

火电机组锅炉调试中发现的问题分析和解决办法

近年来，中国电力投资集团公司按照国家经济发展大局和能源产业政策要求，优化发展大容量、高参数、环保型火电机组，新装备锅炉进入了以 600MW 及以上大容量、超（超）临界高参数为主的新阶段。

为了掌握大容量、高参数锅炉的调试性能，集团公司 2011 年曾对 2007 年 1 月以来新建火电机组调试事件进行调查，因锅炉受热面泄漏导致的调试期间停机事件高居首位，是影响机组安全稳定运行的主要原因。此外，由于近年来火电机组普遍采用微油、等离子点火技术，冷炉投煤带来了相关系统的可燃物聚集，以及因此而导致的炉膛爆燃及空预器二次燃烧等调试事件。同时，调试过程中发生的炉水循环泵电机损伤及由于采用无旁路脱硫系统而带来的吸收塔浆液失效等调试事件也时有发生。问题分析和解决办法如下：

一、锅炉受热面泄漏

（一）主要原因分析

根据调研资料，建设期间，锅炉最常发生泄漏的设备是水冷壁、过热器和再热器。主要原因如下：

1. 厂家焊口质量差。
2. 安装焊口质量差。主要集中在焊口存在咬边、夹渣、未焊透、异种钢焊接缺陷、砂眼或气孔等。
3. 联箱加工未透，有眼镜片。眼镜片未清理干净及冷态在联箱上未脱落的眼镜片在运行过程中脱落，堵塞管道或使流量减少引起爆管。
4. 管道母材缺陷。存在砂眼和纵向裂纹等。
5. 系统清洁度不够。有氧化皮、施工用水压堵头及通球试验的球等杂物，堵塞管道或使流量减少引发炉管超温爆管。
6. 调试及运行方式不当造成管道超温，管道母材疲劳导致爆管。
7. 管道应力设计不合理、管道膨胀受限、管道振动。

（二）对策措施

从原因分析可以看出，造成锅炉受热面泄漏的因素贯穿于设计、设备制造、安装、调试及运行操作全过程，为防止泄漏的发生，中电投集团公司制定了《火电机组防止

锅炉受热面泄漏管理导则》，对各个环节均提出了管理和技术措施，为提高锅炉可靠性水平提供指导。下面，重点介绍调试期间的主要管理和技术措施。

1. 机组化学清洗阶段

1) 化学清洗介质和浓度等参数的选择，应根据垢的成分，锅炉设备的构造、材质等，通过试验确定。奥氏体钢的清洗介质和缓蚀剂，不应含有易产生晶间腐蚀的敏感离子，如氯离子、氟离子等。

2) 应根据锅炉结构特点编制合理的化学清洗方案。建议每一清洗回路最好能正反向各循环清洗一次。

3) 水位计及所有仪表、取样、加药等管道应与清洗液隔离。过热器不参加清洗时，应采取充保护液等保护措施。

4) 化学清洗后内部检查及系统恢复应符合下列要求：

一是清洗后，应对汽包或直流炉的启动分离器、联箱或集中下降管底部手孔等易存积沉渣部位进行内部检查，并彻底清除沉渣。

二是对省煤器、水冷壁进行割管抽检，判断清洗效果。割管部位应在清洗流速最低处。

三是检查完毕后，应将清洗前拆下的装置和部件全部恢复，并拆掉堵头、隔板、节流装置等，使系统恢复正常。

5) 为减少锅炉养护成本，防止再次锈蚀，应在化学清洗后 20 天内实现锅炉点火冲管。

2. 锅炉点火吹管

1) 应防止长时间吹扫后，汽温升高导致再热器管壁超温的现象。再热器管壁温度一般应控制在材料壁温报警值 -50°C 以下。在再热器中无蒸汽流通冷却时，应控制炉膛出口烟温不超过 540°C 或制造厂技术文件要求。

2) 吹管过程中要重点监视启动分离器前的炉膛前墙、后墙、侧墙螺旋水冷壁出口温度，水冷壁出口混合联箱温度及凝渣管出口联箱温度，并通过调节给水流量将其控制在上限报警温度以下。

3) 吹管结束后，应进行锅炉内部清洁度专项检查，检查范围包括：通过割手孔等措施用内窥镜检查所有汽水分离器（汽包）、联箱、减温器内部及管口。射线探伤检查折焰角及三叉管。射线探伤检查全部节流孔板。割管 3%~5%抽查末级过热器及末级再热器底部 U 型弯，发现杂物后扩大抽查范围。且不少于 1 屏。

4) 系统经清洁度检查合格后，封闭时应采取可靠的措施，防止造成二次污染。

封闭后，不得在管道上再进行可能影响管道内部清洁的工作。

3. 机组整套启动

1) 应严格控制汽水品质。凝结水精处理装置要在首次启动时具备投用条件, 以确保汽水品质达到规定的标准。

2) 启动期间，应严密监视各段管壁温度，发现超温情况及时处理，各级过热器和再热器出口壁温控制值严格按照锅炉厂壁温计算书要求，并在 DCS 上设置报警。

3) 按要求及时投入蒸汽吹灰器，在投运前应充分暖管疏水，减少吹灰蒸汽对管壁的磨损与冲蚀。在运行中不断优化吹灰方式。加强吹灰器检查，防止受热面吹损事故。

4) 应快速通过分离器从湿态转干态运行过程，并保证运行的平稳性。避免干湿态转换出现反复、水冷壁壁温出现大幅波动。

5) 应加强锅炉临界点转化时传热条件恶化情况下地操作控制。快速变负荷时，应避免水煤比出现大幅波动，防止导致受热面超温。

二. 炉膛爆燃

(一) 主要原因分析

1. 由于故障异常停炉、停磨，已投用过的制粉系统内残留大量煤粉，没有在有助燃情况下吹扫干净。

2. 由于采用微油、等离子点火技术无法做到每套制粉系统投用、吹扫都有助燃，在再次启动情况下，尤其是没有配置微油、等离子的制粉系统就会直接将煤粉吹扫喷入炉膛。

3. 大量煤粉喷入炉膛后容易发生爆燃。尤其是直接投用第二套制粉系统时。

(二) 对策措施

1. 加强 FSSS 中对点火能量的控制，限制制粉系统（尤其是故障停运后重新投用的）在较低负荷、无助燃情况下直接投用。

2. 重新启动一次风机时，要防止一次风通过有存粉的制粉系统（尤其是多台）在无助燃情况下向炉膛内喷粉。

3. 在投用第二套制粉系统时，控制首套制粉系统的给煤量（60%以上），提高炉膛温度，并投用相应的油枪助燃。

4. 根据冷炉投煤的特性针对性调整好燃烧，尽量提高煤粉的燃烬率。

5. 停炉后加强炉膛吹扫，防止可燃物积聚。

三. 空预器二次燃烧

（一）主要原因分析

1. 采用微油、等离子点火技术冷炉投用煤粉，在低负荷阶段，由于此时炉膛温度较低，煤粉的燃尽率也相应较低（一般半小时只能达到 50%左右），导致未燃尽煤粉积极在尾部烟道。

2. 尾部烟道受热面积聚大量未燃尽煤粉，在一定条件下，导致空预器发生二次燃烧。特别是在空预器发生故障停运时。由于吹灰系统无法覆盖空预器全部，更易发生。

（二）对策措施：

1. 要保证空预器吹灰、火灾报警系统的正常投用，
2. 尽可能提高磨煤机出口温度。
3. 同时要确保空预器进出口温度测点的准确。
4. 当热态发生空预器故障停运时，严禁通风冷却，必须等待空预器能恢复盘动或运转，吹灰蒸汽能正常投入的情况下方可进行通风冷却。
5. 根据冷炉投煤的特性针对性调整好燃烧，尽量提高煤粉的燃尽率。

四、锅炉炉水循环泵电机受损

（一）主要原因分析

1. 进入电机腔的注水水质达不到要求

锅炉炉水循环泵在现场正式试运投用前，应将排尽电机腔内的保护液，用合格的水（正常情况下用机组凝结水）进行置换，正常运行情况下锅炉炉水循环泵的电机注水来自凝泵出口管路，压力等级在 3MPa~4MPa 左右，由于一般情况下此时凝汽器水质无法满足要求，个别工程往往采用各种临时方式进行系统冲洗、注水，导致进入电机腔的注水水质达不到要求。

2. 锅炉进水前没有对炉水循环泵进行注水保护

由于很多机组锅炉炉水循环泵不参加机组的化学清洗，一般炉水循环泵首次试运时间都安排在蒸汽吹管前，此时炉水循环泵与锅炉本体系统已恢复联接，保护液已经放掉，其他系统的试运（尤其是给水系统）会因锅炉本体进水使导致电机腔污染。

（二）建议对策

1. 控制进入电机腔的注水水质。在首次投用时，应采用除盐水（需要调整 PH 值）或者相邻运行机组的凝结水。
2. 必须对进入电机腔前的系统（包括临时系统）逐段进行冲洗，取样分析合格后，才允许注水。
3. 宜采用凝补水泵、凝结水输送泵或者临时泵向锅炉注水，并在锅炉上水冲洗阶

段保持连续注水。

4. 在炉水循环泵注水未完成前，要严格防止向锅炉本体进水。
5. 定期对相关滤网进行清理、更换，保证其工作正常。

五、吸收塔浆液污染

（一）主要原因分析

1. 目前火电机组普遍采用的是微油、等离子点火技术冷炉投煤，同时脱硫系统无旁路，在点火启动初期，会导致大量粉尘进入吸收塔浆液。
2. 原烟气中 SO_2 总量不变时增加 CaCO_3 ，但是浆液 PH 值持续降低，难以升高、脱水品质变坏（含水率高）。
3. 由于粉尘含量高或重金属成分高，在吸收塔浆液内形成一个稳定的化合物，附着在石灰石颗粒表面，影响石灰石颗粒的溶解反应，导致石灰石浆液对 PH 值的调解无效。
4. 浆液发生“中毒”后会造成脱硫率降低，污染环境，PH 值降低无法升高，造成鳞片防腐、衬胶管道、转动设备的腐蚀、损坏。加剧石灰石粉、水、电量的消耗。

（二）对策措施

1. 尽早投用电除尘。在采用等离子、微油点火技术冷炉投煤情况下，电除尘应该在燃用微油和少量轻油以及冷炉投磨的情况下投用。
2. 对烟气洗涤系统（事故喷淋系统）进行技改。位置前移，增加流量、道数，并不允许废水进入吸收塔，应直接排入含煤废水池。
3. 增加吸收塔供水、外排废水量，保持持续脱水方式。
4. 特殊情况下加入药品调整 PH，调整好吸收塔内的浆液品质。