

火电厂 660MW 超临界机组主汽压力波动异常分析及处理措施研究

陈 玮

山东电力工程咨询院有限公司 山东 济南 250013

摘要: 火电厂660MW超临界机组主汽压力波动异常受多因素影响,如汽轮机多阀/单阀切换导致阀门流量特性突变,燃料-水比失调引发炉膛热负荷变化,以及变负荷过程中热力参数耦合波动等。针对这些问题,可采取变增益协调控制优化PID参数,动态匹配燃料与给水指令,加强设备故障应急处理,如安全门/旁路阀卡涩处理及EH油系统操作规范化等。实施后主汽压力波动幅度显著降低,波动持续时间缩短,机组安全稳定性与经济性大幅提升。

关键词: 火电厂660MW超临界机组;主汽压力波动异常;处理措施

引言:火电厂660MW超临界机组作为电力生产的主力设备,其运行稳定性直接影响着电网的安全与经济运行。主汽压力作为机组的关键参数,其波动异常不仅会降低机组的热效率,增加煤耗,还可能引发设备热应力变化,威胁机组安全。当前,随着电网对机组调峰能力要求的提高,超临界机组频繁变负荷运行,主汽压力波动问题愈发突出。深入分析其波动异常的机理,并研究有效的处理措施,对提升机组运行的经济性与安全性具有重要的现实意义。

1 火电厂660MW超临界机组主汽压力波动异常机理分析

1.1 协调控制系统动态特性

(1) 在汽轮机多阀/单阀切换过程中,阀门流量特性会发生突变。多阀控制时,蒸汽流量通过多个阀门叠加调节,调节精度高但响应速度较慢;单阀控制则依赖单个阀门全开或全关,响应速度快却易导致流量骤变。切换瞬间,阀门开度的阶跃变化会打破蒸汽供需平衡,引发主汽压力短时间内剧烈波动,尤其在高压工况下,波动幅度可达0.5~1.0MPa。(2) 燃料-水比是超临界机组运行的核心参数,当燃料量增加而给水量未同步调整时,炉

膛热负荷骤升,水冷壁吸热量增加,主汽温度升高的同时,蒸汽产量增长过快,导致主汽压力上升;反之,给水量过剩而燃料量不足时,主汽温度下降,蒸汽密度降低,主汽压力随之下降。这种温度与压力的耦合波动具有滞后性,滞后时间通常为30~60秒,进一步加剧了压力控制难度^[1]。

1.2 变负荷过程中的热力参数变化

(1) 根据75%~100%THA负荷区间变化发现,负荷上升速率超过2%/min时,主汽压力呈现“先降后升”的波动规律:初期因汽轮机进汽量突增,蒸汽消耗大于锅炉产汽量,压力下降0.3~0.5MPa;随后锅炉燃烧系统响应,燃料量增加使产汽量回升,压力逐渐恢复并出现超调。负荷下降时则相反,压力先升后降,超调量约0.2~0.4MPa。(2) 水冷壁出口温度偏差阈值需控制在 $\pm 10^{\circ}\text{C}$,当偏差超过 15°C 时,会导致水冷壁局部过热,影响蒸汽品质,间接引发主汽压力波动;再热器入口温度偏差阈值为 $\pm 8^{\circ}\text{C}$,偏差过大不仅会降低机组热效率,还会使再热器系统热应力变化,干扰主汽压力稳定,当偏差超过 12°C 时,压力波动幅度会增加20%以上。

1.3 典型故障场景分析

(1) 高压加热器紧急停用时,给水温度骤降 $50\sim 80^{\circ}\text{C}$,为维持锅炉蒸发量,燃烧系统需增加燃料量,导致炉膛热负荷急剧上升。若负荷未及时降低,锅炉产汽量超过汽轮机耗汽量,主汽压力在1~2分钟内突升0.8~1.2MPa,严重时可能触发安全阀动作。(2) 安全门误动会导致蒸汽大量泄放,主汽压力在10~30秒内快速下降0.5~0.8MPa;旁路内漏时,部分主蒸汽未经汽轮机做功直接排入凝汽器,相当于增加蒸汽消耗量,压力缓慢下降,漏量每增加1%,压力下降约0.1MPa,且长期内漏会导致

作者简介: 陈玮,男,汉族,1970年10月出生,山东省济宁市人,本科,2003年毕业于河海大学,现就职于山东电力工程咨询院有限公司,高级工程师,长期从事电力工程技术、总承包项目管理等工作,具有20多个建设项目施工和总承包管理业绩与经历。曾荣获中电联高级质监师(汽机)、中国电力建设企业协会专家、国家实用新型及发明专利;多项科研课题获行业协会及公司科技进步奖;编制中国电力建设企业协会(国家能源局)组织的电力行业规范标准。

压力持续偏低。(3) RB(快速减负荷)工况下,当送风机、给水泵等辅机故障时,机组需在10~30秒内将负荷降至50%~60%THA。此过程中,燃料量、给水量快速减少,蒸汽供需平衡被打破,主汽压力先因产汽量骤降而下降,随后因汽轮机进汽量减少而回升,形成1~2次震荡,波动幅度可达0.6~0.9MPa,震荡周期约20~40秒。

2 火电厂660MW超临界机组主汽压力波动异常处理措施研究

2.1 基于变增益调节的协调控制优化

(1)其核心原理是针对多阀控制下负荷变化引发的压力波动,动态调整PID(比例-积分-微分)控制器参数。在负荷稳定阶段,采用较低增益(比例系数2.0~3.0,积分时间60~80s),避免微小扰动导致压力震荡;当负荷变化速率超过1.5%/min时,系统自动提升增益(比例系数4.0~5.0,积分时间30~45s),增强控制器对蒸汽供需失衡的响应能力,快速抑制压力偏差。同时,引入负荷变化率前馈信号,提前修正燃料与给水指令,减少压力滞后波动^[2]。(2)以某发电厂660MW超临界机组为例,其原单阀/多阀切换过程中压力波动幅度达0.8~1.2MPa。通过优化调节参数:多阀控制时,将PID(比例-积分-微分)比例系数从3.5调整为动态区间2.5~4.8,积分时间从75s优化为40~70s;切换前30s触发前馈补偿,提前调整给煤量0.5%~1.2%。优化后,切换过程压力波动幅度降至0.3~0.5MPa,波动持续时间缩短至20s以内,机组稳定性显著提升。

2.2 RB控制策略优化

(1)目标负荷设定需结合辅机最大出力试验结果,避免因负荷设定过高导致压力失控。通过静态与动态试验,测定不同辅机故障下的机组最大安全出力:如单台送风机故障时,最大出力为450MW;单台给水泵故障时,最大出力为420MW。据此设定RB目标负荷,送风机故障时目标负荷430MW(预留5%余量),给水泵故障时目标负荷400MW,同时设置负荷升降速率限制(最大2.5%/min),防止负荷骤变引发压力超调。(2)主汽压力设定值动态调整需从滑压曲线与闭锁逻辑两方面入手。滑压曲线优化时,根据负荷变化区间调整压力变化率:负荷300~500MW区间,压力变化率0.7~1.0MPa/min;负荷500~660MW区间,压力变化率1.0~1.5MPa/min,避免固定变化率导致低负荷时压力调整过慢或高负荷时压力波动过大。闭锁逻辑方面,当主汽压力与给水压力偏差超过1.2MPa时,立即锁定汽轮机主控输出,防止汽轮机调门继续开大或关小,避免压力进一步恶化;待偏差降至0.8MPa以下时,解除闭锁,恢复正常调节^[3]。

2.3 燃料与给水系统协同控制

(1)跳磨顺序需根据锅炉类型科学设定,以四墙切圆锅炉为例,应遵循“由下而上”的跳闸原则。下层磨煤机对应炉膛下部燃烧区域,若先跳上层磨煤机,易导致炉膛上部热负荷骤降,引发主汽温度快速下降,间接影响压力稳定;而先跳下层磨煤机,可通过上层磨煤机维持炉膛中上部热负荷,配合二次风调整,使热负荷变化更平缓。同时,跳磨间隔设置为10~15s,避免多台磨煤机同时跳闸导致燃料量骤减,引发压力急剧下降。(2)水煤比动态匹配需针对RB工况制定变参数调整策略。RB(快速减负荷)触发瞬间,根据故障类型(如送风机、给水泵故障)调整燃料指令修正系数:送风机故障时,燃料指令先降低8%~12%,随后按0.3%/s速率缓慢调整;给水泵故障时,燃料指令先降低10%~15%,同步提升给水倍率0.05~0.1。通过实时监测中间点温度(水冷壁出口温度),当温度偏差超过 $\pm 5^{\circ}\text{C}$ 时,动态修正水煤比(修正幅度0.02~0.05),抑制中间点温度波动,进而稳定主汽压力,使RB过程中压力波动幅度控制在0.4~0.6MPa以内^[4]。

2.4 设备故障应急处理

(1)针对安全门/旁路阀卡涩故障,需分情况采取应急措施:若安全门卡涩在开启位置,先尝试远程指令强制回座(多次发送关闭指令,间隔5s);若远程操作无效,立即安排人员就地手动关闭,关闭过程中密切监测主汽压力变化,若压力持续下降超过0.8MPa,启动备用锅炉或降低机组负荷。若旁路阀内漏严重(漏量超过3%),且无法通过阀门调整消除,短期可通过增加燃料量补偿蒸汽损失,维持压力稳定;长期需申请停机检修,更换阀门密封件,避免长期内漏导致经济性下降与压力持续偏低。(2)为防止EH油系统误操作,需强化现场管理措施。在EH油系统操作柜张贴醒目目标示牌,明确各阀门操作步骤与禁止事项(如“禁止在机组运行时关闭EH油供油阀”);实施操作监护制度,每次EH油系统操作需两人配合,一人操作、一人监护,操作前核对操作票,操作中实时监测EH油压力、油温及汽轮机调门状态,操作后复查设备参数,确保无异常。同时,每月开展EH油系统操作培训与应急演练,提升操作人员技能,减少误操作风险,避免因EH油系统故障引发汽轮机调门异常动作,导致主汽压力波动^[5]。

3 火电厂660MW超临界机组主汽压力波动处理工程应用与效果验证

3.1 实际案例分析

3.1.1 案例1:某发电公司DEH转速波动问题

(1)该公司660MW机组运行中,DEH(数字电液调

节系统)转速频繁出现 $\pm 5\text{r/min}$ 波动,间接导致汽轮机进汽量不稳定,主汽压力伴随 $\pm 0.2\text{MPa}$ 小幅震荡。经排查,根源为DEH系统所用磁阻传感器抗干扰能力不足,受机组励磁系统电磁辐射影响,转速信号采集存在偏差,引发调门频繁微调。(2)针对性采取措施:将原磁阻传感器更换为抗干扰能力更强的霍尔式转速传感器,同时对传感器信号电缆进行屏蔽改造(加装镀锌钢管并接地),优化转速控制仪表参数(将转速调节死区从 $\pm 2\text{r/min}$ 扩大至 $\pm 3\text{r/min}$,避免微小信号触发调门动作)。改造后,DEH转速波动控制在 $\pm 1.5\text{r/min}$ 以内,主汽压力震荡现象完全消除。

3.1.2 案例2:凝汽器真空传压管积水导致压力显示失真

(1)某电厂660MW机组运行中发现,主汽压力调节存在滞后性,且实际压力与监控显示值偏差最大达 0.3MPa 。检查发现,凝汽器真空传压管因安装坡度不足(设计坡度 3% ,实际仅 1%),管内积存冷凝水,导致真空信号传输延迟,进而使主汽压力计算失真,影响调节系统响应。(2)措施:重新改造传压管布局,调整管道坡度至 4% (高于设计值,确保冷凝水顺利回流),在传压管最低处增设排水阀(每周定期排水),同时更换老化的压力变送器密封件,减少信号泄漏。改造后,主汽压力显示偏差降至 $\pm 0.05\text{MPa}$ 以内,调节滞后时间从 15s 缩短至 5s ,压力控制精度显著提升。

3.2 经济性与安全性评估

(1)经济性方面,通过对比优化前后机组煤耗数据,在 $75\%\sim 100\%$ THA负荷区间,升负荷过程中标准煤耗率差值降低 $2.35\sim 2.53\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$,按机组年发电量 $3.3\times 10^6\text{kW}\cdot\text{h}$ 计算,年可节约标准煤约 $7.76\times 10^6\sim 8.35\times 10^6\text{kg}$;降负荷过程中标准煤耗率差值降低 $2.50\sim 2.64\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$,年额

外节约标准煤约 $8.25\times 10^6\sim 8.71\times 10^6\text{kg}$,整体经济性提升显著。(2)安全性方面,优化后主汽温度波动幅度严格控制设计值 $\pm 12^\circ\text{C}$ 以内(实际运行中最大波动幅度仅 $\pm 8^\circ\text{C}$),避免因温度骤变导致锅炉受热面热应力超标;主汽压力波动幅度控制在 $\pm 0.5\text{MPa}$ 以内,未再发生安全阀误动、高压加热器紧急停用等故障,机组连续稳定运行时间从优化前的 120 天延长至 200 天以上,安全可靠性大幅提高。

结束语

本研究针对火电厂660MW超临界机组主汽压力波动异常问题,从协调控制系统、变负荷过程、典型故障场景等多方面剖析了波动机理,并提出了基于变增益调节的控制优化、RB控制策略改进、燃料与给水系统协同控制及设备故障应急处理等措施。经与实际案例验证,所提措施有效降低了主汽压力波动幅度,缩短了波动持续时间,提升了机组运行的经济性与安全性。未来,还需持续跟踪机组运行,进一步优化控制策略,以适应更复杂的工况变化,保障机组长期稳定高效运行。

参考文献

- [1]黄海龙.600MW超临界直流机组主汽压方案的改进措施[J].电力系统及自动化,2020,(03):37-38.
- [2]程伟东.600MW超临界燃煤机组热力性能研究[J].电力系统及自动化,2024,(07):72-73.
- [3]刘媛媛.超临界600MW机组冲转时主蒸汽温度偏高的防治措施[J].产业经济,2020,(11):108-109.
- [4]李凯强.600MW超临界直流锅炉主、再热汽温调节特性[J].产业经济,2021,(09):90-91.
- [5]陈少煌.600MW超临界燃煤机组主汽压力和主汽温度调节研究[J].中国科技信息,2024,(06):65-66.