

P61

备案号: J44—2000

**DL**

# 中华人民共和国电力行业标准

**P**

**DL 5000 — 2000**

---

## 火力发电厂设计技术规程

**Technical code for designing fossil  
fuel power plants**

2000 - 11 - 03 发布

2001 - 01 - 01 实施

---

**中华人民共和国国家经济贸易委员会 发布**

中华人民共和国电力行业标准

P

DL 5000 — 2000

---

# 火力发电厂设计技术规程

Technical code for designing fossil  
fuel power plants

主编单位：中国电力建设工程咨询公司

批准部门：中华人民共和国国家经济贸易委员会

批准文号：国经贸电力〔2000〕1048号

中国电力出版社

2000 北京

## 前 言

本规程为条文强制性行业标准，其中划有下线的条文为强制性条文，表格中有强制性内容时，在表注中提示。

DL5000—1994《火力发电厂设计技术规程》自颁布实施以来，对电力建设中贯彻国家的基本建设方针，体现经济政策和技术政策，统一、明确建设标准，保证新（扩）建的火力发电厂技术先进，实现安全、经济、满发、稳发和满足环保要求起到了积极作用，收到了良好效果。

随着改革的深入和技术的进步，DL5000—1994 在有些方面已经不能适应电力建设发展的要求，根据国家经济贸易委员会电力司电力〔1999〕40 号文《关于确认 1998 年度电力行业标准制、修订计划项目的通知》中第 42 项的安排，电力规划设计总院组织力量对 DL5000—1994 进行了修编。

本次修编工作，贯彻了电力建设的基本方针，认真落实“安全可靠、经济适用、符合国情”的政策和控制工程造价的一系列措施，积极推广技术先进、成熟可靠的设计技术，注重节煤、节水、节电、节地和控制非生产性设施的规模 and 标准，注意与社会主义市场经济体制相适应，为电力建设进入 21 世纪作好设计技术准备。

本次修编，未对 DL5000—1994 的框架进行大的修改，仅对有关章节的内容进行了修改、删除和补充，并对部分章节进行适当调整。

推广应用燃气—蒸汽联合循环发电技术、烟气脱硫技术和洁净煤发电技术是 21 世纪电力工业的发展方向，但与常规燃煤发电技术相比，国内的实践经验较少，尚欠成熟。对此，本次修编从前瞻性出发，仅编写了部分比较成熟的条文。

本规程由国家电力公司提出。

本规程由中国电力规划设计协会归口。

本规程负责起草单位：中国电力建设工程咨询公司。

本规程主要起草人员：杨旭中、高麟、郭亚利、王增勇、贾玉英、李淑芳、李京、钱博爱、刘庆、谢伯禹、师重光、张建中、孙建兴、范新宽、余乐、胡沛文、李菊顺、安旭东、陈林、葛四敏、李静贞、李武全、赵敏。

本规程委托中国电力建设咨询公司负责解释。

## 目 次

## 前言

1 范围 .....	1
2 引用标准 .....	2
3 总则 .....	8
4 厂址选择 .....	12
5 总体规划 .....	17
6 主厂房布置 .....	33
7 运煤系统 .....	43
8 锅炉设备及系统 .....	50
9 除灰渣系统 .....	65
10 汽轮机设备及系统 .....	70
11 水处理设备及系统 .....	81
12 热工自动化 .....	87
13 电气设备及系统 .....	100
14 水工设施及系统 .....	119
15 辅助及附属设施 .....	130
16 建筑与结构 .....	133
17 采暖通风和空气调节 .....	140
18 环境保护 .....	147
19 劳动安全与工业卫生 .....	152
20 消防 .....	157
附录 A (标准的附录) 本规程用词说明 .....	161
附录 B (提示的附录) 燃气—蒸汽联合循环发电技术 .....	162
附录 C (提示的附录) 烟气脱硫技术 .....	166
附录 D (提示的附录) 洁净煤发电技术 .....	168
条文说明 .....	173

# 1 范 围

本规程规定了大型火力发电厂设计应遵循的原则与建设标准。

本规程适用于汽轮发电机组容量为 125MW~600MW 级机组的凝汽式火力发电厂，也适用于 50MW 级及以上的供热式机组的热电厂设计。600MW 级及以上的机组可参照使用。

本规程适用于新建或扩建电厂的设计，改建工程的设计可参照使用。

## 2 引 用 标 准

下列标准所包含的条文，通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订，使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB150—1998	钢制压力容器
GB/T1596—1991	用于水泥和混凝土中的粉煤灰
GB3095—1996	环境空气质量标准
GB3096—1993	城市区域环境噪声标准
GB3097—1997	海水水质标准
GB3838—1998	地表水环境质量标准
GB4053.1—1993	固定式钢直梯安全技术条件
GB4053.2—1993	固定式钢斜梯安全技术条件
GB4053.3—1993	固定式工业防护栏杆安全技术条件
GB4053.4—1983	固定式工业钢平台
GB/T4064—1993	电气设备安全设计导则
GB4792—1984	放射卫生防护基本标准
GB4830—1984	工业自动化仪表气源压力范围和质量
GB5083—1985	生产设备安全卫生设计总则
GB5084—1992	农田灌溉水质标准
GB5749—1985	生活饮用水卫生标准
GB/T7064—1996	透平型同步电机技术要求
GB/T7409—1997	同步电机励磁系统
GB8173—1987	农用粉煤灰中污染物控制标准
GB8196—1987	机械设备防护罩安全要求
GB8702—1988	电磁辐射防护规定
GB8703—1988	辐射防护规定

GB8978—1996	污水综合排放标准
GB9137—1988	保护农作物的大气污染物最高允许浓度
GB10070—1988	城市区域环境振动标准
GB10434—1989	作业场所局部振动卫生标准
GB10436—1989	作业场所微波辐射卫生标准
GB11607—1989	渔业用水水质标准
GB12348—1990	工业企业厂界噪声标准
GB12523—1990	建筑施工场界噪声限值
GB12525—1990	铁路边界噪声限值及其测量方案
GB12941—1991	景观娱乐用水水质标准
GB13015—1991	含多氯联苯废物污染控制标准
GB13223—1996	火电厂大气污染物排放标准
GB13271—1991	锅炉大气污染物排放标准
GB14285—1993	继电保护和安全自动装置技术规程
GB/T14848—1993	地下水水质标准
GB15618—1995	土壤灌溉环境质量标准
GB50033—1991	工业企业采光设计标准
GB50034—1992	工业企业照明设计标准
GB50040—1996	动力机器基础设计规范
GB50050—1995	工业循环冷却水处理设计规范
GB50057—1994	建筑物防雷设计规范
GB50058—1992	爆炸和火灾危险环境电气装置设计规范
GB50059—1992	(35~110) kV 变电所设计规范
GB50060—1992	(3~110) kV 高压配电装置设计规范
GB50065—1994	交流电气装置接地设计规范
GB50116—1998	火灾自动报警系统设计规范
GB50129—1995	水喷雾灭火系统设计规范
GB50151—1992	低倍数泡沫灭火系统设计规范
GB50156—1992	小型石油库及汽车加油站设计规范
GB50191—1993	构筑物抗震设计规范



GB50210—1994	防洪标准
GB50217—1994	电力工程电缆设计规范
GB50222—1995	建筑内部装修设计防火规范
GB50229—1996	火力发电厂与变电所设计防火规范
GB50260—1996	电力设施抗震设计规范
GBJ11—1989	建筑抗震设计规范
GBJ12—1987	工业企业标准轨距铁路设计规范
GBJ16—1987	建筑设计防火规范
GBJ19—1987	采暖通风与空气调节设计规范
GBJ22—1987	厂矿道路设计规范
GBJ74—1984	石油库设计规范
GBJ84—1985	自动喷水灭火系统设计规范
GBJ87—1985	工业企业噪声控制设计规范
GBJ101—1987	建筑楼梯模数协调标准
CJ18—1986	污水排入城市下水道水质标准
DL408—1991	电业安全工作规程（发电厂和变电所电气部分）
DL435—1991	火电厂煤粉锅炉燃烧室防爆规程
DL612—1996	电力工业锅炉压力容器监察规程
DL/T620—1997	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
DL/T621—1997	交流电气装置的接地
DL/T639—1997	六氟化硫电气设备制造运行、实验及检修人员安全防护细则
DL/T650—1998	大型汽轮发电机自并励静止励磁系统技术条件
DL5003—1991	电力系统调度自动化设计技术规程
DL5025—1993	电力系统微波通信工程设计技术规程
DL/T5029—1994	火力发电厂建筑装饰设计标准
DL5032—1994	火力发电厂总图运输设计规程
DL5053—1996	火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程

SDJ2—1988	220~500kV 变电所设计技术规程
SDJ5—1985	高压配电装置设计技术规程
SDJ9—1987	电测量仪表装置设计技术规程
SD268—1988	燃煤电站锅炉技术条件
SD269—1988	固定式发电用凝汽汽轮机技术条件
SD270—1988	汽轮发电机技术条件
SD271—1988	汽轮发电机交流励磁机励磁系统技术条件
TJ36—1979	工业企业设计卫生标准
中华人民共和国电力法	1995 年第 8 届人大常委会第 17 次会议通过, 第 60 号主席令颁布
中华人民共和国建筑法	1997 年第 8 届人大常委会第 28 次会议通过, 第 91 号主席令颁布
中华人民共和国环境保护法	1989 年第 7 届人大常委会第 11 次会议通过, 第 22 号主席令颁布
中华人民共和国水污染防治法	1996 年第 6 届人大常委会第 5 次会议通过, 第 8 届人大常委会第 19 次会修正
中华人民共和国固体废物污染防治法	1996 年第 8 届人大常委会第 16 次会议通过, 第 58 号主席令颁布
中华人民共和国环境噪声污染防治法	1996 年第 8 届人大常委会第 22 次会议通过, 第 77 号主席令颁布
中华人民共和国海洋环境保护法	1999 年第 9 届人大常委会第 13 次会议通过, 第 26 号主席令颁布
中华人民共和国大气污染防治	1995 年第 9 届人大常委会第 15

法	次会议通过，第 32 号主席令颁布
中华人民共和国防治海岸工程建设项目污染损害海洋环境管理条例	国务院 [1990] 第 62 号令
中华人民共和国防治陆地源污染物损害海洋环境管理条例	国务院 [1990] 第 61 号令
中华人民共和国水法	1988 年第 6 届人大常委会第 24 次会议通过，第 61 号主席令颁布
中华人民共和国水土保持法	1991 年第 7 届人大常委会第 20 次会议通过，第 49 号主席令颁布
中华人民共和国劳动法	1994 年第 8 届人大常委会第 8 次会议通过，第 28 号主席令颁布
中华人民共和国自然保护区条例	国务院 [1994] 第 167 号令
中华人民共和国防震减灾法	1997 年第 8 届人大常委会第 29 次会议通过，第 94 号主席令颁布
中国地震烈度区划图 (1990)	国家地震局、建设部震发办 [1992] 160 号
放射性同位素与射线装置放射防护条例	国务院 (1989) 44 号令
建设项目环境保护管理条例	国务院 (1998) 253 号令
蒸汽锅炉安全技术监察规程	劳动部 (1996)
国务院关于酸雨控制区和二氧化硫污染控制区有关问题的批复	国函 (1998) 5 号

港口工程技术规范	交通部部标—1987
压力容器安全技术监察规程	质技监局锅发 (1999) 154 号
中华人民共和国爆炸危险场所	劳人护 (87) 36 号
电气安全规程	
电力建设项目水土保持工作暂行规定	水利部国家电力公司水保 (1998) 423 号
火电行业环境监测管理规定	电力工业部电计 (1996) -280
建设项目环境保护设施竣工验收管理规定	国家环保局 (1994) 第 18 号局令
电磁辐射环境保护管理办法	国家环保局 (1997) 第 18 号局令
电站压力式除氧器安全技术规定	能源安保 (1991) 709 号

### 3 总 则

**3.0.1** 为了在电力建设中贯彻国家的基本建设方针，体现国家的经济政策和技术政策，统一和明确建设标准，保证新建、扩建的火力发电厂（以下简称发电厂）安全可靠、经济适用、符合国情和满足可持续发展要求，以合理的投资获得最佳的经济效益和社会效益，特制定本规程。

**3.0.2** 发电厂的规划和设计，应树立全局观念，满足市场需求，依靠技术进步，认真勘测、精心设计，不断总结经验，积极慎重地推广国内外先进技术，因地制宜地采用成熟的新材料、新设备、新工艺、新布置、新结构，从实际出发，努力提高机械化、自动化水平，减人增效，保护环境，为提高发电厂的可靠性、经济性、劳动生产率和文明生产水平，为节约能源、节约用地、节约用水、节约材料，为确保质量、控制造价、文明施工和缩短工期创造条件。同时，应考虑未来全国电力系统联网、全国范围内的资源优化配置和网厂分开、竞价上网的电力市场要求。

**3.0.3** 发电厂的设计，必须按国家规定的基本建设程序进行。设计文件应按规定的内容和深度完成批准手续。

**3.0.4** 对成套引进设备和直接利用外资的工程，其建设标准应参照本规程，并应考虑国际通用标准和供货方所在国的标准。

**3.0.5** 新建或扩建的燃煤发电厂的设计和校核煤种及其分析数值是设计的基本依据，它们将影响设备和系统的选择、工程造价、发电厂的安全生产和经济运行，主管部门和项目法人对此应充分重视，进行必要的调查研究后，合理确定，使其能代表长期实际燃用煤种。燃煤发电厂锅炉点火与低负荷助燃用的油或可燃气体应有可靠的来源。

燃烧低热值煤（低质原煤、洗中煤、褐煤等）的凝汽式发电厂宜建在燃料产地附近；有条件时，应建矿口发电厂。矿口发电

厂所在的煤矿区应有足够的可采储量和可靠的开采量，其规模应能连续供应发电厂规划容量所需燃煤 30 年及以上。

对运煤距离较远（超过 1000km）的发电厂，宜采用热值高于 21.0MJ/kg 的动力煤。

对位于酸雨控制区和二氧化硫污染控制区的发电厂，应满足环境保护对煤种硫分含量，硫氧化物排放浓度、排放量及总量控制的要求。

无烟煤或易结焦煤种，宜集中供某些发电厂燃用，并应采取保证锅炉安全运行的相应措施。

**3.0.6** 在扩建和改建发电厂的设计中，应结合原有总平面布置、原有生产系统的设备布置、原有建筑结构和运行管理经验等方面的特点，全面考虑，统一协调。

**3.0.7** 发电厂的机组容量应根据系统规划容量、负荷增长速度和电网结构等因素进行选择。应选用高效率的大容量机组，但最大机组容量不宜超过系统总容量的 10%。

**3.0.8** 发电厂机组的调峰性能，特别是不投油最低稳燃负荷等指标应满足电力系统运行的需要，各有关辅助设备的选择和系统设计也应满足相应的要求。

**3.0.9** 发电厂的机组台数不宜超过六台，机组容量等级不宜超过两种。同容量机、炉宜采用同一型式或改进型式，其配套设备的型式也宜一致。

新建发电厂宜根据负荷需要和资金落实情况，按规划容量一次建成或分两期建成。大型发电厂宜多台大容量、高效率的同型机组一次设计、连续建成。

**3.0.10** 当有一定数量、稳定的供热需要，且供热距离与技术经济条件合理时，发电厂应优先考虑采用热电联产。

**3.0.11** 发电厂的建厂地点、规划容量、本期建设规模和建设期限、选用的机组容量、联网方式、燃料来源和品种、投资控制指标等，应以经过批准的可行性研究报告作为依据。在设计过程中，若因具体条件发生变化，必须改变原有规定时，应及时报

请原审批单位重新审定。

**3.0.12** 在确保安全发电和技术经济合理的前提下，当条件合适时，发电厂可与邻近的工业企业或其他单位协作，联合建设部分工程设施。

**3.0.13** 在发电厂设计中，应按规划容量作好统一安排，以满足各阶段，特别是初期投入运转时运行和检修的需要。当分期建设时，每期工程的设计，原则上只包括该期工程必须建设的部分。对分期施工有困难的或不合理的项目，可根据具体情况按规划容量一次建成。

**3.0.14** 在发电厂的设计中，必须遵守《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国建筑法》、《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国大气污染防治法》、《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国水污染防治法》、《中华人民共和国环境噪声污染防治法》、《中华人民共和国劳动法》等有关法令和规定。要采取切实措施，减轻发电厂排出的废气、废水、灰渣、噪声和排水对环境的影响。各项有害物的排放必须符合环境保护以及劳动安全与工业卫生的有关规定。

防治污染的工程设施必须和主体工程同时设计、同时施工、同时投产。

当地方能落实灰渣综合利用条件时，在发电厂设计中应创造条件予以配合。

**3.0.15** 发电厂的抗震设计必须贯彻预防为主方针，对于按规定需要设防的发电厂，其工艺和土建设计必须按照有关抗震设计规范的要求，采取有效的抗震和减少震害的措施。

**3.0.16** 在发电厂设计中，应对所需要的主设备、主要辅助设备和系统进行整体协调，提出技术要求，并根据同类设备的技术性能、可靠性、供货条件、价格以及制造厂的业绩和技术服务质量择优选用。在条件合适时，应优先选用标准系列产品和节能产品。

**3.0.17** 在发电厂设计中，应积极采用最新的参考设计、典型

设计，以及先进的设计方法和手段，以提高设计质量和控制工程造价，并结合工程特点不断有所创新。

**3.0.18** 在发电厂设计中，除应执行本规程的规定外，还应符合现行的有关国家标准和行业标准的规定。



## 4 厂址选择

**4.0.1** 发电厂的厂址选择应按规划选厂和工程选厂两个阶段进行，并分别作为初步可行性和可行性研究的主要内容之一。规划选厂应以中长期电力规划为依据；工程选厂应以批准的项目建议书和审定的初步可行性研究报告为依据。

**4.0.2** 发电厂的厂址选择，应根据中长期电力规划、燃料来源、运输条件、地区自然条件、环境保护要求和建设计划等因素全面考虑；在选厂工作中，应从全局出发，正确处理与相邻农业、工矿企业、城市规划、国防设施和人民生活等各方面的关系。

**4.0.3** 选择发电厂厂址时，应研究电网结构、电力和热力负荷、燃料供应、水源、交通、燃料及大件设备的运输、环境保护要求、灰渣处理、出线走廊、地质、地震、地形、水文、气象、占地拆迁、施工，以及周围工矿企业对电厂的影响等条件，拟订初步方案，通过全面的技术经济比较和经济效益分析，提出论证和评价。

在规划选厂阶段，当有多个推荐的厂址时，应对各厂址的建设顺序和规模提出意见。

在选定厂址时，应对建设规模和建成期限提出意见，并对装机容量提出建议。

**4.0.4** 选择发电厂厂址场地时，应充分考虑节约用地，尽量利用非可耕地和劣地，还应注意少拆房屋，减少人口迁移，尽量不破坏原有森林、植被和减少土石方开挖量。

**4.0.5** 厂址场地标高应考虑与发电厂等级相对应的防洪标准(见表 4.0.5)。

如低于表 4.0.5 要求的标准时，厂区必须有防洪围堤或其他可靠的防洪设施：

表 4.0.5 发电厂的等级和防洪标准

发电厂等级	规划容量 MW	防洪标准 (重现期) <sup>1)</sup>
I	>2400	$\geq 100$ 、200 年 <sup>1)</sup> 一遇的高水 (潮) 位
II	400~2400	$\geq 100$ 年一遇的高水 (潮) 位
III	<400	$\geq 50$ 年一遇的高水 (潮) 位
注: 本表指标强制。		
1) 对于风暴潮严重地区的特大型的海滨发电厂取 200 年。		

对位于海滨的发电厂, 其防洪堤 (或防浪堤) 的堤顶标高应按表 4.0.5 防洪标准 (重现期) 的要求加重现期为 50 年累积频率 1% 的浪爬高和 0.5m 的安全超高确定。对位于江、河、湖旁的发电厂, 其防洪堤的堤顶标高应高于频率为 1% 的高水位 0.5m; 当受风、浪、潮影响较大时, 尚应再加重现期为 50 年的浪爬高。防洪堤的设计尚应征得当地水利部门的同意。

在有内涝的地区建厂时, 防涝围堤堤顶标高应按百年一遇的设计内涝水位 (当难以确定时, 可采用历史最高内涝水位) 加 0.5m 的安全超高确定。如有排涝设施时, 则按设计内涝水位加 0.5m 的安全超高确定。

对位于山区的发电厂, 应考虑防山洪和排山洪的措施, 防排设施应按频率为 1% 的山洪设计。

围堤或防排洪设施宜在初期工程中按规划的规模一次建成。

**4.0.6** 应对厂址及其周围区域的地质情况进行调查和勘探, 制定勘测技术方案, 进行合理的勘测工作, 提供勘测报告。在规划选厂阶段, 应以充分收集分析已有资料和现场踏勘调查为主, 必要时进行少量勘探工作, 了解厂址区域地质资料和厂址地质、地貌概况, 对拟选厂址的区域稳定性作出评价; 在工程选厂阶段, 还应根据厂址场地的复杂程度和工程要求, 有针对性地选用工程地质测绘、勘探、原位测试和室内试验等手段, 确定影响厂址稳定性的工程地质条件和了解主要岩土工程问题, 对厂址场地的稳定性和工程地质条件作出评价。

**4.0.7** 发电厂厂址的地震基本烈度必须按国家颁布的现行《中国地震烈度区划图》和《中华人民共和国防震减灾法》确定。根据电力工程的具体条件，对下列新建工程应进行烈度复核或地震安全性评价：

1. 对位于地震烈度区分界线附近的发电厂，应进行烈度复核；
2. 对位于地震研究程度和资料详细程度较差的边远地区，且规划容量为 600MW 及以上的发电厂，应进行烈度复核；
3. 对位于地震基本烈度大于或等于 7 度的地区，且规划容量大于 2400MW 的发电厂，应进行烈度复核或地震安全性评价；
4. 对位于地震基本烈度为 9 度的地区，且规划容量为 600MW 及以上的发电厂，应进行烈度复核或地震安全性评价；
5. 对地震地质条件特别复杂的重要发电厂，应进行烈度复核或地震安全性评价。

当需要提供地震水平加速度值时，可按下列规定取值：6 度时取 0.05g；7 度时取 0.10g；8 度时取 0.20g；9 度时取 0.40g。

**4.0.8** 严禁将发电厂厂址选在滑坡、岩溶发育程度高的地区或发震断裂地带以及地震基本烈度为 9 度以上的地震区；单机容量为 300MW 及以上或全厂规划容量为 1200MW 及以上的发电厂，不宜建在地震基本烈度为 9 度的地区。

发电厂厂址应避让重点保护的自然区和人文遗址，也不宜设在有重要开采价值的矿藏上或矿藏采空区上。

山区发电厂的厂址，宜选在较平坦的坡地或丘陵地上，还应注意不要破坏自然地势和避开有危岩、滚石和泥石流的地段。

**4.0.9** 选择发电厂厂址时，其供水水源必须落实可靠，并应考虑水利、水电规划对水源变化的影响。

当采用江、河水作为供水水源时，其取水口位置必须选择在河床全年均稳定的地段，且应避免泥沙、草木、冰凌、漂流杂物、排水回流等的影响，必要时应进行模型试验。

当考虑采用地下水作为水源时，应进行水文地质勘探，按照国家和电力行业现行的供水水文地质勘察规范的要求，提出水文地质勘探评价报告，并应得到有关水资源主管部门的批准。

**4.0.10** 直流供水的发电厂应靠近水源，并应考虑进排水对水域航运、环境、生态和城市生活用水等的影响。

**4.0.11** 在靠近煤源且其他建厂条件均良好而水资源匮乏的地区，经综合技术经济比较，认为合理时，可考虑采用空冷式冷却系统。

**4.0.12** 对采用铁路运输燃料的发电厂，应考虑发电厂的铁路专用线便于同国家铁路线或其他工业企业的专用线相连接，其连接距离宜短捷，并应避免建造大型桥梁、隧道，或与国家铁路干线交叉；对采用水路运输燃料的发电厂，应根据船舶的吨位和泊位，在厂址范围内或其附近选择航道和岸滩稳定、水流平缓、水域开阔、水深适当、淤积量小、地质良好的地段作为码头的位置；对采用公路运输燃料的发电厂，宜利用现有的公路条件；对距燃料产地较近的发电厂，应考虑采用长胶带输送机或汽车运煤的可能性。

**4.0.13** 选择燃煤发电厂厂址时，必须选择合适的贮灰场。贮灰场应不占或少占农田，不占用江河、湖泊的蓄洪和行洪区，并应满足环境保护方面的有关要求。

贮灰场的总容量应达到能存放按规划容量计算的 20 年左右的灰渣量的要求。贮灰场应分期、分块建设，初期征地宜能存放按本期容量及按设计煤种计算的 10 年左右的灰渣量。当灰渣综合利用条件较好时，灰场征地年限可适当减少。

**4.0.14** 选择电厂厂址时，应充分考虑发电厂达到规划容量时接入系统的出线条件。

**4.0.15** 发电厂厂址宜优先选择在环境容量较大、排放条件较好的地区。

除以热定电的热电厂外，不应在大中城市的城区及其近郊区新建燃煤电厂。

**4.0.16** 选择发电厂厂址时，应注意发电厂与其他工业企业所排出的废气、废水、废渣之间的相互影响。

**4.0.17** 发电厂厂址宜选择在其附近城镇或生活区常年最小频率风向的上风侧。

若需要选择发电厂生活区时，其位置应考虑使职工生活方便。对位于城市及近郊的发电厂，其生活区宜结合城市规划统一安排。

**4.0.18** 确定发电厂厂址时，应取得有关部门同意或认可的文件，主要有土地使用、燃料和水源供应、铁路运输及接轨、公路和码头建设、输电线路及供热管网走廊、环境保护文件等。

若厂址附近有机场、军事设施或文物遗迹，则除应考虑它们对厂址的影响外，还应取得有关主管部门同意或认可的文件。

## 5 总体规划

### 5.1 一般规定

**5.1.1** 发电厂的总体规划，应根据发电厂的生产、施工和生活需要，结合厂址及其附近地区的自然条件和建设规划，对厂区、施工区、生活区、水源地、供排水设施、污水处理设施、灰管线、贮灰场、灰渣综合利用、交通运输、出线走廊、供热管网等，立足近期，考虑远景，统筹规划。

**5.1.2** 发电厂的总体规划，应贯彻节约用地的原则，通过优化，控制全厂生产用地、生活区用地和施工用地的面积。

发电厂用地范围应根据建设和施工的需要，按规划容量确定。发电厂用地宜分期、分批征用。

**5.1.3** 发电厂的总体规划应符合下列要求：

- 1 工艺流程合理；
- 2 交通运输方便；
- 3 处理好厂内与厂外、生产与生活、生产与施工之间的关系；
- 4 与城镇或工业区规划相协调；
- 5 方便施工，有利扩建；
- 6 合理利用地形、地质条件；
- 7 尽量减少场地的开拓工程量；
- 8 工程造价低，运行费用小，经济效益高；
- 9 符合环境保护、劳动安全和工业卫生要求。

**5.1.4** 发电厂的总体规划还应满足以下要求：

1 按功能要求分区，例如：主厂房区、配电装置区、燃煤设施区、辅助生产设施区、生活区、施工区等。

2 各区内建筑物的布置应考虑日照方位和风向，并力求合理紧凑。辅助、附属建筑和行政管理、公共福利建筑宜采用联合

布置和多层建筑。

3 注意建筑物空间的组织及建筑群体的协调，从整体出发，美化环境。

4 因地制宜地进行绿化规划，利用厂区、生活区的空闲场地植树种草。厂区绿地率宜不低于厂区占地面积的 15%，但不应为绿化而任意扩大厂区占地面积。

5 屋外配电装置裸露部分的场地可铺设草坪或碎石、卵石。对煤场、灰场、脱硫吸收剂贮存场等会出现粉尘飞扬的区域，除采取防尘措施外，有条件时应植树隔开。对于风沙较大地区的电厂，根据具体情况，可设厂外防护林带。

### 5.1.5 发电厂厂区和生活区的建筑物布置必须符合防火要求。

各生产建筑物在生产过程中的火灾危险性及其最低耐火等级应按表 5.1.5-1～表 5.1.5-3 的规定执行。

表 5.1.5-1 各主要生产建筑物在生产过程中的火灾危险性和最低耐火等级

序号	建筑物名称	生产过程中火灾危险性	最低耐火等级
1	主厂房（汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉房、集中控制楼或集中控制室）	丁	二级
2	吸风机室	丁	二级
3	除尘构筑物	丁	二级
4	烟囱	丁	二级
5	屋内卸煤装置，翻车机室	丙	二级
6	碎煤机室，转运站及配煤楼	丙	二级
7	封闭式运煤栈桥，运煤隧道	丙	二级
8	干燥棚，解冻室	丙	二级
9	点火油罐和供、卸油泵房及栈台（柴油、重油、渣油）	丙	二级
10	电气控制楼（主控制楼、网络控制楼），微波楼，继电器室 <sup>1)</sup>	戊	二级
11	屋内配电装置楼（内有每台充油量大于 60kg 的设备）	丙	二级

续表

序号	建筑物名称	生产过程中火灾危险性	最低耐火等级
12	屋内配电装置楼（内有每台充油量小于或等于 60kg 的设备）	丁	二级
13	屋外配电装置	丙	二级
14	变压器室	丙	一级
15	总事故贮油池		二级
16	岸边水泵房、中央水泵房	戊	二级
17	灰浆、灰渣泵房、沉灰池	戊	二级
18	生活、消防水泵房	戊	二级
19	稳定剂室、加药设备室	戊	二级
20	进水建筑物	戊	二级
21	冷却塔	戊	三级
22	化学水处理室、循环水处理室	戊	三级
注： 1 除本表规定的建（构）筑物外，其他建（构）筑物的火灾危险性 & 耐火等级应符合现行的 GBJ16《建筑设计防火规范》的有关规定。 2 本表指标强制。 1) 电气控制楼（主控制楼、网络控制楼）、微波楼、继电器室，当不采取防止电缆着火后延燃的措施时，火灾危险性应为丙类。			

表 5.1.5-2 辅助厂房和构筑物火灾危险性 &amp; 最低耐火等级

序号	建筑物名称	生产过程中火灾危险性	最低耐火等级
1	启动锅炉房	丁	二级
2	油处理室，露天油库	丙	二级
3	供氢站，储氢罐	甲	二级
4	贮氧罐	乙	二级
5	空气压缩机室（有润滑油）	丁	二级
6	热工、电气、金属实验室	丁	二级
7	天桥	戊	二级
8	天桥（下设电缆夹层时）	丙	二级
9	变压器检修间	丙	二级
10	排水、污水泵房	戊	二级
11	各分场维护间	戊	二级
12	污水处理构筑物	戊	二级
13	电缆隧道	丙	二级
14	柴油发电机房	丙	二级
注： 1 除本表规定的建（构）筑物外，其他建（构）筑物的火灾危险性 & 耐火等级应符合现行的 GBJ16《建筑设计防火规范》的有关规定。 2 本表指标强制。			



**表 5.1.5-3 附属建筑物火灾危险性及最低耐火等级**

序号	建筑物名称	生产过程中火灾危险性	最低耐火等级
1	办公楼		三级
2	材料库	丙	二级
3	材料库棚	戊	三级
4	机车库	丁	二级
5	汽车库、推煤机库	丁	二级
6	消防车库	丁	二级
7	警卫传达室		三级
8	自行车棚		四级
<p>注：</p> <p>1 除本表规定的建（构）筑物外，其他建（构）筑物的火灾危险性及耐火等级应符合现行的 GBJ16《建筑设计防火规范》的有关规定。</p> <p>2 本表指标强制。</p>			

## 5.2 厂 区 规 划

**5.2.1** 发电厂的厂区规划，应以工艺流程合理为原则，以主厂房为中心，结合各生产设施及系统的功能，分区集中，紧密配合，因地制宜地进行布置。行政管理和公共福利等建筑宜集中布置在主厂房固定端，做到与生产区联系方便、生活便利、厂容美观。行政管理和公共福利等建筑的用地应按国家和行业有关标准的规定严格控制。

**5.2.2** 发电厂厂区建筑物的布置，除应符合现行的国家有关防火标准和规范的规定及有关环境保护的原则要求外，还应符合下列要求：

1 主厂房应布置在厂区的适中地位，当采用直流供水时，宜靠近水源。主厂房和烟囱宜布置在土质均匀、地基承载力较高的地区。主厂房的固定端宜朝向城镇方向。

对采用直接空冷系统的空冷机组，确定主厂房的朝向时，应考虑到夏季盛行风向对空冷凝汽器散热的影响。

2 屋内外配电装置的布置，应考虑进出线的方便，尽量避

免线路交叉。

3 冷却塔的布置，应根据地形、地质、相邻设施的布置条件及常年的风向等因素予以综合考虑。在工程初期，冷却塔不宜布置在扩建端。

4 贮煤场宜布置在厂区主要建筑物全年最小频率风向的上风侧。

5 供氢站和供油、卸油泵房以及点火油罐应与其他辅助生产建筑物分开，并单独布置或形成独立的区域。

6 生产废水及生活污水经处理合格后的排水口应远离生活用水取水口，并在其下游集中排放，但未经检测，不应将排水接入下水道总干管排出。

7 发电厂厂区宜有两个出入口，其位置应使厂内外联系方便，并使人流与货流分开。在施工期间，宜有施工专用的出入口。厂区的主要出入口宜设在厂区的固定端一侧。

**5.2.3 发电厂各建筑物、构筑物之间的最小间距，按表 5.2.3 的规定执行。**

在执行表 5.2.3 的同时，还应遵守下列规定：

1 最小间距应按两建筑物相邻外墙的最近距离计算，如相邻外墙有凸出的可燃构件，则应从其凸出部分的外缘算起。

2 两座建筑物，如相邻的较高的一面外墙为防火墙时，其最小间距不限，但甲类建筑物之间不应小于 4m。

3 高层厂房（高度超过 24m，层数大于或等于两层的厂房、库房）之间及与其他建筑物之间的最小间距，应按本表规定再增加 3m。

4 两座丙、丁、戊类建筑物相邻两面的外墙均为非燃烧体且无外露的燃烧体屋檐，当每面外墙上的门窗洞口面积之和都不超过各自外墙面积的 5% 且门窗洞口不正对开设时，其防火间距可减小 25%。

5 甲、乙类厂房与民用建筑物之间的防火间距不应小于 25m，距重要的公共建筑物的最小间距不宜小于 50m。

表 5.2.3 发电厂各建筑物、构筑物之间的最小间距

序号	建筑物名称	丙、丁、戊类建筑耐火等级		屋外配电装置	自然通风冷却塔	机力通风冷却塔	露天卸煤装置或贮煤场	供氢站	贮氢罐	点火油罐	露天油库	行政生活福利建筑		铁路中心线		厂外道路(路边)	厂内道路(路边)		围墙								
		二级	三级									二级	三级	厂外	厂内		主要	次要									
1	丙、丁、戊类建筑耐火等级	二级	10	12	10	20	35	15	12	12	20	12	10	12	有出口时5~6, 无出口时3~5	无出口时1.5, 有出口时3, 有引道时7~9			5								
2		三级	12	14	12				14	15	25	15	12	14													
3	屋外配电装置		10	12	—	40	60	50	25		30	10	12	—	—	1.5	—	—									
4	主变压器或屋外高压设备用油量(t/台)	≤10	12	15	25				40	15		20	25	30	20				25	—	—						
5		>10~50	15	20																		25	30	20	25	—	—
6		>50	20	25																							
7	自然通风冷却塔		20	40	0.5D <sup>1)</sup>	40~50	25~30	20	30	25	15	25	10	10	10	10	10	10									
8	机力通风冷却塔		35	60	40~50	2)	40~45	25	35	35	20	35	35	20	35	15	15	15									
9	露天卸煤装置或贮煤场		15	50	25~30	40~45	—	15		贮存褐煤25		—	—	10	5	1.5	5	5									

续表

序号	建筑物名称	丙、丁、戊类建筑耐火等级	屋外配电装置	自然风冷却塔	机力风冷却塔	露天卸煤、装煤或贮存褐煤时	供氢站	贮氢罐	点火油罐	露天油库	行政生活福利建筑		铁路中心线		厂外道路(路边)		厂内道路(路边)		围墙
		一级									一级	二级					主要	次要	
10	供氢站	12	14	25			12	12	25	15	25		30	20	15	10	5	5	
11	贮氢罐	12	15	25			12	3)			25		25	20	15	10	5	5	
12	点火油罐	20	25	25	20	25	25	4)	—	—	25	32	30	20	15	10	5	5	
13	露天油库	12	15	25		15	15	—	5)	15	20								
14	行政生活福利建筑	二级	10	12	10	25	25	25	25	15	6	7	有出口时 5~6, 无出口时 3~5		有出口时 3, 无出口时 1.5				5
15		三级	12	14	12			—	32	20	7	8							
16	围墙	5	5	—	10	15	5	5	5	5	5	5	5	5	2	1.0	—	—	

注:本表指标强制。

1) D 为逆流式自然通风冷却塔进风口下缘的塔筒直径,取相邻较大塔的直径。

2) 机力通风冷却塔之间的间距:当盛行风向平行于塔群长边方向时,根据塔群前后错开的情况,可取 0.5~1.0 倍塔长;当盛行风向垂直于塔群长边方向且两列塔呈一字形布置时,塔端净距不得小于 9m。

3) 为相邻较大贮氢罐直径。

4) 按现行 GBJ16《建筑设计防火规范》的规定执行。

5) 一组露天油库区的总贮油量不大于 1000m<sup>3</sup>,且可按数个贮油罐分两行成组布置,其贮油罐之间的间距不宜小于 1.5m。

6 甲类厂房之间及其与其他厂房之间的防火间距，应按本表规定再增加 2m。戊类厂房之间的防火间距，可按本表规定减少 2m。

7 对两座一、二级耐火等级厂房，当相邻的较低一面外墙为防火墙，且较低的一座厂房的屋盖耐火极限不低于 1h 时，其防火间距可适当减小，但甲、乙类厂房的间距不应小于 6m，丙、丁、戊类厂房不应小于 4m。

8 对两座一、二级耐火等级厂房，当相邻的较高的一面外墙的门窗等开口部分设有防火门卷帘和水幕时，其防火间距可适当减小，但甲、乙类厂房不应小于 6m；丙、丁、戊类厂房不应小于 4m。

9 对数座耐火等级不低于二级的厂房（本规程另有规定除外），其火灾危险性为丙类，占地面积总和不超过  $8000\text{m}^2$ （单层）或  $4000\text{m}^2$ （多层），或丁、戊类不超过  $10000\text{m}^2$ （单层、多层）的建筑物，可成组布置，组内各建筑物之间的距离：当高度不超过 7m 时，不应小于 4m；超过 7m 时，不应小于 6m。

10 在屋外布置油浸变压器时，其与外墙净距不宜小于 10m；当在靠近变压器的外墙上于变压器外廓两侧各 3m、变压器总高度以上 3m 的水平线以下的范围内设有防火门和非燃烧性固定窗时，与变压器外廓之间的距离可为 5m~10m；当在上述范围内的外墙上无门窗或无通风洞时，与变压器外廓之间的距离可在 5m 之内。

11 与屋外配电装置的最小间距应从构架上的绝缘子算起；屋外油浸变压器之间的间距由安装工艺确定。

12 自然通风冷却塔与机力通风冷却塔之间的距离，当冷却面积大于  $3000\text{m}^2$  时，用大值；当冷却面积小于或等于  $3000\text{m}^2$  时，用小值。当采用空冷机组时，空冷塔之间或与其他冷却塔之间的距离取  $0.5D$ （空冷塔直径）或 40m~50m，机组容量为 125MW 的取小值，机组容量为 200MW 及以上者取大值。

13 冷却塔与主厂房之间的距离不应小于 50m。

14 点火油罐与卸油泵、铁路装卸设备之间的防火间距，分别不小于 10m 和 12m。

15 厂内铁路与卸油设备之间的间距，对甲、乙类液体不应小于 20m；对丙类液体不应小于 10m。

16 卸油泵房与其鹤管间的距离不应小于 8m。

17 露天卸煤装置或贮煤场与冷却塔之间的距离，当冷却塔位于粉尘源全年盛行风向下风侧时用大值，位于上风侧时用小值。

18 管道支架柱或单柱与道路边的净距不小于 1m。

19 厂内道路边缘至厂内铁路中心线的间距不小于 3.75m。

**5.2.4** 发电厂铁路专用线的设计，应符合现行的 GBJ12《工业企业标准轨距铁路设计规范》的要求。

铁路专用线的厂内配线，应按发电厂的规划容量一次规划，分期建设。配线应根据规划容量时的燃煤量、卸煤方式、锅炉点火及低负荷助燃的用油量和施工需要等确定。

**5.2.5** 以水运为主的发电厂，其码头的建设规模及平面布置应按发电厂的规划容量、厂址和航道的自然条件，以及厂内运煤设施等统筹安排。

码头的设计应符合现行的交通部部标《港口工程技术规范》的有关规定。

码头应设在水深适宜、航道稳定、泥砂运动较弱、水流平顺、地质较好的地段，并宜与陆域的地形高程相配合。

码头前沿应有足够开阔的水域。对码头与冷却水进水口、排水口之间的距离，应考虑两者之间的相互影响，通过模型试验充分论证，合理确定。

**5.2.6** 发电厂厂内道路的设计，应符合现行的 GBJ22《厂矿道路设计规范》的要求。

**5.2.7** 厂内各建筑物之间，应根据生产、生活和消防的需要设置行车道路、消防车通道和人行道。

主厂房、配电装置、贮煤场和油罐区周围应设环行道路或消

防车通道。对单机容量为 300MW 及以上的机组，在炉后与除尘器之间应设置道路。

**5.2.8** 厂区主要出入口处主干道行车部分的宽度，宜与相衔接的进厂道路一致，或采用 7m；次干道（环行道路）宽度，宜采用 7m，困难情况下，也可采用 6m；次要道路的宽度宜为 4m，困难情况下也可采用 3.5m；通向建筑物出入口处的人行引道的宽度宜与门宽相适应。

依靠水路运输，并建有重件码头的大型发电厂，从重件码头引桥至主厂房周围环行道路之间的道路标准，应根据大件运输方式合理确定，其宽度宜采用 6m~7m。

**5.2.9** 厂内主要道路宜采用水泥混凝土路面或沥青路面。

**5.2.10** 厂区围墙的平面布置应在节约用地的前提下力求规整。

**5.2.11** 屋外配电装置、油罐区等应设有围栅。油罐周围还应设有防火堤或防火墙。供氢站宜设置非燃烧体的围墙，其高度不应小于 2m。

**5.2.12** 发电厂厂区的竖向布置，应根据生产要求、工程地质、水文气象条件、场地标高等综合考虑，并应符合下列要求：

1 在不设大堤或围堤的厂区，主厂房区的室外地坪设计标高应高于设计高水位的 0.5m。

2 所有建筑物、构筑物、铁路及道路等的标高的确定，应满足生产使用的方便。地上、地下设施中的基础、管线，管架、管沟、隧道及地下室等的标高和布置，应统一安排，以达到合理交叉，维修、扩建便利，排水畅通的目的。

3 应使本期工程和扩建时的土石方工程量最小，地基处理和场地整理措施费用最少，并使填方量和挖方量接近平衡。在填、挖方量无法达到平衡时，应落实取土或弃土地点。

4 厂区场地的最小坡度及坡向以能较快排除地面水为原则，应与建筑物、道路及场地的雨水窖井、雨水口的设置相适应，并按当地降雨量和场地土质条件等因素来确定。

5 地处山坡地区发电厂的竖向布置，应在满足工艺要求的

前提下，合理利用地形，节省土石方量并确保边坡稳定。

**5.2.13** 当厂区自然地形的高差大于3%时，可采用阶梯布置。阶梯的划分，应考虑生产需要、交通运输的便利和地下设施布置的合理。在两台阶交接处，应根据地质条件充分考虑边坡稳定的措施。

**5.2.14** 厂区场地排水系统的设计，应根据地形、工程地质、地下水位等因素综合考虑，并符合下列要求：

1 场地的排水系统设计，应按规划容量全面考虑，并使每期工程排水畅通。厂区场地排水可根据具体条件，采用雨水口接入城市型道路的下水系统的主干管窰井内的系统，或采用明沟接入公路型道路的雨水排水系统。在有条件时，应采用自流排水。对于阶梯布置的发电厂，每个台阶应有排水措施。对山区或丘陵地区的发电厂，在厂区边界处应有防止山洪流入厂区的设施。

2 当室外沟道高于设计地坪标高时，应有过水措施，或在沟道的两侧均设排水设施。

3 煤场的周围应设排水设施，使煤场外的雨水不流入煤场内，煤场内的雨水不流入煤场外，煤场内应有澄清池和便于清理煤泥的措施。

**5.2.15** 生产建筑物底层地面标高，宜高出室外地面设计标高150mm~300mm，并应根据地质条件考虑建筑物沉降的影响。

**5.2.16** 厂区内的主要管架、管线和管沟应按规划容量统一规划，集中布置，并留有足够的管线走廊。

管架、管线和管沟宜沿道路布置。地下管线和管沟一般宜敷设在道路行车部分之外。

**5.2.17** 架空管线及地下管线的布置还应符合下列要求：

- 1 流程合理并便于施工及检修；
- 2 当管道发生故障时不致发生次生灾害，特别应防止污水渗入生活给水管道和有害、易燃气体渗入其他沟道和地下室内；
- 3 避免遭受机械损伤和腐蚀；
- 4 避免管道内液体冻结；



5 电缆沟及电缆隧道应防止地面水、地下水及其他管沟内的水渗入，并应防止各类水倒灌入电缆沟及电缆隧道内；

6 电缆沟及电缆隧道在进入建筑物处或在适当的距离及地段应设防火隔墙，电缆隧道的防火隔墙上应设防火门。

**5.2.18** 管沟、地下管线与建筑物、铁路、道路及其他管线的水平距离以及管线交叉时的垂直距离，应根据地下管线和管沟的埋深、建筑物的基础构造及施工、检修等因素综合确定。

高压架空线与道路、铁路或其他管线交叉布置时，必须按规定保持必要的安全净空。

架空管道在跨越道路时应保持 4.5m~5.0m 的净空，有大件运输要求或在检修期间有大型起吊设施通过的道路应根据需要确定。在跨越铁路时，一般管线应保持离轨面 5.5m 的净空，当为易燃或可燃液体、气体管道时，应保持 6.0m 的净空。当采用电力机车牵引时，与铁路轨顶应保持 6.55m 的净空距离。

**5.2.19** 管线的敷设方式，应符合下列要求：

1 凡有条件集中架空布置的管线宜采用综合管架进行敷设；在地下水位较高，土壤具有腐蚀性或基岩埋深较浅且不利于地下管沟施工的地区，宜优先考虑采用综合管架。

2 生产、生活、消防给水管和雨水、污水排水管等宜地下敷设。

3 氢气管、煤气管、压缩空气管、氧气管、点火油管、热力管等宜架空敷设。

4 酸液和碱液管可敷设在地沟内，也可架空敷设。有条件时，除灰管宜按低支架或管枕方式敷设。对发生故障时有可能扩大灾害的管道，不宜同沟敷设。

5 根据具体条件，厂区内的电缆可采用直埋、地沟、排管、隧道或架空敷设。电缆不应与其他管道同沟敷设。

### 5.3 厂区外部规划

**5.3.1** 发电厂的厂外设施，包括交通运输、供水和排水、灰渣

输送和处理、输电线路和供热管线、生活区和施工区等，应在确定厂址和落实厂内各个主要系统的基础上，根据发电厂的规划容量和厂址的自然条件，全面考虑，综合规划。

### 5.3.2 发电厂的厂外交通运输规划，应符合下列要求：

1 铁路专用线应从国家或地方铁路线或其他工业企业的专用线上接轨。专用线不应在区间线上接轨，并应避免切割接轨站正线，且应充分利用既有设施能力，不过多增加接轨站的改建费用。

大型发电厂在选厂阶段应研究和落实专用线接轨可能性及合理性。

发电厂的燃料及货物运输列车，宜优先采用送重取空的货物交接方式。发电厂不宜设置厂前交接站。

在严寒地区，当来煤通过国家铁路干线且煤车需要解冻时，可设厂前站进行车辆交接。

2 以水运为主的发电厂，当码头布置在厂区以外或需与其他企业共同使用码头时，应与规划部门及有关企业协调，落实建设的可能性以及建设费用、建成后的运行方式，取得必要的协议，并保证码头与发电厂厂区之间有良好的交通运输通道。

3 当发电厂为矿口电厂，并主要由电厂附近的煤矿供煤时，可采用公路及公路铁路联合运输或长皮带运输方式，通过方案比选，优化确定。

4 发电厂的主要进厂道路应与通向城镇的现有公路相连接，其连接宜短捷且方便行车，还宜避免与铁路线交叉。当进厂道路与铁路线平交时，应设置有看守的道口及其他安全设施。

厂区与厂外供排水建筑、水源地、码头、贮灰场、生活区之间，应有道路连接，可利用现有道路或设专用道路。

主要进厂道路的宽度宜为 7m，可 adopt 水泥混凝土或沥青路面；其他厂外专用道路的宽度可为 4m，困难条件下也可为 3.5m；连接生活区的道路宽度宜为 7m，困难情况下也可为 6m，并宜采用沥青路面或水泥混凝土路面。专用运灰道路、运煤进厂

道路的标准应根据运量及运卸条件等因素合理确定，路面宜采用水泥混凝土或沥青路面。

**5.3.3** 发电厂的厂外供排水设施规划，应根据规划容量、水源、地形条件、环保要求和本期与扩建的关系等，通过方案比选，合理安排，并应符合下列要求：

1 当采用直流供水系统时，应做好取、排水建筑物和岸边（或中央）水泵房的布置及循环水管（或沟）的路径选择。

2 对于循环供水系统和生活供水系统，应做好厂外水源（或集水池）和补给水泵房的布点及补给水管的路径选择。

3 远离厂区的水泵房应考虑必要的通信、交通、生活和卫生设施。

4 考虑水能的回收和水的重复利用。

**5.3.4** 应结合工程具体条件，做好发电厂的防排洪（涝）规划，充分利用现有防排洪（涝）设施。当必需新建时，可因地制宜地选用防洪（涝）堤、排洪（涝）沟或挡水围墙。

**5.3.5** 厂外灰渣处理设施的设计，应符合下列要求：

1 贮灰场宜靠近发电厂，利用附近的山谷、洼地、海涂、滩地、塌陷区等建造贮灰场，并宜避免多级输送。

2 应选择筑坝工程量小、布置防排洪构筑物有利的地形构筑贮灰场；坝址附近应有足够的筑坝材料，并尽量考虑利用灰渣分期筑坝的可能条件。

3 当采用山谷贮灰场时，应避免贮灰场灰水对附近村庄的居民生活带来危害，并应考虑其泄洪构筑物对下游的影响，设计中应结合当地规划的防洪能力综合研究确定。当贮灰场置于江、河滩地时，应考虑灰堤修筑后对河道产生的影响，并应取得有关部门同意的文件。

4 灰管线宜沿道路及河网边缘敷设，选择高差小，爬坡、跨越及转弯少的地段，并应注意避免影响农业耕作。

5 当采用火车、汽车或船舶输送灰渣时，应充分研究铁路、公路或河道的通行能力和可能对环境产生的污染影响，并采取相

应的对策。

6 对远离厂区的灰渣泵房和中间泵房，应考虑必要的通信、交通、生活和卫生设施。

**5.3.6** 发电厂的出线走廊，应根据系统规划。输电线出线方向、电压等级和回路数，按发电厂规划容量，全面规划，力求避免交叉。出线走廊宜规划到城镇或工业规划区以外。对受高电压影响区内的重要设施，应取得沿线有关部门同意或认可的文件。

220kV 及以上的屋外配电装置，当受条件限制或在系统中布局有利时，可脱离厂区布置。

**5.3.7** 厂外供热管线应合理规划，并注意与厂区总平面布置相协调。

厂外架空热网管道宜采用多管共架敷设。

**5.3.8** 发电厂的生活区应按有利生产、方便职工生活的原则进行规划。

位于城镇或工矿区附近的发电厂，生活区宜结合城镇或工矿区居民点的规划进行设置，当条件允许时，电厂宜优先考虑购买商品房的，不设电厂生活区；远离城镇或工矿区居民点的发电厂，当单独设立生活区时，生活区距厂区不宜过远，但厂区与生活区之间应留有适当的隔离地带。

生活区应按现行的国家标准和行业标准的有关规定一次规划，分期建成。

**5.3.9** 发电厂的施工区应按规划容量统筹规划，并应符合下列要求：

1 布置应紧凑合理，节省用地。

2 应按施工流程的要求妥善安排施工临时建筑、材料设备堆置场、施工作业场所及施工临时用水、用电干线路径。

3 施工场地排水系统宜单独设置，施工道路宜结合永久设施修建。

4 利用地形，减少场地平整土石方量，并应避免施工区场地表土层的大面积破坏，防止水土流失。

5 施工场地和通道的布置应减少对生产的干扰，特别是在部分机组投产后，应能有利生产，方便施工。

6 施工临时建筑的布置不应影响发电厂的扩建。

## 6 主 厂 房 布 置

### 6.1 一 般 规 定

**6.1.1** 发电厂主厂房布置应适应电力生产工艺流程的要求，并做到：设备布局 and 空间利用合理，管线连接短捷、整齐，厂房内部设施布置紧凑、恰当；巡回检查的通道畅通，为发电厂的安全运行、检修维护创造了良好的条件。

**6.1.2** 发电厂主厂房布置应为运行检修及施工安装人员创造良好的工作环境，厂房内的空气质量、通风、采光、照明和噪声等应符合现行有关标准的规定；设备布置应采取相应的防护措施，符合防火、防爆、防潮、防尘、防腐、防冻等有关要求。主厂房布置还应为便利施工创造条件。

**6.1.3** 主厂房及其内部的设施、表盘、管道和平台扶梯等的色调应柔和协调。平台扶梯及栏杆的规格宜全厂或分区统一。

**6.1.4** 在满足工艺要求及便于检修的前提下，可采用两种及以上规格的柱距。对装配式钢筋混凝土结构的主厂房柱距、跨度和层高，宜考虑模数的要求。

**6.1.5** 主厂房布置应根据总体规划要求，考虑扩建条件。

**6.1.6** 主厂房布置应注意到厂区地形、设备特点和施工条件等的影响，合理安排。

如工期要求有两台及以上机组同时施工时，主厂房布置应具有平行连续施工的条件。

### 6.2 布 置 形 式

**6.2.1** 常规的主厂房宜按锅炉房、煤仓间、除氧间（或合并的除氧煤仓间）、汽机房的顺序布置，其主要尺寸不宜超过同类机组主厂房参考设计的尺寸。根据工程具体条件，经技术经济比较论证，认为合理时，也可采用其他既能控制工程造价又有利于运

行、检修和施工的新的布置形式。

主厂房的可比建筑容积不应超过同类机组主厂房参考设计的数据。

**6.2.2** 当汽机房（或除氧间）与锅炉房（或煤仓间）采用相同柱距时，汽机房（或除氧间）与锅炉房（或煤仓间）之间不应脱开布置（即设单排柱）。当技术经济比较合理，汽机房（或除氧间）与锅炉房（或煤仓间）采用不同柱距时，汽机房（或除氧间）与锅炉房（或煤仓间）之间可脱开布置（即设双排柱）。

汽机房（或除氧间）与锅炉房（或煤仓间）之间应设置隔墙。

**6.2.3** 热网加热站宜布置在主厂房内。对选用大型卧式热网加热器的加热站，在非严寒地区可采用露天布置。

## **6.3 锅炉房布置**

**6.3.1** 在非严寒地区，锅炉宜采用露天或半露天布置。

在严寒或风沙大的地区，当采用塔式锅炉时，宜采用紧身罩封闭；对非塔式锅炉，应根据设备特点及工程具体情况采用紧身罩或屋内式布置。在气候条件适宜地区，对密封良好的锅炉也可采用炉顶不设小室和防雨罩的布置方式。

**6.3.2** 当锅炉为露天或半露天布置时，应要求锅炉厂提供适合于露天或半露天布置的锅炉，即锅炉本体及其附属系统和管道应有防雨、防冻、防腐、承受风压和减少热损失等措施。

**6.3.3** 露天或半露天布置的大容量锅炉，宜采用岛式布置，即锅炉运转层不设大平台。当给煤机在炉膛周围布置时，宜设给煤机层大平台。当锅炉本体的下部或布置于锅炉房底层的附属设备不适宜露天布置或有其他要求时，运转层以下可采用封闭的形式。

采用露天或半露天布置的锅炉，当需要在运转层上设置炉前操作区时，可采用低封闭方式。

炉前空间在满足设备及管道布置、安装、运行和检修要求的

条件下，应尽量压缩。在有条件时，可采用炉前柱与煤仓间柱合并的布置方式。

#### **6.3.4 锅炉主要辅助设备的露天布置原则如下：**

除尘设备应采用露天布置，干式除尘设备灰斗应有防结露措施。

在非严寒地区，锅炉的吸风机宜采用露天布置。当锅炉为岛式露天布置时，送风机、一次风机也宜采用露天布置。露天布置的辅机，其电动机宜采用全封闭型式。

### **6.4 煤 仓 间 布 置**

**6.4.1** 煤仓间给煤机层的标高，应由磨煤机、送粉管道及其检修起吊装置等所需的空間决定。为运行维护方便，该层标高宜与锅炉运转层标高一致。

**6.4.2** 煤仓间煤仓层的标高，应按原煤仓和煤粉仓的设计要求决定。带式输送机两侧，应有必要的运行通道。煤仓层内应考虑必要的通风除尘装置的布置、清洁地面的设施及地面排水。带式输送机头部应设检修起吊设施。

**6.4.3** 锅炉原煤仓及煤粉仓的储煤量应按下列要求确定：

对于直吹式制粉系统，除备用磨煤机所对应的原煤仓外，其余原煤仓的总有效储煤量应按设计煤种满足锅炉最大连续蒸发量时 8h 以上的耗煤量。

对于贮仓式制粉系统，煤粉仓的有效贮煤粉量应按设计煤种满足锅炉最大连续蒸发量时 2h 以上的耗粉量。原煤仓和煤粉仓总的有效贮煤量应按设计煤种满足锅炉最大连续蒸发量时 8h 以上的耗煤量。

为实现输煤系统两班制运行，经技术经济比较，认为合理时，直吹式制粉系统原煤仓的有效贮煤量或贮仓式制粉系统原煤仓和煤粉仓总的有效贮煤量，可按设计煤种满足锅炉最大连续蒸发量时 10h 以上的耗煤量考虑。

**6.4.4** 原煤仓的设计，应符合下列要求：



1 大容量锅炉的原煤仓宜采用钢结构的圆筒仓型，其内壁应光滑、耐磨。原煤仓的几何形状和结构应使煤流动顺畅，对易堵的煤在原煤仓的出口段宜采用不锈钢复合钢板、内衬不锈钢板或其他光滑阻燃型耐磨材料。金属煤斗外壁宜设振动装置或其他防堵装置。

2 在严寒地区，对钢结构的原煤仓，以及靠近厂房外墙或外露的钢筋混凝土原煤仓，其仓壁应设有防冻保温装置。

3 原煤仓应设置煤位测量装置，大容量锅炉的钢质原煤仓可设置煤量测量装置。

#### **6.4.5 煤粉仓的设计，应符合下列要求：**

1 煤粉仓应封闭严密，内表面应平整、光滑、耐磨和不积粉。煤粉仓的几何形状和结构应使煤粉能够顺畅自流。

2 煤粉仓应防止受热和受潮，对金属煤粉仓外壁要采取保温措施。在严寒地区，靠近厂房外墙或外露的煤粉仓，应有防冻保温措施。

3 煤粉仓必须有测量粉位、温度，以及灭火、吸潮和放粉的设施。除无烟煤以外的其他煤种，煤粉仓必须有防爆设施。

### **6.5 除氧间布置**

**6.5.1** 除氧器给水箱的安装标高，应保证在汽轮机甩负荷瞬态工况下，给水泵或其前置泵的进口不发生汽化。

除氧器和给水箱宜布置在除氧间或除氧煤仓间，也可根据主厂房布置的条件，通过方案论证比较，确定其合理的布置位置。在气候、布置条件合适时，除氧器和给水箱宜采用露天布置。

除氧器和给水箱如确有必要布置在单元控制室上方时，单元控制室顶板必须采用混凝土整体浇灌，除氧器层的楼面应有可靠的防水措施。

**6.5.2** 300MW 及以上机组的卧式加热器、汽动给水泵的前置泵以及启动和备用的电动给水泵等，如条件合适（包括检修措施），宜布置在除氧间内。

其他情况下，如条件合适，可在除氧间内布置部分或全部的厂用配电装置，并考虑照明、防尘和通风。

## 6.6 汽机房布置

**6.6.1** 对 200MW 及以上机组，宜采用纵向顺列布置。如条件合适，通过技术经济比较后认为合理，也可采用横向布置。

对 200MW 以下机组，采用纵向顺列或横向布置，宜根据工程具体条件，通过论证比较后决定。

对采用直接空冷方式的机组，宜采用纵向顺序布置。

**6.6.2** 300MW 及以上机组的汽机房运转层宜采用大平台布置形式。采用大平台布置时，应考虑汽机房的自然通风、排热、排湿及吊物的要求。

对 200MW 机组，是采用大平台布置还是岛式布置，应根据工程具体条件通过论证比较后决定。

对 125MW 及以下机组，宜采用岛式布置。

**6.6.3** 对于 300MW 及以上机组，若拖动汽动给水泵的小汽轮机排汽进入主凝汽器，则汽动给水泵宜布置在汽机房运转层上，也可布置在汽机房 B 列柱侧底层或除氧间底层。

当汽轮发电机采用电动给水泵时，给水泵可布置在汽机房底层或除氧间底层。如条件合适，给水泵也可采取半高位布置。

**6.6.4** 大容量汽轮机的主油箱、油泵及冷油器等设备，宜布置在汽机房零米层机头靠 A 列柱侧处并远离高温管道。对 200MW 及以上机组，宜采用组合油箱及套装油管，并宜设单元组装式油净化装置。

对汽轮机主油箱及油系统，必须考虑防火措施。在主厂房外侧的适当位置，应设置事故油箱（坑），其布置标高和油管道的的设计，应能满足事故时排油畅通的需要。事故油箱（坑）的容积不应小于一台最大机组油系统的油量。事故放油门应布置在安全及便于操作的位置，并有两条人行通道可以到达。

**6.6.5** 当大容量机组采取纵向布置时，循环水泵不宜布置在汽

机房内。凝汽器胶球清洗装置宜布置在凝汽器旁。

当采用带混合式凝汽器的间接空冷系统时，循环水泵和水轮机宜布置在汽机房内或靠近汽机房处。

**6.6.6** 凝结水处理装置宜布置在主厂房内的适当位置，也可布置于靠近主厂房的其他位置。

## **6.7 集中控制楼和单元控制室**

**6.7.1** 对纵向布置的大容量汽轮发电机组，集中控制楼宜两台机组合用一个，宜布置在两炉之间。如条件合适，集中控制楼应伸入除氧煤仓间内。经论证认为合理时，也可多台机组合用一个集中控制楼。单元控制室可布置在独立的集中控制楼内，也可布置在除氧间或煤仓间的运转层或其他合适的位置。

**6.7.2** 集中控制楼和单元控制室内的设备、表盘及活动空间布置应既紧凑、合理，又方便运行和检修。单元控制室内的布置形式应依据工程具体情况及特点选择，不宜为布置与控制室无关的设备和安排过多的生活设施而扩大集中控制楼的面积。

**6.7.3** 单元控制室的出入口应不少于两个，其净空高度不小于3.2m。单元控制室及电子设备间应有良好的空调、照明、隔热、防尘、防火、防水、防振和防噪声的措施。

单元控制室和电子设备间下面可设电缆夹层，它与主厂房相邻部分应封闭。

单元控制室应设整体防水顶盖。

**6.7.4** 单元控制室、电子设备间及其电缆夹层内，应设消防报警和信号设施，严禁汽水及油管道穿越。

## **6.8 维护检修**

**6.8.1** 检修场和检修工具放置场所应设置在汽机房的适当位置。

当汽机房运转层采用大平台布置时，每两台机组宜设置一个零米安装检修场。其大小可按大件吊装及汽轮机翻缸的需要确

定。

当汽轮机采用岛式布置时,对 200MW 及以下机组,每 2~4 台机组宜设置一个零米检修场;对 300MW 及以上机组,每两台机组宜设置一个零米检修场。至于安装场地的设置,应根据设备进入汽机房的位置确定,并应尽量与零米检修场合并考虑。

#### 6.8.2 汽机房内的桥式起重机应按下列要求设置:

1 125MW~200MW 机组装机在 4 台及以上时,300MW 及以上机组装机在两台及以上时,可装设两台起重量相同的桥式起重机;

2 桥式起重机的起重量,应根据检修时起吊的最重件(不包括发电机静子)选择;

3 桥式起重机的安装标高,应按所需起吊设备的起吊高度确定。

6.8.3 主厂房内各主、辅机应有必要的检修空间、安放场地和运输通道。主厂房底层的纵向通道宜贯穿直通并在其两端设置大门。另外,在汽机房零米层中间检修场靠 A 列柱处,也宜设置大门并与厂区道路相连通。当主变压器在汽机房内检修时,还应满足主变压器运输和吊壳的需要。

在主厂房内还应设置供运行、检修用的横向通道。

#### 6.8.4 电梯台数和布置方式应符合下列要求:

1 对于 220t/h 锅炉,每四台锅炉可设一台电梯;

2 对于 410t/h~420t/h 锅炉,每两台锅炉可设一台电梯;

3 对于 670t/h 锅炉,当相邻的两台锅炉相隔较远时,每台锅炉可装设一台电梯;相隔较近时,每两台锅炉可装设一台电梯;

4 对于 1000t/h 及以上锅炉,每台锅炉可装设一台电梯;

5 电梯的型式宜为客货两用式,起重量为 1t~2t,升降速度不宜小于 1m/s;电梯应能在锅炉本体各主要平台层停靠;

6 电梯宜布置在控制室与锅炉之间靠近炉前的一侧。

**6.8.5** 主厂房内除桥式起重机能起吊的设备以外，还应按下列要求设置必要的检修起吊设施：

1 对于起重量为 1t 及以上的设备、需要检修的管件和阀门，宜设置检修起吊设施；

2 对于起重量为 3t 及以上的并经常使用的起吊设备，宜设置电动起吊设施；

3 对于起重量为 10t 及以上的起吊设备，应设置电动起吊设施；

4 主厂房内，在不便设置固定维修平台和固定起吊设施的地方，可设置移动式升降设施；

5 对于露天布置的设备，可根据周围条件设置移动式或固定式起吊设施。

**6.8.6** 主厂房内应设置必要的起吊孔及相应的起吊设施：

1 在锅炉房内，应有将物件从零米提升至炉顶平台的电动起吊装置和起吊孔，其起重量为 1t~3t；

2 在煤仓间固定端应有自底层至煤仓层的起吊孔，并设置起吊设施。

## **6.9 综合设施要求**

**6.9.1** 大容量机组的主厂房宜不设或少设地下管沟和电缆通道。底层的排水可采用地漏经排水管网至集水井的方式。工业水排水管可采用压力管道架空或直埋的方式。

对必须设置沟道的地段，宜避免交叉并应防止积水。

大容量机组的汽机房不宜设置全地下室。当汽机房零米层设备较多、地下水位不高，经过技术经济比较认为合理时，根据具体布置的需要，也可考虑设置局部地下室。地下室布置应满足交通、排水、防潮、通风、照明等要求。

**6.9.2** 主厂房内的电缆宜敷设在专用的架空托架、电缆隧道或排管内。动力电缆和控制电缆宜分开排列，有条件时动力电缆宜穿管敷设。采用架空托架和电缆隧道敷设时，还应采取防止电缆

积聚煤粉和火灾蔓延的措施。

架空托架走廊应与主厂房内主要设备和管道的布置统一考虑，并宜避开易遭受火灾的地段。架空托架的路径和布置应使电缆的用量最少，且便于施工和正常维护，并应整齐美观。

电缆隧道严禁作为其他管沟的排水通路。当电缆隧道与其他管沟交叉时，应有良好的防水措施。

**6.9.3** 主厂房的开窗面积应由建筑专业与有关工艺专业协调，结合通风、采光、采暖、节能、便于擦窗以及建筑处理等条件全面考虑确定，应避免设置大面积玻璃窗。

**6.9.4** 发电厂应设置电气用的总事故贮油池，其容量应按最大一台变压器的油量确定。总事故贮油池应有油水分离设施。

油量为 600kg 及以上的屋外充油电气设备的下面，应设贮油坑。贮油坑的尺寸应大于该设备外廓尺寸，坑内应铺设厚度不小于 250mm 的卵石层。贮油坑还应有将油排到总事故贮油池的设施。

**6.9.5** 主厂房出入口和各层楼梯、通道应符合下列要求：

1 汽机房和锅炉房底层两端均应有出入口；

2 固定端应有通至各层和屋面的楼梯。当发电厂达到规划容量后，扩建端也应有通至各层和屋面的楼梯。是否需另设置疏散楼梯，根据国家防火规范确定；

3 当厂房纵向长度超过 100m 时，应增设中间出入口和中间楼梯，其间距按不超过 100m 考虑；

4 装有空冷机组的汽机房 A 列柱处应有通向室外的出入口；

5 主厂房内的主要通道不宜曲折，宽度不应小于 1.5m，并宜接近楼梯和出入口。

**6.9.6** 采用单元式布置的大容量机组，其主厂房的主体结构宜按单元划分。纵向伸缩缝宜布置在两单元之间。

**6.9.7** 主要阀门、挡板及其执行机构应能正常操作和维修方便，必要时应设置操作、维修平台。

**6.9.8** 炉内加药、给水加药和汽水取样装置，应设在主厂房内接近加药、取样点的适当位置。加药装置所需药品的仓库可设在加药装置附近的底层。

## 7 运 煤 系 统

### 7.1 一 般 规 定

7.1.1 新建发电厂的运煤系统设计应按发电厂规划容量、燃煤品种、来煤方式及当地的气象条件等，结合本期规模统筹规划，分期建设或一次建成。

7.1.2 扩建发电厂的运煤系统设计应充分考虑利用原有的设施和设备，并与原有系统相协调。

### 7.2 卸 煤 装 置

7.2.1 当由铁路来煤时，卸煤机械的出力应根据发电厂的容量和来车条件确定。在正常情况下，从车辆进厂就位到卸煤完毕的时间，可按不超过 4h 考虑，严寒地区的卸车时间可适当延长。

一次进厂的路用车辆数量，宜按日耗煤量确定：

- 1 每日耗煤量在 2000t 以下的发电厂为 1/3 列车；
- 2 每日耗煤量在 2000t~4000t 的发电厂为 1/2 列车；
- 3 每日耗煤量在 4000t 以上的发电厂为整列车。

当采用单线缝式煤槽卸煤时，煤槽的有效长度宜为 10 节车辆的长度，最大不应大于一次进厂列车长度的 1/2。当采用双线缝式煤槽时，每线煤槽长度不宜大于 10 节车辆的长度，最大不应大于一次进厂列车长度的 1/4。

7.2.2 建在矿区的发电厂，其厂外运输方式可采用带式输送机或自卸式底开车运煤。

自卸式底开车卸煤装置的长度应根据卸煤装置的形式、卸煤方式、系统的缓冲容量和调车方式等条件确定。当条件适合时，可按短卸煤沟设计，其输出能力应与卸车出力相配合。当采用缝式煤槽分组停卸时，卸煤槽的有效长度可根据第 7.2.1 条确定。底开车的备用量根据实际情况确定，并不宜小于 15%。



**7.2.3** 螺旋卸车机和缝式煤槽的卸煤装置宜用于容量不超过 600MW 或耗煤量不大于 350t/h 的发电厂。

**7.2.4** 在缝式煤槽中，当采用单路带式输送机时，叶轮给煤机应设有一台备用。

**7.2.5** 铁路来煤的发电厂，当耗煤量在 250t/h 及以上或发电厂容量在 400MW 及以上时，可考虑翻车机卸煤。耗煤量在 350t/h~800t/h 或发电厂容量在 600MW 及以上时，可设置两台翻车机。

当发电厂燃用大块煤、冻煤、耗煤量在 200t/h 及以上时，也可采用翻车机卸煤。

当来煤车辆中有不能翻卸的异形车辆时，其卸车设施宜结合空车清扫，在空车线一侧做 50m 左右的地面硬化处理。当异型车比例较大时，可设置相应的卸煤设施。

按发电厂规划容量考虑只设一台翻车机时，应有备用卸煤设施。

**7.2.6** 严寒地区的大型发电厂，当铁路来煤冻结严重而难以卸车时，可设置解冻设施，但应在项目可研阶段，提出设置解冻设施的专题报告进行论证。

**7.2.7** 由水路来煤时，应装设码头卸煤机械。卸煤机械的总额定出力应根据与交通部门商定的煤船吨位及卸船时间确定，但不应小于全厂锅炉最大连续蒸发量时总耗煤量的 300%，全厂装设的卸煤机械台数不宜少于两台。

大型码头的卸船机械宜采用桥式抓斗绳索牵引式卸船机。

接卸万吨级以上非自卸船的煤码头应配备清仓机械。

当条件许可时，可考虑采用连续式卸船机或自卸船工艺系统。

**7.2.8** 当部分或全部燃煤采用汽车运输时，厂内应根据汽车运输年来煤量设置相应规模的受煤站，不宜采用在斗轮式和抓斗式煤场的煤堆上卸车的方式。部分燃煤由公路运输的发电厂，铁路卸煤设施的规模应结合公路受煤设施的能力综合考虑，适当调

整。

1 当发电厂汽车运输年来煤量为  $3 \times 10^5 \text{t}$  及以下时,受煤站宜与煤场合并布置,可将煤场内某一个或几个区域作为受煤站,采用抓斗式起重机、装载机和推煤机等作为清理受煤站货位的设备。当燃煤以载重汽车为主运输时,受煤站宜设置简易卸车机械。

受煤站内采用地下受煤斗输出,其输出系统宜与煤场共用。

2 当发电厂汽车运输年来煤量在  $3 \times 10^5 \text{t} \sim 6 \times 10^5 \text{t}$  时,受煤站可采用多个受煤斗串联布置或浅缝式煤槽布置方式;当燃煤以载重汽车为主运输时,受煤站宜设置卸车机械。

受煤站的输出系统宜尽量与煤场共用。

3 当发电厂汽车运输年来煤量在  $6 \times 10^5 \text{t}$  及以上时,受煤站宜采用缝式煤槽卸煤装置;当燃煤以载重汽车为主运输时,受煤站应设置汽车卸车机。

### 7.3 带式输送机系统

7.3.1 进入锅炉房的运煤带式输送机应采用双路系统,并具备双路同时运行的条件。每路带式输送机的出力不应小于全厂锅炉最大连续蒸发量时总耗煤量的 150%。

7.3.2 运煤带式输送机斜升倾角宜采用  $16^\circ$ ,不应大于  $18^\circ$ 。

7.3.3 运煤带式输送机的栈桥在寒冷与多风沙地区,可采用封闭式;在气象条件合适的地区,也可采用露天式;在其他地区可采用半封闭式或轻型封闭式。

采用露天式栈桥时,运煤带式输送机应设防护罩。

运煤带式输送机栈桥(隧道)的通道尺寸,按下列要求确定:

- 1 运行通道净宽不应小于 1m;
- 2 检修通道净宽不应小于 0.7m;
- 3 带宽 800mm 及以下的栈桥净高不应小于 2.2m;
- 4 带宽 1000mm 及以上的栈桥净高不应小于 2.5m;

5 地下带式输送机的隧道净高不应小于 2.5m;

6 煤仓层带式输送机采用双滚筒卸煤车时,卸煤车行驶时两侧通道净空不应小于 0.8m,卸煤车距离柱边净空不应小于 0.6m;卸煤车通过处的走廊净高应满足卸煤车运行检修的需要。

7.3.4 燃用褐煤及高挥发分易自燃煤种的发电厂,运煤系统中的带式输送机应采用难燃胶带,并设置消防设施。

7.3.5 煤仓间带式输送机应有防止卸煤时煤尘飞扬的密封措施。

7.3.6 露天水平布置的带式输送机应装设刮水设施。

## 7.4 贮煤场及其设备

7.4.1 贮煤场的容量和煤贮存设施,应根据运输方式和运距、气象条件、煤种及煤质、发电厂容量和发电厂在电力系统中的作用等因素统一考虑。

贮煤场的设计容量宜按下列原则确定:

1 经过国家铁路干线或水路来煤的发电厂,贮煤场的容量应不小于全厂 15d 的耗煤量;300MW 及以上机组或 200MW 及以上供热机组宜为全厂 20d 的耗煤量。

在无防止自燃有效措施的情况下,褐煤煤场容量宜不大于全厂 10d 耗煤量,最大不应超过全厂 15d 的耗煤量。

2 不经过国家铁路干线、包括采用公路运输或带式输送机来煤的发电厂,贮煤场容量应不小于全厂 5d 的耗煤量;在确保发电厂供煤和稳发满发的条件下,经过专题论证认为合理时,也可不设贮煤场。

当发电厂以汽车运输为唯一来煤方式时,贮煤场容量还应大于汽车运输可能的最大连续中断天数的耗煤量。

3 对于多雨地区的发电厂,应根据煤的物理特性、制粉系统和煤场设备型式等条件,确定是否设置干煤贮存设施,当需设置时,其容量应不小于 3d 的耗煤量;计算贮煤场总容量时,应包括干煤贮存设施的容量。

**7.4.2** 当电网内有必要结合新建或扩建工程来扩大贮煤能力，设置区域性煤场时，应有正式的可行性研究报告批准文件作为设计依据。

**7.4.3** 煤场设备的出力和台数，应符合下列要求：

1 煤场设备的堆煤能力应满足卸煤装置输出能力的要求，取煤能力应与进锅炉房的运煤系统出力一致，不宜设备用；当初期采用一台堆取料机作为大型煤场设备时，应有出力不小于全厂锅炉最大连续蒸发量时总耗煤量的备用设施。

对采用翻车机、自卸式底开车短煤沟卸煤装置或水路来煤的大型发电厂，在系统中应结合煤场设备的设置情况，综合考虑缓冲设施。

2 作为卸煤、堆煤、取煤和混煤等多种用途的门式（装卸桥）或桥式抓煤机，其总额定出力不应小于全厂锅炉最大连续蒸发量时总耗煤量的 250%，不设备用；但在只装有 1 台抓煤机时，应有备用的取煤机械（如推煤机等）；当门式（装卸桥）或桥式抓煤机和履带式抓煤机合用时，其总平均出力也不应小于全厂锅炉最大连续蒸发量总耗煤量的 250%。

**7.4.4** 推煤机等煤场辅助设备的数量应根据辅助堆取作业、煤堆平整、压实以及处理自燃煤的作业量等因素确定。

**7.4.5** 当煤的物理特性合适时，发电厂的贮煤设施可采用筒仓，并设置必要的防堵措施。当贮存褐煤或易自燃的高挥发分煤种时，还应设置防爆、通风、温度监测和喷水降温设施，并严格控制存煤时间。

筒仓的贮煤量可按下列要求确定：

1 作为混煤设施，容量宜为全厂 1d 的耗煤量；  
2 作为运煤系统的缓冲设施，此时宜与单台斗轮式堆取料机相配合，成为斗轮式堆取料机的备用设施，容量宜为全厂 1d 的耗煤量；

3 城市供热电厂，由于场地狭窄或环境要求较高，没有条件或不允许设置露天煤场时，可设置筒仓；筒仓的总容量不宜超

过全厂 7d 的耗煤量。

## **7.5 混煤设施**

设计煤种为多种煤且需混煤的发电厂，应设置混煤设施。

## **7.6 筛、碎煤设备**

运煤系统的筛、碎煤设备宜采用单级。经筛、碎后的煤块大小应适合磨煤机的需要，粒径不宜大于 30mm。

## **7.7 控制方式**

**7.7.1** 新建发电厂的运煤系统，宜采用程序控制，并应设有控制室。运煤系统中各运煤设备之间应有自动联锁和信号装置，并装设必要的调度通信设备及工业电视监视系统。

## **7.8 运煤辅助设施**

**7.8.1** 在每路运煤系统中，应在卸煤设施后的第一个转运站、煤场带式输送机出口处和碎煤机前各装设一级电磁除铁器。当采用中速磨煤机或高速磨煤机时，应在碎煤机后再增设一级或两级电磁除铁器。

从煤流中分离出的铁件应有集中排弃至地面的设施。

当需要且有条件时，在第一个转运站处宜设置木块、石块和大块煤的处理设施。

**7.8.2** 新建发电厂应装设入厂煤和入炉煤的计量装置。扩建工程有条件时也应装设。

在运煤系统中，对入厂煤和入炉煤的计量装置应有校验手段。当铁路来煤装有轨道衡或公路来煤装有汽车衡时，入厂煤可不设实物校验装置。

**7.8.3** 新建发电厂的运煤系统中对入炉煤应装设机械连续取样装置。有条件时，宜设置入厂煤机械取样装置。

**7.8.4** 运煤系统中的受煤斗和落煤管的设计应采取下列措施：

1 矩形受煤斗相邻两壁的交线与水平面的夹角不应小于  $55^{\circ}$ ，并应满足壁面与水平面交角不小于  $60^{\circ}$ ；相邻壁交角的内侧应做成圆弧形，圆弧半径不应小于 200mm。圆形筒仓底部斗壁与水平面的夹角不应小于  $60^{\circ}$ ；煤斗内壁倾斜表面宜衬光滑、耐磨材料。

2 落煤管与水平面的倾斜角不宜小于  $60^{\circ}$ ；当受条件限制，倾角不能达到  $60^{\circ}$  时，应根据煤的水分、颗粒组成、粘结性等条件，采用消除堵煤的措施，如装设振动器等，但此时落煤管的倾角也不应小于  $55^{\circ}$ 。

3 煤斗出口的截面应尽量放大；运煤系统布置时应尽量减少落煤管的落差并避免转弯；落煤管的承煤面应采取防磨措施。

**7.8.5** 为方便运煤设备的维护和检修，应有必要的起吊设施和检修场地。

**7.8.6** 运煤系统建筑物的清扫应采用水冲洗或真空清扫。当采用水冲洗时，设备布置及有关工艺、建筑的设计应满足冲洗的要求，并应有沉淀和回收细煤的设施。

在地下卸煤槽、翻车机室、转运站、碎煤机室和煤仓间带式输送机层的设计中，应有防止煤尘飞扬的措施。

煤场应设置水喷淋装置。

## 8 锅炉设备及系统

### 8.1 锅 炉 设 备

**8.1.1** 发电厂锅炉的型式、台数和容量，按下列要求选择：

1 锅炉设备的选型和技术要求应符合 SD268—1988《燃煤电站锅炉技术条件》的规定。

锅炉设备的型式必须适应燃用煤种的煤质特性及现行规定中的煤质允许变化范围。对燃煤及其灰分应进行物理、化学试验与分析，以取得煤质的常规特性数据和非常规特性数据。

2 对于中间再热机组，宜一机配一炉。锅炉的最大连续蒸发量宜与汽轮机调节阀全开时的进汽量相匹配。

3 对装有非中间再热供热式机组且主蒸汽采用母管制系统的发电厂，当一台容量最大的蒸汽锅炉停用时，其余锅炉（包括可利用的其他可靠热源）应满足：

1) 热力用户连续生产所需的生产用汽量；

2) 冬季采暖、通风和生活用热量的 60% ~ 75%，严寒地区取上限；此时，可降低部分发电出力。

4 对装有中间再热供热式机组的发电厂，其对外供热能力的选择，应连同同一热网其他热源能力一并考虑；当一台容量最大的蒸汽锅炉停用时，其余锅炉的对外供汽能力若不能满足本条第 3 款的要求，则不足部分依靠同一热网的其他热源解决。

**8.1.2** 大容量机组锅炉过热器出口至汽轮机进口的压降，宜为汽轮机额定进汽压力的 5%；过热器出口额定蒸汽温度，对于亚临界及以下参数机组宜比汽轮机额定进汽温度高 3℃；对于超临界参数机组，宜比汽轮机额定进汽温度高 5℃。冷段再热蒸汽管道、再热器、热段再热蒸汽管道额定工况下的压力降，宜分别为汽轮机额定工况下高压缸排汽压力的 1.5% ~ 2.0%、5%、3.5% ~ 3.0%；再热器出口额定蒸汽温度比汽轮机中压缸额定进

汽温度宜高 2℃。

**8.1.3** 锅炉燃烧制粉系统与设备的设计，应与锅炉本体设计及锅炉安全保护监控系统相适应，并必须符合 DL435《火电厂煤粉锅炉燃烧室防爆规程》的规定。

## **8.2 煤粉制备**

**8.2.1** 磨煤机和制粉系统型式应根据煤种的煤质特性、可能的煤种变化范围、负荷性质、磨煤机的适用条件，并结合锅炉炉膛结构和燃烧器结构形式等因素，经过技术经济比较后确定。

1 对于大容量机组，在煤种适宜时，宜优先选用中速磨煤机；

燃用高水分、磨损性不强的褐煤时，宜选用风扇式磨煤机；

燃用低挥发分贫煤、无烟煤或磨损性很强的煤种时，宜选用钢球式磨煤机；

对无烟煤、低挥发分贫煤、磨损性很强且易爆的烟煤等煤种，当技术经济比较合理时，可选用双进双出钢球式磨煤机。

2 当采用中速磨煤机、风扇式磨煤机或双进双出钢球式磨煤机制粉设备时，宜采用直吹式制粉系统；

当采用中速磨煤机时，运煤系统应有较完善的清除铁块、木块、石块和大块煤的设施，并应考虑石子煤的清除设施；

当采用中速磨煤机和双进双出钢球式磨煤机，且空气预热器能满足要求时，宜采用正压冷一次风机系统；

当采用常规钢球式磨煤机制粉设备时，应采用贮仓式制粉系统。

**8.2.2** 直吹式制粉系统的磨煤机台数和出力，按下列要求选择：

1 当采用高、中速磨煤机时，应设备用磨煤机；

200MW 及以上锅炉装设的中速磨煤机宜不少于四台，200MW 以下锅炉装设的中速磨煤机宜不少于三台，其中一台备用。



2 当采用双进双出钢球式磨煤机时，不宜设备用磨煤机。每台锅炉装设的磨煤机宜不少于两台。

3 每台锅炉装设的风扇磨煤机宜不少于三台，其中一台备用。

4 当每台锅炉正常运行的风扇式磨煤机为六台及以上时，可有一台运行备用和一台检修备用。

5 磨煤机的计算出力应有备用裕量：

1) 对高、中速磨煤机，在磨制设计煤种时，除备用外的磨煤机总出力应不小于锅炉最大连续蒸发量时燃煤消耗量的 110%，在磨制校核煤种时，全部磨煤机按检修前状态的总出力不应小于锅炉最大连续蒸发量时的燃煤消耗量；

2) 对双进双出钢球式磨煤机，磨煤机总出力在磨制设计煤种时应不小于锅炉最大连续蒸发量时燃煤消耗量的 115%。在磨制校核煤种时，应不小于锅炉最大连续蒸发量时的燃煤消耗量；当其中一台磨煤机单侧运行时，磨煤机的连续总出力宜满足汽轮机额定工况时的要求；

3) 磨煤机的计算出力，对中速磨煤机和风扇式磨煤机按磨损中后期出力考虑；对双进双出钢球式磨煤机宜按制造厂推荐的钢球装载量取用。

**8.2.3 钢球式磨煤机贮仓式制粉系统的磨煤机台数和出力，按下列要求选择：**

每台锅炉装设的磨煤机台数不少于两台，不设备用。

每台锅炉装设的磨煤机按设计煤种的计算出力（大型磨煤机在最佳钢球装载量下），应不小于锅炉最大连续蒸发量时所需耗煤量的 115%；在磨制校核煤种时，亦应不小于锅炉最大连续蒸发量时所需耗煤量。

当一台磨煤机停止运行时，其余磨煤机按设计煤种的计算出力应能满足锅炉不投油情况下安全稳定运行的要求。必要时，可经输粉机由邻炉来粉。

**8.2.4 给煤机的型式、台数和出力按下列要求选择：**

1 应根据制粉系统的布置、锅炉负荷需要、给煤量调节性能、运行可靠性并结合计量要求选择给煤机。正压直吹制粉系统的给煤机必须具有良好的密封性及承压能力，贮仓式制粉系统的给煤机亦应有较好的密闭性以减少漏风。

1) 对采用高速磨煤机的直吹式制粉系统，宜选用可计量的刮板式给煤机；

2) 对采用中速磨煤机的直吹式制粉系统，宜选用称重式皮带给煤机；

3) 对采用双进双出钢球式磨煤机的直吹式制粉系统，宜选用刮板式给煤机；

4) 对采用钢球式磨煤机的贮仓式制粉系统，宜选用刮板式给煤机或皮带式给煤机；小容量机组也可选用振动式给煤机。

2 给煤机的台数应与磨煤机台数相匹配。配置双进双出钢球式磨煤机的机组，一台磨煤机应配 2 台给煤机。

3 给煤机的计算出力应符合下列规定：

1) 振动式给煤机的计算出力应不小于磨煤机最大计算出力的 120%；

2) 对配双进双出钢球式磨煤机的给煤机，其单台计算出力应不小于磨煤机单侧运行时的计算出力；

3) 其他型式给煤机的计算出力应不小于磨煤机计算出力的 110%。

**8.2.5 给粉机的台数和最大出力宜按下列要求选择：**

1 给粉机的台数与锅炉燃烧器一次风接口数相同；对分配性能良好的双联式给粉机，也可一台给粉机接两根一次风管。

2 每台给粉机的最大出力不应小于与其连接的燃烧器最大设计出力的 130%。

**8.2.6 贮仓式制粉系统，根据需要可设置输粉设施。输粉设备可选用链式输粉机或质量可靠的其他型式的输粉机，其设置原则和容量按下列要求确定：**

1 每台锅炉采用两台磨煤机时，相邻两台锅炉间的煤粉仓

可采用输粉机连通方式；

2 每台锅炉采用四台磨煤机及两个煤粉仓时，可采用输粉机连通同一台炉相邻的两个煤粉仓或两炉间相邻的两个煤粉仓的方式；

3 输粉机的容量，应不小于相连磨煤机中最大一台磨煤机的计算出力；

4 当输粉机长度超过 40m 时，宜采用双端驱动方式；

5 输粉机应有良好的密封性；

6 当采取合适布置方式，使细粉分离器落粉管能向同一台炉相邻的两个煤粉仓或两炉间相邻的两个煤粉仓直接供粉时，可不设输粉设备。

对高挥发分烟煤和褐煤，不宜设输粉设备。

**8.2.7 制粉系统（全部烧无烟煤除外）必须有防爆和灭火设施。对煤粉仓、磨煤机及制粉系统，应设有通惰化介质和灭火介质的设施。**

**8.2.8 一次风机的型式、台数、风量和压头宜按下列要求选择：**

1 对正压直吹式制粉系统或热风送粉贮仓式制粉系统，当采用三分仓空气预热器时，冷一次风机宜采用单速离心式风机，也可采用动叶可调轴流式风机。

对正压直吹式制粉系统，当采用两分仓空气预热器时，热一次风机宜采用单速离心式风机。

2 冷一次风机的台数宜为两台，不设备用正压直吹式系统。热一次风机的台数宜与磨煤机的台数相匹配。

3 一次风机的风量和压头宜根据空气预热器的特点和不同的制粉系统采用。

1) 采用三分仓空气预热器正压直吹式制粉系统的冷一次风机按下列要求选择：

风机的基本风量按设计煤种计算，应包括锅炉在最大连续蒸发量时所需的一次风量、制造厂保证的空气预热器运行一年后的

次风侧的漏风量加上需由一次风机所提供的磨煤机密封风量损失(按全部磨煤机计算)。

风机的风量裕量宜不小于 35%，另加温度裕量，可按“夏季通风室外计算温度”来确定；风机的压头裕量宜为 30%。对于与送风机串联运行的冷一次风机，压头裕量可增加到 35%。

2) 采用三分仓空气预热器贮仓式制粉系统的冷一次风机按下列要求选择：

风机的基本风量按设计煤种计算，应包括锅炉在最大连续蒸发量时所需的一次风量和制造厂保证的空气预热器运行一年后一次风侧的漏风量。

风机的风量裕量宜为 20%，另加风机的温度裕量，可按“夏季通风室外计算温度”来确定；风机的压头裕量宜为 25%。

3) 采用两分仓或管箱式空气预热器正压直吹式制粉系统，每台磨煤机配一台的热一次风机按下列要求选择：

风机的基本风量按设计煤种计算，应为每台磨煤机在计算出力时的一次风量减去漏入每台磨煤机的密封风量。

风机的风量裕量不低于 5%，另加的温度裕量按燃煤水分变化范围内的上限来选定；风机的压头裕量不低于 10%。

**8.2.9 排粉机的台数、风量和压头的裕量，按下列要求选择：**

- 1 排粉机的台数应与磨煤机台数相同。
- 2 排粉机的基本风量应按设计煤种的制粉系统热力计算确定。
- 3 排粉机的风量裕量应不低于 5%。压头裕量应不低于 10%；风机的最大设计点应能满足磨煤机在最大钢球装载量时通风量的需要。

**8.2.10 中速磨煤机和双进双出钢球磨煤机正压直吹式制粉系统需设置密封风机时，密封风机的台数、风量和压头的裕量，按下列要求选择：**

- 1 每台锅炉设置的密封风机不应少于两台，其中一台为备用；当每台磨煤机均设密封风机时，密封风机可不设备用。

2 密封风机的风量裕量应不低于 10%；密封风机的压头裕量应不低于 20%。

### 8.3 烟风系统

**8.3.1 送风机的型式、台数、风量和压头按下列要求选择：**

1 大容量锅炉的送风机宜选用动叶可调轴流式风机，也可采用静叶可调轴流式风机或高效离心式风机。当采用双速离心式风机时，其低速档宜满足汽轮机带热耗保证工况（THA）负荷，并处于高效区运行。当技术经济技术比较合理时，也可采用其他调速风机。

2 每台锅炉宜设置两台送风机，不设备用。

3 送风机的风量和压头按下列要求选择：

1) 送风机的基本风量按锅炉燃用设计煤种计算，应包括锅炉在最大连续蒸发量时需要的空气量及制造厂保证的空气预热器运行一年后送风侧的净漏风量。

2) 当采用三分仓空气预热器时，送风机的风量裕量不低于 5%，另加温度裕量，与一次风机相同；送风机的压头裕量不低于 10%。

3) 当送风机出口接有冷一次风机时，风量裕量应分开计算，其中一次风系统的风量裕量按 8.2.8 中第 3 款第 1)、2) 项取用，送风机的风量余量宜不低于 10%。

4) 当采用两分仓或管箱式空气预热器时，送风机的风量裕量宜为 10%，压头裕量宜为 20%。

4 对燃烧低热值煤或低挥发分煤的锅炉，当每台锅炉装有两台送风机时，应验算风机裕量选择，使在单台送风机运行工况下能满足锅炉最低不投油稳燃负荷时的需要。

**8.3.2 吸风机的型式、台数、风量和压头按下列要求选择：**

1 大容量锅炉的吸风机宜选用静叶可调轴流式风机或高效离心式风机。当风机进口烟气含尘量能满足风机要求，且技术经济比较合理时，可采用动叶可调轴流式风机。当采用双速离心式

风机时，其低速档宜满足汽轮机额定工况时的要求，并处于高效区运行。当技术经济合理时，也可采用其他调速风机。

2 每台锅炉宜设置两台吸风机，不设备用。

当负荷工况变化较大，燃料结构复杂，或机组容量为600MW及以上时，吸风机台数可多于两台。

3 吸风机的风量和压头按下列要求选择：

1) 吸风机的基本风量，按锅炉燃用设计煤种和锅炉在最大连续蒸发量时的烟气量及制造厂保证的空气预热器运行一年后烟气侧漏风量及锅炉烟气系统漏风量之和考虑；

2) 吸风机的风量裕量不低于10%，另加不低于10℃的温度裕量；

3) 吸风机的压头裕量不低于20%。

4 对燃烧低热值煤或低挥发分煤的锅炉，当每台锅炉装有两台吸风机时，应验算风机裕量选择，使在单台吸风机运行工况下能满足锅炉最低不投油稳燃负荷时的需要。

**8.3.3 大容量锅炉的冷却风机宜选用两台离心风机，其中一台运行，一台备用。**

风机的风量裕量宜为15%；风机的压头裕量宜为25%。

**8.3.4 对大容量锅炉当点火需要时可设置点火风机，点火风机不设备用；**

风机的风量裕量宜为15%；风机的风压裕量宜为25%。

**8.3.5 除尘设备的选择，应使烟气中排放的粉尘量及其浓度符合现行的环境保护标准的要求，并应考虑煤灰特性、工艺及灰渣综合利用的要求。**

每台锅炉设置的静电除尘器台数不宜少于两组，对220t/h~420t/h锅炉，根据工程具体条件也可只设一组。

所选用的静电除尘器在下列条件下仍应能达到保证的除尘效率：

1 当停用其中一个供电区时；

2 除尘器的烟气流量按燃用设计煤种在锅炉最大连续蒸发

量工况下的空气预热器出口烟气量计算，其裕量宜为 10%。

3 烟气温度为设计温度加 10℃。

**8.3.6** 烟囱台数、型式、高度和烟气出口流速应根据环境保护和烟囱防腐要求、同时建设的锅炉台数、烟囱布置和结构上的经济合理性等综合考虑确定。接入同一座烟囱的锅炉台数宜按下列范围选用：

- 1 300MW 及以下机组为 2~4 台；
- 2 600MW 机组为两台。

## **8.4 点火及助燃油系统**

**8.4.1** 点火及助燃油种应根据锅炉容量、台数、燃用煤种、油源、油价及运输等条件，通过技术经济比较确定：

1 一般情况下选用轻油点火和低负荷稳燃。

2 扩建电厂根据老厂现有条件，也可采用轻油点火、重油启动助燃和低负荷稳燃。

3 条件合适时，也可采用可燃气体点火和低负荷稳燃；此时应参照相关的安全技术规定设计。

4 当重油的供应和油品质量有保证时，也可用重油点火和低负荷稳燃。

**8.4.2** 全厂点火及助燃油系统的设计出力，按下列要求选择：

1 单一油种的系统出力宜不小于一台锅炉最大的点火油量与另一台最大容量锅炉启动助燃油量之和；当点火油与启动助燃油为两种油时，全厂点火油系统出力宜不小于最大一台锅炉的点火用油量；启动助燃油系统出力宜不小于最大一台锅炉的最大启动助燃油量；当锅炉燃用低负荷需油助燃的煤种时，系统出力宜不小于一台锅炉启动助燃、一台锅炉低负荷稳燃所需的油量之和。

2 锅炉点火燃油量应根据锅炉厂所配点火油枪需同时使用部分的总出力来确定。

3 锅炉启动助燃油量应根据煤种和炉型、燃烧器布置特点

选择:

当燃用烟煤、高挥发分贫煤时,宜为锅炉最大连续蒸发量工况下输入热量的 10%;

当燃用无烟煤、低挥发分贫煤时,宜为锅炉最大连续蒸发量工况下输入热量的 20%。

4 锅炉低负荷稳燃油量应根据煤种、锅炉不投油最低稳燃负荷水平及锅炉运行方式来确定,当需要时,宜按锅炉最大连续蒸发量工况下输入热量的 5% 选取。

5 系统回油量应根据燃油喷嘴设计特点,燃烧安全保护要求和燃油参数来确定,且不小于系统设计出力的 10%。

6 系统设计出力为燃油量与最小回油量之和,其裕量宜为 10%。

**8.4.3** 点火和启动助燃油罐的个数和容量,应根据单台锅炉容量、煤种、油种、燃油耗量,以及来油方式和周期等因素综合考虑确定,并应满足以下要求:

1 对轻油,设两个油罐;对重油,设三个油罐。

2 点火启动和助燃油罐容量宜按下列规定选用:

1) 420t/h 及以下锅炉,为  $2 \times 500\text{m}^3$  或  $3 \times 200\text{m}^3$ ;

2) 670t/h 锅炉,为  $2 \times 1000\text{m}^3$  或  $3 \times 500\text{m}^3$ ;

3) 1000t/h 锅炉,为  $2 \times (1000\text{m}^3 \sim 1500\text{m}^3)$  或  $3 \times 1000\text{m}^3$ ,根据煤种和油种确定;

4) 2000t/h 锅炉,为  $2 \times (1500\text{m}^3 \sim 2000\text{m}^3)$  或  $3 \times (1000\text{m}^3 \sim 1500\text{m}^3)$ ,根据煤种和油种确定;

5) 2000t/h 以上锅炉,为  $2 \times 2000\text{m}^3$  或  $3 \times 1500\text{m}^3$ 。

3 当点火油与启动助燃油为两种油源时,点火油罐容量宜按下列规定选用:

1) 1000t/h 及以下锅炉,  $2 \times 100\text{m}^3$ ;

2) 2000t/h 及以上锅炉,  $2 \times 200\text{m}^3$ 。

4 当锅炉燃用低负荷需油稳燃的煤种时,单个助燃油罐的容量不宜小于全厂月平均耗油量。



5 如助燃油罐距主厂房较远或锅炉较多,要求油的品质不同时,宜在主厂房附近设日用油罐。日用油罐每炉可设置一个,也可全厂设置一台,其容量宜按下列要求选用:

- 1) 200MW 及以下容量的机组,  $100\text{m}^3$ ;
- 2) 300MW 机组,  $200\text{m}^3$ ;
- 3) 600MW 机组,  $300\text{m}^3$ 。

当数台锅炉共设一个日用油罐时,其容量宜不小于全厂油系统 3h 的耗油量。

**8.4.4** 点火和启动助燃用油可采用铁路、公路、水路运输或管道输送,并应满足以下要求:

1 当由铁路来油时,卸油站台的长度宜能容纳 4 节~10 节油槽车同时卸车,油槽车进厂到卸油完毕的时间,可按 6h~12h 考虑;

2 对距油源较近的发电厂,可采用汽车运输;

3 当水路来油时,卸油码头宜与灰渣码头、运大件码头或煤码头合建;

4 对就近油源,可考虑管道输送。

**8.4.5** 卸油方式应根据油质特性、输送方式和油罐情况等经技术经济比较后确定。卸油泵型式、台数和流量按下列要求选择:

1 卸油泵型式应根据油质粘度、卸油方式及消防规范要求来确定;

2 卸油泵台数不宜少于两台,当最大一台泵停用时,其余泵的总流量应满足在规定的卸油时间内卸完车、船的装载量;

3 卸油泵的扬程及其电动机的容量应按输送油达到最大粘度时的工况考虑;扬程裕量宜为 30%。

**8.4.6** 输(供)油泵的型式、流量和台数,应满足下列要求:

1 输(供)油泵型式应根据油质和供油参数要求确定,宜选用离心泵或螺杆泵。

2 输(供)油泵的台数宜为三台,其容量可选用  $2 \times 100\% + 1 \times 30\%$  或  $3 \times 50\%$ ;也可选用两台,其容量按  $2 \times 100\%$  选用。

当其中最大一台停用时，其余油泵的总流量不应小于全厂燃油系统耗油量及其回油量之和的 110%。

3 输（供）油泵的流量裕量宜不小于 10%，扬程裕量宜不小于 5%，扬程计算中的燃油管道系统总阻力（不含油枪雾化油压及高差）裕量宜不小于 30%。

4 当采用螺杆式油泵时，可增设一台检修备用泵。

**8.4.7** 输油泵房宜靠近油库区，日用油罐的供油泵房宜靠近锅炉房。

油泵房内，应设置适当的通风、起吊设施和必要的检修场地及值班室，如自动控制及消防设施可满足无人值班要求时，可不设置值班室。油泵房内的电气设备，应采用防爆型。

**8.4.8** 至锅炉房的点火油及助燃油（当采用同一油种时）供油管道宜采用一条。当锅炉台数较多，且从油库区向锅炉房直接供油时，助燃油也可采用两条供油管。

点火油及助燃油为不同油种时宜各设置一条回油管，当采用同一油种时，设置一条回油管。

锅炉房油系统宜采用单环管。

每台锅炉的供油和回油管道上，应装设油量计量装置。供油总管上，可装设油量计量装置。

各台锅炉的供油管道上，应装设快速切断阀，并应伴有供试验用的旁路阀门。各台锅炉的回油管道上，宜装设快速切断阀，也可装设止回阀。

**8.4.9** 对粘度大、易凝结的燃油，其卸油、贮油及供油系统应有加热、吹扫设施。对于燃油管道，可设置蒸汽伴热管和蒸汽或压缩空气吹扫管。蒸汽吹扫系统应有防止燃油倒灌的措施。

**8.4.10** 燃油加热器宜采用露天布置。如条件合适，可布置在锅炉房附近。

重油加热器宜设两台，其中一台备用。

**8.4.11** 燃油系统中应设污油、污水收集及有关的含油污水处理设施。

**8.4.12** 油系统的设计应符合 GBJ74《石油库设计规范》的要求。

燃油罐、输油管道和燃油管道的防静电和防雷击的设计，应符合 DL/T621《交流电气装置的接地》和 DL/T620《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的有关要求。

## **8.5 锅炉辅助系统**

**8.5.1** 锅炉的连续排污和定期排污的系统及设备按下列要求选择：

1 对汽包锅炉，宜采用一级连续排污扩容系统。对高压热电厂的汽包锅炉，根据扩容蒸汽的利用条件，可采用两级连续排污扩容系统；连续排污系统应有切换至定期排污扩容器的旁路。

2 125MW 以下的机组，宜两台锅炉设一套排污扩容系统；125MW 及以上机组，宜每台锅炉设一套排污扩容系统。

3 定期排污扩容器的容量，应考虑锅炉事故放水的需要；当锅炉事故放水量计算值过大时，宜与锅炉厂共同商定采取合适的限流措施。

4 对亚临界参数汽包锅炉，当条件合适时，可不设连续排污系统。

**8.5.2** 锅炉向空排汽的噪声防治应满足环保要求。向空排放的锅炉点火排汽管及压力释放阀（PCV）排汽管应装设消声器。起跳压力最低的汽包安全阀和过热器安全阀，及中压缸启动机组的再热器安全阀排汽管宜装设消声器。定期排污扩容器排汽管可装设消声器，在严寒地区宜装设排汽管汽水分离装置。

**8.5.3** 为防止空气预热器低温腐蚀和堵灰，宜按实际需要情况设置空气预热器入口空气加热系统，根据技术经济比较可选用暖风器、热风再循环或前置式空气预热器等空气加热系统。当煤质条件较好、环境温度较高或空气预热器冷端采用耐腐蚀材料，确能保证空气预热器不被腐蚀、不堵灰时，也可以不设空气加热系统。

1 对暖风器系统宜按下列要求选择：

1) 暖风器的设置部位应通过技术经济比较确定，对北方严寒地区，暖风器宜设置在送风机入口。

2) 对转子转动式三分仓空气预热器，当烟气先加热一次风时，在空气预热器一次风侧可不设暖风器。

3) 暖风器在结构和布置上应考虑防冻、防堵灰、防腐蚀要求。对年使用小时数不高的暖风器，可采用移动式结构或装设旁路风道。

4) 选择暖风器所用的环境温度，宜取冬季采暖温度或冬季最冷月平均温度。

2 热风再循环系统，宜用于管式空气预热器或用在煤质条件较好、环境温度较高的地区。回转式空气预热器采用热风再循环系统时，应考虑风机和风道的带灰防磨要求，热风再循环率不宜过大；热风抽出口应布置在烟尘含量低的部位。

**8.5.4** 为清除空气预热器堵灰，除配置蒸汽吹灰系统外，根据技术经济比较，还可选用气脉冲装置或水力冲洗装置（停炉时用）。

## 8.6 启动锅炉

**8.6.1** 需设置启动锅炉的发电厂，其启动锅炉的台数、容量和燃料应根据机组容量、启动方式、结合地区具体情况综合考虑确定：

1 启动锅炉容量只考虑启动中必需的蒸汽量，不考虑裕量和主汽轮机冲转调试用汽量、可暂时停用的施工用汽量及非启动用的其他用汽量。

2 启动锅炉台数和容量宜按下列范围选用：

1) 300MW 以下机组为  $1 \times 10\text{t/h}$ （非采暖区及过渡区） $\sim 2 \times 20\text{t/h}$ （采暖区）；

2) 300MW 机组为  $1 \times 20\text{t/h}$ （非采暖区及过渡区） $\sim 2 \times 20\text{t/h}$ （采暖区）；

3) 600MW 机组为  $1 \times 35\text{t/h}$  (非采暖区及过渡区)  $\sim 2 \times 35\text{t/h}$  (采暖区)。

3 启动锅炉宜按燃油快装炉设计。严寒地区的启动锅炉, 可与施工用汽锅炉结合考虑, 以燃煤为宜, 炉型可选用快装炉或常规炉型。

**8.6.2** 启动锅炉的蒸汽参数宜采用低压 (1.27MPa) 锅炉, 有关系系统应力求简单、可靠和运行操作简便, 其配套辅机不宜设备用。对燃煤启动锅炉房的设计宜简化, 但工艺系统设计应满足生产要求和环境保护要求。

**8.6.3** 对扩建电厂, 宜采用原有机组的辅助蒸汽作为启动汽源, 不设启动锅炉。

## 9 除灰渣系统

### 9.1 一般规定

**9.1.1** 除灰渣系统的选择,应根据灰渣量,灰渣的化学、物理特性,除尘器和排渣装置的型式,冲灰水质、水量,以及发电厂与贮灰场的距离、高差、地形、地质和气象等条件,通过技术经济比较确定。

除灰渣系统的设计应充分考虑灰渣综合利用和环保要求,并贯彻节约用水的方针。当条件合适且技术经济比较合理时,宜采用干除灰方式。

**9.1.2** 对于有粉煤灰综合利用条件的发电厂,应按照干湿分排、粗细分排和灰渣分排的原则,设计粉煤灰的集中系统。该系统应能满足已落实的粉煤灰综合利用的要求并为外运创造条件。

对于有综合利用要求、但其途径和条件都暂不落实时,设计也应为灰渣的综合利用预留条件。

**9.1.3** 除灰渣系统的容量应按锅炉最大连续蒸发量燃用设计煤种时系统排出的总灰渣量计算,并留有裕度。除按综合利用要求设置灰渣输送系统外,还应有能将全部灰渣送往贮灰场的设施。

### 9.2 干式除灰渣系统

**9.2.1** 当锅炉配置捞渣机且需干渣外运时,宜采用干式除渣方式。

**9.2.2** 干式除灰系统应根据输送距离、灰量、灰的特性以及除尘器集灰斗布置等情况,通过技术经济比较,宜选用负压气力除灰系统,正压气力除灰系统和空气斜槽、埋刮板输送机、螺旋输送机等集中系统,以及由上述方式组合的联合系统。

**9.2.3** 大容量机组气力除灰系统的单元划分宜根据机组容量按下列原则确定:

单机容量为 300MW，宜 1~2 台机组为一个单元。

单机容量为 600MW，宜一台机组为一个单元。

**9.2.4** 气力除灰系统的设计出力应根据系统排灰量、系统形式、运行方式等确定。对采用连续运行方式的系统，应有不小于该系统燃用设计煤种时排灰量 50% 的裕度，同时应满足燃用校核煤种时的输送要求并留有 20% 的裕度。对采用间断运行方式的系统，应有不小于该系统燃用设计煤种时排灰量 100% 的裕度。必要时，可设置适当的紧急事故处理设施。

静电除尘器第一电场集灰斗的容积不宜小于 8h 集灰量。

**9.2.5** 灰库的设置和总容量宜按下列要求确定：

- 1 当作为中转或缓冲灰库时，宜满足贮存 8h 的系统排灰量。

- 2 当作为贮运灰库时，应满足贮存 24h 的系统排灰量。

- 3 两台 300MW~600MW 机组的灰库宜合并设置，并宜按两个粗灰库、一个细灰库设置。对 600MW 机组，如果灰量较大，可根据情况，两台机组共用三个粗灰库或每台机组各设两个粗灰库。

**9.2.6** 灰库卸灰设施的配置，应满足下列要求：

- 1 当厂外采用水力输送时，应设干灰制浆装置；

- 2 当装卸干灰时，应设能防止干灰飞扬的装车（船）设施；

- 3 当外运调湿灰时，应设干灰调湿装置。

**9.2.7** 负压气力除灰系统应设置专用的抽真空设备。

在一个单元系统内，当 1~2 台抽真空设备经常运行时，宜设一台备用。

**9.2.8** 正压气力除灰系统应设置专用的压力风机或空气压缩机。

在一个单元系统内，当 1~2 台风机经常运行时，宜设一台备用。

在一个供气单元系统内，当 1~2 台空气压缩机经常运行时，应设一台备用。当三台及以上空气压缩机经常运行时，应设两台

备用。

**9.2.9** 气力除灰系统管道直管段宜采用碳钢管；对输送介质流速较高、磨损严重的管段，通过技术经济比较也可采用耐磨管。

### **9.3 水力除灰渣系统**

**9.3.1** 拟定水力除灰系统时，应根据工程条件重复使用电厂排水，不宜使用新水。通过技术经济比较，合理确定制浆方式和灰水浓度。

**9.3.2** 厂内灰渣水力输送可采用压力管和灰渣沟两种方式，应根据锅炉排渣装置型式、锅炉房和厂区布置以及灰渣向厂外转运方式等条件确定。

**9.3.3** 在灰渣分除系统中，当渣采用水力输送方式且需用车（船）或其它输送机械外运利用时，宜采用渣脱水仓的方案。经过技术经济比较，如认为采用沉渣池方案较合理时，也可采用沉渣池方案。当锅炉采用液态排渣时，宜采用沉渣池方案。

**9.3.4** 采用离心灰渣泵的水力除灰渣系统，当一级灰渣泵的扬程不能满足要求时，宜采用灰渣泵直接串联的方式。

**9.3.5** 容积式灰浆泵系统宜选用灰渣分除方式；当渣不宜单独处理时，也可选用混除方式。若为灰渣混除系统，则应根据渣的粒度情况采取筛分等处理措施。

**9.3.6** 沉渣池的几何尺寸应根据渣浆量、渣的颗粒分析，沉降速度及外部输送条件等因素确定。沉渣池每格有效容积宜满足除渣系统 24h 的排渣量。

渣脱水仓或贮渣仓的容积应按锅炉排渣量、外部运输条件等因素确定，贮渣仓或每台渣脱水仓的有效容积应满足该除渣系统 24h~36h 的排渣量。

当贮渣仓仅作为中转或缓冲渣仓使用时，宜满足该除渣系统 8h 排渣量的要求。

**9.3.7** 浓缩机应有故障时的灰水排放出路。当没有灰水排放出路时，应设一台备用。



**9.3.8** 在一个水力除灰渣系统单元中，主要设备的备用台（组）数规定如下：

1 经常工作的清水泵应各有一台（组）备用。

2 在一个泵房内，离心式灰渣（浆）泵和容积式灰浆泵的备用台（组）数应按下列原则确定：

1) 当一台（组）运行时，设一台（组）备用；

2) 当2~3台（组）运行时，设两台（组）备用。

3) 对于容积式灰浆泵，当只设一台（组）备用时，可以预留第二台（组）备用泵的基础。

**9.3.9** 当运行的厂外灰渣（浆）管为1~3条时，应设一条备用管。当灰渣管磨损或结垢严重时，应采取防磨或防结垢、除垢措施。

当灰渣分除时，在满足灰渣输送的情况下，宜设一条公共备用管。

**9.3.10** 浓缩机、沉渣池、渣脱水仓系统的澄清水和锅炉排渣装置冷却水的溢流排水，应重复使用。如水质不能满足除灰用水要求，则应采取相应的处理措施并宜选用杂质泵输送。

**9.3.11** 石子煤输送系统应根据石子煤量、输送距离和布置等条件，通过技术经济比较，选用水力喷射器输送系统、机械输送系统或其它输送方式。

## **9.4 车、船和机械运输**

**9.4.1** 采用车辆运输灰渣时，应根据灰渣运输条件、运输量、环保和装车要求，选用车厢容积较大的自卸车、铁路敞车或散装密封车辆。

选用的汽车载重量应与运输经过的厂内外道路和桥涵的设计承载能力相适应。

**9.4.2** 采用船舶运输灰渣时，应根据灰渣运输量和船型设置灰码头及装船设施。

**9.4.3** 采用带式输送机输送灰渣时，渣应经过冷却、脱水，灰

应加水调湿，在厂内具有短期贮存措施。

带式输送机应按单路设计。其设计出力应根据系统输送量、输送距离和运行方式等确定，宜有不小于电厂按规划容量计算灰（渣）最大输送量 100% 的裕度。

除严寒地区外，带式输送机不宜采用封闭栈桥，但应设必要的防护罩。

## **9.5 控制方式及辅助、检修设施**

**9.5.1** 除灰渣系统的控制方式应根据系统的复杂性及设备对运行操作的要求确定，可采用集中控制、自动程序控制或就地控制方式。

对采用自动程序控制或集中控制的除灰渣系统，不宜设就地控制装置，但可根据控制要求设置调试用就地控制按钮。

除灰渣系统的控制（值班）室宜与静电除尘器的控制室合并设置。

**9.5.2** 在除灰渣设备集中布置处，应设置必要的检修场地、起吊设施和工具、备件的存放场所。

**9.5.3** 在除灰渣设备集中设置处，应考虑必要的地面冲洗、清扫以及排污设施。

## 10 汽轮机设备及系统

### 10.1 汽轮机设备

**10.1.1** 汽轮机设备的选型和技术要求应符合 SD269《固定式发电用凝汽汽轮机技术条件》的规定。

**10.1.2** 汽轮机应按照电力系统负荷的要求，承担基本负荷或变动负荷。对电网中承担变动负荷的机组，其设备和系统性能应满足调峰要求，并应保证机组的寿命期。

**10.1.3** 对兼有热力负荷的地区，经技术经济比较证明合理时，应采用供热式机组。供热式机组的型式、容量及台数，应根据近期热负荷和规划热负荷的大小和特性，按照以热定电的原则，通过比选确定，宜优先选用高参数、大容量的抽汽式供热机组。在有稳定可靠的热负荷时，宜采用背压式机组或带抽汽的背压式机组，并宜与抽汽式供热机组配合使用。

**10.1.4** 汽轮机设备及其系统应有可靠的防止汽轮机进水的措施。

**10.1.5** 对首台开发或改型的大容量机组，其回热系统应经优化计算确定。

**10.1.6** 汽轮机的背压和凝汽器的面积，应按工程水文气象条件和冷却水供水系统方案，经优化计算后确定。汽轮机的额定背压应与循环水系统的设计水温相适应。设计水温宜采用年平均水温并予以化整。

**10.1.7** 应要求汽轮机在能力工况条件下发出铭牌出力（额定出力），但机组性能考核和系统优化宜以额定工况条件为基础。

汽轮机的调节阀门全开时的进汽量，宜不小于汽轮机最大连续出力时进汽量的 105%。

## 10.2 主蒸汽、再热蒸汽和旁路系统

**10.2.1** 对装有高压供热式机组的发电厂，主蒸汽系统应采用切换母管制；对装有中间再热凝汽式机组或中间再热供热式机组的发电厂，主蒸汽系统应采用单元制。

**10.2.2** 对首台开发或改型的汽轮机组，其主蒸汽、再热蒸汽等管道的管径及管路根数，应经优化计算后确定。

**10.2.3** 中间再热机组汽轮机旁路系统的设置及其型式、容量和控制水平，应根据汽轮机和锅炉的型式、结构、性能及电网对机组运行方式的要求确定。

## 10.3 给水系统及给水泵

**10.3.1** 给水系统按以下原则选择：

- 1 对装有高压供热式机组的发电厂，应采用母管制系统；
- 2 对装有中间再热凝汽式机组或中间再热供热式机组的发电厂，应采用单元制系统；
- 3 当采用定速给水泵时，给水调节阀系统的路数、容量，应根据锅炉要求的调节范围、进水路数及调节阀的性能研究确定。

当采用调速给水泵时，给水主管路应不设调节阀系统，启动支管应根据调速给水泵的调节特性设置调节阀。

**10.3.2** 在每一给水系统中，给水泵出口的总容量（即最大给水消耗量，不包括备用给水泵），均应保证供给其所连接的系统的全部锅炉在最大连续蒸发量时所需的给水量，并留有一定的裕量，即

汽包炉：锅炉最大连续蒸发量的 110%。

直流炉：锅炉最大连续蒸发量的 105%。

对中间再热机组，给水泵入口的总流量，还应加上供再热蒸汽调温用的从泵的中间级抽出的流量，以及漏出和注入给水泵轴封的流量差。前置给水泵出口的总流量，应为给水泵入口的总流

量及从前置泵与给水泵之间的抽出流量之和。

**10.3.3** 母管制给水系统的最大一台给水泵停用时，其他给水泵应能满足整个系统的给水需要量。

**10.3.4** 对 125MW、200MW 机组，宜配置两台容量各为最大给水量 100% 或三台容量各为最大给水量 50% 的调速电动给水泵。对 200MW 机组，经技术经济比较论证，认为合理时，也可采用汽动给水泵。

**10.3.5** 对 300MW 机组的运行给水泵，宜配置一台容量为最大给水量 100% 或两台容量各为最大给水量 50% 的汽动给水泵。

对 600MW 及以上机组的运行给水泵，宜配置两台容量各为最大给水量 50% 的汽动给水泵。

**10.3.6** 对 300MW 机组，当运行给水泵为一台 100% 容量的汽动给水泵时，宜设置一台容量为最大给水量 50% 的调速电动给水泵作为启动和备用给水泵；当运行给水泵为两台 50% 容量的汽动给水泵时，宜设置一台容量为最大给水量 25% ~ 35% 的调速电动给水泵作为启动与备用给水泵，也可以采用定速电动给水泵并加设大压差节流阀。

对 600MW 及以上机组，宜设置一台容量为最大给水量 25% ~ 35% 的调速电动给水泵作为启动和备用给水泵。

**10.3.7** 对 300MW 及以上容量机组，出现下列情况之一，且经技术经济比较后认为合理时，可设置三台容量各为最大给水量 50% 的调速电动给水泵。

1 汽轮机本体回热系统及发电机裕量适合于采用电动给水泵作为运行给水泵时；

2 采用空冷系统的机组；

3 抽汽供热机组。

**10.3.8** 给水泵的扬程应按下列各项之和计算：

1 从除氧器给水箱出口到省煤器进口介质流动总阻力（按锅炉最大连续蒸发量时的给水量计算），对于汽包炉应另加 20% 裕量，对于直流炉应另加 10% 裕量。

2 汽包炉：锅炉正常水位与除氧器给水箱正常水位间的水柱静压差。

直流炉：锅炉水冷壁炉水汽化始终点标高的平均值与除氧器给水箱正常水位的水柱静压差。

如制造厂提供的锅炉本体总阻力已包括静压差，则应为省煤器进口与除氧器给水箱正常水位间的水柱静压差。

3 锅炉达到最大连续蒸发量时的省煤器入口给水压力。

4 除氧器额定工作压力（取负值）。

在有前置泵时，前置泵与给水泵扬程之和应大于上列各项之总和。

至于前置泵的扬程，除应计及前置泵出口至给水泵入口间的介质流动总阻力和静压差之外，还应满足汽轮机甩负荷瞬态工况时为保证给水泵入口不汽化所需的压头要求。

**10.3.9** 高压加热器应设置快速切换的给水旁路。给水旁路宜采用大旁路，即从第一台高压加热器入口至最后一台高压加热器出口设置一条共用的旁路。

## **10.4 除氧器及给水箱**

**10.4.1** 中间再热机组的除氧器，应采用滑压运行方式。

**10.4.2** 除氧器的总容量，应根据最大给水消耗量选择，每台机组宜配一台除氧器。

中间再热凝汽式机组宜采用一级高压除氧器。高压和中间再热供热式机组，在保证给水含氧量合格的条件下，可采用一级高压除氧器。否则，补给水应采用凝汽器鼓泡除氧装置或另设低压除氧器。

**10.4.3** 给水箱的贮水量，宜按下列要求确定：

200MW 及以下机组不小于 10min 的锅炉最大连续蒸发量时的给水消耗量。

300MW 及以上机组不小于 5min 的锅炉最大连续蒸发量时的给水消耗量。

给水箱的贮水量是指给水箱正常水位至水箱出水管顶部水位之间的贮水量。

**10.4.4** 除氧器的启动汽源应来自启动锅炉或厂用辅助蒸汽系统。

除氧器的备用汽源应取自高一级的回热抽汽以供汽轮机低负荷工况时使用。

**10.4.5** 除氧器及其有关系统的设计，应有可靠的防止除氧器过压爆炸的措施，并符合能源安保（1991）709号文《电站压力式除氧器安全技术规定》。

**10.4.6** 单元制系统除氧器给水箱启动时的加热可以用给水启动循环泵或再沸腾管。当用再沸腾管时，所用的蒸汽应经过调压，并应采取措施防止在运行中可能产生的水击和振动。

给水启动循环泵的容量不宜小于除氧器启动时所用喷嘴额定流量的30%。

## **10.5 凝结水系统及设备**

**10.5.1** 凝汽式机组的凝结水泵台数、容量应满足下列要求：

1 单台凝汽式机组宜装设两台凝结水泵，每台凝结水泵容量为最大凝结水量的110%；如大容量机组需装设三台容量各为最大凝结水量55%的凝结水泵时，应进行技术经济比较后确定。

2 最大凝结水量应为下列各项之和：

- 1) 汽轮机最大进汽工况时的凝汽量；
- 2) 进入凝汽器的经常疏水量；
- 3) 进入凝汽器的正常补给水量。

当备用泵短期投入运行时，应满足低压加热器可能排入凝汽器的事事故疏水量或旁路系统投入运行时凝结水量输送的要求。

**10.5.2** 供热式机组的凝结水泵台数、容量应满足下列要求：

1 工业抽汽式供热机组或工业、采暖双抽式供热机组，每台宜装设两台或三台凝结水泵。

- 1) 当机组投产后即对外供热时，宜装设两台110%设计

热负荷工况下凝结水量或两台 55% 最大凝结水量的凝结水泵，两者比较取较大值；

2) 当机组投产后需较长时间在纯凝汽工况或低热负荷工况下运行时，宜装设三台 110% 设计热负荷工况下凝结水量或三台 55% 最大凝结水量的凝结水泵，两者比较取较大值。

2 采暖抽汽式供热机组，可装设三台凝结水泵，每台泵容量为最大凝结水量的 55%。

3 最大凝结水量应为：

1) 当补给水正常不补入凝汽器时，按纯凝工况计算，其计算方法与凝汽式汽轮机相同；

2) 当补给水正常补入凝汽器时，还应按最大抽汽工况计算，计入补给水量后与按纯凝汽工况计算值比较，取较大值。

4 设计热负荷工况下的凝结水量应为：

1) 机组在设计热负荷工况下运行时的凝汽量；

2) 进入凝汽器的经常疏水量和正常补给水量。

**10.5.3** 凝结水系统宜采用一级凝结水泵；当全部凝结水需要进行处理且采用低压凝结水除盐设备时，应设置凝结水升压泵，其台数和容量应与凝结水泵相同。在设备条件具备时，宜采用与凝结水泵同轴的凝结水升压泵。

**10.5.4** 无凝结水除盐设备时，凝结水泵的扬程应按下列各项之和计算：

1 从凝汽器热井到除氧器凝结水入口（包括喷雾头）的介质流动阻力（按最大凝结水量计算），另加 10%~20% 裕量；

2 除氧器凝结水入口与凝汽器热井最低水位间的水柱静压差；

3 除氧器最大工作压力，另加 15% 裕量；

4 凝汽器的最高真空。

有凝结水除盐设备时，凝结水泵和凝结水升压泵的扬程可参照以上原则计算，并计入除盐设备的阻力。

**10.5.5** 中间再热机组的补给水在进入凝汽器前，宜按照系统



的需要装设补给水箱和补给水泵。

补给水箱的容积：125MW 和 200MW 机组不小于  $50\text{m}^3$ ；300MW 机组不小于  $100\text{m}^3$ ；600MW 及以上机组不小于  $300\text{m}^3$ 。

补给水泵不设备用，补给水泵的总容量应按锅炉启动时的补给水量要求选择。

**10.5.6** 低压加热器疏水泵的容量，应按在汽轮机最大进汽工况时接入该泵的低压加热器的疏水量之和计算，另加 10% 裕量。

**10.5.7** 低压加热器疏水泵的扬程应按下列各项之和计算：

1 从低压加热器到除氧器凝结水入口（包括喷雾头）的介质流动阻力（按汽轮机最大凝结水量对应工况计算），另加 10% ~ 20% 裕量；

2 除氧器凝结水入口与低压加热器最低水位间的静压差；

3 除氧器工作压力，另加 15% 裕量；

4 最大凝结水量对应工况下低压加热器内的真空（如为正压力，取负值）。

## **10.6 疏放水设施**

**10.6.1** 中间再热机组可不设疏水箱及疏水泵。

**10.6.2** 主蒸汽采用母管制系统的发电厂，宜装设两个疏水箱，其总容量不小于  $30\text{m}^3$ 。疏水泵应采用两台，每台疏水泵的容量应按在 0.5h 内将一个疏水箱的存水全部打出的要求选择。

当机组台数超过四台时，可设置第二组疏水设施。

**10.6.3** 当主蒸汽采用母管制系统且低位疏水水量较大、水质较好可供利用时，宜装设一个容量为  $5\text{m}^3$  的低位水箱和一台低位水泵。低位水泵的容量应按在 0.5h 内将低位水箱的存水全部打出的要求选择。

当机组台数超过四台时，可装设第二组低位疏放水设施。

## **10.7 工业水系统**

**10.7.1** 发电厂的工业水系统，应有可靠的水源。辅机冷却水

系统应根据凝汽器冷却水源、水质情况和设备对冷却水水量、水温和水质的不同要求合理确定。

转动机械轴承冷却水中的碳酸盐硬度宜小于 250mg/L (以  $\text{CaCO}_3$  计), pH 值应不小于 6.5, 宜不大于 9.5, 悬浮物的含量, 对于 300MW 及以上机组, 宜小于 50mg/L, 对于其他机组, 应小于 100mg/L。

**10.7.2** 以淡水作为凝汽器冷却水源, 且不需进行处理即可作为辅机冷却用水时, 宜采用开式循环冷却水系统。需经处理时, 可按具体情况, 采用开式循环与闭式循环相结合的冷却水系统。

开式循环冷却水应取自凝汽器循环冷却水系统, 适用于向用水量较大、循环冷却水的水质可以满足要求的设备和闭式循环冷却水热交换器提供冷却水源。

闭式循环冷却水宜采用除盐水或凝结水, 适用于向用水量较小且水质要求较高的设备提供冷却水源。

**10.7.3** 以海水作为凝汽器冷却水源时, 辅机冷却水宜采用除盐水闭式循环冷却水系统, 此时闭式循环冷却水热交换器应由海水作为冷却水源; 对 200MW 及以下机组, 当技术经济比较合理时, 辅机冷却水也可设专用的淡水冷却塔开式循环冷却系统。

**10.7.4** 服务水系统向厂房、设备检修冲洗及用水量小, 不便回收的设备冷却提供水源。

**10.7.5** 闭式循环冷却水系统宜设置两台 65% 换热面积的热交换器。当闭式循环冷却水热交换器的冷却水源为海水时, 热交换器应采用钛制材料。

**10.7.6** 闭式循环冷却水系统应设置两台循环水泵。单台循环水泵的容量应不小于机组最大冷却水量的 110%。循环水泵的扬程应满足按最大冷却水量计算的系统管道最大阻力, 另加 20% 裕量。

开式循环冷却水系统应根据系统布置计算确定是否需设升压水泵或需设升压水泵供水的范围。当需要时, 应设两台升压水泵, 单台升压泵的容量应不小于需升压的冷却水量的 110%。升

压泵的扬程按下列各项之和计算：

- 1 按最大冷却水量计算的系统管道最大阻力，另加 20% 裕量；
- 2 最高用水点与升压泵中心线之间的净压差；
- 3 循环水进出口管道之间的水压差（取负值）。

**10.7.7** 闭式循环冷却水系统应设置高位膨胀装置和补给水系统。

**10.7.8** 闭式循环冷却水热交换器处的闭式循环水侧的运行压力应大于开式循环水侧的运行压力。

**10.7.9** 空冷机组宜设置单独的辅机冷却水系统，宜采用冷却塔循环冷却。当电厂同时装有空冷机组和多台常规机组时，空冷机组的辅机冷却用水也可取自常规机组。

**10.7.10** 单机容量 125MW 及以上机组的辅机冷却水系统，宜采用单元制，经技术经济比较认为合理后，也可采用扩大单元制。服务水系统宜两台机作为一个单元或全厂统一考虑。

## **10.8 供热式机组的辅助系统和设备**

**10.8.1** 热网加热器的容量和台数应根据采暖、通风和生活热负荷选择，宜不设备用，但当任何一台加热器停止运行时，其余设备应满足 60% ~ 75%（严寒地区取上限）热负荷的需要。设计时应根据热负荷增长的可能性及汽轮机采暖抽汽的供汽能力，确定是否预留增装相应的热网加热器的位置。

是否装设热网尖峰加热器，应根据热负荷性质、输送距离、当地气候和热网系统等因素综合研究确定。

**10.8.2** 热网系统的其它设备应按下列要求选择：

- 1 热网水泵不少于两台，其中一台备用；
- 2 热网加热器凝结水泵不少于两台，其中一台备用；
- 3 当补给水不能直接补入热网时，设热网补给水泵两台，其中一台备用。备用热网水泵应能自动投入。当补给水能直接补入热网，但在热网水泵停用不能保证热网所需静压时，设热网补

给水泵一台，否则可不设热网补给水泵。

当闭式热网正常补给水量为热网循环水量的 1%~2% 时，补给水设备的容量，应保证供给热网循环水量的 4%，其中 2% 的水量（但不少于 20t/h）应采用除过氧的化学软化水以及锅炉排污水，而其余 2% 的水量，则采用工业水（或生活水）。

为严格控制工业水（或生活水）的补给量，系统上应装设记录式流量计。

**10.8.3** 对装有抽汽式汽轮机和背压式汽轮机的热电厂，应根据各级工业抽汽或排汽参数，各装设 1 套减压减温装置作为备用，其容量等于 1 台汽轮机的最大抽汽量或排汽量。

当任何一台汽轮机停用，其余汽轮机如能供给采暖、通风和生活用热量的 60%~75%（严寒地区取上限）时，可不装设采暖抽汽的备用减压减温器。

经常运行的减压减温装置，应设一套备用。

**10.8.4** 当热用户能返回凝结水，且在技术经济上合理时，应装设回水收集设备。回水中继水泵不宜少于两台，其中一台备用。回水箱的数量和容量按具体情况确定，不宜少于两台。

## **10.9 凝汽器及其辅助设施**

**10.9.1** 应根据冷却水水质确定凝汽器的管板和管材的材质。对铜管凝汽器的管板和管端，应采取必要的防腐措施。

对采用海水或受海潮影响而氯离子含量较高的江水作为冷却水的大容量机组，宜采用钛管凝汽器。

**10.9.2** 凝汽器应装设胶球清洗装置。但对直流供水系统，如水中含沙较多或因其他原因，能证明管子不结垢也不沉积时，可不设胶球清洗装置。

当冷却水含有悬浮杂物且易形成单向堵塞时，宜设反冲洗装置。

空冷汽轮机的表面式凝汽器不需装设胶球清洗装置。

**10.9.3** 凝汽器应配置可靠的抽真空设备。对 300MW 及以下

容量的机组，宜配置两台水环式真空泵或其他型式的抽真空设备（如射水抽气器等），每台抽真空设备的容量应能满足凝汽器正常运行时抽真空的需要。对 600MW 及以上容量的机组，宜配置三台水环式真空泵，每台泵的容量应能满足凝汽器正常运行时抽真空达 50% 的需要。

当全部抽真空设备投入运行时，应能满足机组启动时建立真空度的要求。

对 200MW 及以上容量机组，当采用直流供水系统时，宜设置一台凝汽器水室抽真空泵。

**10.9.4** 对单机容量为 300MW 及以上的机组，其凝汽器应设检漏装置。

# 11 水处理设备及系统

## 11.1 原水预处理

**11.1.1** 对原水水源的要求和选择，应满足下列要求：

1 发电厂应有合适、可靠的原水水源，应取得足够的近年原水水质全分析资料，并分析水源水质的变化趋势。设计单位应对所取得的原水水质全分析资料进行分析验证，并提出关于设计水质资料和校核水质资料的推荐意见。当有几个不同的水源可供采用时，应经技术经济比较后选定。

2 对选定的水源，其水质若有季节性恶化的情况时，经过技术经济比较后，可设备用水源；如短时间含盐量或含沙量过大时，可根据其变化规律增设蓄水池（库），并应考虑采取防止水质二次污染的措施。

**11.1.2** 原水预处理系统应在综合考虑全厂水务管理设计的基础上，通过优化确定合理方案。原水预处理方式应满足下列要求：

1 对泥沙含量过大的水源，应考虑设置降低泥沙含量的沉淀设施。

2 以地表水作水源时，应根据原水中不同的悬浮物等杂质的含量，分别采用接触混凝、过滤或混凝、澄清、过滤的预处理方式。

3 以地下水作水源时，若原水中含有沙或含有较多的胶体硅，并经计算确认锅炉蒸汽质量不能满足要求时，应采取相应措施。

4 原水中有机物含量较高时，可采用氯化、混凝、澄清、过滤处理。经上述处理仍不能满足下一级设备进水要求时，可同时采用活性炭、吸附树脂或其他方法去除有机物。

5 原水经预处理后，清水浊度以及游离氯和有机物含量应

满足后续水处理工艺的要求。

6 当原水的碳酸盐硬度较高时,可采用石灰预处理方式。

**11.1.3 澄清器(池)**不宜少于2台。若仅在短期内悬浮物含量高且只用于季节性处理时,也可只设1台澄清器(池),但应设旁路及接触混凝设施。

过滤器(池)的台数(格数)不应少于2台(格)。

## **11.2 锅炉补给水处理**

**11.2.1 锅炉补给水处理系统**,包括预除盐系统,应根据原水水质、给水及炉水的质量标准、补给水率、排污率、设备和药品的供应条件以及环境保护的要求等因素,经技术经济比较确定。

**11.2.2 凝汽式发电厂锅炉正常排污率**不宜超过1%;供热式发电厂锅炉正常排污率不宜超过2%。

**11.2.3 水处理系统的出力**,应根据发电厂正常水汽损失量,并考虑机组启动或事故而增加的水处理设备出力,经必要的校核后确定。

发电厂各项正常水汽损失量及考虑机组启动或事故而需增加的水处理系统出力,按表 11.2.3 计算。

**11.2.4 当原水溶解固形物为  $500\text{mg/L} \sim 700\text{mg/L}$  时**,应进行系统技术经济比较确定是否采用反渗透等预除盐装置;当原水溶解固形物大于  $700\text{mg/L}$  时,可采用反渗透等预除盐装置。

**11.2.5 除盐设备按下列原则选择:**

1 一级离子交换器每种型式不应少于2台。正常再生次数可按每台每昼夜1~2次考虑,根据工程情况优化确定。

2 对凝汽式发电厂,不设再生备用离子交换器时,可由除盐水箱积累贮存再生时的备用水量;对供热式发电厂,可设置足够容量的除盐水箱贮存再生时的备用水量或设置再生备用离子交换器。

3 当有一套(台)设备检修时,其余设备应能满足全厂正常补水的要求。

4 当采用反渗透等预除盐装置时,水处理系统出力除应满足全厂正常补给水量外,同时还应满足在 7d 内贮存满全部除盐水箱的要求。

#### 11.2.6 除盐水箱的容量应满足工艺和调节的需要。

1 除盐水箱的总有效容积应能配合水处理设备出力,满足最大一台锅炉酸洗或机组启动用水需要,宜不小于最大一台锅炉 2h 的最大连续蒸发量;对供热式发电厂,也宜不小于 1h 的正常补给水量。

2 当离子交换器不设再生备用设备时,除盐水箱还应考虑再生停运期间所需的备用水量。

3 对凝汽式发电厂,水处理系统在综合考虑除盐水箱容积、系统出力,除盐水箱布置、除盐水泵连接方式、控制方式的基础上,宜按照两班制方式运行。

表 11.2.3 发电厂各项水汽损失

序号	损失类别		正常损失	考虑机组启动或事故而增加的水处理系统出力 (按 4 台机组计)
1	厂内水汽循环损失	300MW 以上机组	为锅炉最大连续蒸发量的 1.5%	为全厂最大一台锅炉最大连续蒸发量的 6%
		125MW ~ 200MW 机组	为锅炉最大连续蒸发量的 2.0%	
2	对外供汽损失		根据资料	—
3	发电厂其他用水、用汽损失		根据资料	—
4	汽包锅炉排污损失		根据计算,但不少于 0.3%	—
5	闭式辅机冷却系统损失		冷却水量的 0.5%	—
6	闭式热水网损失		热水网水量的 1% ~ 2% 或根据资料	热水网水量的 1% ~ 2%, 但与正常损失之和不少于 20t/h
7	厂外其他用水量		根据资料	—
注				
1 锅炉正常排污率按表中 1、2、3 项正常损失量计算。				
2 发电厂其他用汽、用水及闭式热水网补充水,应经技术经济比较,确定合适的供汽方式和补充水处理方式。				
3 采用除盐水作空冷机组的循环冷却水时,应考虑由于系统泄漏所需的补水量。				



**11.2.7** 除盐水泵的容量及水处理室至主厂房的补给水管道,应按能同时输送最大一台机组的启动补给水量或锅炉化学清洗用水量和其他机组的正常补给水量之和选择。当补给水管道总数为2条及以上时,任何一条管道停运,其余管道应能满足输送全部机组正常补给水量的需要。

### **11.3 汽轮机组的凝结水精处理**

**11.3.1** 汽轮机组的凝结水精处理系统,可采用启动期间的除铁(或除硅)处理或连续的离子交换处理方式,其系统配置应按锅炉型式及参数、冷却水质和凝汽器材质等因素确定。

1 由直流锅炉供汽的汽轮机组,全部凝结水应进行精处理,必要时,还可设供机组启动用的除铁设施。

2 由亚临界汽包锅炉供汽的汽轮机组,可结合凝汽器材质的选择进行综合技术经济比较,确定采用除铁、除硅处理系统或离子交换处理系统。

3 由高压汽包锅炉和超高压汽包锅炉供汽的汽轮机组,如果启停频繁,宜综合考虑机组启动排水量、停炉保护措施、凝汽器材质及运行管理水平等因素,进行技术经济比较,确定是否采用供机组启动用的凝结水除铁设施。

4 当采用带混合式凝汽器的间接空冷系统时,对汽轮机组的凝结水,应全容量地进行精处理,还宜设置供机组启动时专用的除铁设施。

5 直接空冷机组的凝结水宜采用除铁及除二氧化碳处理。

**11.3.2** 亚临界及以上参数的汽轮机组的凝结水精处理宜采用中压系统。

**11.3.3** 凝结水精处理系统中的过滤器和离子交换器,按下列原则确定:

1 当过滤器只作为机组启动除铁用时,应不设备用。

2 300MW 亚临界机组的凝结水精处理体外再生离子交换器可不设备用。

3 600MW 亚临界机组的凝结水精处理,当同时设有除铁设施时,体外再生离子交换器可不设备用。

**11.3.4** 对凝结水精处理系统中的体外再生装置,当布置条件允许时,应两台机组合用一套。

## **11.4 生产回水处理**

当热力用户能提供回水时,应根据回水量及水质情况,经技术经济比较确定是否回收回水及是否设置回水的处理设施。

## **11.5 凝结水、给水、炉水校正处理及热力系统水汽取样**

**11.5.1** 凝结水、给水、炉水的校正处理,应按机炉型式、参数及水化学工况设置相应的加药设施。

**11.5.2** 有凝结水精处理系统的 300MW 及以上的机组,如配直流锅炉,当条件允许时,给水宜采用中性加氧处理或加氧、加氨联合处理。

**11.5.3** 对不同参数机组的热力系统,应设置相应的水汽集中取样装置及监测仪表,取样分析的信号应能作为相关系统控制的输入信号。此时,可不设现场水汽控制试验室。

**11.5.4** 位于主厂房内的凝结水、给水、炉水校正处理设备及热力系统水汽取样分析设备宜与凝结水精处理等系统相对集中布置,并实行集中控制和管理。

## **11.6 循环冷却水处理**

**11.6.1** 当冷却水系统和凝汽器内有生物生长、腐蚀或结垢的可能时,应经技术经济比较和试验论证,采取相应的防止措施。

**11.6.2** 循环冷却水系统的浓缩倍率和排污率应根据全厂水量、水质平衡,并考虑凝汽器材质,通过试验并经技术经济比较确定,必要时选用加硫酸,加防腐剂、阻垢剂,补充水软化处理、循环冷却水旁流处理和上述方法的联合处理等方式防腐与防垢。

1 缺水地区的电厂,循环冷却水补充水宜采用石灰处理或弱

酸性离子交换处理去除碳酸盐硬度。补充水处理率应根据电厂水量平衡等情况优化确定。

2 对于循环冷却水系统,当浓缩倍率较高时,应综合考虑环境空气含尘量、补给水悬浮物含量等因素,经技术经济比较合理时,可采用循环冷却水旁流过滤处理。

**11.6.3 循环冷却水防生物污染处理可采用加氯或投加其他防生物污染剂处理。**

1 如需加氯时,可采用电解(食盐水或海水)制次氯酸钠装置或真空加氯机。

2 加氯计量应根据试验确定,在达到防生物污染效果的同时,应使排放口的残余氯浓度满足排放标准要求。

**11.6.4 对空冷机组的循环冷却水,应按系统要求设置加药设施。**

## **11.7 药 品 仓 库**

化学水处理药品仓库的大小,应根据药品消耗量,供应和运输条件等因素确定。

药品仓库内,应采取相应的防腐措施和通风设施,并有必要的装卸、输送等机械设施。

## **11.8 防 腐**

对水处理系统中接触侵蚀性介质及对出水质量有影响的设备、阀门和管道,在其接触介质的表面上均应涂衬合适的防腐层或用耐腐蚀材料制作。

## 12 热工自动化

### 12.1 一般规定

**12.1.1** 设计发电厂的热工自动化系统和设备时，必须按照“安全可靠、经济适用、符合国情”的原则，针对机组特点进行，以满足机组安全、经济运行和启停的要求。

**12.1.2** 设计发电厂的热工自动化系统和设备时，应选用技术先进、质量可靠的设备和元件。

对于新产品和新技术，应在取得成功的应用经验后方可在设计中采用。

从国外进口的产品，包括成套引进的热工自动化系统，也应是技术先进并有成熟经验的系统和产品。

### 12.2 热工自动化水平

**12.2.1** 发电厂的热工自动化水平，应通过控制方式、热工自动化系统的配置与功能、运行组织、控制室布置及主辅设备可控性等多个方面综合体现。

**12.2.2** 发电厂的热工自动化水平，应根据机组在电网中的地位、机组的容量和特点以及预期的电厂运行管理水平等因素确定。

**12.2.3** 集中控制的机组应有较高的热工自动化水平，应能在就地人员的巡回检查和少量操作的配合下，在单元控制室内实现机组启停、运行工况监视和调整以及事故处理等。

**12.2.4** 机组主要热工自动化系统宜采用分散控制系统，其功能宜包括数据采集和处理功能、模拟量控制功能、顺序控制功能和锅炉炉膛安全监控功能。对于 50MW~200MW 机组，其功能可适当简化。

对于 300MW 及以上机组，当响应速度允许并有成功的应用

经验时，也可将汽轮机保护纳入分散控制系统。

**12.2.5** 随主辅设备本体成套供应及装设的检测仪表和执行设备，应满足机组运行、热工自动化系统的功能及接口技术等的要求。

### **12.3 控制方式及控制室**

**12.3.1** 新建的容量为 125MW 及以上的机组和扩建的容量为 200MW 及以上的机组应在炉、机、电单元控制室集中控制；扩建的容量为 125MW 的单元制机组，视具体情况可采用炉、机、电或炉、机集中控制。

母管制电厂宜车间或机炉集中控制，也可采用就地控制。

**12.3.2** 单元制或扩大单元制除氧给水系统应在单元控制室或炉、机集中控制室内控制。

**12.3.3** 供应城市采暖和工业用汽的热电厂热网系统可按需要在机组控制室内控制或设置单独的热网控制室。

**12.3.4** 对 300MW 及以上机组，循环水泵宜在单元控制室内控制。当采用单元制供水系统时，循环水泵控制宜纳入相应单元机组分散控制系统；当采用扩大单元制供水系统时，循环水泵控制宜纳入两台机组的公用分散控制系统网络。当泵房远在厂区之外时，也可在车间控制。

相邻的辅助生产车间或性质相近的辅助工艺系统宜合并控制系统及控制点，辅助车间控制点不宜超过三个（输煤、除灰、化水），其余车间均可按无人值班设计。

**12.3.5** 空冷机组的空冷系统宜在单元控制室控制。

### **12.4 热工检测**

**12.4.1** 热工检测应包括下列内容：

- 1 工艺系统的运行参数；
- 2 辅机的运行状态；
- 3 电动、气动和液动阀门的启闭状态和调节阀门的开度；
- 4 仪表和控制用电源、气源、水源及其他必要条件的供给

状态和运行参数；

5 必要的环境参数。

**12.4.2** 炉、机、电集中控制的分散控制系统还应包括主要电气系统和设备的参数和状态的监测。

**12.4.3** 410t/h 及以上容量的锅炉宜设置监视炉膛火焰的工业电视。

单机容量为 200MW 及以上的汽轮发电机组宜多机合配一套振动监测和故障诊断系统，轴振动信号从汽轮机监测仪表系统接入。

300MW 及以上容量机组的锅炉宜多炉合设一套炉管泄漏监测系统。

**12.4.4** 单机容量为 300MW 及以上的机组，锅炉和汽轮机的金属温度，发电机的线圈、铁芯温度等监视信号应采用独立的远程 I/O 经数据通信接口送入分散控制系统；当技术经济合理时，也可直接由分散控制系统的远程 I/O 完成。

**12.4.5** 测量油、水、蒸汽等的一次仪表不应引入控制室。可燃气体参数的测量仪表应有相应等级的防爆措施，其一次仪表严禁引入任何控制室。

**12.4.6** 发电厂内不宜使用含有对人体有害物质的仪器和仪表设备，严禁使用含汞仪表。

**12.4.7** 发电厂应装设供运行人员现场检查 and 就地操作所必需的就地热工检测仪表。

## 12.5 热工报警

**12.5.1** 热工报警可由常规报警和/或数据采集系统中的报警功能组成。热工报警应包括下列内容：

- 1 工艺系统热工参数偏离正常运行范围；
- 2 热工保护动作及主要辅助设备故障；
- 3 热工监控系统故障；
- 4 热工电源、气源故障；

5 主要电气设备故障；

6 辅助系统故障。

**12.5.2** 当设置常规报警系统时，其输入信号不宜取自分散控制系统的输出。

分散控制系统的所有模拟量输入、数字量输入、模拟量输出、数字量输出及中间变量和计算值都可作为数据采集系统的报警源。

**12.5.3** 控制室内的常规报警系统应具有自动闪光、重复音响和人工确认等功能，并具有试灯、试音、复归等功能。

**12.5.4** 分散控制系统功能范围内的全部报警项目应能在阴极射线管上显示和在打印机上打印，在机组启停过程中应抑制虚假报警信号。

## 12.6 热工保护

**12.6.1** 热工保护应符合下列要求：

1 热工保护系统的设计应有防止误动和拒动的措施，保护系统电源中断或恢复不会发出误动作指令。

2 热工保护系统应遵守下列“独立性”原则：

1) 炉、机跳闸保护系统的逻辑控制器应单独冗余设置；

2) 保护系统应有独立的 I/O 通道，并有电隔离措施；

3) 冗余的 I/O 信号应通过不同的 I/O 模件引入；

4) 触发机组跳闸的保护信号的开关量仪表和变送器应单独设置，当确有困难而需与其他系统合用时，其信号应首先进入保护系统；

5) 机组跳闸命令不应通过通信总线传送。

3 300MW 及以上容量机组跳闸保护回路在机组运行中宜能在不解列保护功能和不影响机组正常运行情况下进行动作试验。

4 在控制台上必须设置总燃料跳闸、停止汽轮机和解列发电机的跳闸按钮，跳闸按钮应直接接至停炉、停机的驱动回路。

5 停炉、停机保护动作原因应设事件顺序记录。单元机组还应有事故追忆功能。

6 热工保护系统输出的操作指令应优先于其他任何指令，即执行“保护优先”的原则。

7 保护回路中不应设置供运行人员切、投保护的任何操作设备。

**12.6.2** 对机组保护功能不纳入分散控制系统的机组，其功能可采用可编程控制器或继电器实现。当采用可编程控制器时，宜与分散控制系统有通信接口，将监视信息送入分散控制系统。

**12.6.3** 单元制机组发生下列情况之一时，应有停止机组运行的保护：

- 1 锅炉事故停炉；
- 2 汽轮机事故停机；
- 3 发电机主保护动作；

4 单元机组未设置快速切负荷（FCB）功能时，无论何种原因引起的发电机解列。

**12.6.4** 锅炉应设有下列保护：

1 锅炉给水系统应有下列热工保护：

- 1) 汽包锅炉的汽包水位保护；
- 2) 直流锅炉的给水流量过低保护。

2 锅炉蒸汽系统应有下列热工保护：

- 1) 主蒸汽压力高（超压）保护；
- 2) 再热蒸汽压力高（超压）保护；
- 3) 再热蒸汽温度高喷水保护。

3 锅炉炉膛安全保护应包括下列功能：

- 1) 锅炉吹扫；
- 2) 油系统检漏试验；
- 3) 灭火保护；
- 4) 炉膛压力保护。

4 在运行中锅炉发生下列情况之一时，应发出总燃料跳闸



指令，实现紧急停炉保护：

- 1) 手动停炉指令；
- 2) 全炉膛火焰丧失；
- 3) 炉膛压力过高/过低；
- 4) 汽包水位过高/过低；
- 5) 全部送风机跳闸；
- 6) 全部引风机跳闸；
- 7) 煤粉燃烧器投运时，全部一次风机跳闸；
- 8) 燃料全部中断；
- 9) 总风量过低；
- 10) 锅炉炉膛安全监控系统失电；
- 11) 根据锅炉特点要求的其他停炉保护条件，如不允许干烧的再热器超温和强迫循环炉的全部炉水循环泵跳闸等。

#### 12.6.5 汽轮机应设有下列保护：

1 在运行中汽轮发电机组发生下列情况之一时应实现紧急停机保护：

- 1) 汽轮机超速；
- 2) 凝汽器真空过低；
- 3) 润滑油压力过低；
- 4) 轴承振动大；
- 5) 轴向位移大；
- 6) 发电机冷却系统故障；
- 7) 手动停机；
- 8) 汽轮机数字电液控制系统失电；
- 9) 汽轮机、发电机等制造厂提供的其他保护项目。

2 汽轮机还应有下列热工保护：

- 1) 抽汽防逆流保护；
- 2) 低压缸排汽防超温保护；
- 3) 汽轮机防进水保护；
- 4) 汽轮机真空低保护等。

### **12.6.6 发电厂的热力系统还应有下列热工保护：**

- 1 除氧器水位和压力保护；
- 2 高、低压加热器水位保护；
- 3 汽轮机旁路系统的减温水压力低和出口温度高保护；
- 4 空冷机组的有关保护。

**12.6.7** 发电厂重要辅机（如给水泵、送风机、吸风机等）的热工保护应按发电厂热力系统和燃烧系统的运行要求，并参照辅机制造厂的技术要求进行设计。

## **12.7 热工开关量控制和联锁**

**12.7.1** 开关量控制的功能应能满足机组启动、停止及正常运行工况的控制要求，并能实现机组在事故和异常工况下的控制操作，保证机组安全。开关量控制应完成以下功能：

- 1 实现主/辅机转机、阀门、挡板的顺序控制、控制操作及试验操作；
- 2 大型辅机与其相关的冷却系统、润滑系统、密封系统的联锁控制；
- 3 在发生局部设备故障跳闸时，联锁启动备用设备；
- 4 实现状态报警、联动及单台转机的保护。

**12.7.2** 对需要经常进行有规律性操作的辅助工艺系统，宜采用顺序控制。电厂的顺序控制系统应包括单元机组主、辅机的顺序控制系统和电厂辅助系统的顺序控制系统；机组的顺序控制应以子功能组为主，即实现一个辅助工艺系统内相关设备的顺序控制。

**12.7.3** 锅炉辅机应有下列联锁项目：

- 1 锅炉的吸风机、回转式空气预热器和送风机在启停及事故跳闸时的顺序联锁；
- 2 锅炉的吸风机、回转式空气预热器和送风机之间的跳闸顺序及三者与烟、风道中有关挡板的启闭联锁；
- 3 送风机全部停运时，燃烧系统和制粉系统停止运行的联

锁；

4 制粉系统中给煤机、磨煤机、一次风机或排粉机的启停及事故跳闸时的顺序联锁；

5 排粉机送粉系统的排粉机与给粉机之间的联锁；

6 烟气再循环风机启停与出口风门和冷风门的联锁；

7 大型辅机与其润滑油系统、冷却和密封系统的联锁，以及这些系统中工作泵事故跳闸时备用泵的自启动联锁。

#### 12.7.4 汽轮机辅机应有下列联锁：

1 润滑油系统中的交流润滑油泵、直流润滑油泵、顶轴油泵和盘车装置与润滑油压之间的联锁；

2 给水泵、凝结水泵、凝结水升压泵、真空泵、循环水泵、疏水泵以及其他各类水泵与其相应系统的压力之间的联锁；

3 工作泵事故跳闸时备用泵自启动的联锁；

4 各类泵与其进出口电动阀门间的联锁。

12.7.5 当机组顺序控制功能不纳入分散控制系统时，其功能应采用可编程控制器实现。可编程控制器应与分散控制系统有通信接口。辅助工艺系统的开关量控制可由可编程控制器实现。

12.7.6 顺序控制设计应遵守保护、联锁操作优先的原则。在顺序控制过程中出现保护、联锁指令时，应将控制进程中断，并使工艺系统按照保护、联锁指令执行。

顺序控制在自动运行期间发生任何故障或运行人员中断时，应使正在进行的程序中断，并使工艺系统处于安全状态。

顺序控制系统应有防误操作的措施。

## 12.8 热工模拟量控制

12.8.1 各种容量机组都应有较完善的热工模拟量控制系统，单元制机组宜采用机、炉协调控制，并能参与一、二次调频，其功能应根据机组容量大小合理选定。300MW 及以上容量机组的协调控制系统运行方式宜包括机炉协调、机跟踪、炉跟踪和手动运行方式。

各模拟量控制系统的控制回路都应按实用可靠的原则进行设计，并尽可能适应机组在启动过程及不同负荷阶段中机组安全经济运行的需要，还应考虑在机组事故及异常工况下有与相关的联锁保护协同控制的措施。

母管制机组宜采用蒸汽母管给定压力校正的锅炉给定负荷控制系统。

**12.8.2** 125MW 及以上机组应配置汽轮机电调系统。300MW 及以上汽轮机电调系统中至少应具有转速控制、负荷控制、自动启停及应力监视等功能。

**12.8.3** 机、炉控制系统中的各控制方式之间，应设切换逻辑及具备双向无扰切换功能。

**12.8.4** 重要热工模拟量控制项目的变送器宜双重（或三重）化设置。

## **12.9 机组分散控制系统**

**12.9.1** 汽轮机数字电液控制系统及给水泵汽轮机数字电液控制系统应由汽轮机厂负责，其选型应坚持成熟、可靠的原则。当汽轮机数字电液控制系统与分散控制系统选型不一致时应设通信接口，实现与分散控制系统交换信息。

**12.9.2** 单元机组的发电机—变压器组和厂用电源系统的顺序控制纳入分散控制系统时，发电机励磁系统自动电压调整器、自动准同期装置、继电保护、故障录波及厂用电源自动切换功能应由专用装置实现。

**12.9.3** 当工程中纳入单元值班员控制的公用系统（例如公用厂用电源系统、循环水泵房、空压机站等）较多时，二台机组宜设置公用网络。将这些系统纳入公用分散控制系统网络，并经过通信接口分别与二台机组分散控制系统相联。上述公用系统应能在二套分散控制系统中进行监视和控制，并确保任何时候仅有一台机组能发出有效操作指令。在没有成功应用经验和未经充分论证的情况下，应避免因公用厂用电源系统将二台机组的分散控制

系统网络直接耦合。

**12.9.4** 当机组采用分散控制系统包括四功能时，宜只配以极少量确保停机安全的操作设备，一套单元机组按由单元值班员统一集中控制的原则设计。

后备监控设备应按下列规定配置：

1 当分散控制系统发生全局性或重大故障时（例如分散控制系统电源消失、通信中断、全部操作员站失去功能，重要控制站失去控制和保护功能等），为确保机组紧急安全停机，应设置下列独立于分散控制系统的后备操作手段：

- 1) 汽轮机跳闸；
- 2) 总燃料跳闸；
- 3) 发电机—变压器组跳闸；
- 4) 锅炉安全门（机械式可不装）；
- 5) 汽包事故放水门；
- 6) 汽轮机真空破坏门；
- 7) 直流润滑油泵；
- 8) 交流润滑油泵；
- 9) 电机灭磁开关；
- 10) 柴油机启动。

2 单元机组顺序控制系统以及锅炉和汽轮机的模拟量控制系统可不配置后备操作器。

3 除分散控制系统达不到精度或时间分辨力的电度表和事故录波仪等外，不宜再装设其他指示和记录仪表。

4 机炉不宜配置常规光字牌报警装置，必要时可按下列原则为每单元机组设置不超过 20 个光字牌报警窗口：

- 1) 最主要参数偏离正常值；
- 2) 单元机组主要保护跳闸；
- 3) 重要控制装置电源故障。

200MW 及以下机组采用的分散控制系统功能范围低于四功能时，其未纳入的控制系统应按需要设置监控设备。

**12.9.5** 分散控制系统应按分层的原则设计，辅机和阀门（挡板）的驱动级的硬件和软件宜独立于上一级而工作，并将确保辅机本身安全启停的允许条件和保护信号直接引入驱动级控制模块。

辅机的热工保护、联锁信号及其逻辑可与顺序控制逻辑一起纳入分散控制系统（或可编程逻辑控制器）内。

## **12.10 厂级监控和管理信息系统**

**12.10.1** 当电厂规划容量为 1200MW 及以上，单机容量为 300MW 及以上时可设置厂级实时监控系统。厂级实时监控系统应与单元机组分散控制系统及公用辅助系统的控制系统设有完好的通信接口。

**12.10.2** 125MW 及以上单元机组的机炉协调控制系统应设与电网自动发电控制的接口，远动终端宜与机炉协调控制系统采用硬接线方式联结。当设有厂级监控系统时，电网调度自动化系统还应与厂级监控系统相联结，并与机组分散控制系统通信，交换调度命令和信息。

**12.10.3** 调度端应向电厂传送发电功率设定值、投入或切除机组负荷远方控制模式命令和电网自动发电控制退出控制等信号。

电厂应向调度端传送机组当前和最大、最小出力值，机组控制模式（远方或当地），机组故障减负荷，退出一次调频和允许远方控制等信号。

**12.10.4** 电厂管理信息系统的配置应由各独立发电公司根据实际需要及技术发展的可行性总体规划后分步实施。其最终功能主要包括商业运营管理、设备及检修管理、运行管理、燃料管理、关键指标查询、安全与环保管理、财物管理、人力资源管理、办公自动化等。

## **12.11 热工电源**

**12.11.1** 热工控制柜（盘）进线电源的电压等级不得超过

220V。进入控制装置柜（盘）的交、直流电源除停电一段时间不影响安全外，应各有两路，互为备用。工作电源故障需及时切换至另一路电源时，应设自动切投装置。

**12.11.2** 每组热工交流动力电源配电箱应有两路输入电源，分别引自厂用低压母线的不同段。在有事故保安电源的发电厂中，其中一路输入电源应引自厂用事故保安电源段。

**12.11.3** 分散控制系统、汽轮机电液控制系统、机组保护回路、火检装置及火检冷却风机控制等的供电电源，一路应采用交流不间断电源，一路来自厂用保安段电源。

**12.11.4** 交流不停电电源可每台机组集中设置，也可分散设置。

## **12.12 热工用电缆、管路和就地设备布置**

**12.12.1** 热工测量、控制、动力回路的电缆和电线的线芯材质应为铜芯；测量、控制用的补偿电缆或补偿导线的线芯材质应与相连的热电偶丝相同或热电特性相匹配。

有抗干扰要求的仪表和计算机线路，应采用相应屏蔽类型的屏蔽电缆。

对某些热工仪表和控制设备，当制造厂对连接电缆、导线的规范有特别要求时，应按设备制造厂的要求进行设计。

**12.12.2** 热工用电缆宜敷设在电缆桥架内。桥架通道应避免遭受机械性外力、过热、腐蚀及易燃易爆物等的危害，并应根据防火要求实施阻隔。

**12.12.3** 取源部件应设置在能真实反映被测介质参数的工艺设备（管道）上。一次导压管及一次阀门的材质应按被测介质可能达到的最高压力、温度选择，并考虑焊接工艺要求。二次导管、二次阀门、排污阀、试验阀及管道附件的材质应满足可能达到的最高压力和排污时的最高温度要求。

**12.12.4** 热工用电气设备外壳、不要求浮空的盘台、金属桥架、铠装电缆的铠装层等应设保护接地，保护接地应牢固可靠，不应串连接地，保护接地的电阻值应符合现行电气保护接地规定。

计算机系统宜与全厂接地网共地，不宜设专用独立接地网。各计算机系统内不同性质的接地，如电源地、逻辑地、机柜浮空后接地等应分别有稳定可靠的总接地板（箱），当计算机厂家有特殊要求时按其要求设计。

计算机信号电缆屏蔽层必须接地。

**12.12.5** 现场布置的热工设备应根据需要采取必要的防护、防冻和防爆措施。

### **12.13 培训仿真机**

**12.13.1** 600MW 及以上容量机组的培训仿真机，应由各独立发电公司根据地区协作的原则研究是否设置。

**12.13.2** 培训仿真机宜按全范围、全过程进行仿真，次要辅助系统可适当简化。



## 13 电气设备及系统

### 13.1 发电机与主变压器

**13.1.1** 发电机及其励磁系统的选型和技术要求应分别符合 GB/T7064《透平型同步电机技术要求》、GB/T7409.1~7409.3《同步电机励磁系统》和 DL/T650《大型汽轮发电机自并励静止励磁系统技术条件》的规定。

**13.1.2** 容量为 300MW 及以上发电机的若干技术条件应符合下列要求：

1 发电机和汽轮机的容量选择条件应相互协调。在额定功率因数和额定氢压下，发电机的额定容量应与汽轮机的额定出力配合选择，发电机的最大连续容量应与汽轮机的最大连续出力配合选择，但其冷却器进水温度宜与汽轮机相应工况下的冷却水温度相一致；

2 汽轮发电机的轴系自然扭振频率应避开工频及两倍工频；

3 汽轮发电机各部件结构强度应能承受在额定负荷和 105% 额定电压下其端部任何形式的突然短路故障，且应具有承受与其相连接的高压输电线路断路器单相重合闸的能力；

4 按电力系统的要求，发电机应具有一定的进相、调峰及短时失磁异步运行的能力；

5 励磁系统的特性与参数应满足电力系统各种运行方式的要求，并宜选用制造厂推荐的成熟型式。当通过系统稳定计算其顶值电压倍数确需两倍及以上时，经技术经济比较，也可采用由主机厂成熟配套的自并励静止励磁系统。

**13.1.3** 与容量为 300MW 及以下机组单元连接的主变压器，若不受运输条件的限制，应采用三相变压器；与容量为 600MW 机组单元连接的主变压器应综合运输和制造条件，经技术经济比较可采用单相或三相变压器。

当选用单相变压器组时，应按所连接电力系统和设备的条件，确定是否需要装设备用相。

**13.1.4** 容量为 60MW 及以下机组的发电厂，接于发电机电压母线的主变压器不应少于两台，其总容量应在考虑逐年负荷发展的基础上满足下列要求：

1 发电机电压母线的负荷为最小时，能将剩余功率送入电力系统；

2 发电机电压母线的最大一台发电机停运或因供热机组热负荷变动而需限制本厂出力时，应能从电力系统受电，以满足发电机电压母线最大负荷的需要。

**13.1.5** 容量为 200MW 及以上的发电机与主变压器为单元连接时，该变压器的容量可按发电机的最大连续容量扣除一台厂用工作变压器的计算负荷和变压器绕组的平均温升在标准环境温度或冷却水温度下不超过  $65^{\circ}\text{C}$  的条件进行选择。

**13.1.6** 最小机组容量为 100MW 及以上发电厂的出线电压不应超过两种。发电厂附近少量的负荷宜由地区网供电。

对热电厂附近地区负荷的供电电压及供电方式应经技术经济比较确定。

**13.1.7** 当最大机组容量为 125MW 及以下的发电厂以两种升高电压向用户供电或与电力系统连接时，其主变压器宜采用三绕组变压器，但每个绕组的通过功率应达到该变压器额定容量的 15% 以上。

容量为 200MW 及以上的机组不宜采用三绕组变压器，如高压和中压间需要联系时，可在发电厂设置联络变压器或经变电所进行联络。

连接两种升高电压的三绕组变压器不宜超过两台。

若两种升高电压均系中性点直接接地系统，且技术经济合理时，可选用自耦变压器，但主要潮流方向应为低压和中压向高压送电。

**13.1.8** 对潮流变化大和电压偏移大的联络变压器可采用有载调

压变压器。

## 13.2 电气主接线

**13.2.1** 容量为 60MW 及以下机组的发电机电压可按下列条件选择：

1 当有发电机电压直配线时，应按地区网络的要求可采用 6.3kV 或 10.5kV；

2 发电机与主变压器成单元连接，且有厂用分支线引出时，宜采用 6.3kV。

**13.2.2** 若接入电力系统发电厂的机组容量相对较小，与电力系统不相配合，且技术经济合理时，可将两台发电机与一台变压器（双绕组变压器或分裂绕组变压器）作扩大单元连接，也可将两组发电机双绕组变压器组共用一台高压侧断路器作联合单元连接。

**13.2.3** 发电机电压母线可采用双母线或双母线分段的接线方式。为限制短路电流，可在母线分段回路装设电抗器。如不能满足要求，可在发电机或主变压器回路装设分裂电抗器，也可在直配线上装设电抗器。

**13.2.4** 母线分段电抗器的额定电流应按母线上因事故而切除最大一台发电机时可能通过电抗器的电流进行选择。当无确切的负荷资料时，也可按该发电机额定电流的 50%～80% 选择。

**13.2.5** 技术经济合理时，容量为 200MW 及以上的机组可采用发电机—变压器—线路组的单元接线。

**13.2.6** 330kV～500kV 的避雷器不应装设隔离开关。220kV 及以下母线避雷器和电压互感器宜合用一组隔离开关。110kV～500kV 线路电压互感器与耦合电容器或电容式电压互感器不宜装设隔离开关。220kV 及以下线路避雷器以及接于发电机与变压器引出线的避雷器不宜装设隔离开关；变压器中性点避雷器不应装设隔离开关。

**13.2.7** 330kV～500kV 线路并联电抗器回路不宜装设断路器或

负荷开关，但在某些特定的功能和运行方式等条件下，也可装设。

接入 330kV~500kV 联络变压器低压侧的并联电抗器与其电源的连接宜采用单母线接线方式。

**13.2.8** 容量为 125MW 及以下的发电机与双绕组变压器为单元连接时，在发电机与变压器之间不宜装设断路器；发电机与三绕组变压器或自耦变压器为单元连接时，在发电机与变压器之间宜装设断路器和隔离开关，厂用分支线应接在变压器与该断路器之间。

容量为 200MW~300MW 的发电机与双绕组变压器为单元连接时，在发电机与变压器之间不应装设断路器、负荷开关或隔离开关，但应有可拆连接点。

技术经济合理时，容量为 600MW 机组的发电机出口可装设断路器或负荷开关，此时，主变压器或高压厂用工作变压器应采用有载调压方式。

当两台发电机与一台变压器作扩大单元连接或两组发电机双绕组变压器组作联合单元连接时，在发电机与变压器之间应装设断路器和隔离开关。

**13.2.9** 容量为 200MW 及以上发电机的引出线、厂用分支线以及电压互感器与避雷器等回路的引下线应采用全连式分相封闭母线。

**13.2.10** 发电机中性点的接地方式可采用不接地、经消弧线圈或高电阻接地的方式。容量为 300MW 及以上的发电机应采用中性点经消弧线圈或高电阻接地的方式。

**13.2.11** 35kV~220kV 配电装置的接线方式应按发电厂在电力系统中的地位、负荷的重要性、出线回路数、设备特点、配电装置型式以及发电厂的单机和规划容量等条件确定。

当配电装置在电力系统中居重要地位、负荷大、潮流变化大且出线回路数较多时，宜采用双母线或双母线分段的接线。

采用单母线或双母线的 110kV~220kV 配电装置，当配电装

置采用六氟化硫全封闭组合电器时，不应设置旁路设施；当断路器为六氟化硫型时，不宜设旁路设施；当断路器为少油型时，除断路器有条件停电检修外，宜设置旁路设施，当 220kV 出线在四回及以上和 110kV 出线在六回及以上时，可采用带专用旁路断路器的旁路母线。

若采用双母线分段接线不能满足电力系统稳定和地区供电可靠性的要求，且技术经济合理时，容量为 300MW 及以上机组发电厂的 220kV 配电装置也可采用一台半断路器的接线方式。

当 35kV~63kV 配电装置采用单母线分段接线且断路器无条件停电检修时，可设置不带专用旁路断路器的旁路母线；当采用双母线接线时，不宜设置旁路母线，有条件时可设置旁路隔离开关。

发电机变压器组的高压侧断路器不宜接入旁路母线。

初期工程可采用断路器数量较少的过渡接线方式，但配电装置的布置应便于过渡到最终接线。

**13.2.12** 当发电厂以 220kV 电压接入系统时，如采用双母线分段接线，可按下列条件设置分段断路器：

1 容量为 200MW 及以下的机组，当发电厂总装机容量在 800MW 及以上，且 220kV 配电装置进出线回路数达 10~14 回时，可采用双母线单分段接线；当发电厂总装机容量在 1000MW 及以上，且 220kV 配电装置进出线回路数达 15 回及以上时，可采用双母线双分段接线。

2 容量为 300MW 机组，当发电厂总装机在三台及以上，在选用双母线分段接线时，应考虑电力系统稳定和地区供电可靠性的要求。当任一台断路器发生故障或拒动时，按系统稳定和地区供电可允许切除机组的台数和出线回路数来确定采用双母线单分段或双分段接线。对容量超过 10000MW 的大型电力系统，如发电厂装有 3~4 台机组时，可采用双母线单分段接线；机组超过四台时，可采用双母线双分段接线。对容量在 5000MW~10000MW 的中型电力系统，当发电厂装有三台机组时，可采用

双母线单分段接线；当发电厂装有四台机组时，可采用双母线双分段接线。

3 当采用双母线双分段接线的 220kV 配电装置布置困难时，也可考虑采用双母线单分段接线。

**13.2.13** 330kV~500kV 配电装置的接线必须满足系统稳定性和可靠性的要求，同时也应考虑运行的灵活性和建设的经济性。当进出线回路数为六回及以上，配电装置在系统中具有重要地位时，宜采用一台半断路器接线；进出线回路数少于六回，如能满足系统稳定性和可靠性的要求时，也可采用双母线接线。

在一台半断路器的接线中，电源线宜与负荷线配对成串，同名回路配置在不同串内。初期仅两串时，同名回路宜分别接入不同侧的母线，进出线应装设隔离开关。当一台半断路器接线达三串及以上时，同名回路可接于同一侧母线，进出线不宜装设隔离开关。

在双母线分段接线中，电源线与负荷线宜均匀配置于各段母线上。

### 13.3 厂用电系统

**13.3.1** 发电厂可采用 3, 6, 10kV 作为高压厂用电的电压。容量为 60MW 及以下的机组，发电机电压为 10.5kV 时，可采用 3kV；发电机电压为 6.3kV 时，可采用 6kV；容量为 100MW~300MW 的机组，宜采用 6kV；容量为 600MW 的机组可根据工程具体条件采用 6kV 一种或 3, 10kV 两种高压厂用电电压。

容量为 200MW 及以上的机组，主厂房内的低压厂用电系统应采用动力与照明分开供电的方式。动力网络的电压宜采用 380V。

**13.3.2** 当高压厂用电系统的接地电容电流在 7A 以下时，其中性点宜采用高电阻接地方式，也可采用不接地方式；当接地电容电流为 7A 及以上时，其中性点宜采用低电阻接地方式，也可采用不接地方式。

**13.3.3** 主厂房内的低压厂用电系统中性点宜采用高电阻接地方式，也可采用中性点直接接地方式。

**13.3.4** 与发电厂生产无关的负荷不应接入厂用电系统。

**13.3.5** 采用单元制接线的发电机，当出口无断路器或负荷开关时，厂用分支线上连接的高压厂用工作变压器不应采用有载调压；对于有进相运行要求的大容量发电机，其厂用变压器的调压方式应通过全面的技术经济比较后确定。

高压厂用备用变压器的阻抗和调压方式的选择应经计算和技术经济比较后确定。

**13.3.6** 高压厂用工作电源可采用下列引接方式：

1 当有发电机电压母线时，由各段母线引接，供接于该段母线机组的厂用负荷；

2 当发电机与主变压器为单元连接时，由主变压器低压侧引接，供该机组的厂用负荷。

**13.3.7** 高压厂用工作变压器的容量宜按高压电动机计算负荷与低压厂用电的计算负荷之和选择。如公用负荷正常由第一台（组）高压厂用起动/备用变压器供电，则应考虑该高压厂用起动/备用变压器检修时，由第一台（组）高压厂用工作变压器接带全部公用负荷，也可由第一台（组）与第二台（组）高压厂用工作变压器各接带 50% 公用负荷。

低压厂用变压器的容量宜留有 10% 的裕度。

**13.3.8** 容量为 125MW 及以下的机组，其厂用分支线宜装设断路器。当无适当断流容量的断路器可选时，可采用能满足动稳定要求的断路器，但应采取相应的措施，使该断路器仅在其允许的开断电流范围内切除短路故障；也可采用能满足动稳定要求的隔离开关或连接片等。

当厂用分支线采用分相封闭母线时，该分支线不应装设断路器和隔离开关，但应有可拆连接点。

**13.3.9** 接有 I 类负荷的高压和低压厂用母线应设置备用电源。当备用电源采用专用备用的方式时，还应装设备用电源自动投入

装置。

接有Ⅱ类负荷的高压和低压厂用母线应设置手动切换的备用电源。

Ⅲ类负荷可不设置备用电源。

**13.3.10** 高压厂用备用或启动/备用电源可采用下列引接方式：

1 当无发电机电压母线时，由高压母线中电源可靠的最低一级电压母线或由联络变压器的第三（低压）绕组引接，并应保证在全厂停电的情况下，能从外部电力系统取得足够的电源，包括三绕组变压器的中压侧从高压侧取得电源；

2 当有发电机电压母线时，可由该母线引接一个备用电源；

3 当技术经济合理时，可由外部电网引接专用线路供电；

4 全厂有两个及以上高压厂用备用或启动/备用电源时，应引自两个相对独立的电源。

**13.3.11** 发电厂厂用备用变压器（电抗器）或启动/备用变压器的容量应满足下列要求：

1 高压厂用备用变压器（电抗器）或启动/备用变压器的容量不应小于最大一台（组）高压厂用工作变压器（电抗器）的容量；当启动/备用变压器带有公用负荷时，其容量还应满足作为最大一台（组）高压厂用工作变压器（电抗器）备用的要求；

容量为600MW的机组，当发电机出口装有断路器或负荷开关时，高压厂用备用变压器的容量可按一台高压厂用工作变压器容量的60%~100%选择；

2 低压厂用备用变压器的容量应与最大一台低压厂用工作变压器的容量相同。

**13.3.12** 200MW~300MW机组的高压厂用工作电源宜采用一台分裂变压器。600MW机组的高压厂用工作电源可采用一台或两台变压器。

**13.3.13** 高压厂用备用变压器（电抗器）台数配置应满足下列要求：

1 容量为100MW以下的机组，高压厂用工作变压器（电



抗器)的数量在六台(组)及以上时,可设置第二台(组)高压厂用备用变压器(电抗器);

容量为 100MW~125MW 的机组采用单元控制时,高压厂用工作变压器的数量在五台及以上,可增设第二台高压厂用备用变压器;

两台(组)高压厂用备用变压器(电抗器)的二次侧宜相互连接。

2 容量为 200MW~300MW 的机组,每两台机组可设一台(组)高压厂用启动/备用变压器;

3 容量为 600MW 的机组,当发电机出口不装设断路器或负荷开关时,每两台机组可设一台或两台高压厂用启动/备用变压器,当配置两台时,应考虑一台高压厂用启动/备用变压器检修时,不影响任一台机组的起停;当发电机出口装有断路器或负荷开关时,四台及以下机组可设一台高压厂用备用变压器,五台及以上同容量机组可设置一台不接线的高压厂用工作变压器。

**13.3.14** 容量为 300MW~600MW 机组高压厂用启动/备用变压器高压侧的接线方式应满足下列要求:

1 当 600MW 机组厂用电的公用负荷由两台互为备用的高压厂用启动/备用变压器供电时,每台高压厂用启动/备用变压器高压侧宜设一台断路器;

2 当公用负荷由高压厂用启动/备用变压器供电,并由高压厂用工作变压器作为其备用电源或公用负荷由高压厂用工作变压器供电时,每两台高压厂用启动/备用变压器高压侧可分别装设隔离开关并共用一台断路器;

3 当高压厂用启动/备用变压器设一台断路器时,应由一回电源线供电;设两台及以上断路器时宜由两回电源线供电。

**13.3.15** 当低压厂用备用电源采用专用备用变压器时,容量为 125MW 及以下的机组,低压厂用工作变压器的数量在八台及以上,可增设第二台低压厂用备用变压器;容量为 200MW 的机组,每两台机组宜设一台低压厂用备用变压器;容量为 300MW

及以上的机组，每台机组宜设一台低压厂用备用变压器。

当低压厂用变压器成对设置时，互为备用的负荷应分别由两台变压器供电，两台互为备用的变压器之间不应装设备用电源自动投入装置。远离主厂房的Ⅱ类负荷，宜采用邻近两台变压器互为备用的方式。采用互为备用的低压厂用变压器不应再设专用的备用变压器。

**13.3.16** 高压厂用母线应采用单母线接线。锅炉容量为400t/h以下时，每台锅炉可由一段母线供电；锅炉容量为400t/h及以上时，每台锅炉每一级高压厂用电压应不少于两段母线。

低压厂用母线也应采用单母线接线。锅炉容量为220t/h级，且在母线上接有机炉的Ⅰ类负荷时，宜按炉或机对应分段；锅炉容量为400t/h~670t/h级时，每台锅炉可由两段母线供电，并将双套辅机的电动机分接于两段母线上，两段母线可由一台变压器供电；锅炉容量为1000t/h级及以上时，每台锅炉应设置两段母线，每段母线宜由一台变压器供电。

**13.3.17** 容量为200MW及以上的机组，应设置交流保安电源。交流保安电源宜采用快速起动的柴油发电机组。

交流保安电源的电压和中性点接地方式应与低压厂用电系统一致。

**13.3.18** 当机组采用计算机监控时，应按机组设置交流不停电电源。交流不停电电源宜采用静态逆变装置，不宜再设备用。

**13.3.19** 发电厂应设置固定的交流低压检修供电网络，并在各检修现场装设检修电源箱，供电焊机、电动工具和试验设备等使用。

**13.3.20** 厂用配电装置的布置应结合主厂房的布置确定，尽量节省电缆用量，并避开潮湿、高温和多灰尘的场所。容量为200MW及以上的机组，厂用配电装置宜布置在汽机房内。如汽机房内的布置场地受到限制，厂用配电装置也可布置在集中控制楼或其他合适的场所。

**13.3.21** 容量为200MW及以上的机组，主厂房及网控楼内的

低压厂用变压器应采用干式变压器。

**13.3.22** 容量为 200MW 及以上机组的高压厂用开断设备宜采用真空断路器与高压熔断器串真空接触器的组合设备。容量为 125MW 及以下机组的高压厂用开断设备宜采用少油型，对起停频繁的厂用电回路则可采用真空断路器或高压熔断器串真空接触器的组合设备。

## 13.4 直流电系统

**13.4.1** 发电厂内应装设蓄电池组，向机组的控制、信号、继电保护、自动装置等负荷（以下简称控制负荷）和直流油泵、交流不停电电源装置、断路器合闸机构及直流事故照明负荷等（以下简称动力负荷）供电。蓄电池组应以全浮充电方式运行。

对于设有主控制室的发电厂，当机组总容量为 100MW 及以上时，宜装设两组蓄电池。其他情况下可装设一组蓄电池。

容量为 125MW 及以上的机组，当采用单元控制室的控制方式时，每台机组可装设一组蓄电池。容量为 200MW 及以上的机组，且其升高电压为 220kV 及以下时，每台机组可装设一组蓄电池（控制、动力合并供电）或两组蓄电池（控制、动力分别供电）。容量为 300MW 及以上的机组，每台机组宜装设三组蓄电池（其中两组对控制负荷供电，一组对动力负荷供电）或装设两组蓄电池（控制、动力合并供电）。

当发电厂的网路控制包括 500kV 电气设备时，应装设两组蓄电池；规划容量为 800MW 及以上发电厂的 220kV 网路控制部分宜装设两组蓄电池。其他情况可装设一组蓄电池。

**13.4.2** 发电厂蓄电池组的电压应满足下列要求：

- 1 控制负荷专用蓄电池组（对于网路控制室可包括其他直流负荷）的电压宜采用 110V；
- 2 动力负荷专用蓄电池组的电压宜采用 220V；
- 3 控制负荷、动力负荷共用的蓄电池组的电压宜采用 220V。

**13.4.3** 控制负荷专用蓄电池组不应设置端电池，其他蓄电池组不宜设置端电池。当蓄电池组设有端电池时，应有防止端电池硫化的措施。

**13.4.4** 发电厂蓄电池组的负荷统计应满足下列要求：

1 当装设两组相同电压的蓄电池时，对于控制负荷，每组可按属于该控制室的全部负荷统计；对于直流事故照明负荷，每组可按属于该控制室的全部负荷的 60% 统计；对于动力负荷，宜平均分配在两组蓄电池上，每组可按所连接的负荷统计。

2 对于单元控制室，当两组蓄电池互连时，每组可按所连接的负荷统计，不因互连而增加负荷统计值。

**13.4.5** 选择蓄电池组容量时，与电力系统连接的发电厂，交流厂用电事故停电时间应按 1h 计算；供交流不停电电源用的直流负荷计算时间可按 0.5h 计算。

**13.4.6** 蓄电池的充电及浮充电设备的配置应满足下列要求：

每组蓄电池应装设一台充电设备。两组相同电压的蓄电池可再设置一台充电设备作为公用备用。全厂只有一组蓄电池时，可装设两台充电设备。

充电设备的容量及输出电压的调节范围，应满足蓄电池组浮充电和充电的要求。

**13.4.7** 发电厂的直流系统宜采用单母线或单母线分段的接线方式。当采用单母线分段时，每组蓄电池和相应的充电设备应接在同一母线上，公用备用的充电设备应能切换到相应的两段母线上。

**13.4.8** 当采用交流励磁系统时，应由制造厂设置必要的备用措施，不应装设备用励磁装置。

## **13.5 高压配电装置**

**13.5.1** 发电厂高压配电装置的设计应符合 SDJ5《高压配电装置设计技术规程》和 GB50060《3~110kV 高压配电装置设计规范》的规定。

### **13.5.2 配电装置的选型应满足以下要求：**

1 35kV 及以下的配电装置宜采用屋内式；

2 110kV~220kV 配电装置：

1) 有条件时屋外配电装置应采用半高型或高型布置；地震基本烈度为八度及以上地区或土地贫瘠地区可采用屋外中型布置，并按大气污秽情况确定外绝缘水平；

2) 大气严重污秽地区（应以厂区污湿特性、运行经验与实测的等值覆盐密度以及污秽分级标准为依据）或场地受限制的配电装置应采用屋内式；若确需采用六氟化硫全封闭组合电器时，必须经专题的技术经济论证；

3 330kV~500kV 配电装置应采用屋外中型布置；当位于大气严重污秽地区（应以厂区污湿特性、运行经验与实测的等值覆盐密度以及污秽分级标准为依据）或场地受限制时，经技术经济论证，也可采用六氟化硫全封闭组合电器。

## **13.6 电气控制楼**

**13.6.1** 电气控制楼（主控制楼或网络控制楼）的位置应方便运行并节省控制电缆。

**13.6.2** 主控制楼宜与配电装置楼相连接。当主控制楼与主厂房分开布置时，应以天桥连接。

网络控制楼与主厂房之间不宜设置天桥。条件允许（如距离较近或连接方便）时，可与屋外高型布置的配电装置上层巡视走道连接。

## **13.7 电测量仪表装置**

**13.7.1** 发电厂电测量仪表装置的设计，应符合 SDJ9《电测量及电能计量装置设计技术规程》的要求。

**13.7.2** 互感器、变送器、交流采样装置、计量仪表等应满足经济核算对测量精度的要求。

**13.7.3** 电厂应装设电能量计费终端设备。以实现电厂上网电能

量的计量、分时存贮、处理及与主站通信的功能。设备应满足电网电能量计费系统设计的要求。

## 13.8 二次接线

**13.8.1** 容量为 100MW 及以下机组的发电厂，宜采用主控制室的控制方式；容量为 125MW 机组的发电厂，宜采用单元控制室的控制方式；容量为 200MW 及以上机组的发电厂，应采用单元控制室的控制方式。

采用单元控制室控制方式的发电厂，电力网络的控制部分宜设在第一单元控制室内。

**13.8.2** 单元控制室电气元件应采用强电控制或分散控制系统控制，发电机的控制、信号、测量和自动装置应与热工仪表和控制相协调。信号系统可采用强电、弱电接线或进入分散控制系统。

电力网络部分的电气元件宜采用计算机监控或强电控制接线，信号系统可采用强电、弱电接线或进入计算机监控系统。电力网络计算机监控系统可考虑值长监测的需要。

主控制室的电气元件宜采用强电接线，信号系统可采用强电、弱电接线。

**13.8.3** 应在主控制室内控制的设备和元件有：发电机、主变压器、联络变压器、母线分段、电抗器、母线联络、联络线、旁路、35kV 及以上线路、高压厂用电源线、厂用工作与备用变压器（电抗器）、备用励磁机、直流系统和全厂共用的消防水泵。

**13.8.4** 应在单元控制室内控制的设备和元件有：发电机、发电机变压器组、高压厂用工作变压器、高压厂用备用变压器或启动/备用变压器、高压厂用电源线、主厂房内的专用备用电源、互为备用的低压厂用变压器以及该单元其他有必要集中控制的设备和元件。对于全厂共用的设备，宜集中在第一单元控制室、网络控制室或其他合适的地点控制。

电力网络部分控制的设备和元件有：联络变压器、高压母线

设备、110 (63) kV 及以上线路、并联电抗器等。此外,还应有各单元发电机变压器组以及高压厂用备用或启动/备用变压器高压侧断路器的信号和必要的测量信号。

当采用一台半断路器接线时,与发电机变压器组有关的两台断路器应在单元控制室控制。如设网络控制室,该处也应有上述断路器的信号。

**13.8.5** 6kV 或 10kV 屋内配电装置到各用户去的线路、供辅助车间用的厂用变压器、交流事故保安电源等,宜采用就地控制。

**13.8.6** 各设备和元件的继电保护装置和电能计量装置,可装设在配电装置室内或屋外配电装置的继电保护室内,也可装设在控制该设备和元件的地方。

屋外配电装置的继电保护室的环境条件,应满足继电保护装置安全可靠运行的要求。

**13.8.7** 发电厂的主控制室或单元控制室应装设自动准同步装置,也可装设带有同步闭锁的手动准同步装置。

网络控制室应装设带有闭锁的手动准同步装置或同步闭锁装置。

**13.8.8** 当采用强电控制时,应装设事故报警装置(如闪光报警器),也可装设能重复动作并能延时自动解除音响的事故信号和预告信号装置。

断路器控制回路的监视可采用灯光或音响信号。

**13.8.9** 当设置发电机远方测温装置时,远方测温装置宜装设在汽轮机控制屏上。当设置变压器远方测温装置时,远方测温装置宜装设在控制该元件的控制屏上。

**13.8.10** 隔离开关与相应的断路器和接地刀闸应装设闭锁装置。闭锁装置可由机械的、电磁的或电气回路的闭锁构成。高压成套开关柜应具备:防止误分、误合断路器,防止带负荷拉隔离开关,防止带电(挂)合接地线或接地开关,防止带接地线开关合断路器或隔离开关,防止误入带电间隔等功能;3kV 及以上屋内配电装置各个间隔的网门,应装设防止误入带电间隔的设施。

**13.8.11** 所有检修用的就地操作隔离开关，在控制室内可不装设位置指示器。

**13.8.12** 当采用强电控制时，合闸（接通）位置信号灯和按钮应为红色，跳闸（断开）位置信号灯和按钮应为绿色。

**13.8.13** 当机组采用分散控制系统时，电气和热控的自动化水平宜协调一致，其监控范围应按单元机组划分，可保留必要的紧急硬手操设备；继电保护、自动准同步、自动电压调节、故障录波和厂用电源快速切换等功能应由专用装置实现。

继电保护和安全自动装置发出的跳、合闸指令，应直接接入断路器的跳合闸回路。

**13.8.14** 网络部分的计算机监控应采用开放式、分布式系统，宜采用双机和双网络配置。就地监控元件，如采用智能设备，宜就地布置。

## **13.9 照 明 系 统**

**13.9.1** 发电厂照明系统的设计应符合 GB50034《工业企业照明设计标准》的规定。

**13.9.2** 发电厂的照明应有正常照明和事故照明分开的供电网络，并宜采用下列供电方式：

### **1 正常照明。**

当低压厂用电的中性点为直接接地系统，且机组容量为 125MW 及以下时，正常照明宜由动力和照明网络共用的低压厂用变压器供电。

当低压厂用电的中性点为非直接接地系统或机组容量为 200MW 及以上时，正常照明由高压或低压厂用电系统引接的照明变压器（二次侧应为 380/220V 中性点直接接地）供电。从低压厂用电系统引接的照明变压器也可采用分散设置的方式。

### **2 事故照明。**

机组容量为 125MW 及以下的发电厂，事故照明由蓄电池组供电。



机组容量为 200MW 及以上的发电厂，其单元控制室、网络控制室和事故保安电源用的柴油发电机房等的事故照明可由蓄电池组供电，其他事故照明可由交流事故保安电源供电。

主厂房的主要入口、通道、楼梯间以及远离主厂房的重要工作场所的事故照明可采用应急灯。

**13.9.3** 生产厂房内安装高度低于 2.2m 的照明灯具以及热管道和电缆隧道内的照明灯具宜采用 24V 电压供电。如采用 220V 电压供电时，应有防止触电的措施。

**13.9.4** 照明灯具应按工作场所的环境条件和使用要求进行选择，并宜采用发光效率高、寿命长和维修方便的照明灯具。

屋内外照明灯具的安装位置应便于维修。对于屋内外配电装置照明灯具还应考虑在设备带电的情况下能安全地进行维修。

**13.9.5** 对烟囱和其他高耸建筑物或构筑物上装设障碍照明的要求应和航空管理部门协商确定。

对取、排水口及码头障碍照明的要求应和航运管理部门协商确定。

## **13.10 电缆选择与敷设**

**13.10.1** 发电厂电缆选择与敷设的设计应符合 GB50217《电力工程电缆设计规范》的规定。

**13.10.2** 主厂房及辅助厂房的电缆敷设必须采取有效阻燃的防火封堵措施，对主厂房内易受外部着火影响区段（如汽轮机头部或锅炉房正对防爆门与排渣孔的邻近部位等）的电缆也必须采取防止着火的措施。

**13.10.3** 容量为 300MW 及以上机组的主厂房、输煤、燃油及其他易燃易爆场所宜选用 C 类阻燃电缆。

**13.10.4** 同一路径中，全厂公用的重要负荷回路的电缆应采取耐火分隔或分别敷设在两个互相独立的电缆通道中。

**13.10.5** 主厂房到网络控制楼或电气主控制楼的电缆应按下述规模进行耐火分隔或敷设在独立的电缆通道中：

- 1 三台容量为 100MW 以下的机组；
- 2 两台容量为 100MW~125MW 的机组；
- 3 一台容量为 200MW 及以上的机组。

### 13.11 厂内通信

**13.11.1** 发电厂的内部通信应包括生产管理通信和生产调度通信。机组容量为 300MW 及以上的发电厂,可设置检修通信设施。

**13.11.2** 发电厂生产管理通信电话交换机的容量(不包括居住区),应按发电厂的管理体制、人员编制、自动化水平、规划装机台数和容量来选择:

- 1 容量为 125MW 及以下的机组,应以 50 线为基础,每台机组增加 70 线;

- 2 容量为 125MW~300MW 的机组,应以 70 线为基础,每台机组增加 70 线;

- 3 容量为 600MW 的机组,应以 90 线为基础,每台机组增加 90 线。

**13.11.3** 生产管理通信用电话交换机的类型,应与所在地邮电及电力系统通信部门相协调,应采用程控交换机。

**13.11.4** 对设有单元控制室和网络控制室的发电厂,应设置调度总机。当采用程控调度总机时,宜采用全厂设置一台调度总机,各单元控制室和网络控制室设置分调度台的方式。

对设有主控制室的发电厂,应在主控制室设置独立的调度总机。

发电厂的输煤系统,可根据系统的规模大小,设置独立的调度总机或对讲广播通信。远离主厂房的辅助车间应设置必要的通信设施。

**13.11.5** 发电厂通信设备所需的电源,可选用下列供电方式中的一种:

- 1 由两组直供式整流器供电。直供式整流器的交流电源可由一回可靠的厂用电源和一回厂用蓄电池组经逆变器供给,两回

电源之间应能自动切换。

2 由一组通信用蓄电池组和一组整流器供电，并设置一组备用整流器，两组整流器和交流电源应由二回厂用电源供给，通信用蓄电池的容量应按 1h 放电选择。

3 输煤系统通信设备的交流电源，可由一回厂用电源供给。

## **13.12 系 统 通 信**

**13.12.1** 发电厂应装设为电力调度服务的专用调度通信设施。通信方式应根据审定的电力系统通信设计或相应的接入系统通信设计确定。

发电厂至其调度中心应有一个可靠的调度通道，系统中主要发电厂至其调度中心应有两个相互独立的调度通道。

**13.12.2** 位于通信网络中的发电厂，其通信设计应满足所属电力系统通信组网的要求。

**13.12.3** 发电厂的通信机房，应满足电力系统通信或相应接入系统通信设计中远期设置的通信设施的要求，并根据电力系统的发展远景，留有适当的扩建余地。

设置微波通信设备和光纤通信设备的发电厂，其微波机房和光纤机房在微波电路和光纤电路路由允许的条件下，宜与电力载波等通信设备机房合建在同一建筑物内。

## **13.13 其 他 电 气 设 施**

**13.13.1** 发电厂继电保护和安全自动装置、过电压保护和接地、在有爆炸和火灾危险场所的电气装置和调度自动化的设计应分别符合 GB14285《继电保护和安全自动装置技术规程》、DL/T620《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》、DL/T621《交流电气装置的接地》、GB50058《爆炸和火灾危险环境电气装置设计规范》以及 DL5003《电力系统调度自动化设计技术规程》的规定。

## 14 水工设施及系统

### 14.1 水 务 管 理

**14.1.1** 在发电厂设计中应通过水务管理和工程措施来实现合理用水、节约水资源和防止排水污染环境。

**14.1.2** 发电厂设计中的水务管理工作必须遵守和执行国家现行的与水有关的法律和标准，如《中华人民共和国水法》、《中华人民共和国水污染防治法》、GB3838《地面水环境质量标准》、GB5749《生活饮用水卫生标准》、GB8978《污水综合排放标准》等，并应符合发电厂所在地区的有关规定和要求。

**14.1.3** 发电厂设计中应对发电厂的各类供水、用水、排水进行全面规划、综合平衡和优化比较，以达到经济合理、一水多用、综合利用，提高重复用水率，降低全厂耗水指标，减少废水排放量，排水符合排放标准等目的。

1 对循环使用、重复利用的水系统在满足生产工艺要求的条件下，应进行水量平衡和考虑改善水质的措施；

2 各种废水宜按照水质条件直接回用或按用水点对水质要求采取简易的处理方案经处理后回用，当不具备回用条件时，应经处理后达标排放。

**14.1.4** 火力发电厂用水指标应符合下列要求：

1 对采用循环供水系统、单机容量 300MW 机组及以上的发电厂，每 1000MW 机组容量的设计耗水指标不宜超过  $0.8\text{m}^3/\text{s}$ ；

2 对采用循环供水系统、单机容量小于 300MW 机组的发电厂，每 1000MW 机组容量的设计耗水指标不宜超过  $1\text{m}^3/\text{s}$ ；

3 对采用海水直流供水系统、单机容量 300MW 机组及以上的发电厂，每 1000MW 机组容量的淡水设计耗水指标不宜超过  $0.12\text{m}^3/\text{s}$ ；

4 对采用海水直流供水系统、单机容量小于 300MW 机组的发电厂，每 1000MW 机组容量的淡水设计耗水指标不宜超过  $0.20\text{m}^3/\text{s}$ 。

**14.1.5** 发电厂中凡需控制水量和水质的各水系统，应装设必要的计量和监测装置。

**14.1.6** 发电厂采用水灰场或干灰场，应根据当地灰场条件、输灰距离、气象条件、水量平衡、综合利用和环境保护要求等因素，结合厂内外输灰系统，综合进行技术经济比较确定。

## **14.2 供水系统**

**14.2.1** 发电厂供水系统的选择，应根据水源条件和规划容量，通过技术经济比较确定。

在水源条件允许的情况下，宜采用直流或混流供水系统。当水源条件受限制时，宜采用循环供水或混合供水系统。

**14.2.2** 当采用地表水作为水源时，在下述枯水情况下，仍应保证发电厂满负荷运行所需的水量，并应取得水资源管理部门同意用水的正式文件。

1 当从天然河道取水时，按保证率为 97% 的最小流量扣除取水口上游必保的工农业规划用水量考虑；

2 当河道受水库调节时，按水库保证率为 97% 的最小放流量扣除取水口上游必保的工农业规划用水量考虑，并应取得水库管理部门的正式资料；

3 从水库取水时，按保证率为 97% 枯水年考虑。

**14.2.3** 当采用地下水作为电厂补给水源时，应根据该地区目前及必保的规划工农业用水量，按枯水年或连续枯水年进行水量平衡计算后确定取用水量。取用水量不应大于允许开采量，并应取得水资源管理部门同意用水的正式文件。

**14.2.4** 循环或混合供水系统应根据历年月平均的气象条件，结合汽轮机特性和系统布置进行优化计算，以确定最佳的凝汽器面积、冷却水量、水泵、进排水管沟的经济配置和冷却塔的选型及

经济配置。

经优选得出的冷却水量，在最高计算冷却水温的条件下，应保证汽轮机的背压不超过满负荷运行时的最高允许值。

**14.2.5** 当采用直流、混流供水系统时，冷却水的最高计算温度，应按历年最炎热时期（以三个月计算）频率为 10% 的昼夜平均水温确定，并应考虑温排水对取水水温的影响。

**14.2.6** 当采用循环供水系统时，冷却水的最高计算温度，宜按历年最炎热时期（以三个月计算）频率为 10% 的昼夜平均气象条件计算。

**14.2.7** 附属设备冷却用水宜取自循环水的进水。当水温过高，汛期泥沙和漂浮物过多或以海水为冷却水时，应采取相应措施或使用其他水源。

采用地表水作冷却塔的补充水时，地表水的悬浮物含量超过 50 mg/l~100mg/l 时宜作预处理，经处理后的地表水的悬浮物含量不宜超过 20mg/l，以符合 GB50050《工业循环冷却水处理设计规范》的规定。

水力除灰用水应采用凝汽器后的冷却水或利用其他排水。

**14.2.8** 直流供水系统的排水和循环供水系统的排污水，在不影响发电厂经济运行又符合使用要求的条件下，可供农业或其他工业使用。有条件时，对直流、混流或混合供水系统的排水，还宜论证水能是否利用。

**14.2.9** 单机容量为 200MW 及以上的发电厂，宜采用单元制或扩大单元制供水系统。

**14.2.10** 当采用直流、混流或混合供水系统时，取、排水口的位置和型式应根据水源特点、温排水的扩散对取水温度的影响、泥沙冲淤和工程施工等因素，进行模型试验或数模计算确定。

**14.2.11** 凝汽器的进出口阀门和联络阀门，直径为 400mm 及以上的水泵出口阀门，直径为 600mm 及以上的其他阀门，以及需要自动控制的阀门，应装有电力驱动装置。

远离电源的地区，直径为 800mm 及以下的其他阀门也可采用手动。

**14.2.12** 采用空冷系统时，对空冷型式及采用的初始温差值应根据当地气象条件与汽轮机特性等因素进行优化，以确定空冷型式、设计气温、汽轮机额定背压和装设适量的散热器。

### 14.3 取水构筑物和水泵房

**14.3.1** 地表水取水构筑物和水泵房应按保证率为 97% 的低水位设计，并以保证率为 99% 的低水位校核。

**14.3.2** 地表水取水构筑物应分隔成若干单间，并根据水源水质和取水量的大小装设格栅或带机械清理的格栅装置、平板滤网或旋转滤网，并应有冲洗或排除脏物的措施。

当水中带有冰凌或大量泥沙、水草而影响取水时，在设计取水构筑物时，应采取相应的措施。当工程条件复杂时，宜通过水工模型试验确定。

**14.3.3** 采用自流引水管取水，当达到规划容量时，引水管不应少于两条。当其中一条发生故障时，其余引水管应满足与系统相匹配的设备需水量。

**14.3.4** 进水流道的布置形式，应结合取水的水文条件、取水水量、取水方式、清污设备的选择及布置等因素，进行多方案技术经济比较选定。

**14.3.5** 地表水岸边水泵房  $\pm 0.00\text{m}$  层标高（入口地坪设计标高）应是频率为 1% 的洪水位（或潮位）加频率为 2% 的浪高再加超高 0.5m，并应有防止浪爬高的措施。

按上述关系确定的  $\pm 0.00\text{m}$  层标高不应低于频率为 0.1% 的洪水位，否则，水泵房应有防洪措施。

当山区河流频率为 1% 与频率为 0.1% 的洪水位相差很大时，应参照厂址标高对水泵房  $\pm 0.00\text{m}$  层标高经分析论证后确定。

频率为 2% 的浪高，可采用重现期为 50 年的波列累积频率

为1%的波高乘以系数0.6~0.7后得出。

**14.3.6** 对单元制供水系统，每台汽轮机宜装设两台循环水泵，其总出力等于该机组的最大计算用水量。当设备条件许可，并经技术经济论证合理时，水泵可采用动叶可调或采用变速电动机驱动。

**14.3.7** 采用集中水泵房母管制供水系统时，安装在水泵房中的循环水泵，当达到规划容量时不应少于四台，水泵的总出力应满足冷却水的最大计算用水量，不设备用。根据工程建设进度，水泵可分期安装，但第一期工程安装的水泵不应少于两台。

**14.3.8** 当采用海水作冷却水时，水泵的主要部件及直接接触海水且检修时不易更换的部件，应根据不同情况选用不同的耐海水腐蚀的材料制作。此外，旋转滤网、冲洗泵、排污泵和阀门等与海水直接接触的部件，亦应选用耐海水腐蚀的材料制作。

**14.3.9** 当采用海水作冷却水时，应考虑防止海生物在进排水构筑物和设备上滋生附着的措施。

**14.3.10** 循环水泵出口可不装止回阀。泵出口阀门宜根据系统布置和水泵性能采用电动蝶阀或液压缓冲止回蝶阀。

**14.3.11** 集中取水的补给水泵台数不宜少于三台，其中一台为备用。

**14.3.12** 当采用管井取地下水作为发电厂的补给水源时，应设置备用井。备用井的数量不宜小于15%。

**14.3.13** 水泵房及进水间应装设起重设备，但当条件合适，设备采用露天布置时，也可不设置固定式起重设备。水泵房内还应设置冲洗泵和排水泵。根据需要，还可设置设备检修场地和值班控制室以及中间轴承检修平台等设施。

闸门切换间应考虑起吊设施。

## **14.4 管道和沟渠**

**14.4.1** 采用单元制或扩大单元制供水时，每台机组宜采用一条进、排水管、沟。



采用母管制供水时，达到规划容量时的进、排水管沟不宜少于两条，可根据工程具体情况分期建设。当其中一条停用时，其余母管应能通过 75% 的最大计算用水量。

**14.4.2** 补给水总管的条数，应根据发电厂的规划容量和水源情况确定，宜采用两条总管，可根据工程具体情况分期建设。当有其他供水措施时，也可采用一条总管。

当每条补给水总管能保证供给补给水量的 60% 时，补给水总管之间可不设联络管。

在补给水系统总管上及去主要用户的支管上均应设置计量装置。

**14.4.3** 渠道宜按规划容量一次建成。在渠道的设计中，应考虑原有地面排水系统的改变和地下水位上升对邻近地区农田和建筑物的影响。

**14.4.4** 压力管道的材料，应根据管道工作压力、水质、管道沿线的地质、运输、施工条件和材料供应等情况，通过技术经济比较确定，并应符合以下要求：

- 1 输送海水的管道，宜采用预应力钢筋混凝土管；
  - 2 大口径循环水压力管道宜采用预应力钢筋混凝土管，靠近主厂房的管段可采用钢管；
  - 3 补给水管道宜采用预制的三阶段预应力钢筋混凝土管、钢套筒预应力钢筋混凝土管或钢筋混凝土内衬钢筒复合管；
- 自流管、沟宜采用钢筋混凝土结构。

## **14.5 冷却池和冷却塔**

**14.5.1** 发电厂可利用水库、天然湖泊或河网作冷却池。在设计中应考虑水量、水质和水温的变化对工农业、渔业、航运和环境等的影响，并应取得主管部门的同意文件。

冷却池设计应根据数模计算（或类似条件的模型试验资料）和原体观测资料进行。

**14.5.2** 常规机组用冷却塔塔型的选择，宜采用自然通风冷却

塔，在高温高湿的地区或采用混合供水系统以及在其他特殊情况下，可采用机械通风冷却塔。

间接空冷系统的空冷却塔，宜采用钢筋混凝土结构的自然通风冷却塔；直接空冷系统的空冷凝汽器，宜采用机械通风冷却方式。

**14.5.3** 大容量汽轮机组，每台机宜配用一座自然通风冷却塔。

**14.5.4** 冷却塔的布置应考虑空气动力干扰、通风、检修和管沟布置等因素。在山区和丘陵地带布置冷却塔时，应考虑避免湿热空气回流的影响。冷却塔间净距及其与附近建筑物的距离应按本规程 5.2.3（表 5.2.3）的规定执行。

**14.5.5** 自然通风冷却塔进风口处的支柱及塔内空气通流部位的构件应采用气流阻力较小的断面型式。

**14.5.6** 新建的冷却塔应装设除水器。

**14.5.7** 冷却塔的淋水填料，应根据热力特性、通风阻力、耐久性、价格、材料供应、施工和检修方便等条件进行选择。条件相近时，应采用轻型淋水填料。

**14.5.8** 对建设在寒冷地区的冷却塔，应采取防冻措施。

**14.5.9** 空冷却塔的结构与尺寸应结合工艺布置，经过优选确定。散热器的布置应考虑采取减小自然大风对空冷却塔散热效果影响的措施。

**14.5.10** 空冷却塔设计应考虑散热器的检修起吊措施、清除散热器积尘的水冲洗设施和防冻设施。

**14.5.11** 采用直接空冷系统的机组，空冷凝汽器宜布置在汽机房 A 列外地面平台上，且宜沿汽机房纵向布置。此时，应注意主厂房与夏季主导风向的关系。

**14.5.12** 采用直接空冷系统的机组，散热器下方的轴流风机及其减速机应设置检修起吊装置和维护平台。在严寒地区宜增加逆散热元件比例。

**14.5.13** 当冷却塔的噪声超过环境保护要求时，应采取防治措

施。

## 14.6 外部除灰和贮灰场

**14.6.1** 厂区外的压力灰渣管宜沿地面敷设。当具有可靠依据证明灰管结垢或磨损不严重时，也可直埋于地下。

厂区内的灰渣管宜敷设于地沟内，有条件时，也可沿地面或架空敷设。

灰渣管坡度不宜小于0.1%，并应有便于排空的措施。

**14.6.2** 厂区外的压力灰渣管宜沿路边敷设，并充分利用原有道路供检修使用。当需要修建局部或全部检修用道路时，应按简易道路修筑，并注意节约用地和不影响农田耕作。

**14.6.3** 设计灰管线时，应根据灰渣和灰水特性，选用合适的管材。灰渣管宜采用钢管。对于磨损严重的灰渣管，可采用在薄钢管（或水泥管）内衬铸石等类型的耐磨管道。

**14.6.4** 设计山谷型水灰场的坝和排洪设施时，应考虑灰场的调洪作用。设计山谷型干灰场时，应考虑截洪和排洪的导流设施。

**14.6.5** 对于用淡水低浓度输灰的水灰场，宜设完善的灰水回收系统。对于用海水输灰的滩涂灰场，灰水是否回收应根据工程情况和环保要求确定。灰场回收水应重复利用于冲灰系统。

**14.6.6** 当采用干式除灰时，干灰场的设计应符合下列要求：

1 整个干灰场应进行合理规划，分期分块使用，边填灰至设计标高，边复土造地还田或植被绿化；

2 当干灰场四周有汇水流量时，应将汇水流量截流引入下游，不得将汇集雨水流入干灰场内；

3 干灰场应配备必需的铲运、碾压灰渣的施工运行机具，并有适当的备用量；

4 为防止灰尘飞扬，干灰场应配备必需的喷洒设施；

5 平原型灰场周边应设置绿化隔离带。

## 14.7 生活给水和废水排放

**14.7.1** 当发电厂和生活区靠近城市或其他工业企业时，生活给水和排水的管网系统宜与城市或其他工业企业的给水和排水系统连接。

当发电厂采用自备的生活饮用水系统时，水源选择、水源卫生防护及水质，应符合 GB5749《生活饮用水卫生标准》的规定。

**14.7.2** 厂区内的生活污水、生产废水和雨水的排水系统，宜采用完全分流制。

**14.7.3** 含有腐蚀性物质、油质或其他有害物质的废水，温度高于 40℃ 的废水和生活污水，应经处理合格后方可排入生产废水及雨水管、沟内。

**14.7.4** 发电厂宜设煤场雨水沉淀池。

## 14.8 水 工 建 筑 物

**14.8.1** 水工建筑物的设计应根据水文、气象、地质、施工条件、建材供应和当地的具体情况，通过技术经济比较确定。

**14.8.2** 设计水工建筑物时，还应执行第 16 章建筑与结构中的有关规定。

**14.8.3** 水工建筑物应按规划容量统一规划。当条件合适时，可分期建设；当施工条件困难，布置受到限制，且分期建设在经济上不合理时，可按规划容量一次建成。

**14.8.4** 位于厂区内的水泵房及取排水建筑物，其建筑外观应与厂区的其他建筑物相协调；厂区外的水泵房及取水建筑物，其建筑造型处理应与周围环境相协调。

**14.8.5** 对远离厂区的水泵房，应设置必需的生产和生活设施。

**14.8.6** 循环水泵房的电气操作层及立式水泵的电机层地面宜采用水磨石面层，其他地面可采用水泥面层，表面应光洁。

**14.8.7** 排水明渠与河床连接处应设排水口，排水口型式可根据地形地质条件、消能和散热要求等因素确定。

**14.8.8** 海水建筑物应采用防海水腐蚀的建筑材料，或采取其他有效的防腐措施，并应符合现行交通部部标《港口工程技术规范》中的有关规定。取用海水的钢管应进行专门的防护。

**14.8.9** 在软弱地基上修建水工建筑物时，应考虑地基的变形和稳定。当不能满足设计要求时，应采取地基处理措施。建筑物四周宜设置沉降观测点。

**14.8.10** 灰场堤坝应按电厂规划容量统一规划，分期分块建设。初期堤坝形成的贮灰库容不应少于三年按设计煤种计算的灰渣量。

贮灰场附近宜设置值班室，并有生活、通信、照明等必要的运行管理设施。

**14.8.11** 山谷水灰场堤坝的设计标准应按表 14.8.11 执行。

**表 14.8.11 山谷水灰场灰坝设计标准**

等级	分等指标		洪水频率		坝顶超高		抗滑安全系数			
	总库容 $V$ $\times 10^8 \text{m}^3$	最终坝高 $H$ m	%		m		下游坡		上游坡	
			设计	校核	设计	校核	基本	特别	基本	特别
一	$V > 1$	$H > 70$	1	0.2	1.0	0.5	1.25	1.05	1.15	1.00
二	$0.1 < V \leq 1$	$50 < H \leq 70$	2	0.5	0.7	0.4	1.20	1.05		
三	$0.01 < V \leq 0.1$	$30 < H \leq 50$	5	1	0.5	0.3	1.15	1.0		

注：

1 用灰渣筑坝时，坝顶超高及抗滑安全系数应提高一级。

2 当采用灰渣坝时，应采用坝前均匀放灰的运行方式。

3 当坝高与总库容不相应时，可视情况降低或提高一级标准设计，如：  
当  $0.1 < V \leq 1$ ， $H > 70\text{m}$  时，可提高一级设计；  
当  $0.1 < V \leq 1$ ， $H < 50\text{m}$  时，可降低一级设计。

4 表中指标强制。

**4.8.12** 江、河、湖、海滩（涂）灰场的灰堤设计标准应按表 14.8.12 执行，并应征得当地有关部门同意。

表 14.8.12 江、河、湖、海滩（涂）灰场灰堤设计标准

等级	最高潮位（洪水位） 重现期 a		风浪重现期 a		堤坝超高 （防浪墙顶） m		抗滑安全系数			
							下游坡		上游坡	
	设计	校核	设计	校核	设计	校核	基本	特殊	基本	特殊
一	50	100	50	50	0.4	0.0	1.20	1.05	1.15	1.00
二	20	100	20	20	0.4	0.0	1.15	1.00	1.15	1.00

注：

- 1 表中级别应根据灰场容积的大小，失事后的危害程度，当地堤防、围垦的设计标准等确定。
- 2 坝顶距堆灰标高至少应有 1m 超高。
- 3 计算风浪高应包括工程点相应重现期和波高累积频率的波浪爬高，设计波高的累积频率标准可参照交通部部标—1987《港口工程技术规范》中的有关规定。
- 4 表中指标强制。

**14.8.13** 山谷型干灰场周围宜设截洪沟，设计标准宜按洪水频率十年一遇进行设计。

**14.8.14** 山谷型干灰场上游当采用拦洪坝时，应通过水文计算和优化确定调蓄库容、坝高和排水设施。拦洪坝的设计标准可参照表 14.8.11 执行，但以上游洪水库容来控制。

下游堆石棱体高度根据灰场地形确定，并应不小于 3m。

**14.8.15** 灰场堤坝坝体结构宜采用当地建筑材料，并通过技术经济比较，选定安全、经济、合理的坝型。

**14.8.16** 在地震基本烈度为 7 度及以上的地区修筑灰坝时，应根据地基条件采取相应的防止坝体及地基液化的措施。

## 15 辅助及附属设施

**15.0.1** 新建和扩建发电厂的检修，应依靠专业检修公司或地区协作的集中检修方式，不设中心修配场。

**15.0.2** 发电厂应设有锅炉、汽轮机、电气、热工、燃料运输、除灰、化学等设备的检修间，其所配置的设备和检修间的面积应根据现行的有关规定确定。

发电厂不宜设变压器检修间，但应为 220kV 及以下的变压器就地或在其附近检修准备必要的场地等条件。当条件合适时，220kV 及以下的变压器也可在汽机房内检修。

**15.0.3** 发电厂的金属试验室、化学试验室、电气试验室、热工试验室、环境保护监测站和劳动保护监测站的设备、仪器应按有关规定和实际需要确定。对使用率低和费用较高的设备、仪器宜按地区协作的原则统筹安排。根据工程具体情况和减人增效的原则，上述实验室和监测站可适当合并布置。

**15.0.4** 发电厂不宜设置乙炔发生站和制氧站。

**15.0.5** 发电厂应设置热工控制用和检修用压缩空气系统，压缩空气系统及其空气压缩机宜按下列要求设计：

1 300MW 及以上机组热工控制用和检修用压缩空气系统及其空气压缩机宜两台机组合用一套。当技术经济比较合理时，也可采用单元制。200MW 及以下机组宜全厂合用。

2 热工控制用和检修用的压缩空气系统宜采用同型式、同容量的空气压缩机，并合并设置、集中布置。空气压缩机出口母管相连，但两系统的贮气罐和供气系统应分开设置。压缩空气系统的工作压力应满足用气端的要求。热工控制用压缩空气的供气管道宜采用不锈钢管。

3 运行空气压缩机的台数宜为二台，总容量应能满足热工控制用气动设备的最大连续用气量，并宜设置二台备用。

4 当全部空气压缩机停用时,热工控制用压缩空气系统的贮气罐的容量,应能维持不小于 5min 的耗气量;气动保护设备和远离空气压缩机的用气点,宜设置专用稳压贮气罐。

5 热工控制用压缩空气系统应设有除尘过滤器和空气干燥器,供气质量应符合 GB4830《工业自动化仪表气源压力范围和质量》的有关规定。空气干燥器的容量应与运行空气压缩机的容量相匹配。

6 大容量机组的空气压缩机宜靠近主厂房或主厂房、集中控制楼底层的适当位置集中布置,并应采取防止噪声和振动的措施。

**15.0.6** 发电厂的保温油漆设计应符合下列要求:

1 主保温材料应根据载热体的温度合理选择。应优先选用热导率低、容量轻、价格合适、施工方便、便于维护的保温材料;

2 设计中应进行保温层的经济厚度计算,保温层表面设计温度不应大于 50℃;

3 发电厂的保温油漆设计还应符合现行的有关国家标准和行业规定的规定。

**15.0.7** 在发电厂设计中,应考虑主要热力设备停用时必要的防腐保养措施。

**15.0.8** 发电厂应设置汽轮机润滑油及变压器绝缘油的净化装置和贮油箱,并应满足下列要求:

1 单机容量为 200MW 及以上机组,每台机组宜设汽轮机润滑油净化装置一套,二台机组宜共用汽轮机润滑油贮油箱一台,也可每台机组配一台。贮油箱的容积应不小于一台最大机组润滑油系统的油量。当具备条件时,贮油箱也可与 6.6.4 条规定设置的事故油箱合并设置。

单机容量为 125MW 及以下机组,二台机组宜共用汽轮机润滑油净化装置一套、贮油箱一台。

汽轮机润滑油净化装置宜布置在汽机房内,汽轮机润滑油贮



油箱宜布置在汽机房外的适当位置。

2 汽轮机润滑油净化装置的出力宜按每小时处理油量为系统内总油量的 20% 选择；每个汽轮机润滑油贮油箱的容积应不小于一台机组润滑油系统油量的 110%。

3 全厂宜配备变压器绝缘油净化装置一套、绝缘油贮油箱二台；油净化装置和贮油箱宜布置在升压站附近。绝缘油贮油箱的容积不应不小于一台最大变压器内油量的 110%。

当具备采用委托方式，由专业绝缘油净化公司承担油净化任务时，也可不设变压器绝缘油净化装置。

**15.0.9** 装有氢冷发电机的发电厂，若能从附近制氢工厂取得合格的氢气时，可不设制氢站。

当需设置制氢站时，制氢设备的总容量，宜按全部氢冷发电机的正常消耗量以及能在七天内积累起相当于最大一台氢冷发电机的一次启动充氢量之和考虑。贮氢罐的总有效容积，宜按全部氢冷发电机在制氢设备检修期间所需贮备的正常消耗量与最大氢冷发电机的一次启动充氢量之和考虑。

发电机的氢气漏气量可根据有关规定及制造厂的保证值确定。

当采用氢气瓶供氢时，贮氢罐和氢气瓶的总有效容积，应能满足全部氢冷发电机十天的正常消耗量和一台最大氢冷发电机的一次启动充氢量。

当制氢工厂通过管道向发电厂直接供氢时，发电厂内贮氢罐的总有效容积，可根据制氢工厂的贮氢情况和送氢管道的可靠程度确定。但应能满足全部氢冷发电机四天以上的正常消耗量。

送至氢冷发电机的氢气湿度，应满足不同运行氢压条件下发电机的要求。

**15.0.10** 锅炉化学清洗不宜设固定的设施，应在初步设计阶段确定化学清洗及废液处理方案，并按审定的方案配备必要的处理设施。

## 16 建筑与结构

### 16.1 一般规定

**16.1.1** 发电厂的土建设计应全面贯彻安全、适用、经济、美观的方针。

**16.1.2** 建筑设计应根据生产流程、使用要求、自然条件、周围环境、建筑材料和建筑技术等因素，并结合工艺设计做好建筑物的平面布置、空间组合、建筑造型、色彩处理以及围护结构的选择；配合工艺解决建筑物内部交通、防火、防爆泄压、防水、防腐蚀、防噪声、防尘、防小动物、抗震、隔振、保温、隔热、日照、采光、自然通风和生活设施等问题。在进行造型、外观和内部处理时，应把建筑物和工艺设备在色彩上作为一个统一的整体考虑，并注意建构物群体与周围环境的协调。

**16.1.3** 发电厂内各建（构）筑物的防火设计必须符合 GB50229《火力发电厂与变电所设计防火规范》及国家其他有关防火标准和规范的要求。

**16.1.4** 主厂房的建筑防火分区，应以各车间不设横向隔墙为原则。汽机房、除氧间（包括合并的除氧煤仓间）与锅炉房、煤仓间之间的隔墙应采用不燃烧体。

**16.1.5** 屋内外配电装置建筑物的防火和防爆要求应符合现行的 GB50060《35～110kV 变电所设计规范》、SDJ2《220～500kV 变电所设计技术规程》和 SDJ9《高压配电装置设计技术规程》的有关要求。

**16.1.6** 厂区辅助、附属和生活建筑物的规模和面积应执行现行的国家及行业的有关规定；房屋宜采用多层建筑和联合建筑。

**16.1.7** 选择建筑材料时，宜考虑不同地区特点，因地制宜。

**16.1.8** 结构设计必须在承载力、稳定、变形和耐久性等方面满足生产使用要求，同时尚应考虑施工条件。对于混凝土结构必要

时应验算结构的抗裂度或裂缝宽度。当有动力荷载时，应作动力验算。

煤粉仓应作密封处理，并考虑防爆要求，应按能承受 9.8kPa 爆炸内力设计。

有条件时宜采用三维空间分析方法。

**16.1.9** 主厂房纵向温度伸缩缝的最大间距，对现浇钢筋混凝土结构，不宜超过 75m；对装配式钢筋混凝土结构，不宜超过 100m；对钢结构，不宜超过 150m。温度伸缩缝宜布置在两机组单元之间。

当有充分根据，采取有效措施或经过温度应力计算能满足设计要求时，可适当增大温度伸缩缝的间距。

主厂房温度伸缩缝宜采用双柱双屋架，伸缩缝处梁板及围护结构宜采用悬挑结构。

**16.1.10** 对位于海边的电厂外露结构，应采取防盐雾侵蚀措施。

## **16.2 抗震设计**

**16.2.1** 发电厂的抗震设计应贯彻预防为主方针，使建筑物经抗震设防后，能减轻建筑损坏，避免人员伤亡，减少经济损失。

**16.2.2** 地震基本烈度为 6 度及以上的建筑物应作抗震设防。

发电厂建筑物抗震设防应按 GBJ11《建筑抗震设计规范》、GB50191《构筑物抗震设计规范》和 GB50260《电力设施抗震设计规范》执行。

1 单机容量为 300MW 及以上和规划容量为 800MW 及以上的发电厂以及特别重要的工矿企业的自备发电厂的主厂房主体结构、锅炉炉架、烟囱、烟道、运煤栈桥、碎煤机室与转运站、主控制楼（包括集中控制楼）、屋内配电装置楼、不得中断通信的通信楼、网络控制楼等按 GBJ11《建筑抗震设计规范》中的乙类建筑进行抗震设防；

2 单机容量为 300MW 以下且规划容量为 800MW 以下的发电厂的主要生产建筑物和连续生产运行的建筑物，以及公用建

筑物、重要材料库等，应按 GBJ11《建筑抗震设计规范》中的丙类建筑进行抗震设防；

3 一般材料库、厂区围墙、自行车棚等次要建筑物，应按 GBJ11《建筑抗震设计规范》中的丁类建筑进行抗震设防。

### 16.3 主厂房结构

16.3.1 主厂房框（排）架宜采用钢筋混凝土结构，有条件时也可采用组合结构，其中汽轮机及锅炉运转层平台宜采用钢梁—混凝土板组合结构。300MW 及以上机组的主厂房的主要承重结构必要时可采用钢结构。

16.3.2 主厂房屋面结构应选用有檩、无檩或板梁（屋架）合一的屋盖体系。对无檩体系的厂房，在施工条件及材料允许的情况下宜采用预应力大型屋面板；对有檩体系，宜采用小槽板或以压型钢板做底模的现浇钢筋混凝土屋面板。

16.3.3 主厂房屋架跨度为 18m 及以下，宜采用钢筋混凝土屋架；当跨度大于 18m 时，宜采用钢屋架。若考虑采用网架结构，应通过技术经济比较确定。

16.3.4 主厂房围护结构应与承重结构体系相适应，宜采用砌块砖或钢筋混凝土墙板，必要时亦可采用新型轻质墙板。

16.3.5 主厂房结构单元之间应根据荷载、工程地质和抗震设防烈度，设置沉降缝或抗震缝。

16.3.6 悬吊锅炉炉架宜采用独立式布置。炉架可采用钢筋混凝土结构。300MW 及以上机组的锅炉炉架宜采用钢结构。

16.3.7 汽轮发电机基础应按 GB50040《动力机器基础设计规范》并参照制造厂的要求设计。对于 600MW 及以上新型机组的首台基础宜作模型试验。

### 16.4 地基与基础

16.4.1 地基与基础的设计，应根据工程地质资料，结合发电厂各类建（构）筑物的使用要求，充分吸取地区的建筑经验，综合

考虑结构类型、材料供应等因素，采用安全、经济、合理的地基基础型式。

**16.4.2** 主厂房地基设计，宜采用同类型的地基，也可根据不同的工程地质条件，或厂房不同的结构单元，采用不同的地基型式和不同的桩基持力层。

**16.4.3** 地基除作承载力计算外，必要时应对地基变形和稳定作验算。当地基的承载力、变形或稳定不能满足设计要求时，应采用人工地基。重要建（构）筑物的地基处理应进行原体试验。当工程建设场地拟采用的地基处理方法具有成熟经验时，扩建工程可不进行原体试验。

**16.4.4** 厂房基础的选型，主要取决于地基承载力及地基压缩性。当地基承载力较高及地基压缩性较小时，宜采用独立基础，否则，在满足地基变形的条件下，可依次采用条形、筏板、箱形基础。

**16.4.5** 贮煤场、大面积负载区内及其邻近的建筑物，应根据地质条件考虑堆载的影响。当地基不能满足设计要求时，贮煤场应进行处理。

**16.4.6** 在主要建（构）筑物上应设置沉降观测点。  
在扩建设计中，应考虑扩建建（构）筑物对原有建（构）筑物的影响。

## **16.5 采光和自然通风**

**16.5.1** 建筑物宜优先考虑天然采光。

建筑物室内天然采光照度应符合 GB50033《工业企业采光设计标准》的要求。主厂房采光口不宜过大，其布置应考虑不受设备遮挡的影响，侧窗设计应考虑建筑节能和便于清洁，避免设置大面积玻璃窗。

**16.5.2** 当汽轮机房跨度大于或等于 30m 时，宜采用侧窗和顶部混合采光方式，运转层采光等级可按 V 级设计。

**16.5.3** 一般建筑物宜采用自然通风；墙上和楼层上的通风孔应合理布置，避免气流短路和倒流，并应减少气流死角。

## 16.6 防 排 水

**16.6.1** 主厂房底层、除氧器层、煤仓层、管道层与经常有冲洗要求的楼地面（包括运煤栈桥）应考虑组织排水。主厂房屋面（包括露天锅炉的炉顶结构和运转层平台）、控制室和电气设备建筑物的顶板应防水并组织排水。

**16.6.2** 所有室内沟道、隧道、地下室和地坑等应有妥善的排水设计和可靠的防排水设施。当不能保证自流排水时，应采用机械排水并防止倒灌。

严禁将电缆沟和电缆隧道作为地面冲洗水和其他水的排水通路。

**16.6.3** 多雨地区电气建筑物的屋面宜采用现浇钢筋混凝土结构（装配整体结构屋面需加整浇层），应选用优质防水层和有组织排水。

## 16.7 室 内 外 装 修

**16.7.1** 建筑物的室内外墙面应根据使用和外观需要进行适当处理。

地面和楼面材料除工艺要求外，宜采用耐磨、易清洗的材料。

室内装修应符合 GB50222《建筑内部装修设计防火规范》。

**16.7.2** 有侵蚀性物质的房间（如蓄电池室、调酸室等），其内表面（包括室内外排放沟道的内表面）应防腐蚀。

有可燃气体的房间，其内部构件布置应便于气体的排出。

## 16.8 门 和 窗

**16.8.1** 厂房运输用门宜采用钢门或钢架木门。

大型设备出入口可采用电动卷帘门。在严寒和寒冷地区应选用保温与密闭性能好的门窗。

电气设备建筑物和房间应采用非燃烧材料的门，门窗及墙上

孔洞应有防止小动物进入的措施。

**16.8.2** 建筑物宜采用钢窗、塑钢窗或铝合金窗，必要时可加设纱窗。

在人员经常活动的范围内宜设平开窗或推拉窗。

通风用高侧窗宜采用机械起闭装置。

建筑物设计应考虑窗扇维护和擦洗的便利。

**16.8.3** 供氢站电解间的门和窗应采用不发火花的材料制作。

**16.8.4** 蓄电池室、调酸室的门和窗应考虑耐腐蚀。

**16.8.5** 位于海边的发电厂，门窗应考虑耐腐蚀。

## **16.9 生 活 设 施**

**16.9.1** 集中控制楼、运煤、除灰等系统运行人员较集中的场所，应设有休息室、更衣室等生活设施。

**16.9.2** 厂区应有集中的浴室。燃料分场应就近另设专用浴室。

**16.9.3** 主要生产建筑物的主要作业层和人员较集中的建筑物应考虑饮用水设施并应设有厕所和清洁用的水池。

## **16.10 烟 囱**

**16.10.1** 烟囱高度和顶部出口直径，宜按下列系列选用：

钢筋混凝土烟囱高度（m）：80，100，120，150，180，210，240，270，300。

顶部出口直径小于8m时，可以0.5m为模数；等于或大于8m时，可以1m为模数。

**16.10.2** 烟囱结构可采用单筒式、套筒式或多管式，其选型可视烟气腐蚀性的强弱、锅炉运行及环保等要求，结合工程特点确定。

1 当排放强腐蚀性烟气时，应采用套筒式烟囱，此时排烟内筒应采用耐酸材料构成；

2 当排放中等腐蚀性烟气时，宜采用防腐型单筒式烟囱；经技术经济比较论证合理时，也可采用套筒式烟囱；

- 3 当排放弱腐蚀性烟气时，应采用防腐型单筒式烟囱；
- 4 如考虑采用多管式烟囱，应有专门的技术经济论证。

当采用防腐型单筒式烟囱时，应采取下列防腐蚀措施：

- 1 采用耐酸内衬和耐酸隔热材料；
- 2 增强内衬结构密实性，防止或减少烟气的渗漏；
- 3 在内衬结构不能防止烟气渗漏的情况下，外筒内表面应作防腐隔离层，且应提高钢筋混凝土外筒的密实性。

## **16.11 输煤构筑物**

**16.11.1** 运煤栈桥可采用钢筋混凝土结构。当运煤栈桥跨度大于 24m 时，其纵向结构宜采用钢桁架。

**16.11.2** 运煤栈桥宜采用轻型围护结构。

**16.11.3** 干燥棚顶盖宜采用钢结构。当跨度大于 45m 时，宜采用网架结构。



## 17 采暖通风和空气调节

### 17.1 一般规定

**17.1.1** 日平均温度稳定低于或等于  $5^{\circ}\text{C}$  的日数，多年平均大于或等于 90 天的地区，规定为集中采暖地区。

位于集中采暖地区的生产厂房和辅助建筑物应设计集中采暖。

**17.1.2** 符合下列条件之一的地区，规定为采暖过渡地区：

1 日平均温度稳定低于或等于  $5^{\circ}\text{C}$  的日数，多年平均为 60d ~ 89d；

2 日平均温度稳定低于或等于  $5^{\circ}\text{C}$  的日数，多年平均为 45d ~ 59d。同时，多年最冷月平均相对湿度大于或等于 75%，且冬季日照率多年平均低于或等于 25%。

位于采暖过渡地区的某些生产厂房和某些辅助建筑物，宜设计集中采暖。

**17.1.3** 厂区以外的辅助生产等建筑的采暖，应符合当地建设标准。

**17.1.4** 采暖热媒宜采用热水，不宜采用汽轮机抽汽直接作为较大采暖系统的热媒。

集中采暖地区当采用热水作为采暖热媒时，供、回水温度不宜低于  $110^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$ ；

当采用蒸汽作为热媒时，严寒地区蒸汽温度不应超过  $160^{\circ}\text{C}$ ，寒冷地区蒸汽温度不宜超过  $130^{\circ}\text{C}$ 。

**17.1.5** 空气调节系统的冷源和冷却水源应根据所在地区的条件、全厂可用冷却水源的水质及供水条件，通过技术经济比较确定。应优先采用天然冷源；当工业水或工业循环水供水条件和水质符合要求，且水源能够保证连续供给时，应优先作为冷却水源。

**17.1.6** 在输送、贮存或生产过程中会产生易燃、易爆气体或物料的建筑物，严禁采用明火和电加热器采暖。

**17.1.7** 位于集中采暖地区和采暖过渡地区的发电厂，当采用单台汽轮机的抽汽作为采暖系统热源时，应设备用热源。

**17.1.8** 室外采暖、通风及空气调节计算参数，应按 GBJ19《采暖通风与空气调节设计规范》执行。

在设计冬季通风时，汽机房、锅炉房、蓄电池室、输煤地下建筑和其他局部补偿排风的送风系统，应采用采暖室外计算温度。

**17.1.9** 发电厂各建筑物冬季采暖室内计算温度应根据生产需要和 TJ36《工业企业设计卫生标准》确定。

**17.1.10** 通风和空气调节设计应根据 GB50229《火力发电厂与变电所设计防火规范》及国家其他防火规范的有关规定采取防火排烟措施，并与消防系统连锁。

**17.1.11** 当工艺无特殊要求时，车间内经常有人工作地点的夏季空气温度，不应超过表 17.1.11 所列温度规定值。

当采用自然通风，车间内工作地点夏季空气温度超出表 17.1.11 规定时，应设置机械通风，当机械通风仍达不到要求时，应采取局部降温措施。

**表 17.1.11 车间内工作地点的夏季空气温度规定 (℃)**

夏季通风室外计算温度	≤22	23	24	25	26	27	28	29~32	≥33
允许温差	10	9	8	7	6	5	4	3	2
工作地点	≤32	32						32~35	35

注：

1 工作地点系指工人为观察和管理生产过程而经常或定时停留的地点，如生产操作在车间内许多不同地点进行，则整个车间均算为工作地点。

2 如受条件限制，在采取局部降温措施后仍不能达到本表要求时，允许温差可加大1℃~2℃。

**17.1.12** 通风和空气调节系统的风管及各类管道的保温层，均

应采用非燃烧材料。

**17.1.13** 当生产性建筑根据工艺要求确需设置采暖时，非采暖地区可设置采暖。

**17.1.14** 空气调节系统及装置的设置范围，应根据工艺要求和生产实际需要确定。

**17.1.15** 对散热量和散湿量较大的车间，其作业地带的空气温度应符合表 17.1.15 的要求。

**表 17.1.15 夏季车间作业地带空气温度的要求**

车间作业地带的特征	车间作业地带空气温度
散热量 $Q < 23\text{W/m}^3$	不超过夏季通风室外计算温度 $3^{\circ}\text{C}$
散热量 $23\text{W/m}^3 \leq Q \leq 116\text{W/m}^3$	不超过夏季通风室外计算温度 $5^{\circ}\text{C}$
散热量 $Q > 116\text{W/m}^3$	不超过夏季通风室外计算温度 $7^{\circ}\text{C}$
注：作业地带系指工作地点所在的地面以上 2 米内的空间。	

**17.1.16** 电厂各类建筑及车间的通风设计应符合下列原则：

1 对余热和余湿量均较大的建筑和车间，通风量应按排除余热或余湿所需空气量中较大值确定。

2 对有可能放散有毒和有害气体的车间，应根据满足室内最高允许浓度所需换气次数确定通风量，室内空气严禁再循环。有毒、有害气体的排放应符合现行国家规范的要求。

3 当周围环境空气较为恶劣或工艺设备有防尘要求时，宜采用正压通风，进风应过滤。

4 对有防爆要求的车间应设事故通风，事故风机和电动机应为防爆型。事故风机可兼作夏季通风用。

## 17.2 主 厂 房

**17.2.1** 主厂房采暖，宜按维持室内温度  $5^{\circ}\text{C}$  计算围护结构热负荷，计算时不考虑设备、管道散热量。

**17.2.2** 对于屋内式布置的机组，主厂房的通风设计，夏季宜利用锅炉送风机吸取锅炉房及汽机房内的热空气作为主厂房机械排风，冬季锅炉送风机从锅炉房顶部吸取的空气量应根据热平衡计

算确定。

**17.2.3** 夏季主厂房宜采用自然通风。当自然通风达不到卫生或生产要求时，应采用机械通风或自然与机械的联合通风。

当发电机采用氢冷却时，汽机房屋顶最高点应采取排氢措施。

**17.2.4** 对全封闭式主厂房，应采用机械送风、机械排风。

**17.2.5** 电子计算机室、电子设备间、集中控制室、单元控制室应按全年性空气调节系统设置。室内设计参数应根据工艺要求确定，无明确要求时，可按下列参数设计：

夏季：温度  $25^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C} \sim 27^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ ，相对湿度  $60\% \pm 10\%$ ；

冬季：温度  $20^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ ，相对湿度  $60\% \pm 10\%$ 。

其他控制室应根据工艺要求设置空气调节装置。

**17.2.6** 当采用天然冷源时，空气冷却装置宜采用双级喷水室。

**17.2.7** 集中式空调系统的空气处理设备宜按设计冷负荷及风量的  $2 \times 100\%$  配置，其中一台备用。

**17.2.8** 集中制冷、加热系统和集控楼的空气调节系统应采用集中控制方式。

**17.2.9** 锅炉房运转层、锅炉本体及顶部应设置真空清扫系统清扫积尘，兼管煤仓间不宜水冲洗部位的积尘清扫，并应满足下列要求：

- 1 按高真空吸入式选择主要设备和配置输送管网。

- 2 应根据锅炉是否封闭布置、锅炉容量、清扫装置布置条件以及除灰系统方式等因素，确定设置车载式或固定式真空清扫装置。当经技术论证设置一台固定式清扫装置确有困难时，也可设二台固定式真空清扫装置。

### **17.3 电气建筑与电气设备**

**17.3.1** 主控制室、网络控制室、继电器室、不停电电源室、交换机室、转接台室、载波机室、微波机室、励磁调节装置室和发电机保护室夏季宜设置空气调节装置。

**17.3.2** 蓄电池室应根据设备型式和当地气象条件确定设置机械通风或空气调节系统。

**17.3.3** 当主厂房电气设备间内设有高压开关柜或干式变压器等散热量较大的电气设备时，室内环境设计温度不宜高于 35℃。当符合下列条件之一时，通风系统宜采取降温措施：

1 夏季通风室外计算温度  $t \geq 33^{\circ}\text{C}$ ；

2 夏季通风室外计算温度  $30^{\circ}\text{C} \leq t < 33^{\circ}\text{C}$ ，最热月月平均相对湿度  $\phi \geq 70\%$ 。

**17.3.4** 厂用配电装置室的事故排风量应按每小时换气次数不少于十次设计。事故排风机可兼作夏季通风用。

**17.3.5** 电气建筑和电气设备间的通风、空调系统的防火排烟措施应视消防设施的性质确定。

## **17.4 运煤、除灰建筑**

**17.4.1** 冬季通风室外计算温度等于或低于  $-10^{\circ}\text{C}$  的地区，翻车机室应设热风幕。冬季通风室外计算温度在  $0^{\circ}\text{C} \sim -10^{\circ}\text{C}$  之间的地区，经技术经济比较合理时，亦可设置热风幕。

**17.4.2** 在采暖过渡地区，为防止冬季运煤建筑物内冰冻，在碎煤机室、转运站内可设置采暖。

**17.4.3** 运煤系统的地下卸煤沟、地下运煤隧道、地下转运站等应设有通风设施。采暖地区地下卸煤沟冬季通风的耗热量应由散热器和热风装置共同补偿。

**17.4.4** 运煤系统煤尘飞扬严重处应设置除尘装置。当煤仓间设有封闭的输粉机层时，应对该层采取必要的通风和除尘措施。

**17.4.5** 运煤系统的除尘、喷水、喷雾系统应与运煤设备联动运行，除尘设备的运行信号应送至运煤控制室。

**17.4.6** 当需要设置解冻库时，其解冻方式（如采用热风加蒸汽排管、红外线解冻或蒸汽排管）应根据技术经济比较确定。

**17.4.7** 灰浆泵房的夏季通风量应按排除设备散热量计算确定。

## 17.5 化学建筑

**17.5.1** 水处理室的电渗析室、反渗透间、过滤器及离子交换器间夏季宜采用自然通风。冬季采暖按室内温度  $5^{\circ}\text{C}$  计算，不计设备散热量。

**17.5.2** 酸库及酸计量间应采用机械通风，室内空气严禁再循环。碱库及碱计量间宜采用自然通风。对集中采暖地区和过渡地区，酸、碱库宜分别设置。对非采暖地区当酸碱共库时，应按酸库要求设计通风。

**17.5.3** 对其他化学建筑应根据车间及所排除气体的性质确定通风方式和通风量。

**17.5.4** 采暖通风设备、管道及其附件应采取防腐措施。

## 17.6 其他辅助建筑及附属建筑

**17.6.1** 供、卸油泵房通风按下列要求确定：

供、卸油泵房为地上建筑时，宜采用自然通风。供、卸油泵房为地下建筑时，应采用机械通风，室内空气严禁再循环。当采用机械通风时，通风机应为防爆式。

**17.6.2** 中央水泵房及岸边水泵房，在夏季应有排除余热的措施。在采暖地区，冬季可按维持室内温度  $5^{\circ}\text{C}$  设计采暖。

## 17.7 厂区制冷、加热站及管网

**17.7.1** 厂区的采暖热媒为热水时，应设置厂区热网加热站。

**17.7.2** 厂区热网加热站内的设备容量和台数应按照 10.8 节相关内容确定，并宜对远期规划的可能性留有余地。

**17.7.3** 蒸汽采暖系统应采取凝结水回收和利用措施。

**17.7.4** 厂区采暖供热管网及厂区冷水管网的敷设应根据工程的具体情况和技术经济比较，采用架空、地沟或直埋方式。

**17.7.5** 热、冷水管网的主干线应通过负荷集中的区域，管网设计形式应根据厂区布置合理确定。

**17.7.6** 集中采暖地区和过渡地区，当补给水水泵房、岸边水泵房或贮灰场管理站远离厂区，且厂区供热管网不能供给时，其生产和生活建筑宜采用以电能做为热源的局部集中或分散供热方式，热源设备不应设备用。

**17.7.7** 当空调系统冷源采用人工冷源时，制冷站宜与厂区采暖加热站合并设置。当因工艺需要独立设置集中制冷站时，应尽量靠近冷负荷较大的建筑。

**17.7.8** 全厂空调系统宜根据工程的具体情况统一规划冷源容量和布置冷水管网。

**17.7.9** 人工冷源的选择应符合下列要求：

1 新建电厂，在蒸汽汽源没有可靠保证的情况下，应采用电动压缩制冷；

2 改、扩建电厂，在蒸汽汽源有可靠保证的情况下，可采用溴化锂吸收制冷。

**17.7.10** 制冷机组的选型应符合下列要求：

1 当选用压缩式冷水机组时，宜按设计冷负荷的  $2 \times 75\%$  或  $3 \times 50\%$  选型；

2 当选用溴化锂吸收式冷水机组时，宜按设计冷负荷的  $2 \times 60\%$  选型，不设备用；

3 当采用其他型式的冷水机组或整体式空调机组时，应根据设计冷负荷合理设置备用容量。

**17.7.11** 制冷系统冷却水的水质，应符合 GB50050《工业循环冷却水处理设计规范》及有关产品对水质的要求。

## 18 环 境 保 护

### 18.1 一 般 规 定

**18.1.1** 发电厂的环境容量及影响评价和环境保护工程设计必须贯彻国家颁布的有关环境保护的法令、条例、标准和规定。

**18.1.2** 发电厂的环境保护设计应按环境容量及影响简要分析、环境容量及影响评价（含水土保持方案，下同）及环境保护工程设想（含水土保持方案，下同）、环境保护防治方案设计（含水土保持方案，下同）和环境保护防治设施设计的四个阶段进行，并分别作为初步可行性研究、可行性研究、初步设计和施工图设计的主要内容之一。

环境影响评价应以发电厂可行性研究报告中的环境保护工程设想为主要依据之一，初步设计中环境保护防治方案设计应以可行性研究阶段批准的环境影响报告书为依据，并进行优化，若有重大变更必须进行补充评价。

**18.1.3** 在发电厂设计中应采用清洁工艺，对产生的各项污染物应提出防治措施及重复使用的要求，并进行绿化规划。

**18.1.4** 进行环境现状评价和环境影响预测时，所采用的方法和手段，应按现行国家标准和行业标准的有关规定执行。

**18.1.5** 废水、废气、灰渣的处理应选用无毒、低毒、高效和污染较小的药剂和方案，处理过程中如有二次污染产生，还应采取相应的治理措施。

### 18.2 大 气 污 染 防 治

**18.2.1** 发电厂的烟气排放必须符合国家颁发的 GB13223《火电厂大气污染物排放标准》、GB3095《环境空气质量标准》和污染物排放总量控制的要求。当地方有特殊规定时，还必须符合地方的有关排放标准。



**18.2.2** 燃煤发电厂的锅炉应装设高效除尘器，其烟尘排放浓度及除尘效率必须符合 GB13223《火电厂大气污染物排放标准》的要求。启动锅炉烟尘排放必须符合 GB13271《锅炉大气污染物排放标准》。

**18.2.3** 在酸雨控制区和二氧化硫污染控制区内的发电厂，全厂二氧化硫的排放不应大于 GB13223《火电厂大气污染物排放标准》的允许排放浓度和允许排放量，并应符合 GB3095《环境空气质量标准》和排放总量控制的要求。

在非酸雨控制区和二氧化硫污染控制区内的发电厂，全厂二氧化硫的排放不应大于 GB13223《火电厂大气污染物排放标准》的允许排放量，并应符合 GB3095《环境空气质量标准》和排放总量控制的要求。

**18.2.4** 发电厂应根据气象参数、全厂燃煤二氧化硫排放量、二氧化硫排放浓度、二氧化硫落地浓度等数据进行计算，优化确定烟囱高度、烟囱座数、烟囱内筒个数及出口内径、脱二氧化硫量及脱硫效率。

发电厂的烟囱高度应高于厂区内最高建筑物高度的 2 倍。

**18.2.5** 对于 300MW 及以上机组，锅炉应采用低氮氧化物燃烧技术及装置。

**18.2.6** 燃料、灰渣、脱硫吸收剂的制备储运系统应有防止二次扬尘污染的措施。

## **18.3 废 水 治 理**

**18.3.1** 发电厂各生产作业场所排出的各种废水和污水，应按清、污分流的原则分类收集和输送，并根据其污染的程度、复用和排放的要求进行处理。设计应根据各生产装置排出的废水水质和水量、处理的难易程度、复用系统对水质的要求以及尽量减少对外排放污染物总量等因素，对废水的合理回收、复用和排放进行综合优化。对外排放水的水质必须符合 GB8978《污水综合排放标准》，并应符合 GHZB1《地表水环境质量标准》、GB3097

《海水水质标准》、GB11607《渔业用水水质标准》、GB15618《土壤环境质量标准》、GB5084《农田灌溉水质标准》的相应要求和建厂所在地区的有关污水排放标准。不符合排放标准的废污水不得排入自然水体或任意处置。

1 酸、碱废水应经中和处理后复用或排放。

2 煤场排水和输煤设施的清扫水，应经沉淀处理，处理后的水宜复用。含悬浮物的冲洗废水宜采用加药沉淀处理，处理后的水宜复用或排放。

3 含金属离子废水宜进入废水集中处理系统，进行氧化、调 pH 值、絮凝澄清处理，处理后复用或排放。

4 锅炉化学清洗应根据清洗的方案，确定相应废液的处理方案。锅炉化学清洗不宜采用氢氟酸酸洗，磷酸盐亚硝酸盐钝化方案，当锅炉厂商要求只能采用氢氟酸酸洗方案时，必须同时设计废液石灰处理设施和配置监控仪器，处理后必须符合 GB8978《污水综合排放标准》才允许对外排放。

5 灰场灰水应优先考虑回收复用，若排放，则必须符合 GB8978《污水综合排放标准》。渣水应循环复用。

6 含油污水应进行油、水分离处理，处理后优先考虑复用，若排放，则必须符合 GB8978《污水综合排放标准》。

7 发电厂的生活污水，应处理达标后复用或排放，若排放，则必须符合 GB8978《污水综合排放标准》。位于城市的发电厂生活污水宜优先考虑排入城市污水系统，其水质应符合 CJ18《污水排入城市下水道水质标准》。

18.3.2 在排水水质控制标准严格的地区，对于单机容量为 300MW 及以上的发电厂，宜选用相对集中的废水处理设施。采用分散处理的发电厂也应集中对外排放，全厂外排口不宜多于 2 个。

18.3.3 采用地面水源的直流或混流供水系统的发电厂，应采取措施防止温排水对受纳水域影响区内的主要水生物造成有害影响。

**18.3.4** 为处理锅炉非经常性废水，发电厂应设置一定容量的废水贮存池，其容积应根据锅炉水容积、锅炉清洗介质、空气预热器的冲洗水量和废水处理方式等因素确定。

**18.3.5** 水灰场周围有居民和饮用水源等保护对象时，应进行水灰场对地下水影响的评价，必要时应采取设截流沟、设防渗层等防渗设施并设监测井；当防渗设施造价较高时，应与干灰场方案进行技术经济比较后确定。

## **18.4 灰渣治理及综合利用**

**18.4.1** 灰渣严禁排入江、河、湖、海等水域。

**18.4.2** 机组外供灰方案及相应的除灰渣系统的选择，应根据灰渣综合利用调研报告提供的对外供灰的等级、质量、数量及节约灰场存储容量等因素，综合优化确定。

**18.4.3** 环境影响报告书批复要求进行温排水利用的工程，设计中应为综合利用温排水创造条件。

## **18.5 噪声防治**

**18.5.1** 发电厂噪声对周围环境的影响必须符合 GB12348《工业企业厂界噪声标准》和 GB3096《城市区域环境噪声标准》。

**18.5.2** 发电厂的噪声应首先从声源上进行控制，要求设备供应商提供符合国家噪声标准要求的设备。对于声源上无法控制的生产噪声应采取有效的噪声控制措施。

**18.5.3** 应对发电厂的总平面布置、建筑物和绿化的隔声、消声、吸声等作用进行优化，以降低发电厂的噪声影响。

## **18.6 环境保护监测**

**18.6.1** 1000t/h 及以上的锅炉应采用稀释采样或伴热采样式烟气连续监测系统；420t/h~670t/h 的锅炉，可采用在线式或电化学式烟气连续监测系统；410t/h 及以下的锅炉，可采用便携式烟气监测设备。

**18.6.2** 发电厂（含水灰场）废水外排口应按规范设计，并应装设水量监测装置。

当发电厂废水与循环水排入同一受纳水体时，经技术经济比较，并征得地方环境保护管理部门同意后，可合并对外排放，但必须在合并前装设水量水质连续监测装置。

## 19 劳动安全与工业卫生

### 19.1 一般规定

**19.1.1** 发电厂的设计应认真贯彻“安全第一、预防为主”的方针，新建、改建、扩建工程的劳动安全卫生设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

**19.1.2** 新建、改建、扩建的发电工程，在可行性研究阶段应有劳动安全和工业卫生的论证内容；在初步设计阶段应提出深度符合要求的劳动安全和工业卫生专篇。

**19.1.3** 劳动安全和工业卫生的工程设计必须落实在各项专业设计中，工程设计的各项措施除应符合本规程外，尚应符合现行的有关国家标准和 DL5053《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》等规定。

### 19.2 防火和防爆

**19.2.1** 发电厂的生产车间、作业场所、辅助建筑、附属建筑、生活建筑和易爆、易燃的危险场所以及地下建筑物的防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道的设计，均应符合 GBJ16《建筑设计防火规范》、GB50222《建筑内部装修设计防火规范》和 GB50229《火力发电厂与变电所设计防火规范》等有关规范的规定。

**19.2.2** 发电厂的安全疏散设施应有充足的照明和明显的疏散指示标志。

**19.2.3** 有爆炸危险的设备及有关电气设施、工艺系统和厂房的工艺设计及土建设计必须按照不同类型的爆炸源和危险因素采取相应的防爆防护措施。防爆设计，应符合 GBJ16《建筑设计防火规范》、GB50058《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》、GB50217《电力工程电缆设计规范》、GBJ65《工业与民用电力装

置的接地设计规范》、DL/T621《交流电气装置的接地》、国发(1982) 22 号《锅炉压力容器安全监察暂行条例》、质技监局锅发(1999) 154 号《压力容器安全技术监察规程》、能源安保(1991) 709 号《电站压力式除氧器安全技术规定》、DL612《电力工业锅炉压力容器监察规程》、GB150《钢制压力容器》、DL435《火电厂煤粉锅炉燃烧室防爆规程》、劳人护(87) 36 号《中华人民共和国爆炸危险场所电气安全规程》(试行) 及其他有关标准、规范的规定。

### 19.3 防 电 伤

**19.3.1** 电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求, 并应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施; 应设置防直击雷和安全接地等措施。

防电伤的设计应符合 SDJ5《高压配电装置设计技术规程》、GBJ65《工业与民用电力装置的接地设计规范》、GB50057《建筑物防雷设计规范》、GB50060《3 - 110kV 高压配电装置设计规范》、DL/T621《交流电气装置的接地》、DL/T620《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》、DL408《电业安全工作规程》、GB/T4064《电气设备安全设计导则》及其他有关标准、规范的规定。

### 19.4 防机械伤害及防坠落伤害

**19.4.1** 防机械伤害和防坠落伤害的设计, 应符合 GB8196《机械设备防护罩安全要求》、GB5083《生产设备安全卫生设计总则》、GB4053.1《固定式钢直梯安全技术条件》、GB4053.2《固定式钢斜梯安全技术条件》、GB4053.3《固定式工业防护栏杆安全技术条件》、GB4053.4《固定式工业钢平台》、GBJ101《建筑楼梯模数协调标准》及其他有关标准、规范的规定。

**19.4.2** 发电厂设计中, 对生产场所的机械设备应采取防机械伤害措施, 所有外露部分的机械转动部件应设防护罩, 机械设备应

设必要的闭锁装置。

带式输送机运行通道侧应设防护栏杆,跨越带式输送机处应设人行过桥(跨越梯),机头和尾部应设防护罩,落煤口设栅格板。

除必须在带式输送机的机头、尾部设联动事故停机按钮外,并应沿带式输送机全长设紧急事故拉绳开关及报警装置。

带式输送机应设有启动警告电铃的联锁装置。

**19.4.3** 平台、走台(步道)、升降口、吊装孔、闸门井和坑池边等有坠落危险处,应设栏干或盖板。需登高检查和维修设备处,应设钢平台和扶梯,其上下扶梯不宜采用直爬梯。烟囱、微波塔和冷却塔等处的直爬梯必须设有护笼。

## **19.5 防尘、防毒及防化学伤害**

**19.5.1** 发电厂设计中应有防止粉尘飞扬的设施。贮煤场(含干煤棚)应设置覆盖整个煤堆面积的喷洒设施。卸煤点宜设原煤加湿设施。运煤系统应采取以防为主的综合防治措施。运煤系统各建筑物的地面宜采用水力清扫。粉煤灰在输送与贮存时应防止粉尘飞扬。制粉系统与除灰系统等应采取防止漏粉、漏灰的措施。

锅炉房(或锅炉)应设有负压吸尘装置,并定期兼管煤仓间的干式清扫。

**19.5.2** 运煤系统煤尘综合防治设计应符合下述标准:

1 煤尘中含有 10 % 及以上游离二氧化硅时,工作地点空气中含尘浓度不应大于  $2\text{ mg/m}^3$ ,呼吸性矽尘浓度不应大于  $1\text{ mg/m}^3$ 。当空气中呼吸性矽尘浓度大于  $1\text{ mg/m}^3$  时,应采取个人防护措施;除尘系统向室外排放浓度不应大于  $60\text{ mg/m}^3$ 。

2 煤尘中含有 10 % 以下游离二氧化硅时,工作地点空气中含尘浓度不应大于  $10\text{ mg/m}^3$ ,呼吸性煤尘浓度不应大于  $3.5\text{ mg/m}^3$ 。当空气中呼吸性煤尘浓度大于  $3.5\text{ mg/m}^3$  时,应采取个人防护措施;除尘系统向室外排放浓度不应大于  $120\text{ mg/m}^3$ 。

**19.5.3** 对贮存和产生有害气体或腐蚀性介质等场所及使用含有对人体有害物质的仪器和仪表设备,必须有相应的防毒及防化学

伤害的安全防护设施，并应符合 TJ36《工业企业设计卫生标准》等现行的有关标准、规范的规定。

**19.5.4** 加氯系统应设置泄氯报警装置和氯气吸收装置等安全防护设施。安全防护设施的设计，应符合现行的有关标准、规范的规定。

**19.5.5** SF<sub>6</sub> 高压开关室及 SF<sub>6</sub> 高压开关检修室应设置机械排风设施，室内空气不允许再循环，其 SF<sub>6</sub> 的含量不应超过 6000mg/m<sup>3</sup>。有关安全防护设施的设计，应符合 DL408《电业安全规程》、DL/T639《六氟化硫电气设备运行、实验及检修人员安全防护细则》及其他现行的有关标准、规范的规定。

**19.5.6** 当汽轮机调速系统和旁路系统的控制油采用抗燃油时，应有必要的安全防护设施。室内空气中有害物的浓度值不应超过现行的国家有关卫生标准的规定。

## **19.6 防噪声及防振动**

**19.6.1** 在发电厂设计中，应对锅炉房、汽机房和运煤系统等进行噪声控制。对于生产过程和设备产生的噪声，应首先从声源上进行控制并采用隔声、消声、吸声、隔振等控制措施。噪声控制的设计，应符合 GBJ87《工业企业噪声控制设计规范》及其他有关标准、规范的规定。

**19.6.2** 防治振动危害，应首先从振动源上进行控制并采取隔振、减振等措施。防振动的设计应符合 GB50040《动力机器基础设计规范》、GB10434《作业场所局部振动卫生标准》及其他有关标准、规范的规定。

## **19.7 防暑、防寒及防潮**

**19.7.1** 防暑、防寒及防潮的设计，应符合 TJ36《工业企业设计卫生标准》、GBJ19《采暖通风与空气调节设计规范》及其他有关标准、规范的规定。

**19.7.2** 发电厂的地下卸煤沟、运煤隧道及地下转运站等应设置



防潮设施。

## **19.8 防电离辐射及防电磁辐射**

**19.8.1** 发电厂的电离辐射（如 X 射线、 $\gamma$  射线等）工作室及放射源库等的设置及防护设计，必须符合 GB4792《放射卫生防护基本标准》、（89）国务院令第 44 号《放射性同位素与射线装置放射防护条例》、GB8703《辐射防护规定》及其他有关标准、规范的规定。

**19.8.2** 微波辐射的卫生防护设计，应符合 GB10436《作业场所微波辐射卫生标准》、GB8702《电磁辐射防护规定》、DL5025《电力系统微波通信工程设计技术规程》及其他有关标准、规范的规定。

## **19.9 劳动安全和工业卫生机构及设施**

**19.9.1** 安全教育室和医疗卫生机构的设计应符合国家和行业现行的有关标准、规范的规定。

## 20 消 防

### 20.1 一 般 规 定

**20.1.1** 发电厂的消防设计应贯彻“预防为主、防消结合”的方针，防止或减少火灾危害，保障人身和财产安全。

**20.1.2** 发电厂应有完整的消防给水系统，还应按消防对象的具体情况设置火灾自动报警装置和专用灭火装置，并应合理配置灭火器。发电厂建（构）筑物及各工艺系统消防设计应符合GB50229《火力发电厂与变电所设计防火规范》及GBJ116《建筑设计防火规范》等国家规范的要求。

### 20.2 消 防 给 水

**20.2.1** 发电厂厂区内同一时间内可能发生火灾的次数应按一次考虑，厂区内消防给水水量应按发生火灾时的一次最大消防用水量，即室内和室外消防用水量之和计算。

**20.2.2** 发电厂消防用水可由城市给水管网、天然水源或消防水池供给。选用的水源和取水方式必须确保消防用水的可靠性。

**20.2.3** 100MW机组及以下的发电厂消防给水可采用与生活水合并的给水系统；125MW机组及以上的发电厂消防给水应采用独立的给水系统。

**20.2.4** 消防水池的容量应满足在火灾延续时间内室内、外消防用水总量的需要。与生产、生活用水合并的水池，应有确保消防用水的可靠措施。消防水池容量超过1000m<sup>3</sup>时，应分成两个。

**20.2.5** 消防水池的补水时间不宜超过48h，但缺水地区可延长到96h。

**20.2.6** 在主厂房、贮煤场、油罐区的周围，应设置环状消防给水管网。进环状管网的输水管应不少于两条，当其中一条故障

时，其余输水管应仍能通过 100% 的消防用水总量。环状管道应采用阀门分成若干区段。

### **20.2.7 下列建筑物内应设置室内消火栓：**

1 主厂房（汽机房内各层和锅炉房的底层、运转层，煤仓间各层，除氧间运转层、除氧层，电梯间各层和楼梯间等）；

2 运煤建筑物；

3 生产、行政办公楼；

4 材料库；

5 启动锅炉房；

6 柴油发电机房；

其他建筑物的室内消火栓设置，应按现行的国家有关防火标准和规范执行。

**20.2.8** 采用高压消防给水系统时，如能保证最不利点的消火栓和自动喷水灭火设备的水量和水压，则可不设高位消防水箱。

## **20.3 专用灭火装置**

**20.3.1** 卸油站台、卸油码头、燃油泵房、燃油罐区宜设置泡沫灭火装置，其设计应符合 GB50151《低倍数泡沫灭火系统设计规范》、GBJ74《石油库设计规范》和 GB50156《小型石油库及汽车加油站设计规范》的有关规定。

**20.3.2** 单机容量 300MW 及以上发电厂，集控楼和网控楼内的控制室、计算机房、电子设备间和继电器室应设置气体灭火装置。气体灭火装置设计应符合国家有关规范的要求。

**20.3.3** 90000kVA 及以上油浸变压器应设置水喷雾或其他灭火装置。

**20.3.4** 运煤栈桥与转运站、碎煤机室、主厂房相连接处应设水幕防火隔离设施。燃用褐煤或易自燃高挥发分煤种的单机容量 300MW 及以上的电厂，长度大于 200m 的栈桥应设置自动喷水灭火装置。

**20.3.5** 单机容量 300MW 及以上的发电厂，主厂房内的主油

箱、贮油箱应采用水喷雾灭火装置或雨淋喷水灭火装置。

**20.3.6** 单机容量 200MW 及以下的发电厂，除大容量油浸变压器外，其主要建（构）筑物和设备的灭火设施宜采用移动式灭火器及消火栓。

**20.3.7** 单机容量 300MW 及以上的发电厂，除必须采用上述专用灭火装置外，对电气设备、电缆、油系统、运煤系统应符合 GB50229《火力发电厂与变电所设计防火规范》的要求设置专用的消防装置。

**20.3.8** 发电厂水喷雾灭火装置及预作用、湿式、干式喷水灭火装置的设计应符合国家标准 GB50129《水喷雾灭火系统设计规范》及 GBJ84《自动喷水灭火系统设计规范》的有关规定。

**20.3.9** 当设置喷水灭火装置时，应考虑能排泄消防废水。油系统消防排水尚应有防止火灾蔓延的措施。

## **20.4 消防水泵房**

**20.4.1** 固定式消防水泵应设有备用泵，其工作能力不应小于最大一台主要消防水泵。消防水泵房应设备用动力，如采用双电源、双回路供电有困难时，可采用内燃机作动力。

消防水泵与动力机械应直接连接。

**20.4.2** 消防水泵宜采用正压进水方式。一组消防水泵的吸水管应不少于两条，当其中一条损坏时，其余的吸水管应仍能通过全部用水量。高压、临时高压和生活、消防合并的消防给水系统，其每台工作消防水泵应有独立的吸水管。

消防水泵应有不少于两条的出水管直接与环状管网连接，当其中一条检修时，其余的出水管应能供应全部用水量。

**20.4.3** 消防水泵房应有防止结冰的措施。

## **20.5 消防 车**

**20.5.1** 发电厂应计列配备消防车与消防车库的投资，并宜交当地消防部门统一使用。

## **20.6 火灾探测和自动报警**

**20.6.1** 发电厂应在火灾易发生部位设置火灾探测和自动报警装置，探测器类型及设置位置应符合 GB50229《火力发电厂与变电所设计防火规范》的有关规定。

**20.6.2** 火灾报警系统的设计和消防控制设备及其功能应符合 GB50116《火灾自动报警系统设计规范》的要求。

**20.6.3** 消防集中控制盘宜设在集中控制室内。

### 本规程用词说明

**A.0.1** 执行本规程条文时,要求严格程度的用词,说明如下,以便执行中区别对待。

- 1 表示很严格,非这样作不可的用词:  
正面词采用“必须”;  
反面词采用“严禁”。
- 2 表示严格,在正常情况下均应这样作的用词:  
正面词采用“应”;  
反面词采用“不应”或“不得”。
- 3 表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样作的用词:  
正面词采用“宜”;  
反面词采用“不宜”。
- 4 表示有选择,在一定条件可以这样作的用词:  
采用“可”。

**A.0.2** 条文中指明应按某些有关标准规范的规定执行时,一般写法为“应按……执行”或“应符合……要求或规范”。非必须按所指定的标准规范的规定执行时,写法为“可参照……”。

**A.0.3** 条文中条、款之间承上启下的连接用语一般采用“符合下列要求或规定”、“遵守下列规定”或“满足下列要求”。

### 燃气—蒸汽联合循环发电技术

**B.0.1** 当油、气燃料落实,经技术经济比较合理时,可采用燃气—蒸汽联合循环机组。

**B.0.2** 燃气轮机选择应遵守下列规定:

1 单机容量较小、年利用小时低的燃气轮机,可以采用单循环,经技术经济比较后确定是否预留加装余热锅炉和汽轮机场地。

2 当采用联合循环机组,且燃机与蒸汽轮机同期建设时,宜优先采用同轴布置方式,具体工程可结合工程建设特点确定采用同轴或多轴布置。

3 当燃用重油、低热值煤气和轻油双燃料、原油与柴油混合油或年利用小时较高时,应选用重型燃气轮机。

**B.0.3** 余热锅炉选择应遵守下列规定:

1 燃气—蒸汽联合循环宜采用一台燃气轮机配一台余热锅炉,不设备用。

2 余热锅炉应根据蒸汽循环的要求和烟气特性进行设计,应能适应燃气轮机快速启动的特点。

3 余热锅炉炉型采用强制循环或自然循环,应根据工程情况经技术经济比较后确定。

4 烟囱的设置应根据机组循环方式、余热锅炉型式及布置方式等因素确定,烟囱的高度应满足环保要求。

单循环机组宜每机设置一座钢制烟囱;联合循环机组,当燃气轮机与蒸汽轮机不同轴布置时,宜设置旁通烟囱和余热锅炉烟囱。

当采用立式余热锅炉时,宜采用钢制烟囱,并直接设置在锅

炉顶部。

当采用卧式余热锅炉时，应视机组布置情况，可以每炉设置一座烟囱，也可多台炉合设一座烟囱。

#### **B.0.4 蒸汽轮机选择应遵守下列规定：**

1 联合循环机组每个单元应只设置一台蒸汽轮机，即由一台或多台燃气轮机与一台蒸汽轮机组成一个单元。

2 蒸汽轮机的进汽量宜与相应的余热锅炉最大蒸发量之和相匹配；蒸汽循环采用单压、双压或三压，无再热或有再热应经技术经济比较确定；蒸汽轮机与余热锅炉之间的参数匹配，原则上可执行第 8 章的有关规定。

3 对多台燃气轮机与一台蒸汽轮机组成一个单元的联合循环机组，其每个单元主蒸汽系统应采用母管制；对单轴布置的联合循环机组主蒸汽系统应采用单元制。

4 联合循环机组热力系统中，可只设除氧器。

#### **B.0.5 主厂房布置应遵守下列规定：**

1 燃气轮机宜采用露天布置，并应有防噪声和防振动措施，能符合现行标准、规范的要求；必要时也可采用室内布置。

2 余热锅炉宜采用露天布置，必要时也可采用室内布置。

3 当蒸汽轮机为轴向排气时，应低位布置，不设运转层；当蒸汽轮机为向下排气时，应设运转层。

4 联合循环电厂宜设集中控制室；单循环电厂控制室可就地布置，也可以多台燃机的控制室集中布置。

#### **B.0.6 燃料系统选择应遵守下列规定：**

1 根据工程情况、设备条件和技术经济比较，燃气轮机可燃用天然气、液化气、轻油、原油或重油，当燃用原油或重油时，燃机起停阶段宜用轻油。

2 原油及重油主贮油罐容量，包括净化油罐容量，其总贮油量不应小于全厂 15d 耗油量。轻油罐不应少于 2 个，原油及重油罐不应少于 3 个。净化油罐宜设置 3 个，每个净油罐的容量应能满足按规划容量使用 24h 的总耗油量。



3 经处理后的燃料,其质量标准应满足燃机运行要求;油处理设备不应少于2列,当处理容量最大的一列停用时,其余各列的处理容量不应小于全厂燃机的总耗油量。

4 输油泵型式应根据油质决定,并根据燃机运行要求按机分组或设母管。每组或全厂油泵宜设2~3台,其中1台备用。

5 卸油泵型式应根据油质、卸油方式等因素确定,其台数不少于两台,当其中一台停用时,其余各泵的容量应满足在规定的卸油时间内卸完来油的要求。当水运来油时,应按商定的油船吨位与卸船时间确定;当铁路来油时,应按卸油站台可一次容纳12节~24节油槽车卸车时间为6h~12h确定。

6 天然气管道设计压力和工艺设计要求,应根据气源条件、燃机要求、环境因素等经技术经济比较确定。

7 天然气系统和调压站的布置,应符合工艺流程和工艺设计要求;调压站宜露天布置或半露天布置,在严寒及风沙地区,也可采用室内布置。

**B.0.7** 联合循环电厂采用分散控制系统实现对主要工艺系统的监视和控制,其他辅助系统可设置独立的监控装置,但应留有与DCS的必要接口。

**B.0.8** 供水系统设计应满足下列要求:

1 当采用地表水作水源,即从天然河道、受水库调节的河道和水库取水时,设计枯水流量的保证率按蒸汽轮机的容量选取,并应符合下列规定:

对于50MW以下的蒸汽轮机:  $P=90\%$ ;

对于50MW及以上的蒸汽轮机:联合循环机组带调峰负荷,  
 $P=95\%$ ;

联合循环机组带基本负荷,  
 $P=97\%$ 。

2 当采用地下水作水源时,取用水量不应超过按枯水年或连续枯水年经水量平衡计算后确定的允许开采量。

**B.0.9** 水处理系统选择应满足下列要求:

1 补给水除盐处理系统（包括预脱盐系统）应根据原水水质、燃机用水及余热锅炉的水质标准、药品的供应条件和环保要求等因素，经技术经济比较确定。对于单循环机组，燃机用水可直接外购，不设补给水除盐处理系统。

2 补给水处理设备的全部出力，应根据燃机联合循环电厂全部正常汽水损失量（包括燃机用水），并根据机组启动或事故而增加的水处理设备出力和机组日运行小时数，经计算后确定。

3 除盐水箱的总有效容积应能配合水处理设备出力，满足最大一台余热锅炉酸洗或机组启动、燃机用水需要。离子交换器不设再生备用时，还应计入再生停运期间所需的备用水量。

#### **B.0.10 土建结构设计应满足下列要求：**

1 燃气轮机发电机组或单轴布置的燃气—蒸汽轮机发电机组，其基础宜采用大块式钢筋混凝土基础。

2 多轴布置的联合循环机组，汽轮发电机组基础宜采用钢筋混凝土框架结构或大块式钢筋混凝土基础。

3 燃气轮机发电机基础或燃气—蒸汽轮机发电机组基础，均应与周围基础分开或采取必要的隔振措施。

### 烟 气 脱 硫 技 术

**C.0.1** 烟气脱硫工艺系统的选择应根据机组容量、燃料含硫量、对脱硫效率的要求、吸收剂货源品种和运输条件、灰场容量、脱硫副产品利用条件、以及脱硫工艺成熟程度等综合因素，经技术经济比较确定。对于改、扩建电厂，还应考虑现场场地布置条件等特点。

脱硫工艺选择应因地制宜，当脱硫效率要求较高时，宜采用石灰石—石膏湿法工艺；当燃煤含硫量较低时，若条件适合，技术经济比较合理，也可采用半干法工艺或其他成熟工艺。

**C.0.2** 吸收剂应有可靠的货源，并应争取由市场直接购买粒度符合要求的粉状成品；当条件许可且方案合理时，可由电厂自建吸收剂制备车间；当必须新建吸收剂加工粉厂时，应优先考虑区域性协作即集中建厂，且应根据投资及管理方式、加工工艺、厂址位置、运输条件等进行综合技术经济论证。

厂内吸收剂仓贮容量应根据供货连续性、货源远近及运输条件等因素确定，应不小于 3d 的需用量。

吸收剂的制备储运系统应有防止二次扬尘等污染的措施。

**C.0.3** 脱硫工程吸收塔的额定容量宜按锅炉相对应烟气流设计，不增加容量余量。根据吸收塔出口排烟温度及是否掺混热烟气等因素，确定是否设置换热器。

吸收塔入口烟温应按正常运行烟气温度加 10℃（短期可达 50℃）裕量设计，并应注意在锅炉异常运行条件下采取适当措施不致造成对设备的损害。

吸收塔的数量应根据锅炉容量、吸收塔的容量及可靠性等确定。当采用湿法工艺时，300MW 及以上锅炉宜一炉配一塔；

200MW 及以下锅炉宜二炉配一塔。半干法脱硫工艺可一台炉配多台吸收塔。

吸收塔内部应根据工艺特点考虑可靠的防腐措施。

**C.0.4** 当脱硫系统设增压风机时，其容量应根据处理烟气的量选择，风量裕量不应小于 10%，风压裕量不应小于 20%。

脱硫装置宜设旁路烟道，脱硫装置进口和出口的挡板门（或插板门）应有良好的操作和密封性能。

吸收塔出口至烟囱的低温烟道，应根据不同的脱硫工艺采取必要的适当的防腐措施。

**C.0.5** 脱硫工艺设计应尽量为脱硫副产品的综合利用创造条件，经技术经济论证合理时，脱硫副产品可经过适当加工后外运，其加工深度、品种及数量应根据可靠的市场调查结果确定。

若脱硫副产品无综合利用条件时，可考虑将其输送至储存场，但宜与灰渣分别堆放，留有今后综合利用的可能性，并应采取防止副产品造成二次污染的措施。

**C.0.6** 吸收剂和脱硫副产品浆液输送系统应考虑防堵措施和加装管道清洗装置。

**C.0.7** 脱硫控制室宜与其他控制室合并设置；当与主体工程不能同步建设或二炉配一塔时，也可设独立控制室。

脱硫系统的控制水平不应低于机组控制水平。

**C.0.8** 烟气脱硫装置的供电方案采用专用厂用变压器或由机组的厂用变压器引接应结合工程具体情况经技术经济比较确定。

**C.0.9** 脱硫吸收塔宜布置于锅炉尾部烟道及烟囱附近，吸收剂制备和脱硫副产品加工场地宜在炉后集中布置，也可布置于其他适当地点。

当环境影响评价要求预留脱硫场地时，宜在烟囱外侧预留脱硫吸收塔位置，其场地大小应根据今后可能采用的脱硫工艺方案确定。在预留场地上不允许布置不便拆迁的设施。

脱硫吸收塔宜露天布置，但应有必要的防护措施。

## 附录 D (提示的附录)

---

### 洁净煤电发电技术

**D.0.1** 装有循环流化床锅炉 (CFB) 的电厂, 设计应符合以下规定:

1 300MW 及以下容量的机组, 当燃用高硫煤、难燃煤、劣质煤或环保要求较高以及需对现有锅炉进行改造时可选用循环流化床锅炉。循环流化床锅炉炉型根据燃煤煤质、锅炉容量、环保要求以及炉型成熟程度等因素, 经技术经济比较确定。

2 运煤系统中的筛碎设备的设置应满足入炉煤的粒度及粒度级配的要求, 并应根据来煤粒度情况确定是否采用二级破碎。运煤系统应设三级除铁。原煤斗应有防堵措施。

3 石灰石粉 (脱硫剂) 宜争取外购, 厂内石灰石粉仓容量不应少于 3d 需用量; 当厂内需要设置磨粉设备时, 通常布置在煤仓间内, 厂内石灰石堆场的贮存量不应小于 7d 的需用量; 石灰石仓容量不应小于锅炉最大连续蒸发量时 8h 的需用量; 石灰石粉仓容量不应小于锅炉最大连续蒸发量时 4h 的需用量。石灰石仓和石灰石粉仓均应有防堵措施, 并根据当地条件论证是否设置防冻措施。

4 风机台数、容量、压头余量应符合下列要求:

1) 一、二次风机, 220t/h 及以下锅炉每炉一台; 410t/h 及以上锅炉应每炉两台, 均不应设备用。当锅炉采用管式空预器时, 其容量余量不应小于 20%, 当采用回转式空预器时, 其容量余量应充分考虑回转式空预器漏风因素。其压头余量, 一次风机不应小于 20%, 二次风机不应小于 30%。

2) 高压流化风机, 220t/h 及以下锅炉, 每炉宜配两台 50% 容量; 410t/h 及以上锅炉每炉宜配三台 50% 容量。风机的容量

余量与压头余量均不应小于 20%。

3) 锅炉应采用对称给煤, 给煤设备不少于两套, 其总容量应能满足锅炉最大连续蒸发量时耗煤量 200% 的需要。

5 除灰系统设计应符合以下规定:

1) 底灰输送装置出力应为锅炉最大连续蒸发量时底灰量的 250%;

2) 冷灰装置排灰温度宜不大于 200℃。

6 循环流化床锅炉机组宜采用分散控制系统对主要工艺系统实现集中控制。与常规锅炉相比, 应增加以下热工控制设备:

1) 炉膛床温、床压检测和烟气分析;

2) 一次风机、二次风机、引风机、高压流化风机、给煤设备、石灰石给料设备启停及事故跳闸时的顺序连锁;

3) 一次风机、二次风机、引风机、高压流化风机及有关挡板的连锁;

4) 石灰石给料量和床压调节。

7 煤仓间给料层的标高应根据锅炉给料口的标高与位置确定, 当煤仓间与除氧间近邻布置时, 给料层标高宜与除氧层标高一致, 以方便运行维护。

**D.0.2 整体煤气化联合循环机组 (IGCC) 的设计应符合以下规定:**

1 IGCC 发电技术适合于酸雨控制区和二氧化硫污染控制区以及燃用高硫煤的火电厂; 对现有常规电厂增容改造和联合循环电厂燃气或燃油改煤项目, 经技术经济比较合理时, 也可采用。

2 新扩建 IGCC 电站单套容量宜采用 300MW 及以上; 增容改造和油改煤项目, 经技术经济比较合理时, 也可采用容量较小的机组。

3 大容量的气化炉宜采用氧吹喷流床, 采用湿法或干法加料方式, 以及采用激冷或全热回收方式, 应经技术经济比较后确

定。

4 400MW 级及以下容量的 IGCC 发电机组，每一个动力岛单元宜配一台气化炉，不设备用；如需配两台半容量气化炉时，应有技术经济论证。

5 每台气化炉配一套净化装置，包括除尘和脱硫，宜采用常温净化。脱硫宜采用湿法，回收元素硫，是否制成硫酸应根据市场需求，经技术经济比较后确定。后续硫回收装置及尾气处理装置宜每炉一套，也可两炉公用一套。

6 空分宜采用全低压分子筛增压膨胀机流程，空分岛生产的氧气量应与气化炉最大用氧气量相匹配，并应有不小于 10% 的裕量；空分装置与动力装置在空气供应上的整体化率，应经技术经济比较确定。空气压缩机、氧气压缩机均宜只设一台，氮气压缩机应根据功能要求设置，宜不设备用。当市场有需求并经技术经济比较合理时，可增设精馏提氩设施。

7 气化岛的热回收系统与动力岛的汽水系统应统一考虑，统一进行热力平衡。应选用适于燃用低热值合成气和启动/备用燃料，能充分利用空分装置分离的氮气回注，并有降低  $\text{NO}_x$  措施的重型燃气轮机。

8 IGCC 电站应根据工艺系统的特点设置机组/系统的控制室，采用分散控制系统实现对主要工艺系统的监控。

**D.0.3 增压流化床配联合循环机组 (PFBC-CC) 的设计应符合以下规定：**

1 PFBC-CC 发电技术宜用于高硫或难燃煤种的发电厂，对受场地条件限制的新扩建或老厂增容改造项目，经技术经济比较合理时，也可采用。

2 增压流化床锅炉燃料供给方式，即采用干法或湿法加料，应根据煤质情况，厂区及主厂房布置特点并经技术经济比较后确定。

3 进入原煤仓和脱硫剂仓的物料，其粒度级配应能满足鼓泡增压流化床锅炉的运行要求。

4 PFBC-CC 电站联合循环部分的汽水系统，其设计应综合考虑增压流化床部分的换热设备及其热量回收对其的影响，并经优化确定。

5 PFBC-CC 电站中选用的燃气轮机应能适应入口烟气含尘及碱金属离子含量的要求。



**DL**

**中华人民共和国电力行业标准**

**P**

**DL 5000 — 2000**

---

# **火力发电厂设计技术规程**

## **条 文 说 明**

主编单位：中国电力建设工程咨询公司

批准部门：中华人民共和国国家经济贸易委员会

**中国电力出版社**

2000 北京

# 目 次

1	范围 .....	175
3	总则 .....	176
4	厂址选择 .....	177
5	总体规划 .....	180
6	主厂房布置 .....	186
7	运煤系统 .....	196
8	锅炉设备及系统 .....	201
9	除灰渣系统 .....	219
10	汽轮机设备及系统.....	225
11	水处理设备及系统.....	233
12	热工自动化.....	236
13	电气设备及系统.....	241
14	水工设施及系统.....	254
15	辅助及附属设施.....	258
16	建筑与结构.....	260
17	采暖通风和空气调节.....	264
18	环境保护.....	272
19	劳动安全与工业卫生.....	276
20	消防.....	279

# 1 范 围

由于要严格控制中小型凝汽式机组的建设，故在本范围中取消了有关 50MW 及 100MW 凝汽式机组的内容，但采用洁净发电技术时除外。

## 3 总 则

**3.0.1** 本条文重点阐明了本规程的编制目的。为适应社会主义市场经济的发展，修订后的条文要有助于提高发电厂的经济效益和社会效益，对火力发电厂的建设提出了更为切合实际的要求，即“安全可靠、经济适用、符合国情”和满足可持续发展的要求。

**3.0.2** 为适应今后厂网分开、竞价上网的市场形势，要求在设计电厂的过程中采取各种有效措施，提高发电厂市场竞争能力。

**3.0.3** 由于发电厂建设出资方式具有多样性，原有的发电厂设计程序已发生了变化。以国家投资为主的项目，通常的设计程序为：初步可行性研究、可行性研究、初步设计、施工图设计等阶段；引进外资的项目，增加了一个补充可研阶段（原初步设计中的预设计阶段）。随着投资方式的变化，常规的设计阶段划分可能还会有变化，所以本条文将设计程序的详细描述删除，仅写出原则性的规定。

**3.0.4** 对直接利用外资的工程或成套引进设备的工程，本条做出了这些工程可以原则性与灵活性相结合的规定。

**3.0.5** 为满足可持续发展的要求，本条文规定了国家对双控区环保的原则要求。

**3.0.7** 本条文中“高效率的大容量机组”目前是指容量为300MW及以上的亚临界参数机组。随着生产600MW机组能力的扩大，超临界参数机组的发展和国产化工作的不断推进，600MW机组和超临界参数机组在电网中的比重必将逐步提高。

**3.0.17** “参考设计”和“典型设计”是广大设计人员多年设计经验的总结，对提高设计质量、加快设计进度起到积极作用。随着社会主义市场经济的发展，电厂的设计方案也将多样化，所以本条文规定为，应在设计上不断有所创新，并积极采用先进的设计手段。

## 4 厂 址 选 择

**4.0.2** 电力行业对大型发电厂实行新型管理办法后，职工实际定员已大幅度地减少，加之房改政策的出台，使解决职工住宿和生活的问题相应弱化，因此不再提出厂址靠近城镇的要求。

**4.0.5** 为与 GB50210《防洪标准》实施分级防洪标准的要求取得一致，本条将发电厂按其规划容量的不同划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ三个等级（相当于按常规划分的特大、大、中型三级，小型级另有技术规定），并规定了相应的防洪标准，且以表格方式（表 4.0.5）表示。1998 年 8 月至 9 月间，我国三江流域发生了特大洪水，而火电厂厂址没有发生大的问题，说明原有的防洪标准总体水平是适当的。对位于风暴潮严重地区、规划容量大于或等于 2400MW 的海滨发电厂，规定了重现期为 200 年一遇的高水（潮）位的标准，这是根据上述国标规定的原则和华北电力设计院提出的《火力发电厂分级及防洪标准研究专题报告》确定的。风暴潮严重地区，一般指广东、广西、福建、浙江、上海、江苏等地的沿海地区。

受风、浪、潮影响较大的江、河、湖旁发电厂，防洪堤的堤顶标高原规定“可参照海滨发电厂确定”。但由于江、河、湖旁发电厂实际上没有如海边区域那种的波浪样本，常用风推算浪，因此修改为“加重现期为 50 年的浪爬高”，以便于操作。

关于防涝围堤堤顶标高，原规定是按历史上出现的最高内涝水位确定。为与防洪标准一致，均以频率作为控制标准，本次增加了按“百年一遇的设计内涝水位”设计的规定。

在初期工程中如何建设围堤的问题，原规定只提出要求一次建成，未对建设规模作出具体规定。为保护发电厂厂址资源，保证初期工程建设的安全，增加了“按规划规模”一次建成的规定。

**4.0.7** 本条规定了确定厂址地震基本烈度时除执行《中国地震烈度区划图(1990)》外,还要执行《中华人民共和国防震减灾法》。该法于1997年12月29日经人大常委会29次会议通过,并以第九十四号主席令公布,自1998年3月1日起试行。根据电力工程的具体情况,本条第3项规定的规划容量大于2400MW的发电厂,相当于《中华人民共和国防震减灾法》第十七条第三款提到的“重大建设工程”。

本条中的“地震烈度区分界线附近”是指分界线两侧各8km以内的区域。

为使地震评价的提法更为适宜,以“地震安全性评价”替代了“危险性分析”。地震安全性评价是指对具体建设工程地区或厂址周围的地震地质、地球物理、地震活动性、地形变化等进行研究。采用地震危险性概率分析方法,是按照工程应采用的风险概率水准,给出相应的工程规划和设计所需的有关抗震设防要求的地震动态参数和基础资料。经审定通过的地震安全性评价结果,即可确定为该具体建设工程的抗震设防要求。一般情况下,火力发电厂只需要进行烈度复核就可以满足设计要求,因此在条文中提出以烈度复核为主。

本条增加了对地震加速度取值的规定。地震加速度取值,是指50年设计基准期超越概率10%的地震加速度为设计取值。地震加速度取值是根据建设部文件建标[1992]419号和电力勘测设计技术通报(总字第三十三号)《关于涉外电力工程地震加速度取值的若干规定》提出的。

**4.0.11** 在我国东北、西北、华北地区,煤炭蕴藏量丰富,但矿区附近大多缺水,若要建设矿口发电厂,必须采取节水措施。空气冷却的机组比常规冷却方式可节水65%以上,因此做了如条文的规定。

**4.0.15** 本条第二款是根据国务院国函[1998]5号《关于酸雨控制区和二氧化硫污染控制区有关问题批复》的要求规定的,做出了“除以热定电的热电厂外,不应在大中城市的城区及其近郊

区新建燃煤电厂”的规定。

关于“近郊区”的含意，在各城市规划中将有具体规定，届时可按工程实地收资了解。

## 5 总体规划

### 5.1 一般规定

**5.1.2** “十分珍惜和合理利用每寸土地，切实保护耕地”是我国的一项长期的基本国策。发电厂全厂用地数量应不超过现行《电力工程项目建设用地指标》的规定。同时，在满足工艺要求、生产运行安全、稳定的前提下，经充分论证，应进一步压缩电厂用地规模。

**5.1.3** 随着火电厂单机容量的不断增大，地基处理工程的难度加大，因此，增加了“合理利用地质、地形条件”的内容。

此外，增加了发电厂总体规划应体现符合环境保护和满足国家劳动安全和工业卫生标准的要求。

**5.1.4** 通过对全国 35 个发电厂厂区绿地率的调查分析，考虑到火电厂环保要求的提高，综合厂区用地指标及场地利用指标的分析，将厂区绿地率提高至不宜低于 15%。考虑到脱硫电厂脱硫吸收剂贮存场，主要堆放物为石灰，其堆放场地亦属于粉尘飞扬区域，需要采取防尘措施或植树分隔。对风沙较大地区的发电厂，在条件适宜情况下，设厂外防护林带，对改造电厂小气候，改善水土环境和生产、生活条件有一定的作用。所以本条文增加了有关内容。

**5.1.5** 本条根据 GB50229《火力发电厂与变电所设计防火规范》，对建（构）筑物的火灾危险性分类及其耐火等级的有关内容做出了规定。

### 5.2 厂区规划

**5.2.1** 本条规定了厂区规划的原则，同时规定在厂区固定端集中布置行政管理和公共福利建筑，对于简化管理过程、节约用地有较大的意义。



**5.2.2** 主厂房的固定端区域一般是人员较集中的地区，有条件时宜便于通向城镇，以方便人员进出和避免穿越扩建端施工区。

采用直流供水时，为缩短循环水进、排水管沟，减少基建投资和节约能耗，主厂房宜布置在靠近水源处。

直接空冷系统的空冷凝汽器（即散热器），一般布置在汽机房 A 列柱外侧场地上。空冷凝汽器一般顺汽机房纵向排列，其冷却效果受风向和主厂房挡风的气流变化影响很大，尤其是在夏季气温高的时候，因此，设计时应充分考虑主厂房的朝向问题，使空冷凝汽器在夏季能较好地散热。

为鼓励有条件的发电厂购买成品氢，因此将制氢站改为供氢站。

根据环保要求，电厂排水应体现清污分流原则，并考虑排水的复用。

**5.2.3** 建筑物的防火间距，是按当某一建筑物起火后 20min 内消防人员能到达火灾现场，在火灾时温度约达 800℃ 的条件下，考虑消防扑救需要确定的。在火场 10m 范围内温度太高，消防人员经受不住，而消防水枪的水柱射程一般达 10m，故耐火等级为一、二级建筑物的防火间距定为 10m。GBJ16《建筑设计防火规范》规定了厂房的防火间距，而发电厂的烟囱、栈桥等的耐火等级与厂房相类似，故按上述建筑物的防火间距选用。

表 5.2.3 中的有关防火间距是根据现行的 GBJ16《建筑设计防火规范》结合发电厂的具体情况制定的，并考虑了以下因素：

1 屋外配电装置，贮存褐煤的贮煤场，均按有可能散发火花的地点考虑，并据此确定同甲、乙类建筑物之间的距离。

2 贮氢罐与建筑物之间的距离按贮氢罐总贮量小于或等于 1000m<sup>3</sup> 考虑，贮氢罐总贮量是以贮罐的总水容积（m<sup>3</sup>）和其工作压力（绝对压力）与大气压力的比值的乘积计算的。

3 油处理的露天油库与建筑物之间的距离按油库总贮量小于或等于 1000m<sup>3</sup> 考虑。汽轮机油的闪点按小于或等于 180℃ 考虑，变压器油的闪点按 135℃ 考虑。

4 点火油罐与建筑物的间距按油罐总贮量小于或等于  $5000\text{m}^3$  考虑, 这类油一般为重柴油, 故其闪点大于或等于  $60^\circ\text{C}$ 。

表 5.2.3 中的有关发电厂各建筑物、构筑物之间的最小距离系考虑了下列因素:

1 露天卸煤装置或贮煤场与屋外配电装置的间距根据有关专题研究分析, 在风速为  $9\text{m/s}\sim 12\text{m/s}$  的情况下, 粉尘主要落在  $50\text{m}$  以内的地段, 为了防止由于煤尘污染引起的闪络事故, 减少屋外配电装置的清洗次数, 规定露天卸煤装置或贮煤场与屋外配电装置的最小值距离为  $50\text{m}$ 。

2 根据 GBJ16《建筑设计防火规范》规定, 贮煤场与 1~3 级建筑物的间距为  $8\text{m}\sim 10\text{m}$ , 这对防火间距来说是够了, 但从卫生防护的需要来看, 宜适当增加一些, 本表根据发电厂的运行需要将间距增大至  $15\text{m}$ 。

3 自然通风冷却塔与 1~3 级建筑物的间距为  $20\text{m}$ 。这是由于自然通风冷却塔装设除水器后, 根据工程实践证明, 塔顶的飘滴对周围环境影响很小。

冷却塔与其他建筑物之间的间距, 要考虑热力和噪声的影响。对室内最高容许连续噪声要求严格的主控制楼、单元控制楼和计算机室等建筑物, 按国内对冷却塔噪声的实测资料, 冷却塔距上述建筑物  $30\sim 35\text{m}$  时, 即能满足要求。对室内最高容许连续噪声要求一般的建筑物, 采用  $20\sim 25\text{m}$ 。

4 自然通风冷却塔和机力通风冷却塔与屋外配电装置之间的间距, 从进一步减少水雾对屋外配电装置的影响考虑, 确保安全运行, 仍分别采用  $40\text{m}$  和  $60\text{m}$ 。

5 自然通风冷却塔之间的距离为  $0.5D$ , 其中  $D$  为逆流式自然通风冷却塔进风口下缘塔筒直径。两相邻塔直径不同时,  $D$  取较大塔的直径。

6 考虑到煤尘对水质可能造成的影响, 自然通风冷却塔与贮煤场的间距宜大一些, 故采用  $25\text{m}\sim 30\text{m}$ 。

表 5.2.3 中的有关平直线地段的铁路与丙、丁、戊类建筑物的间距取自 GBJ12《工业企业标准轨距铁路设计规范》。道路与相邻建、构筑物的间距取自 GBJ22《厂矿道路设计规范》。

随着我国 300MW 级及以上机组电厂在设计、施工安装、生产运行方面的日臻成熟，表中的部分间距标准经充分论证，存在合理压缩的可能性。目前，DL5032《总图与运输设计技术规程》正在修编，该间距标准将根据修订后的 DL5032《总图与运输设计技术规程》相关内容进行相应的调整。

**5.2.5** 码头宜布置在循环水进水口的下游，码头与冷却水进排水口之间的距离一般与河势、海流、设计船型等综合因素有关，可通过模型试验，计算及论证确定。

**5.2.8** 进厂道路宽度按工矿道路三级标准宜为 7m，考虑到厂内主干道宜与进厂道路宽度相协调的要求，因此厂内主干道宽度宜为 7m。“困难情况”是指当次要道路采用推荐宽度会引起较大工程量时。对重件码头引桥至主厂房区的连接道路标准，要视大件运输方式合理确定，如采用滚筒托运或采用大型平板车运输时，其所要求的道路宽度有所不同。据统计，一般道路宽度标准在 6m~7m 之间。

**5.2.12** 本条引用了前一章设计高水位概念作为主厂房区室外设计地坪标高的确定依据之一。

**5.2.13** 条文规定当厂区自然地形的高差大于 3% 时，可采用阶梯式布置，这是由于场地整平设计地面坡度不可能很大，否则会给生产工艺流程和运行管理带来诸多不便，如采用大面积的较缓的场地整平设计，将会造成土石方工程量过大。实践证明，在自然地形坡度为 3% 及以上时，采取阶梯式布置是合适的。

**5.2.15** 经过多年实践证明，生产建筑物的底层标高宜高出室外地面设计标高 150mm~300mm 的规定是合适的，可防止因建筑物沉降而引起地面水倒灌入室的可能。在地质条件良好的少雨干燥地区，可采用下限值。

### 5.3 厂区外部规划

**5.3.1** 发电厂的厂外部分规划，主要是指厂区外一些设施的合理布置。厂区外的设施主要包括交通运输设施、水工设施、灰渣输送和处理设施、输电线路、供热管线、生活区和施工区等。厂区外部规划是在选定厂址并落实了各个主要工艺系统的基础上进行的，因此必须在已定的厂址条件和工艺系统的基础上，根据发电厂的规划容量全面研究、统筹规划，以达到优化设计的目标。

**5.3.2** 本条系将厂外交通部分有关内容进行汇总。

近些年来，随着电厂运量的增加，电厂接轨站改造工程量也有较大幅度的提高，部分铁路部门运量规划偏差较大，导致站场规模亦偏大，设备、股道利用率低，在第1项中增加内容的目的是强调接轨站的改扩建要充分利用既有设施能力，要以电厂部分运量的增加作为改扩建方案设计的基础。

考虑到矿口电厂临近供煤矿点，一般均有铁路及公路运输条件，因此应通过方案比选确定经济合理的运输方式或提出采用联合运输方式的合理运量比例。

考虑到部分厂外专用道路有装卸检修设备及管道要求，因此推荐采用4m。连接生活区的道路宽度推荐采用7m是考虑到该道路要满足职工通勤安全需要，当长度较短时，尚考虑了自行车行驶条件。专用运灰道路及运煤进厂道路的标准应视运量、行车组织及运卸设备出力大小、车型条件等情况综合考虑确定。

**5.3.4** 发电厂的防排洪（涝）规划设计关系到长期运行的安全和满发，在工程设计中，必须引起高度重视。为了减少建设费用和用地，应充分利用既有防洪（涝）设施，同时宜根据自然条件和安全要求，适当选择泄洪沟（渠）、防洪围堤或结合厂区围墙修筑挡洪墙。

**5.3.6** 发电厂的配电装置过去均布置在厂区范围以内，但随着电厂容量的增大，出线电压等级的提高，高压配电装置的占地面积也越来越大，这往往会给厂址选择和厂区布置带来困难，另

外，在某些条件下，配电装置脱离厂区布置，适应网厂分开的原则，对电力系统设计和布局是有利的，为了满足总布置要求，对系统布局有利，以及方便大型电厂的运行管理，条文明确 220kV 及以上的屋外配电装置有必要时可脱离厂区布置。

**5.3.8** 为适应职工住房分配制度改革以及电厂生活社会化的有关要求，在有条件地区鼓励电厂在经济合理的前提下，购买商品住房，不再设独立生活区。

**5.3.9** 对施工场地排水及施工通道应尽可能地结合永久设施修建的要求，以减少投资费用。考虑到施工排水有其特殊性，当条件允许时，为避免与厂区排水系统的相互影响，宜单独布设。

## 6 主 厂 房 布 置

### 6.1 一 般 规 定

**6.1.4** 设计在满足工艺要求及便于检修的前提下,可采用两种及以上规格的柱距;对模数的要求,仅限于装配式钢筋混凝土结构。当采用现浇方式施工时,柱距可以灵活。

**6.1.6** 厂区地形对主厂房的布置影响较大,厂区地形不平或高差较大,往往要考虑主厂房是否要阶梯布置,但对大容量机组,主厂房不宜阶梯布置。

设备特点对主厂房布置也有重要影响,这主要指锅炉本体的形式(露天、紧身罩封闭或屋内式)、磨煤机的型式、高压加热器采用立式或卧式、汽动给水泵的小汽轮机排汽是否进入主凝汽器等对主厂房布置的影响。

施工条件对主厂房的影响,主要是指施工时的大件运输与吊装、施工机具、施工程序与进度对主厂房布置的要求。

### 6.2 布 置 形 式

**6.2.1** 对于常规的主厂房布置,根据对 200MW、300MW 和 600MW 机组主厂房通用设计、参考设计的统计计算,主厂房的可比容积(包括锅炉炉前运转层以下部分、煤仓间、除氧间、汽机房和炉侧的集中控制楼等)不超过下列数值:

200MW 机组为  $0.70\text{m}^3/\text{kW}$ ;

300MW 机组为  $0.58\text{m}^3/\text{kW}$ ;

600MW 机组为  $0.39\text{m}^3/\text{kW}$ 。

近年来,在引进设备国外设计的电厂及一些设计院正在进行的 2000 年示范电厂的设计中,为了减少主厂房容积,缩短机炉之间的管道长度和电缆用量,采用了多种布置形式。因此,在技术经济合理时,也可采用既能降低工程造价,又有利运行、检修

和施工的新的布置形式。

**6.2.2** 在机炉分岛招标的工程中，为了减少机岛和炉岛承包商之间的联系配合工作，有的将汽机岛的除氧间（或汽机房）与锅炉岛的煤仓间（或锅炉房）脱开2m~3m布置，导致在两岛联接处形成双排柱，这对缩短机炉之间管道长度，是不利的。因此本条原则规定只有在经技术经济比较合理，汽机房与锅炉房采用不同柱距时，汽机房（或除氧间）与锅炉房（或煤仓间）之间可脱开布置。

**6.2.3** 因为热网加热器加热蒸汽来自汽轮机，其疏水又要回到汽轮机回热系统，如果不因布置热网加热器而加大主厂房面积，一般应布置在主厂房内。但大型卧式热网加热器占地较大，在非严寒地区宜露天布置，工程中也已有实践经验。

### 6.3 锅炉房布置

**6.3.1** 锅炉房布置一般可分为露天布置、半露天布置及紧身罩封闭或屋内布置等形式。

对非严寒（累年最冷月平均温度高于 $-10^{\circ}\text{C}$ ）地区，锅炉宜采用露天或半露天布置。

露天布置是指锅炉本体仅设置炉顶罩壳及汽包小室，或锅炉本体不设置炉顶罩壳，而设置炉顶盖及汽包小室的布置。炉顶盖是指锅炉顶上设置的雨棚（或雨披），它只是顶部加盖，而不是四周封闭的炉顶小室。对于锅炉运转层以下部分不论封闭与否，只要其余部分符合上述条件的，均可认为是露天布置。

半露天布置是指锅炉炉顶上部及四周设有轻型围护结构的炉顶小室（包括汽包炉的汽包小室）。对燃烧器及其以下部分采用全封闭或炉前采用封闭（不论是高封还是低封）而锅炉尾部敞开的锅炉房，均可认为是半露天布置。

南方雨水较多的地区，即年平均降雨量在1200mm以上地区，即使在炉顶设置了炉顶盖，但还不能完全解决雨水浸入炉顶部分的受热面时，可采用半露天布置。另外，对累积年最冷月平

均气温接近  $-10^{\circ}\text{C}$  地区，在冬季炉顶检修或运行条件不太恶劣时，亦可采用半露天布置。

不论是紧身罩封闭，还是屋内布置形式，都可以看成是一种室内布置的形式，它们之间的差别仅是封闭室的大小不同而已。在严寒地区，如采用塔式锅炉，由于炉型瘦长，采用紧身罩封闭比屋内式布置经济得多（如元宝山电厂即采用这种形式）。对于其他形式的锅炉，可根据具体情况来决定采用哪种形式的布置。

本条还规定“在气候条件适宜地区，对密封良好的锅炉，也可采用炉顶不设小室和防雨罩”的布置方式。气候条件适宜系指非集中采暖区和少雨水区。近年来，国内有些采用直流炉的发电厂（如石洞口发电厂）设计中，炉顶采用了不加盖的布置方式，运行正常。日本在大容量锅炉的炉顶上也多数采用不设小室和防雨罩的露天布置。当采用这种布置方式时，要求炉顶应有良好的密封性能。对汽包炉，则要求汽包、安全阀、排汽阀、水位计等附属设备应有良好的防雨、防冻、防腐措施，以保证安全运行和减少散热损失。

**6.3.3** 大容量露天锅炉一般不设置运转层大平台。平台设置与否与采用的磨煤机型式、布置有关。对中速磨煤机或钢球磨煤机，一般都布置在炉前（或炉后）的煤仓间内，锅炉采用岛式布置，不设运转大平台。但对风扇磨煤机围绕炉膛布置的褐煤锅炉，其给煤机层宜设大平台，如元宝山电厂 600MW 机组，因八台风扇磨煤机围绕塔式锅炉的炉膛布置，为布置给煤机，在 20m 标高设置大平台，以便于给煤机的运行检修。

如锅炉本体的下部及其辅助设备不宜采用岛式布置或有其他要求时，则运转层以下可采用封闭的形式，即在锅炉房运转层设置大平台，并在运转层以下的锅炉房四周进行封闭。

露天或半露天锅炉，常在炉前运转层布置给水操作台、减温水操作台及燃油操作台等，为了改善运行条件，可采用低封闭方式。

炉前距离系指炉架  $K_1$  柱与厂房柱的距离，在满足设备布



置、安装、运行的要求下，应尽量缩小，炉前空间对降低工程造价影响很大，除影响厂房体积外，还影响主汽、再热、给水四大管道和一次风道、热风道等主要管道及电缆的长度，因此本条规定炉前空间在满足设备及管道布置、安装、运行和检修要求的条件下，应尽量压缩，并建议在有条件时可与锅炉厂配合，研究采用炉前柱与煤仓间柱合并的布置方式。北仑港发电厂及华能石洞口第二发电厂从国外引进的 600MW 机组，炉前距离为零，锅炉的前柱即为煤仓间柱。该两厂将炉前主通道与磨煤机的检修吊运通道结合在一起，放在除氧间一侧。炉前距离一般应考虑炉水循环泵需要的起吊空间；对中速磨煤机，应考虑冷热一次风道及其测流装置、煤粉管道和运行通道的布置；对风扇磨煤机，应考虑其叶轮检修车的通道；对钢球式磨煤机，应考虑电动机检修的运输通道等。

## 6.4 煤 仓 间 布 置

**6.4.1** 在主厂房布置中，给煤机层标高多与主厂房运转层标高相同，但是，随着机组容量的加大和磨煤机型式的增多，有可能出现给煤机层标高高于汽机房与锅炉房运转层的情况。对于煤仓间，磨煤机布置是决定给煤机层标高的主要因素，如采用 MPS 磨煤机时，在机组自动化水平较高时，给煤机层标高可高出汽机房运转层标高。

**6.4.3** 目前，我国大容量发电厂都是双路带式输送机三班制运行，一条运行，一条备用。对直吹式制粉系统，当运转中的原煤仓总有效贮煤量按设计煤种为锅炉最大连续蒸发量 8h 以上的耗煤量时，即能满足带式输送机的运行要求；对贮仓式制粉系统，当原煤仓和煤粉仓总有效贮煤量按设计煤种为锅炉最大连续蒸发量 8h 以上的耗煤量时，也能满足带式输送机的运行要求，故作了相应的规定。

煤粉仓的总有效贮粉量应满足锅炉最大连续蒸发量 2h 以上的耗粉量。根据实际运行情况，能保证给粉机的安全运行。

为实现减人增效的目标，原煤仓及煤粉仓的贮煤量也可按运煤两班制运行考虑，要求直吹式制粉系统原煤仓的有效贮煤量或贮仓式制粉系统原煤仓和煤粉仓总的有效贮煤量按设计煤种满足锅炉最大连续蒸发量 10h 以上的耗煤量。虽然后半夜不上煤，但此时负荷较低，第二天接班时还有一定的存煤，可满足运煤两班制运行。是否按运煤两班制运行来确定煤仓的设计容量，需通过技术经济比较确定，即对减少一班运煤运行人员所节约的费用与加大煤仓设计容量要增加的投资进行比较。

**6.4.4** 本条对原煤仓应具有的性能和功能提出要求，并规定了内衬可以选用“其他光滑阻燃型耐磨材料”，以不限制其他新材料的使用。

**6.4.5** 本条增加了“对除无烟煤以外的其他煤种，煤粉仓必须有防爆设施”的规定。

## **6.5 除 氧 间**

**6.5.1** 除氧器和给水箱的安装标高，除应考虑主厂房布置的具体条件，还应考虑在汽轮机甩负荷瞬态工况下，给水泵进口侧低压给水不发生汽化，以保证给水泵的安全运行。

除氧器和给水箱是否采用露天布置，应根据气候、布置条件决定。对锅炉露天布置的发电厂，如布置条件合适，除氧器和给水箱亦宜露天布置。

对于不在两炉之间设置集中控制楼的发电厂，单元控制室都布置在除氧间运转层。为了确保运行时的人身与设备安全，除了对除氧设备本身及系统上采取必要的措施外，单元控制室顶板必须采用整体现浇，并要求“除氧器层的楼面应有可靠的防水措施”。

对定压运行的除氧器也提出了应有防止给水泵或给水泵前置泵进口侧不发生汽化的要求。

**6.5.2** 目前，国外大容量机组都将卧式加热器、汽动给水泵的前置泵以及启动和备用的电动给水泵等设备布置在除氧间内。这

种布置的优点主要是：布置紧凑合理，符合工艺流程，并充分利用了除氧间的各层空间。

对于其他情况，除氧间的底层都用于布置厂用配电装置，运转层布置单元控制室或机炉控制室。这种布置方式的优点主要是厂用配电装置靠近耗电量大的辅机设备，可减少动力电缆和控制电缆的长度。

## 6.6 汽机房布置

**6.6.1** 对 200MW 以上大型机组，如条件合适，经技术经济比较合理，均可采用横向布置，不应受到限制。目前已运行的神头二电厂 500MW 机组，正在建设中的来宾电厂 300MW 机组，以及有些设计院设计的 2000 年燃煤示范电厂 300MW 机组，均采用了横向布置。

直接空冷机组的空冷散热器（或称空冷凝汽器）由于散热面积大，组数多，一般都布置在汽机房 A 列柱外侧地面的平台上，沿主厂房纵向排列，占用沿主厂房的长度较长，故机组也应采用纵向顺序排列布置，以适应散热器的布置要求，同时也便于汽轮机排汽大管道的引出。

**6.6.2** 随着汽轮机单机容量的增大，机组的运转层标高也随着提高，300MW 机组的运转层标高已达 12m。若仍采用岛式布置，则主厂房空间利用率低的缺点越来越明显；若采用大平台布置，可利用中间层作为厂用配电装置室，则建造大平台所增加的土建造价，可以从节省厂房总体积中得到补偿，且运转层上有足够的检修面积，使检修方便。当然，利用中间层布置厂用配电装置时，以采用干式变压器和无油式断路器为好。同时，汽轮机运转层用大平台布置后，对桥式起重机不能吊到的底层辅助设备，要增加必要的检修起吊设备。

对于 125MW 及以下机组，因运转层标高较低，采用岛式布置空间利用率低的缺点已不明显，且可发扬岛式布置节省土建投资、零米层设备可用汽机房桥式起重机起吊等优点，故对

125MW 及以下机组建议采用岛式布置。

规定采用大平台时，应考虑汽机房的自然通风、排热、排湿及起吊物件的要求。

**6.6.3** 300MW 及以上机组的汽动给水泵小汽轮机排汽入主凝汽器时，以采用向下引出接入主凝汽器为佳，此时，汽动给水泵宜布置在汽机房运转层上。

另一种方案是将汽动给水泵布置在汽机房 B 列柱侧底层或除氧间底层，但应考虑检修时起吊小汽轮机的相应措施。

在条件合适的情况下，如给水泵上方有足够的管道穿越空间和起吊空间等，给水泵也可采用零米以上的半高位布置，以方便给水泵油箱等辅助设施的安排。

**6.6.4** 为了确保汽轮机油系统的运行安全，主油箱、油泵、冷油器等应远离高温管道。对于纵向布置的大容量机组，这些设备宜布置在汽机房零米层机头靠 A 列柱侧处，因为该处离高温管道较远。

汽轮机油系统失火事故表明：汽轮机油系统必须设有防止火灾事故的各种措施。除应根据防火要求设置消防水源及其他灭火设备外，必须迅速将油排往适当的安全地点，但不应将油排放到敞开的沟道和下水道内，以防止火焰蔓延，扩大事故和污染环境。

根据调查，如事故放油门位置设置不当，一旦油系统着火，将无法靠近、操作，影响及时处理。所以在布置事故放油门时，应考虑到该阀门能在安全方便的地点操作，并有两条人行通道可以到达。

**6.6.5** 带混合式凝汽器的间接空冷系统中，循环水泵设在凝汽器出口的循环水系统上，循环水为在凝汽器工作压力下的饱和水，易于汽化；在凝汽器入口的循环水系统上装有回收能量并兼作调压的水轮机，水轮机至凝汽器的管道内为负压，为缩短管道、减少管道阻力和空气漏入机会，所以要求循环水泵和水轮机尽量靠近凝汽器布置。

**6.6.6** 进、出凝结水除盐装置的凝结水管均为价格较贵的衬胶钢管，为节约投资与运行费用，规定凝结水除盐装置宜布置在主厂房内的适当位置。

## **6.7 集中控制楼和单元控制室**

**6.7.1** 两机一控布置的缺点主要是施工对运行的影响，通过多年来电厂实践，证明这是可以解决的。“当条件合适”是指集中控制楼伸入除氧煤仓间内，需具备一定的条件，如每炉煤仓间的长度与锅炉的宽度基本一致，汽机房的长度大于除氧煤仓间的长度，否则从占地来说是不合理的。不设置集中控制楼时，单元（或集中）控制室也可布置在其他的适当位置（如除氧煤仓间运转层）上。

**6.7.2** 本条文对集中控制楼和单元控制室内的具体布置规定进行了简化，仅提出原则性要求。一般来说，当两机一控时，网络控制在单元控制室内，其面积不应超过  $350\text{m}^2$ ；网络控制不在单元控制室内，其面积不应超过  $300\text{m}^2$ 。集中控制楼单层的平面面积只能由单元控制室、电子设备间和为其服务的其他设施确定，不能为布置与控制室无关的设备和安排过多的生活设施而扩大。

**6.7.3** 条文规定单元控制室的净空高度不小于  $3.2\text{m}$ ，这是下限标准，但也没有必要采用过高的净空。

为了防止发生火灾时蔓延，条文规定：“电缆夹层与主厂房相邻部分应封闭。”

当单元控制室布置在除氧煤仓间合并框架内时，该处框架和除氧层楼板不应设结构缝，同时“单元控制室应设整体防水顶盖”，以提高单元控制室的安全性。

## **6.8 维护检修**

**6.8.1** 当汽机房运转层采用大平台布置时，运转层的检修面积已能够满足汽轮机本体的检修需要，因此，一般仅需在每两台机组之间设置一个零米检修现场，其大小可按大件吊装及汽轮机翻

缸需要考虑。

#### **6.8.2 本条规定有如下好处：**

- 1 在检修时，增加了桥式起重机的灵活性；
- 2 在安装时有可能用两台起重量相同的桥式起重机起吊发电机静子；
- 3 发电厂扩建时，可避免安装与检修的矛盾，不要再增加一台专为安装用的桥式起重机。

对 100MW 及以下的供热机组，可装设第二台桥式起重机的机组台数，根据工程机组具体情况而定，可以多于四台。

**6.8.4 第 3 款：**对于 670t/h 锅炉，条文中提到的“当相邻两台锅炉相隔较远”或“较近”，系指该两台炉的平台之间的距离大小，当汽轮机纵向布置时，该距离较大，电梯到锅炉的步道平台布置比较困难，投资费用增加，因此宜一台炉安装一台电梯。反之，当汽轮机横向布置时，相邻两台炉相隔较近，可以两台炉安装一台电梯。

**6.8.5 第 4 款：**对于厂房内在不便设置固定维护检修平台和固定起吊设施的地方，移动升降设施解决不了所有的问题，但对于那些重量较小、布置不太高的小型设备或部件的检修起吊还是适用的。

第 5 款：露天布置的设备不一定要用固定式起吊设施，因此“可根据周围的条件设置移动式或固定式起吊设施”。如露天布置的吸风机，可以采用移动式吊车起吊，也可利用周围烟道支架设置固定式起吊设施。由于今后电厂检修多外包给检修公司，电厂配备的检修设备应与这一改革相适应。例如：对于是否配置炉内检修装置，工程中常有争议，根据这一精神，本次未推荐增设。

**6.8.6 第 1 款：**本款规定“在锅炉房内，应设置将物体从零米提升至炉顶平台的电动起吊装置和起吊孔”，需要起吊至炉顶或锅炉各层平台的材料和部件，主要是保温材料及锅炉本体的阀门等。这些阀门一般采用焊接式结构，检修时不需要将整只阀门割下进行检修，只需检修阀芯及密封面，而阀芯重量不超过 3t，

故本款规定起吊装置的“起重量宜为 1t~3t”。

## 6.9 综合设施要求

**6.9.1** 明确“大容量机组的汽机房不宜设置全地下室”，因为设置地下室的土方和混凝土工程量大，基建投资大，在地下水位较高的地区做防水处理较困难。

**6.9.3** 本条规定“应避免设置大面积玻璃窗”，因为玻璃窗的面积过大，不但使基建投资增加，而且厂房的散热损失也增大，不利于采暖和节能，并增加了擦窗的难度，不利于文明生产。

**6.9.4** 当变压器发生火灾爆炸时，油应排入其下部的贮油坑，并流入总事故贮油池，这样可减少火灾持续时间。总事故贮油池应有油水分离设施，以防止大量的事故排油流入下水道而污染环境。

**6.9.5** 第 2 款：规定了对是否另设置疏散楼梯按国家防火规范确定的原则。

第 4 款：空冷机组的空冷凝汽器，装在汽机房外的循环水泵和水轮机，以及空冷塔内的散热器等，都和汽轮机运行有密切的联系，所以要求在 A 列柱处应有通向室外的出入口，便于运行人员维护。

**6.9.6** 对采用单元式布置的大容量机组，机组之间的横向联系较少，而主要是机组自身的炉、机、电之间的联系。因此，其主厂房的主体结构亦宜按单元划分。

主厂房纵向收缩缝的设置，应按建筑物长度而定，宜布置在两单元机组之间，以简化结构处理。

## 7 运煤系统

### 7.1 一般规定

7.1.1 在保证安全可靠的前提下，输煤系统宜按分期建设考虑，以节省投资。若根据建厂条件经过技术经济综合比较，认为一次建成更合理，也可考虑一次建成。

### 7.2 卸煤装置

7.2.1 为了便于确定卸煤沟（槽）的长度，在条文中对整列车的含义统一规定按 50 辆考虑。

7.2.2 底开车的备用量不宜小于 15%，一般不大于 20%。

7.2.5 近年来，车辆平均载重为 60t，随着翻车机的可靠性和自动化水平的提高，其平均综合出力可达 25 辆/h，而机组年利用小时数也调为 6000h 以下，日利用小时数调为 20h。在此条件下，当耗煤量为 350t/h 时，年翻卸量仅为  $2.1 \times 10^6$ t，此时翻车机的平均利用率还不到 25%，日最大利用率也仅为 30% 左右，显然尚有潜力可挖。故本条文不再强调，当耗煤量超过 350t/h 时，应设置两台翻车机。

近年来，多数发电厂的来煤车辆中含有不能翻卸的异型车辆比例已很少，因此，规定一般情况下，宜结合空车清扫在空车线一侧做 50m 左右的地面硬化处理，只有当个别电厂异型车比例较大时，才可设置相应的卸车设施。

7.2.6 严寒地区的发电厂，煤车发生冻结主要与煤的开采方式及其表面水分、环境温度以及煤车受冻时间等因素有关。东北电力设计院编制的《解冻设施的设置条件及其设置要求》专题报告认为，只有当煤的表面水分达到 6% 以上、运距超过 500km、电厂及供煤地区冬季气温在  $-15^{\circ}\text{C}$  以下时，煤车冻结才较为严重，冻层厚度一般在 300mm~500mm 左右，此时煤车必须经过解冻



方能实行机械化卸煤。

解冻设施属于季节性使用设施，投资和运行费用高，利用率低，解冻方式也有待进一步探索，不少发电厂的解冻库由于效果欠佳现已另做它用。故本条文规定，当有必要设置解冻设施时，应提出专题报告进行论证。

**7.2.7** 根据近几年水运来煤发电厂大型码头卸船机械的使用经验，采用桥式抓斗绳索牵引式卸船机，不仅适合卸粒度不均匀的原煤，而且还可以显著地降低码头设备和基建投资，比较符合国情，故本条文对码头机械提出了推荐性建议，同时对采用连续式卸船机和自卸船工艺系统做了原则性规定。

**7.2.8** 当在斗轮式和抓斗式煤场的煤堆上进行卸车作业时，煤堆被进出的车辆和人员压实，致使斗轮和抓斗取料困难。因此，不宜采用在斗轮式和抓斗式煤场的煤堆上卸车的作业方式。由于部分燃煤采用公路运输，分流了铁路运煤量，故铁路卸煤设施应考虑适当减小。

1 根据国内电厂的运行经验，当发电厂的小部分燃煤采用汽车运输时（年来煤量小于  $3 \times 10^5 \text{t}$ ），若以自卸汽车为主，则受煤站不考虑设机械卸车装置；若以载重汽车为主，则受煤站内宜设置简易卸车机械（如将轮胎式或履带式装载机的工作装置改装成为长行程的工作装置而成的简易卸车机械）；此时，受煤站的输出宜与煤场共用，其出力与主系统出力相匹配；

2 根据调查，汽车年来煤量在  $3 \times 10^5 \text{t} \sim 6 \times 10^5 \text{t}$  时，采用多个受煤斗串联布置或浅短缝式煤槽布置方式比较合适，但是应合理确定受煤斗的个数或浅缝式煤槽的长度，以节约投资。

当燃煤以载重汽车为主运输时，受煤站所用的卸车机械可采用摘钩台式卸车机（又称液压汽车翻车台）或地面移动式汽车卸车机（由轮胎式或履带式装载机改装而成）等设备，有条件时亦可考虑采用桥式汽车卸车机。

3 根据调查，发电厂汽车年来煤量在  $6 \times 10^5 \text{t}$  及以上时，汽车来煤的受卸多采用缝式煤槽卸煤装置，由于缝式煤槽卸煤装

置具有适应车型范围宽、卸煤量大、具有缓冲功能等特点，因此，比较适合汽车年来煤量较大的电厂。

### 7.3 带式输送机系统

**7.3.1** 根据近年来各新建工程的实际情况和各设计部门的设计经验，将每路带式输送机的出力下限规定为不应小于全厂锅炉最大连续蒸发量时总耗煤量的 150%。对于利用原系统进行扩建的发电厂，每路带式输送机的出力不应小于 135%。

**7.3.4** 工程设计中应按 GB50229《火力发电厂与变电所设计防火规范》中有关规定执行。

### 7.4 贮煤场及其设备

**7.4.1** 具体说明如下：

1 根据调查，经过国家铁路干线或者水路来煤的发电厂，依建厂条件不同，贮煤场设计容量一般为全厂 15d~30d 的耗煤量，均能满足要求。对于铁路来煤的发电厂，因受气象条件等客观因素影响来煤连续中断天数一般不超过 7d，而春节期间来煤不稳定持续时间约为 15d 左右，平时则基本能按计划来煤；对于水路来煤的发电厂，受气象条件影响较大：如大雾、寒潮、冰冻、台风等，影响来煤受阻的内河航运为 3d~5d，海运为 5d~10d。故将贮煤场设计容量下限确定为 15d 是合理的。

2 大容量机组发电厂，贮煤场容量宜留有适当裕度，宜为全厂 20d 的耗煤量。

3 对于建在地形复杂、场地条件较困难地区的发电厂，可按工程情况取全厂 10d~15d 的耗煤量，小于此值应做论证；老厂改扩建占地条件较困难的发电厂可根据实际情况论证确定贮煤场容量。

4 对褐煤煤场，由于存损大、易自燃等原因，故不宜大于全厂 10d 耗煤量，在无防止自燃有效措施的情况下，最大不超过全厂 15d 耗煤量。

5 根据广东省电力设计研究院编制的《干煤棚设置、结构和贮存容量调研报告》，上海、广东、华中地区约十多个电厂设置的干煤棚贮存干煤的天数多为 3d~6.6d，已能够满足电厂安全运行，故将干煤棚容量的下限确定为 3d 的耗煤量。

**7.4.5** 关于筒仓的防火措施见 GB50229《火力发电厂与变电所设计防火规范》中的有关规定。

作为贮煤设施，露天煤场或封闭煤棚与筒仓相比，具有安全可靠、投资省等优点，故将贮煤筒仓的设置条件界定为城市供热电厂或环保要求较高的地区。根据已投产的石景山热电厂、郑州热电厂等电厂的运行经验，贮煤筒仓的总容量按全厂 7d 的耗煤量考虑能够满足生产需求。对超过这个天数的贮煤筒仓，应进行充分论证。

## **7.7 控制方式**

**7.7.1** PLC 可编程序控制器在火力发电厂运煤系统中的应用已有十多年的历史，实践证明这种控制方式可靠性较高，同时也达到了减人增效的目的，故新建发电厂的运煤系统应结合全厂总体控制水平和运煤系统的复杂程度，宜优先考虑采用程序控制。

## **7.8 运煤辅助设施**

**7.8.1** 根据调查，近几年电厂用煤品质较以前有所提高，煤中“三块”含量有所下降。另外，一般在原煤进入运煤系统入口处，如缝式煤槽、翻车机受煤斗、卸船机受煤斗等均设有煤篦子，对大块煤、大石块均有限制作用。因此，是否需要设置“三块”处理设施，应根据煤种条件、系统设备配置情况确定。

**7.8.2** 对于水路来煤的发电厂，来煤量基本以水测为准，目前尚无法实现以岸上电子皮带秤的计量结果作为结算依据，故本条文不强调必须采用实物校验装置。对于铁路来煤采用的轨道衡、公路来煤采用的汽车衡，国家计量部门要定期校验，故可不设实

物校验装置。

原电力工业部曾规定，已运行的 300MW 机组与新设计或新建的 300MW 及以上火电机组，必须配备按入炉煤正平衡计算煤耗所需的全部装置，包括燃煤计量装置、机械采制样装置、煤位计和实物校验装置等。但是，根据调查大多数装有实物校验装置的发电厂，并没有实现按入炉煤正平衡计算煤耗的目标，有些电厂还因工艺设计不合理、设备质量差或者管理不善等原因，造成设备长期闲置不用。另外，入炉煤的计量只用于电厂内部的管理，其精度等级要求可低一些。因此本条文仅规定了应有的校验手段。

**7.8.3** 目前，多数水路来煤的发电厂可以通过在岸上的带式输送机的中部或端部设置机械采制样设备，实现入厂煤的机械化采样；陆路来煤的发电厂，由于来煤质量差异较大，近期对已安装火车或汽车机械采样装置还需要在商业运行中做进一步考验，因此，在目前条件下，普遍实现机械化采样尚有困难，故本条文规定“有条件时，宜设置入厂煤机械采样装置”。

## 8 锅炉设备及系统

### 8.1 锅炉设备

#### 8.1.1 条文具体说明如下：

1 条文要求锅炉型式必须适应燃用煤种的煤质特性。还须适应“现行规定中的煤质允许变化范围”这一内容，这也是《燃煤电站锅炉技术条件》、《进口大容量火力发电设备技术指南》（简称《谈判指南》）及原电力工业部 1993 年颁布的《加强大型燃煤锅炉燃烧管理的若干规定》等现行规定中，对锅炉选型、设计和生产所提出的要求。现行规定中的煤质允许变化范围，系指实用煤质与设计煤质的偏差或锅炉实际煤质偏离招标书（或询价书）的差值在一定范围内时，锅炉应能达到额定蒸汽参数，并能在最大连续蒸发量（BMCR）负荷下安全可靠稳定运行，其保证效率则可按修正曲线修正。

现行规定中的煤质允许变化范围，上述三个文件中的数据基本上是一致的，见表 1。

表 1 煤质允许偏差变化范围

煤 质	干燥无灰基挥发分 $V_{\text{daf}}$	收到基灰分 $A_{\text{ar}}$	收到基水分 $M_{\text{ar}}$	收到基低位发热量 $Q_{\text{net,ar}}$	灰熔点
无烟煤	-1%	±4%	±3%	±10%	变形温度 DT <sup>1)</sup> 允许低 50℃； 软化温度 ST <sup>2)</sup> 允许 -8%
贫 煤	-2%	±5%	±3%	±10%	
低挥发分烟煤	±5%	±5%	±4%	±10%	
高挥发分烟煤	±5%	+5%，-10%	±4%	±10%	
褐煤	—	±5%	±5%	±7%	

注：

- 1 表中挥发分、灰分、水分及变形温度 DT 为与设计值的绝对偏差；发热量、软化温度 ST 为与设计值的相对偏差值。
- 2 除了上述直接影响炉型选择的几种煤质变化范围以外，对煤的含硫量变化范围、煤的可磨性变化范围、煤的磨损指数变化范围等，也必须加以注意，对可磨性指数和磨损指数设计数值较高的煤种，应有两个以上的分析数据。

1) 摘自《谈判指南》。

2) 摘自《加强大型燃煤锅炉燃烧管理的若干规定》。

关于煤质特性，本条文简化为常规特性和非常规特性两项，其中：

常规特性指：煤的元素分析、煤的工业分析、煤的发热量、可磨性、灰熔点、灰成分分析、灰的比电阻等数据，这是基本的煤质特性资料。

非常规特性指：煤的着火、燃烧和燃尽等热分析数据；煤的结渣特性，包括对结渣倾向和沾污的评估意见；煤的磨损特性数据；灰的磨损特性数据；原煤的粘附特性等数据。对低挥发分煤种，易结渣煤种，可能配用中、高速磨煤机的锅炉及磨煤机选型，应根据工作需要，取得上述有关的煤的非常规特性数据。

对混煤，应以实测资料或可靠的经验计算方法为准，尤其对非常规特性数据，简单的采用加权平均计算方法往往可能造成与实际之间的偏差。

2 对中间再热凝汽式机组的发电厂，宜一机配一炉，主蒸汽和再热蒸汽采用单元制系统。锅炉最大连续蒸发量（BMCR）宜与汽轮机的调节阀全开工况下的进汽量相匹配。若机组允许超压，则宜与汽轮机调节阀全开且超压工况下的进汽量相匹配。当上述进汽量由于汽机制造厂标准化的原因使裕度过大时，可不要求锅炉随之加大。由于锅炉在最大连续蒸发量下可连续运行，故可不计入调节裕度，仅需计入制造厂设计和制造误差以及运行老化对汽耗的影响，根据多年来的裕度水平和锅炉进口谈判经验要求，不小于 TMCR 进汽量的 103%。

3 对中间再热供热式机组的发电厂，主蒸汽和再热蒸汽采用单元制系统，当一台锅炉停用时，应满足 8.1.1 第三款，即对非中间再热供热式机组的要求，发电厂对外供热能力下降较多，需依靠同一热网其他热源解决热负荷平衡问题，故选择装机方案时，应连同当地热网其他热源供热能力一并考虑。

**8.1.2** 将主蒸汽管道的温降定为  $3^{\circ}\text{C} \sim 5^{\circ}\text{C}$ ，再热热段管道的温降修订为不低于  $2^{\circ}\text{C}$ ，这是因为机炉间蒸汽管道的温降主要是由压降引起的等焓温降，其次才是散热引起的温降，根据理论分析

结果，因散热引起的管道温降不到  $0.5^{\circ}\text{C}$ 。而由压降引起的等焓温降在高压区较大，低压区较小，当主蒸汽管道压降为 5% 时的等焓温降对超高压、亚临界和超临界参数机组分别为  $2.2^{\circ}\text{C}$ 、 $3.2^{\circ}\text{C}$  和  $4.5^{\circ}\text{C}$ ，故对超临界参数机组的主蒸汽温降取为  $5^{\circ}\text{C}$ 。而再热热段管道压降 3.5% 时的等焓温降则不到  $1^{\circ}\text{C}$ ，故对再热蒸汽管道温降取为  $2^{\circ}\text{C}$ ，这在国外供货机组上已有成功的先例。

**8.1.3** 为提高锅炉燃烧管理的自动化水平，防止锅炉爆炸，220t/h 及以上容量的锅炉都应设置锅炉炉膛安全监控系统，锅炉及其燃烧、制粉系统与设备都应能满足此控制要求。

## 8.2 煤粉制备

**8.2.1** 磨煤机和制粉系统选择中的首要依据是煤质特性及其变化范围，其中煤的挥发分  $V_{\text{daf}}$  和磨损指数  $K_e$  是主要的考虑因素。同时还必须考虑磨煤机的适用条件，因不同的磨型有不同的特点和问题。此外，磨煤机和制粉系统的选型与设计，直接影响到锅炉炉膛结构和燃烧器结构的设计，必须与锅炉厂取得密切的配合。

条文中的“煤种适宜”系指冲刷磨损指数  $K_e$ 。（按西安热工研究院方法） $< 5.0$  的烟煤、高挥发分贫煤及水分较低（外在水分  $M_f \leq 15\%$ ）的硬质褐煤，都宜采用质量可靠的中速磨煤机；根据国外经验，对某些水分较高（全水分  $M_t \approx 40\%$ ）的褐煤，也可采用中速磨煤机。

“磨损性不强的褐煤”，指  $K_e \leq 1.5$ ，包括高水分的软褐煤及高灰分的硬褐煤。

钢球磨煤机有常规（指负压单进单出）和双进双出（正压）两种型式，它们的共同特点是适应煤种范围广、煤粉细度细且不存在排石子煤及倒磨运行时可能引起的热负荷变化等问题，但单位电耗高。常规的钢球磨煤机通常与贮仓式制粉系统相匹配，其初投资较低；当与热风送粉系统相匹配时，还可适用于着火特性很差的煤种，但系统复杂，不利于防爆，对大型机组，只有在不

适宜选用其他型式的磨煤机或不适宜选用直吹式制粉系统时才选用常规的钢球磨煤机。双进双出钢球磨煤机通常与直吹式制粉系统相匹配，具有可用率高、占地面积少、系统简单等优点，随着产品国产化程度的提高，磨煤机造价已趋于降低，由于不需设备用，对一台锅炉来说，其初投资也可能与采用中速磨煤机时相比较；但由于其单位电耗仍较高，故主要适用于磨制磨损性很强（ $K_e \geq 5.0$ ）且易爆（ $V_{daf} \geq 35\%$  或爆炸指数  $B_c \geq 70$ ）的烟煤，或允许采用直吹式制粉系统的无烟煤及贫煤（通常相应于煤粉气流着火温度  $IT \leq 900^\circ\text{C}$  的煤种）。

对冲刷磨损指数  $K_e = 3.5 \sim 5.0$  烟煤和高挥发分贫煤，根据煤源稳定性等具体条件，当经过论证确认技术经济比较合理时，也可采用双进双出钢球式磨煤机。

**8.2.2 直吹式制粉系统磨煤机的配置台数和出力**应根据锅炉容量、燃烧器数量、燃煤的结渣倾向和燃烧区的热负荷、主厂房布置、运行条件，结合技术经济比较合理性等综合考虑确定。台数太多给设备和厂房布置带来困难，增加了运行、检修维护工作量。台数过少，则单台磨煤机出力偏大，运行上不灵活，对锅炉启动升温过程的控制和正常负荷调节都会带来不利的影响，当选用 MPS 型中速磨煤机时，其最低负荷率下限达 40%，这一问题尤为突出（目前，液动变加载的新型 MPS 中速磨煤机的最低负荷率可能降到与 HP 型磨煤机相近的水平，但其工作可靠性相对稍差）。台数偏少，磨煤机规格较大，还可能带来燃烧器热负荷偏大，检修空间不足等问题。为此，在条文中主要对磨煤机台数的装设下限作了规定。

磨煤机的计算出力，对高、中速磨煤机均指磨损中后期的出力（按国内外制造厂商提供的资料，在磨损后调整加载的条件下，磨煤机磨损中后期出力下降量对 HP 型磨煤机为 10%，MPS 型磨煤机磨损为 5%～6%，ZGM95 型磨煤机为最大可达 15%）。为此，高、中速磨煤机计算出力的备用裕量主要考虑煤质波动的影响。根据国内煤炭市场供煤质量已趋于稳定的情况，



对直吹式制粉系统中的磨煤机，在磨制设计煤种时，除备用磨煤机外，其余磨煤机的计算出力裕量一般可取为 10%。

### 8.2.3 本条规定了钢球磨煤机台数和计算出力裕量的基本标准。

钢球磨煤机计算出力的基本裕量主要考虑电厂来煤煤种、煤质的变化和贮仓式制粉系统中磨煤机可以间断工作等因素。根据汉川、扬州等电厂的试验结果，DTM350/600、DTM380/830 等钢球磨煤机的实际出力比计算出力偏大很多，加之近年来在采用新型轴向粗粉分离器后，使钢球式磨煤机出力又有明显的提高。因此，将钢球式磨煤机计算出力的基本裕量取为 15%，一般情况下是足够的。

条文中的“大型磨煤机”，指 320/470 及以上的规格。

在技术经济合理的条件下，钢球式磨煤机的出力裕量允许高于基本值，但也不宜过大，尤其在采用热风送粉的贮仓式制粉系统时，必须考虑磨煤机出力裕量过大会带来三次风过大，对锅炉燃烧产生不利影响的问题。

### 8.2.4 给煤机的选择不仅要求其工作可靠，而且对直吹式制粉系统中的给煤机，还要求其有良好的调节性能和一定的计量功能，因此，做出了“结合计量要求”的规定。

近年来，在直吹式制粉系统的大容量机组上普遍采用的电子计量皮带重力式给煤机，既能自动调节又能精确计量，并可因此实现入炉煤耗计量要求。但其价格较昂贵，主要适合在对给煤机计量精确度要求高，需进行风煤比跟踪控制的中速磨煤机上。

刮板式给煤机结构较简单，密封性好，可用于高速磨煤机上。我国从德国引进的 MPS 型中速磨上大多也配刮板式给煤机。在双进双出钢球式磨煤机直吹系统中，对给煤机测量精度的要求就比中速磨煤机要低，不必采用调节精度高但价格也高的电子称重式给煤机。根据阳城、靖远等电厂的实际经验，条文中规定对双进双出钢球式磨煤机宜选用普通刮板式给煤机。

一般情况下，一台磨煤机配用一台给煤机，但对双进双出磨煤机及有些大容量机组的其他形式磨煤机，根据原煤仓优化布置

设计结果，可能一个煤仓配用两个给煤口，此时都将是一台磨煤机配用两台给煤机。

给煤机的计算出力应大于磨煤机的计算出力，并留有一定裕量以适应煤种变化及改善给煤机的调节性能。条文中对配双进双出钢球式磨煤机的给煤机单台计算出力，原则规定为不少于磨煤机单侧运行时的计算出力，因为这是相应给煤机的最大出力工况，且制造厂商一般不推荐这种磨煤机长期单侧运行（如日本三菱公司明确单侧给煤运行不能超过 12h），但如果采用 FW 公司所推荐双进双出钢球式磨煤机新的半磨运行方式（即沿滚筒轴中心线将磨煤机划分为两半侧，使磨煤机两端四个出粉口中各有一个出粉口的关断门打开并连接一层燃烧器），磨煤机可长时间单侧运行时，单台给煤机的出力可采用磨煤机计算出力的 110%。

**8.2.5** 根据珞璜、江油等电厂的实践经验，当采用分配性能良好的双联式给粉机时，一台给粉机接两根一次风管也是可行的。在锅炉厂所设计一次风口数量很多的情况下，可采用性能好的双联式给粉机。

**8.2.6** 输粉机的设置原则和容量，考虑到其长度限制及利用率不高等因素，对邻炉间相互输粉这一点不作强制要求。实际上，目前 300MW 机组一般都配用四台钢球磨煤机、两个煤粉仓，将一台锅炉的两个煤粉仓用输粉机连接后，已有足够的灵活性。

为了简化制粉系统，根据焦作电厂 200MW 机组、石门电厂 300MW 机组等工程的设计和生产实践经验，采取合适的布置方式（煤粉仓集中布置，细粉分离器加三通管分别进入左右两侧煤粉仓），可不设输粉设备。

对高挥发分易爆烟煤、褐煤，若采用贮仓式制粉系统时，不应设置输粉设施，这是 1990 年第六次修订版的前苏联《燃料输送、粉状燃料制备和燃烧设备的防爆规程》中的规定。这里“高挥发分”的界定值指  $V_{daf} \geq 30\%$ 。

**8.2.7** 惰化介质与灭火介质可以是同一介质，也可以是不同种类，当采用不同介质时，根据国际标准 NFPA8503，对制粉系统

惰化系统（通二氧化碳、蒸汽、氮或其他惰性介质）接口与灭火系统（二氧化碳或其他灭火介质）接口区分开。

**8.2.8** 本条主要对一次风机风量、风压裕量的选择方法作了规定，其依据详见西北电力设计院专题报告《一次风机风量、压头裕量及其合理匹配和台数选择》。

采用三分仓空气预热器时，锅炉厂应根据设计院所提供的制粉系统阻力计算数据来确定空气预热器一次风侧的压差及漏风量，作为冷一次风机基本风量计算的依据。

条文中规定的风机风量裕量系指质量裕量。另加的温度裕量，系指进风温度升高所引起对风机容积裕量的要求，此时基本进风温度可按锅炉热力计算或风机厂标准计算温度选用。温度裕量系数通常不超过 1.04。

冷一次风机的风量裕量构成要素见表 2，其中“空气预热器泄漏量增加”指锅炉大修前后漏风率的变化幅度，主要与空气预热器型式有关。“磨煤机通风量或一次风量的变化”取为正偏差，主要考虑：适应煤质变化，减少中速磨煤机石子煤排放，或为避免燃烧器结焦而修改风煤比曲线；防止因送粉管道布置复杂，煤粉分配不均匀而引起堵管问题等因素。

表 2 冷一次风机风量裕量的构成要素

制粉系统及运行方式		正压直吹制粉系统		贮仓式制粉系统
		正常运行	切换运行	
风量裕量构成	空气预热器泄漏量增加	20%~26%	20%~26%	13%~15%
	磨煤机通风量或一次风量增大	7.5%	—	取 2%
	备用磨煤机管网漏网损失	3%	—	—
	磨煤机切换时间通风量增大	—	15%	—
	磨煤机切换时风机出力增大	—	-5%	—
	电网周波降低	3%	3%	3%
风量裕量总计		33.5%~39.5%	33%~39%	18%~20%
风量裕量选取值		35%~40%		20%

对配中速磨煤机的冷一次风机，风量裕量下限定为 35%，当空气预热器漏风率变化较大，煤质变化较大和送粉管道布置复杂时，推荐改为 40%。

对采用管箱式空气预热器正压直吹式制粉系统的冷一次风机，可参考本条文 3.1)，但风机的风量裕量宜不小于 20%。

**8.2.10** 对中速磨煤机和双进双出钢球式磨煤机都应设置密封风机，以便对磨煤机、给煤机等工作于正压状态下的设备进行密封。

当给煤机上方煤柱高度不足时，允许将密封风机裕量分别增大到 20% 和 40%。

### 8.3 烟风系统

**8.3.1** 根据大多数技术经济分析报告的意见，对大容量机组送风机选择方案的优先顺序为：动叶可调轴流式，静叶可调轴流式或单速离心式，配液力耦合器的单速离心式；对于双速离心式，要根据所选电机的速比方案来决定其是否可行。对与 600MW 机组匹配的送风机，由于其比转速过大，已难于选到合适的单吸离心式风机。若采用双吸离心式风机，则其尺寸相当大，技术上明显不如轴流式风机。为此本款定为，对于大容量锅炉的送风机宜首选动叶可调轴流式风机，也可采用静叶可调轴流式或高效离心式风机。对采用双速离心式风机的方案，则所选电机的速比能满足低速档可带汽轮机热耗保证工况（THA）负荷并在高效率区运行这一要求。

当选择调速离心式送风机时，应在落实设备使用可靠性的基础上，通过经济技术比较论证来确定：

送风机风量、压头裕量的基本值定为 5% 和 10%，这对于配三（四）分仓空气预热器的送风机（即二次风机）来说，由于一次风漏入二次风侧的风量与二次风漏入烟气侧的风量大体持平，所以这一裕量标准一般都能满足要求。对于配两分仓空气预热器的送风机，其风量裕量和压头裕量分别定为 10% 和 20%。

对送风机与冷一次风机串联运行的系统，风机风量裕量可按下列原则确定：

1 冷一次风机的风量裕量按 8.2.8 条第 3 项中的 1)、2) 取用；

2 送风机的风量裕量应根据锅炉厂所提供的空气预热器的漏风量平衡数据进行整体核算。由于一次风机的相当一部分风量通过空气预热器一次风侧漏风的形式返回到了二次风侧，减轻了送风机的负担，因此在这一系统中的送风机风量裕量并不是简单的将二次风量裕量与一次风机风量裕量两者相加，根据理论分析，这时送风机的风量裕量宜不低于 10%，详见西北电力设计院关于一次风机的专题报告。

**8.3.2 选择吸风机时，首先要考虑风机的耐磨性能，然后考虑风机效率特性、设备投资、检修维护条件及抗炉膛内爆特性等因素，经比较确定。**

目前，国内按德国 KKK 技术制造的 AN 系列静叶可调轴流式吸风机在大坝电厂 1<sup>#</sup>、2<sup>#</sup> 炉上已分别投运了长达 50 000h 和 40 000h 而未更换过叶轮，超过了锅炉的大修间隔，在多数技术经济分析报告中，都推荐将静叶可调轴流风机作为大型锅炉吸风机选择的首选方案。

关于动叶可调轴流式吸风机的使用，近年来也有较大的进展，如国内按德国 TLT 技术制造的动叶可调式风机，采用耐磨喷涂锻钢动叶片，在石洞口一厂含尘量达  $350\text{mg}/\text{m}^3$  的烟气中也运行了 20 000h 以上，且显示出调节范围宽、变工况时效率高、检修方便等优点，但其造价尚偏高，故推荐其在技术经济比较合理的条件下选用。

吸风机一般宜选用两台。大容量机组在采用离心式吸风机时，为便于处理因体积庞大、启动力矩过大等问题，可选用 3~4 台的方案。在宝钢电厂设计中考虑到燃料结构复杂、烟气流量变化大等因素，选用了 4 台离心式吸风机的方案。当吸风机多于两台时，若其中一台吸风机停用，则其余吸风机宜能满足汽机额

定工况 (THA) 负荷运行。

关于吸风机基本风量、风机裕量的说明,可参见前述一次风机部分。

对于按国外引进技术设计的锅炉,其热力计算中未考虑锅炉尾部受热面漏风、空气预热器漏风取值偏小的情况。吸风机风量裕量可增大到 15%。对在空气预热器低温端堵灰倾向严重的燃料,吸风机风压裕量可增大到 30%。

吸风机的温度裕量,是在锅炉最大连续蒸发量 (BMCR) 工况及环境温度下锅炉热力计算的排烟温度基础上,加不小于 10℃ 的裕量。当在 BMCR 工况下需投用暖风器时,温度裕量不应小于因投暖风器而引起的排烟温度增加量。

**8.3.3** 当锅炉设置安全监控保护系统时,火焰检测器需要不断地供应冷却风,为此应设置冷却风机。冷却风机的裕量参照国外设计标准选择。

**8.3.4** 当锅炉设置点火油系统且启动时二次风压不能满足要求时,可设置点火风机。点火风机仅在锅炉启动时短期使用,故不设备用风机。一般可选用接于管道上的轴流风机或离心风机。风机的裕量参照国外设计标准选择。

**8.3.5** 静电除尘器的台数对 670t/h 及以上锅炉定为不少于两组,是从以下几方面考虑的:气流分配的均匀性,运行的安全性,安装、检修和运行维护工作量,占地面积和投资比较,国内外的实践经验等。对 420t/h 及以下锅炉,根据工程条件允许只设一组。

静电除尘器达到保证除尘效率的三个条件中,“停用其中一个供电区时”,一般情况下相当于 10% 左右的阳极板不工作。例如当一台锅炉配两台四电场的除尘器时,通常有八个供电区(对大型静电除尘器也可一个电场分两个供电区),当停一个供电区时,相当于 1/8 (即 12.5%) 的阳极板不工作。

除尘器入口烟气流量应按设计煤种、锅炉最大连续蒸发量,空气预热器出口计算排烟温度等条件下的烟气量(包括漏风量及

烟气裕量)计算。对 300MW 以下的非引进型机组,当烟气流量计算中已采用较大的漏风系数和裕量时,可不另考虑 10% 的流量裕量。

**8.3.6** 接入同一座烟囱的锅炉台数应根据锅炉容量、环保要求及布置等条件综合考虑。按环保要求,锅炉烟气宜尽量集中排放,使一座烟囱接入较多台数的锅炉,但又要控制在一台锅炉运行工况下的最低出口流速,使其不低于烟囱出口高度处平均风速的 1.5 倍,因此接入同一座烟囱的锅炉台数又不能太多,否则,将使烟囱出口流速超标,烟囱排烟筒内部出现正压。根据理论分析及实践经验,接入同一座烟囱的锅炉台数上限以四台为好。根据邹县电厂等设计和使用经验,4×300MW 机组接入同一座烟囱在布置上、烟囱设计上都是可行的。据此,条文中规定,接入同一座烟囱的锅炉台数 300MW 及以下机组为 2~4 台;600MW 机组为 1~2 台。

## **8.4 点火及助燃油系统**

**8.4.1** 燃煤锅炉点火及助燃油种的选择与多种因素有关,但主要还是取决于市场调查及综合的技术经济比较结果。根据全国 20 多家大型燃煤电厂调研结果,采用两种油源(即点火为轻油,启动和稳燃为重油)的仅常熟电厂和石洞口二厂两家,其余均为单一油种,其中盘山与华能岳阳等少数电厂点火与助燃均采用重油;绝大多数电厂的点火和助燃均为轻油。就技术经济比较的年费用计算结果来看,采用重油作为单一油源的方案还是节省的,但在实用上,重油的采购较轻油困难得多,且重油油品质量难以保证,给锅炉运行带来了一定的困难,如汉川电厂因来油油品质量远低于设计要求,使燃油系统无法正常运行,燃油喷嘴雾化不良,后被迫改用轻柴油,华能岳阳电厂也因市场上采购到的重油品质较差,使燃油喷嘴出力不足。采用单一轻油油源的方案虽然运行费用较贵,但系统简单,贮运方便,生产管理简单,环境卫生好,投资和占地都较少,而且采购方便,向当地石油公司购买

即可。为此，条文规定对点火及助燃油系统原则上只考虑单一油种，一般情况下宜采用轻油；当重油的供应和油品品质能得到保证时，可用重油；对于扩建电厂，根据老厂现有条件，也可采用轻油点火，重油启动助燃和低负荷稳燃。

**8.4.2** 对燃油系统设计出力的规定分为全厂和每台锅炉两种情况。

对全厂燃油系统的设计出力规定为：单一油种时，按一台锅炉最大点火油量与另一台最大容量锅炉启动助燃这两种工况组合考虑。当采用不同油种时，点火油系统出力按一台锅炉最大点火助燃用油考虑；助燃油系统设计出力按最大一台锅炉在点火后的启动助燃用油考虑。对带基本负荷电厂或机组台数较少时，不考虑两台锅炉同时助燃用油。但对调峰机组或锅炉台数较多时，启停较频繁，启动与锅炉低负荷需油稳燃的情况同时出现，此时全厂油系统设计出力宜不小于一台锅炉启动助燃与一台锅炉低负荷稳燃所需的最大油量之和。

每台锅炉的燃油量按其不同工况分别规定如下：

1 点火用油量按锅炉点火油嘴在冷炉点火中需同时投入的这部分油嘴出力之和来考虑。按国际标准 NFPA8502—1995 中的分类，仅用于点燃油（气）燃烧器的点火油嘴的出力，通常不超过主燃烧器满负荷输入热量的 4%。

2 锅炉启动助燃油量根据煤种、炉型和燃烧器布置特点来选择。启动过程中的最大耗油量出现在锅炉投粉前后及点火冲管阶段，这一助燃油量相对于锅炉最大连续蒸发量工况下输入热量的比例，对烟煤、高挥发分贫煤为不小于 10%～15%，对无烟煤、低挥发分贫煤为 20%～25%。对炉型和燃烧器的设计使低负荷工况下火焰间互相稳燃能力很差的情况，助燃油的出力可取用上限。

3 锅炉低负荷稳燃油量应根据煤种、锅炉最低稳燃负荷及锅炉运行方式等具体情况与锅炉厂共同商定，当有此需要时，低负荷稳燃油量相对于锅炉最大连续蒸发量工况下输入热量的比



例，一般为 5%。对着火特性很差、锅炉不投油稳燃负荷很高的锅炉，稳燃油量可适当加大到 10%。

4 系统最小回油量按以往一般设计经验，取为不小于 10%。对高粘度重油燃油系统的回油量可适当增大。

上述锅炉燃油量的确定依据可参见中南电力设计院专题报告《点火助燃油系统及设备的合理设置》。

**8.4.3** 点火、启动和助燃油罐的台数主要取决于油种，规定对轻油设两个油罐，其中一个用于进油和脱水，一个运行；重油设三个油罐，其中一个进油，一个脱水，一个运行。

点火、启动和助燃油罐容量取决于燃油耗量和来油周期，而燃油耗量与煤质、机组安装调试等情况有关，尤其在机组安装调试阶段，用油量最大而且集中。按以往统计资料，两台 1000t/h 锅炉正常运行期间的月平均耗油量为 700t；当 1 台安装调试，1 台正常运行时，月最大耗油量约为 1200t；四台 1000t/h 锅炉，一台安装调试，三台正常运行时，月最大耗油量约为 1900t。正常启动一次的燃油量，1000t/h 锅炉约 100t~150t，670t/h 锅炉约 50t~100t。对非调峰机组，每台锅炉全年的启停次数不超过 20 次，按来油周期不超过一个月考虑，近年来，根据《火电工程启动调试工作规定》要求，锅炉启动后即应投粉，机组安装调试中的燃油时间缩短，且耗油量已成为施工达标的一项考核指标。随着施工工艺的改进，尤其对采用工厂化配管安装工艺的机组，用于吹管的耗油量明显减少，故可采用较小的燃油罐容量。

条文中油罐下限值适用于煤质较好的电厂，上限值则适用于煤质较差或规划容量机组超过 4 台的电厂。

为满足锅炉安全监控系统的需要，运行中要求燃油系统处于热备用状态。当储油罐距离锅炉房较远时，宜在锅炉房附近设置一台日用油罐。在锅炉与日用油罐间进行油循环，可节省油泵电耗，供油参数（温度、粘度）也易于控制。

**8.4.4** 对条文中的铁路来油卸油站台长度和卸油时间，当发电厂规划容量超过 1000MW 时，采用上限值。

对管道输油的燃煤发电厂，输油的可靠性较铁路或水路运输为高，由于全年的耗油量不大，可采用一条输油管，其输油能力可按 50t/h 考虑。对容量 1000MW 及以下的发电厂，全年的燃油量很少超过 10000t，则该输油管道的年运行小时数也仅为 200h。

**8.4.5** 按 DL5027《电力设备典型消防规程》，油泵房内不得采用皮带传动装置，以免产生静电引起火灾，在卸油泵选型时，应满足这一要求。

**8.4.6** 对输（供）油泵的型式，国产机组电厂大多为离心泵，进口机组电厂多为螺杆泵。根据调研结果，认为离心式供油泵和螺杆式供油泵均能满足要求，故在条文中明确输（供）油泵宜选用离心泵或螺杆泵。

根据中南电力设计院在专题报告《点火助燃油系统及设备的合理设置》中所作技术经济分析结果认为，“选用  $2 \times 100\%$  供油泵加  $1 \times 30\%$  容量循环泵或选用  $3 \times 50\%$  容量供油泵这两种配置方式为最佳，初投资增加不多，而年节电效益显著且检修方便灵活”。

输（供）油泵的压头应按下列各项之和计算：

- 1 从油泵吸入口至锅炉炉前燃油管道接口之间的介质流动阻力，另加 30% 裕量。
- 2 油枪雾化需要的正常油压（炉前油管道接口处）。
- 3 油泵进出口高差。

据调研结果，螺杆式供油泵的检修间隔时间比离心式供油泵为短，离心油泵大修间隔一般为 1 年～2 年，主要维修或更换密封件和易磨损件；螺杆油泵大修间隔一般为 6 个月，主要维修或更换驱动/从动转子、衬套、轴承、机械密封、填料和垫片、联轴节、释放阀等，所需维修时间较长，故规定当采用螺杆泵时可增设一台检修备用泵。

**8.4.7** 输油泵系用来将贮油罐的燃油输至日用油罐，故宜布置在靠油库区处；供油泵系用来将贮油罐或日用油罐的燃油送到锅

炉房，对其中日用油罐的供油泵房，宜布置在锅炉房附近。

#### **8.4.8 条文中将供油管与回油管的写法相对应。**

对每台锅炉的供油和回油管道上，规定应装设油量计量装置；在供油总管上可根据需要来决定是否装设油量计量装置。

在锅炉供油管道上装设快速切断阀，并装有供试验用的旁路阀门。这是 DL612《电力工业锅炉压力容器监察规程》中的规定。事故状态下，当供油快速切断阀关闭时，为防止回油总管上的压力燃油倒回入锅炉油喷嘴，要求同时切断回油管路，故在回油管道上设止回阀或快速切断阀，但按国际标准 NFPA8502 认为对重油系统采用止回阀的作用不大，故规定在锅炉回油管道上以设置快速切断阀为宜。

#### **8.4.9 为保证燃油的输送和雾化条件，对粘度大、凝固点高于冬季最低平均环境温度的燃油，其卸油、贮油及供油系统应考虑加热、吹扫设施。**

采用蒸汽吹扫和蒸汽雾化的发电厂，曾有不少电厂由于操作疏忽，发生过燃油倒入蒸汽系统的事故，故规定对蒸汽吹扫系统（包括蒸汽雾化系统）应有防止燃油倒灌的措施，如在蒸汽吹扫管上加装止回阀、监测阀，有条件的采用压力高于油压的汽源等。

#### **8.4.10 燃油加热器若布置在油泵房内，散热量较大，不利于油泵房的通风降温，检修条件也差，对地下式油泵房则更为不利，故规定“燃油加热器宜采用露天布置”。**

燃油加热器一般布置在油泵房附近。宝钢电厂将燃油加热器布置在锅炉房附近，其优点是（1）供油泵房可采用无人值班运行方式，便于运行人员巡回检查；（2）减少管道热损失；（3）提高供油管道的可靠性。但缺点是当设备质量较差，或管理不善时，燃油加热器附近可能因漏油而影响锅炉房周围的环境，降低锅炉房的安全性。故规定只有在条件合适时，才能将燃油加热器布置在锅炉房附近。

当日用油罐布置在锅炉房附近，燃油粘度较高需设置第二级

加热器时，燃油加热器可布置在锅炉房附近。

**8.4.12** 油料与钢铁、空气的摩擦以及油流的相互冲击，都可能产生高的静电压及由此引起的火花，这往往是引起油罐燃烧和爆炸的一个原因，故要求对燃油罐和输油管道采取防静电和防雷击的措施。

## **8.5 锅炉辅助系统**

**8.5.1** 规定了对锅炉事故放水水量的核算和限流的要求。

根据劳动部《蒸汽锅炉安全技术监察规程》规定，电站汽包锅炉应装设事故放水管，但对事故放水的流量大小则未提出标准。各锅炉厂所设置的事故放水管的管径较大，一般为 DN100，若无限流装置直接接入定期排污扩容器，则所要求的定期排污扩容器容量是相当大的，实际上锅炉也并不一定要求那样大的事故放水流量，为此宜与锅炉厂共同商定合理的事事故放水流量或合适的限流措施。

对亚临界参数汽包锅炉在条件合适（如有精处理装置、水质有保证、有避免或防止炉内加药成渣的措施等）时，可不设连续排污系统，实际上从国外引进的机组大多不设连续排污系统。

**8.5.2** 对装设有旁路的机组，通常无点火向空排汽管，但所装设的排大气压力释放阀（PCV）先于锅炉安全阀而动作，排汽次数相对较多，在其排汽管上应装设消声器。

考虑到出现锅炉所有安全阀都排汽的机会很小等因素，条文规定对起跳压力低的汽包安全阀、过热器安全阀及起跳可能性相对较多的中压缸启动机组的再热器安全阀排汽管上宜装设消声器。

排汽管带水是寒冷地区的一个实际问题，有的电厂因带水严重，使排汽所及的控制楼屋面及主厂房外地面成为冰场，厚达 300mm~400mm，根据铁岭、双辽电厂已取得的经验，条文规定在严寒地区宜装设排汽管汽水分离装置。排汽管的噪声与扩容器内压力有关，条文规定对核算压力较高的定期排污扩容器排汽

管上可装设消声器。

**8.5.3** 按原电力工业部《电力工业技术管理法规》的规定，进入空气预热器的空气温度应根据燃料的硫分、水分（考虑其烟气的露点和腐蚀特性）来选择，一般情况下应考虑空气预热器的空气加热系统，但在下列情况下可不设置空气加热系统：

1 煤质条件较好（含硫量  $S_{t,ar} < 1.0\%$ ），环境温度较高，空气预热器因低温腐蚀造成的损失小于空气加热系统的装设和运行费用时；

2 空气预热器冷端采用耐腐蚀材料确能保证空气预热器不被腐蚀、不堵灰时；

3 有同类型的实践经验可供借鉴时。

暖风器的设置部位通常设在空气预热器入口，在北方严寒地区，为保护送风机或一次风机，可将暖风器设在风机入口处。

对转子转动的容克式三分仓空气预热器，一次风侧是否装设暖风器，视预热器旋转方向而定，当转子旋转方向使一次风首先接触被烟气加热过的受热元件时，因为受热元件刚被冷却且一次风在风机中也有  $10^{\circ}\text{C}$  以上的温升，所以不会造成冷端腐蚀。但对双流道式风罩转动的空气预热器，因一、二次风各走各的通道，在一次风侧仍宜装设暖风器。

不少电厂反映，暖风器在使用中出现过冻结或堵塞现象，有的暖风器还因受到空气预热器酸性冲洗水滴下溅的影响而被腐蚀，影响其可用率或引起较大的阻力，要求在结构上考虑防冻措施，在布置上考虑防堵灰、防腐蚀措施。在条件适合时，宜优先考虑将暖风器放在水平风道中的立式布置方式，但此时需设置合理的疏水引出系统。

热风再循环系统在管式空气预热器上已有较成熟的经验，在回转式空气预热器上由于热空气带灰，使用热风再循环时使风机运行条件恶化。根据望亭电厂等单位的实践经验，使用热风再循环一段时间后，因风机叶片和风道均出现明显磨损现象而停用。故规定其在热风再循环率不大（例如不超过  $5\% \sim 8\%$ ）的情况

下选用。由于热空气中的带灰情况与空气预热器转子旋转方向、抽出部位等有关，故要求热风抽出口布置在空气含灰量较少的部位。

**8.5.4** 有的电厂投用暖风器后，空气预热器仍有堵灰现象，严重时因烟气阻力增大导致锅炉出力不足，故规定应向锅炉厂提出要求为空气预热器设置较完善的吹灰系统（包括热端与冷端）。

## **8.6 启动锅炉**

**8.6.1** 启动锅炉的台数及容量，主要按机组容量和地区气象条件这两个因素来决定。条文中对地区气象条件按“采暖区”和“非采暖区及过渡区”划分为两类。

**8.6.2** 启动锅炉的蒸汽参数根据国内实践经验采用低压（1.27MPa）即可。

燃煤启动锅炉在采暖地区使用较多，据反映，有的燃煤启动锅炉房因上煤、除灰、排水等工艺设计过于简陋或总体规划设计不完善，出现了环境污染或劳动条件差等问题，故条文中对燃煤启动锅炉房提出了应满足生产要求和满足环境保护的要求。

## 9 除灰渣系统

### 9.1 一般规定

**9.1.2** 在工程设计中,应根据灰渣综合利用条件设置粉煤灰输送储运系统。但在实际工程中,近期往往只能落实一部分灰渣综合利用量,对此,本条专门规定粉煤灰综合利用系统应以满足已落实的灰渣综合利用的要求为宜,但应留有扩充的条件。

**9.1.3** 本条明确了除灰渣系统排出的灰渣量应按锅炉最大连续蒸发量下燃用设计煤种时的灰渣量计算,即在正常的设计计算时,各部分的计算灰渣量之积按锅炉燃用设计煤种的灰渣量的100%选取,选择除灰设备容量时乘裕度系数。但是,由于工程中设计煤种与校核煤种的灰分往往差别较大,按正常计算裕度不能包容校核煤种。因此,本条中“裕度”的另一层含义是除灰渣系统出力还应满足锅炉最大连续蒸发量下燃用校核煤种时的输送要求,两者中取大值。

### 9.2 干式除灰渣系统

**9.2.2** 低正压气力除灰系统原特指80年代从美国引进的如平圩、北仑港电厂的系统,正压气力除灰系统原特指国产的仓泵系统。近几年,在国内电厂中陆续应用了多种气力除灰系统,如南市电厂的DEPAC仓泵气力除灰系统、嘉兴电厂的双套管紊流气力除灰系统、曲靖电厂的PD泵和AV泵气力除灰系统,等等。上述系统都属于正压气力除灰系统,仅型式不同。本条文将以上系统统称为正压气力除灰系统,不再一一列举。

**9.2.4** 对80年代从美国引进的低正压、负压气力除灰系统,其系统出力裕度的规定仍予保留,即在燃用设计煤种时,应有不小于该系统排灰量100%的裕度。

对于其他气力除灰系统,以前也都是按100%的裕度执行

的。但设计、运行单位普遍反映 100% 的裕度过大，造成浪费，这主要应取决于系统形式和运行方式。根据实践经验和国外厂商的建议，在设计煤种与校核煤种的灰分差别不大的情况下，一般出力裕度取设计煤种灰分的 50% 即可满足要求；但我国电厂实际燃煤情况复杂，故设计煤种与校核煤种的灰分差别较大，有时竟相差一倍，此时按设计煤种灰量计算的系统出力（包括裕度）不能满足燃用校核煤种时的输送要求。因此，还需按满足燃用校核煤时的输送要求进行校核，并取 20% 的裕度。以上两者中取大值。

考虑到目前国产气力除灰系统的可靠性相对来说还不是很 高，条文中“必要时宜设置适当的事故处理措施”的“必要时”是指国产气力除灰系统作为主系统的情况，“事故处理措施”是指标准较低的简易备用系统。但随着技术的发展、设备质量的提高，用于大容量电厂的国产气力除灰系统的可靠性有了较大的提高。达拉特、伊敏电厂均以国产仓泵系统作为主系统，无备用系统；珠江电厂以国产负压系统作为主系统，也无备用系统（初期有，后取消）。它们都运行得很好。

条文中“8h 集灰量”是针对中等灰分的煤质而言的。对某些灰分很大的煤种做到“8h 集灰量”较困难，此时一电场集灰斗的集灰量可适当减少，但不应少于 6h 的集灰量。

对非生产主系统而是作为综合利用取灰的气力除灰系统，可参照以上标准执行，但裕度可适当降低。

#### 9.2.5 灰库的总容量取决与灰库的用途和外部转运条件。

对中转或缓冲灰库，一般只需要满足缓冲容积要求，宜取 8h 的系统排灰量。

当作贮灰库时，不应小于 24h，但也不宜超过 48h 的系统排灰量。

灰库应按粗、细灰分开设置，以利干灰综合利用。根据多数电厂经验，两台 300MW~600MW 机组合用一个细灰库，各设一个粗灰库可满足要求；对个别 600MW 机组，如果灰量较大，



每台机组各设一个粗灰库有困难时,根据工程情况,可采用两台机组共用三个粗灰库或每台机组各设两个粗灰库。

**9.2.9** 国内电厂气力除灰系统输送管道直管段一般采用耐磨管(合金管或内衬特殊耐磨材料)或普通碳钢管。早期国内的仓泵系统,绝大多数也是采用普通碳钢管,如浙江梅溪电厂、云南开远电厂等,直管段运行使用寿命长达十几年;引进的低正压系统最早也是采用普通碳钢管。由于种种原因,近几年国内一些电厂采用耐磨管,但其价格是普通碳钢管的几倍。因此,本条规定气力除灰系统输送管道宜采用碳钢管。

对于输送距离较远的正压气力除灰系统,管道末段流速高,磨损严重(当然磨损还与灰的特性有关),经技术经济比较,也可采用耐磨管。根据经验,条文中所说得“末段”一般指管道全长的后1/3。

气力除灰系统管道的弯管应采用耐磨管。

### **9.3 水力除灰渣系统**

**9.3.1** 各种水力除灰系统在我国火电厂中应用广泛、成熟,经验丰富。因此,规程不再对水力除灰系统的具体方式作规定。

我国特别是北方地区淡水资源短缺。而水力除灰系统是电厂耗水第一大户,所以本条对水力除灰系统节约淡水提出了原则性要求,即根据工程条件提高灰水浓度,重复利用电厂的循环水排污水和灰场回水等,尽量不使用或少使用新水。

**9.3.5** 容积泵用于灰渣混除系统时,对渣的粒度是有一定要求的,但目前在实际工程中已很少采用磨渣工艺。由于一般电厂渣的粒度不大,且容积泵的质量也有了较大提高,所以只需用筛网将颗粒较大的渣筛出即可,而无需采用复杂的磨渣系统,如半山电厂等就是采用这种方案,效果较好。

**9.3.6** 本条规定了中转或缓冲渣仓容积的要求,比照中转或缓冲灰库容积要求,一般取系统8h储渣量。

**9.3.8** 对于离心泵,从调研情况看,目前国内采用灰渣泵混除

或单独除渣，有相当比例的电厂只设 1 台（组）备用泵或即使设 2 台（组）备用泵，实际只有一台（组）起到备用的作用，另一台（组）长期不用或基本不用，主要原因是国内灰渣泵的制造质量及其耐磨材质已有较大改善，易损件及整泵连续运行时间有了较大提高。因此，离心泵一台（组）运行、一台（组）备用是可行的。对 2~3 台（组）离心泵运行时，备用泵台数也减少为两台（组）。此外，离心式灰渣泵（组）易损件及整泵连续运行时间与是单级泵还是多级泵关系不大，所以，单级泵和多级泵采用同一备用标准。

对于容积泵，目前，国内大型电厂采用的容积泵多数为柱塞泵，油隔离泵和水隔离泵采用的较少。据调查，柱塞泵的主要易损件柱塞、阀组件的使用寿命已有较大的提高，如常熟电厂 1<sup>#</sup>~5<sup>#</sup> 柱塞泵已累计运行 12590h~19670h，柱塞和填料使用寿命达 2100h，阀组件使用寿命达 1100h~1600h，阀组件的更换只需两人一天，柱塞组件的更换只需四人一天即可完成，黄台电厂柱塞和填料使用寿命达 2100h~2700h，阀组件使用寿命达 1200h~1500h，太原第二热电厂柱塞组件使用寿命达 3000h。但柱塞泵一般每三年大修一次，每次大修需 10~15d。因此，本条规定容积泵（柱塞泵）备用泵组的设置标准与离心泵相同。为确保电厂安全运行，可预留一台泵的基础，必要时可安装此泵。

**9.3.9** 据调查，绝大多数大型火电厂的厂外水力除灰系统设两条或两条以上的灰渣管，其中一条备用。接受调查的电厂均认为，设一条备用管是完全可以的，几乎没有因灰管问题影响生产，甚至个别电厂认为备用管可以取消。此外，还因为：

- 1) 运行灰管为三条及以上且结垢（或磨损）严重时，采用第二条备用管，不但投资巨大（以 DN300 的钢管为例，每公里综合造价约百万元），而且增加了管道切换的复杂性。

- 2) 结垢或磨损严重时，可根据结垢或磨损的具体情况，局部采用诸如防磨、防垢管或采取其他化学、机械清理方式。

- 3) 在备用管（一条）运行寿命期间，足以完成其他运行灰

管的检修和维护工作。绝大多数电厂的实践证明，达到此要求是没有问题的。

因此，本次规程取消了设两条备用灰渣管的要求和相关条件。

**9.3.11** 根据 300MW 国产引进型机组参考设计的调查结论，国内大型火电厂石子煤处理多数采用水力系统（如水力喷射器）和机械系统（如刮板输送机等），也有采用电瓶车或人工清理等方式的（如彭城等电厂石子煤处理采用人工用车推走的处理办法效果很好），应根据工程具体条件经技术经济比较后选用。本条中的“其他输送方式”系指电瓶车、人工清理等方式。

## **9.4 车、船和机械运输**

**9.4.3** 国内采用皮带作为主系统运送灰渣的大型电厂还不多，但已有衡水、鄂州等电厂投运，三河、安顺等电厂正在建设之中，以上电厂均采用单路皮带，只考虑容量备用，可以满足要求。因此，本条做了运灰皮带机设计的原则性规定。

由于皮带机在布置上较管道复杂且占地大，不宜分期设置。比照运煤皮带机的设置原则，除灰（渣）皮带机的出力按规划容量考虑。

皮带机的出力按规划容量计算并有 100% 的裕度，是考虑按两班制运行，每班运行 5h~6h。当皮带机故障检修时，由于灰库和渣仓的容积较大，可作为缓冲备用。如果经技术经济论证认为改按一班制运行更为合理时，方可适当放大这一裕度。

除灰（渣）皮带机应设必要的防护罩，起到防止风吹雨淋的作用即可，而无需像运煤栈桥那样庞大、复杂。

## **9.5 控制方式及辅助、检修设施**

**9.5.1** 随着技术的发展和考虑减人增效的要求，目前大型电厂干除灰系统控制基本都采用程序控制或集中控制且运行可靠性很高，不需再设就地控制装置。为方便调试及事故处理，必要的就

地按钮还需保留。

对水力除灰渣系统（包括石子煤系统），应根据系统和工程条件采用就地或集中控制。

由于控制水平的提高，除灰渣系统的各控制（值班）室应尽量合并设置，并宜与静电除尘器控制室合并，以减少运行岗位。必要时，可由运行人员临时现场巡视。有些电厂，如外高桥电厂，除灰、除尘控制均已进入单元控制室，减人增效效果较好，也可根据工程具体情况决定是否采用此种方式。

## 10 汽轮机设备及系统

### 10.1 汽轮机设备

**10.1.3** 背压式供热机组在带额定负荷时经济性好，故可在有稳定可靠的热负荷情况下选用。但由于背压式供热机组的发电量受供热量限制，而抽汽式供热机组的电热负荷调度相对灵活，因此，供热电厂的机组选型宜考虑背压式机组或带抽汽的背压式机组与抽汽式供热机组配合使用，以提高运行的安全性和经济性。

**10.1.6** 汽轮机额定背压和最高计算背压分别是机组额定工况和能力工况的条件之一，条文明确前者应与循环水系统的设计水温相对应。汽轮机的最高计算背压宜为 11.8kPa。

**10.1.7** 汽轮机最大连续出力 (TMCR) 是机组的保证出力。规定汽轮机的调节阀全开 (VWO) 时的进汽量为 TMCR 时进汽量的 105%，是因为考虑到制造厂设计和制造中存在误差及运行老化对汽耗的影响，并应留有调节裕度。

### 10.2 主蒸汽、再热蒸汽和旁路系统

**10.2.1** 供热机组对外承担着供热和供电的双重任务，并往往以供热为主，其中有些热负荷是必须保证的。主蒸汽系统采用母管制，可增加锅炉、汽轮机运行调度的灵活性，并便于减温减压装置的连接。因此，对装有高压供热式机组的电厂，强调了应采用切换母管制系统。

对装有中间再热凝汽式机组或中间再热供热式机组的电厂，由于机组容量、主蒸汽及再热蒸汽的参数和控制系统等均按单元制设计制造，因此明确主蒸汽管道应采用单元制系统。

**10.2.3** 国产 300MW、600MW 引进型机组的原型机组设有 5%BMCR 锅炉启动疏水旁路，机组的控制逻辑和 DEH 的程序设计也与此相配套。在引进技术时，增设了 30%BMCR 的二级

串联汽轮机旁路，对 DEH 的程序也作了相应的修改。由于该型机组的中联汽门不能参与调节，将切除汽轮机旁路作为允许汽轮机挂闸的条件之一，所以在实际运行中，该旁路只起到汽轮机冲转前提升汽温、汽压和提高锅炉燃烧率的作用。

近几年，国家电力公司组织有关单位对国产 300MW、600MW 引进型机组汽轮机旁路系统的设置和使用情况进行了大量的调研和试验工作。1999 年 4 月曾召开了旁路系统的研讨会，专家认为：通过试验表明，对引进型 300MW 机组，机组不投旁路系统仍然可以实现正常启动，对锅炉升温、升压过程的影响不显著，5% 启动疏水旁路能满足锅炉启动的需要，但在汽轮机冲转前，要控制炉膛出口烟温不超过  $538^{\circ}\text{C}$  ( $1000^{\circ}\text{F}$ )。汽轮机的启动过程符合西屋公司启动规程的要求。但与投旁路系统相比，增加了机组的启动时间，冷态启动约增加 3h~3.5h，热态约增加 0.5h~2h。在冷态启动过程中，中压缸进汽温度较低，在 2040 r/min 的转速下，等待中压缸进汽温度达到  $260^{\circ}\text{C}$  开始暖机时所耗费的时间，是造成不投旁路系统汽轮机冷态启动过程时间较长的主要原因。高压主汽门前得不到充分暖管，达到汽轮机冲转参数所需的时间较长，延长了机组冷、热态启动过程的时间。另外，冷炉热机启动时，中压进汽温度与缸壁温差最大达  $160^{\circ}\text{C}$ 。

通过试验分析和技术经济比较认为，该型机组可以不设置旁路系统，为缩短无旁路系统机组的启动时间和进一步改善转子应力状态，可采取在主、再热蒸汽系统中设置串联疏水系统（现有机组中还没有这样的系统，正在湖南益阳电厂试点）、在主汽门前设排汽点。

对调峰运行有特殊要求的该型机组，也可以采用旁路，但应以实用、可靠、投资少为原则进行简化，例如，采用单速（慢速）、远方操作、适当容量的电动旁路，并设置操作方式所必要的实用的控制、保护装置。

目前国内大容量机组有不设旁路、有按 30%~70%、100%

BMCR容量设置旁路等情况，这主要与机组特性和电网系统要求有关。如由北京重型电机厂引进技术生产的 300MW 级机组和由东方汽轮机厂生产的 300MW 机组采用中压缸启动方式，对旁路的容量和型式需按实际需要确定。

### 10.3 给水系统及给水泵

**10.3.1** 对装有高压供热式机组的电厂，为提高运行的灵活性、可靠性，给水系统与主蒸汽系统一样，应采用切换母管制系统。

对装有中间再热凝汽式机组或中间再热供热式机组的电厂，由于给水系统比较复杂，给水系统与主蒸汽系统一样，应采用单元制。

根据近年来电厂运行实践经验，明确了当采用调速给水泵时，给水主路不设给水调节阀系统，启动支管设调节阀的要求。

**10.3.2** 对汽包炉，给水泵出口总容量，以锅炉最大连续蒸发量为基础，考虑了锅炉的连续排污损失 1.5%~2%、系统汽水泄漏损失 0.4%、汽包水位波动（包括锅炉抢水）2%~5%、给水泵老化引起的出力降低 4%~5%，共计 7.9%~12.4%，一般取 10%。故给水泵出口总容量取锅炉最大连续蒸发量的 110%。

对直流炉由于没有连续排污、也无汽包水位调节要求，故给水泵的容量裕度较汽包炉小，给水泵出口总容量取锅炉最大连续蒸发量的 105%。

**10.3.4** 早期的 200MW 机组，汽轮机内效率较低，配 200MW 出力的发电机。在技术改造的过程中，不少电厂在改善内效率的同时，改配汽动给水泵，以增加机组的对外供电能力。对于配 210MW 出力发电机的新机组，这一优点已不复存在，在技术经济比较时要区别对待。

**10.3.5** 据调研，多数国产 300MW 机组电厂运行给水泵的配置为两台半容量汽动给水泵，也有石横、沙岭子电厂等十台机组为一台全容量汽动给水泵。采用全容量运行给水泵，可简化系统，提高运行的经济性，国外 300MW 及更大容量机组配置全容量汽

动给水泵已很普遍，国内 300MW 机组采用全容量汽动给水泵已有成熟的运行经验。故在条件合适时，宜优先考虑采用全容量汽动给水泵。

**10.3.6** 据调研，300MW 机组运行给水泵组 1997 年的等效可用率为 91.363%。按一般水平运行，年均每台机组电动给水泵发生备用全年累计不超过 100h，同时，当一台汽动给水泵和一台电动给水泵并联运行时，能维持 90% 以上额定负荷。我国电力供需矛盾趋缓，电网容量相对增大，机组短时降低满发能力对电网调度影响不大。与采用 50% 容量电动给水泵比较，采用约 30% 容量的电动给水泵可以节约投资、降低启动备用变压器和工作变压器负荷约 2500kW 以上。

国外 300MW 及以上机组当配置两台半容量汽动给水泵时，供启动备用的电动给水泵的容量一般为 25%，且有不设备用泵的趋势。国内华能大连、利港等十余个成套进口设备的电厂的 350MW 机组，其电动给水泵的容量配置为 25%~30%。吴泾电厂 300MW 机组也配置 30% 的启动备用所用的定速电动给水泵。

300MW 机组当运行给水泵配置为一台 100% 容量的汽动给水泵时，汽动给水泵甩负荷时，电动给水泵需自动投入运行，并满足一定的负荷率，故仍维持采用配置一台 50% 的调速电动给水泵供启动备用。

据调研，国内目前有邹县、吴泾等 10 台 300MW 机组启动备用所用的给水泵的配置为定速电动给水泵，通过在泵出口设置大压差调节阀，可以满足机组启动以及汽动给水泵和电动给水泵并联运行的要求，但也存在调节性能较差，与汽动给水泵并联运行时自动投运率较低等不足。如拟采用，要有专门的论证。

基于高的运行可靠性作保证及发生故障时快速的修复能力，国外 300MW 及以上大容量机组不少装设全容量汽动给水泵，而且有不设启动备用用的电动给水泵的实例。此时，机组采用汽动给水泵直接启动或配置一台仅具有启动功能的低扬程定速电动给水泵的方式。据调研报告，国内有谏壁、铁岭等电厂具有经常应



用汽动给水泵直接启动机组、启动备用电动给水泵基本上不投入使用的运行经验。因此在成套进口机组中，应鼓励投标商采用其有成熟经验的给水泵配置方案。国产 300MW、600MW 机组可根据条件，积极进行不设备用给水泵的试点。

**10.3.7** 沙角 C 厂进口法国阿尔斯通的  $3 \times 660\text{MW}$  机组和北京重型电机厂引进法国阿尔斯通技术生产的 300MW 等级机组，给水泵的配置为  $3 \times 50\%$  调速电动给水泵。空冷机组由于汽轮机背压高，随气温变化频繁，若采用汽动给水泵，排汽接入主凝汽器，存在小汽轮机运行工况变化频繁和调节复杂等问题，经济性变差，国内外 300MW 及以上空冷机组均采用电动给水泵作为运行给水泵。据此，条文规定了对 300MW 及以上机组采用电动给水泵的具体条件。

**10.3.9** 根据高压加热器的可靠性和电厂的运行实践，明确高压加热器宜采用大旁路。

## **10.4 除氧器及给水箱**

**10.4.6** 300MW 及以上机组，除氧器给水箱启动时的加热方式，一般采用给水启动循环泵。如采用再沸腾管进行加热，系统上比较简单，但在运行中易产生水击和振动，故需采取一定的防止措施。

## **10.5 凝结水系统及设备**

**10.5.1** 低压加热器事故属非正常情况，事故疏水不宜包括在最大凝结水量的计算中，否则将加大凝结水泵的容量，是不经济的。

据计算，当旁路系统的容量小于锅炉最大连续蒸发量的约 37% 时，旁路系统进入凝汽器的蒸汽量小于机组在额定工况时的凝汽量，对凝结水泵容量的选择无影响；当旁路系统的容量介于锅炉最大连续蒸发量的约 37% ~ 75% 之间时，可启用备用凝结水泵来满足凝结水量增大的需要；但当旁路容量再增大时，凝结

水泵在容量选择上应予以考虑，以保证运行启动时的安全可靠。

**10.5.2** 对工业抽汽式供热机组，机组投产后有可能较长时间在纯凝汽工况或低热负荷工况下运行，因此，规定可设置三台 110% 设计热负荷工况下凝结水量或三台 55% 最大凝结水量的凝结水泵，以增加机组运行的适应性和经济性。

如机组热负荷随季节变化较大时，设计热负荷凝结水量应分别计算，比较之后取大值。

**10.5.3** 目前凝结水除盐设备一般采用中压系统，相应凝结水系统采用一级泵，系统简化、运行方便。

**10.5.5** 补给水泵只是在机组启动上水时运行，机组正常运行时为利用负压补水，因此不设备用。当补给水箱高位布置，可满足机组启动补水要求时，可不设补给水泵。

## **10.7 工业水系统**

**10.7.1** 工业水系统包括辅机冷却水和服务水系统，其中辅助设备的冷却包括转动机械和非转动机械，统称为辅机冷却水系统。

**10.7.2** 本条文按功能要求，区分了开式循环、闭式循环冷却水系统的使用范围和条件。

开式循环冷却水一般取自于凝汽器循环冷却水进水管，循环升温后再排入循环冷却水出水管，不增加耗水量。

当电厂凝汽器冷却水源为采用水质很好的地下水作为凝汽器的冷却水源时，辅机冷却水采用全开式系统可以简化系统、节约投资，如平凉、阳泉等电厂就属于此种情况。根据工程的具体情况，经比较合理时，部分辅机冷却水也可直接利用循环水补充水，经循环升温后再排入循环水系统。

**10.7.3** 少数电厂的凝汽器冷却水虽不是海水，但含盐量过高，不适宜直接作为辅机冷却水，也需采用除盐水全闭式冷却系统。

**10.7.4** 明确了服务水系统的使用范围和条件。服务水又称杂用水，检修时需要由服务水提供冲洗水的主要设备有空气预热

器、静电除尘器、锅炉本体等。服务水一般就地排放，不设回收措施。

**10.7.5** 热交换器的换热面积应按最高计算冷却水温计算确定。设两台 65% 最大换热面积的热交换器，除可以满足大修期内堵管的要求外，还可满足全年多数时间只需一台运行，一台备用，仅少数时间需两台投运，故可不设备用。

**10.7.6** 根据大容量机组的设计和运行经验，规定了开式、闭式循环冷却水升压泵的台数、容量和扬程的选择原则。

高位膨胀装置可采用水箱或一定口径的管道。当高位膨胀装置兼作锅炉炉水循环泵在全厂停电时的备用水源时，宜采用一定容量的水箱。

闭式循环冷却水系统的补充水可来自凝结水箱，由凝结水补给水泵补水。

**10.7.8** 规定闭式水热交换器处闭式水侧压力高于开式水侧压力，是为防止当换热器发生泄漏时，开式水漏入闭式水而破坏闭式水的水质。

**10.7.9** 采用直接空冷系统时，汽轮机的排汽在空冷凝汽器中由环境空气直接冷却，无循环冷却水。采用间接空冷系统时，循环水的水质较好，一般为除盐水，更主要的是由于空冷机组背压高，最高循环冷却水温可达  $60^{\circ}\text{C} \sim 70^{\circ}\text{C}$ ，满足不了辅机冷却水温的要求，故规定空冷机组宜设置单独的辅机冷却水系统。

当电厂同时装有空冷机组和多台常规机组时，由于空冷机组的辅机冷却用水相对于常规机组的循环冷却水量来说，其值很小，故一般可取自常规机组。

## **10.8 供热式机组的辅助系统和设备**

**10.8.1** 热网加热器一般可安排在非采暖期进行检修，采暖期内故障一般也不多，即使发生故障，主要是热网加热器的铜管泄漏，一般 8h~24h 可以修复完毕，故规定热网加热器宜不设备用。

## **10.9 凝汽器及其辅助设施**

**10.9.1** 根据实际需要，增加了对铜管凝汽器的管板和管端采取防腐措施的要求。明确了采用海水作冷却水时，应采用钛管凝汽器。

**10.9.2** 空冷机组一般采用除盐水作为循环冷却水，无结垢问题，故规定不需装设胶球清洗装置。

# 11 水处理设备及系统

## 11.1 原水预处理

**11.1.1** 原水水质是设计的重要依据，鉴于近年来工程设计中常有资料不全或不确切的问题，特别提出设计单位对业主提供的原水资料有分析验证的责任。设计单位提出的设计水质资料和校核水质资料的推荐意见需经业主认可方可确定。

当选定的水源水质由于季节性恶化，其水质超过一般的混凝、澄清预处理及离子交换除盐的适用范围时，为了投产后机组安全运行，可另设备用水源；对有规律性的短时间水源水质恶化，有条件时可考虑设蓄水池（库），以避免在水质恶化期间内取水，从而可简化预处理工艺。

**11.1.2** 锅炉补给水处理的预处理设计应与水工专业配合，尽量避免重复设置。根据电厂的水源条件，锅炉补给水处理的预处理可为全厂供水系统的一部分，也可根据需要单独处理。

近年来水源污染问题较普遍，特别是有机物污染，已经影响到原有水处理系统的安全、经济运行，出现热力系统炉水 pH 值降低、离子交换树脂污染等问题。因此，本条对去除有机物提出要求。

## 11.2 锅炉补给水处理

**11.2.1** 锅炉补给水处理需要消耗化学药品，并有废水排放，在选择处理方案时，应重视环境保护的有关条款要求。

在本规程适用的范围内，锅炉补给水均按除盐水设计，因此删除有关软化水的内容。

**11.2.2** 在本规程适用的范围内，锅炉补给水均按除盐水设计。

**11.2.3** 根据规程适用范围和锅炉补充水率专题调研报告结论进行修改。

**11.2.4** 由于水处理技术的发展,离子交换除盐已不再是唯一的除盐方式。根据目前国内的实际情况,当原水溶解固形物在 $500\text{mg/L}\sim 700\text{mg/L}$ 时,应进行技术经济比较确定是否采用反渗透等预除盐系统;当原水溶解固形物大于 $700\text{mg/L}$ 时,可采用反渗透等预除盐系统。这一分界值将随酸、碱和膜组件价格的变化及时进行调整。

**11.2.5** 增加与反渗透等水处理方式有关的内容。根据反渗透装置连续运行和单位造价较高的特点,其出力设计与离子交换器有所不同,但也不考虑检修备用。

反渗透设计裕量宜不大于50%;反渗透预除盐后连接混床或一级除盐加混床系统,应根据工程的具体水质资料进行综合技术经济比较后确定。

**11.2.6** 对凝汽式发电厂,锅炉补给水量比较稳定。为提高电厂综合管理水平,锅炉补给水处理车间宜考虑后夜不值班,实行两班制运行。可考虑如下几方面:

1 除盐水箱有效容积还应满足两班制运行时机组正常运行的补给水量。

2 除盐水箱、除盐水泵入口母管、锅炉补给水系统出水母管均宜采用并联方式。

3 除盐水泵相互连锁外,除盐水箱的液位信号、除盐水泵的运行信号应同时送到机控室DCS上。

### **11.3 汽轮机组的凝结水精处理**

本节主要根据凝结水精处理专题调研报告结论进行修改。

**11.3.3** 根据电建[1995]420号文精神和600MW参考设计审定方案修改。

### **11.4 生产回水处理**

**11.4.1** 供热式电厂热力用户的回水数量和质量均不稳定,因此,要综合考虑多种因素进行经济比较后确定。

## 11.5 凝结水、给水、炉水校正处理及热力系统水汽取样

**11.5.2** 根据凝结水精处理专题调研报告结论，直流炉机组的给水加氧处理是近年来逐步成熟的先进技术，可以明显降低锅炉腐蚀、结垢速率。

**11.5.3** 水汽取样分析由人工为主已逐步转变为以在线仪表检测为主，因此现场的水汽控制试验室可不必设置。水汽取样分析的信号用于加药系统及凝结水精处理系统的控制，可以避免重复的仪表设置，并且便于水质控制的自动化。

**11.5.4** 与热控专业协调后，现有控制技术水平可以做到化学各系统的相对集中控制，从而达到减人增效的目的。

## 11.6 循环冷却水处理

**11.6.2、11.6.3** 提出成熟的循环水处理技术，并结合节水与环保要求提出循环水处理基本原则。

经验及研究表明，循环冷却水的悬浮物含量对凝汽器铜管及辅机冷却器铜管的腐蚀与结垢有一定的影响。较高的悬浮物含量可促使冲击腐蚀，并影响加药的效果。此外，悬浮物在铜管内的沉积可导致铜管的沉积物下腐蚀，还有可能在冷却塔填料中沉积影响冷却效率。因此增加循环冷却水旁流过滤处理的内容。

## 11.7 药品仓库

**11.7** 药品仓库的大小与药品的消耗量、运距、包装、供应和运输条件有关。随着我国市场经济的逐步完善，药品货源充足、交通方便的电厂，宜适当减少药品的贮存天数，可按 7d 左右考虑；在欠发达的地区及交通不便的电厂，药品的贮存天数一般不少于 15d。

药品采用铁路运输时，应满足贮存一节车辆容积加 10d 的药品消耗量。

## 12 热工自动化

### 12.1 一般规定

**12.1.2** 由于产品必须经过鉴定后才准许生产并投放市场的做法今后将有所改变，故对新技术的要求改为：“取得成功经验后”，不再强调“鉴定合格”。

### 12.2 热工自动化水平

**12.2.1** 随着热工自动化技术的发展，电厂热工自动化的水平已不再由某一系统或某一设备的技术先进与否来体现，设计中必须通过控制方式、自动化系统配置、功能、运行组织、控制室布置、主辅机设备可控性等的有机配合才能形成一个完善的、全面综合的自动化水平。

**12.2.2** 由于发电机组容量增大以及电网运行的要求，电厂在电网中的地位和作用与电厂热工自动化水平关系日趋密切，此条也为确定电厂热工自动化水平的依据之一。

**12.2.3** 随着计算机技术的发展，本规程所涉及到的机组，采用各类分散控制系统监控时，均应做到在控制室内以 CRT 和键盘为监控中心，实现机组运行工况的监视和调整，停机和事故处理。

**12.2.4** 对 50MW~200MW 机组，其功能应适当简化，规模应适当控制，要与 300MW 及以上的机组有所区别。

### 12.3 控制方式及控制室

**12.3.3** 随着控制技术水平的提高，供热电厂可不再单独设置热网控制室，以尽量减少控制点，达到减人增效的目的，其控制可在机组控制室内实现。仅在有特殊需要时才设单独的热网控制室。



**12.3.4** 目前辅助车间控制虽大部分已采用程序控制，但由于控制地点分散，故运行人员相对较多。因此，本条文规定：属与单元机组直接相关的工艺系统控制，如循环水泵控制宜纳入单元机组控制系统，以尽量实现车间无人值班。其他辅助工艺系统也应尽量合并控制点（如主厂房内的凝结水精处理、水汽取样和炉水校正处理控制点可合并；主厂房外的锅炉补给水、循环水、废水处理 and 供氢，除尘、除灰和除渣，输煤可集中为三个控制点），有条件的辅助车间按无人值班设计（如油泵房、供氢站、污水处理等）。

**12.3.5** 由于控制水平的提高，目前已可实现各种类型的空冷机组的空冷系统控制纳入单元机组控制系统，在单元控制室控制。

## **12.4 热工检测**

**12.4.2** 单元机组炉机电由分散控制系统实现集中监控时，应把这三部分融为一体进行设计，因此对电气系统和设备的参数、状态的检测，也是单元机组检测必不可少的一部分。

**12.4.3** 410 t/h 及以上锅炉的火焰工业电视已成为炉膛火焰监视的必要手段，并且其应用效果较好。

汽轮机振动和故障诊断系统、炉管泄漏检测系统均已在多台机组上使用，其故障报警作用明显，处理得当则可避免重大经济损失，获得一定的经济效益，故在 300MW 及以上机组上均宜装设。

**12.4.4** 随着计算机技术的发展，过去采用小型巡回检测仪监视的温度点均可通过远程 I/O 经数据通信接口送入分散控制系统，这不仅减少了后备盘的仪表数量，也提高了检测数据的精确度及运行水平，且节省了大量电缆，因此这是一个值得推荐的方式。

**12.4.5** 本条文对可燃介质参数的测量仪表强调了其相应的防爆等级，设计中应注意选取合适的仪表。

## **12.5 热工报警**

**12.5.4** 在机组启停过程中应抑制虚假报警信号，以提高报警的准确度，减少误报警，设计中应采用必要的逻辑回路实现此功能。

## **12.6 热工保护**

**12.6.1** 由于控制技术的发展以及控制设备采用较先进的计算机技术后，对热工保护设计的要求增加了较多的内容，如防误动和拒动措施，独立性原则，停机、停炉按钮直接接入驱动回路，保护优先原则，不设运行人员切、投保护操作设备等，这些在设计中均应充分重视。

**12.6.3** 当单元机组未设置 FCB 功能时，无论由何种原因引起的发电机解列，均将不再设法维持机组运行。这是因为，目前各电网总装机容量已有裕度，所以热工保护的设计思路也应由原来的维持发电转变为保护设备安全为主。

## **12.8 热工模拟量控制**

**12.8.1** 随着电网对各单元机组自动发电（AGC）控制的要求，对各单元机组增加了要求参与一次、二次调频的功能。

为了提高模拟量控制系统的可靠性，在设计模拟量控制系统时，应考虑机组事故及异常工况下有与相关的联锁保护协同控制的措施。

**12.8.4** 采用分散控制系统后，检测、控制、保护等可信息共享，不必分别设置变送器，但重要的热工模拟量控制项目宜双重（或三重）化设置，这可进一步提高控制系统的可靠性，而对投资影响不大。

## **12.9 机组分散控制系统**

**12.9.4** 本条叙述了以 CRT 和键盘组成监控中心的设计原则，

其中包括后备监控设备的设置。

关于在单元控制室是否设置大屏幕显示器的问题，通过对试点工程的调查分析，大屏幕显示器虽然对运行人员有一定的帮助，但综合其寿命、价格、技术尚欠成熟等因素，目前火电厂推广使用大屏幕显示器尚不成熟，仍应处于少量试点阶段，故在本规程正文中不列入此内容。

## **12.10 厂级监控和管理信息系统**

**12.10.2** 自动发电控制是现代电网控制的一项基本和重要的功能，它是建立在电网调度自动化管理系统与发电机组协调控制系统之间闭环控制的一种先进的技术手段，实施自动发电控制可获得以高质量电能为前提的电力供需实时平衡，提高电网运行的经济性，减少调度运行人员的劳动强度。随着自动发电控制工作在我国电网逐步开展以及火电厂分散控制系统的广泛应用，有必要在本规程中增加自动发电控制与分散控制系统间的接口要求。

通过专题调研提出推荐采用电缆硬接线方式进行自动发电控制命令的传送。

**12.10.4** 目前，由于计算机技术的飞速发展，在火电厂中大部分新建机组已采用分散控制系统，形成单元机组的整体综合监控中心。为了提高全厂的管理及实时监控水平，把我国大型火电厂建设成为一个具有现代化管理水平新型电厂，部分电厂也正在进一步建立各自的厂级监控系统及管理信息系统，尽管此系统的建立尚无成熟经验，但从技术发展的前瞻性出发本规程必然涉及此部分内容。

分步实施可以有多种选择，例如：

- 1 作为基建项目全面实施，但可适当滞后于机组达标投产；
- 2 在建设期间仅作为全面规划并留有必要的接口和扩充条件。

## 12.13 培训仿真机

**12.13.1** 过去 300MW 机组按省配置，600MW 机组按大区配置，由网、省电力公司统一规划。网厂分开后，应由独立发电公司决策，但地区协作的精神不应改变。由于对 300MW 及以下机组各省绝大多数均已配置用仿真机，有的还不止一套，故原则上不应再增设；600MW 及以上机组则可视当地协作条件而定，如本地区已有培训用仿真机，则原则上不应再增设。

## 13 电气设备及系统

### 13.1 发电机与主变压器

**13.1.2** 本条对容量为 300MW 及以上发电机的若干技术要求作出了规定。

1 考虑到汽轮机的最大进汽量工况出力系制造厂为补偿制造偏差和汽轮机老化等所留的余度，也即汽轮机不宜在此工况下长期连续运行，因此条文规定在额定功率因数和额定氢压条件下发电机的最大连续容量应与汽轮机的最大连续出力配合选择是适宜的。

另外，为更合理地选择发电机的额定和最大连续容量，在符合《进口大容量火力发电设备技术谈判指南》有关汽轮发电机组不同工况出力定义的条件下，规定了“发电机冷却器进水温度应与汽轮机相应工况下的冷却水温度相一致”的要求。

2 为防止故障电流的非周期分量、负序分量或不平衡负荷激发电气与机械相互作用的工频与两倍工频谐振而损坏机组，故作出了本款规定。

3 系统扰动对大型汽轮发电机组轴系扭振的影响是大电网和大机组相互协调的重要问题之一，也是涉及电力系统的电磁和机电暂态过程与汽轮发电机组的机械暂态过程相互作用的综合性的研究项目，在我国属起步阶段，尚无条件制定相应的规定和标准。本条仅按现行标准和已进行此项研究的若干工程（如平圩电厂、哈尔滨第三发电厂、北仑港电厂和石洞口二厂等）的初步结果作如下规定。

1) CIGRE11.01 工作组关于轴系扭应力设计导则所提出的“计划操作 ( $\Delta P < 0.5P_U$ ) 和正常并列 (合闸角  $< 10^\circ$ ) 工况不应影响轴系的疲劳寿命损耗”的建议可供各工程研究时参考；

2) 按《透平型同步电机技术要求》作出了“汽轮发电机组

各部件结构强度应能承受在额定负荷和 105% 额定电压下其端部任何形式的突然短路故障”的规定；

3) 为提高高压输电线路的输送能力和运行可靠性，我国电网广泛采用单相重合闸。为此规定：汽轮发电机组应具有承受高压输电线路断路器单相重合闸（成功或不成功）的能力。由于故障发生时间的随机性和故障切除时间与重合闸间隔时间的分散性，因而它们的不同组合对机组轴系扭振的影响是不确定的，每个工程需结合机组结构参数和网络结构的条件予以单独评价；

4) 对于某些严重扰动工况（如三相重合闸、非同期并列、失步振荡和次同步谐振等）对机组轴系扭振影响的评价，各工程可结合网络与机组结构条件经仿真计算或动模试验后与制造厂商定相应的防护措施。

4 大容量发电机应具有进相、调峰和短时失磁异步运行能力主要取决于电力系统的运行条件。若无特殊要求，也可按《透平型同步电机技术要求》和《进口大容量火力发电设备技术谈判指南》的相应规定予以考虑：

1) 进相运行：发电机应能在功率因数（ $\cos\phi$ ）超前 0.95 的条件下带额定负荷进相运行。

2) 调峰运行：确保调峰机组能在其寿命期限内启停不少于 10000 次而无变形和损坏。

3) 失磁异步运行：其允许的运行方式、时间和负荷与制造厂商定。

5 本款就自并励静止励磁系统的适用范围作出了规定。

鉴于：1) 本励磁系统较交流励磁机励磁系统具有运行可靠性高、维修工作量少、改善机组运行稳定性和避免系统扰动对轴系扭振的影响以及提高电力系统的静态和动态稳定等显著优点，但也存在近区故障引起发电机端电压下降对系统暂态稳定和继电保护配合的影响等问题；2) 对系统暂态稳定的影响又涉及电厂在系统中的位置、网络结构、负荷特性、故障型式、故障切除时间、顶值电压倍数与上升速度以及故障切除后机组摇摆期间励磁

系统的控制规律等诸多因素，故目前尚难于确定本励磁系统适用的系统稳定条件；3）国内已有若干采用本励磁系统的电厂（如大港电厂、北仑港电厂、沙角 B 厂、石洞口二厂、上安电厂和邹县电厂等）投运，但均系引进机组工程，国产的自并励静止励磁系统尚处于工业性试验阶段，因此，具体工程励磁系统的选型应综合系统稳定和厂家成熟配套等条件经技术经济比较后予以确定。

按《大型汽轮发电机自并励静止励磁系统技术条件》的规定，提出了以顶值电压倍数（以发电机端电压为额定值计算）为两倍及以上作为其选型条件的要求。

有条件时，具体工程可就励磁系统的选型对电力系统暂态稳定的影响进行动模试验，以对仿真计算的结果予以验证。

**13.1.3** 考虑到与 600MW 机组单元连接的三相变压器具有节省初投资、空载损耗低、总重量轻和有色金属消耗小等优点，若运输条件允许和技术经济合理时，可予以选用，但必须采用经鉴定的成熟产品。

发电厂与系统连接的联络变压器也可按运输、制造和技术经济等条件采用单相或三相自耦变压器。

考虑到单相变压器组设置备用相投资大，利用率不高，故应综合考虑系统要求、设备质量以及初投资与按变压器故障率引起的停电损失费用之间合理平衡的可靠性原则等因素确定是否装设。若确需装设，可按地区（运输条件允许）或同一电厂 3~4 组相同容量、变比与阻抗的单相变压器组合设一台备用相考虑。

**13.1.4** 按原电力部规定，今后热电联产工程应按“以热定电”的方式运行，并网运行的热电机组应坚持自发自用原则，严格限制上网电量。故规定容量为 60MW 及以下的热电机组宜以发电机电压供电。

为确保供电可靠性，本条规定接于发电机电压母线的主变压器不应少于两台，其总容量的选择至少应考虑五年负荷的逐年发展。

**13.1.5** 国标《电力变压器》规定：“在正常使用条件（海拔不超过 1000m、最高气温 +40℃、最低气温 -25℃、最热月平均温度 +30℃、最高年平均温度 +20℃、冷却水最高温度 +25℃）下，油浸式变压器（以矿物油或燃点不大于 300℃的合成绝缘液体为冷却介质）在连续额定容量稳态下的绕组平均温升（用电阻法测量）为 65℃”。故对容量为 200MW 及以上发电机单元连接主变压器的容量选择条件作出了规定。

“扣除厂用工作变压器的计算负荷”系指以估算厂用电率的原则和方法所确定的厂用电计算负荷。

变压器绕组温升是指在正常使用条件下制造厂的保证值，在特殊使用条件下的温升限值应按《电力变压器》的规定予以修正。

**13.1.7** 鉴于 200MW 机组采用发电机—三绕组变压器组方案存在问题较多，如装设发电机断路器降低了主回路运行可靠性、主变压器或高压厂用工作变压器需采用有载调压方式、增大了中压侧的短路水平以及国产六氟化硫发电机断路器尚在研制等，且联络变压器方案较三绕组变压器方案更能适应负荷和潮流的变化，故规定：“容量为 200MW 及以上的机组不宜采用三绕组变压器”。但技术经济确系合理时，也可采用发电机—三绕组变压器组的接线方案。

## 13.2 电 气 主 接 线

**13.2.2** “接入电力系统的发电厂，如机组容量相对较小，与电力系统不相配合”系指如下情况：单机容量仅为系统容量的 1%~2%或更小，而电厂的升高电压等级又较高，如 50MW 机组接入 220kV 系统、100MW 机组接入 330kV 系统、200MW 机组接入 500kV 系统。为简化与系统的连接方案和高压配电装置的接线，经技术经济比较可采用扩大单元或联合单元接线。

**13.2.5** 发电机—变压器—线路组单元接线方式的选择是一个涉及厂、网关系的综合性问题。它除了主要取决于接入系统的要求



而外，也与电厂的总平面布置、电气主接线、起动电源的引接、厂区的污秽等级和控制方式等因素有关。因此，本接线方案的确定必须同时兼顾厂、网的不同要求，以使电厂与系统的连接方案在技术经济上取得总体的合理。

**13.2.6** 330kV~500kV 避雷器的功能除用以保护大气过电压外，还藉以限制操作过电压，也即相应回路投运后不允许退出运行，故规定“不应装设隔离开关”。另外，110kV~500kV 线路电压互感器、耦合电容器或电容式电压互感器以及避雷器的检修与试验可与相应回路配合或带电作业进行，故亦规定“不宜装设隔离开关”。

**13.2.7** 本条系参照 SDJ2《220kV~500kV 变电所设计技术规程》为 330kV~500kV 线路并联电抗器和低压并联电抗器的接线原则所作的规定。

330kV~500kV 线路并联电抗器的主要功能为限制工频过电压和潜供电流，尤在电网建设初期不允许退出运行，故其出口不宜装设断路器或负荷开关。若系统在某些运行方式下，并联电抗器退出运行后的过电压水平仍在允许范围内或其功能仅为调相、调压时，其出口也可装设断路器或负荷开关。

**13.2.8** 容量为 600MW 的发电机出口是否装设断路器或负荷开关，涉及诸多的技术经济因素。就技术要求而言，发电机出口装设断路器或负荷开关方案可避免正常起停机时高压厂用工作电源与起动电源之间的切换，可防止主变压器或高压厂用工作变压器内部故障的扩大（若发电机系采用其转子回路无灭磁开关和灭磁电阻的励磁系统），可减小由于主变压器高压侧断路器非全相运行时过大的负序电流对发电机转子的影响以及可在不致失去厂用电源的条件下实现机炉系统故障时的停机等。但发电机出口装设断路器或负荷开关后也将降低主回路的运行可靠性。对于上述因素对机组可用率的影响目前尚难以作出定性或定量的评价。另发电机出口装或不装断路器或负荷开关两方案的综合经济比较也涉及诸多的因素，如电厂的升高电压等级、电气主接线方式、起

动/备用电源的引接方案与厂网分开后需收取基本和电度电费、高压厂用工作变压器的型式与台数、公用负荷的供电方案、高压厂用备用变压器的配置标准、起动/备用变压器高压侧的接线方式以及发电机断路器或负荷开关的制造和供货条件等，故也难以就其适用范围的经济条件作出一般性的规定。鉴于此，各工程可结合其具体条件和综合考虑上述因素经技术经济比较后确定是否设置发电机断路器或负荷开关。

当容量为 600MW 机组采用 220kV 发电机—变压器—线路组或发电机—变压器单元接线方式，且技术经济合理时，也可采用主变压器高压侧串接两台断路器和高压厂用工作变压器由其间支接的方案。

对于 600MW 发电机出口装有断路器或负荷开关的方案，主变压器或高压厂用工作变压器采用有载调压方式各有优缺点，且均有已投产电厂的运行经验，各工程可综合考虑电力系统和机组正常起停时高压厂用母线电压水平对调压方式与范围的要求、运行可靠性、制造和经济等条件予以确定。

**13.2.11** 随着国产六氟化硫断路器和隔离开关制造质量的逐步提高、各系统电力供需矛盾的缓和、系统备用容量的相对增长、电网结构的趋于合理与联系紧密、保护双重化的完善以及设备检修逐步由计划检修向状态检修过渡，为简化接线，总的趋势将逐步取消旁路设施，故规定：“当断路器为六氟化硫型时，采用单母线或双母线的 110kV~220kV 配电装置不宜设旁路设施”。

**13.2.12** 按必须确保电力系统稳定和地区供电可靠性的原则，以及参考国内、外可靠性准则的如下要求为 300MW 机组工程采用双母线接线的 220kV 配电装置的母线分段原则作出了规定。

1 任一台进、出线断路器故障或拒动时，可切除一台机组及一回或几回线路；

2 一台母线分段或联络断路器故障或拒动时，可切除两台机组及两回或几回线路（若系统稳定允许）。

**13.2.13** 规定“当一台半断路器接线达三串及以上时，允许同

名回路接于同一侧母线，进、出线不宜装设隔离开关”。这是考虑到：

1 同名回路接于不同侧母线将增加配电装置间隔、架构和引线复杂和扩大了占地面积，且在一串的中间断路器检修条件下，由于母线侧断路器合并故障而引起同名回路同时停运的几率甚小。

2 若一台半断路器接线达三串及以上，即使进、出线不装设隔离开关，也不致因进、出线回路检修而引起配电装置开环运行。

### 13.3 厂用电系统

**13.3.1** 容量为 600MW 机组工程高压厂用电电压等级采用 6kV 一级或 10kV、3kV 两级方案各有优缺点，且均有已投产电厂的运行经验。各工程可综合厂用电计算负荷、厂用开断设备参数和最大电动机容量等条件经技术经济比较后予以确定。

为提高动力网络的供电可靠性以及改善主厂房照明网络的供电质量与延长灯具寿命，规定了“容量为 200MW 及以上机组主厂房内的低压厂用电系统应采用动力和照明分开供电的方式”。

**13.3.2** 按 GB14285《继电保护和安全自动装置技术规程》的规定：“单相接地电流为 10A 及以上时，保护装置动作于电动机掉闸；单相接地电流为 10A 以下时，保护装置可动作于跳闸或信号”以及参照电力行业标准 DL/T620《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的规定：“高电阻接地的系统设计应符合  $R_0 \leq X_{\infty}$  的准则，以限制由于电弧接地故障产生的瞬间过电压。一般采用接地故障电流小于 10A。低电阻接地系统为获得快速选择性继电保护所需的足够电流，一般采用接地故障电流为 100A~1000A”。对中性点经高电阻接地方式而言，为满足间隙性电弧接地故障时的暂态过电压不超过 2.5~2.6 倍额定相电压的要求，其允许的接地电容电流应为  $10A/\sqrt{2} = 7A$ ，本条文据此作出了相应的规定。国内采用的不接地方式也具有成熟的运行经验，

但接地电容电流均在 10A 以下，大于 10A 时，不接地方式的运行经验还很少。对于不接地系统，国内对单相间隙性电弧接地时过电压倍数的测试表明，一般为三倍左右，个别最大可达三倍半。通过对中性点不接地的发电厂高压厂用电系统的抽样调查，在所调查的 37 次单相接地故障中有三次发展为相间短路，说明目前的高压厂用电系统多数是能承受此过电压水平的。故规定也可采用不接地方式。

**13.3.3** 仅规定“主厂房内的低压厂用电系统宜采用高电阻接地方式”，就辅助厂房而言，为利于对照明和检修负荷的供电，且其供电可靠性的要求相对主厂房为低，故对其中性点接地方式未予规定。

**13.3.4** 规定的目的在于确保厂用电系统的安全运行。

紧邻主厂房生产区的生产办公楼、值班人员宿舍和食堂等少量厂前区负荷可采用由接自高压厂用电系统的专用低压厂用变压器供电的方案，但家属宿舍等生活福利设施的负荷则不应接入厂用电系统。

**13.3.7** 据部分电厂的调查，在机组正常运行时，实际的厂用电负荷约为高压厂用变压器额定容量的 60% ~ 70%，故按“下限标准”的原则作出了高压厂用变压器容量选择的规定。

**13.3.9** 所述Ⅰ类负荷是指短时（手动切换恢复供电所需的时间）的停电可能影响人身或设备安全而使生产停顿或发电量大量下降的负荷，如给水泵、凝结水泵、送风机和引风机等；Ⅱ类负荷是指允许短时停电，但停电时间过长有可能损坏设备或影响正常生产的负荷，如输煤设备、工业水泵和疏水泵等；Ⅲ类负荷为长时间停电不会直接影响生产的负荷，如试验室和中心修配厂的用电设备等。

**13.3.10** 在设计电厂启动/备用电源引接方案时，除须满足条文所提可靠和相对独立等要求外，尚应考虑如下因素：随着电力体制改革的深入，为适应市场经济的要求，电厂与其所接入系统的关系将逐步推行“厂网分开、竞价上网”的原则，也即由地区

网引接的电厂启动/备用电源将按大工业用户需收取基本电费和电度电费。据初步调查，目前各电力局收取电费的标准不尽相同，大致基本电费为 $(10 \sim 15)$ 元/ $(\text{kVA} \cdot \text{月})$ 、电度电费为0.7元/度。这将势必增加电厂的年运行费、发电成本和上网电价，影响其运行的经济性。故各工程应在可行性研究阶段取得本厂的供、购电协议，据此确定技术经济合理的电气主接线和启动/备用电源的引接方案。

**13.3.11** 对于出口装设断路器或负荷开关的600MW发电机组，其高压厂用备用变压器的功能系作为机组的事故停机电源和高压厂用工作变压器的检修备用，故明确规定“高压厂用备用变压器的容量可按一台高压厂用工作变压器容量的60%~100%选择”。

**13.3.12** 目前，在200MW~300MW机组工程中，高压厂用工作电源可采用分裂绕组或双绕组变压器。据调查，虽双绕组变压器的运行可靠性稍优于分裂绕组变压器，但均存在抗穿越性短路能力较差等问题。究其原因，除主要取决于制造质量外，也与其低压侧6kV开关柜的质量、厂用变压器短路动、热稳定的考核标准、多次短路和失压自启动冲击的累积效应以及发电机励磁系统的型式等系统和设备条件有关。且近年来，经厂家的科技攻关、完善和改进，其运行可靠性有所提高。另考虑到两型变压器均能满足对双套辅机电动机供电的可靠性和减少两段母线间电动机的反馈短路电流值，在均能满足电压调整 and 自启动电压水平的条件下，分裂变压器更利于限制6kV厂用电系统的短路电流值以及分裂变压器较双绕组变压器可节省初投资与利于布置等因素，故推荐采用一台分裂绕组变压器的方案。

当600MW机组采用两种高压厂用电电压等级时，为满足对双套辅机电动机供电可靠性的要求，以采用两台三绕组变压器分别供每一种高压厂用电电压之两段母线的接线方式为宜。当600MW机组采用一种高压厂用电电压等级时，可采用两台分裂（或两台双绕组）变压器供四段高压厂用电母线的接线方案；在

高压厂用开断设备的额定开断电流和进线断路器的额定电流能满足要求的条件下，也可采用一台分裂变压器供两段高压厂用电母线的接线方案。

**13.3.13** “容量为 600MW 机组，当发电机出口不装设断路器或负荷开关时，每两台机组可设两台高压厂用启动/备用变压器……”系适于每台机设置两台高压厂用工作变压器的接线方案。当每台机设置一台高压厂用工作变压器时，高压厂用启动/备用变压器的配置可综合考虑高压厂用变压器的运行可靠性和公用负荷的供电方式等条件，经技术经济比较后予以确定。

考虑出口装设断路器或负荷开关的 600MW 机组的高压厂用备用电源之功能仅作为机组的事故停机电源与高压厂用工作变压器的检修备用，并参考沙角 C 厂的运行经验和原苏联《火力发电厂工艺设计规范》的有关规定，故对其高压厂用备用变压器的配置标准作了规定。

**13.3.14** 容量为 300MW~600MW 机组高压厂用启动/备用变压器高压侧的接线方式与其型式选择、公用负荷及其备用电源的引接方式以及按启动/备用电源线路与断路器的故障率引起的年可用率损失等因素有关，本条文按此作出了相应的规定。

第 1 款所述“公用负荷由两台互为备用的启动/备用变压器供电”系包括两台高压厂用公用变压器互为备用和以高压厂用启动/备用变压器作为公用负荷的工作与备用电源的接线方案。

**13.3.15** 对容量为 125MW 及以下机组第二台低压厂用备用变压器的设置标准予以适当的提高。

**13.3.22** 80 年代以来的设计和运行实践表明，真空断路器和高压熔断器串真空接触器组合设备的应用对于大容量电厂高压厂用电系统实现无油化、提高运行可靠性、减小维修工作量、适于频繁操作以及节省初投资与缩小占地面积是很有意义的。据调查：

1 目前其在 3kV~10kV 厂用电系统中的应用范围已超过 80%，高压熔断器串真空接触器回路则约为 40%~70%；

2 虽目前某些厂家的产品在运行中尚存在柜内绝缘件阻燃

性能差、电气间距偏小、互换性差以及“五防”机构可靠性差等问题，厂家需在原材料选择、加工工艺和结构等方面作进一步的改进和完善，为此，设计单位在选型时应更注重产品的运行业绩，但运行单位对其总的评价还是肯定的。

3 真空断路器与高压熔断器串真空接触器回路的运行可靠性基本相当。据此，对容量为 200MW 及以上机组的高压厂用开断设备推荐采用真空断路器与高压熔断器串真空接触器的组合方案。

对容量为 125MW 及以下机组而言，为在基本满足电厂安全运行的条件下尽量节省初投资，本条文仍推荐采用少油型断路器，但对起停频繁的高压厂用电回路，为减小维修工作量和设备故障率，则可采用真空断路器和高压熔断器串真空接触器的组合设备。

### **13.5 高压配电装置**

13.5.2 本条规定了位于大气严重污秽地区的 110kV~500kV 全封闭组合电器的选择原则，除必须经技术经济论证外，还应以厂区污湿特性、运行经验与实测的等值覆盐密度以及污秽分级标准为依据，以对其适用条件予以严格限制。

### **13.7 电测量仪表装置**

13.7.2 目前数字化控制设备中广泛采用交流采样装置，规定了对其测量精度的要求。

13.7.3 对电厂端的电能量计费系统装置作出要求。

### **13.8 二次接线**

13.8.1 对本条作以下说明：

1 为提高自动化控制水平，推荐 125MW 容量等级的机组采用单元控制室方式；

2 为降低造价，简化运行，根据大量电厂的运行经验，不

推荐设置电气网络控制室。

**13.8.2** 本条文作了如下规定：

- 1 对于单元控制室的电气设备，可采用 DCS 控制方式；
- 2 由于不推荐设置电气网络控制室，所以电气网络部分的控制推荐采用计算机监控系统；
- 3 对于采用主控制室控制方式的中、小容量机组，仍采用常规强电控制方式。

**13.8.7** 当电气采用 DCS 控制方式时，常规的电气硬手操设备可能全部取消，常规的手动准同期操作方式不能实现，而且目前自动准同期装置的可用率已达到或超过 DCS 的水平，因此可以取消常规的手动准同期方式。仅当运行条件限制，运行单位强烈要求时，才考虑加装常规的手动准同期装置。

**13.8.13** 仅对电气控制进入 DCS 的控制方式作出原则性的规定，详见《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》和火力发电厂单元机组 DCS 电气控制设计的有关规定中对 DCS 电气控制作出的详细规定。

**13.8.14** 对网络监控计算机系统的结构作出规定。

## **13.9 照 明 系 统**

**13.9.2** 根据 125MW 及以下容量机组电厂的运行经验，本条规定正常照明宜采用动力和照明网络共用的低压厂用变压器供电的方式。若低压厂用电系统中性点采用不接地方式，则动力和照明网络应予分开。

为提高 200MW 及以上容量机组电厂低压动力网络的供电可靠性和确保照明系统的供电质量，规定正常照明宜采用由专用照明变压器供电的方案。

**13.9.3** 按国标《安全电压》的规定：“当电气设备采用 24V 以上的安全电压时，必须采取防止直接接触带电体的保护措施”，故本条对生产厂房内安装高度低于 2.2m 照明灯具以及热管道与电缆隧道内照明灯具的安全电压规定为 24V。



**13.9.5** 为确保电厂的安全运行和防止船只对取、排水口及码头等构筑物可能造成的危害，本条作出了相应的规定。

### **13.10 电缆选择与敷设**

**13.10.3** 考虑到 300MW 及以上容量的机组均为电网的主力机组，为提高其运行的安全性，除必须对电缆采取有效的防火封堵等措施外，还作出了“其主厂房、输煤、燃油及其他易燃易爆场所宜选用阻燃电缆”的规定。按采用阻燃电缆后增加的初投资与依电缆火灾几率引起的损失费用之间合理平衡的原则，规定应采用能满足《成束电缆燃烧试验条件》的 C 类阻燃电缆。

**13.10.4** 鉴于全厂的重要负荷回路（如消防、报警、应急照明、保安负荷、断路器操作直流电源、计算机监控、双重化保护、中央水泵房和输煤系统等）在着火后一定时间需维持供电或不致因此而扩展为全厂性事故，故条文规定“对此应采取耐火分隔或分别敷设于两个相互独立的电缆通道中”。

### **13.11 厂内通信**

**13.11.3** 鉴于目前生产管理通信用电话交换机的类型已全部是分时制程控交换机，所以规定“应采用程控交换机。”

**13.11.4** 对于单元控制室和网络控制室设置的调度总机，由于目前绝大部分已选用程控调度总机，所以在此也规定了“当采用程控调度总机时，宜采用全厂设置一台调度总机，各单元控制室和网络控制室设置分调度台的方式。”的条文。

## 14 水工设施及系统

### 14.1 水 务 管 理

**14.1.3** 本条文强调要加强水务管理工作。对全厂各类供水、用水和排水作全面的综合平衡和优化设计,以提高重复用水率。对于不能重复利用的水要达标排放。

**14.1.4** 规定了发电厂循环供水系统和海水直流供水系统的设计耗水指标。在申请用水指标时,应为电厂初期运行留有 10% 的裕度。

**14.1.5** 对于 200MW 及以下的机组,上述设计耗水指标已考虑了供汽和供热水所需的水量。

**14.1.6** 提高电厂水务管理水平,对各水系统的水量、水质进行有效的监控,是保障发电厂贯彻水务管理的必要措施。

**14.1.7** 在选定发电厂贮灰场时,是采用水灰场还是干灰场,要综合考虑多项因素,进行全面技术经济比较,以优化设计,控制工程造价。

### 14.2 供 水 系 统

**14.2.2** 河道并非电厂专用,要考虑电厂取水口上游目前的和规划的工农业用水量,同时要取得水资源管理部门同意用水的正式文件。

**14.2.3** 我国水资源比较贫乏,应限制开采地下水。如果采用地下水作为电厂补给水源时,要取得水资源管理部门同意用水的正式文件。

**14.2.7** 地表水中的悬浮物含量在  $(50 \sim 100) \text{ mg/L}$  之间时是否需要处理,可结合全厂供水条件、工业水系统水质要求等进行技术经济比较后确定。补充水中的悬浮物含量小于  $50 \text{ mg/L}$  时可不处理。

**14.2.9** 规定了也可采用扩大单元制。扩大单元制运行管理灵活、经济，但投资增加，检修较复杂。

**14.2.10** 采用直流、混流或混合供水系统时，取、排水口的位置直接关系到发电厂的投资、安全运行和对水域生态的影响。当条件复杂时，应进行物理模型试验或数模计算以确定发电厂取、排水口的合理位置。

**14.2.12** 在空冷系统设计中引入了初始温差值的概念。空冷汽轮机的运行背压是随当地环境温度变化而变化的。汽轮机排汽背压下的饱和温度  $t_n$  和进入空冷塔的空气干球温度  $t_a$  之差，称为初始温差（ITD）。ITD 的取值与汽轮机的可发功率（或发电量）、基建投资有关，因此应根据当地气象条件、汽轮机特性等因素优选后确定。ITD 值直接影响空冷系统散热器数量的选择，通过优化还可确定空冷型式、设计气温和汽轮机额定背压等参数。

### **14.3 取水构筑物和水泵房**

**14.3.6** 在一般情况下，一台汽轮机配备两台循环水泵，其总出力等于该机组的最大计算用水量是合适的。但在特殊情况下，例如水源水位随季节变化而变幅较大时，亦可每机配置三台泵（夏季运行三台泵，冬季运行两台泵）。

### **14.4 管道和沟渠**

**14.4.4** 循环水及补充水管材的选用，应通过技术经济比较后决定。对于输送海水的管道、大口径循环水压力管道和补给水管道，宜采用预应力钢筋混凝土管。

### **14.5 冷却池和冷却塔**

**14.5.1** 国家加强了对水资源的管理，当利用水库、天然湖泊或河网作冷却池时，要取得主管部门同意的文件，并需通过数模计算或原体观测等其他手段进行设计。

**14.5.5** 作此规定的目的是为了减小通风阻力，提高冷却效率。

**14.5.11** 根据南非发电厂的布置经验，夏季主导风向应顺着主厂房的纵向，这样可以避免空冷凝汽器出口热风的回流。

## **14.6 外部除灰和贮灰场**

**14.6.2** 关于检修道路的标准，以简易道路为宜。可参照 GBJ22《厂矿道路设计规范》中道路等级划分的“辅助道路”级，即路面宽 3.5m，最大纵坡 9% 等；路面可参照该规范中的中级路面，即泥结碎石、级配砾（碎）石。

**14.6.3** 薄钢管（或水泥管）内衬铸石是目前常用的耐磨管道。当采用其他耐磨管道时，应对所用投资及耐磨性能进行综合论证。

**14.6.5** 随着环境保护要求的不断提高，冲灰水回收循环利用既可节约水资源，也可减少对地表水的污染。

**14.6.6** 为了防止飞灰污染环境，平原干灰场周边需设宽 10m 的绿化隔离带。

## **14.7 生活给水和废水排放**

**14.7.4** 发电厂煤场一般占地数公顷，堆有大量原煤。降雨时，煤场表面形成径流，细小的煤粉颗粒随水流排入下水道，这不符合环保要求。因此，发电厂应设煤场雨水沉淀池，以收集煤场初期受污染的雨水。

## **14.8 水工建筑物**

**14.8.3** 水工建筑物（这里主要是指取水构筑物和水泵房）的施工，受自然条件影响较大，施工条件一般比较困难，施工费用较多，因此，一般宜按规划容量统一规划。当取水构筑物和水泵房不受布置和施工等条件限制，且经济上合理时，则应随着主机分期建设。

**14.8.10** 项目法人制的实施使基建、运行收支两本变为一本账，

所以贮灰场初期坝形成的贮灰库容不宜太大，可采用后期灰渣子坝加高的方法控制工程造价。

**14.8.13** 为了确保灰场运行安全可靠，在灰场四周设置截洪沟，将灰场一定标高以上流域面积的洪水排到灰场之外。鉴于干灰场存灰对雨水有一定的吸收能力，下游还有挡水用的堆石棱体，因此截洪沟的设计标准不宜太高。

**14.8.14** 拦洪坝位于山谷上游端，用于拦蓄上游流域面积的洪水，坝下和沟底埋设排洪涵管，洪水通过排水系统排至灰场外，所以拦洪坝的设计要考虑排洪涵管的共同作用。

## 15 辅助及附属设施

**15.0.1** 根据原电力部和国家电力公司关于新型火电厂管理和设计的有关规定, 新型火电厂采用集中检修方式, 厂内不设中心修配场。机组的大、小修采用外委或招标外包的方式。

**15.0.2** 500kV 变压器的大修通常需要返回制造厂进行, 本条规定仅为 220kV 及以下变压器就地或在其附近检修准备必要的条件。另考虑电厂的检修体制将逐步向集中检修过渡, 亦规定仅为其就地检修准备必要的场地等条件。

**15.0.3** 由于所述试验室和监测站的多数设备均非经常使用, 故提出了适当合并布置的要求。

**15.0.5** 据调研, 多数电厂的热工控制用和检修用空气压缩机是统一设置的, 且采用相同型式和容量。空气压缩机互为备用, 可以保证热工控制用压缩空气的供气质量和稳定供给, 又可提高设备的利用率。

压缩空气系统最大连续用气量和运行空气压缩机的台数要考虑两种工况:

- 1 两台机组正常运行、不需要检修用气时;
- 2 一台机组正常运行、一台机组检修时。

据调研, 多数 300MW (600MW) 机组电厂单台空气压缩机的容量为  $20\text{m}^3/\text{min}$  ( $40\text{m}^3/\text{min}$ ), 当两台机组正常运行时, 仪用压缩空气用量为  $20\sim 30\text{m}^3/\text{min}$  ( $30\sim 50\text{m}^3/\text{min}$ ), 运行空气压缩机的台数一般为两台; 当一台机组检修时, 检修用压缩空气用量不大于  $20\text{m}^3/\text{min}$ , 因只有一台机组运行, 热工控制系统的用气量会相应减少近 50%, 此时投用两台空压机能满足需要。200MW 容量及以下机组, 采用的气动执行机构较少, 两台机组最大热工控制用气量不超过  $6\text{m}^3/\text{min}$ 。

据此, 300MW 和 600MW 机组宜分别配置四台  $20\text{m}^3/\text{min}$

和四台  $40\text{ m}^3/\text{min}$  容量的空气压缩机。200MW 和 125MW 机组宜分别配置四台  $10\text{ m}^3/\text{min}$  容量的空气压缩机，也可配置三台  $6\text{ m}^3/\text{min}$  容量的热工控制用空气压缩机和一台  $20\text{ m}^3/\text{min}$  容量的检修用空气压缩机。

热工控制用压缩空气系统最大连续用气量一般按统计的气动设备耗气量的二倍确定。

目前，多数新建电厂选用喷油或少油螺杆式空气压缩机。热工控制用压缩空气通过除尘、滤油，保证供气质量达到规定要求。无油式空气压缩机价格较高，不宜选用。当单台空气压缩机的容量超过  $50\text{ m}^3/\text{min}$  时，可考虑离心式空气压缩机参与技术经济比较。三河电厂等电厂的进口机组就选用了离心式空气压缩机。

为保证热工控制用压缩空气系统的运行安全，在检修用压缩空气系统贮气罐上游可装设逆止阀，避免检修用压缩空气倒入热工控制用压缩空气系统。

**15.0.7** 300MW 及以上机组热力设备一般均配有停用时充氮保护设施。据反映，不少电厂装了不用，故对采取什么保护设施未作规定。

**15.0.8** 由于贮油箱的容积是按一台机组的系统油量设置，故两台机组共用一台贮油箱的容积与和一台机组设一台贮油箱的容积是相同的，因此条件合适时宜两台机组共用一台。贮油箱的容积是指净油室和污油室的容积之和。

**15.0.10** 考虑到锅炉化学清洗的介质不同，且化学清洗设施每年最多使用一至二次等因素，故不宜设固定的清洗设施。

过去在概算中有分摊酸洗车投资的做法，在进入市场择优选择酸洗单位后，已不再计列。

# 16 建筑与结构

## 16.1 一般规定

**16.1.3** GB50229《火力发电厂与变电所设计防火规范》已颁布实施，火力发电厂防火设计必须按该规范以及其他现行的有关防火标准和规范的要求执行，当与通用性国家标准规定的内容发生矛盾时，应以后颁发的专用国家标准为准。

**16.1.7** 建筑材料如空心粘土砖、钢窗等的使用分别受国家、地方政策法规的限制，选择时应充分考虑这些因素。

**16.1.8** 根据国内外钢结构厂房设计经验，在结构设计中考虑结构的空作用，更有利于结构构件的合理受力，并可使材料强度得到充分发挥，从而达到节省材料，控制造价的目的。对钢筋混凝土结构而言，目前空间分析手段也正趋成熟，因此提出有条件时宜考虑结构的空作用，采用三维空间分析方法优化结构设计。

**16.1.9** 厂房结构设置温度伸缩缝，是为了避免由于温差和混凝土收缩使结构产生严重的变形和裂缝。伸缩缝最大间距的取值，主要根据设计规范的规定，并结合发电厂特点以及设计经验确定。

**16.1.10** 所谓采取耐腐蚀措施，一般指尽可能少用外露钢结构，必须采用时应在钢结构表面加防腐涂料处理；外露的钢筋混凝土结构应适当增加钢筋保护层的厚度。

## 16.2 抗震设计

**16.2.2** GBJ11《建筑抗震设计规范》已于1993年进行了局部修订。

## 16.3 主厂房结构

**16.3.1** 根据我国国情，钢筋混凝土结构仍然是我国发电厂优先



考虑的结构方案。汽轮机运行层平台采用钢梁—混凝土板组合结构，已积累了较多经验，而且比钢结构节省约 20% 钢材，故推荐此种方案。

**16.3.2** 发电厂主厂房屋面结构大多采用屋架及大型屋面板的无檩体系，但因结构自重大，在抗震区对抗震不利。随着机组容量的增大、新型建筑材料的出现以及施工技术水平的提高，大中型发电厂主厂房屋面结构采用钢屋架、钢檩条和压型钢板作底模上铺钢筋混凝土现浇板的有檩体系也越来越多。故屋面结构采用何种体系，应结合工程特点、施工条件及材料供应等情况来确定。

**16.3.3** 汽机房屋盖系统采用网架结构在技术上是可行的，但目前网架结构钢材单价较高，因此，具体工程中应在进行综合技术经济比较后确定。

**16.3.7** 鉴于 600MW 机组的基础设计国内起步较晚，缺乏经验，故首台新型机组的基础宜作模型试验。

## **16.4 地基与基础**

**16.4.1** 本条为对地基与基础设计的总的要求。地基与基础设计，首先要以工程地质勘测报告中的建议为主要依据，同时结合工程特点、地区建设经验，采用优化设计方案，以提高设计质量。

**16.4.2** 主厂房地基设计在一般情况下宜采用同一类型的地基，但也可根据工程的具体地质条件，采用不同的地基型式。如某工程锅炉房采用桩基，而汽机房及除氧煤仓间采用天然地基；另一工程则相反，锅炉房为天然地基，而汽机房及除氧煤仓间则采用桩基。实践证明，厂房不同的结构单元，采用不同的地基型式，不仅有效地减少了各单元之间的差异沉降，而且具有明显的经济效益。

**16.4.3** 对于软弱地基，应视建筑物的重要性及其对地基承载力的要求，本着安全、经济的原则，采用不同的人工地基。浅层加固常用的方法有重锤夯实、强夯、排水固结法、振冲挤密、挤

密砂石桩、灰土桩、褥垫法等。当浅层加固不能满足设计要求时，软弱地基亦可采用桩基处理。

需进行原体试验的重要建（构）筑物指主厂房、烟囱、冷却塔和地基处理工程比较复杂或工程量比较大的其它建（构）筑物。

**16.4.5** 过去建电厂贮煤场时，一般不进行平整压实处理，用大量的煤来垫底，垫底煤少者厚 0.5m。多者厚 1m 多。为杜绝这种浪费，规定了应进行平整压实处理。此外，当地基承载力较低时，贮煤场尚应进行工程地质处理。

## **16.5 采光和自然通风**

**16.5.1** 为了使厂房内天然采光能保持一定的采光系数，侧窗需经常擦洗和便于洁净；为了节能，主厂房内应避免设置大面积玻璃窗。

**16.5.2** 本条文以电力规划设计总院下达的科研项目《主厂房天然采光研究》的成果为依据，并结合电厂实际情况，规定了发电厂建筑物天然采光标准。

## **16.6 防排水**

**16.6.2** 据调查已建电厂的室内沟道、隧道大部分存在渗、漏水和积水问题，主要原因是设计时没有可靠的防排水措施，因此强调“应有妥善的排水设计和可靠的防排水措施”，以保证电厂生产安全。

## **16.7 室内外装修**

**16.7.1** DL/T5029《火力发电厂建筑装修设计标准》对电厂建筑室内外装修有详细的规定，但部分标准在目前看来是偏高的，一般应取下限。

## **16.8 门和窗**

**16.8.1** 对电气建筑物的门窗及墙上开孔洞部位应采取措施防止

小动物的进入，以免影响电气设备的安全运行。

**16.8.2** 考虑到有特殊工艺要求的房间，如集中控制室、计算机房、通信室等有隔声、防尘的要求，采用塑钢或铝合金门、窗比较合理。

**16.8.3** 供氢站存有可燃气体，若采用金属门窗，金属物体与金属门窗摩擦碰撞后将产生火花易引起爆炸，所以规定应采用不发火花的材料制作。

**16.8.4** 因常规蓄电池室、调酸室有酸性气体，对金属有腐蚀作用，如采用金属门、窗，必须采用防酸漆保护。

**16.8.5** 因海边有盐雾，对钢门、窗有腐蚀作用，故位于海边的发电厂，门窗应考虑耐腐蚀。

## **16.10 烟 囱**

**16.10.1** 烟囱高度和顶部出口内直径一般由工艺专业提供。为了符合模数，便于工程套用，故提出本系列尺寸供选用。

**16.10.2** 烟囱结构选型对其性能和造价的影响是极其重要的，因此应充分考虑不同工艺系统的运行工况，选择经济合理的结构型式。

多管式烟囱的造价较高，因此要求进行专门的技术经济论证。

## **16.11 输 煤 构 筑 物**

**16.11.1** 当运煤栈桥跨度大于 24m 时，预应力钢筋混凝土结构受到施工条件、场地要求等种种因素的限制，较难推广，故倾向于其纵向结构采用钢桁架，而栈桥支架仍可选择混凝土结构方案。

**16.11.2** 我国是个多地震的国家。据地震震害调查报告分析，凡采用砖结构的栈桥震害最为严重，故从抗震条件及减轻地震压力来说，运煤栈桥采用轻型围护结构较为合适。

**16.11.3** 通过工程实践，大跨度干燥棚采用网架结构，其技术和经济性较其他平面结构型式具有明显的优点，因此推荐使用。

## 17 采暖通风和空气调节

### 17.1 一般规定

**17.1.3** 本条明确了发电厂厂区以外的辅助生产等建筑的采暖应符合当地建设标准，而不能执行厂区内各建筑物的标准。

**17.1.4** 由于锅炉给水水质要求高，为减少汽水损失，确保锅炉安全经济运行，以汽轮机抽汽直接供采暖使用是不合适的。目前采暖地区的集中采暖系统，已由小型、分散、低温的状况，向大型、集中、高温的方向发展。高温水采暖系统比蒸汽采暖系统具有使用年限长且便于调节和维护管理的特点，作为火力发电厂，亦应积极推广和采用高温水采暖系统。

根据以上各点，规定电厂采暖系统当采用蒸汽做为热媒时，严寒地区限制在  $160^{\circ}\text{C}$  以下，寒冷地区宜限制在  $130^{\circ}\text{C}$  以下，既适应当前火力发电厂的生产特点，又促进有条件的地区尽量采用高温水采暖。

**17.1.5** 空气调节系统的冷源应根据节约能源的原则优先采用天然冷源。采用工业水做为制冷系统的冷却水，是从全厂“一水多用”的水务管理、节省设备初投资和运行费用等几方面综合考虑后的系统优化意见。

**17.1.6** 本条是保证安全生产和保障工人生命安全的一项必要措施。输送、贮存或生产中可能突然散发大量有害气体或有爆炸危险气体的车间，严禁采用明火和电加热器采暖。

**17.1.10** 为防止火灾通过风管蔓延，必须考虑防火措施；为排除火灾产生的烟气以及排除采用各类气体灭火器灭火后产生的有害气体，必须考虑排烟措施。防火排烟措施应符合 GB50229《火力发电厂与变电所设计防火规范》、GBJ16《建筑设计防火规范》以及其他有关的防火规范中相应内容的规定。强调防火排烟装置应与消防系统连锁，以便发生火灾时及时自动关闭通风、空调系统。

**17.1.11** 本条规定是指车间内无特殊工艺要求时,从劳动保护和工业卫生的角度要求夏季车间内工作地点的温度应符合现行TJ36《工业企业设计卫生标准》的有关规定。

具有全面通风的车间,对局部不能满足卫生标准的工作地点,可采取局部通风措施。局部送风的空气尽量取自室外或从地道风引入。经计算在设置局部送风后,工作地点的空气温度仍过高时,则送入的空气应进行冷却处理。

**17.1.13** 对处于非采暖地区的电厂,由于冬季室内外气温相差不大,且湿度较高,则人体“等效温度”要求的干球温度相应也较高,为使运行人员不致感到过冷和无法集中精力高效工作,可对经常有人 and 必须进行坚守的工作岗位设置采暖,以防止动用明火采暖所引发的事故。

等效温度是结合干球温度、湿球温度和空气流速的效应来反映热和冷的感觉的一个综合指标。

**17.1.14** 随着发电厂整体技术水平的提高,对各类辅助生产的控制运行人员和附属生产管理人员提出了更高的要求,因此创造良好舒适的工作和休息环境,有利于人们集中精力、高效率地工作,可避免由于人员的原因造成工作失误所带来的损失。同时各类控制和管理设备对室内环境也有一定的要求。

**17.1.15** 对于散热量和散湿量较大的生产车间,在夏季设计自然通风或机械通风时,其作业地带的温度应根据车间的热强度和夏季通风室外计算温度来确定。作为作业地带所考虑的是如何维持地面以上2m内的空间的温度,在这个区域内允许局部非工作地点,即热源周边一定范围内的温度超过设计允许值。如车间内有固定的工作地点,根据一个作业地带的全面通风,可包含若干个局部通风的原则,应对该工作地点采取局部送风措施。

**17.1.16** 本条文给出了火电厂各类建筑通风设计的基本原则,通风设计主要针对生产环境对卫生条件的要求而设置。在确定通风方式时,应根据工艺要求,散发有害物设备的特点,与工艺密切配合,了解生产过程,收集各类有害物产生的数据,结合当地

具体条件，因地制宜地确定通风设计方案。

## 17.2 主 厂 房

**17.2.3** 目前电厂主厂房自然通风方式主要采用除氧间高侧窗和近年来发展较快的多边形屋顶通风器，不论采用何种自然通风方式，均应根据厂房的特点，并结合工程气象条件进行认真的技术经济比较。

**17.2.5** 根据《电厂制冷、空调系统实际运行工况调查及冷却水源的优化》的专题调研报告，对近年建成的大型发电厂空调系统的调查了解，表明随着科学技术的进步，电子计算机和电子设备对环境的温度、湿度已具有较强的适应能力，但从符合人体卫生舒适感的“等效温度”以及对电子设备防尘的角度考虑，对环境的温度、湿度、新风量以及室内洁净度均应有一定的要求。因此，对上述房间必须采取空气调节措施。本条文所给出的室内设计参数，是针对集中控制室与电子设备间集中布置时，两空调房间应采用相同的设计参数，以符合空调系统的设计原则和便于系统布置。对电子设备间物理分散布置的情况，其室内设计参数应根据工艺要求确定。

**17.2.6** 采用喷淋室可以实现多种空气处理过程，对采用地下水作为水源的发电厂，从综合利用和“一水多用”的原则出发，对空调系统的冷却装置可采用双级喷淋室做为空气处理装置，以利节能。本条不仅适用于空调系统，亦适用于对温度有一定要求的各类车间的降温通风系统。

**17.2.7** 本条文规定了电厂集中空调系统空气处理设备配置的基本原则，是以保持集中控制室、单元控制室等人员较集中的空调房间每小时换气次数  $n = 5 \sim 8$  次为基准的，同时考虑空调系统不间断运行的要求。

**17.2.8** 随着电厂各工艺系统自动化整体水平的提高，规定了制冷、加热系统、空调系统的控制方式和自动化水平。对采用机电一体化的空调设备或整体柜机的空调系统，其控制方式应结合

设备本身所具备的功能合理确定。

**17.2.9** DL5030《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》对真空清扫装置的配置做出了原则性规定。由于真空清扫设备和管网的选择和布置，随锅炉是否封闭布置、机组容量以及除灰系统方式的不同，其吸尘点数量、管网长度、真空度和卸灰方式存在较大差距，并对使用效果有着直接影响。因此，在确定真空清扫设备和管网时，应根据技术论证合理配置。另外，在选择设备时应注意海拔高度对真空设备能力的影响。

### **17.3 电气建筑与电气设备**

**17.3.1** 随着机组容量的增大，主控制室及网络控制室内电气设备对运行环境的要求不断提高，同时继电器室、励磁调节装置室和发电机保护室内的电气设备中亦带有电子元器件和集成电路块，对周围空气温度、湿度、清洁度均有一定要求，为保证安全运行，规定上述房间或电气设备间宜设置空气调节装置。

**17.3.2** 目前电厂采用的蓄电池主要有防酸隔爆式和阀控式密封免维护铅酸蓄电池，由于两者在内部结构及材料上有较大区别，对环境条件的要求有所不同，因此在设计时应充分考虑蓄电池的特性以及当地气象条件的影响，并根据工艺要求来确定通风或空调的方式。

**17.3.3** 对炎热高湿地区的电气设备间，尤其是设有高压开关柜和设有干式变压器的配电间，室内温度过高是多年来普遍存在的问题，根据专题调研报告《炎热、高湿地区电气设备间通风、防火存在的问题及解决措施》，本条文提出了夏季室内设计标准，并按一定的气象条件规定了范围。在此范围内的电厂，通风系统应根据要求对送入房间的空气采取降温措施。一般电气设备的环境最高允许温度不超过 40℃，通风设计的不保证设计温度的时间不宜过长，因此规定不宜高于 35℃ 作为设计温度。

**17.3.4** 必须考虑厂用配电间事故排风设施，其通风设备可兼作夏季排风用，但事故排风量应与正常通风量加以区别，事故排

风量可能不足以满足正常通风的需要。

**17.3.5** 主要强调通风、空调系统所采取的防火措施，除考虑自身的防火排烟功能外，还必须考虑电气建筑和电气设备间的消防措施的性质，注意与相关专业之间的协调和一致。

## **17.4 运煤、除灰建筑**

**17.4.1** 根据 GBJ19《采暖通风与空气调节设计规范》的有关规定，冬季通风室外计算温度等于或低于 $-10^{\circ}\text{C}$ 的地区，当生产车间开启频繁的主要通道大门不可能设置门斗或前室，且一班的开启时间超过40min时，宜设置热风幕。发电厂翻车机室的大门冬季需要较长时间开启且不能设门斗，室内又装有水管（生产、喷雾除尘及生活用）而不允许室温下降到 $0^{\circ}\text{C}$ 。故规定对 $-10^{\circ}\text{C}$ 及以下地区的翻车机室可设热风幕。

对冬季通风室外计算温度比 $-10^{\circ}\text{C}$ 略高的地区，采用喷水除尘有可能产生水雾或冰冻影响运行时，可视具体情况，经过技术经济比较后设置热风幕。

**17.4.2** 在采暖过渡地区，运煤建筑物内仍有冰冻可能，使运煤胶带打滑。为了保护胶带正常运行，碎煤机室、转运站可设置采暖。

**17.4.3** 发电厂运煤系统的地下部分（包括地下卸煤沟、地下运煤隧道、地下转运站等）夏季室内阴冷潮湿，运行时煤尘飞扬，劳动条件很差，为此，规定应有通风设施。对采暖地区尚应考虑冬季通风以及热补偿的措施，根据多年的设计经验，如以夏季通风量作为冬季通风量，热能消耗很大，故从节约能源和送风系统设置的角度考虑，提出采用散热器与热风装置来共同补偿，两者所占热补偿的比例，一是按照卫生标准所允许的最高含尘浓度计算通风量；二是当无室内确切的初始含尘浓度时，可按地下建筑物每小时最小换气次数5次考虑。冬季排风量亦应与送风量相对应。

**17.4.4** 对煤仓间设有封闭的输粉机层的通风和除尘做了规定。



通风主要考虑降低封闭空间内的飘尘浓度，防止粉尘浓度超过爆炸极限；除尘设施是为净化排出的含尘空气而设置的，保证排至室外的空气符合国家排放标准。

**17.4.5** 随着运煤系统的设备可靠性和自动化程度的提高，根据实际需要对除尘、喷水、喷雾系统的控制方式和控制信号的设置做了相应规定。

**17.4.7** 由于灰浆泵房一般为地下建筑，夏季设备散发大量的热量，并且潮湿，因此要进行机械通风，并根据散热量计算通风量。

## **17.5 化学建筑**

**17.5.1** 水处理室的电渗析室、反渗透间、过滤器、离子交换器管道及电动机等会散热，加之过滤器、离子交换器内水温有时达到 40℃，其散热面积大，而这些设备又不保温，因此在设计夏季通风时，应按排除设备余热考虑车间的通风量；在设计冬季采暖时车间内温度按 +5℃ 考虑，是以设备处于“冷态”状况下，计算采暖负荷时不考虑设备、管道的散热量。

**17.5.2** 现行 TJ36《工业企业设计卫生标准》中，要求车间内空气中的盐酸浓度不超过 15mg/m<sup>3</sup>，硫酸浓度不超过 2mg/m<sup>3</sup>。根据这一要求，发电厂的酸库及酸计量间在正常工作期间均应设置机械通风设施，及时排除放散至室内的酸气，据实测结果，电厂的酸库和酸计量间设置每小时不少于 15 次换气的通风设施，可以满足卫生的要求。对集中采暖地区和过渡地区的电厂，为减少冬季热风补偿的热负荷，做出了酸、碱库分设的规定。对非采暖地区的电厂，酸、碱库也宜分设，以便根据它们的要求分别设置通风系统。

**17.5.3** 规定了电厂化学建筑的通风方式及通风量的确定原则，具体执行时尚应符合本规程 17.1.16 条的原则。

## **17.6 其他辅助及附属建筑**

**17.6.1** 地面布置的燃油泵房，一般为跨度较小的单层建筑，

外墙上均开有足够面积的侧窗，夏季自然通风基本可以满足排除室内余热和油气的要求。地下或半地下布置的燃油泵房，夏季由于气流分布不均匀及流向的影响，在下部形成涡流区使热空气和油气难以自然排出，因此必须采取机械通风方式。在寒冷地区，冬季通风尚应进行热风补偿。

**17.6.2** 循环水泵或岸边水泵房，较多为半地下布置，自然通风条件较差，室内的电动机容量又较大，散热量和散湿量亦较大。实测一些水泵房内的电动机进风、排风温度，当进风温度为 $29^{\circ}\text{C}$ 时，排风温度达 $55^{\circ}\text{C}$ ，若余热全散在室内，夏季室内温度将会很高；而大量的湿气对电动机的绝缘性能有较大的影响。因此，规定了循环水泵房或岸边水泵房应考虑机械通风。

在采暖地区按维持泵房内 $+5^{\circ}\text{C}$ 设计采暖，是考虑在冬季设备停止运行时，不致冻坏设备和管道的值班采暖温度。

## **17.7 厂区制冷、加热站及热网**

**17.7.4** 要求根据工程具体情况，如当地气象、水文、地质、建筑物及交通的密集程度等进行综合考虑，确定管道敷设方式，力求与总平面布置协调一致，并应考虑技术经济合理、维修方便等因素。

**17.7.7** 对于采用人工冷源的电厂，制冷站与厂区采暖加热站合并设置从设计和运行管理上看，都较为方便，同时也可充分利用和节省建筑面积。对因工艺原因需独立设置的制冷站，为减少管网的长度和冷损失，在总交布置时应尽量靠近冷负荷较大的建筑。

**17.7.8** 集中制冷比分散式空调系统有明显的优点，因此电厂宜尽量根据各空调系统的冷负荷统一考虑冷源的设备容量，并布置冷水管网。

**17.7.10** 本条文规定了电厂制冷机组的配置原则。主要是从制冷设备的配置尽可能地适应空调系统冷负荷随季节变化这一特点考虑的，在专题调查报告《电厂制冷、空调系统实际运行工况调

查及冷却水源的优化》中，对西北、中南、山东地区的部分电厂制冷、空调系统的运行情况做了分析论证，普遍存在因机组单机容量过大，不易调节，经济性较差的问题，故对制冷机组的配置做出明确规定。

1 对压缩式冷水机组，考虑使用灵活，便于能量调节，在空调冷负荷较低时，能够起到互相备用的作用，故规定按  $2 \times 75\%$  或  $3 \times 50\%$  选型。

2 对溴化锂冷水机组，在运行一段时间后，在蒸发器、吸收器、冷凝器的换热管的内壁逐渐形成一层污垢，污垢积得越多，热阻就越大，使传热工况恶化，制冷量下降。因此，在选择设备时，单台制冷量应增加 10% 作为裕量。溴化锂冷水机组与压缩式冷水机组相比，运行可靠，故障率较低，可不考虑设备的备用。

3 条文中的其他形式冷水机组指的是模块式、空冷式冷水机组等，整体式空调机组指的是柜式空调机组和屋顶式空调机组。对模块式和空冷式冷水机组，由于设备本身具有互为备用的功能，因此仅考虑设备容量的备用即可。而整体式空调机组则应适当考虑设备的备用。

**17.7.11** 制冷设备对冷却水的水质有一定的要求，目前单机容量 300MW 及以上的发电厂，制冷系统的冷却水普遍采用闭式或开式冷却塔。对于闭式冷却塔，由于冷却水是封闭循环，与大气隔绝，水质较好。但在闭式冷却塔的散热盘管上采用了循环喷淋来蒸发冷却，二次冷却水的水质难以保证，使得散热盘管外表面存在一定程度的污垢，影响冷却效果。对于开式冷却塔，如果不考虑设置冷却水水质控制装置，根据水质监测实际情况，随时投放化学药剂，防止结垢、腐蚀、抑制藻类与细菌繁殖，及时排污，也同样影响冷却效果。因此电厂的制冷系统的冷却水应结合生产工艺的特点，合理确定冷却方案，以符合 GB50050《工业循环水冷却水处理设计规范》及有关设备对水质的要求。

## 18 环 境 保 护

### 18.1 一 般 规 定

**18.1.2** 根据设计程序提出了各设计阶段的环境保护要求，并增加了水土保持的要求。

**18.1.3** 强调采用清洁工艺减少产生污染物，同时要求对产生的污染物进行治理。

### 18.2 大 气 污 染 防 治

**18.2.1** 根据中华人民共和国大气污染防治法及配套法规规定，增加了污染物排放总量控制的要求。

**18.2.2** 按 GB13223《火电厂大气污染物排放标准》对 50MW 及以上机组允许烟尘排放浓度计算所需除尘器效率，计算结果是在本规程使用范围内的电厂均需采用电除尘器，或采用其他类型的、成熟的高效除尘器。

增加了对启动锅炉烟尘排放应执行 GB13271《锅炉大气污染物排放标准》的要求。

**18.2.3** 根据国函〔1998〕5号《国务院关于酸雨控制区和二氧化硫污染控制区有关问题的批复》进行分类控制，二氧化硫排放要同时满足排放标准、环境质量和总量控制要求，酸雨控制区和二氧化硫污染控制区内的电厂还需要满足排放浓度标准。若不能满足本规程要求，则应装设脱硫装置。

**18.2.4** 按 GB13223《火电厂大气污染物排放标准》的要求，电厂二氧化硫的排放量是按全厂总排放量进行控制的。全厂二氧化硫的允许排放量是通过全厂烟囱高度、座数、烟气热释放率、大气扩散条件等计算的结果。

为了防止露天锅炉锅炉房对烟气产生下洗，烟囱高度应高于厂内最高建筑物高度的 2 倍。由于电厂内水塔与烟囱相距较远，

水塔一般不会影响烟气的抬升。所以水塔（属构筑物）不在此规定要求内。当水塔布置在炉后，且距烟囱较近，则应计算水塔的影响。

**18.2.5** 由于氮氧化物的生成量与煤的含氮量、锅炉炉膛内分级燃烧的温度、氧气浓度和燃烧气体在高温区停留的时间等有关，因此不同煤种、不同炉型的低氮氧化物燃烧技术和装置不同。目前国产和进口的 300MW 及以上机组都具有成熟的低氮氧化物燃烧的技术和设备。按 GB13223《火电厂大气污染物排放标准》的规定，要求 300MW 以上机组均应采用低氮氧化物燃烧技术及装置，且必须使氮氧化物排放达到标准要求。

**18.2.5** 增加了对脱硫吸收剂制备储运系统的要求。

### **18.3 废 水 治 理**

**18.3.1** 电厂内污水首先考虑复用，这样既节约用水又降低排放量。复用水优先考虑难处理的污水，对外排放优先考虑水中污染物相对少的污水，既节约了污水处理费用又降低了污染物排放总量。通过对电厂污水复用、处理、排放的调研，在总平面布置和管沟布置的设计上是可以做到的。水灰场灰水应优先采用闭路回收系统重复使用，当采用闭路回收系统有困难时，必须采取措施使其排放符合 GB8978《污水综合排放标准》。

**18.3.2** 对外排口不宜多于 2 个，指除直流冷却水排水口和厂区雨水排水口以外的废水排放口不宜多于 2 个。

**18.3.4** 锅炉清洗废水、空气预热器冲洗等间断性废水应先进行储存，再进行复用或排放，故应设废水贮存水池，设计按“火电厂废水治理设计技术规定”进行。若老厂、电厂附近、酸洗公司设有废水贮存设施的电厂则可不设废水贮存水池。

**18.3.5** 本条文是根据《火电厂灰水对水灰场地下水影响》专题报告结论制定的。

## 18.4 灰渣治理及综合利用

**18.4.2** 灰渣综合利用属于企业行为，其效益与灰渣的市场需求（供灰渣的等级、质量、数量）、所产生的效益、节省灰场渣场库容的投资和运行费用、供灰渣系统方案的投资和运行费用等相关因素，应通过调查和分析优化编制综合利用调研报告确定。

**18.4.3** 温排水对水生生物及水生态产生的正负效益，应经环境影响评价确定。当环境影响评价要求进行温排水利用时，设计应支持并创造条件。

## 18.5 噪声防治

**18.5.2** 控制工程噪声对环境的影响，有从声源上根治噪声和从噪声传播途径上控制噪声两种措施。应首先按国家规定的产品噪声标准，从声源上控制噪声。噪声将由国家规定的产品噪声标准控制。在没有国家规定的产品噪声标准之前，向制造厂签订产品技术协议时可参考如下数据：

引风机（进风口前 3m 处）	85dB (A)
送风机（吸风口前 3m 处）	90dB (A)
钢球磨煤机	95~105dB (A)
其他中、高速磨煤机	86~95dB (A)
发电机及励磁机（距离声源 1m 处）	90dB (A)
汽轮机（包括注油器，距声源 1m 处）	90dB (A)
排料机（距机壳 1.5m 处）	85dB (A)
汽动给水泵	101dB (A)

对于声源上无法根治的生产噪声，可采用对设备装设隔声罩，对外排汽阀装设消声器，在建筑物内敷吸声材料等措施控制噪声。

**18.5.3** 部分发电厂水塔运行噪声超标和个别电厂设备管道阀门噪声超标都可采用总平面布置、设建筑物进行绿化、在厂界设声障屏等措施使噪声衰减，达到标准。

## 18.6 环境保护监测

**18.6.1** 按 GB13223《火电厂大气污染物排放标准》的要求，按火电厂使用的成熟的烟气监测系统修订的。既能达到标准要求，又能使其投资合理。

**18.6.2** 按电厂排放污染物总量控制的要求，废污水对外排放口应装设水量监测装置。当火电厂废水与循环水排入同一受纳水体时，可在厂内合并排放，但在合并前应装设水量水质连续监测装置。既满足了环保部门的要求，做到了达标排放和排放总量控制，又有利于污染物的自净和扩散。同时，还可以减少排水管根数和减少穿越堤坝穿越铁路等工程，控制造价。但在设计中需进行技术经济比较和征得地方环保管理部门的同意。

# 19 劳动安全与工业卫生

## 19.1 一般规定

**19.1.1** 改善劳动条件,保护劳动者在生产过程中的安全和健康,是我们国家的一项重要政策。新中国成立以来,党和政府制定了一系列安全生产的方针、政策。

1982年《中华人民共和国宪法》中明确规定“加强劳动保护、改善劳动条件”。全国人民代表大会某些会议和国家计划纲要也强调要加强劳动保护。

国务院各有关部、局和全国总工会等也陆续制定和颁发了许多有关法规条例、标准和规范等。

1994年第八届全国人民代表大会通过的《中华人民共和国劳动法》中明确规定“劳动安全卫生设施必须符合国家规定的标准。新建、改建、扩建工程的劳动安全卫生设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。”

“三同时”工作的指导思想是贯彻“安全第一、预防为主”的方针,确保发电工程投产后符合劳动安全和工业卫生(职业安全卫生)的要求,保障劳动者在劳动过程中的安全与健康,从根本上保护和发展生产力,促进生产的发展。“三同时”中以同时设计最为关键,只有设计按照国家现行的有关劳动安全和工业卫生的法令和规定执行,才能从根本上改善劳动条件。

**19.1.3** 在发电厂设计的各个专业中,都有劳动安全与工业卫生的要求,而设计中没有综合性的劳动安全与工业卫生专业,劳动安全与工业卫生的各项技术措施和设施是在各专业设计中体现的。因此,必须在各专业设计中落实。

对本规程未涉及到的一些安全、卫生内容尚应符合现行的有关国家标准、规范及1996年中华人民共和国电力工业部和劳动部联合发布的DL5053《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规



程》等有关标准的规定。

## **19.2 防火和防爆**

**19.2.1** 为保证建筑内部装修的防火性能，补充了 GB50222《建筑内部装修设计防火规范》。

**19.2.3** 根据近几年修订规程的情况，对原有规程名称进行了更改，并补充了一些尚应遵守的现行规范、规程。

## **19.3 防电伤**

**19.3.1** 根据近几年规范、规程的修订情况，补充了一些尚应遵守的现行规范、规程。

## **19.4 防机械伤害及防坠落伤害**

**19.4.3** 为保证运行和检修人员的安全，防止坠落、跌伤等意外伤害事故，为安全作业创造可靠的条件，本次修订根据国家的有关规定，对防护措施的设计补充了一些具体要求。

## **19.5 防尘、防毒及防化学伤害**

**19.5.1** 煤尘防治应首先堵住产生煤尘的源头。绞龙的密封、导煤槽出口加挡帘、减小落差（不大于 4m）、控制皮带速度等防尘措施都不用水。原煤加湿只是防尘措施的一部分。因此，“以防为主、防治结合”的提法更确切、更全面。原煤表面水分偏低，是产生煤尘的根本原因。对原煤采取加湿的办法，适当地提高其表面水分，是当前防止煤尘飞扬的有效措施。对贮煤场（干煤棚）应设置覆盖整个煤堆表面的喷洒设施。采用喷雾加湿和地面水力清扫等也都是煤尘综合防治的有效措施。煤尘综合防治的\*\*项措施应符合《火力发电厂运煤系统煤尘综合防治设计规程》。

关于运煤系统各车间地面的清扫方式，本次修订时对 52 个电厂进行了调研。这些电厂对今后的清扫方式提出了推荐意见，推荐采用水力清扫的有 40 个，占 82%；推荐采用干、湿结合清

扫方式的有 6 个, 占 12%; 推荐采用干式清扫方式的有三个, 占 6%, 三个电厂未提推荐意见。故增加了“宜采用水力清扫”的内容。仅当采用水力清扫有困难时, 可根据工程具体情况因地制宜。

目前锅炉检修运行工人矽肺病发生率很高, 因此, 应在锅炉房(或锅炉)设负压吸尘装置, 清扫锅炉本体和炉顶等部位的积灰, 并定期兼管煤仓间不宜水力清扫部位的干式清扫。

**19.5.2** 本条文系电力系统与卫生部和国家环保局有关司根据现行的 TJ36《工业企业设计卫生标准》、GB16248《作业场所空气中呼吸性煤尘卫生标准》、GB16225《车间空气中呼吸性矽尘卫生标准》和 GB16297《大气污染物综合排放标准》共同商定的工作地点空气中含尘浓度和除尘系统向室外排放浓度的设计标准和运行中超过设计标准时的措施。

**19.5.3** TJ36《工业企业设计卫生标准》对车间空气中各种有害物质的允许浓度做了具体规定。

**19.5.5** 根据 GB8777《车间空气中 SF<sub>6</sub> 卫生标准》的规定, 车间空气中 SF<sub>6</sub> 允许浓度应不大于 6000mg/m<sup>3</sup>。

DL/T639《六氟化硫电气设备运行、试验及检修人员安全防护细则》是现行的标准。

## **19.6 防噪声及防振动**

**19.6.2** 防振动危害, 应首先从振源上加以控制, 除隔振措施外, 还规定了减振等措施的要求。

## **19.9 劳动安全和工业卫生机构及设施**

**19.9.1** 安全教育室和医疗卫生机构的用房面积及有关要求, 目前可暂按原电力部电综[1998]126号文、原能源部安全环保司安保综[1992]59号文及国家电力公司安运安函(1998)94号和现行 TJ36《工业企业设计卫生标准》等有关标准规定执行。

## 20 消 防

### 20.1 一 般 规 定

**20.1.2** 火力发电厂的消防极为重要，消防设计应严格执行 GB50229《火力发电厂与变电所设计防火规范》等国家规范的要求。

### 20.2 消 防 给 水

**20.2.1** 本条规定了发电厂同一时间内设计火灾次数及消防水量计算方法。

我国发电厂的厂区面积一般小于  $1\text{km}^2$ ，电厂所属居民区的人口数都在 1.5 万人以下。建国以来的火灾案例表明，一般在同一时间内的火灾次数为一次。

**20.2.3** 100MW 机组及以下的发电厂主厂房高度小，生活、消防合并系统既能满足生活用水，又能保证消防用水。125MW 机组及以上的发电厂主厂房高度大，消防水压大，如与生活水系统合并，易损坏卫生器具，因此宜设独立的消防给水系统。室内消火栓栓口处的静水压力不应超过 800kPa，如超过 800kPa 时，应采用分压给水系统。消火栓栓口处的出水压力超过 600kPa 时，应有减压设施。因为室内消火栓处静水压力过大，再加上扑救火灾过程中，水枪的开闭产生水锤作用，给水系统中的设备易遭破坏。消火栓处的出水压力超过 600kPa 时，由于水枪的反作用力作用，消防人员难于操作。

**20.2.7** 根据工艺特点，柴油发电机房、启动锅炉房也应设置室内消火栓。

**20.2.8** 消防水箱、气压水罐、水塔都是贮存扑救初期火灾用水量的贮水设备，一般均应贮存 10min 的消防水量（即扑救初期

火灾的用水量)。为节约投资,当水箱的计算容量很大时,可适当减小。因此规定消防流量不超过  $25\text{l/s}$  时,可采用  $12\text{m}^3$ ;超过  $25\text{l/s}$  时,可采用  $18\text{m}^3$ 。

## 20.3 专用灭火装置

**20.3.2** 目前应用的气体灭火系统有卤代烷 1301、二氧化碳、FM200 和烟烙烬 (IG541) 等,适宜扑救电子设备和贵重仪器火灾。根据保护臭氧层有关国际公约,我国将在 2005 年停止生产卤代烷灭火剂,2010 年停止使用卤代烷灭火剂。当采用卤代烷灭火系统时,应考虑卤代烷淘汰的时间限制和卤代烷淘汰后药剂的可替换因素。

二氧化碳灭火系统分高压和低压两种。当二氧化碳灭火剂用量大时,以低压二氧化碳系统为经济。当用于有人值班的灭火区域时,二氧化碳对人体有窒息作用。烟烙烬 (IG541) 由氮、氩和二氧化碳气体按一定比例混合而成,对臭氧层无不良影响。在规定的设计灭火浓度下 ( $37.5\%$  至  $42.8\%$ ),烟烙烬气体对人体影响小。FM200 分子式为  $\text{CF}_3\text{CHFC}_3$  (七氟丙烷),对臭氧层破坏程度极小,性能接近 1301。

**20.3.3** 变压器属于火灾多发设备。大型油浸变压器宜采用水喷雾灭火装置。位于缺水地区、寒冷地区的电厂,可以采用排油注氮灭火装置。

**20.3.4** 输煤栈桥属于火灾多发区域,对于燃用易自燃煤种的大型电厂长栈桥,应采用自动喷水灭火系统加强保护。

**20.3.5** 大型电厂主厂房内的主油箱、贮油箱内油量较大,故应采用水喷雾灭火装置或雨淋喷水灭火装置保护。

**20.3.6** 规定了单机容量  $200\text{MW}$  及以下的发电厂的灭火装置配置原则。

## 20.5 消防车

**20.5.1** 火力发电厂的消防设计原则是以发生火灾时立足自救

为基点，发电厂内设有完善的消防供水、报警和自动灭火系统。发电厂计列的消防车与消防车库的投资可与当地消防部门协商，交当地消防部门统一使用。

---