

火力发电厂水汽化学监督导则

Guide for Chemical Supervision of Water and
Steam in Thermal Power Plants

DL/T 561—95

目 次

1	总则.....	51
2	设计阶段.....	52
3	安装和调试阶段.....	53
4	运行阶段.....	55
5	检修和停、备用阶段.....	60
6	技术管理.....	62
	附加说明	64

中华人民共和国电力行业标准

火力发电厂水汽化学监督导则 DL/T 561-95

Guide for Chemical Supervision of Water and Steam in Thermal Power Plants

1 总则

1.1 火力发电厂的水汽化学监督是保证发电设备安全、经济、稳定运行的重要环节之一。为适应高参数、大容量火电机组迅速发展的需要，特制订本导则。

1.2 为了防止水汽质量劣化引起设备发生事故，必须贯彻“预防为主、质量第一”的方针，认真做好水汽化学监督全过程的质量管理。新建火电厂从水源选择，水处理系统设计，设备和材料的选型，安装和调试，直至设备运行、检修和停用的各个阶段都应坚持质量标准，以保证各项水汽质量100%符合本导则规定的标准值，保证热力设备不因腐蚀、结垢、积盐而发生事故。

1.3 各电管（电力）局总工程师领导本局化学监督全过程的质量管理工作。局总工程师和化学专业工程师应经常了解和掌握全局化学监督情况，协调和落实与化学监督有关的工作，总结经验，不断提高化学监督水平。

1.4 火力发电厂基建阶段的化学监督工作应由电力建设公司（局）负责组织及实施。各项监督工作必须纳入工程进度，其执行情况应作为考核工程质量的依据之一。

1.5 火力发电厂总工程师应组织和领导汽轮机、锅炉、电气、热控、化学专业人员和运行值班共同研究热力设备的腐蚀、结垢等问题，分析原因、明确分工、落实措施，不断提高设备健康水平，防止发生事故。

1.6 要做好火力发电厂水汽化学监督工作，就必须充分发挥化学专责人员的监督职能。化学专责人员应及时、准确地检测全厂水汽质量和热力设备的腐蚀、结垢、积盐程度。发现异常时，应向电厂领导书面报告情况、分析原因和提出建议，防患于未然。化学专责人员应在总工程师的领导下，督促、检查有关部门按期实现防腐、防垢措施，使水汽质量恢复正常。必要时，化学专责人员的书面报告可同时抄报电管（电力）局。

1.7 本导则引用标准如下：

SD246-88	化学监督制度
GB12145-89	火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量标准
SD163-85	火力发电厂水汽质量标准
DL5000-94	火力发电厂设计规程
SDGJ2-85	火力发电厂化学水处理设计技术规定

中华人民共和国电力工业部 1995-03-06 批准

1995-08-01 实施

SDJ68—84	电力基本建设火电设备维护保管规程
DLJ58—81	电力建设施工及验收技术规范（火力发电厂化学篇）
SDJJS03—88	电力基本建设热力设备化学监督导则
SD116—84	火力发电厂凝汽器管选材导则
SD135—86	火力发电厂锅炉化学清洗导则
SD223—87	火力发电厂停（备）用热力设备防锈蚀导则

1.8 本导则重申国家和行业标准在水汽化学监督方面的重点内容,并在总结国内外经验的基础上进行了若干补充和修改,是热力设备水汽化学监督全过程质量管理的指导性技术规定。

1.9 本导则主要适用于超高压 125~200MW 机组及亚临界压力 250~600MW 机组的水汽化学监督工作。对进口机组,应按制造厂的技术要求进行监督。各电管(电力)局、火电厂应根据本单位实际情况,制订相应的技术规定,纳入有关专业的规程制度中,并严格执行。

2 设计阶段

2.1 水处理工程设计应保证火力发电厂水汽质量符合标准,并满足生产过程中各种工况变化的要求。

2.2 设计前应取得全部可利用的水源水质分析资料。根据掌握的资料及调查结果,结合当地发展规划,估计出水源的今后变化趋势。

2.3 水处理系统设计、设备选型、仪表配置及测点布置等方案,应征得主管局及电厂的同意。应加强设计工作中设备选型的质量管理,设备、阀门、仪表、自动控制装置、材料和药品等的选择,由设计院提出推荐方案,经与电厂专业人员商量后,按统一意见办理订货手续。当发生意见分歧时,由主管局协调。

2.4 设计扩建工程时,应将原有系统、设备布置、设备和材料的选用以及运行经验等作为选择方案的主要依据之一。

2.5 锅炉补给水的水源为地表水时,应选用既能保证出水质量,又能达到设计出力的混凝、澄清设备。

2.6 对采用有机物含量比较高的地表水作为水源的电厂,其锅炉补给水宜选用地下水为专用水源。

2.7 当预测原水中的有机物对离子交换树脂会造成污染及影响除盐水质时,应对锅炉补给水采取相应的预处理工艺。

2.8 设计锅炉补给水处理系统时,应根据实际需要,对常规的离子交换法与预脱盐-离子交换法进行技术经济比较,然后选用最佳处理方案。

2.9 阳、阴离子交换器的再生周期,可按每台每昼夜 1~2 次考虑。若预测水源水质有恶化倾向时,应留有增设设备的可能性。

2.10 为了降低锅炉水冷壁管内的结垢速率,缩短机组的启动时间,对承担调峰负荷的超高压汽轮机组可设置凝结水除铁装置。对单机容量为 200MW 及以上机组,必要时可在疏水系统中设置除铁过滤器。

2.11 对单机容量为 300MW 及以上机组或单套设备出力为 100t/h 及以上的锅炉补给水和凝结水处理设备宜采用程序控制。

2.12 对混床后的除盐水箱及主厂房内的补给水箱,均应采取与大气隔离的措施。

- 2.13 当机组台数较多时，可在设计规定的基础上，适当增加除盐水泵的总容量及送往主厂房锅炉补给水管道的通流面积。
- 2.14 对于单机容量为 300MW 及以上机组，水处理室至主厂房的锅炉补给水管道宜选用不锈钢管。
- 2.15 循环冷却水处理，可选用石灰处理、弱酸离子交换或添加药剂等方法。无论选用何种方案，都应达到防垢、防腐、防菌藻滋生的目的，并使排污水水质符合国家和地方排放标准。
- 2.16 冷却水为海水的凝汽器宜采用钛管。
- 2.17 火力发电厂热力系统中宜设置锅炉补给水补入除氧器内的管道。
- 2.18 新建火力发电厂应根据需要设有储存水压试验用水或停、备用保护溶液的设施。
- 2.19 对超高压及以上参数机组，应连续监测水汽质量。根据需要配置测量电导率、溶解氧、pH、钠、二氧化硅或磷酸根等的在线仪表，并在机炉主控室内设置对主要水汽监督指标进行显示、报警或自动打印的装置。
- 2.20 火力发电厂化学试验室应配置精确度等级高于在线化学分析仪表的仪器或仪表，以便定期校验在线仪表的精确度。
- 2.21 化学试验室应配置微机，进行运行数据的处理和文件资料及试验技术报告的管理。

3 安装和调试阶段

- 3.1 安装和调试阶段的水汽化学监督工作应由主管局归口管理，由质量监督中心站进行检查和监督。质量监督中心站及工程质量监督站均应配备化学专业人员，具体负责水处理设备的安装、调试，锅炉水压试验，化学清洗及机组试运行阶段的水汽质量监督工作。
- 3.2 必须做好机组从安装、调试到试运行各个环节的质量监督工作，不留隐患。水处理设备及系统未投运或运行不正常时，不准启动机组。启动过程中，要严格控制水汽质量标准，发现异常及时处理，任何情况下都不准往锅内送原水。
- 3.3 电厂化学专责人员应参加从设备监造、检验、验收直至安装、调试和试运行全过程的各项化学监督工作；应了解和熟悉与化学专业有关的水汽系统及各类设备的构造、工艺和材质；应检查加药系统、水汽取样装置、化学分析仪表的安装情况和水处理设备、管道的防腐措施；应要求有关单位及时处理影响水汽质量的缺陷和问题，并监督实施，确保机组移交生产后能够安全经济运行。
- 3.4 热力设备到达现场后，安装单位应设专职人员负责对设备和部件的防锈蚀涂层以及管端、孔口密封等状况进行验收。如发现缺陷，应分析原因、查清责任并及时处理。应做好设备保管期间的防锈蚀工作。
- 3.5 新铜管进入现场后，必须全部开箱检查其外观及受潮情况，并妥善存放在通风良好、干燥的库房架上。对新铜管，应按有关规定或订货合同的技术要求进行质量验收，凡不符合质量标准的，均不得使用。
- 3.6 铜管安装前应进行涡流探伤和内应力检验（24h 氨熏试验），必要时进行退火处理。铜管试胀合格后，方可正式胀管。安装铜管时，不得使用临时人员或搞突击性穿管。
- 3.7 各种水处理材料、药品到货时，应进行检验，合格后分类保管。在使用前，化验人员应再次取样化验，确认无误后，方可使用。
- 3.8 新建锅炉的补给水处理设备及系统的安装、调试工作，应在锅炉第一次水压试验之前完

成。蒸汽压力为 9.8MPa 及以下锅炉的水压试验，采用除盐水或软化水；蒸汽压力为 9.8MPa 以上锅炉的水压试验，应采用除盐水。整体水压试验用水质量应满足下列要求：

3.8.1 氯离子含量小于 0.2mg/L。

3.8.2 联氨或丙酮肟含量为 200~300mg/L。

3.8.3 pH 值为 10~10.5（用氨水调节）。

3.9 锅炉化学清洗的范围如下：

3.9.1 对蒸汽压力在 9.8MPa 以下的汽包炉，一般只进行碱煮。特殊情况经主管局审定，可进行化学清洗。

3.9.2 对直流炉和蒸汽压力为 9.8MPa 及以上汽包炉的省煤器和水冷壁管，必须进行化学清洗。

3.9.3 对蒸汽压力为 12.7MPa 及以上的锅炉，当过热器管内铁的氧化物大于 100g/m² 时，一般进行化学清洗或采用蒸汽加氧吹洗。对过热器进行整体化学清洗时，必须有防止垂直蛇形管发生汽塞、氧化铁沉积和奥氏体钢腐蚀的措施。

3.9.4 对再热器，除锈蚀严重外，不进行化学清洗，可采取蒸汽加氧吹洗。

3.9.5 对容量在 200MW 及以上机组的凝结水及高、低压给水管道，应进行化学清洗。

3.10 热力设备化学清洗的原则方案，应在初步设计阶段完成，并与初步设计同时送审。

3.11 锅炉及其热力系统化学清洗后的质量应达到以下要求：

3.11.1 被清洗金属的表面清洁，基本上无残留氧化物和焊渣，无明显的金属粗晶析出，无二次浮锈，并形成保护膜。

3.11.2 腐蚀指示片无点蚀，平均腐蚀速率应小于 10g/(m²·h)，腐蚀总量应小于 120g/m²。

3.11.3 生产、基建、调试单位和工程主管局应共同检查清洗质量，并作出评价。

3.12 锅炉化学清洗的废液排放应符合国家和地方排放标准。

3.13 锅炉化学清洗完毕至锅炉点火一般不得超过 20d。如超过，应采取防锈蚀保护措施。

3.14 机组启动前的冷态冲洗和热态冲洗方式按照 SDJJS03—88《电力基本建设热力设备化学监督导则》进行。

3.14.1 冲洗过程中，应投入加氨和联氨设备，调节冲洗水的 pH 值为 9.0~9.3，联氨过剩量为 50~100mg/L。

3.14.2 汽包炉热态冲洗时，应加强排污（整炉换水）至炉水澄清。应对大型容器底部进行清扫和冲洗。

3.14.3 在冲洗过程中，主要监督给水、炉水、凝结水中的含铁量和 pH 值。

3.14.4 新锅炉在第一次点火前，应进行过热器反冲洗。冲洗水应为加氨的除盐水，其 pH 值维持在 9~10，应冲洗至出水无色透明。

3.15 蒸汽吹洗阶段应对给水、炉水及蒸汽质量进行监督，给水 pH 值（25℃）控制在 8.8~9.3，炉水 pH 值为 9~10。当炉水含铁量大于 1000μg/L 时，应加强排污，或在吹管间歇时，以整炉换水方式降低其含铁量。采用磷酸盐处理时，还应控制磷酸根的含量为 2~10mg/L。

3.16 吹洗完毕，将凝汽器热水井和除氧器水箱的水排空后，应清扫器内铁锈和杂物。

3.17 新建机组启动前，给水、炉水、凝结水、水内冷发电机冷却水的处理设备应均能投入运行；水汽取样装置及主要在线化学仪表应具备投入条件；循环水加药系统及胶球清洗装置应能投入运行。

3.18 新建机组整体试运行时，应达到下列要求：

3.18.1 除氧器投入正常运行（保持除氧器内水达到相应压力下的饱和温度）。

3.18.2 凝结水处理设备必须投入正常运行。

3.18.3 水处理系统程控装置投入运行。

3.19 新建机组试运行阶段水、汽质量标准如下：

3.19.1 容量在 125MW 及以上的机组，当汽轮机冲转时，过热蒸汽的二氧化硅不大于 100 $\mu\text{g}/\text{kg}$ ，含钠量不大于 50 $\mu\text{g}/\text{kg}$ 。

3.19.2 汽轮机凝结水的回收质量，一般应符合表 1 规定。

表 1 凝结水回收质量标准

炉 型	锅炉压力 (MPa)	硬 度 ($\mu\text{mol}/\text{L}$)	二氧化硅 ($\mu\text{g}/\text{L}$)	铁 ($\mu\text{g}/\text{L}$)
汽 包 炉	12.7~18.3	<10	<80	<80
直 流 炉	12.7~18.3	—	—	<1000 ¹⁾

注：1) 也适用于有凝结水处理的汽包炉。

3.19.3 新建机组试运期间，在 1/2 额定负荷及以上时，锅炉给水质量应符合表 2 规定。

表 2 锅炉给水质量标准

炉 型	锅炉压力 (MPa)	溶解氧 ($\mu\text{g}/\text{L}$)	二氧化硅 ($\mu\text{g}/\text{L}$)	铁 ($\mu\text{g}/\text{L}$)	硬 度 ($\mu\text{mol}/\text{L}$)	pH 25℃	联氨 ($\mu\text{g}/\text{L}$)
汽包炉	12.7~18.3	<30	<80	<80	0	8.5~9.2	10~50
直流炉	12.7~18.3	<20	<50	<50			

3.19.4 对蒸汽压力高于 15.6MPa 的汽包炉必须进行洗硅，使蒸汽中的二氧化硅不大于 60 $\mu\text{g}/\text{kg}$ 。

3.20 基建阶段的锅炉水压试验、化学清洗、蒸汽吹洗及试运期间水、汽质量的监督工作均应由质量监督站或受其委托的技术监督负责人签字验收。

3.21 基建阶段的原始记录应准确、完整。设备移交试运行的同时，工程主管单位应向运行单位移交化学监督技术档案及相关的全部资料。

4 运行阶段

本章所列各项标准值均为极限值，各厂可根据具体情况，确定本厂的“期望值”，一般取 50%~70% 极限值作为“期望值”。

4.1 机组正常运行阶段的水、汽质量

4.1.1 蒸汽质量

自然循环、强制循环汽包炉或直流炉的饱和蒸汽及过热蒸汽的质量应符合表 3 规定。

表3 蒸汽质量标准

炉型	锅炉压力 (MPa)	铁 ¹⁾ (μg/kg)	铜 ¹⁾ (μg/kg)	钠 (μg/kg)	二氧化硅 (μg/kg)	电导率 (经氢离子交换后, 25℃) (μS/cm)
汽包炉	12.7~18.3	≤20	≤5	≤10	≤20	≤0.3
直流炉	12.7~18.3	≤10	≤5 ²⁾			

注: 1) 对于压力低于 15.6MPa 的锅炉, 铁、铜的指标仅作参考。

2) 争取“小于或等于 3μg/kg”。

4.1.2 锅炉给水质量

a) 锅炉给水中的硬度、溶解氧、铁、铜、钠及二氧化硅的含量应符合表 4 规定。

表4 锅炉给水质量标准 (一)^①

炉型	锅炉压力 (MPa)	硬度 ¹⁾ (μmol/L)	二氧化硅 (μg/L)	溶解氧 (μg/L)	铁 (μg/L)	铜 (μg/L)	钠 (μg/L)
汽包炉	12.7~15.6	≤2.0	应保证蒸汽质量	≤7	≤20	≤5	—
	15.7~18.3	≈0	≤20				
直流炉	12.7~18.3	≈0	≤20	≤7	≤10	≤5 ²⁾	≤10 ³⁾

注: ① 液态排渣炉和原设计为燃油的锅炉, 其给水的硬度和铁、铜的含量, 应符合比其压力高一等级锅炉给水的规定。

1) 硬度 (μmol/L) 的基本单元为 1/2Ca²⁺ + 1/2Mg²⁺。有凝结水处理时的给水硬度应“≈0 μmol/L”。

2) 争取“小于或等于 3μg/L”。

3) 争取“小于或等于 5μg/L”。

b) 给水的 pH 值、电导率、联氨和油的含量, 应符合表 5 规定。

表5 锅炉给水质量标准 (二)

炉型	锅炉压力 (MPa)	pH (25℃)	电导率 (经氢离子交换后, 25℃) (μS/cm)	联氨 (μg/L)	油 (mg/L)
汽包炉	12.7~18.3	8.8~9.3 或 9.0~9.5 (当加热器为钢管时)	≤0.3	10~50 或 10~30 (挥发性处理时)	≤0.3
直流炉	12.7~18.3		≤0.2	10~30	≤0.3

4.1.3 汽轮机凝结水质量

a) 凝结水的硬度、溶解氧和电导率等应符合表 6 规定。

表6 汽轮机凝结水的质量标准

锅炉压力 (MPa)	硬度 (μmol/L)	溶解氧 (μg/L)	电导率 (经氢离子交换后, 25℃) (μS/cm)	二氧化硅 (μg/L)	钠 (μg/L)
12.7~15.6	≤2.0	≤40	≤0.3	应保证炉水质量	≤10
15.7~18.3	—	≤30			

b) 凝结水经氢型混床处理后的硬度、电导率、二氧化硅、钠、铁和铜的含量应符合表 7 规定。

表 7 处理后的凝结水质量标准

硬 度 ($\mu\text{mol/L}$)	电 导 率 (经氢离子交换后, 25℃) ($\mu\text{S/cm}$)	二氧化硅 ($\mu\text{g/L}$)	钠 ($\mu\text{g/L}$)	铁 ($\mu\text{g/L}$)	铜 ($\mu\text{g/L}$)
≈ 0	≤ 0.2	≤ 15	≤ 5	≤ 8	≤ 3

4.1.4 锅炉炉水质量

a) 对汽包锅炉炉水质量, 应根据热化学试验确定, 一般可参考表 8 规定。

表 8 锅炉炉水质量标准

锅炉压力 (MPa)	处理方式	总含盐量 ¹⁾ (mg/L)	二氧化硅 ¹⁾ (mg/L)	氯离子 ¹⁾ (mg/L)	磷酸根 (mg/L)		pH ¹⁾ (25℃)	
					单段蒸发	分段蒸发		
						净段		盐段
12.7~15.6	磷酸盐处理	≤ 50	$\leq 0.45^{2)}$	≤ 4	2~8	2~8	≤ 40	9~10
15.7~18.3	磷酸盐处理	≤ 20	≤ 0.25	≤ 1	0.5~3	—	—	9~10
	挥发性处理	≤ 2.0	≤ 0.2	≤ 0.5	—		—	9.0~9.5

注: 1) 均指单段蒸发炉水, 总含盐量为参考指标。

2) 汽包内有洗汽装置时, 该标准值可适当放宽。

b) 当锅炉进行协调磷酸盐处理时, 应控制炉水中钠离子与磷酸根的摩尔比为 2.3~2.8。

4.1.5 锅炉补给水质量

a) 对补给水质量, 应以不影响给水质量为标准, 一般可按表 9 规定控制。

b) 进入离子交换器的水, 应按表 10 规定控制。

表 9 锅炉补给水质量标准

水处理系统	硬 度 ($\mu\text{mol/L}$)	二氧化硅 ¹⁾ ($\mu\text{g/L}$)	电导率 ($\mu\text{S/cm}$, 25℃)
一级化学除盐加 混床系统出水	≈ 0	≤ 20	≤ 0.2

注: 1) 当原水中非活性硅含量较高时, 此指标应为全硅含量。

表 10 离子交换器 (对流再生) 进水水质标准

浊度 FTU	残余氯 (mg/L)	COD _{Mn} (mg/L)
$< 2^{1)}$	< 0.1	< 2

注: 1) 离子交换器顺流再生时, “小于 5”。

c) 蒸发器和蒸汽发生器内的水汽质量, 一般应符合表 11 规定。

表 11 蒸发器和蒸汽发生器内的水汽质量标准

名 称	钠 ($\mu\text{g/kg}$)	二氧化硅 ($\mu\text{g/kg}$)	游离二氧化碳	硬度 ($\mu\text{mol/L}$)	溶解氧 ($\mu\text{g/L}$)	磷酸根 (mg/L)
二次蒸汽	≤ 500	≤ 100	应保证锅炉给水质量	—	—	—
蒸发器和蒸汽 发生器给水	—	—	—	≤ 20	≤ 50 (经除氧后)	—
蒸发器和蒸汽 发生器内水 ¹⁾	—	—	—	—	—	5~20 ²⁾

注: 1) 应根据热化学试验确定水质。

2) 对采用锅炉排污水作补充水的蒸发器, 磷酸根含量不受此限。

4.1.6 减温水质量

锅炉蒸汽采用混合减温时，其减温水质量应保证减温后蒸汽质量符合标准（见表3）。

4.1.7 疏水和生产回水质量

疏水和生产回水质量以不影响给水质量为前提，一般按表12规定控制。

对生产回水，还应根据回水的性质增加必要的化验项目。

4.1.8 热网补充水质量

热网补充水质量一般按表13规定控制。

表12 疏水和生产回水质量标准

名称	硬度 ($\mu\text{mol/L}$)	铁 ($\mu\text{g/L}$)	油 (mg/L)
疏水	≤ 5	≤ 50	—
生产回水	≤ 5	≤ 100	≤ 1 (经处理后)

表13 热网补充水质量标准

溶解氧 ($\mu\text{g/L}$)	总硬度 ($\mu\text{mol/L}$)	悬浮物 (mg/L)
< 100	< 700	< 5

4.1.9 水内冷发电机的冷却水质量

冷却水质量一般按表14规定控制。

表14 水内冷发电机的冷却水质量标准

处理方式	电导率 ($\mu\text{S/cm}$, 25 $^{\circ}\text{C}$)	铜 ($\mu\text{g/L}$)	pH (25 $^{\circ}\text{C}$)
添加缓蚀剂	≤ 10	≤ 40	> 6.8
不加缓蚀剂	≤ 10	≤ 200	> 7.0

4.2 停、备用机组启动时的水汽质量

机组启动前，要用加有氨和联氨的除盐水冲洗高低压给水管和锅炉本体，待全铁的含量合格后再点火。机组启动时，凝结水、疏水质量不合格不准回收，蒸汽质量不合格不准并汽。

4.2.1 蒸汽质量

机组并汽或汽轮机冲转前的蒸汽质量，一般可参照表15规定控制，并在8h内达到正常运行时的标准。

表15 机组启动期间蒸汽质量标准

炉型	锅炉压力 (MPa)	电导率 (经氢离子交换后, 25 $^{\circ}\text{C}$) ($\mu\text{S/cm}$)	二氧化硅 ($\mu\text{g/kg}$)	铁 ($\mu\text{g/kg}$)	铜 ($\mu\text{g/kg}$)	钠 ($\mu\text{g/kg}$)
汽包炉	12.7~18.3	≤ 1	≤ 60	≤ 50	≤ 15	≤ 20
直流炉		—	≤ 30	≤ 50	≤ 15	≤ 20

4.2.2 给水质量

锅炉启动时，给水质量应符合表16规定，并在8h内达到正常运行时的标准。

表 16 机组启动时给水质量标准

炉 型	锅炉压力 (MPa)	硬度 ($\mu\text{mol/L}$)	铁 ($\mu\text{g/L}$)	溶解氧 ($\mu\text{g/L}$)	二氧化硅 ($\mu\text{g/L}$)
汽包炉	12.7~18.3	≤ 5	≤ 75	≤ 30	≤ 80
直流炉		≈ 0	≤ 50	≤ 30	≤ 30

4.2.3 凝结水质量

机组启动时，可按表 17 规定的标准开始回收凝结水。

表 17 机组启动时凝结水回收质量标准

外 形	硬度 ($\mu\text{mol/L}$)	铁 ($\mu\text{g/L}$)	铜 ($\mu\text{g/L}$)	二氧化硅 ($\mu\text{g/L}$)
无色透明	≤ 10	≤ 80	≤ 30	≤ 80

有凝结水处理时，含铁量不大于 $1000\mu\text{g/L}$ 。对海滨电厂，还应控制含钠量不大于 $80\mu\text{g/L}$ 。

4.2.4 疏水质量

机组启动时，应严格监督疏水质量。当高、低压加热器的疏水含铁量不大于 $400\mu\text{g/L}$ 时，可回收。

4.3 水汽质量劣化时的处理

当水汽质量劣化时，应迅速检查取样是否有代表性；化验结果是否正确；并综合分析系统中水、汽质量的变化，确认判断无误后，应立即向本厂领导汇报情况，提出建议。领导应责成有关部门采取措施，使水、汽质量在允许的时间内恢复到标准值。下列三级处理值的涵义为：

一级处理值——有因杂质造成腐蚀的可能性，应在 72h 内恢复至标准值。

二级处理值——肯定有因杂质造成腐蚀的可能性，应在 24h 内恢复至标准值。

三级处理值——正在进行快速腐蚀，如水质不好转，应在 4h 内停炉。

在异常处理的每一级中，如果在规定的时间内尚不能恢复正常，则应采用更高一级的处理方法。对于汽包锅炉，恢复标准值的办法之一是降压运行。

4.3.1 凝结水（凝结水泵出口）水质异常时的处理值见表 18 规定。

表 18 凝结水水质异常^①时的处理值

项 目		标准值	处 理 值		
			一级	二级	三级
电 导 率 (经氢离子交换后, 25℃) ($\mu\text{S/cm}$)	有混床	≤ 0.2	> 0.2	—	—
	无混床	≤ 0.3	> 0.3	> 0.4	> 0.65
硬 度 ($\mu\text{mol/L}$)	有混床	≈ 0	> 2	—	—
	无混床	≤ 2	> 2	> 5	> 20

注：①用海水冷却的电厂，当凝结水中的含钠量大于 $400\mu\text{g/L}$ 时，应紧急停炉。

4.3.2 锅炉给水水质异常时的处理值，见表 19 规定。

表 19 锅炉给水水质异常时的处理值

项 目		标准值	处 理 值		
			一 级	二 级	三 级
pH (25℃)	全铁系统	9.0~9.5	<9.0 或 >9.5	—	—
	铁铜系统	8.8~9.3	<8.8 或 >9.3	—	—
电导率 (经氢离子交换后, 25℃) (μS/cm)		≤0.2~0.3	>0.3	>0.4	>0.65
溶解氧 (μg/L)		≤7	>7	>20	—

4.3.3 锅炉炉水水质异常时的处理值, 见表 20 规定。

表 20 锅炉炉水水质异常时的处理值

项 目		标准值	处 理 值		
			一 级	二 级	三 级
pH	磷酸盐处理	9~10	<9.0	<8.5	<8.0
	挥发性处理	9~9.5	<9.0	<8.0	<7.5

当出现水质异常情况时, 还应测定炉水中的含氯量、含钠量、电导率和碱度, 以便查明原因, 采取对策。

5 检修和停、备用阶段

5.1 通过热力设备大修过程中的化学检查发现问题时, 应查清设备隐患的性质、范围和程度, 以便采取相应措施, 避免发生事故。

5.2 热力设备大修时各专业的分工如下:

5.2.1 化学专业

- a) 提出大修期间的化学检查大纲。
- b) 编制化学清洗及铜管镀膜等方案。
- c) 采集垢样, 进行化验, 将记录留档。
- d) 参加热力设备有关化学部分、化学水处理设备及各类加药设备等的大修检查、验收及设备定级工作。
- e) 提出大修化学检查报告 (大修结束后一个月内)。
- f) 建立化学检查的技术档案, 并保存垢样。

5.2.2 机炉专业

在热力设备解体时, 机炉专业人员应通知化学专业人员检查内部情况, 并按化学专业要求, 进行割管检查、化学清洗及停用防锈蚀工作等。

5.3 大修前的准备工作如下:

5.3.1 收集有关技术资料, 准备检测仪器、工具、记录报表和设备示意图等。

5.3.2 列出本次大修与化学有关的项目, 如停用设备防锈蚀、化学清洗、锅炉受热面割管、

凝汽器抽管、修改取样点位置等。对大修期间需更换的炉管，应事先进行化学清洗。

5.3.3 做好两次大修期间机组运行的分析，主要内容应包括：汽轮机监视段压力；凝汽器端差及真空；发电机水内冷系统阻力、流量的变化；机炉设备启停次数；设备停用防锈蚀率和防锈蚀合格率；主要水汽质量合格率；水汽损失率及锅炉排污率等。

5.4 热力设备各部位的重点检查内容见表 21。

表 21 热力设备各部位的重点检查内容

部 位		内 容
锅 炉 设 备	汽 包	汽包内壁及内部装置腐蚀、结垢情况及主要特征；汽水分离装置完整情况；排污管、加药管是否污堵
	水 冷 壁	监视管段（不得少于 0.5m）内壁积垢、腐蚀情况；向、背火侧垢量及计算结垢速率，对垢样做成分分析；水冷壁进口下联箱内壁腐蚀及结垢情况
	省 煤 器	进口段及水平管下部氧腐蚀程度、结垢量、有无油污
	过热器及再热器	立式弯头处有无积水；腐蚀结盐程度；腐蚀产物沉积情况，测其 pH 值
汽 轮 机 及 其 辅 助 机	汽轮机本体	目视各级叶片结盐情况，定性检测有无铜；调速级、中压缸第一级叶片有无机械损伤或麻点；中压缸一、二级围带氧化铁积集程度；检查每级叶片及隔板表面 pH 值（有无酸性腐蚀），计算单位面积结盐量，对垢样做成分分析
	凝汽器管	凝汽器管外壁有无腐蚀或磨损减薄；内壁结垢、粘泥及腐蚀程度；有无泄漏点，胀口有无伤痕
	除氧器	内部有无腐蚀损坏，喷头有无脱落，填料有无布置不匀；给水箱底部有无沉积物，箱体有无腐蚀，防腐层是否完好
	高、低压加热器	吊芯有无腐蚀、泄漏，必要时抽管采垢样分析

5.5 热力设备评价标准见表 22、表 23、表 24、表 25。

表 22 汽轮机转子、隔板和叶片的结盐、腐蚀评价

类别 项目	一 类	二 类	三 类
结 盐	基本不结盐或结盐量 ¹⁾ 小于 1mg/(cm ² ·a)	有少量结盐，结盐量 1~10mg/(cm ² ·a)	结盐较多，结盐量大于 10mg/(cm ² ·a)
腐 蚀	基本没有腐蚀	低压缸有轻微锈蚀，初凝 区隔板有轻微腐蚀	下隔板有较严重的锈蚀，不锈钢部件出 现针孔或初凝区隔板有严重腐蚀

注：1) 按两次检修间隔的自然年计算。

表 23 凝汽器铜管腐蚀、结垢评价

类别 项目	一 类	二 类	三 类
均匀腐蚀	<0.005mm/a	0.005~0.02mm/a	>0.02mm/a
局部腐蚀	无	管壁点蚀，沟槽深度小于或 等于 0.3mm	点蚀，沟槽深度大于 0.3mm 或已有部分 管子穿孔
结垢	基本无	≤0.5mm	>0.5mm

表 24 水冷壁向火侧结垢速率的评价^①

类别	一 类	二 类	三 类
项目			
结垢速率 [g/ (m ² ·a)]	<40	40~80	>80

注：① 此表用于 12.7MPa 及以上汽包炉和直流炉；
样管为上次大修安装的监视管。

表 25 省煤器、水冷壁、过热器、
再热器管内腐蚀的评价

一 类	二 类	三 类
基本没有腐蚀	有轻微腐蚀，点蚀深度小于或等于 1mm	有局部溃疡性腐蚀或点蚀大于 1mm

5.6 大修期间化学检查报告，应按规定报送电厂、试研所（院）及主管局。报告内容应包括：两次大修期间机组运行的有关情况；曾发生的水汽异常情况；热力设备检查结果（包括各部位结垢速率、垢样成分分析等）以及综合评价、存在的主要问题、改进措施和建议。报告除文字说明外，应附有典型照片、曲线及图表等。

5.7 热力设备在停、备用期间，必须采取防锈蚀措施。

5.8 停、备用设备的防锈蚀措施应由值长组织实施，并实行操作票制度。

5.9 防锈蚀工作的专业分工如下：

5.9.1 化学专责人员应提出方案和要求，进行化学监督和防锈蚀效果的检查、评定，提出技术总结，上报有关领导。

5.9.2 机炉专业人员应负责防锈蚀设备和系统的安装、操作和维护，参加防锈蚀效果评定，并建立台帐。

5.10 停、备用设备启动前，应对设备和系统进行冲洗，直至出水无色透明。

5.11 锅炉检修后进行水压试验时，应使用加有缓蚀剂的化学除盐水。

6 技术管理

6.1 火电厂应建立下列规程制度：

6.1.1 根据 SD246—88《化学监督制度》和本导则，结合本厂实际，编制相应的规程或实施细则；

6.1.2 岗位责任制；

6.1.3 化学水处理设备运行规程，监督对象包括：补给水、给水、炉水、凝结水、循环水和水内冷发电机冷却水处理设备运行规程等；

6.1.4 运行设备巡回检查制度；

6.1.5 水、汽、垢、腐蚀产物、水处理药品取样及试验规程；

6.1.6 化学药品、水处理材料验收及保管制度；

6.1.7 化学仪器、仪表管理校验制度；

6.1.8 停、备用热力设备防锈蚀制度；

6.1.9 化学设备检修规程（含化学仪表）；

6.1.10 热力设备检修中的化学检查制度；

6.1.11 安全工作规程；

6.1.12 生产人员培训制度；

6.1.13 生产异常管理制度。

- 6.2 绘制与现场设备、系统一致的下列图表：
 - 6.2.1 全厂水汽系统图，包括：取样点和加药点等；
 - 6.2.2 锅炉补给水处理系统图；
 - 6.2.3 凝结水处理系统图；
 - 6.2.4 给水及炉水加药系统图；
 - 6.2.5 锅炉定期排污和连续排污系统图；
 - 6.2.6 水内冷发电机冷却水系统图；
 - 6.2.7 循环冷却水处理系统图；
 - 6.2.8 废水处理系统图。
- 6.3 建立和健全下列技术资料：
 - 6.3.1 各种运行记录；
 - 6.3.2 热力系统水汽质量查定记录及有关试验报告；
 - 6.3.3 热力设备和水处理设备的调整试验及检修检查报告；
 - 6.3.4 热力设备的化学清洗和停、备用防锈蚀记录及总结；
 - 6.3.5 水处理药品及材料的进厂化验报告；
 - 6.3.6 化学仪器及在线仪表的检修、校验报告；
 - 6.3.7 凝汽器铜管的泄漏记录和处理结果；
 - 6.3.8 化学监督月报、年度报表及总结；
 - 6.3.9 生产人员的培训记录和年度总结。
- 6.4 热力设备启动时的水汽质量管理工作有：
 - 6.4.1 机组启动时的水汽质量标准应列入锅炉和汽轮机运行规程中；
 - 6.4.2 应统计机组启动时水质的不合格率和变化幅度。以机组并网后 8h 内的水质作为启动水质，8h 以后的水质作为运行水质。启动水质报表应连同运行水质报表一并上报。
- 6.5 热力设备正常运行后的水汽质量管理工作如下：
 - 6.5.1 化学运行人员值班时，应随时掌握运行指标的变化趋势，保证水汽质量 100%合格，并努力达到期望值；
 - 6.5.2 每月统计水处理药品消耗量，每年统计离子交换树脂补充量，并进行技术经济分析；
 - 6.5.3 对水汽质量和药品、树脂消耗量等的统计和分析，应实行微机管理。
- 6.6 水质异常时的管理工作如下：
 - 6.6.1 当确认水质达到一级处理值时，应立即报告值长，进行调整并通知设备所在部门进行处理。
 - 6.6.2 当确认水质达到二级处理值时，应向有关单位发出水质异常通知单，写明发生的时间、超标幅度、原因分析和应采取的措施。通知单由化学分场主任或专工签发，并分送设备所在单位的技术负责人、厂部化学监督专责人和分管化学监督的厂级领导。在存档的通知单上，由上述单位的负责人和领导签字。处理完毕，由签发人签字验收。
 - 6.6.3 当发现水汽质量劣化，并危及设备安全时，应报告电厂和上级电管（力）局领导，采取紧急措施。
- 6.7 在热力设备停、备用阶段，应记录防锈蚀的日期、方法及监督指标。事后应检查效果，统计防锈蚀率和防锈蚀合格率，并提出总结报告。

6.7.1 防锈蚀率的计算：

$$\text{防锈蚀率} = \frac{\text{防锈蚀时间(d)}}{\text{机组停、备用时间(d)}} \times 100\%$$

6.7.2 防锈蚀合格率指主要监督指标，如给水溶解氧、pH值、除氧剂浓度以及相对湿度等的合格率。

6.8 检修管理

6.8.1 对化学水处理设备和化学在线分析仪表，应定期维修和校准，检修后应进行质量验收。

6.8.2 应配置一定数量和种类齐全的备品、备件。

附加说明：

本标准由中华人民共和国电力工业部提出。

本标准由电力工业部电厂化学标准化技术委员会归口。

本标准由中国电力企业联合会标准化部组织起草。

本标准主要起草人：（按章节顺序排列）许丽珍、金宗俊、杜知勤、杨东方、孙永、程黎明、张宏兆。