

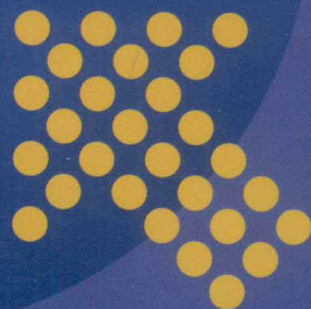
21世纪高等学校规划教材



300MW HUODIAN JIZU
JIKONG YUNXING YU FANGZHEN

300MW(直吹)火电机组 集控运行与仿真

穆 钢 主 编
刘彦臣 关晓辉 副主编



中国电力出版社

<http://jc.cepp.com.cn>

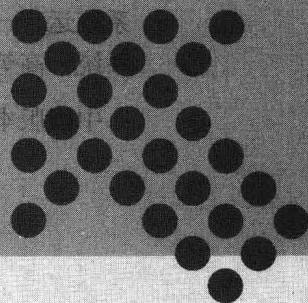
21世纪高等学校规划教材



300MW HUODIAN JIZU
JIKONG YUNXING YU FANGZHEN

300MW(直吹)火电机组 集控运行与仿真

主 编 穆 钢
副主编 刘彦臣 关晓辉
编 写 宋东辉 王晓亮 聂永辉
主 审 张炳文



中国电力出版社

<http://jc.cepp.com.cn>

内 容 提 要

本书为 21 世纪高等学校规划教材。

本书针对 300MW 火电机组编写，对各系统的组成设备、工作原理及运行调整的方法等进行了全面介绍。全书共 17 章，主要内容包括锅炉系统、汽轮机系统、电气系统、机组运行和事故处理、仿真系统等。

本书实用性强，易学易懂，既可作为运行人员上岗培训教材和全能型运行人员培训教材，也适合于大中专学生阅读。

图书在版编目 (CIP) 数据

300MW (直吹) 火电机组集控运行与仿真/穆钢主编. —北京:
中国电力出版社, 2009

21 世纪高等学校规划教材

ISBN 978 - 7 - 5083 - 9833 - 4

I. ①3… II. ①穆… III. ①火力发电—发电机—机组—电力系统运行—高等学校—教材②火力发电—发电机—机组—仿真系统—高等学校—教材 IV. ①TM621.3

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2009) 第 223318 号

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路 6 号 100044 [http: //jc. cepp. com. cn](http://jc.cepp.com.cn))

汇鑫印务有限公司印刷

各地新华书店经售

2009 年 12 月第一版 2009 年 12 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 17.75 印张 435 千字

定价 29.80 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

前 言

随着我国电力工业的迅猛发展和技术水平的提高,亚临界、超临界等高参数、大容量的火电机组已成为主力机组。高参数、大容量的火电机组是一个庞大、复杂的系统,机、炉、电、控之间联系极其紧密,信息量和操作量大,对管理和运行人员提出了更高的要求。要求管理和运行人员既要有扎实的理论基础,又要有丰富的运行经验,还要熟练掌握新技术和新设备。高水平的运行人员是机组安全经济运行的重要保证。单元机组采用集控运行方式和分散控制系统后,机、炉、电、控作为一个整体,运行人员只掌握其中的某一部分或某一专业技术是远远不够的,培训全能型运行人员就显得十分重要。

实践证明,仿真培训是高效、快速培训运行人员的有效途径。东北电力大学电力运行仿真中心的教师在多年的教学和培训工作中,积累了一定的经验,在此基础上,编写了这套培训教材,希望对读者增强理论基础、提高运行水平有所帮助。

本书针对 300MW 火电机组编写,用于全能型运行人员的培训。编写过程中力求突出以下几点:

(1) 作为系列教材的其中一本,突出了对直吹式制粉系统和直接空冷凝汽系统机组的介绍。

(2) 重视理论与实践相结合,全面介绍各系统的组成设备、工作原理及运行调整的方法,使读者建立起系统运行的整体概念。

(3) 突出了对 300MW 单元制火电机组运行调整和典型事故原因及处理的讲解。

本书由东北电力大学穆钢主编,刘彦臣、关晓辉担任副主编,宋东辉、王晓亮、聂永辉参与编写。第 1、2 章由关晓辉编写,第 3、4 章由宋东辉编写,第 5~7 章由王晓亮编写,第 8~10 章由聂永辉编写,第 11~14 章由穆刚编写,第 15~17 章由刘彦臣编写。全书由张炳文主审,主审老师提出了许多意见和建议,在此深表感谢。

本书在编写过程中得到了四方电气(集团)有限公司和学校许多教师的大力帮助和支持,在此表示衷心的感谢。

由于编者水平有限,疏漏之处在所难免,敬请读者指正。

编 者

2009 年 12 月

目 录

前言

第1章 锅炉系统综述	1
1.1 锅炉设备介绍	1
1.2 锅炉的主要技术规范	3
1.3 模拟量控制系统	7
1.4 炉膛安全监控系统	17
第2章 风烟系统	22
2.1 风烟系统介绍	22
2.2 风烟系统的运行与调整	28
第3章 制粉系统	43
3.1 制粉系统介绍	43
3.2 制粉系统的运行与调整	46
第4章 汽水系统	58
4.1 锅炉蒸发系统	58
4.2 过热蒸汽系统	62
4.3 再热蒸汽系统	63
4.4 省煤器	65
第5章 汽轮机系统综述	66
5.1 汽轮机系统简介及设备概述	66
5.2 汽轮机的调节系统、控制装置及功能	72
5.3 汽轮机的保护装置及保护定值	76
第6章 直接空冷系统	79
6.1 空冷系统介绍	79
6.2 空冷系统的运行与维护	81
第7章 除氧给水系统	89
7.1 除氧给水系统介绍	89
7.2 除氧给水系统运行与维护	92
第8章 凝结水系统	104
8.1 凝结水系统介绍	104
8.2 凝结水系统的运行与维护	106
第9章 抽汽加热系统	111
9.1 抽汽加热系统介绍	111
9.2 抽汽加热系统的运行与维护	113

第 10 章 汽轮机的主要辅助系统	119
10.1 汽轮机润滑油系统	119
10.2 旁路系统	128
10.3 轴封供汽系统	130
10.4 循环冷却水系统	133
10.5 抽真空系统	136
10.6 辅助蒸汽系统	138
10.7 疏水系统	140
第 11 章 汽轮发电机	142
11.1 汽轮发电机本体概述	142
11.2 同步发电机励磁控制系统	147
11.3 同步发电机的正常操作、运行和调整	153
第 12 章 220kV 主要电气设备及其运行	163
12.1 电气主接线及运行	163
12.2 变压器	168
12.3 高压断路器	175
12.4 隔离开关	179
12.5 互感器	180
第 13 章 厂用电系统及运行	183
13.1 厂用电及其接线	183
13.2 厂用电电源的切换	190
13.3 厂用高低压开关设备及运行	192
13.4 柴油发电机组及运行	196
13.5 直流系统及其运行	198
第 14 章 主要电气设备继电保护	203
14.1 发电机—变压器组的继电保护	203
14.2 发电机—变压器组主要继电保护原理	212
第 15 章 单元机组运行	218
15.1 单元机组启动	218
15.2 单元机组停运	230
15.3 单元机组运行调整	233
第 16 章 单元机组事故处理	244
16.1 单元机组事故处理原则	244
16.2 锅炉典型事故处理	245
16.3 汽轮机典型事故处理	253
16.4 电气典型事故处理	262
第 17 章 仿真系统介绍	273
17.1 仿真机的组成	273
17.2 仿真系统操作	276
参考文献	278

第 1 章 锅炉系统综述

1.1 锅炉设备介绍

1.1.1 锅炉本体简述

电站锅炉是利用燃料燃烧释放的热能加热给水,以获得规定参数(温度、压力)和品质的蒸汽的设备。

进入锅炉的水,即给水,其温度大都低于锅炉压力下的饱和温度。水在锅炉中,要经过预热、汽化、过热、再热四个阶段,这四个阶段分别在锅炉各种受热面中进行。预热阶段主要在省煤器中进行,汽化阶段在蒸发受热面(水冷壁、凝渣管、对流管束等)中进行,过热阶段在过热器中完成,而再热阶段在再热器中进行。

水要变成水蒸气,需要吸收燃料燃烧释放的热能,所以锅炉内的工质不但有水和水蒸气,还必须有燃料和空气。进入炉膛的空气需要经过空气预热器加热,燃料燃烧产生的烟气和灰渣需要经过烟道、除尘器和排渣装置引出。

以上提到的水冷壁、过热器、再热器、省煤器、空气预热器、燃烧器和排渣装置都是锅炉的部件。这些部件加上其间的连接管道(烟道和风管)、构架(包括平台扶梯)和炉墙等组成的整体,称为锅炉本体。

要保证锅炉本体连续可靠地运行,还必须有连接的烟、风管道及各种辅助系统和附属设备,组成统一的锅炉机组。锅炉机组的辅助系统和附属设备较多。现代电站锅炉的辅助系统包括燃料供应系统、煤粉制备系统、给水系统、通风系统、除灰除尘系统、水处理系统、测量及控制系统七个辅助系统。各个辅助系统都配备有相应的附属设备和仪器仪表。

本仿真机的参考机组(仿真对象)采用的是 HG-1056/17.5-YM39 型锅炉,该锅炉是哈尔滨锅炉厂有限责任公司采用美国 ABB-CE 公司的引进技术设计制造的,配有一台 300MW 空冷发电机组。小风门系统如图 1-1 所示。该锅炉为亚临界参数、一次中间再热、自然循环汽包炉。在锅炉的最大连续蒸发量为 1056t/h 时,机组的电负荷为 329.137MW;锅炉在额定蒸发量 943.8t/h 时,对应的机组额定负荷为 300MW。锅炉采用中速磨煤机,直吹式制粉系统,四角切圆燃烧方式,固态排渣。过热汽温采用二级喷水减温调节;再热汽温采用摆动燃烧器进行调节。锅炉采用全钢结构构架、高强螺栓连接,连接件接触面采用喷砂处理工艺,提高了连接件结合面间的摩擦系数。锅炉为紧身封闭布置结构。

1.1.2 锅炉本体的主要设计特点

(1) 锅炉为单炉膛结构,炉膛内四角布置摆动式直流燃烧器,采用切圆燃烧方式。每角布置五层煤粉燃烧器,对应五层一次风喷口。燃烧器采用大风箱结构,由隔板将大风箱分隔成若干风室。每角燃烧器共有 14 个风室,其中顶部燃尽风室 2 个,上端部辅助风室 1 个,中间辅助风室 2 个,下端部辅助风室 1 个,其间布置 5 个煤粉风室和 3 个油风室。

一次风喷嘴可上下摆动 20° ,二次风喷嘴可上下摆动 30° ,顶部燃尽风室喷嘴反切 18° ,可消弱炉膛上部的气流旋转,减少炉膛出口烟温偏差,并且能够上下作 $+30^\circ \sim -5^\circ$ 摆动,以此来改变燃烧中心区的位置,调节炉膛内各辐射受热面的吸热量,从而调节再热汽温。制

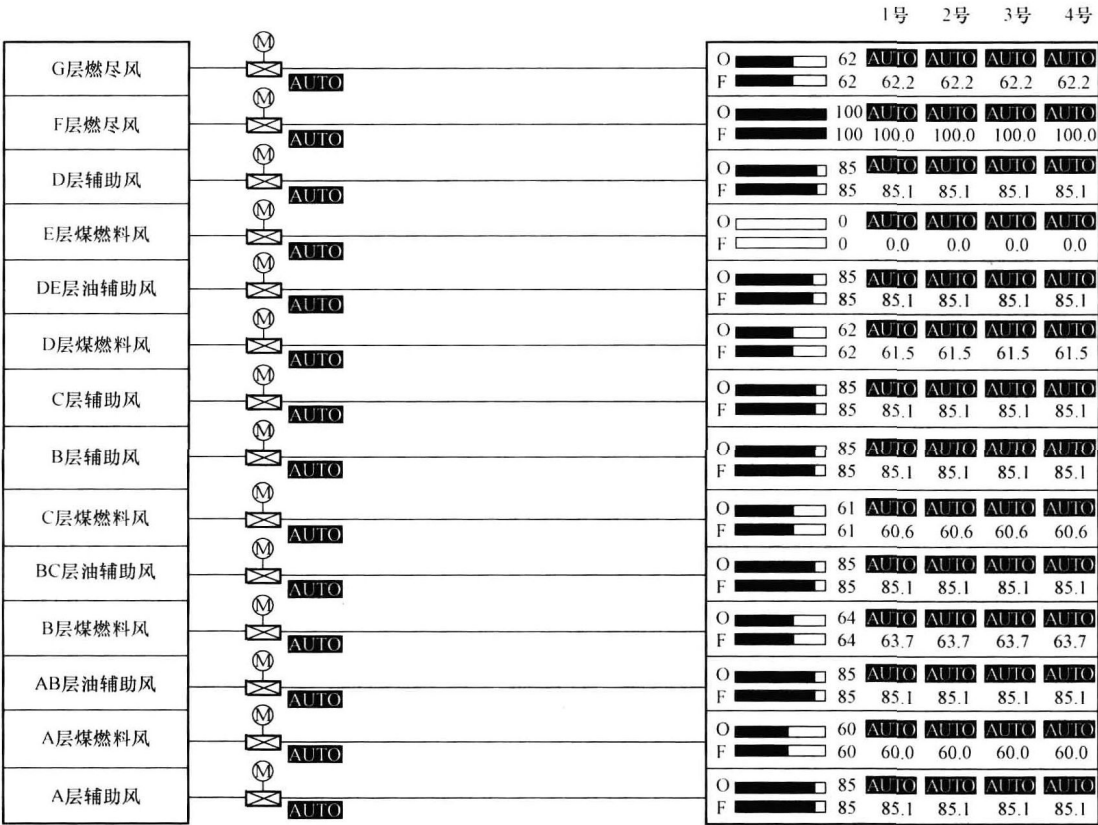


图 1 - 1 小风门系统

粉系统为正压直吹式，配 5 台中速磨煤机，在锅炉最大连续负荷（Boiler Maximum Continuous Rate, BMCR）工况时，4 台磨煤机运行，1 台备用。

（2）炉膛上部布置墙式辐射再热器和大间距的分隔屏、后屏过热器，以增加再热器和过热器的辐射特性。墙式辐射再热器布置于上炉膛前墙和两侧墙。分隔屏过热器沿炉宽方向布置 4 片，后屏过热器沿炉宽方向布置 20 片，起到切割旋转烟气流，以减少进入水平烟道沿炉宽方向的烟温偏差的作用。

（3）采用电子计算机对每个水冷壁回路的各种工况均作了精确的水循环计算，能确保水循环的可靠性。膜式水冷壁为光管、内螺纹管加扁钢焊接形式。

（4）各级过热器和再热器最大限度地采用蒸汽冷却的定位管和吊挂管，以保证运行的可靠性。分隔屏和后屏过热器沿炉膛宽度方向有四组汽冷定位夹紧管，并与墙式再热器之间装设导向定位装置，以做管屏的定位和夹紧，防止运行中管屏的晃动；过热器后屏和再热器前屏用横穿炉膛的汽冷定位管定位以保证屏与屏之间的横向间距，并防止运行中的晃动；布置于后烟道中的水平低温过热器和省煤器采用自包墙管下集箱引出的汽冷吊挂管悬吊和定位；对于高温区的管屏（过热器分隔屏、过热器后屏、再热器前屏）还通过延长最里面的管圈做管屏底部管的夹紧用。

（5）各级过热器和再热器采用较大的横向节距，防止在受热面上结渣结灰，同时还便于在蛇形管穿过顶棚处装设高冠板式密封装置，以提高炉顶的密封性。

(6) 各级过热器、再热器之间采用单根或数量很少的大直径连接管相连接使蒸汽能起到良好的混合作用,以消除热偏差。各集箱与大直径连接管相连处均采用大口径三通。

(7) 锅炉装有两台半模式、三密封、三分仓容克旋转式空气预热器,具有占地面积小、金属耗量低、防腐蚀性能好的特点。由于设计煤种水分不高,采用较低的干燥剂温度,即可获得较高的热一、二次风温,满足炉内燃烧和制粉系统的需要,故空气预热器采用旋转式。

(8) 锅炉的汽包、过热器出口及再热器进出口均装有直接作用的弹簧式安全阀。在过热器出口处装有一套动力排放阀以减少安全阀的动作次数。

(9) 汽温调节方式。为消除过热器出口左右汽温偏差,过热汽温采用二级三点喷水。第一级喷水减温器设于低温过热器与分隔屏之间的大直径连接管上,布置一点。第二级喷水减温器设于过热器后屏与末级过热器之间的大直径管上,分左右两点布置。减温器采用笛管式,设计喷水量为 BMCR 主蒸汽流量的 10%,其中一级减温水设计喷水量为总喷水量的 2/3,二级减温器设计喷水量为总喷水量的 1/3。再热汽温的调节主要靠燃烧器摆角摆动来调节,过量空气系数的改变对过热器和再热器的调温也有一定的作用。再热器的进口导管上装有两只雾化喷嘴式喷水减温器,主要作为事故喷水减温用。设计事故喷水量为 BMCR 工况下再热蒸汽流量的 5%。

(10) 在炉膛、各级对流受热面和回转式空气预热器处均装设不同形式的吹灰器,吹灰器的运行采用可编程序控制,所有的墙式吹灰和伸缩式吹灰器,根据燃煤和受热面结灰情况每 2~4h 全部运行一遍。炉膛及炉膛出口水平烟道采用蒸汽式吹灰器,尾部烟道和回转式空气预热器采用脉冲式吹灰器。

(11) 在锅炉的尾部竖井下装有容量为 5% 的启动疏水旁路。锅炉启动时利用此旁路进行疏水以达到加速过热器升温的目的。此 5% 容量的小旁路可以满足机组冷、热态启动的要求。

(12) 锅炉装有炉膛安全监控系统,用于锅炉的启、停、事故解列以及各种辅机的投入与切除,其主要功能是炉膛火焰监测和灭火保护,对防止炉膛爆炸和“内爆”有重要意义。

(13) 机组装有集散控制系统,进行汽轮机和锅炉之间的协调控制,它将锅炉和汽轮机作为一个完整的系统来进行锅炉的自动调节。

1.2 锅炉的主要技术规范

1.2.1 锅炉的主要设计规范

锅炉的主要设计规范见表 1-1。

表 1-1

锅炉的主要设计规范

名 称	单位	设 计 煤 种				
		BMCR	THA	75%THA	35%BMCR	高压加热器全切
主蒸汽流量	t/h	1056	943.8	687.56	369.6	824.32
主蒸汽出口压力	MPa	17.5	17.32	16.89	16.71	17.15
主蒸汽出口温度	℃	540	540	540	526.6	540
给水温度	℃	283.3	276	256.6	221.2	178.6

续表

名 称	单位	设 计 煤 种				
		BMCR	THA	75%THA	35%BMCR	高压加热器全切
给水压力	MPa	19.4	18.91	17.974	17.19	18.44
再热蒸汽流量	t/h	872.12	785.25	583.04	322.27	808.84
再热蒸汽出口压力	MPa	3.839	3.453	2.55	1.336	3.616
再热蒸汽出口温度	℃	540	540	540	496	540
再热蒸汽进口压力	MPa	4.039	3.633	2.684	1.41	3.801
再热蒸汽进口温度	℃	332.9	322.6	299.3	257.1	332
减温水喷水压力	MPa	20.679	19.859	18.499	19.319	19.279
减温水喷水温度	℃	179.6	175.3	163.7	138.1	178.5
过热器一级喷水量	t/h	0	12.5	36.1	6	59.7
过热器二级喷水量	t/h	0	6.4	17.9	3.0	29.1
再热器喷水量	t/h	0	0	0	0	0
总燃煤量	t/h	142.2	129.6	100.2	56	134.2
总风量 (到风箱)	t/h	1158.2	1055.9	919.1	475.5	1092.8
炉膛漏风	t/h	60.96	55.6	48.4	25	57.5
总风量	t/h	1219.16	1111.5	967.5	500.5	1150.3
下炉膛出口烟温	℃	1311	1313	1252	1146	1288
炉膛出口烟温	℃	1032	1016	963	818	1014
煤粉喷嘴投运数	层	4	4	3	2	4
喷嘴摆动角度 (水平为 0°)	°	0	12	20	27	-18
炉膛截面热负荷	kW/m ²	4.416	4.025	3.099	1.718	4.168
炉膛容积热负荷	kW/m ³	101.18	92.22	71.01	39.36	95.49
排烟温度	℃	127.8	125.6	113.3	99.4	112.2
干烟气热损失	%	4.62	4.53	4.5	3.3	3.80
燃料中水分热损失	%	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
燃料中氢热损失	%	3.62	3.61	3.58	3.53	3.57
空气中水的热损失	%	0.09	0.08	1.2	2.0	0.8
未燃尽碳热损失	%	0.8	0.8	1.2	2.0	0.8
辐射热损失	%	0.19	0.20	0.26	0.46	0.20
不可测量热损失	%	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
总热损失	%	10.36	10.26	10.66	10.38	9.48
效率 (按高位发热量)	%	89.64	89.74	89.34	89.62	90.52
效率 (按低位发热量)	%	93.50	93.60	93.18	93.47	94.41
过量空气系数		1.25	1.25	1.412	1.312	1.25

注 THA (Turbine Heat Consumption Assessment, 汽轮机热耗率验收工况)。

1.2.2 锅炉各级受热面特性计算

锅炉各级受热面特性见表 1-2。

表 1-2 锅炉各级受热面特性

名 称		设 计 煤 种				
		BMCR	THA	75%THA	35%BMCR	高压加热器全切
烟气出口 温度 (°C)	过热器分隔屏	1134	1120	1061	928	1113
	过热器后屏	1032	1016	963	818	1014
	再热器前屏	916	897	850	700	898
	后水冷壁吊挂管	905	886	840	688	887
	末级再热器	832	815	775	636	817
	水冷壁对流管束	815	797	757	618	800
	末级过热器	737	722	691	583	724
	过热器对流管束	728	716	682	576	715
	立式低温过热器	683	670	644	542	676
	转向室吊挂管	677	662	637	535	669
	转向室	660	646	621	518	652
	水平低温过热器	444	438	431	388	447
	省煤器	358	350	335	284	307
工质出口 温度 (°C)	墙式辐射再热器	388	384	370	338	389
	过热器分隔屏	447	449	453	439	453
	过热器后屏	504	510	526	515	528
	过热器二级减温器	504	505	502	508	497
	再热器前屏	485	484	482	451	486
	末级再热器	540	540	540	497	540
	末级过热器	540	540	540	497	540
	过热器一级减温器	412	409	405	391	407
	立式低温过热器	412	415	435	398	449
	水平低温过热器	401	403	419	389	431
	省煤器	306	301	291	295	238
烟气平均 速度 (m/s)	过热器后屏	8.6	7.8	6.4	3.0	8.0
	再热器前屏	9.3	8.3	6.9	3.1	8.6
	末级再热器	11.8	10.6	8.8	4.0	11.0
	末级过热器	12.3	11.1	9.2	4.2	11.5
	过热器排管	12.0	10.7	9.0	4.0	11.2
	立式低温过热器	11.4	10.3	8.6	4.0	10.7
	水平低温过热器	10.5	9.4	8.0	3.8	9.9
	省煤器	8.4	7.6	6.4	3.1	7.6

1.2.3 锅炉结构数据

锅炉结构数据见表 1-3。

表 1-3 锅炉结构数据

名 称		单 位	数 据
炉膛宽度		m	14.048
炉膛深度		m	12.773
上层煤粉燃烧器中心至屏底距离		m	19.0
炉膛容积		m ³	7831.6
辐射受热面	(到分隔屏底)	m ²	2152.9
	(到后屏入口)	m ²	3406.1
	(到炉膛出口)	m ²	4516.0

1.2.4 燃煤及灰渣特性

燃煤特性见表 1-4。

表 1-4 燃 煤 特 性 表

项 目	符号	单位	设计煤种（烟煤）	校核煤种（烟煤）
碳（收到基）	C _{ar}	%	52.67	51.99
氢（收到基）	H _{ar}	%	3.22	3.19
氧（收到基）	O _{ar}	%	8.43	8.52
氮（收到基）	N _{ar}	%	0.75	0.74
硫（收到基）	S _{ar}	%	1.34	1.32
灰分（收到基）	A _{ar}	%	28.09	28.41
全水分	M _t	%	5.5	5.83
水分（空气干燥基）	M _{ad}	%	4.43	4.59
挥发分（可燃基）	V _{daf}	%	31.38	31.49
低位发热量	Q _{net,ar}	kJ/kg	20 223	19 920
高位发热量	Q	kJ/kg	21 092.8	20 791.6
哈氏可磨系数	HGI		73.11	
煤粉细度		%	R ₉₀ =20%	R ₉₀ =20%

煤灰成分及灰渣特性见表 1-5。

表 1-5 煤灰成分及灰渣特性表

序号	项目	符号	单位	设计煤种	校核煤种
1	二氧化硅	SiO ₂	%	48.56	48.57
2	氧化铝	Al ₂ O ₃	%	36.52	36.57
3	三氧化二铁	Fe ₂ O ₃	%	3.75	3.73
4	氧化钙	CaO	%	1.72	1.76
5	氧化镁	MgO	%	1.49	1.49

续表

序号	项目	符号	单位	设计煤种	校核煤种
6	氧化钠	Na ₂ O	%	0.54	0.55
7	氧化钾	K ₂ O	%	1.5	1.5
8	三氧化硫	SO ₃	%	0.77	0.75
9	二氧化钛	TiO ₂	%	0.65	0.66
10	氧化锰	MO ₂	%	0.11	0.12
11	灰熔点		℃	>1500	>1500
12	变形温度	DT	℃	>1500	>1500
13	软化温度	ST	℃	>1500	>1500
14	熔融温度	FT	℃	>1500	>1500

1.2.5 汽水品质标准

汽水品质标准见表 1-6。

表 1-6

汽水品质标准

类 别	项 目	单 位	标 准
给 水	硬度	μmol/L	≈0
	溶解氧	μg/L	≤7
	铁	μg/L	≤20
	铜	μg/L	≤5
	SiO ₂	μg/L	≤20
	pH 值		9.0~9.5
	电导率	μS/cm	≤0.2
炉 水	油	mg/L	≤0.3
	联氨	μg/L	10~30
	pH 值		9.0~10
	磷酸根离子	mg/L	0.5~3
	Cl ⁻	mg/L	≤1
	SiO ₂	μg/L	≤0.25
	含盐量	μg/L	≤20
蒸 汽	SiO ₂	μg/L	≤20
	Cu	μg/L	≤5
	Fe	μg/L	≤20
	Na	μg/L	≤10

1.3 模拟量控制系统

1.3.1 锅炉侧模拟量控制系统概述

模拟量控制系统 (Modulation Control System, MCS) 的作用是对锅炉、汽轮机主要系

统及设备进行连续闭环控制，保证机组主要参数稳定，满足安全启、停及定压、滑压和正常运行的要求。模拟量控制系统一般包含下列子控制系统：锅炉汽轮机协调控制系统、主蒸汽压力控制系统（及燃料量控制系统）、送风量控制系统、磨煤机控制系统、二次风风箱挡板控制系统、一次风压力控制系统、炉膛压力控制系统、主蒸汽温度控制系统、再热蒸汽温度控制系统、给水全程控制系统、给水泵再循环控制系统、燃油压力控制系统、除氧器压力及水位控制系统等。

本仿真机的参考机组采用的模拟量控制系统，其主要功能由集散控制系统实现，锅炉侧包括的子控制系统见表 1-7。锅炉侧模拟量控制系统的功能主要有两个：①通过子系统之间的相互协调，使锅炉安全、快速、稳定地生产出机组负荷指令所要求的蒸汽；②与炉膛安全监测系统协调工作，保证锅炉安全运行。

表 1-7 锅炉侧模拟量控制系统

序 号	调节系统名称	套 数	备 注
1	汽包水位调节	4	DCS（集散控制系统）调节
2	过热器一级减温自动	1	DCS 调节
3	过热器二级减温自动	2	DCS 调节
4	再热蒸汽温度调节	3	DCS 调节
5	磨煤机出口温度调节	5	DCS 调节
6	磨煤机一次风量调节	5	DCS 调节
7	磨煤机入口风与密封风压差调节	5	DCS 调节
8	一次风压调节	2	DCS 调节
9	给煤量调节	5	DCS 调节
10	送风调节	2	DCS 调节
11	氧量调节	1	DCS 调节
12	炉膛负压调节	2	DCS 调节
13	辅助风调节	7	DCS 调节
14	燃料风调节	5	DCS 调节
15	燃尽风调节	2	DCS 调节
16	燃油压力调节	1	DCS 调节
17	吹灰蒸汽压力调节	1	DCS 调节
18	暖风器疏水箱水位调节	1	DCS 调节
19	锅炉连排流量调节	1	DCS 调节
20	锅炉连排扩容器水位调节	2	DCS 调节
21	机组协调控制	4	DCS 调节
22	暖风器出口温度调节	2	DCS 调节
23	暖通用汽蒸汽温度调节	1	DCS 调节
24	燃油吹扫减温器后蒸汽温度调节	1	DCS 调节
25	燃油加热蒸汽温度调节	1	DCS 调节

1.3.2 机炉协调控制系统

一、协调控制系统的基本任务和基本原则

锅炉与汽轮机对负荷响应的动态特性有很大差别，锅炉的动态过程要比汽轮机慢很多，即当机组的负荷要求发生变化时，汽轮机的调节阀相应地开大或关小，改变汽轮机的进汽量，即可较快地响应机组负荷变化的要求；而锅炉需要通过改变给煤量来改变负荷，这就使锅炉不能在较短的时间里改变蒸汽的产量来响应机组负荷变化的要求。由于汽轮机的进汽量迅速改变了，而锅炉的产汽量没有跟上，就使得机组在负荷调整的过程中，机前压力产生较大波动。维持主蒸汽压力正常与快速满足负荷的要求是控制负荷的一对相互矛盾的要求，解决这对矛盾就是协调控制系统的基本任务。

从上面的分析中可知，如果单从锅炉侧来控制机组的负荷，必然不会获得快速的负荷响应，而调节汽轮机的调节汽阀，可使机组释放（或储存）锅炉的部分能量，从而使得机组的输出电功率暂时有较迅速的响应。因此，为了提高机组对负荷的响应速度，可在保证安全运行的前提下，在主蒸汽压力的允许波动范围内，充分地利用锅炉的蓄热能力。也就是说，在负荷需求发生变化的过程中，通过汽轮机的进汽阀门的适当动作，允许主蒸汽压力在一定范围内波动，加快机组在变负荷初期的响应速度；同时，加强对锅炉侧燃烧率的控制，及时地恢复锅炉的蓄能，并使锅炉的蒸发量保持与机组的负荷相一致，这就是机组负荷控制的基本原则，也是机炉协调控制的基本原则。

二、协调控制系统的组成

本仿真机的参考机组采用直接能量平衡式协调控制系统，将锅炉和汽轮机作为一个整体来考虑，使机组能最大限度地满足电网要求的发电数量（功率）和质量（频率），快速、准确和稳定地响应自动发电控制系统或运行人员的负荷指令。协调控制系统由三部分组成，即机组负荷指令处理回路、锅炉主控制器和汽轮机主控制器。这三个部分根据电网要求和机组实际状况，以高度适应的方式，向锅炉和汽轮机发出指令来协调机组的运行，确保发电机组安全、稳定、经济地运行。

负荷指令处理回路是协调控制系统的一个重要组成部分，它的主要功能是负荷指令的生成和控制方式的选择。负荷指令处理回路接收中调指令、运行人员的指令和频率偏差指令，通过选择和计算，再根据机组主、辅机运行情况，发出机组实际负荷指令，送给机炉主控制器，改变汽轮机调节汽阀的开度和锅炉燃烧率。来自中调的控制指令由高低限幅器将其限制在150~300MW之间，当机组发生迫升/迫降或辅机故障快速减负荷工况时，自动发电控制切为手动状态。

机炉主控制器的主要作用是接受机组负荷指令处理回路发来的负荷信号，根据机组当前的运行条件和要求，由操作人员来选择合适的控制方式，并由机炉主控制器进行控制运算，生成锅炉控制指令和汽轮机控制指令给锅炉与汽轮机的子控制系统，让锅炉、汽轮机在机组允许的参数范围内满足负荷的要求。

三、协调控制系统的具体功能

(1) 根据机组的运行状态和电网对机组的要求选择不同的外界负荷指令。

(2) 限制负荷的变化速率。外部负荷指令对机组的负荷要求都是一个以增减为目的的阶跃信号，机组因为热应力的关系并不能接受这种阶跃信号，因此应根据机组的变负荷能力对负荷指令的变化速率进行限制，即把这种阶跃信号处理成为一个斜坡信号。机组单位时间内

的负荷变化即是负荷变化率。负荷变化率的大小是由机组的承受能力决定的。

(3) 快速减负荷功能。快速减负荷 (Run Back, RB) 也叫甩负荷保护, 是针对机组主要辅机故障采取的保护措施, 即当机组的部分主要辅机发生故障时, 快速降低机组负荷以适应辅机出力的保护措施。根据辅机故障情况, 有不同工况的 RB。

- 1) 送风机 RB: 运行中的一台送风机跳闸。
- 2) 引风机 RB: 运行中的一台引风机跳闸。
- 3) 一次风机 RB: 运行中的一台一次风机跳闸。
- 4) 给水泵 RB: 运行中的一台给水泵跳闸。
- 5) 磨煤机 RB: 运行中的磨煤机跳闸。

发生 RB 工况时控制原理如下:

1) 如果 1 号磨煤机或 2 号磨煤机运行则投下层油枪, 如果下层油枪启动不成功, 则投中层油枪;

2) 如果 1、2 号磨煤机未运行, 则投中层油枪, 如果中层油枪启动不成功, 则投下层油枪;

3) 如果 2 台以上磨煤机运行, 按 5、4、3 号磨煤机顺序切除, 时间间隔 3s;

4) 磨煤机运行中跳闸, 按第 1) 条和第 2) 条原则投油枪, 协调控制系统判断是否产生磨煤机 RB, 如果不是, 其他磨煤机自动提速, 确保燃料平衡; 如果是, 处于自动工况的给煤机提高到最大出力, 尽量减少燃料量的不平衡。

5) 在切除燃料的同时, 通过前馈作用使引风机静叶开度减小, 幅度与切除的燃料量成正比。如果一台送风机在运行中跳闸产生 RB 工况, 则对引风机控制进行相应比例的前馈作用, 以减小炉膛压力波动幅度。如果一台引风机在运行中跳闸产生 RB 工况, 则对送风机控制进行相应比例的前馈作用。

6) 协调控制系统根据负荷与燃料量的关系快速减负荷, 自动识别机组的负荷区及实发功率下降速度, 当实际负荷达到 RB 目标值或下降速度小于 3MW/min 时, RB 过程结束。

7) 在 RB 过程中, 利用数字式电气液压控制系统 (Digital Electric Hydraulic Control System, DEH) 和 RB 接口实现快速减负荷, 以缩短 RB 过程时间, 提高汽温控制品质。

(4) 最高负荷的限制。以机组的最大允许出力作为机组的负荷高限值。

(5) 根据机组的运行状态, 选择不同的控制方式。

(6) 方向闭锁与迫升、迫降功能。机组存在一类可能导致实际负荷的增减受到限制, 但不能立即直接加以识别的故障, 如燃烧器喷嘴堵塞、风机挡板卡涩、执行器连杆折断、给水调节机构故障等, 出现这类故障时会造成某些运行参数 (如燃料量、空气量、给水流量) 的偏差增大, 如不加以限制, 故障危害会进一步扩大。方向闭锁与迫升、迫降功能, 对重要运行参数的偏差大小和方向进行监视, 可防止各控制回路间配合失调时参数偏差继续扩大。下面以本仿真机组为例, 介绍方向闭锁与迫升、迫降功能的动作条件。

1) 发生下列情况时, 机组负荷指令增闭锁:

- a) 机组指令达到上限。
- b) 燃料指令达到上限。
- c) 送风指令达到上限。
- d) 一次风机指令达到上限。

- e) 引风机指令达到上限。
- f) 汽轮机主控指令达到上限。
- g) 给水泵指令达到上限。
- 2) 发生下列情况时, 机组负荷指令减闭锁:
 - a) 机组指令达到下限。
 - b) 燃料指令达到下限。
 - c) 送风机指令达到下限。
 - d) 一次风机指令达到下限。
 - e) 引风机指令达到下限。
 - f) 汽轮机主控指令达到下限。
 - g) 给水泵指令达到下限。
- 3) 发生下列情况时, 机组负荷指令迫升:
 - a) 燃料指令小于燃料量的 5%。
 - b) 风量指令小于总风量的 5%。
 - c) 给水指令小于给水流量 5%。
 - d) 一次风压高于设定值 1kPa。
- 4) 发生下列情况时, 机组负荷指令迫降:
 - a) 燃料指令大于燃料量的 5%。
 - b) 风量指令大于总风量的 5%。
 - c) 给水指令大于给水流量 5%。
 - d) 一次风压低于设定值 1kPa。

四、协调控制系统的负荷控制方式

机组协调控制系统的负荷控制方式有以下四种:

(1) 手动方式。锅炉主控制器在手动方式, 汽轮机主控制器在手动方式。锅炉和汽轮机分别响应运行人员手动指令的变化。

(2) 锅炉跟随方式。锅炉主控制器在自动方式, 汽轮机主控制器在手动方式。此时, 由锅炉来调节燃烧率, 以达到控制机前压力在设定值的目的。汽轮机的运行人员操作调节汽阀, 以达到控制负荷的目的。这种操作方式主要用于汽轮机的设备上有故障, 必须由汽轮机来决定带负荷能力大小的状况下, 也就是说此时汽轮机带负荷的能力有限。

(3) 汽轮机跟随方式。锅炉主控制器在手动方式, 汽轮机主控制器在自动方式。以锅炉调节燃烧率的方式来调节负荷, 以达到控制负荷的目的。而汽轮机自动控制调节汽阀, 以达到控制机前压力在设定值的目的。这种操作方式主要用于锅炉的设备上有故障, 必须由锅炉来决定带负荷能力大小的状况下, 也就是说锅炉带负荷的能力有限。

(4) 协调控制方式。锅炉主控制器在自动方式, 汽轮机主控制器在自动方式。汽轮机调节功率, 自动响应机组负荷指令; 汽轮机的能量指令以前馈方式和锅炉的输入直接平衡, 锅炉快速响应汽轮机的能量需求。

1.3.3 燃烧控制系统

燃烧控制系统包括燃料量控制系统、送风控制系统和炉膛压力控制系统等。下面对这些系统的基本情况作简要介绍。