

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB/T 51106 – 2015

火力发电厂节能设计规范

Energy conservation code for design of
fossil fired power plants

2015 – 05 – 11 发布

2016 – 02 – 01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

联合发布

中华人民共和国国家标准

火力发电厂节能设计规范

Energy conservation code for design of
fossil fired power plants

GB/T 51106 - 2015

主编部门：中国电力企业联合会

批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期：2 0 1 6 年 2 月 1 日

中国计划出版社

2015 北 京

中华人民共和国国家标准
火力发电厂节能设计规范

GB/T 51106-2015

☆

中国计划出版社出版

网址: www.jhpress.com

地址: 北京市西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 C 座 3 层

邮政编码: 100038 电话: (010) 63906433 (发行部)

新华书店北京发行所发行

三河富华印刷包装有限公司印刷

850mm×1168mm 1/32 2.75 印张 66 千字

2016 年 1 月第 1 版 2016 年 1 月第 1 次印刷

☆

统一书号: 1580242·818

定价: 17.00 元

版权所有 侵权必究

侵权举报电话: (010) 63906404

如有印装质量问题, 请寄本社出版部调换

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 815 号

住房和城乡建设部关于发布国家标准 《火力发电厂节能设计规范》的公告

现批准《火力发电厂节能设计规范》为国家标准,编号为 GB/T 51106—2015,自 2016 年 2 月 1 日起实施。

本规范由我部标准定额研究所组织中国计划出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

2015 年 5 月 11 日

前 言

本规范是根据住房城乡建设部《关于印发 2013 年工程建设标准规范制订修订计划的通知》(建标〔2013〕6 号)的要求,由中国电力企业联合会、中国电力工程顾问集团有限公司会同有关单位共同编制而成。

本规范共分 7 章和 3 个附录。主要技术内容包括:总则、术语、基本规定、机械工艺系统、电气与仪控、水工工艺系统、建筑与供暖通风空调等。

本规范由住房城乡建设部负责管理,中国电力企业联合会负责日常管理,中国电力工程顾问集团有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送至中国电力工程顾问集团有限公司(地址:北京市西城区安德路 65 号,邮政编码:100120),以供今后修订时参考。

本规范主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位:中国电力企业联合会

中国电力工程顾问集团有限公司

参 编 单 位:电力规划设计总院

东北电力设计院有限公司

华东电力设计院有限公司

中南电力设计院有限公司

西北电力设计院有限公司

西南电力设计院有限公司

华北电力设计院有限公司

华能国际电力股份有限公司

中国大唐集团科学技术研究院

神华国华(北京)电力研究院有限公司

主要起草人:张明光 龙 辉 叶勇健 马欣强 胡玉清
王予英 范永胜 惠 超 雷梅莹 李利平
康 慧 倪 煜 徐 罡 章 勇 杨 强
赵 磊 杨月红 赵连东 张又新 刘德光
袁 果 马欣欣 孙 茗 杨晓杰 于长友
陈玉虹 周 喆 李 超 黄晶晶 邹 歆
主要审查人:陈仁杰 钟晓春 张树森 陈一军 马爱萍
沈 兵 李玉峰 唐海峰 孟 凌 赵 然
鲁燕宁 吴 斌 费雄军 姜金旗 张江霖
姜慧波 鲍 军 刘蔚峰 赵树成 陈以明
徐震宇 祝文杰 舒 适

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	基本规定	(3)
4	机械工艺系统	(4)
4.1	一般规定	(4)
4.2	锅炉设备及系统	(5)
4.3	汽轮机设备及系统	(9)
4.4	运煤系统	(13)
4.5	除灰渣系统	(15)
4.6	水处理系统	(16)
4.7	烟气脱硫系统	(17)
4.8	烟气脱硝系统	(18)
4.9	辅助和附属工艺	(19)
4.10	热电联产	(20)
4.11	燃气-蒸汽联合循环	(21)
5	电气与仪控	(23)
5.1	一般规定	(23)
5.2	电气设备及系统	(24)
5.3	照明系统	(25)
5.4	仪表与控制	(26)
5.5	信息	(28)
6	水工工艺系统	(29)
6.1	一般规定	(29)
6.2	湿冷系统	(29)

6.3	直接空冷系统	(30)
6.4	间接空冷系统	(30)
7	建筑与供暖通风空调	(31)
7.1	一般规定	(31)
7.2	建筑围护结构	(32)
7.3	供暖通风空调	(33)
附录 A	火力发电厂设计耗水量指标	(35)
附录 B	汽轮机热耗考核工况热耗率保证值	(36)
附录 C	火力发电厂各房间空气参数	(38)
	本规范用词说明	(44)
	引用标准名录	(45)
	附:条文说明	(47)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Basic requirements	(3)
4	Mechanical systems	(4)
4.1	General requirements	(4)
4.2	Boiler equipment and system	(5)
4.3	Steam turbine equipment and system	(9)
4.4	Coal handling system	(13)
4.5	Ash and slag handling system	(15)
4.6	Water treatment system	(16)
4.7	Flue gas desulfurization system	(17)
4.8	Flue gas denitration system	(18)
4.9	Auxiliary and ancillary process	(19)
4.10	Combined heat and power	(20)
4.11	Gas-steam combined cycle	(21)
5	Electrical and control systems	(23)
5.1	General requirements	(23)
5.2	Electrical equipment and system	(24)
5.3	Illumination system	(25)
5.4	Instrumentation and control	(26)
5.5	Information	(28)
6	Hydraulic systems	(29)
6.1	General requirements	(29)
6.2	Wet cooling system	(29)

6.3	Direct air cooling system	(30)
6.4	Indirect air cooling system	(30)
7	Buildings and HVAC	(31)
7.1	General requirements	(31)
7.2	Building envelope	(32)
7.3	Heating, ventilation and air conditioning	(33)
Appendix A	Indice for the design water consumption rate in fossil fired power plants	(35)
Appendix B	The guaranteed heat consumption rate of steam turbine generator sets at THA condition	(36)
Appendix C	Indoor air parameters in fossil fired power plants	(38)
	Explanation of wording in this code	(44)
	List of quoted standards	(45)
	Addition; Explanation of provisions	(47)

1 总 则

1.0.1 为提高火力发电厂能源综合利用效率,规范火力发电厂节能设计,做到安全可靠、节约能源和经济合理,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于新建、扩建、改建的燃煤和燃气发电工程的节能设计。

1.0.3 火力发电厂节能设计应遵循国家有关方针、政策和法规,结合工程具体情况,积极选用新工艺、新设备、新技术和新材料。

1.0.4 火力发电厂节能设计的技术方案应通过技术经济综合分析后确定。

1.0.5 火力发电厂工艺设备选择应符合国家对设备能效限定值和节能评价值的规定,采用技术成熟和性能优良的产品。

1.0.6 火力发电厂节能设计除应符合本规范外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 设计煤种 design coal

电厂运行时最常用的煤种,是燃煤电厂锅炉设计,燃烧、烟风、烟气处理等与系统设计及相关系统的辅机设计时所采用的煤种。

2.0.2 校核煤种 check coal

在进行燃煤电厂锅炉设计,燃烧、烟风、烟气处理等系统设计及相关系统的辅机设计时,保证相关设备和系统能够安全运行并满足最基本性能所采用的煤种。

2.0.3 风机选型点 fan test block

在锅炉最大连续蒸发量的工况下,所计算出的风机风量、压头,再加一定的裕量后,相应在水机流量-压头特性曲线上的对应点。

2.0.4 余热回收 heat recovery

在一定的经济技术条件下,通过改进工艺结构和增加节能装置等方式回收利用未被合理利用的显热和潜热。

2.0.5 余压回收 pressure recovery

在一定的经济技术条件下,通过改进工艺结构和增加节能装置等方式回收利用生产过程中所释放出来的多余的压差能。

3 基本规定

3.0.1 新建、扩建、改建工程的节能设施应与主体工程同时设计、同时建设、同时运行。

3.0.2 火力发电厂设计时应采用技术先进、经济合理、能耗低的节能工艺、设备与措施。

3.0.3 火力发电厂的设计取水量指标不应超过现行国家标准《取水定额第一部分：火力发电》GB/T 18916.1 所规定的装机取水量定额指标。

3.0.4 火力发电厂的设计耗水量指标应根据当地水资源条件和工艺方案按本规范的附录 A 执行。

3.0.5 建筑气候分区应符合现行国家标准《民用建筑热工设计规范》GB 50176 的有关规定。

4 机械工艺系统

4.1 一般规定

4.1.1 机械工艺系统的设计应满足燃煤机组在设计煤种和校核煤种范围内安全、高效、稳定、满发运行的要求。

4.1.2 设计煤种和校核煤种应选择可靠的煤源。锅炉实际燃用煤种应在设计煤种和校核煤种范围内,至少应有一种校核煤种发热量低于设计煤种发热量,校核煤种的硫含量、灰分应分别高于设计煤种的硫含量、灰分,应考虑校核煤种与设计煤种在结渣特性、可磨性、沾污特性等方面的差异。

4.1.3 对于不同的设计煤种,当燃用设计煤种,且大气温度为 20°C 、大气相对湿度为 80% 、锅炉额定负荷工况(BRL)、过剩空气系数为设计值、煤粉细度在设计规定范围内、 NO_x 排放浓度达到保证值时,300MW及以上的煤粉锅炉保证效率不宜低于表4.1.3的规定。

表 4.1.3 300MW 及以上的煤粉锅炉保证效率

设计煤种	锅炉保证效率(%)
烟煤(收到基低位发热量 $\geq 20000\text{kJ/kg}$)	94.0
烟煤(收到基低位发热量 $16000\text{kJ/kg}\sim 20000\text{kJ/kg}$)	93.0
褐煤	92.2
贫煤	92.7
无烟煤	91.5

4.1.4 对于不同的煤热值,当燃用设计煤种,且大气温度为 20°C 、大气相对湿度为 80% 、锅炉额定负荷工况(BRL)、过剩空气系数为设计值、锅炉排渣温度为 150°C 时,循环流化床锅炉保证效率不宜低于表4.1.4规定。

表 4.1.4 不同煤热值的循环流化床锅炉保证效率

设计煤种	锅炉保证效率(%)
收到基低位发热量 10454kJ/kg~12545kJ/kg	88.0
收到基低位发热量 12545kJ/kg~14636kJ/kg	90.0
收到基低位发热量 \geq 14636kJ/kg	91.0

4.1.5 汽轮机热耗考核工况的热耗率保证值不宜大于本规范附录 B 的规定。

4.1.6 机械工艺系统节能设计应合理选择辅机设备的运行台数、备用台数、设计参数和选型裕量。

4.1.7 经技术经济比较,泵与风机的电动机宜选用变频、液力耦合、永磁涡流柔性传动等调速技术。

4.1.8 机械工艺系统管道设计应优化管道布置,降低系统阻力。

4.2 锅炉设备及系统

4.2.1 煤粉锅炉的节能设计应符合下列规定:

1 设计煤种和校核煤种应采用同类型煤种。

2 超临界及以上参数的锅炉,在 35%~100%锅炉最大连续蒸发量区间内锅炉出口过热蒸汽温度不应低于额定温度;在 50%~100%锅炉最大连续蒸发量区间内锅炉出口一次再热蒸汽温度不应低于额定温度。

3 亚临界参数的锅炉,在 45%~100%锅炉最大连续蒸发量区间内锅炉出口过热蒸汽温度不应低于额定温度;在 60%~100%锅炉最大连续蒸发量区间内锅炉出口一次再热蒸汽温度不应低于额定温度。

4 在正常运行不投再热蒸汽减温水的条件下,应满足再热器出口蒸汽温度达到设计值。

5 一次汽水受热面和二次汽受热面宜分别留有 10%的受热面布置空间。

6 空气预热器设计时,宜预留受热面布置空间。

7 空气预热器漏风率应符合表 4.2.1 的规定。

表 4.2.1 空气预热器漏风率规定值

1000MW 等级及以上容量机组		300MW~600MW 等级机组	
投运后第一年内	投运后第一年后	投运后第一年内	投运后第一年后
不应大于 4.5%	不应大于 5.5%	不应大于 5%	不应大于 6%

4.2.2 烟风系统的节能设计应符合下列规定：

1 一次风机宜采用动叶可调轴流式风机或带有变频装置的离心式风机。

2 送风机宜采用动叶可调轴流式风机或带有变频装置的离心式风机，经技术经济比较可采用带变频装置的静叶可调轴流式风机。

3 当引风机和脱硫增压风机采用电动机驱动时，宜采用动叶可调轴流式风机；当环境温度下的风机选型点(TB点)全压不超过 12kPa，并经安全性评估满足要求时，宜将引风机和脱硫增压风机合并；对于大功率引风机，经技术经济比较可采用带有变频装置的静叶可调轴流式风机。

4 一次风机、送风机、引风机的设计最高效率点宜为燃用设计煤种锅炉额定负荷工况(BRL)下的运行点。

5 一次风机、送风机、引风机的风量裕量和压头裕量应符合现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660 和《小型火力发电厂设计规范》GB 50049 中的有关规定。在选定风量裕量和压头裕量时，不应与设备制造厂已经计入的设备裕量重复累加。

6 风机出口(包括扩散过渡段的直管段长度)与管路当量直径之比不宜小于 2.5。

7 当风机出口的直管段内工质流速大于 12.5m/s 时，气流速度每增加 5m/s，风机出口的直管段长度宜增加 1 倍的管路当量直径。

8 当风机出口的直管段直接连接弯管时，其布置方式应有利于气流均匀流动；弯管的曲率半径与管路当量直径之比不宜小于 1.5。

9 烟风道应采用空气动力特性良好,气流分布均匀的布置方式和异型件;烟风道内介质流速应符合现行行业标准《火力发电厂烟风煤粉管道设计技术规程》DL/T 5121 的有关规定。

10 在满足布置要求及气流均匀输送的前提下,烟风道截面宜采用圆形;若采用矩形截面,其短边与长边之比不应小于 0.5。

11 磨煤机入口一次风道宜布置直管段,其长度应满足一次风风量测量装置准确测量的要求。

4.2.3 制粉系统节能设计应符合下列规定:

- 1 当煤种条件适宜时,宜选用中速磨煤机;
- 2 中速磨煤机宜配置动态分离器或动静态分离器;
- 3 煤粉管道布置、煤粉分配器和煤粉缩孔设置应保证各煤粉管道内煤粉浓度和风粉混合物的流速的最大偏差宜在±5%范围内;

4 煤粉管道流速应符合现行行业标准《火力发电厂燃烧系统设计计算技术规程》DL/T 5240 的有关规定。

4.2.4 烟气除尘系统的节能设计应符合下列规定:

- 1 当煤种适宜并满足环保要求时,宜选用静电除尘器;
- 2 各种除尘器本体的烟风阻力应符合表 4.2.4 的规定;

表 4.2.4 各种除尘器本体的烟风阻力

除尘器类型	除尘器本体烟风阻力
静电除尘器	不应大于 0.245kPa
布袋除尘器	不应大于 1.3kPa
电袋复合除尘器	不应大于 1.0kPa
湿式电除尘器	不应大于 0.25kPa

- 3 除尘器漏风率不应大于 2%;
- 4 除尘器灰斗电加热系统应采用恒温控制。

4.2.5 锅炉能量回收系统设计应符合下列规定:

1 宜设置烟气余热回收系统,烟气余热应梯级利用。有条件时,烟气余热利用系统宜用于加热汽轮机热力系统外的工质;用于

汽轮机热力系统时,宜加热温度较高的给水或凝结水。

2 直流锅炉宜采用带启动循环泵的内置式启动系统,并设置锅炉启动疏水扩容器及储水箱。

3 汽包锅炉应设置连续排污扩容器回收二次蒸汽。

4 锅炉启停及运行期间,水质合格的疏水应回收至凝汽器。

4.2.6 循环流化床锅炉的节能设计应符合下列规定:

1 一次风机、二次风机宜采用带变频装置的离心风机。

2 300MW 及以上机组和高压流化风机宜采用多级离心式风机。

3 一次风机、二次风机、高压流化风机、引风机的风量裕量和压头裕量应符合现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660 的规定;在选定风量裕量和压头裕量时,不应把设备制造厂已经计入的设备裕量重复累加。

4 当锅炉采用机械给煤方式时,给煤机应采用变频调速驱动。

5 当锅炉助燃燃料采用轻油时,机组正常运行时宜停运油系统。

6 对于 300MW 及以上机组,宜选用四分仓回转式空气预热器;空气预热器的漏风率投运后第一年内不应大于 6%,第一年后不应大于 8%。

7 空预器前后和高压流化风道内的介质流速宜符合表 4.2.6 的规定。

表 4.2.6 空预器前后风道内和高压流化风道内的介质流速

空预器前的冷一次风道内	不宜大于 12m/s
空预器前的冷二次风道内	不宜大于 15m/s
空预器后的热一次风道和热二次风道内	不宜大于 25m/s
高压流化风道内	不宜大于 20m/s

8 烟气脱硝装置宜采用选择性非催化还原(SNCR)脱硝方式。

9 石灰石粉输送宜采用一级输送系统。

10 当锅炉床料可以自平衡时,可设置一套非连续运行的床料临时输送系统。

11 当采用滚筒冷渣器或风水联合冷渣器时,其冷却水宜采用凝结水。

4.3 汽轮机设备及系统

4.3.1 汽轮机设备的节能设计应符合下列规定:

- 1 应优化配汽系统运行方式;
- 2 应控制汽轮机汽封的间隙;
- 3 应减少主汽阀及调节汽阀的漏汽。

4.3.2 汽轮机热力系统管道介质流速应符合现行国家标准《电厂动力管道设计规范》GB 50764 的规定。

4.3.3 汽轮机热力系统设备配套的通用水泵应符合现行国家标准《清水离心泵能效限定值及节能评价值》GB 19762 的规定。

4.3.4 主蒸汽、再热蒸汽和汽轮机旁路系统的节能设计应符合下列规定:

1 主蒸汽和再热蒸汽系统压降及温降应符合现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660 的规定。

2 主蒸汽和再热蒸汽系统的气动疏水阀门上游应加装手动隔离阀。

3 当简易启动功能的高压和低压旁路阀前管道长度不大于旁路入口管道外径的 4 倍时,汽轮机旁路阀前不宜设置暖管系统;当高压和低压旁路阀具有快开和备用功能时,汽轮机旁路阀前应设置暖管系统。

4 主蒸汽和再热蒸汽管道的主管系分支三通应采用 Y 形三通或 45°斜三通。

5 主蒸汽和再热蒸汽管道宜采用弯管,弯管半径宜为管道外径的 3 倍~5 倍。

4.3.5 给水系统的节能设计应符合下列规定：

1 电动给水泵组应采用前置泵与给水泵同轴配置；经技术经济比较，汽动给水泵组可采用前置泵与给水泵同轴配置；

2 当机组启动汽源满足给水泵汽轮机启动要求时，可不设启动用电动给水泵；

3 大中型火电机组的给水泵和给水泵汽轮机保证效率工况宜对应汽轮机热耗考核工况；给水泵保证效率不宜低于 83%，给水泵汽轮机保证效率不宜低于 82%；

4 当正常运行给水泵采用调速给水泵时，给水主管路不应设调节阀系统；

5 应根据锅炉启动工况的要求和给水泵特性，在启动给水泵出口设置调节阀或锅炉侧给水主管设置旁路调节阀。

4.3.6 高压加热器宜采用大旁路系统，高压加热器的节能设计应符合下列规定：

1 当采用内置式蒸汽冷却段时，末级高加上端温度差宜为 $-2^{\circ}\text{C}\sim-1.6^{\circ}\text{C}$ ；其余高加上端温度差宜为 0。

2 调节阀全开(VWO)工况水侧压降宜小于 100kPa。

4.3.7 在设计流量下，给水前置泵粗滤网的报警阻力宜小于 30kPa；给水主泵入口精滤网的报警阻力宜小于 50kPa。

4.3.8 凝结水系统的节能设计应符合下列规定：

1 大中型火电机组的凝结水泵保证效率工况宜对应汽轮机热耗率验收功率工况(THA)，且保证效率不宜小于 82%。

2 凝结水泵宜采用变频调速驱动方式。

3 宜采用内置式除氧器。

4 当凝结水泵采用变频调速且变频器无备用时，100%容量调节阀应布置在旁路管道上；当变频器有备用时，旁路不应设置 100%调节阀。

4.3.9 低压加热器宜采用卧式，低压加热器的节能设计应符合下列规定：

- 1 可不设置过热蒸汽冷却段,上端温度差不宜大于 2.8°C ;
- 2 设置内置式疏水冷却段的加热器时,下端温度差不宜大于 5.6°C ;

3 汽轮机最大连续功率工况(TMCR)水侧压降宜小于 80kPa 。

4.3.10 在设计流量下,凝结水泵进口滤网的报警阻力宜小于 8kPa 。

4.3.11 当机组启动补水量和运行补水量相差较大时,宜设置不同容量的补水泵,大容量补水泵宜用于启动注水和补水,小容量补水泵宜用于正常运行补水。

4.3.12 抽汽系统的节能设计应符合下列规定:

- 1 汽轮机回热抽汽级数应由汽轮机制造厂优化确定;
- 2 过热度高的抽汽管道上宜设置加热器外置式蒸汽冷却器;
- 3 抽汽系统动力驱动的疏水阀上游宜设置手动隔离阀。

4.3.13 抽汽管道阻力应符合下列规定:

1 至各级高压加热器的阻力宜低于相应抽汽接口处蒸汽压力的 3% ;

2 至设置外置式蒸汽冷却器的高压加热器的阻力宜低于抽汽接口处蒸汽压力的 5% ;

3 除布置在凝汽器喉部的低压加热器外,至除氧器及其他各级低压加热器抽汽管道的阻力宜低于相应抽汽接口处蒸汽压力的 5% 。

4.3.14 辅助蒸汽系统的节能设计应符合下列规定:

1 辅助蒸汽汽源宜采用低品位蒸汽。当各热用户用汽压力差别较大时,宜设置高压和低压两级辅助蒸汽系统。

2 供暖风器的蒸汽应采用低品位蒸汽。

3 生水加热器、采暖加热器、暖风器应设疏水回收系统。

4 辅助蒸汽管道疏水应通过辅汽疏水扩容器或辅汽疏水母管接入凝汽器的方式回收。

- 5 辅助蒸汽至热用户的供汽管道上宜装设调节阀。
 - 6 辅助蒸汽联箱至各热用户供汽管道上的关断阀宜靠近联箱布置。
 - 7 若辅助蒸汽管道经常性疏水宜采用热动力式疏水器。
- 4.3.15 加热器疏放水系统的节能设计应符合下列规定：
- 1 加热器正常运行排气管应设置节流孔板或节流阀。
 - 2 低压加热器疏水可采用配置疏水泵的系统。
- 4.3.16 疏水系统疏水阀的启闭要求应根据不同的疏水系统、疏水参数以及设备特点选择负荷控制或过热度控制。
- 4.3.17 凝汽器真空系统的节能设计应符合下列规定：
- 1 抽真空设备应选用水环式机械真空泵。
 - 2 双背压凝汽器的高、低压侧抽真空系统应分隔设置，两台运行真空泵应分别对应高、低压凝汽器。
 - 3 一次直流冷却系统应设置水室真空泵。
 - 4 真空泵冷却应采用温度适合的冷却水，必要时应设置夏季低温备用水源。
 - 5 直接与凝汽器或扩容器真空设备相连接的阀门应采用真空隔离阀。
- 4.3.18 凝汽器系统的节能设计应符合下列规定：
- 1 对于湿冷机组，双流程凝汽器端温度差不宜大于 5°C ，单流程凝汽器端温度差不宜大于 7°C 。
 - 2 对于表面式间接空冷机组，凝汽器端温度差不宜大于 3.5°C 。
 - 3 过冷度不宜大于 0.5°C 。
 - 4 凝汽器水侧阻力不宜大于 75kPa 。
 - 5 凝汽器汽侧阻力不宜大于 0.6kPa 。
- 4.3.19 湿冷机组凝汽器循环水系统应设置胶球清洗装置或反冲洗系统。
- 4.3.20 辅机冷却水系统的节能设计应符合下列规定：

- 1 当水质适宜时,宜采用开式辅机冷却水系统。
 - 2 对于采取湿冷辅机冷却水系统的间接空冷机组,宜采用湿冷和空冷相结合的冷却方式。
 - 3 冷却水温或水量波动较大的辅机冷却水泵宜采用双速电机或变频装置;条件合适时,电动机可采用永磁涡流柔性传动节能技术。
 - 4 调节阀宜设置在冷却设备的回水管道上。
 - 5 对于距离冷却水泵远、阻力大的冷却设备,可设置独立的升压装置。
- 4.3.21 暖管系统宜采用自动疏水器,不宜采用节流疏水孔板连续疏水。

4.4 运煤系统

- 4.4.1 在满足工艺流程和总平面布置的条件下,应减少运煤系统的转运环节,降低转运点落差,缩短输送路径。
- 4.4.2 卸煤设施的节能设计应符合下列规定:
 - 1 卸煤装置的位置应有利于缩短燃煤运输距离。
 - 2 采用汽车卸煤方式时,运煤车型宜采用自卸车型。
 - 3 铁路来煤运输距离在 100km 以内、运输线路不通过国铁或与其他铁路平交时,可采用自卸式底开车卸煤装置。
- 4.4.3 翻车机、卸船机、堆取料机、叶轮给煤机及振动给煤机等设备应配置变频调速装置;活化给煤机应根据运煤工艺选择调节出力方式,可采用变频调速和可变力轮调幅调节方式。
- 4.4.4 贮煤设施的节能设计应符合下列规定:
 - 1 来煤煤种差异较大时,应根据锅炉工艺系统要求设置混煤设施。
 - 2 采用筒仓混煤方式时,宜采用通过式布置方式。
 - 3 对于燃用多煤种的电厂,可采用数字化煤场。
 - 4 对于多雨地区,可根据煤的物理特性设置干燥棚。

5 采用通过式堆取料机煤场时,宜在堆取料机上设置分流装置。

6 采用折返式煤场时,宜在煤场转运站设置分流装置。

4.4.5 筛碎设施的节能设计应符合下列规定:

1 当来煤粒度可长期满足磨煤机入口粒度要求时,可不设筛碎设施。

2 当部分时期来煤粒度可满足磨煤机入口粒度要求时,宜设置筛碎系统旁路。

3 当运煤系统设置碎煤机时,碎煤机前宜设置煤筛;碎煤机出力宜根据煤筛效率确定。

4.4.6 带式输送机的节能设计应符合下列规定:

1 对于存在不同出力工况的带式输送机系统,应按较大出力工况配置驱动装置,同时配置变频调速装置。

2 输送距离较长的带式输送机宜采用单级输送。

3 地形复杂不能采用普通带式输送机时,经技术经济比较可采用曲线胶带机或管状带式输送机。

4 经技术经济比较可采用气垫带式输送机。

5 煤流切换比较复杂时,可采用多工位胶带机头部伸缩装置。

6 在转运站落煤管及带式输送机的设计中,可采用控制流道的转运点技术。

4.4.7 除铁器的节能设计应符合下列规定:

1 经技术经济比较可选用永磁除铁器。

2 燃用品质较好的煤种时,可采用金属探测器与除铁器联锁。

4.4.8 循环流化床锅炉石灰石处理系统的节能设计应符合下列规定:

1 石灰石的卸料、贮料、筛碎、输送及除铁器等设施的节能设计可按本规范第 4.4.2 条~第 4.4.7 条的相关规定执行。

2 石灰石宜在室内堆放。

3 应根据当地石灰石供应情况、电厂人员情况和管理水平确定石灰石破碎及制粉系统的设置。

4.5 除灰渣系统

4.5.1 除灰渣系统节能设计应遵循灰渣分排、干湿分排、粗细分排的原则。

4.5.2 厂内除灰系统的节能设计应符合下列规定：

1 物料特性和输送条件合适时，厂内除灰系统宜采用正压密相气力输送系统。

2 输送距离小于 60m 时，可采用空气斜槽输送系统。

3 气力输灰管道布置应减少弯头的数量，弯头的曲率半径应为管道内径的 3 倍~6 倍。

4 储灰库的位置宜靠近除尘器区域。

4.5.3 厂内除渣系统的节能设计应符合下列规定：

1 缺水地区及当煤质结焦性不强时，可采用风冷式机械除渣系统。

2 风冷式机械除渣系统冷却风进入炉膛的风量不宜超过锅炉燃烧总空气量的 1%，风温不宜低于锅炉二次风温度。

3 风冷式机械除渣系统输送设备正常工况下，储渣仓入口处的排渣温度不宜高于 150℃，最大出力时的排渣温度不宜高于 200℃。

4 采用水冷式机械除渣系统时，宜采用单级水浸式刮板捞渣机直接连接渣仓的系统；水浸式刮板捞渣机应具有维持水位运行的功能。

5 水浸式刮板捞渣机宜设置溢流水循环处理系统，溢流水澄清设备宜集中布置、合并设置，溢流水泵宜采用电机变频或其他调速措施。

6 采用水力除渣系统时，渣水宜采用闭式循环系统。

4.5.4 厂外除灰渣系统的节能设计应符合下列规定：

1 采用水力除灰渣输送系统时,宜采用高浓度或较高浓度的水力输送系统。

2 灰渣浆泵直接串联时,串联泵宜装设液力耦合器、电机变频或其他调速装置,调速装置宜装设在末级泵上。

4.6 水处理系统

4.6.1 预脱盐系统的节能设计应符合下列规定:

1 对于反渗透系统,电厂冷却水系统为直流供水,水质满足进水要求时,水源宜根据水温采用原水或排水;电厂冷却水系统为循环供水时,水源宜为原水;水温低于工艺要求时,应采取提高水温的措施。

2 过滤器、超滤反洗排水及反渗透浓水宜回收重复利用,过滤器、超滤反洗排水宜回收至澄清器进水,二级反渗透装置的浓水宜回用至一级反渗透装置的进水。

3 超滤装置给水泵、反渗透系统高压泵宜采用变频控制。

4 海水反渗透系统应设置能量回收装置。

5 蒸馏法海水淡化宜采用多效蒸馏工艺或多级闪蒸工艺。多级闪蒸装置的级数、低温多效装置的效数、造水比等参数应根据淡化装置的容量、蒸汽参数、供汽量、设备及蒸汽价格等因素确定。

6 反渗透装置的水回收率应根据进水水质、膜元件的特性及配置和节能要求等确定,反渗透装置的水回收率应符合表 4.6.1 的规定。

表 4.6.1 反渗透装置的水回收率

水的类型 \ 反渗透装置的水回收率	第一级	第二级
海水	35%~50%	80%~85%
其他水源	55%~80%	85%~90%

4.6.2 锅炉补给水处理系统的节能设计应符合下列规定:

1 锅炉补给水除盐系统的正常出力应满足电厂全部机组正常运行所需补充的水量,各项正常水汽损失应符合现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660 的有关规定。

2 对于离子交换除盐系统,应在保证出水质量的前提下,采用可降低酸、碱耗量和减少废酸、废碱排放量的设备和工艺。

3 对于各种离子交换设备,宜采取措施回收后期的正洗排水和投运初期的不合格排水。

4 采用反渗透预脱盐工艺时,除二氧化碳器宜设置在反渗透出口;当进水碱度较低时,一级除盐系统可不设除二氧化碳器。

5 酸、碱再生液的输送宜采用喷射器。

6 电除盐装置的浓水宜回收至前级处理的进水贮水箱。

7 除盐水泵宜采用变频控制。

4.6.3 凝结水精处理系统的节能设计应符合下列规定:

1 凝结水精处理系统宜采用中压系统。

2 冲洗水泵宜采用变频控制。

3 酸、碱再生液的输送宜采用喷射器。

4.6.4 冷却水处理系统的节能设计应符合下列规定:

1 宜根据全厂水量、水质平衡、取排水能耗、水处理能耗等因素,确定循环冷却水系统的排污量和浓缩倍数。

2 季节性加杀菌剂时间较短的电厂可采用临时加药方式。

4.6.5 水处理系统宜采用联合布置,当设备有高差时宜采用重力流。

4.6.6 加药量自动控制系统的计量泵宜采用变频控制。

4.7 烟气脱硫系统

4.7.1 不采用烟塔合一的机组,湿法烟气脱硫塔应布置在烟囱附近。

4.7.2 吸收剂制备车间及石膏间宜在脱硫塔附近集中布置,或宜结合工艺系统及场地条件因地制宜布置。

4.7.3 当设置脱硫净烟气升温装置时,宜采用原烟气作为热源,升温后设计工况下烟囱入口处净烟气温度不宜低于 80°C 。

4.7.4 当不设置脱硫净烟气升温装置时,宜设置低温省煤器降低脱硫塔入口原烟气温度,其降温幅度应结合脱硫装置运行水平衡确定。

4.7.5 湿法烟气脱硫喷淋塔浆液循环泵的节能设计应符合下列规定:

- 1 浆液循环泵应紧邻脱硫塔布置。
- 2 浆液循环泵宜按单元设置。
- 3 浆液循环泵应采用离心式循环泵。
- 4 每台浆液循环泵应对应一层喷嘴。

4.8 烟气脱硝系统

4.8.1 烟气脱硝系统工艺布置方案应符合系统阻力小、烟气分布均匀的原则。

4.8.2 选择性催化还原(SCR)反应器整体结构设计、烟气导流板、烟气均布装置的布置应符合下列规定:

- 1 入口烟气流速偏差宜不大于 15% 。
- 2 入口烟气夹角不宜大于 10° 。
- 3 入口烟气温度偏差宜不大于 10°C 。
- 4 NH_3/NO_x 摩尔比偏差宜不大于 5% 。

4.8.3 每层催化剂上方应设置吹灰器。

4.8.4 尿素溶解水的温度宜为 $40^{\circ}\text{C}\sim 80^{\circ}\text{C}$,配制的尿素溶液质量分数宜为 $40\%\sim 55\%$ 。

4.8.5 尿素绝热分解室的热源宜利用锅炉一次热风或二次热风,也可利用抽取的锅炉高温炉烟预热空气。

4.8.6 锅炉设计时,应核算在不投油,稳燃负荷至满负荷期间SCR反应器的入口烟温,应满足脱硝的要求。当不能满足时,宜采用省煤器分段方式。

4.9 辅助和附属工艺

4.9.1 设备和管道的保温节能设计应符合下列规定：

1 当环境温度不高于 27℃ 时，设备和管道的保温结构外表面温度不应超过 50℃。

2 当环境温度高于 27℃ 时，设备和管道的保温结构外表面温度可比环境温度高 25℃。

3 当无特殊工艺要求时，设备和管道的保温层厚度应按“经济厚度法”计算。

4 经济厚度偏小，设备和管道的保温结构外表面散热损失量超过表 4.9.1 中给出的允许最大散热损失量时，应采用允许最大散热损失量所对应的保温层厚度。

表 4.9.1 保温结构外表面允许最大散热损失量

介质温度 (℃)	常年运行工况 (W/m ²)	季节运行工况 (W/m ²)	介质温度 (℃)	常年运行工况 (W/m ²)	季节运行工况 (W/m ²)
50	58	116	400	227	314
100	93	163	450	244	—
150	116	203	500	262	—
200	140	244	550	279	—
250	163	273	600	296	—
300	186	296	650	314	—
350	209	308	—	—	—

4.9.2 燃油管道伴热、保温的节能设计应符合下列规定：

1 燃油的凝点高于电厂历年最冷月平均气温时，燃油管道应设置保温；严寒及寒冷地区还应设置伴热。

2 燃油管道伴热保温时，可根据实际情况选用蒸汽外伴热或电伴热方式，经技术经济比较，也可采用其他伴热方式。

3 采用蒸汽外伴热时，伴热蒸汽温度应根据燃油特性确定，

重油管道的伴热蒸汽温度应低于 250℃,轻油管道的伴热蒸汽温度应低于 200℃。

4.9.3 压缩空气系统的节能设计应符合下列规定:

1 仪表与控制用气、检修用气和厂内除灰气力输送用压缩空气系统宜统一规划设计、集中布置,空压机宜统一配置,供气系统应分开设置。

2 压缩空气系统宜采用同型式、同容量的空气压缩机,空压机宜选用无油或微油螺杆式,当单台空压机配置容量较大时,经技术经济比较也可采用离心式。可根据用户用气情况,选择其中 1 台~2 台采用变频调节。

3 压缩空气干燥净化设备可根据压缩空气的压力露点要求,采用冷冻式干燥器、外加热再生吸附式干燥器、无热再生吸附组合式干燥器、外加热吸附组合式干燥器。

4 集中采暖地区的压缩空气系统宜采用外加热再生吸附式干燥净化设备。

4.10 热电联产

4.10.1 对于规划供热面积超过 1800 万 m² 的热电联产系统,应将常规抽凝供热汽轮机组与抽凝背供热汽轮机组或低真空供热汽轮机组进行经济比较后确定。

4.10.2 有稳定工业热负荷的区域,宜采用背压供热汽轮机组作为供热热源。

4.10.3 条件具备时,宜采用冷热电三联供系统。

4.10.4 对于采用吸收式热泵技术回收低压缸乏汽的热电厂,应符合下列规定:

1 吸收式热泵机组的能效系数 COP 不应小于 1.7。

2 热网回水温度不宜高于 60℃。

3 直接空冷机组和湿冷机组的背压应经技术经济比较确定。

4.10.5 热网首站的节能设计应符合下列规定:

- 1 热网循环水泵宜采用调速驱动方式。
- 2 热网疏水泵宜采用变频调速。
- 3 不宜设置经常运行的减温减压装置。

4.11 燃气-蒸汽联合循环

4.11.1 燃气-蒸汽联合循环系统应进行全系统的优化设计,确定燃气轮机、余热锅炉、汽轮机及辅助系统的参数配置。

4.11.2 燃气轮机设备的节能设计应符合下列规定:

- 1 燃气轮机应装设压气机进口可调导叶(IGV)。
- 2 燃气轮机进气系统宜装设反冲清吹装置。
- 3 燃气轮机应设置压气机清洗系统。

4.11.3 余热锅炉设备的节能设计应符合下列规定:

- 1 宜选择自然循环余热锅炉。
- 2 余热锅炉蒸汽压力应经整套联合循环机组优化确定;余热锅炉出口的高压蒸汽温度宜比燃气轮机的排气温度低 $30^{\circ}\text{C}\sim 60^{\circ}\text{C}$ 。
- 3 余热锅炉及烟道的阻力(静压)应能满足燃气轮机排气压损的要求,经整套联合循环机组优化确定,余热锅炉及烟道的阻力(静压)应符合表 4.11.3 的规定。

表 4.11.3 余热锅炉及烟道的阻力(静压)

余热锅炉类型	不设脱硝模块时	设置脱硝模块时
单压余热锅炉	不宜大于 2.7kPa	不宜大于 3.1kPa
双压余热锅炉	不宜大于 3.3kPa	不宜大于 3.7kPa
三压余热锅炉	不宜大于 3.6kPa	不宜大于 4.0kPa

- 4 余热锅炉宜设置整体式除氧器。
 - 5 对汽包锅炉,宜采用一级连续排污扩容系统。
 - 6 高压电动给水泵应采用液力耦合器或变频器调速。
- 4.11.4 汽轮机设备的节能设计应符合下列规定:
- 1 汽轮机应采取滑参数运行方式。
 - 2 汽轮机不宜设置给水回热系统。

- 3 应通过冷端优化确定汽轮机背压。
- 4.11.5 凝结水泵设备的节能设计应符合下列规定：
- 1 凝结水泵宜采用变频器调速。
 - 2 凝结水泵容量可不计算汽轮机旁路投运时需要的减温水量。
- 4.11.6 余热锅炉烟气进口流向宜与燃气轮机排气流向一致，燃气轮机和余热锅炉之间的烟道不宜设置弯头。
- 4.11.7 高、中、低压主蒸汽和再热蒸汽系统管道最低点应设置疏水罐，疏水阀的启闭控制应符合下列规定：
- 1 可根据疏水罐内蒸汽过热度或疏水罐内液位信号控制疏水阀的启闭。
 - 2 当蒸汽系统设计温度低于 399℃时，应采用疏水罐液位信号控制疏水阀的启闭。
- 4.11.8 采用日启夜停方式调峰运行的联合循环机组，闭式循环冷却水系统宜单独设置停机冷却水泵；循环冷却水系统宜设置辅助循环水泵。
- 4.11.9 靠近天然气长输干管的燃机联合循环电站，当厂区气源压力高于燃机前置模块天然气入口压力 1.8MPa 及以上时，宜采用膨胀机技术回收压力能。
- 4.11.10 对于设置减压系统的天然气调压站，在系统设备安全可靠、技术经济合理的前提下，可直接利用凝汽器循环水回水或其他热源加热天然气。

5 电气与仪控

5.1 一般规定

5.1.1 应在保证电气设备及系统安全可靠运行的前提下,采用先进的电气节能设计技术。

5.1.2 电气节能设计方案、主要设备型式、技术参数、能效指标应通过技术经济综合分析后确定。

5.1.3 电气设备选择应符合国家对设备能耗能效限定值和节能评价价值指标评价的规定,应采用技术成熟和性能优良的产品。

5.1.4 电气节能设计的主要措施应包括下列内容:

- 1 采用低损耗变压器、高效电动机。
- 2 采用节能型电器元件。
- 3 电动机采用变频调节。
- 4 改善电动机功率因数。
- 5 采用绿色照明技术。
- 6 对电气系统进行优化设计。

5.1.5 技术经济合理时,有条件的电厂可在辅助系统采用风能、太阳能等新能源供电。

5.1.6 仪表与控制系统节能设计应满足技术先进、配置优化、经济合理的要求。

5.1.7 仪表与控制系统节能设计内容应包括主辅工艺系统和主辅设备的节能相关检测仪表设置与选择、机组及全厂性能计算、节能优化控制。

5.1.8 信息系统节能设计应包括节能信息数据采集、处理及管理。

5.2 电气设备及系统

5.2.1 发电机应选用高效率的产品,并应符合下列规定:

- 1 发电机容量应与汽轮机参数相匹配。
- 2 应合理选择发电机冷却方式和励磁方式。

5.2.2 变压器应选用高效率、低损耗系列产品,并应符合下列规定:

1 35kV~220kV 三相油浸式电力变压器应符合现行国家标准《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790 的有关规定。

2 低压厂用变压器应符合现行国家标准《三相配电变压器能效限定值及能效等级》GB 20052 的有关规定。

3 空载运行的变压器宜选用空载损耗低的产品。

4 在满足短路电流水平的前提下,宜采用低阻抗的产品。

5.2.3 应根据变压器计算负荷、负荷性质等条件选择变压器的台数、容量、负载以及变压器的冷却方式;变压器的运行方式应符合现行国家标准《电力变压器经济运行》GB/T 13462 的有关规定。

5.2.4 变压器型式选择应符合下列规定:

1 与容量 600MW 级及以上机组单元连接的主变压器,若不受运输条件的限制,宜采用三相变压器;600MW 级以下机组单元连接的主变压器,应采用三相变压器。

2 除容量 600MW 级及以上机组的励磁变压器外,其他容量等级的变压器应采用三相变压器。

5.2.5 应根据工艺系统方案、设备布置等条件,通过节能降耗、技术经济综合分析,确定厂用电电压等级、厂用电接线方式、厂用电气设备选择。

5.2.6 应合理选择厂用电配电装置的布置位置和供电方式,并宜靠近厂用电负荷中心。

5.2.7 应选用高效节能系列的电动机。电动机的形式及参数应根据被驱动装置的特性和用途进行配置,并应符合下列规定:

1 低压电动机选择应符合现行国家标准《中小型三相异步电动机能效限定值及能效等级》GB 18613 的有关规定。

2 高压电动机功率因数技术要求应符合现行国家标准《大型三相异步电动机基本系列技术条件》GB/T 13957 的有关规定。

5.2.8 大容量电动机应经技术经济比较采用合理的启动方式。

5.2.9 辅机设备的电动机容量及调速方式宜按满足在经济运行区运行的要求选择,辅机设备的电动机调速方式应符合下列规定:

1 高压电动机调速方式应根据工艺设备选型及负载特性,经技术经济比较后确定。

2 低压电动机调速宜采用鼠笼型电动机配变频器驱动方式。

3 对需要连续或经常调节风量或水量的风机和泵类电动机,宜采用变频调速装置。

5.2.10 对于连续运行的用电设备,可根据工艺要求和设备运行方式选用双速电动机。

5.2.11 在保证除尘效率的前提下,对静电除尘器宜采用间歇脉冲供电技术和智能控制策略。当技术经济比较合理时,电除尘器宜采用低损耗、高效率的节能型高频电源。

5.2.12 电缆材质和截面的选择应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217 的有关规定;应优化电缆敷设路径,缩短电缆敷设长度。

5.3 照明系统

5.3.1 照明母线的电源进线上宜装设分级补偿的有载自动调压器,或采用带有载调压开关的照明变压器;技术经济比较合理时,宜采用智能照明控制系统。

5.3.2 照明光源的选择应符合国家相关能效标准,选用节能型产品,还应符合下列规定:

1 除对电磁干扰有严格要求且其他光源无法满足的特殊场所外,室内外照明不应采用普通照明白炽灯。

2 在使用条件允许时,经技术经济比较合理,照明光源可采用发光二极管照明光源(LED)。

5.3.3 镇流器的选择应符合国家相关能效标准,同时应符合下列规定:

1 自镇流荧光灯应配用电子镇流器。

2 直管形荧光灯应配用电子镇流器或节能型电感镇流器。

3 高压钠灯和金属卤化物灯宜配用节能型电感镇流器;在电压偏差较大的场所,宜配用恒功率镇流器;功率较小的可配用电子镇流器。

5.3.4 照明配电线路的功率因数不应低于 0.9,宜采用灯内补偿的方式。

5.3.5 道路照明和户外照明宜采用分区、分组集中手动控制方式,或采用光控、时控等自动控制方式。

5.4 仪表与控制

5.4.1 机组性能在线计算功能相关的检测和仪表的设置应符合下列规定:

1 宜对性能试验要求的测点设置远传检测仪表,其信号送入分散控制系统;当机组运行检测仪表满足性能试验精度要求时,该远传检测仪表与机组运行检测仪表应合并设置。

2 宜对性能试验要求隔离的进出系统的外界流量设置远传检测仪表,其信号送入分散控制系统。

3 条件成熟时,可将相关离线参数设置在线测量并远传入分散控制系统。

5.4.2 与性能计算相关的检测和仪表测点布置及选型应符合下列规定:

1 测点位置应靠近设备的出口、入口处或系统的边界处。

2 温度测点应靠近用于确定焓值所相应的压力测点,并选择在管(烟)道或通道横截面上速度与温度分布均匀的部位;对于大

尺寸管(烟)道宜采用多点测量。

3 压力测量的取压孔应布置在远离任何扰动的直管段上;压力测量仪表宜采用压力变送器。

4 流量测量应符合现行国家标准《用安装在圆形截面管道中的差压装置测量满管流体流量》GB 2624 的规定,测量装置宜选用节流压损小的产品。

5.4.3 优化控制功能设计应符合下列规定:

1 宜在模拟量控制系统中设置系统及设备运行优化试验数据的组态功能。

2 可采用预测、自适应等控制算法实现系统调节过程快速稳定。

5.4.4 优化控制系统设置应符合下列规定:

1 应选用经应用实践证明效益明显、有定量化考核指标、便于维护的优化控制系统。

2 优化功能的设置应与发电厂自动化水平、测控设备性能以及预期的电厂管理运行水平相适应。

3 通用优化功能应在典型机组上成功应用后,可在类似条件的新建或改建项目上推广应用。

4 可按工艺系统需要预留优化功能必要的测量和设备安装位置。

5.4.5 能源计量相关设计应符合现行国家标准《火力发电企业能源计量器具配备和管理要求》GB/T 21369 的规定,其设置范围至少应包括下列内容:

1 燃料计量:入厂煤(油、天然气)、入炉煤(油)、燃机入口天然气等。

2 电量计量:发电机出口电量、各变压器出口电量。

3 热量计量:每台机组供热量、对外供热总量和回热总量、厂内供热量和回热量。

4 水量计量:各水源水量的计量、各生产用水系统的计量、生

活用水的计量、排水、废水和污水的计量。

5.5 信 息

5.5.1 信息系统的节能设计应满足电厂上级主管单位、调度部门、监管部门的经济指标数据交换及节能技术监督的要求。

5.5.2 生产信息系统的功能设置应符合下列规定：

1 应设置厂级性能计算与分析功能。

2 宜设置燃料管理功能。

3 宜设置机组节能运行优化指导功能。

5.5.3 信息系统硬件设备的选型设计应符合下列规定：

1 在满足安全和功能需求的前提下，应选择低能耗、环保的设备产品。

2 应采用先进、可靠的计算机技术对服务器和存储进行优化配置与整合。

6 水工工艺系统

6.1 一般规定

- 6.1.1 汽轮机背压应按冷端优化结果确定,在燃料资源匮乏地区,宜采用汽轮机低背压、冷却系统低功耗的方案。
- 6.1.2 工业水泵、生活水泵宜采用变频调节。
- 6.1.3 全厂供水系统应选择阻力系数小的管材和管件。

6.2 湿冷系统

- 6.2.1 直流供水系统取排水方案应考虑取深层水的条件,可通过模型试验确定合理的取排水口位置和降低排水热回流影响的措施。
- 6.2.2 对于直流供水系统,当排水有剩余水能时,应经技术经济比较设置水能回收装置。
- 6.2.3 对于直流供水系统,当主厂房零米标高与设计水位相差较大时,可采用凝汽器低位布置方案。
- 6.2.4 在设计水位条件下,直流供水系统凝汽器的虹吸利用高度不宜小于 7.5m。
- 6.2.5 1000MW 级机组的循环供水系统,经技术经济比较后可采用高位收水塔循环供水系统。
- 6.2.6 应采用热力、阻力性能优良的冷却塔淋水填料和技术先进的喷溅装置。
- 6.2.7 单机容量为 300MW 以上的火力发电厂宜根据工程情况采用扩大单元制供水系统。
- 6.2.8 冷却水循环水泵的节能设计应符合下列规定:
 - 1 应合理确定冷却水循环水泵组数量;

- 2 冷却水循环水泵效率不宜低于 85%；
- 3 供热机组冬夏季循环水量变化较大时，可采用双速水泵或其他方式调速泵；
- 4 直流供水系统取水水位或水温变幅较大时，经技术经济比较可采用双速泵、静叶可调泵、动叶可调泵或其他调节方式。

6.3 直接空冷系统

- 6.3.1 直接空冷凝汽器应选用传热系数高、通风阻力小的冷却元件。
- 6.3.2 空冷风机宜采用变频调速驱动方式，空冷风机静压效率不宜低于 60%。
- 6.3.3 空冷凝汽器系统应进行气密性试验，24h 平均压降宜为 0.2kPa/h~0.4kPa/h。
- 6.3.4 空冷凝汽器系统应进行真空衰减试验，真空泄漏率宜为 0.1kPa/min~0.2kPa/min。
- 6.3.5 在设计背压条件下，直接空冷机组凝结水过冷度宜为 3℃~5℃。
- 6.3.6 直接空冷系统应设置空冷凝汽器清洗设备。

6.4 间接空冷系统

- 6.4.1 间接空冷散热器应选用传热系数高、通风阻力小和水侧阻力小的冷却元件。
- 6.4.2 间接空冷散热器应设置清洗设备。
- 6.4.3 混合凝汽器式间接空冷系统宜设置水能回收的水轮机。
- 6.4.4 机械通风间接空冷系统的风机宜采用变频调速或双速驱动方式，风机静压效率不宜低于 60%。
- 6.4.5 辅机间接空冷系统的夏季喷雾(水)降温水泵宜采用变频装置。

7 建筑与供暖通风空调

7.1 一般规定

7.1.1 火力发电厂总体布置应在满足工艺流程要求的基础上,合理利用地形,统筹规划管线、交通运输等,功能分区明确,布置紧凑合理,节约集约用地。

7.1.2 厂区建筑总平面的布置和设计宜根据建筑气候分区的特点,利用冬季日照并避开冬季主导风向,利用夏季自然通风。厂前区建筑的主朝向宜选择本地区的最佳朝向或接近最佳朝向。

7.1.3 厂区布置应因地制宜采取绿化措施。

7.1.4 辅助建筑和附属建筑宜联合布置、多层布置。

7.1.5 建筑节能设计应根据其使用性质、功能特征、室内环境要求、暖通空调能耗等因素确定,并应符合下列规定:

1 严寒和寒冷地区的主厂房、碎煤机室、运煤转运站、运煤栈桥等生产建筑,应采取提高围护结构保温隔热性能和气密性等措施,降低传热系数,减少冷风渗透;

2 集中控制楼、继电器楼、运煤综合楼、除尘电控楼、脱硫控制楼等生产建筑,其围护结构热工设计宜按现行国家标准《公共建筑节能设计标准》GB 50189 的有关规定执行;

3 办公楼、食堂、浴室、招待所、警卫传达室等附属建筑的节能设计,应符合现行国家标准《公共建筑节能设计标准》GB 50189 的有关规定;

4 值班宿舍等附属建筑的节能设计,应符合现行行业标准《严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准》JGJ 26、《夏热冬冷地区居住建筑节能设计标准》JGJ 134 和《夏热冬暖地区居住建筑节能设计标准》JGJ 75 的有关规定;

- 5 有供暖要求的其他建筑的围护结构应采取保温隔热措施。
- 7.1.6 供暖通风与空气调节室外空气计算参数应符合现行国家标准《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736 的有关规定。
- 7.1.7 供暖通风与空气调节室内设计参数应符合本规范附录 C 的规定。
- 7.1.8 供暖通风与空气调节系统的风机和水泵运行工况点应在最高效率点附近。
- 7.1.9 供暖通风与空气调节设备的能效等级指标应符合有关国家标准和行业规定的规定。

7.2 建筑围护结构

- 7.2.1 分散布置在生产和辅助建筑内的控制室、电子设备间等有空调要求的房间,围护结构应根据建筑气候分区的特点,采取保温隔热措施。对于夏热冬冷地区和夏热冬暖地区,上述建筑的围护结构传热系数宜符合现行国家标准《公共建筑节能设计标准》GB 50189 的规定。
- 7.2.2 对于严寒和寒冷地区,主厂房等建筑的屋面和外墙选用金属板围护系统时,应采用复合保温金属板。对于严寒地区,金属板外墙围护系统宜采用工厂复合保温金属板。
- 7.2.3 严寒和寒冷地区,运煤栈桥建筑的楼板应采取保温措施。
- 7.2.4 建筑外窗布置宜合理利用自然采光和自然通风。对于严寒和寒冷地区,满足功能要求时宜减少外窗面积。
- 7.2.5 严寒地区的建筑外窗宜采用平开窗。
- 7.2.6 有供暖、空调要求的建筑,外窗的气密性等级不宜低于现行国家标准《建筑外门窗气密、水密、抗风压性能分级及检测方法》GB/T 7106 规定的 6 级。
- 7.2.7 严寒和寒冷地区,开启频繁的外门宜设门斗,或应采取其他减少冷风渗透的措施。

7.2.8 严寒和寒冷地区,建筑外围护结构连接处的缝隙、墙体孔洞、热桥等部位应采取密闭和保温隔热措施。建筑外墙的钢筋混凝土梁、柱等热桥部位应采取保温隔热措施。

7.2.9 夏热冬冷地区和夏热冬暖地区,有供暖、空调要求的建筑围护结构应采取密闭和保温隔热措施。

7.3 供暖通风空调

7.3.1 集中供暖系统的热媒宜采用热水,热水回水温度不应大于 70°C ,供水温度、供回水温差应符合下列规定:

1 生产建筑供回水温差宜为 $25^{\circ}\text{C}\sim 40^{\circ}\text{C}$;

2 厂前区建筑的散热器系统供水温度不宜大于 85°C ,供回水温差不宜小于 20°C ;

3 厂前区建筑的热水地面辐射供暖系统供水温度不宜大于 60°C ,供回水温差宜为 $5^{\circ}\text{C}\sim 10^{\circ}\text{C}$ 。

7.3.2 采用蒸汽为供暖热媒时,应采用闭式凝结水回收系统。

7.3.3 对于严寒和寒冷地区,厂前区建筑设有集中空调系统时,宜设冬季热水集中供暖系统。

7.3.4 对于严寒地区开启频繁的外门和主厂房主要检修通行的外门宜设置大门热空气幕。

7.3.5 建筑物内的余热、余湿宜采用自然通风方式消除。

7.3.6 以消除余热为主的机械排风系统,宜设置温度控制装置控制排风机启停。

7.3.7 电气房间通风系统宜设置切换设施,用于过渡季节利用室外新风直接供冷。

7.3.8 干燥地区宜采用水蒸发冷却方式的通风、空调系统。

7.3.9 空调系统的节能设计应符合下列规定:

1 主厂房、集控楼等空调冷负荷较大的建筑宜集中设置制冷系统;

2 厂区建筑和厂前区建筑的空调冷源系统宜分别设置;

3 空调系统送风量应根据空气处理过程的送风温差计算确定,空调系统制冷量应根据被处理空气量的焓差计算确定;

4 空调系统按定风量设计时,宜设置新风和回风焓值控制装置;

5 电厂有余热可利用时,宜采用溴化锂吸收式制冷机组供冷;

6 蒸汽型溴化锂吸收式制冷机组应设置凝结水回收装置。

7.3.10 通风、空调系统冷源宜采用水冷式冷水机组,且冬季或过渡季节宜利用冷却塔直接供冷。

7.3.11 一次循环冷却水满足水源热泵机组运行条件时,宜采用水源热泵系统作为空气调节系统的冷、热源。

7.3.12 采用空气源热泵机组供热时,冬季设计工况下,冷热风机组的性能系数(COP)不应小于 1.8,冷热水机组的性能系数(COP)不应小于 2。

附录 A 火力发电厂设计耗水量指标

表 A 火力发电厂设计耗水量指标[m³/(s·GW)]

序号	机组冷却方式	<300MW 机组	≥300MW 机组	参考的相关工艺方案
1	淡水循环供水系统	≤0.8	≤0.7	湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣
2	淡水直流供水系统	≤0.12	≤0.1	湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣
3	海水直流供水系统 海水循环供水系统	≤0.12	≤0.1	湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣
4	空冷机组	≤0.15	≤0.12	湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水湿冷
		≤0.12	≤0.10	湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水空冷
		—	≤0.06	干法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水空冷

附录 B 汽轮机热耗考核工况热耗率保证值

表 B 汽轮机热耗考核工况热耗率保证值

序号	机组类型	机组参数	汽轮机 热耗率 (kJ/kWh)	给水泵 驱动方式	
1	1000MW 超超临界	湿冷	28MPa/600℃/620℃-4.9kPa	7258	汽泵
		湿冷	26.25MPa/600℃/600℃-4.9kPa	7325	汽泵
		湿冷	25MPa/600℃/600℃-4.9kPa	7338	汽泵
		空冷	28MPa/600℃/620℃-11kPa	7584	汽泵
		空冷	25MPa/600℃/600℃-11kPa	7655	汽泵
2	600MW级 超超临界	湿冷	28MPa/600℃/620℃-4.9kPa	7278	汽泵
		湿冷	25MPa/600℃/600℃-4.9kPa	7358	汽泵
		空冷	28MPa/600℃/620℃-11kPa	7618	汽泵
		空冷	25MPa/600℃/600℃-11kPa	7695	汽泵
3	600MW级 超临界	湿冷	25MPa/566℃/566℃-4.9kPa	7526	汽泵
		空冷	25MPa/566℃/566℃-11kPa	7932	汽泵
4	600MW级 亚临界	湿冷	16.7MPa/538℃/538℃-4.9kPa	7768	汽泵
		空冷	16.7MPa/538℃/538℃-11kPa	7812	汽泵
				7974	电泵
5	350MW级 超临界	湿冷	24.2MPa/566℃/566℃-4.9kPa	7640	汽泵
		空冷	24.2MPa/566℃/566℃-11kPa	8050	汽泵
				7820	电泵
6	300MW亚临界机组	16.7MPa/537℃/537℃-4.9kPa	7900	汽泵	

- 注:1 表中所列机组参数为典型数据,不应作为工程设计的要求值。
- 2 表中 28MPa/600℃/620℃参数的汽轮机为设置外置式蒸汽冷却器,较常规机组增加一级加热器的热耗值;其余汽轮机热耗率是基于汽轮机热力系统常规配置。
- 3 表中汽轮机热耗率是未考虑烟气余热利用,且引风机为电动驱动的数据。
- 4 350MW 级超临界机组为抽凝供热机组的数据,不适用于纯凝机组。

附录 C 火力发电厂各房间空气参数

表 C 火力发电厂各房间空气参数表

房间名称		冬 季		夏 季		备注
		温度 (℃)	相对湿度 (%)	温度 (℃)	相对湿度 (%)	
主 厂 房	1. 汽机房	5				
	2. 锅炉房	5				
	3. 除灰间	16				
	4. 低温仪表盘架间	18		26		
	5. 各类就地值班室、办公室	18		26		
	6. 就地控制室	18		26		
	7. 化学加药间	18				
	8. 润滑油室及传送间	16		≤40		
	9. 辐射监测间	18	≤85	≤35	≤85	
集 中 控 制 楼	1. 电子设备室	20±1	50±10	26±1	50±10	
	2. 继电器室、SIS室、MIS室	18~22	40~65	24~28	40~65	
	3. 集中控制室、单元控制室、工程师室、打印室	18~22	40~65	24~28	40~65	
	4. 交接班室、会议室、低温仪表盘架间	18		26		
	5. 值班室、办公室	18		26		
	6. 空调机房	5				

续表 C

房间名称		冬 季		夏 季		备注
		温度 (°C)	相对湿度 (%)	温度 (°C)	相对湿度 (%)	
1. 网络控制室		18~22	40~65	24~28	40~65	
2. 变压器间	油浸式			≤45		
	干式			≤35		
3. 热工仪表室、实验室、标准间		18		≤30		
4. 电气实验室		18		≤30		
5. 不停电电源室		18		≤30		
6. 直流屏室		5		≤35		
7. 励磁盘室	室内有励磁调节器	18		≤30		
	室内无励磁调节器	18		≤35		
8. 防酸防爆蓄电池室		18				
9. 阀控密闭式蓄电池室		20		≤30		
10. 厂用配电装置室	主厂房、集中控制楼及除尘除灰建筑	≥5		≤35		
	位于其他建筑内	≥5		≤35		
11. 通信机房		18		≤30		
12. 变频器室		≥5		≤35		
13. 出线小室				≤40		
14. 电抗器室				≤40		
15. 母线室、母线桥				≤45		
16. 油断路器室				≤50		
17. 电缆隧道、电缆层				≤40		

电气建筑

续表 C

房间名称		冬季		夏季		备注	
		温度 (°C)	相对湿度 (%)	温度 (°C)	相对湿度 (%)		
电气 建筑	18. 电除尘器控制室	18		26			
	19. 六氟化硫 GIS 电气设备室			≤40			
	20. 电梯机房	5		≤30			
	21. 柴油发电机室	5		≤40			
运煤 建筑	1. 煤仓间	10					
	2. 地上转运站	10					
	3. 地下转运站	16					
	4. 碎煤机室	10					
	5. 翻车机室	10					
	6. 卸煤沟	地上	10				
		地下	16				
	7. 除尘器间	10					
	8. 机车库、推煤机库	10					
	9. 休息室	18					
	10. 运煤栈桥(地上)	10					
	11. 运煤栈桥(地下)	16					
	12. 运煤集中控制室	18		26		有人值守	
	13. 轨道衡控制室	18		26		有人值守	
	14. 沉淀池	10					
	15. 翻车机、牵车机控制室	18		26		有人值守	
16. 运煤综合楼办公室	18						
化学 建筑	1. 电渗析、反渗透、蒸发器间	5					
	2. 过滤器、离子交换器间	10					
	3. 酸库	10					

续表 C

房间名称	冬 季		夏 季		备注
	温度 (℃)	相对湿度 (%)	温度 (℃)	相对湿度 (%)	
4. 碱库(包括酸碱共库)	10				
5. 化学集中控制室	18		26		有人值守
6. 化学药品库	10				
7. 石灰库	10				
8. 石灰及凝聚剂间、消石灰间	16				
9. 化验室、煤制样室	18				根据工艺 要求设 空调
10. 天平间、精密仪器间	18				
11. 热计量室、微量分析室	18				
12. 澄清池间	10				
13. 加氯间、加药间	16				
14. 氨库、联氨加药间	16				
15. 油水分析室	18				根据工艺 要求设 空调
16. 气相色谱仪室	18				
17. 凝结水精处理控制室	18		26		
18. 海水淡化预处理清水 泵房、泥饼间、污泥泵房、脱 水机间	5				
19. 反渗透法清洗间、海水 淡化间、水泵房	16				
20. 蒸馏法热交换器间	5				
21. 循环水处理间	5				
21. 氧气站、氢气站的操作间	≥15				
22. 氢气储罐间、低温液贮槽间	5				
23. 氧气、氢气的实瓶间、 空瓶间	≥10				

化学
建
筑

续表 C

房间名称	冬 季		夏 季		备注
	温度 (℃)	相对湿度 (%)	温度 (℃)	相对湿度 (%)	
1. 灰渣泵房	5		≤40		
2. 引风机室	16				
3. 电除尘、水膜除尘器室	10				
4. 空压机室	5		≤40		
5. 启动锅炉房	5				
6. 油泵房	16		≤40		
7. 各类水泵房	5				
8. 各类污水处理站	16				
9. 各类修配类建筑	16				按工艺 要求设 空调
10. 生产办公室、培训类 建筑	18				按当地 标准设 空调
11. 实验类建筑	18				按工艺 要求设 空调
12. 各类车库、仓库	10				按工艺 要求设 空调
13. 危险品库	5		≤35		
14. 脱硫工艺楼	10				
15. GGH 设备间	16				
16. 石灰石卸料间	10				
17. 浆液循环泵房	5				
18. 氨液蒸发设备间	5				

辅助附属建筑

续表 C

房间名称		冬季		夏季		备注
		温度 (°C)	相对湿度 (%)	温度 (°C)	相对湿度 (%)	
辅助 附属 建筑	19. 尿素车间	5				
	20. 灰库	10				
	21. 石膏库	5				
	22. 脱硫电子设备间、脱硫 控制室	18~22	40~65	24~28	40~65	

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

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做的:

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做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

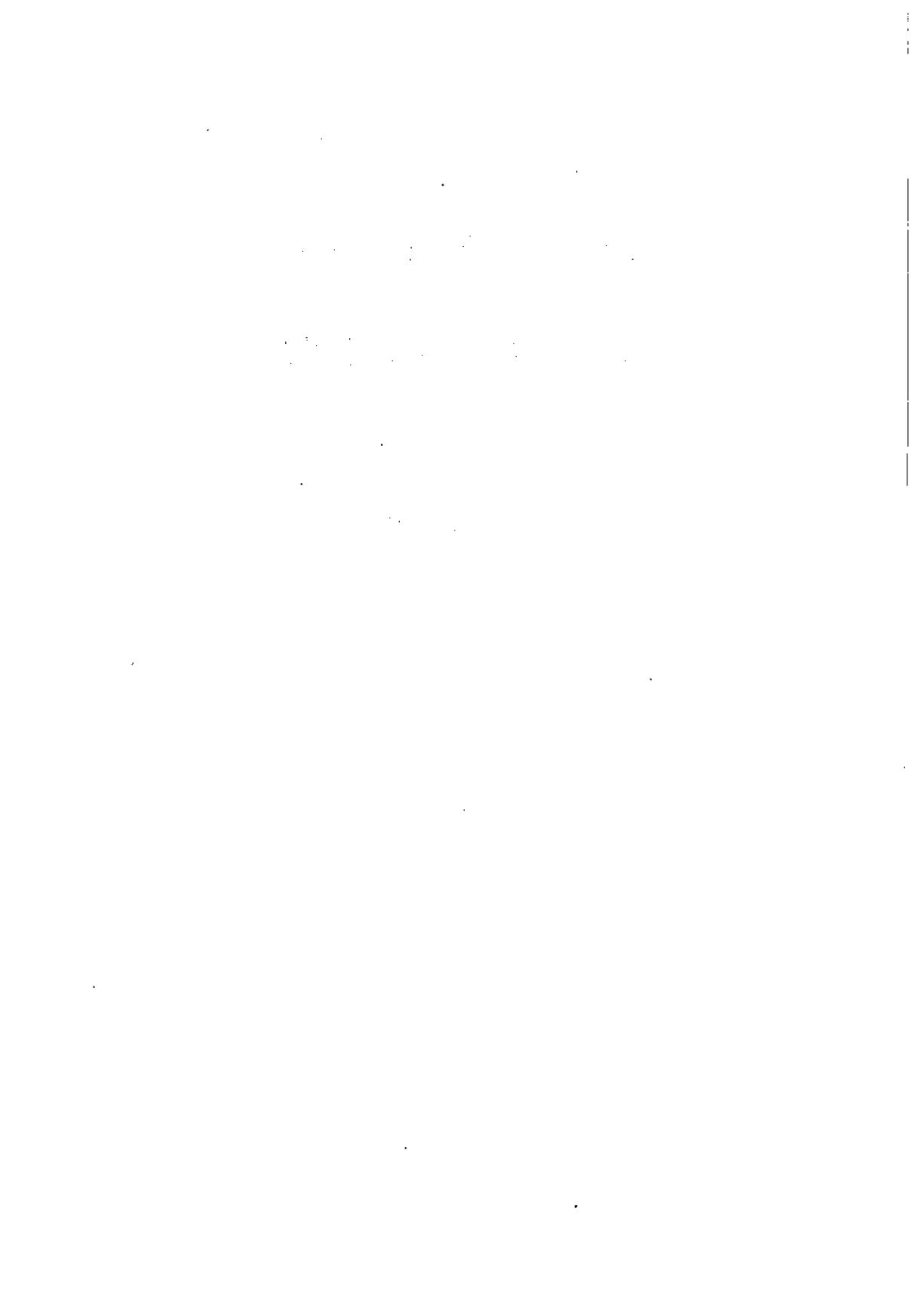
- 《小型火力发电厂设计规范》GB 50049
《民用建筑热工设计规范》GB 50176
《公共建筑节能设计标准》GB 50189
《电力工程电缆设计规范》GB 50217
《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660
《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736
《电厂动力管道设计规范》GB 50764
《用安装在圆形截面管道中的差压装置测量满管流体流量》
GB 2624
《建筑外门窗气密、水密、抗风压性能分级及检测方法》GB/T 7106
《电站锅炉性能试验规程》GB/T 10184
《电力变压器经济运行》GB/T 13462
《大型三相异步电动机基本系列技术条件》GB/T 13957
《中小型三相异步电动机能效限定值及能效等级》GB 18613
《取水定额第一部分：火力发电》GB/T 18916.1
《清水离心泵能效限定值及节能评价值》GB 19762
《三相配电变压器能效限定值及能效等级》GB 20052
《火力发电企业能源计量器具配备和管理要求》GB/T 21369
《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790
《严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准》JGJ 26
《夏热冬暖地区居住建筑节能设计标准》JGJ 75
《夏热冬冷地区居住建筑节能设计标准》JGJ 134
《火力发电厂烟风煤粉管道设计技术规程》DL/T 5121
《火力发电厂燃烧系统设计计算技术规程》DL/T 5240

中华人民共和国国家标准

火力发电厂节能设计规范

GB/T 51106 - 2015

条文说明



制 订 说 明

《火力发电厂节能设计规范》GB/T 51106—2015 经住房城乡建设部 2015 年 5 月 11 日以住房城乡建设部第 815 号公告批准、发布。

为便于广大设计、施工、科研、院校等单位有关人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定,《火力发电厂节能设计规范》编制组按章、节、条的顺序编制了本规范的条文说明,对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但是,本条文说明不具备与规范正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握规范的参考。

目 次

1	总 则	(53)
2	术 语	(54)
4	机械工艺系统	(55)
4.1	一般规定	(55)
4.2	锅炉设备及系统	(56)
4.3	汽轮机设备及系统	(57)
4.4	运煤系统	(58)
4.5	除灰渣系统	(60)
4.6	水处理系统	(60)
4.7	烟气脱硫系统	(61)
4.9	辅助和附属工艺	(61)
4.10	热电联产	(63)
4.11	燃气-蒸汽联合循环	(64)
5	电气与仪控	(67)
5.1	一般规定	(67)
5.2	电气设备及系统	(67)
5.3	照明系统	(68)
5.4	仪表与控制	(69)
5.5	信息	(71)
6	水工工艺系统	(72)
6.1	一般规定	(72)
6.2	湿冷系统	(72)
6.3	直接空冷系统	(72)
7	建筑与供暖通风空调	(73)

7.1 一般规定	(73)
7.2 建筑围护结构	(74)
7.3 供暖通风空调	(75)

1 总 则

1.0.1 随着《中华人民共和国节约能源法》等法律法规的颁布实施,火力发电厂节能设计工作受到政府部门、投资方、项目单位、设计单位的高度重视,需要制定国家工程建设标准,以规范、指导火力发电厂节能设计。

2 术 语

2.0.1 依据设计煤种的性能指标进行相关设备和系统的热力计算,确定相关设备和系统的主要运行参数、性能数据、结构形式及布置。

2.0.2 校核煤种通常用来验证相关设备和系统的设计是否存在设计裕量,在煤质偏离的情况下能否安全运行。

2.0.4 余热包括高温废气余热、冷却介质余热、废气废水余热、高温产品和炉渣余热、化学反应余热、可燃废气废液和废料余热等。

4 机械工艺系统

4.1 一般规定

4.1.3 对于某一煤种,例如烟煤,锅炉效率受煤的发热量、挥发份、着火特性、燃尽特性等煤质特性参数以及煤粉细度、炉膛 NO_x 排放量等指标的影响较大。对于同一煤种类型的不同煤质,由于上述指标的不同,其锅炉效率变化范围较大。表 4.1.3 根据现行国家标准《电站锅炉性能试验规程》GB/T 10184 规定的试验方法规定了燃用各种煤种的煤粉锅炉保证效率。

4.1.4 目前循环流化床锅炉多燃用低热值煤,表 4.1.4 中的锅炉效率是按燃料收到基低位发热量(LHV)来划分的,是根据 ASME PTC4 规定的试验方法得出的。由于目前循环流化床锅炉燃用煤的灰分都比较高,排渣的热损失较大,而且不同的底渣冷却方式对热量的回收方式也不同。例如:当采用滚筒冷渣器时,底渣热量回收至汽机热力系统中,当采用风水联合冷渣器时,大部分热量回收至锅炉,为了便于比较,计算锅炉效率时,统一规定锅炉排渣温度为 150°C 。

4.1.7 采用永磁涡流柔性传动技术时,负载和电机间无刚性连接。安装在电机侧的导体转子在负载侧的永磁盘产生的磁场中旋转产生感应磁场并形成涡流,涡流产生感应磁场并与永磁转子相互作用形成的扭矩带动负载转动,并通过调节永磁盘和导体之间的间隙实现对电机功率的自动调节,具有较好的节能效果。

4.1.8 机械工艺系统管道包括汽水管道、烟风煤粉管道、油管道、除灰管道、风管、输送其他液态或气态介质的管道。机械工艺系统管道优化布置可简化系统,降低系统阻力,提高介质流动的均匀性。包括:对管道长度及管件和阀门数量进行优化。

4.2 锅炉设备及系统

4.2.1 2、3 对于燃烧无烟煤的锅炉,锅炉出口过热蒸汽额定温度的维持区间可放宽到锅炉不投油最低稳燃负荷至锅炉最大连续蒸发量负荷。

4 对于配风扇磨制粉系统的塔式锅炉,再热汽温正常调温手段为减温水,因此锅炉正常运行需要进行再热器调温时,将投入一定的再热器减温水,在这种工况下机组的热效率将下降。

5 分别留有10%的受热面布置空间,当过热蒸汽温度和再热蒸汽温度达不到额定设计值时,可增加受热面面积。

6 空气预热器设计时预留受热面布置空间,当排烟温度高时,可在预留空间中增加受热面面积,使空气预热器出口的排烟温度尽可能低。

4.2.2 5 对于有些设备(例如:空气预热器、锅炉燃烧器、除尘器、脱硝装置、脱硫装置等)制造厂提供的阻力、漏风率等参数,如果已经包含了设计裕量,则在烟风系统风机选型时,风机的设计基准风量和设计基准压头及其设计裕量不应重复计算设备的设计裕量。

9 本款规定的烟风道布置要求,可减少主管道系统的阻力。

4.2.3 2 中速磨煤机配置动态分离器或动静态分离器可以增加磨煤机各个出口煤粉的均匀性和细度,提高锅炉燃烧效率。

4 限定煤粉管道流速可减少煤粉管道系统的阻力。

4.2.4 1 除常规形式的静电除尘器外,还有移动极板除尘器、高效供电电源除尘器、入口烟气温度低于原烟气酸露点的低低温除尘器等新型除尘器,其除尘效率较常规静电除尘器大幅提高,能耗水平大幅降低。

4.2.5 1 汽轮机热力系统外的工质包括:热网系统、供暖系统、化水系统的工质。

4.2.6 1 风机采用变频调速利于节能,但总体经济性应根据工

程具体情况分析比较。

5 在循环流化床炉内大量高温物料进行内、外循环,循环物料具有很大的蓄热量,且炉内燃料量占循环物料量的比例较小,循环流化床锅炉的床温稳定性较好,对外部变化(如煤质和负荷的变化)敏感性不高。循环流化床锅炉投油主要应用于启动和低负荷工况床温无法维持时,其燃油系统可实现间断运行(需投油时启动燃油系统,不需投油时停运燃油系统)。对于采用轻油点火助燃的循环流化床锅炉,其燃油系统的设计可以不考虑炉前打油循环保证炉前油压。

6 循环流化床锅炉的一、二次风压比较高,采用四分仓空气预热器比三分仓空气预热器漏风量小。

11 采用凝结水作为冷渣器的冷却水,可回收底渣中的热量。

4.3 汽轮机设备及系统

4.3.4 2 在正常工况下,手动隔离阀处于全开状态,当疏水阀出现内漏,作为临时措施,应关闭手动隔离阀。

3 对于简易启动功能的旁路阀,当旁路阀与主路管道距离不大于4倍时,在阀门开启前可以通过主管中过热蒸汽的传热将阀门前管道中的启动疏水逐渐加热为蒸汽,不会对阀门开启产生不利的影响。由于暖管系统在运行中持续有少量蒸汽流动,会造成主蒸汽或再热蒸汽流量的损失,不设置暖管系统可达到节能的目的。对于具有停机不停炉、甩负荷带厂用电运行功能或在机组快速降负荷和甩负荷下参与控制的汽机旁路阀,在机组正常运行时应处于热备用状态,旁路连锁跟踪主蒸汽等管道压力或机组负荷,在机组运行过程中会随时开启,为保证旁路阀运行安全,阀门前不应有疏水存在,因此,不论阀前管道长短均应设置暖管系统。

4.3.5 2 采用常规煤粉炉时,汽动给水泵组不论采用 $2 \times 50\%$ 或 $1 \times 100\%$,是否设置启动用电动给水泵仅与启动汽源是否满足要求有关。采用循环流化床机组时,由于循环流化床锅炉热容量

大,在机组事故时锅炉水冷壁需要有水系统进行冷却,当循环流化床机组不设置紧急补水系统,采用 $1 \times 100\%$ 汽动给水泵时,应设置启动用电动给水泵;采用 $2 \times 50\%$ 汽动给水泵时,可不设置启动用电动给水泵。

4.3.8 4 当凝结水泵采用变频调速且无备用时,即采用一拖二的方式,需要考虑变频器故障,凝结水泵仍需采用工频运行的工况,此时需要在凝结水管道上的设置 100% 容量的调节阀以满足凝结水泵的运行调节要求。由于调节阀运行阻力较大且为备用,应将调节阀布置在旁路管道上以减少正常运行时的管道阻力。

4.3.16 汽轮机本体蒸汽系统、主蒸汽系统、再热蒸汽等系统的疏水阀,在机组启停时的开启关闭一般是根据设定的机组负荷率进行控制,在设定的机组负荷条件下,部分疏水已变成过热度很高的蒸汽,但仍通过疏水阀排掉,会造成工质及能量的浪费。因此,可根据设备启停要求以及蒸汽系统参数特点,按蒸汽过热度控制疏水阀,能更合理地控制阀门的开启和关闭,减少工质及能量的损失。

4.3.21 当暖管系统接入到凝汽器或扩容器而非较低参数热力系统管道时,采用节流孔板将会使暖管疏水或蒸汽连续排放,而采用自动疏水器,疏水间断排放可以减少暖管工质的损失。

4.4 运煤系统

4.4.2 2 运煤车型分为自卸汽车及普通载货汽车。自卸汽车效率高、能耗低。

4.4.3 翻车机系统采用变频技术后,翻车机系统各配套设备在有负载时,驱动装置以 50Hz 的工频运行,空载回翻或空载返回时以 $80\text{Hz} \sim 100\text{Hz}$ 的高频高速运行,降低了翻车机系统各配套设备的总体循环作业时间,提高了系统工作效率。

斗轮堆取料机的变频技术应用在回转机构及行走机构设备的驱动系统上。

可变量轮调幅通过调整偏心块的位置来调整电机的激振力,可避免共振,可变量轮调幅给煤机出力调节范围为 0~100%。

变频调速给煤机出力调节范围为 70%~100%。

4.4.4 2 通过式布置方式是指混煤筒仓串联设置在进入主厂房的上煤系统中。

3 数字化煤场可根据不同煤种和矿点实现分堆、分层堆放。同时,采用高精度位置传感器,实现堆取料设备精确定位,并结合实时动态煤场三维模型,实现燃煤的精确堆取。

4 设置干煤棚的主要依据包括:①煤中是否含黏性物质,如:蒙脱石,高磷石等;②连续降雨时间;③降雨量。

5、6 采用分流装置后,不需重复从煤场取煤即可向主厂房供煤。

4.4.6 4 气垫带式输送机的工作原理是利用空气膜支撑输送带,但一般需采用进口设备,投资较大,布置条件要求较高。

5 运煤系统中煤流的切换的方式包括多工位胶带机头部伸缩装置和三通落煤管,前者能有效降低转运站的层高和带式输送机的提升高度,降低系统能耗;后者粉尘泄露较小,可根据工程实际情况选用。

6 控制流道的转运点技术,也称流线型(或曲线)防堵抑尘落煤管技术,通过 3D 模型模拟计算进行设计,控制物料流向,减少物料中的空气从而减少转运站落煤管及受料系统的扬尘,并减少除尘设备的出力,降低能耗。

4.4.7 1 永磁除铁器依靠稀土磁性材料实现吸铁功能,吸铁过程中没有电耗。但应注意以下两点:①永磁稀土原料的价格波动较大。②永磁除铁器磁场梯度导致输送设备的磁化现象可能对检修带来不利影响。

4.4.8 目前,石灰石块破碎及制粉系统主要用于国外某些石灰石粉来源不可靠地区的电厂,基于采购成本的考虑,国内也有部分电厂如白马电厂也采用了石灰石块破碎及制粉系统。国内石灰石块

及石灰石成品粉的地区价格差异较大,而石灰石块破碎及制粉系统较为复杂,运行和维护工作量也较大,需占用较大场地。应根据当地石灰石供应情况进行技术经济比较,并结合电厂人员状况和管理水平确定是否设置石灰石块破碎及制粉系统。

4.5 除灰渣系统

4.5.4 1 水灰比 1.5~3 为高浓度,4~6 为较高浓度。

4.6 水处理系统

4.6.1 1 对于反渗透工艺,提高水温有利于降低运行水耗,提高产水率,但温度过高会影响出水水质,并降低膜的运行寿命,因此,采用直流供水系统的电厂,一般冬季取冷却水系统排水,夏季取原水。采用循环供水系统的电厂,采用反渗透工艺时,循环水含盐量高,能耗高,且出水水质差,一般不推荐采用循环水作为水源。

5 造水比是成品淡水量和消耗蒸汽量的比值,表征蒸发装置的热效率。造水比决定了蒸发装置的级/效数、供应的蒸汽量和蒸汽压缩的效率,工程设计时应根据蒸汽价格、材料价格等因素确定造水比,设置合理的调节范围,可降低设备费用并提高设备效率。多级闪蒸的造水比宜为 4~12,低温多效的造水比宜为 6~15。多级闪蒸海水淡化装置的负荷变化范围宜为 80%~110%,低温多效海水淡化装置的负荷变化范围宜为 50%~110%。

4.6.2 4 反渗透后的一级除盐系统,如除碳器设置在反渗透后可将淡水箱和除碳器水箱合并设置,减少一级水泵升压。

4.6.3 1 中压系统是指串联在凝结水泵和低压加热器之间的凝结水精处理系统,凝结水精处理系统设计压力需与凝结水泵压力相适应。

4.6.4 1 循环冷却水系统的浓缩倍率应根据全厂的水量平衡确定,由可利用的排污水量来反算排污率从而确定浓缩倍率,选择合适的处理方案。循环冷却水系统浓缩倍数设计值一般在 5 倍以下

为宜,过高的浓缩倍数会造成循环水补充水处理能耗的提高;淡水循环冷却系统浓缩倍数设计值宜为 3 倍~5 倍,海水循环冷却系统宜为 1.5 倍~2 倍。

2 北方部分寒冷地区循环水中的有机物生长较少,电厂夏季定期向循环水中加入杀菌剂即可。

4.6.5 水处理系统采用联合布置,可以共用设备、降低输送距离从而节省能耗。

4.7 烟气脱硫系统

4.7.3 净烟气升温装置采用除尘器入口烟气加热烟气,使除尘器入口温度降低,能提高除尘器效率并有利于脱除 SO_3 ,可以降低脱硫入口的烟气温度减少烟气蒸发水量;可以提升排烟温度,提高烟气抬升高度和降低烟气的腐蚀性,并具有节能的效果。

目前国内净烟气升温装置有两种:①回转式烟气-烟气加热器,采用脱硫入口烟气加热烟气,换热系统比较简单,烟气泄漏率为 1%左右;②管式烟气-烟气换热器主要采用管式热媒水强制循环式加热器,借助热媒水介质循环吸热与加热的热交换器。

4.9 辅助和附属工艺

4.9.1 1、2 环境温度是指距离保温结构外表面 1m 处测得的空气温度。

4.9.1 3 “经济厚度法”是保温层厚度的一种计算方法,利用“经济厚度法”可使保温结构表面散热损失年费用和保温结构投资的年分摊费用之和为最小值。

4.9.2 燃油管道的伴热方式需要根据实际的汽源、电源供应情况、项目单位要求进行选择。

目前燃油系统国内采用蒸汽伴热的较多,国外有的重油系统在合同文件中明确要求采用电伴热,但实际运行时由于设备质量、管理水平等原因,电伴热存在较多的问题。

4.9.3 3 表 1 为各种压缩空气系统干燥器的特点。

表 1 压缩空气系统干燥器的特点

干燥器类型	冷冻式	吸附式	冷冻式与无热再生吸附式的组合	冷冻式与外加热吸附式的组合
适用条件	不能用在寒冷地区的室外用气和长距离管道输送(包括室外储气罐)的用气及工艺要求深度干燥的应用场合,环境温度不宜超过 35℃,安装的环境应干燥并通风良好,但不宜安装在室外	可用于压力露点温度要求在 0℃ 以下的场合	环境温度不宜超过 35℃,安装的环境应干燥并通风良好,但不宜安装在室外	环境温度不宜超过 35℃,安装的环境应干燥并通风良好,但不宜安装在室外
露点温度	不允许低于 2℃(实测露点在 5℃~15℃之间)	根据吸附剂和工艺选择的不同,可得到不同压力露点下的成品气,如 -20℃、-40℃、-70℃	根据吸附剂和工艺选择的不同,可得到不同压力露点下的成品气,如 -20℃、-40℃、-70℃	根据吸附剂和工艺选择的不同,可得到不同压力露点下的成品气,如 -20℃、-40℃、-70℃
初投资	较低	低	高	较高
运行费用	较低	低	高	较高

续表 1

干燥器类型	冷冻式	吸附式	冷冻式与无热再生吸附式的组合	冷冻式与外加热吸附式的组合
性能特点	进气温度每升高 5℃, 制冷效率下降 30%, 供气露点显著上升, 需要消耗一定电能和冷却水	无热再生对工作压力的下限要求不低于工作压力的 1/2, 需要利用 15% 的成品对再生塔的吸附剂吹扫再生; 微热再生利用电加热和 7% 的气体对再生塔的吸附剂吹扫再生; 有热再生式无消耗再生压缩空气, 但加热需要耗电较大	需要利用 15% 的成品对再生塔的吸附剂吹扫再生。其优点是结构简单, 维护方便。缺点是耗气量大, 能源品位高, 有效供气量小	需要利用 3%~5% 的成品对再生塔的吸附剂吹扫再生。其优点是工作周期较长, 露点稳定。缺点是耗气量大, 耗电能量大, 采购成本也高

从上表可见, 压缩空气干燥净化后处理系统的能耗越高, 气耗越低, 生产相同品质的成品气时, 干燥部分节能效果比较接近。但自耗气量小的压缩空气干燥净化选择较小容量的空压机, 可降低压缩空气系统电耗。

4 在相同耗气量和品质的条件下, 采用外加热再生吸附式组合的压缩空气干燥净化的自耗气量小, 可以选择小容量的空压机, 降低系统能耗。

4.10 热电联产

4.10.1 采用抽凝背供热汽轮机组和低真空供热汽轮机组可以扩

大供热能力,减少部分冷源损失。

抽凝背供热汽轮机组是在常规抽汽机组高中压部分与低压部分之间加装自动同步离合器、适当修改部分设计而形成,总体特点是抽汽量大,背压运行时几乎无冷源损失,发电效率高。

低真空供热汽轮机组在采暖期将热网循环水作为凝汽器的冷却水,通过提高热电机组的背压,提高凝汽器出口热网循环水温度,再经热网加热器加热对外供热。

4.10.2 背压供热汽轮机组的应用前提是工业热负荷稳定,且机组运行在60%负荷以上。例如,背压机拖动引风机后的背压排汽可以作为工业热负荷,可满足引风机所需的动力,避免能源浪费。

4.10.3 热电冷三联供系统可使热电厂在夏季以热电联产方式运行,消减电网的尖峰电负荷。

4.10.4 2 对于采用热泵技术回收循环冷却水余热的热电厂,供热热网回水温度在 $50^{\circ}\text{C}\sim 60^{\circ}\text{C}$ 范围内为佳,温度越低,热泵机组的效率越高,当供热热网回水温度高于 60°C 时,热泵机组的效率降低。

4.10.5 1 热网循环水泵是热电联产系统中最大的耗能设备,可根据工程具体特点,采用变频调速或液力耦合器调速。

4.11 燃气-蒸汽联合循环

4.11.2 2 如不及时对燃气轮机进气系统吹扫清洗,将使进气压力损失增加,从而引起压气机消耗功率增加,导致机组出力降低;同时,进口压力降低会使空气比容增加,空气流量减少,也导致机组出力降低。因此,燃气轮机进气系统宜装设反冲清吹装置。

4.11.3 2 根据国际标准《燃气轮机采购附件1:用于联合循环设备采购的基本信息》ISO 3977:1995的规定,余热锅炉出口高压蒸汽温度与燃气轮机排气温度差为 25°C 。大量计算表明,余热锅炉出口高压蒸汽温度与燃气轮机排气温度差选择在 $30^{\circ}\text{C}\sim 60^{\circ}\text{C}$ 范围内,是比较合适的。另有研究认为,中压蒸汽和低压蒸汽的温

度比它们各自过热器上游的烟气温度低 11°C 左右较为合适。

3 余热锅炉及烟道的阻力数据引自国际标准《燃气轮机采购附件 1:用于联合循环设备采购的基本信息》ISO 3977:1995 中的有关规定。

4 整体式除氧器是表面式换热器(低压蒸发器)和混合式加热器(除氧器和水箱)的组合,它不仅具有除氧贮水功能,还有余热锅炉低压汽包的汽水分离功能。这种整体式除氧器具有“自生蒸汽”的不可调节性,但具有自平衡性,可以保证除氧效果。整体式除氧器降低了余热锅炉的排烟温度;不再需要从汽轮机抽汽,增大了汽轮机的出力;除氧给水系统与锅炉一体化,水箱兼作低压汽包,不需设置低压给水泵,可降低总体投资,布置更紧凑。

4.11.4 1 与常规火电机组“炉跟机”的设计准则不同,无补燃的燃气-蒸汽联合循环机组的设计准则是“机跟炉”。汽轮机的进汽流量、压力和温度取决于余热锅炉,汽轮机应采用滑参数运行。

4.11.5 2 燃气-蒸汽联合循环机组一般设置 100% 容量的汽轮机旁路,当汽轮机旁路投运时需要的减温水量较大,选择凝结水泵时如将该水量计入,则机组长期正常运行时凝结水泵处于部分负荷,泵组效率降低,经济性差,故汽轮机旁路减温水宜考虑采用备用泵投入并联运行解决。

4.11.7 燃气轮机联合循环机组与常规火电机组相比,具有启动和升降负荷快的特点,为保证机组在启动或故障条件下的安全经济合理运行,蒸汽管道疏水应采用疏水罐方式。

1 疏水罐内蒸汽过热度通常为 10°C 。

4.11.8 闭式循环冷却水系统正常运行时,除盐水经两台闭式循环冷却水泵(一运一备)升压后,向各辅助设备提供冷却水,冷却水量为整个机组配套辅机所需最大水量;停机过夜盘车运行时,可开启停机冷却水泵,停运闭式循环冷却水泵,停机冷却水泵的流量为润滑油冷却器、控制油冷却器(若为水冷)及空压机等夜间盘车运行辅助设备所需冷却水量,一台停机冷却水泵和两台闭式循环冷

却水泵并联布置。

开式循环冷却水系统正常运行时,冷却水来自循环水系统,通过水热换热器为闭式循环冷却水系统提供冷却水;停机过夜盘车运行时,可开启辅助循环水泵,停运循环水泵,一台辅助循环水泵和循环水泵并联布置。

4.11.9 利用膨胀机技术可回收压力能,减小噪声污染,实现对压力能的梯级综合利用。进入厂区的气源压力与大型燃机前置模块天然气入口参数要求有一定差值。如果压差比较稳定,并且技术经济对比合理,可利用膨胀机回收压力能发电和制冷。

4.11.10 与采用水浴式加热炉相比,直接采用凝汽器循环水回水加热天然气可节省水浴式加热炉自身消耗的天然气。

5 电气与仪控

5.1 一般规定

5.1.4 2 常见的节能型电器元件如低压永磁式交流接触器等。

5.1.5 “有条件的电厂”是指结合工程具体情况,即工程气象条件、光照、工程总体要求及投资等条件。辅助系统包括厂区道路照明、航空障碍灯、灰场、厂外水源地等。

5.2 电气设备及系统

5.2.3 合理选择变压器负载,可使变压器运行在经济运行区内,降低变压器的电能损耗。

5.2.7 高效电动机选型的技术要求可参见财政部、国家发展改革委《关于印发〈节能产品惠民工程高效电机推广实施细则〉的通知》(财建〔2010〕232号)的附件:节能产品惠民工程高效电机推广实施细则。

5.2.9 需采用变频调速的辅机电动机一般由工艺专业确定。目前,火力发电厂常见的变频调速方式如下:

(1)凝结水泵普遍采用变频器;

(2)600MW级机组的锅炉三大风机一般选用轴流风机,由于轴流风机的效率较高,高效率区域较宽,一般不采用变频器,少数工程采用静叶可调轴流式的引风机配置了变频器;

(3)600MW级及以上火电机组,锅炉送风机、一次风机一般均采用动叶可调轴流风机;

(4)600MW级及以上火电机组的锅炉引风机可采用动叶可调轴流风机(简称“动调风机”)或静叶可调轴流风机(简称“静调风机”)。

静调风机相对动调风机而言,在机组满负荷时,两者的效率相

差不大,随着机组负荷的降低,动调风机效率下降值较小,静调风机效率将明显低于动调风机,因此,动调风机不宜设置变频调速装置。

工艺系统的主要设备负载特性见表 2。

表 2 主要工艺设备负载特性表

专业	主要设备	负载特性	变频调速方式
热机	凝结水泵及三大风机	风机、泵类负载	通过调速方式调节减少风量、流量,不应使负载超工频运行
水工	循环水泵、生活给水泵、补给水泵、复用水泵	风机、泵类负载	
	直接空冷系统风机	风机、泵类负载	
运煤	叶轮给煤机、振动给煤机	恒转矩负载	任何转速下转矩保持恒定或基本恒定。在低速下转矩足够大,并有足够的过载能力
除灰	刮板捞渣机、干式排渣机	恒转矩负载	
	渣浆泵	风机、泵类负载	
化水	超滤系统给水泵、反渗透高压泵、加药装置计量泵及除盐水泵	风机、泵类负载	通过调速方式调节减少风量、流量,不应使负载超工频运行

5.2.10 双速电动机调速方法结构简单,属于有级调速,只适用于鼠笼式电动机。发电厂循环冷却水泵电动机适于采用双速电动机。

5.2.11 静电除尘器采用间歇脉冲供电技术和智能控制策略,可以实现节能。

5.3 照明系统

5.3.1 装设分级补偿的有载自动调压器或照明变压器采用有载调压开关可以提高照明电源质量、改善运行条件、延长灯具寿命、节能,使照明母线的电压自动调整在 380/220V 的 100%~105%

范围内。智能照明控制系统不仅能实现灯光系统的调控,还可以依据实际需要预设照明场景,并针对时段、场所属性、室内外照度等因素对灯光进行自动或远程可视化遥控操作,从而有效地节省电能开销、改善工作环境。

5.3.2 本条是选择光源的原则。根据“中国逐步淘汰白炽灯路线图”,2014年10月1日起禁止进口和销售60W及以上普通照明白炽灯,小功率的白炽灯已不能满足一般照明的要求。LED的使用范围可参考现行行业标准《发电厂和变电站照明设计技术规定》DL/T 5390。

5.3.3 本条是选择镇流器的一般原则。

1 采用电子镇流器,使灯管在高频条件下工作,可提高灯管光效和降低镇流器的自身功耗,有利于节能,并且发光稳定,消除了频闪和噪声,有利于提高灯管的寿命,目前我国的自镇流荧光灯大部分采用电子镇流器。

2 T8直管形荧光灯配电子镇流器或节能型电感镇流器,不应配用功耗大的传统电感镇流器,以提高功效;T5直管形荧光灯(>14W)应采用电子镇流器,因为电感镇流器不能可靠起动T5灯管。

3 当采用高压钠灯和金属卤化物灯时,宜配用节能型电感镇流器,它比普通电感镇流器节能;这类光源的电子镇流器尚不够稳定,暂不宜普遍推广应用,对于功率较小的高压钠灯和金属卤化物灯,可配用电子镇流器,目前市场上有这种产品。在电压偏差大的场所,采用高压钠灯和金属卤化物灯时,为了节能和保持光输出稳定,延长光源寿命,宜配用恒功率镇流器。

5.3.4 气体放电灯配电感镇流器时,功率因数一般为0.4~0.5。采用在灯内补偿的方式可降低照明线路损耗。

5.4 仪表与控制

5.4.1 本条是针对现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》

GB 50660 中关于应设置反映主设备及工艺系统经济运行参数的检测仪表,及根据仪表用途、形式和重要性选择仪表准确度等有关条款提出的具体要求。本条的目的是将传统机组性能试验所需测点及仪表尽可能按性能考核试验标准要求设置检测仪表,并远传送入分散控制系统用于机组在线性能计算功能,以进一步提高其计算指标的准确度。机组性能试验相关标准参见现行国家标准《电站锅炉性能试验规程》GB 10184,《汽轮机热力性能试验验收规程》GB 8117 等。

1 对性能试验要求预留的测点位置已经布置有传统用于系统或设备运行参数检测或控制功能的测点,满足性能试验精度要求时无须重复设置。对于新设置或提高精度要求的测量仪表的检定、校准及维修等,此处未考虑电厂热工自动化实验室计量仪器及设备配置相关要求。

2 外界流量是指机组或汽轮机性能试验时要求隔离或未能隔离时应予以确定的进出系统的流量。机组正常运行时只有启动过程等相关部分的外界流量可实现长时间的隔离。确定未能隔离的外界流量用于提高机组在线性能计算指标的准确性。

3 例如目前锅炉反平衡效率计算需要离线输入数据包括入炉燃料发热量、工业分析和元素分析,飞灰及炉渣可燃物含量,烟气成分等。

5.4.4 1 机组投入运行后,设备或系统性能偏离设计值时需经过局部或整体优化试验来重新整定相关参数的设定值或曲线,包括一次风量、一次风压、风箱炉膛差压、二次风量、总风量、氧量、气温、气压及主蒸汽定压-滑压曲线等。

2 在系统经历外部扰动、工况调整等干扰时,采用先进控制策略及算法缩短机组参数的动态过渡时间,可实现系统热力学意义上的节能。

4 随着对锅炉运行经济性、环保指标等要求的进一步提高,燃煤锅炉需通过配备先进检测系统来实现锅炉运行过程燃烧优化

及监控。例如：对于燃用煤质变化大的锅炉设置炉内燃煤的在线检测功能，并进一步构建燃烧优化控制系统；例如：对于燃用易结焦、结灰燃料的锅炉设置炉膛烟温检测功能等。

5.5 信 息

5.5.3 2 可减少服务器数量、降低信息中心机房的能耗。

6 水工工艺系统

6.1 一般规定

6.1.3 选用阻力系数较小的管材和管件可降低管道阻力。

6.2 湿冷系统

6.2.6 选用热力、阻力性能优良的淋水填料和技术先进的喷溅装置可提高冷却效率。

6.3 直接空冷系统

6.3.3、6.3.4 两个试验均与节能相关。

6.3.6 空冷凝汽器清洗设备可减少污垢,提高传热效率。

7 建筑与供暖通风空调

7.1 一般规定

7.1.2 火电厂的厂前区建筑包括办公楼、食堂、浴室、招待所、警卫传达室等附属建筑,使用性质属于民用建筑中的公共建筑,主朝向宜采用本地区建筑的最佳朝向或适宜的朝向,尽量避免东西向日晒。

7.1.3 厂区用地内的绿化设计应考虑地方气候和土壤条件等,合理选择绿化物种,可采用屋顶绿化和墙面垂直绿化等方式,利于吸尘降噪,改善屋顶和墙壁的保温隔热效果,同时节约用地。

7.1.5 火电厂建筑按使用性质划分为工业建筑和民用建筑,民用建筑分为居住建筑和公共建筑。主厂房、集中控制楼等生产建筑,空压机房、检修间等辅助建筑以及材料库等附属建筑属于工业建筑;办公楼、食堂、浴室、招待所和值班宿舍等附属建筑属于民用建筑,分别是公共建筑和居住建筑。针对不同气候分区的特点,火电厂建筑根据其不同使用性质、功能特征、室内环境要求、暖通空调能耗等因素,按照不同节能设计原则和要求进行节能设计。

1 汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉房等主厂房建筑空间高大,热压作用明显;碎煤机室、运煤转运站、运煤栈桥等运煤建筑架空面积大。在严寒和寒冷地区,上述建筑供暖能耗大,应采取提高围护结构保温隔热性能和气密性等措施,降低传热系数,减少冷风渗透。

2 集中控制楼、继电器楼、运煤综合楼、除尘电控楼、脱硫控制楼等生产建筑,有供暖、通风与空调要求,与公共建筑不同的是上述建筑系生产建筑,有的设备房间设备散热量较大,对空调和供暖设备的负荷、配置有较大的影响,其节能效率不能简单地以公共

建筑的节能率来判别。但室内对工作环境要求和公共建筑基本一致,其围护结构采取保温隔热措施是有必要的,建筑围护结构热工设计宜按现行国家标准《公共建筑节能设计标准》GB 50189 执行。

3 火电厂的办公楼、食堂、浴室、招待所、警卫传达室等附属建筑的使用性质为公共建筑,应执行现行国家标准《公共建筑节能设计标准》GB 50189 或地方标准的规定。

4 火电厂的值班宿舍等附属建筑的使用性质为居住建筑,应执行现行行业标准《严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准》JGJ 26、《夏热冬冷地区居住建筑节能设计标准》JGJ 134 和《夏热冬暖地区居住建筑节能设计标准》JGJ 75 或地方标准的规定。

5 泵房、启动锅炉房、化学水处理车间、海水淡化车间、屋内配电装置室、供(制)氢站、空压机房、检修间、材料库等其他建筑有供暖要求,围护结构可选用节能材料,采取保温隔热措施。

7.1.7 本规范附录 C 的数据引自现行行业标准《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》DL 5035 的规定。

7.2 建筑围护结构

7.2.2 与现场复合金属墙板相比,工厂复合金属墙板外保温系统的墙体与檩条之间没有热桥,可以避免围护系统产生结霜现象,具有整体保温效果好、施工安装周期短、质量易保证等优势。

7.2.4 有条件时,可采用自然采光和自然通风相结合的方式,例如,选用采光型屋顶通风器等兼采光和自然排风功能的设备。

7.2.8 对于严寒和寒冷地区,建筑外门窗框与墙体、屋面连接处的缝隙,金属板围护系统与其他不同材料连接处缝隙,墙体孔洞,以及门窗缝隙、金属板材料的搭接缝隙等薄弱部位,引起室外冷空气渗透入室内,对室内环境产生影响。这些部位的构造节点若设计不合理,特别是出现施工质量问题,将加大冷风渗透的影响,增加室内采暖负荷,从而增大建筑总能耗。严寒和寒冷地区的主厂房等建筑空间高大,热压、风压作用明显,冷风渗透能耗占比大,对

建筑总能耗的影响尤为明显。

因此,应加强建筑围护结构连接处缝隙、各种墙体孔洞的封堵、孔洞等构造节点的密闭处理。例如:外门和外窗与墙体、屋面连接缝隙处应采取良好的密封措施,玻璃四周采用弹性好且耐久的密封条或密封胶密封;金属板围护系统注意解决与其他不同材料连接和板缝搭接的收边、封闭;加强各种墙体孔洞的封堵,保证密闭性。

7.3 供暖通风空调

7.3.2 回收用汽设备产生的凝结水,既节能也节水。凝结水回收系统采用闭式系统,可防止凝结水产生汽化造成能量和水的损耗。

7.3.3 对于严寒和寒冷地区,由于采暖期长,采用热水集中供暖系统更为节能和经济。

7.3.7 过渡季节利用室外新风直接供冷可减少制冷系统供冷负荷和运行时间,节能效果显著。

7.3.8 我国的干燥地区包括新疆、青海、甘肃、宁夏、内蒙古等省区。

7.3.9 4 设置焓值控制装置对于空调系统全年运行过程中的节能具有重要作用。过渡季节空调系统增大新风量或全新风运行,可有效改善空调区内空气品质,节省空气处理所需能耗。

5 溴化锂吸收式制冷机组包括热水型、蒸汽型、烟气型、直燃型等类型。

7.3.10 水冷式冷水机组的 COP 值高于风冷机组,节能效果显著。在冬季或过渡季节,可以利用冷却塔直接供冷,向一些无法引入室外新风、仍需供冷的电气房间提供冷水,冬季无须制冷机运行,达到节能运行的目的。

S/N:1580242·818



9 158024 281804



统一书号: 1580242·818

定 价: 17.00 元