

中华人民共和国电力行业标准

DL 612 1996

电力工业锅炉压力容器监察规程

supervision code for boiler and pressure
vessel of the power industry

1997-02-03发布

1997-06-01实施

中华人民共和国电力工业部 发布

前 言

本规程是SD167—85《电力工业锅炉监察规程》的修订版。修订中总结了大容量、高参数锅炉机组的运行经验；吸取了近年重大事故的教训；参考了美国机械工程师学会《锅炉和压力容器规范》（ASME）、德国《蒸汽锅炉技术规程》（TRD）和前苏联《蒸汽和热水锅炉结构和安全操作规程》。增加了热力系统压力容器和主要汽水管道的原则性规定，改称为《电力工业锅炉压力容器监察规程》。

锅炉压力容器安全监察应遵照国务院《锅炉压力容器安全监察暂行条例》的有关规定，满足劳动部《蒸汽锅炉安全技术监察规程》和《压力容器安全技术监察规程》的基本要求。本规程是在此前提下，结合电力工业的特点和实际，按照设备全过程管理，实行全过程监察的原则，对火力发电锅炉、火力发电厂热力系统的压力容器和主要汽水管道的安全技术和安全管理工作提出的原则要求，是指导电力工业锅炉压力容器安全工作的综合性管理规程，是强制性行业标准。

本规程的附录A、附录B都是提示的附录。

本规程由电力工业部锅炉压力容器安全监察委员会提出。

本规程由中国电力企业联合会标准化部归口。

本规程由东北电业管理局起草。

本规程起草人员：董长林、王世江、张秉昌、黄振康、刘勇力。

本规程由电力工业部锅炉压力容器安全监察委员会办公室负责解释。

目 次

前 言

1	范围
3	引用标准
4	总则
4	监察管理
5	锅炉结构
6	压力容器与管道的设计、制造
7	金属材料
8	受压元件的焊接
9	安全保护装置及仪表
10	锅炉化学监督
11	锅炉房
12	安装和调试
13	运行管理和修理改造
14	检验
	附录A（提示的附录）电厂常用钢材的化学成分和力学性能	...
	附录B（提示的附录）锅炉压力容器常用钢材国内外钢号对照表	...

中华人民共和国电力行业标准

电力工业锅炉压力容器监察规程

DL 612—1996

Supervision code for boiler and pressure vessel of the power industry

1 范围

本规程适用于额定蒸汽压力等于或大于3.8MPa供火力发电用的蒸汽锅炉、火力发电厂热力系统压力容器及主要汽水管道。额定蒸汽压力小于3.8MPa的发电锅炉可参照执行。

规程监察范围：

- a) 锅炉本体受压元件、部件及其连接件；
- b) 锅炉范围内管道；
- c) 锅炉安全保护装置及仪表；
- d) 锅炉房；
- e) 锅炉承重结构；
- f) 热力系统压力容器：高、低压加热器、除氧器、各类扩容器等；
- g) 主蒸汽管道、主给水管道、高温和低温再热蒸汽管道。

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条文。在标准出版时，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。

- GB 150—89 钢制压力容器
- GB 151—89 钢制管壳式换热器
- GB 9222—88 水管锅炉受压元件强度计算
- GB 12145—89 火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量标准
- DL 435—91 火力发电厂煤粉锅炉燃烧室防爆规程
- DL 438—91 火力发电厂金属技术监督规程

- DL 439—91 火力发电厂高温紧固件技术导则
- DL 441—91 火力发电厂高温高压蒸汽管道蠕变监督导则
- DL 5000—94 火力发电厂设计技术规程
- DL 5007—92 电力建设施工及验收技术规范（火力发电厂焊接篇）
- DL 5031—94 电力建设施工及验收技术规范（管道篇）
- DL / T515—94 电站弯管
- DL / T561—95 火力发电厂水汽化学监督导则
- DLJ 58—81 电力建设施工及验收技术规范（火力发电厂化学篇）
- DL / T5047—95 电力建设施工及验收技术规范（锅炉机组篇）
- DL / T5054—1996 火力发电厂汽水管道设计技术规定
- SD 135—86 火力发电厂锅炉化学清洗导则
- SD 223—87 火力发电厂停（备）用热力设备防锈蚀导则
- SD 246—88 化学监督制度
- SD 263—88 焊工技术考核规程
- SD 268—88 燃煤电站锅炉技术条件
- SD 340—87 火力发电厂锅炉压力容器焊接工艺评定规程
- SDJ 68—84 电力基本建设热力设备维护、保管规程
- SDJ 279—90 电力建设施工及验收技术规范（热工仪表及控制装置篇）
- SDGJ6—78 火力发电厂汽水管道应力计算技术规定
- SDJJS 03—88 电力基本建设热力设备化学监督导则
- JB / T 3375—91 锅炉原材料入厂检验规则

3 总则

3.1 为保证电力工业发电锅炉、火力发电厂热力系统压力容器和主要汽水管道的安全运行，延长使用寿命，保护人身安全，特制定本规程。

3.2 电力工业锅炉压力容器监察工作必须贯彻“安全第一，预防为主”的方针，实行分级管理，对受监设备实施全过程监督。有关设计、制造、安装、调试、运行、修理改造、检验等部门应遵守本规程。在编制受监设备有关规程制度时，应符合本规程的规定。

3.3 电力工业各级锅炉压力容器监察机构和锅炉压力容器安全监察工程师（以下简称锅炉监察工程师）负责监督本规程的贯彻执行。

3.4 由于采用新技术（如新结构、新材料、新工艺等）而不符合本规程要求时，应进行必要的试验和科学论证，经集团公司或省电力公司审查同意，并报劳动部门备案，在指定单位试用。

3.5 由于采用国外锅炉建造规范而与本规程规定不一致时，应在全面执行国外系列标准的情况下，方可按国外标准执行，并应经集团公司或省电力公司同意。

4 监察管理

4.1 锅炉、压力容器及管道的设计、制造、安装、调试、修理改造、检验和化学清洗单位按国家或部颁有关规定，实施资格许可证制度。

从事锅炉、压力容器和管道的运行操作、检验、焊接、焊后热处理、无损检测人员，应取得相应的资格证书。

单位和个人的资格审查、考核发证，按部颁或劳动部有关规定执行。

4.2 集团公司和省电力公司应设置锅炉压力容器监察机构，配备必要的专业人员。火电厂、火电安装单位和锅炉压力容器检验单位应配备锅炉监察工程师。

锅炉监察工程师的考核、发证，按部颁《电力工业锅炉压力容器安全监察规定》执行。

4.3 锅炉订货合同的技术条件应根据本规程有关要求和SD268《燃煤电站锅炉技术条件》进行谈判。进口电站锅炉的技术条件应符合部颁《进口大容量电站锅炉技术谈判指南》和《进口大容量火电机组热工自动化技术谈判指南》有关部分的要求。

在设备订货合同中应明确设计、制造、检验所依据的规程、规范和标准。对于进口成套设备中由国内加工制造的锅炉压力容器部件，其设计、制造和检验应与进口设备执行同一规程、规范和标准。

4.4 对锅炉、压力容器和管道的制造质量，应实行监检。监检工作以建设单位为主，安装和检验单位参加，按部颁《国产大型电站锅炉及辅机设备制造质量监检大纲》执行。

锅炉、压力容器及管道的安装质量，由集团公司或省电力公司按部颁有关规程规定组织检查和验收。

进口锅炉、压力容器和管道应进行检验。检验工作由集团公司和省电力公司组织，按部颁《电力系统进口成套设备检验工作的规定》执行。

国产锅炉、压力容器和管道应经检验，检验工作由集团公司和省电力公司组织，按部颁《电力工业锅炉压力容器安全性能检验大纲》执行。

参与制造质量监检和进口设备检验的专业人员，应持有锅炉监察工程师或检验员资格证书。

4.5 锅炉、压力容器及管道的使用单位，按部颁《电力系统发电用锅炉使用登记暂行办法》和《能源部电力生产用压力容器使用登记暂行办法》及其附件的规定，在集团公司或省电力公司锅炉压力容器监察机构办理使用登记手续。由集团公司或省电力公司的锅炉压力容器监察机构向所在地省级劳动部门备案，领取使用证。

4.6 锅炉主要受压元件、压力容器和管道发生爆破等重大事故时，应报告集团公司、省电力公司和劳动部门的锅炉压力容器监察机构。重大事故的调查委员会，集团公司或省电力公司的锅炉压力容器监察机构应派人参加。事故调查报告及处理意见，应报告部锅炉压力容器监察机构。

4.7 锅炉、压力容器退役后重新启用，应进行检验和安全性能评估，并办理审批手续。评估工作由集团公司或省电力公司组织，锅炉压力容器检验中心主持，并在安全技术上对评估结论的全面性、正确

性负责。

退役重新启用的设备应重新办理登记手续，并按在役设备管理。
经检验报废的设备不允许使用。

4.8 锅炉出厂应附有与安全有关的技术资料和为安装、运行、维护检修所需要的图纸和技术文件。包括：

- a) 设计图纸（锅炉整体总图、各部件总图和分图、汽水系统图、热膨胀系统图、测点布置图、基础荷重及其外形图等）；
- b) 受压元件的强度计算书或汇总表；
- c) 安全阀排放量的计算书和反力计算书；
- d) 锅炉质量证明书（包括出厂合格证、金属材料、焊接质量和水压试验合格证明等）；
- e) 锅炉安装说明书和使用说明书；
- f) 受压元件设计更改通知书；
- g) 锅炉热力计算书或主要计算结果汇总表；
- h) 过热器、再热器各段进出口压力；
- i) 直流锅炉各段进出口压力；
- j) 过热器、再热器管壁温度计算书或汇总表；
- k) 烟风系统阻力计算书或汇总表；
- l) 各项保护动作整定值。

4.9 锅炉应装设金属铭牌，铭牌上至少载明下列项目：

- a) 锅炉型号；
- b) 产品编号；
- c) 额定蒸发量（t/h）；
- d) 给水温度（℃）；
- e) 额定蒸汽压力（MPa）；
- f) 额定蒸汽温度（℃）；
- g) 再热器进、出口温度（℃）及进、出口压力（MPa）；
- h) 制造厂名称；
- i) 锅炉制造许可证级别和编号；

j) 制造年月。

汽包、联箱、启动分离器等主要受压元件上应打钢印，标明产品编号。

4.10 压力容器出厂时应向用户提供以下技术资料：

a) 设计图纸；

b) 筒体及元件的强度计算书；

c) 产品质量证明书（包括产品合格证、材质证明书、检验报告、水压试验报告）；

d) 压力容器产品安全质量监督检验证书。

4.11 压力容器应装设金属铭牌，铭牌上至少载明下列项目：

a) 压力容器的类别、名称；

b) 产品编号；

c) 设计压力（MPa）、温度（℃）；

d) 最高允许工作压力（MPa）；

e) 净重（kg）；

f) 制造厂名称；

g) 制造许可证编号；

h) 制造年月。

4.12 高压管件出厂时，应向用户提供以下技术资料：

a) 设计图纸；

b) 强度计算书；

c) 产品质量证明书（包括产品合格证、材质证明书、检验报告、水压试验报告等）。

5 锅炉结构

5.1 锅炉结构应安全可靠，基本要求为：

a) 各受热面均应得到可靠的冷却；

b) 各部件受热后，其热膨胀应符合要求；

c) 各受压部件、受压元件有足够的强度；

- d) 炉膛、烟道有一定的承压能力和良好的密封性;
- e) 承重部件应有足够的强度、刚度、稳定性和防腐性,并能适应所在地区的抗震要求;
- f) 便于安装、维修和运行操作。

5.2 启停频繁、参数波动较大的锅炉和大容量高参数锅炉的主要受压元件,应进行疲劳强度校核。

5.3 液态排渣锅炉和燃用煤种中硫、碱金属等低熔点氧化物含量高的固态排渣锅炉,应采取防止高温腐蚀的措施。

5.4 循环流化床锅炉应有防止受热面磨损的措施。

5.5 汽包锅炉水循环应保证受热面得到良好的冷却。在汽包最低安全水位运行时,下降管供水应可靠;在最高允许水位运行时,保证蒸汽品质合格。

5.6 直流锅炉蒸发受热面与高比热区水动力工况应可靠。

各平行管间工质流量分配应与各回路的吸热量和结构尺寸相对应。管屏间的温差热应力应进行计算。

变压运行的超临界压力锅炉,在亚临界区运行时,蒸发受热面内不应发生膜态沸腾和水平管圈的汽、水分层流动。

5.7 控制循环锅炉、低循环倍率锅炉、超临界压力复合循环锅炉蒸发受热面的水动力工况应可靠。锅水循环泵及其进水管的布置应避免管内汽化。

5.8 水冷壁管进口装有节流圈时,节流圈前过滤器的网孔直径应小于节流孔的最小直径。节流圈应便于调整更换,并有防止装错的措施。

5.9 超高压和亚临界压力锅炉的水冷壁受热面应进行传热恶化验算,传热恶化的临界热负荷应大于设计最大热负荷并留有裕度。

5.10 亚临界压力和直流锅炉的水冷壁管屏大型开孔(如人孔门、燃烧器、抽炉烟口等)应注意核查外边缘水冷壁管受热偏差和对管壁冷却的不利影响。

5.11 锅炉省煤器应有可靠的冷却。为保证汽包锅炉省煤器在启停

过程中的冷却，可装设再循环管或采取其他措施。

汽包锅炉省煤器不应有受热的下降管段。

5.12 各级过热器、再热器应有足够的冷却。必要时应进行水力偏差计算，并合理选取热力偏差系数。计算各段壁温应考虑水力、热力和结构偏差的影响。使用材料的强度应合格，材料的允许使用温度应高于计算壁温并留有裕度，且应装设足够的壁温监视测点。

为避免过热器、再热器在锅炉启动及机组甩负荷工况下管壁超温，应配备有蒸汽旁路、向空排汽或限制烟温的其他措施。

5.13 尾部受热面计算烟速应按管壁最大磨损速度小于 0.2mm/a 选取，含灰气流应考虑壁厚附加磨损量、在布置时，应防止由于烟气走廊造成的局部磨损。管排应固定牢靠，防止个别管子出列。

5.14 受热面的管卡、吊杆、夹持管等应设置合理可靠，防止烧坏、拉坏和引起管子相互碰磨。

5.15 大型锅炉炉顶联箱布置高度应根据联箱管束的柔性分析确定。

炉膛水冷壁四角、燃烧器大滑板、包覆管、顶棚管和穿墙管等，应防止膨胀受阻或受到刚性体的限制，避免管子拉裂、碰磨。

5.16 非受热面部件（如吊杆、梁柱、管卡、吹灰器等），其所在部位烟温超过该部件最高许用温度时，必须采取冷却措施。

在设计烟温为 $600\sim 800^{\circ}\text{C}$ 的烟道中布置受热联箱时，联箱壁厚不应大于 45mm 。

5.17 大型锅炉集中降水管系统应进行应力分析和导向设计，必要时应对二次应力进行校核。

5.18 锅炉应有热膨胀设计。悬吊式锅炉本体的膨胀图中应有明确的中心，并注明部件膨胀的方向和膨胀量，为实现以膨胀中心为起点按预定方向膨胀，并保持膨胀中心位置不变，应设置膨胀导向装置。汽包和水冷壁下联箱上应装设膨胀指示器。

5.19 水冷壁与灰渣斗联接采用密封水槽结构时，应有防止在密封水槽内积聚灰渣的措施或装设有效的冲洗设施。

5.20 膜式水冷壁的膜片间距应相等。膜片与水冷壁管材料的膨胀系数应相近。运行中膜片顶端的温度应低于材料的许用温度。

5.21 喷水减温器联箱与内衬套之间，以及喷管与联箱之间的固定方式应能保证自由膨胀，并能避免共振。喷水减温阀后应有足够的直管段。减温器的内衬套长度应满足水汽化的需要。

喷水减温器的结构和布置应便于检查与修理。

5.22 空气管、疏水管、排污管、仪表管等小口径管与汽包、联箱连接的焊接管座，应采用加强管座。排污管、疏水管应有足够的柔性，以降低小管与锅炉本体相对膨胀而引起的管座根部局部应力。

5.23 锅炉受压元件、受压部件的强度按GB 9222《水管锅炉受压元件强度计算》设计。

5.24 锅炉范围内不受热的受压管道，其外径在76mm以上者，工作压力为9.8MPa及以上的管道，弯管圆度不应大于 6%；工作压力小于9.8MPa的管道，弯管圆度不应大于 7%。

5.25 锅炉受热面管子弯管圆度不应超过表1的规定。

表1 受热面管子弯管最大允许圆度

弯曲半径R	1.4D。 <math>R < 2.5D.</math>	$R \geq 2.5D.</math>$
圆度%	12	10

注：D。为管子公称外径

5.26 管子与汽包、联箱、管道的焊接处，应采用焊接管座。焊接接头应有足够的强度。额定压力为9.8MPa及以上的锅炉，外径等于或大于108mm的管座应采用全焊透的型式。亚临界和超临界压力锅炉，外径小于108mm的管座，原则上也应采用全焊透型式，如设计时考虑了应力集中对强度的影响，可以采用部分焊透的型式。

支吊受压元件用的受力构件与受压元件的连接焊缝亦应采用全焊透型式。

5.27 厚度不同的焊件对接时，应将较厚焊件的边缘削薄，以便与

较薄的焊件平滑相接。被削薄部分长度至少为壁厚差的4倍。焊件经削薄后都不能满足强度要求的，则应加过渡接头。

5.28 管接头的焊接管孔应尽量避免开在焊缝上，并避免管接头的连接焊缝与相邻焊缝的热影响区互相重合。如果不能避免，可在焊缝或其热影响区上开孔，但应满足以下要求：管孔周围100mm（当量孔径大于100mm时，取管孔直径）范围内的焊缝经探伤合格，且管孔边缘处的焊缝没有缺陷；管接头连接焊缝经焊后热处理消除应力。

在弯头和封头上开孔应满足强度要求。

5.29 管道和受热面管子对接接头的布置位置应符合下列规定：

5.29.1 管子的对接接头应位于管子的直段部分。压制弯头允许没有直段，但应有足够的强度裕度以补偿附加到焊缝上的弯曲应力。

5.29.2 受热面管子的对接接头中心，距管子弯曲起点或汽包、联箱外壁及支吊架边缘的距离应不小于70mm。

5.29.3 管道对接接头中心距弯管的弯曲起点不得小于管道外径，且不小于100mm；距管道支吊架边缘不得小于50mm。对于焊后需作热处理的接头，该距离不小于焊缝宽度的5倍，且不小于100mm。

5.29.4 管道、受热面管子两对接接头之间的距离不小于150mm，且不应小于管子外径。

5.29.5 疏、放水及仪表管等的开孔位置应避免管道接头，开孔边缘距对接接头不应小于50mm，且不应小于管子外径。

5.29.6 接头焊缝位置应便于施焊、探伤、热处理和修理。

5.30 应避免在主要受压元件的主焊缝及其热影响区上焊接零件。如果不能避免，该零件的连接焊缝可以穿过主焊缝，但不应在主焊缝上或其热影响区内终止。

5.31 与汽包、联箱相接的省煤器再循环管、给水管、加药管、减温水管、蒸汽加热管等，在其穿过筒壁处应加装套管。

5.32 汽包内给水分配方式，应避免造成汽包壁温度不均和水位偏差。

5.33 火室燃烧锅炉的炉膛与烟道应具有一定的承压能力，在承受

局部瞬间爆燃压力和炉膛突然灭火引风机出现瞬间的最大抽力时，不因任何支撑部件的屈服或弯曲而产生永久变形。额定蒸发量220t/h及以上的锅炉，当采用平衡通风时，炉膛承压能力不小于±3.92kPa。但设计预留有除硫装置的锅炉除外。

5.34 大型锅炉顶部应采用气密封全焊金属结构，在保证自由膨胀的前提下又要有良好的密封。

5.35 水冷壁刚性梁应避免采用搭接焊缝，对接焊缝应有足够的强度。刚性梁与炉墙结构应满足下列要求：

a) 刚性梁能自由膨胀且不影响水冷壁的膨胀，圈梁局部结构联接可靠；

b) 正常运行中炉墙无明显晃动；

c) 炉墙有良好的密封及保温性能；

d) 在炉膛设计压力下，炉墙各部分不应有凹凸、开裂、漏烟。

5.36 锅炉及尾部烟道上装设的防爆门，应具有良好的密封性，动作可靠。动作时有可能危及人身安全的防爆门，其出口应加引出管。

装有炉膛安全保护的锅炉，炉膛可以不装设防爆门。

5.37 锅炉构架的各受力构件应满足强度、刚度和稳定性条件的要求。构件应避免受热。

悬吊式锅炉炉顶主梁的挠度不应超过本身跨距的 $1/850$ 。

5.38 悬吊式锅炉的吊杆螺母应有防止松退措施。尽量采用带承力指示器的弹簧吊杆，以便使吊杆受力状况控制在设计允许范围之内。吊杆应选用与其计算温度相适应的材料制造。承载能力应经计算合格。

5.39 用锅炉构架承受外加的非设计荷重时，应征得锅炉设计部门的同意。

5.40 冷灰斗支撑结构应有足够强度与稳定性，在承受炉膛设计压力时，应该核算还可能承受的堆渣静载及落渣动载的能力。

5.41 在地震烈度7~9度的地区，锅炉构架应符合下列要求：

a) 新设计的锅炉应装设能满足抗震要求的抗震架；

b) 悬吊式锅炉应有防止锅炉晃动的装置，此装置不应妨碍锅炉的自由膨胀；

c) 锅炉汽包应安装牢固的水平限位装置。

5.42 锅炉构架与锅炉房构架之间的支吊架、平台等应采用一端固定，另一端为滑动的支承方式。滑动支承端应有足够的搭接长度。

搭接在锅炉构架上的设备支架，在结构上应能防止设备位移，不允许靠自重摩擦固定。

5.43 锅炉结构应便于安装、检修、运行和内外部清扫。锅炉上开设的人孔、手孔、检查孔、看火孔、通焦孔、仪表测孔的数量、尺寸与位置应满足运行与检修的需要。

微正压锅炉各部位的门孔应采用压缩空气或其他方法可靠地密封，看火孔应有防止火焰喷出的联锁装置。

受压元件的人孔盖、手孔盖应采用内闭式结构。炉墙上的检查孔、通焦孔、看火孔的孔盖应采用不易被烟气冲开的结构。人孔门外的上方，应有供人员进出的扶手。

5.44 锅炉应根据燃料特性，配备必要的吹（除）灰装置，吹（除）灰时不应导致受热面管壁吹损。程序控制的吹灰器应具有自动疏水的功能。

5.45 锅炉再热器及其连接管的结构上应具备在安装和检修时进行水压试验的条件。

5.46 额定蒸汽压力大于5.9Mpa的锅炉，应有供化学清洗用的管座。采用充氮或其他方法进行停炉保护的锅炉应设相应的管座。汽包锅炉过热器联箱应设有供过热器反冲洗用的管座。

5.47 汽包内壁设置的安装汽包内部装置的预焊件，应与汽包同时加工、焊接和热处理。预焊件及其焊材应与汽包材料相似。

汽包内部装置应安装正确、牢固，以防止运行中脱落。

汽包事故放水管口应置于汽包最低安全水位和正常水位之间。

6 压力容器与管道的设计、制造

6.1 压力容器的设计和制造应符合GB150《钢制压力容器》、GB151《钢制管壳式换热器》等有关规范、标准。

6.2 压力容器的设计应有符合标准的总图、受压元件图和主要受压元件的强度计算书。

制造单位在供货时应提供有关图纸、资料。

6.3 压力容器应严格按照经审查批准的图纸和技术要求制造。如改变受压元件的材料、结构时，应征得原设计单位的同意，并取得证明文件，改动的部分应作详细记录。

6.4 除氧器壳体材料宜采用 20g或 20R，不应采用 16Mn和 Q235，对于匹配直流锅炉的除氧器，除氧头壳体材料宜采用复合钢板。压力式除氧器本体结构、附件、外部汽水系统的设计以及除氧器制造按《电站压力式除氧器技术规定》执行。

高低压加热器的进汽参数应与其设计参数相匹配。

6.5 压力容器出厂前应按设计要求进行超水压试验。

6.6 每台锅炉应有独立的排污、放水导出管并应直接接入排污母管。发电容量125MW及以上的机组，每台锅炉应有一套排污扩容器系统。

6.7 锅炉事故放水管宜直接接至定期排污扩容器。排污扩容器入口母管上不得装设截止阀。扩容器的设计强度应考虑到事故放水工况下扩容器可能出现的最高压力。

6.8 应根据疏水的温度、压力和可能出现的最大疏水量确定疏水扩容器的容积和设计压力。

6.9 管道设计按 DL/T5054—1996《火力发电厂汽水管道设计技术规定》执行。做到选材正确，布置合理，补偿良好，疏水通畅，流阻较小，支吊合理，安装维护方便，并应降低噪声，避免汽水冲击和共振。

使用国外管材，应采用相应标准或生产厂保证的性能数据进行强度计算。

露天布置的管道应考虑风载，并有良好的防雨设施。

6.10 管道应力计算按SDGJ6《火力发电厂汽水管道应力计算技术规定》进行。管系各部应力和连接点所承受的力和力矩应保持在允许范围内。整个管系任意一点的应力不应超限。

高温管道上应装设热位移指示器，在管道冲洗前调整指示在零位。设计单位应提供位移值的合格范围。

6.11 蒸汽温度为500℃及以上的每一条主蒸汽和高温再热蒸汽管道上，应装设蠕变监视段和蠕变测点。其位置应在靠近过热器或再热器出口联箱的水平管段上，并应设置测量平台。

6.12 管道的配制和加工，应由具备必要的技术力量、检测手段和管理水平的专业单位承担。

弯管制作的技术要求、圆度规定、试验方法和检验规则等按DL/T515《电站弯管》的规定执行。

用作弯管的管子，除检查端部尺寸外，还应沿整个长度检查其厚度以及弯制后与弯曲半径有关的壁厚变化。弯曲部位最小实际厚度不应小于直管最小壁厚。

6.13 对淬硬倾向较大的合金钢管，热弯时不得用喷水方法冷却。合金钢管热弯后应进行热处理，并按有关规定进行检验。

6.14 管道焊接坡口宜用机械方法加工。用火焰切割时应清除淬硬层和热影响区，对于合金钢材，应进行裂纹检查。

在管道上开孔应采用机械方法。

6.15 厚度不同的管道对接时，坡口型式按 DL5007《电力建设施工及验收技术规范》（火力发电厂焊接篇）的规定执行。如对接处强度不能满足要求时，应加过渡接管。

6.16 管道配制和管件加工时，应做好技术记录，包括几何尺寸、材质检验、无损探伤和水压试验等。

6.17 异型管件和其他复杂部件，制造时应编制加工和检验程序，明确各部件的加工、检验步骤和要求。

管件制造时要避免过厚的壁厚，过渡区要圆滑平整，应表面光

洁，无缺口、裂纹、分层、夹渣、过烧、漏焊、疤痕等缺陷。

6.18 汽水管道应有足够的坡度。

由主管道引出但不经常运行的分支管段，其引出点应在主管道的下部或侧面，以保证疏水的要求。

7 金属材料

7.1 锅炉、压力容器及管道使用的金属材料应符合国家标准、行业标准或专业标准。

7.2 锅炉、压力容器及管道使用的金属材料质量应符合标准，有质量证明书。使用的进口材料除有质量证明书外，尚需有商检合格的文件。

质量证明书中如有缺项或数据不全的应补检。其检验方法、范围及数量应符合有关标准的要求。

7.3 安装、修理改造中使用于工作压力等于或大于9.8MPa和工作温度等于或大于540℃工况的金属材 料入厂应复检。检验项目按JB/T3375《锅炉原材料入厂检验规则》执行。

7.4 用于锅炉、压力容器及管道的常用金属材料按以下规定选用：

7.4.1 钢板

表 2 板 材

钢的种类	钢 号	标准编号	适 用 范 围	
			工作压力 MP _a	壁温 ℃
碳素钢	20R ¹⁾	GB6654	≤5.9	≤450
	20g 22g	GB713	≤5.9 ²⁾	≤450
合金钢	12M _n g, 16M _n g	GB713	≤5.9	≤400
	16M _n R ¹⁾	GB6654	≤5.9	≤400

1) 应补做时效冲击试验合格。
2) 制造不受辐射热的锅筒时，工作压力不受限制。

7.4.2 钢管

表 3 管 材

钢的种类	钢 号	标准编号	适 用 范 围		
			用 途	工作压力 MP _a	壁温 ℃
碳素钢	10, 20	GB3087	受热面管子	≤5.9	≤450
			联箱、蒸汽管道		≤425
碳素钢	20g	GB5310	受热面管子	不限	≤450
			联箱、蒸汽管道		≤425
合金钢	12C _r M ₀ g 15C _r M ₀ g	GB5310	受热面管子	不限	≤560
			联箱、蒸汽管道		≤550
	12C _r 1M ₀ Vg	GB5310	受热面管子	不限	≤580
			联箱、蒸汽管道		≤565
	12C _r 2M ₀ WVTiB	GB5310	受热面管子	不限	≤600
	12C _r 3M ₀ VSiTiB				≤600

7.4.3 锻钢件

表4 锻钢件

钢的种类	钢 号	标准编号	适 用 范 围		
			用 途	工作压力 MP _a	壁温 ℃
碳素钢	20, 25	GB699	大型锻件、手孔盖、 集箱端盖、法兰盘	≤5.9 ¹⁾	≤425
合金钢	12C _r M ₀	GB3077	大型锻件	不 限	≤540
	15C _r M ₀				≤550
	12C _r 1M ₀ V				≤565
1) 对于不受辐射热的锻件，工作压力不限。					

7.4.4 铸钢件

表5 铸钢件

钢的种类	钢 号	标准编号	适 用 范 围	
			公称压力 (MP _a)	壁 温 (°C)
碳素钢	ZG200~400	GB5676	≤6.3	≤ 425
	ZG230~450		不 限	≤ 425
低合金钢	ZG20C _r M _o	JB2640	不 限	≤ 510
	ZG20C _r M _o V		不 限	≤ 540
	ZG15C _r 1M _o 1V		不 限	≤ 570

7.4.5 螺栓用钢

表 6 螺 栓 用 钢

钢的种类	钢 号	标准编号	最高使用温度°C
碳素钢	25	GB699	350
	35	DL439—91	400
合金钢	20C _r M _o	DL439—91	480
	35C _r M _o	DL439—91	480
	25C _r 2M _o V	DL439—91	510
	25C _r 2M _o 1V	DL439—91	550
	20C _r 1M _o 1V1	DL439—91	550
	20C _r 1M _o 1VNbTiB	DL439—91	570
	20C _r 1M _o 1VTiB	DL439—91	570
	20C _r 12NiM _o WV	DL439—91	570

注：用作螺母时，可比表列温度高30~50°C，硬度比螺栓低HB20~50。

7.5 锅炉、压力容器及管道制造、安装时使用代用材料应征得原设计单位的同意，并办理设计变更通知书。修理改造中使用代用材料，原则上采用与原设计相类似的材料。代用材料时应有充分的技术依据，并符合下列规定：

- a) 选材性能优于原材料；
- b) 按所选用材料制订焊接、热处理工艺；
- c) 必要时进行强度核算；
- d) 经锅炉监察工程师同意并经总工程师批准；

e) 做好详细记录、存档。

7.6 合金钢部件和管材在安装及修理改造使用时，组装前后都应进行光谱或其他方法的检验，核对钢种，防止错用。

7.7 锅炉、压力容器及管道使用国外钢材时，应选用国外锅炉、压力容器规范允许使用的钢材，其使用范围应符合相应规范，有质量证明书，并应要求供货方提供该钢材的性能数据、焊接工艺、热处理工艺及其他热加工工艺文件。

国内尚无使用经验的钢材，应进行有关试验和验证，如高温强度、抗氧化性、工艺性能、热脆性等，经工程试用验证，满足技术要求后，才能普遍推广使用。

7.8 制造压力容器的钢材除符合一般规定外，在使用范围、检验方法、检验数量以及钢中含碳量要求等应符合劳动部《压力容器安全技术监察规程》的规定。

7.9 仓库、工地储存锅炉、压力容器及管道用的金属材料除要做好防腐工作外，还应建立严格的质量验收、保管和领用制度。经长期贮存后再使用时，应重新进行质量检验。

8 受压元件的焊接

8.1 一般规则

8.1.1 用焊接方法制造、安装和修理改造受压元件时，应按SD340《火力发电厂锅炉压力容器焊接工艺评定规程》的规定进行焊接工艺评定，并依据批准的焊接工艺评定报告，制定受压元件的焊接作业指导书。

8.1.2 受压元件的焊接工作，应由经培训并取得与所焊项目相对应的考试合格的焊工担任。并在被焊件的焊缝附近打上焊工的代号钢印。

8.1.3 焊接设备的仪表应定期进行校验，不合格不得继续使用。

8.1.4 受压元件的焊接质量应按本规程要求和有关规定进行检验。无损检验报告由Ⅱ级或Ⅲ级无损检验员签发。焊接质量检验报告及

检验记录应妥善保管（至少5年）或移交使用单位长期保存。

8.1.5 受压元件的焊接应有焊接技术记录。焊接技术记录的内容应包括元件编号、规格、材质、位置、检验方法、抽检比例及数量、检验报告编号、返修部位、返修检验报告编号、焊后热处理记录和焊接作业指导书编号等。

8.2 焊接材料

8.2.1 焊接材料（包括焊条、焊丝、钨棒、氩气、氧气、乙炔气、电石、焊剂等）的质量应符合国家标准、行业标准或有关专业标准。焊条、焊丝应有制造厂的质量合格证书，并经验收合格方能使用。凡对质量有怀疑时，应按批号复验。

8.2.2 焊接材料的选用应根据母材的化学成分和机械性能、焊接材料的工艺性能、焊接接头的设计要求和性能等统筹考虑。

8.3 焊工和无损检测人员考核

8.3.1 焊接受压元件的焊工，按SD263《焊工技术考核规程》和劳动部《锅炉压力容器焊工考试规则》进行考试，并取得合格证，方可担任相应的受压元件的焊接工作。

8.3.2 从事受压元件焊接质量检验的无损检测人员，按部颁《电力工业无损检测人员资格考核规则》和劳动部《锅炉压力容器无损检测人员资格考核规则》进行考试。经取得相应技术等级的资格证书后，方可进行该技术等级的检验工作。

8.4 焊接工艺的规定

8.4.1 受压元件的焊接工艺和焊接接头焊后热处理的规范，按DL5007《电力建设施工及验收技术规范》（火力发电厂焊接篇）的规定执行。

在受压元件焊接工艺设计之后，并在实施产品焊接前，按SD340《火力发电厂锅炉压力容器焊接工艺评定规程》的规定进行焊接工

艺评定。下列受压元件的焊接接头应进行焊接工艺评定：

- a) 受压元件的对接焊接接头；
- b) 受压元件的角接焊接接头；
- c) 受压元件与承载的非受压元件之间的T形接头。

8.4.2 除设计规定的冷拉焊口外，焊件装配时不允许强力对正，以避免产生附加应力。焊接和焊后热处理时，焊件应垫牢，禁止悬空或受外力作用。安装冷拉焊口使用的冷拉工具，应待整个焊口焊完并热处理完毕后方可拆除。

8.4.3 对于工作压力等于或大于9.8MPa的受压元件，其管子或管件的对接接头、全焊透管座的角接接头，应采用氩弧焊打底电焊盖面工艺或全氩弧焊接。

8.4.4 为降低焊接接头的残余应力，改善焊缝和热影响区金属的组织性能，应严格按照有关规定进行焊后热处理。

对于需要作焊后热处理的受压元件、部件，全部焊接和校正工作，应在最终热处理前完成。

有应力腐蚀可能性的焊接接头，不论其厚度多少，均应进行焊后热处理。

8.4.5 对异种钢焊接接头焊后热处理的加热温度，应按两侧钢种和焊缝统筹考虑。对珠光体、贝氏体和马氏体热强钢，一般应按较低的下临界点Ac1选取。

8.4.6 对焊后有产生延迟裂纹倾向的钢种，应按焊接工艺评定确定的工艺，及时进行后热或焊后热处理。

8.5 受压元件缺陷的焊补

8.5.1 受压元件缺陷的焊补包括局部缺陷焊补、局部区域的嵌镶焊补和焊缝局部缺陷的挖补。

受压元件及其焊缝缺陷焊补应做到：

a) 分析确认缺陷产生的原因，制定可行的焊接技术方案，避免同一部位多次焊补。主要受压部件（如汽包）的焊接技术方案，

应报集团公司或省电力公司锅炉监察机构审查备案；

b) 焊补前应按焊接技术方案进行焊补工艺评定；

c) 宜采用机械方法消除缺陷，并在焊补前用无损探伤手段确认缺陷已彻底消除；

d) 焊补工作应由有经验的合格焊工担任。焊补前应按焊接工艺评定结果进行模拟练习；

e) 缺陷焊补前后的检验报告、焊接工艺资料等应存档。

8.5.2 受压元件采用嵌镶板块方法进行焊补的要求如下：

a) 不得将嵌镶板块与受压元件用搭接角缝连接；

b) 嵌镶板块应削成圆角，其圆角半径不宜小于100mm；

c) 嵌镶板块与受压元件的连接焊缝不应与原有焊缝重合；

d) 嵌镶板块金属材料的成份和性能，应与受压元件相同或相近。

8.5.3 受压元件因应力腐蚀、蠕变和疲劳等产生的大面积损伤不宜用焊补方法处理。

8.5.4 受压元件及其焊缝缺陷焊补后，应进行100%的无损探伤，必要时进行金相检验、硬度检验和残余应力测定。

8.5.5 受压元件焊补后的热处理宜采用整体热处理。

采用局部热处理时，应整段加热，同时要控制周向和壁厚方向的温度梯度，以减少温差应力。

8.5.6 同一部位不宜多次焊补，一般不宜超过三次。当钢材有再热裂纹倾向或热应变脆化倾向时，更应严格限制焊补次数。

8.6 焊接检验与质量标准

8.6.1 受压元件的焊接质量检验包括以下项目：

a) 外观检查；

b) 无损探伤检查；

c) 割样检查（机械性能、金相、断口）；

d) 硬度检查；

e) 合金钢焊缝光谱复查。

8.6.2 受压元件焊接接头的分类方法、各类别焊接接头的检验项目和抽检百分比及质量标准，按DL5007《电力建设施工及验收技术规范》（火力发电厂焊接篇）执行。但对超临界压力锅炉的受热面和一次门内管子的Ⅰ类焊接接头，应进行100%无损探伤，其中射线透照不少于50%。

8.6.3 受压元件不合格焊口的处理原则：

a) 外观检查不合格的焊缝，不允许进行其他项目检查。但可进行修补。

b) 无损探伤检查不合格的焊缝，除对不合格的焊缝返修外，在同一批焊缝中应加倍抽查。若仍有不合格者，则该批焊缝以不合格论。应在查明原因后返工。

c) 焊接接头热处理后的硬度超过规定值时，应按班次加倍复查。当加倍复查仍有不合格者时，应进行100%的复查，并在查明原因后对不合格接头重新热处理。

d) 割样检查若有不合格项目时，应做该项目的双倍复检。复检中有一项不合格则该批焊缝以不合格论。应在查明原因后返工。

e) 合金钢焊缝光谱复查发现错用焊条、焊丝时，应对当班焊接的焊缝进行100%复查。错用焊条、焊丝的焊缝应全部返工。

8.6.4 受压元件焊接后应进行水压试验。水压试验应在热处理和无损探伤合格后进行。规定如下：

a) 联箱及其类似元件，应以设计压力的1.5倍在制造厂进行水压试验。在试验压力下保持5min。

b) 对接焊接的受热面管子及管件，应在制造厂逐根逐件进行水压试验。试验压力为设计压力的两倍。

在试验压力下保持10~20s。对于额定蒸汽压力不大于13.7MPa的锅炉，此试验压力可为1.5倍。

c) 锅炉受压元件的组件水压试验在组装地进行。试验压力：再热器为设计压力的1.5倍；过热器、省煤器为设计压力的1.25倍。在试验压力下保持5min。

d) 锅炉整体水压试验及水压试验的合格标准按本规程第14章的有关规定进行。

9 安全保护装置及仪表

9.1 安全阀

9.1.1 每台锅炉至少装两个全启式安全阀。过热器出口、再热器进口和出口、直流锅炉启动分离器都必须装安全阀。

直流锅炉一次汽水系统中有截断阀者，截断阀前一般应装设安全阀，其数量和规格由锅炉设计部门确定。

9.1.2 安全阀的起座压力按制造厂规定执行。制造厂没有规定时按表7的规定调整与校验。

安全阀的回座压差，一般应为起座压力的 4%~7%，最大不得超过起座压力的 10%。

安全阀在运行压力下应有良好的密封性能。

表7 安全阀起座压力

安装位置		起座压力	
汽包锅炉的汽包或过热器出口	额定蒸汽压力 $p < 5.9\text{MPa}$	控制安全阀	1.04倍工作压力
		工作安全阀	1.06倍工作压力
	额定蒸汽压力 $p \geq 5.9\text{MPa}$	控制安全阀	1.05倍工作压力
		工作安全阀	1.08倍工作压力
直流锅炉的过热器出口		控制安全阀	1.08倍工作压力
		工作安全阀	1.10倍工作压力
再热器			1.10倍工作压力
启动分离器			1.10倍工作压力
1. 对脉冲式安全阀，工作压力指冲量接出地点的工作压力，对其他类型安全阀指安全阀安装地点的工作压力。			
2. 过热器出口安全阀的起座压力，应保证在该锅炉一次汽水系统所有安全阀中最先动作。			

9.1.3 装有容量为100%快速旁路的直流锅炉，其高压旁路使用组合一体的安全—旁路三用阀（减温、减压、安全）时，可只在再热器

装设安全阀。安全一旁路三用阀的保护控制必须可靠。再热器安全阀的排放量为全部安全旁路三用间的流量再加上其喷水量。

9.1.4 汽包和过热器上所装全部安全阀排放量的总和应大于锅炉最大连续蒸发量。当锅炉上所有安全阀均全开时，锅炉的超压幅度在任何情况下均不得大于锅炉设计压力的6%。

再热器进、出口安全阀的总排放应大于再热器的最大设计流量。

直流锅炉启动分离器安全阀的总排放量应大于启动分离器的设计产汽量。

9.1.5 过热器、再热器出口安全阀的排放量在总排放量中所占的比例应保证安全阀开启时，过热器、再热器能得到足够的冷却。

9.1.6 锅炉安全阀的排放量由制造厂提供。

当制造厂没有提供排放量资料时可参照下式计算

$$E = CA(10.2p + 1)K$$

式中：

E—安全阀的排放量，kg/h；

p—安全阀入口处的蒸汽压力（表压），MPa；

A—安全阀的排汽面积，一般可用 $\pi d^2 / 4$ mm²，或安全阀制造厂所规定的面积；

K—安全阀进口处蒸汽比容的修正系数（蒸汽压力按安全阀起座压力计算），见表8；

C—安全阀的排汽常数，取0.235。

表8 蒸汽比容修正系数K

蒸汽压力P及种类		K
≤11.7MPa	饱和蒸汽	1
	过热蒸汽	$\sqrt{V_b V_g}$ 或 $\sqrt{1000 / (1000 + 2.7 T_g)}$
>11.7MPa	饱和蒸汽	$\sqrt{2.1 / (10.2p + 1) V_b}$
	过热蒸汽	$\sqrt{2.1 / (10.2p + 1) V_g}$
注：V _g 过热蒸汽比容，m ³ /kg； V _b 饱和蒸汽比容，m ³ /kg； T _g 过热度，℃。		

9.1.7 压力式除氧器应采用全启式弹簧安全阀，且不少于两只，分别装在除氧头和给水箱上。安全阀的总排放量不应小于除氧器最大进汽量。对于设计压力低于常用最大抽汽压力的定压运行除氧器，安全阀的总排放量不应小于除氧器额定进汽量的2.5倍。安全阀的公称直径不宜小于150mm。

除氧器上安全阀的起座压力，宜按下列要求调整和校验：

a) 定压运行除氧器：1.25~1.30倍除氧器额定工作压力；

b) 滑压运行除氧器：1.20~1.25倍除氧器额定工作压力；

9.1.8 进水或进汽压力高于容器设计压力的各类压力容器应装设安全阀。安全阀的排放能力应大于容器的安全泄放量。安全阀的起座压力应小于或等于容器的设计压力。容器安全阀排放量应根据可能造成容器超压的条件，按劳动部《压力容器安全技术监察规程》的规定计算。

高低压加热器的水侧和汽侧都应装设安全阀。

9.1.9 安全阀应铅直地安装。引出管宜短而直。在安全阀与汽包、联箱之间不得装有阀门或取用蒸汽的引出管。蒸汽管道上的安全阀应布置在直管段上。

9.1.10 几个安全阀如共同装设在一个与汽包或联箱直通的总管上时，则此短管流通面积应大于与其相连的所有安全阀最小流通截面总和的1.25倍。首先起座的应为沿汽流方向的最后一只。

9.1.11 安全阀应装设通到室外的排汽管，该排汽管应尽可能取直。每只安全阀宜单独使用一根排汽管。排汽管上不应装设阀门等隔离装置。排汽管底部应有接到安全地点的疏水管，疏水管上不允许装设阀门。

排汽管的固定方式应避免由于热膨胀或排汽反作用而影响安全阀的正确动作。无论冷态或热态都不得有任何来自排汽管的外力施加到安全阀上。

排汽管上装有消声器时，消声器应有足够的排放面积和扩容空

间，并固定牢固。应注意检查消声器堵塞、积水、结冰。

排汽管和消声器均需有足够的强度。

9.1.12 安全阀上应配有下列装置：

a) 杠杆式安全阀应有防止重锤自行移动的装置和限制杠杆越位的导架。

b) 弹簧式安全阀要有防止随便拧动调整螺丝的装置。

c) 脉冲式安全阀接入冲量的导管应保温。导管上的阀门全开后，以及脉冲管上的疏水阀门开度经调整以后，都应有防止误开（闭）的措施。导管内径不得小于15mm。

d) 压缩空气控制的气室式安全阀必须配备可靠的除油、除湿供气系统及可靠的气阀控制电源，确保正常连续地供给压缩空气。

e) 安全阀应有防止人员烫伤的防护装置。

9.1.13 锅炉安装和大修完毕及安全阀经检修后，都应校验安全阀的起座压力。带电磁力辅助操作机构的电磁安全阀，除进行机械校验外，还应做电气回路的远方操作试验及自动回路压力继电器的操作试验。

纯机械弹簧式安全阀可采用液压装置进行校验调整，一般在75%~80%额定压力下进行。经液压装置调整后的安全阀，应至少对最低起座值的安全阀进行实际起座复核。

9.1.14 安全阀应定期进行放汽试验。锅炉安全阀的试验间隔不大于一个小修间隔。电磁安全阀电气回路试验每月应进行一次。各类压力容器的安全阀每年至少进行一次放汽试验。

9.1.15 安全阀校验后，其起座压力、回座压力、阀瓣开启高度应符合规定，并在锅炉技术登录簿或压力容器技术档案中记录。

安全阀一经校验合格就应加锁或铅封。严禁用加重物、移动重锤、将阀瓣卡死等手段任意提高安全阀起座压力或使安全阀失效。锅炉运行中禁止将安全阀解列。

9.1.16 安全阀未经校验的锅炉在点火启动和在安全阀校验的过程中应有严格的防止超压措施，并在专人监督下实施。安全阀校验中，

校验人员不得中途撤离现场。

9.1.17 安全阀出厂时应有金属铭牌。铭牌上至少载明下列各项：

- a) 安全阀型式、规格；
- b) 制造厂名、制造许可证编号；
- c) 产品编号；
- d) 出厂年月；
- e) 公称压力 (MPa)；
- f) 适用介质、温度 (°C)；
- g) 阀门喉径 (mm)；
- h) 阀瓣开启高度 (mm)；
- i) 检验合格标记、监验标记；
- j) 排放系数。

安全阀的排放系数，应由安全阀制造厂试验确定。

9.2 压力测量装置

9.2.1 每台锅炉至少装有下列压力测量装置，其精度和校验间隔应符合国家计量法和有关规定：

- a) 汽包压力指示表，包括启动压力表；
- b) 给水调节阀前、后压力；
- c) 过热器进、出口压力；
- d) 再热器进、出口压力；
- e) 直流锅炉启动分离器压力；
- f) 直流锅炉蒸发受热面出口截断阀前压力；
- g) 燃油锅炉进油、回油压力；
- h) 燃气锅炉进气压力；
- i) 强制循环锅炉锅水循环泵进出口差压；
- j) 采用气室式安全阀的锅炉应有控制用压缩空气气源的压力；
- k) 炉膛负压或压力（有条件时宜装大量程记录表）；
- l) 采用压缩空气实施操作控制的锅炉应有空气气源压力。

9.2.2 各类压力容器都应装设压力表。

9.2.3 压力表的选用和校验应符合下列规定：

a) 压力表装用前应作校验，并在刻度盘上划出明显标记，指示该测压点允许的最高工作压力；

b) 工作压力小于 2.45MPa时，压力表精度不低于 2.5级；

c) 工作压力等于或大于2.45MPa时，压力表精度不低于1.5级；

d) 压力表盘面刻度极限值为正常指示值的1.5~2.0倍；

e) 压力表刻度应考虑传压管液柱高度的修正值；

f) 压力表校验工作结合大、小修进行，校验后铅封；

g) 弹簧压力表应有存水弯管，存水弯管内径不应小于10mm，压力表与存水弯管之间应装有阀门或旋塞。

9.2.4 压力表装置地点应符合下列要求：

a) 便于观察；

b) 采光或照明良好；

c) 不受高温影响，无冰冻可能，便于冲洗，尽量避免振动。

9.2.5 锅炉炉膛负压测孔一般布置在炉顶下2~3m处。避免在炉膛高热负荷区或气流强烈扰动区域布置炉膛负压测孔。

9.2.6 弹簧压力表有下列情况之一者，禁止使用：

a) 有限止钉的压力表，无压力时指针移动后不能回到限止钉时；无限止钉的压力表，无压力时指针离零位的数值超过压力表规定的允许误差量；

b) 表面玻璃破碎或表盘刻度模糊不清；

c) 封印损坏或超过校验有效期限；

d) 表内泄漏或指针跳动；

e) 其他影响正确指示压力的缺陷。

9.2.7 锅炉、压力容器运行时，禁止任意关闭、切换压力表管上的截止阀、旋塞。

9.3 水位表

9.3.1 每台蒸汽锅炉至少应装两只彼此独立的就地水位表和两只远传水位表，其中一只应为无电源机械表。分段蒸发的锅炉每一蒸发段至少应装一只就地水位表。

直流锅炉启动分离器、除氧器和高低压加热器都应装设水位表。

9.3.2 锅炉汽包水位表的汽、水连接管接出点的数量应满足水位监视、给水自动控制的需要。远传水位表和就地水位表应分别与汽包连接。

9.3.3 汽、水连接管接出位置与引出方式不应影响汽包水位的正确指示，能正确反映汽包的真实水位。

汽水连接管内径应不小于25mm，当管长大于500mm或管弯曲时，其内径应不小于50mm，以防形成假水位。

汽连接管应向水位表方向倾斜，水连接管应向汽包方向倾斜。汽、水连接管均应保温。

9.3.4 就地水位表的结构应满足下列要求：

- a) 有良好照明及事故照明；
- b) 能在运行中冲洗和更换玻璃板、石英管、云母片等；
- c) 用两个及两个以上玻璃板或云母片组成一组的水位表，能连续显示水位；
- d) 有放水旋塞（或阀门）和接到安全地点的放水管，旋塞的内径不小于8mm；
- e) 有可靠的安全保护装置，如保护罩、快关阀、自动闭锁珠等；防护装置不得妨碍水位的观察，并能在水位表损坏时保护人身安全；
- f) 水位表的可见范围应大于最高、最低安全水位。

9.3.5 控制室内至少装两个可靠的远传水位表，每个远传水位表在运行规程规定的最低、最高安全水位刻度处应有明显的标记。

差压式远传水位表应具有压力补偿功能，以保证各种工况下都能显示汽包中真实水位的变化。远传水位表必须定期核对，以便及时发现并处理水位表的缺陷。

亚临界压力的汽包锅炉在启动调试时应进行水位标定试验，以确定就地水位表的基准零位。

9.4 温度测量仪表

9.4.1 每台锅炉至少应装有下列温度测量仪表，其精度和校验间隔应符合国家计量法和有关规定：

- a) 过热器出口汽温；
- b) 再热器进、出口汽温；
- c) 减温器前、后汽温；
- d) 给水温度；
- e) 汽包壁上、下温度；
- f) 再热器入口烟温；
- g) 燃油锅炉炉前燃油温度；
- b) 排烟温度；
- i) 直流锅炉中间点、中间、混合器前导管、每级混合器、每屏出口导管的温度；
- j) 过热器、再热器蛇形管金属壁温；
- k) 省煤器出口水温（可以用就地表计）。

9.4.2 额定蒸汽温度等于或大于450℃的锅炉，应装设蒸汽温度记录仪表，并配有汽温高低警报。

9.5 其他测量装置

9.5.1 额定蒸发量大于75t/h的锅炉，应装设给水流量、蒸汽流量、汽包水位记录和过热蒸汽压力记录表。对于额定蒸发量大于220t/h的锅炉还应装设减温水流量表。

9.5.2 火室燃烧锅炉，除运行人员在操作盘前能清晰地看到炉膛内燃烧的火焰外，都应配备炉膛火焰监视装置。燃用煤粉的火室燃烧锅炉一般应装有入炉风量表。

9.6 锅炉自动调节及保护装置

9.6.1 每台锅炉都应有给水自动调节装置。额定蒸发量220t/h及以上的锅炉，还应设有燃烧、送风、炉膛负压、过热蒸汽温度及再热蒸汽温度的自动调节装置。200MW及以上的单元机组，应采用机炉协调控制方式进行负荷调节。

9.6.2 锅炉应有整套的监视系统。

200MW机组宜采用微处理机作巡回检测 and 数据处理。

300MW及以上机组宜采用小型计算机对机组的启动和安全经济运行的有关主要参数进行巡回检测、数据处理、事故追忆、屏幕显示、工况计算、报警和制表等。

9.6.3 汽包锅炉应设缺水、满水保护。

9.6.4 直流锅炉应有中间点温度高警报和断水保护装置。任何情况下当给水流量低于启动流量时应发出警报，锅炉进入纯直流运行状态后，中间点温度超过允许值时应发警报。给水断水时间超过制造厂规定的时间时应自动切断送入炉膛的一切燃料。

9.6.5 直流锅炉水冷壁宜设超压保护装置。

9.6.6 额定蒸发量120t/h及以上的火室燃烧锅炉应装设炉膛压力保护装置，炉膛压力越限时主燃料跳闸。对于额定蒸发量400t/h及以上锅炉，在炉膛灭火、保护动作后，应闭锁一切燃料，并实现对炉膛的清扫。

9.6.7 火室燃烧锅炉应装有下列功能的联锁装置：

a) 全部吸风机跳闸时，自动切除全部送风机、一次风机、磨煤机、给煤机、给粉机；

b) 全部送风机跳闸时，自动切断全部一次风机、磨煤机、给煤机、给粉机；

c) 直吹式制粉系统一次风机全部跳闸时，自动切除全部磨煤机、给煤机，切断送入炉膛的一切燃料；

d) 燃油、燃气锅炉的燃油、燃气压力及其雾化工质压力低于规定值时，自动切断油、气。

9.6.8 额定蒸发量670t/h及以上锅炉应配有炉膛安全监控装置，至少具有以下功能：检测燃烧器或炉膛火焰；防止炉膛内爆或外爆；进行炉膛的吹扫等。

9.6.9 额定蒸发量670t/h及以上锅炉应装设事故停炉保护。当跳闸条件出现时，保护系统能自动切断进入炉膛的一切燃料。跳闸条件应符合锅炉的技术规定，至少应包括炉膛灭火、炉膛正压过大或负压过大、燃料中断。锅水循环泵全部故障。汽包水位过高或过低、直流锅炉断水、炉膛通风中断等。

9.6.10 锅炉再热器应具备下列功能的保护装置：

- a) 再热器出口汽温达到最高允许值时，自动投入事故喷水；
- b) 锅炉再热器汽流中断时，应自动打开蒸汽旁路，自动降低锅炉燃烧率或自动采取其他措施，以保证再热器金属壁温不超过最高许用温度。

9.6.11 强制循环锅炉应有下列联锁和保护装置：

- a) 锅水循环泵进出口差压保护；
- b) 电动机内部水温高保护；
- c) 锅水循环泵出口阀与泵的联锁装置。

9.6.12 高压加热器应有高水位保护，水位过高时，能自动开启危急疏水门放水，并切断加热器给水，但不能导致锅炉断水。

除氧器应有压力高、水位高保护。

9.6.13 控制保护系统功能的在线维护和检查，不应影响控制保护整体的可靠性。强制性主燃料跳闸的检测元件和线路，应与其他控制监视系统分开。联锁、保护系统应有防止电源中断或恢复时出现误动作的措施。

9.6.14 锅炉操作盘上应设有必要的声、光报警信号，如火焰显示、水位、压力、温度高低以及各种保护装置动作等。

9.6.15 循环流化床锅炉，除水位控制等常规装置外，其他监控、保护、联锁装置，根据设备特点及其特殊要求，由设计单位确定。

9.7 主要阀门

9.7.1 锅炉汽水管道的阀门及调整装置应有明显标志，标明阀门名称、编号、开关方向以及工质流动方向，主要调节阀应有开度指示。阀门的操作机构设在便于操作的地点，在全开、全关位置有限制越位的机构。

9.7.2 采用定速给水泵供水的锅炉，其省煤器前的进水管上应装设给水截止间和给水调节阀。额定蒸发量120t / h及以上的锅炉给水截止阀应配备远方操作机构。

9.7.3 在汽包、过热器、再热器、面式减温器水室、自冷凝联箱、汽—汽热交换器以及汽水管道等可能聚集空气的部位应装设空气阀。

9.7.4 水冷壁下联箱、省煤器进口联箱、过热器联箱、再热器联箱、蒸汽管和给水管的最低点等可能有沉淀物或积水处，应装设排污阀、放水阀或疏水阀。排污管、放水管或疏水管应分别连接到各自的总管上，每管均应串接两个阀门，两阀门间的管段应尽量缩短。

排污阀门内径应不小于20mm，连续排污宜用针形阀作调节阀，在调节阀前后装设截止阀。

9.7.5 额定蒸发量等于或大于 220t/h的汽包锅炉，都应在过热器出口装设电动向空排汽阀。

9.7.6 母管制机组的锅炉与蒸汽母管之间应有主汽阀，主汽阀应实现远方控制。

9.7.7 采用母管制供水的电厂，进入每台锅炉省煤器前的给水支管均应装设截止阀与逆止阀。两阀应紧接，按水流方向逆止阀在前。

9.7.8 燃油、燃气锅炉必须装有速断阀，并实现远方控制，以保护事故时能迅速切断入炉燃料。速断阀应伴有旁路阀门，以便运行中定期试验。试验完毕，旁路阀门应关闭并予闭锁。

9.8 给水系统及其他

9.8.1 锅炉给水系统要保证安全可靠地向锅炉供水，在全厂停电不

能从厂外取得可靠厂用电源时，应装设备用汽动给水泵。当有两台以上电动给水泵时，给水泵的电源应从厂用电系统不同的母线段取得。

9.8.2 给水泵系统的布置、备用给水泵的台数、容量和给水压力储备由电厂设计单位按设计规定确定。在锅炉安全阀全部开启时仍能满足锅炉供水的要求。

9.8.3 给水泵值班人员操作处应有与该泵供水系统相连的所有锅炉运行值班人员联系的通信设备。

9.8.4 燃油泵房或油、气燃料的集中控制地点与锅炉运行值班人员的操作地点应有通信联系设备。

10 锅炉化学监督

10.1 锅炉化学监督的任务是：防止水汽系统和受压元件的腐蚀、结垢和积盐，保证锅炉安全经济运行。锅炉的水汽品质应按GB12145《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量标准》和DL/T561《火力发电厂水汽化学监督导则》的规定执行。

10.2 锅炉制造厂供应的管束、管材和部件、设备均应经过严格的清扫，管子和管束及部件内部不允许有存水、泥污和明显的腐蚀现象，其开口处均应用牢固的罩子封好。重要部件和管束，应采取充氮、气相缓蚀剂等保护措施。安装单位应按SDJ68《电力基本建设火电设备维护保管规程》的规定进行验收和保管。锅炉正式投入生产前应做好停用保护和化学清洗、蒸汽吹扫等工作。

管材、管束及设备部件封闭的密封罩，在施工前方允许开启。

10.3 汽包内部汽水分离装置和清洗装置出厂前应妥善包装、保管和防护，并应采取措施，防止运输途中碰撞变形或遭雨淋而发生腐蚀。

10.4 锅炉部件制造完毕进行水压试验后，应将存水排净、吹干，并采取防腐措施。

10.5 禁止锅炉上质量不符合标准要求的水。不具备可靠化学水处

理条件时，禁止锅炉启动。

10.6 额定蒸汽压力为9.8MPa以上锅炉整体水压试验时，应采用除盐水。水质应满足下列要求：

- a) 氯离子含量小于0.2mg/L；
- b) 联氨或丙酮肟含量为200~300mg/L；
- c) pH值为10~10.5（用氨水调节）。

10.7 新装的锅炉应进行化学清洗，清洗的范围按 SDJJS03《电力基本建设热力设备化学监督导则》的规定执行。

过热器整体清洗时，应有防止垂直蛇形管产生汽塞、铁氧化物沉淀和奥氏体钢腐蚀的措施。未经清洗的过热器、再热器应进行蒸汽加氧吹洗。

锅炉经化学清洗后，一般还应进行冷态冲洗和热态冲洗。

新建锅炉化学清洗后即应采取防腐措施，并尽可能缩短至锅炉点火的间隔时间，一般不应超过20天。

10.8 锅炉停用备用时，应按SD223《火力发电厂停（备）用热力设备防锈蚀导则》采取有效的保护措施。采用湿法防腐时，冬季应有防冻措施。

炉安装、试运行阶段应按SDJJS03《电力基本建设热力设备化学监督导则》搞好化学监督。

10.9 运行单位应按SD246《化学监督制度》和DL/T561《火力发电厂水汽化学监督导则》的规定做好各项工作：

- a) 建立加药、排污及取样等监督制度；
- b) 保持正常的锅内、炉外水工况；
- c) 健全锅炉化学监督的各项技术管理制度和各种技术资料；
- d) 进行热化学试验和汽水系统水质查定；
- e) 努力降低汽水损失。

10.10 水汽取样装置探头的结构型式和取样点位置应保证取出的水、汽样品具有足够的代表性，并应经常保持良好的运行状态（包括取样水温、水量及冷却器的冷却能力），以满足仪表连续监督的需

要。

10.11 锅炉采用喷水减温时，减温水质量应保证减温后的蒸汽钠离子、二氧化硅和金属氧化物的含量均符合蒸汽质量标准。

10.12 饱和蒸汽中所含盐类在过热器管内聚集会影响过热器安全运行，必要时应安排过热器反冲洗。

10.13 运行锅炉化学清洗按SD135《火力发电厂锅炉化学清洗导则》规定执行。应定期割管检查受热面管子内壁的腐蚀、结垢、积盐情况。当受热面沉积物（按酸洗法计算）达到表9的数值时，或锅炉化学清洗间隔时间超过表9中规定的极限值时，应安排锅炉的化学清洗。以重油作燃料的锅炉和液态排渣炉，按高一级蒸汽参数标准要求。

表9 锅炉化学清洗间隔

锅炉类型	工作压力 MP _a	沉淀物 g/m ²	清洗间隔 年
汽包锅炉	<5.88	600~900	12~15
	5.88~12.64	400~600	10
	≥12.7	300~400	6
直流锅炉		200~300	4

采用酸洗法进行锅炉化学清洗时，应注意不锈钢部件（如节流圈、温度表套、汽水取样装置等）的防护，防止不锈钢的晶间腐蚀。

对于额定蒸汽压力大于5.9MPa的锅炉，在系统设计时应考虑：

- a) 清洗设备的安装场地和管道接口；
- b) 清洗泵用的电源；
- c) 废液排放达到合格标准应具备的设备和条件。

10.14 为防止锅炉酸性腐蚀，当锅水PH值低于标准时，应查明原因采取措施。凝汽器有漏泄时应及时消除，并密切注意给水水质。

一旦发现水冷壁向火侧内壁有腐蚀迹象时，应采取预防进一步发展为氢脆的措施。

10.15 胀接锅炉锅水中的游离NaOH含量，不得超过总含盐量（包括

磷酸盐)的20%。为了防止锅炉的碱性腐蚀,当采取协调磷酸盐处理时,锅水钠离子与磷酸根离子的比值,一般应维持在2.5~2.8。

11 锅炉房

11.1 锅炉房建筑的设计、防火等级、工业卫生设施、噪声防治等应符合国家法律法规、国家标准、行业标准和规范。

11.2 锅炉房应符合下列要求:

- a) 锅炉房内设备布置应便于操作、通行和检修;
- b) 锅炉房内不应装设与锅炉运行、检修无直接关系的设备;
- c) 锅炉房应有足够的采光和良好的通风,以及必要的降温和防冻措施;
- d) 锅炉房地面应平整,有排水坡度,不应积水;
- e) 锅炉房应设置天窗,并有启闭设施;
- f) 锅炉房承重梁柱等构件与锅炉应有一定的距离,或采取其他措施,以防止受高温损坏。

11.3 锅炉房底层和运转层至少有两个出口。底层出口应分别设在两端。

锅炉房通向室外的门应向外开,在锅炉运行期间,不准锁住或闷住。锅炉房内控制室、工作室的门应向锅炉房内开。

寒冷地区锅炉房底层通向室外的供车辆出入的大门,宜设防寒门斗(或热风幕、电动卷帘门)。

锅炉房内的通道和锅炉房出口应畅通无阻。

11.4 锅炉房内楼梯、平台、栏杆的设置应符合国家标准或行业标准的规定。

锅炉外围的全部楼梯和平台之间,以及每层平台之间应互相连通,并能到达需要经常检查的各个部位。各层平台应有安全出口的标志,以便于事故时人员的疏散。

相邻的各台锅炉主要平台之间,应有互相连接的通道。

锅炉房内检修场地楼板荷重,应满足锅炉检修时放置最重部件

的要求，并应有承重荷载及区域范围的标记。

11.5 锅炉房至少应在下列地点设事故照明：

- a) 锅炉前面和各锅炉之间通道；
- b) 锅炉主要平台及楼梯；
- c) 操作盘、仪表盘和控制室；
- d) 汽包水位表；
- e) 除渣地点。

11.6 锅炉应采用水力、气力或密闭式机械除灰、除渣设备。除灰、除渣场地应便于操作、检修和通行。

11.7 低于锅炉房地面的地下室，在地面开口部位的四周应设有栏杆和护板。地下室应防水和有排水设施。

锅炉房内沟道上应有与地面平齐的盖板。

11.8 锅炉房内起吊竖井四周应设有护网和围栏。

电梯竖井各层的门应有闭锁装置，以防止误开造成人员坠落。

11.9 锅炉露天布置时，设计中应根据当地气象条件，考虑运行和检修的需要，采取防雨、防风、防冻、防腐以及必要的防雷措施，并能适应所在地区的抗风要求。

11.10 锅炉房内燃油（气）母管使用的管材应符合现行国家或行业标准，有材质合格证书。焊接质量及其检验符合要求。管子没有重皮、折叠等缺陷，表面的划痕、凹坑、腐蚀等局部缺陷应作出检查、鉴定。管道安装完毕应作1.5倍工作压力的水压试验。母管上应适当设置隔离阀。

11.11 锅炉房内应有必要的消防设施。电缆应有防火、防高温措施。非阻燃电缆不应直接敷设在锅炉构架上。

12 安装和调试

12.1 锅炉、压力容器及管道的安装，应根据设计和设备的技术文件及《电力建设及施工验收技术规范》等有关规程的规定进行。除氧器安装应按《电站压力式除氧器安全技术规定》执行，并应制定

保证受监设备及其零部件安装质量的技术组织措施。

12.2 基建安装工程应实行监理制。安装单位应建立严格的质量保证体系并正常运行。安装前应对施工人员进行技术交底和必要的技术培训、考核。

12.3 锅炉安装应在锅炉基础及构架验收合格后进行。

在锅炉安装和检修过程中，如需在混凝土构架、基础、楼板上打砸孔洞或增加载荷时，应经技术部门审查同意并办理手续。施工完毕后打砸的孔洞应立即修复。

12.4 锅炉构架基础应设观测沉降的测量标。在构架吊装前、锅炉组件吊装前、水压试验上水前、水压试验后均应观测基础的沉降情况，并作出详细记录。锅炉投运后应定期进行观测。

12.5 锅炉受压部件、压力容器及管道在未安装前，应按SDJ68《电力基本建设火电设备维护保管规程》及相应的补充规定和设备技术文件的要求，做好防腐和保管工作。

受压元件安装前应进行检查，确保设备和管子内部清洁，无杂物。发现有严重腐蚀、超标缺陷、材质或规格不符时，应会同建设单位与设计、制造部门联系，商定处理办法。

12.6 构架、汽包、联箱、压力容器、主要管道安装前，安装单位应查阅制造质量检验记录（包括无损探伤等记录）。质量证明资料不全或对质量有疑问时，应会同建设单位向制造单位提出质疑，要求补检或复查。未经检查、检验，不得安装。

12.7 锅炉受热面管在组合和安装前必须分别进行通球试验。试验用球直径应符合规定。通球后应做好封闭措施。

12.8 锅炉、压力容器及管道在安装过程中改变受压部件、元件的结构、材质、规格，应征得原设计单位同意。当安装工艺有重大改变时，应与建设单位共同研究，并作好记录。所有设计变更均应办理签证手续。

12.9 管道安装按DL5031《电力建设施工及验收技术规范》（管道篇）的规定执行。支吊架应按设计的吊点位置及偏装值正确安装。管道

的固定支架应牢靠固定。限位支吊架及阻尼器应准确调整。变力和恒力弹簧支吊架在安装过程应予锁住，只有在投入运行前才松开。管道保温施工应按设计规定进行。

在管道安装全部结束后，应保证管系各点的设计标高，并将所有支吊架调整在设计规定的冷态位置。必要时要对支吊架进行热态调整。

管道投运前后，应记录从冷态到热态和从热态到再冷态所有支吊架标示牌和位移指示器的数据，并进行比较，其数值应符合设计规定。

12.10 锅炉、压力容器和管道在安装过程中要作好技术记录，如设备和材料的检验、受热面通球、焊接、焊后热处理、无损探伤、分项工程验收、冷态和热态的试验等记录。

12.11 基建工程锅炉水压试验前，由集团公司或省电力公司质量监督中心站组织，锅炉监察工程师参加，根据部颁《电力基建工程锅炉水压试验前质量监督检查典型大纲（试行）》的要求，对设备技术条件、技术资料 and 文件等进行检查，依据检查结果，评价和认定水压试验是否具备条件。

除氧器安装后，应作整体水压试验。现场拼装的压力容器应作超压试验。

12.12 锅炉启动、调试，应根据设计资料、设备技术文件和有关规程要求编制下列试验计划（或技术组织措施）：超压水压试验、烘炉、化学清洗、冲管、吹管、严密性试验、安全阀调整和校验、水位标定试验和热工控制设备、测量仪表、自动保护装置的调试以及机组整套启动的技术组织措施（包括反事故措施）。上述计划或措施需经验收委员会试运指挥组批准。

集团公司或省电力公司的锅炉监察工程师应参加验收委员会的工作。

启动、调试过程中的操作，应在调试人员的监护、指导下，由经过培训并考试合格取得操作证书的运行人员担任。

12.13 锅炉设备的启动验收、分部试运、整套启动试运、技术资料 and 备品配件的移交以及试生产和竣工验收等，按部颁《火力发电厂基本建设工程启动验收规程》的规定执行。

整套试运前的现场条件、组织机构、人员配备、技术文件准备以及对调试质量的检验和评定，应按部颁《火电施工质量检验和评定标准》的规定执行。

12.14 安全连锁系统和保护装置、化学取样及加药系统、锅炉房内消防系统（如用临时系统，其功能不应低于正常系统）、预热器吹灰系统，未经试验和调整，禁止锅炉启动。

锅炉整套启动时，下列热工设备和保护装置应经调试并投入运行：

- a) 数据采集系统；
- b) 炉膛安全监控系统；
- c) 有关辅机的子功能组和连锁；
- d) 全部远方操作。

12.15 锅炉整体验收时，安装单位应向建设单位移交下列安装资料：

- a) 锅炉、压力容器及管道的安装记录（包括设备检查和缺陷处理记录、焊接记录）；
- b) 安装设计变更通知单；
- c) 试运行（包括启动调试各阶段）记录和技术签证；
- d) 安装单位使用的材质证明书、材质化验单和光谱分析资料；
- e) 焊接检验资料，包括射线探伤底片、金相、热处理、无损检验资料等；
- f) 锅炉、管道安装竣工图（包括管道焊缝及支吊架位置图）。

13 运行管理和修理改造

13.1 发电厂应根据本规程要求，参照部颁有关规程和典型锅炉运行规程，结合设备系统、运行经验和制造厂技术文件，编制现场锅

炉运行规程、事故处理规程以及各种系统图和有关运行管理制度。

13.2 除氧器应按《电站压力式除氧器安全技术规定》的要求，结合实际设备、系统，编制现场运行、维护规程。

高压加热器在启动或停止时，应注意控制汽、水侧的温升、温降速度。

各类疏水扩容器应有防止运行中超压的措施。

13.3 锅炉启动、停炉方式，应根据设备结构特点和制造厂提供的有关资料或通过试验确定，并绘制锅炉压力、温度升（降）速度的控制曲线。

启动过程中应特别注意锅炉各部的膨胀情况，认真做好膨胀指示记录。

锅炉启动初期流经过热器和再热器的蒸汽流量很小或者为零，应控制锅炉燃烧率、炉膛出口烟温，使升温、升压过程符合启动曲线。

汽包锅炉应严格控制汽包壁温差。上、下壁温差不超过 40°C 。

13.4 锅炉应平稳地增减负荷，控制增减负荷的速度。在增减负荷时应使风量先于燃料量的增加，后于燃料量的减少。但在整个运行期间应尽量保持燃料空气比在安全范围内。

13.5 锅炉燃用的煤质应基本符合设计要求。其低位热值、灰熔点、挥发分、水分和灰分变化不应影响锅炉的安全运行。

13.6 锅炉停炉的降温降压过程应符合停炉曲线要求，熄火后的通风和放水，应使受压部件避免快速冷却。

锅炉停炉后压力未降低至大气压力以及排烟温度未降至 60°C 以下时，仍需对锅炉严密监视。

13.7 锅炉应保持额定参数运行，不得任意提高运行参数和出力。在运行中出现超温超压情况时，应立即查明原因采取果断措施，并记录超温、超压的数值和时间。

13.8 设计带基本负荷的锅炉改为调峰运行时，各部温度、温差的控制及其变化速度、负荷增减的速度、启动和停止时的温度、压力

升（降）速度等，都仍应满足有关规程的规定。

13.9 运行中锅炉保护装置和联锁不得任意退出运行。主保护需要退出检查和维护时，应限定时间并经发电厂总工程师批准，记录退出运行的原因、时间和恢复时间。

水位和炉膛压力保护停用后在限定时间内不能恢复时，宜停止锅炉运行。

保护装置的备用电源或气源应可靠，备用电源或气源亦不应随意退出备用。

13.10 禁止向已经熄火停炉的锅炉炉膛内排放煤粉仓存粉。

由于事故引起主燃料跳闸，熄火后未及时进行炉膛吹扫，应尽快实施补充吹扫。

13.11 锅炉运行操作人员的基本条件：

- a) 年满18周岁，身体健康；
- b) 掌握所有控制装置的机理和作用；
- c) 了解锅炉原理，熟悉锅炉结构和系统；
- d) 能以正确的方法进行锅炉点火、启动以及熄火、停炉的操作；
- e) 能以正确的方法熟练地进行调整、运行和事故处理；
- f) 掌握锅炉的给水方法，清楚地知道当汽包水位过高或过低时应采取的措施。对于直流锅炉能清楚知道中间点温度的控制方法。

亚临界、超临界压力锅炉的主要运行操作人员，应具备大专或同等学历。

13.12 对锅炉、压力容器运行人员，应按《电业生产人员培训制度》的规定进行安全、技术教育，并在跟班见习，考试合格，取得操作证书后方准独立值班。

670t/h及以上锅炉的运行值班人员，除正常的培训考核外，还应经仿真机培训，取得操作证，并定期经仿真机轮训。

13.13 锅炉运行时，值班人员应认真执行岗位责任制，严格遵守劳动纪律，不得擅自离开工作岗位，不做与岗位工作无关的事。

任何领导人员不得强迫运行值班人员违章操作。

13.14 锅炉运行中遇到下列情况，应立即停止向炉膛送入燃料，再视具体情况正确处理：

- a) 锅炉严重缺水；
- b) 锅炉严重满水；
- c) 直流锅炉断水；
- d) 锅水循环泵发生故障，不能保证锅炉安全运行；
- e) 水位表失效；无法监视水位；
- f) 主蒸汽管、再热蒸汽管、主给水管和锅炉范围连接导管爆破；
- g) 再热器蒸汽中断（制造厂有规定者除外）；
- h) 炉膛熄火；
- i) 燃油（气）锅炉油（气）压力严重下降；
- j) 安全阀全部失效或锅炉超压；
- k) 热工仪表、控制电（气）源中断，无法监视、调整主要运行参数；
- l) 严重危及人身和设备安全以及制造厂有特殊规定的其他情况。

13.15 锅炉运行中，发生受压元件漏泄、炉膛严重结焦、液态排渣锅炉无法排渣、锅炉尾部烟道严重堵灰、炉墙烧红、受热面金属严重超温、汽水品质严重恶化等情况时，应停止运行。

发生上述情况，停炉时间由发电厂总工程师确定。

13.16 达到停炉条件而不及时停止锅炉运行，造成事故扩大，引起设备重大损坏和人身事故时，应追究有关人员的责任。

13.17 发电厂应根据设备结构、制造厂的图纸、资料和技术文件、技术规程和有关专业规程的要求，编制现场检修工艺规程和有关的检修管理制度，并建立健全各项检修技术记录。

13.18 发电厂应根据设备的技术状况、受压部件老化、腐蚀、磨损规律以及运行维护条件制定大、小修计划，确定锅炉、压力容器及管道的重点检验、修理项目，及时消除设备缺陷，确保受压部件、元件经常处于完好状态。管道及其支吊架的检查维修应列为常规检

修项目。

13.19 锅炉受压部件、元件和压力容器更换应符合原设计要求。改造应有设计图纸、计算资料和施工技术方案。

涉及锅炉、压力容器结构及管道的重大改变、锅炉参数变化的改造方案、压力容器更换的选型方案，应报集团公司或省电力公司审批。

有关锅炉、压力容器改造和压力容器、管道更换的资料、图纸、文件，应在改造、更换工作完毕后立即整理、归档。

13.20 应建立严格的质量责任制度和质量保证体系，认真执行各级验收制度，确保修理和改造的质量。修理改造后的整体验收由电厂总工程师主持，锅炉监察工程师参加。重点修理改造项目应由专人负责验收。

13.21 禁止在压力容器上随意开检修孔、焊接管座、加带贴补和利用管道作为其他重物起吊的支吊点。

13.22 发电厂每台锅炉都要建立技术档案簿。登录受压元件有关运行、检修、改造、事故等重大事项。

每台压力容器都要登记造册。

13.23 发电厂应有标明支吊架和焊缝位置的主蒸汽管、主给水管、高温和低温再热蒸汽管的立体布置图，并建立技术档案，记载管道有关运行、修理改造、检验以及事故等技术资料。

14 检验

14.1 锅炉、压力容器和管道按部颁《电力工业锅炉压力容器安全性能检验大纲》、GB150 《钢制压力容器》、GB151 《钢制管壳式换热器》、劳动部《在用压力容器检验规程》、DL5031《电力建设施工及验收技术规范》（管道篇）和DL438《火力发电厂金属技术监督规程》等规定进行检验。

进口锅炉、压力容器和管道按合同规定的标准进行监造和商检。

14.2 锅炉、压力容器的检验工作应纳入安装、设备检修计划。未

经检验合格的锅炉、压力容器不准安装和投入运行。

14.3 锅炉、压力容器及管道的安全性能检验包括：

- a) 锅炉产品制造质量监检；
- b) 锅炉安装阶段检验；
- c) 在役锅炉定期检验；
- d) 压力容器产品质量监检；
- e) 压力容器安装阶段检验；
- f) 在役压力容器定期检验；
- g) 管道配制过程的监检；
- h) 管道安装阶段检验；
- i) 在役管道的定期检验。

14.4 运行锅炉应进行定期检验。定期检验的种类和检验间隔：

- a) 外部检验：每年不少于一次。
- b) 内部检验：结合每次大修进行，其正常检验内容应列入锅炉“检修工艺规程”，特殊项目列入年度大修计划。新投产锅炉运行一年后应进行内部检验。

c) 超压试验：一般二次大修（6~8年）一次。根据设备具体技术状况，经集团公司或省电力公司锅炉监察部门同意，可适当延长或缩短间隔时间。超压试验结合大修进行，列入该次大修的特殊项目。

14.5 锅炉除定期检验外，有下列情况之一时，也应进行内、外部检验和超压试验：

- a) 新装和迁移的锅炉投运时；
- b) 停用一年以上的锅炉恢复运行时；
- c) 锅炉改造、受压元件经重大修理或更换后，如水冷壁更换管数在 50%以上，过热器、再热器、省煤器等部件成组更换，汽包进行了重大修理时；
- d) 锅炉严重超压达1.25倍工作压力及以上时；
- e) 锅炉严重缺水后受热面大面积变形时；

f)根据运行情况，对设备安全可靠性能有怀疑时。

14.6 锅炉外部检验的主要内容：

- a) 锅炉房安全措施、承重件及悬吊装置；
- b) 设备铭牌、管道阀门标记；
- c) 炉墙、保温；
- d) 主要仪表、保护装置及联锁；
- e) 锅炉膨胀状况；
- f) 安全阀；
- g) 规程、制度和运行记录以及水汽质量；
- h) 运行人员资格、素质；
- i) 其他。

14.7 锅炉内部检验主要内容：

- a) 汽包、启动分离器及其连接管；
- b) 各部受热面及其联箱；
- c) 减温器；
- d) 锅炉范围内管道及其附件；
- e) 锅水循环泵；
- f) 安全附件、仪表及保护装置；
- g) 炉墙、保温；
- h) 承重部件；
- i) 大修后检验及调整工作；
- j) 工作压力下水压试验；
- k) 其他。

14.8 在役锅炉超压试验一般在锅炉大修最后阶段进行。超压试验应具备以下条件：

- a) 具备锅炉工作压力下的水压试验条件；
- b) 需要重点检查的薄弱部位，保温已拆除；
- c) 解列不参加超压试验的部件，并采取了避免安全阀开启的措施；

d) 用两块压力表，压力表精度不低于1.5级。

14.9 锅炉超压试验的压力，按制造厂规定执行。制造厂没有规定时按表10 规定执行。

表10 锅炉超压试验压力

名 称	超压试验压力
锅炉本体（包括过热器）	1.25倍锅炉设计压力
再 热 器	1.50倍再热器设计压力
直流锅炉	过热器出口设计压力的1.25倍且不得小于省煤器设计压力的 1.1倍

14.10 锅炉进行超压试验时，水压应缓慢地升降。当水压上升到工作压力时，应暂停升压，检查无漏泄或异常现象后，再升到超压试验压力，在超压试验压力下保持20min，降到工作压力，再进行检查，检查期间压力应维持不变。

水压试验时，环境温度不低于5℃。环境温度低于5℃时，必须有防冻措施。水压试验水温按制造厂规定的数值控制，一般以30~70℃为宜。

14.11 超压试验的合格标准：

- a) 受压元件金属壁和焊缝没有任何水珠和水雾的漏泄痕迹；
- b) 受压元件没有明显的残余变形。

14.12 在役压力容器的定期检验种类和周期规定如下：

- a) 外部检验：每年至少一次。
- b) 内外部检验：结合大修进行。压力容器安全状况等级1~3级，每隔6年检验一次；3~4级，每隔3年检验一次。

14.13 有以下情况之一时，压力容器内外部检验周期应适当缩短：

- a) 多次返修过的压力容器；
- b) 使用期限超过15年，经技术鉴定确认需缩短周期的；
- c) 检验员认为该缩短的。

14.14 压力容器耐压试验是超过最高工作压力的液压试验或气压

试验，其周期为10年至少一次。耐压试验的要求、试验压力、合格标准按劳动部《压力容器安全技术监察规程》执行。有以下情况之一时，经内外部检验合格后，必须进行耐压试验：

- a) 修理或更换主要受压元件；
- b) 对安全性能有怀疑时；
- c) 停用两年重新使用前；
- d) 移装；
- e) 无法进行内部检验的。

14.15 在役压力容器的外部、内外部检验内容按部颁《电力工业锅炉压力容器安全性能检验大纲》和劳动部《在用压力容器检验规程》执行。除氧器按《电站压力式除氧器技术规定》执行。

14.16 在役主蒸汽管、再热蒸汽管和主给水管及其附件的技术状况应清楚明了。若无配制、安装等原始资料或对资料有怀疑时，应结合大修尽快普查，摸清情况。

14.17 主蒸汽管、高温再热蒸汽管的蠕变测量应由专人负责。测量工具应定期校验，并及时正确地记录测量和计算结果。测量间隔、测量和计算方法按DL441 《火力发电厂高温高压蒸汽管道蠕变监督导则》执行。

主蒸汽管、高温再热蒸汽管的检验周期、更换标准按DL438《火力发电厂金属技术监督规程》的规定执行。

14.18 工作温度为450℃的中压碳钢主蒸汽管应加强石墨化检验。运行10万h后应进行石墨化检查。当有超温记录、运行15万h或正常工况下运行达20万h时必须割管检查。

焊接接头、管材石墨化达3~4级时应进行更换。

14.19 主蒸汽管、高温再热蒸汽管弯头运行5万h时，应进行第一次检查，以后检验周期为3万h。

若发现蠕变裂纹、严重蠕变损伤或圆度明显复圆时应进行更换，如有划痕应磨掉。

给水管的弯头应重点检验其冲刷减薄和中性面的腐蚀裂纹。

14.20 管道运行中应检查支吊架有无松脱、卡死以及管道的膨胀情况，检修时应按设计要求进行调整和修复，并做出记录。

14.21 在役锅炉和主要受压管道检验后应将检验结果记入锅炉和管道技术档案，并填写锅炉登录簿。在役压力容器检验后应填写在用压力容器检验报告书。

附录A (提示的附录)

电厂常用钢材的化学成分和力学性能

表A1 电厂常用钢材的化学成分和力学性能表

序号	牌 号		化 学 成 分 (%)								
	钢 号	标 准 号	C	Mn	Si	Cr	Mo	V	Ni	Ti	B
1	Q235	GB700	0.14~0.22	0.30~0.65	<0.30	—	—	—	—	—	—
2	10	GB3087	0.07~0.14	0.35~0.65	0.17~0.37	δ ="font-size: 9pt; ">0.15	—	—	δ 0.25	—	—
3	20	BG3087	0.17~0.24	0.35~0.65	0.17~0.37	δ 0.25	—	—	δ 0.25	—	—
4	20g	GB5310	0.17~0.24	0.35~0.65	0.17~0.37	—	—	—	—	—	—
5	22g	GB713	δ 0.26	0.60~0.90	0.17~0.37	—	—	—	—	—	—
6	25	GB699	0. 22~0. 30	0.50~0.80	0.17~0.37	0.25	—	—	δ 0.25	—	—
7	St35. 8	DIN17175	δ 0.17	0.40~0.80	0.10~0.35	—	—	—	—	—	—
8	St45.8	DINI 7175	δ 0.21	0.40~1.20	0.10~0.35	—	—	—	—	—	—
9	STPT38	JIS G3456	δ 0.25	0.30~0.90	0.10~0.35	—	—	—	—	—	—
10	STPT42	JIS G3456	δ 0.30	0.30~1.0	0.10~0.35	—	—	—	—	—	—
11	SB42	JIS G3103	δ 0.24	δ 0.90	0.15~0.30	—	—	—	—	—	—
12	SB46	JIS G3103	δ 0.28	δ 0.90	0.15~0.30	—	—	—	—	—	—
13	60	ASTM A515	0.24~0.31	δ 0.90	0.15~0.40	—	—	—	—	—	—
14	65	ASTM A515	0.28~0.33	δ 0.90	0.15~0.40	—	—	—	—	—	—
15	A-1	ASTM A210	δ 0.27	δ 0.93	δ 0.10	—	—	—	—	—	—
16	C	ASTM A178	δ 0.35	δ 0.8	—	—	—	—	—	—	—
17	B	ASTM A106	δ 0.30	0.29~1.06	δ 0.10	—	—	—	—	—	—
18	C	ASTM A106	δ 0.35	0.29~1.06	δ 0.10	—	—	—	—	—	—
19	SB49	JIS G3103	δ 0.31	δ 0.9	0.15~0.30	—	—	—	—	—	—
20	STPT49	JIS G3456	δ 0.33	0.30~1.0	0.10~0.35	—	—	—	—	—	—
21	12Mng	GB713	δ 0.16	1.10~1.50	0.20~0.60	—	—	—	—	—	—
22	16Mng	GB713	0.12~0.20	1.20~1.60	0.20~0.60	—	—	—	—	—	—
23	16MnR	GB6654	δ 0.20	1.20~1.60	0.20~0.60	—	—	—	—	—	—
24	17Mn4	DIN17155/1	0.14~0.20	0.90~1.20	0.20~0.40	—	—	—	—	—	—

续前表 (与前表并列排放)

化学成分 (%)					常温力学性能					临界点 Ac1/Ac3	分类号 SD ₃₄₀₋₈₉
W	Nb	Cu	S	P	s(MPa)	b(MPa)	δ_s (%)	α_k (J/cm ²)	HB		
—	—	—	≤0.050	≤0.045	185 ~ 235	375 ~ 460	21 ~ 26	27 ^v			1-1
—	—	≤0.25	≤0.035	≤0.035	196	333 ~ 490	24				1-1
—	—	≤0.25	≤0.035	≤0.035	226	392 ~ 588	20				1-1
—	—	—	≤0.035	≤0.035	245	412 ~ 549	24	49 ^u			1-1
—	—	—	≤0.035	≤0.035	265	420 ~ 560	24	59 ^u			1-1
—	—	≤0.25	≤0.035	≤0.035	275	450	23	71 ^u			1-1
—	—	—	≤0.04	≤0.04	215 ~ 235	360 ~ 480					1-1
—	—	—	≤0.04	≤0.04	235 ~ 255	410 ~ 529					1-1
—	—	—	≤0.035	≤0.035	≥215	≥372					1-1
—	—	—	≤0.035	≤0.035	≥245	≥412					1-1
—	—	—	≤0.040	≤0.035	≥225	412 ~ 549					1-1
—	—	—	≤0.040	≤0.035	≥245	451 ~ 588					
—	—	—	≤0.040	≤0.035	≥220	115 ~ 550	≥25				
—	—	—	≤0.040	≤0.035	≥240	450 ~ 585	≥23				
—	—	—	≤0.058	≤0.048	≥255	≥414	≥22				
—	—	—	≤0.060	≤0.050	≥255	≥414	≥30				
—	—	—	≤0.058	≤0.048	≥240	≥415	≥22				
—	—	—	≤0.058	≤0.048	≥275	≥485	≥20				1-2
—	—	—	≤0.040	≤0.035	≥265	480 ~ 617					1-2
—	—	—	≤0.035	≤0.035	≥274	≥480					1-2
—	—	—	≤0.035	≤0.035	275 ~ 295	430 ~ 590	19 ~ 21	59 ^u			II A-1
—	—	—	≤0.035	≤0.035	245 ~ 345	440 ~ 655	18 ~ 21	59 ^u			II A-1
—	—	—	≤0.035	≤0.035	265 ~ 345	450 ~ 655	18 ~ 21	27 ^v			II A-1
—	—	—	≤0.050	≤0.050	274 ~ 284	460 ~ 548					II A

表A1 续1

序号	牌 号		化 学 成 分 (%)								
	钢 号	标准号	C	Mn	Si	Cr	Mo	V	Ni	Ti	B
25	19Mn5	DIN17175	0.17~0.22	1.00~1.30	0.30~0.60	≤0.30	—	—	—	—	—
26	15MnVg	GB713	0.10~0.18	1.20~1.60	0.20~0.50	—	—	0.04~0.12	—	—	—
27	15MnVR	GB6654	δ 0.18	1.20~1.60	0.20~0.60	—	—	0.04~0.12	—	—	—
28	20MnMo	JB755	0.17~0.23	1.10~1.40	0.17~0.37	—	0.20~0.35	—	—	—	—
29	15MnMoV	JB755	0.12~0.18	1.30~1.60	0.17~0.37	—	0.4~0.65	0.05~0.15	—	—	—
30	14MnMoVg	GB713	0.10~0.18	1.20~1.60	0.20~0.50	—	0.40~0.65	0.05~0.15	—	—	—
31	18MnMoNbg	GB713	0.17~0.23	1.35~1.65	0.17~0.37	—	0.40~0.65	—	—	—	—
32	12CrMo	GB5310	0.08~0.15	0.40~0.70	0.17~0.37	0.40~ 0.70	0.40~0.55	—	—	—	—
33	15CrMo	GB5310	0.12~0.18	0.40~0.70	0.17~0.37	0.80~ 1.10	0.40~0.55	—	—	—	—
34	12CrMoV	GB3077	0.08~0.15	0.40~0.70	0.17~0.37	0.30~ 0.60	0.25~0.35	0.15~0.30	—	—	—
35	12Cr1MoV	GB5310	0.08~0.15	0.40~0.70	0.17~0.37	0.90~ 1.20	0.25~0.35	0.15~0.30	—	—	—
36	ZG15Cr-1Mo1V	JB2640	0.14~0.20	0.40~0.70	0.17~0.37	1.20~ 1.70	1.00~1.20	0.20~0.40	—	—	—
37	ZG20CrMoV	JB2640	0.18~0.25	0.40~0.70	0.17~0.37	0.90~ 1.20	0.50~0.70	0.20~0.30	—	—	—
38	A	ASTMA204	≤0.18	≤0.90	0.15~0.40	—	0.41~0.64	—	—	—	—
39	T ₁	ASTM A209	0.10~0.20	0.30~0.80	0.10~0.50	—	0.44~0.65	—	—	—	—
40	P ₁	ASTM A335	0.10~0.20	0.30~0.80	0.10~0.50	—	0.44~0.65	—	—	—	—
41	T ₁₁	ASTM A213	≤0.15	0.30~0.60	0.50~1.00	1.00~ 1.50	0.44~0.65	—	—	—	—
42	P ₁₁	ASTM A335	≤0.15	0.30~0.60	0.50~1.00	1.00~ 1.50	0.44~0.65	—	—	—	—
43	P ₁₂	ASTM A335	≤0.15	0.30~0.61	≤0.50	0.80~ 1.25	0.44~0.65	—	—	—	—
44	P ₂	ASTM A335	0.10~0.20	0.30~0.61	0.10~0.30	0.50~ 0.81	0.44~0.65	—	—	—	—
45	WC6	ASTM A217	≤0.20	0.50~0.80	≤0.60	1.00~1.50	0.45~0.65	—	≤0.50	—	—
46	WC9	ASTM A217	≤0.18	0.40~0.70	≤0.60	2.00~2.75	0.90~1.20	—	≤0.50	—	—
47	SB46M	JIS G3103	≤0.18	≤0.90	0.15~0.30	—	0.45~0.60	—	—	—	—
48	STBA12	JIS G3462	0.10~0.20	0.30~0.80	0.10~0.50	—	0.45~0.65	—	—	—	—
49	STBA13	JIS G3462	0.15~0.25	0.30~0.80	0.10~0.50	—	0.45~0.65	—	—	—	—
50	STPA12	JIS G3458	0.10~0.20	0.30~0.80	0.10~0.50	—	0.45~0.65	—	—	—	—
51	STBA22	JIS G3462	≤0.15	0.30~0.60	≤0.50	0.80~1.25	0.45~0.65	—	—	—	—

续前表（与表A1（续）并列排放）

化学成分 (%)					常温力学性能					临界点 Ac1/Ac3	分类号 SD ₃₄₀₋₈₉
W	Nb	Cu	S	P	σ_s (Mpa)	σ_b (Mpa)	δ_s (%)	α_k (J/cm ²)	HB		
—	—	—	≤0.040	≤0.040	300~310	510~610	19				II A
—	—	—	≤0.035	≤0.035	335~390	490~675	17~18	59 ^U			II A-2
—	—	—	≤0.035	≤0.035	335~390	490~675	17~18	34 ^V			II A-2
—	—	—	≤0.035	≤0.035	353~372	370~529	18	47 ^U	149~217		II A-2
—	—	—	≤0.035	≤0.035	441	588	17	55 ^U	156~228		II B-1
—	—	—	≤0.035	≤0.035	490	635	16				II B-2
—	0.025 ~0.050	—	≤0.035	≤0.035	440~510	590~635	16~17	69 ^U			II B-2
—	—	—	≤0.035	≤0.035	206	412~559	21	69 ^U			III-2
—	—	—	≤0.035	≤0.035	235	441~638	21	59 ^U			III-2
—	—	—	≤0.035	≤0.035	225	440	22	78 ^U			III-3
—	—	—	≤0.035	≤0.035	255	471~638	21	59 ^U			III-3
—	—	—	≤0.03	≤0.03	343	490	14	29.4 ^U			III-3
—	—	—	≤0.03	≤0.03	313	490	14	29.4 ^U			III-3
—	—	—	≤0.040	≤0.035	255	450~585	23				III-1
—	—	—	≤0.045	≤0.045	207	378	22		146		III-1
—	—	—	≤0.045	≤0.045	207	379	22				III-1
—	—	—	≤0.030	≤0.030	207	413	30		163		III-2
—	—	—	≤0.030	≤0.030	207	413	22				III-2
—	—	—	≤0.045	≤0.045	207	413	22				III-2
—	—	—	≤0.045	≤0.045	207	379	22				III-1
≤0.10	—	≤0.50	≤0.030	≤0.035	275	482~655	20				
≤0.10	—	≤0.50	≤0.045	≤0.04	275	482~655	20				
—	—	—	≤0.040	≤0.035	255	451~588					III-1
—	—	—	≤0.035	≤0.035	206	382					III-1
—	—	—	≤0.035	≤0.035	206	412					III-1
—	—	—	≤0.035	≤0.035	206	382					III-1
—	—	—	≤0.035	≤0.035	206	412					III-2

表 A1 (完)

序号	牌 号		化 学 成 分 (%)								
	钢号	标准号	C	Mn	Si	Cr	Mo	V	Ni	Ti	B
52	STBA20	JIS G3462	0.10~0.20	0.30~0.60	0.10~0.50	0.50~0.80	0.40~0.65	—	—	—	—
53	STPA20	JIS G3458	0.10~0.20	0.30~0.60	0.10~0.50	0.50~0.80	0.40~0.65	—	—	—	—
54	STBA23	JIS G3462	≤0.15	0.30~0.60	0.50~1.00	1.00~1.50	0.45~0.65	—	—	—	—
55	STPA22	JIS G3458	≤0.15	0.30~0.60	≤0.50	0.80~1.25	0.45~0.65	—	—	—	—
56	STPA23	JIS G3458	≤0.15	0.30~0.60	0.50~1.00	1.00~1.50	0.45~0.65	—	—	—	—
57	SCPH23	JIS G5151	≤0.20	0.50~0.80	≤0.60	1.00~1.50	0.45~0.65	—	≤0.50	—	—
58	15Mo3	DIN17155/2	0.12~0.20	0.50~0.70	0.15~0.35	—	0.25~0.35	—	—	—	—
59	13CrMo44	DIN17175	0.10~0.18	0.40~0.70	0.10~0.35	0.70~1.10	0.45~0.65	—	—	—	—
60	14MoV63	DIN17175	0.10~0.18	0.40~0.70	0.10~0.35	0.30~0.60	0.50~0.70	0.22~ 0.32	—	—	—
61	12Cr2Mo- WVTiB	GB5310	0.08~0.15	0.45~0.65	0.45~0.75	1.60~2.10	0.50~0.65	0.28~ 0.42	—	0.08~ 0.18	≤0.008
62	12Cr3MoV- SiTiB	GB5310	0.09~0.15	0.50~0.80	0.60~0.90	2.50~3.00	1.00~1.20	0.25~ 0.35	—	0.22~ 0.38	0.005~ 0.011
63	12Cr2Mo	GB5310	0.08~0.15	0.40~0.70	≤0.50	2.00~2.50	0.09~1.20	—	—	—	—
64	P ₂₂	ASTMA335	≤0.15	0.30~0.60	≤0.50	1.90~2.60	0.87~1.13	—	—	—	—
65	STPA24	JIS G3458	≤0.15	0.30~0.60	≤0.50	1.90~2.60	0.87~1.13	—	—	—	—
66	10CrMo910	DIN17175	0.08~0.15	0.40~0.70	≤0.50	2.00~2.50	0.90~1.20	—	—	—	—
67	1Cr5Mo	JB755	≤0.15	≤0.60	≤0.50	4.00~6.00	0.40~0.60	—	≤0.60	—	—
68	10Cr5Mo- WVTiB		0.07~0.12	0.45~0.70	0.40~ 0.70	4.50~6.00	0.48~0.65	0.20~0.33	—	0.16~ 0.21	0.008~ 0.014
69	P5	ASTMA335	≤0.15	0.30~0.60	≤0.50	4.00~6.00	0.45~0.65	—	—	—	—
70	P9	ASTMA335	≤0.15	0.30~0.60	0.25~1.00	8.00~10.00	0.90~1.10	—	—	—	—
71	STPA25	JIS G3458	≤0.15	0.30~0.60	≤0.50	4.00~6.00	0.45~0.65	—	—	—	—
72	STPA26	JIS G3458	≤0.15	0.30~0.60	0.25~1.00	8.00~10.00	0.90~1.10	—	—	—	—
73	X20CrMo-V121	DIN17175	0.17~0.23	≤1.00	≤0.50	10.00~12.50	0.80~1.20	0.25~0.35	0.30~ 0.80	—	—
74	1Cr13	GB1220	≤0.15	≤1.00	≤1.00	11.50~13.50	—	—	≤0.60	—	—
75	0Cr13A1	GB1220	≤0.08	≤1.00	≤1.00	11.50~14.50	—	—	—	—	—
76	1Cr18Ni9	GB1220	≤0.15	≤2.00	≤1.00	17.00~19.00	—	—	8.00~ 10.00	—	—
77	0Cr23Ni13	GB1220	≤0.08	≤2.00	≤1.00	22.00~24.00	—	—	12.00~ 15.00	—	—

续前表（与表A1（完）并列排放）

化 学 成 分 (%)					常 温 力 学 性 能					临界点 Ac1/Ac3	分类号 SD ₃₄₀₋₈₉
W	Nb	Cu	S	P	σ_s (Mpa)	σ_b (Mpa)	δ_s (%)	α_k (J/cm ²)	HB		
—	—	—	≤0.035	≤0.035	206	412					III-1
—	—	—	≤0.035	≤0.035	206	412					III-1
—	—	—	≤0.035	≤0.030	206	412					III-2
—	—	—	≤0.035	≤0.035	206	412					III-2
—	—	—	≤0.030	≤0.030	206	412					III-2
≤0.10	—	≤0.50	≤0.040	≤0.040	274	480					
—	—	—	≤0.040	≤0.040	265~274	431~519					III-1
—	—	—	≤0.035	≤0.035	280~290	440~590	22				III-2
—	—	—	≤0.035	≤0.035	310~319	460~610	20				III-2
0.30~0.55	—	—	≤0.035	≤0.035	343	540~736	18				IV
—	—	—	≤0.035	≤0.035	441	608~804	16				IV
—	—	—	≤0.035	≤0.035	280	450~600	20				IV
—	—	—	≤0.030	≤0.030	207	413	22				IV
—	—	—	≤0.030	≤0.030	206	412					IV
—	—	—	≤0.035	≤0.035	269~280	450~600					IV
—	—	—	≤0.030	≤0.035	392	588	18	55 ^U	156~241		V
0.20~0.40	—	—	≤0.030	≤0.030	392	539~735	18			835/ 915	G106
—	—	—	≤0.030	≤0.030	207	413	22				V
—	—	—	≤0.030	≤0.030	207	413	22				V
—	—	—	≤0.030	≤0.030	206	412					V
—	—	—	≤0.030	≤0.030	206	412					V
—	—	—	≤0.030	≤0.030	490	690~840	17				V
—	—	—	≤0.030	≤0.035	343	539	25	98.1 ^U	≥159		VI
—	—	—	≤0.030	≤0.035	177	412	20	98.1 ^U	≤183		VII
—	—	—	≤0.030	≤0.035	206	520	40		≤187		VIII
—	—	—	≤0.030	≤0.035	206	520	40		≤187		VIII

附录B (提示的附录)

锅炉压力容器常用钢材国内外钢号对照表

表B1 钢板

钢种	中 国		日 本 JIS		美国 ASTM	联邦德国		
	钢号	标准号	钢号	标准号	钢号	钢号	材料号	标准号
碳素钢板	A3FAY3F	GB700-88	SS41	G3101	A36	USt37-2	1.0112	DIN17100
	A3AY3		SM41B	G3101	A283-C	RSt37-2	1.0114	DIN17100
	A4AY4F	GB6654-86	SS50	G3101	A283-D	RSt42-2	1.0134	DIN17100
	A3R		SPV24	G3115	A285-C			
	20g	GB6655-86	SB42	G3103	A515-60级	H II	1.0425	DIN17155
	(15g)		SB35	G3103	A515-55级	H I	1.0345	DIN17155
(25g)	GB713-86	SB46	G3103	A515-65级	H III	1.0435	DIN17155	
低合金钢板	16Mn		SM50-B、C	G3106		St52-3	1.0841	DIN17100
	16MnR	GB1591-88	SPV36	G3115	A229 A537-I、II类	17Mn4 19Mn5	1.0844 1.0845 1.8930	DIN17155 DIN17155 DIN17100
	16MngC	GB6654-86	SPV36 (WELTEN50)	G3115		St52-3 (BH-36)		(莱茵钢铁公司)
	15MnVR	GB6655-86			A225-A、B级	WStE39 (FG39)		SEW039 (蒂森公司)
	15MnVgC		(K-TEN62M)					
	15MnVNR				(A633-E)			
18MnMoNbR				A302-B级 A533-A级 I类				
耐热钢板	16Mn		SB46M	G3101	A204-A、B级	15Mo3	1.5414	DIN17155
	12CrMo	GB4238-84	SCMV1	G4109	A387-2级			
	15CrMo		SCMV2	G4109	A387-12级	13CrMo44	1.7335	DIN17155
	12Cr2Mo1		SCMV4	G4109	A387-22级	10CrMo910	1.7362	DIN17155
不锈钢板	0Cr13		SUS405	G4304	A320-405	X7Cr13	1.4000	DIN17440
	(1Cr13)	GB3280-84	SUS4105 SUS403	G4305 G4304	A320-410S A320-403	X10Cr13	1.4006	DIN17440
	(1Cr17)	GB4237-84	SUS410 SUS430	G4305 G4304、G4305	A320-410 A320-430	X8Cr17	1.4016	DIN17440
	0Cr18Ni9		SUS304	G4304、G4305	A320-304	X5CrNi89	1.4301	DIN17440
	(1Cr18Ni9)		SUS302	G4304、G4305	A320-302	X5CrNi89	1.4301	DIN17440
	0Cr18Ni9Ti		SUS321	G4304、G4305	A320-321	X10CrNi- Ti189	1.4541	DIN17440
	1Cr18Ni9Ti							
	0Cr18Ni12- Mo2Ti		SUS316	G4304、G4305	A320-316			
	0Cr18Ni- 12Mo3Ti		SUS317	G4304、G4305	A320-317			
	00Cr18Ni10		SUS304L	G4304、G4305	A320-304L	X2CrNi189	1.4306	DIN17440

表B1 (续完)

钢种	中 国		日 本 JIS		美国ASTM	联 邦 德 国		
	钢 号	标准号	钢 号	标 准 号	钢 号”	钢 号	材料号	标准号
不 锈 钢 板	00Cr17Ni- 14Mo2		SUS316L	G4304、G4305	A320—316L	X2CrNi01810	1.4404	DIN17440
	00Cr17Ni- 14Mo3		SUS317L	G4304、G4305	A320—317L			
	(1Cr18Ni11Nb)		SUS347	G4304、G4305	A320—374	X10CrNiMo189	1.4550	DIN17440
	Cr15Ni20		SUS310	G4304、G4305	A320—310			

表B2 钢 管

钢种	中 国		日 本 JIS		美 国 ASTM	联 邦 德 国		
	钢 号	标准号	钢 号	标准号	钢 号	钢 号	材料号	标准号
碳素钢管	(A3)	GB3091-82	SCP	G3452	(A53钢种厂)	(St33)	1.0033	DIN1626
	10	GB3092-82	STPY	G3457	A283-D	(St 37)	1.0110	DIN1626
			STPG38	G3454	A135-A、A53-A		1.0112	DIN1626
			STPT38	G3456	A106-A		St 37-2	
	10	GB8162-87	STPS38	G3455	A179-C、	St35. 8	1.0305	DIN17175
			STB30	G3461	A135-B	St 35.4	1.0309	DIN1629
		GB8163-87	STB33	G3461	A192、226	St35. 8	1.0305	DIN17175
			STB35	G3461	A53-B、	St35.8	1.0305	DIN17175
		YB237-70	STPG42	G3454	A135-B	St35. 8	1.0305	DIN17175
			YB232-64	G3456	A106-B	(St42)	1.0130	DIN1626
	20	GB6479-86	STPT42	G3461	A178-C	St42. 2	1.0132	DIN1626
			STB42	G3455	A210-A1	St45. 8	1.2405	DIN1717
			STS42			St45. 8	1.0405	DIN1717
					St 35.4	1.0309	DIN1629	
耐执钢管	16Mo	GB5310-85	STPA12	G3458	A335-P1	15Mo3	1.5414	DIN17175
				A369-FP1				
	12CrMo		STBA12.13	G3462	A250-T1	13CrMo44	1.7335	DIN17175
				STBA20	G3462			
	15CrMo		STPA22	G3458	A335-P2	10CrMo910	1.7380	SEW610
				STBA22	G3458			
	12CrMoV		STPA23	G3462	A213-T2			
				STBA23	G3458	A335-P12		
	Cr2Mo	GB5310-85			A369-FP12			
					STPA24	G3462	A213-T12	
					G3458	A335-P11		
				A369-FP11				
				A199-T11				
				A213-T11				
				A335-P22				
				A369-F22P				

表B2 (续完)

钢种	中 国		日 本 JIS		美 国 ASTM	联 邦 德 国		
	钢 号	标 准 号	钢 号	标 准 号	钢 号	钢 号	材 料 号	标 准 号
耐 热 钢 管	10MoWVNb		STBA24	G3462	A199—T22 A213—T22	10CrMo910	1.7380	SEW610
	Cr5Mo	G6479—86	STPA25	G3458	A335—P5 A369—FP5			
		GB5310—85	STBA25	G3462	A213—T5	12CrMo195	1.7362	DIN17175
	STPA26		G3458	A335—P9 A369—FP9				
	STBA26		G3462	A199—T9 A213—T9				
不 锈 钢 管		GB2270—80	SUS310 TP	G3459	A312、A376、TP310 A213、A429、 A268、TP310			
	(Cr23Ni18)		SUS310 TB	G3463				
	(1Cr13)		SUS410 TB	G3463	A268、TP410	X10Cr13	1.4006	DIN17440
	(2Cr13)		SUS430 TB	G3463	(AISI420)	X20Cr13	1.4021	DIN17440
	(Cr17)		SUS430 TB SUS340 TP	G3463 G3459	A269、TP430、429 A312、A376、TP321	X8Cr17	1.4016	DIN17440
	0Cr18Ni9 (1Cr18Ni9)		SUS304 TP	G3463	A213、A249、 A268、TP304	X5CrNi189	1.4301	DIN17440
	0Cr18Ni10Ti		SUS321 TP	G3459	A312、A376、TP340	X5CrNi189	1.4301	DIN17440
	1Cr18Ni9Ti		SUS321 TB	G3463	A212、A246、 A268、TP321	X10CrMo189	1.45417	DIN17440
	Cr18Ni13 Mo2Ti		SUS316 TP SUS316 TB	G3459 G3463	A312、A376、TP316 A213、A249、 A268、TP316			
	Cr18Ni13- Mo3Ti		SUS317 TP SUS317 TB	G3459 G3463	A312、A376、TP317 A213、A249、 A268、TP317			
	00Cr18Ni10		SUS304 LTP SUS304 LTB	G3459 G3463	A312、A376、TP304L A213、A249、 A268、TP304L	X2CrNi189	1.4306	DIN17440
	00Cr17Ni- 13Mo2		SUS316 LTP SUS316 LTB	G3459 G3463	A312、A376、TP316L A213、A249、 A268、TP316L			
	00Cr17Ni- 13Mo3	GB2270—80	SUS317 TP SUS317 TB	G3459 G3463	A312、A376、TP317L A213、A249、 A268、TP317L			
	Cr17Mn- 13Mo2N		SUS347 TP 5US347 TB	G3459 G3463	A312、A376、TP347 A213、A249、 A268、TP347			