

CA/4/2502

第 46 篇 自动化仪表在电力 工业中的应用

主编单位与编写单位:

北京电力设计院

合稿人:

张 国 柱

编写人:

王沼昆 马孝骞 李玉欣

特约编辑:

王 沼 昆

第1章 概 论

1 电力工业生产的主要特点

电力工业是转化能源的工业，它把一次能源转化为通用性广、效率高的二次能源——电能。根据一次能源的不同，发电厂可分为火力发电、水力发电、原子能发电、地热发电、风力发电和太阳能发电等不同类型。目前，大多数国家都是以火力发电为主。

由于电力工业生产的产品——电能不能储存，这就决定了必须将发电厂、电力网及用户组成一个整体——电力系统。使发电、供电及用电同时进行，并要求严格地保持能量供求的平衡。任何瞬间的不平衡都会影响供电的质量，使电网周波及电压波动，严重的不平衡还可能使电网瓦解，这将给国民经济造成巨大的损失。生产的连续性和整体性是电力生产的主要特点。为了保证电力系统安全、经济地运行，电力工业对自动化仪表的要求是比较高的。随着电力工业的发展，单机容量不断增加和电力系统的规模不断扩大，自动化在电力工业中的作用也愈来愈重要，对自动化仪表的要求，也愈来愈高。

2 火力发电厂的生产过程

火力发电厂以煤、石油或天然气为燃料。燃料在锅炉中燃烧，将水加热产生蒸汽。用蒸汽推动汽轮机，再带动发电机发电，电能通过变压器，输电线送至用户。

火力发电厂的主要生产系统包括汽水系统，燃烧系统及电气系统。其辅助生产系统有供水、输煤、除灰、水处理、厂用电等系统。主要生产过程简要叙述如下：

2.1 汽水系统

图 46.1-1 是中间再热锅筒（汽包）锅炉的汽水系统简化流程图。汽水系统由锅炉、汽轮机、凝汽器、凝结水泵、低压加热器、除氧器、给水泵、高压加热器等设备组成。

给水从除氧器送出，由给水泵升压，再经过高压加热器、省煤器，预热后进入锅筒，经加热，变成饱和蒸汽，从锅筒引入过热器，逐渐过热到额定的温度，然后经过主汽管道引入汽轮机。在汽轮机中，蒸汽

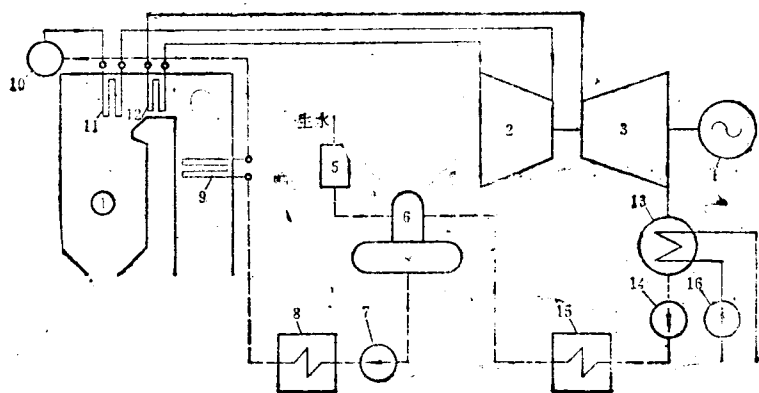


图 46.1-1 中间再热锅筒（汽包）锅炉的汽水系统简化流程图

- 1—锅炉 2—汽轮机高压缸 3—汽轮机低压缸 4—发电机 5—水处理设备
6—除氧器 7—给水泵 8—高压加热器 9—省煤器 10—锅筒（汽包） 11—过热器
12—再热器 13—凝汽器 14—凝结水泵 15—低压加热器 16—循环水泵

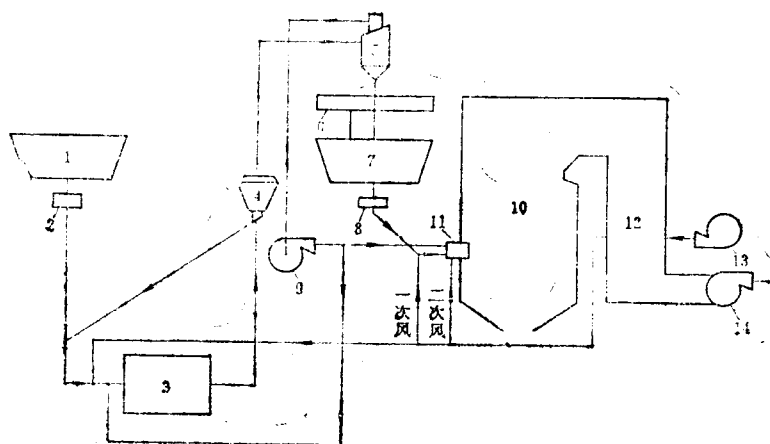


图 46.1-2 燃烧系统图

- 1—原煤斗 2—给煤机 3—磨煤机 4—粗粉分离器 5—细粉分离器 6—螺旋输粉机
7—煤粉仓 8—给粉机 9—排粉机 10—锅炉 11—喷燃器 12—空气预热器

不断膨胀,变成高速流动的蒸汽,冲动汽轮机的转子,转子以高速转动,带动发电机发电。蒸汽在膨胀做功过程中,压力和温度不断降低,最后排入凝汽器。排汽在凝汽器中冷却,凝结成水。再由凝结水泵升压后流经低压加热器和除氧器,以提高凝结水温度和除去水中的氧(防止金属腐蚀),除过氧的水再由给水泵进一步升压,经高压加热器加热后再送回锅炉。完成水—汽—水的循环。

汽水系统中的蒸汽和凝结水会有一些损失,因此必须不断向系统补充经过化学处理的补给水。补给水有时加入除氧器,有时加入凝汽器中。

中间再热就是把在汽轮机内已经部分膨胀降低了汽压、汽温的蒸汽引入锅炉内的再热器中,重新加热。一般使汽温提高到过热蒸汽温度,然后再送回汽轮机的中压缸和低压缸继续做功。中间再热可以提高机组效率,同时还可以降低汽轮机低压部分蒸汽中的水份,有利于安全经济运行。目前大型机组一般都是中间再热机组。

2.2 燃烧系统

燃煤锅炉燃烧系统包括制粉和燃烧两个主要部分。

制粉系统的任务是将原煤磨成煤粉。它分为直吹式和储仓式两大类。直吹式制粉系统中磨出的煤粉直接吹入炉膛燃烧。储仓式制粉系统中磨出的煤粉先储存在煤粉仓内,然后再根据需要从煤粉仓送入炉膛燃烧。

图 46.1-2 是一个采用钢球磨煤机和具有中间煤粉仓的燃烧系统图。原煤从原煤斗经给煤机均匀地进入磨煤机中被磨成煤粉。送风机将空气经空气预热器加热成热风后,其中一部分作为干燥剂送入磨煤机,对煤进行干燥并将煤粉吹出磨煤机。干燥剂带着煤粉先经过粗粉分离器,将不合格的粗煤粉分离出来,经回粉管回到磨煤机重新再磨。合格的煤粉由干燥剂携带送入旋风分离器(即细粉分离器)将煤粉从干燥剂中分离出来,送入煤粉仓。煤粉仓中煤粉通过给粉机按照锅炉燃烧的需要均匀地落入一次风管。由旋风分离器出来的干燥剂带着未分离出来的少量剩余煤粉,经由排粉机送入炉膛。落入一次风管的煤粉由一次风携带经由喷燃器喷入炉膛燃烧。

煤粉与一、二次风经喷燃器喷入炉膛进行燃烧放热,并将热量以辐射方式传给炉膛四周的水冷壁等辐射受热面,燃烧产生的高温烟气则沿着烟道流经过热器、再热器、省煤器和空气预热器等设备,以对流方式将热量传给它们。在传热过程中,烟气温度不断降低,最后由引风机送入烟囱,排入大气。

2.3 电气系统

图 46.1-3 系电气系统示意图。发电机发出的交流电,大部分经主变压器将电压升高后,通过高压配电装置和输电线路向外送出。一小部分经厂用变压器将电压降低后,经厂用配电装置和电缆送至厂用电动机及照明等装置。

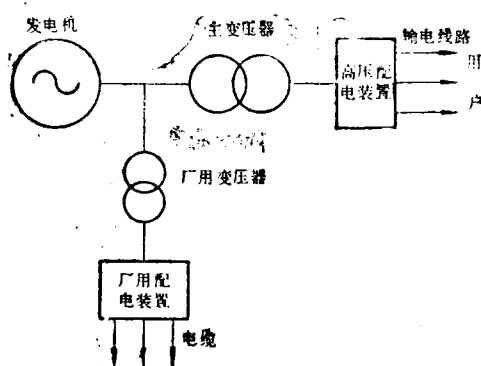


图 46.1-3 电气系统示意图

3 火力发电厂自动化现状

随着锅炉、汽轮机、发电机主设备和自动化仪表技术的发展，火力发电厂的自动化水平在逐步提高。五十年代基本采用分散就地控制，目前多采用单元机组集中控制，有些电厂已经采用计算机或微处理器实现电厂综合自动化。下面从几方面来说明当前火电厂自动化的状况。

3.1 控制方式

由于电厂的规模、单机容量及热力系统的不同，关于电厂的控制方式，在《电力设计技术规程》中已有明确规定，对不同规模、不同单机容量及热力系统的电厂，其控制方式也有所不同，可以分为下列几种：

1) 分散就地控制 主要用于中、小容量的机组。如 50 兆瓦及以下机组，锅炉、汽轮发电机组及附属设备都装设就地检测仪表或简单的直接作用式调节器，对于较重要的显示仪表，操作开关和调节器等则集中安装于表盘上。表盘装在机组主辅设备（如锅炉、汽轮发电机、给水泵、减压减温器、热网加热器等）附近适中的地方。值班员通过盘（台）上的仪表分别对被控对象进行测量和控制。

2) 机、炉集中控制 对于大、中容量的机组，如 50 兆瓦以上的机组，热力系统为母管制时，将多台锅炉或汽轮机的表盘分别集中布置在机炉车间的控制室内。值班员通过盘（台）上的显示仪表和控制设备，对多台机或炉的运行实现集中的监视和控制。

3) 单元机组的机、炉和机、炉、电集中控制

100 兆瓦及以上的机组，热力系统为单元制。将单元机组的机、炉或机、炉、电控制盘，集中布置在单元控制室内，值班员在控制室对单元机组的运行进行监视和控制。由于主辅设备的可控性及自动化仪表品种和质量等方面的问题，目前在单元集中控制室只能实现正常运行的监视、操作和紧急事故处理，而机组的起动和停止仍需在地操作人员协助下进行。

从六十年代中期开始，便在火电厂内进行用电子计算机控制的试验研究，现在已经在少数电站中实现了用计算机进行巡回检测、数据处理、制表打印、工况计算、越限报警，部分自动调节和程序控制的功能。

3.2 自动化仪表

火电厂中使用的自动化仪表类型复杂，品种繁多。以自动调节来说，我国五十年代主要是使用基地式及电子自动调节器；六十年代逐渐使用了电子管式电动单元组合仪表（DDZ-I 型）气动单元组合仪表（QDZ 型）；以后又发展为全晶体管式电动单元组合仪表（DDZ-II 型）。有的电厂也使用了巡回检测装置、工业电视和工业控制机。近几年来，已有一些电厂开始使用组件组装式电子综合控制装置。

建国以来，电站中所用的自动化仪表设备有了很大的发展。但与电力工业迅速发展的要求相比，还有很大的差距。主要是：

1) 自动化基础设备、元件质量有待提高 如目前电站中用得最广泛的电动或气动执行机构的性能、加工质量，各种变送器及一些指示、记录仪表的稳定性、可靠性、精确度、寿命以及设备内的一些零部件，元件等都不够理想；控制中常用的一些电磁阀不够严密、动作可靠性也不高。

2) 主辅设备本身自动化水平及可控性急待提高 随着主机组单机容量及参数的提高，机组的自动化水平也必须相应的提高。而目前机组，特别是大容量机组，主辅机本体自动化水平及可控性与保证机组安全、经济运行所应具备的自动化要求相比，还有很大的差距，都急待改进。

3) 一些特殊测量、控制仪表及设备不能满足需要 火力发电厂需要不少特殊测量、控制设备，如各种分析仪表，包括水中溶氧表、磷酸根、硅酸根浓度表；可靠的锅炉火焰监视及保护装置；较准确的锅

炉风量测量装置等都有待于进一步改进、研制。

4) 新的控制技术、理论及新型控制设备的研

究工作做得不够,如计算机及微处理机控制的研究及大型电站综合自动化的研究等工作。

第2章 在锅炉系统中的应用

1 概 述

锅炉是发电厂中的主要设备之一,对锅炉进行监视和控制的主要任务是:

- 1) 使锅炉的蒸发量适应外界负荷的要求;
- 2) 调节给水,维持汽包水位正常;
- 3) 保持正常的汽压、汽温;
- 4) 保持炉水及蒸汽品质合格;
- 5) 维持经济燃烧,尽量减少热损失,提高锅炉效率。

2 检测仪表

锅炉运行中所使用的检测仪表主要用于压力、温度、流量、料位等的测量和水、汽、烟气的成份分

析。检测仪表分就地安装和信号远传仪表两类,其作用可以是指示,记录或调节。图 46.2-1 是燃煤锅筒(汽包)锅炉工艺流程示意图。

图 46.2-2 是锅炉测点安装位置示意图,限于篇幅,图中只表示了主要测点。

2.1 过热蒸汽压力及温度的测量

过热蒸汽压力及温度是锅炉运行中必须监视控制的主要参数。汽压过高不仅造成安全门动作大量排汽,而且会影响锅炉承压部件的安全运行,甚至威胁人身的安全。汽压过低会降低电厂运行的经济性;汽温过高会缩短设备使用寿命,严重超温会造成过热器管爆破;汽温过低会降低机组运行效率,严重过低将威胁汽轮机的安全。现代高温高压机组对蒸汽

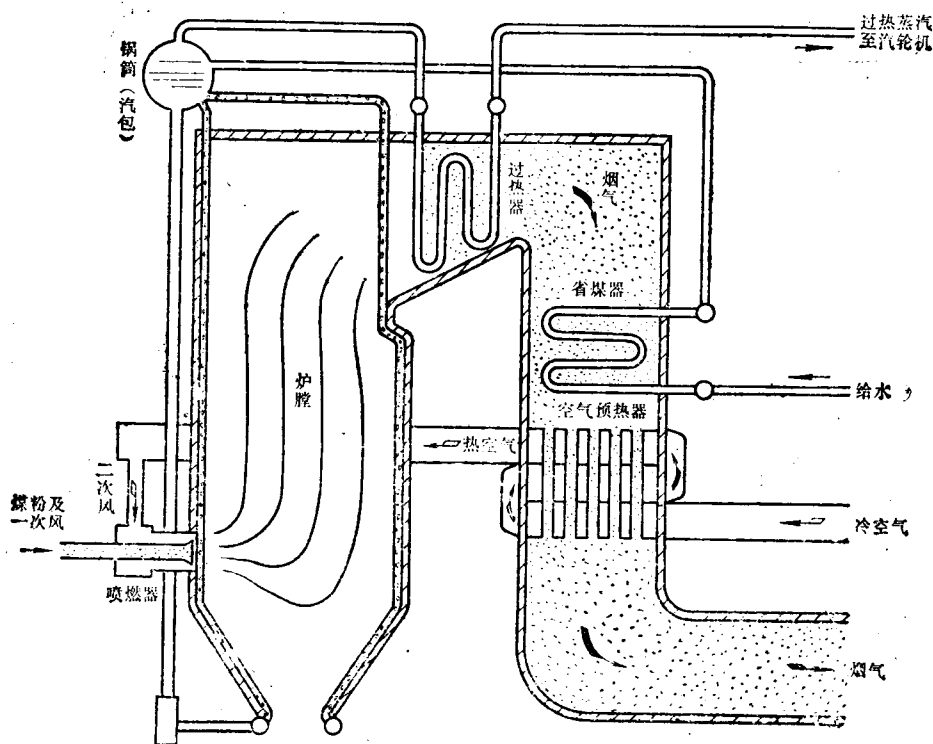


图 46.2-1 燃煤锅筒(汽包)锅炉示意图

式中 γ_1 ——正压侧水的重度 kgf/m^3
 L ——以水联通管为起点的正压水面高度 m
 H ——以水联通管为起点的锅筒水位高度 m 。

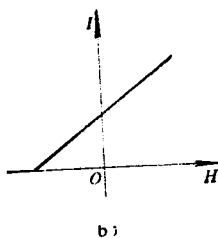
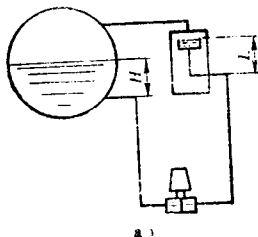


图 46.2-3 锅筒水位测量示意图

- a) 平衡容器及差压变送器管路连接图
 b) 水位测量特性曲线

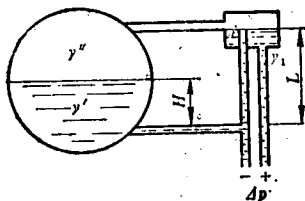


图 46.2-4 锅筒水位测量平衡容器示意图

由于式(2-1)中饱和水重度 γ' 和饱和蒸汽重度 γ'' 都随锅筒压力变化而变化。因此对应于同一水位在不同锅筒压力下，其差压值不同这将引起测量误差，为此设计如图 46.2-5 的压力修正框图，利用函数发生器在测量回路中进行锅筒压力的自动补偿。饱和蒸汽压力经函数发生器 $f_1(p)$ 后，输出为 $L(\gamma' - \gamma'')$ ，在加法器内与差压变送器输出信号反向相加（即相减），输出为 $-\Delta p + L(\gamma' - \gamma'')$ 。函数发生器 $f_2(p)$ 的输出为 $-\frac{1}{\gamma' - \gamma''}$ ，在乘法器内与加法器的输出相乘，则乘法器的输出即为

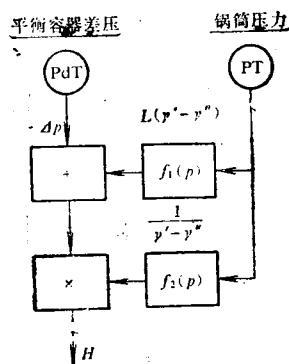


图 46.2-5 锅筒(汽包)水位测量压力修正框图

$$-\frac{\Delta p + L(\gamma' - \gamma'')}{\gamma' - \gamma''}$$

2.4 水、汽品质的测量

锅炉的给水是经过处理的，水中绝大部分盐份等杂质已经除掉，但总有微量存留下来。当水、汽系统中所含杂质超过允许范围时，就会在锅炉管道或汽轮机叶片上沉积、结垢，而影响锅炉、汽轮机的安全经济运行。为此必须测量锅炉水、汽中盐份及杂质的含量。一般大容量锅炉应装设导电度、硅酸根、磷酸根等检测仪表，如图 46.2-2 所示。

2.5 燃烧系统的测量

锅炉燃烧的稳定性直接关系其运行的安全性与经济性。燃烧不稳定，不仅影响锅炉效率，甚至可能造成灭火。对锅炉炉膛火焰的监视，一般采用光敏电阻、紫外线检测管或工业电视等。由于这些检出元件所处的工作环境条件很差（高温、多尘等）所以一般使用不久就被烧坏或者由于积灰过多，影响可靠性、准确性。因此设计和选择这些检出元件时，既要考虑元件本身的质量，又要根据其恶劣的工作条件，对检出元件采取冷却、清灰等保护措施。

燃烧的经济性要求保持合理的风煤比、合理的一、二次风配比及送、吸风量的协调。为此，应测量进入锅炉的风量，以及烟气含氧量。

目前多采用机翼装置来测量风量。如图 46.2-6 所示。其测量原理基于流体流经变截面装置时速度和压力发生变化，产生压差。压差 $\Delta p = p_1 - p_2$ ，空气流量与压差的关系为：

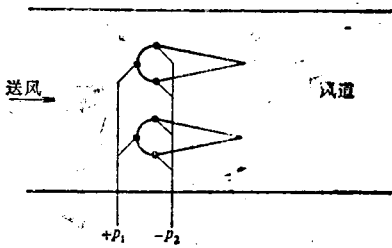


图 46.2-6 风道中机翼式风量测量装置示意图

$$Q \approx \alpha' \sqrt{\frac{\Delta p}{\gamma}}$$

式中 Q ——空气的容积流量 m^3/s
 α' ——与测量装置有关的系数
 γ ——空气重度 kgf/m^3
 Δp ——压差 kgf/m^2

图中两个机翼装置的正压点与负压点分别用取样管并联取出，这样可以反映风道中的平均流动情况。这种风量测量装置的差压可达 $70 \sim 100 \text{ mm H}_2\text{O}$ 。

由于空气重度与空气温度有关，因此测量的差压信号还需进行空气温度校正，校正回路框图如图 46.2-7 所示。

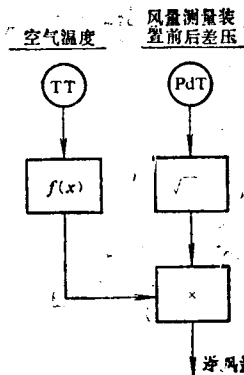


图 46.2-7 风量测量温度校正框图

以前采用磁性氧量计测量烟气含氧量，但其测量延迟较大。目前使用氧化锆氧量计测量锅炉的烟气含氧量。氧化锆氧量计根据浓差电池的原理工作，当氧化锆两侧的铂电极，一侧接触空气，另一侧接触烟气，产生波差电势

$$E_{O_2} = 49.58 \times 10^{-3} T \lg \frac{20.6}{\rho_{O_2}} \text{ V}$$

式中 T ——烟气温度 K
 ρ_{O_2} ——烟气中含氧量 %

氧化锆氧量计可以将氧化锆管直接插入锅炉的烟道内，也可以装在旁路烟道中。直插式氧化锆氧量计反应速度快，灵敏度高，结构简单，因此使用比较普遍。这种氧量计氧化锆管处的烟气温度应为 $550^\circ\text{C} \sim 800^\circ\text{C}$ ，为了延长锆管使用寿命，一般最好不超过 600°C 。

由于其电势与烟气温度有关，因此旁路烟道式变送器设有烟气恒温装置，使通过锆管的烟气温度保持恒定。对于直插式氧量计，由于烟气温度随锅炉运行工况而变，故需进行烟气温度补偿。补偿的方法是在氧化锆管内设置热电偶，测出烟气温度，再对该电势进行补偿。补偿回路如图 46.2-8 所示。

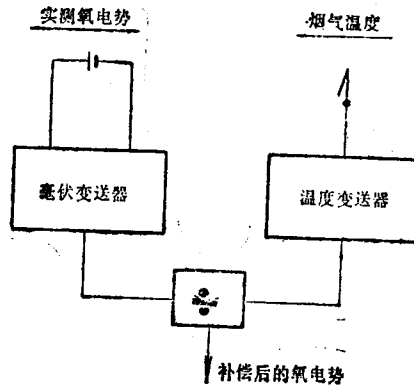


图 46.2-8 氧化锆氧量测量温度补偿图

炉膛风压是监视锅炉安全燃烧，维持锅炉经济运行的一个重要参数。对于负压运行锅炉，其炉膛负压应维持在负 $2 \sim 4 \text{ mmH}_2\text{O}$ ，负压过大使炉膛和烟道的漏风增加，影响锅炉燃烧效率。相反，炉膛负压偏正，炉膛内的火焰及高温烟气将在不严密的地方向外冒，不但影响环境卫生，还可能烧坏设备，当打开看火门时，火焰或高温烟气外冒，还可能造成人身烧伤事故。

为监视烟道各段积灰情况及设备运行情况，还要测量烟道各点的烟温和风压。

2.6 过热器管壁及汽包壁温度的测量

高温高压锅炉正常运行时，过热器管壁温度已经接近其钢材允许的最高温度，为防止管子超温运行，应监视管壁温度。

我国生产的高压、超高压锅炉的锅筒（汽包），内

径为1.6~1.8m,壁厚75~95mm,长约14~25m,是个厚壁设备。锅炉启动时,由于温度、压力迅速上升,锅筒上下壁或内外壁之间出现温差,在锅筒金属壁内产生附加的热应力。当温差过大时,附加应力极大可能使锅筒发生变形和产生裂纹。为防止这种情况的发生,应对锅筒壁温度进行测量。

3 自动调节

3.1 对调节设备的要求

1) 要有独立的操作设备。由于调节器一般装在控制盘上或专用调节器柜内,因此在操作台上需要设置操作器,这样不仅操作方便,而且在调节器发生故障的情况下,仍可用远方操作维持机组的运行。

2) 执行机构要有闭锁装置。在变送器、调节器发生故障或气源、电源消失时,应使执行机构保持在原来位置不动,等待处理,避免因执行机构误开或误关而扩大事故。

3) 为了减少调节系统的迟延、检测元件应反映灵敏。例如温度检出元件与烟气含氧量变送器应尽量减少检测过程中的迟延。

3.2 锅炉的调节系统

锅炉一般装有给水调节器、汽温调节器,主汽压力(或热负荷)调节器、送风量调节器、炉膛负压

压调节器,一次风压调节器以及制粉系统的调节器等。

3.2.1 燃烧调节系统

锅炉燃烧自动调节系统的主要任务是:

1) 根据外部负荷的变化,及时调节锅炉的燃料量,保持锅炉输入与送出能量的平衡,使锅炉出口汽压维持恒定。

2) 随着锅炉燃料量的变化,调节锅炉的送风量,使送风与燃料间保持一定的比例,保证燃烧的经济性。

3) 调节锅炉引风机抽出的烟气流,使之与送风量相适应,以保持一定的炉膛负压。使得锅炉在运行中既可避免炉烟外冒,又不致漏入大量冷空气,降低炉膛温度,增大排烟损失。

上述三项调节任务,分别由燃料、送风、炉膛负压三个调节器来完成。它们分别调节三个调节量(燃料量、送风量和引风量),以维持三个被调量(锅炉出口汽压 p 、过剩空气系数 α 或最佳含氧量和炉膛负压)在允许范围之内。由于这三个调节器之间关系密切,因此总称为“燃烧调节系统”。

锅炉的燃烧调节系统与机组的运行方式、燃烧种类及制粉系统类型有关,也与负荷调节的方式有关。目前,火电厂中大多数锅炉,如汽轮机单元机组,都采用锅炉跟随汽轮机的控制方式。也就是当外部负荷变动时,汽轮机调速系统调整汽轮机调速

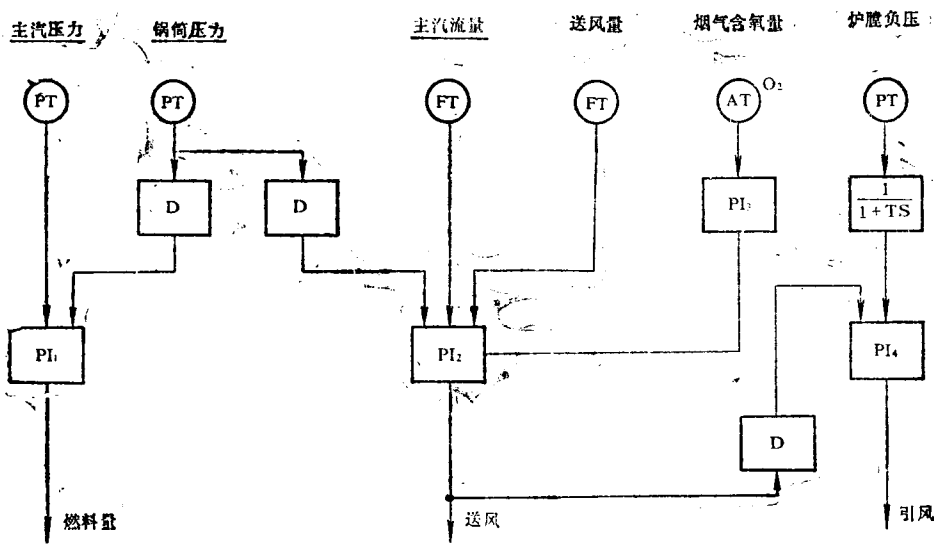


图 46.2-9 单元机组锅炉燃烧调节系统图

汽门,使汽轮机出力迅速适应外部负荷的要求。这时汽轮机前主汽压力将发生变动,根据压力变化,自动调节锅炉燃料量及风量,维持主汽压力恒定。按照这种控制方式,锅炉的燃烧调节系统如图46.2-9所示,下面将按主汽压力调节系统、送风调节系统、炉膛负压调节系统和一次风压调节系统分别介绍。

1) 主汽压力调节系统

在图46.2-9燃烧调节系统中PI₁为主汽压力调节器。调节器的主信号是汽轮机前的主汽压力。在汽轮机负荷变化后,机前压力立即发生变化,主汽压力调节器将调节锅炉的燃料量,使机前的主汽压力又恢复到额定值。当燃料量发生变化(扰动)时,首先是锅筒压力发生变化,然后才是汽轮机前压力变化,因此锅筒压力微分信号将有助于迅速消除这种扰动。

调节器的输出控制燃料量。对于采用中间储仓式制粉系统的电厂,其输出信号将作用到各台给粉机电机的转速控制器上,同步地调节各台给粉机的转速,控制给粉量,使其与锅炉负荷相适应。

2) 送风调节系统 送风调节器的任务是保持合适的风煤比,保证锅炉的经济燃烧。送风调节器输入燃料量信号与送风量反馈信号,对燃料量与送风量进行比值调节。目前对于燃煤电厂,由于燃煤量还很难直接测量,因此在调节系统中常常引入“热量信号”,即蒸汽流量加锅筒压力微分的综合信号,来间接反映锅炉燃料量。根据热量信号来配风,可以保证合适的风煤比。图46.2-9的送风调节系统即是按这个原理构成的,一般称为“热量-空气”系统。

这种调节系统在燃料量变化(内扰)时,锅筒压力随之变化,将使送风量作相应的变化。而当蒸汽流量变化(外扰)时,只要进入炉膛的燃料量不变,这个蒸汽量的变化将被锅筒(汽包)压力的变化所抵消,使热量信号基本保持不变,送风量也基本保持不变。

在图46.2-9所示的送风调节系统中,还引入烟气含氧量的校正信号,以消除由于风量测量不准等原因所带来的误差,并在煤种变化时,适当改变风煤比的定值,保证烟气中的含氧量不变。氧量校正调节器和送风调节器组成送风的串级调节系统。为了减小送风量的波动,实际上不希望氧量校正作用太

强,调节器的积分时间一般选择较大,使校正调节过程进行得比较缓慢。

调节器的输出信号经过限幅接到送风机入口挡板的执行机构,以控制锅炉送风量。

3) 炉膛负压调节系统 炉膛负压调节系统为简单的定值调节系统,调节器接受炉膛负压信号,其输出经限幅后控制引风机的入口挡板,调节锅炉引风量。

在运行中,送风量的变化是炉膛负压的主要扰动,为了改善负压调节的品质,在调节系统中引入了送风调节器输出信号的微分,作为两个调节系统的动态联系。当送风量改变时它可以加快引风量的变化,以减小炉膛负压的波动。

4) 一次风压力调节系统 为了提高锅炉燃烧效率,不仅要求保持适当的风煤比,而且还应该保持各种负荷下适当的一、二次风的比例,使炉内燃烧得以良好进行。因此,在装设送风自动调节系统的同时,还应当装设一次风压力调节系统,来维持合适的一、二次风的比例。一次风压力调节系统的装设及投运,有助于送风调节系统的投运。运行中,常采用维持一次风压使之随负荷的增加略为增加(或保持不变)来达到调整一、二次风比例的目的。一次风压力调节系统见图46.2-10,蒸汽流量信号或负荷给定信号作为给定值,使一次风压随负荷的增高略为增高,增高的比例由调节器副输入通道的系数整定

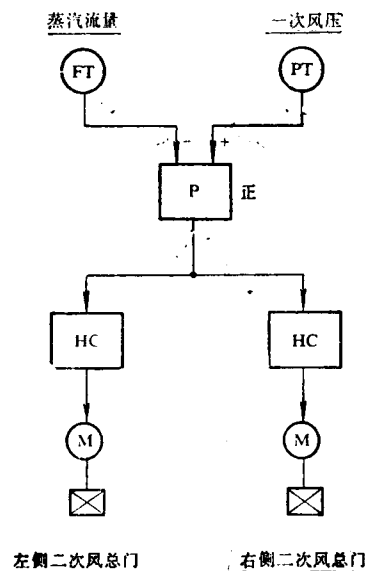


图 46.2-10 一次风压调节系统

器确定。具有一次风机时,应调节一次风机入口(或出口)挡板开度来控制一次风量。没有一次风机时,一般是控制二次风总门来保持一、二次风量的比例。

3.2.2 锅炉给水调节系统

1) 锅炉给水调节的任务 是在各种负荷条件下,调节给水量,使进入锅炉的给水与送出的蒸汽在数量上保持平衡。对于锅筒锅炉,这种平衡的标志就是锅筒水位维持不变。

2) 三冲量给水调节系统 目前电厂中广泛使用的是三冲量给水调节系统,其框图如图 46.2-11 所示。

调节器接受锅筒水位 H 、给水流量 W 与蒸汽流量 D 三个信号。其中水位 H 是主信号,给水流量 W 是反馈信号。当给水流量因给水压力变化或调节阀开度改变而发生扰动时,由于给水流量信号的反馈作用,可以迅速消除扰动,稳定给水流量。蒸汽流量 D 是前馈信号,可以改善调节系统在外扰下的调节品质。

3) 串级给水调节系统 大容量的锅筒锅炉的水位调节有时采用串级调节系统。其框图如图

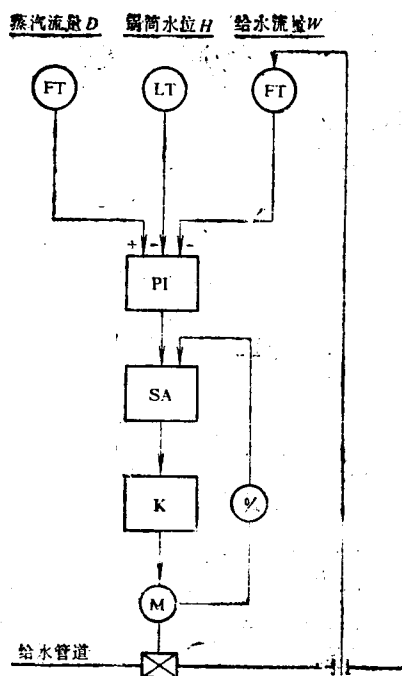


图 46.2-11 三冲量给水调节系统图

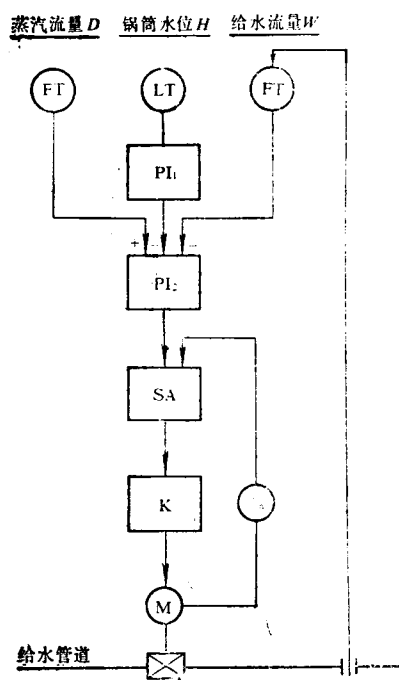


图 46.2-12 串级给水调节系统

46.2-12 所示。它包括主调节器 PI_1 与副调节器 PI_2 。副调节器的作用主要是进行蒸汽流量和给水流量的比值调节,并快速消除来自给水侧的扰动。主调节器接受水位偏差信号,其输出的校正信号作用到副调节器上。当水位偏离零位时,通过主调节器改变作用到副调节器的校正信号,直到水位偏差消失,校正信号才稳定下来。

4) 给水全程控制 锅炉给水全程控制是在给水串级调节系统的基础上,考虑到锅炉上水、冲洗管路、点火、低负荷运行等情况而设计的。它与三冲量和串级给水调节系统比较,应考虑下列问题:

(1) 在控制过程中各运行参数,如压力、温度、负荷等都是在变化的,因此应对锅筒水位和蒸汽流量的测量进行压力、温度修正。

(2) 在控制过程中给水流量应能准确测量和控制。为此应设小流量、大流量控制阀门及其切换回路和小流量、大流量测量孔板。给水泵的工作点也应控制在允许范围内。

(3) 在控制过程中,自动调节与逻辑控制应协调动作,例如调节器的切投,定值的改变等等,应由逻辑回路控制。

现以低倍率循环锅炉为例,说明给水全程控制

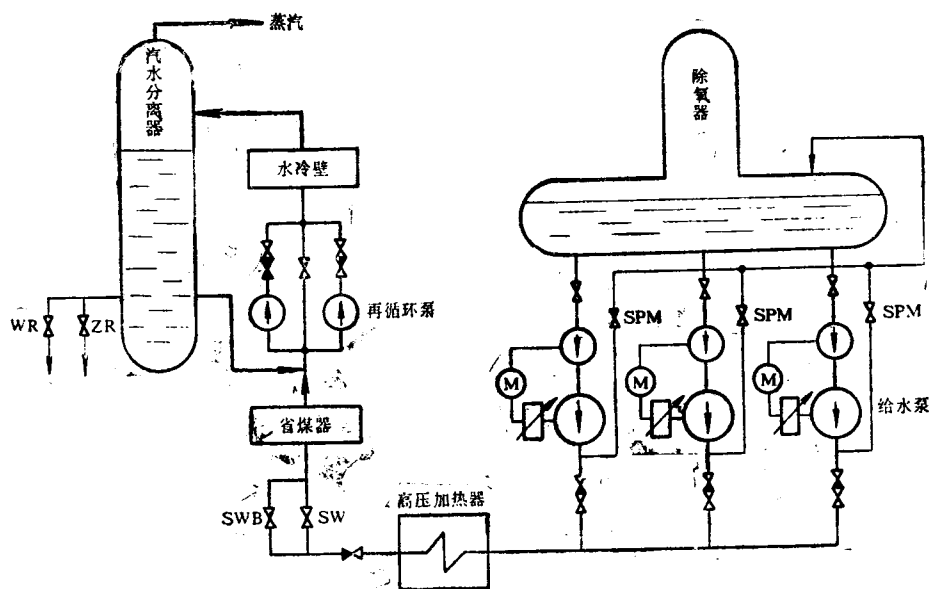


图 46.2-13 给水全程控制系统

的工作原理。

给水全程控制系统如图 46.2-13 所示。

系统装有三台可变转速的电动给水泵（两台运行一台备用），水从除氧器引出，经加热器，调节阀门 SW、SW_B 以及省煤器、再循环泵、水冷壁进入汽水分离器。汽水分离器上装有两个放水阀门 WR 和 ZR。当分离器水位高于一定值时，WR 和 ZR 相继打开，把水放出。三台给水泵的出口均装有回水门 SPM，水可以通过这个阀门回到除氧器，以限制在低负荷时给水泵的最小流量。

整个给水调节包括四个调节系统：

- (1) 分离器水位调节；
- (2) 分离器放水阀门 WR 和 ZR 的调节；
- (3) 给水泵最小流量调节；
- (4) 给水泵出口压力调节。

其中第(2)项调节系统为分离器水位高时放水用，第(3)、(4)项调节系统用来保证给水泵的安全运行，使其工作点控制在允许范围内，以上各项本节不作详细介绍，仅以第(1)项调节系统为例说明给水全程控制原理。

分离器水位调节系统如图 46.2-14 所示。

上水时，接点 J_1 接通， J_2 和 J_3 断开，调节器 PI-2 投入自动。这时给定器 G_1 以相当于 30% 额定负荷的信号，送到调节器 PI-2，使锅炉按 30% 负荷上水。当汽水分离器水位达到全高度 70~75% 时，

分离器的放水阀门 WR 和 ZR 相继打开。当 ZR 的开度大于 2% 时，通过延时继电器延时 2 分钟后，接点 J_1 断开， J_2 和 J_3 接通，将调节器 PI-1 投入自动。 J_2 接通，将给定器 G_2 的信号送到高值选择器。 J_3 接通，将调节器 PI-1 的输出信号也送到高值选择器。由于这时锅炉没有点火，饱和蒸汽流量 D 和燃料量 B 的信号都是零，而汽水分离器水位 H 高于正常给定值，故调节器 PI-1 的输出反向积分至下限值，即 5% 的额定负荷流量值。因此，高值选择器的输入输出都是额定负荷流量的 5%，以此流量冲洗锅炉管道。

待水质合格、锅炉点火后，随着锅炉负荷的升高，汽水分离器水位逐渐下降，PI-1 的输出逐渐增加，当加法器 Σ 的输出信号大于 5% 以后，转为正常的给水调节，此时 PI-1 和 PI-2 组成串级调节。

调节器 PI-2 的输出经保持器 M 送往给水泵转速调节器 P。当给水泵出口压力 p_0 小于 $p_{\max}$ 时，保持器 M 的输出就是调节器 PI-2 的输出。保持器相当于比例系数为 1 的比例环节。当给水泵的出口压力 p_0 等于 $p_{\max}$ 时，保持器 M 的输出维持 p_0 等于 $p_{\max}$ 瞬间 PI-2 的输出值。这表示一旦给水泵出口压力 p_0 升高到 $p_{\max}$ 时给水泵的转速就不可能再增加，而维持此时给水泵的转速不变。

PI-2 调节器的整定参数应随投入运行的给水泵的台数而自动改变。

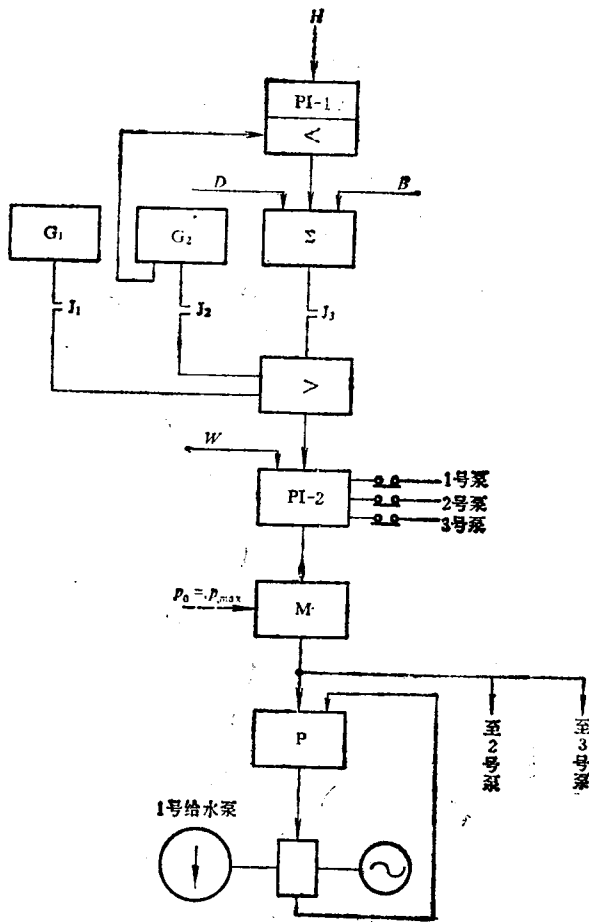


图 46.2-14 分离器水位调节系统图

H—分离器水位 D—饱和蒸汽流量 B—燃料量
W—给水量 M—保持器 G₁、G₂—给定器

3.2.3 过热蒸汽温度调节系统

本调节系统的任务是自动保持锅炉出口过热蒸汽温度恒定，目前较普遍采用的调节手段是利用一定的汽温调节余量，在末级过热器前设置喷水减温器控制减温水流量达到调节过热蒸汽温度的目的。

1) 具有导前微分信号的双冲量汽温调节系统

目前已运行的锅炉其过热汽温调节一般都采用了具有导前微分信号的双冲量汽温调节系统。系统的原理框图如图 46.2-15 所示。

调节系统的主信号是过热器出口主蒸汽温度 T_1 。减温器后的蒸汽温度 T_2 作为导前信号，这个信号比主蒸汽温度可以更快的反应减温水的扰动。

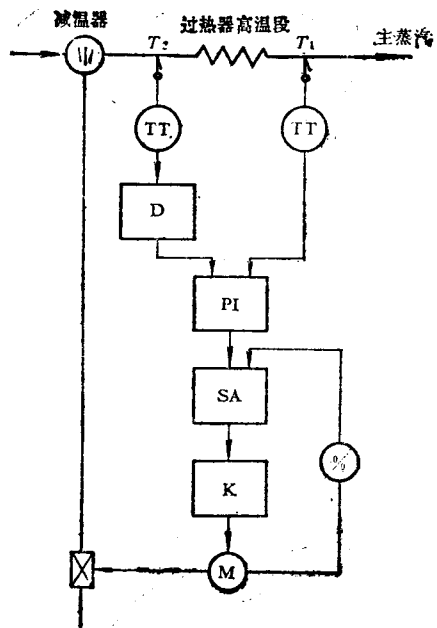


图 46.2-15 具有导前微分信号的双冲量汽温调节系统

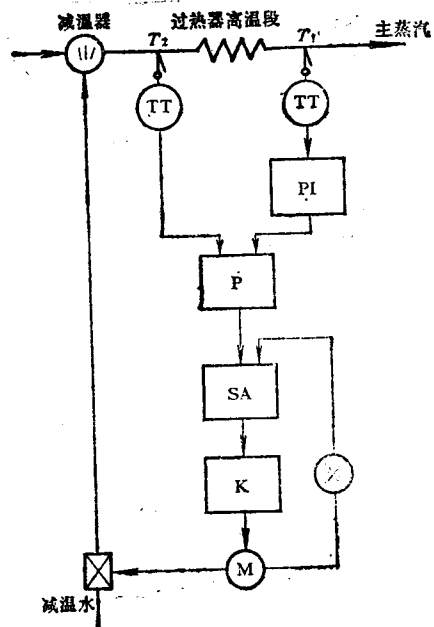


图 46.2-16 汽温串级调节系统图

这种系统包含两个调节回路：主调节回路和快速的导前调节回路。主调节回路的任务是保持过热汽温为给定值。当由于减温水压力变化等原因引起减温水流量波动（内扰）时，导前信号立即感受到扰动

的作用, 导前调节回路即迅速将其消除。在消除内扰过程中, 过热汽温基本不变, 从而改善了调节品质。

2) 串级调节系统 其原理框图如图 46.2-16 所示。

在这种调节系统中由主调节器 PI 与副调节器 P 构成主副两个调节回路。

副调节器 P 直接控制减温水量的变化。当减温水侧产生扰动, 减温器后汽温 T_2 比主汽温 T_1 反应快, 通过副调节器可以迅速消除这种扰动。主调节器的作用是根据主汽温的偏差, 改变副调节器的给定值, 使主汽温最终保持给定值。

在串级调节系统中, 对副调节器的要求是尽快消除内扰, 对主汽温起超前的粗调作用, 一般采用比例调节器。而主调节器的作用是最终保持主汽温为给定值, 因此一般采用比例积分、比例积分微分调节器。

串级调节系统与带有导前微分信号的双冲量调节系统相比, 前者主副回路可以分别整定、互不干扰。此外, 当调节对象惰性区的迟延和惯性比较大时, 或外扰频繁的情况下, 前者的调节品质较好。因此, 在大容量锅炉设计中, 串级调节系统正在取代具有超前微分信号的过热蒸汽温度调节系统。

3.2.4 钢球磨煤机自动调节系统

钢球磨煤机中间贮仓式制粉系统的工艺流程如图 46.2-17 所示。原煤从原煤斗经给煤机送入磨煤机, 同时送入热风 (约 300°C) 与温风 (约 200°C), 作为煤粉的干燥剂。磨煤机磨出的煤粉与风一起由排粉机吹出, 先经粗粉分离器, 将少量粒度超过要求的煤粉分离出去, 然后经过细粉分离器将煤粉与风分离, 再将煤粉贮存在煤粉仓内, 风与剩余的煤粉作为三次风送入炉膛。

钢球磨煤机中间贮仓式制粉系统的任务是研磨一定细度的煤粉供给锅炉燃烧。因为有中间煤粉仓, 所以磨煤机的出力不受当时负荷的影响, 磨煤机可以维持在最佳出力工况下运行, 磨煤机调节的任务就是在煤粉粒度及含水量合适、耗电量尽量少的情况下, 保证磨煤机的最佳出力。

磨煤机在运行过程中, 扰动量很多, 主要有给煤量的扰动, 原煤水份的扰动, 通风量的扰动。为此, 设置了三个调节系统, 如图 46.2-18 所示, 包括磨煤机负荷调节, 磨煤机出口温度调节, 磨煤机入口负压调节。

1) 磨煤机负荷调节系统 其任务是保持磨煤机始终在最经济工况下工作。对于钢球磨煤机, 它

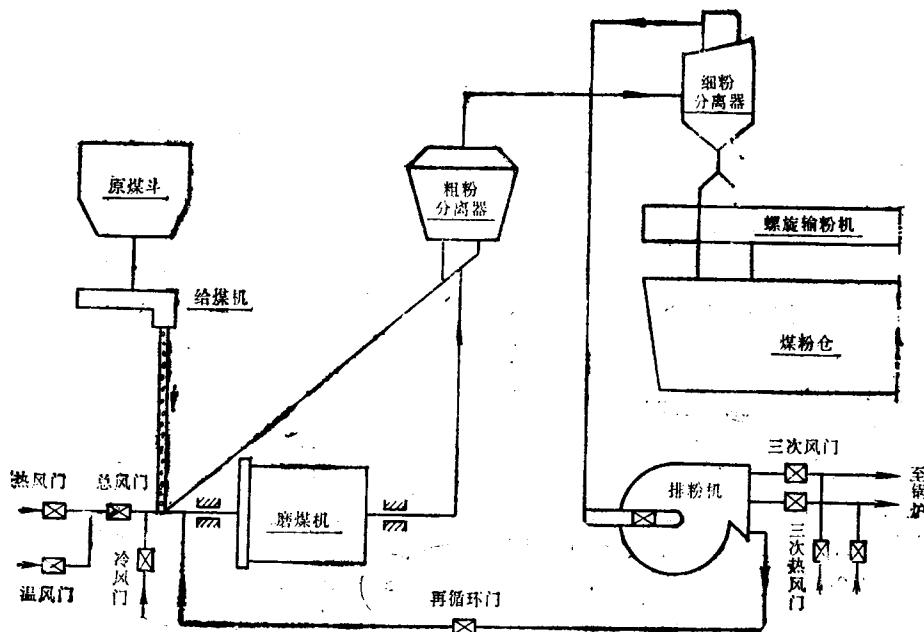


图 46.2-17 锅炉制粉系统图

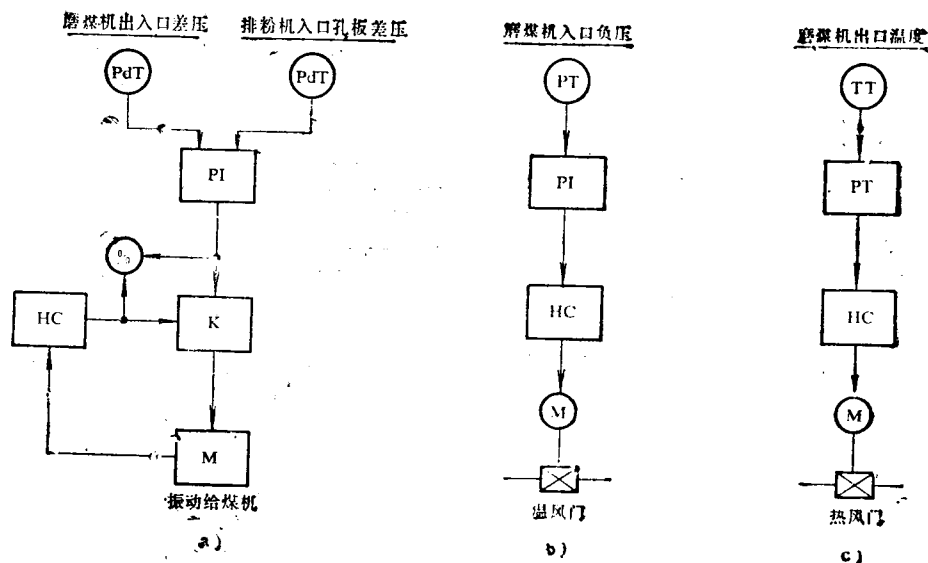


图 46.2-18 钢球磨煤机制粉系统调节系统图

a) 负荷调节系统 b) 入口负压调节系统 c) 出口温度调节系统

的最大负荷工况就是它的最经济工况,因此,调节系统的任务就是保证磨煤机在最大负荷下运行。

负荷调节系统以磨煤机的装煤量作被调量,而以给煤量作调节手段。由于装煤量无法直接测量,一般以磨煤机出入口差压代表装煤量。磨煤机出入口差压与其装煤量成正比,但还与流经磨煤机的气体温度和流速有关,为消除这两个因素的影响,系统中采用以磨煤机前后差压(Δp_1)和测量制粉系统通风量的孔板前后差压(Δp_2)的比($\Delta p_1/\Delta p_2$)作为调节信号。

2) 磨煤机入口负压调节系统 煤粉细度是制粉品质的重要指标。煤粉太粗会增加不完全燃烧损失;煤粉太细,则增加磨煤机耗电量。维持通过磨煤机的风量不变,可以使煤粉细度不变。在流动阻力不变的情况下,保持磨煤机入口负压稳定,能够达到风量恒定的目的。因此磨煤机入口负压调节,实际上是煤粉细度调节。此外,维持磨煤机入口为负压,还可防止煤粉从落煤口喷出,有利于环境卫生。

3) 磨煤机出口风粉温度调节系统 磨煤机出口风粉混合物温度,反映了煤粉干燥的程度,同时也是防爆安全性的指标。

4 程序控制

在火电厂中,锅炉、汽轮机热力系统和其它辅助系统中有很多需要进行遥控的对象。其数量随着机

组容量的增大与自动化水平的提高而增多。例如一台燃煤 20 万千瓦的机组,各种遥控对象有 300 多个。这样不仅需要设置很大的控制盘,而且运行人员操作频繁,尤其在机组启停的过程中,更是十分繁忙。据国外资料统计,一台 50 万千瓦的单元机组,从起动到并网共需约 900 项动作(包括观察与操作),其中 400 项为切换操作。在紧张阶段,有时甚至要求运行人员在 5 分钟内完成 40 余项动作。因此,目前在大型火电厂中广泛采用了程序控制技术。

程序控制即是将一组互相有联系的控制对象,按照事先编排好的操作程序与操作条件,依次进行自动操作。

采用程序控制以后,可以简化操作,减少误操作,有利于机组安全运行,并且可以缩小控制盘台,减少运行人员。

程序控制的应用范围,可以从局部程序控制直到整个单元机组的自动启停。目前比较普遍的作法是采用功能群控系统,即把机组及辅助设备划分为若干个功能群(亦称子回路),每个功能群在工艺上自成一体,完成某种特定的功能,每个功能群的控制系统即是一个独立的程序控制回路。通过相应的控制装置即可对它们进行分级控制。国外一家公司把一台 34 万千瓦的燃煤机组及其辅助设备从起动到并网带负荷所需要的 400 项操作划分为 40 个功能群,如果将这些功能群的控制系统适当联接,则可以

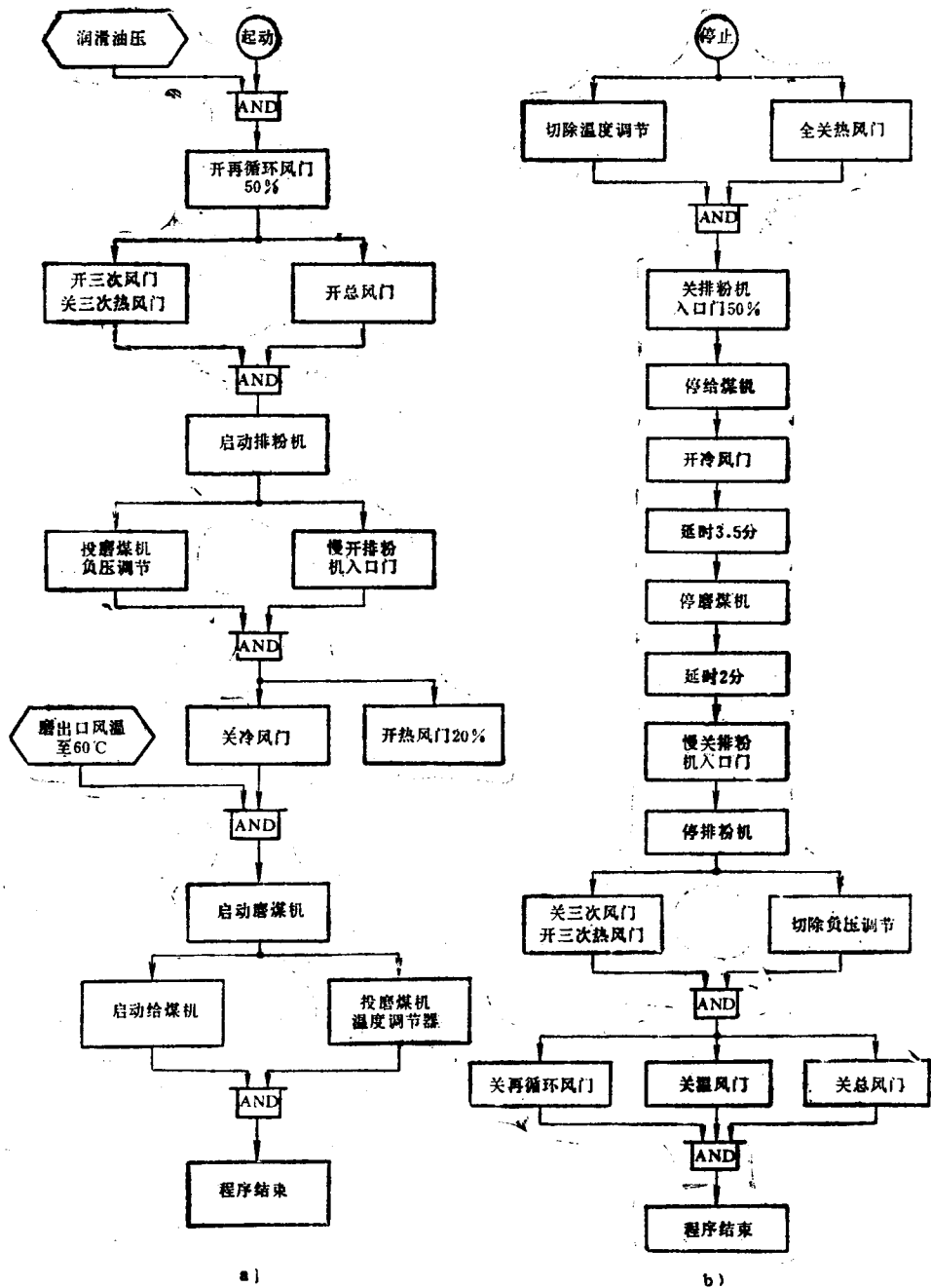


图 46.2-19 制粉系统程序起停框图(热风送粉)

a) 启动程序 b) 停止程序

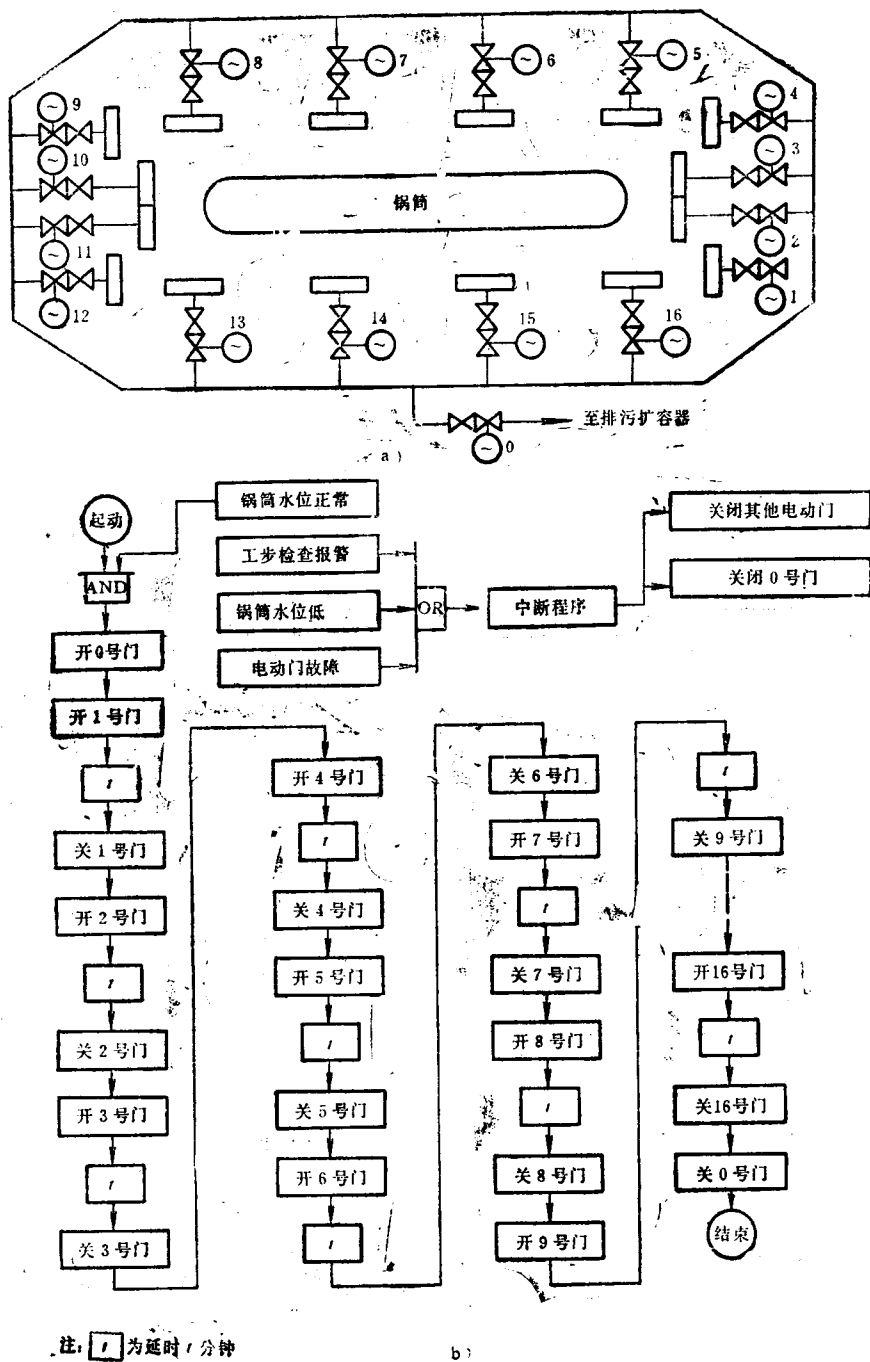


图 46.2-20 锅炉定期排污程序控制流程图

a) 工艺流程图 b) 程控框图