

大型火电机组控制技术丛书

模拟量控制系统

张丽香 王 琦 编著



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

大型火发电机组控制技术丛书

模拟量控制系统

张丽香 王 琦 编著



中国电力出版社
www.cepp.com.cn

内 容 提 要

本书为大型火电机组控制技术丛书之一，为模拟量控制系统分册。本书主要依据作者多年为电厂从事相关培训的经验和掌握的第一手资料编著而成，涉及到的内容均为当前较典型的各种控制系统。书中对单元机组负荷自动控制系统、燃烧过程控制系统、给水控制系统、蒸汽温度控制系统和主要辅机控制系统的结构、原理和组态特点进行了详细介绍，并给出了一些典型机组的控制系统，并在书后的附录中收录了相关控制系统的功能模块及说明。

本书内容全面，通俗易懂，可供从事火电控制相关工作的工程技术人员和电厂集控人员参考，也可作为相关院校热能动力专业的选修教材。

图书在版编目 (CIP) 数据

模拟量控制系统/张丽香，王琦编著. —北京：中国电力出版社，2006

(大型火电机组控制技术丛书)

ISBN 7-5083-4038-8

I. 模... II. ①张... ②王... III. 火电厂-控制系统 IV. TM621.6

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2005) 第 158435 号

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路 6 号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

北京市同江印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2006 年 4 月第一版 2006 年 4 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 13.25 印张 294 千字

印数 0001—4000 册 定价 21.00 元

版 权 专 有 翻 印 必 究

(本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换)

《大型火电机组控制技术丛书》

编委会

顾 问 李子连 金以慧 刘吉臻 熊淑燕

林金栋

主 编 张丽香 石 生

编 委 (以姓氏笔画排序)

王 琦 白建云 印 江 冯江涛

杨晋萍 张丽香 降爱琴 郝秀芳

模拟量控制系统

前言

随着现代工业生产的迅猛发展和人民生活水平的日益提高,对供电质量的要求不断提高,电网负荷的峰谷差明显加大,用电结构也发生了很大的变化。为了适应机组调频和调峰的需要,要求大型火力发电机组均能实现自动发电控制(AGC)。

随着工程技术人员对分散控制系统(DCS)应用于火力发电厂生产过程控制策略研究与实践的不断深入,以及DCS软/硬件系统的不断升级换代,火电生产过程的数据采集系统、模拟量控制系统、程序控制系统、机炉安全监测保护系统、汽轮机电液调节与旁路控制系统以及部分电气系统逻辑控制等都由DCS组态实现,使锅炉、汽轮发电机组的主要设备和系统均处于DCS的统一监控管理之下。同时,还可以借助DCS这一控制平台,将先进控制理论和智能决策方法应用到火电生产过程控制系统中,解决常规控制方案无法应对的现场控制难题。

为了提高火电机组运行的自动化水平,我们结合国内外机组控制系统的特点和近年来对大时滞、非线性、时变及强耦合生产过程控制策略研究与现场实践的成功经验编著了本套丛书。该丛书共有5个分册:《电厂分散控制系统》、《程序控制系统》、《数字电液调节与旁路控制系统》、《安全监测保护系统》和《模拟量控制系统》。主要读者对象为从事自动控制、热工过程自动化、热能动力、集控运行、计算机等专业的科学研究与工程技术人员和大学高年级学生。

组编和出版这套丛书是一次尝试,我们热忱欢迎选用本套丛书的科学研究工作者、现场技术人员、大专院校老师和学生提出批评和建议。

《大型火发电机组控制技术丛书》编委会

2005年9月

编者的话

随着控制理论研究的不断深入和智能决策方法在现场控制系统中的成功应用,大型生产过程模拟量控制系统无论在结构上,还是在控制性能上均发生了巨大变化。大型单元机组模拟量控制系统是火力发电生产过程中一个十分重要的组成部分。近年来,电力市场的竞争日益加剧,电网从自身的安全和经济效益出发,对火电厂单元机组调频与调峰的范围和速度提出了一系列严格的要求,竞价上网的市场原则迫使火电厂必须最大限度地挖掘机组潜力,提高效率,降低成本,减少污染。要想实现这些目标,无一例外地需要设计结构合理且性能优良的模拟量控制系统。

本书是结合近年来我们对大时滞、非线性、时变及强耦合的火电生产过程控制策略的研究与现场应用的成功经验编著而成的。由于目前市场上过程控制类书籍已不少,内容详尽,故本书不讨论过程控制系统的类型、结构、原理、设计、选型、分析及整定等基本内容。

全书共分六章。以 350、600MW 大型单元机组为例,详细介绍单元机组负荷控制系统、锅炉控制系统和主要辅机控制系统。汽轮机数字电液调节与旁路控制系统单独成册,故本书不予涉及。第一章对火电机组生产过程自动化水平的现状及热工过程控制系统的层次结构等基本情况进行了概述。第二章详细讨论了单元机组负荷控制系统的功能、结构特点、协调控制策略的几种典型模式及在大型单元机组中的应用实例。第三章至第五章分别讨论大型锅炉的三大控制系统,即燃烧过程控制系统、给水控制系统和汽温控制系统。以 1059 和 2060t/h 锅炉为例分析被控对象的特点,详细讨论了既考虑控制系统性能,又兼顾工艺流程中各设备安全等多种因素的控制策略。第六章介绍了主要辅机控制系统。书的插图采用中/英文标注方式,旨在使所写内容能够代表目前已投运的大型火电机组的自动控制水平。

本书由山西大学工程学院张丽香、王琦编著。熊淑艳教授和段秋刚高工认真审阅了全文,并提出了详细的修改意见和建议,在此向他们表示诚挚的感谢。由于作者水平所限,加之收集的资料尚不全面,书中必定会存在缺点和不足之处,恳请读者批评指正。

编 者

2005 年 10 月

模拟量控制系统

目 录

前言

编者的话

第一章 大型火电生产过程控制系统概述	1
第一节 大型单元机组的生产过程及其对控制的要求	2
第二节 单元机组生产过程控制系统简介	5
第二章 单元机组负荷自动控制系统	11
第一节 负荷自动控制系统的任务及控制对象动态特性	11
第二节 单元机组负荷控制系统的运行方式	15
第三节 机炉负荷协调控制系统的典型方案	19
第四节 350MW 单元机组负荷控制系统举例	29
第五节 600MW 单元机组负荷控制系统举例	61
第三章 燃烧过程控制系统	77
第一节 燃烧过程控制系统的任务及特点	77
第二节 机组燃烧系统工艺流程简介	78
第三节 燃烧过程控制对象的动态特性	81
第四节 燃烧控制系统介绍	83
第四章 给水控制系统	113
第一节 锅炉给水系统工艺流程简介	113
第二节 给水全程自动控制的任务及对象动态特性	114
第三节 给水全程控制系统中需要解决的特殊问题	117
第四节 变速泵给水控制系统的基本方案	121
第五节 350MW 机组给水控制系统举例	122
第六节 600MW 机组给水控制系统介绍	137
第五章 蒸汽温度控制系统	144

第一节	汽包锅炉过热器与再热器工艺流程简介	144
第二节	汽温控制的任务及汽温对象的动态特性	146
第三节	过热汽温控制系统举例	152
第四节	再热汽温控制系统举例	162
第六章	辅机控制系统 	170
第一节	磨煤机控制系统	170
第二节	空气预热器冷端温度控制系统	173
第三节	除氧器升温及压力控制系统	174
第四节	凝汽器和除氧器水位控制系统	177
第五节	凝结水泵最小流量控制系统	180
第六节	低压加热器疏水水位控制系统	181
附录一	T-XP 系统组态图中的功能模块及其图标	183
附录二	SYMPHONY 系统组态图中的功能模块及其图标	184
附录三	控制系统图中信号和设备的表示	185
附录四	T-XP 系统组态图中的重要功能模块的使用说明	186
附录五	SYMPHONY 系统中用到的重要功能模块的使用说明	196
附录六	主要符号表	202
参考文献		203

大型火电生产过程 控制系统概述

火力发电厂大型单元机组是典型的热工过程系统。

单元机组是由锅炉、汽轮机、发电机和辅机等设备构成的庞大的设备群，其工艺流程复杂，主、辅设备众多，管道纵横交错，而且随机组容量的增大、蒸汽参数的提高，整个机组的结构也愈加复杂，有近万个参数需要监视、操作或控制，运行方式多样，切换关系复杂，对象特性多变及非线性，因而单元机组是一个典型的多输入多输出相互耦合的复杂控制对象。显然，没有先进的自动化设备和控制系统，要想使机组正常运行是根本不可能的，对于具有高度安全可靠性和经济性要求的大型单元机组而言更是如此。所以，大型单元机组的自动化水平受到特别的重视。以某 350MW 单元机组为例，计算机集散控制系统（distributed control system，简称 DCS）所处理的 I/O 量共计 6400 多点，使用了共 13 对冗余的过程控制站，DCS 覆盖的控制功能包括单元机组的全部热控功能，即：

- (1) 单元机组数据采集系统（data acquisition system，简称 DAS）；
- (2) 单元机组操作维护系统（operation maintenance，简称 OM）；
- (3) 炉膛安全监控系统（furnace safeguard supervisory system，简称 FSSS）或燃烧器管理控制系统（burner management system，简称 BMS）；
- (4) 单元机组协调控制系统（coordination control system，简称 CCS）；
- (5) 单元机组模拟量控制系统（modulating control system，简称 MCS）；
- (6) 单元机组程序控制系统（sequence control system，简称 SCS）；
- (7) 汽轮机数字电液控制系统（digital electric hydraulic system，简称 DEH）；
- (8) 单元机组旁路控制系统（bypass control system，简称 BPCS）；
- (9) 辅机控制系统；
- (10) 电气系统逻辑控制功能（ECS）等。

另外，还有部分控制项目是由专用控制设备实现的。如汽轮机监测仪表（turbine supervisory instrument，简称 TSI），给水泵汽轮机电液控制系统（machine electric hydraulic system，简称 MEH）等。

电厂中公用系统及其他辅助系统则采用 PLC 等专用装置完成控制，重要的信息通过通信或者硬接线等方式，传送到 DCS 中进行显示、归档以及供其他控制功能使用。在控制室不设热工、电气常规仪表和后备手操装置，运行人员可以通过任一台 CRT 和大屏幕显示器对机组的运行或者控制系统的工作状态进行操作干预。单元机组的各种信息在 DCS 覆盖的各种控制系统中达到了很高的共享度。

单元机组启、停及正常运行全部过程的控制，只需运行人员在启、停、运行过程的若干控制选择点上进行运行方式的选择，或者启、停条件确认，即可由控制系统完成全部的控制功能。在机组控制系统处于全部自动运行状态下，运行人员无须对机组运行状态和参数进行

干预。各级控制系统还可以选择手动方式运行。但是，主辅机的各种联锁、保护功能和安全、经济运行的边界和限制条件，无论控制系统处于自动或手动方式，都在起作用。从而保证机组总是运行在安全经济区内。

在控制系统的结构方面，采用了一些有效措施和先进控制策略，提高控制系统的工作范围、增加和改善调节系统的自适应性，以满足各个控制子系统全程工作的要求。

本节内容可使大家对火电厂单元机组的生产过程，对控制的要求，对主机和辅机所涉及的主要控制项目的必要性及控制方法有个概括性的了解。以后的章节将对单元机组的协调控制系统、锅炉侧热工过程控制系统和单元机组主要辅机控制系统进行详细介绍。

第一节 大型单元机组的生产过程及其对控制的要求

图 1-1 是大型单元机组的生产流程示意，可见它是以锅炉、汽轮机(包括高压和中、低压汽轮机)和发电机为主体设备的一个整体。根据其生产流程可划分为以下几个主要系统：

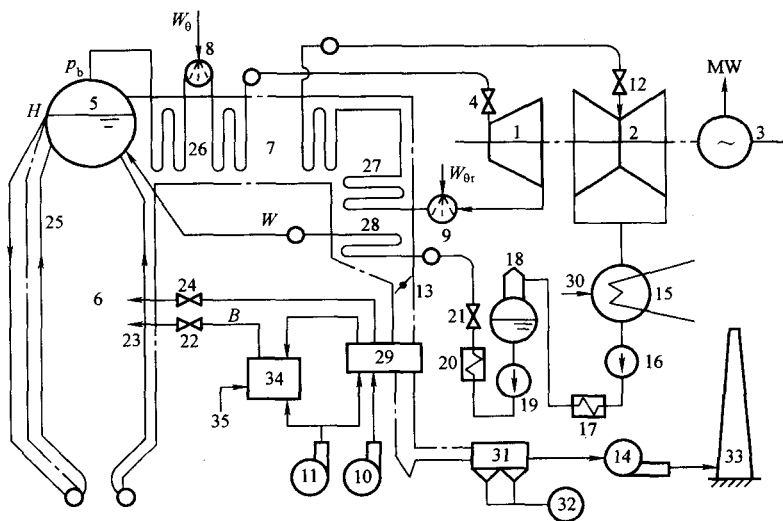


图 1-1 大型单元机组生产流程示意图

1—汽轮机高压缸；2—汽轮机中低压缸；3—发电机；4—高压缸调节汽门；5—汽包；6—炉膛；7—烟道；8—过热器减温器；9—再热器减温器；10—送风机；11—一次风机；12—中低压缸调节汽门；13—烟道挡板；14—引风机；15—凝汽器；16—凝结水泵；17—低压加热器；18—除氧器；19—给水泵；20—高压加热器；21—给水调节机构；22—燃料控制机构；23—燃烧器；24—调节风门；25—水冷壁管；26—过热器；27—再热器；28—省煤器；29—空气预热器；30—补充水；31—除尘器；32—除灰系统；33—烟囱；34—制粉系统；35—原煤

1. 燃料系统

原煤 35 从煤场经输煤皮带送入制粉系统 34 被磨成煤粉，一次风携带煤粉通过燃料控制机构 22，经燃烧器 23 送入锅炉炉膛 6 燃烧。

2. 风烟系统

空气被一次风机 11 送入，经空气预热器 29 加热后变成热风，经一次风道供给制粉系统，用来干燥和输送煤粉；送风机 10 送入的空气，经空气预热器 29 加热后变成热风，直接经调风门 24 按一定比例送入炉膛作为二次风（即助燃风）。燃料和空气在炉膛内燃烧产生的

大量热量传给蒸汽受热面（即水冷壁 25）中的水。燃烧后的高温烟气经 II 型烟道，不断将热量传给过热器 26、再热器 27、省煤器 28 和空气预热器 29，每经过一个设备，烟气温度便会降低一些，最后低温烟气经除尘器 31 后由引风机 14 吸出，再经烟囱 33 排入大气。

3. 汽水系统

给水泵 19 将除氧器 18 水箱中的水泵入高压加热器 20，再经过锅炉省煤器 28 回收一部分烟气中的余热后进入汽包 5。汽包中的水在水冷壁 25 中进行自然（或强制）循环，不断吸收炉膛内的辐射热量，加热成饱和蒸汽由汽包顶部流出，再经过多级（大约 3~4 级）过热器 26 将饱和蒸汽加热成过热蒸汽送入汽轮机的高压缸 1 做功。高压汽轮机做功后的排汽温度、压力都降低了。为了提高机组的热效率，需要把这部分蒸汽送回锅炉内的再热器 27 再次加热，然后再进入汽轮机中、低压缸 2 做功，做功后的乏汽从汽轮机低压缸尾部排入凝汽器 15 冷凝为凝结水。凝结水与补充水 30 一起经凝结水泵 16 先打到低压加热器 17，然后进入除氧器。至此完成了汽水系统的一次循环。在图 1-1 中可以看到，在汽水系统中还有两个喷水减温器 8 和 9。其中喷水减温器 8 用作过热汽温调节机构，而再热汽温的控制主要依靠调整锅炉尾部烟道的挡板 13 完成，在紧急情况下可以投入喷水减温器 9 控制再热汽温。

4. 循环水系统

循环水系统是由循环水泵将冷却水（冷水塔、冷水池或江河的水）泵入凝汽器用来冷却在汽轮机中做过功的乏汽。

5. 发配电系统

发配电系统主要包括发电机、励磁机、主变压器、配电设备直到电网（图中未画出）。

6. 灰渣系统

锅炉和烟气除尘器排出的煤渣和细灰，经冲灰沟被灰渣泵送往灰场。

电厂的负荷决定于用户的需求，随时变动的负荷将影响机组的稳定工作，这是来自外部的干扰称为外扰。在整个电力生产过程中，即使机组在一段时间内负荷不变，机组的运行工况也不可能完全不变。煤粉细度、烟道漏风、受热面积灰等情况的变化都会影响锅炉的工作，进而影响整个机组。这些来自机组内部的干扰称为内扰。显然机组的工况经常会由于外扰和内扰而发生变化。任何工况的变动都会引起某些运行参数的变化。机组的控制任务就是对其运行工况进行及时的调整，使自身能尽快地适应外界负荷的需要，同时保持所有运行参数都不超出各自的允许变动范围，即在各种扰动的条件下，能保证机组安全和经济地运行。

现代大型机组都配备有各种参数测量仪表和计算机检测与控制系统，以实现对电力生产过程的监视、控制与自动保护。这里自动测量与控制装置必须适应机组的运行特性和参数变动要求，因此，自动控制是以正确、全面了解机组的运行特性为基础的。运行特性包括静态特性和动态特性两个方面。当机组运行中发生某些扰动时，哪些方面将受到影响，哪些参数发生变化及变化的方向和最终幅度如何等这类问题均由机组的静态特性所描述。至于在干扰所引起的过渡过程中，参数的变化速度和变化幅度、变化的频率、过渡过程的衰减率与再次稳定下来所需要的时间等这类问题则属于静态特性和动态特性研究的问题。要想有效地控制整个火电生产过程，必须对其静态特性和动态特性做到全面、准确掌握。

当锅炉和汽轮发电机组成的单元机组运行时，锅炉和汽轮机共同适应电网负荷指令的要求，也共同保证有关运行参数的稳定，就这方面来说，锅炉和汽轮机已经成为不可分割的整体。但是锅炉和汽轮机的生产过程又各有其特点，它们的动态特性有很大差异。锅炉是一个

大惯性的对象,相对于汽轮机而言,它的控制过程是相当长的,而且锅炉在适应负荷调节的同时也要保证主蒸汽温度和压力、给水流量、炉膛负压等参数值满足指标要求。同样,汽轮机在适应负荷要求的同时,也有它自身的一些参数值(如转速、金属热应力等)要满足指标要求。从这一方面来看,在单元机组内部又存在着两个相互独立的对象,可见锅炉与汽轮机有相互关联的一面,又有相互独立的一面。

锅炉是用来产生蒸汽的设备。蒸汽的质量是以其品质(含杂质量)和参数(蒸汽的压力和温度)来衡量的。对于定压运行的锅炉通常都要求供应一定参数的蒸汽,如 300MW 机组所配置的 1025t/h 锅炉,过热蒸汽压力 18.28MPa,过热蒸汽温度 540℃;但当采用变压运行方式时,要求蒸汽压力随机组负荷而变化。显然,不同的运行方式所需要的控制方案也是不同的。

从锅炉的结构上看,汽包把一次工质的受热面分为三部分:省煤器、蒸发区和过热器。省煤器布置在锅炉尾部低温烟气区,吸收烟道中的对流热,用于加热进入锅炉的给水;蒸发区的受热面通常就是水冷壁,吸收炉膛燃烧区高温烟气的辐射热,把经过省煤器加热后的工质全部蒸发为饱和蒸汽;过热器一般布置在尾部烟道、炉膛顶部及水平烟道的前上方,既吸收辐射热又吸收对流热,使饱和蒸汽变成符合质量指标要求的过热蒸汽。

随着锅炉压力的提高,水的汽化潜热逐渐减少,而用于蒸汽过热的热量则愈来愈大。这时,水冷壁吸收的辐射热减少,而过热器吸收辐射热的份额增加,吸收对流热的份额则减少。在布置上,过热器应位于烟温更高的区域。对于高温烟气区域的高温工质的受热面,在运行中必须充分注意它们的安全。

在一定压力下,每千克工质所需要的加热热量、汽化热量和过热热量是一定的,三者之间保持一定的比例。假使锅炉在设计工况下运行,过热器的吸热量将恰好满足它的需要,亦即在设计的减温条件下,保持额定的出口汽温。但是在实际的运行中,过热器的吸热量,或者更确切地说,吸收锅炉内烟气总放热量的份额,常受到各种运行条件的影响而变化,从而使出口汽温偏离规定值,这样势必需要对汽温进行控制,对于再热蒸汽也有同样的问题。

锅炉汽包具有一定的储水量,在短时间内可以允许给水量和蒸发量之间有些不协调。锅炉的容量愈大,汽包的存水量相对就愈小,因此必须很好地按照蒸发量来调节给水量,以防止汽包水位变动过大。水位过低会影响蒸汽的品质和过热汽温,对于自然循环锅炉,水位过低会破坏自然循环,使水冷壁不能得到流动工质足够的冷却,从而导致管壁超温;对于强制循环炉,过低的水位将破坏循环泵的工作,导致同样的后果。因此,对于汽包锅炉必须对水位进行控制。

锅炉产生蒸汽需要一定的热量,当燃料燃烧供应的热量和维持一定的蒸汽量所需要的热量平衡时,就可维持稳定的主汽压力。当外界负荷变化时,就必须按比例地改变燃料量和送风量,并相应地控制引风量,以维持一定的炉膛负压,这就是锅炉负荷和蒸汽压力的控制。对于燃煤机组来说,还存在制粉系统的控制问题。

汽轮机是电厂中的又一重要设备,它在锅炉产生的高温高压蒸汽的作用下高速旋转,完成热能到机械能的转换。汽轮机驱动发电机转动,再将机械能转换为电能。为了维持电网频率,要求汽轮机的转速稳定在额定转速附近很小的范围内。当转速偏离设定值时,会影响发电质量,转速过高还会影响机组本身的安全。因此需要有电液控制系统完成汽轮机的转速与功率控制和参数监视与报警的任务,以保证汽轮发电机组安全经济运行。

单元机组均为中间再热机组。由于汽轮机和锅炉的特性不同,因而在某些工况下出现

机、炉相互配合不适的矛盾，如汽轮机可以空载运行，空载时的蒸汽流量仅为额定负荷时的 5%~8%，而锅炉的最小负荷却为额定负荷的 30%~50%，若再小则锅炉无法长期稳定运行。因此，启停机组时必须考虑锅炉多余蒸汽的回收问题。同时，再热器内部要求经常流过一定数量的蒸汽以冷却其管道，通常这个最小的冷却流量约为额定值的 14%，故必须设置旁路系统，因而就需要对旁路系统进行控制。

除此之外，还需要有辅机的控制系统，如除氧器水位和压力控制，高压加热器的水位控制、凝汽器热井水位控制、汽轮机轴封供汽压力控制等。大型单元机组在运行时需要监视的参数很多，如 600MW 机组需要监视的 I/O 点达 7000 多个，需要操作控制的项目多达 4000 个以上，仅在启动过程中，就需要监视 500 多个项目，进行 400 多个操作。如此众多的参数需要检测处理，许多主要参数需要控制，没有高水平的自动控制是不能正常运转的。不仅如此，随着机组设备的大型化，不但要求自动控制能够保证机组的正常运行，而且要求进行“全程控制”，即在机组启停、低负荷、甩负荷乃至部分事故处理等过程中也能发挥作用。

锅炉和汽轮机作为蒸汽的供需两方，需要保持一定的平稳，否则就破坏了正常运行。因此在设计自动控制系统时，应把机炉作为一个整体统筹考虑，这就是所谓的“协调控制”。大型单元机组的发展对自动化提出了更高的要求，它涉及到自动检测、数据处理、事故报警、连锁保护、程序控制和参数控制等许多方面的内容。

第二节 单元机组生产过程控制系统简介 ⇨

一、单元机组的负荷控制

锅炉—汽轮发电机组在本质上是一个联系密切、相互关联的发电整体。当电网负荷要求变化时，把它们当作两个独立的发电设备分别进行控制显然是不对的，因为它们承担着共同适应电网负荷的需要，共同维持机组各种参数稳定的任务。为了使单元机组尽快地响应负荷的要求，同时又能帮助机组安全、经济地运行，就需要在锅炉和汽轮机的各个基本控制系统上设置一个上位控制系统来实施汽轮机与锅炉在响应负荷要求时的协调动作与配合。这样一来，单元机组的自动控制系统从总体结构上就是一个由上层的协调控制级（即负荷控制系统）和下层的基本控制级（即锅炉和汽轮机各个基本控制系统）两部分组成的分级型控制系统，这两部分的功能均由 DCS 系统组态实现，其总体结构如图 1-2 所示。

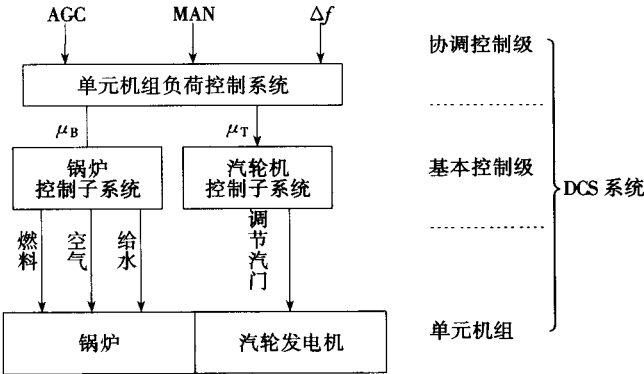


图 1-2 单元机组过程控制系统的总体结构

负荷控制系统可以接受自动发电控制指令 (AGC)、运行人员的手动负荷指令 (MAN) 和频差指令 (Δf)。对于幅度较小、变动周期短的电网频率偏差 Δf 的调整, 一般直接由汽轮发电机组自身的调节系统完成, 所以频差指令又称为一次调频指令。一次调频的响应速度快, 但属于有差调节。对于变化幅度较大、周期较长的变动负荷, 则需要通过改变汽轮发电机组的同步器来实现, 称为二次调频。二次调频指令可以通过运行人员给定, 即 MAN 指令, 也可由电网调度中心的能量管理系统自动实现遥控, 即 AGC 指令。图 1-3 为 AGC 指令从电网调度中心通过计算机网络送到 DCS 系统的简单示意。

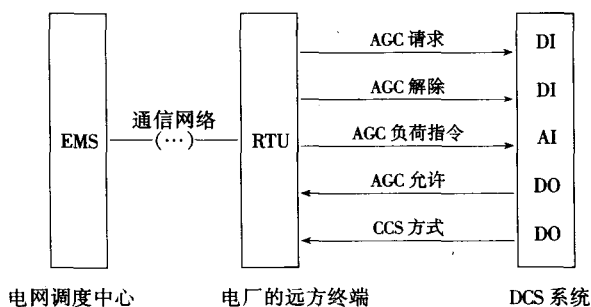


图 1-3 自动发电控制指令接收示意

负荷控制系统有以下四种控制方式:

- (1) 基本控制方式;
- (2) 汽轮机跟随控制方式;
- (3) 锅炉跟随控制方式;
- (4) 机炉负荷协调控制方式。

目前在大型单元机组负荷控制系统中, 一般同时具有上述四种控制方式, 可根据机组运行的需要, 通过逻辑开关切换到其中任一种控制方式。

二、单元机组的锅炉控制

单元机组在运行过程中, 能否保持锅炉运行参数 (即主汽压力、温度, 汽包水位, 炉膛负压, 烟气中的含氧量等) 的稳定, 对发电机组运行的安全性、经济性有很大的影响。锅炉系统的运行必须与外界负荷 (即汽轮机的用汽量) 相适应, 否则, 锅炉的运行参数就会变化, 故需要进行一系列人工的和自动控制操作来保持运行参数的稳定。同样, 当外界负荷不变, 而锅炉自身的运行工况有某种变化时, 也会引起其参数的变化, 也必须进行必要的控制操作。

(一) 锅炉汽包水位的控制

维持汽包水位正常是保证锅炉安全运行的最重要的条件之一。严格说来, 在锅炉运行中, 汽包中的水位从来就不会不变, 总有些上下波动, 这种现象是完全正常的, 但是为了保证安全运行, 应使水位的波动限制在一定范围以内。

影响锅炉物质平衡关系的因素有: 外界负荷变化, 给水流量变化等。影响汽包内汽泡量多少的因素有: 外界负荷变化, 给水流量变化, 燃烧率变化, 汽包压力波动 (如安全门动作使汽压突变, 负荷增加引起汽压降低等), 燃烧不稳定等。

水位的控制方法有两种:

(1) 通过改变给水调节门的开度达到改变给水流量大小, 以稳定水位。当水位高时, 关小调节门; 当水位低时, 开大调节门。

(2) 通过改变给水泵的转速来实现给水流量的控制, 以维持水位的稳定。当水位高时, 将给水泵转速降低; 当水位低时, 将给水泵转速升高。

大型单元机组通常两种控制方法同时配备。

(二) 锅炉蒸汽温度的控制

锅炉蒸汽温度的控制分为过热蒸汽温度控制与再热蒸汽温度控制两种。

1. 过热蒸汽的温度控制

过热器一般由低温段、高温段、前屏与后屏等若干段受热面组成。不同段的过热器管采用不同的金属, 允许承受的最高温度不同。

汽温变化的原因有两个方面: 一是烟气侧传热工况的改变, 一般包括燃料性质、风量、燃烧器运行方式、给水温度、受热面清洁程度的改变等; 二是蒸汽侧吸热工况的改变, 一般有锅炉负荷、饱和蒸汽湿度、减温水量的改变等。

锅炉过热蒸汽温度的控制方法最常用的是喷水减温和改变燃烧器倾角两种:

(1) 喷水减温。当汽温趋于上升时, 适当开大减温水调节门; 当汽温趋于下降时, 适当关小减温水调节门, 以保持汽温稳定。其特点是只能降温, 不能升温, 为了在规定的负荷范围内维持汽温稳定, 就要多设置一部分过热器受热面, 从制造成本考虑, 是很不合算的, 但喷水减温设备简单, 操作方便, 调节灵活, 所以目前被广泛采用。

(2) 改变燃烧器倾角。当汽温升高时, 将燃烧器下倾一个角度, 使火焰中心下移, 以降低汽温; 当汽温下降时, 将燃烧器向上倾斜适当角度, 使火焰中心上移, 以提高过热汽温。该方式不需要增大过热器的受热面, 调温幅度大, 设备简单, 但是只有在保证良好燃烧的前提下, 才能用该方法来控制汽温。一般将燃烧器倾角的改变限制在 $\pm 30^\circ$ 的范围内。应该指出, 任何一种控温的手段都是一种人为的扰动, 对汽温的影响都具有一定的时延。

2. 再热蒸汽温度的控制

再热汽温的波动也会影响机组运行的经济性与安全性。再热汽温过高, 会造成管壁损坏; 而汽温过低, 会增加汽耗, 降低经济性, 尤其是再热汽温剧烈变化时, 会导致汽轮机中压缸与转子之间的差胀发生显著变化, 引起汽轮机的剧烈振动或造成事故, 因此应保证再热汽温在规定范围内。

再热汽温的常用控制方法有: 分隔烟道挡板法、改变燃烧器倾角法等。由于再热汽温采用喷水减温是不经济的, 所以在再热汽温控制中, 只用微量喷水减温作为再热汽温细调, 或者设置有事故喷水以备紧急情况下保护再热器。

采用分割烟道挡板是把尾部烟道做成并联的分割烟道, 一边布置再热器, 另一边布置其他受热面 (如过热器或者省煤器管组), 利用烟道挡板可改变两侧的烟气流量, 从而调节再热汽温。调节挡板的位置要在分割烟道的出口, 即较低烟温的区域内, 以免高温条件下控制机构失灵。当再热汽温上升时, 可关小再热器侧的烟道挡板, 而开大过热器侧的烟道挡板; 当再热汽温下降时, 则动作相反, 以保持再热汽温稳定。同样, 烟道挡板的开度变化对过热器也有影响。

改变燃烧器倾角的方法同过热汽温控制类似。

(三) 锅炉的燃烧过程控制

锅炉的燃烧控制就是调节进入炉膛的空气量和燃料量，使锅炉内燃烧放热随时满足锅炉负荷的要求，产生汽轮发电机所需要的足够量的蒸汽。当蒸汽量的供求恰好平衡时锅炉内蒸汽的压力或汽轮机入口的压力将保持稳定。从这个角度讲，燃烧控制就是负荷和压力的控制。另外在锅炉运行的过程中，还必须维持炉膛负压在允许的范围内，保持燃烧的稳定性；维持烟气中含氧量在允许的数值范围内，提高燃烧的经济性。燃烧控制主要包括燃料量的控制，送风量与引风量的控制等。

三、单元机组的汽轮机控制

汽轮机的工作状态取决于蒸汽的作用力矩和发电机负载的反作用力矩的平衡关系。当两力矩相等时，汽轮机的转速不变。但用电负荷总是不断变化的，电能又不能储存，因此发电机的负载力矩要随用电负荷的变化而变化。然而汽轮发电机组运行时，其转速只允许在很小的范围内变化，一旦转速偏离给定值，就会引起发电质量的变化，使频率与电压不能满足用户的要求，而且转速过高还会影响机组本身的安全。因此，对汽轮机进行控制的目的是使汽轮发电机组尽快满足外界负荷的变化，同时还要维持转速恒定。其控制方案是以转速作为控制信号，控制汽轮机的调节汽门改变汽轮机的功率，使汽轮机的主动功率与发电机的反力矩相平衡。

目前单元机组多采用中间再热汽轮机，由于中间再热容积包括了汽轮机和锅炉之间的往返管道和再热器本身，总长可达 200 ~ 300m，管道内的蒸汽压力也较高，因此，中、低压缸的状态变化有较大的滞后。在汽轮机甩负荷后，即使高压缸主汽阀和调节阀立即关闭，仅中间再热容积中的蒸汽在中、低压缸中膨胀所做的功，就足以使汽轮机产生严重的超速。当外界负荷要求增加时，即使开大调节阀，立即发生变化的也仅是高压缸流量，中、低压缸的蒸汽流量只有在中间再热器中的蒸汽压力逐渐升高的过程中才能逐渐增大。可见，当调节阀开度变化时，只有高压缸的功率迅速地随着阀门的开度而变化，中低压缸的功率变化，则只能缓慢地进行。中间再热汽轮机的中低压缸功率占总功率的比例很大（约为 $2/3 \sim 3/4$ ），因此中间再热式汽轮机功率变化缓慢，不能迅速适应负荷变化的需要。设调节阀突然改变开度时，中间再热机组高压缸功率为 P_1 ，中低压缸功率为 $P_2 + P_3$ ，总功率 P 为 $P_1 + P_2 + P_3$ ，三者的变化如图 1-4 所示。可见其参加电网调频的能力较差。

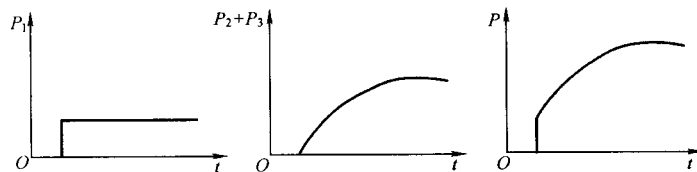


图 1-4 中间再热式汽轮机的功率变化

针对以上问题，中间再热式汽轮机的控制采用如下的方法：为了在甩负荷时能够阻止再热管道中的蒸汽进入中、低压缸，在中压缸前设置主汽阀和调节阀。当汽轮机转速升高时，调速系统关闭高压缸和中压缸的调节阀，同时切断来自过热器和中间再热器的蒸汽，从而防止了再热蒸汽进入中、低压缸引起超速。应注意的是，为了不给汽轮机带来额外的节流损失，在汽轮机负荷高于额定值的 30% 时，中压缸调节阀总是全开的。

为了提高中间再热式机组参加一次调频的能力，应使高压缸调节阀具有动态过开的特

性，以此来补偿中、低压缸的滞后，此时的汽轮机功率变化如图 1-5 所示。

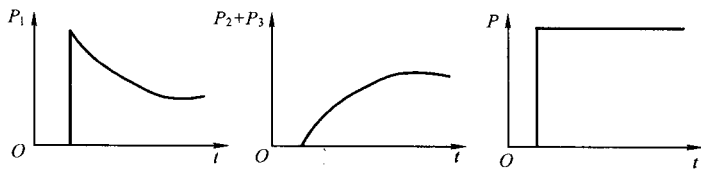


图 1-5 采用高压缸调节阀动态过开特性后汽轮机功率变化

四、单元机组的旁路系统

为了解决汽轮机空载蒸汽流量与锅炉最低蒸发量之间的矛盾，并且保护中间再热器，中间再热式单元机组一般都设计有主蒸汽旁路系统。中间再热式机组的旁路系统如图 1-6 所示。

当空载运行时，流经汽轮机的蒸汽流量约为额定值的 5%，而再热器要求流过的最小冷却流量约为额定值的 14%，因此有 9% 的蒸汽流量经 I 级旁路流入中间再热器，然后通过 II 级旁路排入凝汽器，以保证再热器不致被高温烟气烧坏。另外，我们知道锅炉的最小蒸发量约为额定值的 50%，所以仅采用上述的二级旁路系统，还不能旁路掉锅炉的最小蒸发量。因此除了上述 I 级旁路和 II 级旁路外，还设有大旁路系统，可以通过 36% 的蒸汽流量，在汽轮机启动和低负荷运行时，将多余的蒸汽直接排入凝汽器。相对大旁路而言，我们也把 I 级旁路和 II 级旁路系统称为小旁路。可见小旁路的作用是保护再热器，而大旁路的作用则是维持锅炉的最小蒸发量。但也有一些汽轮机生产厂家制造的汽轮机（如上海汽轮机厂的 300MW 汽轮机）上不设大旁路系统，它将小旁路的流通能力提高到与锅炉的最小蒸发量相适应，此时的小旁路同时兼有保护再热器和维持锅炉最小蒸发量的作用。

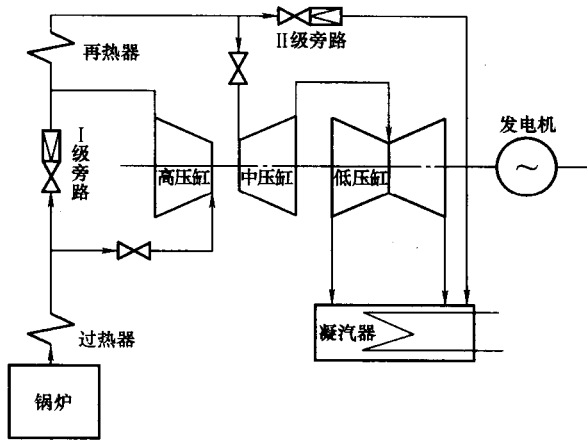


图 1-6 中间再热器机组的旁路系统示意

旁路系统的启动和关闭可以自动，也可以手动。旁路系统自动投入的信号可以取自汽轮机高压缸、中压缸调节阀。在锅炉启动过程中，要求旁路系统时启、时闭，以实现锅炉升温、升压过程的正常进行；在机组正常运行时，要求旁路系统能可靠地完全关闭，并有良好的截断流量特性；在汽轮机甩负荷时，要求旁路系统能快速打开，泄压，并保护再热器，维持锅炉正常运行。可见，汽轮机的旁路系统实质上是机组启停过程中和机组事故状态下起调节和保护作用的保安系统。

五、单元机组的辅机控制

1. 磨煤机的控制

对于不同类型的制粉系统，磨煤机控制系统的功能也有所区别。以无中间存储仓及给粉机的直吹式制粉系统为例来说，磨煤机控制系统应具备如下功能：

(1) 给煤机给煤率调整功能。通过给煤机给煤率控制来实现磨煤机负荷控制。