

ICS 27.100

P60

备案号: J2546—2018

DL

中华人民共和国电力行业标准

P

DL/T 5547—2018

核电厂汽轮发电机组系统 及布置设计规范

Code for design of steam turbine-generator systems and
arrangement for nuclear powerplant

2018-06-06发布

2018-10-01实施

国家能源局发布

中华人民共和国电力行业标准

核电厂汽轮发电机组系统
及布置设计规范

Code for design of steam turbine-generator systems and
arrangement for nuclear power plant

DL/T 5547—2018

主编部门：电力规划设计总院

批准部门：国家能源局

施行日期：2018年10月1日

中国计划出版社

2018 北 京

国家能源局 公告

2018年第8号

依据《国家能源局关于印发〈能源领域行业标准化管理办法(试行)〉及实施细则的通知》(国能局科技〔2009〕52号)有关规定,经审查,国家能源局批准《煤层气定向井井身质量控制要求》等87项行业标准,其中能源标准(NB)47项、电力标准(DL)40项,现予以发布。

附件:行业标准目录

国家能源局
2018年6月6日

附件:

行业标准目录

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	出版机构	批准日期	实施日期
**							
	DL/T 5547—2018	核电厂汽轮发电机组系统及布置设计规范			中国计划出版社	2018-06-06	2018-10-01

前 言

根据《国家能源局关于下达2014年第一批能源领域行业标准制(修)订计划的通知》(国能科技(2014)298号)的要求,规范编制组经广泛调查研究,总结了国内已建和在建各种堆型的核电厂设计和运行经验,参考有关国际标准和国外先进标准,并在广泛征求意见的基础上,制定本规范。

本规范主要技术内容有:总则,术语和缩略语,基本规定,汽轮机本体系统及设备,发电机本体系统及设备,汽水系统,汽轮发电机组厂房布置。

本规范由国家能源局负责管理,由电力规划设计总院提出,由能源行业发电设计标准化技术委员会负责日常管理,由中国电力工程顾问集团华东电力设计院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,请寄送电力规划设计标准化管理中心(地址:北京市西城区安德路65号,邮政编码:100120,邮箱: bz-zhongxin@eppei.com)。

本规范主编单位、参编单位和主要起草人、主要审查人:

主编单位: 中国电力工程顾问集团华东电力设计院有限公司

参编单位: 中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司
国核电力规划设计研究院有限公司

主要起草人: 吴健 徐敬华 黄家运 兰花 孙丰
陈宝 胡海彬 李晓滢 刘向明 王颖
席学章 曾海波

主要审查人: 任德刚 裴育峰 李淑芳 杨晓杰 施海云
薛跃鹏 卢婉珍 刘军良 杨勇 王学华
石英 刘永峰 张明兴 冷文达 金王贵

目 次

1	总 则	(1)
2	术语和缩略语	(2)
2.1	术语	(2)
2.2	缩略语	(2)
3	基本规定	(4)
3.1	机组工况	(4)
3.2	汽轮发电机组选型	(5)
3.3	堆一机一电容量匹配	(6)
3.4	常规岛对核岛要求的响应	(7)
4	汽轮机本体系统及设备	(8)
4.1	汽水分离再热器系统	(8)
4.2	汽轮机轴封蒸汽系统	(10)
4.3	汽轮机润滑油系统	(11)
4.4	汽轮机控制油系统	(12)
4.5	汽轮机本体疏水系统	(12)
5	发电机本体系统及设备	(14)
5.1	发电机密封油系统	(14)
5.2	发电机定子冷却水系统	(14)
5.3	发电机气体系统	(15)
6	汽水系统	(16)
6.1	主蒸汽及汽轮机旁路系统	(16)
6.2	给水系统	(17)
6.3	启动给水系统	(20)
6.4	凝结水系统	(22)

6.5	汽轮机抽气系统	(24)
6.6	加热器疏水排气系统	(25)
6.7	辅助蒸汽系统	(29)
6.8	凝汽器抽真空系统	(30)
6.9	厂房内循环水系统	(31)
6.10	设备冷却水系统	(31)
6.11	凝汽器胶球清洗系统	(33)
6.12	主厂房内排水系统	(34)
6.13	停机保养系统	(35)
7	汽轮发电机组厂房布置	(36)
7.1	总体布置要求	(36)
7.2	设备布置	(37)
7.3	管道布置	(39)
7.4	设备维护及检修起吊	(42)
	本规范用词说明	(45)
	引用标准名录	(46)
	附：条文说明	(47)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms and abbreviations	(2)
2.1	Terms	(2)
2.2	Abbreviations	(2)
3	Basic requirements	(4)
3.1	Operating condition of unit	(4)
3.2	Selection of steam turbine-generator unit	(5)
3.3	Capability matching of reactor , steam turbine and generator	(6)
3.4	Responses from CI to NI's requirements	(7)
4	Systems and equipment of steam turbine	(8)
4.1	Moisture separator and reheater system	(8)
4.2	Turbine gland steam system	(10)
4.3	Turbine and generator lubrication oil system	(11)
4.4	Electric hydraulic fluid system	(12)
4.5	Turbine drain system	(12)
5	Systems and equipment of generator	(14)
5.1	Generator seal oil system	(14)
5.2	Generator cooling water system	(14)
5.3	Generator gas system	(15)
6	Steam & water systems	(16)
6.1	Main steam and turbine bypass system	(16)
6.2	Feedwater system	(17)
6.3	Start -up feedwater system	(20)

6.4	Condensate system	(22)
6.5	Turbine extraction steam system	(24)
6.6	Heater drain and vent system	(25)
6.7	Auxiliary steam system	(29)
6.8	Condenser air removal system	(30)
6.9	Circulating water system in steam turbine-generator house	(31)
6.10	Equipment cooling water system	(31)
6.11	Condenser tube cleaning system	(33)
6.12	Drainage system in steam turbine-generator house	(34)
6.13	Outage maintenance system	(35)
7	Arrangement for steam turbine-generator house	(36)
7.1	General requirements	(36)
7.2	Arrangement requirements for equipment	(37)
7.3	Arrangement requirements for piping	(39)
7.4	Maintenance and repair facilities	(42)
	Explanation of wording in this code	(45)
	List of quoted standards	(46)
	Addition : Explanation of provisions	(47)

1 总 则

1.0.1 为在核电厂汽轮发电机组系统及布置设计中贯彻国家技术经济政策，做到安全可靠、技术先进、经济合理和环保节能，制定本规范。

1.0.2 本规范适用于单机容量300MWe等级及以上新建和扩建压水堆核电厂的汽轮发电机组系统及布置设计。

1.0.3 核电厂汽轮发电机组系统及布置设计应遵循安全可靠和经济合理的原则，宜采用成熟可靠的设备和经实践验证的先进技术。

1.0.4 核电厂汽轮发电机组系统及设备的设计寿命应与核岛相匹配。

1.0.5 本规范中的设计压力均为表压，工作压力均为绝对压力。

1.0.6 核电厂汽轮发电机组系统及布置的设计除应符合本规范的规定外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术语和缩略语

2.1 术 语

2.1.1 汽轮发电机组厂房 steam turbine-generator house

由汽机房、除氧间和第一跨(如有)组成的汽轮发电机组厂房,简称主厂房。

2.1.2 第一跨 the first bay

AP1000和CAP 系列堆型核电工程根据核岛要求为核岛相关系统的设备和管道集中布置而设置的与汽机房相连的一跨,简称第一跨。

2.1.3 全速机组 full speed unit

在50Hz的电网频率下正常运行时的转速为3000r/min的汽轮发电机组;在60Hz 电网频率下转速为3600r/min 的汽轮发电机组。

2.1.4 半速机组 half speed unit

在50Hz的电网频率下正常运行时的转速为1500r/min 的汽轮发电机组;在60Hz电网频率下转速为1800r/min 的汽轮发电机组。

2.1.5 热工设计流量 thermal design flowrate

用于反应堆堆芯及蒸汽发生器热工性能等总体性能设计,确定电站额定参数的流量。

2.1.6 给水消耗量 feedwater consumption

机组在TMCR 工况时核岛蒸汽发生器的供汽量与其正常排污量之和。

2.2 缩 略 语

NI(Nuclear island) 核岛

CI(Conventional island)	常规岛
TMCR(Turbine maximum continuous rating)	汽轮机最大连续功率，也称汽轮机额定功率
VWO(Valve wide open rating)	汽轮机阀门全开功率
SCR(Summer continuous rating)	汽轮机夏季连续功率
WCR(Winter continuous rating)	汽轮机冬季连续功率
MSR(Moisture separator reheater)	汽水分离再热器
FAC(Flow-accelerated corrosion)	流动加速腐蚀
MWe(Megawatt electrical)	电功率的单位，兆瓦

3 基本规定

3.1 机组工况

3.1.1 核电汽轮发电机组的工况应包括额定工况、夏季连续工况、冬季连续工况和阀门全开工况等。

3.1.2 汽轮发电机组额定工况的主蒸汽参数和流量应与核岛热工设计流量相匹配。

3.1.3 在额定工况(TMCR) 下汽轮发电机组发出的功率为机组额定功率或铭牌功率, TMCR 工况应符合下列规定:

1 汽轮机主汽门入口的主蒸汽压力、湿度和流量应为额定值;

2 汽轮机的背压应根据冷却水设计温度确定;

3 蒸汽发生器零排污, 凝汽器补水率应为0%;

4 回热系统应正常投入, 厂用辅助蒸汽用量应为零;

5 发电机的功率因数、氢压和冷却水温度应为额定值。

3.1.4 夏季连续工况(SCR) 应符合下列规定:

1 汽轮机主汽门入口的主蒸汽压力、湿度和流量应为额定值;

2 汽轮机背压应根据10%的夏季日平均水温确定;

3 蒸汽发生器零排污, 凝汽器补水率应为0%;

4 回热系统应正常投入, 厂用辅助蒸汽用量应为零;

5 发电机的功率因数和氢压应为额定值。

3.1.5 冬季连续工况(WCR) 应符合下列规定:

1 汽轮机主汽门入口的主蒸汽压力、湿度和流量应为额定值;

2 汽轮机背压应根据10%的冬季日平均水温确定, 且汽轮

机背压不应低于阻塞背压；

- 3 蒸汽发生器零排污，凝汽器补水率应为0%；
- 4 回热系统应正常投入，厂用辅助蒸汽用量应为零；
- 5 发电机的功率因数和氢压应为额定值。

3.1.6 阀门全开工况(VWO)应符合下列规定：

- 1 汽轮机主汽门入口的主蒸汽压力和湿度应为额定值，主蒸汽流量宜为额定工况主蒸汽流量的1.03倍；
- 2 其他条件应符合本规范第3.1.3条第2款～第5款的规定。

3.2 汽轮发电机组选型

3.2.1 汽轮发电机组设备应包括汽轮机、发电机及励磁设备、汽水分离再热器、凝汽器及喉部低压加热器。

3.2.2 汽轮发电机组设备及其系统的设计应满足核岛对启停次数、负荷变化率和寿命等方面的要求。

3.2.3 汽轮发电机组应满足核蒸汽供应系统瞬变能力的要求。

3.2.4 汽轮发电机组设备及其系统应具备调峰能力。

3.2.5 在50Hz的电网频率下，汽轮发电机组应能在48.5Hz~50.5Hz频率范围内保持长期安全连续运行。

3.2.6 汽轮发电机组设备的出力和性能应在TMCR工况下考核。

3.2.7 发电容量为600MWe等级以上的汽轮发电机组宜采用半速机组，发电容量为600MWe等级及以下的汽轮发电机组宜采用全速机组。

3.2.8 汽轮机的背压和凝汽器面积应根据循环水供水方式、冷却水温度，并结合汽轮机特性优化确定。

3.2.9 凝汽器的热力性能应与汽轮机TMCR工况相匹配，并应满足汽轮机旁路蒸汽排放容量要求。

3.2.10 凝汽器的设计应符合下列规定：

1 凝汽器热井的有效贮水量不应低于汽轮机在TMCR 工况运行时5min的凝结水量；

2 在正常运行工况，凝汽器热井出口的凝结水含氧量不应大于 $20\ \mu\text{g/L}$ ，凝汽器出口凝结水的过冷度不应大于 0.5°C ；

3 凝汽器的堵管率不应小于5%；

4 凝汽器应设置相应的疏水扩容设施；

5 凝汽器管板与管束材料的选择应符合现行行业标准《发电厂凝汽器及辅机冷却器管选材导则》DL/T 712的规定。

3.2.11 每台汽轮机宜设置2台汽水分离再热器，汽水分离再热器的容量和热力性能应与汽轮机相匹配，且应满足汽轮机在正常工况和瞬态工况下的运行要求。每台汽水分离再热器应设置独立的疏水系统。

3.2.12 汽水分离再热器宜设置一级汽水分离器和两级蒸汽再热器。第一级再热器、第二级再热器的换热面积计算宜按TMCR 工况为设计工况，且管束堵管率不应小于5%。

3.2.13 汽水分离器的出口蒸汽干度不应小于99.5%。

3.2.14 汽水分离再热器和疏水箱的设计应符合现行国家标准《压力容器第3部分：设计》GB 150.3、《热交换器》GB/T 151和《核电厂常规岛设备汽水分离再热器规范》GB/T 34117 的相关规定。

3.3 堆—机—电容量匹配

3.3.1 核电厂堆—机—电容量的匹配应遵循常规岛匹配核岛的原则。

3.3.2 汽轮发电机组的额定工况应与核岛热工设计流量(TDF) 工况相匹配。

3.3.3 发电机的额定容量应与汽轮机的额定功率相匹配，发电机的最大连续容量应与汽轮机冬季连续工况下的出力相匹配。

3.4 常规岛对核岛要求的响应

- 3.4.1 汽轮机旁路系统的容量应按核岛要求设计。
- 3.4.2 汽轮机旁路阀的数量、分组、单阀的最小排放量和最大排放量以及动作时间应满足核岛要求。
- 3.4.3 主给水泵的容量、台数宜按核岛要求设置。
- 3.4.4 NI/CI 设计接口处的给水压力、温度和水质应满足核岛要求。
- 3.4.5 启动给水泵的容量和台数应按核岛要求设置。
- 3.4.6 在二回路汽水系统中不得使用以铅、砷、铋、硫或汞作为合金成分的材料，并不得使用铜和铜基合金材料。
- 3.4.7 根据核岛保护要求，主蒸汽、主给水管道的破口分析和防甩装置设计可按现行行业标准《轻水堆核电厂假想管道破损事故防护设计准则》EJ/T335 的规定执行。

4 汽轮机本体系统及设备

4.1 汽水分离再热器系统

4.1.1 汽水分离再热器系统的设计范围应包括以下部分：

- 1 MSR 加热蒸汽系统；
- 2 MSR疏水系统；
- 3 **MSR扫汽系统；**
- 4 MSR 超压保护系统；
- 5 汽轮机再热蒸汽系统。

4.1.2 MSR第一级再热器的加热蒸汽宜采用汽轮机抽气，系统设计参数应按本规范第6.5.2条和第6.5.3条的规定选取。

4.1.3 MSR第二级再热器的加热蒸汽宜采用主蒸汽，系统设计参数应与主蒸汽系统设计参数相同。

4.1.4 当 MSR 第二级再热蒸汽管道需要承担主蒸汽冗余隔离功能时，应根据核岛要求在管线上设置快速隔离阀门。

4.1.5 MSR疏水系统应设置正常疏水和紧急疏水。分离器疏水箱的正常疏水宜经疏水泵疏至除氧器；再热器疏水箱的正常疏水宜疏至相应的高压加热器；当正常疏水不可用时，应通过紧急疏水快速排放至凝汽器或其他接收设备。

4.1.6 MSR 疏水系统应能保证疏水自流到分离器疏水箱和再热器疏水箱。

4.1.7 疏水箱宜采用卧式圆筒形，每台疏水箱的有效贮水量不应小于汽轮机在TMCR 工况运行时30s的疏水量。

4.1.8 每台汽水分离再热器宜设置1台分离器疏水箱、1台第一级再热器疏水箱和1台第二级再热器疏水箱。

4.1.9 每台分离器疏水箱宜设置2台100%容量疏水泵，每台疏

水泵的流量不应小于汽轮机在TMCR 工况运行时每台分离器疏水量的110%。

4.1.10 每台分离器疏水泵的最大扬程不应小于下列各项之和：

1 分离器疏水箱正常水位与进入除氧器的疏水管道最高中心线之间的水柱静压差；

2 从分离器疏水箱出口到除氧器疏水入口之间的管道介质流动阻力，并另加20%裕量；计算阻力时，流量应按TMCR 工况下疏水量计算；

3 TMCR 工况下除氧器的工作压力；

4 分离器疏水箱TMCR 工况下工作压力，取负值。

4.1.11 MSR 扫汽系统应保证有足够的吹扫蒸汽，吹扫蒸汽量宜为加热蒸汽量的1%~3%。

4.1.12 汽水分离再热器应设置超压泄放装置。泄放装置的泄放量应按照现行国家标准《压力容器 第1部分：通用要求》GB 150.1的规定进行计算。

4.1.13 汽轮机再热蒸汽系统应包括高压缸排汽出口至MSR 进口的低温再热蒸汽管道和 MSR 出口至低/中压缸进口的高温再热蒸汽管道。

4.1.14 汽轮机再热蒸汽管道的设计参数应按现行国家标准《核电厂常规岛设备汽水分离再热器规范》GB/T 34117的规定选取。

4.1.15 MSR 系统的管道介质流速宜符合表4.1.15的规定。

表4.1.15 管内介质流速范围

管道名称	流速范围(m/s)
第一级再热器加热蒸汽管道	30~50
第二级再热器加热蒸汽管道	40~55
低温再热蒸汽管道	30~55
高温再热蒸汽管道	50~65
疏水箱入口疏水管道	0.5~1.0
疏水泵入口侧管道	0.5~1.0

续表4.1.15

管道名称	流速范围(m/s)
疏水泵出口侧管道	1.5~3.0
疏水调节阀入口侧管道	0.8~2.0
疏水调节阀出口侧管道	20~100

4.1.16 第一级再热器加热蒸汽管道宜采用与抽气管道相同的管道材料，第二级再热器加热蒸汽管道宜采用与主蒸汽管道相同的管道材料。

4.1.17 低温再热蒸汽管道宜采用低合金钢或不锈钢，高温再热蒸汽管道宜采用优质碳素钢。

4.1.18 疏水调节阀入口侧管道宜选用控铬的优质碳素钢或低合金钢，疏水调节阀出口侧管道宜选用低合金钢或不锈钢。

4.2 汽轮机轴封蒸汽系统

4.2.1 轴封蒸汽系统的设计范围应包括以下部分：

- 1 汽轮机轴封供汽系统；
- 2 轴封及门杆漏汽系统；
- 3 轴封蒸汽溢流系统(如有)。

4.2.2 轴封供汽应有主蒸汽和辅助蒸汽两个汽源。在辅助蒸汽品质不能满足汽轮机要求时，轴封系统应由主蒸汽供汽。

4.2.3 轴封蒸汽管道的设计参数应按下列原则选取：

1 轴封蒸汽调节阀上游供汽管道的设计参数应与所连接汽源管道的设计参数相同；

2 轴封蒸汽调节阀下游供汽管道、轴封及门杆漏汽管道、溢流管道的设计参数应按汽轮机制造厂要求的参数选取。

4.2.4 轴封及门杆漏汽系统宜设1台轴封蒸汽冷却器及2台100%容量的电动排气风机。

4.2.5 轴封蒸汽溢流可引入低压加热器或凝汽器。

4.2.6 轴封蒸汽冷却器的疏水应排至凝汽器。

4.2.7 轴封蒸汽系统管道疏水设计应符合现行行业标准《核电厂汽轮机防进水导则》NB/T 25039 的要求。

4.2.8 轴封供汽母管应设置超压泄放装置。

4.2.9 轴封蒸汽系统管道材料应符合下列要求：

1 轴封蒸汽调节阀上游供汽管道宜与所连接供汽管道的材质相同；

2 轴封蒸汽调节阀下游供汽管道、轴封及门杆漏汽管道、溢流管道等宜采用碳钢材料；

3 介质为湿蒸汽的管道宜采用不锈钢材料。

4.3 汽轮机润滑油系统

4.3.1 汽轮机润滑油系统应包含润滑油箱、滤网、主油泵、交流及直流油泵、排烟风机、冷油器和油净化装置等。

4.3.2 润滑油系统应设置1台润滑油箱，其容量应满足当全厂失电、无冷却水时汽轮机惰走的要求。润滑油箱上应设置2台排烟风机，其中1台备用。

4.3.3 润滑油系统应设置1台100%容量由主轴驱动或电动机驱动的主油泵，设置1台100%容量的交流辅助油泵和1台满足机组紧急停机要求的直流事故油泵。交、直流润滑油泵宜集装在润滑油箱上。

4.3.4 润滑油系统应设置2台100%容量的冷油器及切换阀。冷油器切换阀应有可靠的防止阀芯脱落的措施。

4.3.5 润滑油系统宜设置1台在线运行的油净化装置，其每小时出力宜为系统油量的20%。

4.3.6 汽轮机润滑油管道宜采用套装式油管，也可采用油槽式油管；发电机侧润滑油管道可不采用套装式油管。

4.3.7 顶轴油系统应设置不少于2台100%容量或3台50%容量的顶轴油泵。

4.3.8 润滑油贮存系统应设置1台贮油箱，贮油箱宜分设1个净

油室和1个污油室。净油室和污油室的总有效容积不宜小于润滑油系统油量的110%。

4.3.9 润滑油箱及润滑油贮油箱应设有事故放油，事故放油设施的设置应满足现行行业标准《发电厂油气管道设计规程》DL/T 5204的规定。

4.3.10 润滑油管道的介质流速应满足汽轮发电机组的要求，供油管道流速可取 $1.5\text{m/s}\sim 2.0\text{m/s}$ ，回油管道流速可取 $0.5\text{m/s}\sim 1.5\text{m/s}$ 。

4.3.11 润滑油系统、顶轴油系统的管道和阀门应采用不锈钢材料，润滑油贮存系统管道宜采用不锈钢材料。

4.4 汽轮机控制油系统

4.4.1 汽轮机控制油系统应包含油箱、供油泵、过滤器、冷油器、蓄能器、再生装置等。

4.4.2 汽轮机控制油系统应设置1台抗燃油油箱。

4.4.3 汽轮机控制油系统应设置2台100%容量供油泵及滤油器组件。供油泵宜为变量柱塞式。

4.4.4 汽轮机控制油系统应设置足够数量的蓄能器，蓄能器宜为高压皮囊式。

4.4.5 汽轮机控制油系统应设置2台100%容量的冷油器。

4.4.6 汽轮机控制油装置应设置围堰，围堰内有效容积不应小于控制油的最大漏油量。

4.4.7 汽轮机控制油系统的油箱及管道等应采用不锈钢材料。

4.5 汽轮机本体疏水系统

4.5.1 汽轮机本体疏水系统应包括疏水器或节流孔板、动力驱动疏水阀以及疏水管路等。

4.5.2 汽轮机本体疏水系统应在各种运行工况下确保疏水畅通，防止系统发生不正常积水和汽轮机进水事故。

4.5.3 本体疏水系统宜采用气动疏水阀和疏水器并联的疏水方式。气动疏水阀应能在主控室进行操作，疏水器应采用机械式。

4.5.4 疏水管道和阀门的通流截面应按机组在各种运行工况下最大疏水量设计，并应能满足在最小压差的情况下排出最大疏水量的要求，且内径不应小于25mm。

4.5.5 疏水管道应按系统要求连接到凝汽器壳体上或接入疏水扩容器。连接到凝汽器的疏水管应布置在热井的最高水位之上。

5 发电机本体系统及设备

5.1 发电机密封油系统

5.1.1 发电机密封油系统设计范围应包括从发电机轴承回油接口、空侧回油箱回油接口、汽轮机润滑油系统供油接口与发电机本体密封油接口之间的设备及管道组成件。

5.1.2 发电机密封油系统应包含油箱、密封油泵、过滤器、油一氢压差阀、排烟风机等设备。

5.1.3 发电机密封油系统应在发电机正常运行、启动、停机、盘车、充氢置换及失去厂用电等工况下给发电机轴两端的密封瓦提供压力油，使油/氢压差稳定在规定范围内。

5.1.4 除排烟风机、回油箱等设备外，发电机密封油系统设备和管道宜采用集装装置。

5.1.5 发电机密封油系统设计应符合现行国家标准《核电厂常规岛设计防火规范》GB/T 50745、现行行业标准《发电厂油气管道设计规程》DL/T 5204 及《核电厂发电机氢油水系统技术条件》NB/T 25068的相关规定。

5.2 发电机定子冷却水系统

5.2.1 发电机定子冷却水系统设计范围应包括发电机定子线圈冷却水供水接口和回水接口之间的循环冷却水系统设备及管道组成件。

5.2.2 发电机定子冷却水系统应包括定子冷却水箱、冷却水泵、冷却器、冷却水过滤器、离子交换器等设备。

5.2.3 发电机定子冷却水系统应在发电机运行期间向发电机定子线圈提供满足水质要求的循环冷却水。

5.2.4 发电机定子冷却水系统设备和管道宜采用集装装置。

5.2.5 发电机定子冷却水系统设计应符合现行行业标准《核电厂发电机氢油水系统技术条件》NB/T 25068的相关规定。

5.3 发电机气体系统

5.3.1 发电机气体系统设计范围应包括氢气气源接口、二氧化碳气源接口、压缩空气气源接口和发电机之间的氢气、二氧化碳系统设备及管道组成件。

5.3.2 氢气系统应包含气体控制装置、氢气干燥器、循环风机等设备；二氧化碳系统应包括气体供应装置、气体控制装置等设备。

5.3.3 发电机气体系统应保证在安全条件下实现发电机充氢、排氢、气体置换、干燥发电机内氢气。氢气纯度、湿度、氢压和氢温应满足发电机安全运行的要求。

5.3.4 发电机二氧化碳及氢气等气体的供应宜采用集中供气，也可设置气体汇流排。当采用气体汇流排时，汇流排中气瓶气体储量应满足发电机运行及检修用气量的需要，气体汇流排应设置相应减压阀门组并设置安全阀。

5.3.5 发电机气体系统的设计应符合现行国家标准《核电厂常规岛设计防火规范》GB/T 50745、现行行业标准《发电厂油气管道设计规程》DL/T 5204 及《核电厂发电机氢油水系统技术条件》NB/T 25068的相关规定。

6 汽水系统

6.1 主蒸汽及汽轮机旁路系统

6.1.1 主蒸汽及汽轮机旁路系统的设计范围应包括下列内容：

- 1 从 NI/CI 分界线至汽轮机主汽门前管道；
- 2 从主蒸汽联箱至凝汽器旁路蒸汽排放接口；
- 3 主蒸汽及汽轮机旁路系统管道疏水、放气和排污。

6.1.2 常规岛主蒸汽系统的设计压力和设计温度应与核岛主蒸汽系统设计参数相同。

6.1.3 汽轮机旁路系统的设计压力和设计温度应符合下列要求：

- 1 旁路阀前设计压力和设计温度应与主蒸汽系统设计参数相同；
- 2 旁路阀后的设计压力不应小于下游旁路蒸汽接收装置允许的最高工作压力，设计温度不应小于阀前设计压力等焓压降至旁路阀出口管道设计压力对应的温度。

6.1.4 在 TMCR 工况下，主蒸汽管道的压降应保证汽轮机主汽阀入口处的蒸汽湿度不大于0.5%。

6.1.5 主蒸汽在进入汽轮机之前应有消除压力、流量偏差的措施。

6.1.6 汽轮机旁路系统应有足够的容量和瞬态响应能力满足核电厂启动、负荷突降、带厂用电运行、停机不停堆等要求。汽轮机旁路阀的设置应满足本规范第3.4.2条的要求。

6.1.7 汽轮机旁路蒸汽宜排入凝汽器。

6.1.8 主蒸汽和汽轮机旁路系统设计应满足汽轮机防进水要求，疏水系统的设计应满足下列规定：

- 1 主蒸汽和汽轮机旁路系统应设置自动疏水系统。疏水管

道宜单独接入疏水扩容器或集管，不应与不同工作压力的其他系统进行疏水转注或疏水合并；

2 汽轮机主汽阀前管道、主蒸汽母管/联箱以及管道的低位点应设置疏水罐，疏水罐的公称通径不应小于DN200；

3 管道疏水宜采用气动疏水阀和疏水器并联的疏水方式；气动疏水阀应能在主控室进行操作，疏水器应采用机械式；

4 疏水管道和阀门的通流截面应按机组在各种运行工况下可能出现的最大疏水量设计，并应能满足在最小压差的情况下排出可能出现最大水量的要求，且内径不应小于25mm。

6.1.9 主蒸汽系统管道的介质流速宜在40m/s~55m/s 范围内；汽轮机旁路阀上游管道的介质流速宜在45m/s~80m/s 范围内，汽轮机旁路阀下游管道的介质流速宜在100m/s 以内。

6.1.10 主蒸汽、旁路系统主管道材料应选用控铬的优质碳素钢或低合金钢。

6.1.11 疏水阀或疏水器上游管道可选择与主管相同的材料，也可选用低合金钢；疏水阀或疏水器下游管道宜选用低合金钢，也可选用不锈钢。

6.2 给水系统

6.2.1 给水系统设计范围应包括下列内容：

- 1 从除氧器出口到前置泵入口的低压给水管道；
- 2 从前置泵出口到主给水泵入口的中压给水管道(如有)；
- 3 从主给水泵出口到NI/CI 分界处的高压给水管道；
- 4 从主给水泵出口的给水再循环支管至除氧器的给水再循环管道；
- 5 从高压加热器出口母管至凝汽器的给水清洗管道。

6.2.2 给水系统设计压力应按下列原则选取：

1 对于低压给水管道，应取用除氧器加热蒸汽管道设计压力与除氧器最高水位至给水泵组入口叶轮中心线水柱静压之和；在

汽轮机旁路蒸汽排入除氧器的情况下，还应计及其影响；

2 对于中压给水管道，应取用前置泵特性曲线最高点对应的压力与该泵进水侧压力之和；

3 对于高压给水管道、给水再循环管道、给水系统清洗管道，应按下列原则选取：

1) 对于定速给水泵出口至与核岛设计接口之间的管道，设计压力应取用主给水泵特性曲线最高点对应的压力与该泵进水侧压力之和；

2) 对于调速给水泵出口至与核岛设计接口之间的管道，设计压力应取用主给水泵铭牌工况下特性曲线最高点对应的压力与该泵进水侧压力之和；

3) 上述给水管道设计压力应计入泵组进水温度对压力的修正。

6.2.3 给水系统设计温度应按下列原则选取：

1 对于低压给水管道，应取用除氧器加热蒸汽设计压力对应的饱和温度；在汽轮机旁路蒸汽排入除氧器的情况下，还应计及其影响；

2 对于中压给水管道，取值应同低压给水管道；

3 对于高压给水管道、给水再循环管道、给水系统清洗管道，应取用TMCR 工况下给水最后一级高压加热器抽汽设计压力对应的饱和温度。

6.2.4 除氧器应采用定压—滑压运行方式。

6.2.5 除氧器的型式应采用卧式，宜选用一体化除氧器。

6.2.6 除氧器的额定出力应取机组 TMCR 工况时给水消耗量，除氧器的最大出力不应小于机组 TMCR 工况时给水消耗量的110%。

6.2.7 除氧器给水箱的有效贮水量不应小于3.5min机组TMCR 工况时的给水消耗量。除氧器出口的给水含氧量应小于 $5\mu\text{m/L}$ 。

6.2.8 除氧器及其有系统的设计应有防止除氧器超压的措施。

6.2.9 除氧器宜设置加热和稳压蒸汽系统。

6.2.10 根据核岛要求，给水泵组宜采用下列配置：

1 AP1000和CAP 系列堆型机组宜设置3台33.3%容量的电动定速给水泵组；

2 华龙一号堆型机组宜设置3台50%容量的电动调速给水泵组；

3 EPR 堆型机组宜设置4台33.3%容量的电动调速给水泵组；

4 VVER 堆型机组宜设置5台25%容量的电动定速给水泵组；

5 其他堆型机组宜设置3台50%容量的电动定速或调速给水泵组。

6.2.11 运行给水泵组的总流量应取机组TMCR 工况时给水消耗量的110%。

6.2.12 给水泵组的扬程应按下列各项之和计算：

1 从除氧器给水箱出口到NI/CI 主给水设计分界点处的管道介质流动阻力，并另加20%裕量。计算阻力时，流量应按机组TMCR 工况时的给水消耗量计；

2 从除氧器给水箱出口到NI/CI 主给水设计分界点处之间的设备阻力；

3 NI/CI 主给水设计分界点处标高与除氧器正常水位间的水柱静压差；

4 核岛在NI/CI主给水设计分界点处要求的给水压力；

5 **TMCR工况下除氧器的工作压力，取负值。**

6.2.13 给水泵再循环流量应根据给水泵组的要求确定，再循环阀宜选用可连续调节型。

6.2.14 给水泵组可根据需要设置暖泵系统。当不设置暖泵系统时，应采取有效措施维持备用泵入口的给水温度。

6.2.15 给水前置泵入口隔离阀与泵之间的管道应设置安全阀。

6.2.16 给水泵组应设置滤网，滤网型式应保证在清洗时不需拆卸与之连接的给水管道。

6.2.17 高压加热器宜采用卧式加热器。对600MWe 等级及以上机组，宜设置双列高压加热器，并设置大旁路；对600MWe 等级以下的机组，宜设置单列高压加热器，并应设置小旁路。

6.2.18 高压加热器旁路的容量应满足1列/台高压加热器解列时核岛对给水温度变化的要求。

6.2.19 高压加热器换热面积计算宜以TMCR 工况为基准，另加不小于10%的管束堵管率。高压加热器水侧的通流能力应满足TMCR 工况110%给水消耗量。

6.2.20 高压加热器水侧进出口阀门之间应设置安全阀，其数量不应少于1个。

6.2.21 给水系统管道的介质流速应符合表6.2.21的规定。

表6.2.21 管内介质流速范围

管道名称	流速范围(m/s)
低压给水管道	0.5~3.0
中压给水管道	3.0~5.0
高压给水管道	4.0~6.0
给水再循环管道	4.0~6.0
给水系统清洗管道	6.0~7.5

6.2.22 低压给水系统和在中压给水系统的管道材料宜选用控格的优质碳素钢。高压给水系统管道应选用控格的优质碳素钢或低合金钢。

6.3 启动给水系统

6.3.1 启动给水系统设计范围应为从除氧器出口到主给水管道接口，包括启动给水泵再循环系统。AP1000 和 CAP 系列堆型的启动给水系统属于核岛设计范围。

6.3.2 启动给水系统宜设置1台电动定速泵。

6.3.3 启动给水系统设计压力应按下列原则选取：

1 启动给水泵入口管道应取用除氧器加热蒸汽管道设计压力与除氧器最高水位至启动给水泵入口叶轮中心线水柱静压之和；

2 启动给水泵出口管道、再循环管道应取用高压给水管道设计压力。

6.3.4 启动给水系统设计温度应按下列原则选取：

1 启动给水泵入口管道应取用除氧器加热蒸汽管道设计压力对应的饱和温度；

2 启动给水泵出口管道、再循环管道应取用高压给水管道设计温度。

6.3.5 启动给水泵的流量宜为核岛所要求流量的110%。

6.3.6 启动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主给水管道接口的管道介质流动阻力，并另加20%裕量；计算阻力时，流量按核岛所要求的流量计算；

2 主给水管道接口标高与除氧器正常水位间的水柱静压差；

3 主给水管道接口处的给水压力；

4 除氧器的工作压力，取负值。

6.3.7 启动给水泵再循环流量应根据启动给水泵的要求确定，再循环阀宜选用可连续调节型。

6.3.8 启动给水泵入口隔离阀与泵之间的管道应设置安全阀。

6.3.9 启动给水泵出口应设置流量调节阀控制到蒸汽发生器的总流量。

6.3.10 启动给水泵入口管道的介质流速宜在0.5m/s~3.0m/s范围内，泵出口管道的介质流速宜在4.0m/s~6.0m/s范围内。

6.3.11 启动给水泵入口管道材料宜选用控铬的优质碳素钢，启动给水泵出口管道材料宜与高压给水管道一致。

6.4 凝结水系统

6.4.1 凝结水系统设计范围应包括下列内容：

1 从凝汽器热井出口至除氧器凝结水入口的主凝结水管道，其中应包括凝结水泵再循环管道；

2 从凝结水储水箱或除盐水箱出口至凝汽器等补水用户的凝结水补水管道；

3 从凝结水主管三通出口至各减温水用户接口的凝结水减温水管道；

4 从凝结水主管三通出口至凝结水储水箱或常规岛废液收集系统接口的凝汽器热井高水位排水管道；

5 凝结水其他管道。

6.4.2 凝结水管道设计压力应按以下原则选取：

1 对于凝结水泵入口侧管道，应取用泵吸入口中心线至汽轮机低压缸排汽接口处的水柱静压，且不小于 0.35MPa(g) ，此时凝汽器内按大气压力计算；

2 对于凝结水泵出口侧管道，应取用泵出口阀关断情况下泵的提升压力与进水侧凝汽器热井最高水位至泵吸入口中心线的水柱静压力之和；

3 当凝结水精处理装置设置升压泵，并与凝结水泵串联运行时，升压泵出口侧管道的设计压力应取用升压泵出口阀关断情况下凝结水泵和升压泵总的提升压力与进水侧压力之和，进水侧压力应取凝汽器热井最高水位至泵吸入口中心线的水柱静压力。

6.4.3 凝结水管道设计温度应按以下原则选取：

1 对于凝结水泵入口侧管道，应取用汽轮机允许的最高排汽压力对应的饱和温度；

2 对于凝结水泵出口至凝汽器喉部低加入口管道，应取用泵入口侧管道的设计温度，并计及轴封冷却器温升的影响；

3 对于凝汽器喉部低加出口至除氧器入口管道，应取用最高一级低压加热器抽汽管道设计压力对应的饱和温度。

6.4.4 凝结水系统宜设置3台50%最大凝结水量的电动凝结水泵。

6.4.5 最大凝结水量应按下列各项之和的110%计算：

- 1 TMC*R*工况凝汽量；
- 2 TMC*R*工况进入凝汽器的各项经常疏水量；
- 3 凝汽器的正常补水量；
- 4 回收至凝汽器的核岛蒸汽发生器最大排污水量。

6.4.6 当备用凝结水泵短期投入运行时，应满足高压加热器和低压加热器排入凝汽器的事故疏水量或旁路系统投入运行时凝结水量输送的要求。

6.4.7 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的管道介质流动阻力，并另加20%裕量；计算阻力时，流量按TMC*R* 工况下凝结水量计算；

2 从凝汽器热井到除氧器凝结水入口之间的设备阻力，包括除氧器雾化装置阻力；

3 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；

4 除氧器最大工作压力；

5 凝汽器的最高真空。

6.4.8 凝结水系统应设置最小流量再循环系统。再循环流量应根据凝结水泵的要求确定，且不应小于轴封冷却器的最小冷却水流量。

6.4.9 凝结水泵入口隔离阀与泵之间的管道应设置安全阀。

6.4.10 凝结水系统应设置凝结水精处理装置。主凝结水管与凝结水精处理装置宜采用旁流连接。

6.4.11 低压加热器宜采用卧式加热器。低压加热器的换热面积

计算宜按TMCR 工况为设计工况，且管束堵管率不宜小于10%。低压加热器水侧的通流能力应满足TMCR 工况110%最大凝结水量。

6.4.12 布置于凝汽器外部的低压加热器应按下列原则配置：

1600MWe 等级及以上机组宜设置双列低压加热器，并宜设置大旁路；

2600MWe 等级以下的机组宜设置单列低压加热器，并应设置小旁路。

6.4.13 布置于凝汽器外部低压加热器的旁路通流能力应与低压加热器的容量相匹配。

6.4.14 凝结水流量调节阀组的设置应满足机组启动、低负荷及正常运行时除氧器水位调节的要求。

6.4.15 凝结水泵入口管道的介质流速宜在0.5m/s~1.0m/s 范围内，凝结水泵出口管道的介质流速宜在2.5m/s~4.0m/s 范围内。

6.4.16 凝结水管道材料应选用控铬的优质碳素钢。

6.5 汽轮机抽气系统

6.5.1 汽轮机抽气系统的设计范围应为从汽轮机抽气接口至各级高压加热器、低压加热器、除氧器等设备进汽接口。

6.5.2 汽轮机抽气系统的设计压力应按以下原则选取：

1 汽轮机抽气口接出的抽汽管道设计压力应取用汽轮机TMCR 工况下该抽气压力的1.1倍，且不小于0.1MPa(g)；

2 从汽轮机低温再热蒸汽管道上接出的抽汽管道设计压力应与低温再热蒸汽管道的设计压力相同。

6.5.3 抽汽管道的设计温度应取用汽轮机TMCR 工况下抽气参数，等熵求取管道在设计压力下的相应温度。

6.5.4 抽汽管道上应设置气动止回阀和电动隔离阀，隔离阀的关闭时间应小于加热器满水的时间。

6.5.5 汽轮机抽气系统的疏水系统设计应满足下列规定：

1 在气动止回阀前、管道低位点应设置疏水罐，疏水罐的公称通径不宜小于DN200；

2 疏水管道应单独接入疏水扩容器或集管，不应进行疏水转注或疏水合并；

3 管道疏水宜采用气动疏水阀和机械式疏水器并联的疏水方式；气动疏水阀应能在主控室进行操作，疏水器应采用机械式；

4 疏水管道和阀门的通流截面应按机组在各种运行工况下可能出现的最大疏水量设计，并应满足在最小压差的情况下排出可能出现最大水量的要求，且内径不应小于25mm。

6.5.6 抽汽管道的介质流速应符合表6.5.6的规定。

表6.5.6 管内介质流速范围

管道名称	流速范围(m/s)
过热蒸汽管道	35~60
饱和蒸汽管道	30~50
湿蒸汽管道	20~35

6.5.7 汽轮机抽气系统的管道宜采用低合金钢材料。

6.5.8 抽汽管道疏水阀或疏水器上游管道宜选择与主管相同的材料；疏水阀或疏水器下游管道宜选用低合金钢，也可选用不锈钢。

6.6 加热器疏水排气系统

6.6.1 加热器疏水排气系统的设计范围应包括下列内容：

1 从高压加热器疏水排出口到下游设备接入口的高压加热器疏水管道；

2 从低压加热器疏水排出口到下游设备接入口的低压加热器疏水管道，其中应包括低加疏水箱、疏水泵等相关设备；

3 从除氧器排出口至下游设备接入口的除氧器溢流放水管道；

4 从高、低压加热器和除氧器排出口至下游设备接入口的高、低压加热器和除氧器排气管道，其中应包括启动排气和运行排气系统；

5 从高、低压加热器和除氧器安全阀至厂房外的高、低压加热器和除氧器安全阀排汽管道。

6.6.2 加热器疏水排气系统的设计压力、设计温度应按以下原则选取：

1 靠压差自流的加热器疏水系统设计压力应取用汽轮机TMCR工况下抽气压力的1.1倍，且不小于0.1MPa(g)；当管道中疏水静压引起压力升高值大于抽气压力的3%时，尚应计及静压的影响；

2 加热器疏水泵前系统设计压力应取用汽轮机TMCR工况下抽气压力的1.1倍，且不小于0.1MPa(g)；当管道中疏水静压引起压力升高值大于抽气压力的3%时，尚应计及静压的影响；加热器疏水泵后系统设计压力应取用泵出口阀关断情况下泵的扬程与进水侧压力之和；

3 加热器疏水系统设计温度应取用该加热器抽汽管道设计压力对应的饱和温度；

4 除氧器溢流放水管道的的设计压力应取用除氧器加热蒸汽管道设计压力加水柱静压，设计温度取用设计压力对应的饱和温度；

5 高、低压加热器和除氧器排气管道的设计压力和设计温度应取用同级抽汽管道的设计压力和设计温度；

6 高、低压加热器和除氧器安全阀排汽管道的设计压力和设计温度应根据排汽管道水力计算中相应数据选取。

6.6.3 加热器疏水应设置正常疏水和紧急疏水。正常疏水应采用逐级自流方式，紧急疏水应单独引至疏水扩容器或凝汽器，疏水调节阀的位置宜靠近接受介质的容器。

6.6.4 给水加热器紧急疏水量应取下列二者较大值，并应加

10%的裕度，且不应小于正常疏水量：

- 1 最大负荷下管侧给水流量的10%；
- 2 一根加热器管子破裂后两个断口流出的水量应按下列式计算：

$$Q=22.90 \times 10^{-2} \cdot D^2 \sqrt{P_1 - P_8} \quad (6.6.4)$$

式中 Q——一根管子破裂流出的水量(m³/h)；

D——管子内径(mm)；

P₁——管侧设计压力(MPa)；

P₈——壳侧设计压力(MPa)。

6.6.5 当低加疏水系统设置疏水箱和疏水泵时，宜按列独立设置，每列宜设置1台100%容量的疏水箱和2台100%容量的疏水泵。

6.6.6 低加疏水箱正常水位时的有效贮水量不应小于机组在TMCR工况运行时30s的疏水进水量。

6.6.7 低加疏水泵的容量应按TMCR工况时进入疏水箱的总疏水量计算，并应另加10%裕量。

6.6.8 低加疏水泵的扬程应按下列各项之和计算：

1 从低压加热器或疏水箱出口到除氧器凝结水入口雾化装置之间的管道介质流动阻力，并另加20%裕量；计算阻力时，流量按汽轮机TMCR工况计算；

2 除氧器凝结水入口与低压加热器或疏水箱正常水位之间的水柱静压差；

3 TMCR工况下除氧器的工作压力；

4 TMCR工况下低压加热器或疏水箱内的真空，如为正压时应取负值；

5 从低压加热器或疏水箱出口到除氧器凝结水入口的设备阻力，包括除氧器雾化装置。

6.6.9 低加疏水泵应设置最小流量再循环系统，再循环流量应根据低加疏水泵的要求确定。

6.6.10 除氧器应设置溢流放水管线，溢流放水管宜排入疏水扩容器或凝汽器。

6.6.11 加热器疏水调节阀应按以下原则进行选型：

1 正常疏水调节阀应选用气动调节型阀门，其尺寸应满足所有正常运行工况下的疏水流量；气动调节阀在失气、失电、失信号情况下阀门应关闭；

2 紧急疏水调节阀宜选用气动调节型阀门，其尺寸应满足所有正常运行工况下的疏水流量，且不应小于正常疏水阀的疏水流量。气动调节阀在失气、失电、失信号情况下阀门应全开。

6.6.12 加热器和除氧器应设置启动和运行排气管路。加热器和除氧器的启动排气应向大气排放；高压加热器连续排气应单独排向除氧器，除氧器和低压加热器的连续排气应单独排向凝汽器。

6.6.13 加热器和除氧器的连续排气量宜按该级加热器最大抽汽量的0.5%考虑，且管径不得小于DN25。加热器连续排气管上宜设置节流孔板或节流阀，也可在加热器内部设置节流孔板。

6.6.14 加热器汽侧应设置安全阀。

6.6.15 加热器疏水管道的介质流速宜符合表6.6.15的规定。

表6.6.15 管内介质流速范围

管道名称	流速范围(m/s)
疏水泵入口侧加热器疏水管道	0.5~1.0
疏水泵出口侧加热器疏水管道	1.5~3.0
调节阀入口侧加热器疏水管道	0.8~2.0
调节阀出口侧加热器疏水管道	20~100

6.6.16 加热器疏水排气系统管道的材料应符合下列要求：

1 加热器疏水调节阀前的管道宜选用控铬的优质碳素钢或低合金钢，加热器疏水调节阀后的管道宜采用低合金钢或不锈钢；

2 加热器、除氧器的启动排气管道宜选用碳钢材料，连续排气管道宜选用不锈钢；

- 3 加热器汽侧安全阀和除氧器安全阀的排汽管道宜选用碳钢材料；
- 4 除氧器溢流放水管道宜选用碳钢材料。

6.7 辅助蒸汽系统

6.7.1 辅助蒸汽系统的设计范围可包括下列内容：

- 1 辅助锅炉供汽自常规岛设计分界处至辅助蒸汽母管；
- 2 主蒸汽母管抽出口供汽至辅助蒸汽母管；
- 3 蒸汽转换器系统(如有)出口至辅助蒸汽母管；
- 4 汽轮机抽气至辅助蒸汽母管(如有)；
- 5 辅助蒸汽母管；
- 6 辅助蒸汽母管安全阀排汽管道；
- 7 辅助蒸汽母管至各用户设计分界处。

6.7.2 辅助蒸汽系统应满足机组调试、启动、正常运行、低负荷运行、甩负荷和停机等工况下各蒸汽用户所需要蒸汽的压力、温度和流量要求。

6.7.3 辅助蒸汽系统的额定容量不应小于1台机组正常运行、同时1台机组冷态启动期间所需要的辅助蒸汽量之和。

6.7.4 主蒸汽至辅助蒸汽母管减压阀后的最后一个隔离阀的管道设计参数应取主蒸汽系统设计参数，隔离阀后的管道设计参数应取辅助蒸汽母管的设计参数。

6.7.5 辅助蒸汽母管及至各用户管道的设计压力应取最大工作压力的1.1倍。

6.7.6 辅助蒸汽母管及至各用户管道的设计温度不应小于系统设计压力下的饱和温度。

6.7.7 辅助蒸汽母管应设置全启式弹簧安全阀。

6.7.8 辅助蒸汽系统应设置自动疏水系统。管道疏水系统宜采用机械式疏水器。

6.7.9 辅助蒸汽系统管道宜采用碳钢材料。

6.8 凝汽器抽真空系统

6.8.1 凝汽器抽真空系统的系统范围宜包括下列内容：

- 1 从凝汽器汽侧抽真空接口至排大气管道出口或至核岛通风系统入口的凝汽器汽侧抽真空管道；
- 2 凝汽器汽侧真空破坏系统；
- 3 从凝汽器水室抽空气接口至排大气管道出口的凝汽器水室抽真空管道(如有)。

6.8.2 凝汽器抽真空系统的设计压力、设计温度应按下列原则选取：

1 凝汽器汽侧抽真空系统的设计压力应取用凝汽器至凝结水泵入口凝结水管段的设计压力并考虑真空，设计温度应取用凝汽器至凝结水泵入口凝结水管段的设计温度；

2 凝汽器水室抽真空系统的设计压力应取用厂内循环水系统设计压力并考虑真空，设计温度应取用循环水系统设计温度。

6.8.3 凝汽器汽侧抽真空系统的设置应符合下列规定：

1 凝汽器汽侧应设置抽真空设备，抽真空设备宜选用水环式机械真空泵；

2 对单背压的凝汽器，宜设置3台50%容量的水环式机械真空泵；对双背压的凝汽器，宜设置4台50%容量的水环式机械真空泵；

3 抽真空设备全部投入运行时，凝汽器抽真空系统应满足机组启动要求；

4 凝汽器汽侧真空泵的排气应经放射性监测后排至核岛通风系统或大气。

6.8.4 凝汽器汽侧真空泵冷却器的冷却水宜采用开式循环冷却水。

6.8.5 对于直流供水系统，凝汽器水室宜设置1台凝汽器水室真空泵。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：

<https://d.book118.com/816030225204010212>