

超(超)临界机组 模拟量控制系统的调试及优化

赵志丹 高 奎 陈志刚 等 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

超(超)临界机组 模拟量控制系统的调试及优化

赵志丹 高 奎 陈志刚 王 峥 编著
王海涛 梁 朝 郝德锋



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 简 介

本书由多位从事火力发电机组控制策略设计、组态、调试、优化及试验的热控专业人员共同完成。总结了亲身参与的百余台超（超）临界机组的模拟量控制经验，从国内第一台超临界机组到当前投产的最新型机组的控制策略。本书共分为十章，内容包括超（超）临界机组模拟量控制策略，采用不同辅机类型及运行工艺下的机组控制策略及相关特点，针对机组节能及电网考核指标进行的控制优化。

本书可供从事超（超）临界燃煤发电机组控制策略设计、组态、安装、调试、电厂运行、电厂检修的工程技术人员及管理人员阅读，也可作为电厂运行、检修人员的培训教材和高等院校相关热力发电专业师生的参考用书。

图书在版编目（CIP）数据

超（超）临界机组模拟量控制系统的调试及优化/赵志丹等编著. —北京：中国电力出版社，2016.2

ISBN 978-7-5123-8600-6

I. ①超… II. ①赵… III. ①火力发电-发电机组-超临界机组-模拟量-控制系统-研究 IV. ①TM621.3

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2015）第 283474 号

中国电力出版社出版、发行

（北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>）

北京丰源印刷厂印刷

各地新华书店经售

2016 年 2 月第一版 2016 年 2 月北京第一次印刷
787 毫米×1092 毫米 16 开本 15.5 印张 365 千字
印数 0001—1500 册 定价 60.00 元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签，刮开涂层可查询真伪
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

我国 2014 年的煤炭产量为 38.7 亿 t, 接近世界煤炭总产量的一半, 而其中 50% 的煤炭产量用于火力发电。随着经济的发展, 特别是环保要求的日益提高, 燃煤发电与环境保护之间的矛盾日益突出。如何实现节能降耗并减少对环境污染的问题, 已经成为发电设备技术发展的主要趋势。而增大机组容量, 提高机组的运行参数等级是实现这一目标的重要手段。因此, 超临界、超超临界、高效超超临界以及二次再热超超临界发电机组已逐步成为燃煤发电机组的主流和发展方向。同时, 上述机组的辅机设备也在不断发生改变, 汽动引风机、低低温省煤器、超临界热-电联产等正逐步得到推广。这些都要求机组的运行水平及自动控制品质必须得到保障, 这就对控制策略的发展和完善提出了更高的要求。此外, 随着国内装机容量的增加, 各电网的自动调度水平逐步提高, 发电厂之间对机组负荷的占比出现竞争。这也要求机组的自动控制策略在满足自身运行稳定的前提下, 还要充分考虑电网的相关指标, 同时确保在发电负荷的竞争中处于领先的地位。

为适应超临界机组的发展, 相应的自动控制策略必须进行不断地创新和完善。我们总结了十几年来所承担的 350MW 超临界和 600、660、1000MW 超临界、超超临界、高效超超临界及正在开展的二次再热超超临界项目, 从机组的总体控制策略及不同辅机配置所带来的控制策略上的差异出发, 从基建期间机组自动控制的投入及机组投产后的控制策略优化, 就机组自动控制方面出现的问题, 结合锅炉、汽轮机、性能试验等方面的专家和工程师, 与组态设计和运行技术人员一起, 对控制对象以及控制方式进行深入分析和反复探索, 开展了大量的研究工作, 控制对象涵盖了三大主机厂的主流机组。通过总结多年的试验和实践, 并吸收国际先进控制理念, 形成了适用于我国国情的相关控制策略, 并在多台机组的调试和优化工作中进行了推广应用, 取得了良好的效果。希望本书的出版能为超临界机组控制技术的发展做出贡献。

本书由赵志丹、高奎、陈志刚等编著。第一、三章由高奎编写; 第二、十章由赵志丹编写, 第四章由王峥编写, 第五、六章由陈志刚编写, 第七章由郝德锋编写, 第八章由梁朝编写, 第九章由王海涛编写。赵志丹负责全书的总体组织和统稿。

本书编著具有多台超临界、超超临界、高效超超临界、二次再热超超临界机组的控制组态、调试、试验研究及控制优化的经验。并在试验研究和编写过程中得到了多个项目上许多同事的大力支持和帮助; 本书编写过程中还借鉴了国内外多位研究者的最新研究成果, 在此一并表示感谢!

由于成书仓促, 内容较为复杂, 不足之处敬请读者批评指正。

编者

2015 年 10 月

前言

第一章 超（超）临界机组的相关简介及控制要求	1
第一节 超（超）临界机组的相关简介	1
第二节 超（超）临界机组模拟量控制的基本要求	7
第二章 超临界机组的模拟量控制	12
第一节 超临界机组模拟量控制的特点及要求	12
第二节 超（超）临界机组模拟量控制的基本内容	25
第三节 超（超）临界机组模拟量控制优化的总体思路	69
第四节 主要 DCS 系统模拟量控制的相关要点	77
第三章 双进双出钢球磨制粉系统模拟量控制的优化	99
第一节 双进双出钢球磨直吹式制粉系统简介	99
第二节 双进双出钢球磨直吹式制粉系统模拟量控制的特点	104
第四章 风扇磨煤机制粉系统模拟量控制的优化	112
第一节 风扇磨煤机制粉系统介绍	112
第二节 风扇磨煤机制粉系统模拟量控制的特点	117
第五章 采用汽动引风机机组模拟量控制的优化	122
第一节 汽动引风机系统简介	122
第二节 汽动引风机炉膛负压控制策略	130
第三节 凝汽式汽动引风机的 RB 试验	136
第四节 回热式（背压式）汽动引风机 RB 控制策略	139
第六章 一次调频控制的优化	148
第一节 一次调频控制的构成及运行方式	148
第二节 一次调频控制策略的优化	151

第七章 抽汽供热机组控制的优化.....	158
第一节 工业供热超临界机组相关系统的简介.....	158
第二节 工业供热超临界机组热负荷控制的优化.....	161
第三节 采暖供热超临界机组相关系统的结构.....	164
第四节 采暖供热超临界机组负荷控制的优化.....	165
第八章 针对机组经济指标进行控制上的优化.....	170
第一节 机组滑压曲线的优化.....	170
第二节 凝结水系统控制的优化.....	174
第三节 低温烟气换热器控制优化.....	181
第九章 机组相关改造后的控制优化.....	187
第一节 机组引增合一改造后的控制优化.....	187
第二节 机组环保改造后进行的优化.....	192
第十章 超临界机组控制技术的发展.....	200
第一节 超（超）临界机组 APS 控制技术	200
第二节 二次再热机组控制策略的特点.....	221
参考文献.....	238

超（超）临界机组的相关简介及 控制要求

目前，我国的电力工业仍以燃煤发电机组为主，煤炭化石燃料的日渐紧缺以及煤炭燃烧后污染物排放所引起的环境污染问题已经成为当前引人关注的难点问题。燃煤火电机组对环境的影响直接制约了煤电的可持续发展，解决煤电的可持续发展问题是我国电力工业可持续发展的重要任务。

为节约能源和减轻环境污染，国内外正在开发多种洁净煤发电技术，包括循环流化床（CFB）、增压流化床联合循环（PFBC-CC）、整体煤气化联合循环（IGCC）以及超临界（SC）与超超临界技术（USC）。在同等蒸汽参数情况下，联合循环的效率比蒸汽循环的效率10%左右，但 PFBC-CC 和 IGCC 尚处于试验或示范阶段，在技术上及经济性上仍存在许多不完善之处。

超临界技术已十分成熟，超超临界机组也已在我国批量投运，这些都积累了良好的运行经验，形成了一套完整而成熟的设计、制造技术。与此同时，材料工业的发展使超临界机组采用更高参数成为可能，因此，技术成熟的大容量超临界、超超临界、高效超超临界以及二次再热超超临界机组将是我国清洁煤发电技术的主要发展方向，也是现阶段提高煤电效率、降低单位发电量污染物排放最有效的手段之一，为解决能源利用率低和环境污染严重等问题提供了最现实和最有效的途径。

第一节 超（超）临界机组的相关简介

一、发展历程

自 20 世纪 50 年代开始，以美国和德国为代表的工业发达国家开始研究并发展超临界和超超临界机组，经过 30 多年的研究、完善和发展，到 20 世纪 80 年代，超临界、超超临界发电技术逐步趋于成熟，随着运行可靠性、可用率的不断提高，超临界机组逐步成为发展燃煤火电机组的主导方向。进入 20 世纪 90 年代后，随着对环保要求的日益严格和新材料的成功开发，发电效率更高、污染物排放量更少的超超临界火力发电技术得到迅速发展和成功应用，到 20 世纪 90 年代末期，超超临界火力发电技术已经成为成熟、先进、高效的洁净燃煤发电技术的主流。

美国是世界上发展超临界发电技术最早的国家，早在 20 世纪 50 年代就开始超临界发电

技术的探索和研究。美国拥有 9 台世界上容量最大的超临界机组，单机容量 1300MW。世界上第一台超超临界机组于 1957 年在美国 Philo 电厂投入商业运行，该机组由 B&W 和 GE 公司设计制造，蒸汽参数为 31MPa/621℃/566℃/566℃，容量为 125MW，采用二次中间再热。由于超临界机组的热效率同亚临界机组相比有明显提高，因此从 20 世纪 60 年代中期开始，超临界机组在美国得到迅速发展。

苏联是发展超临界机组最坚决的国家，也是当时拥有超临界机组最多的国家。1949 年，苏联投运了第一台超超临界试验机组，锅炉容量 12t/h，蒸汽参数 29.4MPa/600℃，积累一定经验后便开始生产 300MW 超临界机组，并在之后逐步形成 300、500、800、1200MW 四个容量等级的超临界机组。

日本从 20 世纪 60 年代中期开始发展超临界机组，主要采用引进、仿制、创新的技术路线，虽然起步较晚，但吸收了美国和欧洲的最新技术，发展速度很快，收效显著。日本第一台超临界机组是日立公司从美国 B&W 公司引进的蒸汽参数为 24.12MPa/538℃/566℃，容量为 660MW 的超临界机组，于 1967 年在姊崎电厂投运。

德国也是发展超临界技术最早的国家之一。1956 年，德国投运了一台容量为 88MW，蒸汽参数为 34MPa/610℃/570℃/570℃的超超临界机组，但因机组容量小，未获得很大发展。1972 年投运了一台容量为 430MW，蒸汽参数为 24.5MPa/535℃/535℃的超临界机组；1979 年投运了一台容量为 475MW，蒸汽参数为 25.5MPa/530℃/540℃/530℃的超临界机组。德国开发的螺旋管圈水冷壁锅炉，实现了超临界锅炉的滑压运行，目前在欧洲和日本的全滑压运行超临界机组广泛采用了这类锅炉。

丹麦于 1997 年、1998 年投运了两台容量为 411MW、蒸汽参数为 29MPa/582℃/580℃/580℃的二次中间再热超超临界机组，机组效率为 47%，净效率达 45%，采用海水冷却，汽轮机背压为 2.6kPa。2000 年投运了一台容量为 410MW，蒸汽参数为 30.5MPa/582℃/600℃的超超临界机组，设计效率为 49%，是世界上迄今为止热效率最高的火电机组。

20 世纪 90 年代，我国引进了一批超临界火力发电机组。经过多年的运行实践和不断地研究、总结，为我国发展国产化超临界机组积累了宝贵的经验。1992 年投产的华能石洞口第二发电厂 2×600MW 进口超临界机组标志着我国拥有了高效发电机组。2004 年，首台国产化 600MW 超临界机组在华能沁北电厂成功投入商业运行，掀开了我国火电工业建设的新篇章。从“十一五”初期开始，我国超（超）临界机组即呈现出快速发展的趋势，600MW 机组基本上都采用了超临界或超超临界参数，1000MW 机组全部采用了超超临界参数。自 2006 年以来，随着华能玉环电厂、华电国际邹县发电厂、国电泰州电厂、上海外高桥第三发电厂、国电北仑电厂等一批 1000MW 超超临界机组投产及稳定运行，超超临界机组的单机容量、参数和数量已达到国际先进水平，具备了 1000MW 级超超临界电厂全部自主设计能力并达到国际先进水平，在设备设计制造水平上具备了 600MW 和 1000MW 等级超超临界机组制造能力。

为进一步降低能耗，减少污染排放、改善环境，在材料技术发展的支持下，超临界机组正在朝着更高参数的高效超超临界方向发展。

美国正在进行新一代（760℃）的超超临界参数机组的锅炉材料研究计划，以开发温度和压力更高的超超临界机组。2001 年，美国启动先进超超临界发电技术研究计划，研发目

标是开发蒸汽参数达到 $760^{\circ}\text{C}/760^{\circ}\text{C}/38.5\text{MPa}$ 的火电机组,效率达到 $46\%\sim 48\%$ 以上。

俄罗斯致力于新一代高效超超临界机组的设计工作,蒸汽参数为 $(30\sim 32)\text{MPa}/(580\sim 600)^{\circ}\text{C}/(580\sim 600)^{\circ}\text{C}$,给水温度为 300°C ,当凝汽器压力 $3.4\sim 3.6\text{kPa}$ 时,预计电厂效率可达 $44\%\sim 46\%$ 。

日本于 2000 年开始“ 700°C 级别超超临界发电技术”可行性研究,2008 年 8 月正式启动“先进的超超临界压力发电(A-USC)”项目的研究,目标是开发 700°C 级燃煤发电机组,已确定机组参数先实现 $35\text{MPa}/700^{\circ}\text{C}/720^{\circ}\text{C}/720^{\circ}\text{C}$,最终将再热蒸汽温度提高到 750°C ,机组净效率达到 $46\%\sim 48\%$ 。

欧盟近年来正在进行“Thermie700 计划”,目标是使下一代超超临界机组的蒸汽参数达到 $37.5\text{MPa}/700^{\circ}\text{C}/700^{\circ}\text{C}$,从而使热效率达到 $52\%\sim 55\%$ 。

在我国,国家科技部已将 700°C 以上高参数超超临界发电列入“十二五”规划,重点组织开发技术研究,确定了目标参数为:压力 $\geq 35\text{MPa}$ 、温度 $\geq 700^{\circ}\text{C}$ 、机组容量 $\geq 600\text{MW}$,并具体制定了研发初步进度,争取在“十二五”末建立示范电站。2010 年 7 月,国家能源局成立了“国家 700°C 超超临界燃煤发电技术创新联盟”,宗旨是通过对 700°C 超超临界燃煤发电技术的研究,有效整合各方面资源,共同攻克技术难题,提高我国超超临界机组的技术水平,实现 700°C 超超临界燃煤发电技术的自主化,带动国内相关产业的发展,为电力行业的节能减排开辟新的路径。

二、超(超)临界机组的分类

由于水蒸气存在明确的临界点参数,即:临界压力为 22.129MPa ,临界温度为 374.15°C ,临界焓为 2095.2kJ/kg ,临界熵为 $4.4237\text{kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$,临界比容为 $0.003147\text{m}^3/\text{kg}$,所以超临界机组有着明确的物理意义,即主蒸汽压力超过 22.129MPa 的机组称为超临界机组。

随着超临界机组的发展,蒸汽参数进一步提高,循环热效率相应得到提高,为了便于区分,提出了超超临界机组及高效超超临界机组的概念。超临界机组、超超临界机组及高效超超临界机组的蒸汽参数划分尚未有统一的看法,按照机组的发展阶段,工程上一般把主蒸汽温度介于 $540\sim 571^{\circ}\text{C}$,主蒸汽压力介于 $23\sim 26\text{MPa}$ 之间的发电机组划分为超临界机组,把主蒸汽温度在 600°C 左右,主蒸汽压力介于 $26\sim 29\text{MPa}$ 之间的发电机组划分为超超临界机组,把目前处于研究和大力发展的主蒸汽温度介于 $650\sim 710^{\circ}\text{C}$,主蒸汽压力超过 30MPa 的发电机组划分为高效超超临界机组。

超(超)临界机组模拟量控制的主要内容是协调控制,协调控制将汽轮机和锅炉作为整体进行考虑,保证锅炉能量输出与汽轮机能量输入之间的平衡,满足机组具备快速负荷响应能力的同时,维持机组主要运行参数稳定。不同型式的锅炉具有不同的运行特性,协调控制系统的调试及优化工作必须对这种特性予以考虑,并根据机组运行情况的特点,设计合理的协调及子系统的控制策略。

根据整体布置方式的不同,超(超)临界煤粉锅炉的主要采用 II 型和塔式两种,也有采用 T 型的布置方式。II 型锅炉高度较低,受热面易于布置成逆流传热方式,尾部烟气向下流动,有利于吹灰,但其占地面积大,烟道转弯影响传热性能。塔式锅炉再热器压降小,高压汽水系统压降小,烟气阻力小,尾部受热面烟气温度偏差小,但锅炉高度较高,安装及检修费用有所提高,对于灰分较高的燃煤,积灰塌落易引起燃烧不稳甚至灭火。

根据燃烧器结构及布置不同，超（超）临界锅炉燃烧方式可分为切向燃烧、墙式燃烧及W型火焰燃烧三种方式。切向燃烧中四角火焰相互支持，一、二次风混合便于控制，煤种适应性更强，燃烧器为直流、可摆动式，有利于汽温调节。墙式燃烧上部炉膛宽度方向上的烟气温度和速度分布比较均匀，使过热蒸汽温度偏差较小，并可降低整个过热器和再热器的金属最高点温度。W型火焰燃烧下炉膛截面积偏大且四周敷设卫燃带，可使煤粉火焰具有较高温度而又不易冲墙，减少结渣危险，对于难燃的贫煤及无烟煤在燃烧稳定性上优于切圆及墙式燃烧方式。

三、超（超）临界机组主要辅机的区别

1. 锅炉启动系统

直流锅炉在启动前必须建立一定的启动流量和启动压力，强迫工质流经受热面，使其得到冷却。直流锅炉不像汽包锅炉那样有汽包作为汽水固定的分界点，水在锅炉管中加热、蒸发和过热后直接向汽轮机供汽，而在启停或低负荷运行过程中有可能提供的是不合格蒸汽，可能是汽水混合物，甚至是水，因此，直流锅炉必须配套一个特有的启动系统，以保证锅炉启/停和低负荷运行期间水冷壁的安全和正常供汽。

根据超临界直流锅炉启动分离器的运行方式，启动系统可分为内置式和外置式两种。外置式分离器启动系统只在机组启动和停运过程中投入运行，在正常运行时解列于系统之外，系统解列或投运前后操作复杂，汽温波动大，难以控制，对汽轮机运行不利，因此，外置式分离器启动系统在现代超临界及超超临界锅炉上已不使用。内置式启动分离器在锅炉启/停及低负荷运行期间保持湿态运行，起汽水分离作用，而在锅炉正常运行期间，汽水分离器仅作为蒸汽通道。内置式汽水分离器系统简单，操作方便，从根本上消除了外置式分离器解列或投运操作所带来的汽温波动问题，在超临界及超超临界锅炉上得到广泛应用，我国的超临界、超超临界锅炉全部采用内置式分离器启动系统。

内置式分离器启动系统根据疏水回收系统的不同，基本可分为扩容器式、循环泵式和热交换式三种。不同的内置式分离器启动系统各有优缺点，扩容器式启动系统投资少、运行操作方便、容易实现自动控制、维修工作量少，但运行经济性差；循环泵式启动系统工质和热量回收效果好、但投资大、运行操作相对复杂、转动部件的运行和维护要求高、循环泵的控制要求高；热交换器式启动系统运行操作方便、工质热量回收效果好、维修工作量少，但投资大、金属耗量大。启动系统的选择一般以用户要求为主，主要考虑投资大小和运行维修的方便性。国产超临界锅炉基本采用带循环泵和扩容器两种内置式分离器启动系统，超超临界锅炉普遍采用带循环泵的启动系统。

2. 制粉系统

磨煤机及制粉系统的选型是电厂安全、稳定、经济运行的保证。磨煤机根据其工作转速可分为低速磨煤机、中速磨煤机及高速磨煤机，制粉系统一般分为贮仓式制粉系统和直吹式制粉系统两大类。根据制粉系统内干燥介质的压力不同，又可分为正压系统及负压系统。

大型超（超）临界机组制粉系统为了简化系统，增加安全性，系统按抗爆压力设计，不设防爆门，同时为减少煤仓间的建筑投资，大多采用直吹式系统。直吹式制粉系统磨煤机型式主要有中速磨煤机、双进双出钢球磨煤机、风扇磨煤机。

中速磨煤机的优点是电耗较低、空载功率小、噪声小、整套磨煤装置紧凑、占地面积比

钢球磨小、碾磨部件磨损轻、启动迅速、负荷调节特性好，一般均能适用于烟煤和贫煤的磨制。但是，磨煤机对原煤带进的三块（铁块、木块和石块）的敏感性比其他类型磨煤机大，运行中易引起磨煤机振动、石子煤排放量增大等故障，磨煤机通风阻力较大，磨煤机结构较为复杂、运行和检修的技术水平要求较高，对煤种的适用性有限，不易磨制高灰分的硬质煤。当煤种适宜时优先采用中速磨煤机是合理的，在目前投产的超（超）临界机组制粉系统中，中速磨煤机制粉系统是较为普遍使用的系统。

双进双出钢球磨最突出的优点是煤种适应性广，运行稳定可靠，维修方便，可在运行中填补钢球，运行周期较长，对磨制煤种的可磨性指数和磨损指数没有任何限制，可以磨制包括褐煤在内的所有煤种，特别适用于磨制低挥发分的无烟煤以及高灰分的贫煤。然而，钢球磨煤机及其制粉系统也存在诸如系统复杂、运行电耗高、部件多、占用空间大、耗钢多、磨损大、噪声大、爆炸事故多、用于正压系统时密封困难等缺点。因此，在磨制其他磨煤机不能胜任的煤种或无合适规格的其他磨煤机时，选用钢球磨煤机是合理的。我国电厂燃煤煤种混杂且煤质劣化的趋势对超（超）临界机组的安全稳定运行带来巨大压力，因此，钢球磨煤机制粉系统在超（超）临界机组上也得到了较多的使用。

在各类磨煤机中，风扇磨煤机的制粉电耗最低，可以磨制外在水分高的煤种。风扇磨煤机属于高速转动的磨煤机，其破碎方式以高速撞击为主，在磨煤机运行过程中会产生强烈的冲刷磨损，特别是当磨制较硬的煤时，冲击板等磨损快，碾磨部件寿命短，维修工作量大。经运行电耗与磨耗金属和维修费用综合考虑，其运行经济性同中速磨煤机相当，在煤种适宜的条件下，采用风扇磨煤机对节能是有一定意义的，一般适用于磨制褐煤，油页岩及泥煤。风扇磨煤机对煤质变化的适应性较差，在煤种多变的锅炉上采用风扇磨煤机应慎重考虑，目前投产的燃用褐煤的超（超）临界机组，较多的采用风扇磨煤机。

3. 锅炉烟气系统

风烟系统是锅炉保证燃煤锅炉燃烧运行的基本系统，风烟系统在向锅炉炉膛提供一定风量使煤粉在炉膛内达到充分燃烧的同时，保证引风量与送风量相适应以维持炉膛负压在规定的范围内，炉膛内燃烧产物经脱硝、除尘及脱硫等工艺处理后抽入烟囱排向大气。

燃煤火电厂烟气系统中通常设置两 50% 容量的引风机用来将锅炉燃烧产生的烟气抽出，通过烟囱排放到大气中。随着建设绿色环保电厂的要求日益强烈，新建大型电厂都同步建设有烟气脱硫装置，未设置脱硫装置的电厂正在通过进行技术改造加装脱硫装置。在装有脱硫装置的电厂中，烟气通过脱硫装置进行脱硫后再排放到大气中。

目前，设置有脱硫装置的烟气系统可分为分设锅炉引风机和脱硫增压风机以及设置引增合一联合风机两种型式。分设锅炉引风机和脱硫增压风机的系统，引风机和增压风机分别设置并相互独立选型设计，二者以 FGD 入口为界，引风机考虑分界线前锅炉尾部和电除尘器的烟气阻力，增压风机考虑分界线后烟道、吸收塔以及烟囱内的烟气阻力，在机组负荷变化时，需同时调节串联的两种风机，调节比较复杂。设置引增合一联合风机的系统，在统一考虑锅炉尾部、电除尘器、烟道、吸收塔和烟囱内的全部阻力的前提下设置联合引风机，这种方案节省设备初投资、节约脱硫岛吸收区占地、节电效果明显、运行维护费用低、符合基建原则，同时具有调节对象单一，烟气系统响应负荷变化较分设方案迅速、准确的优势。采用引风机和脱硫增压风机合并设置的方案，技术上可行而且经济，新建大型火电厂普遍优先考

虑设置联合引风机。

锅炉引风机与脱硫系统的增压风机合并,可以大幅度降低厂用电率,提高电厂运行经济性,但随着机组容量增大,合并后引风机电机容量进一步增大,带来电动机启动电流过大对厂用电系统带来冲击等问题,采用小汽轮机驱动的汽动引风机能够彻底解决这一问题。通过引风机的转速调节,保持引风机导叶处于经济的开度范围,使风机在不同负荷下能够保持较高的效率,汽动引风机可将蒸汽的热能直接转换为机械能,减少了能量转换环节和能量损失,提高了热能的利用效率,因此汽动引风机是一种比较优化的能源利用方式。采用汽动引风机的锅炉烟气系统不仅可通过导叶调整炉膛负压,还具备通过风机转速调节炉膛负压的能力,控制上不仅存在引风机的静叶调节,而且存在小汽轮机的转速调节,控制上的变结构相对电动引风机更为复杂。近些年,无论是在新建超(超)临界机组上还是投产机组的技术改造中,汽动引风机已获得成功的使用并得到推广。

4. 空冷系统

根据汽轮机做功后乏汽冷却方式的不同,机组凝汽器冷却系统可分为湿冷式冷却系统(水冷系统)和干冷式冷却系统(空气冷却系统)两种。

湿冷式冷却系统分为开式冷却系统(直流供水)和闭式冷却系统(循环供水),开式冷却系统以江河湖海的水作为冷却水,冷却水通过水泵送入汽轮机凝汽器,冷却汽轮机排汽,回水到送水源,不做循环,适用于沿江、沿海及周围水资源丰富的地区。冷却水在凝汽器与冷却塔之间进行循环的冷却方式为闭式循环冷却系统,乏汽通过热交换的方式把热量传给冷却水,热量直接在冷却塔或其他冷却设备中散发到大气。

湿冷系统在运行过程中需要大量的冷却水,随着大容量火力发电机组的快速建设,水资源的节约利用已经成为火电机组建设及运行过程中必须考虑的问题,空冷技术作为一种有效的节水型火力发电技术很好地解决了这一问题,它不仅节约了用水量,而且对在富煤缺水地区的火电机组的建设提供了很大的选择空间。

空冷系统是直接或间接利用空气作为冷却介质的冷却方式,依据空气和排汽热交换方式的不同,可分为直接空冷系统、凝滞式(海勒式)间接空冷系统和表面式(哈蒙氏)间接空冷系统。直接空冷系统中,汽轮机排汽直接进入空冷凝汽器,与空气直接换热,其冷凝水由凝结水泵进入汽轮机的回热系统,它所需的冷却空气通常由大直径轴流风机采用机械通风方式提供。凝滞式间接空冷系统中,汽轮机排汽与循环水混合冷却,将冷却水中极小的一部分通过凝结水精处理装置后送入汽轮机的回热系统,系统需要设大规模的精处理设备,设备多、系统较复杂。表面式间接空冷系统冷却方式与普通湿冷机组相同,循环水通过表面式凝汽器来凝结汽轮机排汽,循环水送入自然通风冷却塔中进行冷却,凝结水及循环水可按各自的要求分别处理,系统相对简单、设备少。

直接空冷汽轮机的排汽由空气直接冷凝,蒸汽与空气之间进行热交换,没有循环水系统,与其他方式的空冷系统相比较具有初始温差大、设备少、系统简单、空气流量调节灵活、冬季防冻措施可靠等优点。该系统的缺点是风机群噪声污染、空冷凝汽器体积比水冷凝汽器体积大得多、庞大的真空系统容易漏气、大直径排汽管道加工比较困难、直接空冷大多采用强制通风,耗电量大。

5. 热网系统

发展热电联产是节约能源、保护环境的有效措施,大量研究和实践表明了热电联产可以

提高能源的利用程度，对减少温室气体及粉尘排放量有着重大意义。超（超）临界机组热电联产作为一种高效用能形式已经成为大型火电站的一个发展方向。

热电联产的超（超）临界机组其电厂内部热网系统一般由抽汽管路、热网加热器、热网疏水泵、热网循环泵、热网除氧器及补水系统等设备组成。热网系统利用汽轮机抽汽通过热网加热器的换热来加热热网循环水，热网回水由热网循环水泵升压后，经过热网加热器加热后被输送至厂外热网。热网加热器的疏水通过热网疏水泵回收至热力系统，回收方案有多种形式，如，不经处理直接回收至除氧器、经过高温除铁后回收至除氧器、降温后回收至凝结水系统（凝汽器或凝结水管路）。热网补充水一般采用化学软化水，补水管路可设置为正常补水和事故补水两路，经热网补充水泵补入热网回水管。

此外，近些年热电联产的超（超）临界机组利用其再热抽汽用于周边工厂（如，化工厂、钢厂等）的工业供热机组逐渐增多，再热抽汽一部分直接用作工厂驱动设备的动力汽源，一部分经减温减压用于供热。不但提高了电厂的能源利用率，提高了整体的经济性，而且替代了工厂内部的供热锅炉，减少了污染物的排放，获得很高的社会效益。

第二节 超（超）临界机组模拟量控制的基本要求

目前，我国电力事业已进入大电网时代，随着电网容量的不断增大，电网的用电结构也在发生巨大的变化，负荷的波峰、波谷差距加大，特别是太阳能发电、风电的装机在电网的占比不断加大，而这些机组发电量的可控性较差，均需要电网内的其他机组做出相应的调节。如果火力发电机组没有相应的调频、调峰能力，电网就对供电品质失去了控制，也就不能对供电质量提供保证。这就要求发电机组需要具备 AGC 功能和一次调频功能，同时又要保证机组本身安全稳定的运行。这就要求机组的自动控制水平必须提高，不但满足自身的安全、稳定、经济运行，同时还要满足电网自动化调度的严格要求。这已成为单元机组模拟量控制的一个基本要求，更是机组模拟量控制优化的主要要求。下面以某电网 AGC 及一次调频的考核细则为例，介绍其相关要求。

一、AGC 主要考核指标

如图 1-1 所示，这是国内某台机组一次典型的 AGC 控制过程。

图 1-1 中， $P_{\min}$ 是该机组可调的下限出力， $P_{\max}$ 是其可调的上限出力， P_n 是其额定出力， P_d 是其启/停磨煤机时的临界点功率。

整个过程的描述： T_0 时刻以前， T_1 时刻以前，该机组稳定运行在出力值 P_1 附近， T_0 时刻，AGC 控制程序对该机

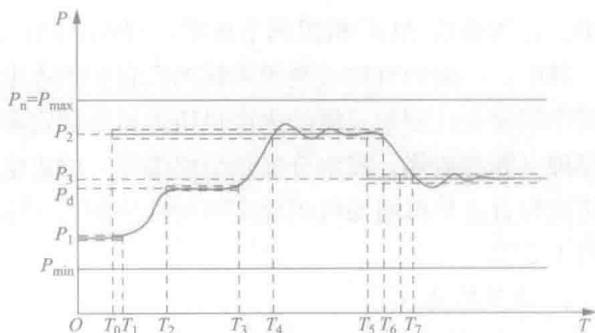


图 1-1 机组 AGC 控制过程图

组下发功率为 P_2 的设点命令，机组开始涨出力，到 T_1 时刻可靠跨出 P_1 的调节死区，然后到 T_2 时刻进入启动磨煤机区间，一直到 T_3 时刻，启动磨煤机过程结束，机组继续涨出力，至 T_4 时刻第一次进入调节死区范围，然后在 P_2 附近小幅振荡，并稳定运行于 P_2 附近，直

至 T_5 时刻, AGC 控制程序对该机组发出新的设点命令, 功率值为 P_3 , 机组随后开始降出力的过程, T_6 时刻可靠跨出调节死区, 至 T_7 时刻进入 P_3 的调节死区, 并稳定运行于其附近。

1. 可用率 (K_A)

$$K_A = \frac{\text{可投入 AGC 时间}}{\text{月有效时间}}$$

其中可投入 AGC 时间指结算月内, 机组 AGC 保持可用状态的时间长度, 月有效时间指月日历时间扣除因为非电厂原因 (含检修、通道故障等) 造成的不可用时间。

AGC 可用率考核采用定额考核方式, 被考核机组的 AGC 可用率考核电量为

$$(K_A^* - K_A) \times P_N \times 1 \text{ (h)} \times \alpha_{AGC, A}$$

式中: K_A^* 为可用率指标要求, 为 98%; $\alpha_{AGC, A}$ 为 AGC 可用率考核系数, 其数值为 1; P_N 为该机组容量, MW。

2. 调节速率

调节速率是指机组响应 AGC 指令的速率, 其计算公式如下:

$$v_i = \frac{P_e - P_s}{T_e - T_s}$$

式中: P_e 为其结束响应过程时的出力, MW; P_s 为其开始动作时的出力, MW; T_e 为结束的时刻, min; T_s 为开始的时刻, min。

如果变负荷过程中需要启停磨煤机组, 在计算时还需要考虑启停磨煤机组的时间 T_d , 此时的调节速率计算公式变为

$$v_i = \frac{P_e - P_s}{T_e - T_s - T_d}$$

K_{li} 衡量的是该 AGC 机组第 i 次实际调节速率与其应该达到的标准速率相比达到的程度。其计算公式如下:

$$K_{li} = \frac{v_i}{v_N}$$

式中: v_i 为该次 AGC 机组调节速率, MW/min; v_N 为机组标准调节速率, MW/min。

其中: 一般的直吹式制粉系统的汽包炉的火电机组为机组额定有功功率的 1.5%; 一般的带中间储仓式制粉系统的火电机组为机组额定有功功率的 2%; 循环流化床机组和燃用特殊煤种 (如劣质煤, 高水分低热值褐煤等) 的火电机组为机组额定有功功率的 1%; 超临界定压运行直流炉机组为机组额定有功功率的 1.0%, 其他类型直流炉机组为机组额定有功功率的 1.5%。

3. 调节精度

调节精度是指机组响应稳定以后, 实际出力和 AGC 设定点出力之间的差值。其计算公式如下:

$$\Delta P_{i,j} = \frac{\int_{T_{Sj}}^{T_{Ej}} |P_j(t) - P_j| dt}{T_{Ej} - T_{Sj}}$$

式中: $\Delta P_{i,j}$ 为机组在第 j 计算时段内的调节偏差量, MW; $P_j(t)$ 为其在该时段内的实际出

力, MW; P_j 为该时段内的设点指令值, MW; T_{Ej} 为该时段终点时刻; T_{Sj} 为该时段起点时刻。

K_{2i} 衡量的是该 AGC 机组第 i 次实际调节偏差量与其允许达到的偏差量相比达到的程度。

$$K_{2i} = \frac{\Delta P_{i,j}}{\text{调节允许的偏差量}}$$

式中: $\Delta P_{i,j}$ 为该次 AGC 机组的调节偏差量, MW, 调节允许的偏差量为机组额定有功功率的 1%。

4. 响应时间

响应时间是指 EMS 系统发出指令之后, 机组出力在原出力点的基础上, 可靠地跨出与调节方向一致的调节死区所用的时间。即

$$t_{i-1} = T_1 - T_0 \text{ 和 } t_i = T_6 - T_5$$

$$K_{3i} = \frac{t_i}{\text{标准响应时间}}$$

式中: t_i 为该次 AGC 机组的响应时间。

火电机组 AGC 响应时间应小于 1min, 水电机组 AGC 的响应时间应小于 10s。 K_{3i} 衡量的是该 AGC 机组第 i 次实际响应时间与标准响应时间相比达到的程度。

5. 调节性能综合指标

每次 AGC 动作时, AGC 调节性能计算公式:

$$K_{Pi} = \frac{K_{1i}}{0.75 \times K_{2i} \times K_{3i}}$$

式中: K_{Pi} 衡量的是该 AGC 机组第 i 次调节过程中的调节性能好坏程度。

调节性能日平均值 K_{Pd} 计算公式:

$$K_{Pd} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{Pi}}{n}$$

式中: K_{Pd} 反映了某 AGC 机组一天内 n 次调节过程中的性能指标平均值。未被调用 AGC 的机组是指装设 AGC 但一天内一次都没有被调用的机组。

调节性能月度平均值 K_P 计算公式:

$$K_P = \frac{\sum_{i=1}^n K_{Pi}}{n}$$

式中: K_P 反映了某 AGC 机组一个月内 n 次调节过程中的性能指标平均值。未被调用 AGC 的机组是指装设 AGC 但在考核月内一次都没有被调用的机组。

实测机组月度调节性能 $K_P < 1$, 则该机组 AGC 性能指标不满足要求, 按 AGC 性能考核。

AGC 性能考核采用定额考核方式, 被考核机组的 AGC 性能考核电量为 $(1 - K_P) \times P_N \times 1 \text{ (h)} \times \alpha_{AGC,P}$, $\alpha_{AGC,P}$ 为 AGC 性能考核系数, 其数值为 2。

相比过去的电网考核细则, 现行的考核细则突出了对 AGC 工况下实时负荷控制精度的考核, 新的考核方式下, 假如机组负荷控制品质稍差, 则意味着 AGC 运行工况下全过程被实时考核的电量将更多, 而最终电厂统计的考核电量将以上网电价折算后进行结算。由此可

见,现行的考核方法对机组协调控制下的调节品质即负荷控制精度提出了相当严格的要求。在现行细则实行后,改善 AGC 考核的唯一方法即提升机组的协调控制品质,以保证机组在负荷动态控制的全过程中,既满足负荷的迅速响应又满足负荷点的持续稳定。对机组来说,在既定的负荷变化设定速率下,负荷响应实际速率与设定值越接近,负荷的控制精度越高,考核的指标结果也越好。

二、一次调频主要考核指标

并网发电厂机组必须具备一次调频功能,并网发电厂机组一次调频的人工死区、调速系统的速度变化率和一次调频投入的最大调整负荷限幅、调速系统的迟缓率、响应速度等应满足电网一次调频技术管理要求。并网运行的机组必须投入一次调频功能,当电网频率波动时应自动参与一次调频,并网发电厂不得擅自退出机组的一次调频功能。现以华中电网为例详细介绍火电机组一次调频各个性能指标。

1. 转速死区

转速死区是特指系统在额定转速附近对转速的不灵敏区。为了在电网周波变化较小的情况下,提高机组运行的稳定性,一般在电调系统设置有转速死区。但是过大的死区会减少机组参数一次调频的次数及性能的发挥。发电机组一次调频的转速死区应不超过 $2r/min$ 。此外,在局域电网容量较小的情况下(孤网运行方式)转速死区为 $7r/min$ 。

2. 响应时间

机组参与一次调频的响应滞后时间,目的是要保证机组一次调频的快速性。发电机组一次调频的响应滞后时间应不超过 $3s$ 。

3. 速度变动率

发电机组一次调频的速度变动率应为 $4\%\sim 5\%$ 。

4. 一次调频的最大调整负荷限幅

额定负荷 $500MW$ 及以上的火电机组,一次调频的负荷调整限幅为机组额定负荷的 $\pm 6\%$;额定负荷 $210\sim 490MW$ 的火电机组,一次调频的负荷调整限幅为机组额定负荷的 $\pm 8\%$ 。

5. 响应行为

当机组在 80% 的额定负荷状态下运行,对持续 $60s$ 的一定频率的阶跃变化,其负荷调整响应的滞后时间、调整的幅度应满足如下要求:

(1) 机组一次调频的负荷调整幅度应在 $15s$ 内达到理论计算的一次调频的最大负荷调整幅度的 90% 。

(2) 在电网频率变化超过机组一次调频死区时开始的 $45s$ 内,机组实际出力与响应目标偏差的平均值应在理论计算的调整幅度的 $\pm 5\%$ 内。

三、超临界机组模拟量控制相关需求

依据上述电网调度中心对火电机组的考核规定,结合超临界机组运行的自身特点,在进行超临界机组模拟量控制调试和优化时,除满足“两个细则”的要求外,必须很好地协调汽轮机、锅炉两侧的控制动作,合理保持内外两个能量供求的平衡关系,即:机组与电网用户之间能量供求平衡关系和锅炉与汽轮机之间能量供求平衡关系,以同时兼顾负荷响应能力和机组机前汽压稳定两个方面的性能指标的基本要求。最终,超临界机组模拟量控制系统的功

能应该具有以下几个方面。

1. 精确的负荷控制能力

电网对火电机组的 AGC 考核和一次调频考核已经提高到负荷控制精度的高度,不但要求机组能够按照电网要求进行负荷调整,满足负荷变化的幅度及负荷变化的速率而且对于负荷调整精度也提出了严格要求。这就要求成为电网主力的超临界机组的负荷控制必须精确、稳定、快速。

2. 稳定的机组运行参数

直流锅炉机组中,由于没有储能作用较大的汽包环节及较粗的下降管,工质在机组内的循环速度上升,直接做功的蒸汽质量与机组循环工质总质量(水和蒸汽)的比值很高。这就要求控制系统应更为严格地保持工作负荷与燃烧速率之间的关系,严格地保持机组的物料平衡关系。模拟量控制系统应能随时检测与消除机组运行过程中的各种内、外扰动,维持锅炉与汽轮机的能量平衡以及锅炉内部燃料、送风、引风、给水等各子控制回路的出力平衡与工质平衡。

3. 机组出力具有限制功能

机组运行过程中可能出现局部故障或负荷需求超过了机组此时的实际能力,产生外界需求与机组允许出力的失调。模拟量控制系统应具有机组主/辅机出力的协调能力及在锅炉、汽轮机子控制系统的控制能力受到限制的异常工况下,自动改变机组控制模式,维持控制指令与机组能力的平衡,锅炉与汽轮机的能量平衡以及锅炉燃烧、送风、引风、给水等各子控制回路之间的能量平衡。

4. 良好的煤种适应能力

超临界直流炉控制的核心是水煤的配比,锅炉燃煤煤种的变化对机组协调控制会造成很大的不利影响。从许多电厂实际燃煤的煤种来看,多数电厂由于掺烧低成本、低热值煤种的原因,煤种已经较大地偏离了锅炉设计煤种,影响了锅炉的燃烧特性。对于直流锅炉的影响尤为突出,汽压的控制特性变差,主蒸汽温度、再热汽温度等控制困难。这导致在机组参与 AGC 调节时,出现负荷响应慢、主蒸汽压力、主蒸汽温度、再热汽温等重要参数严重偏离设定值的情况。这就要求机组协调控制系统应该适应煤种的变化做出适当的调整。