

循环流化床锅炉的节能降耗措施

简安刚

(四川电力建设二公司, 四川 成都 610051)

摘要:通过对循环流化床锅炉的特点分析, 针对各地数台循环流化床锅炉在安装、调试和运行优化中的经验, 根据不同的锅炉特性, 从减少非正常停炉着手, 强调热控设备和测量元件的重要性, 细化在运行中的各项调整控制措施, 达到了节能降耗的目的。

关键词:循环流化床锅炉; 非正常停炉; 节能降耗措施

Abstract: Based on the characteristics analyses of CFB boiler and the experiences throughout the installation, commissioning and operation optimization of CFB boiler, the importance of thermal control equipment and the measuring elements are stressed as viewed from reducing non-normal shutdown according to the different boiler characteristics, and the adjustment and control measures in the operation are detailed to achieve the purpose of saving energy and reducing loss.

Key words: CFB boiler; non-normal shutdown; energy-saving and loss reduction measures

中图分类号: TK227 文献标识码: B 文章编号: 1003-6954(2008)01-0087-04

循环流化床锅炉是一种高效、低污染的节能产品。自问世以来, 在国内外得到了迅速的推广与发展, 在改善环境、充分利用一次能源资源、降低工程造价、促进电力工业可持续发展、提升电力工业和机械制造业技术水平等方面, 具有重要的意义。另一方面, 其节能降耗的潜力巨大, 通过科学分析影响循环流化床锅炉效率的主要因素, 减少和避免非正常停机, 并在实际运行过程中不断探索, 寻求锅炉的最佳运行方式, 以提高机组的整体运行效率。在达到节能降耗目的的同时, 提高企业的经济效益和社会效益。

1 循环流化床锅炉性能特点

1.1 燃料适应性范围广

循环流化床锅炉独特的燃烧方式使之能适应最难以燃烧的燃料。它不仅可以方便地燃用常规锅炉使用的燃料, 还能燃用常规锅炉几乎不能燃用的燃料, 比如高硫劣质煤、煤矸石、洗中煤、石油焦、废弃轮胎和垃圾等, 可以充分利用一次能源资源。

1.2 调峰能力强

由于在炉内参加循环燃烧的物料量大, 蓄热多, 因此, 大型循环流化床锅炉易于保持燃烧稳定和蒸汽参数, 具有很强的调峰能力, 不投油最低稳燃负荷可以达到锅炉额定负荷的 30%。四川白马示范工程 300 MW 循环流化床锅炉设计启动前首次需向燃烧室内加入固体颗粒物料(灰渣或砂)不少于 200 t, 每个

外置床在启动过程中加入灰渣约 80 t, 锅炉运行中物料总量超过 600 t, 蓄热量大; 锅炉不投油最低稳燃负荷合同保证值为锅炉额定负荷的 35% ($\pm 5\%$), 远低于常规锅炉。

1.3 环保性能好

炉内脱硫脱硝, 不需要另外安装脱硫和脱硝装置。循环流化床锅炉相对较低的燃烧温度以及物料在炉内强烈的扰动混合, 使脱硫剂与燃料中的硫份能够充分发生化学反应生成固体硫酸钙, 加之在燃烧室不同部位分部送风, 使 NO_x 生成量较少, 从而实现炉内脱硫脱硝。从锅炉设计和实际使用效果来看, 大型循环流化床锅炉 SO_2 和 NO_x 排放能够满足严格的环保排放标准要求。

1.4 灰渣综合利用多

循环流化床燃烧过程属于低温燃烧, 同时炉内优良的燃尽条件使得锅炉的灰渣含碳量低, 灰渣活性好, 可作为水泥的掺和料或建筑材料, 具有良好的经济价值。

2 减少非正常停炉

对于循环流化床锅炉而言, 减少和避免非正常停炉是节能的关键。造成非正常停炉的原因按原因类型大致有二种: 人的不合适操作和设备的不正常状况。如果造成非正常停炉是由于人的误操作引起的, 可以用“短时热启动”重新恢复机组运行。在循环流

化床的 FSSS 管理中,可以进行点选“热态重启动”。这种热启动方式的前提条件是床温下降的幅度不太大(床温大于 550 °C),汽轮机没有解列,水位正常,燃料系统和除渣系统正常等等。

每一次事故停炉后重新启动都会带来煤、油和厂用电的损耗,初步估计每次重新启炉会带来直接损失超过 30 万,少发电的损失则因为时间长短而有所大小。在启动时不能一味求快,要根据风道燃烧器的升温速率小心控制,在达到投煤条件时,及时投煤。同样,在平时运行中,减少和避免非正常停炉运行是很重要的。同样,发现事故苗头后要及时处理,防止事故的扩大化。引起非正常停炉的设备因素主要有以下几点。

2.1 爆管

由于国内循环流化床锅炉的不断发展,原来让人们头疼的过热器和省煤器的磨损问题现已基本得到解决,从而使有些循环流化床锅炉的连续运行时间达到了 4 000 h。通过国内 600 多台循环流化床锅炉的运行来看,现在采用的一些防磨措施还是比较可靠的,通常有喷涂、设计预防、密排销钉加耐火材料、加装金属防磨片瓦,采用合理的管子避让等办法。在运行时要保证锅膛内各点不超温,重点是省煤器入口烟温和过热器、再热器壁温。

2.2 给煤机

给煤机的常见现象是皮带燃烧、断煤。通常在下煤口加装温度元件作为远程监控,防止由于冷却风中断造成给煤机内温度升高。解决断煤的方法通常是加装疏松机,当发现煤流不正常时就投入疏松机。当然有时候煤仓煤位误报也是引起停炉的原因之一。

2.3 结焦

炉床区域内的结焦是指熔化的灰烧结成块。当风低的风煤比、高的床温或采用较低的流化速度燃烧时,往往会形成结焦。要防止流化床层和返料器结焦就应当要保证床层和返料器上有良好的流化工况,防止床料沉积;点火过程中严格控制进煤量,防止由于煤的颗粒太细,造成结焦;变负荷运行时,严格控制床温在允许范围内,做到升负荷先加风后加煤,降负荷先减煤后减风,燃烧调节要做到“少量多次”的调节方法,避免床温大起大落。

还有的非正常停炉原因比如保温材料剥落、尾部烟道燃烧等等,但是相比于前面所述的原因,发生的机率较小。只要在安装过程和运行中作好日常维护

工作,注意对异常的现象提前预控,强调着眼细节,能够大幅减少非正常停炉。

3 节能降耗措施

节能降耗的措施注重在平时运行中的点滴,对于有的大型技改项目(如对风机加装高压变频装置)这里不作讨论。在锅炉运行过程中,加强对运行各值的考核,特别是强调运行主参数不能偏离设计值太多。在进行考核措施前,对于元件和设备有一些基本的要求。

3.1 元件和设备的调校

3.1.1 风量

由于流化床锅炉的特殊构造,对于风量的准确性要求远远大于煤粉炉,这就至少要求在每年的大修时,对风量测量元件都应进行标定。目前较为准确的标定方式是采用热质式流量计进行多点标定。主要对一次风量、二次风量及入炉总风量进行标定,在对风量测量一次元件进行标定后,将标定结果用于修正热工测量系统,用以保证控制系统自动调节的正确性。

3.1.2 过量空气

为了维持流化床锅炉良好的燃烧,注意控制炉膛中过量空气系数,以保证燃烧中合适的风煤比。炉膛中出口过量空气系数是通过测量尾部烟道出口的氧量来实现的,所以氧量也是重要的控制参数,以保证维持良好的燃烧,协调燃烧中的最佳风煤比;同时也是控制飞灰可燃物含量在额定范围内的参数之一。由于氧化锆测量装置设备自身的不足,其寿命往往不会太长,所以最好每月标定一次。

3.1.3 碎煤机调整

碎煤机是燃料进入燃烧中最关键的一环,是保证煤粒的颗粒度和煤粒分配均匀性的重要措施。如果碎煤机的效果不好,输出的煤粒超过设计值太多,对床层的流化效果、冷渣器的可靠工作和后续输渣设备都存在一定的影响。如果燃料中细粉较多,可燃物可能引入返料器,在返料器中燃烧,造成结焦;或者引入尾部烟道,造成排烟温度高,更有可能发生尾部烟道燃烧事故。因此,务必使碎煤机达到最佳运行方式,做到勤观察多调整,尽可能减少煤粒的大小和形状对于燃烧的影响。

3.1.4 疏水门和减温水门

由于流化床热力系统设计冗余较多,阀门易发生内漏,造成不必要的热力损失。所以对于疏水门和减温水门要求进行重点控制,防止由于减温水阀门的内漏现象,造成汽温调节功能变化,在一定程度上造成系统热力资源的浪费。疏水门的内漏往往是普遍的,主要原因是前后差压大,阀芯易被吹损。

3.1.5 冷渣器的合理运用

冷渣器炉底渣的排放,对改善流化质量,提高燃烧效率、确保流化床锅炉安全与经济运行至关重要。对于节能来说,冷却水的合理利用是关键,有的电厂将冷渣器的冷却水引入6号低加,提高凝结水的温度,有效地利用了热能,同时降低排渣温度,将渣中的热源用来加热返风。

3.1.6 补水率的控制

良好的热力系统其补水率应控制在5%之内。如果说疏水阀门没有内漏的话,锅炉的正常连续排污率是小于1%。在进行补水率测试时,首先提高系统补水流量,让凝结器在高水位上运行,然后关闭补水门。同时合理调节系统疏水,通过观察凝结器水位下降的幅度计算系统的补水率,是否在锅炉设计流量的5%以下。如果远远大于此值就要检查系统是否有内漏现象。补水率每变化1个百分点,对于发电煤耗将增加0.22%。

3.1.7 再热汽温的调节

烟气挡板是流化床锅炉的标志性产品之一,主要作用是用来调整尾部烟气,以达到调节再热汽温的目的。这种调节方式不减少电厂循环效率,在一定范围内能有效控制再热蒸汽的温度,是最为经济的调温方式。所以在启动前再热汽温调节挡板一定要可靠,灵活。在运行中如有必要,尽量用此来调节再热汽温。自动调节的方式由DCS进行计算和调控。

3.1.8 床温的保证

床温是布置在布风板上的测温热电偶测得。锅炉的正常床温的控制范围是在790~910℃之间。床温过低会影响锅炉效率且燃烧不稳定;过高则会减小脱硫效果且可能造成床层结焦,恶化流化状态。由于流化床锅炉磨损较大,因此有必要保证测温元件的完好。

3.2 优化运行

火力发电机组在机组运行一定时间后,应当进行运行优化。这种技术是以优化理论为指导,根据主辅机设备实际运行情况,进行优化调整试验,而后根据

试验数据及综合分析结果,建立一套运行优化操作程序和合理的优化运行方式,使机组能在各种负荷范围内保持最佳的运行方式和最合理的参数匹配。实践证明:通过对火力发电机组的全面运行优化,机组的经济性可相对提高1.0%~1.5%,供电煤耗率相应下降3~5 g/kWh左右。要保证锅炉的经济运行,运行时的参数必须要保证在设计范围内,不发生大的偏差。

3.2.1 床温控制

这是流化床锅炉最重要的控制参数之一,主要根据负荷和煤质的变化,及时调整给煤量,并保持合适的风煤比和料层厚度,使床温维持在最佳的范围内运行。在850~910℃的范围内,床温的提高与锅炉的效率成正比。温度的控制与燃料的特性有关,有的电站要求可以高到950℃,只要控制并保证床层不结焦。按照环保的要求,如果是高硫燃料,床温运行在850℃,达到脱硫剂的最佳使用。如果煤质较好,可以将燃料温度适当提高,提高主循环回路的燃烧效率。东锅厂的DG480/13.7-Ⅱ2在使用河南平顶山某煤矿的低硫煤时,床温要求是884℃。运行中锅炉负荷发生变化时,要及时按变化趋势相应调整给煤量。维持正常的汽压和床温。

3.2.2 蒸汽与水参数

主蒸汽温度每降低10℃,相当于煤耗增加0.03%。对于10~25 MPa、540℃的蒸汽,主蒸汽温度每降低10℃,将使循环热效率下降0.5%,汽轮机出口的蒸汽湿度增加0.7%。这不仅影响了热力系统的循环效率,而且加大了对汽轮机末级叶片的侵蚀,影响汽轮机的安全经济运行。解决的方法是提高热控自动投入率,防止减温水调节阀的内漏。当然主汽压力和再热器温度压力的偏差都对机组效率有一定的影响。合理进行PID调节参数,进行更为有效的自动控制是解决这类问题的重要环节。

表1 偏差煤耗比表

| 序号 | 指标偏差 | 煤耗增加(%) |
|----|--------------|---------|
| 1 | 主汽温度变化1℃ | 0.035 |
| 2 | 主汽压力变化1 MPa | 0.45 |
| 3 | 再热温度偏差1℃ | 0.027 |
| 4 | 再热压力变化1 MPa | 0.035 |
| 5 | 再热减温水 Δ1 t/h | 0.002 |
| 6 | 过热减温水 Δ1 t/h | 0.004 |

3.2.3 排烟温度

排烟温度是锅炉运行中可控的一个综合性指标,它主要决定于锅炉燃烧状况以及各段受热面的换热状况,保持各段受热面的清洁和换热效果,是防止排烟温度异常、保证锅炉经济运行的根本措施。排烟温度升高 5°C ,影响锅炉效率降低 0.2% (百分点)左右,影响煤耗升高 $0.6\text{ g/kW}\cdot\text{h}$ 。具体的措施是:保证人孔门和保温层的严密性,减少漏风;合理控制氧量,流化床的标准是 3.5% ;定期进行吹灰。

3.2.4 灰渣含碳量

灰渣含碳量表示从尾部烟道排出的飞灰或者是从冷渣器中排出的干渣中含有的未燃尽碳的量占飞灰量或者是渣量的百分比,主要与燃煤特性、煤粒大小、炉膛温度、物料循环程度等有关。在运行过程中,煤粒的大小是影响灰渣含碳量的主要原因。针对所燃用的煤种,合理调节分离器的分离效率,尽可能保证循环燃烧,提高燃尽程度。运行中的具体措施是:合理一、二次风配比,在保证流化前提下,尽量减少一次风增加二次风;在流化良好,排渣正常的情况下,可适当提高炉床差压;加强煤炭破碎设备的维护;提高

旋风分离器的分离效率;适当提高床温,控制在 900°C 左右。在河南某循环流化床锅炉,其灰渣的可燃物小于 2% 。

4 结束语

值得注意的是,在电站建设安装中,管道保温质量的好坏也是影响热效率的重要因素,而这个指标通常不被重视,而且在竣工后要进行整改是非常困难的,这要求安装单位必须要有长远的质量意识,所有高温管道、容器等设备上都应有良好的保温,减少不必要的热能损耗。当环境温度在 25°C 时,保温层的表面温度一般不超过 50°C 。

当然在电厂的节能降耗工作中,搞好生产管理是关键,努力提高设备健康运行水平,对机组能否稳定、安全、经济运行及节能降耗都起着决定性的因素。要充分体现流化床锅炉的安全性和经济性,这里仅仅是重点说明了最基本的要求,难免会有所疏漏,权当是抛砖引玉,共同提高电厂节能降耗的水平。

(收稿日期:2007-10-29)

(上接第45页) 可见,上、下两层不同的土壤厚度对确定土壤的等值电阻率有着重要的影响。

4 结语

这种确定变电站土壤电阻率的方法,是一种更为方便、实用和准确的方法,但仍然存在一定的不足。衷心希望在这一领域工作的同行们给予帮助和指导。相信通过大家的共同努力,一定会使这方面的工作得到进一步的创新和发展。

最后需要指出的是:变电站接地网敷设的质量,不仅直接影响着变电站竣工时对接地电阻实测的结果,而且,更关系到变电站接地网长期运行的质量和电气设备的运行安全与电气工作人员的人身安全,因此应当高度重视。特别是,在高土壤电阻率地层上敷设水平接地网时,其接地导体的周围应用土壤电阻率 $\rho < 100\ \Omega\cdot\text{m}$ 的细土裹埋回填,并层层喷水夯实,不得夹杂石块及建筑垃圾,更不容许有腐蚀性的工业废渣,使接地导体通过细土与四周的原土紧密融合在一起,进而降低接地电阻,减小冲击电阻。当遇到原土低于接地导体敷设区域的低洼地面时,在低洼地面上

应尽量使用具有较低土壤电阻率的开挖土壤回填,一定要清除掉较大的石块或建筑垃圾,不能在回填区域存在由石块和建筑垃圾堆积造成的高土壤电阻率“黑洞”区。对于具有较好土壤条件的变电站,在敷设水平接地网前,应尽量在敷设水平接地网的土层下 1 m 左右的区域,全部使用低土壤电阻率的泥土回填并夯实,以保证水平接地网具有更优的接地散流和均压效果。

参考文献

- [1] DL/T 5091-1999. 水力发电厂接地设计技术导则[S].
- [2] DL/T 5170-2002. 变电所岩土工程勘测技术规程[S].
- [3] GB/T 17949.1-2000. 接地系统的土壤电阻率、接地阻抗和地面电位测量导则 第1部分:常规测量[S].
- [4] 陈先禄,刘渝根,等. 接地[M]. 重庆大学出版社,2002.
- [5] 何金良,曾嵘. 电力系统接地技术[M]. 科学技术出版社,2007.
- [6] 李景禄. 接地装置的运行与改造[M]. 中国水利水电出版社,2005.
- [7] 程志平. 电法勘探教程[M]. 冶金工业出版社,2007.

(收稿日期:2007-11-19)