

1000MW 超超临界机组控制系统新技术的应用

姚 峻

(华东电力试验研究院有限公司, 上海 200437)

摘要: 结合在上海外高桥三厂 1000MW 超超临界的工程实践, 对 1000MW 机组的工艺系统的配置、机组控制系统的配置进行了介绍, 并比较详细地分析了 FCB 功能的实施过程, 还重点阐述了新型协调控制系统的设计与投用。

关键字: 超超临界机组、直流锅炉、机组协调控制、FCB

1 外高桥三厂 1000MW 机组的主要设备与配置

锅炉是上海锅炉厂引进 ALSTOM 技术, 塔式, 超超临界直流炉, 采用一次再热、四角切圆燃烧、螺旋水冷壁变压运行。

汽机是上海汽轮机厂引进 SIEMENS 技术, 四缸四排汽、单轴、发动凝汽式、双背压汽轮机。

机组配置发电机出口断路器 (GCB)。

旁路系统配置了 100%BMCR 高压旁路, 同时兼做锅炉高压安全门, 低压旁路容量是 65%BMCR, 另配 100%再热安全门。

采用单列高加。采用单台 100%BMCR 的 ALSTOM 进口的汽动给水泵, 自带独立凝汽器和小凝泵, 不设电动给水泵。

2 外高桥三厂 1000MW 机组的控制系统配置

外高桥三厂 1000MW 机组采用一体化的控制系统, DCS、DEH、旁路控制都采用了 SIEMENS 的 T3000 系统, 仅仅是单台小汽机的 MEH 由小汽机供应商德国 ALSTOM 提供。

控制器功能按照工艺分配, 机组 DCS+DEH 共配置 21+4 对控制器, 公用 DCS 配置 3 对控制器。最终的机组 DCS 的 IO 点在 12500 点左右。

T3000 系统基于 windows 的操作系统, 逻辑组态与画面组态采用统一的工具, 使用与维护很方便, 历史数据处理的功能十分强大, 具备灵活便捷的逻辑在线组态功能。

3 控制系统功能设计、调试的特点

3.1 热控设计与调试的规范化

对机组调试前, 对机组的控制功能进行了全面细致的规划和确认, 进行了大量的具体组态逻辑的优化, 并编写 DCS/DEH 等所有系统的功能校验卡, 使机组的热控设计具备高起点。

在整个机组调试过程中, 注重调试文档的规范化, 这有利于及时有效地发现存在的问题。所用回路的调试都使用功能校验卡进行功能确认, 并同步整理各类保护、控制、报警等的设定值清单, 编写主要控制回路和系统的控制说明。

3.2 推进机组控制技术的创新

在 1000MW 机组的功能设计与调试的过程中, 积极推进机组控制技术的创新。比如在机组保护回路中大量采用了具有智能判断与处理功能的逻辑回路, 又如配合机组特殊的启动方式而设计的旁路控制方式, 又如全新的热值修正回路的设计等等, 下面重点对机组 FCB 功能的实现和新型协调控制系统的设计与实施进行介绍。

4 1000MW 机组 FCB 功能的实现

FCB 功能对电网的安全性和机组的可靠性具有十分重要的意义。

在电网出现突发性故障时, 具备 FCB 功能的机组可以快速减负荷并立刻转为带厂用电“孤岛运行”, 成为故障电网中的“星星之火”, 随时可以恢复对外送电, 这样就会大大缩短电网的恢复时间。

具备 FCB 功能的机组还降低了机组自身汽轮发电机故障时锅炉的停运率, 能够实现停机不停炉, 只要锅炉不停就容易比较快地恢复送电, 这就大幅度提高了机组的可用率和经济性。[1]

4.1 有利于 FCB 成功的系统配置

从热力系统角度而言, 维持机组的工质平衡和能量平衡是成功实现 FCB 的关键要点, 外高桥三厂采用的大

旁路设计有利于工质和能量的平衡，在除氧器容量、再热安全门的类型、#7 高加的运行方式、给水泵汽源内切换的方式等方面也都有利于 FCB 工况下汽水工质的快速平衡。[2]

(1) 大容量旁路系统。配置 100%高压旁路+65%低压旁路，非常有利于 FCB 发生时工质的平衡。

(2) 给水泵汽源采用内切换方式。外高桥三厂的单台给水泵的低压汽源（汽机第 5 级抽汽）和高压汽源（冷再蒸汽）分别经不同的调门引至与之参数匹配的调节级喷嘴组，两路汽源可以单独带至满负荷，也可同时运行，汽源切换迅速。在 FCB 发生抽汽汽源失去时，冷再蒸汽能够快速跟上，从而使给水泵转速控制平稳，给水流量波动小。

4. 2 FCB 工况下机组的控制

FCB 功能是完全依赖于机组的控制系统而实现的，FCB 工况是发电机组最大的工况扰动，是对整个机组所有的保护、调节和程控系统的综合检验。

4. 2. 1 梳理机组所有保护、调节和程控回路

“细节决定成败”这句名言非常适用于 FCB 工况下机组的控制，机组众多的控制子回路在 FCB 工况下都要经受最大扰动的考验，任何回路的控制出现问题都可能导致 FCB 的不成功。

对于单台汽动给水泵的控制，若给水泵保护或控制不当，出现跳闸，那么机组就 MFT 了，FCB 就无从谈起，而在 FCB 工况下由于扰动太大，又极易发生小汽机或给水泵的跳闸。

再如凝泵及凝结水系统，会因为低旁喷水骤升、汽机抽汽的失去等的影响引起凝结水流量的大幅变化，水位控制回路必须将除氧器、凝汽器、加热器水位控制在安全合适的范围内。

值得注意的是：信号坏质量、偏差大切手动也是 FCB 不成功的一大杀手，而 FCB 时工况变化剧烈，又恰恰是测量信号容易越限故障的工况，所以信号处理必须十分小心。

4. 2. 2 FCB 主控制回路

与 FCB 直接关联的主控制回路并不十分复杂，DEH 侧相对独立，主要任务是维持汽机 3000rpm 运行，转速稳定是带厂用电 FCB 成功的前提。DCS 侧的协调控制回路按 RB 控制方式执行，快速减负荷至 50-55% 左右。高旁接受快开指令，几秒后转入与锅炉燃烧率相关的压力控制。

4. 3 1000MW 工况下 FCB 试验过程及分析

4. 3. 1 RB 试验和甩负荷试验

在机组 FCB 试验前，必须先完成机组的 RB 试验和甩负荷试验，100%RB 试验的成功可以证明锅炉在大幅度快减负荷后能够稳定运行，甩负荷试验成功则证明汽机的调速系统能够在瞬间失去负载的极端工况下保证汽轮发电机不超速，能够维持 3000rpm 的转速。

外高桥三厂第一台机组在 08 年 3 月 12-13 日成功完成 1000MW 工况的 RB 试验，在 3 月 15-16 日成功完成了 75%和 100%机组甩负荷的试验。

4.3. 2 1000MW 工况下 FCB 试验及分析

3 月 18 日 23:59，外高桥三厂第一台机组进行了 1000MW 满负荷下 FCB 的试验，试验过程非常理想，机组的主要运行参数都比较平稳。机组负荷由试验前的 1009MW 瞬间至带厂用电的 34MW，大约 7min 后，机组再次并网。

(1) 汽机转速

汽轮发电机转子最高转速 3162rpm，最低转速 2951rpm，大约 45s 后转速就趋于稳定，转速变化及汽机调门的动作见图 1。

图 1：1000MW 负荷 FCB 时，汽轮发电机的转速曲线

(2) 机组的工质及能量的平衡

当 FCB 发生后，除氧器/凝汽器的水位未出现大幅度波动，且比较快就恢复平稳了，具体参数变化见图 2，实现了工质及能量的快速平衡。这主要得益于如下几点：①FCB 发生后，高旁快开，然后转入压力控制，低旁调节开进入压力控制，高/低旁的压力控制比较理想。调节型的再热器安全门#1/#4 在 FCB 发生 15s 后开出，约 70s 后完全关闭，安全门#2/#3 未开。在安全门动作后凝汽器的补水非常及时，凝补水流量瞬间

最大接近 160t/h。由于再热安全门动作时间并不长及补水合适，这是凝汽器/除氧器水位未出现大幅波动的原因之一。②FCB 发生后，除氧器压力变化比较平滑，从 FCB 发生时的 1055kPa 滑降至 560kPa，这主要得益于冷再至除氧器调压门的及时打开，冷再至除氧器调压门的快速动作既对工质平衡十分有利，同时对稳定除氧器及给水泵的安全运行也很重要。③FCB 发生后，由于低旁喷水调门迅速开足，低旁喷水最大时达 1000t/h，造成凝结水流量最大达 2942t/h，备用凝泵及时自启动，8min20s 后又自动恢复单台凝泵运行，凝泵出口调门调节及时，整个凝结水系统工作正常。

图 2：1000MW 负荷 FCB 时，除氧器/凝汽器水位等的变化。

（3）锅炉的水动力及分离器出口温度的变化

FCB 发生后，代表锅炉煤水比及部分反映水动力工况的分离器出口温度变化较平滑，始终保持在比较合适的过热度范围，见图 3，这对直流锅炉在极端工况下汽温的走势是最关键的。分离器出口温度平稳的主要原因有 3 条：①机组的控制系统充分考虑了动态煤水比的关系，给水指令与燃料指令匹配合理，包括跳磨的时间间隔都经过了比较准确的测算。②FCB 发生时高旁打开使得#7 高加的汽源仍然存在，#7 高加仍然保持运行，锅炉进水温度减小并不明显。③由于给水泵汽源切换比较平滑，整个 FCB 过程中给水泵转速在受控状态，给水流量因小汽机缺汽的影响较小。

图 3：1000MW 负荷 FCB 时，锅炉主要参数的变化。

在机组正常运行中，两台机组也发生了几次 FCB 的工况，FCB 都获得了成功。比如，08 年 4 月 8 日外三 #1 机组在 1000MW 满负荷运行时，由于发电机转子接地误动作引起发电机跳闸，触发 FCB，FCB 也获得成功，FCB 功能在机组实际运行中接受了考验。

5 新型协调控制系统的设计和投用

5.1 新型协调控制系统的设计思路

外高桥三厂 1000MW 超超临界汽轮机是引进 SIEMENS 技术，无调节级且纯滑压运行，为了保证机组最优的经济性，机组运行中汽机调门始终全开。

纯滑压运行的机组，无节流损失，经济性最优，但负荷调节响应最差。为了保证机组经济性的基础上，解决超超临界机组变负荷能力差的难题，外高桥三厂 1000MW 机组采用了基于凝结水节流的协调控制策略，该技术与传统的火电机组协调控制方式有很大的差异，由于汽机调门全开，协调控制主要是协调锅炉侧的燃烧率与汽机回热系统间能量平衡的关系，该技术在國內属于首次应用。

所谓采用凝结水节流技术是指在机组变负荷时，在凝汽器和除氧器允许的水位变化内，改变凝泵出口调门的开度，改变凝结水流量，从而改变抽汽量，暂时获得或释放一部分机组的负荷，如加负荷时，关凝汽器出口调门，减小凝结水流量，从而减小低加的抽汽量，增加蒸汽做功的量，使机组负荷增加，减负荷时反之亦然。凝结水节流的特性试验也证明了凝结水节流对负荷变化的有效性[3]。

凝结水节流技术只能解决变负荷初期的负荷响应，能够改善由于锅炉侧的滞后而产生的的负荷响应的延时，但最终的负荷响应仍然需要锅炉侧燃烧率的变化，所以锅炉侧的协调控制策略仍然十分重要，而且需要与凝结水节流技术相配套。其间采用的最主要的技术包括：①燃料和给水的智能超调，即变负荷时燃料和给水的超调量和超调持续时间都是根据当时的热力参数的变化来智能判断的。②利用分离器出口温度允许的温度变化，加快给水流量的响应，大量的实践证明直流锅炉给水对负荷的响应远比燃料对负荷的响应快。③计算凝结水系统中的能量变化，并利用锅炉指令的超调来及时补偿。

5.2 新型协调控制系统的投用

在投用凝结水节流的协调控制前，首先需要对除氧器、凝汽器、低加水位回路、补水控制等回路进行一番较大的设计改进与重新调整，比如凝补水回路调节量必须改为除氧器和凝汽器的加权水位，而不再控制是单一的某个水位。比如低加水位回路的常疏调节阀必须能够适应凝结水流量较大幅度的变化，不能打开开度疏调节阀而影响经济性。

经过 2008 年 4 月底至 6 月间的大量的现场试验，该新型协调控制系统获得很大的成功，机组的变负荷性能有了明显的提高，不仅变负荷速率大幅度提高，在汽机调门全开的工况下，能够跟上上海电网要求的速率

1.5%的负荷指令，而且负荷的稳定性很好，主要的热力参数也都控制在良好的范围内。

实际的变负荷性能如图 4 和图 5 所示，图 4 是较大幅度的加负荷曲线，图 5 是减 200MW 负荷的曲线。从图中可见，汽机调门始终全开，实际负荷基本与 1.5%速率的负荷指令重合，且锅炉主蒸汽温度等的变化幅度小于 $\pm 5^{\circ}\text{C}$ 。能够满足机组 AGC 和一次调频的指标要求。

该技术改善了机组变负荷的经济性，在大机组尤其是在超（超）临界直流机组上具有广阔的推广前景，是对传统的[机组协调控制](#)策略的重大突破。

图 4：#7 机组加负荷曲线（850→950→1000MW）

图 5：#7 机组减负荷曲线（1000→800MW）

6 结语

我国有一批超超临界的大机组刚刚投运或正在筹建中，需要大力研究[超超临界机组](#)的特性，促进机组控制技术的提高，从而推进机组自动化水平的提升，最终提高[超超临界机组](#)的可靠性和经济性。

参 考 文 献：

- [1] 沈丛奇，周新雅，姚峻，火电机组 FCB 功能及其在电网恢复中的应用[J]，上海电力，2007，20（3）：251-254。
- [2] 冯伟忠，900MW 超临界机组 FCB 试验[J]，中国电力，2005，38（2）：74-77。
- [3] 姚峻，陈维和，900MW 超临界机组一次调频的试验和研究[J]，华东电力，2006，34（8）：84-87。

作者简介：

姚 峻 (1970-)，男，江苏南通人，硕士，高级工程师，从事发电厂过程控制的系统调试、系统优化、功能设计及组态、技术咨询等工作。

E-mail: dsy_yaoj@ec.sp.com.cn