得出该负荷大致的给水流量, 然后根据分离器出口温度细调整给水流量。调整分离器出口温度时, 包括在调节给水时都要兼顾到过热器减温水的用量, 保持在一个合适的范围内, 留有合理的余度, 不可过多也不可太少。同时兼顾的还有再热器温度、水冷壁温等, 不可超温, 也不可过低。

(5) 注意给水泵并泵操作, 切换给水泵时, 保持锅炉负荷稳定, 减少扰动。匀速升高待并泵的转速提

高压, 在泵出口压力高于母管压力0.5公斤即可推出口逆止门开始供水, 同时减少另一台泵的转速, 降低出口流量, 两台泵的增减速度要协调, 保持一个稳定的给水流量。加减转速, 不可太快, 太猛使其出口压力激增造成另一台泵出口逆止门关闭引起给水流量剧减。切换给水泵过程中及时打开汽泵再循环阀, 时刻注意给水流量的变化, 发现异常及时调整。两台汽动给水泵并列运行时尽量保持两台小机转速相同偏差不要太大。

(6) 机组负荷接近500MW时通知辅控投运脱硫系统, 正常后当脱硝反应器入口烟气温度大于327℃时投运脱硝系统。待各项环保参数达标排放后再逐渐带负荷, 直至满负荷运行。

(7) 机组4号抽压力达0.7MPa稳定后, 将汽源由辅汽供的小机切至由本机4号抽供的辅汽联箱来供, 此时密切注意小机转速、调门开度、振动及给水流量的变化。

(8) 锅炉主控投自动时要注意主汽压力控制模式转换过程对机组运行的影响。

3 结束语

上海电气生产的1000MW超超临界机组在国内尚属较新产品, 采用了多项世界先进技术, 其启动过程及控制特性还有待于在生产实践中进一步探索, 从而制订出合理的操作规范和控制要点, 保证机组的安全稳定经济运行。

参考文献:

- [1] 新海发电有限公司.1030MW集控运行规程[R].
- [2] 朱全利.锅炉设备系统及运行[M].北京:中国电力出版社, 2013.

作者简介:

郁洪霜(1973), 男, 值长、工程师, 从事火电厂集控运行。

Main Nodes and Key Control Points during Start-up Process of 1000MW Power Unit

YU Hong-shuang

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: For 1000MW Ultra-supercritical power units, their intelligent and automatic level are very high, and especially high quality is required for the steam system. Influenced by the long start-up durations, high power consumption and lots of work required during operation and adjustment processes, the power units will always encounter the issues such as failed start-up and long start-up duration. Taking the NO. 1 unit of Xinhai Power Generation Company as an example, this paper presents the main nodes and key control points during the plant start-up processes, based on the experience accumulated in the previous practice.

Key words: 1000MW power unit; start-up; nodes and control points

电厂压缩空气供气方案和系统运行优化的探讨

王 斌

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:随着火力发电厂的装机容量越来越大,气动执行机构使用的越来越多,锅炉的除灰采用气力输灰系统越来越普遍,火力发电厂的压缩空气用量也越来越大,螺杆空压机和离心空压机的使用也变得非常普遍。本文结合新海电厂 2×330 MW 机组和 2×1000 MW 机组空压机的配置特点和运行经济性进行了对比探讨,对实际应用情况进行了对比论证,并对如何优化两者之间的运行方式提出了设想。

关键词:电厂;离心空压机;螺杆空压机;应用;经济性

中图分类号:TM621.7

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0024-03

随着火力发电厂的装机容量越来越大,自动化程度越来越高,气动执行机构的使用和气力输灰系统的应用越来越普遍,造成压缩空气用量的大幅提高。由于电厂用压缩空气波动大的特点,螺杆空压机是目前大多数电厂采用的空压机型式。但随着电厂用气量的增加,节能、大容量、且运行稳定的离心空压机也慢慢为电厂所采用。电力设计院也开始在压缩空气系统的设计中考虑采用离心空压机+螺杆空压机的组合式供气方案。江苏新海发电有限公司就在压缩空气的使用中采用了上述方案,下面就离心和螺杆两种类型的空压机和该公司压缩空气供气系统的配置情况进行分析和探讨。

1 离心空压机与螺杆空压机的特点对比

1.1 离心空压机的特点

- (1) 结构紧凑、体积小、重量轻。
- (2) 排气量大,排气均匀,气流无脉冲。
- (3) 排气量稳定时,效率高,节能。
- (4) 机内不需要润滑,排气不受润滑油污染,供气品质高。
- (5) 密封效果好,泄露现象少。
- (6) 有平坦的性能曲线,操作范围较广,70%~100%。
- (7) 易于实现自动化和大型化
- (8) 零部件少,易损件少、维修量少、运转周期长,可靠性极高。
- (9) 操作的适应性差,气体的性质对操作性能有较大影响。在机组开车、停车、运行中,负荷变化大。
- (10) 排气量变化大时易喘振。
- (11) 排气量变化对机械效率影响大。

1.2 螺杆空压机的特点

- (1) 可靠性高。
- (2) 操作维护方便,螺杆压缩机自动化程度高。
- (3) 动力平衡好。螺杆压缩机没有不平衡惯性力,机器可平稳地高速工作,可实现无基础运转,特别适合作移动式压缩机。
- (4) 适应性强。螺杆压缩机具有强制输气的特点,容积流量几乎不受排气压力的影响,在宽阔的范围内能保持较高效率,在压缩机结构不作任何改变的情况下,适用于多种工况。
- (5) 运转噪声高,需消音降噪。
- (6) 功耗相对稍高。
- (7) 长期运转后螺杆间隙会变大,定期修复或更换费用较大
- (8) 机内需要润滑,这部分养护费用较高。
- (9) 空压机转子表面一般为特殊涂层,随着运行磨损,涂层会脱落;并且由于轴封磨损容易造成压缩空气质量的恶化,每连续运行 5 年需要更换机头。

1.3 电厂压缩空气供气方案的选择

目前国内大多数电厂压缩空气系统的压缩机全部采用螺杆式压缩机供气。上个世纪,由于国内电厂的装机容量相对较小,压缩空气的使用量以两台 330 MW 机组为例,一般在 200 Nm³/min 左右,考虑到经济性备用要求,单台空压机的排气量不能太大,一般不超过 40 Nm³/min。而离心空压机的单机排气量一般在 100 Nm³/min 以上,并且价格昂贵,所以电厂一般极少使用。进入二十一世纪,国内电厂的装机容量越来越大,单机容量已达到 1000 MW,甚至向更高的容量发展,同时气动执行机构使用的越来越多,锅炉的除灰采用气力输灰系统越来越普遍,这些因素都导致了压缩空气的使用量大幅上升,以两台 1000 MW 机组为例,全厂压缩空气的用量已经达到 300~

400 Nm³/min, 并且离心空压机的价格也有了大幅度的下降,单位排气量的价格已经与螺杆空压机基本一致。在这种情况下,有些电厂针对电厂用气量波动较大的特点以及离心空压机和螺杆空压机的优缺点,开始考虑采用离心空压机+螺杆空压机的组合式供气方案。即离心机作为基本供气、全负荷运行,螺杆机作为负荷调节供气。螺杆式空气压缩机的气量控制为加-卸载方式,气量调节范围是0~100%,其气量控制方式对用气管网系统的压力追随性好,可以通过加-卸载来达到稳定系统压力的目的,克服了离心式压缩机的容量调整范围只可以达到70%~100%的弊端。

2 工程实例概况

2.1 两台 330 MW 机组的压缩空气供气模式

新电公司两台 330 MW 机组采用空压机站统一配气供气的方式,由空压机站向除灰、热控、热机、脱硫等专业提供气源。空压机配置按 8 台螺杆空压机设计,单台空压机排气量为 38.2 Nm³/min,运行方式为 6 用 2 备,设计用气量为 200~230 Nm³/min。机组投运时由于管道的输灰能力不足导致灰斗开裂的情况,因此电厂增加了输灰管道的数量,将输灰能力提高了 1 倍。导致输灰用压缩空气的用气量增加了 1 倍,电厂根据增加的用气量和只预留一台空压机位置的实际情况,最终选择了一台排气量为 100 Nm³/min 的离心空压机。增加后的运行方式为 6 台螺杆机+1 台离心机运行,2 台螺杆机备用。实际用气量约为 300~330 Nm³/min。

2.2 两台 1000 MW 机组的压缩空气供气模式

新电公司在进行两台 1000 MW 机组的工期方案的选择时,根据 330 MW 机组离心空气机的使用情况,采用了离心空压机+螺杆空压机联合供气的方案。建立单独的空压机站,采用统一配气供气的方式,由空压机站向除灰、热控、热机、脱硫、脱硝等专业提供气源,设计总用气量约 390 Nm³/min。考虑到设备的备用情况,空压机按 3 台离心机和 4 台螺杆机配置。根据空压机最终的招标结果,单台离心机和螺杆机的排气量分别为 158 Nm³/min 和 62 Nm³/min,1000 MW 机组空压机站的总排气量为 722 Nm³/min。并且离心机的单位排气量价格与螺杆空压机基本一致,考虑到建安费以及设备费(高压控制柜)的减少,所以本方案的初始投资已低于全螺杆机方案。

2.3 目前空压机使用情况

330 MW 机组的空压机在单台机组运行时需要

开起 6 台螺杆空压机,最大用气量约为 220 Nm³/min。当两台机组运行时增加一台离心空压机运行,最大用气量约为 330 Nm³/min。目前,两台 330 MW 机组正在进行脱硫(由于干法脱硫改造为湿法脱硫)、脱硝、除灰器以及输灰系统的改造,将大大减少气力输灰的用气量,按设计,预计改造后的用气量恢复为 200~230 Nm³/min。

1000 MW 机组的空压机站按两台炉设计,目前一台机组运行,空压机的运行方式为一台离心空压机加一台螺杆空压机。当只运行一台离心空压机时,多数情况下基本能够满足整台机组的正常运行,但在某些时间段出现压力下降需要增加一台螺杆机运行。因此一台机组运行时的压缩空气耗气量约为 160~180 Nm³/min,整个系统的波动范围不超过 15%。考虑到公用系统的用气情况,可以预计第二台机组投运后的压缩空气用气量约为 300~330 Nm³/min,系统的波动范围经进一步缩小,运行方式为两台离心螺杆机加一台螺杆空压机运行,离心机带基本负荷,螺杆机调节稳定系统压力。

3 电厂空压机运行方式的优化方案

3.1 压缩空气系统的组建

由于电厂的各用气点对压缩空气的使用基本上是不连续的,这就造成了电厂用气量波动较大的特点,但整个系统用气量越大,压力波动越小,在系统中某台空压机出现故障停运时对系统的压力影响越小,就如同电网一样,电网容量越大,单台发电机组的故障对整个电网的影响越小。因此对于大型火力发电企业,可以考虑组建全厂空压机站,对于分期建设的电厂,可以将所有压缩空气系统互联,形成一个完整的供气网。

3.2 建立全厂压缩空气系统的可行性和优点

(1) 电厂用压缩空气的压力参数基本一致,一般在 0.6~0.8 MPa。

(2) 大型火电企业的压缩空气使用量较大,较大的压缩空气系统为选用较大排气量的离心空压机提供了使用条件。可以充分发挥离心空压机的节能优势。

(3) 由于离心空压机和自动疏水器的使用,压缩空气的品质大大提高,因此电厂仪用气和检修用气已不再严格区分,这为建立全厂统一的压缩空气系统提供了可能。

(4) 建立全厂压缩空气系统,提高了储气罐的储气总量,可以减小系统波动,提高系统的可靠性。同时可以减少采用螺杆空压机调节系统压力的时

间,降低压缩空气受排气含润滑油污染的影响程度,从而减少后处理设备的维护量和维护费。

(5) 建立全厂压缩空气系统可以减少空压机的备用台数,从而降低投资。

(6) 减少空压机设备的起停次数,降低厂用电。

3.3 新海电厂压缩空气的优化方案和经济性分析

3.3.1 优化方案

将 1000 MW 机组的压缩空气系统并入 330 MW 机组的压缩空气系统,组成全厂统一的压缩空气系统,全厂空压机的总排气量为 1127.6 Nm³/min,最大总用气量约为 550~570 Nm³/min,备用量达到了 100%以上,系统的可靠性大大增加。为了最大限度的发挥离心空压机的优势,运行时采用百万机组的 3 台离心空压机+1 台螺杆机+330 MW 机组的 1 台离心机的运行方式。离心机带基本负荷,螺杆机作为调节系统压力波动使用

3.3.2 优化方案的经济性比较

正常情况下,全厂压缩空气系统连通后,330 MW 机组的用气相当于由原有 1 一台离心空压机和百万机组的 1 台离心空压机供气。采用上述优化方案前后的经济性比较如表 1 所示。

从上表中可以看出,运行方式优化后每年可以节省运行费用 64 万元,如果考虑后处理设备维护费用的下降,节省费用将更多。

4 结束语

综上所述,在压缩空气使用量较大的火电厂中,采用离心式空压机带基本负荷,螺杆式空压机用于调节负荷变化的组合供气方式,可以大大提高设备的可靠性和经济性,并且大大降低了维护强度和费用。

从经济比较角度,离心空压机的设备费(单位供

表 1 经济性比较

项目	优化前	优化后
运行方式	1 台离心机 + 4 台螺杆机	2 台离心机
最大供气量(Nm ³ /min)	252.8	252
功率/kW	100+224×4	100+152
年运行小时/h	7920	7920
330 MW 机组厂用电量/(万 kW·h ⁻¹)	1175	466
1000 MW 机组厂用电量/(万 kW·h ⁻¹)	—	648
年动力消耗费(0.4358 元/kW·h)/万元	512	485
年动力消耗比较/万元	+27	0
煤耗差异比较/t	+220	0
年节省燃料费用(按 905 元/t 计)/万元	20	0
正常年维护费用/万元	17	3
合计节约费用/万元	+64	0

气成本)已经开始与螺杆空压机的设备费基本一致,但建安费的降低确保了组合供气方式可以降低初始投资费用。

对于总装机容量较大,且是分期建设的电厂,可以考虑将所有机组的压缩空气系统互联,提高负荷的稳定性,降低用气量的波动幅度。增加储气罐的储备,在压缩空气系统出现突发性故障时具有足够的反应时间。

压缩空气系统运行时,可以考虑更多的利用煤耗较低机组的空压机,降低全厂综合厂用电成本。

参考文献:

[1] 唐 鹏.离心式空压机在电厂的运用[J].中国高新技术企业, 2011.

作者简介:

王 斌(1973),男,江苏启东人,工程师,从事锅炉检修管理工作。

Analysis and Optimization of Compressed Air Supply Scheme for Power Plant

WANG Bin

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: As the capacity of the coal-fired power plants becomes larger and larger, pneumatic actuators are utilized more and more frequently. Besides, pneumatic ash conveying system is widely adopted for dusting, and more and more compresses air is employed in coal-fired power plants. For the 2× 330 MW and 2× 1000 MW units of Xinhai Power Generation Company, comparative analysis is performed on the configuration and operation economy of the air compressors, and the optimization scheme is proposed.

Key words: power plant; centrifugal air compressor; screw air compressor; application; economy

1000 MW 锅炉 NO_x 排放浓度的影响因素分析

李柏凯

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:煤粉锅炉中影响 NO_x 生成的因素非常复杂,主要包括煤种、炉膛形状、燃烧器结构、过剩空气系数。顶部燃尽风及其喷嘴摆角大小、燃料风(周界风)以及在各层煤粉量分配等对 NO_x 的影响。该文结合新海 1 号炉实际运行情况,总结降低 NO_x 排放措施。

关键词:燃煤锅炉;NO_x 排放;锅炉效率

中图分类号:TK227

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0027-02

燃煤锅炉产生的氮氧化物(NO_x)给环境造成了很大的危害,尤其是大型电厂锅炉。公司 1 号炉脱硝系统通过氨气与氮氧化物中和反应来控制 NO_x 排放量。脱硝系统入口氮氧化物排放量大小与煤种、燃烧系统和炉膛结构以及运行参数等因素有关。目前国家环保局对燃煤电厂环保要求极高,规定氮氧化物排放量低于 100 mg/m³。在燃烧调整不变的条件下,为了达到环保要求降低氮氧化物排放量,只能通过增加氨气注入量。氨气注入量过高,不仅增加氨气投入成本,而且氨气逃逸率升高,产生晶体颗粒物粘附在空预器换热片上,堵塞空预器,危及机组安全运行。因此需要深入了解大型燃煤锅炉 NO_x 的排放特性,找到高效、低 NO_x 的燃烧调整措施。

1 锅炉主要参数及燃烧系统

新海 1 号机组锅炉,系上海锅炉厂生产的 SG-3049/28.25-M548 型锅炉;3 049 t/h 超超临界参数变压运行螺旋管圈直流塔式炉,锅炉出口蒸汽参数 28.25 MPa/605 ℃/603 ℃。锅炉的设计煤种为彬长大佛寺烟煤。采用中速磨煤机一次风正压直吹式制粉系统设计,煤粉燃烧器为四角布置、切向燃烧、摆动式燃烧器。燃烧方式采用低 NO_x 同轴燃烧系统(LNTFS),通过分析煤粉燃烧时 NO_x 的生成机理,低 NO_x 煤粉燃烧系统设计的主要任务是减少挥发份氮转化成 NO_x,其主要方法是建立早期着火和使用控制氧量的燃料/空气分段燃烧技术。在上部布置有 SOFA(分离燃尽风)燃烧器,包括 6 层可水平摆动的分离燃尽风(SOFA)喷嘴上下摆动范围±30°。在下部设置 12 层煤粉喷嘴,锅炉配置 6 台 HP1163 磨煤机,其中 5 台运行,1 台备用。主燃烧器喷嘴由内外传动机构传动,传动机构又由外部垂

直连杆连成一个摆动系统,由一台直行程电动执行器统一操纵作同步摆动,二次风喷嘴的摆动范围可达 30°,煤粉喷嘴的摆动范围为±30°。每台磨煤机的 2 层煤粉喷嘴的上方布置一只二次风喷嘴,其中约一半直吹风,一半偏置风喷嘴 22°(图一)。SOFA 燃烧器对烟气具有反切作用,可水平调整 SOFA 喷嘴摆角,摆角可水平调整+25°到-25°,使进入燃烧器上部区域气流的旋转强度得到减弱乃至被消除减小水平烟道两侧热偏差^[1]。

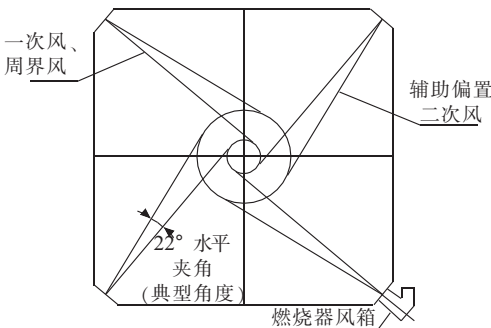


图 1 上锅炉膛燃烧假想切圆

2 NO_x 影响因素及分析

2.1 一次风速对 NO_x 和锅炉效率的影响

变一次风速是指在负荷为稳定时,保持其它参数都不变时,只改变一次风量来调整一次风速。通过调整发现,NO_x 排放浓度随着一次风速降低而降低。因为一次风速降低,导致煤粉气流与二次风的混合延迟,而且煤粉气流的着火热减少,锅炉着火提前,相当于进一步延长了煤粉气流在低氧燃烧区的停留时间,所以 NO_x 减少。但一次风速对效率的影响比较复杂,风速减小时,尽管煤粉气流着火热减少,着火提前,但减弱了一次风气流的刚性,一次风煤粉气流难以到达炉膛深处,与二次风混合不好,会造成煤粉离析现象,机械未完全燃烧热损失 q₄ 会增加;而一次风速太高,一次风粉气流着火热增加,煤粉着火推

迟,炉内停留时间缩短,煤粉燃烧不完全 q_4 , 也会增加。一次风速改变对排烟热损失 q_2 影响不大,所以一次风速存在一最佳值,燃烧实验证明一次风速为 26~28 m/s 时最佳。改造后,由于三次风冷却风的投入,分级程度加大, NO_x 有明显降低,但由于燃烧前期过分缺氧,造成飞灰、炉渣可燃物含量略有增加,锅炉效率有所降低。

2.2 二次风配风方式对 NO_x 及锅炉效率的影响

当机组负荷稳定时,保持入炉总风量不变,一次风风门开度不变,只改变二次风、燃尽风及一次风周界风的风门挡板开度来改变二次风配风方式。采用开足顶部燃尽风,煤粉燃烧器为均等配风,可有效降低 NO_x 排放量(见表 1),这是因为主燃烧器区域的氧浓度降低,既能降低主燃烧区域的火焰温度,又能抑制燃料氮形成的中间产物与氧反应,所以热力 NO_x 受到抑制。低负荷时,应注意燃烧器辅助风开度,由于燃烧器辅助风风门控制自动跟踪风箱压差。风箱压差过小,燃烧器辅助风门挡板也自动关小,当风门挡板开度低于 20% 时,油枪不允许投运,此时应增加缺氧区域二次风量;同时燃烧器区域下部风量小,容易掉粉,灰渣热损失增加,而且炉膛容易结焦。综合而言,根据负荷变化情况,及时调整缺氧区域、富氧区域风量比例。

表 1 开大上部燃尽风

氨气投入 量不变	SOFA 风 门开度 / %	脱硝系统入 口 NO_x 含量 / ($mg \cdot m^{-3}$)	脱硝系统出 口 NO_x 含量 / ($mg \cdot m^{-3}$)	氨气逃 逸率 / %
实验前	50	431	89.6	0.35
实验后	100	339	54.3	0.76

2.3 过量空气系数对 NO_x 和锅炉效率的影响

过量空气系数是通过改变送风机动叶角度来调整的,用空气预热器出口的烟气含氧量来控制,保持各风门开度不变。稳定负荷下,随着过量空气系数增加, NO_x 排放量呈单调增加趋势,这是因为燃烧区域氧量增加,炉内温度升高,热力 NO_x 生成量增加。同时,燃烧区域氧浓度的增加也为燃料氮的中间产物与氧反应提供了可能性,燃料 NO_x 的生成量随之增加,所以总的 NO_x 排放量增加(见表 2)。而过量空气系数增加时,飞灰可燃物减少, q_4 损失降低;另外烟气量的增加导致口 q_2 损失增加,最后结果是,负荷在 60 万以上,过量空气系数控制在 2~5%,随着负荷增加逐步降低过量空气系数。

2.4 燃烧器摆角对 NO_x 的影响

通过百万机组燃烧器摆角的调整来对再热汽温的控制。当煤粉燃烧器摆角往上摆动,燃尽风摆

表 2 增加过量空气系数

氨气投入 量不变	过量空气 系数 / %	脱硝系统入 口 NO_x 含量 / ($mg \cdot m^{-3}$)	脱硝系统出 口 NO_x 含量 / ($mg \cdot m^{-3}$)	氨气逃 逸率 / %
实验前	2.3	288	42	0.76
实验后	3.2	489	98	0.35

角不变时,相当于整个火焰中心向上,缩短了缺氧区域的距离,过热器、再热器受热面吸热增加,水冷壁吸热减少。脱硝装置入口 NO_x 将增大,排烟温度升高,排烟损失 q_2 增加。当再热汽温较高时,尽量将燃烧器摆角降低,减少再热汽温减温水用量,降低排烟损失 q_2 ,提高锅炉效率,当水冷壁出口温度较高时,尽量减少煤粉燃烧器摆角往下摆动幅度,防止水冷壁出口温度达到 MFT 保护动作值。

2.5 燃尽风量对 NO_x 和锅炉效率的影响

当机组负荷稳定时,总风量不变,开大上层燃尽风门(SOFA)开度,一次风周界风及其它二次风风门开度不变,维持入炉总风量不变。增大燃尽风后, NO_x 降低较多,锅炉效率略有提高,这是因为燃尽风率增加,而喷口截面积不变,风速加大,后期混合更好,因此未燃尽碳损失降低。

2.6 各层煤量分配对 NO_x 和锅炉效率的影响

当煤粉上少下多时,降低了火焰中心位置,延长了煤粉在还原区的停留时间,所以 NO_x 排放量降低, q_4 下降,这主要是煤粉的燃尽时间也延长了。

2.7 煤粉细度对 NO_x 排放和锅炉效率的影响

机组负荷维持稳定,入炉总风量保持不变,各小风门开度基本保持不变。提高磨煤机分离器转速,煤粉细度增加, q_4 下降,过量空气系数变小,也略有下降,所以热效率是增加的。煤粉越细, NO_x 排放量浓度稍微降低,这是因为煤粉变细,表面积加大,对 NO_x 的还原增强,所以 NO_x 是降低的。

2.8 磨煤机投运方式对 NO_x 的影响

磨煤机投运方式对 NO_x 排放有一定影响。机组负荷维持不变,总风量不变,当投运下五台磨煤机运行时, NO_x 下降,这是因为启用下五台磨煤机运行,相当于火焰中心下移,煤粉在缺氧区域燃烧时间增加,炉内温度降低,热力 NO_x 生成量降低^[2]。

3 结束语

(1) 一次风速对 NO_x 有一定影响,存在一最佳风速;二次风配风方式对 NO_x 影响明显,开大上部燃尽风, NO_x 含量降低;总风量增大, NO_x 排放单调增加,由于总风量变化幅度不大,对锅炉效率影响

· 汽 机 ·

东汽 330 MW 机组高压调节阀阀杆脱落的原因分析及处理

韩有阳,陈思宁,王 然
(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:针对某厂 330 MW 机组高压调节阀阀杆频繁发生定位销断裂,阀杆旋转退出造成阀门关闭不到位及阀杆脱落的故障,从结构上进行分析,并提出几种处理方案,避免类似事故继续发生。

关键词:高压调门;阀杆脱落;分析;处理

中图分类号:TK243.4

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0029-03

安全生产事故隐患是指安全风险程度较高,可能导致事故发生的作业场所、设备及设施的不安全状态,随着社会经济的发展,电网对电力安全可靠供应的要求越来越高,为了保证电力供应无异常,发电厂须消除一切安全生产隐患。因此,隐患排查及整治是电力企业安全生产的重中之重。

1 调门概述

汽轮机的功率大小调节主要是通过改变进入汽轮机的蒸汽流量来实现的,执行机构称为配汽机构,它由调节阀和传动机构组成,调节阀的作用是按照单元的指令调整进入汽轮机的蒸汽流量,使机组受控参数功率、转速、进汽压力等符合运行要求,以保证发电机组的安全、平稳运行,调节阀的运行情况是否正常,是直接关系到发电机组的能否安全运行的重要因素之一。

某厂 330 MW 机组汽轮机组为国产引进型机组,两台机组分别于 05、06 年投产。机组投产后高压调节阀多次发生异常,阀门在机组停机打闸、快速关闭时出现阀门“卡涩”,远传和就地显示均反馈阀门卡在一定开度无法关闭到零位现象,以及机组运行过程中当某个调节阀指令开度发生变化时,机组负荷却不随之变化的故障,给机组正常运行造成极大安全隐患。

2 故障情况及原因分析

2.1 故障情况

对发生故障的高压调节阀进行解体检查发现,阀杆与十字头联接防转销断裂,阀杆旋转部分退出十字头,是阀杆“变长”,或者十字头、阀杆连接螺纹损坏,阀碟实际脱落故障。

2.2 原因分析

该机组高压调节阀的阀杆设计结构如图 1 所

示,调节阀油动机通过杠杆机构带动十字头在调节阀操纵座内上下移动,调节阀杆与十字头采取螺纹进行连接,阀杆与十字头采取螺纹联接,阀杆顶部与十字头设一垫环,垫环、十字头、阀杆之间无间隙并且接触充足,十字头与阀杆之间设计的圆柱销防止阀杆旋转,该止动圆柱销直径 $\Phi 10$,材质 20Cr1Mo1VNbTiB,配合间隙 0.01 mm-0.05 mm,此结构对装配工艺要求高,须保证垫块前后无间隙。

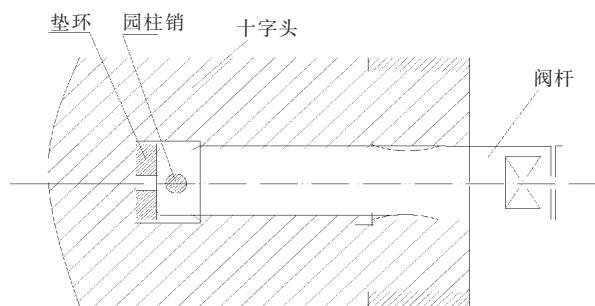


图 1 阀杆与十字头结构

从结构上分析此类故障,产生此类问题的原因大多为阀杆顶部与十字头之间的垫环存在间隙,造成在机组调节阀快关及变负荷过程中巨大的冲击载荷由十字头与阀杆间的防转圆柱销承受,圆柱销受强剪切应力断裂,阀杆防转失效,在汽流扰动下逐渐退出十字头。严重时,在防转销断裂后,阀杆与十字头螺纹直接受力,阀门开启和关闭时的轴向作用力作用到螺纹结合面上,使螺纹发生严重变形甚至螺纹拉脱,造成大修时高压调节阀无法解体。

3 处理方案分析

为防范此类事故继续发生,从设备结构考虑,对其进行优化,主要形成以下方案:

- (1) 增大止动销直径。
- (2) 改进十字头与阀杆的联接关系。
- (3) 改变十字头结构。

3.1 增大止动销直径

该机组高压调节阀阀杆脱落均是由于止动销断裂造成,提高止动销强度可从一定程度上减少发生此类故障的可能性。提高止动销强度可从材质与圆柱直径两方面考虑,止动销的材质为 20Cr1Mo1VNiTIB 合金钢,材质强度较高,不需寻找其他金属替代品,可从改变直径角度考虑改善强度,将销孔由 $\Phi 10$ 扩大至 $\Phi 18$,做此修改不会改变阀杆与十字头的整体结构,无需增加其他配件或改变其他零配件结构状况。

此方案对设备结构改动小,便于操作,加工难度小,但是在阀杆直径不变的情况下增大止动销直径,则减少了阀杆材质降低了阀杆强度,并且此改进不能从根本上改善此结构对装配工艺要求很高的缺点,改进后仍不能保证垫环、十字头、阀杆之间的无间隙装配。此结构曾在部分机组上使用过,改造完成后发生过高压调节阀阀杆在止动销处断裂,造成阀门门芯突然脱落现象。分析断裂原因,被增大了销孔的阀杆无法在高参数蒸汽扰动所造成的巨大应力下长期工作,因而在承受强度能力最低处(即销孔处)产生裂纹,经振动后加剧裂纹扩散,造成断裂。

3.2 改进十字头与阀杆的联接关系

此方案对十字头与阀杆的连接进行改进,如图 2 所示。

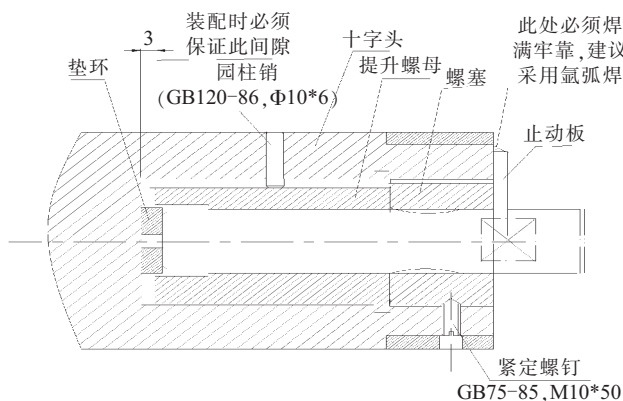


图 2 十字头改造装配关系图

将原十字头的螺纹部位加工扩大成一圆柱孔,增加一提升螺母作为阀杆与十字头的联接用,提升螺母外圆与十字头上的孔采用间隙配合,在提升螺母外圆上开一导向槽,在十字头上装一导向销以防止提升螺母转动,并保证提升螺母可以上下移动;提升螺母的定位由一螺塞完成;先旋转螺塞,然后测量出提升螺母与十字头之间的顶部间隙,保证该间隙值为 3 mm 后,再装入止退螺钉,以防螺塞退出。阀杆端面与十字头之间仍需通过调整垫片来进行调整,阀杆端面贴合要求可适当降低,允许该处存在微小间隙,其间隙值不大于 0.20 mm。以防止阀杆与十

字头之间相互转动,在阀杆上补充加工了两个平面,用一止动板限制其转动,止动板采用焊接的方式固定在十字头上,十字头的材质为 45Cr1MoV,止动板材质为 35CrMoA,因 45Cr1MoV 焊接性差,所以焊接需预热,在止动板外侧采用氩弧焊焊接 3-4 段,每段 10-15 mm 角焊。

阀门开启时提升螺母带动阀杆往上移动,阀门被开启;当阀门关闭时产生的瞬间反作用力经阀杆作用到垫环上,提升螺母基本上不受力,两者螺纹结合部位可得到有效保护。

此方案中的结构虽然保护了螺纹,但是止动板需焊接在十字头上,若焊接工艺不当,会造成焊接区域脱焊止动板脱落,进而无法固定阀杆位置,并且,高温焊接还可能造成十字头的损伤,产生裂纹。止动板与十字头的烧焊位置在十字头底部,其余留的检修空间小,不利于施工。该方案在机组上实际使用后发现,长期运行后,由于汽流扰动的强大作用力,止动板与阀杆平面的接触部分会被阀杆逐渐磨圆,使得止动板无法固定阀杆位置,阀杆缓慢退出,调门行程减少。

3.3 改变十字头结构

针对高压调门阀杆连接螺纹脱口事故与调节阀振动发声符合波动等故障现象,经过分析,阀门内部结构设计与阀杆提升结构的欠合理是造成运行事故的主要原因,可以通过阀杆提升装置结构的改进设计^[1-3]。如图 3 所示。

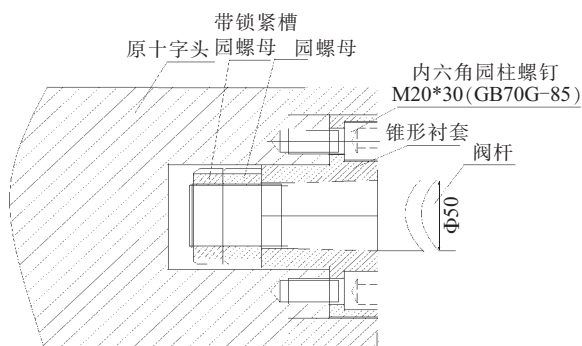


图 3 十字头改造

此结构设计为:阀杆上端设计成一定锥度的椎体,与锥形衬套紧密配合成一体,用园螺母牢固锁紧后再加装一个带草锁紧园螺母将园螺母锁死,防止园螺母可能发生的松退。完成装配工作后将锥衬套连同阀杆装入十字头并用 6-M20 内六角园柱螺钉拼接成一体。

此结构与原设计及方案一相比较,阀杆与十字头无直接连接关系;拆卸、维护方便,只需拆除连接螺钉,便完成了十字头与阀杆的分解工作。阀杆与衬

套的分解,卸掉上端螺母后,便可取下衬套。此结构与方案二相比较,取消了止动板,即取消装配后的焊接工艺与拆卸时止动板的打磨工序。

该方案相比其他两个方案而言,缺点为结构较复杂,十字头、阀杆锥度的精度要求高,加工难度大。此结构中的螺纹紧固件相对较多,运行一个周期后设备拆卸难度大,给检修增大工作量。

4 结束语

综合以上方案对比:方案一结构简单,操作简便,在扰动力不大情况下,可进行此改进,然后由于扰动力大小无法测量,无法根据此力大小推算出止动销需加工的尺寸,只能进行经验推算,因而实施后的风险性较大。方案二对设备结构的改动相对较多,但是设备改造难度小,设备运行后短期内能够满足

运行要求,但是无法从根本上消除隐患。方案三结构复杂,装配件加工精度要求高,而其实际应用效果最佳,方案的可行性最大,在实际应用中效果最好。

参考文献:

[1] 陆培文.实用阀门设计手册[M].北京:机械工业出版社. 2007.
[2] 刘崇和 张勇.汽轮机检修[M].北京:中国电力出版社. 2004.
[3] 崔朝英.火电厂金属材料[M].北京:中国电力出版社. 2010.

作者简介:

韩有阳(1965),男,江苏连云港人,工程师,从事汽轮发电机组生产技术管理;
陈思宁(1977),男,江苏连云港人,硕士,从事火电厂汽机专业技术管理工作;
王 然(1983),男,江苏连云港人,助理工程师,从事汽轮发电机组检修。

Analysis on Reasons Resulting in Fall-off of High Pressure Steam-Governing Valve Stem in 330 MW Power Unit

HAN You-yang, CHEN Si-ning, WANG Ran

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222000, China)

Abstract: In one 330 MW power plant, the locating pins of the high pressure steam-governing valve frequently ruptured. In addition, due to the unexpected drop of the valve stem, the valve can not reach its designated position precisely and the high pressure steam-governing valve stem may even fall off finally. To solve these problems, this paper proposes several solution measures based on detailed analysis on the associated reasons.

Key words: high pressure governing valve; fall-off of valve stem; analysis; treatment

(上接第 28 页)

不大;负荷降低,炉内过量空气系数增加,NO_x 增加;当再热汽温较高时,煤层分配采用上少下多的方式,以及采用降低煤粉细度 R₉₀ 对降低 NO_x 和提高效率有明显的好处。

(2) 推荐最佳组合运行方式。在现有条件下,在维持高效率的同时减少 NO_x 的排放,可以采用如下综合措施:维持最佳入炉总风量,采用最佳一次风速。并提高煤粉细度,寻找最佳磨煤机分离器转速。

这样,NO_x 排放量可得到很好的控制,锅炉燃烧效率也可得到较高水平。

参考文献:

[1] 国信新海发电有限公司.1000 MW 机组运行规程[R].2012.
[2] 周强泰.锅炉原理[M].北京:中国电力出版社,2013.

作者简介:

李柏凯(1985),男,江苏连云港人,助理工程师,长期从事火力发电运行工作。

Analysis on Factors Influencing the Emission of NO_x in Boilers

LI Bai-kai

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: In coal-fired boilers, there indeed exists various factors influencing the formation of NO_x, such as type of coal, furnace configuration, combustor structure and excess air coefficient. In this paper, research efforts are performed on the influence of nozzle swinging angle, the wind for combustion and coal distribution for different layers on the formation of NO_x. According to the analysis results, several measures aiming to reduce NO_x emission are proposed.

Key words: coal-fired boiler; NO_x emission; boiler efficiency

1 000 MW 机组对外抽汽供热技术改造

张宁生,陈思宁

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:江苏新海发电有限公司由于原有 330 MW 供热机组面临脱硫脱硝改造,以及未来供热市场的发展需要,具有进行 1 000 MW 机组对外供热改造的必要性和紧迫性。通过分析认为 1 000 MW 机组进行供热改造在技术上是可行的,在经济上是合理的。江苏新海发电有限公司 1 000 MW 机组的对外供热系统已经过实践的检验,可以为其它电厂进行 1 000 MW 机组的供热改造提供一定的借鉴。

关键词:1 000 MW 机组;供热;改造

中图分类号:TM611

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0032-05

江苏新海发电有限公司(以下简称新海电厂),现有国产 330 MW 机组 2 台(该机组为供热机组),装机容量 660 MW。现正进行 2×1 000 MW 机组的扩建工作,首台 1 000 MW 机组已于 2012 年 11 月 21 日开始商业运行。由于 330 MW 机组锅炉需要进行脱硫脱硝改造,使新海电厂的对外供热工作受到了一些影响,为了保证对外供热的连续稳定,同时考虑未来供热市场的发展,决定对 2×1 000 MW 机组进行供热改造。本文通过分析认为 1 000 MW 机组进行供热改造在技术上是可行的,在经济上是合理的。

1 目前面临的问题

为认真贯彻落实江苏省政府苏政发[2011]119 号文件精神,满足环保部 2012 年执行的《火电厂大气污染物排放标准》,江苏新海发电有限公司计划于 2012 年投资 2.9 亿元,将现有的两台 330 MW 机组干法脱硫系统改为湿法脱硫系统,并加装 SCR 脱硝装置。该工程计划于 2012 年 3 月开工,2013 年完成脱硫脱硝技术改造,符合国家新的环保要求。改造工程完成后,两台炉每年将减少二氧化硫排放 3 064 吨、氮氧化物排放 6 128 吨、烟尘排放 245 吨。

按照新海电厂 330 MW 机组脱硫改造初步方案,16 号机组先行改造,采用不拆除电除尘器,风机原位布置,脱硫系统烟囱后布置的方案,15 号炉改造工程于 16 号炉改造完成后进行,采用拆除前后级除尘器,脱硫系统烟囱侧布置的方案。

基于此,16 号炉脱硫改造工程开工最初几个月,进行吸收塔、烟道支架、GGH、浆液循环泵基础等建设,15 号、16 号机组均不必停运,不会对供热

造成负面影响。待 1 000 MW 机组投运后,再行择机停运 16 号机组,进行脱硫脱硝改造后续必须在停机条件下的改造工作。按照以上的改造方案,新海电厂在 2012 年至 2013 年期间,两台 330 MW 机组的停机时间至少共需要 16 个月。在此期间新海电厂的 330 MW 机组为单机运行,如发生机组计划检修、调停等停机情况,新海电厂将无法对外供热。

2 新海电厂目前的供热现状及未来前景

2.1 2011 年新海电厂供热完成情况

2011 年,新海电厂完成对外供热量 20 万吨,供热压力 0.8 MPa,温度 230 ℃,平均供热流量 24 t/h。目前新海电厂 330 MW 机组供热设计流量为低压供热 120 t/h,中压供热 25 t/h。供热使用单位为新海电厂周边的大型企事业单位、医院以及居民区冬季供热。

2.2 新海电厂供热的远期规划情况

根据《连云港市区热电联产规划(2011-2015)》的要求,新海电厂供热能力应完全满足连云港市海州、新浦片区近期发展的要求,近期应完善在海州区、新浦区的供热管网,与原连云港田申热电有限公司管网以及连云港市供热服务中心管网实现互通互联,承担该区域的主要供热任务,满足该区域应关停小锅炉后热用户的供热需求。

当热负荷不能满足需求时,可以通过机组技术改造,提高其供热能力,满足热负荷需求。以新海电厂为主,逐步整合连云港田申热电有限公司。

2.3 新海电厂规划期热负荷情况

供热范围:主要包括连云港市海州、新浦片区;

供热热负荷:2015 年规划热负荷 191 t/h;

供热半径:8 km。

新海发电有限公司额定供热能力 300 t/h,规划

期规划热负荷 191 t/h。目前新海电厂已建有 4 路供热干管,近期规划扩建 2 路供热干管。

3 新海电厂 1 000 MW 机组供热可行性的探讨

3.1 1 000 MW 机组供热的必要性

由前文可知,新海电厂目前为周边的企事业单位、医院以及居民区常年连续供热,一旦停止供热不但会对用汽企业的日常生产产生恶劣的影响,同时会对医院的日常工作以及居民的生活造成不便,后者往往会造成较大的社会影响。而根据发电机组以及电网的运行特性,运行机组出现计划检修、调停、事故停机等停机情况是不可避免的。另外,从新海电厂目前两台 330 MW 机组供热设计流量,以及规划期热负荷情况可知,新海电厂现有的供热设计流量是不能满足未来的市场需求的。

因此,新海电厂有进行 1 000 MW 机组的抽汽供热改造的必要性。

3.2 技术上可行

抽汽供热机组将背压式汽轮机和凝汽式汽轮机的优点结合起来,能适应热负荷变化的要求。大量的实际运行经验均验证了抽汽供热机组在热负荷峰谷差较大、负荷变化较多情况下的良好适应性。当热负荷变化时,只需调整抽汽量与凝汽量,就可以达到调整对外供热量的目的。抽汽供热机组的运行灵活性缓解了因热负荷波动而产生的锅炉负荷大幅度波动,使其维持相对较高的负荷稳定性和设备效率,从这个意义上说,也是确保安全稳定供热的主要措施。抽汽供热机组的优点是在一定范围内,供热量和发电量能独立调节,负荷适应性强,当热负荷低于设计值时,能比背压式机组发挥更好的经济效益。

新海电厂 1 000 MW 机组由上海汽轮机有限公司和德国 SIEMENS 公司联合设计制造的超超临界、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、双背压、八级回热抽汽、反动凝汽式汽轮机 N1030-27/600/600 (TC4F),设计额定主汽压力 27 MPa、主汽温度 600 °C、设计额定再热汽压力 5.626 MPa 再热蒸汽温度 600 °C,末级叶片高度 1 146 mm。该汽轮机的整个流通部分由四个汽缸组成,即一个高压缸、一个双流中压缸和两个双流低压缸。对应四个汽缸的转子由五个径向轴承支承,并通过刚性联轴器将四个转子连为一体,汽轮机低压转子 B 通过刚性联轴器与发电机转子相连,组成的汽轮发电机总长度约为 49 m,高度约为 9.25 m,宽度约为 16 m。汽轮发电机组设计额定输出功率为 1 030 MW,汽轮机 THA 工

况热耗率(正偏差为零)保证值 7 324 kJ/(kW·h)。TMCR 功率为 1 073.656 MW;VWO 功率 1 094.378 MW。经上海电气电站设备有限公司上海汽轮机厂确认,该型机组在再热冷段抽汽量 40 t/h(6.042 MPa,362.4 °C),四段抽汽抽汽量 100 t/h(1.1056 MPa,364 °C)时,机组性能参数与原设计相同。

新海电厂 1 000 MW 机组对外供热是在不改动汽轮机本体设备的核心部件情况下进行。只是从再热冷段母管和 / 或四段抽汽母管抽汽至对外供热母管。因此,可减少设备安全风险,而且可缩短改造工期和降低改造费用。机组通过供热改造后,在机组不供热时,仍为原设计纯凝汽工况。在对外供热时,此时机组的中、低压缸视供热量的大小,以某个较低负荷的设计纯凝汽工况运行。这种分缸变工况运行原理与我国现有普遍采用的同类型供热发电机组的运行原理完全一样,已是运行成熟、安全可靠的运行方式,且运行方式灵活。

3.3 经济上合理

众所周知,热电联产、集中供热的节能机理有二个方面:一方面是热电联产,发电部份的固有的热力学冷源损失用作供热了,从而节约了燃料,称“联产节能”;另一方面是热电厂的大型锅炉热效率比分散供热小锅炉高,从而节约了燃料,称“集中节能”。

汽轮发电供热机组有两种型式,一为背压供热机组,它是纯粹的热电联产,发电的全部冷源损失都用作供热了,所以发电热效率很高,几乎等于锅炉效率乘管道效率;一为调节抽汽供热机组,它是部分的热电联产,仅有一部份的发电冷源损失用作供热,仍有一部份发电固有冷源损失,它的综合发电效率比同参数、同容量纯凝汽机组高。但背压机“以热定电”、热负荷不可调节,热负荷大时,发电多,热负荷小时发电少,只有承担基本热负荷时,才能发挥最佳节能作用;而调节抽汽的抽凝机组,热负荷可以调节,运行比较灵活,但有部分冷源损失。新海电厂 1 000 MW 机组的供热改造就是将其界定为抽汽供热机组。

根据《关于发展热电联产的规定》(计基础[2000]1268 号)文件中公式

总热效率=(供热量+供电量×3 600 kJ/(kW·h))/(燃料总消耗量×燃料单位低热值)×100%。

实质是:总热效率,分子是能量品位不等的二种能量,一为热量,一为电能;电能是高品质能,电能能 100% 转变为热能,而热能不可能 100% 转变为电能,而且有条件地十分困难才可转变成电能,所以,总热效率实质是一次能源的能源利用率,或称“燃料

利用率”。

热电联产提高总热效率的简单分析:

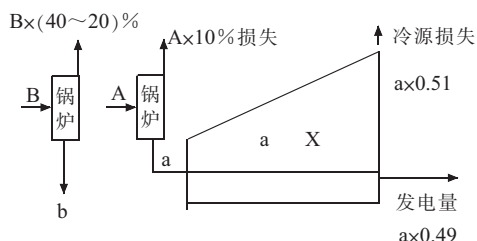


图 1 热电联产能源利用分析

图 1 中左图为常规取暖方式:B 为锅炉的燃烧量,小锅炉锅炉损失达(40~20)%,b 为取暖热量。

由于新海电厂 1 000 MW 机组额定工况净热耗为 7 324 kJ/(kW·h),而 1 KWH=1 000 W×1 h=1 000 J/S×3 600 S=3 600 000 J=3 600 kJ,所以新海电厂 1 000 MW 机组的

机组综合供电(发电)效率=3 600/7 324=0.49

因此,图 1 右图中电厂热力发电系统:燃煤量为 A,锅炉损失 10%左右,送入热力系统去发电的热量 a,发电量为 $a \times 0.49$,冷源损失为: $a \times 0.51$ 。

两个系统互不影响,社会总燃料为 A+B,取暖热量为 b;发电量为: $a \times 0.49$ 。

但是如果取暖热量仍然 b,b 不是从锅炉内直接烧出,而是先到热力系统中转一下,仍然要求供热量还是 b。我们就会发现热力系统内发生了一个变化,在燃煤量不变的情况下,供热量不变,发电量多了,冷源损失少了。因此也就节能了。以下进行说明:

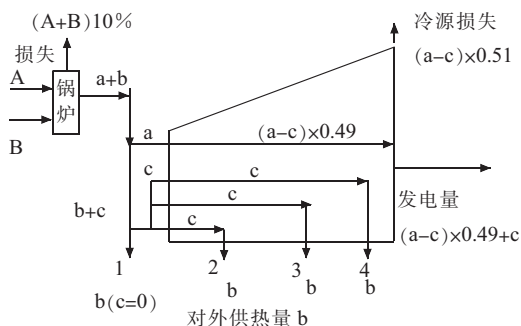


图 2 热电联产能源利用分析

把上述系统合并在一起,变成如图 2 的系统。

为了便于分析,把热力系统内部分为两部分:一部分为进汽(a-c)部分,也叫凝汽流;另一部分为(b+c)部分,也叫供热汽流;总进汽热量 $(a-c)+(b+c)=a+b$ 。

分别计算当燃煤总量(a+b)不变,供热量 b 不变时,哪种供热方式发电量最多(即 $(a-c) \times 0.49 + c$ 最大),或者哪一种冷源损失最小 $(a-c) \times 0.51$ 最小),此种供热方式肯定是最好方式。

其中 c 代表了供热汽流部分(b+c)在汽轮机内部的发电量,即:由于燃料的热量 b+c 在汽轮机中通过时,又抽出 b 后,留在热力系统中转变成电能的部分。

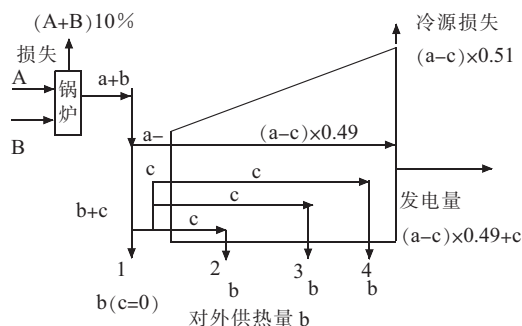


图 3 热电联产能源利用分析

当抽汽 b 从“1”处抽出,也就是供热热量直接从锅炉中取出时,抽气量没有经过热力系统,此时 c 等于 0。发电量等于 $(a+c) \times 0.49 + c = a \times 0.49$ 。此时冷源损失等于 $(a-c) \times 0.51 = a \times 0.51$,对热力系统没有影响。

当 b 从“2”或“3”取出,由于总燃烧量为(a+b),抽汽量为 b,所以要想达到不变的抽气量 b,必须燃烧量为 b+c,c 在热力系统转化为电能,剩余部分被抽出为 b,b 抽出位置越靠后(也就是参数越低)则 c 就越大。此时发电量为 $(a-c) \times 0.49 + c$ 。此时冷源损失等于 $(a-c) \times 0.51$ 。可以看出:c 越大发电越多,c 小发电少。c 越大冷源损失就越小,c 小冷源损失就大。

当 b 从“4”取出时,c 变得越来越大,c 越大,发电量越多,冷源损失越小。当 c 等于 a 时,发电量达到最大,冷源损失到 0,这就是背压供热。我们从四个不同位置抽取热量,发现从 1 抽出发电量最少;从 4 处抽出发电量最多。此时燃煤热量和抽气热量不变,发电量达到最大值 $(a-c) \times 0.49 + c = c$;冷源损失 $(a-c) \times 0.51 = 0$ 。这就是为什么背压供热比抽汽供热经济性更好的原因。

以上是从固定燃煤量和抽气量进行分析,得出结论是:从“1”抽汽最不经济,从“4”抽出,即背压供热是最经济的。

以下从固定发电量、固定抽汽热量分析,哪种抽汽方式燃煤量最少,则该种方式最经济。

从热力学和守恒定律上可知:如果一个系统不对外能量交换(即绝热)进入一个系统的热量和出这个系统的热量是相等的。即 $(a+b) = (a-c) \times 0.51 + (a-c) \times 0.49 + c + b = a+b$ 。

就是说进入的总热量等于发电量、冷源损失、抽汽热量三项之和,这是个恒等式。

如果固定发电量、固定抽汽热量时,在抽汽位置

发生变化时,冷源损失不可避免要增加或减少,可以证明从“4”抽汽冷源损失最小故燃煤量最少。

同理可以证明:固定燃煤量和发电量时,抽汽从“4”抽出时供热量最多的结论。

因此,(1) 供热热量不变,燃煤量不变的情况下,供热的能量通过热力系统可以使发电量增加,也就是只要 c 不等于 0,就有节能效果, c 越大节能效果越大。所以只要供热(只要 c 不等于 0)就节能。(2) 抽汽位置发生变化时,节能效果不同,参数越低, c 也就愈大,节能效果越大,当 c 达到和 a 相等时,就是背压供热,发电量达到最大值;冷源损失的为 0。(3) 供热量 b 从热力系统出来与从锅炉出来对用户没有影响。但是在热力系统中产生了一段没有冷源损失的发电量 c ,这种变化归电时,对于发电厂而言,实质上燃煤量是 $(a+b)-b$ 。而发电量增加了,由 $(a \times 0.49)$ 变成 $(a-c) \times 0.49 + c$,后者增加了,燃煤量都是 a ,而发电量增加,所以供电煤耗降低了。但是,由于机组容量是一定的,用这种方式,供热占用了一定的蒸发量,使机组的发电能力下降^[1-3]。

由上述分析可知,热电联产与热电分产相比热效率高,集中供热比分散小锅炉供热效率高。所以要用热电联产供热为主的方式替代分散的燃煤小锅炉,提高热电联产在供热中的比例,扩大供热范围。根据实际数据计算,新海电厂 330 MW 机组在对外供热后,在额定工况下,平均供热流量 24 t/h 时,发电煤耗约下降 2.4 g/(kW·h)。1 000 MW 机组对外供热后参照上海外高桥第三发电有限责任公司 1 000 MW 机组对外供热的数据推算,在额定工况下,年供热量为 25.79 万吨时,发电煤耗约下降 2.68 g/kW·h,如以平均供热流量 25 t/h 计算,全年节煤量可达 1 万多吨,相应减少 SO₂ 和 CO₂ 的排放。与此同时,热用户比较自备热源能够得到更大的减排效果,所以环保效益也很好。

4 新海电厂 1 000 MW 机组供热的实践

针对实际情况,新海电厂委托江苏省电力设计院针对 1 000 MW 机组供热的情况进行了前期的原则性设计。江苏省电力设计院提出了对外供热的初步方案,具体情况如下:

(1) 中压供热

中压供热拟从再热冷段上抽取,经减压后并入老厂中压供热母管。减压阀前管径 DN125,材质 12Cr1MoVG;减压阀后管径 DN225,材质 12Cr1MoVG。详见中压供热系统流程图。

(2) 低压供热

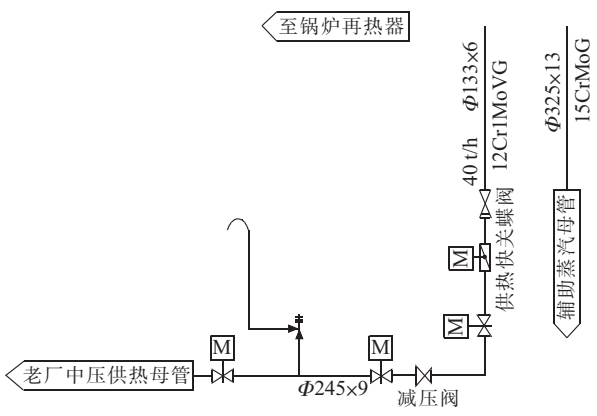


图 4 中压供热系统流程图

低压供热与主机四级抽汽参数相当,拟从四级抽汽管路上抽取。利用已经设计的启动蒸汽管路(DN400),这样仅需增加 DN400 的供热快关蝶阀、止回阀和电动闸阀各一只,不需要增加其它的投资。系统图详见低压供热方案。

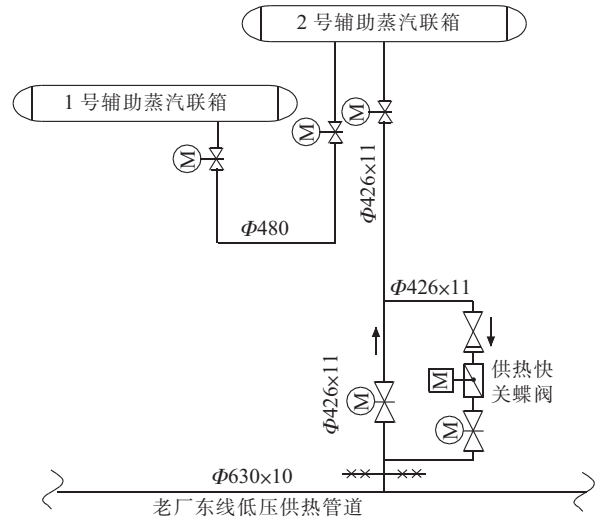


图 5 低压供热系统流程图

以上两种投资方案费用:

① 低压供热:若采用启动蒸汽管道路,仅需要增加止回阀、快关蝶阀和电动闸阀各一只和少部分连接管道及附件;土建费用几乎没有。预估造价 100 多万元。

② 中压供热:需要增加大批高压阀门(止回阀、快关蝶阀、电动闸阀、减压阀、安全阀等)、合金钢主管道和排汽管道 400 m 以上(合金钢管道约 25 t),厂房外围土建工程量较大。预估总造价约 200 多万元。

③ 以上估价仅针对 1 号机组,且不包含土建、电控等电缆的费用,也不包含施工安装费。

1 000 MW 机组低压供热改造工作与 1 号机组的建设同步实施,以满足我公司对外供热的需要。由

于现中压供热用户用汽量为 2~6 t/h,且为间断性运行。同时 1 000 MW 机组中压供热压力较高,如要接入原有中压供热管线,需要进行减压处理,经济性较低。因此新海电厂 1 000 MW 机组中压供热暂缓实施^[4]。

5 遗留问题

2013 年 4 月,新海电厂两台 330 MW 机组同时停运,1 000 MW 机组供热系统对外供热,系统运行正常,达到了设计的要求。但在 1 000 MW 机组供热系统对外供热过程中也发现了一些设计上的不足。

5.1 机组最大对外供热量较小

根据江苏省电力设计院的回复,由于我公司 1 000 MW 机组的凝汽器未设计专门的除氧装置,为满足凝结水出水含氧量的要求,凝汽器的最大补水量为 100 t/h。同时,即使凝汽器补水量为 100 t/h,机组的最大供热量仍应扣除机组的正常汽水损失量(约 30~45 t/h),故公司 1 000 MW 机组的实际最大供热量仅为 55~70 t/h。

5.2 辅汽系统设计不合理

由图 5 可以看出,新海电厂 2×1 000 MW 机组的辅汽系统为串联布置。此种设计在目前只有 1 台 1 000 MW 机组投运的情况下,对机组的对外供热几乎没有影响。但当两台 1 000 MW 机组都投运后,如何分配每台机组的对外供热量?如何选择对外供热的机组?如何确定 2×1 000 MW 机组的辅汽系统的运行参数?等等。这些问题都需要在以后的工作中不断予以解决。

6 结束语

当前,1 000 MW 机组已成为电力发展的主流

趋势,而从二十世纪的规模经济(工业经济)转入二十一世纪的信息经济(知识经济),电子高科技蓬勃发展,新兴产业与日俱增,但能源的开发与利用是不会减少的,就供热领域的能源利用而言,民用热与商用热方面,生活品质要提高,供暖需求只能是单调上升;工业用热方面,石油化工、化纤、建材、造纸及纺织印染等行业的规模效益仍将延续,用热需求也是增长态势,因此在我国热电联产的发展趋势仍将是向上的。1 000 MW 机组发展热电联产将是一个不可避免的课题。

尽管新海电厂 1 000 MW 机组供热改造具有其自身特殊的必要性和紧迫性,如:原有 330 MW 供热机组面临脱硫脱硝改造;未来供热市场的发展。但是,从前文的分析可以看出,新海电厂 1 000 MW 机组的供热改造在技术上是可行的,在经济上是合理的。希望新海电厂 1 000 MW 机组的供热改造工作可以为其它电厂进行 1 000 MW 机组的供热改造提供一定的借鉴。

参考文献:

- [1] 沈士一,庄贺庆,康 松,等.汽轮机原理[M].北京:中国电力出版社,1998.
- [2] 戴锅生.传热学[M].北京:高等教育出版社,1999.
- [3] 廉乐明,等.工程热力学[M].北京:中国建筑工业出版社,2007.
- [4] 董维德.1 000 MW 超超临界凝汽式燃煤机组对外供热的探讨[J].上海节能.2010(12).

作者简介:

张宇生(1974),男,江苏泰兴人,硕士,工程师,主要从事发电厂设备管理工作;

陈思宁(1977),男,硕士,现从事火电厂汽机专业技术管理工作。

Technical Transformation for Steam Extraction and Heat Supply of 1000 MW Power Unit

ZHANG Ning-sheng, CHEN Si-ning

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: Desulfurization and denitration transformation have ever been applied to 330 MW heat supply power plant of Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd. Facing the future requirement for heat supply, the 1000 MW power unit should also be reformed as early as possible. Based on deep analysis, It is realized that, from the aspects of both technology and economy, it is an informed decision to perform this transformation. Xinhai Power Generation Co., Ltd. can provide valuable reference for the heat supply transformation of other power plants.

Key words: 1000 MW power unit; heat supply; transformation

1 000 MW 机组高加解列过程分析及措施

张 虎,徐龙飞
(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港,222023)

摘 要:为了使超超临界火电机组在高加事故解列后能够维持主要参数的稳定,对某 1 000 MW 超超临界机组高加解列情况进行了阐述,介绍了该机组值班人员的事故处理,分析了高加解列后主要参数的变化情况和原因,并综合实际经验,提出了事故发生后机组主控方式的最好选择,水煤比及其他参数的监视调整方法,水煤比的及时合理调整是直流炉高加解列后的重要措施,以及在高负荷时迅速减少燃料量可以遏制发电机功率快速上涨,对同类型机组的高加事故解列后如何保持参数稳定有借鉴作用。

关键词:1 000 MW;超超临界;高加解列;水煤比

中图分类号:TM621

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0037-02

某电厂 1 000 MW 机组采用上海汽轮机厂引进德国西门子技术设计制造的 1 030 MW 超超临界汽轮发电机组,汽轮机型式是超超临界、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、双背压、凝汽式、八级回热抽汽。汽轮机抽汽回热方式为典型的“三高四低一除氧”,三台高加采用上海动力设备有限公司的单列、卧式、U 形管高压加热器。锅炉为上海锅炉厂有限公司采用 AlstomPower 公司 BoilerGmbH 的技术生产的 1 030 MW 超超临界塔式直流锅炉,型号为 SG-3049/28.25-M548。控制系统配置艾默生公司的 Ovation 过程控制系统,DCS 与 DEH 实现一体化。

正常运行中的高加突然解列会造成机组发电机功率短时间内上涨,给水温度大幅度下降等异常,如果处理不当将影响机组的安全运行和使用寿命^[1]。该电厂 1 000 MW 机组的高加异常解列后,值班人员及时、合理的调整确保了主汽温和其他参数的平稳运行,事故的分析和调整经验供同类型电厂参考。

1 高加解列对机组主要参数的影响及该机组值班人员的操作

高加解列前,该机组控制方式为 TF 状态,612 MW,13:35 分,2 号高加因疏水调节阀和危急疏水阀卡涩导致 2 号高加水位上涨至保护定值,高加解列动作。

1.1 高加解列后的自动控制

目前,在 DCS 逻辑中,高加解列信号一般只动作关闭 1 号、2 号、3 号抽的抽汽逆止门和打开高加三通阀的卸荷电磁阀,将给水切至高加旁路,对各种调节系统无任何超驰控制。焓值控制、减温水、给水主控等主要自动调节系统已无法满足高加解列的参数大幅波动,各电厂在发现解列后均将影响较大的调节系统切至手动或者全部手动调整。

1.2 对负荷的影响

高加解列的保护信号联锁关闭 1 号、2 号、3 号抽汽逆止门,逆止门 60 s 后完全关闭,加热三个高加的抽汽回到汽轮机中做功,导致发电机功率在 2 分钟内从 612 MW 上涨至 672 MW(如图 1 所示)。利

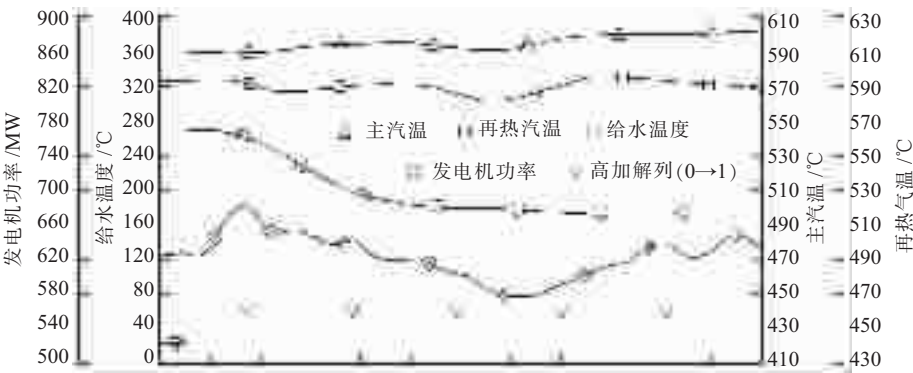


图 1 高加解列后机组主要参数变化趋势

用反平衡计算方法,600 MW 时,三台高加抽汽量分别为 67 t/h、141 t/h、66 t/h,1 000 MW 时,三台高加抽汽达到 159 t/h、299 t/h、117 t/h,发电机最大输出功率 VWOP_{max} 为 1052.435,如在满负荷时发生高加解列,势必导致机组过负荷。

1.3 对给水温度的影响

高加解列后,高加三通阀在 10 s 内将给水切至旁路,1 号高加出口温度迅速从 264 ℃下降至接近除氧器温度 180 ℃,给水温度在 8 分钟内下降 80 ℃之多,这也是造成机组其他参数波动的主要原因。

1.4 对主汽温的影响

超超临界锅炉均为直流炉,给水温度下降导致水冷壁的出口温度下降,中间点焓值下降。因为水冷壁内介质温度的降低,水冷壁的吸热量变大,炉膛出口的烟气温度下降,过热器和再热器的受热量减少,最终导致主汽温下降。在低负荷时,操作不当甚至会导致锅炉进入湿态运行。

该机组值班人员第一时间发现高加解列后,迅速解除将给水流量设定值自动,手动将给水流量指令从 1 738 t/h 降至 1 534 t/h,同时,手动将燃料指令从 241 t/h 增加至 256 t/h,水煤比从 7.26 下降至 6.0,减温水全部手动调节,众多措施的叠加有效防止了水冷壁出口温度和主汽温的下降,然而也因为过调后没及时恢复使得水冷壁出口温度和主汽温反而有所上升,解列后增加燃料量也是导致发电机功率上涨较快的原因之一。

1.5 对其它参数的影响

因 1 号、2 号抽的重新回到汽轮机中,高排压力从 3.6 MPa 上升至 4.07 MPa,高排温度从 352 ℃上升至 367 ℃。高负荷时,容易使再热汽压超压再热器安全门动作^[1]。因在 TF 方式,主汽压基本保持在稳定状态,为主汽温、中间点过热度的稳态调整提供了先决条件。

2 高加解列的应对措施

2.1 机组级协调的切换

一般情况下,超超临界的机组级控制方式有 CCS-BF、CCS-TF、BF、TF、MAN 等几种,在 TF(汽机跟随)控制方式下,由汽轮机的调门稳定主汽压力,相对而言,在事故工况下 TF 方式应是直流炉优先采用的方式。建议在 CCS 方式时,高加解列信号触发切换至 TF 方式,否则通过解除锅炉主控自动、DEH 初压限压切换等方式转至 TF 方式保证高加解列后整个机组的稳定。

2.2 水煤比的调整

根据直流炉的设计特点,调节给水流量和煤量之比是锅炉正常运行及事故调整的主要工作,合理的水煤比控制是高加解列后保持机组参数稳定的重要措施。

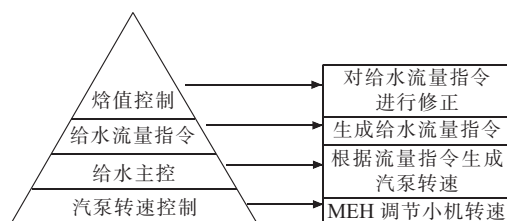


图 2 直流炉给水自动控制的金字塔关系

高加解列后,焓值自动控制已不能预知中间点温度的猛降,调节相当滞后。最合理的措施是解除给水流量自动,保持给水主控和汽泵转速控制的自动(如图 2 所示,因 4 层自动是往下依托关系,所以焓值自动跟随解除),高加解列后的水煤比相对正常运行要低 1 个单位,所以值班人员在发现高加解列信号后第一时间通过手动调整给水流量指令将水煤比调低 1.2 个单位左右,适当过调。随后以保持水冷壁出口过热度的稳定为目的调整给水流量指令。

如在满负荷时发生高加解列,应立即解除燃料主控,迅速手动减少煤量 30 t/h 甚至更多,经过单台磨煤机的 RB 试验,燃料量使突降使负荷下降的速率率大约在 18 MW/min 左右,燃料量的快速下降可以遏制负荷的快速上涨。

在低负荷(600 MW 以下)时,减给水流量的同时应注意两台汽泵运行情况,适时开启给水泵的再循环提高汽泵入口流量,提高两台泵的运行稳定性。

2.3 过热器、再热器减温水的调整

过热器减温水的调整应视水冷壁出口过热度或一级过热器入口汽温的变化趋势,做出三过出口汽温的预估,温度变化较大时减温水切手动调整。另外注意,由于过热器减温水取自高加出口,高加解列后减温水温度也随之下降,减温水与过热汽的温差变大,此时即使减温水阀开度不变,但减温效果变强,也会导致主汽温的下降。

2.4 机组其他参数的监视和调整

高负荷时的高加解列可能导致汽轮机、发电机过负荷,导致机组振动、轴瓦温度、大轴偏心出现波动,应做好此类因过负荷导致的参数波动的监视工作,及时发现,及时采取措施。

三台高加疏放至除氧器的疏水因高加解列而中断,除氧器的水位会短时下降,注意凝泵出力、除氧器水位调节阀以及凝汽器水位的调整。

上汽西门子 1000 MW 汽轮机轴封系统及其存在问题

李忠明, 李柏凯
(江苏新海发电有限公司, 江苏 连云港 222023)

摘 要:上汽 1000 MW 的汽轮机的轴封系统采用自密封的结构,在机组启动及低负荷阶段,由辅助蒸气供给。多个电厂在机组启停过程中发生因为轴封汽温度、压力变化引发汽轮机轴封段间隙消失或造成汽轮机真空下降事件,在分析了上汽 1000 MW 轴封运行方式和系统构成,针对江苏新海发电有限公司 1 号机轴封系统特点,提出系统改造意见。

关键词:轴封汽;问题;改进意见

中图分类号:TK263.6⁺3

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0039-04

上汽 1000 MW 的汽轮机的轴封系统采用自密封的结构,即在机组启动及低负荷阶段,由辅助蒸气供给,在并网带一定的负荷之后,汽轮机转变为自密封,由高压汽封系统向汽封母管供应蒸汽。在上海漕泾电厂、浙江宁海电厂、江苏彭城电厂都先后在机组启停过程中发生因为轴封汽温度、压力变化引发汽轮机轴封段间隙消失或造成汽轮机真空下降事件。

新海电厂目前只有一台 1000 MW 投产,辅助蒸汽由 2 台 330 MW 的供热系统供给,存在着蒸汽管道长,蒸汽参数低,辅汽联储的用户少,蒸汽流量小,温度容易下降等问题。

1 上汽 1000 MW 汽轮机轴封系统

1.1 轴封系统控制

轴封汽系统的主要功能是向汽轮机、给水泵小汽轮机的轴封和主汽阀、调节阀的阀杆汽封提供密封蒸汽,同时将各汽封的漏汽合理导出或抽出。在汽轮机的高压区段,轴封汽系统的功能是防止蒸汽向外泄漏,以确保汽轮机有较高的效率。在汽轮机的低压区段,轴封汽系统的功能是防止外界的空气进入汽轮机内部,保证汽轮机有尽可能高的真空是和汽轮机的高效率。

轴封汽压力由一个压力控制器控制,满足机组运行各工况,从启动轴封投入启动顺控开始,一直在线,(在彭城、漕泾均未见 OA 方式)。轴封压力控制器同时控制轴封供汽门和轴封溢流门,其输出指令为-105%~105%,其中 0~105%输出时供汽门开,0~-105%时溢流门开,两者之间有一重叠度。正常运行时压力控制器投自动运行方式,在机组启动或低负荷时,压力控制器输出在 0~105%之间,使轴封供汽门开启供汽。随着机组负荷的增加,所

需外部轴封供汽量减小,直至汽机达到自密封状态,汽机轴封供汽关闭。负荷继续上升,高中压缸轴封漏气导致轴封母管压力大于 3.5 kPa,轴压力控制器的输出由正变负,溢流门逐渐开启并维持轴封汽母管压力 3.5 kPa。

轴封汽温由一个温度控制器控制,(温度控制器为逻辑内部设定,OM 画面不可见)。温度定值由计算机通过转子温度计算得来,自动给出,并受上下限的限制(见图 1)。

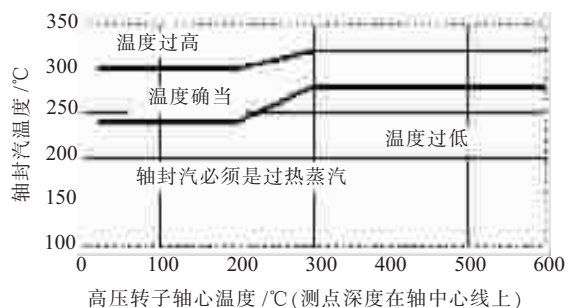


图 1 不同转子温度下的汽封温度上下限

机组正常运行时,轴封系统的蒸汽由系统内自行平衡,压力控制器、温度控制器进行跟踪监视和调节,压力控制器输出为 0~105%,溢流门开启维持母管压力稳定。当机组运行中出现以下异常情况时,轴封压力调节器有输出限制:

(1) 当出现汽机跳闸、甩负荷(发电机跳)或压力控制器的输出偏差过大时,压力控制器输出指令强制为 23%,使轴封供汽门快开,防止轴封汽母管压力下降,5 s 后恢复自动控制。

(2) 轴封母管温度<115℃时,压力控制器的输出上限为 30%。

(3) 机组出现如下条件,轴封供汽需要立即中断,以免汽机损坏。

①汽机盘车停运($n<9.6\text{ r/min}$)

②凝汽器真空破坏($p>80\text{ kPa}$)

③ 轴封供汽过热度太小(<5K)

④ 轴封供汽温度超限

此时,压力控制器输出指令上限为 10%,轴封供汽门基本关闭。

(4) 在汽机自密封状态下,高中压缸轴封漏气温度较高,为保护低压转子,在轴封母管温度>330℃后,温度控制器的输出指令与压力控制器输出指令取大值,使轴封供汽门开启,冷的辅汽进入,使轴封汽温度下降。温度控制器为逻辑内部设定,OM画面不可见。

1.2 轴封系统的投用

彭城、漕泾的轴封系统布置在 DEH(SIEMENS 的 T3000)中,轴封汽的投用是自动顺序操作,该运行模式通过实施必要的控制顺序步骤、以将设备从停机状态(须起动准备就绪,即辅汽系统投用,辅汽联箱至轴封供汽门打开,轴封供汽门前疏水器前后手动隔离门打开。)过渡到运行状态,因此,在起动顺序后,除了需监视各参数、以检测可能起动超限报警条件的任何异常运行工况外,运行人员不需要执行任何其他操作。

现有运行系统存在问题:

漕泾电厂发生过因为辅汽温度低,导致在冲转过程中,出现轴封温度低闭锁供汽门。漕泾电厂 2 号机盘车跳闸,有一连锁关系当主机转速降至 9 rpm 时自动切除轴封汽,运行人员发现不及时,导致冷空气进入造成大轴抱死^[1]。

外高桥三厂发生过辅汽温度低至 190 度导致大轴抱死的故事。

宁海电厂发生过在启动初期,由于轴封供汽由辅汽供给,而辅汽由 A 厂辅汽供给,辅汽温度较低,导致在冲转暖机过程中随着汽机高压转子温度的提高轴封供汽温度需求值也提高,致使轴封过热度小于 5 度而关闭。

宁海电厂发生过在低负荷阶段汽机跳闸,压力控制器的指令输出强制为 23%, (其目的是机组在正常运行期间,若因跳闸,轴封自供汽中断后,辅汽供汽能尽快开启,从而避免轴封供汽中断。)此时轴封供汽门的大于 23%,导致供汽门瞬间关小,轴封压力下降,引起真空下降。

彭城、漕泾的轴封系统布置在 DEH(SIEMENS 的 T3000)中,抽真空系统布置在 DCS(OVATION)中,在转子温度比较高时,由于轴封压力控制器因凝汽器背压高的条件存在输出指令限制在 10%,不能实现先送轴封后拉真空。需要运行人员去就地手动开轴封供汽旁路门对轴封母管暖管,暖管疏水结束

后用旁路门维持轴封母管压力 3.5 kPa,再启动真空泵抽凝汽器真空至<80 kPa 后,轴封供汽门才允许开启。如此一来,使得在轴封投运尤其是热态、极热态工况下的轴封投运失去了温度的联锁保护,存在很大的操作风险。

停机过程中从 410 MW 开始快减负荷,轴封系统尚处于自密封状态,汽源还未切至辅汽,而快减负荷过程中轴封系统自动调节滞后,致使轴封母管压力波动,造成机组真空下降。

2 新海 1000 MW 机组轴封系统改进方案

2.1 现有系统及运行方式

新海 1000 MW 机组启动及低负荷时轴封汽源由辅汽联箱供给,辅汽联箱汽源有 4 路(见图 2)。

- (1) 300 MW 的低压供热母管。
- (2) 本机 4 抽。
- (3) 本机再热冷段。
- (4) 邻机辅汽联箱。

机组启动时,只有 300 MW 的低压供热母管和邻机辅汽联箱可以使用,目前在只有一台机组的情况下,只有 300 MW 的低压供热母管可以使用。

所以,在启动阶段,辅汽压力必须稳定可靠,300 MW 机组启动和出现故障将会影响到 1000 MW 机组的调试启动,这种情况对 300 MW、1000 MW 机组的运行都是一个不小的考验,这样一来,300 MW、1000 MW 机组的辅汽运行方式最好必须统一考虑。

2.2 系统及设备改进

辅汽的温度问题,如果新海的辅汽从 330 MW 低压供热母管接出(1.6MPa、温度不超过 300℃,四抽温度高 340℃以上),可以从低压供热减温器之前接出,汽源的温度能够得到保证。

辅汽管道热备用问题,从低压供热母管至辅汽联箱再至轴封的管路,管路较长,正常运行中,辅汽联箱蒸汽流量小,仅仅依靠轴封供汽门前的疏水器很难保证轴封备用汽的热备用。建议正常运行中当辅汽联箱由本机四抽供汽后,利用本机四抽压力高于 330 MW 机组供热母管压力,稍开供热母管至本机辅汽联箱供汽们,使蒸汽倒入供热母管,保证这段较长管道的热备用。采用微开供汽调节阀旁路门,保持连续供汽。还需开启调节阀前疏水器旁路阀加强疏水,保证从辅汽联箱至轴封调节门前管道温度。宁海电厂在辅助蒸气至轴封的管道上装设有电加热器,一般在低负荷或者跳机恢复时使用,并设置了相关运行要求:

- (1) 总的控制要求: 电加热器出口温度由就地设定, 远方可启停电加热器, 三组电加热棒可分别启停。
- (2) 机组启动工况下, 根据高压转子温度的变化, 就地设定电加热器出口温度。
- (3) 机组正常运行, 三组电加热棒停运, 就地设定电加热器出口温度为 300 ℃。(轴封电加热器不投旁路)
- (4) 机组停机后, 联锁启动三组电加热棒(就地控制出口温度 300 ℃);
- (5) 轴封电加热器加热棒的报警温度为 350 ℃。加热棒温度达到 500 ℃, 就地自动超温保护动作, 对应加热棒停运。
- (6) 每组电加热棒就地输出电流不大于 160 A。

新海如果不能很好解决从低压供热母管至辅汽联箱的蒸气温度下降和辅汽系统保持热备用的问题, 为保证在各种工况下轴封汽的供给, 尤其是在机组热态启动等缸温较高的情况下机组的安全, 在辅汽至轴封管路装设有电加热器也是个不错的选择。选择安装的位置应该尽量靠近轴封供汽调节阀, 如图 2。

彭城、漕泾的轴封供汽旁路门为手动门, 且各轴封没有进汽门。热态启动时, 暖管只能暖到轴封供汽门前, 门后管道(包括轴封母管和各轴封进汽管)只能依靠微送轴封汽来暖管, 造成暖管时间过长。微送轴封汽被管道冷却后必然会对轴颈进行冷却, 对汽轮机的安全产生威胁。

建议在各轴封增装进汽电动门, 将轴封供汽旁路门也改为电动门, 一并接入 DCS 或 DEH, 如图 2。

这样在热态启动时, 关闭各轴封进汽电动门, 稍开电动旁路门, 对轴封供汽门后管道进行暖管, 减少暖管时间, 防止微送轴封汽被管道冷却后对轴颈进行的冷却, 保证汽轮机的安全^[2]。

另外, 在停机从 410 MW 开始快减负荷, 轴封系统尚处于自密封状态, 汽源还未切至辅汽, 可以迅速打开电动旁路门, 稳定轴封汽压, 防止轴封系统自动调节滞后, 致使轴封母管压力波动, 造成机组真空下降。

2.3 轴封系统控制方式改进

(1) 针对当出现汽机跳闸, 压力控制器输出指令强制为 23%, 使轴封供汽门快开的逻辑。为防止机组在低负荷阶段轴封供汽门开度较大时, 压力控制器输出指令强制为 23%, 造成轴封供汽门反而关小使轴封汽压降低。建议在逻辑中增加: 当压力控制器输出指令>23%时, 压力控制器输出保持原来输出不变, 输出指令>23%时, 压力控制器输出强制为 23%。

(2) 彭城、漕泾的轴封压力控制器因凝汽器背压高的条件存在输出指令限制在 10%, 不能实现先送轴封后拉真空。他们的 DEH (SIEMENS 的 T3000) 中, 原设计的轴封投运是有一个程控逻辑的。它可以屏蔽一些背压高的条件, 一边投轴封一边拉真空。只是因为真空系统布置在 DCS 侧, 而轴封供汽在 DEH, 因此该程控无法使用。

新海的 DCS、DEH 均为 OVATION, 不知道是否有类似的程控逻辑。如果没有, 建议在轴封投入逻辑中加入转子温度条件判断, 当判断为冷态时, 按原来逻辑先拉真空后送轴封汽。当判断为温态、热态、极热态时, 屏蔽凝汽器真空 ($p>80\text{ kPa}$) 信号, 实

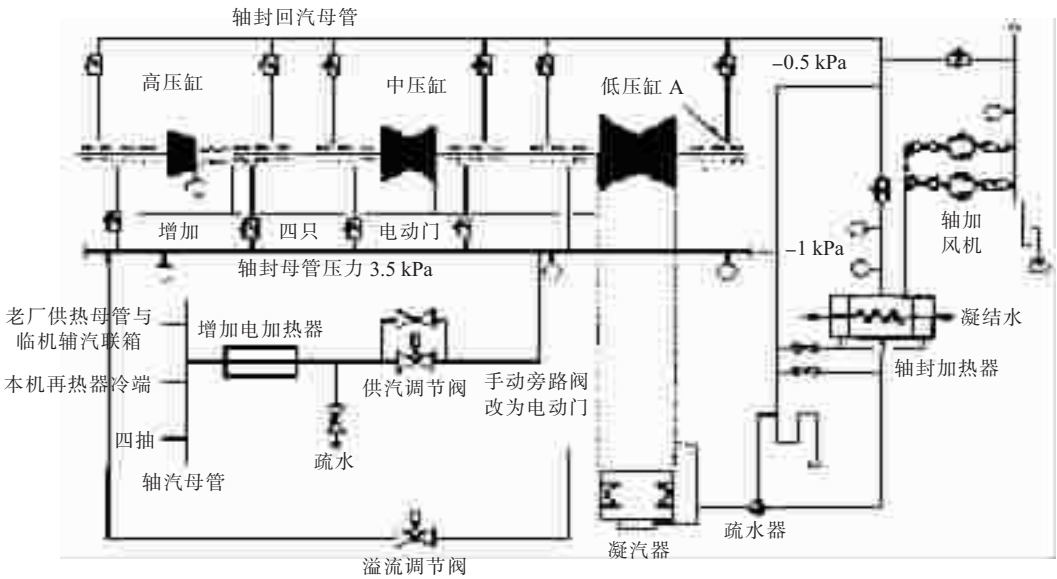


图 2 轴封系统图

现先送轴封后拉真空。

3 结束语

汽机轴封系统状态的好坏直接关系到汽轮机能否安全、可靠运行,新海现有系统很难满足机组热态启动及机组停机或跳闸以后的轴封汽要求。进行改造以后还需要辅汽系统运行方式的调整,保证从老厂供热母管到辅汽联箱再到轴封调节门前管道的热备用,正常运行中必要时可采用本机四抽供辅汽联箱再到某一台给泵汽轮机的运行方式,提高经过辅汽联箱的蒸汽流量。

参考文献:

[1] 吴春潮,王 峰,谌 丽. 1000 MW 汽轮机启、停过程中防止轴封抱死的措施[J].华电技术, 2011,(6) .
[2] 戎朝阳, 胡珊君.1000 MW 超超临界汽轮机轴封汽温控制[J].发电设备, 2010,24(4):261-264 .

作者简介:

李忠明(1971),男,江苏连云港人,助理工程师,长期从事火力发电运行工作;
李柏凯(1985),男,江苏连云港人,助理工程师,长期从事火力发电运行工作。

Issues Associated With Gland Seal System of 1000MW Shangqi SIEMENS Steam Turbine

LI Zhong-ming, LI Bai-kai

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222000, China)

Abstract: The gland seal system of 1000 MW steam turbine uses the self-sealing structure, and for the stages of start-up or low load, auxiliary steam will be employed. It was encountered in several power plants that the undesired variation of gland seal steam temperature and pressure could lead to the reduction of seal clearance as well as the deterioration of vacuum. Through analyzing the operating mode and the system components, this paper proposes various improvement suggestions for the NO. 1 gland seal system of Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd.

Key words: gland seal steam; issues; improvement suggestions

(上接第 38 页)

3 结束语

本文通过某 1 000 MW 超超临界机组高加事故解列实例,分析了值班人员操作过程和主要参数的变化趋势及原因,并结合实际经验,认为高加事故解列后水煤比的及时、合理调整是处理该事故的重要措施,在高负荷时,迅速减少燃料量可以遏制负荷的快速上涨,事故分析和调整经验供同类型机组参考。

参考文献:

[1] 赵晓林,王 斌. 超临界机组高加跳闸对直流锅炉和汽机的影响及处理[J].江西电力,2010,34(2):41-42.

作者简介:

张 虎(1975),男,江苏连云港人,集控值长,从事火电机组调试、集控运行、事故处理、经济分析等工作;
徐龙飞(1989),男,江苏连云港人,集控值班员,从事火电机组调试、集控运行等工作。

Analysis on Removing HP Heater in 1000MW Power Unit

ZHANG Hu, XU Long-fei

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: In order to ensure that the main parameters can be stable when HP heaters are removed in ultra-supercritical power unit, the field operators have proposed various solution measures. Through analyzing the variation of the main parameters and the main reasons, the best control strategy as well as the monitoring method for water-coal ratio and other parameters are proposed. It is identified that timely adjusting the water-coal ratio is an important measure. This paper can provide valuable reference for the problems encountered in other similar power plants.

Key words: 1000 MW; ultra-supercritical; removal of HP heater; coal-water ratio

1000 MW 超超临界机组小汽机汽源切换系统改进

厉富超
(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:详细介绍了上海电气集团国产 1000 MW 超超临界发电机组采用的东方 G22-1.0 型小汽机汽源切换阀的 MEH 控制方式及其在切换过程中的作用,通过现场实际切换动作,分析运行中小汽轮机汽源切换的详细过程及参数变化。同时,根据高压备用汽源管路热备用需求和现场管路实际情况,提出修改原有暖管方案,将高压备用汽源管路热备用需求与机组低压旁路热备用管路结合起来,在实现两者热备用、确保安全的同时,减少汽水损失,优化管路,提高经济效益。

关键词:1000 MW 超超临界机组;小汽机汽源切换阀;控制方式;改进

中图分类号:TK267 **文献标志码:**B **文章编号:**1009-0665(2013)S1-0043-02

江苏新海发电有限公司 1 号机组采用上海汽轮机有限公司引进德国西门子技术设计制造的 1030 MW 超超临界汽轮发电机组,汽轮机型式是超超临界、一次中间再热、单轴、四缸四排汽、双背压、凝汽式、八级回热抽汽。1000 MW 超超临界机组配套锅炉给水泵汽轮机采用东方汽轮机有限公司生产的 G22-1.0 型,单轴、单缸、再热冷段蒸汽外切换、变转速、凝器式给水泵汽轮机。其特殊之处是采用了双汽源外切换方式,通过单独设置的切换阀实现小汽轮机运行中汽源的切换操作。

1 汽源切换过程控制分析

根据厂家说明书介绍,当主机负荷降到 40 % 额定负荷(定压)或 30 % 额定负荷(滑压)以下;调节阀开度>95%;四段蒸汽流量仍不能满足给水泵功率要求时,切换阀打开,将再热冷段蒸汽引入。通过切换阀的节流调节后,相继通过主汽阀、调节阀,然后进入喷嘴做功。此时,四抽至小机进汽逆止门自动关闭,工作汽源由四抽切至冷再。

当主机负荷升至 40 % 额定负荷(定压)或 30 % 额定负荷(滑压)后,关闭切换阀,四抽至小机进汽逆止门自动打开。

另据厂家图纸,小机进汽系统控制逻辑(图 1)。

小机低压调节阀和切换阀开度控制逻辑(图 2):(1 号机组 MEH 逻辑)。

由上,得出切换阀具体动作过程:

(1) 切换阀只有在低压调节阀开度大于 95 % 且此时四抽蒸汽无法满足锅炉给水量或给水泵最低转速要求时才会打开。

(2) 切换阀打开后,实际起到了调节阀的作

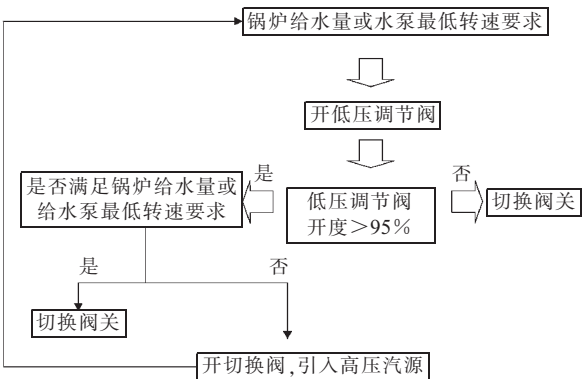


图 1 小机进汽系统控制逻辑示意图

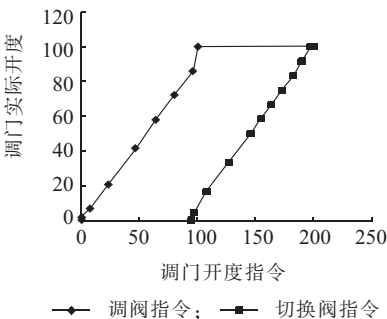


图 2 小机低压调节阀和切换阀开度控制逻辑

用,由切换阀直接调节小汽机进气流量;同时,小汽机低压调节阀开度保持 95 % 以上开度,即小汽机低压调节阀此时不做调节。

(3) 当小机汽源从冷再切至四段抽汽过程中,切换阀开度逐渐关小直至关闭后,小汽机低压调节阀正常调节小机进汽。

(4) 当机组出现跳闸或者其它异常情况,导致小机正常汽源中断或压力大幅下降,切换阀快速开启,小机进汽四抽管路逆止门关闭,小机汽源切至再热冷段供。

小机汽源切换前后相关数据对比如表 1 所示。

可见,在切换过程中,汽轮机本身参数并未发生明显变化,切换过程平稳、安全。在切换过程中,参数

表 1 小机汽源切换前后相关数据对比

	切换前	切换后
汽机前汽缸金属壁温 /℃	286	288
推力轴承回油温度 /℃	56.4	55.8
推力轴承金属温度 /℃	66.1	66.6
1 号瓦金属温度 /℃	78	78
2 号瓦金属温度 /℃	80	81
1 号瓦轴承振动 /μm	17.2/12	17/13
2 号瓦轴承振动 /μm	7/12	7/13

相对较高的冷再汽源经过切换阀节流后并入 4 号抽进汽一起进入小汽轮机做功。对小汽轮机来说,切换阀的开启与关闭改变了进汽量,其进汽参数、运行参数并未发生大的变化。

2 系统和控制方式改进措施

按照我公司 1000 MW 超超临界机组目前配置情况,当锅炉或者汽机跳闸后,四段抽汽逆止门快速关闭。此时,必须实现至少一台小汽机汽源快速从四抽切向再热冷段,以维持足够的压头保证锅炉高旁减温水供应,实现有控制地降压,减缓锅炉热应力变化速度,较少或避免 SPE 现象的发生。

由此,我们必须重视切换阀及冷再至小机供汽管道热备用的情况。根据机组现状,建议如下:

(1)目前,1 号机再热冷段至小机蒸汽母管和每台小机切换阀前疏水采用 2 处疏水器疏水至辅汽联箱疏水集箱,随时保持管道热备用,(东汽厂设计高压汽源:4.46 MPa,341.5 ℃),防止事故状态下小机进气温度陡降或者水冲击^[1-3]。

根据现场管道布置,提出以下改进建议:

① 切换阀前疏水直接与低压旁路暖管结合起来,即取消目前专设的 2 号抽逆止门前至低压旁路暖管管路,将切换阀前疏水直接接至低压旁路门后对低压旁路进行暖管,同时确保切换阀前管路热备用。(2 台小机进汽系统均改造)

② 切换阀后短管安装足够容量疏水器,确保短

管热备用。具体如图 3。

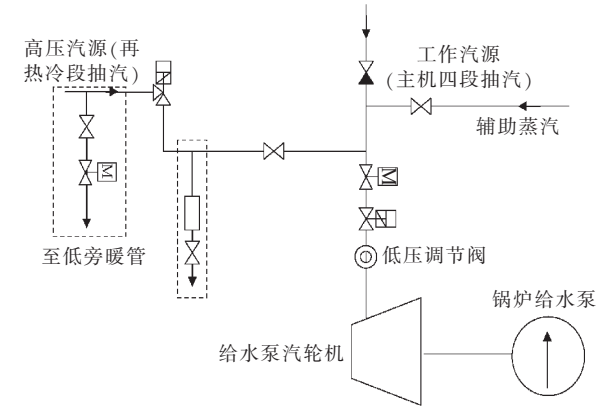


图 3 小汽机进汽系统示意图

(2) 在非停机情况下切换汽源过程中,必须快速增加或者降低汽轮机出力,不在切换点附近停留,防止切换阀和四抽逆止门来回频繁切换,给小机带来冲击。

(3) 切换过程中,注意监视小机转速、给水压力、推力瓦温度、各瓦振动、回油温度、轴向位移、缸体温度等参数变化情况。

3 结束语

1 号机组投产以来,小汽轮机经历多次汽源切换,过程中均较平稳,转速、温度、振动等参数保持较好。疏水系统改进后,汽水损失明显降低,同时,很好地保持了冷再管道热备用,安全、经济效益显著。

参考文献:

[1] 陈仲渊,樊印龙,张 宝,等. 汽动给水泵汽源切换方式的改进与实践[J].浙江电力,2010(11).
[2] 东方汽轮机有限公司.G22-1.0 型锅炉给水泵汽轮机产品使用说明书[R].
[3] 东方汽轮机有限公司.G22-1.0 型锅炉给水泵汽轮机启动运行说明书[R].

作者简介:

厉富超(1982),男,江苏连云港人,本科学历,助理工程师,从事火力发电厂运行。

Introduction and improvement to Steam Source Switching of Driving Turbine in 1000MW Ultra-Supercritical Power Plant

LI Fu-chao

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: In this paper, the MEH control mode and the role of Dongfang G22-1.0 switching valve, which is installed in the 1000MW power plant produced by Shanghai Electric Group, are introduced. The process of the switching operation and the detailed parameter variation are also presented. According to the practical conditions of the field pipe configuration, the retrofit scheme for the current pipe warm-up method is proposed, which will combine the standby pipes of the low pressure bypass system. It is expected that the plant safety can be improved, while the whole steam loss can be significantly reduced.

Key words: 1000 MW ultra-supercritical power unit; steam source switching of driving turbine; control mode; improvement

1000 MW 同步发电机的进相运行

岳 涛

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:随着电力系统的不断发展,机组容量不断增加。高压输电线路的输送距离和电压等级不断增大,以及许多配电网络使用了电缆线路,从而引起了电力系统电容电流的增加,加之为了弥补系统高峰负荷时的无功不足,在电网中还装设了一定数量的电容器,这些电容器有时难以及时投切,因此在系统低负荷情况下,由过剩无功引起系统电压上升的问题日趋严重,以致超过允许范围,影响着送变电设备和用户的安全运行。而电网中的无功采取"分层分区平衡"原则,且按"逆调压"原则对电网电压进行控制,因此采用大容量发电机进相运行以吸收无功功率,进行电压调整,实践证明是一项切实可行的办法。

关键词:发电机;励磁调节;无功;进相运行;电压

中图分类号:TM76

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0045-04

发电机的进相运行,是一种低励磁运行方式。相对于定子电流落后于电压的迟相运行而言,进相运行的功率因数乃是超前的。目前我国 1000 MW 机组为火电单机容量最大的机组,且近几年发展迅速,而对 1000 MW 发电机的进相运行还缺乏运行调整的经验,有必要对其进行总结,以提高 1000 MW 发电机进相运行时系统及机组运行的稳定性。

1 发电机进相运行的限制条件

1.1 静态稳定性降低的限制

隐极式汽轮发电机,迟相运行与进相运行的相量图如图 1 所示。

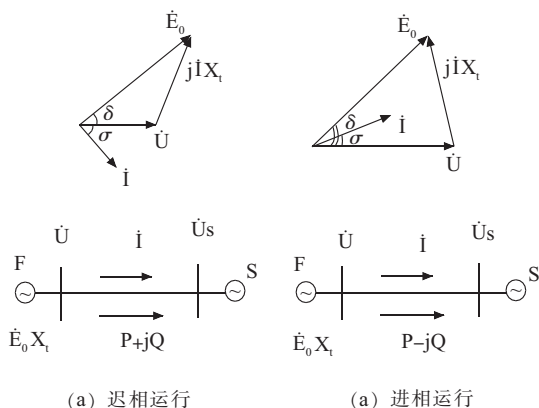


图 1 迟相运行与进相运行概念图

隐极式同步发电机的功角关系为:

$$P = (mE_0U/X_t) \sin \delta$$

当功率输出 P , 电压 U 和电抗 x_t 为恒定时, 减小激励电流则 E_0 减小, 功角 δ 增大, 最大输出功率 $P_m = mE_0U/X_t$ 降低, 稳定储备减小。经受小的扰动 (功率、转矩、电压的微小变化) 维持同步运行的能

力比正常运行情况 (过励状态) 要低^[1]。因此, 静态稳定极限限制了进相运行所能吸取的滞后无功功率。现代的发电机运行都投入有自动励磁调节器, 提高了静态稳定极限, 因而它已不是一个很主要的限制因素。

1.2 定子铁芯端部发热的限制

发电机的进相运行除受稳定条件限制外, 还受定子边段铁心及端部构件发热的限制。

大型汽轮发电机的电磁负荷设计值均较大, 导致其端部漏磁明显增加。在设计制造时采用了一系列技术措施来增大漏磁路的磁阻, 避免漏磁通的集中, 减小由漏磁场感应产生的涡流和磁滞损耗, 以降低铁心端部温度。

发电机运行时, 在其端部出现的定子绕组端部漏磁和转子绕组端部漏磁, 将尽可能通过磁阻最小的路径形成闭路。为此, 由磁性材料制成的定子端部铁心, 端部压板以及转子护环等部件便通过相当大的端部励磁。它在空间与转子同步旋转, 对定子有相对运动, 在定子端部铁心齿部、压指、压板等部件中要感应出涡流和磁滞损耗使之发热。且这部分漏磁通又是轴向进入端部铁心的 (齿部及其他结构件), 因此, 所产生的涡流损耗比同样磁通密度沿径向通过铁心所产生的涡流损耗要大得多。

在迟相运行时, 这种发热是在允许范围内的。但在进相运行时, 随着进相功率增大, 发热越来越严重。这是因为端部合成漏磁随功率因数的变化而改变其大小。当功率因数由迟相向进相变化时, 在功率因数为 1 的附近, 合成漏磁通 φ_e 的变化较为显著; 随着进相功率因数的降低 (由 1 降到 0), 吸收的无功功率增加, φ_e 越来越大, 致使定子端发热越来越严重。若取功率因数等于 1 时的 φ_e 为 1, 则定子端部某一

点(其 λ 为小于1的定值)的合成漏磁通 φ_c 随功率因数而变化的关系如图2所示。

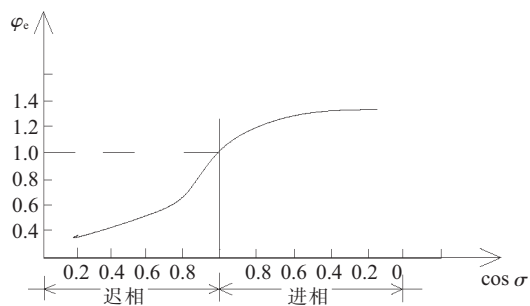


图2 端部漏磁通随功率因数变化曲线

上面讨论了端部漏磁通与功率因数的关系。当功率因数一定时,端部漏磁通约与发电机的有功成正比,如图3所示。由图中可以看出,如欲保持端部发热为一定值,亦即端部漏磁通为一定值,随着进相程度的增大,有功出力相应降低。

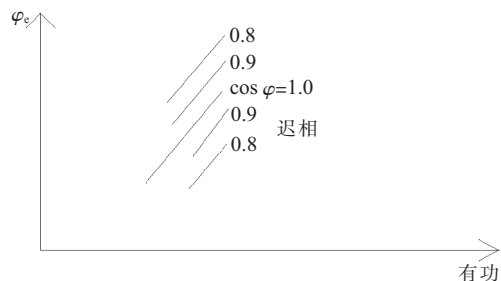


图3 端部漏磁通与发电机有功出力的关系

端部漏磁通变化的分析同运行试验所测得的端部温升变化情况是吻合的。转子磁通分布在磁极中心有较高的磁密,而在极间磁密最小。在滞后的功率因数运行时,转子磁通密度最大,且电枢反应磁势对转子磁势呈去磁作用,使得合成磁势产生的漏磁通很小,所以端部温升不显著。当功率因数为1时,电枢反应的漏磁通在磁极间与护环断面方向一致,转子磁通使护环的饱和度不大,可认为是低磁阻,且转子磁密又较低。这样就使得电枢反应的端部漏磁通增加,铁心损耗引起端部发热增高。导前功率因数的进相运行使这种情况更严重,端部温升高更多。

1.3 厂用电电压的降低

通常,厂用电引自发电机出口或机端母线。在进相运行时,随着发电机电压的降低,厂用电电压也要降低。

一般情况下,当发电机电压比额定值低5%,厂用电电压比额定值低10%的条件下,应能保证厂用大型电动机的连续运行。对于一个发电厂来说,通常选作进相运行的发电机只是某一、两台,所以可以保持机端电压在额定值的95%以上。需特别注意

的是进相运行时,厂用支路又发生故障,此时应能保证大型厂用电机的自启动。此外也要考虑厂用低压电动机由于过电流而引起的过热问题。

为了顺利的实行进相运行,可考虑厂用变压器采用带负荷调压的变压器。

1.4 机端电压、电流的限制

发电机进相运行时,发电机的端电压将会大幅下降,同时机端电流会增加。因此在进相运行时一般控制机端电压在额定的90%以上,机端电流控制在额定电流以下

1.5 励磁调节装置的低励限制定值及失磁保护的定值的影响

发电机组的进相运行的深度还受到励磁调节装置的低励限制定值及失磁保护的定值的影响,发电机进相时应避免引起低励限制动作,更应防止失磁保护动作跳机

2 江苏新海发电有限公司1号机组励磁系统简介

江苏新海发电有限公司1号机组以发电机—变压器组单元方式接入500kV升压站,发电机为上海汽轮机厂引进德国西门子公司技术生产的THDF125/67型三相同步汽轮发电机。励磁形式为机端自并励静态励磁系统,励磁调节器采用ABB公司UNITROL6000型数字励磁调节器。

2.1 数字励磁调节器双微机并联冗余

ABB公司UNITROL6000型数字励磁调节器结构上采用双微机并联冗余容错结构,两套微机构成的双通道从输入到输出各个环节均完全独立工作,每一自动通道中还设有手动控制环节。通道间相互备用、相互闭锁、相互通讯、相互切换。在各通道间切除和投入过程中,发电机工况不受影响

2.2 数字励磁调节器低励限制曲线及设置方式

图4为发电机低励限制整定曲线,其中上面一条为低励限制线,下面一条为低励动作线,限制线由(a0、b0、c0、d0、e0)、(a1、b1、c1、d1、e1)五点决定。该调节器初始值设置如图5所示;低励限制动作线由低励限制线向下平移dQMVar,为确保不触及低励动作线,dQ应设置为一较大值。

低于低励限制线动作方式:若无功低于某一值,并且低于限制线,调节器低励限制启动,自动转为恒无功闭环运行,增加发电机励磁电流,使无功高于限制线。

低于低励动作线动作方式:若无功低于保护线,调节器除了执行限制线到达后的操作,还对可控硅

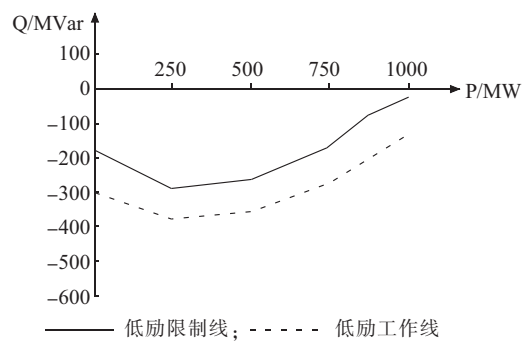


图 4 发电机低励限制整定曲线

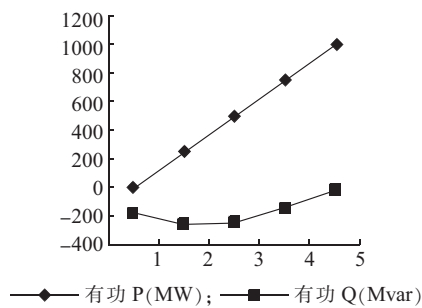


图 5 调节器初始值设置

触发角进行限制,如果无功低于保护线超过设定时间,装置退出运行或切手动运行

2.3 数字励磁调节器的叠加控制

无功功率 / 功率因素调节器: 如果发电机连接到电网,且控制模式为 AUTO(自动)方式则可以选择所选的叠加调节器。两种调节器均叠加到电压调节器之上,但对运行状况的改变响应缓慢。调节给定值时,必须考虑到叠加调节器的缓慢响应。否则,由于调节器滞后,会导致系统运行于非所需的运行状态

2.4 电力系统稳定器

发电机的低频振荡通过电力系统稳定器来阻尼,一旦发电机有功功率达到某调节值,且发电机电压位于可调节范围内,则会启动 PSS。可以在任何时候手动退出 PSS。如果发电机功率和电压超出所选范围或发电机跳闸,则 PSS 会自动退出

3 1000 MW 发电机进相运行注意事项

3.1 1000 MW 发电机进相运行的规定

发电机失磁保护正常投入,发电机励磁调节器运行方式必须选择自动方式,保证发电机在给定范围内进相运行的稳定。

发电机进相运行必须在省调规定的有功负荷点下进行,并确保其有功功率的稳定,防止有功功率不稳定所引起的功角摆动,造成机组失去稳定而发生振荡。

发电机进相运行前,应检查发电机内冷水、氢气冷却器、氢气纯度及冷却系统工作正常,发电机各温度测点的测温元件完好且工作稳定,测点温度指示准确。发电机无功指示表计及功角仪指示应准确,以便对进相运行中发电机的进相深度及功角进行监视,确保机组进相运行有一定的稳定裕度。

为防止机组进相运行中,由于机组参与 AGC 及一次调频可能引起的有功负荷的不稳定,进而导致机组失稳而发生振荡,机组进相运行前应向省调申请退出机组 AGC 及一次调频,确保机组进相运行中有功负荷的稳定。

3.2 发电机进相运行时各参数调整及控制。

发电机进相运行应在省调下达的进相工况内进行,发电机进相运行中必须严格控制: 功角 $\delta \leq 70^\circ$ 、发电机端部铁芯压圈温度 $\leq 120^\circ\text{C}$ 、厂用母线电压不低于额定电压 95%。为了充分体现进相运行机组对电网电压的调节作用,不参与进相运行机组的功率因数应控制在 0.95 左右。

发电机进相运行时,由于暂态稳定的需要一般要求 500 kV 电压不低于 510 kV。

发电机进相运行工况控制见表 1:

表 1

有功 /MW	无功 /Mvar
1000	0
950	-27
800	-81
750	-100
600	-115
515	-130

电机进相运行中应加强对发电机定子铁芯、线圈、发电机端部线圈、内冷水进出水及进出风温度的监视,每半小时对上述参数进行一次检查并与上次记录的参数进行比较,若发现有明显变化进行必要的调整,使之在规定的数值范围内。

发电机在进相运行前,按省调要求,调整发电机有功出力至省调下达进相运行有功负荷点且维持该点有功负荷的稳定,然后降低发电机无功功率,发电机转进相运行。

降低发电机无功功率时,应注意监视 500 kV I 母线电压、6 kV 厂用母线电压及 400 V 厂用母线电压的变化;当 500 kV I 母线电压达到省调下达的电压曲线要求时,维持发电机稳定运行。进相运行后 500 kV 母线电压将下降,6 kV 厂用电电压不低于 5.7 kV,400 V 厂用电电压以 361 V 为限。否则停止进一步减少发电机无功功率,报告省调、网调。必要时将进

相运行机组厂用电倒至备用电源供电后方可进一步调整发电机进相深度,使 500 kV I 母线电压达到省调、网调下达的电压曲线要求,但发电机进相深度不能超过省调规定的数值。

为防止在发电机进相运行中起动 6 kV 机、炉辅助设备时,由于起动电流大造成 6 kV 厂用母线电压失去稳定,母线低电压保护动作可能引起跳机事故的发生,在发电机进相运行中若需调整 6 kV 辅助设备运行方式时,设备起动前增加发电机励磁,维持厂用母线电压为额定值,然后起动 6 kV 辅助设备^[2]。

3.3 发电机进相运行中的事故处理

若因系统扰动引起进相运行机组失去稳定而发生功率振荡时,运行人员应迅速增加进相运行机组励磁,同时可降低其有功功率至振荡现象消失,报告省调,发电机能否继续进相运行待省调命令。若进相运行机组已失步,则需调整非运行机组励磁,经上述处理仍未将失步机组拉入同步,应将失步机组解列。若通过失步机组的振荡电流超过额定值或其出口电压低于 85%额定电压时,应立即将失步机组解列,汇报省调。机组解列时厂用电切换到备用电源供电。若系统发生故障,引起进相运行机组失稳或系统局部功率振荡时,除按第 1 条对进相运行机组无功、有功进行必要调整外,应及时汇报省调,将非进相运行机组迅速增加励磁,并根据功率振荡频率变化情况,调整非进相运行机组有功功率至系统局部功率振荡被平息,恢复进相运行机组正常稳定运行。进相运行机组是否继续进相运行待省调命令。

若非进相运行机组运行不稳定或跳机,应立即调整进相运行机组励磁并恢复其正常稳定运行,汇报省调,进相运行机组是否继续进相运行待省调命令。

4 结束语

1000 MW 发电机的进相运行是结合电力生产需要而采取的切实可行的运行技术,它可使发电机由改变运行工况而达到降压的目的,仅是利用系统现有设备增加的一种运行调压手段,便可以扩大系统电压的调节范围,改善电网电压的运行状况,特别是 500 kV 电压母线的无功调节,该方法操作简便,在发电机进相运行限额范围内运行可靠,其平滑无极调压的特点,更显示了它调节电压的灵活性,1000 MW 发电机进相运行是降低电网电压,改善电网电压质量,减少电网损耗最有效而又经济的必要措施之一。

参考文献:

[1] 涂光瑜.汽轮发电机及电气设备[M].北京:中国电力出版社,1998.
[2] 杜宗轩等.电气设备运行技术问答[M].北京:中国电力出版社,2003.

作者简介:

岳 涛(1970),男,江苏连云港人,工程师、高级技师,从事发电厂集控运行工作,现为 1000 MW 火力发电机组运行值长。

The leading phase operation mode of 1000 MW generation

YUE Tao

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: With the development of power systems, the capacities of generation units and the length of lines and voltage level of the high voltage transmission systems keep increasing, and in some distribution systems cables are more frequently used. These changes lead to the increase of systems' capacitive current. In addition, for compensating the deficiency of reactive power; capacitors are usually installed in power systems. However, in the cases of low loading un-timely switching these capacitors may cause excess of reactive power in the system, and finally cause overvoltage at some equipment to threaten the systems' secure operation. The operational models of hierarchical and regional balance and inverse voltage regulation are commonly adopted in China's power grid. Therefore, it is a possible way to regulate systems' voltage through generation units' leading phase operation to absorb excessive reactive power.

Key words: generator; excitation regulation; reactive power; leading phase operation; voltage

欢迎投稿 欢迎订阅

线路单相重合闸运行方式对机组安全运行的影响

沈珏玮

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:针对江苏新海发电有限公司 2×330 MW 机组只有两条 220 kV 线路与系统连接,一条线路运行,一条线路检修的情况下,分别计算了当运行线路发生单相瞬时性故障时,在 0.8 秒重合闸动作期间内,一台机运行和两台机运行时的发电机负序电流值和所能承受的时间,分别为:一台机时,16648 A, 4.78S;两台机时,29522 A,1.44S。分析了对发电机的危害,同时说明了对发电机保护的影响,并给出了一台机运行时投单相重合闸,两台机运行时,重合闸不投的运行方案。

关键词:单相重合闸;非全相;负序电流;承受时间;机组安全

中图分类号:TM773 文献标志码:B 文章编号:1009-0665(2013)S1-0049-03

江苏新海发电有限公司两台 330 MW 机组单元接线接入 220 kV 双母线,由两条同杆架设的 220 kV 输电线路接入系统,另外,两台启备变电源取自该 220 kV 母线。正常运行情况下,两条线路同时运行,两条线路重合闸的运行方式均按照省调的定值单执行,即投单重方式,重合闸时间为 0.8 s。当一条线路运行,一条线路检修时,省调对该公司运行线路的重合闸方式不做要求,由公司自己设置方案。这种主接线方式,在近期新建项目中较为普遍,较以前电源点多条出线的主接线方式,重合闸是否投退成了大家关注的焦点,它直接影响机组的安全运行。

1 两条线路同时运行时,单相重合闸运行方式对机组安全运行的影响

两条线路同时运行期间,两条线路单相重合闸的运行方式,均按照省调的定值单执行,投单重方式,重合闸时间为 0.8 s。如一条线路发生单相瞬时性故障,保护动作跳开故障相开关,待 0.8 s 后,重合闸启动合故障相开关,无论重合闸是否成功,即故障相开关是否合上,因另一条线路正常运行,可以将两台 330 MW 机组的负荷全部送出,此时都不会对机组的安全构成威胁。所以,当两条线路同时运行时,单相重合闸的运行方式对机组安全运行没有影响。

2 一条线路运行时,单相重合闸的运行方式对机组安全运行的影响

2.1 单相重合闸退出时,对机组安全运行的影响

当线路发生单相瞬时性故障时,保护动作线路停运,因为另一条线路也在停运状态,则该公司无

论是单台机运行还是两台机运行,均全停,且启备变失电,无厂用电源,此时只能紧急启动柴油机,实施安全停机。

2.2 单相重合闸投入方式对机组安全运行的影响

当线路发生单相瞬时性故障时,保护动作,跳故障相开关,0.8 s 后,单相重合闸动作,如故障消失,故障相开关重合成功,线路恢复正常运行。在故障相开关跳开的 0.8 s 时间里,将导致发电机非全相运行 0.8 s 时间。

2.2.1 非全相运行对发电机的危害

发电机非全相运行时,发电机定子电流三相不平衡,产生负序电流,该负序电流产生的旋转磁场方向与原动机的转动方向相反,在转子绕组、转子铁芯表面及其附件上产生 100 Hz 的感应电流。由于感应电流的频率高,将会导致转子铁芯和附件严重发热甚至烧毁。转子铁芯的受损程度和负序电流的大小以及承受负序电流的时间成正比,即负序电流越大,持续时间越长,则对发电机转子的损害就越深。

2.2.2 计算非全相运行时的负序电流值

设一条线路运行,其系统参数为:

$$X_1=X_2=0.0223$$

$$X_0=0.0417$$

主变参数为:

$$X_{T1}=X_{T2}=X_{T0}=0.0341$$

发电机参数为:

$$X_d''=0.0470$$

$$X_{f2}=0.0495$$

2.2.2.1 一台机运行时的负序电流值 I₂ 和发电机允许承受时间 t

计算线路开关单相跳闸处的综合阻抗:

$$Z_{11}=X_1+X_{T1}+X_d''=0.0223+0.0341+0.0470=0.1034$$

$$Z_{22}=X_2+X_{T2}+X_{f2}=0.223+0.0341+0.0495=0.1059$$

$$Z_{00}=X_0+X_{T0}=0.0417+0.0341=0.0758$$

系统容量: $S_B=100 \text{ MV} \cdot \text{A}$

发电机额定电压: $U_{B(20)}=20 \text{ kV}$

发电机额定电流: $I_N=11207 \text{ A}$

$$I_2 = \frac{2}{Z_{11} + \frac{Z_{22} Z_{00}}{Z_{22} + Z_{00}}} \cdot \frac{Z_{00}}{Z_{22} + Z_{00}} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{B(20)}} =$$

$$\frac{2Z_{00}}{Z_{11}(Z_{22} + Z_{00}) + Z_{22}Z_{00}} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{B(20)}} =$$

$$\frac{2 \times 0.0758}{0.0134(0.1059 + 0.0758) + 0.1059 \times 0.0758} \times \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 20} = 16320 \text{ A}$$

查发电机不平衡负荷能力曲线: 转子表层承受负序电流能力常数 $A=10$ 。

发电机长期允许的负序电流为 $I_2 \infty = 10\% I_N$

$$I_{2*} = \frac{I_2}{I_N} = \frac{16320}{11207} = 1.45$$

$$I_{2*}^2 = \frac{I_{2\infty}}{I_N} = 0.1$$

$$t = \frac{A}{I_{2*}^2 - I_{2\infty}^2} = \frac{10}{\left(\frac{16320}{11207}\right)^2 - 0.1^2} = 4.78 \text{ s}$$

即当一台机组运行时, 非全相运行的发电机负序电流值为 16648 A , 所能承受的时间不超过 4.78 s 。虽然负序电流值较大, 但所能承受的时间远大于重合闸的 0.8 s 动作时间, 在重合闸动作过程中相对比较安全。

2.2.2.2 二台机运行时的负序电流值 I_2 和发电机所能承受的时间 t

计算线路开关单相跳闸处的综合阻抗:

$$Z_{11} = X1 + (XT1 + Xd'') \div 2 =$$

$$0.0223 + 1/2(0.0341 + 0.0470) = 0.0628$$

$$Z_{22} = X2 + (XT2 + XF2) \div 2 =$$

$$0.0223 + 1/2(0.0341 + 0.0495) = 0.0641$$

$$Z_{00} = X0 + XT0 \div 2 = 0.0417 + 0.0341 \div 2 = 0.05875$$

$$I_2 = \frac{2}{Z_{11} + \frac{Z_{22} Z_{00}}{Z_{22} + Z_{00}}} \cdot \frac{Z_{00}}{Z_{22} + Z_{00}} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{B(20)}} =$$

$$\frac{2Z_{00}}{Z_{11}(Z_{22} + Z_{00}) + Z_{22}Z_{00}} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{B(20)}} =$$

$$\frac{2 \times 0.05875}{0.06285(0.0641 + 0.05875) + 0.0641 \times 0.05875} \times \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 20} = 29522 \text{ A}$$

$$t = \frac{A}{I_{2*}^2 - I_{2\infty}^2} = \frac{10}{\left(\frac{29522}{11207}\right)^2 - 0.1^2} = 4.78 \text{ s}$$

即当二台机组运行时, 非全相运行的发电机负序电流值为 29522 A , 所能承受的时间不超过 1.44 s 。一方面负序电流值较大, 另一方面, 所能承受的时间和重合闸的 0.8 s 动作时间相比, 裕度较小, 因此, 重合闸动作过程中对发电机的安全威胁极大。

3 单相重合闸动作时, 对发电机、主变开关保护的影响

3.1 对发电机负序过电流保护的影响

发电机负序电流保护动作值: 按躲过主变高压侧母线两相短路流过发电机的最大负序电流整定。流过发电机的最大负序电流:

$$I_2^{(2)} = \frac{1}{(X_T + X_d'') + (X_T + X_{T2})} \times \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{B(20)}} =$$

$$\frac{1}{(0.0341 + 0.0470) + (0.0341 + 0.0495)} \times \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 20} = 17527.3 \text{ A}$$

发电机负序电流保护一段动作值:

$$I_{2.op1} = 1.3 \times 17527.3 = 22785.5 \text{ A}$$

动作时限: 与发变组快速保护配合, 取 0.5 s 。

该公司 15 号、16 号机组发电机负序电流保护定值为 22785.5 A , 动作时间为 0.5 s 。

单台机运行时, 单相重合闸动作期间产生的负序电流值为 16320 A , 小于发电机负序电流保护动作值, 保护不会动作。

两台机运行时, 单相重合闸动作期间产生的负序电流值为 29522 A , 远大于负序电流保护动作值, 且重合时间为 0.8 s , 大于 0.5 s 的保护动作时间, 所以, 此时两台机的发电机负序电流一段保护均在线路发生单相瞬时性故障跳开线路单相开关 0.5 s 后动作停机。

如将发电机负序电流一段保护动作时间按大于重合闸动作时间来整定, 取 1.1 s , 与此时发电机所能承受负序电流 1.44 s 的时间比较, 则安全裕度太小, 风险极大, 不可行。

3.2 对主变开关闪络保护和全相保护的影响

主变开关的闪络保护和全相保护均设置主变开关接点不一致闭锁, 所以即使负序电流达到启动值, 闪络保护和全相保护均不会动作出口。

4 结束语

单条线路运行时, 线路单相重合闸的运行方式

极大的影响机组的安全运行。单相重合闸不投,一旦线路发生单相瞬时性故障,将造成运行机组停运,并失去启备变电源,全厂停电,靠柴油机来安全停机。

单相重合闸投入时,单台机运行,在重合闸动作的0.8 s时间里,机组能够承受因为线路瞬时故障跳开单相开关引起的负序电流,发电机负序电流保护因未达定值,不会动作,待 0.8 s 后,重合闸动作成功,恢复正常运行。两台机同时运行时,一方面,负序电流值较大,承受负序电流时间裕度较小,对发电机的安全威胁较大。另一方面,发电机负序电流一段保

护在线路开关单相跳开 0.5 s 之后动作停机。

综合以上因素,当一条线路停运时,该公司宜一台机运行,运行线路单相重合闸置投入方式,时间为 0.8 s。

参考文献:

[1] 许正亚.发电厂继电保护整定计算及其运行技术[M].中国水利出版社,2009.

作者简介:

沈珏玮(1962),女,上海人,工程师,从事发电厂继电保护工作。

An analysis of the impacts of single-phase reclosing on generation units' secure operation

Shen Yu-wei

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: The paper studies the maximum negative sequence currents and corresponding times can be bear by the generation units in the Jiangsu Xinhaifa Generation Limited Company. Currently, there are two 200kV lines connecting the power plant and the power grid. Two scenarios of a single and a double generation units operated in the plant are analyzed under the situation of only one 200kV line is working. The results show that the maximum negative sequence currents and corresponding times are 16648A and 4.78s for a single generation unit operated and 29522A and 1.44s for a double generation units operated. Based on the analysis, the effects of negative sequence currents on generation units and their protections are analyzed, and the suggestions of single-phase reclosing should be implemented for a single generation unit operated and no reclosing should be implemented for a double generation units operated are recommended.

Key words: single-phase reclosing; open-phase; negative sequence current; bear time; generation unit security

2013 中国企业 500 强发布营业收入首破 50 万亿

中国企业联合会、中国企业家协会 8 月 31 日在昆明发布 2013 中国企业 500 强榜单,中石化以 2012 年营业收入 28 306 亿元连续 9 年领跑榜单,中石油、国家电网、工商银行、建设银行、农业银行、中国银行、中国移动、中国建筑、中海油分列第二至第十位。

与上一年度相比,榜单前十位企业名单未出现变化,中石化、中石油、国家电网、工商银行、建设银行仍依次雄踞前五位,农业银行、中国银行排名均上升了一位,中国移动由第六位退居第八位。在这 500 家企业中,有 42 家企业换榜,比上一年度增加了 4 家,表明中国大企业格局继续呈现较强的稳定性。

在入围门槛方面,2013 中国企业 500 强的入围门槛达到了 198.67 亿元,较上年增长了 13.48%。营业收入超过 1000 亿元的企业达到 123 家,比上年增加了 16 家;其中有 16 家民营企业,比上年增加了 1 家。这 123 家企业营业收入总额为 34.97 万亿元,占全部 500 强营业收入的 69.9%。

虽然中国企业 500 强的整体规模持续壮大,去年的营业收入总额首次突破 50 万亿元,达到 50.02 万亿元,但增速已经显著放缓,仅为 11.41%,比上年大幅回落了 12.22 个百分点。从经营效益来看,这 500 家企业的归属母公司利润总额为 2.17 万亿元,仅比上年增长了 3.58%;平均收入利润率为 4.34%,比上年降低了 0.33 个百分点;平均资产利润率为 1.44%,比上年降低了 0.14 个百分点。平均收入利润率和平均资产利润率已经连续两年出现下滑。

在税收方面,2013 中国企业 500 强纳税总额达到 3.65 万亿元,较上年度增长了 10.92%,占 2012 年我国税收总额的 36.28%,但比上年的 37.24%有所下降;从单个企业看,有 69 家企业的纳税额超过 100 亿元,比上年增加了 9 家。

值得关注的是,这 500 家企业中,有 216 家企业的净利润出现负增长;43 家企业出现亏损,比上年度增加了 30 家,7 家企业亏损进一步扩大。这 500 家企业中有 430 家企业填报了研发数据,共投入研发资金 5424.95 亿元,较上年增长了 11.37%,但增幅较上年有明显回落,增速也略低于营业收入增速;这 430 家企业的平均研发强度为 1.27%,已经连续两年下滑。

摘自《国家电力信息网》

火力发电厂控制系统人性化分析

李艾祥¹, 刘劲松²

(1.江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023;2.江苏电力设计院,江苏 南京)

摘 要:根据火力发电厂热工自动化的实际需求,比照控制系统人性化设计要素,分析研究控制系统硬件、软件和人机界面的人性化,提出了改进意见和设想,以期在确保机组安全、经济运行基础上,为运行人员提供更人性化的控制系统。

关键词:控制系统;人机接口;软件;人性化

中图分类号:TK62

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0052-05

人性化设计的概念是由工业设计价值观念的转变而形成的。十九世纪工业革命以后出现“以机器为本”的设计价值观念,它以机器功能设计为核心,从而使人成为机器的奴隶,引起很大的心理病态和严重的社会问题。为了改善这些问题,二十世纪 80 年代开始人们提出了“以人为本”的设计理念,即在考虑机器功能使用的基础上,要更多地注意到人的使用特性。

人性化设计要求围绕人为中心展开设计,人性化设计体现了“以人为本”的设计核心,它运用艺术与科技,展现了一种人文精神,是人与物、人与自然完美和谐结合的设计,是人类生存意义上的一种高境界设计追求^[1]。

1 控制系统人性化概述

1.1 控制系统人性化设计的要素

控制系统人性化设计中要考虑的层面很多,既有控制系统本身,也有控制系统应用的界面和环境,概括起来主要的因素^[2]有:

(1) 需求因素

① 生理需求。生理需求是人们身体器官、感官必要的需求,如不能满足就会带来人们行动、行为的困难,以至无法正常工作。

② 心理需求。心理需求主要要满足人们精神、情绪及感知上的需求,包括不同的审美意识表现出的审美需求及不同岗位、不同层次的人的自我实现的需求等。

(2) 人机工程学因素

应用人体测量学、人体力学、生理学和心理学等多学科综合研究方法,对人体结构和特征进行研究,提供人体机能特征参数,为控制系统设计提供人性化的要求。

(3) 可靠性因素

系统的可靠性是人们信赖及接受的基本条件,高可靠性的系统,不仅要提高系统的性能、可用率和使用寿命,同时还应增强系统对人的安全的考虑,体现系统对人性的关怀。

(4) 环境因素

主要针对系统与人类共存的运行操作环境,用人性化设计的理念来分析诸如温度、湿度、音响、光照及其它物理因素的影响,使人具有安全感和舒适感。

(5) 美学因素

从人性化设计的角度,研究符合人的审美情趣应考虑的因素,其中涉及人的视觉、听觉、触觉及其所感受的对象。

(6) 文化因素

系统设计应符合发电厂特定的企业文化特征,满足功能需求,表现出与时代精神和科技进步的与时俱进。

1.2 控制系统人性化追求

长期以来,人们对控制系统关注的重点主要都集中在“可靠性”上。时至今日,控制系统产品的硬件可靠性已经完全能够满足火电厂安全生产的要求,计算机和网络技术的快速发展,使控制系统的开放性也进一步加强,软件也更丰富,在这样的基础上提出“人性化”的要求已经具备坚实的条件。在对控制系统硬软件全面分析基础上,本文将主要针对实时控制系统应用中的人机界面、硬件可维护性、软件可操作性及便利性等方面进行分析研究,引入“人性化设计”理念,提出笔者的一些认识和设想,为在国信新电 1030 MW 机组中得以实施和创新应用。

2 人机接口配置的人性化

人机接口配置人性化的针对性,是指显示器的配置方式、布置和信息显示内容和形式的组合适合人接受信息的生理和心理特征,使操作员对显示的信息辨认速度快,直观且可靠性高,减轻精神紧张和

身体疲劳。

2.1 大屏幕显示器

(1) 大屏幕显示器在集控室里能产生一种“办公室”的工作气氛,它提供的是一种动态的、综合的信息媒体,为大家所共享。客观上也起到了营造控制室良好视觉的效果。同时,醒目和综合的信息有助于运行人员进行有效的操作。

(2) 大屏幕可代替传统报警窗口,进行重要系统图、概貌图的清晰显示,弥补由于取消常规报警光字牌导致 DCS 系统 LED 显示和报警功能的不足。

(3) 采用大屏幕显示器后,运行人员可以结合大屏幕显示器和运行员站 LCD 互补使用,以缓解视觉疲劳,提高监盘质量。

(4) 采用大屏幕显示后,可以简化中央控制室监控系统的组态,缩小运行人员的监视范围,把机组的监控模式推向一个更高的水平。

2.2 闭路工业电视显示

(1) 闭路电视系统为运行员监控提供直观画面,真实反映现场设备运行状况;

(2) 提供主要生产场所和区域的实时图象,使运行员及时掌握生产活动情况;

(3) 实施对重点安全点的连续监视,并能提供历史分析资料,可以提高全厂安全管理水平;

(4) 可实现对环境恶劣区域的连续监视如出渣机、煤仓间等,减轻运行巡视人员工作压力,改善工作条件。

2.3 网络化智能门禁巡更系统

(1) 门禁巡更系统也将作为人机接口的重要配置,通过网络传输信息实现远程监控,有效地提高电厂重要场所的安全性,减轻运行巡视人员的压力。

(2) 门禁系统还可以和火灾报警及闭路工业电视系统联动,发生火警时联动相应房间的门锁自动打开,并向监控中心报警。同时在闭路电视中心监控屏幕上自动推出报警发生地的摄像画面,使监控人员直观地了解现场情况。

2.4 人机接口设备布置的人机工程学

(1) 监视操作设备布置

监视操作设备布置也就是对控制室中控制盘台的设计、布置以及盘台上各种监视操作设备布置的优化,主要因素有:人的个体尺寸和触及范围的物理学、视线和视角的生理学,注意力和察觉力的认识力等因素。

根据人机工程学原理^[3],中国人的人体尺寸一般按身高 1.72 米左右、坐下后眼睛距地面 1.2 米左右考虑。人体双手在水平桌面上左右操作范围通常

为 1500 mm,前方为 600 mm,总宽度大于 900 mm。根据这一尺度范围,运行人员坐在合适的转椅上,应不必站立就可方便地操作。

(2) 显示设备布置

控制盘、大屏幕及普通操作员站 LCD 的相对布置对操作员迅速、方便、准确地获取视觉信息十分重要。因此,根据人的视觉特点,按最佳观察方式进行,方能提高认读效率和精度。即操作员的视线决定了运行人员的最佳视野及视区,最适宜观察的最佳视野是有效视区集合的交集。

在最佳视角范围,水平视角超过 30° 就会发生畸变,垂直视角不能超出运行人员眼睛水平面 38° 以上。与视角相应的另一个重要因素是视距,距离太远或太近都会引起眼睛的疲劳。根据运行操作经验:84" 大屏幕的最佳视距是 2000 mm,中心线可位于标准视线上 470 mm 处;21" 普通 CRT/LCD 的最佳视距是 770 mm,观看大屏幕的水平视角为 20° ,普通 LCD 为 18° ;操作台高为 720~750 mm 左右,这个高度属于控制台标准设计所允许的范围。

3 控制系统软件人性化

由于目前各品牌控制系统硬软件差异较大,系统组态方式各具特色,因此要提出一种统一的“人性化”要求很难,有些要求还会遇到技术瓶颈的限制。尽管如此,我们仍然想从“人性化”角度研究提出,作为本文的追求设想。

3.1 信息显示

(1) 采用数据浓缩方法,将信息分层展示

我们可以将复杂的工艺系统分解成不同的子系统,每个子系统可以由其关键工艺参数和相关综合报警提供浓缩信息,在没有故障的时候,运行人员只需要关注这个关键工艺参数就可以了。这种处理方法,将信息分层综合,分层展示,能够大大减少运行人员同时关注的数据量。

(2) 曲线的应用

某个瞬时的实时数据表达的信息是有限的,运行人员常常需要对多个数据同时进行相关联分析,这时使用曲线来展示数据就很方便。实际上实时数据曲线的应用已经非常普遍,但是历史曲线还需要改进,即要求每一台操作员站都可以调用历史曲线,在调用几天的数据时,时间不应长于 1 秒。可以将历史曲线组合存储起来,以方便调用。

(3) 3D 技术的采用

目前控制系统的工艺系统画面都是二维(2D)的,很少采用三维(3D)画面,从发展看应该积极推

进三维技术的探索。相信随着软件技术的发展,三维技术将会突破速度瓶颈,逐步在控制系统的画面上得到应用,为操作员提供直观的 3D 画面。

3.2 操作界面

(1) 操作方式标准化

对于每种操作行为提供标准的操作方式,以规范运行员操作。一般可以归纳为以下几种操作行为:开关量控制设备启停或开关、模拟量控制设备的调节、模拟量设定、开关量设定、报警确认等。采用标准的操作方式,可以降低组态开发工作量,也降低对运行人员记忆的要求。

(2) 操作提醒

屏幕上的操作提醒可以用不同的颜色来表示。而颜色所表征的信息须与人们对该色调含义的认识相一致。例如:红色表示错误、失败或停止;黄色代表警告、注意;绿色表示执行、待命或电源接通等(电力行业目前还沿用前苏联标准,即红色表示运行,绿色表示停止)。不同色调的合理组合可以使显示的内容更加醒目,从而加快操作员对信息的搜索并减少作业错误。当然,过度地使用颜色,会使整个画面显得繁乱,增加运行员的视觉负担,因此颜色使用的数目以不多于 7 种为宜。

对于设备面板上不能操作的按钮,建议显示为灰色。对于操作错误,应给出提醒,比如输入的量程超限、开启设备超时、操作拒绝等。某些状态下,需要运行人员尽快操作的按钮,画面可以显示闪烁。

(3) 操作响应速度

控制系统的响应时间是指用户在操作员站界面上启动操作时刻起到操作员站界面上给出结果为止所消耗的时间。

操作响应的时间过长,会使运行员感到拖沓,操作响应的的时间应与人的视觉反应时间相当为宜,理想的操作响应时间应不超过 1000 ms。目前控制系统的通讯技术水平也已可以支撑系统的操作响应在 1000 ms 以内。

(4) 二次确认

对于重要设备及其保护逻辑、功能子系统,建议在投入相关连锁动作回路或者逻辑保护回路之前,应进行二次确认,防止由于运行人员的误操作而触发重要保护连锁逻辑,或引起重要设备跳闸。

3.3 报警系统

(1) 报警方式

报警可以分为两类,即预告信号和故障信号。预告信号表示正常工况改变或即将发生变化,并不一定需马上做出处理。而故障信号是报告存在的危

险,需要立即采取干预措施。

报警一般要配以音响,还可以辅助以适当的语音^[4],可以让信号接受区的任何人都能听到,并做出预定的反应。在注意力分散或疲劳状态下,仍能接收到报警信号;不受照明条件的限制等。

(2) 采用状态监测和故障诊断思路设计报警

在发生事故的时候,从出现事故征兆,到事故发生,可能只是几分钟的很短过程,在事故状态时,系统将大量的报警信息不加选择地送给运行员,要求运行员在极短的时间内阅读和了解大量报警信息,并采取及时、准确的操作是非常困难的。

采用状态监测和故障诊断的思路设计报警,需要采用状态监测和故障诊断相关软件建立一个功能较强的组态平台,能有效地对报警类别进行分级、增加预告报警、减少报警信息,减轻运行员压力。

3.4 操作指导

(1) 设备操作提示

控制系统的操作画面一般都有设备的允许和强制条件的提示,但是在实际运行过程中,由于某一设备的允许条件会很多,当设备不允许启停时,很难快速地查找到原因。作为人性化设计,应该在操作界面有允许的每一个条件;设备的跳闸原因有时可能会有几个同时出现,光凭肉眼无法分辨,控制系统应具有首出功能,并在操作界面上直观显示。

(3) 记录提示

控制系统在运行过程中,一旦遇到突发事故就需要对事件、操作以及报警记录进行查询,信息量很大,要花费大量的时间。作为人性化控制系统的设计,各种提示和记录应以自然语言来表达,当有突发情况或事故发生时,用户能够快速检索信息,准确地判断出事故发生的原因。

3.5 顺序控制

(1) 重视顺序控制程序的完善性

在程序设计时要充分考虑到人的干预应最少,基本的操作应该不需要人的参与。同时,在程序设计中不能只考虑正常条件下的简单过程,要充分考虑各种条件分支,合理运用启动步、步进、步延、跳步、复位等多种步序手段。

(2) 顺控系统中采用 SFC 组态方法

IEC 61131-3 标准的顺序功能图语言 SFC (Sequence Function Chart),是一种描述工业控制程序的顺序行为特征的图形化语言,可对复杂的过程或操作全面进行辅助开发^[5]。SFC 允许一个复杂的问题逐层地分散为步和较小的能够被详细分析的顺序,对于描述复杂的顺序控制非常有效和直观。

根据比较,在分支增加,复杂度高的情况,SFC的程序量是线性增加的,而其它功能块或梯形图的组态方式的程序量显几何级增加。因此,为了实现完善的顺序控制逻辑,宜采用 SFC 组态方式。

3.6 自动调节

(1) 设计完善的超驰控制逻辑

大型火力发电机组的自动控制系统非常复杂,各种信号装置、执行机构都有可能出现故障。参数设置不合理,也有可能使闭环回路发散。超驰逻辑(override logic)必须对上述因素都进行全面监控,一旦条件成立,将能越权处理系统故障,使系统调节品质不再继续变坏,及时采取超驰控制,保证自动调节系统的安全^[6]。

常用的超驰功能为:切至手动、优先打开、优先关闭、禁止打开、禁止关闭等。

(2) 优化偏差切手动逻辑

自动调节系统一般都设计有偏差切手动的超驰逻辑,避免调节回路调节震荡甚至发散。然而,仅是简单的判断偏差大,就切至手动控制,交给运行人员操作,如果运行人员未能及时操作,造成的测量值偏差更大;另外,在事故状况下,大量自动调节退出自动,平时操作量不多的运行人员根本来不及适应。对此,我们建议采用偏差大加延时的方法切手动,偏差大时先启动报警提示,根据调节对象特性,如果在一段时间内未能消除偏差,再切手动,交由运行人员操作。

(3) 用驻留曲线展现大滞后回路的状态

对于大滞后的调节回路,仅仅依靠当前的画面实时数据,运行人员不能了解到整个过程。以汽温调节为例,回路的滞后时间长达数分钟,看到当前的汽温数据,不了解波动过程,无法判断汽温是在上升过程,还是下降过程,或是在稳定过程,难以执行有针对性的操作。建议在控制系统的画面上提供从当前时刻向前一段时间的相关数据曲线,从曲线上运行人员能够全面了解大滞后回路的状态。

此功能不同于历史曲线,历史曲线中无法看到当前的实时状态,也不同于实时曲线,一旦发生画面切换,实时曲线要重新绘制,看不到完整的曲线。

我们将从当前时刻向前一段时间的相关数据曲线称为驻留曲线,驻留曲线是存储在内存中的,存储容量确定,一般记录从当前时刻向前数分钟或更长时间的数据,任何时候都可以用画面完整调出。驻留曲线功能不存在技术难点,但是对于运行人员的操作非常有帮助,对工程师进行闭环参数的整定也有较大意义。

3.7 编程组态

(1) 采用直观的组态方法

目前,不同的控制系统的组态方法仍然各不相同,要统一到一个通用的广泛接受的标准,必须要采用 IEC 61131-3 标准。该标准针对工业控制系统所阐述的软件设计的概念和软件模型适应了当今工业控制系统的发展方向。有的控制系统厂商宣称自己产品符合上述标准,但实际应用中,还有不小差距。

我们认为,要进一步提高工程师的工作效率,控制系统的组态要支持 IEC 61131-3 中的 FBD 和 SFC 组态方法。

FBD 就是功能块图(Function Block Diagram),在程序中,它可看作两个过程元素之间的信息流^[7]。这种组态方法对于描述闭环控制非常有效和直观。SFC 则是前面提及的顺序功能图。

(2) 组态系统直接输出工程资料

在采用直观的组态方法的基础上,控制系统的组态工具还应能够直接输出工程师能够阅读的工程资料,即逻辑图和 I/O 清册。有了这样的工具,控制系统的修改和维护工作量将大大降低。

4 控制系统机柜布置人性化

控制系统机柜及内部设备布置的人性化主要根据安全性和便利性对机柜标识、内部设备布置、接线及接线标志等提出要求。

4.1 机柜结构

(1) 外形与尺寸

机柜由于内部承载着工业控制的核心部件,应以稳固、安全为首要考虑。根据一般机柜的进线量及单元的分配,机柜的宽度以 800 mm 最为适宜,便利人双手在柜内工作。机柜深度根据其进线不同以 600 mm 为宜,高度定位在 2200 mm 为好。

(2) 标识

大型机组控制系统,一般都有几十面控制机柜,每个机柜都分担着不同的控制功能,如果机柜表面无任何差别,则很难让人辨别,因此机柜外表面应有标识(一般为 KKS 编码)。标识应明确标明该机柜的柜号及其控制功能或范围。

4.2 柜内布置

(1) 内部设备布置位置标准化,使人不需要根据标识再去一一对照。外形类似的各类模块宜有专门标记,使人一见标记便知道是什么类型的模块。

(2) 尽量采用预制电缆,接线采用汇线槽,减轻接排线工作量,接线方式以适于右手方便工作为佳。

(3) 柜门内侧可以设计资料袋,方便维护人员

维护时随手可以拿到需要的资料、图纸。

5 控制系统电源设置人性化

5.1 控制系统电源人性化设计的主要体现

(1) 提高电源安全性,最大程度地减少运行维护人员受伤害的几率;

(2) 方便安装,方便维护,保证系统可靠性的同时减少回路复杂程度;

(3) 易于扩展,电源回路有足够的备用。

5.2 机柜内部 AC220V 供电

人体的安全电压是 36 V 以下,控制系统的控制器、模件、对外查询电压应全部为安全电压,交换机等外设也尽量选用安全电压的产品。控制机柜的 2 路 AC 220 V 进线、一般布置在人员不容易触摸到的机柜上部。非安全电压电源的母联、端子、AC 220 V 设备的接线端子全部采用封闭式或者外装隔离罩,并且贴上红色警示标识。

5.3 模件冗余供电

模件两路直流 24 V 电源冗余供电的一般方法是两套电源装置输出直流电源耦合后给模块供电,但是使用中二极管经常损坏,需要定期维护。若使所有模块都直接接受两路直流电源,模块内部进行电源冗余,电源回路将更加简易、清晰,而且可靠性得到提升。

每个机柜不但设置电源报警继电器能够输出报警节点,还设置各级电源指示灯,方便巡检人员观察。

5.4 查询电压和变送器电源

查询电压和变送器电源应由卡件内部集成产生,不应额外增加电源回路,减少维护工作量。这种内部集成的电源模块应与系统电源相隔离。

5.5 操作员站电源

电源切换装置的切换时间过长会导致操作员站重启,可以考虑三种方案改善:

(1) 操作员站采用直流供电,内置两路直流电

源;

(2) 操作员站采用直流供电,外部双路直流切换后接入一路电源;

(3) 两路切换电源对各操作员站分别供电;这样至少能保证一半操作员站不失电,也是目前一些厂家常用的方法。

6 结束语

控制系统设计和其它工业产品设计一样,都在社会发展和文明进步的推动下,向人性化即“以人为本”的和谐方向前进。本文论述的仅是对电厂控制系统人性化的初步认识和设想,相信随着科技的进步,尤其是计算机技术和通讯技术的快速发展,人性化在控制系统中会得到越来越多的体现。它将和控制室布置人性化、控制室环境构筑的人性化结合在一起,为运行管理人员营造一个更人性化的生产环境。

参考文献:

- [1] 陆家桂.关于人性化设计[J].无锡南洋学院学报.2006.(5): 63-66.
- [2] 宁绍强,唐克兵.产品的人性化设计[J].桂林电子工业学院学报.2003.(3):45-49.
- [3] 何跃如.使技术人性化的学科—人体工程学[J].大视野.2008(7):117-123.
- [4] 童时中.报警及紧急控制系统设计中的人机工程学问题(二)[J].江苏电机工程.1997.(3):20-23.
- [5] 何敏铎,王兆安,等.PLC 顺序功能图 SFC 编程系统的设计与实现[J].工业控制计算机.2008.(3):78-79.
- [6] 张殿平.超驰控制与自动化调节运行安全[J].广东电力.2002(4):48-50.
- [7] 高莉,蒋键,等.基于 FCB 语言的嵌入式控制软件的研究与实现[J].工业控制计算机.2004.(2):26-28.

作者简介:

李艾祥(1973),男,江苏连云港人,工程师,从事电力系统热工自动化控制与技术管理工作;

刘劲松(1975),男,江苏南京人,高级工程师,从事电力系统热工自动化控制设计与技术管理工作。

Analysis on Humanity of Control System of Coal-fired Power Plants

LI Ai-xiang, LIU Jin-song

(1. Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China;

2. Jiangsu Electric Power Design Institute, Nanjing 210024, China)

Abstract: According to the practical requirements for thermal automation in coal-fired power plants, this paper proposes several improvement suggestions and schemes for the humanity of hardware, software and human-computer interface of the control system. It is expected that these measures can not only ensure the safety but also provide a more humanized control system for the field operators.

Key words: control system; human-computer interface; software; humanity

DEH 系统常见故障及解决办法

李明舟, 朱 红

(江苏新海发电有限公司, 江苏 连云港 222023)

摘 要:文中对机组 DEH 系统运行和维护中常见的故障和问题进行了综合分析研究, 综述了 DEH 系统比较常见的问题与解决问题的基本方法和步骤, 着重分析了 DEH 系统故障导致 DEH 系统出现问题的可能原因与应采取的预防措施。

关键词:DEH; 故障分析; 处理

中图分类号:TK263.7⁺2

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0057-02

汽轮机 DEH 纯电调控制系统在长期运行过程中出现故障时, 如何及时、正确地进行处理, 对于整台机组的安全可靠运行是非常重要的。作为检修、维护工程技术人员, 在处理这些问题前, 必须首先判断设备的故障点, 了解设备出现故障的具体部件、严重程度及处理过程中必须遵循的方法, 同时必须充分认识到故障的复杂性以及如果违反检修规程和技术要求可能产生的严重后果。只有这样, 才能准确、快速地做好设备故障的处理工作。从热控方面列出几项仅供参考。

1 LVDT 传感器故障

DEH 控制系统的阀门执行机构是阀门位置伺服控制回路组成的闭环控制装置, 跟随阀门移动的阀门位移传感器(LVDT)将阀门的位置信号转换成电气信号, 作为伺服控制回路的负反馈。计算机输出的阀门位置指令信号与阀门位置反馈信号相等时, 阀门被控制在某一位置。可见阀门位置反馈信号在阀门伺服控制回路中是一个非常重要的信号, 该信号的可靠性直接关系到闭环控制装置的可靠性。每个阀门上的位置反馈变送器(LVDT)共有 2 只, 在 VCC 卡内部进行高选处理后, 与阀门的控制指令在综合放大器处进行比较, 从而产生控制电液伺服阀的指令。一只 LVDT 故障不会影响阀门的反馈值及机组的正常运行。可解除故障一路, 待停机时更换。

(1) 采用 LVDT 智能高选阀位反馈方式。LVDT 信号偏差大报警、自动判别并切除故障信号、信号超出正常范围时则输出为低限值等逻辑判断能力, 使两只 LVDT 实现真正的双冗余, 将系统故障率降到最低。

(2) 参数设置不当。在输入指令不变的情况

下, 调门反馈信号发生周期性的连续变化。2 只 LVDT 在 VCC 卡内部高选, 但如果 2 只 LVDT 频差过小, 会导致高选在 2 只 LVDT 之间来回切换造成振荡, 但这种振荡只要通过将频差调大即可避免。

(3) 机械原因造成故障。连接 LVDT 铁芯与线圈内壁产生径向摩擦, 将铁芯或线圈磨坏, 导致调门波动; 这种情况比较复杂, 调门与 LVDT 膨胀不均、调门振动、铁芯固定不正等都会导致这种情况。

(4) 接线问题。专门为 DEH 控制及反馈信号电缆敷设单独的封闭电缆槽盒, 使其与现场的干扰源屏蔽开来, 以减少外界电场干扰的产生。2 只 LVDT 导线用同 1 根电缆线造成信号干扰; LVDT 导线与金属接触, 极易造成导线磨损接地, 致使位置反馈跳变, 造成调节门摆动。正确的方法应当是每个 LVDT 单独采用 1 根屏蔽电缆。

(5) LVDT 引线磨损接地。LVDT 引线磨损接地是阀门反馈故障的主要原因之一。在机组运行中调速汽门受到高压汽流的冲击, 整个阀体的振动是相当剧烈的, 如果 LVDT 引线未做包扎直接搭在金属上, 极易造成引线的磨损接地, 致使位置反馈跳变, 造成调节门摆动。

(6) LVDT 组件连接件受损。由于调速汽门阀体本身的高频率振动, 造成 LVDT 组件连接件受损, 连接件之间间隙过大, 造成调节门有规律的摆动, 这种摆动现场几乎观察不到, 只能从历史趋势中观察出来。2004 年某厂 1 号机组 GV2 连续几个月出现这种不明原因的摆动, 一直未查出原因, 最后在检修时才发现 LVDT 组件中销子与连接块发生了严重磨损, 从原来的无间隙连接, 已经形成了 2 mm 的晃动量, 造成 LVDT 在这个范围上下晃动, 从而引起阀门的频繁开关。

(7) LVDT 引起的阀门摆动。某厂 DEH 调节门采用的反馈方式为 LVDT 双通道高选。由于 LVDT

全行程线性度不同，使其在中间某一位置出现频繁选中切换，从而引起阀门摆动，另一种原因由于控制VCC卡内部的2路LVDT频率接近，造成振荡。

2 控制回路常见故障

在控制回路中伺服系统是DEH系统中最重要的一部分之一。如图1所示，通过电液伺服系统控制机组阀门的状态，因而对其发生的故障必须持非常谨慎的态度。下面就伺服系统可能出现的故障及处理过程作简单说明。

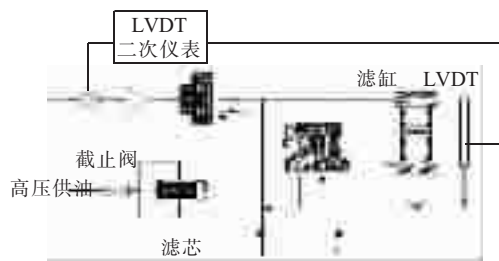


图 1 电液伺服系统原理图

2.1 VCC 卡故障

VCC卡故障具体有几个方面：与BC板通讯中断；VCC板停止运行；LVDT解耦及调整电路异常；综合放大路异常等。在确定故障在VCC卡后，应当首先确认该VCC卡的故障是否可以通过在线调整解决。如无法调整，确需更换时，必须保证机组运行的安全及负荷的稳定，即防止阀门突然全开或全关。此状态还分两种情况，具体处理过程如下：

(1) 当该VCC卡控制的阀门处于全关位置，且DEH输出指令为0时：A. 可将机组控制切至手动或液调；B. 然后拔下该VCC卡，确认新的VCC卡型号、跳线及软件版本与原VCC卡相同；C. 插入新VCC卡，并检查其工作是否正常；D. 按照VCC卡LVDT调整方法，整定零位、满度、放大倍数及偏置电压等；E. 确认控制系统工作正常、状态正确、跟踪良好后，投入自动。

(2) 当该VCC卡控制的阀门不处于全关状态或DEH输出指令不为0时，必须通过阀门全行程试验，用专用的维护按钮或强制指令使阀门开度逐渐到0后，再更换VCC卡。同时可考虑投入功率回路，使关小阀门过程中，负荷维持稳定。指令到0，阀

门全关后，处理方法及步骤同前一种情况。

2.2 阀门摆动、振荡

在输入指令不变的情况下，油动机反馈信号发生周期性的连续变化，称之为油动机摆动。在阀门控制回路中，最常见、最复杂的故障就是油动机摆动。油动机摆动的幅值有大有小，频率有快有慢。

(1) 回路接线问题。当VCC卡输出信号含有交流分量或VCC卡至伺服阀的信号电缆绝缘不良有接地现象时，会造成调节门油动机摆动现象。

(2) 伺服阀问题。伺服阀故障也可能造成阀门摆动。当伺服阀接收到指令信号后，其内部故障产生振荡，使输出流量发生变化，造成油动机摆动。

2.3 解决方法

在调节门出现异常状况时，重要的是对故障原因做出准确判断。无论是阀门开关不动，还是阀门摆动，应首先判断出故障部位。方法为：打开进油门，使用伺服阀测试工具通过外加信号的方法将阀门开启或关闭，如无响应，说明是伺服阀问题，正常动作，则说明是控制回路问题。判断阀门摆动也是同样方法，使用伺服阀测试工具通过外加信号的方法将阀门开启至原来位置，如此时没有振动，说明是控制信号问题，由热工人员检查处理控制回路；如果振动加大，说明是伺服阀故障，应立即更换伺服阀^[1,2]。

3 结束语

DEH系统在电厂的热工自动化系统中有着十分重要的地位。DEH的安全可靠直接影响到整个电厂的可靠运行，在实际运行过程中出现故障时，需要热控工作人员能够及时有效的解决问题，从而保证机组的安全运行。

参考文献：

[1] 谷俊杰,丁常富. 汽轮机控制监视和保护[M]. 北京:中国电力出版社,2002.
[2] 山西省电力工业局. 热工仪表及自动装置[M]. 北京:中国电力出版社,1996.

作者简介：

李明舟(1986),男,江苏盐城人,工程师,主要从事电厂热控专业;
朱红(1969),女,江苏连云港人,高级技师,主要从事电厂热控专业。

Solution Measures to Faults Frequently Encountered in DEH System

LI Ming-zhou, ZHU Hong

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: In this paper, systematical analysis is performed on the issues frequently encountered in the operation and maintenance processes of DEH system. The basic solution measures and procedure are presented. Through analyzing the main reasons resulting in the failure of DEH system, some effective prevention measures are also proposed.

Key words: DEH; fault analysis; treatment

330 MW 锅炉汽包两端水位偏差大分析原因及对策

贺 兵

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:汽包水位是汽包锅炉汽水系统一项重要监测参数,汽包水位的准确测量对于运行人员的监视分析和操作调整起到重要作用。某电厂 330MW 机组检修后,锅炉汽包两端水位与修前相比呈现较大偏差情况,呈现北高南低的特征,且偏差值随运行工况发生变化。冷态时两侧水位计显示几乎没有偏差,机组启动升压时,两侧水位计显示偏差很小,随着机组负荷上升,南北两侧水位偏差逐渐增大。本文阐述了对汽包水位仪表测量系统排查过程,对可能影响汽包水位偏差的各个环节逐一进行分析,通过排查和分析,最终确认汽包两端水位偏差与锅炉炉膛热负荷分布不均匀有关,并提出相关运行对策及措施,对于指导运行调整燃烧起到积极有效作用。

关键词:汽包水位;偏差;分析;对策

中图分类号:TK227

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0059-03

1 系统现状及异常现象

某电厂 330 MW 机组 C 级检修后,锅炉汽包两端水位与修前相比呈现较大偏差情况,从追忆曲线反映,偏差量在 50 毫米到 200 多毫米之间变化,而且在不同时间段、不同工况下汽包两端水位偏差量也不同,汽包北端水位(1 号、2 号差压水位计)相对平稳,汽包南端水位(3 号差压水位计)变化幅度较大,如图 1 所示。根据《火力发电厂锅炉汽包水位测量系统技术规定》^[1]中规定:“当水位偏差超过 30 mm 时应尽快查找原因,进行消除”。

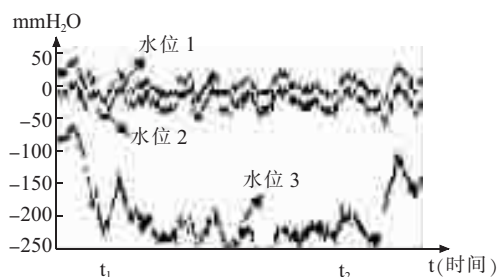


图 1 三台差压水位运行曲线

锅炉汽包共装设三台差压水位计,分别位于汽包南北两端(北面两台、南面一台),一次测量仪表为罗斯蒙特 3051 差压变送器,采用单式平衡容器测量方式,机组检修后在锅炉升压前,三台差压水位计基本同步变化,冷态时汽包南北端水位几乎没有偏差,随着锅炉升压带负荷,水位偏差逐渐增大,尤其是 3 号差压水位计显示值逐渐偏低且变化幅度较大,如图 2 所示。

从 DCS 运行曲线看,3 号差压水位计变化不太正常,故对 3 号差压变送器进行更换,并对 3 号水

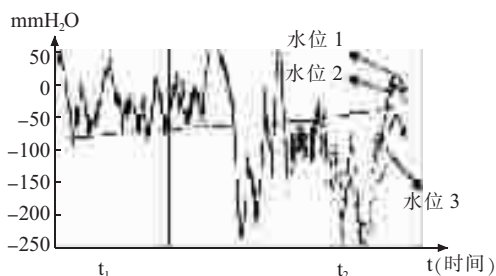


图 2 由冷态到热态三台水位变化曲线

位计仪表取样管路进行排污等检查,系统刚恢复时南北水位计偏差见小(正好处于偏差小的时间段),但之后南北水位偏差逐渐渐大,汽包两端水位偏差现象依然存在,并没有明显改善。

2 排查处理

首先检查热态工况下汽包两侧几何中心是否在同一水平,用 U 型管水平仪对汽包水平度进行标定,锅炉专业检查结果为:南北汽包中心线相差 10 mm 左右(北高南低),热控检查结果为:南北汽包差压水位计汽侧取压管中心线相差 13 mm 左右(北高南低),两专业检查结果基本吻合,可以确认汽包本体基本水平,排除了汽包不水平引起两端水位测量偏差的影响。

汽包南北两端各装一台就地水位计,北侧就地水位计带自动补偿功能,其标尺零位与汽包中心线、差压水位计零水位平齐,根据《火力发电厂锅炉汽包水位测量系统技术规定》^[1]中规定:“当采用的就地水位计内部水柱温度能始终保持饱和温度时,表计的零水位线应与汽包内的零水位线一致”,该水位计安装符合规范要求,理想情况下北侧就地水位计能够反映汽包内部真实水位变化情况;南端就地水位计

为普通双色水位计,不带自动补偿功能,其标尺零位比汽包中心线、差压水位计零水位偏低 100 mm,根据《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》^[2]中规定:“汽包就地水位计的零位应以制造厂提供的数据为准,随着锅炉压力的升高,就地水位计指示值愈低于汽包真实水位,不同压力下就地水位计的正常水位示值和汽包实际零水位的差值 Δh ”:

表 1

汽包压力 /Mpa	Δh mm
16.14~17.65	-76
17.66~18.39	-102
18.40~19.60	-150

因此,南端就地双色水位计在安装时考虑了额定工况下的水位偏差修正。理论上,在不同负荷压力下,其就地水位显示值会有不同程度的偏差。

在锅炉额定运行工况下,对比南北端就地水位计显示值,发现南北端的就地水位计同样也存在较大偏差,且南侧的就地水位在几十毫米范围内频繁变化,与 3 号差压水位计反映的现象特征相同,由此判断汽包内部两端水位确实存在较大差异,经分析认为该现象与锅炉燃烧工况有关,炉内火焰中心向南侧偏移,造成汽包南北侧汽水分离不均匀,汽包南侧汽水分离剧烈、蒸发量大,造成汽包南侧水位偏低及波动大,不同磨组运行方式影响程度也不同,故 DCS 追忆曲线反映出汽包南北水位在不同运行工况下呈现不同偏差,如图 3 所示,为启运 E 磨停运 C 磨运行前后汽包两端水位偏差变小情况。

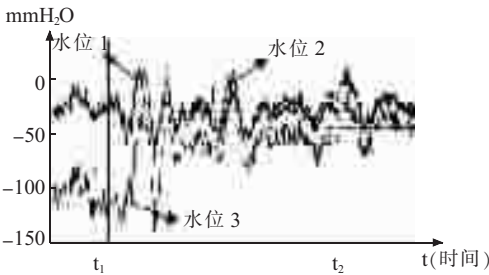


图 3 变换磨组运行方式水位变化曲线

试验中还发现在相同燃烧工况下,汽包水位定值控制在-50 mm 与-10 mm 时,南北端水位偏差也不同,控制水位越低,南北水位偏差就越大,南侧水位波动幅度也越大。

比对南侧 3 号差压水位计与就地水位计,3 号差压水位计比就地水位计偏高 100 mm 左右,变化趋势也比较吻合。根据《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》^[2]中规定:“就地水位计的正常水位示值和汽包实际零水位的差值 Δh ”推算,说明南侧 3 号差压水位计测量准确,反映了汽包内部真实

水位的变化情况。

北端就地水位计与 1 号、2 号差压水位计进行比对,差压水位计示值较就地水位计偏高 70 mm 左右。从北侧就地水位计补偿原理分析,水位计内温度越接近汽包内温度,其显示水位就越接近于汽包内部真实水位,但水位计内温度永远不会超过汽包内温度,故其显示水位只会低于汽包真实水位,不可能达到或高于汽包内水位。根据制造厂提供安装调试数据,北侧就地水位计指示偏低汽包真实水位约 5 mm 左右,由此推算,1 号、2 号差压水位计就要比汽包真实水位要高 65 mm 左右。

汽包差压式水位计是采用单式平衡容器测量原理,测量正压侧参比水柱与负压侧汽包水位之间的差压,并进行压力与温度实时修正,通过计算得出测量水位,测量原理如图 4 所示。

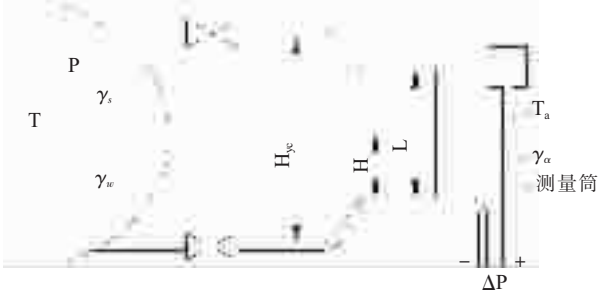


图 4 汽包差压水位计测量示意图

根据《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》^[2]中规定:“对于过热器出口压力为 13.5 Mpa 及以上的锅炉,其汽包水位计应以差压式(带压力修正回路)水位计为基准,必要时应对正压侧参比水柱平均温度变化造成的影响采取补偿措施。”

由单室平衡容器的结构可得出:

$$H = \frac{(\gamma_a - \gamma_s)L - 1000\Delta P}{\gamma_w - \gamma_s} - h_0 \quad (1)$$

式(1)中: L 为正负压管垂直距离(762mm); ΔP 为平衡容器差压,单位 mmH₂O; γ_a 为环境温度下,正压侧水的密度; γ_s 为饱和蒸汽密度,单位 kg/m³; γ_w 为饱和水密度,单位 kg/m³。

环境温度变化,将会有所变化并影响汽包水位测量,《火力发电厂锅炉汽包水位测量系统技术规范》^[1]中规定:“单室平衡容器及其形成参比水柱的管道段不得保温”,将汽包三套差压水位计参比水柱管道段保温拆除,并对 1 号差压水位计仪表管路进行排污、取样管排气等处理,重新投运变送器后,1 号、2 号差压水位计之间偏差明显减小,处理前 1 号、2 号差压水位计偏差在 30 mm 左右,参比水柱补偿温度在 90 多度,处理后 1 号、2 号差压水位计

显示基本一致,参比水柱补偿温度在 50~60 度左右。进一步说明:差压式水位计测量系统的取样管路保温非常重要,保温及伴热是否均匀规范,各台差压水位计保温方式及稀密程度的不同,将会造成水位测量误差。

在给水平自动调节系统中,三台差压水位计三取二 DCS 功能模块将会自动剔除水位偏差较大的变送器,由于 1 号、2 号水位偏差较小,3 号与 1 号、2 号偏差超过 100mm 被自动剔除,水位调节被调量为 1 号、2 号水位的平均值,由于 1 号、2 号差压水位计测量值偏高,以此值控制水位势必会造成汽包实际水位偏低,致使汽包处于低水位运行状态。为了抬高汽包水位,将汽包水位控制定值由 -50 mm 抬高到 -10 mm。通过上述试验及燃烧工况调整,汽包两端水位偏差逐渐减小,水位偏差在规程允许范围内,如图 5 所示。

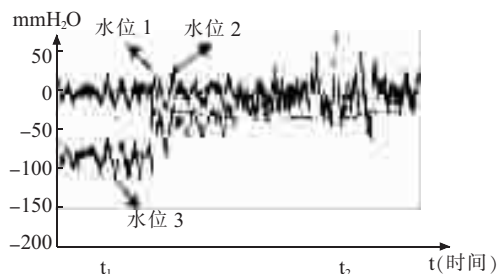


图 5 优化调整后水位变化曲线

3 分析及对策

静态时锅炉下降管和上升管内没有水流流动,汽包内部形成稳定的水平面,理论上,差压水位计示值相同。锅炉运行时,给水进入汽包的水空间,汽包内的水由下降管经联箱进入各自对应侧的水冷壁。当水由下降管向下流动时,在下降管口周围形成“汇”流,在水面形成向下的涡流,因此,汽包内部实际的水面在运行时不是一个平面。低负荷时,下降管内水流速度较低,汇流在水面产生的旋涡较小,对水位测量不产生影响;随着机组负荷的增大,下降管内水流速度提高,汇流旋涡扩大,波及到水位测量取样管口的水面,水柱高度降低,测量示值就会减小。如果汽包两侧下降管的流量相同,两侧水位计的示值基本相同;反之,如果汽包两侧下降管的流量不一致,特别在较高负荷下,两侧水位计示值将产生偏差,流量高侧示值小,低侧示值则大。

从 DCS 记录数据分析显示:冷态时两侧水位测

量几乎没有偏差,既说明测量系统没有问题,也说明汽包的水平没有发生变化;启动升压、低负荷时,蒸汽流量小,下降管内的水流速度较低,下降水流产生的涡流波及范围较小,两侧下降管间即使存在流量偏差,也不会因取样管口产生影响,故南北两端水位偏差并不明显;随着机组负荷增大,下降管内的水流速度上升,下降水流产生的涡流波及范围扩大,两侧下降管流量偏差对水位测量的影响逐渐凸现出来,示值偏差明显增大;炉膛热负荷分布不对称(或不均匀),热负荷高的水冷壁蒸发量大,产生较大的循环压头使其流量增大,在汽水分离器与下降管口间产生明显水位差,该侧水位测量示值就降低,变换磨组运行后,两侧水位测量示值接近一致,表明 C 磨燃烧器的配风存在明显偏差,造成燃烧切圆偏移向南侧下降管对应的水冷壁,使其热负荷大于另 3 侧水冷壁,特别是与其对置的水冷壁。

4 结束语

基于冷态 3 个差压水位计测量示值一致性,以及运行时南侧就地水位计与 3 号差压水位计一致地显示水位低于北侧,可以确认 3 个差压水位计工作基本正常,C 磨运行时南侧水位低于北侧,主因是 C 层燃烧器配风偏差产生的热负荷分布不对称。南侧 3 号差压水位计示值比北侧 1 号、2 号低,在“3 取 2”信号可靠性算法下,尽管对水位的调节与保护不产生负面影响,但 3 号水位计低示值时补偿温度下降的异常现象,显示出此时汽包南侧水位波动较大,对锅炉运行安全有一定影响。

为此,要求锅炉专业与发电部,通过运行燃烧观察,并结合南、北水位测量示值偏差,确定各层燃烧器的燃烧工况和估计燃烧中心偏移情况,对燃烧中心有明显偏移的燃烧器做出调整,消除过大的热负荷偏差,使南、北水位测量示值偏差控制在技术规范要求的范围之内。

参考文献:

- [1] DRZ/T 01-2004,火力发电厂锅炉汽包水位测量系统技术规范[S].
- [2] 国电发[2000]589 号文,防止电力生产重大事故的二十五项重点要求[S].

作者简介:

贺兵(1970),男,江苏连云港人,工程师,从事电厂热工测量及控制技术管理工作。

超超临界机组 P92 钢用国产与进口焊条性能试验研究

邱爱武

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:P92 钢已确定为我国超超临界机组主蒸汽和再热热段主要用钢。目前我国超超临界机组施工建设和日常维护中大量使用的是进口 P92 焊条,考虑到建设成本,有些国内企业自主开发了国产 P92 钢焊条。为确保机组运行的安全性,本文对比研究了两类焊条所焊接头的理化和力学性能,结果表明国产的 P92 钢焊条可以满足技术要求,性能与进口焊条相当,某些指标还优于进口焊条。

关键词:P92 钢;焊条;性能

中图分类号:TG42

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0062-04

提高火力发电厂效率的主要途径是提高蒸汽的参数,即提高蒸汽的压力和温度。发展大容量、高效率、高参数、低污染的超临界(SC)、超超临界(USC)发电机组已经成为现阶段我国火电机组建设的主导方向。在 USC 机组新型耐热钢中,目前世界先进国家普遍采用的是新型细晶强韧化铁素体耐热钢,我国已确定将 T/P92 作为 USC 机组主蒸汽和再热热段主要用钢。

新型耐热钢的使用,对材料评价,材料焊接性能提出了更高的要求。为保证焊接质量,目前我国 USC 机组中 P92 钢的焊接基本采用进口焊条,这相应带来了建设成本较高和供货周期较难保证等问题。基于这种情况,有国内企业自主开发了国产 P92 钢焊条,希望解决相应问题。

国产 P92 焊条的使用,首要的是应确保焊接质量,确保焊接接头性能满足 P92 钢技术要求。本文进行了国产 P92 钢焊条的工艺评定试验,作为参考,采用进口焊条焊制了同样的试件,对比两个接头的理化性能,评估国产焊条的质量^[1-3]。

1 试件制备

焊接工艺评定试验选用 45° 固定斜焊位置(6G)焊接 1 个接头。6G 位置的焊接工艺评定可适用管状焊件所有范围的焊接位置且能较全面反应工艺及性能。试验焊接工艺参数均采用小线能量。

试件材质及规格:A335P92 Φ354×53(mm)

坡口型式:双 V 型,如图 1 所示。

用电脑控制加热器进行电阻加热,焊前用远红外履带式加热片整圈加热试件。焊接过程低于或高于层间温度应立即停焊,待加热或冷却到规定的层间温度后方可继续施焊。

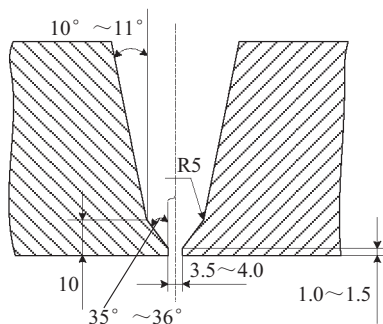


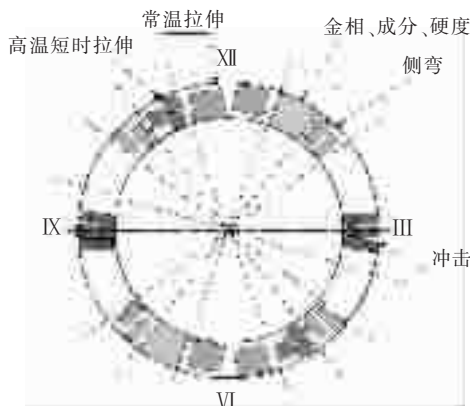
图 1 坡口形状及尺寸

焊后先进行 100℃×2 h 保温再升温进行 760℃±10℃×6h 高温回火处理。

焊后经 VT、UT、RT 检验,焊接区域未发现超标缺陷。

2 试验方案

焊后试件取样进行常温 and 高温力学性能及理化试验,取样标准参考 DL/T868,如图 2 所示。



注:III、VI、IX、XII为焊接前在钢管标注的时钟记号,XII为高点位置

图 2 焊接接头取样方案

3 结果分析

3.1 焊缝化学成分检验结果

焊缝化学成分检验结果如表 1 所示，其中试样 A 组为国产 P92 焊条所焊接头，B 组为进口 P92 焊条所焊接头，以下均同。

表 1 焊缝金属化学成分(wt%)

元素	A 组	B 组
C	0.11	0.092
S	0.044	0.0062
N	0.047	0.036
Si	0.37	0.27
Mn	0.44	0.60
P	0.020	0.012
Cr	8.94	8.37
Mo	0.40	0.52
Ni	0.40	0.67
V	0.19	0.20
Al	0.0110	0.021
W	1.78	1.51
Nb	0.057	0.041

从结果上看，国产 P92 焊条所焊焊缝的化学成分满足 ASTM 的要求，所有合金元素都在标准要求范围内。两组焊缝的成分很接近，并且对 S、P 等杂质的含量都控制在较低范围内。

3.2 常温拉伸试验结果

常温拉伸试验结果如表 2 所示。

表 2 常温拉伸试验结果

试样编号	抗拉强度 /MPa	备注
A 组	665、665、670、665	断在母材
B 组	695、690、710、725	断在母材

ASTM 要求的 P92 钢抗拉强度规定最小值为 620MPa，从结果可见 A、B 组焊接接头强度都满足要求，B 组接头的强度要稍高于 A 组。

3.3 高温短时拉伸试验结果

高温短时拉伸结果见表 3。

表 3 高温短时拉伸试验结果(610 ℃)

试样编号	抗拉强度 /MPa	备注
A 组	330、340、330、325、340、330	断母材
B 组	375、370、360、365、365、360	断母材

从结果看，高温短时拉伸结果反映出和常温拉伸结果类似的趋势，B 组接头高温强度稍高于 A 组，两组结果都满足 ASTM 的要求。

3.4 焊缝冲击试验结果

冲击试验采用标准 10 mm×10 mm 试样，试验在常温下进行。试验结果见表 4。

从焊缝冲击试验结果看，A 组的试验结果要好

表 4 冲击试验结果

式样编号	位置	Akv/J	平均值
A 组	外层	86	87
		84	
		92	
		79	
		87	
	中层	82	83
		76	
		80	
		89	
		56	
B 组	外层	37	53
		66	
		36	
		48	
		48	
	中层	60	44
		43	
		51	
		51	
		51	

于 B 组，可见 B 组接头虽保持了较高的强度，但是牺牲了韧性为代价。

3.5 HAZ 冲击试验结果

HAZ 的冲击试验结果如表 5 所示。HAZ 的冲击结果反映了与焊缝冲击结果一样的趋势，及 A 组结果要明显好于 B 组。同时，两组结果都反映出了 HAZ 冲击韧性好于焊缝，这是因为 HAZ 冲击槽位置可能位于细晶区的原因。

表 5 冲击试验结果

式样编号	位置	Akv/J	平均值
A 组	外层	174	169
		166	
		166	
		142	
		132	
	中层	128	134
		121	
		127	
		112	
		100	
B 组	外层	82	87
		78	
		80	
		77	
		74	
	中层	82	77
		90	
		88	
		88	
		88	

3.6 侧弯试验结果

侧弯试验采用了 4 倍试样厚度的弯芯直径,试验结果如表 6 所示。结果可以看出,在两组试样的弯曲表面均未观察到裂纹缺陷,这说明两组焊缝的塑性都比较好,可以满足 ASTM 标准要求。两组试样典型的弯曲表面照片见图 3。

表 6 侧弯试验结果

分组	试样编号	弯曲(180°)	备注
A 组试样	AW1	侧弯无裂纹	外层
	AW2	侧弯无裂纹	内层
	AW3	侧弯无裂纹	外层
	AW4	侧弯无裂纹	内层
	AW5	侧弯无裂纹	外层
	AW6	侧弯无裂纹	内层
	AW7	侧弯无裂纹	外层
	AW8	侧弯无裂纹	内层
B 组试样	BW1	侧弯无裂纹	外层
	BW2	侧弯无裂纹	内层
	BW3	侧弯无裂纹	外层
	BW4	侧弯无裂纹	内层
	BW5	侧弯无裂纹	外层
	BW6	侧弯无裂纹	内层
	BW7	侧弯无裂纹	外层
	BW8	侧弯无裂纹	内层

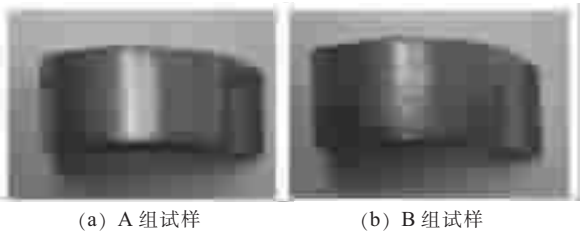


图 3 侧弯试样表面情况

3.7 金相检验结果

两组焊缝的金相检验结果如图 4~图 9 所示。从焊缝的微观金相可看到,焊缝区域的组织都为回火马氏体组织,无裂纹、无过烧组织、无淬硬马氏体组织,符合要求。



图 4 A 组上部焊缝

3.8 焊接接头硬度检验结果

焊接接头硬度检验沿焊接接头一侧母材、热影



图 5 A 组中部焊缝



图 6 A 组下部焊缝(TIG 区)



图 7 B 组上部焊缝



图 8 B 组中部焊缝



图 9 B 组下部焊缝(TIG 区)

响区、焊缝、另一侧热影响区、另一侧母材的顺序进行测试,结果如表 7 所示。

从测试结果看,两组试样的硬度测试结果都满

表 7 焊接接头硬度测试结果

分组	HBW5/750				
	母材	HAZ	焊缝	HAZ	母材
A 组内层	207	213	211	209	202
A 组中层	202	215	219	202	200
A 组外层	193	209	215	213	197
B 组内层	246	209	244	204	209
B 组中层	214	213	226	209	220
B 组外层	206	229	228	213	215

足标准的要求,最大硬度 HB244。焊接接头中硬度最高的区域在焊缝位置,母材区硬度最低。B 组试样的接头硬度值要高于 A 组试样。结合强度和冲击结果看,这种情况是合理的。

4 结束语

进行了两组焊接工艺评定试验,其中一组采用国产 P92 焊条进行焊接,另一组采用进口 P92 焊条焊接。焊后的接头解剖后进行理化性能对比分析试验研究,试验包括焊缝化学成分、常温拉伸、高温拉

伸、侧弯、焊缝冲击、HAZ 冲击、接头硬度测试、接头金相检验等八类,经过这八种性能试验对比分析,可获得以下结论:

(1) 采用国产焊条所焊接头各项理化性能均满足标准要求。

(2) 国产焊条接头的性能与进口焊条接头性能相当,强度稍低,但某些指标如冲击韧性还明显优于进口焊条。

参考文献:

[1] 周振丰,张文钺,焊接冶金与金属焊接性[M]. 北京:机械工业出版社,1988.
[2] 机械工业技师考评培训教材编审委员会 焊工技师培训教材[M] 北京:机械工业出版社,2002.
[3] 中国机械工程学会焊接学会 焊接手册(2 卷)[M].北京:机械工业出版社,2004.

作者简介:

邱爱武(1968),男,江苏姜堰人,工程师,从事电力系统金属焊接热处理研究管理工作。

Experimental Study of Domestic and Imported Electrode for P92 Steel Utilized in Ultra-supercritical Power Unit

QIU Ai-wu

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: In China, P92 is now determined as the main steel for tube sections transforming main and reheated steam in ultra-supercritical power plants. It is the fact that, rather than domestic electrodes, imported electrodes are now preferred in the construction and maintenance of ultra-supercritical power plants. To ensure the safety of the plants, contrastive analysis on the physical and chemical and mechanical properties of the two kinds of electrode is performed in this paper. The results show that the domestic electrodes can meet all the requirements, and for several properties, the domestic electrodes are even better than the imported ones.

Key words: P92 steel; electrode; property

(上接第 61 页)

Analysis on Large Water Level Deviation of Boiler Drum in Coal-fired Power Plants

HE Bing

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: The water level of boiler drum is an important monitoring parameter of boiler steam-water circuits, whose measurement plays a crucial role in operation monitoring and adjustment. In one 330MW power unit, large water level deviation between the south and north terminals occurred after plant maintenance was performed, and this deviation will change with the operation condition. When the plant is in the cold stage, there seems to be almost no deviation. As the load keeps increasing, the deviation becomes larger and larger. After carefully checking all possible influencing factors, it is finally determined that this abnormal deviation is due to the inhomogeneous distribution of thermal load inside the furnace. Corresponding solution measures are thus proposed in this paper.

Key words: water level of boiler drum; deviation; analysis; solution measure

珠光体钢与奥氏体不锈钢的焊接材料及工艺的探索

邱爱武,赵 国
(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:用金相、扫描电镜和电子探针等试验手段对异种钢焊接接头的显微组织及合金元素进行了分析研究,探讨了珠光体钢与奥氏体不锈钢施焊后的焊缝及其热影响区的组织形态、元素扩散情况、应力分布以及硬度变化,为两种钢种焊接时的焊接材料及焊接工艺的选择提供了依据。
关键词:钢材;焊接;材料;工艺
中图分类号:TG44**文献标志码:**B**文章编号:**1009-0665(2013)S1-0066-04

在电力系统,经常碰到这样的情况,许多接触气体或液体介质的容器、管道,其内壁接触高温、强腐蚀介质,常用奥氏体不锈钢制造,而其它一些法兰、管道、容器等不接触腐蚀介质的零组件则可用珠光体钢制造,然后将它们焊接起来。这类异种钢焊接结构能够最大限度地利用材料的各自优点,具有显著的经济效益。但它比焊接同种金属困难得多,因为两种金属材料性能的差异,会在更大程度上影响它们之间的焊接性。

1 材料及焊材成份分析

常见珠光体钢和奥氏体钢 20 号、12Cr1MoV、1Cr18Ni9Ti 及焊接材料 J422、A102、A302、A402 化学成份如表 1。
这类异种钢的焊接时,除了这两种母材本身在焊接时易产生的问题外,还存在着焊缝出现脆性马氏体组织、过渡层形成及熔合区塑性降低、碳扩散影响高温性能及热应力产生等问题^[1-3]。
本文从这两种钢焊接时出现的稀释问题、熔合后塑性、碳迁移问题以及热应力问题等多方面进行试验和讨论,并选择合适的焊接材料及焊接工艺。

2 试验方法

试验母材为珠光体钢(低碳钢、珠光体耐热钢)和奥氏体不锈钢 1Cr18Ni9Ti。选用一系列奥氏体不锈钢焊条 A102、A302(A307)、A402(A407)和碳钢焊条 J422、J507,分别对珠光体钢-奥氏体不锈钢进行对接焊,焊接接头处开单面 V 型坡口,坡口角度为 60°,采用的焊接规范,焊接电压为 60~70 V、焊接电流 90~120A、电源种类为时代逆变焊机(全部用Φ3.2 mm 焊条)。
分别从异种钢焊接接头处截取并制备成一系列金相试样。在金相显微镜下观察,然后采用扫描电镜 SEM 和电子探针 X-射线显微分析仪 EPMA,对不同焊接接头的显微组织形态及焊接接头中合金元素的分布进行分析。另外测量焊接接头处中各区域的硬度分布和残余应力分布。

3 试验结果

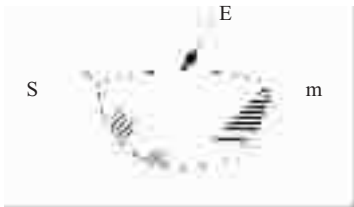
3.1 焊接区域金相组织

异种钢焊缝金属的成分和组织取决于填充金属的成分和熔合比。设 18-8 不锈钢(s)与低碳钢(m)焊

表 1 材料及焊材成分表

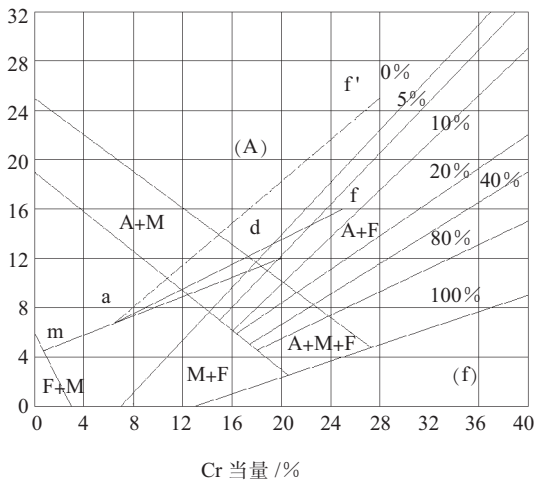
牌号	化学成份									
	C	Mn	Si	Cr	Mo	V	Ni	Cu	S	P
20 号	0.17~0.24	0.35~0.65	0.17~0.37	≤0.25			≤0.25	≤0.025	≤0.035	≤0.035
12Cr1MoV	0.08~0.15	0.40~0.70	0.17~0.37	0.90~1.20	0.25~0.35	0.15~0.30			≤0.035	≤0.035
1Cr18Ni9Ti	≤0.12	≤2.00	≤1.00	17.00~19.00			8.00~11.00		≤0.030	≤0.035
J422	≤0.12	0.30~0.60	≤0.25	—					≤0.035	≤0.050
A102	≤0.04	0.5~2.5	0.90	18.00~21.00	0.75		9.0~11.0	0.75	≤0.030	≤0.035
A302	0.15	0.5~2.5	0.90	22.0~25.00	0.5		12.0~14.0	0.5	≤0.030	≤0.035
A402	0.20	1.0~2.5	0.75	25.0~28.00	0.5		20.0~22.5	0.5	≤0.030	≤0.035

接,如图1所示。焊接时有大体相当数量的s与m熔入焊接池。在没有焊条金属填充时,这两种钢s与m同等比例混合后的成分,可由图2求得,即为a点。可以认为这是待焊母材。具有点a成分的母材再与成分为f或f'的焊条金属相熔合后,即构成焊缝金属,具体组成落在a-f或a-f'的连线上并取决于熔合比的大小。如f'为A402,熔合比在0.7以下,焊缝为单相奥氏体(A),若焊条f为A302,则熔合比为0.3以下时,得到奥氏体(A)+铁素体(F)的双相组织,当采用A102焊条,则焊缝金属的组成在a-s连线上,只有当熔合比小于0.15,可不出现马氏体组织。如选用J422焊条,则根本避免不了出现马氏体组织(M)。



s 为 18-8 不锈钢; m 为低碳钢; E 为焊条金属

图 1 异种钢焊接示意图



s 为 18-8 不锈钢; m 为低碳钢; a 为 s 与 m 等量混合的组成

图 2 利用舍夫勒图确定异种钢焊缝组成

3.2 焊接熔合区合金元素的分布

异种钢焊接熔合区附近是组织和成分发生较大变化的区域。用电子探针 X- 射线显微分析仪分析珠光体母材与奥氏体焊缝(Cr23Ni13)过量的浓度梯度。铁和碳元素在焊缝中的含量低于母材中的含量; Cr 和 Ni 元素在焊缝中的含量高于母材中的含量,这样就使焊缝金属与母材之间产生了较大的成分差,在长期工作状态下,促使熔合区扩散层的形成。

3.3 焊接熔合区硬度的变化

由上分析可以看出异种焊接时,可出现低合金

一侧碳通过焊缝边界向高合金焊缝中“迁移”,分别在焊缝边界(熔合线)两侧形成脱碳层和增碳层,通过测量硬度值,可以看出脱碳层和增碳层的硬度出现了明显的变化。

3.4 焊接接头应力状态

异种钢的焊接接头,由于两种钢的线膨胀系数相差很大,不仅焊接时会产生较大的残余应力,而且在使用中如有循环温度作用,也会形成热应力。

4 讨论

4.1 焊缝化学成分的控制(稀释问题)

根据前面的试验结果,知道珠光体钢与奥氏体不锈钢焊接时,采用各类焊材焊接时出现的组织如表2。

表 2 焊接时出现的组织

序号	焊接材料	熔合比控制	组织类型	组织性能	评价
1	J422	全部	有 M 组织	脆性大	不能满足接头性能要求
2	A102	≤0.15	不出现 M 组织	脆性大	不能满足接头性能要求
3	A302	≤0.3	A+F	抗裂性不好	控制熔合比后可满足要求
4	A402	≤0.7	A	抗裂性不好	实际中根本不可能

故为了确保焊缝成分合理的保证塑性、韧性及抗裂性,必须做到:

- (1) 正确选择高合金化的焊接材料。
- (2) 适当控制熔合比或稀释率。

采用 A302(A307)焊条施焊时,熔合比也不可过小,否则焊缝组织中 F(δ)相可能偏多,易于导致 δ 相脆化,故多层焊时,除根部第一层选用 A302(A307),后几层选用 A102 即可。

4.2 异种焊接熔合区的划分及形成

焊接熔合区具有明显的化学不均匀性,从而导致组织的不均匀性。异相界面 S-S 和熔合线 r-r 围成的区域为母材熔合区,由异相界面 s-s 和化学不均匀性边界 b-b 围成的区域为焊缝熔合区,熔合线靠近母材一侧为局部熔化区(半熔化区)。

焊接异种钢时,由于母材的化学成分差异很大,无论采用何种成分的填充金属,焊接熔合区仍不可避免地产生化学成分介于母材基体金属和焊缝填充金属之间的过渡区。填充金属与母材的化学成分差异越大,液 - 固界面浓度梯度越显著,化学成分过渡区越明显,而且越靠近熔合线,母材成分所占比例越大,因而和熔池内部相比,化学成份差也越大。珠光

体钢与奥氏体钢焊接时,在珠光体钢一侧的焊接熔合区中,形成和焊缝金属成份不同的过渡区,其宽度一般为 0.2-0.6 mm,且与结晶条件有关,采用较大的焊接电流时,能够改变结晶条件,使过渡区宽度减小。

焊接熔合区的形成,一般认为与焊接电弧通过后熔池金属对近缝区的加热作用以及合金元素的迁移扩散等因素有关。母材熔合区富集母材成分其宽度主要取决于母材熔化特性。母材本身局部熔化温度越低,母材熔化区域越宽,则最终形成的母材熔合区也越宽。

经熔池混合的焊缝熔合区的形成,除了熔化和凝固结晶外,主要受元素扩散的影响。焊缝熔合区宽度取决于元素扩散推动力,焊缝金属与母材的化学成分相差越大,浓度梯度越大,扩散驱动力也越大,焊缝熔合区越宽。

4.3 凝固过渡层的形成

由于熔化的母材金属和熔化的填充金属,在熔池内部和熔池边缘相互混合的情况是不同的,在熔池靠近焊缝边界的很窄范围内存在一个“不完全混合区”。填充金属与母材化学成分上差异越大,不完全熔合区越明显,即浓度梯度越显著。因这种成分上的过渡区是因熔池凝固特性而造成的,故称为凝固过渡层,其组织为马氏体组织(M)。

填充金属或焊缝金属平均 Cr、Ni 当量对凝固过渡层中马氏体的形成有明显影响。对同一母材(珠光体钢)选用 Cr、Ni 当量不同的填充金属,凝固过渡层中形成不同宽度的马氏体脆化层。 C_{req}/Ni_{eq} (当量)值越小,马氏体脆化层宽度越小。一般在 Cr 当量大体一定的条件下,提高焊缝含 Ni 量是有利的。

4.4 熔合区扩散层的形成

由于珠光体钢母材与奥氏体不锈钢型焊缝的含碳量和合金元素的含量不同,造成了焊接时或回火处理后在靠近熔合区的珠光体母材上形成了脱碳层而软化,在奥氏体焊缝一侧产生了与脱碳相对应的增碳层而硬化,影响碳迁移的因素有:(1)接头的加热温度和高温停留时间;(2)碳化物形成元素影响;(3)母材含碳量;(4)镍。所以为减少碳迁移现象或减小碳迁移过渡层的宽度除合理选择成分合适的珠光体钢(如含有较多强碳化物形成元素)外,应力求焊缝中存在能增大碳活度系数的元素,使焊缝中含有一定量的 Ni。最后,异种钢接头的焊后热处理,从碳迁移角度考虑是不适宜的。

4.5 残余应力的形成

异种钢焊接接头,由于线膨胀系数相差较大,不

仅焊接时会产生较大的残余应力,而且在使用中如有循环温度作用,也会形成热应力。异种钢接头的焊接残余应力,即使通过焊后热处理也难以消除。异种钢接头熔合区附近的焊接残余应力特征:在焊态时,奥氏体焊缝承受拉应力,珠光体母材承受压应力。焊后回火处理,并未能消除残余应力,而好像只是使用权焊接残余应力重新分布。实际上,在回火加热时是发生了应力松弛过程,但在随后冷却过程中,随着弹性性能的恢复,异种钢焊接接头不均匀的热收缩性会重新引起残余应力,这应当属于“回火残余应力”。熔合区附近的回火残余应力的特征,仍然是奥氏体焊接受拉应力,珠光体钢母材承受压应力。

这种残余应力的存在,对工作性能往往是不利的。特别是循环温度下工作时,由于形成热应力或热疲劳而可能产生裂纹。这时,最好避免使异种钢接头处在这种工况下,或者不采用异种钢接头。若不能避免异种钢接头时,应选用线膨胀系数介于珠光体钢与奥氏体钢之间的合金作为焊接材料,可以减轻热应力的产生。

5 焊接实例

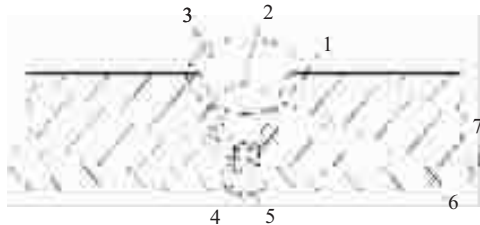
我国 30 万 KW 以上电站锅炉受热面高温部件在大容量高参数电站锅炉中,壁温超过 580℃的管段大都选用抗蠕变和抗氧化性能高的奥氏体铬镍不锈钢,工作温度低于 580℃的管段采用了两种奥氏体铬镍不锈钢 TP304H 和 TP347H(相当于 1Cr18Ni9 和 1Cr18Ni10)与珠光体钢 12Cr1MoV 相对接,填充材料选用 ER309L 焊丝和 ER309-15 焊条,焊接方法可用全钨极氩弧焊或钨极氩弧焊打底加手工电弧焊盖面,该组全异种钢焊接接头具有足够的蠕变断裂强度,大致与 12Cr1MoV 同种钢焊接接头的相当,可以提高其工作温度和使用寿命,具有较高的经济效益。我厂两台 330MW 受热面中就有 TTP347H 与 12Cr1MoV 钢种的焊接,选用以上焊材实际应用效果很好。

Q235 与 1Cr18Ni9Ti 复合钢板的焊条电弧焊 Q235 与 1Cr18Ni9Ti 为奥氏体型复合钢板。选用焊条电弧焊时,其接接、坡口及尺寸如图 3 所示,焊接时,先选用 J422 普通结构钢焊条从基层(Q235)。



图 3 Q235 与 1Cr18Ni9Ti 复合钢板的焊条电弧焊对接接头的坡口尺寸

一侧进行打底焊,并逐层焊满基层焊缝。从覆盖层一侧清焊根,一般槽深为 5~6mm,经 X 射线检验合格后,再从覆层一侧焊接隔离层。选用 A302 奥氏体焊条焊接隔离层,隔离层焊缝检验合格后,最后选用 A132 奥氏体焊条焊接覆层焊缝,然后对整个焊接接头进行全面检验,整个焊接接头的焊接顺序如图 4 所示。



焊接顺序: 1、2、3 为基层焊缝;4 为隔离层焊缝;5 为覆层焊缝;6 为覆层(1Cr18Ni9Ti);7 为基层(Q235)

图 4 Q235 与 1Cr18Ni9Ti 复合钢板的焊条电弧焊

6 建议

6.1 焊接材料的选择

珠光体钢与奥氏体钢焊接时,选用 A302、A307 或 A402、A407 焊条较适宜。它们不仅克服了珠光体钢对焊缝的稀释,并且对抑制熔合区碳扩散和改变焊接接头的应力分布也有利。但 A402、A407 焊条焊后,焊缝金属为单相 A,除焊接热强奥氏体钢外,对其它类型的奥氏体不锈钢热裂倾向较大,生产上用得较少,故一般用 A302、A307 焊条施焊。

6.2 焊接工艺

选择坡口角度大的坡口,以降低熔合比,尽量采用多层焊。

采用小直径焊条或焊丝,在可能的情况下,尽量使用小电流、高电压快速焊,以降低熔合比。手弧焊时,焊接电流的选用,见表 3。

焊接过渡层,先在次稳定珠光体上堆焊一层稳

表 3 焊接电流

焊条直径/mm	焊接电流/A
2.5	60
3.2	75
4	105
5	150

定珠光体钢的过渡层,然后再与奥氏体钢焊接。

参考文献:

- [1] 周振丰,张文钺,焊接冶金与金属焊接性[M].北京:机械工业出版社,1988.
- [2] 机械工业技师考评培训教材编审委员会 焊工技师培训教材[M]北京:机械工业出版社,2002.
- [3] 中国机械工程学会焊接学会 焊接手册(2卷)[M].北京:机械工业出版社,2004.

作者简介:

邱爱武(1968),男,江苏姜堰人,工程师,从事电力系统金属焊接热处理研究管理工作。

赵 国(1969),江苏连云港人,高级技师,焊工。

Analysis on Welding Materials and Technology of Austenitic and Pearlitic Steel

QIU Ai-wu, ZHAO Guo

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: Analysis on the microstructure and alloying elements of welded joints of different steels is performed by using metalloscope, SEM and electronic probe. Variation of the microstructure morphology, element diffusion situation, stress distribution and hardness of the weld joint and heat affected zone are studied after implementing welding between austenitic and pearlitic steels. This paper can provide reference for determining welding materials and technology of these two kinds of steels.

Key words: steel; welding; material; technology

自然界的物质是由哪些粒子构成的物质的存在状态有几种

物质是由分子构成的,分子是能够独立存在并保持物质化学性质的最小微粒。物质发生化学变化,就是由原物质的分子变成了一种或几种新物质的分子。分子由原子构成,原子由电子和原子核构成,原子核由质子和中子构成。人们对物质微观世界的探索中会继续问下去,电子、质子和中子又是由什么构成的呢。粒子物理学就是解决这个问题。2000年7月21日,美国费米实验室宣布,首次发现了"陶子中微子"存在的直接证据。至此,粒子物理学模型中构成物质的12种基本粒子(包括六种轻子和六种夸克)已全部被直接探测到。在自然界中,物质的存在状态除了常见的固态、液态、气态这三种状态以外,还有第四种状态,即等离子体态。

摘自《国家电力信息网》

330 MW 机组干法脱硫控制差压偏高原因分析

陈国华,林 革,何俊松
(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:某发电有限公司 15 号机组在 2012 年 7 月份进行了 C 级检修,机组检修结束投运时发现脱硫系统控制差压出现异常,频繁出现控制差压达到 1.0kPa 以上,影响脱硫指标排放且危及脱硫系统安全运行。专业人员从吸收塔内部物料变化、输送风机单/双台运行试验、脱硫剂品质变化以及控制差压系数等多方面着手,找出影响控制差压因素,积极采取有效措施,保证了脱硫系统安全运行并有效降低脱硫剂耗量。在保证锅炉尾部烟气达标排放前提下,提高了机组安全性和经济性。

关键词:干法脱硫;控制差压;脱硫剂

中图分类号:TM628

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0070-03

某发电有限公司 2×330 MW 机组脱硫系统采用干法脱硫技术,采用循环流化床烟气脱硫方式,回流式循环流化床烟气脱硫工艺(简称 RCFB-FGD)是以循环流化床技术原理为基础,以消石灰粉 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 作为直接吸收剂喷入脱硫吸收塔,通过吸收剂内外多次循环,增加吸收剂与烟气的接触时间,达到高效脱硫的目的。脱硫系统吸收塔控制差压的变化直接影响脱硫效率和安全,该公司 15 号机组 2012 年 7 月 C 修结束投运后,脱硫系统出现控制差压偏高,斜槽回流阀开度过小,脱硫效率下降等异常情况,危及脱硫系统安全运行^[1]。

1 异常情况

7 月 5 日该公司 15 号机组 C 修结束,6 日 7:00 15 号机组点火启动,16:46 负荷升至 165 MW 以上,运行值班人员接令投用脱硫系统,投运后发现部分斜槽下灰不畅,至 7 日 2:30 检修人员处理完毕,脱硫系统投用正常。

15 号机组 C 修启动后,技术人员发现脱硫能力较修前下降,吸收塔控制差压频繁出现达到 1.0 kPa,大斜槽调节门不能开至正常值(开度最小时仅 3%~5%)等问题,导致烟气排放脱硫超标点偏多(见表 1),同时 Ca/S 比偏高,最高达到 4 个左右。

2 原因分析

针对 15 号机组脱硫系统控制差压偏高,回流物料少,脱硫效率偏低现象,脱硫技术组成员从影响脱硫系统控制差压关键因素着手,通过现场观察,试验比较,取样监督等方法查找原因。

2.1 吸收塔里物料颗粒度偏大

现场发现 15 号机组脱硫系统多只喷嘴附近有大量

表 1 7 月 9 日~15 日脱硫超标点统计

炉号	时间	脱硫效率/%	投运率/%	考核时间/h	脱硫停运时间/h
15 号	9 日	92.7	95.8	24.0	1.0
	10 日	92.1	79.2	24.0	5.0
	11 日	89.9	93.3	24.0	4.0
	12 日	90.2	91.7	24.0	2.0
	13 日	88.6	91.7	24.0	2.0
	14 日	89.9	70.7	24.0	7.0
	15 日	87.9	62.5	24.0	9.0

颗粒物沉积(见图 1),且颗粒物中杂物较多。



图 1 脱硫系统喷嘴附近颗粒物

初步分析:该部分颗粒物是烟气中物料在离心力作用下,经吸收塔喷嘴不严密处钻出。颗粒物比重较大,悬浮在吸收塔中,容易引起吸收塔烟气差压和控制差压升高,导致脱硫大斜槽里物料不能正常回流参与循环,从而降低脱硫效率,增加消石灰耗量。

颗粒物来源:一是原煤经磨煤机研磨后,煤粉中夹杂石子煤进入炉内,后经烟气抽吸进入 ESP1 除尘器,然后再进入吸收塔内;二是脱硫消石灰品质较差,入仓前过筛率低,消石灰中夹带大颗粒杂物;三是脱硫剂与烟气中 SO_2 反应生成 CaSO_3 和 CaSO_4 。从现场样品来看,小石子含量居多,入仓脱硫剂消石灰夹带进入吸收塔成分居多。

2.2 消石灰仓输送风机并列运行,增加塔内阻力

7 月 16 日,技术组成员安排现场人员进行脱硫系统消石灰仓输送风机单台/双台运行试验(见图 2 及

图 3),以比较吸收塔烟气差压的变化。

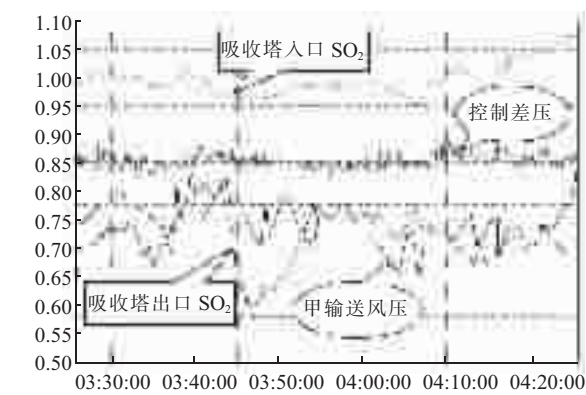


图 2 7 月 16 日 3:30~4:20 单台输送风机运行

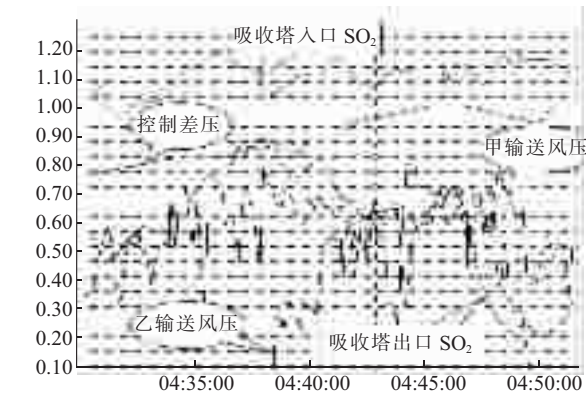


图 3 7 月 16 日 4:38~4:48 两台输送风机并列运行

通过参数比较,在负荷及大斜槽调节门开度不变的情况下,采取消石仓输送风机并列运行,可增加吸收塔内新鲜消石灰量,短时提高脱硫反应能力,但由于消石灰喷入较多,烟气阻力增加,将导致吸收塔控制差压上升,对脱硫系统控制不利。图 3 中输送风机由单台运行改为并列运行时,吸收塔烟气差压由 1.06 kPa 上升为 1.15 kPa,控制差压由

0.80 kPa 上升至 0.88 kPa,为保证控制差压在正常范围内,需关小斜槽调节门开度。如长期两台输送风机并列运行,则易造成恶性循环,控制差压升高,斜槽调节门关小,大斜槽料位升高,运行人员被迫对斜槽进行放灰。

2.3 控制差压修正系数欠佳及 1 号烟气流量波动

为进一步查找影响吸收塔控制差压原因,7 月 16 日该公司向上级有关部门申请暂停 15 号机组脱硫系统运行,一是检查吸收塔在脱硫系统未投运的情况下,控制差压能否归零,另外利用脱硫系统停运将吸收塔内物料进行清空。经同意后,当日 10:00 停运 15 号机组脱硫系统,10:55 分投运 15 号机组脱硫系统,相关参数比较见表 2。

脱硫系统停运期间,吸收塔控制差压在 0.08~0.15 kPa 之间波动,高于规定值,技术组要求热工人员对控制差压系数进行了微调,降低了控制差压 0.05 kPa 左右。

由于脱硫控制差压向下微调以及吸收塔里原物料进行清空,重新投运脱硫后,控制参数好转,各斜槽调节门开度明显增加,物料循环比较正常。

由于吸收塔 1 号烟气流量波动较大,在 80~140 m³/h 之间波动,影响控制差压,17 日 17:30 左右经热工人员处理后恢复正常。

2.4 消石灰指标波动大

根据厂家设计及规范,入仓消石灰指标除了纯度不低于 90%外,还有粒度(≤10 μm)及表面积(≥16 m²/g)两个指标,由于化验设备有限,化验人员暂不能对入仓消石灰进行粒度及表面积进行化验。

为保证消石灰品质,技术组成员对消石灰取样

表 2 15 号机组脱硫系统停运前后参数

项目	停运前参数(9:00)	停运期间参数(10:40)	投运后参数(11:30)
负荷 /MW	218	250	244
吸收塔入口烟压 /kPa	-2.72	-2.84	-2.78
吸收塔出口烟压 /kPa	-3.58/-3.54/-3.65	-3.36/-3.03/-3.41	-4.06/-4.05/-4.08
吸收塔出口温度 /℃	70.1/70.8	125.1/125.9	79.0/79.6
吸收塔控制差压 /kPa	0.89	0.08	0.72
吸收塔底部输送风压 /kPa	32.4	32.22	32.35
1~4 号大斜槽开度 /%	5.1 /4.9/6.2/7.4	0 /0/0/0	11 /26/13/14
大斜槽底部风压 /kPa	23.0	24.1	21.64
1~4 号大斜槽料位 /kPa	4 号:-3.05/-3.90	4 号:-1.59/-3.77	4 号:-1.78/-4.24
	3 号:-0.07/-3.87	3 号:-0.07/-3.37	3 号:-0.07/-4.24
	2 号:-2.95/-3.81	2 号:-3.06/-3.68	2 号:-3.62/-4.30
	1 号:-2.69/-3.78	1 号:-0.87/-2.03	1 号:-1.75/-3.65
喷水流量 /(t·h ⁻¹)	27.32	0	32.98
吸收塔入口 SO ₂ /(mg·m ⁻³)	1050	915	902
吸收塔出口 1SO ₂ /(mg·m ⁻³)	164	877	128
吸收塔出口 2SO ₂ /(mg·m ⁻³)	173	882	113

进行了跟踪分析(见表 3),从化验结果来看,消石灰品质波动幅度较大。

表 3 7 月 9 日~18 日消石灰化验情况

取样分析时间	厂家	氢氧化钙含量 /%
2012 年 7 月 9 日	本厂	86.42
2012 年 7 月 9 日	兆庆	94.92
2012 年 7 月 10 日	振瀚	93.92
2012 年 7 月 10 日	兆庆	94.37
2012 年 7 月 11 日	本厂	88.84
2012 年 7 月 11 日	兆庆	93.71
2012 年 7 月 12 日	曲阜	93.5
2012 年 7 月 13 日	本厂	87.23
2012 年 7 月 13 日	志华	95.98
2012 年 7 月 14 日	兆庆	94.16
2012 年 7 月 14 日	振瀚	94.18
2012 年 7 月 15 日	志华	94.52
2012 年 7 月 15 日	振瀚	86.99
2012 年 7 月 16 日	振瀚	94.4
2012 年 7 月 16 日	兆庆	94.92
2012 年 7 月 17 日	志华	95.42
2012 年 7 月 17 日	振瀚	93.22
2012 年 7 月 18 日	本厂	88.67
2012 年 7 月 18 日	志华	96.36

2.5 大斜槽各料位不平衡

大斜槽各料位偏差较大时,将导致各斜槽回料不均,造成控制差压波动大。在 15 号机组 C 修之前,也曾发生控制差压偏高现象,当时主要是各斜槽料位不均(现场斜槽料位计堵塞,造成运行人员误判断),引起斜槽物料回流不均。从跟踪结果来看,各斜槽料位基本保持在平衡状态,该原因可以排除。

3 调整措施及效果

在 15 号机组脱硫系统控制差压偏高试验调整期间,技术组成员主要进行了下列工作,并进一步规范了运行人员操作。

(1) 7 月 16 日联系热控人员对吸收塔控制差

压进行了系数调整,使其能准确反应真实吸收塔控制差压。

(2) 吸收塔入口 1 号烟气流量失真,17 日热工进行了处理,恢复正常。

(3) 16 日短时停运 15 号机组脱硫系统,将吸收塔内悬浮大颗粒杂质清空,然后重新建立吸收塔差压。

(4) 运行人员调整时,尽可能维持一台消石灰仓输送风机运行,当烟气排放超标时,可增加斜槽回流量,适当提高控制差压。如仍无法控制脱硫指标,可降低高硫煤量便于脱硫控制,如无法实现高硫煤转移,可短暂并列两台输送风机运行,但并列运行时间不宜过长。

(5) 引起吸收塔控制差压异常,最关键因素是消石灰质量,三大指标中目前只能化验纯度,不能完整反应入仓消石灰质量,建议采购部分化验设备,同时加强对脱硫剂厂家来样分析,保证脱硫剂质量^[2]。

经采取上述措施后,15 号机组脱硫系统脱硫能力有了明显好转,吸收塔控制差压在 0.8 kPa 左右,各斜槽开度在 15%~25%之间,物料回流循环正常,Ca/S 恢复至正常水平 2.2 左右,在保证锅炉尾部烟气达标排放前提下,提高了机组安全性和经济性。

参考文献:

[1] 林池前.烟气循环流化床干法脱硫系统的设计与调试[J].工程应用.2007.6.
[2] 柴俊国.火电厂循环半干法脱硫系统存在问题及改进[J].化工生产与技术.2005.12.

作者简介:

陈国华(1976),男,江苏连云港人,助理工程师,从事火电厂设备运行管理;
林 革(1967),男,江苏连云港人,工程师,从事火电厂设备管理;
何俊松(1981),男,江西宜春人,助理工程师,从事火电厂热控设备维护管理工作。

Analysis on High Differential Pressure of Dry Desulfurization System in 330MW Power Unit

CHEN Guo-hua, LIN Ge, HE Jun-song

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: n July, 2012, C level maintenance was performed on the NO. 15 power unit of one power generation company. It was found that when the unit was put into service again, abnormal differential pressure, which frequently exceeded 1.0 kPa, occurred in the desulfurization system. This has seriously influenced the safety of the whole system. Through analyzing the material change inside the absorption tower, testing the operation condition of draught fans, and monitoring the variation of desulfurizer and coefficient of differential pressure, the professional staff have determined the main factors influencing the differential pressure, and have also adopted several effective measures. The results show that the economy and safety of the power unit have been significantly improved.

Key words: dry desulfurization; control differential pressure; desulfurizer

1 000 MW 机组脱硫添加催化剂经济性分析

林 革

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:2 号脱硫装置的增容改造需耗资千万元,改造施工周期长达 3~4 个月,给电厂带来了极大的经济及环保压力。在对 1 号脱硫设备不进行增容改造的前提下,应用脱硫增效剂(催化剂)来满足脱硫系统的设计脱硫效率降低运行成本是目前脱硫研究的方向。

关键词:大型电企;提高脱硫;经济性;降低;运行成本

中图分类号:TM628

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0073-03

石灰石—石膏湿法烟气脱硫工艺因其技术成熟、脱硫效率高、吸收剂来源丰富、价格低廉、副产品可利用等特点被广泛采用,成为目前燃煤电厂烟气脱硫应用最广泛的方法之一。目前我国火力发电厂石灰石—石膏湿法脱硫装置的运行普遍存在能耗和运行成本高、对煤种硫份的适应能力差、吸收塔后续设备堵塞结垢现象严重、设备严重磨损等问题。由于我国煤炭市场供煤极不稳定,众多电厂长期燃用超出设计硫份的燃煤,导致脱硫系统无法正常运行,为了应对越来越严格的环保排放标准,很多脱硫装置被迫进行增容改造工作^[1]。

国内、外的研究结果表明,在湿法脱硫技术中加入一定量的脱硫增效剂,可以明显改善化学反应与传质过程,能够促进 CaCO₃ 的溶解和缓冲浆液 pH 值的下降,促进 SO₂ 溶解,加速 SO₂ 的化学吸收,可显著降低水蒸气分压,减小蒸发速率,延长脱硫效率;既可以提高脱硫效率、提高脱硫剂的利用率、降低运行费用,同时还提高的系统的可靠性。

公司对火电厂石灰石—石膏湿法烟气脱硫装置进行添加 H-Z 系列脱硫增效剂(催化剂)试验,试验期间对系统添加脱硫增效剂前、后的脱硫效率进行对比,分别对浆液循环泵试用脱硫增效剂前、后电能消耗进行对比,并试停运一台浆液循环泵。试验证明 H-Z 系列脱硫增效剂(催化剂)能够有效的提高脱硫效率增强脱硫能力,同时在确保排放达标的前提下节省厂用电率体现了节能减排的效果。为电厂今后的烟气脱硫系统优化、节能、运行等提供技术服务。

1 试验概况

H-Z01 型脱硫增效剂(催化剂)为某环保科技有限公司自主研究开发的成果,针对石灰石—石膏

湿法烟气脱硫装置,不同脱硫吸收塔塔型、不同煤种含硫量的脱硫复合催化剂。可以有效的提高脱硫效率及能力、降低脱硫系统能耗、提高石灰石的反应活性。H-Z01 型脱硫增效剂(催化剂)为淡黄色、褐绿色粉末状晶体,溶于水,其主要成分是高分子羧基类物质,活性剂,催化剂。

新海发电厂 1 号脱硫装置 2012 年建成并投运,装机容量为 1 030 MW,为石灰石—石膏湿法烟气脱硫装置。设计煤种含硫量为 1.2%,实际含硫量在 0.8%。脱硫效率不低于 95%,实际脱硫效率在 94.5%左右。本次试验通过给 1 号脱硫装置加入脱硫增效剂(催化剂),以提高脱硫系统的脱硫能力提高脱硫效率,在满足环保要求的前提下停运一台浆液循环泵,节省厂用电。

2 试验过程中相关记录数据

表 1 脱硫催化剂试验加催化剂登记表

1 号炉 脱硫装置	日期	时间	添加量 /kg
	2013.4.21	9:00	1000
	2013.4.22	9:00	200
	2013.4.24	9:00	100
	2013.4.25	9:00	100
	2013.4.26	9:00	100
	合计		1 500

根据以上统计,试验期间总共添加 H-Z01 型脱硫催化剂 1.5 吨,满足试验期间的各项指标要求。

根据表 2 中加催化剂前后数据分析,验证 H-Z01 型脱硫催化剂的增效能力,在机组负荷、入口 SO₂ 浓度、pH 值等大致相同的工况下,加入 H-Z01 型催化剂脱硫效率有明显的提高,达 4% 个点以上。而且加催化剂后反应时间迅速,9:00 开始加入催化剂 9:20 脱硫效率开始逐步上涨,等到 11:00 加催化剂后两个小时脱硫效率已经稳定在 97% 左右。

表 2 试验工况一数据分析

1号炉脱硫装置	日期	时间	机组负荷 /MW	入口 SO ₂ 含量 /(mg·Nm ³)	出口 SO ₂ 含量 (A/B 测点)/(mg·Nm ³)	浆液 pH 值	循环泵运行台数	脱硫效率 /%
	2013.4.22	8:30	720	2335	145/156	5.37	A/B/D	93.6
	2013.4.22	8:40	771	2375	148/163	5.37	A/B/D	93.5
	2013.4.22	8:50	760	2359	147/155	5.38	A/B/D	93.7
	2013.4.22	9:00	778	2185	102/126	5.38	A/B/D	94.7
	2013.4.22	9:10	770	2157	127/152	5.38	A/B/D	93.6
	以上为加催化剂前数据 (9:00 开始加入催化剂,9:30 脱硫效率开始提高)							
	2013.4.22	11:00	693	2237	39/48	5.35	A/B/D	98.0
	2013.4.22	13:00	655	2373	49/61	5.36	A/B/D	97.6
	2013.4.22	15:00	822	2357	50/63	5.35	A/B/D	97.5
2013.4.22	17:00	829	2504	54/68	5.35	A/B/D	97.6	
2013.4.22	19:00	823	2318	47/68	5.3	A/B/D	97.4	
以上为加催化剂后数据								

表 4 试验工况三数据分析

	日期	时间	机组负荷 /MW	入口 SO ₂	出口 SO ₂	浆液 pH 值	循环泵 运行台数	脱硫效率 /%
				含量 /(mg·Nm ³)	含量 (A/B 测点)/(mg·Nm ³)			
1 号 脱 硫 装 置	2012.12.23	17:10	871	2544	145/160	5.60	A/B/D	93.6
	2012.12.23	17:30	922	2466	159/164	5.60	A/B/D	93.5
	2012.12.23	17:50	883	2476	156/158	5.61	A/B/D	93.7
	2012.12.23	18:10	841	2453	142/153	5.61	A/B/D	94.7
	2012.12.23	18:30	902	2068	131/151	5.60	A/B/D	93.6
	以上为加催化剂前数据							
	2012.12.26	16:10	930	2873	90/105	5.11	A/B/D	96.6
	2012.12.26	17:10	956	3155	103/102	5.1	A/B/D	96.6
	2012.12.26	18:10	945	3026	104/103	5.13	A/B/D	96.6
	2012.12.26	19:10	916	2959	95/104	5.15	A/B/D	96.6
	2012.12.26	20:10	912	2544	68/80	5.19	A/B/D	97.0
	以上为加催化剂后数据							

一年:8256×300=2476800 元

本次试验数据表面,在高负荷、设计硫份工况下,加入催化剂后可降低 pH 值运行,较之前降低了 0.5 左右,节省了石灰石的用量。具体计算要通过长时间观察统计。

3.2 脱硫催化剂使用成本

第一次添加 1000 kg/ 次,以后每次 100 kg/ 天。一台脱硫系统每年计算耗量为:100 kg/ 天×300 天/ 年,初步估计一台机组每年耗量 30 吨,每年需新增运行成本为 84 万元。

3.3 年可节约经济成本

加入脱硫催化剂后, 每年可节约经济成本为 201 万元。

注:1、因加入添加剂后脱硫效率均能提高 4% 左右,按燃煤全年平均 0.8% 的硫份计算将少缴 SO₂ 排污费的费用未算。

2、停运浆液循环泵后减少了叶轮的磨损,节约了备品备件费用、人工检修费等费用未算。

4 试验结果

1 号机组脱硫系统在添加 H-Z01 型催化剂后,按照运行规程正常进行脱硫系统运行监视调整,脱硫系统效率提升比较明显;

1 号机组脱硫系统在添加 H-Z01 型催化剂后,在高负荷工况、设计燃煤硫份条件下,在停运 A 循环泵时,可以保证脱硫效率大于 95%;

1 号机组脱硫系统在添加 H-Z01 型催化剂后,入口二氧化硫浓度超过 3100 mg/Nm³ 时,仍然保证脱硫效率在 94% 以上;

停运 A 循环泵一台泵时,年可节省运行厂用电

成本及其他运行费用约 247 万元左右,同时新增脱硫催化剂成本 84 万元,全年累计节省 201 万元。

总之,H-Z01 型催化剂的投用,一方面可节省一台浆液循环泵运行电量,同时也节省了石灰石的使用量,有较明显的节能效果及经济效益;另一方面,提高了浆液循环系统设备备用系数,降低了浆液循环泵停运后对脱硫效率的负面影响;同时,提高了脱硫系统对煤种硫份变化的适应范围。

5 建议

(1) 如果将催化剂作为长期节能产品使用,建议控制硫份 (St,ar=1.0%–1.5%),入口 SO₂ 浓度控制在 3000 mg/Nm³ 以下。

(2) 2 号机组脱硫装置在设计煤种工况下,利用添加脱硫催化剂能满足烟气排放标准小于 100 mg/Nm³ 且脱硫效果稳定。

(3) 催化剂的使用对提高脱硫率有明显的作用,提高了原设计硫分的适用范围。催化剂可作为提高脱硫效率的手段,当脱硫设备出现异常事故时以催化剂来提高脱硫系统运行的稳定性和可靠性。

(4) 在机组负荷、燃煤硫份不稳定的情况下,建议保持较高 pH 值运行。

参考文献:

[1] 刘 涛,朱 林,薛建明,等.江苏省燃煤电厂脱硫石膏排放利用状况及综合利用对策[J].江苏电机工程,2013,32(2): 10–14.

作者简介:

林 革(1968),男,本科,工程师,现从事火力发电厂锅炉运行专职管理工作。

330 MW 燃煤锅炉加装烟气脱硝装置及建议

崔国华

(江苏新海发电有限公司,江苏 连云港 222023)

摘 要:本文阐述了江苏新海发电有限公司 2×330 MW 机组烟气脱硝技改方案的选择、工艺布置、SCR 脱硝催化剂的选择、SCR 脱硝还原剂的选择、要求达到的性能指标、施工过程中出现的问题及解决方法、运行中需注意问题,供同类锅炉 SCR 改造时参考。

关键词:燃煤锅炉;烟气脱硝;改造;建议

中图分类号:X701.3

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S1-0076-05

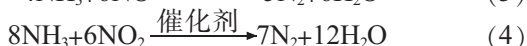
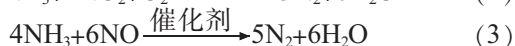
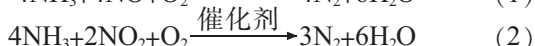
江苏新海发电有限公司(以下简称新电公司)15、16 号两台 330 MW 机组,其锅炉由武汉锅炉股份有限公司引进 ALSTOM-CE 公司技术制造的亚临界汽包炉,采用自然循环、一次中间再热、单炉膛、四角切圆燃烧方式、烟气挡板调再热器温度、平衡通风、固态排渣、全钢吊结构、露天布置燃煤锅炉。尾部烟道为双烟道,前部烟道布置低温再热器,后部烟道布置低温过热器和省煤器。

为了执行国家环保部 2011 年 7 月 29 日颁布的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)标准,新电公司决定从 2012 年起对这两台 330 MW 机组进行环保改造。其中烟气脱硝采用选择性催化还原(SCR)实施改造,16 号机组于 2012 年 9 月停运,2013 年 4 月改造完成并投运,笔者从 SCR 脱硝原理及工艺流程、SCR 系统工艺布置、SCR 脱硝催化剂的选择、SCR 脱硝还原剂的选择、要求的性能指标、施工过程中出现的问题及解决办法、运行中需注意问题等进行详细阐述,从改造后测试结果看烟气脱硝工程取得了满意的结果。

1 SCR 脱硝原理及工艺流程

1.1 SCR 脱硝原理

选择性催化还原(SCR)脱硝原理(如图 1 所示)是指在催化剂的作用下,利用 NH₃ 等还原剂“有选择性”地与烟气中的 NO_x 进行选择反应生成 N₂ 和 H₂O,其主要化学反应方程式如下^[1]:



1.2 主要工艺流程

SCR 脱硝系统制备的氨气输送至炉前,通过混

收稿日期:2013-07-28;修回日期:2013-08-28

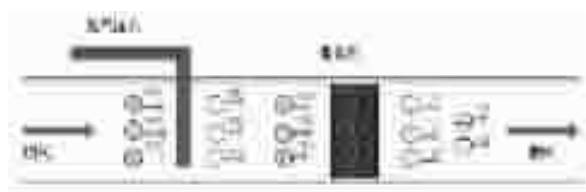


图 1 SCR 脱硝原理图

合器与稀释风混合稀释后进入烟道,稀释风通过烟道内的涡流混合器与烟气进行充分、均匀的混合后进入 SCR 反应器,在催化剂的作用下,氨气与烟气中的 NO_x 反应生成氮气和水从而达到除去氮氧化物的目的。氨气的喷入量应根据出口浓度及脱硝效率通过调节门进行调节,喷氨量少会使脱硝效率过低,过大容易导致氨逃逸率上升造成尾部烟道积灰。

2 SCR 系统工艺布置

由于原锅炉设计没有考虑后续的脱硝装置,没有预留脱硝系统的布置位置,这是目前国内所有老电厂面临的一个共同问题。目前 SCR 脱硝系统只有采用高尘布置布置方式^[1],即将 SCR 反应器布置在省煤器与空气预热器之间。烟气与来自氨/空气混合器的氨在催化剂的作用下反应后进入空气预热器。该布置的优点是进入反应器的烟气温度在 300~420℃ 范围内,是大多数催化剂的最佳反应温度区,烟气不需要再热即可获得较好的脱硝效果;但催化剂处于高尘烟气中,飞灰中的 K、Na、Ca、Si、As 等微量元素会使催化剂污染造成中毒,同时飞灰也会磨损反应器并使蜂窝状催化剂堵塞,另外,烟气温度过高会使催化剂烧结或失效,所产生的 NH₃ 逃逸会影响后面的设备,其工艺系统布置如图 2 所示。

每台锅炉设置 2 台 SCR 反应器,共 4 套。SCR 采用 2+1 层催化剂,运行两层,备用 1 层。NO_x 脱除率要求不低于 80%(24 000 小时内)。反应器采用蒸汽吹灰器。

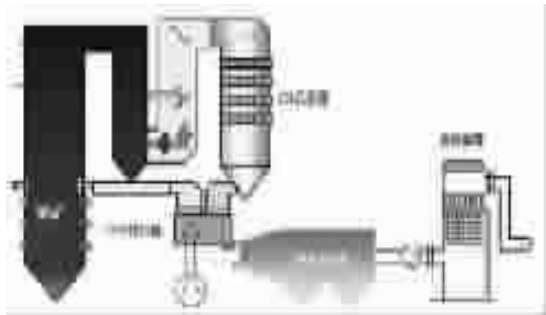


图 2 SCR 脱硝系统高尘布置方式图

3 SCR 脱硝催化剂的选择

在 SCR 脱硝系统中最重要的组成部分就是催化剂,目前市场上主要有蜂窝式、板式、波纹板式三种 SCR 催化剂,如图 3 所示^[2]。

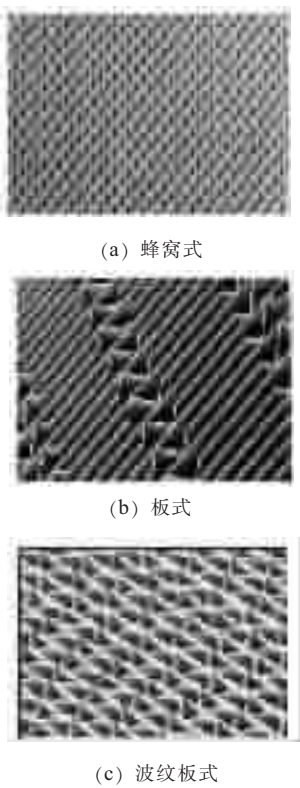


图 3 三种形式 SCR 催化剂

- (1) 蜂窝式为整体挤压成型,载体和活性成分在催化剂内均匀分布,采用二氧化钛作基材,将活性物质 V_2O_5 和 WO_3 混合加湿后挤压成蜂窝状,经干燥焙烧形成的催化剂。
- (2) 板式采用不锈钢网作为基材,载体和活性成分敷设于其上,在金属网格板上浸渍催化剂活性成分,再经干燥焙烧而成。
- (3) 波纹板式指把陶瓷纤维加固的 TiO_2 基板放到催化活性溶液中浸泡,经高温烘干形成的催化剂。其中蜂窝式催化剂市场占有率最高约 60~

70%,其次是板式催化剂,其它类型催化剂市场占有率较少。SCR 烟气脱硝催化剂的性能将直接关系到整个 SCR 系统脱硝效果,其采购、更换与维护成本构成了 SCR 系统总费用的主要部分。科学合理的选择催化剂的型式、型号和催化剂的用量,就成为了 SCR 脱硝系统的设计关键之一。新电公司 300 MW 机组脱硝工程经过技术经济比较,最终我们选择了蜂窝式催化剂。

4 SCR 脱硝还原剂的选择

目前 SCR 脱硝还原剂有三种:液氨、氨水和尿素。其选择主要需考虑的有安全性、经济性、技术是否成熟可靠、占地面积大小、运输及供应渠道等因素。液氨、氨水和尿素各自特点对比见表 1。

表 1 液氨、氨水和尿素特点对比

项目	液氨	氨水	尿素
还原剂费用	低	较高	高
运输费用	低	高	较高
安全性	有毒	有害	无害
存储条件	高压	常压	常压,干态
存储方式	液态	液态	微粒状
制备方法	蒸发	蒸发	热解、水解
初投资费用	低	较高	高
运行费用	低	较高	高
设备安全要求	有法律规定	有法律规定	无

- (1) 液氨制备氨气系统简单、技术成熟、系统响应快,无堵塞管道的危险,但采用液氨作为脱硝还原剂的氨站所需要的场地面积比尿素法占地面积要大,其四周需要一定的安全距离。
- (2) 氨水法系统简单但能耗相对高,与液氨相比安全性高,单位体积氨气所需原料最大,储存和运输成本最高,国内没有业绩,建造以及运行成本较高,且存在一定的安全隐患,自 20 世纪 90 年代以后,氨水已很少被用作脱硝还原剂。
- (3) 尿素法一般是采用外购袋装颗粒尿素的方式,基本上没有什么危险,但是其初始投资和运行费用都比较高。

由于公司 1000 MW 机组脱硝已建成液氨制备系统,为了方便管理,我们选择了液氨作为 SCR 脱硝还原剂。

5 性能指标

新电公司 330 MW 机组烟气脱硝改造要求达到如下性能指标,承包商接收并在合同中约定。

5.1 NO_x 脱除率、氨的逃逸、 SO_2/SO_3 转化率

在脱硝装置入口烟尘浓度不大于 38.33 g/Nm³ (干基,6% 含氧量), 锅炉在 50 % ECR~100 % BMCR 负荷运行工况,燃烧设计煤种,考核指标设定如下:在脱硝装置在性能考核试验时(附加层催化剂不投运), 入口烟气中 NO_x 浓度不大于 450 mg/Nm³, NO_x 脱除率不小于 80 %,氨的逃逸率不大于 1.5 mg/Nm³, SO₂/SO₃ 转化率小于 1 %;(干基,6% 含氧量)。

5.2 系统阻力

(1) 从脱硝工程入口到出口(含进出口烟道)之间的系统压力损失, 设计煤种下,100 % BMCR 工况, 不考虑附加催化剂层投运后增加的阻力不大于 800 Pa; 考虑附加催化剂层投运后增加的阻力不大于 1000 Pa。

(2) 化学寿命期内,对于 SCR 反应器内的每一层催化剂,压力损失应保证增幅不超过 30 Pa。在保证 NO_x 脱除率的同时,氨逃逸、SO₂/SO₃ 转化率及系统阻力等必须同时达到性能保证指标。

5.3 脱硝装置可用率保证及催化剂寿命

从首次注氨开始直到质保期截止日, 脱硝整套装置的可用率不低于 98 %。从脱硝系统首次运行开始到更换或加装新的催化剂之前, 催化剂的化学寿命保证(NO_x 脱除率不低于 80 %,氨的逃逸率不高于 1.5 mg/Nm³) 不低于 24 000 小时。应保证催化剂的机械寿命不少于 10 年。质保期 1 年,从通过国家

环保部门脱硝性能验收合格开始计时。

5.4 系统连续运行温度

在满足 NO_x 脱除率、氨的逃逸浓度及 SO₂/SO₃ 转化率的性能保证条件下,保证 SCR 系统具有正常运行能力。

最低连续运行烟温 300 ℃

最高连续运行烟温 405 ℃

5.5 氨耗量

在 BMCR 至 50 % THA 负荷时, 且原烟气中 NO_x 含量为 250~500 mg/Nm³ 时, 液氨耗量为 34.37~148.49 kg/h(每台炉)。

6 施工过程出现的问题及解决方法

新电公司 300 MW 机组脱硝工程,由于是对老机组进行技改施工,除要按照工艺要求进行施工外,还要求对地面以上的设备、结构进行必要的防护,更重要的是地下部分的未知项的防护。SCR 反应器施工过程中出现了一些问题,经过业主、总承包单位共同努力,这些问题均圆满解决。

6.1 土建基础部分

脱硝项目因受空间限制 SCR 反应器及钢结构只能布置在南北长 31 米、东西宽 23 米的狭小空间中。所有设备不能安放在原有的烟道基础上面,只能重新开挖基础安装新的钢结构方能满足 SCR 反应器布置要求,详见图 4 基础布置图。

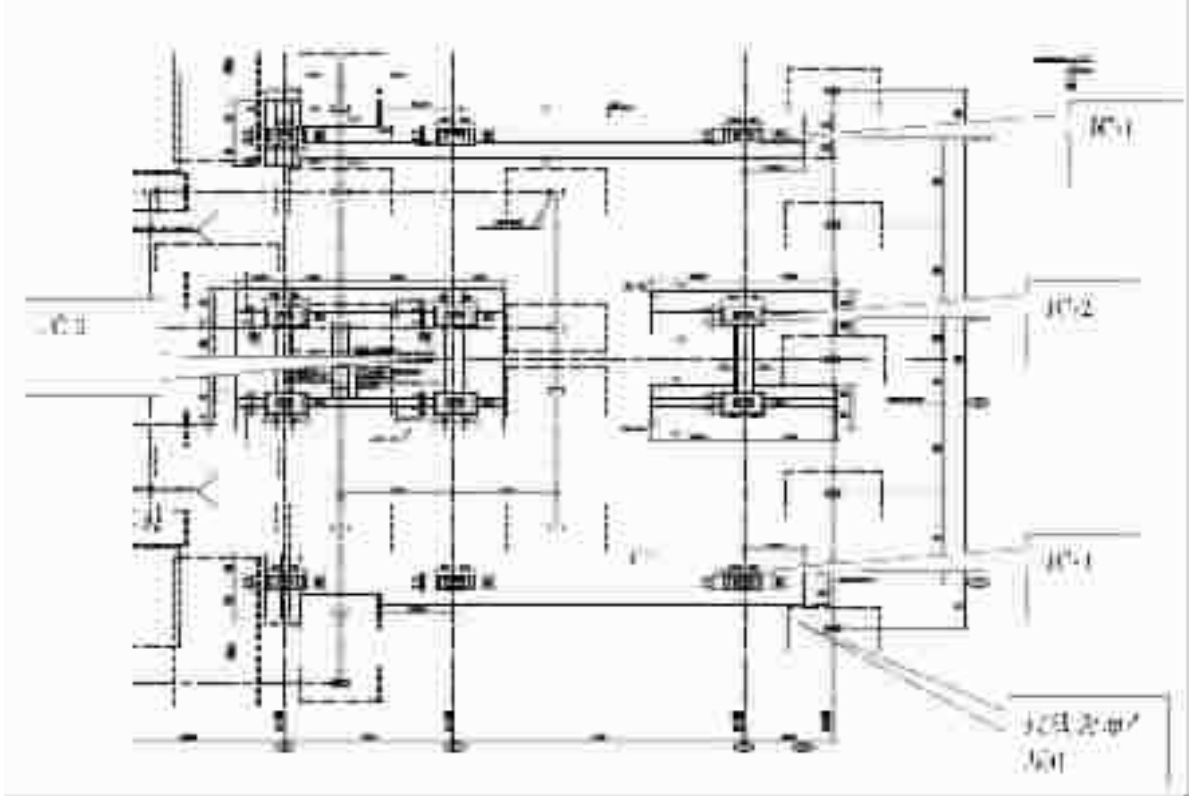


图 4 基础布置图

6.1.1 基础设计尺寸

- (1) JC-1/4 基础为 $16 \times 1.5 \times 4.5$ 米
- (2) JC-3 基础为 $9.9 \times 9.9 \times 4.5$ 米

6.1.2 开挖后情况

- (1) JC-1/4 与原有基础碰撞
- (2) JC-3 位置存在原有 $7 \times 7 \times 4.8$ 米塔吊基础,并且上方植有烟道基础无法拆除。

6.1.3 针对土建基础施工障碍提出了如下解决方法

(1) 因与 JC-1/4 相碰撞的锅炉原有钢架、电除尘基础无法移除只能施工区域内解决。考虑到现场施工的实际情况,在强度满足要求的基础上,设计人员作出如下调整,将原 4.5 米深度调整至 3.7 米、宽度调整至 2.7 米,解决了这一问题。

(2) JC-3 处原有基础为塔吊基础无法拆除,经现场对原基础进行植筋检查,决定利用原有塔吊基础,深度调整为 4.8 米,在塔吊与 JC-3 相接处范围内采用植筋连接方法,使得 JC-3 与原塔吊基础形成一体来解决这一问题。

6.2 机务部分

SCR 脱硝装置最重要的是催化剂安装,其蜂窝式催化剂规格为 $1924 \times 975 \times 1080$ mm,共计 176 件。因工期紧且在雨季,为保证催化剂的安全,施工单位采取 SCR 反应器 A、B 体催化剂一起吊装的方法,做到一批催化剂吊装一批,不在露天长时间存放以避免受潮等危险,只用 4 天全部吊装完成,避免催化剂出现危险。

考虑到锅炉尾部钢架与电除尘钢架间空间狭小且受原有水平烟道的制约,结合现场实际情况,总承包单位对 SCR 反应器钢结构进行精细化设计,把 SCR 反应器钢结构设计为从零米直接跨过原有水平烟道至 28 米处,再将省煤器出口烟道与反应器进口烟道相连接,节省了空间、减少了 SCR 反应器的整体重量。

钢结构及反应器重量较大不易整体吊装,结合现场场地情况施工单位先进行分段小片预制,组合成吊车能够承受的吊装重量分体吊装。这样在下面组合量加大避免施工人员高空作业的危险也便于质量的控制,同时减少了高空作业量,整体安装完成比原定计划提前 12 天。

6.3 流场优化及模型试验

从烟气脱硝多个工程经验得知,要获得满意的性能指标,科学合理的流场设计至关重要。工程实施过程中由于脱硝总承包方与炉内脱氮承包方配合上出现问题,导致 SCR 反应器入口烟道需局部调整,我们经过研究,要求承包方重新做 SCR 反应器

内的烟气流动分布的优化和动态模拟试验,调整了烟气入口导流板,保证了烟气流动分布。为了在催化剂入口获得均匀的烟气流场,并使整个系统的阻力最小及减少可能存在的积灰,我们还要求总承包单位采用 CFD 数值模拟和物理模型试验优化反应器布置方式、烟道结构及内部导流结构,此流动模型应包括从省煤器至空预器的完整的流动路径。

7 控制系统设计及运行中需注意问题

7.1 SCR 脱硝程控系统

SCR 脱硝程控系统^[3]对 SCR 烟气脱硝系统的运行方式^[3](包括正常的启动和停止、锅炉跳闸后的停运和自动保护停运等)控制非常重要,SCR 脱硝程控系统应根据不同情况,做出非常迅速和正确的反应。避免各种二次事故的发生。因此,SCR 脱硝程控系统的选择也是一种值得注意的问题。

新电公司 300MW 机组脱硝工程分散控制系统(DCS)与原机组分散控制系统的软硬件一致并纳入机组 DCS,脱硝工程 DCS 的功能包括数据采集系统(DAS)、模拟量控制系统(MCS)、顺序控制系统(SCS)等,脱硝工程电气系统的监控也纳入 DCS。每台脱硝工艺系统分别纳入主厂房的 DCS 系统中,并由机组 DCS 操作员站实现对 SCR 的监控。运行人员直接通过机组控制室中单元机组 DCS 操作员站完成对脱硝工程与机组有关部分的参数和设备的监控。

烟气脱硝系统在线参数送至主机 DCS 系统监控,通过 SIS 系统及省调三区通讯网络实时传送电监办及环保监测部门,根据《江苏省燃煤发电机组脱硝设施运行考核管理规定》,DCS 历史曲线保留一年以上。

7.2 SCR 烟气脱硝正常停运

在锅炉停运前,应先对脱硝系统催化剂层进行吹灰操作,减缓催化剂层积灰。当负荷低于 50% ECR 或烟温低于 300°C 时退出脱硝系统运行(即停止喷氨),手动将氨气调节阀关至零位,并关闭氨气速断阀,保留稀释风机继续运行,然后进行停炉操作,机组停运炉膛通风吹扫完毕后,停运所有风机包括稀释风机,密闭炉膛。

7.3 锅炉 MFT 动作后 SCR 烟气脱硝系统的停运

如果 SCR 烟气脱硝系统正常运行中锅炉 MFT 动作,则联关氨气速断阀,并将氨气调节阀关至零位,停止喷氨。并禁止打开 SCR 反应器上的人孔或观测孔,以防止空气进入 SCR 反应器,导致催化剂模块中的未完全燃尽颗粒燃烧,造成火灾,锅炉恢复

运行后,当负荷达到 50%ECR 或烟温高于 300 ℃时重新投入脱硝系统运行。

7.4 SCR 烟气脱硝系统的自动安全停止

当烟气温度超过 420 ℃时,对催化剂模块的损坏非常大,应立即降负荷直至停止锅炉运行。在烟温到达 420 ℃时,联关氨气速断阀,并将氨气调节阀关至零位,停止喷氨,以避免进一步损害催化剂模块;当烟温降到 300 ℃以下,延时 15 min,联关氨气速断阀,并将氨气调节阀关至零位,停止喷氨,在低温阶段催化剂模块活性下降,停止注氨可有效防止氨气逃逸率过高,保证空预器安全运行。

8 测试结果

新电公司 16 号炉烟气脱硝工程改造后,经江苏省环境监测中心监测,其结果如下:机组负荷 280MW,脱硝系统出口 A、B 两侧的氮氧化物排放浓度分别为 33 mg/m³~38 mg/m³、29 mg/m³~32 mg/m³,两侧脱硝效率分别为 80.9%~84.1%、80.5%~86.1%,均满足《江苏省燃煤发电机组脱硝设施运行管理考核暂行规定》的要求,两侧氨逃逸率最大值分别为 1.37 ppm、2.27 ppm;脱硝系统在入口烟气中 NO_x 浓度 ≤450 mg/Nm³,各项指标均能满足性能要求。

测试标准或依据

氮氧化物:定电位电解法《空气和废气监测分析方法》;

氨的测定:《纳氏试剂分光光度法》(HJ 533-2009)

烟气参数:《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》(GB/T16157-1996)。

《江苏省燃煤发电机组脱硝设施运行管理考核暂行规定》;

《江苏新海发电有限公司 15 号、16 号机组烟气脱硝工程总承包项目技术协议》中的技术规范要求;

《固定污染源烟气排放连续监测技术规范》HJ/T 75-2007。

参考文献:

- [1] 郑晓峰,等.选择性催化还原烟气脱硝技术(SCR)实践与探讨[J].广西节能,2006(2):25-27.
- [2] 汪德志,等.火电厂 SCR 法烟气脱硝催化剂的选型与对策[C].中国电机工程学会清洁高效燃煤发电技术协作网年会论文集,2010.
- [3] 禾志强,等. SCR 烟气脱硝系统的运行方式及控制[J].热力发电,2008(11):93-96.
- [4] 陈晓林,仲兆平.以 TiO₂ 为载体的烟气脱硝催化剂研究进展[J].江苏电机工程,2010(2).

作者简介:

崔国华 (1961),男,高级工程师,工程硕士,从事火电厂设备管理工作。

Application of Flue Gas Denitration System in 330 MW Coal-fired Boiler

CUI Guo-hua

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: This paper describes the determination of the gas denitration technological retrofit scheme for the 2 × 330MW power units of Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd. In addition, the structural layout as well as the selection of both the SCR denitration catalyst and reductant is clarified. The requirements for achieving the desired performance index, the problems and solution measures during the construction process along with some key points in the operation process are also motioned, which can serve as reference for the SCR retrofit of similar boilers.

Key words: coal-fired boiler; gas denitration; retrofit; suggestion

(上接第 75 页)

Economic Analysis on Desulfurization Catalyst for 1 000 MW Power Plant

LIN Ge

(Jiangsu Xinhai Power Generation Co., Ltd., Lianyungang 222023, China)

Abstract: Millions of RMB are needed for the extension retrofit of NO₂ desulfurizer, whose implementation will last for 3 to 4 months. For the NO₁ desulfurizer, it is expected that one way to reduce operating cost while meet the desulphurization efficiency is the application of desulphurization synergist.

Key words: large-scale power generation company; improving desulphurization efficiency; economy; reduce; operating cost