

大型火电厂发电技术丛书



HUODIANCHANG GUOLU XITONG
JI YOUHUA YUNXING

火电厂锅炉系统 及优化运行

李永华 刘长良 陶 哲 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

大型火电厂发电技术丛书

HUODIANCHANG GUOLU XITONG
JI YOUHUA YUNXING

火电厂锅炉系统 及优化运行

李永华 刘长良 陶 哲 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书是在国产 600MW 超临界和超超临界压力锅炉设备、系统和技术特点基础上,结合作者多年在锅炉技术领域研究成果编写的。主要包括锅炉燃料特性、煤粉制备及制粉系统、燃烧设备、超临界锅炉水冷壁、过热器和再热器、省煤器与空气预热器、超临界锅炉启动和停运、锅炉运行调节及优化运行、锅炉可靠性技术等。

本书可作为高等学校热能与动力工程专业的教学参考书,也可作为燃煤电厂运行人员的培训教材,还可供从事锅炉设计、制造和运行工作的工程技术人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

火电厂锅炉系统及优化运行/李永华,刘长良,陶哲
编著. —北京:中国电力出版社,2011

(大型火电厂发电技术丛书)

ISBN 978-7-5123-1541-9

I. ①火… II. ①李…②刘…③陶… III. ①火电厂-
锅炉运行 IV. ①TM621.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2011)第 055553 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

*

2011 年 9 月第一版 2011 年 9 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 20.5 印张 504 千字

印数 0001—3000 册 定价 46.00 元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签,加热后中心图案消失

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

节能减排已经成为我国的基本国策。我国以燃煤发电为主,超临界和超超临界燃煤发电技术是火电企业节能减排的主要措施,600MW 超临界机组将成为我国电力行业的主力机组。作者参考了我国四大锅炉厂生产的 600MW 超临界和超超临界锅炉的技术资料,结合多年在锅炉技术领域研究成果,编著了本书,力求反映国内外锅炉技术领域的新成果,具有鲜明的专业特色。

华北电力大学是我国电力行业进行锅炉技术研究和开发的重要基地,也是为电力行业培养高级技术人才的重要基地,在煤与生物质的燃烧、燃烧过程数值模拟、锅炉节能技术开发等方面进行了大量深入的研究,取得了大量的研究成果,本书是在总结这些成果的基础上完成的。同时,本书中很多材料来自于国内外近期的科学研究成果与论文,有关锅炉系统的成果都反映在本书中。

本书的主要特点是突出锅炉技术的新技术和实用性、突出超临界锅炉的特点、突出锅炉的可靠性技术,详细介绍了我国四大锅炉厂生产的 600MW 超临界和超超临界锅炉的结构和系统、工作原理、运行特性等。

本书由华北电力大学李永华教授、刘长良教授和陶哲工程师共同编著。其中,李永华编写第一、二、四、九、十章,刘长良编写第五、六、八章,陶哲编写第三、七章。本书引用了华北电力大学同事们的研究资料,参考了国内外同行发表的相关论著及锅炉制造厂的技术资料,在此,向他们表示衷心的感谢!

作者长期工作在教学和科研的第一线,对本书尽了很大努力,但由于作者水平有限,疏漏和错误仍在所难免,敬请读者批评指正。

作者

2011 年 9 月

前言

第一章 概述	1
第一节 我国电力工业现状及发展规划	1
第二节 电站锅炉概述	3
第三节 超临界技术概述	10
第二章 锅炉燃料特性	24
第一节 煤质特性	24
第二节 煤质特性对锅炉性能的影响	33
第三节 煤的燃烧特性研究	44
第三章 煤粉制备及制粉系统	53
第一节 煤粉特性	53
第二节 煤的可磨性系数和磨损指数	55
第三节 磨煤机	57
第四节 制粉系统	77
第五节 给煤机	79
第四章 燃烧设备	83
第一节 燃烧理论基础	83
第二节 燃烧器	94
第三节 炉膛	112
第四节 高效低污染燃烧技术	117
第五章 超临界锅炉水冷壁	129
第一节 超临界锅炉水冷壁的特点	129
第二节 600MW 超临界锅炉水冷壁系统	132
第三节 超临界锅炉水冷壁变压运行特性	142
第四节 水冷壁高温腐蚀	149
第六章 过热器和再热器	157
第一节 概述	157

第二节	过热器和再热器的结构·····	158
第三节	600MW 超临界锅炉过热器和再热器 ·····	160
第四节	热偏差·····	176
第五节	汽温特性及蒸汽温度调节·····	178
第七章	省煤器与空气预热器 ·····	182
第一节	省煤器·····	182
第二节	空气预热器·····	185
第三节	省煤器的运行故障·····	192
第四节	空气预热器的运行故障·····	196
第八章	超临界锅炉启动和停运 ·····	211
第一节	超临界锅炉启动系统分类·····	211
第二节	600MW 超临界锅炉启动系统 ·····	213
第三节	超临界锅炉启动特性·····	221
第四节	超临界锅炉启动·····	227
第五节	超临界锅炉的停运·····	237
第九章	锅炉运行调节及优化运行 ·····	240
第一节	直流锅炉的运行特性·····	240
第二节	直流锅炉的运行调节·····	242
第三节	锅炉燃烧优化调整·····	246
第四节	锅炉机组优化运行·····	264
第十章	锅炉可靠性技术 ·····	276
第一节	可靠性概述·····	276
第二节	提高锅炉可靠性的技术·····	284
第三节	锅炉故障诊断·····	291
第四节	锅炉故障处理·····	307
参考文献	·····	322

第一章 概 述

能源为物质的属性,是构成世界的基础之一。按照能源的获得方法,可分为一次能源,即可以直接被利用的能源,如煤、石油、天然气、风能、水能等;二次能源,即由一次能源直接或间接转换而来的能源,如电、蒸汽、焦炭、煤气等。

电是最重要的二次能源,现在的工作和生活已经离不开电。电的产生主要有由化学能转换发电(如电池)和由机械能转换发电两类方法,由机械能转换发电可分为热能发电和动力发电两类。热能发电指利用各种热量来发电,如化石燃料和核燃料释放出的热能、太阳热能、地热能、海洋温差能等;动力发电指利用各种动能来发电,如水力、风力、波浪力、潮汐力等。

第一节 我国电力工业现状及发展规划

公元前 585 年,古希腊哲学家达尔斯(Thales)发现摩擦琥珀会吸引细线,这是人类最早发现人为发电现象。1603 年,英国人吉伯特指出地球为一个大磁铁,并以希腊语 electron 定义电子一词。1831 年,英国人法拉第发现电磁感应现象,此后相继出现了三大发明——励磁电机、电话、电灯,从而引起了电力技术革命。世界上第一台火力发电机组是 1875 年建于巴黎北火车站的直流发电机,用于照明供电。1879 年,美国旧金山实验电厂开始发电,这是世界上最早出售电力的电厂。1891 年,美国建成了世界第一条三相交流送电线路。1892 年,世界第一座水力发电厂在法国琵琶湖建成。

我国于 1882 年在上海建成第一个发电厂,装机容量 12kW。1949 年,全国装机 185 万 kW。新中国成立后,电力工业飞速发展,1987 年全国装机突破 1 亿 kW。截至 2010 年 12 月,全国电力装机容量为 9.621 9 亿 kW,同比增长 10.1%。其中火电 7.066 3 亿 kW,占 73.4%;水电 2.134 亿 kW,占 22.2%;风电 3107 万 kW;核电 1082 万 kW;太阳能光伏发电装机 24 万 kW。

2010 年全国发电量 42 280.15 亿 kWh,同比增长 13.8%。其中火电占 80.76%;水电占 16.23%;核电占 1.82%,风电占 1.18%。供电煤耗 335g/kWh,同比降 7g/kWh。电网输电线损 6.49%,同比降低 0.91%。2010 年,全年发电设备利用小时数为 4660h,比上年增加 114h,为 2004 年以来发电设备利用小时持续下降的首次回升。其中水电设备平均利用小时 3429h,比上年提高 101h;火电设备平均利用小时 5031h,比上年提高 166h;核电 7924h,比上年提高 208h;风电 2097h,比上年提高 20h。由于经济的增长,2011 年 1~2 月的发电量同比增长 11.7%,火电发电量同比增长 9.1%,水电增长 32.9%。从这些数据看出,我国的发电是以燃煤发电为主的。

我国的电力工业同全世界的比较:2005 年,全世界总发电量 18.18 万亿 kWh,其中美

国 4 万亿 kWh, 中国 2.47 万亿 kWh, 日本 1.1 万亿 kWh, 俄罗斯 9520 亿 kWh, 印度 6000 亿 kWh。

2005 年装机容量: 美国 9.8 亿 kW, 51% 为煤电, 日本 2.6 亿 kW。美国计划到 2020 年装机达 11 亿 kW。中国煤电比例为 80%, 印度为 78%, 美国、德国为 51%。

2005 年供电煤耗: 日本 290g/kWh, 韩国 300g/kWh, 意大利 303g/kWh, 美国 360g/kWh, 澳大利亚 370g/kWh, 中国 375g/kWh。

2006 年, 我国 SO_2 排放总量高达 2589 万 t, 居世界第一, 比 2005 年增加 2.3%。酸雨区面积约占国土面积的 1/3。2007 年, 我国 SO_2 排放总量为 2468.1 万 t, 同比下降 4.66%。2007 年, 我国装备脱硫设施的燃煤机组占全部火电机组的比例由 2005 年的 12% 提高到 48%。从 2007 年开始, 我国的主要污染物排放开始下降。

2009 年全国主要污染物排放仍然呈现下降趋势。其中 SO_2 排放提前 1 年实现国家“十一五”减排 10% 的目标。2009 年, 全国 SO_2 排放总量为 2214.4 万 t, 同比下降 4.6%, 与 2005 年相比, SO_2 排放总量下降 13.14%。截至 2009 年底, 全国脱硫机组容量达 4.7 亿 kW, 占燃煤机组的 76%。2009 年电力排放 SO_2 939.3 万 t, 比 2005 年下降 29.3%。2010 年, 全国关停小火电机组超过 1100 万 kW。

我国电力工业的发展规划是到 2020 年, 全国总装机达 16 亿 kW, 将超过美国成为全世界装机容量最多的国家。现在还有 8 亿 kW 的发展空间, 但我国人口多, 人均用电量比较少。

按照规划, 到 2020 年, 水电、核电、风电、太阳能和生物质能发电总装机在 2005 年基础上共增加 2 亿 kW, 其余的 6 亿 kW 要建设火力发电机组。从现在到 2020 年, 每年需要新投产 8000 万 kW 发电机组, 才能保证完成电力工业的发展规划。同时, 燃煤发电机组投资少, 目前为 4000 元/kW (水电为 7000 元/kW, 生物质发电为 7000 元/kW, 风电为 6500 元/kW, 太阳能为 75 000 元/kW), 建设周期短, 是电力工业弹性发展的主要力量。虽然煤电的缺点是环境污染, 但是在环境保护的前提下, 还是应大力发展燃煤发电, 以保证国民经济发展的需要。

目前“十二五”电力开发基调为: 优先开发水电; 优化发展煤电; 大力发展核电; 积极推进新能源发电; 适度发展天然气集中发电; 因地制宜发展分布式发电。

“十二五”水电开发的基调是: 继续加快开发长江上游、乌江、南盘江红水河、黄河中下游及北干流、湘西、闽浙赣和东北等 7 个水电基地, 尽早开发完毕。重点开发金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江、怒江、黄河上游干流等 6 个分布在西部地区的水电基地, 推进雅鲁藏布江等西藏流域开发, 同时开发缅甸水电, 向我国输电。

根据规划, 2015 年全国常规水电装机预计 2.84 亿 kW 左右, 2020 年全国水电装机预计达 3.3 亿 kW 左右。2015 年抽水蓄能电站规划装机容量 4100 万 kW 左右, 2020 年 6000 万 kW 左右。

“十二五”我国将重点开发山西、陕北、宁东、准格尔、鄂尔多斯、锡林郭勒盟、呼伦贝尔盟、霍林河、宝清、哈密、准东、伊犁、淮南、彬长、陇东、贵州等大型煤电基地, 这些大型煤电基地将成为电力的主要来源。

“十二五”期间, 全国规划煤电开工规模 3 亿 kW, 2015 年煤电装机预计达到 9.33 亿 kW。

到 2015 年,我国将形成“东中部核电带”,即在辽宁、山东、江苏、浙江、福建、广东、广西、海南等沿海省区加快发展核电;稳步推进江西、湖南、湖北、安徽、吉林等中部省份内陆核电项目。

到 2015 年我国核电装机 4294 万 kW,2020 年核电规划装机容量 9000 万 kW。但是 2011 年的日本福岛核电事故,使世界各国对核电的发展变得非常谨慎了,一些国家暂时关闭或停建核电站。

我国风电重点在“三北”(西北、华北北部和东北)地区规划、建设大型和特大型风电场。按照规划,2015 年和 2020 年风电规划容量分别为 1 亿 kW 和 1.8 亿 kW。

太阳能集中在甘肃、青海、新疆等地。“十二五”期间,国家将在甘肃敦煌、青海柴达木盆地和西藏拉萨建设大型并网型太阳能光伏电站示范项目,在内蒙古、甘肃、青海、新疆等地选择荒漠、戈壁、荒滩等空闲土地,建设太阳能热发电示范项目。

到 2015 年太阳能发电规划容量 200 万 kW 左右,到 2020 年太阳能发电规划容量将跃升至 2000 万 kW 左右。

天然气发电则主要解决核电、风电、水电季节性电能对电网的压力,2020 年天然气发电装机容量为 4000 万 kW。

在电网延伸不经济的地区,发挥当地资源优势,在小水电资源丰富地区,优先开发建设小水电站,根据风、光和地热资源发展小型风力发电、太阳能发电和地热发电。

“十一五”期间,依靠科技进步,经过努力,发电标准煤耗从 2005 年的 375g/kWh 下降到 2010 年的 335g/kWh;厂用电率从 6.95%下降到 5.5%;2010 年,平均单机容量达到 7 万 kW,火电平均单机容量提高到约 9 万 kW,单机容量 30 万 kW 及以上火电机组所占比例达到约 60%。到 2010 年,节省发电装机约 6000 万 kW,节约标准煤 1 亿 t,单位千瓦水耗指标下降 10%,粉煤灰综合利用率达到 70%。

从“十二五”规划可以看出,燃煤发电仍是电力的主要来源。在燃煤机组的建设中,600MW 超临界和超超临界机组由于其具有国产化率高、运行可靠性高、有合适的厂址条件、符合电网运行安全要求等优点,将成为主力机组。

第二节 电 站 锅 炉 概 述

将燃料的化学能转变成工质的热能,生产规定参数和品质的工质的设备称为锅炉。锅炉的燃烧设备为燃料提供良好的燃烧条件,以求能把燃料的化学能最大限度地释放出来并转化为热能,再采用换热装置利用烟气的热量把工质水加热成为热水或蒸汽。锅炉包括锅和炉两大部分,锅的原意是指在火上加热的盛水容器,炉是指燃烧燃料的场所。锅炉中产生的热水或蒸汽可直接为生产和生活提供所需要的热能,也可通过蒸汽动力装置转换为机械能,或再通过发电机将机械能转换为电能。提供热水的锅炉称为热水锅炉,主要用于生活,工业生产中也有少量应用。产生蒸汽的锅炉称为蒸汽锅炉,又叫蒸汽发生器,常简称为锅炉,是蒸汽动力装置的重要组成部分,多用于火电站、船舶、机车和工矿企业等。用于发电的锅炉称为电站锅炉。

一、锅炉的发展

1720 年,英国人海科(Haycock)首先发明了锅炉。这时的锅炉和开水壶没有多大区

别，即在金属锅壳里充满水，在底部加热。锅炉结构如图 1-1 所示。

18 世纪上半叶，英国煤矿使用的蒸汽机，包括瓦特发明的初期蒸汽机在内，所用的蒸汽压力等于大气压力。18 世纪下半叶改用高于大气压力的蒸汽。19 世纪，常用的蒸汽压力提高到 0.8MPa 左右。与此相适应，最早的蒸汽锅炉是一个盛水的大直径圆筒形立式锅壳，后来改用卧式锅壳，在锅壳下方砖砌炉体中烧火。

随着锅炉越做越大，为了增加受热面积，在锅壳中加装火筒，在火筒前端烧火，烟气从火筒后面出来，通过砖砌的烟道排向烟囱并对锅壳的外部加热，称为火筒锅炉。开始只装一个火筒，称为单火筒锅炉或康尼许锅炉，后来加到两个火筒，称为双火筒锅炉或兰开夏锅炉。

1804 年左右，在掌握了优质钢管的生产和胀管技术之后出现了火管锅炉。一些火管装在锅壳中，构成锅炉的主要受热面，火（烟气）在管内流过。在锅壳的存水线以下装上尽量多的火管，称为卧式外燃回火管锅炉。它的金属耗量较低，但需要很大的砌体。图 1-2 所示为早期的火管锅炉。

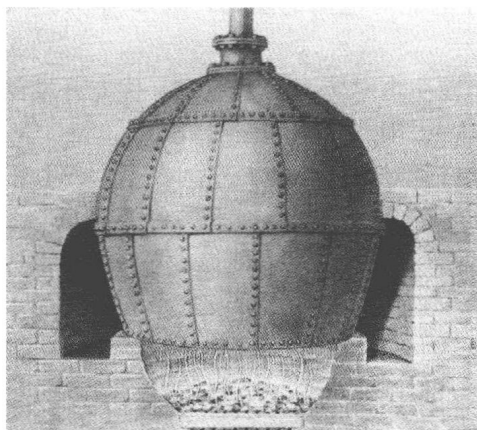


图 1-1 1720 年 Haycock 锅炉

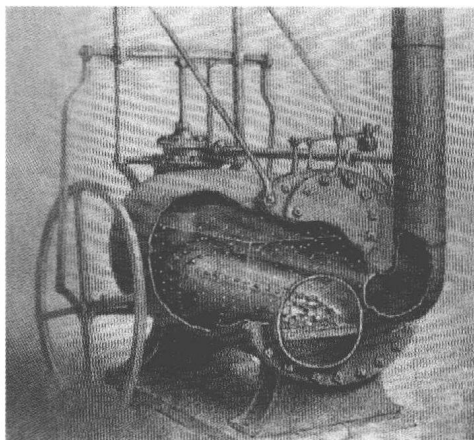


图 1-2 1804 年的 Trevithick 火管锅炉

早期的这两种锅炉都是对装有大量饱和水的容器直接加热，存在引起灾难性的爆炸的危险。尤其是火管锅炉，燃料在相对密封的小空间里燃烧，爆炸危险更大。这种危险几乎危及工业的继续发展。火管锅炉被逐渐淘汰。

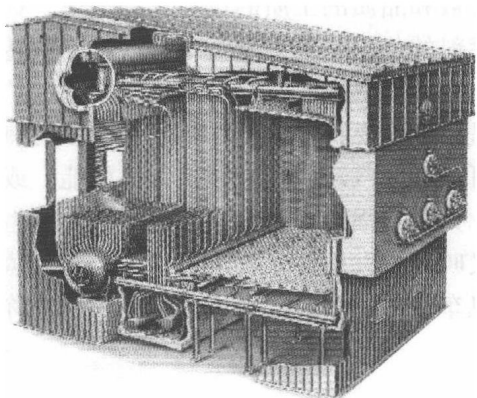


图 1-3 水管锅炉

19 世纪中叶，出现了水管锅炉。锅炉受热面是锅壳外的水管，取代了锅壳本身和锅壳内的火筒、火管。锅炉的受热面积和蒸汽压力的增加不再受到锅壳直径的限制，有利于提高锅炉蒸发量和蒸汽压力。这种锅炉中的圆筒形锅壳遂改名为锅筒，或称为汽包。初期的水管锅炉只用直水管，直水管锅炉的压力和容量都受到限制。图 1-3 为水管锅炉结构。

20 世纪初期，汽轮机开始发展，它要求配以容量和蒸汽参数较高的锅炉。直水管锅炉已不能

满足要求。随着制造工艺和水处理技术的发展,出现了弯水管式锅炉。开始是采用多锅筒式。随着水冷壁、过热器和省煤器的应用,以及锅筒内部汽、水分离元件的改进,锅筒数目逐渐减少,既节约了金属,又有利于提高锅炉的压力、温度、容量和效率。

以前的火筒锅炉、火管锅炉和水管锅炉都属于自然循环锅炉,水汽在上升、下降管路中因受热情况不同,造成密度差而产生自然流动。在发展自然循环锅炉的同时,从 20 世纪 30 年代开始应用直流锅炉,40 年代开始应用控制循环锅炉。

控制循环锅炉又称强制循环锅炉,它是在自然循环锅炉的基础上发展起来的。在下降管内加装循环泵,以加强蒸发受热面的水循环。直流锅炉中没有锅筒,给水由给水泵送入省煤器,经水冷壁和过热器等受热面,变成过热蒸汽送往汽轮机,各部分流动阻力全由给水泵来克服。

第二次世界大战以后,这两种型式的锅炉得到较快发展,因为当时发电机组要求高温高压和大容量,发展这两种锅炉的目的是缩小或不用锅筒,可以采用小直径管子作受热面,可以比较自由地布置受热面。随着自动控制和水处理技术的进步,它们渐趋成熟。在超临界压力时,直流锅炉是唯一可以采用的一种锅炉,20 世纪 70 年代投产的 27MPa 压力配 1300MW 发电机组仍然是目前世界上最大的单台容量机组,为双轴机组,共有 9 台,均在美国。单轴机组最大容量为 1200MW,全世界仅有 1 台,在俄罗斯投运。后来又发展了由控制循环锅炉和直流锅炉结合而成的复合循环锅炉。

在锅炉的发展过程中,燃料种类对炉膛和燃烧设备有很大的影响。因此,不但要求发展各种炉型来适应不同燃料的燃烧特点,而且还要提高燃烧效率以节约能源。此外,炉膛和燃烧设备的技术改进还要求尽量减少锅炉排烟中的污染物(硫氧化物和氮氧化物)。

早年的锅壳锅炉采用固定炉排,多燃用优质煤和木柴,加煤和除渣均用手工操作。直水管锅炉出现后开始采用机械化炉排,其中链条炉排得到了广泛的应用。炉排下送风从不分段的“统仓风”发展成分段送风。

早期炉膛低矮,燃烧效率低。后来人们认识到炉膛容积和结构在燃烧中的作用,将炉膛造高,并采用炉拱和二次风,从而提高了燃烧效率。

发电机组功率超过 6MW 时,以上这些层燃炉的炉排尺寸太大,结构复杂,不易布置,所以 20 世纪 20 年代开始使用室燃炉,室燃炉燃烧煤粉和油,煤由磨煤机磨成煤粉后用燃烧器喷入炉膛燃烧,发电机组的容量遂不再受燃烧设备的限制。自第二次世界大战初起,电站锅炉几乎全部采用室燃炉。

早期制造的煤粉炉采用了 U 形火焰。燃烧器喷出的煤粉气流在炉膛中先下降,再转弯上升。后来又出现了前墙布置的旋流式燃烧器,火焰在炉膛中形成 L 形火炬。随着锅炉容量的增大,旋流式燃烧器的数目也开始增加,它们可以布置在两侧墙,也可以布置在前后墙。1930 年左右出现了布置在炉膛四角且大多成切圆燃烧方式的直流燃烧器。

第二次世界大战后,石油价廉,许多国家开始广泛采用燃油锅炉。燃油锅炉的自动化程度容易提高。20 世纪 70 年代,石油提价后,许多国家又重新转向利用煤炭资源。这时电站锅炉的容量也越来越大,要求燃烧设备不仅能燃烧完全,着火稳定,运行可靠,低负荷性能好,还必须减少排烟中的污染物质。

在燃煤(特别是燃褐煤)的电站锅炉中采用分级燃烧或低温燃烧技术,即延迟煤粉与空气的混合或在空气中掺烟气以减慢燃烧,或把燃烧器分散开来抑制炉温,不但可抑制氮氧化

物的生成，还能减少结渣。

1921 年，德国人温克勒发明了流化床燃烧方式。流化床燃烧属于低温燃烧，除可燃用灰分十分高的固体燃料外，还可在流化床中掺入石灰石用以脱硫。循环流化床作为一种洁净煤发电技术，目前也受到重视。世界上第一台 460MW 超临界循环流化床锅炉已经在波兰 Lagisza 电厂成功投运，世界首台容量最大的 600MW 超临界循环流化床锅炉也开始在四川白马电厂兴建。

目前，电站煤粉锅炉已发展到第二代，即高效燃烧、完全脱硫、部分脱硝的超超临界锅炉。正在研制第三代，即更高参数、污染零排放的超超临界锅炉。

二、锅炉的工作过程

锅炉是一种能源转换设备，可将燃料中的化学能最有效地转换为蒸汽的热能。工作的基本过程是燃料在锅炉炉膛内燃烧，生成高温烟气，然后利用换热器，通过辐射及对流换热，将工质水加热成为过热蒸汽。锅炉的原料是燃料，产品是符合一定质量要求的过热蒸汽。超临界锅炉结构和工作过程如图 1-4 所示。

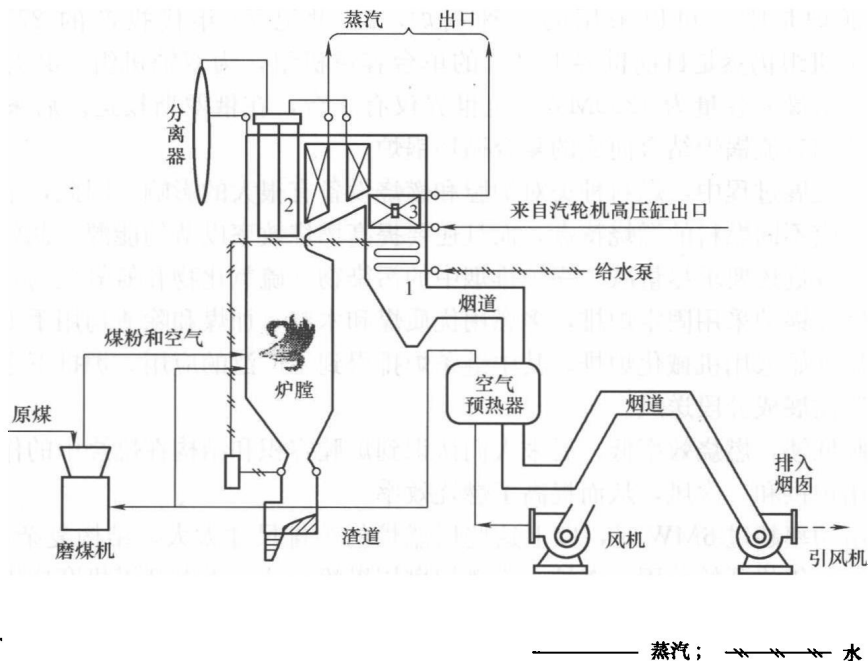


图 1-4 超临界锅炉结构及工作过程示意

1—省煤器；2—过热器；3—再热器

锅炉的工作过程可简单分为燃烧过程和传热过程。燃烧过程由“炉”的设备完成，传热过程由“锅”的设备完成，即由燃烧系统和汽水系统完成锅炉的工作。

在燃烧系统方面，送风机将空气送入空气预热器加热到一定温度。原煤和一部分热空气一起送入磨煤机。原煤在磨煤机中被磨成一定细度的煤粉，由热空气携带经燃烧器喷入炉膛。燃烧器喷出的煤粉与空气混合物在炉膛中与其余的热空气混合，完成低 NO_x 燃烧，放出大量热量。燃烧后的高温烟气顺序流经炉膛、过热器、再热器、省煤器和空气预热器放出热量后，再经除尘装置除去其中的飞灰，由引风机送往湿法脱硫塔，最后经烟囱排向大气。有的锅炉在省煤器前的烟道中布置有 SCR 烟气脱硝装置，进一步降低了 NO_x 排放。

在汽水系统方面,给水在加热器中加热到一定温度后,经给水管道进入省煤器吸收烟气热量,进一步加热后经悬吊管引出送入下降管,沿下降管下行至水冷壁进口联箱。水在水冷壁管内吸收炉膛辐射热后形成微过热蒸汽经引出管到达分离器。分离器出来的蒸汽流往各级过热器,继续吸热成为 $540\sim 600^{\circ}\text{C}$ 的过热蒸汽,然后送往汽轮机高压缸做功。汽轮机高压缸排汽进入锅炉的再热器,吸热后升温到 $540\sim 600^{\circ}\text{C}$,进入汽轮机中压缸做功。在超临界锅炉启动过程中,水冷壁出口的工质为饱和温度的汽水混合物,在分离器中经汽水分离后,饱和蒸汽进入各级过热器,分离出来的饱和水经循环泵流入省煤器和水冷壁系统,形成循环。当达到一定负荷时,水冷壁出口工质为微过热蒸汽,分离器进入干态运行,相当于一个中间混合联箱,不再具有分离功能。

三、锅炉的结构

锅炉整体的结构包括锅炉本体和辅助设备两大部分。锅炉中的炉膛、汽包(或启动分离器)、燃烧器、水冷壁、过热器、再热器、省煤器、空气预热器、构架和炉墙等主要部件构成生产蒸汽的核心部分,称为锅炉本体;制粉系统、风机、除尘输灰、烟气净化、热工测量与控制系统等为锅炉的辅助系统。

炉膛又称燃烧室,是供燃料燃烧的空间。将固体燃料放在炉排上,进行火床燃烧的炉膛称为层燃炉,又称火床炉;将液体、气体或磨成粉状的固体燃料,经燃烧器喷入燃烧室燃烧的炉膛称为室燃炉,又称火室炉,烧煤的锅炉称为煤粉炉;空气将煤粒托起使其呈沸腾状态燃烧,并适于燃烧劣质燃料的炉膛称为流化床炉,又称沸腾炉;利用空气流使煤粒高速旋转,并强烈燃烧的圆筒形炉膛称为旋风炉。目前,超临界锅炉基本采用煤粉燃烧方式。原煤经给煤机送入磨煤机磨制成煤粉,经热风干燥、输送到燃烧器,喷入炉膛燃烧。

炉膛的横截面一般为正方形或矩形。燃料在炉膛内燃烧形成火焰,生成高温烟气,所以炉膛四周的炉墙由耐高温材料和保温材料构成。在炉墙的内表面上敷设水冷壁管,它既保护炉墙不致烧坏,又吸收火焰和高温烟气的大量辐射热,将离开炉膛的烟气冷却到合适的温度,使后面的受热面不会结渣。

炉膛设计需要充分考虑燃用燃料的特性,每台锅炉都应尽量燃用原设计的燃料,燃用特性差别较大的燃料时锅炉运行的经济性和可靠性都可能降低。

汽包是自然循环和多次强制循环锅炉中,接受省煤器来的给水,连接循环回路,并向过热器输送饱和蒸汽的圆筒形容器。汽包筒体由优质厚钢板制成,是自然循环锅炉中最重的部件之一。

汽包的主要功能是储水,进行汽水分离,在运行中排除锅水中的杂质,避免含有高浓度盐分和杂质的锅水随蒸汽进入过热器和汽轮机中,影响机组的安全经济运行。

超临界锅炉没有汽包,但有类似汽包的启动分离器,就像个小汽包,里面也有汽水分离装置。超临界锅炉在启动时,蒸汽压力一般也要从低到高逐渐升压,从亚临界过渡到超临界压力,变压运行的超临界锅炉在低负荷时其蒸汽压力也为亚临界压力。在亚临界压力以下时,水冷壁出口工质为饱和温度的汽水混合物,如果让汽水混合物直接进入过热器系统,会危及锅炉和汽轮机的安全运行,因此需要将水分离出来,送回省煤器和水冷壁系统,形成再循环,在启停过程中能保持水冷壁流量高于最低流量要求,保护水冷壁。另外,直流锅炉没有蒸汽清洁功能,需要保证给水品质。在冷态清洗时,启动系统将清洗水返回给水系统。直流锅炉的启动系统可分为内置式和外置式分离器两大类。现在一般采用内置式启动分离器,

即分离器与过热器之间无隔绝阀门,启动系统按全压设计。超临界锅炉的启动系统一般还配有循环泵,可大大减少启动时的工质损失和热损失,并且大大减轻热态启动时对锅炉的热冲击。

燃烧器是燃烧过程的组织者,把煤粉气流以一定的气流结构送入炉膛,组织燃烧过程,保证煤粉气流稳定着火,完全燃尽,减少污染物的生成。燃烧器按照气流结构分为直流燃烧器和旋流燃烧器两大类。

燃烧过程完成后,燃料的热量释放到了烟气中,各种受热面吸收烟气的热量,把给水加热成过热蒸汽。按照水汽的流程,受热面依次为省煤器、水冷壁、过热器和再热器,还有把燃烧用的空气加热的空气预热器。需要说明的是,空气预热器的吸热量不是锅炉的有效利用热量,这部分热量又从燃烧器送入炉膛,一直循环使用。烟气最后经除尘脱硫,排入大气。

从锅炉的生产过程看,锅炉的结构分为燃烧系统和汽水系统两大结构系统。其主要的辅助设备有:

(1) 燃烧及污染处理系统。原煤仓、给煤机、磨煤机、送风机、空气预热器、燃烧器、炉膛、电除尘器、除渣输灰系统、湿法脱硫系统,还有相应的测量控制系统。

(2) 汽水系统。省煤器、水冷壁、汽水分离器、过热器、再热器、相应的测量控制系统等。

锅炉未来的发展将进一步提高锅炉热效率和辅机效率;降低锅炉的单位功率的设备造价;提高锅炉机组的运行灵活性和自动化水平;发展更多锅炉品种以适应不同的燃料;提高锅炉机组及其辅助设备的运行可靠性;减少对环境的污染。

四、锅炉的分类

锅炉的种类和用途很多,按照不同的标准,可以对锅炉进行分类,以了解锅炉的性能与用途。

1. 锅炉参数

锅炉参数是表示锅炉性能的主要指标,包括锅炉容量、蒸汽压力、蒸汽温度、给水温度等。

锅炉容量可用额定蒸发量或最大连续蒸发量来表示。额定蒸发量是在规定的出口压力、温度和效率下,单位时间内连续生产的蒸汽量,单位为 t/h。最大连续蒸发量是在规定的出口压力、温度下,单位时间内能最大连续生产的蒸汽量。锅炉容量和配套机组的发电功率是一一对应的。600MW 机组锅炉容量为 2000t/h 左右,300MW 机组锅炉容量为 1000t/h 左右。

蒸汽参数包括锅炉的蒸汽压力和温度,通常是指过热器、再热器出口处的过热蒸汽压力和温度。给水温度是指省煤器的进水温度。

表 1-1 为超临界机组参数的发展方向。

表 1-1

超临界参数发展方向

主蒸汽压力 (MPa)	29	30	33.5	40
主蒸汽温度 (°C)	582	582	610	700
再热蒸汽温度 (°C)	580	600	630	720
再热蒸汽压力 (MPa)	8	7.4	9.3	11.2
机组循环热效率 (%)	47	49	50	52~55

2. 锅炉分类

(1) 按容量分。现在一般把发电功率 300MW 及以上的机组配置的锅炉称为大容量锅炉。

(2) 按蒸汽压力分。大容量锅炉可分为亚临界和超临界两大类。蒸汽的临界压力为 22.13MPa，对应的饱和温度为 374℃。如果主蒸汽压力超过临界压力，则为超临界锅炉。主蒸汽压力为 16~18MPa 的为亚临界锅炉。

(3) 按用途分。可分为电站锅炉（发电）、工业锅炉（工业生产工艺供汽或供暖）、热水锅炉（民用热水或供暖）、余热锅炉（不用燃料）。

(4) 按燃烧方式分。可分为煤粉炉（悬浮燃烧）、循环流化床锅炉（流化床燃烧）、火床炉。

(5) 按蒸发系统循环方式分。可分为自然循环锅炉、直流锅炉、控制循环锅炉、复合循环锅炉。直流锅炉没有汽包，给水在给水泵提供的压力作用下，顺序一次通过加热、蒸发、过热受热面，工质在锅炉的内部不进行循环，但在启停过程中有循环。超临界参数锅炉只能采用直流锅炉。

(6) 按排渣方式分。可分为固态排渣锅炉、液态排渣锅炉。

我国电站锅炉的型号一般按图 1-5 所示的方式表示。制造厂家一般以中文拼音首字母表示。目前国产 600MW 超临界锅炉的制造厂有 4 家，上海锅炉厂（简称上锅）以 SG 表示，哈尔滨锅炉厂（简称哈锅）以 HG 表示，东方锅炉厂（简称东锅）以 DG 表示，北京巴威公司（简称北京巴威）以 B&WB 表示。额定蒸发量以数字表示，单位 t/h 不标出；额定蒸汽压力以主蒸汽压力的数字表示，单位 MPa 不标出；燃料代号也以中文拼音首字母表示，如煤用 M 表示；设计次序等可以标出，也可省略。还可以加上其他参数，如再热蒸汽温度等。

如 B&WB-1950/25.41-M 锅炉，表示由北京巴威生产的蒸发量为 1950t/h，额定蒸汽压力为 25.41MPa 的燃煤超临界锅炉。

要更好地了解锅炉性能，需要将锅炉的基本情况分清楚，即把锅炉的参数、容量、燃烧方式以及生产厂家等信息介绍清楚，就能了解锅炉的基本性能。在介绍锅炉总体情况时，除了锅炉型号所包含的信息外，还需要补充一些信息。例如上述的北京巴威超临界锅炉，在介绍总体情况时，可以介绍为：该锅炉为超临界参数、螺旋炉膛、一次中间再热、平衡通风、固态排渣、全钢构架、露天布置的 II 型锅炉，锅炉配有带循环泵的内置式启动系统。锅炉设计煤种为神华烟煤，校核煤种为晋北烟煤。锅炉采用中速磨煤机冷一次风机正压直吹式制粉系统，前后墙对冲燃烧方式，配置北京巴威公司最新研制的 DRB-4Z 超低 NO_x 双调风旋流燃烧器及 NO_x (OFA) 喷口。尾部设置分烟道，采用烟气分流挡板调节再热器出口汽温。这样就可以了解锅炉的基本性能。

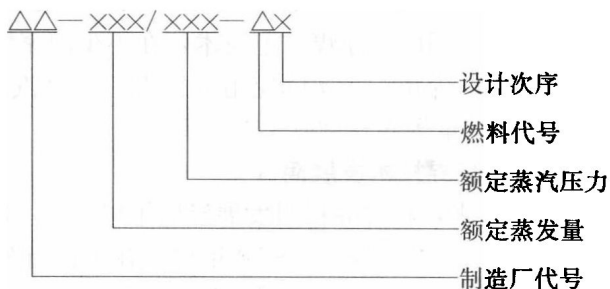


图 1-5 我国电站锅炉型号

第三节 超临界技术概述

亚临界机组的工作压力低于水的临界点压力 ($p_c=22.13\text{MPa}$)，一个很明显的特征就是蒸汽循环中存在一个定温汽化的过程，并在锅炉的汽包中完成对汽水的分离。而当机组的工作压力大于水的临界点压力时，就称为超临界机组。对于超临界机组来说，当工质被加热到某一温度后就立即全部汽化，不存在上述的汽化分离过程。因此超临界锅炉均为直流炉，在锅炉水冷壁出口就已经完成了汽化而无需汽包这一汽水分离装置。

超超临界即高效超临界机组是一个人为定义的概念，其实它也就是超临界机组。目前普遍把工质工作压力大于 28.0MPa 或工作温度大于 580°C 的参数称为高效超临界 (High Efficiency Supercritical) 或称为超超临界 (Ultra Supercritical)。但其定义目前尚不统一，日本定义为压力大于 24.2MPa ，或温度达到 593°C ；丹麦定义为压力大于 27.5MPa ；西门子的观点是应从材料的等级来区分超临界和超超临界机组，我国出版的《中国电力百科全书》则将超超临界定义为蒸汽压力参数高于 27MPa 。

超临界和超超临界发电技术经过 50 多年的发展，目前已经是世界上先进、成熟和达到商业化规模应用的洁净煤发电技术，在不少国家推广应用并取得了显著的节能和降低污染的效果。到目前为止，在实际应用中机组的主蒸汽压力已达到了 31MPa ，主蒸汽温度已达到了 610°C ，容量等级在 $300\sim1300\text{MW}$ 。

一、超临界技术发展简介

50 多年来，超临界机组发展经历了以下三个阶段：

第一阶段，20 世纪 50~70 年代。在美国首先开发出超临界机组，起点就是超超临界。1957 年投运的 Philo 电厂 6 号机组（容量 125MW 、参数 $31.0\text{MPa}/621^\circ\text{C}/566^\circ\text{C}/538^\circ\text{C}$ ）和 1958 年投运的 Eddystone 电厂 1 号机组（容量 325MW 、参数 $34.3\text{MPa}/649^\circ\text{C}/566^\circ\text{C}/566^\circ\text{C}$ ），后因材质问题参数降为 $31.0\text{MPa}/610^\circ\text{C}/577^\circ\text{C}/577^\circ\text{C}$ 运行。从这两台机组算起，高效超临界机组已有了 50 余年的历史，积累了丰富的设计、制造及运行经验。

早期的超临界技术以美国 CE 和 WH 公司为核心，由于材料不过关，机组可用性低，在经历初期的超超临界参数后，后期的机组多采用常规的超临界参数，即 $24.1\text{MPa}/538^\circ\text{C}/566^\circ\text{C}$ 。有的机组还退回到亚临界参数，即 $16.7\text{MPa}/538^\circ\text{C}/538^\circ\text{C}$ 。直到 20 世纪 80 年代，美国的超临界机组参数基本稳定在这个水平。

到 80 年代初，美国超临界机组达 170 余台，占燃煤机组的 70% 以上，其中单机容量大于 500MW 的机组占总装机的 70% 以上，最大单机容量为 1300MW ，也是迄今世界上最大单机容量机组，至 1994 年共安装投运了 9 台 1300MW 的超临界机组。

苏联是当时拥有超临界机组最多的国家。1963 年，第一台 300MW 超临界机组投入运行，机组参数为 $23.5\text{MPa}/580^\circ\text{C}/565^\circ\text{C}$ ，和美国一样，机组在运行中出现了很多问题，后经改进和完善，机组的蒸汽温度降为 $540^\circ\text{C}/540^\circ\text{C}$ ，可靠性得到了提高。苏联所有 300MW 及以上容量的机组全部采用超临界参数，其超临界机组达 200 余台，占总装机容量的 50% 以上，且大多数为 300MW 机组。由于苏联大量采用超临界机组，火电机组的平均供电煤耗居当时世界前列，达到 326g/kWh 。苏联发展超临界技术以自我开发为主，经过长期的研究已具有比较完整的超临界技术和产品系列。

德国是研究和制造超临界机组最早的国家之一，从 20 世纪 60 年代开始发展超临界机组，初期容量较小。1972 年投运了一台 430MW 的超临界机组，1979 年投运了一台 475MW 二次再热机组。

日本发展超临界技术比较晚，采用引进、仿制、创新的技术路线，先从国外引进成熟机组和制造技术，组织力量进行技术消化和仿制，然后结合日本的技术特点进行设计、生产。日本在 1967 年从美国引进了第一台超临界的 600MW 机组，在长崎电厂投运。此后日本的超临界压力火力发电得到了迅速的发展。

第二阶段，20 世纪 80 年代。由于材料的改进和对水处理的进步，使超临界机组的可靠性、经济性、运行灵活性大大提高。期间，美国公司将超临界技术转让给欧洲和日本的公司，如 GE—东芝、日立、WH—三菱等，联合进行了一系列电厂的建设，超临界机组市场逐渐转移到日本和欧洲，涌现了一批新超临界机组，参数也逐步提高，出现了成熟的超超临界机组。

1989 年和 1990 年，日本的川越（Kawagoe）电厂先后投运两台 700MW 机组，锅炉的参数为 31MPa/566℃/566℃/566℃。这是日本发展超超临界发电技术的标志性机组。

日本最初投运的两套超超临界机组，只提高了主蒸汽压力而未提高其温度。因为主蒸汽压力和温度不匹配，故采用两次再热以防汽轮机末级蒸汽湿度过高。1993 年之后把蒸汽温度提高到 595℃一次再热。

第三阶段，20 世纪 90 年代以后。从 90 年代开始，超临界技术进入新的快速发展时期，由于环保要求日益严格和新材料开发成功，超超临界参数成为主流。

在此阶段，超临界机组参数有以下三个层次：

(1) 压力不高，25MPa 左右，但温度较高，580~600℃，以日本为代表（东芝、日立、三菱）。其投产机组的参数如表 1-2 所示。

表 1-2 日本投产的超临界机组的参数

机 组	容量 (MW)	压力 (MPa)	温度 (℃)	投运时间
碧南 3 号	700	24.1	538/593	1993
能代 2 号	600	24.1	566/593	1994
七尾太田 1 号	500	24.1	566/593	1995
原町 2 号	1000	24.5	600/600	1998
三隅 1 号	1000	24.5	600/600	1998
松浦 2 号	1000	24.1	593/593	1999
敦贺 2 号	700	24.1	593/593	2000
橘湾 1、2 号	1050	25.0	600/610	2000/2001
碧南 4 号	1000	24.1	566/593	2004
常陆南柯 1 号	1000	24.5	600/600	2003
舞鹤 1 号	900	24.5	595/595	2004

(2) 压力较高，为 25~30MPa，温度也较高，为 580~600℃，以西门子、阿尔斯通为代表。但压力高，汽轮机排汽湿度增加，到一定程度需二次再热。但二次再热投资高、收益少，除丹麦 2 台和西门子 1 台机组外，很少见到二次再热机组。