

超超临界 1 000 MW 机组锅炉干湿态转换技术研究

李锦斌

(广东粤电靖海发电有限公司,广东 揭阳 515223)

摘要:针对锅炉干湿态转换过程中的操作技术要点,对系统运行调节的各主要参数进行控制,包括给水量、给煤量、水煤比、汽温、压力、机组控制方式等主要参数的控制(每个工况点的参数数据)进行分析。总结出关键点,指导值班人员正确可靠的操作,提高操作水平,从而保证机组启、停安全。

关键词:1 000 MW 机组;干湿态转换;安全分析;经济效益

中图分类号:TM 621 **文献标志码:**B **文章编号:**1674 - 1951(2018)04 - 0047 - 03

1 立项背景

广东粤电靖海发电有限公司 1 000 MW 机组锅炉型号为 DG3033/26.15 - II 1 型。启动循环系统配置由 1 台再循环泵 (BCP), 2 个汽水分离器、1 个汽水分离器储水罐、1 个再循环泵流量调节阀 (360 阀)、3 个储水罐水位控制阀 (361 阀)、冷凝疏水系统等组成内置式启动循环系统。直流锅炉在启、停炉操作过程中,有一个干、湿态转换的阶段,必须一次性平稳无扰动成功切换,不然会导致两种状态又互转的工况,不仅耗时耗力、拖延时间,危险时造成蒸汽带水,危及汽机安全运行。所以只有把握好了

干、湿态顺利转换的关键点,才能成功启、停机。

2 技术方案

针对机组实际启动过程中的湿态转干态及停机过程中的干态转湿态 2 个关键阶段,分别选取 2 个过程的某 1 次实际参数变化,通过对数据及操作过程的分析,总结出超超临界直流锅炉干、湿态转换的控制关键点。

2.1 锅炉干态转湿态控制过程及安全分析

2016 年 10 月 29 日, #4 机停机干态转湿态控制节点性参数见表 1。机组正常停机过程一般都以控制煤仓煤位为主,锅炉干态转湿态以烧空第 4 台磨

表 1 2016 年 10 月 29 日 #4 机停机干态转湿态控制节点性参数

时间	21:24	21:27	21:30	21:35	21:37
过热度/°C	31	21	12	0	0
分离器水位/m	0	0	-6.00	10.60 (启动锅炉循环水泵)	12.60
分离器水位根据机组负荷进行修正,在负荷大于 297MW 后修正分离器水位至 0					
负荷/MW	320	308	297	258	232
主汽压力/MPa	10.17	9.87	9.65	9.36	9.04
机组 TF 控制方式,汽机调门随着机组负荷自动控制主汽压力					
给水量/(t·h ⁻¹)	951	919	855	792	825
给煤量/(t·h ⁻¹)	139(3 台磨煤机)	139(2 台磨煤机)	124 减煤	93	84
第 4 台磨煤机烧空停运 2 台磨煤机运行后逐渐减煤干转湿					
水煤比	6.54	6.56	6.78	8.53	9.04
主汽温度/°C	595	592	588	581	578
—/二级减温水保留一定开度 手动关闭—/二级减温水保持较高主汽温度,随着快速减煤主汽温度相应降低					

煤机后保留 2 台磨煤机运行进行转换。机组负荷 400 MW,在第 4 台磨煤机烧空前停运 1 台汽泵和厂

用电切换后可以用机炉协调自动控制 (CCS) 减负荷至 350 MW 稳定一定时间, 退出锅炉主控自动切至手动控制方式 (TF), 手动控制给煤量和给水量缓慢减负荷至 320 MW 左右稳定一定时间。这样可以防止在第 4 台磨煤机烧空时制粉系统的扰动使机组负荷大幅波动而在未准备的情况下直接转至湿态, 造成不可控的状态, 或者干湿态间来回转换, 同时减少一个时间段内的同时多个操作任务。

320 MW 负荷稳定后控制第 4 台磨煤机的煤量尽快烧空, 保证总煤量和给水量稳定, 将第 4 台磨煤机停运操作后逐渐减少煤量, 保证给水量 780 ~ 850 t/h 稳定, 随着主汽压力的降低, 汽机调门自动控制全汽压力在 9.7 MPa (< 30% 负荷) 而关小调门, 机组负荷随之减少。TF 控制方式可很好地控制主汽压力的稳定, 减少手动操作量, 在 300 MW 下汽压稳定的同时也能保证给水量的稳定。

给煤量以控制块 1 min 内操作 2 次大箭头, 稳定给水流量的情况下随着给煤量的减少, 分离器出口过热度逐渐降低至 0 °C, 蒸汽量也随之减少, 导致负荷下降。给水量可以在每次锅炉干湿态转换时保证一定范围的量, 而煤质不可能在每次干湿态转换时一样, 所以给煤量和水煤比没有很大的参考价值。在机组启停阶段, 全手动控制煤、水量, 不能单一参考水煤比来调节水煤量, 重点参考中间点温度、过热度和减温水量。

分离器水位根据机组负荷修正, 在负荷大于 297 MW 后修正分离器水位至 0, 从机组参数变化过程看, 在负荷减到 298 MW 后储水罐水位从 0 变为 -6 m, 因此锅炉干湿态转换最好在分离器水位未修正时进行, 防止在水位修正情况下出现分离器满水而水位修正至 0 错判锅炉进入干态运行, 造成蒸汽带水对汽轮机造成损坏。

分离器水位随着给煤量的逐渐减少而升高, 锅炉由干态转至湿态运行, 满足锅炉循环水泵 (BCP) 启动允许后启动运行, 逐渐开启 360 阀控制锅炉总的给水流量的稳定。在干态转湿态前应提前将 BCP 泵检查好, 具备随时启动的条件。因机组长期运行, BCP 泵过冷管电动一/二次门、再循环电动门、出口电动门和 361 阀进口电动门都随机组长期运行关闭状态, 可能会出现无法开启而影响锅炉转湿态运行, 所以需提前将相关电动门打开做好备用准备。转湿态过程主汽温度也会随之降低, 因此在干态运行时保证一定的减温水量, 而进入湿态后及时将一/二级减温水关闭, 同时关闭 BCP 泵和 361 阀及其暖管管路, 保证主汽温度稳定可控地降低在合适范围内。

机组负荷降至 233 MW 后停止减煤, 煤量从 139 t/h 减到 84 t/h 用时 10 min, 停止减煤后随着锅炉蓄热减少, 机组负荷仍以较稳定的速度降至 110 MW 左右。锅炉转至湿态运行后, 为减少机组排水量, 逐渐开大 360 阀减少给水泵出力。给水控制切至旁路阀控制, 就地需确认旁路阀开启, 防止实际未开而给水电动门关闭的情况下造成大部分给水量的中断而锅炉断水/主燃料跳闸 (MFT) 动作。

2.2 锅炉湿态转干态控制过程及安全分析

2016 年 10 月 5 日, #4 机启动湿态转干态控制节点性参数见表 2。锅炉湿态工况运行时给水量控制应稳定, 建议在 780 ~ 850 t/h, 湿态情况下的给水量控制需要根据分离器水位变化对给水旁路门和 BCP 泵出口 360 阀协调控制。随着给煤量的逐渐增加, 蒸汽量也增加, 主汽压升高, 为控制主汽压 9.7 MPa, 需开启汽机调门, 机组负荷就逐步升高。建议机组在启动第 2 台制粉系统稳定后可投入汽机 TF 自动控制方式, 减少控制主汽压汽机调门手动操作量, 根据以往操作观察 TF 汽机控制主汽压力是较

表 2 #4 机启动湿态转干态控制节点性参数

时间	10:22	10:34	10:43	10:53
过热度/°C	-1	35	37	2
分离器水位/m	11.83	11.96 (停运锅炉循环水泵)	-4.70	0
	分离器水位根据机组负荷进行修正, 在负荷大于 302MW 后修正分离器水位至 0			
负荷/MW	213	232	279	322
主汽压力/MPa	9.84	9.63	9.75	10.03
	机组手动控制方式至转干态后投入 TF 控制方式			
给水量/(t·h ⁻¹)	793	827	1094	1094
给煤量/(t·h ⁻¹)	115 (2 台磨煤机)	133 (2 台磨煤机)	150 (2 台磨煤机)	164 (3 台磨煤机)
水煤比	5.77	5.66	6.64	6.94
主汽温度/°C	534	539	542	541
	一/二级减温水控制主汽温度升温速度			

稳定的。

给煤量逐步增加,分离器水位降低,361 阀会自动关小至全关,应手动增加给水泵出力,减少 BCP 泵出力、关小 360 阀、维持总给水量和分离器水位的稳定。随着 360 阀全关,分离器水位降低至 0 过程中手动提前停运 BCP 泵,关闭 BCP 泵过冷水管电动一/二次门。这个过程中可能分离器出口已经有过热度,这时煤量的控制应根据机组负荷情况缓慢进行。

一般在机组负荷 250 MW 左右时锅炉就由湿态转干态运行,分离器出口过热度缓慢升高,这时要同步增加给水泵的给水量协调控制,防止过热度过高而锅炉升温过快,甚至可能出现管壁超温现象。建议将分离器过热度控制在 10 ~ 30 °C 之间较好,一/二级减温水协调对主汽温度控制。在给煤量和给水量都手动控制的情况下应逐步缓慢增减,防止大幅度的操作。手动将负荷升至 310 MW 后应稳定一定时间,做第 3 台制粉系统启动准备工作。启动第 3 台制粉系统时保证总的给煤量的稳定,防止大幅度加煤而造成汽温、汽压的波动。第 3 台制粉系统运行稳定后可以将给水泵控制投入自动,手动升负荷至 350 MW 时投入煤主控自动,投入 CCS 协调控制。

锅炉湿态转干态后及时投入 BCP 泵和 361 阀及其管路暖管,必须就地确认暖管管路手动门开启。#4 机 BCP 泵再循环电动门应关闭,否则 BCP 泵达不到暖泵要求,造成 BCP 泵泵壳温度与入口管道温度差达到 50 °C 以上而不能满足 BCP 泵启动条件(#3 机不会出现)。过多的倒暖水量经过再循环至储水罐,而经 BCP 泵体的水量不够。

锅炉湿态尽量在储水罐水位修正前转为干态运行,保证过热度,防止储水罐无水位显示而过水。建议在负荷 260 MW 前完成,防止负荷波动至 300 MW 时分离器水位可能强制修正至 0。如果在这时分离器仍有水位,361 阀在一定开度下自动关闭,分离器过水造成主汽温度无法控制而影响汽轮机安全。还有可能 BCP 泵运行情况下跳闸而造成给水量的波动或给水量低而 MFT 动作^[1-2]。

3 项目应用情况和经济效益

3.1 经济效益

(1) 节能收益:超超临界 1000 MW 机组锅炉干湿态转换技术研究,统一规范了操作步骤,能够有效保证每一次锅炉干湿态转换操作的平稳安全,保证机组的启停任务按时有效完成,相比以往能提前 1 h 并网,大大缩短了机组的启动时间,特别在发电量和燃料节能方面尤为突出。节约燃料按 100 t/h 计算,可节约 100 t,2016 年共启机 11 次,启停机 22 次,节

约燃料成本 98 万元。

(2) 多发电量:按平均负荷 8×10^5 kW 来计算,可多发电量 8×10^5 kW · h。2016 年共启机 11 次,故可多发电量为 8.8×10^6 kW · h;按照利润 0.1 元/(kW · h)算,可多创造价值为 8.8×10^6 kW · h \times 0.1 元/(kW · h) \div 10000 = 88 万元;共产生经济效益 198 + 88 = 286(万元)。

3.2 社会效益

超超临界 1000 MW 机组锅炉干湿态转换技术研究保证了按照项目总结出的各阶段的控制要点规范,能够有效保证每一次锅炉干湿态转换操作的平稳安全,保证机组的启停任务按时有效完成,缩短启机时间,减少了 NO_x 和 SO₂ 浓度的排放量,同时对国内同类型超超临界直流锅炉的干湿态转换控制提供了有效的技术指导。

3.3 项目推广应用

经推广及运行实践检验,自此项目成果应用于本厂 1000 MW 机组(#3, #4 机组)启停过程后,#3 机组正常启动 6 次,进行 6 次湿态转干态操作,正常停运 5 次,进行 5 次干态转湿态操作。#4 机组正常启动 5 次,进行 5 次湿态转干态操作,正常停运 6 次,进行 6 次干态转湿态操作。按照项目总结出的各阶段的控制要点规范,能够有效保证每一次锅炉干湿态转换操作的平稳安全,保证机组的启停任务按时有效完成,同时对国内同类型超超临界直流锅炉的干湿态转换控制提供了有效的技术指导。

4 结束语

该项目实施后,超超临界 1000 MW 机组锅炉干湿态转换技术研究保证了锅炉在启停机阶段的安全、可靠运行,也保证了机组的稳定运行,减少了因干湿转换失败而导致的过热段蒸汽带水隐患,甚至引发锅炉 MFT,提高了设备安全运行的可靠性。在提高机组运行安全性的同时也创造了可观的经济效益和社会效益。

参考文献:

- [1] 张红福. 1000 MW 机组干湿态转换中 360、361 阀控制技术[C]// 乌鲁木齐:全国发电厂热工自动化专业会议,2010.
- [2] 段宝,李锋,兰勇. 600 MW 超临界直流锅炉干、湿态转换的控制要点探析[J]. 电站系统工程,2010,26(2):27-29.

(本文责编:齐琳)

作者简介:

李锦斌(1982—),男,福建莆田人,工程师,从事火电厂集控运行方面的工作(E-mail:7989419@qq.com)。