

防止电力生产重大事故的二十五项重点要求

国电发[2000]589号

各分公司，华北电力集团公司，各省（自治区、直辖市）电力公司，华能集团公司，华能国际，中电国际，国电电力，乌江公司，电规总院，水规总院，东北、华北、华东、西北、西南、中南电力设计院，电力科学研究院，热土研究院，武汉高压研究所，苏州热工所，各水电工程局，各水电勘测设计院，安能总公司：

为进一步落实《中共中央关于国有企业改革和发展若干重大问题的决定》中关于“坚持预防为主，落实安全措施，确保安全生产”的要求，完善各项反事故措施，进一步提高电力安全水平，国家电力公司通过总结分析近年来发供电企业发生重大事故的特征，在原能源部《防止电力生产重大事故的二十项重点要求》（简称二十项反措）的基础上，制订了《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》，现颁发执行。

做好防止电力生产重大事故的措施，是保证电力系统安全稳定经济运行的重要条件，是制造、设计、安装、调试、生产等各个单位的共同任务。因此，各有关方面都应认真贯彻落实二十五项重点要求。

本重点要求并不履盖全部反事故技术措施，各单位应根据本要求和已下发的反事故技术措施，紧密结合各自实际情况，制定具体的反事故技术措施，认真贯彻执行。 国家电力公司（印）

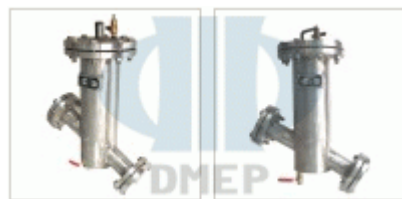
二000年九月二十八日

目 录

- 01 [防止火灾事故](#)
- 02 [防止电气误操作事故](#)
- 03 [防止大容量锅炉承压部件爆漏事故](#)
- 04 [防止压力容器爆破事故](#)
- 05 [防止锅炉尾部再次燃烧事故](#)
- 06 [防止锅炉膛爆炸事故](#)
- 07 [防止制粉系统爆炸和煤尘爆炸事故](#)
- 08 [防止锅炉汽包满水和缺水事故](#)
- 09 [防止汽轮机超速和轴系断裂事故](#)
- 10 [防止汽轮机大轴弯曲、轴瓦烧损事故](#)
- 11 [防止发电机损坏事故](#)
- 12 [防止分散控制系统失灵、热工保护拒动事故](#)
- 13 [防止继电保护事故](#)
- 14 [防止系统稳定破坏事故](#)
- 15 [防止大型变压器损坏和互感器爆炸事故](#)
- 16 [防止开关设备事故](#)
- 17 [防止接地网事故](#)
- 18 [防止污闪事故](#)
- 19 [防止倒杆塔和断线事故](#)
- 20 [防止枢纽变电所全停事故](#)
- 21 [防止垮坝、水淹厂房及厂房坍塌事故](#)
- 22 [防止人身伤亡事故](#)
- 23 [防止全厂停电事故](#)
- 24 [防止交通事故](#)
- 25 [防止重大环境污染事故](#)

根据本通知第 11.3.1.1 及 11.3.1.2 条的要求，景全机械公司 & 东励牌电力设备的精密激光孔板滤水器完全符合该通知的要求。

在此郑重向您及您的公司推荐——东励牌精密激光打孔过滤器 微孔直径最小可达 0.1mm, 一般推荐为 0.3mm~0.7mm。



东励牌 JL 型精密激光滤水器，选用优质的不锈钢板材，强度高抗腐蚀性好，其过滤孔为激光打孔，所以网孔精度及均匀性呈现出非常规则且无毛刺的特点。同时也适用于电厂油过滤系统，在油过滤系统使用时过滤器外壳及其骨架可选用碳钢材质或不锈钢材质。用于水过滤系统中则过滤器整体为不锈钢材质。

[点击这里进入东励电力设备网了解更多](#)

1 防止火灾事故

为了防止火灾事故的发生，应逐项落实《电力设备典型消防规程》（DL5027—93）以及其他有关规定，并重点要求如下：

1.1 电缆防火。

1.1.1 新、扩建工程中的电缆选择与敷设应按《火力发电厂与变电所设计防火规范》（GB50229—1996）和《火力发电厂设计技术规程》中的有关部分进行设计。严格按照设计要求完成各项电缆防火措施，并与主体工程同时投产。

1.1.2 主厂房内架空电缆与热体管路应保持足够的距离，控制电缆不小于 0.5m，动力电缆不小于 1 m。

1.1.3 在密集敷设电缆的主控制室下电缆夹层和电缆沟内，不得布置热力管道、油气管以及其他可能引起着火的管道和设备。

1.1.4 对于新建、扩建的火力发电机组主厂房、输煤、燃油及其他易燃易爆场所，宜选用阻燃电缆。

1.1.5 严格按正确的设计图册施工，做到布线整齐，各类电缆按规定分层布置，电缆的弯曲半径应符合要求，避免任意交叉并留出足够的人行通道。

1.1.6 控制室、开关室、计算机室等通往电缆夹层、隧道、穿越楼板、墙壁、柜、盘等处的所有电缆孔洞和盘面之间的缝隙（含电缆穿墙套管与电缆之间缝隙）必须采用合格的不燃或阻燃材料封堵。

1.1.7 扩建工程敷设电缆时，应加强与运行单位密切配合，对贯穿在役机组产生的电缆孔洞和损伤的防火墙，应及时恢复封堵。

1.1.8 电缆竖井和电缆沟应分段做防火隔离，对敷设在隧道和厂房内构架上的电缆要采取分段阻燃措施。

1.1.9 靠近高温管道、阀门等热体的电缆应有隔热措施，靠近带油设备的电缆沟盖板应密封。

1.1.10 应尽量减少电缆中间接头的数量。如需要，应按工艺要求制作安装电缆头，经质量验收合格后，再用耐火防爆槽盒将其封闭。

1.1.11 建立健全电缆维护、检查及防火、报警等各项规章制度。坚持定期巡视检查，对电缆中间接头定期测温，按规定进行预防性试验。

1.1.12 电缆沟应保持清洁，不积粉尘，不积水，安全电压的照明充足，禁止堆放杂物。锅炉、燃煤储运车间内架空电缆上的粉尘应定期清扫。

1.2 汽机油系统防火。

1.2.1 油系统应尽量避免使用法兰连接，禁止使用铸铁阀门。

1.2.2 油系统法兰禁止使用塑料垫、橡皮垫（含耐油橡皮垫）和石棉纸垫。

1.2.3 油管道法兰、阀门及可能漏油部位附近不准有明火，必须明火作业时要采取有效措施，附近的热力管道或其他热体的保温应紧固完整，并包好铁皮。

1.2.4 禁止在油管道上进行焊接工作。在拆下的油管上进行焊接时，必须事先将管子冲洗干净。

1.2.5 油管道法兰、阀门及轴承、调速系统等应保持严密不漏油，如有漏油应及时消除，严禁漏油渗透至下部蒸汽管、阀保温层。

1.2.6 油管道法兰、阀门的周围及下方，如敷设有热力管道或其他热体，这些热体保温必须齐全，保温外面应包铁皮。

1.2.7 检修时如发现保温材料内有渗油时，应消除漏油点，并更换保温材料。

1.2.8 事故排油阀应设两个钢质截止阀，其操作手轮应设在距油箱 5m 以外的地方，并有两个以上的通道，操作手轮不允许加锁，应挂有明显的“禁止操作”标志牌。

1.2.9 油管道要保证机组在各种运行工况下自由膨胀。

1.2.10 机组油系统的设备及管道损坏发生漏油，凡不能与

系统隔绝处理的或热力管道已渗入油的，应立即停机处理。

1.3 燃油罐区及锅炉油系统防火。

1.3.1 严格执行《电业安全工作规程（热力和机械部分）》第四章的各项要求。

1.3.2 储油罐或油箱的加热温度必须根据燃油种类严格控制在允许的范围内，加热燃油的蒸汽湿度，应低于油品的自燃点。

1.3.3 油区、输卸油管道应有可靠的防静电安全接地装置，并定期测试接地电阻值。

1.3.4 油区、油库必须有严格的管理制度。油区内明火作业时，必须办理明火工作票，并应有可靠的安全措施。对消防系统应按规定定期进行检查试验。

1.3.5 油区内易着火的临时建筑要拆除，禁止存放易燃物品。

1.3.6 燃油罐区及锅炉油系统的防火还应遵守第 1.2.4、1.2.6、1.2.7 条的规定。

1.3.7 燃油系统的软管，应定期检查更换。

1.4 制粉系统防火。

1.4.1 严格执行《电业安全工作规程（热力和机械部分）》有关锅炉制粉系统防爆的有关规定。

1.4.2 及时消除漏粉点，清除漏出的煤粉。清理煤粉时，应杜绝明火。

1.4.3 磨煤机出口湿度和煤粉仓温度应严格控制在规定范围内，出口风温不得超过煤种要求的规定。

1.4 防止氢气系统爆炸着火。

1.5.1 严格执行《电业安全工作规程（热力和机构部分）》中“氢冷设备和制氢、储氢装置运行与维护”的有关规定。

1.5.2 氢冷系统和制氢设备中的氢气纯度和含氧量必须符合《氢气使用安全技术规程》（GB4962—85）。

1.5.3 在氢站或氢气系统附近进行明火作业时，应有严格的管理制度。明火作业的地点所测量空气含氢量应在允许

的范围内，并经批准后才能进行明火作业。

1.5.4 制氢场所应按规定配备足够的消防器材，并按时检查和试验。

1.5.5 密封油系统平衡阀、压差阀必须保证动作灵活、可靠，密封瓦间隙必须调整合格。

1.5.6 空、氢侧备用密封油泵应定期进行联动试验。

1.6 防止输煤皮带着火。

1.6.1 输煤皮带停止上煤期间，也应坚持巡视检查，发现积煤、积粉应及时清理。

1.6.2 煤垛发生自燃现象时应及时扑灭，不得将带有火种的煤送入输煤皮带。

1.6.3 燃用易自燃煤种的电厂应采用阻燃输煤皮带。

1.6.4 应经常清扫输煤系统、辅助设备、电缆排架等各处的积粉。

1.7 必须有完善的消防设施和建立训练有素的群众性消防组织，加强管理，力求在起火初期及时发现，及时扑灭；并使当地公安部门了解掌握电业部门火灾抢救的特点，以便及时扑救。

1.8 在新、扩建工程设计中，消防水系统应同工业水系统分开，以确保消防水量、水压不受其他系统影响；消防泵的备用电源应由保安电源供给。

1.9 发供电生产、施工企业应配备必要的正压式空气呼吸器，以防止灭火中人员毒和窒息。

2 防止电气误操作事故

为了防止电气误操作事故的发生，应逐项落实《电业安全工作规程》、《防止电气误操作装置管理规定（试行）》（能源安保[1990]1110号）以及其他有关规定，并重点要求如下：

2.1 严格执行操作票、工作票制度，并使两票制度标准化，管理规范。

2.2 严格执行调度命令，操作时不允许改变操作顺序，当操作发生疑问时，应立即停止操作，并报告调度部门，不允许随意修改操作票，不允许解除闭锁装置。

2.3 应结合实际制定防误装置的运行规程及检修规程，加强防误闭锁装置的运行、维护管理，确保已装设的防误闭锁装置正常运行。

2.4 建立完善的万能钥匙使用和保管制度。防误闭锁装置不能随意退出运行，停用防误闭锁装置时，要经本单位总工程师批准；短时间退出防误闭锁装置时，应经值长或变电所所长批准，并按程序尽快投入运行。

2.5 采用计算机监控系统时，远方、就地操作均应具备电气闭锁功能。

2.6 断路器或隔离形状闭锁回路不能用重动继电器，应直接用断路器或隔离开关的辅助触点；操作断路器或隔离开关时，应以现场状态为准。

2.7 对已投产尚未装设防误闭锁装置的发、变电设备，要制定切实可行的规划，确保在1年内全部完成装设工作。

2.8 新、扩建的发、变电工程，防误闭锁装置应与主设备同时投运。

2.9 成套高压开关柜五防功能应齐全，性能应良好。

2.10 应配备充足的经过国家或省、部级质检机构检测合格的安全工作器具和安全防护用具。

为防止误登室外带电设备，应采用全封闭（包括网状）的检修临时围栏。

2.11 强化岗位培训，提高人员的技术素质，要求持证上岗。

3 防止大容量锅炉承压部件爆漏事故

为了防止大容量锅炉承压部件爆漏事故的发生，应严格执行《锅炉压力容器安全监察暂行条例》、《蒸汽锅炉安全技术监督规程》、《压力容器安

全技术监察规程》、《电力工业锅炉压力容器监察规程》（DL612—1996）、《电力工业锅炉压力容器检验规程》（DL647—1998）、《火力发电厂金属技术监督规程》（DL438—91）以及其他有关规定，把防止锅炉承压部件爆破泄漏事故的各项措施落实到设计、制造、安装、运行、检修和检验的全过程管理工作中，并重点要求如下：

3.1 新建锅炉在安装阶段应进行安全性能检查。新建锅炉投运1年后要结合检查性大修进安全性能检查。在役锅炉结合每次大修开展锅炉安全性能检验。锅炉检验项目和程序按有关规定进行。

3.2 防止超压超温。

3.2.1 严防锅炉缺水和超温超压运行，严禁在水位表数量不足（指能正确指示水位的水位表数量）、安全阀解列的状况下运行。

3.2.2 参加电网调峰的锅炉，运行规程中应制定相应的技术措施。按调峰设计的锅炉，其调峰性能应与汽轮机性能相匹配；非调峰设计的锅炉，其调峰负荷的下限应由水力计算、试验及燃烧稳定性试验确定，并制定相应的反事故措施。

3.2.3 对直流锅炉的蒸发段、分离器、过热器、再热器出口导汽管等应有完整的管壁温度测点，以便监视各导汽管间的温度偏差，防止超温爆管。

3.2.4 锅炉超压水压试验和安全阀整定应严格按照规程进行。

3.2.4.1 大容量锅炉超压水压试验和热态安全阀校验工作应制定专项安全技术措施，防止升压速度过快或压力、汽温失控造成超压超温现象。

3.2.4.2 锅炉在超压水压试验和热态安全阀整定时，严禁非试验人员进入试验现场。

3.3 防止设备大面积腐蚀。

3.3.1 严格执行《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》（GB12145—1999）、《火力发电厂水汽化学监督导则》

(DL/T561—1995)、《关于防止火力发电厂凝汽器铜管结垢腐蚀的意见》[(81)生技字 52 号]和《防止电厂锅炉结垢腐蚀的改进措施和要求》[(88)电生字 81 号、基火字 75 号]以及其他有关规定,加强化学监督工作。

3.3.2 凝结水的精处理设备严禁退出运行。在凝结器铜管发生泄漏凝结水品质超标时,应及时查找、堵漏。

3.3.3 品质不合格的给水严禁进入锅炉,蒸汽品质不合格严禁并汽。水冷壁结垢超标时,要及时进行酸洗,防止发生垢下腐蚀及氢脆。

3.3.4 按照《火力发电厂停(备)热力设备防锈蚀导则》(SD223—87)进行锅炉停用保护,防止炉管停用腐蚀。

3.3.5 加强锅炉燃烧调整,改善贴壁气氛,避免高温腐蚀。

3.3.6 安装或更新凝汽器铜管前,要对铜管全面进行探伤检查。

3.4 防止炉外管道爆破。

3.4.1 加强对炉外管道的巡视,对管系振动、水击等现象应分析原因,必须立即查明原因、采取措施,若不能与系统隔离进行处理时,应立即停炉。

3.4.2 定期对导汽管、汽连络管、水连络管、下降管等炉外管道以及弯管、弯头、联箱封头等进行检查,发现缺陷(如表面裂纹、冲刷减薄或材质问题)应及时采取措施。

3.4.3 加强对汽水系统中的高中压疏水、排污、减温水等小径管的管座焊缝、内壁冲刷和外表腐蚀现象的检查,发现问题及时更换。

3.4.4 按照《火力发电厂金属技术监督规程》(DL438—91),对汽包、集中下降管、联箱、主蒸汽管道、再热蒸汽管道、弯管、弯头、阀门、三通等大口径部件及其相关焊缝进行定期检查。

3.4.5 按照《火力发电厂汽水管道与支吊架维修调整导则》(DL/T616—1997)的要求,对支吊架进行定期检查。对运行达 100kh 的主蒸汽管道、再热蒸汽管道的支吊架要进行全面检查和调整,必要时应进行应力核算。

3.4.6 对于易引起汽水两相流的疏水、空气等管道,应重点检查其与母管相连的角焊缝、母管开孔的内孔周围、弯头等部位,其管道、弯头、三通和阀门,运行 100kh 后,宜结合检修全部更换。

3.4.7 要加强锅炉及大口径管道制造和安装质量监督、检查。电站等件制造单位应持有有关的资质证书。

3.4.8 要认真进行锅炉监造、安全性能检验和竣工验收的检验工作。

3.4.9 加强焊工管理及完善焊接工艺质量的评定。杜绝无证(含过期证)上岗和超合格证允许范围施焊现象。焊接工艺、质量、热处理及焊接检验应符合《电力建设施工及验收技术规范(火力发电厂焊接篇)》(DL5007—92)有关规定。

3.4.10 在检修中,应重点检查可能因膨胀和机械原因引起的承压部件爆漏的缺陷。

3.4.11 定期对喷水减温器检查,防止减温器喷头及套筒断裂造成过热器联箱裂纹。

3.4.12 加强锅炉安全监察工作,锅炉第一次投入使用前必须到有关部门进行注册登记办理使用证。

3.5 防止锅炉四管漏泄。

3.5.1 严格执行《防止火电厂锅炉四管爆漏技术导则》(能源电[1992]1069 号)。

3.5.2 过热器、再热器、省煤器管发生爆漏时,应及早停运,防止扩大冲刷损坏其他管段。大型锅炉在有条件的情况下,可采用漏泄监测装置。

3.5.3 定期检查水冷壁刚性梁四角连接及燃烧器悬吊机构,发现问题及时处理。防止因水冷壁晃动或燃烧器与水冷壁鳍片处焊缝受力过载拉裂而造成水冷壁泄漏。

3.6 达到设计使用年限的机组和设备,必须按规定对主设备特别是承压管路进行全面检查和试验,组织专家进行全面安全性评估,经主管部门审批后,方可继续投入使用。

3.7 按照《电力工业锅炉压力容器监察规程》(DL612—

1996)要求,加强司炉工的培训,持证上岗;200MW及以上机组的司炉须经模拟机培训,并考试合格。

3.8 火电厂、火电安装单位应配备锅炉压力容器监督工程师,并持证上岗。

4 防止压力容器爆破事故

为了防止压力容器爆破事故的发生,应严格执行《压力容器安全技术监察规程》、《电力工业锅炉压力容器监察规程》(DL612—1996)、《压力容器使用登记管理规则》以及其他有关规定,并重点要求如下:

4.1 防止超压。

4.1.1 根据设备特点和系统的实际情况,制定每台压力容器的操作规程。操作规程中应明确异常工况的紧急处理方法,确保在任何工况下压力容器不超压、超温运行。

4.1.2 各种压力容器安全阀应定期进行校验和排放试验。

4.1.3 运行中的压力容器及其安全附件(如安全阀、排污阀、监视表计、连锁、自动装置等)应处于正常工作状态。设有自动调整和保护装置的压力容器,其保护装置的退出应经总工程师批准,保护装置退出后,实行远控操作并加强监视,且应限期恢复。

4.1.4 除氧器的运行操作规程应符合《电站压力式除氧器安全技术规定》(能源安保[1991]709号)的要求。除氧器两段抽汽之间的切换点,应根据《电站压力式除氧器安全技术规定》进行核算后在运行规程中明确规定,并在运行中严格执行,严禁高压汽源直接进入除氧器。

4.1.5 使用中的各种气瓶严禁改变涂色,严防错装、错用;气瓶立放时应采取防止倾倒的措施;液氯钢瓶必须水平放置;放置液氯、液氨钢瓶、溶解乙炔气瓶场所的温度要符合要求。使用溶解乙炔气瓶者必须配置防止回火装置。

4.1.6 压力容器内部有压力时,严禁进行任何修理或紧固

工作。

4.1.7 压力容器上使用的压力表,应列为计量强制检验表计,按规定周期进行强检。

4.1.8 结合压力容器定期检验或检修,每两个检验周期至少进行一次耐压试验。

4.1.9 检查进入除氧器、扩容器的高压汽源,采取措施消除除氧器、扩容器超压的可能。推广滑压运行,逐步取消二段抽汽进入除氧器。

4.1.10 单元制的给水系统,除氧器上应配备不少于两只全启式安全门,并完善除氧器的自动调压和报警装置。

4.1.11 除氧器和其他压力容器安全阀的总排放能力,应能满足其在最在进汽工况下不超压。

4.2 氢罐。

4.2.1 制氢站应采用性能可靠的压力调整器,并加装液位差越限连锁保护装置和氢侧氢气纯度表,在线氢中含氧量监测仪表,防止制氢设备系统爆炸。

4.2.2 对制氢系统及氢罐的检修要进行可靠地隔离。

4.2.3 氢罐应按照《电力工业锅炉压力容器检验规程》(DL647—1998)的要求进行定期检验,重点是壁厚测量,封头、筒体外形检验。防止腐蚀鼓包。

4.3 在役压力容器应结合设备、系统检修,按照《压力容器安全技术监察规程》和《电力工业锅炉压力容器监察规程》(DL612—1996)的规定,实行定期检验制度。

4.3.1 火电厂热力系统压力容器定期检验时,应对与压力容器相连的管系进行检查,特别应对蒸汽进口附近的内表面热疲劳和热器疏水管段冲刷、腐蚀情况进行检查,防止爆破汽水喷出伤人。

4.3.2 禁止在压力容器上随意开孔和焊接其他构件。若必须在压力容器筒壁上开孔或修理,应先核算其结构强度,并参照制造厂工艺制定技术工艺措施,经锅炉监督工程师审定、总工程师批准后,严格按工艺措施实施。

4.3.3 停用超过2年以上的压力容器重新启用时要进行再

检验，耐压试验确认合格才能启用。

4.3.4 在订购压力容器前，应对设计单位和制造厂商的资格进行审核，其供货产品必须附有“压力容器产品质量证明书”和制造厂所在地锅炉压力容器监检机构签发的“监检证书”。要加强对所购容器的质量验收，特别应参加容器水压试验等重要项目的验收见证。

4.3.5 对在役压力容器检验中，安全状况等级评定达不到监督使用标准（三级）的，要在最近一次检修中治理升级。检验后定为五级的容器应按报废处理。

4.4 压力容器投入使用必须按照《压力容器使用登记管理规则》办理注册登记手续，申领使用证。不按规定检验、申报注册的压力容器，严禁投入使用。1982年4月《压力容器使用登记管理规则》颁布前制造的老容器，若设计资料不全、材质不明及经检验安全性能不良者，应安排计划进行更换。

5 防止锅炉尾部再次燃烧事故

5.1 锅炉空气预热器的传热元件在出厂和安装保管期间不得采用浸油防腐方式。

5.2 锅炉空气预热器在安装后第一次投运时，应将杂物彻底清理干净，经制造、施工、建设、生产等各方验收合格后方可投入运行。

5.3 回式空气预热器应设有可靠的停转报警装置、完善的水冲洗系统和必要的碱洗手段，并宜有停炉时可随时投入的碱洗系统。消防系统要与空气预热器蒸气吹灰系统相连接，热态需要时投入蒸汽进行隔绝空气式消防。回转式空气预热器在空气及烟气侧应装设消防水喷淋水管，喷淋面积应覆盖整个受热面。

5.4 在锅炉设计时，油燃烧器必须配有调风器及稳燃器，保证油枪根部燃烧所需氧量。新安装的油枪，在投运前应进行冷态试验。

5.5 精心调整锅炉制粉系统和燃烧系统运行工况，防止未完全燃烧的油和煤粉堆积在尾部受热面或烟道上。

5.6 锅炉燃用渣油或重油时应保证燃油湿度和油压在规定的值内，保证油枪雾化良好、燃烧完全。锅炉点火时应严格监视油枪雾化情况，一旦发现油枪雾化不好应立即停用，并进行清理检修。

5.7 运行规程应明确省煤器、空气预热器烟道在不同工况的烟气湿度限制值，当烟气温度超过规定值时，应立即停炉。利用吹灰蒸汽管或专用消防蒸汽将烟道内充满蒸汽，并及时投入消防水进行灭火。

5.8 回转式空气预热器出入口烟风挡板，应能电动投入且挡板能全开、关闭严密。

5.9 回转式空气预热冲洗水泵应设再循环，每次锅炉点火前必须进行短时间启动试验，以保证空气预热器冲洗水泵及其系统处于良好的备用状态，具备随时投入条件。

5.10 若发现回转式空气预热器停转，立即将其隔绝，投入消防蒸汽和盘车装置。若挡板隔绝不严或转子盘不动，应立即停炉。

5.11 锅炉负荷低于25%额定负荷时应连续吹灰，锅炉负荷大于25%额定负荷时至少每8h吹灰一次，当回转式空气预热器烟气侧压差增加或低负荷煤、油混烧时应增加吹灰次数。

5.12 若锅炉较长时间低负荷燃油或煤油混烧，可根据具体情况利用停炉对回转式空气预热器受热面进行检查，重点是检查中层和下层传热元件；若发现有垢时要碱洗。

5.13 锅炉停炉1周以上时必须对回转式空气预热器受热面进行检查，若有存挂油垢或积灰堵塞的现象，应及时清理并进行通风干燥。

6 防止锅炉炉膛爆炸事故

为防止锅炉炉膛爆炸事故发生，应严格执行《大型锅炉燃

烧管理的若干规定》、《火电厂煤粉锅炉燃烧室防爆规程》（DL435—91）以及其他有关规定，并重点要求如下：

6.1 防止锅炉灭火。

6.1.1 根据《火电厂煤粉锅炉燃烧室防爆规程》（DL435—91）中有关防止炉膛灭火放炮的规定以及设备的状况，制定防止锅炉灭火放炮的措施，应包括煤质监督、混配煤、燃烧调整、低负荷运行等内容，并严格执行。

6.1.2 加强燃煤的监督管理，完善混煤设施。加强配煤管理和煤质分析，并及时将煤质情况通知司炉，做好调整燃烧的应变措施，防止发生锅炉灭火。

6.1.3 新炉投产、锅炉改进性大修后或当实用燃料与设计燃料有较大差异时，应进行燃烧调整，以确定一、二次风量、风速、合理的过剩空气量、风煤比、煤粉细度、燃烧器倾角或旋流强度及不投油最低稳燃负荷等。

6.1.4 当炉膛已经灭火或已局部灭火并濒临全部灭火时，严禁投助燃油枪。当锅炉灭火后，要立即停止燃料（含煤、油、燃气、制粉乏气风）供给，严禁用爆燃法恢复燃烧。重新点火前必须对锅炉进行充分通风吹扫，以排除炉膛和烟道内的可燃物质。

6.1.5 100MW 及以上等级机组的锅炉应装设锅炉灭火保护装置。加强锅炉灭火保护装置的维护与管理，防止火焰探头烧毁、污染失灵、炉膛负压管堵塞等问题的发生。

6.1.6 严禁随意退出火焰探头或联锁装置，因设备缺陷需退出时，应经总工程师批准，并事先做好安全措施。热工仪表、保护、给粉控制电源应可靠，防止因瞬间失电造成锅炉灭火。

6.1.7 加强设备检修管理，重点解决炉膛严重漏风、给粉机下粉不均匀和煤粉自流、一次风管不畅、送风不正常脉动、堵煤（特别是单元式制粉系统堵粉）、直吹式磨煤机断煤和热控设备失灵等缺陷。

6.1.8 加强点火油系统的维护管理，消除泄漏，防止燃油

漏入炉膛发生爆燃。对燃油速断阀要定期试验，确保动作正确、关闭严密。

6.2 防止严重结焦。

6.2.1 采用与锅炉相匹配的煤种，是防止炉膛结焦的重要措施。

6.2.2 运行人员应经常从看火孔监视炉膛结焦情况，一旦发现结焦，应及时处理。

6.2.3 大容量锅炉吹灰器系统应正常投入运行，防止炉膛沾污结渣造成超温。

6.2.4 受热面及炉底等部位严重结渣，影响锅炉安全运行时，应立即停炉处理。

7 防止制粉系统爆炸和煤尘爆炸事故

为防止制粉系统爆炸和煤尘爆炸事故，应严格执行《火电厂煤粉锅炉燃烧室防爆规程》

（DL435—91）有关要求以及其他有关规定，并重点要求如下：

7.1 防止制粉系统爆炸。

7.1.1 要坚持执行定期降粉制度和停炉前煤粉仓空仓制度。

7.1.2 根据煤种控制磨煤机的出口温度，制粉系统停止运行后，对输粉管道要充分进行抽粉；有条件的，停用时宜对煤粉仓实行充氮或二氧化碳保护。

7.1.3 加强燃用煤种的煤质分析和配煤管理，燃用易自燃的煤种应及早通知运行人员，以便加强监视和巡查，发现异常及时处理。

7.1.4 当发现粉仓内温度异常升高或确认粉仓内有自燃现象时，应及时投入灭火系统，防止因自然引起粉仓爆炸。

7.1.5 根据粉仓的结构特点，应设置足够的粉仓温度测点和温度报警装置，并定期进行校验。

7.1.4 当发现粉仓内温度异常升高或确认粉仓内有自燃现

象时，应及时抽入灭火系统，防止因自然引起粉仓爆炸。

7.1.5 根据粉仓的结构特点，应设置足够的粉仓温度测点和温度报警装置，并定期进行校验。

7.1.6 设计制粉系统时，要尽量减少制粉系统的水平管段，煤粉仓要做到严密、内壁光滑、无积粉死角，抗爆能力应符合规程要求。

7.1.7 热风道与制粉系统连接部位，以及排粉机出入口风箱的连接，应达到防爆规程规定的抗爆强度。

7.1.8 加强防爆门的检查和管理，防爆薄膜应有足够的防爆面积和规定的强度。防爆门动作后喷出的火焰和高温气体，要改变排放方向或采取其他隔离措施。以避免危及人身安全、损坏设备和烧损电缆。

7.1.9 定期检查仓壁内衬钢板，严防衬板磨漏、夹层积粉自燃。每次大修煤粉仓应清仓，并检查粉仓的严密性及有无死角，特别要注意仓顶板 KK 大梁搁置部位有无积粉死角。

7.1.10 粉仓、绞龙的吸潮管应完好，管内通畅无阻，运行中粉仓要保持适当负压。

7.1.11 制粉系统煤粉爆炸事故后，要找到积粉着火点，采取针对性措施消除积粉。必要时可改造管路。

7.2 防止煤尘爆炸。

7.2.1 消除制粉系统和输煤系统的粉尘泄漏点，降低煤粉浓度。大量放粉或清理煤粉时，应杜绝明火，防止煤尘爆炸。

7.2.2 煤粉仓、制粉系统和输煤系统附近应有消防设施，并备有专用的灭火器材，消防系统水源应充足、水压符合要求。消防灭火设施应保持完好，按期进行（试验时灭火剂不进入粉仓）。

7.2.3 煤粉仓投运前应做严密性试验。凡基建投产时未作过严密性试验的要补做漏风试验，如发现有漏风、漏粉现象要及时消除。

8 防止锅炉汽包满水和缺水事故

8.1 汽包锅炉应至少配置两只彼此独立的就地汽包水位计和两只远传汽包水位计。水位计的配置应采用两种以上工作原理共存的配置方式，以保证在任何运行工况下锅炉汽包水位的正确监视。

8.2 汽包水位计的安装。

8.2.1 取样管应穿过汽包内壁隔层，管口应尽量避免汽包内水汽工况不稳定区（如安全阀排汽口、汽包进水口、下降管口、汽水分离器水槽处等），若不能避开时，应在汽包内取样管口加装稳流装置。

8.2.2 汽包水位计水侧取样管孔位置应低于锅炉汽包水位停炉保护动作值，一般应有足够的裕量。

8.2.3 水位计、水位平衡容器或变送器与汽包连接的取样管，一般应至少有 1:100 的斜度，汽侧取样管应向上向汽包方向倾斜，水侧取样管应向下向汽包方面倾斜。

8.2.4 新安装的机组必须核实汽包水位取样孔的位置、结构及水位计平衡容器安装尺寸，均符合要求。

8.2.5 差压式水位计严禁采用将汽水取样管引到一个连通容器（平衡容器），再在平衡容器中段引出差压水位计的汽水侧取样的方法。

8.3 对于过热器出口压力为 13.5Mpa 及以上的锅炉，其汽包计应以差压式（带压力修正回路）水位计为基准。汽包水位信号采用三选中值的方式进行优选。

8.3.1 差压水位计（变送器）应采用压力补偿。汽包水位测量应充分考虑平衡容器的温度变化造成的影响，必要时采用补偿措施。

8.3.2 汽包水位测量系统，应采取正确的保温、伴热及防冻措施，以保证汽包测量系统的正常运行及正确性。

8.4 汽包就地水位计的零位应以制造厂提供的数据为准，并进行核对、标定。随着锅炉压力的升高，就地水位计指示值愈低于汽包真实水位，表 8-1 给出不同压力下就地

水位计的正常水位示值和汽包实际零水位的差值 Δh ，仅供参考。

表 8—1 就地水位计的正常水位示值和

汽包实际零水位的差值 Δh

汽包压力 (Mpa) 16.14?17.65 17.66?18.39 18.40?19.60

(Δh mm) -76 -102 -150

8.5 按规程要求对汽包水位计进行零位校验。

当各水位计偏差大于 30mm 时，就立即汇报，并查明原因予以消除。当不能保证两种类型水位计正常运行时，必须停炉处理。

8.6 严格按照运行规程及各项制度，对水位计及其测量系统进行检查及维护。机组启动调试时应对汽包水位校正补偿方法进行校对、验证，并进行汽包水位计的热态调整及校核。新机验收时应有汽包水位计安装、调试及试运专项报告，列入验收主要项目之一。

8.7 当一套水位测量装置因故障退出运行时，应填写处理故障的工作票，工作票应写明故障原因、处理方案、危险因素预告等注项，一般应在 8h 内恢复。若不能完成，应制定措施，经总工程师批准，允许延长工期，但最多不能超过 24h，并报上级主管部门备案。

8.8 锅炉记、低水位保护。

8.8.1 锅炉汽包水位高、低保护应采用独立测量的三取二的逻辑判断方式。当有一点因某种原因须退出运行时，应自动转为二取一的逻辑判断方式，并办理审批手续，限期（不宜超过 8h）恢复；当有二点因某种原因须退出运行时，应自动转为一取一的逻辑判断方式，应制定相应的安全运行措施，经总工程师批准，限期（8h 以内）恢复，如逾期不能恢复，应立即停止锅炉运行。

8.8.2 锅炉汽包水位保护在锅炉启动前和停炉前应进行实际传动校检。用上水方法进行高水位保护试验、用排污门放水的方法进行低水位保护试验，严禁用信号短接方法进行模拟传动替代。

8.8.3 在确认水位保护定值时，应充分考虑因温度不同而造成的实际水位与水位计（变送器）中水位差值的影响。

8.8.4 锅炉水位保护的停退，必须严格执行审批制度。

8.8.5 汽包锅炉水位保护是锅炉启动的必备条件之一，水位保护不完整严禁启动。

8.9 对于控制循环汽包锅炉，炉水循环泵差压保护采取二取二方式时。当有一点故障退出运行时，应自动转为一取一的逻辑判断方式，并办理审批手续，限期恢复（不宜超过 8h）。当二点故障超过 4h 时，应立即停止该炉水循环泵的运行。

8.10 当在运行中无法判断汽包确实水位时，应紧急停炉。

8.11 高压加热器保护装置及旁路系统应正常投入，并按规程进行试验，保证其动作可靠。当因某种原因需退出高压加热器保护装置时，应制定措施，经总工程师批准，并限期恢复。

8.12 给水系统中各备用设备应处于正常备用状态，按规程定期切换。当失去备用时，应制定安全运行措施，限期恢复投入备用。

8.13 建立锅炉汽包水位测量系统的维修和设备缺陷档案，对各类设备缺陷进行定期分析，找出原因及处理对策，并实施消缺。

8.14 运行人员必须严格遵守值班纪律，监盘思想集中，经常分析各运行参数的变化，调整要及时，准确判断及处理事故。不断加强运行人员的培训，提高其事故判断能力及操作技能。

9 防止汽轮机超速和轴系断裂事故

为了防止汽轮机超速和轴系断裂事故的发生，应认真贯彻原水利电力部《防止 20 万千瓦机组严重超速事故的技术措施》和《防止国产 200MW 机组轴系断裂事故暂行措施》，并提出以下重点要求：

9.1 防止超速。

9.1.1 在额定蒸汽参数下，调节系统应能维持汽轮机在额定转速下稳定运行，甩负荷后能将机组转速控制在危急保安器动作转速以下。

9.1.2 各种超速保护均应正常投入运行，超速保护不能可靠动作时，禁止机组起动和运行。

9.1.3 机组重要运行监视表计，尤其是转速表，显示不正确或失效，严禁机组起动。运行中的机组，在无任何有效监视手段的情况下，必须停止运行。

9.1.4 透平油和抗燃油的油质应合格。在油质及清洁度不合格的情况下，严禁机组起动。

9.1.5 机组大修后必须按规程要求进行汽轮机调节系统的静止试验或仿真试验，确认调节系统工作正常。在调节部套存在有卡涩、调节系统工作不正常的情况下，严禁起动。

9.1.6 正常停机时，在打闸后，应先检查有功功率是否到零，千瓦时表停转或逆转以后，再将发电机与系统解列，或采用逆功率保护动作解列。严禁带负荷解列。

9.1.7 在机组正常起动或停机的过程中，应严格按运行规程要求投入汽轮机旁路系统，尤其是低压旁路；在机组甩负荷或事故状态下，旁路系统必须开启。机组再次起动时，再热蒸汽压力不得大于制造厂规定的压力值。

9.1.9 机械液压型调节系统的汽轮机应有两套就地转速表，有各自独立的变送器（传感器），并分别装设在沿转子轴向不同的位置上。

9.1.10 抽汽机组的可调整抽汽逆止门应严密、联锁动作可靠，并必须设置有能快速关闭的抽汽截止门，以防止抽汽倒流引起超速。

9.1.11 对新投产的机组或汽轮机调节系统经重大改造后的机组必须进行甩负荷试验。对已投产尚未进行甩负荷试验的机组，应积极创造条件进行甩负荷试验。

9.1.12 坚持按规程要求进行危急保安器试验、汽门严密性试验、门杆活动试验、汽门关闭时间测试、抽汽逆密性试

验、门杆活动试验、汽门关闭时间测试、抽汽逆止门关闭时间测试。

9.1.13 危急保安器动作转速一般为额定转速的 $110\% \pm 1\%$ 。

9.1.14 进行危急保安器试验时，在满足试验条件下，主蒸汽和再热蒸汽压力尽量取低值。

9.1.15 数字式电液控制系统（DEH）应设有完善的机组起动逻辑和严格的限制起动条件；对机械液压调节系统的机组，也应有明确的限制条件。

9.1.16 汽机专业人员，必须熟知 DEH 的控制逻辑、功能及运行操作，参与 DEH 系统改造方案的确定及功能设计，以确保系统实用、安全、可靠。

9.1.17 电液伺服阀（包括各类型电液转换器）的性能必须符合要求，否则不得投入运行。运行中要严密监视其运行状态，不卡涩、不泄漏和系统稳定。大修中要进行清洗、检测等维护工作。发现问题及时处理或更换。备用伺服阀应按制造厂的要求条件妥善保管。

9.1.18 主油泵轴与汽轮机主轴间具有齿型联轴器或类似联轴器的机组，定期检查联轴器的润滑和磨损情况，其两轴中心标高、左右偏差，应严格按制造厂规定的要求安装。

9.1.19 要慎重对待调节系统的重大改造，应在确保系统安全、可靠的前提下，进行全面的、充分的论证。

9.1.20 严格执行运行、检修操作规程，严防电液伺服阀（包括各类型电液转换器）等部套卡涩、汽门漏汽和保护拒动。

9.2 防止轴系断裂。

9.2.1 机组主、辅设备的保护装置必须政党投入，已有振动监测保护装置的机组，振动超限跳机保护应投入运行；机组正常运行瓦振、轴振应达到有关标准的优良范围，并注意监视变化趋势。

9.2.2 运行 100kh 以上的机组，每隔 3~5 年应对转子进行一次检查。运行时间超过 15 年、寿命超过设计使用寿命的转子、低压焊接转子、承担调峰起停频繁的转子，应适

当缩短检查周期。

9.2.3 新机组投产前、已投产机组每次大修中，必须进行转子表面和中心孔探伤检查。对高温段应力集中部位可进行金相和探伤检查，选取不影响转子安全的部位进行硬度试验。

9.2.4 不合格的转子绝不能使用，已经过主管部门批准并投入运行的有缺陷转子应进行技术评定，根据机组的具体情况、缺陷性质制定运行安全措施，并报主管部门审批后执行。

9.2.5 严格按超速试验规程的要求，机组冷态起动带 25% 额定负荷（或按制造要求），运行 3~4h 后立即进行超速试验。

9.2.6 新机组投产前和机组大修中，必须检查平衡块固定螺丝、风扇叶片固定螺丝、定子铁芯支架螺丝、各轴承和轴承座螺丝的坚固情况，保证各联轴器螺丝的紧固和配合间隙完好，并有完善的防松措施。

9.2.7 新机组投产前应对焊接隔板的主焊缝进行认真检查。大修中应检查隔板变形情况，最大变形量不得超过轴向间隙的 1/3。

9.2.8 防止发电机非同期并网。

9.3 建立和完善技术档案。

9.3.1 建立机组试验档案，包括投产前的安装调试试验、大小修后的调整试验、常规试验和定期试验。

9.3.2 建立机组事故档案。无论大小事故均应建立档案，包括事故名称、性质、原因和防范措施。

9.3.3 建立转子技术档案。

9.3.3.1 转子原始原料，包括制造厂提供的转子原始缺陷和材料特性。

9.3.3.2 历次转子检修检查资料。

9.3.3.3 机组主要运行数据、运行累计时间、主要运行方式、冷热态起停次数、起停过程中的汽温汽压负荷变化率、超温超压运行累计时间、主要事故情况的原因和处理。

10 防止汽轮机大轴弯曲、轴瓦烧损事故

为了防止汽轮机转子弯曲和轴瓦烧损事故的发生，应认真贯彻《防止 20 万千瓦机组大轴弯曲事故的技术措施》[(85)电生火字 87 号、基火字 64 号]等有关规定，并提出以下重点要求：

10.1 防止汽轮机大轴弯曲。

10.1.1 应具备和熟悉掌握的资料。

10.1.1.1 转子安装原始弯曲的最大晃动值（双振幅），最大弯曲点的轴向位置及在圆周方向的位置。

10.1.1.2 大轴弯曲表测点安装位置转子的原始晃动值（双振幅），最高点在圆周方向的位置。

10.1.1.3 机组正常起动过程中的波德图和实测轴系临界转速。

10.1.1.4 正常情况下盘车电流和电流摆动值，以及相应的油温和顶轴油压。

10.1.1.5 正常停机过程的惰走曲线，以及相应的真空和顶轴油泵的开启时间。紧急破坏真空停机过程的惰走曲线。

10.1.1.6 停机后，机组正常状态下的汽缸主要金属温度的下降曲线。

10.1.1.7 通流部分的轴向间隙和径向间隙。

10.1.1.8 应具有机组在各种状态下的典型起动曲线和停机曲线，并应全部纳入运行规程。

10.1.1.9 记录机组起停全过程中的主要参数和状态。停机后定时记录汽缸金属温度、大轴弯曲、盘车电流、汽缸膨胀、胀差等重要参数，直到机组下次热态起动或汽缸金属温度低于 150℃ 为止。

10.1.1.10 系统进行改造、运行规程中尚未作具体规定的重要运行操作或试验，必须预先制定安全技术措施，经上级主导航局部门批准后再执行。

10.1.2 汽轮机起动前必须符合以下条件，否则禁止起动。

10.1.2.1 大轴晃动、串轴、胀差、低油压和振动保护等表

计显示正确，并正常投入。

10.1.2.2 大轴晃动值不应超过制造厂的规定值，或原始值的 $\pm 0.02\text{mm}$ 。

10.1.2.3 高压外缸上、下缸温差不超过 5°C ，高压内缸上、下缸温差不超过 35°C 。

10.1.2.4 主蒸汽温度必须高于汽缸最高金属温度 50°C ，但不超过额定蒸汽温度。蒸汽过热度不低于 50°C 。

10.1.3 机组起、停过程操作措施。

10.1.3.1 机组起动前连续盘车时间应执行制造厂的有关规定，至少不得少于 24h ，热态起动不少于 4h 。若盘车中断应重新计时。

10.1.3.2 机组起动过程中因振动异常停机必须回到盘车状态，应全面检查、认真分析、查明原因。当机组已符合起动条件时，连续车不少于 4h 才能再次起动，严禁盲目起动。

10.1.3.3 停机后立即投入盘车。当盘车电流校正常值大、摆动或有异音时，应查明原因及时处理。当汽封摩擦严重时，将转子高点置于最高位置，关闭汽缸疏水，保持上下缸温差，监视转子弯曲度，当确认转子弯曲度正常后，再手动盘车 180° ，待盘车正常后及时投入连续盘车。

10.1.3.4 停机后因盘车故障暂时停止盘车时，应监视转子弯曲度的变化，当弯曲度较大时，应采用手动盘车 180° ，待盘车正常后及时投入连续盘车。

10.1.3.5 机组热态起动前应检查停机记录，并与正常停机曲线进行比较，若有异常应认真分析，查明原因，采取措施及时处理。

10.1.3.6 机组热态起动投轴封供汽时，应确认盘车装置运行正常，先向轴封供汽，后抽真空。停机后，凝汽器真空到零，方可停止轴封供汽。应根据缸温选择供汽汽源，以使供汽温度与金属温度相匹配。

10.1.3.7 疏水系统投入时，严格控制疏水系统各容器水位，注意保持凝汽器水位低于疏水联箱标高。供汽管道应

充分暖管、疏水，严防水或冷汽进入汽轮机。

10.1.3.8 停机后应认真监视凝汽器、高压加热器水位和除氧器水位，防止汽轮机进水。

10.1.3.9 起动或低负荷运行时，不得投入再热蒸汽减温器喷水。在锅炉熄火或机组甩负荷时，应及时切断减温水。

10.1.3.10 汽轮机在热状态下，若主、再蒸汽系统截止门不严密，则锅炉不得进行打水压试验。

10.1.4 发生下列情况之一，应立即打闸停机。

10.1.4.1 机组起动过程中，在中速暖机之前，轴承振动超过 0.03mm 。

10.1.4.2 机组起动过程中，通过临界转速时，轴承振动超过 0.10mm 或相对轴振动值超过 0.26mm ，应立即打闸停机，严禁强行通过临界转速或降速暖机。

10.1.4.3 机组运行中要求轴承振动不超过 0.03mm 或相对轴振动不超过 0.080mm ，超过时应设法消除，当相对轴振动大于 0.260mm 应立即打闸停机；当轴承振动变化 $\pm 0.015\text{mm}$ 或相对轴振动变化 $\pm 0.05\text{mm}$ ，应查明原因设法消除，当轴承振动突然增加 0.05mm ，应立即打闸停机。

10.1.4.4 高压外缸上、下缸温差超过 50°C ，高压内缸上、下缸温差超过 35°C 。

10.1.4.5 机组正常运行时，主、再热蒸汽温度在 10min 内突然下降 50°C 。

10.1.5 应采用良好的保温材料（不宜使用石棉制品）和施工工艺，保证机组正常停机后的上下缸温差不超过 35°C ，最大不超过 50°C 。

10.1.6 疏水系统应保证疏水畅通。疏水联箱的标高应高于凝汽器热水井最高点标高。高、低压疏水联箱应分开，疏水管应按压力顺序接入联箱，并向低压侧倾斜 45° 。疏水联箱或扩容器应保证在各疏水门全开的情况下，其内部压力仍低于各疏水管内的最低压力。冷段再热蒸汽管的最低点应设有疏水点。防腐蚀汽管直径应不小于 $\phi 76\text{mm}$ 。

10.1.7 减温水管路阀门应能关闭严密，自动装置可靠，并

应设有截止门。

10.1.8 门杆漏汽至除氧器管路，应设置逆止门和截止门。

10.1.9 高压加热器应装设急疏水阀，可远方操作和根据疏水水位自动开启。

10.1.10 高、低压轴封应分别供汽。特别注意高压轴封段或合缸机组的高中压轴封段，其供汽管路应有良好的疏水措施。

10.1.11 机组监测仪表必须完好、准确，并定期进行校验。尤其是大轴弯曲表、振动表和汽缸金属温度表，应按热工监督条例进行统计考核。

10.1.12 凝汽器应有高水位报警并在停机后仍能正常投入。除氧器应有水位报警和高水位自动水装置。

10.1.13 严格执行运行、检修操作规程，严防汽轮机进水、进冷气。

10.2 防止汽轮机轴瓦损坏。

10.2.1 汽轮机的辅助油泵及其自启动装置，应按运行规程要求定期进行试验，保证处于良好的备用状态。机组启动前辅助油泵必须处于联动状态。机组正常停机前，应进行辅助油泵的全容量启动、联锁试验。

10.2.2 油系统进行切换操作（如冷油器、辅助油泵、滤网等）时，应在指定人员的监护下按操作票顺序缓慢进行操作，操作中严密监视润滑油压的变化，严防切换操作过程中断油。

10.2.3 机组启动、停机和运行中要严密监视推力瓦、轴瓦钨金温度和回油温度。当温度超过标准要求时，应按规程规定的要求果断处理。

10.2.4 在机组起停过程中应按制造厂规定的转速停起顶轴油泵。

10.2.5 在运行中发生了可能引起轴瓦损坏（如水冲击、瞬时断油等）的异常情况下，应在确认轴瓦未损坏之后，方可重新启动。

10.2.6 油位计、油压表、油温表及相关信号装置，必须按

规程要求装设齐全、指示正确，并定期进行校验。

10.2.7 油系统油质应按规程要求定期进行化验，油质劣化及时处理。在油质及清洁度超标的情况下，严禁机组启动。

10.2.8 应避免机组的振动不合格的情况下运行。

10.2.9 润滑油压低时应能正确、可靠的联动交流、直流润滑油泵。为确保防止在油泵联动过程中瞬间断油的可能，要求当润滑油压降至 0.08Mpa 时报警，降至 0.07~0.075Mpa 时联动交流润滑油泵，降至 0.06~0.07Mpa 时联动直流润滑油泵，并停机投盘车，降至 0.03Mpa 时停盘车。

10.2.10 直流润滑油泵的直流电源系统应有足够的容量，其各级熔断器应合理配置，防止故障时熔断器熔断使直流润滑油泵失去电源。

10.2.11 交流润滑油泵电源的接触器，应采取低电压延时释放措施，同时要保证自投装置动作可靠。

10.2.12 油系统严禁使用铸铁阀门，各阀门不得水平安装。主要阀门应挂有“禁止操作”警示牌。润滑油压管道原则上不宜装设滤网，若装设滤网，必须有防止滤网堵塞和破损的措施。

10.2.13 安装和检修时要彻底清理油系统杂物，并严防检修中遗留杂物堵塞管道。

10.2.14 检修中应注意主油泵出口逆止门的状态，防止停机过程中断油。

10.2.15 严格执行运行、检修操作规程，严防轴瓦断油。

11 防止发电机损坏事故

为了防止发电机的损坏事故发生，应严格执行《发电机反事故技术措施》[(86)电生火字 193 号]、《关于转发 20 万千瓦氢冷发电机防止漏氢漏油技术措施细则》[(88)电生计字 17 号]、《发电机反事故技术措施补充规定》(能源部发[1990]14 号)、《防止 200、300MW 汽轮发电机定子绕组

端部发生短路的技术改进措施》（能源部、机电部电发[1991]87号）和《汽轮发电机运行规程》（1999年版）等各项规定，并重点要求如下：

11.1 防止定子绕组端部松动引起相间短路。

检查定子绕组端部线圈的磨损、紧固情况。200MW及以上的发电机在大修时应做定子绕组端部振型模态试验，发现问题应采取针对性的改进措施。对模态试验频率不合格（振型为椭圆、固有频率在94~115Hz之间）的发电机，应进行端部结构改造。

11.2 防止定子绕组相间短路。

11.2.1 加强对大型发电机环形接线、过渡引线、鼻部手包绝缘、引水管水接头等处绝缘的检查。按照《电力设备预防性试验规程》（DL/T596—1996），对定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量，不合格的应及时消缺。

11.2.2 严格控制氢冷发电机氢气的温度在规程允许的范围内，并做好氢气湿度的控制措施。

11.3 防止定、转子水路堵塞、漏水。

11.3.1 防止水路堵塞过热。

11.3.1.1 水内冷系统中的管道、阀门的橡胶密封圈应全部更换成聚四氟乙烯垫圈。

11.3.1.2 安装定子内冷水反冲洗系统，定期对定子线棒进行反冲洗。反冲洗系统的所有钢丝滤网应更换为激光打孔的不锈钢板新型滤网，防止滤网破碎进入线圈。

11.3.1.3 大修时，对水内冷定子、转子线棒应分路做流量试验。

11.3.1.4 扩大发电机两侧汇水母管排污口，并安装不锈钢法兰，以便清除母管中的杂物。

11.3.1.5 水内冷发电机水质应严格控制规定范围。水中铜离子含量超标时，为减缓铜管腐蚀，125MW及以下机组允许运行时在水中加缓蚀剂，但必须控制pH值大于7.0。

11.3.1.6 严格保持发电机转子进水支座石棉盘根冷却水压低于转子内冷水进水压力，以防石棉材料破损物进入转

子分水盒内。

11.3.1.7 定子线棒层间测温元件的温差和出水支路的同层各定子线棒引水管出水温差应加强监视。温差控制值应按制造厂规定，制造厂未明确规定的，应按照以下限额执行：定子线棒层间最高与最低温度间的温差达8℃或定子线棒引水管出水温差达8℃时应报警，应及时查明原因，此时可降低负荷。定子线棒温差达14℃或定子引水管出水温差达12℃，或任一定子槽内层间测温元件温度超过90℃或出水温度超过85℃时，在确认测温元件无误后，应立即停机处理。

11.3.2 为防止发电机漏水，重点应对绝缘引水管进行检查，引水管外表应无伤痕，严禁引水管交叉接触，引水管之间、引水管与端罩之间应保持足够的绝缘距离。

11.3.3 防止转子漏水。

11.3.3.1 水内冷发电机发出漏水报警信号，经判断确认是发电机漏水时，应立即停机处理。

11.3.3.2 选装灵敏度可靠的漏水报警装置，应做好调试、维护和定期检验工作，确保装置反应灵敏、动作可靠。

11.3.3.3 转子绕组复合引水管应更换为有钢丝编织护套的复合绝缘引水管。

11.3.3.4 为了防止转子线圈拐角断裂漏水，至少将QFS2—100—2型和QFS—125—2型机组的出水铜拐角全部更换为不锈钢材质。

11.3.3.5 推广双水内冷发电机用气密试验代替水压试验。

11.4 防止转子匝间短路。

11.4.1 调峰运行的发电机，应在停机过程和大修中分别进行动态、静态匝间短路试验，有条件的可加装转子绕组动态匝间短路在线监测装置，以便及早发现异常。

11.4.2 已发现转子绕组匝间短路较严重的发电机应尽快消缺，以防转子、轴瓦磁化，差压

阀失控造成严重漏氢、漏油。若检修时发现转子、轴承、轴瓦已磁化，应退磁处理。退磁后要求剩磁值为：轴瓦、

轴颈不大于 $2 \times 10^{-4}T$ ，其他部件小于 $10 \times 10^{-4}T$ 。

11.5 防止漏氢。

11.5.1 大修后气密试验不合格的氢冷发电机严禁投入运行。

11.5.2 为防止氢冷发电机的氢气漏入封闭母线，在发电机出线箱与封闭母线连接处应装设隔氢装置，并在适当地点设置排气孔和加装漏氢监测装置。

11.5.3 应按时检测氢冷发电机油系统、主油箱内、封闭母线外套内的氢气体积含量，超过 1% 时，应停机查漏消缺。当内冷水箱内的含氢量达到 3% 时报警，在 120h 内缺陷未能消除或含氢量升至 20% 时，应停机处理。

11.5.4 密封油系统平衡阀、压差阀必须保证动作灵活、可靠，密封瓦间隙必须调整合格。若发现发电机大轴密封瓦处轴颈有磨损的沟槽，应及时处理。

11.6 防止发电机非全相运行。发电机变压器组的主断路器出现非全相运行时，其相关保护应及时起动断路器失灵保护，在主断路器无法断开时，断开与其连接在同一母线上的所有电源。

11.7 防止发电机非同期并网。

11.8 防止发电机局部过热。。

11.8.1 发电机绝缘过热监测器过热报警时，应立即取样进行色谱分析，必要时停机进行消缺处理。

11.8.2 应对氢内冷转子进行通风试验。

11.8.3 全氢冷发电机定子线棒出口风温差达到 8°C ，应立即停机处理。

11.9 防止发电机内遗留金属异物。

11.9.1 建立严格的现场管理制度，防止锯条、螺钉、螺母、工具等金属杂物遗留在定子内部，特别应对端部线圈的夹缝、上下渐伸线之间位置作详细检查。

11.9.2 大修时应应对端部紧固件（如压板紧固的螺栓和螺母、支架固定螺母和螺栓、引线夹板螺栓、汇流管所用卡板和螺栓等）紧固情况以及定子铁芯边缘矽钢片有无断裂

等进行检查。

11.10 当发电机定子回路发生单相接地故障时，允许的接地电流值如表 11-1 规定。发电机定子接地保护的整定值按表 11-1 的要求确定。当定子接地保护报警时，应立即停机。200MW 及以上容量的发电机的接地保护装置宜作为跳闸。

表 11-1 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值 发电机额定电压 (KV) 发电机额定容量(MW) 接地电流允许值(A)

10.5 100 3

13.8?15.75 125?200 2(对于氢冷发电机为 2.5A)

18?20 300?600 1

11.11 当发电机的转子绕组发生一点接地时，应立即查明故障点与性质。如系稳定性的金属接地，应立即停机处理。

11.12 发电厂应准确掌握有串联补偿电容器送出线路的汽轮发电机组轴系扭转振动频率，协助电网管理部门共同防止次同步谐振。

11.13 防止励磁系统故障引起发电机损坏。

11.13.1 有进相运行工况的发电机，其低励限制的定值应在制造厂给定的容许值内，并定期校验。

11.13.2 自动励磁调节器的过励限制和过励保护的定值应在制造厂给定的容许值内，并定期校验。

11.13.3 励磁调节器的自动通道发生故障时应及时修复并投入运行。严禁发电机在手动励磁调节（含按发电机或交流励磁机的磁场电流的闭环调节）下长期运行。

11.13.4 在电源电压偏差为 $+10\%? -15\%$ 、频率偏差为 $+4\%? -6\%$ 时，励磁控制系统及其继电器、开关等操作系统均能正常工作。

11.13.5 在机组起动、停机和其他试验过程中，应有机组低转速时切断发电机励磁的措施。

12 防止分散控制系统失灵、热工保护拒动事故

为了防止分散控制系统（DCS）失灵、热工保护拒动造成的事故，要认真贯彻《火力发电厂热工仪表及控制装置技术监督规定》（国电安运[1998]483号）、《单元机组分散控制系统设计若干技术问题规定》（电规发[1996]214号）、《火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统在线验收测试规程》（DL/T656-1998）、《火力发电厂模拟量控制系统在线验收测试规程》（DL/T657-1998）、《火力发电厂顺序控制系统在线验收测试规程》（DL/T658-1998）、《火力发电厂分散控制系统在线验收测试规程》（DL/T659-1998）等有关技术规定，并提出以下重点要求：

12.1 分散控制系统配置的基本要求。

12.1.1 DCS 系统配置应能满足机组任何工况下的监控要求（包括紧急故障处理），CPU 负荷率应控制在设计指标之内并留有适当裕度。

12.1.2 主要控制器应采用冗余配置，重要 I/O 点应考虑采用非同一板件的冗余配置。

12.1.3 系统电源应设计有可靠的后备手段（如采用 UPS 电源），备用电源的切换时间应小于 5ms（应保证控制器不能初始化）。系统电源故障应在控制室内设有独立于 DCS 之外的声光报警。

12.1.4 主系统及与主系统连接的所有相关系统（包括专用装置）的通信负荷率设计必须控制在合理的范围（保证在高负荷运行时不出现“瓶颈”现象）之内，其接口设备（板件）应稳定可靠。

12.1.5 DCS 的系统接地必须严格遵守技术要求，所有进入 DCS 系统控制信号的电缆必须采用质量合格的屏蔽电缆，且有良好的单端接地。

12.1.6 操作员站及少数重要操作按钮的配置应能满足机组各种工况下的操作要求，特别是紧急故障处理的要求。紧急停机停炉按钮配置，应采用与 DCS 分开的单独操作

回路。

12.2 DCS 故障的紧急处理措施。

12.2.1 已配备 DCS 的电厂，应根据机组的具体情况，制定在各种情况下 DCS 失灵后的紧急停机停炉措施。

12.2.2 当全部操作员站出现故障时（所有上位机“黑屏”或“死机”），若主要后备硬手操及监视仪表可用且暂时能够维持机组正常运行，则转用后备操作方式运行，同时排除故障并恢复操作员站运行方式，否则应立即停机、停炉。若无可靠的后备操作监视手段，也应停机、停炉。

12.2.3 当部分操作员站出现故障时，应由可用操作员站继续承担机组监控任务（此时应停止重大操作），同时迅速排除故障，若故障无法排除，则应根据当时运行状况酌情处理。

12.2.4 当系统中的控制器或相应电源故障时，应采取以下对策。

12.2.4.1 辅机控制器或相应电源故障时，可切至后备手动方式运行并迅速处理系统故障，若条件不允许则应将该辅机退出运行。

12.2.4.2 调节回路控制器或相应电源故障时，应将自动切至手动维持运行，同时迅速处理系统故障，并根据处理情况采取相应措施。

12.2.4.3 涉及到机炉保护的控制器故障时应立即更换或修复控制器模块，涉及到机炉保护电源故障时则应采用强送措施，此时应做好防止控制器初始化的措施。若恢复失败则应紧急停机停炉。

12.2.5 加强对 DCS 系统的监视检查，特别是发现 CPU、网络、电源等故障时，应及时通知运行人员并迅速做好相应对策。

12.2.6 规范 DCS 系统软件和应用软件的管理，软件的修改、更新、升级必须履行审批授权及责任人制度。在修改、更新、升级软件前，应对软件进行备份。未经测试确认的各种软件严禁下载到已运行的 DCS 系统中使用，必须建

立有针对性的 DCS 系统防病毒措施。

12.3 防止热工保护拒动。

12.3.1 DCS 部分的锅炉炉膛安全监控系统 (FSSS) 的系统配置应符合 12.1 条中的要求, FSSS 的控制器必须冗余配置且可自动无扰切换,同时 FSSS 装置应具有在线自动/手动火焰检测器和全部逻辑的试验功能。

12.3.2 对于独立配置的锅炉灭火保护应保证装置(系统)本身完全符合相应技术规范的要求,所配电源必须可靠,系统涉及到的炉膛压力的取压装置、压力开

12.3.3 定期进行保护定值的核实检查和保护的動作试验,在役的锅炉炉膛安全监视保护装置的动态试验(指在静态试验合格的基础上,通过调整锅炉运行工况,达到 MFT 动作的现场整套炉膛安全监视保护系统的闭环试验)间隔不得超过 3 年。

12.3.4 对于已配有由 DCS 构成的 FSSS 及含有相关软逻辑的热工保护系统,在进行机、炉、电连锁与联动试验时,必须将全部软逻辑纳入到相关系统的试验中。

12.3.5 汽轮机紧急跳闸系统(ETS)和汽轮机监视仪表(TSI)应加强定期巡视检查,所配电源必须可靠,电压波动值不得大于 $\pm 5\%$ 。TSI 的 CPU 及重要跳机保护信号和通道必须冗余配置,输出继电器必须可靠。

12.3.6 汽轮机超速、轴向位移、振动、低油压保护、低真空等保护(装置)每季度及每次机组检修后起动前应进行静态试验,以检查跳闸逻辑、报警及停机动作值。所有检测用的传感器必须在规定的有效检验周期内。

12.3.7 若发生热工保护装置(系统、包括一次检测设备)故障,必须开具工作票经总工程师批准后迅速处理。锅炉炉膛压力、全炉膛灭火、汽包水位和汽轮机超速、轴向位移、振动、低油压等重要保护装置在机组运行中严禁退出;其他保护装置被迫退出运行的,必须在 24h 内恢复,否则应立即停机、停炉处理。

13 防止继电保护事故

为了防止继电保护事故的发生,应认真贯彻《继电保护和自动装置技术规程》(GB14285—93)、《继电保护及安全自动装置运行管理规程》、《继电保护及安全自动装置检验条例》、《继电保护和自动装置现场工作保安规定》、《3~110KV 电网继电保护装置运行整定规程》(DL/T584—1995)、《220~500KV 电网继电保护装置运行整定规程》(DL/T559—94)、《电力系统继电保护技术监督规定(试行)》(电安生[1997]356 号)、《电力系统继电保护和自动装置运行反事故措施管理规定》(调[1994]143 号)、《电力系统断电保护及安全自动装置反事故措施要点》、《电力系统继电保护和自动装置运行评价规程》(DL/T623—1997)及相关规程,并提出以下重点要求:

13.1 高度重视继电保护工作,充实配备技术力量,加强继电保护工作人员专业技能和职业素质的培训,保持继电保护队伍的稳定。

13.2 要认真贯彻各项规章制度及反事故措施,严格执行各项安全措施,防止继电保护"三误"事故的发生。

13.3 各级调度应根据电网结构的变化,贯彻执行继电保护装置整定运行规程,制定电网继电保护整定方案和调度运行说明。适应现代电网的发展需要,积极稳妥采用继电保护新术设备,组织编写新装置的检验规程。进一步加强电网继电保护运行管理工作,合理安排电网运行方式,充分发挥继电保护效能,提高电网安全稳定运行水平,防止由于保护拒动、误动引起系统稳定破坏和电网瓦解、大面积停电事故的发生。

13.4 网、省公司调度部门继电保护机构要进一步发挥专业管理的职能作用,强化继电保护技术监督力度,指导、协助发、供电单位加强继电保护工作,提高全网继电保护工作水平。

13.5 确保大型发电机、变压器的安全运行，重视大型发电机、变压器保护的配置和整定计算，包括与相关线路保护的整定配合。

13.6 对于 220KV 主变压器的微机保护必须双重化。

13.7 保证继电保护操作电源的可靠性，防止出现二次寄生回路，提高继电保护装置抗干扰能力。

13.8 加强 110KV 及以下的电网和厂用系统的继电保护工作，降低发生继电保护事故的机率。

13.9 针对电网运行工况，加强备用电源自动投入装置的管理。

14 防止系统稳定破坏事故

为了加强电网安全管理，防止系统稳定破坏事故的发生，经继续贯彻执行《电力系统安全稳定导则》，并提出以下重点要求：

14.1 加强和完善电网一次、二次设备建设。

14.1.1 重视和加强电网规划管理，制定完善电网结构的发展规划和实施计划，建设结构合理的电网；对电网中的薄弱环节，应创造条件加以解决，从电网一次结构上保证电网的安全可靠。

14.1.2 电源点布置要合理，负荷中心地区应有必要的电源支撑。负荷中心受电要按多条通道，多个方向来进行规划和实施，每条通道输送容量占负荷中心地区最大负荷比例不宜过大，故障失去一个通道不应导致电网崩溃。同时应加强枢纽发电厂、变电所及负荷中心的无功补偿建设，防止电网发生电压崩溃事故。

14.1.3 输送通道建设要与电源建设同步完成。

14.1.4 要加强高频、母差、开关失灵等快速保护的建设和对 500KV 设备的主保护应实现双重化；220KV 及以上环

网运行线路应配置双套快速保护；新建 500KV 和重要的 220KV 厂、所的 220KV 母线应做到双套母差、开关失灵保护；已建 500KV 和重要 220KV 厂、所的 220KV 母线可逐步做到双套母差、开关失灵保护。

14.1.5 设计安装的低频减载装置和保护系统稳定运行的安全自动装置应与一次系统同步投运。大电网规划阶段应加强保电网安全稳定最后防线设置的研究，从电网结构上设计配置振荡、低频、低压等解列装置。对于存在大功率、远距离输送，采用自并励的机组，应加装电力系统稳定器（PSS）。

14.2 要强化电网运行的安全管理和监督。

14.2.1 严格控制主网联络线重要输电断面潮流，禁止超稳定极限运行。

14.2.2 电网运行必须按有关规定保留一定的旋转备用容量。

14.2.3 对联网运行的大区电网，要采取必要措施防止一侧发生稳定破坏事故向另一侧扩大。对重要电网（政治、经济、文化中心）要采取必要措施防止相邻电网发生事故向重要电网扩大或恶化重要电网的安全运行状况。

14.2.4 电网内大机组配置的高频率、低频率、过压、欠压保护及振荡解列装置的定值必须经电网调度机构审定。

14.2.5 要尽可能减少电磁环网或采取可靠措施防止电网故障时引起电网稳定破坏。

14.2.6 要加强电网安全稳定最后一道防线的管理。低频减载装置和保护系统稳定运行的安全自动装置应可靠、足额投入。要从电网结构上完善振荡、低频、低压解列等装置的配置。

14.2.7 应避免枢纽厂、所的线路、母线、变压器等设备无快速保护运行。要加强开关设备的检修维护，确保电网故障的可靠切除。在受端系统的关键枢纽厂、所，当发生继电保护定值整定困难时，要侧重防止保护拒动。

14.3 为了防止次同步谐振,在串联补偿电容投切运行(包括串联补偿电容部分退出和各种系统运行方式)时,应注意避免与机组产生机电谐振。

15 防止大型变压器损坏和互感器爆炸事故

为了防止大型变压器损坏,互感器爆炸事故的发生,应严格执行《关于印发“变压器类设备管理规定”的通知》(电安生[1996]589号)、《关于发送“全国变压器类设备专业工作会纪要”的通知》(调网[1996]89号)、《关于加强变压器消防设施的通知》[能源部(87)电生火字117号]以及其他有关规定,并提出以下重点要求:

15.1 加强对变压器类设备从选型、定货、验收到投运的全过程管理,明确变压器专责人员及其职责。

15.2 严格按有关规定对新购变压器类设备进行验收,确保改进措施落实在设备制造、安装、试验阶段,投产时不遗留同类型问题。

15.2.1 订购前,应向制造厂索取做过突出短路试验变压器的试验报告和抗短路能力动态计算报告;在设计联络会前,应取得所订购变压器的抗短路能力计算报告。

15.2.2 220KV及以上电压等级的变压器应赴厂监造和验收,按变压器赴厂监造关键控制点的要求进行监造,监造验收工作结束后,赴厂人员应提交监造报告,并作为设备原始资料存档。

15.2.3 出厂局放试验的合格标准。

15.2.3.1 220KV及以上变压器,测量电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时,自耦变中压端不大于200pC,其他不大于100pC。

15.2.3.2 110KV变压器,测量电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时,不大于300pC。

15.2.3.3 中性点接地系统的互感器,测量电力为 $1.0U_m/\sqrt{3}$ 时,液体浸渍不大于10pC,固体型式不大于50pC。测量电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时,液体浸渍不大于5pC,固体型

式不大于20pC。

15.2.3.4 对220KV及以上电压等级互感器应进行高电压下的介损试验。

15.2.4 向制造厂索取主要材料和附件的工厂检验报告和生产厂家出厂试验报告;工厂试验时应将供货的套管安装在变压器上进行试验;所有附件在出厂时均应按实际使用方式整体预装过。

15.2.5 认真执行交接试验规程;对110KV及以上电压等级变压器在出厂和投产前应做低电压短路阻抗测试或用频响法测组变形以留原始记录。220KV及以上电压等级和120MVA及以上容量的变压器在新安装时必须进行现场局部放电试验。220KV及以上电压等级变压器在大修后,必须进行现场局部放电试验。

15.2.6 大型变压器在运输过程中应按规范安装具有时标且有合适量程的三维冲击记录仪,到达目的地后,制造厂、运输部门和用户三方人员应共同验收,记录纸和押运记录应提供用户留存。

15.3 设备采购时,应要求制造厂有可靠、密封措施。对运行中的设备,如密封不良,应采取改进措施,确保防止变压器、互感器进水或空气受潮。加强运行巡视,应特别注意变压器冷却器潜油泵负压区出现的渗漏油。防止套管、引线、分接开关引起事故。套管的伞裙间距低于标准的,应采取加硅橡胶伞裙套等措施,防止雨闪事故。

15.4 潜油泵的轴承,应采用E级或D级,禁止使用无铭牌、无级别的轴承。油泵应选用转速不大于1000r/min的低速油泵。为保证冷却效果,风冷却器应定期进行水冲洗。

15.5 变压器的本体、有载开关的重瓦斯保护应投跳闸,若需退出重瓦斯保护时,应预先制定安全措施,并经总工程师批准,并限期恢复。

15.6 对220KV及以上电压等级变电设备还需每年进行至

少一次红外成像测温检查。在技术和管理上采取有效措施,尽可能防止或减少变压器的出口短路,改善变压器的运行条件。变压器在遭受近区突发短路后,应做低电压短路阻抗测试或用频响法测试绕组变形,并与原始记录比较,判断变压器无故障后,方可投运。

15.7 新建或扩建变压器一般不采用水冷却方式,对特殊场合必须采用水冷却系统的,应采

用双层铜管冷却系统。对目前正在正常使用的单铜管水冷却的变压器,应始终要保持油压大于水压,并要加强维护,采取有效的运行监视方法,及时发现冷却系统泄漏故障。

15.8 对薄绝缘变压器,可按一般变压器设备进行技术监督,如发现严重缺陷,变压器本体

不宜再进行改造性大修,对更换下来的薄绝缘变压器也不应再迁移安装。

15.9 对新的变压器油要加强质量控制,用户可根据运行经验选用合适的油种。油运抵现场

后,应取样试验合格后,方能注入设备。加强油质管理,对运行中油应严格执行有关标准,对不同油种的混油应慎重。

15.10 按规定完善变压器的消防设施,并加强管理,重点防止变压器着火时的事故扩大。

15.11 防止套管存在的问题。

15.11.1 套管安装就位后,带电前必须静放。500KV 套管静放时间不得少于 36h,110?220KV 套管不得少于 24h。

15.11.2 对保存期超过 1 年的 110KV 及以上套管,安装前应进行局放试验、额定电压下的介损试验和油色谱分析。

15.11.3 事故抢修所装上的套管,投运后的 3 个月内,应取油样做一次色谱试验。

15.11.4 作为备品的 110KV 及以上套管,应置于户内且竖直放置。如水平存放,其抬高角度应符合制造厂要求,以防止电容芯子露出油面而受潮。

15.11.5 套管渗漏油时,应及时处理,防止内部受潮而损

坏。

16 防止开关设备事故

为防止高压开关设备事故,应认真贯彻《高压开关设备管理规定》、《高压开关设备反事故技术措施》和《高压开关设备质量监督管理办法》(发输电[1999]72 号)等有关规定,并提出以下重点要求:

16.1 采用五防装置运行可靠的开关柜,严禁五防功能不完善的开关柜进入系统使用,已运

行的五防功能不完善的开关柜应尽快完成完善化改造。

16.2 根据可能出现的系统最大负荷运行方式,每年应核算开关设备安装地点的断流容量,

并采取措施防止由于断流容量不足而造成开关设备烧损或爆炸。

16.3 开关设备断口外绝缘应满足不小于 1.15 倍(252KV)或 1.2 倍(363KV 及 550KV)

相对地外绝缘的要求,否则应加强清扫工作或采用防污涂料等措施。

16.4 加强运行维护,确保开关设备安全运行。对气动机构应定期清扫防尘罩、空气过滤器,

排放储气罐内积水,做好空气压缩机的累计启动时间记录。对液压机构应定期检查回路有无渗漏油现象,做好油泵累计启动时间记录。发现缺陷应及时处理。

16.5 对手车柜每次推入柜内之前,必须检查开关设备的位置,杜绝合闸位置推入手车。

16.6 根据设备现场的污秽程序,采取有效的防污闪措施,预防套管、支持绝缘子和绝缘提

升杆闪络、爆炸。

16.7 开关设备应按规定的检修周期,实际累计短路开断电流及状态进行检修,尤其要加强

对机构的检修,防止断路器拒分、拒合和误动以及灭弧室

的烧损或爆炸，预防液压机构的漏油和慢分。

16.8 隔离开关应按规定的检修周期检修。对失修的隔离开关应积极申请停电检修或开展带

电检修，防止恶性事故的发生。

16.9 结合电力设备预防性试验，应加强对隔离开关转动部件、接触部件、操作机构、机械

及电气闭锁装置的检查和润滑，并进行操作试验，防止机械卡涩、触头过热、绝缘子断裂等事故的发生，确保隔离开关操作与运行的可靠性。

16.10 充分发挥 SF6 气体质量监督管理中心的作用，应做好新气管理、运行设备的气体监测

和异常情况分析，监测应包括 SF6 压力表和密度继电器的定期校验。

17 防止接地网事故

为防止接地网事故的发生，应认真贯彻《交流电气装置的接地》（DL / T621—1997）以及其他有关规定，并重点要求如下：

17.1 根据地区短路容量的变化，应校核接地装置（包括设备接地引下线）的热稳定容量，并根据短路容量的变化及接地装置的腐蚀程序对接地装置进行改造。对于变电所中的不接地、经消弧线圈接地、经低阻或高阻接地系统，必须按异点两相接地校核接地装置的执稳定容量。

17.2 在发、供电工程设计时，要吸取接地网事故的教训，设计单位应提出经过改进的、完善的接地网设计，施工单位应严格按设计进行施工。

17.3 基建施工时，必须在预留的设备、设施的接地引下线经确认合格（正式文字记录）以及隐蔽工程必须经监理单位 and 建设单位验收合格后，方可回填上，并应分别对两个最近的接地引下线之间测量其回路电阻，测试结果是交接验收资料的必备内容，竣工时应全部交甲方备存。

17.4 接地装置的焊接质量、接地试验应符合规定，各种设备与主接地网的连接必须可靠，扩建接地网与原接地网间应为多点连接。

17.5 接地装置腐蚀比较严重的枢纽变电所宜采用铜质材料的接地网。

17.6 对于高土壤电阻率地区的接地网，在接地电阻难以满足要求时，应有完善的均压及隔离措施，方可投入运行。

17.7 变压器中性点应有两根与主接地网不同地点连接的接地引下线，且每根接地引下线均应符合热稳定的要求。重要设备及设备架构等宜有两根与主接地网不同地点连接的接地引下线，且每根接地引下线均应符合热稳定的要求。连接引线应便于定期进行检查测试。

17.8 接地装置引下线的导通检测工作应每年进行一次。根据历次测量结果进行分析比较，以决定是否需要进行开挖、处理。

17.9 为防止在有效接地系统中出现孤立不接地系统并产生较高的工频过电压的异常运行工况，110?220KV 不接地变压器的中性点过电压保护应采用棒间隙保护方式。对于 110KV 变压器，当中性点绝缘的冲击耐受电压 $\leq 185KV$ 时，还应在间隙旁并联金属氧化物避雷器，间隙距离及避雷器参数配合要进行校核。

17.10 认真执行《电力设备预防性试验规程》（DL / T596—1996）中对接地装置的试验要求，同时还应测试各种设备与接地网的连接情况，严禁设备失地运行。

18 防止污闪事故

为降低输变电设备的污闪跳闸率，避免主网架重要线路和枢纽变电所的污闪事故以及杜绝大面积污内事故的发生，应严格执行《高压架空线路和发电厂、变电所环境污秽分级及外缘选择标准》（GB / T16434—1996）、《关于防止电网大面积污闪事故若干措施的实施要求》（能源办

[1990]606号),《加强电力系统防污闪技术措施(试行)》

(调网[1997]91号文附件)和《电力系统电瓷防污闪技术管理规定》以及其他有关规定,并提出以下重点要求:

18.1 完善防污闪管理体系,明确防污闪主管领导和专责人的具体职责。

18.2 严格执行电力系统绝缘子质量的全过程管理规定,加强管理,保证质量。

18.3 坚持定期对输变电设备外绝缘表面的盐密测量、污秽调查和运行巡视,及时根据变化情况采取防污秽区分布图,做好防污闪的基础工作。

18.4 新建和扩建的输变电设备外绝缘配置应以污秽区分布图为基础并根据城市发展、设备的重要性等,在留有裕度的前提下选取绝缘子的种类、伞型和爬距。

18.5 运行设备外绝缘的爬距,原则上应与污秽分级相适应,不满足的应予以调整,受条件限制不能调整爬距的应有主管防污闪领导签署的明确的防污闪措施。

18.6 坚持适时的、保证质量的清扫,落实"清扫责任制"和"质量检查制",带电水冲洗要严格执行《带电水冲洗规程》,并配备训练有素的熟练操作员。

18.7 硅橡胶复合绝缘子具有很强的抗污闪能力,可以有效地防止输电线路的污闪事故,按《合成绝缘子使用指导性意见》(调网[1997]93号)的要求使用执行,并密切注意其端头密封质量和控制鸟粪闪络。

18.8 变电设备表面涂"RTV涂料"和加装"防污闪辅助伞裙"是防止设备发生污闪的重要措施,按《防污闪辅助伞裙使用指导性意见》和《防污闪RTV涂料使用指导性意见》(调网[1997]130号)的要求使用,但避雷器不宜加装辅助伞裙。

18.9 室内设备外绝缘爬距要符合《户内设备技术条件》,并适时安排清扫,严重潮湿的地区要提高爬距。

19 止倒杆塔和断线事故

为了防止倒杆塔和断线事故的发生,应严格执行《110?500KV 架空送电线路设计规程》(DL/T5092—1999)和《架空送电线路运行规程》(SDJ3—76)以及其他有关规定,并提出以下重点要求:

19.1 设计时要充分考虑特殊地形、气象条件的影响(尽量避开可能引起导线、地线严重覆冰或导线舞动的特殊地区),合理选取杆(塔)型、杆塔强度。对地形复杂、气象条件恶劣、交通困难地段的杆塔,应适当增加杆塔强度。原则上,500KV线路不宜采用拉线塔。

19.2 对重要跨越处,如铁路、高等级公路和高速公路、通航河流以及人口密集地区应采用独立挂点的双悬垂串绝缘子结构。

19.3 设计中应有防止导地线断线的措施,对导地线、拉线金具有明确要求。

19.4 对可能遭受洪水、暴雨冲刷的杆塔应采用可靠的防汛措施;采用高低腿结构塔的基础护墙要有足够强度,并有良好的排水措施。

19.5 严格按设计进行施工,隐蔽工程应经监理单位质量验收合格后方可掩埋,否则严禁立杆塔、放线。

19.6 线路器材应符合有关国家标准和设计要求,不合格的金具不准安装使用,禁止在安装中沿合成绝缘子上下导线。

19.7 加强线路杆塔的检查巡视,发现问题应及时消除,线路历经恶劣气象条件后应组织人员进行特巡。

19.8 城区线路杆、塔有可能引起误碰线区域,应悬挂限高警示牌。

19.9 积极开展利用红外测温技术监测接线金具(如压接

管、线夹等)的发热情况。发现导、地线有断股现象要及时消除,特别注意地线复合光缆(OPGW)外层断股。

19.10 要积极取得当地政府和公安部门的支持,严格贯彻《电力设施保护条例》,充分发挥电力企业保卫部门的作用,依靠群众搞好护线工作,并严厉打击盗窃线路器材的犯罪活动。

19.11 应制定倒杆塔、断线事故的反事故措施,并在材料、人员上给予落实,应集中储备一定数量的事故抢修塔。

20 防止枢纽变电所全停事故

为了防止枢纽变电所全停事故的发生,严格执行有关的规程、规定,并提出以下重点要求:

20.1 完善枢纽变电所的一、二次设备建设。

20.1.1 枢纽变电所宜采用双母分段接线方式或3/2接线方式。根据电网结构的变化,应满足变电所设备的短路容量。

20.1.2 开关设备选型时应严格按照有关的标准进行,对运行中不符合标准的开关设备应进行改造,未改造前应加强对设备的运行监视和试验。

20.1.3 枢纽变电所直流系统。

20.1.3.1 枢纽变电所直流系统宜采用两组蓄电池、三台充电装置的方案,每组蓄电池和充电装置应分别接于一段直流母线上,第三台充电装置(备用充电装置)可在两段母线之间切换,任一工作充电装置退出运行时,手动投入第三台充电装置。

20.1.3.2 直流母线应采用分段运行的方式,每段母线应分别采用独立的蓄电池组供电,并在两段直流母线之间设置联络断路器,正常运行时断路器处于断开位置。

20.1.3.3 直流熔断器应按有关规定分级配置,加强直流熔

断器的管理。对直流熔断器应采用质量合格的产品,防止因直流熔断器不正常熔断而扩大事故。

20.1.4 为提高继电保护的可靠性,对重要的线路和设备必须坚持设立两套互相独立主保护的原则,并且两套保护宜为不同原理和不同厂家的产品。对重要元件应充分考虑后备保护的设备。

20.1.5 应认真考虑保护用TA的安装位置,尽可能的避免由于TA安装位置不当而产生保护的死区。

20.1.6 对新建、扩建和生产改进工程新订购的电气设备,必须是符合国家及行业标准,具有一定运行经验的产品,否则不得在枢纽变电所中安装运行。

20.2 强化电网的运行管理和监督。

20.2.1 运行人员要严格执行电网运行的有关规程、规定。操作前要认真核对接线方式,检查设备的状况。严格执行"两票三制",操作中不跳项、不漏项,严防发生误操作事故。

20.2.2 对于双母线接线方式的变电所,在一条母线停电检修时,要做好另一条母线的安全措施,防止因人为因素造成运行母线停电。当给停电的母线送电时,有条件的要利用外部电源;若用母联断路器给停电母线送电,母联断路器必须带有充电保护。

20.2.3 要定期对枢纽变电所支柱绝缘子,特别是母线支柱绝缘子、母线侧隔离开关支柱绝缘子进行检查,以防止绝缘子断裂引起母线事故。

20.2.4 变电所的带电水冲洗工作必须保证水质的要求,并严格按照《带电水冲洗实施导则》进行操作,母线冲洗要投入可靠的母差保护。

20.2.5 加强防误闭锁装置的运行、维护管理,确保已装设的防误闭锁装置正常运行。微机五防闭锁装置中电脑钥匙的管理必须严格按规定执行。

20.2.6 继电保护及安全自动装置要选用抗干扰能力符合规程规定的产品，并采取必要的抗干措施，防止继电保护及安全自动装置在外界电磁干扰下的不正确动作。

20.2.7 保护装置的配置及整定计算方案应充分考虑系统可能出现的不利情况，尽量避免在复杂、多重故障情况下的继电保护、安全自动装置的不正确动作。

20.2.8 对枢纽变电所中的电气设备应定期开展带电测温工作，尤其是对套管及其引线接头、隔离开关触头、引线接头的温度监测，每年应至少进行一次红外成像测温。

20.2.9 订购变压器时，应要求厂家提供变压器绕组频率响应特性曲线、做过突发短路试验变压器的试验报告和抗短路能力动态计算报告；安装调试应增做频率响应特性试验；运行中发生变压器出口短路故障后应进行频率响应特性试验，绕组变形情况的测试结果，作为变压器能否继续运行的判据之一。

20.2.10 在运行方式上和倒闸操作过程中，应避免用带断口电容器的断路器切带电磁式电压互感器的空载母线，以防止因谐振过电压损坏设备。

20.2.11 定期对设备外绝缘进行有效清扫，加强户内设备的外绝缘监督，防止高压配电室的门、窗及房屋漏雨进水引起户内配电装置的内络事故。

20.3 应避免开关设备故障造成枢纽变电所全停事故的发生，还应遵守第 16.3 和 16.6?

16.9 条的规定。

20.4 应避免接地网故障造成枢纽变电所全停事故的发生，还应遵守第 17.3?17.5 和 17.7?17.9 条的规定。

21 防止垮坝、水淹厂房及厂房坍塌事故

为了防止水电厂垮（漫）坝、水淹厂房及厂房坍塌事故发生，各单位应认真贯彻《中华人民共和国防洪法》和其他有关规定措施，并提出以下重

点要求：

21.1 健全防汛组织机构，强化防汛抗洪责任制。汛期前应进行汛前检查，制定科学、具体、切合实际的防汛预案；汛期后应及时总结，对存在的隐患进行整改，并报上级主管部门。

21.2 做好大坝安全检查、监测、维修及加固工作，确保大坝处于良好状态。对已确认的病、险坝，必须立即采取补强加固措施，并制定险情预计和应急处理计划。

21.3 积极采取有效措施，提高防洪工作的预见性以及电力设施防御和低抗洪涝灾害能力。

21.3.1 火电厂防洪标准满足防御百年一遇洪水的要求，水电厂防洪标准应符合国家有关规定要求。

21.3.2 汛前应做好防止水淹厂房、泵房、变电所、进厂铁路（公）路以及其他生产、生活设施的可靠防范措施；特别是地处河流附近低洼地区、水库下游地区、河谷地区的生产、生活建筑。

21.3.3 在重视防御江河洪水灾害的同时，应落实防御和低抗上游水库垮坝及局部暴雨造成的山洪、山体滑坡、泥石流等山地灾害的各项措施。

21.3.4 备足必要的防洪抢险器材、物资。

21.4 水电厂应按照《水电厂防汛工程检查大纲》的规定，做好汛前安全检查，明确防汛重点部位、薄弱环节。

21.5 火电厂应认真进行汛前检查，重点是防止供水泵房（含升压泵房）和厂房进水、零米

以下部位和灰场的排水设施、取水泵房供电线路，以及一切可能进水的沟道的封堵。

21.6 强化水电厂运行管理，必须根据批准的调洪方案和防汛指挥部门的指令进行调洪方案

调度，按规程规定的程序操作闸门；应按照有关规定和标准，对大坝及水电站建筑物进行安全监测和检查，及时掌握大坝运行状况，保证大坝和闸门起闭设备完好。发现异常现象和不安全因素时，应及时采取措施，并报告上级主

管部门。

21.7 火电厂应切实加强灰场管理，落实责任制，健全巡视检查、观测记录、请示报告制度。

汛期或地震活跃期火电厂的灰场，要采取低水位运行。加强对灰场的排水（排洪）系统、坝体浸润线、坝下渗流溢出点的巡视、检查、监测工作，发现异常立即上报，及时采取措施，严防灰场垮坝造成灾害。

21.8 对影响大坝、灰坝安全和防洪渡汛的缺陷、隐患及水毁工程，应实施永久性的工程措施，优先安排资金，抓紧进行检修、处理。工程必须由具有相应设计资格的单位设计，经审批后组织实施，并确保工程质量。

21.9 对屋顶积灰严重的机、炉等厂房，要及时组织清理，防止除氧器排汽结冰及雨雪时厂房屋顶荷重超载而塌落。

21.10 对建成 20 年及以上厂房及建筑物应加强检测和维修，防止坍塌事故的发生。当可能在短期内发生破坏性事故时，应立即采取有效的除险加固措施，并立即上报主管单位，避免建筑物运行状况恶化、结构损坏扩大，防止事故发生。

22 防止人身伤亡事故

为防止人身伤亡事故发生，应严格执行国家电力公司《安全生产工作规定》及《电业安全工作规程》以及其他有关规定，并重点要求如下：

22.1 工作或作业场所的各项安全措施必需符合《电业安全工作规程》和《电力建设安全工作规程》（DL5009.1—92）的有关要求。

22.2 领导干部应重视人身安全，认真履行自己安全职责。认真掌握各种作业的安全措施和要求，并模范地遵守安全规程制度。做到敢抓敢管，严格

要求工作人员认真执行安全规程制度，严格劳动纪律，并经常深入现场检查，发现问题及时整改。

22.3 定期对人员进行安全技术培训，提高安全技术防护水平。

22.3.1 应经常进行各种形式的安全思想教育，提高职工的安全防护意识和安全防护方法。

22.3.2 要对执行安全规程制度中的主要人员如工作票签发人、工作负责人、工作许可人、工作操作监护人等定期进行正确执行安全规程制度的培训，务使熟练地掌握有关安全措施和要求，明确职责，严把安全关。

22.4 加强对各种承包工程的安全管理，反对对工程项目进行层层转包，明确安全责任，做到严格管理，安全措施完善，并根据有关规定严格考核。

22.5 在防止触电、高处坠落、机器伤害、灼烫伤等类事故方面，应认真贯彻安全组织措施和技术措施，并配备经国家或省、部级质检机构检测合格的、可靠性高的安全工器具和防护用品。完善设备的安全防护设施（如输煤系统等），从措施上、装备上为安全作业创造可靠的条件。淘汰不合格的工器具和防护用品，以提高作业的安全水平。

22.6 提高人在生产活动中的可靠性是减少人身事故的重要方面，违章是人的可靠性降低的表现，要通过对每次事故的具体分析，找出规律，从中积累经验，采取针对性措施提高人在生产活动中的可靠性，防止伤亡事故的发生。

23 防止全厂停电事故

为防止全厂停电事故，要严格执行《防止全厂停电措施》（能源部保安放（1992）40 号）以及其他有关规定，并提出以下重点要求：

23.1 加强蓄电池和直流系统（含逆变电源）及柴油发电

机组的维修，确保主机交直流润

滑油泵和主要辅机小油泵供电可靠。

23.2 带直配线负荷的电厂应设置低频率、低电压解列的装置，确保在系统事故时，解列 1 台或部分机组能单独带厂用电和直配线负荷运行。

23.3 加强继电保护工作，主保护装置应完好并正常投运，后备保护可靠并有选择性的动作，投入开关失灵保护，严防开关拒动、误动扩大事故。

23.4 在满足接线方式和短路容量的前提下，应尽量采用简单的母差保护。对有稳定问题要求的大型发电厂和重要变电所可配置两套母差保护，对某些有稳定问题的大型发电厂要缩短母差保护定检时间，母差保护停用时尽量减少母线倒闸操作。

23.5 开关设备的失灵保护均必须投入运行，并要做好相关工作，确保保护正确地动作。

23.6 根据《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB14285—93)的规定，完善主变压器零序电流电压保护，以用于跳开各侧断路器，在事故时能保证部分机组运行。

23.7 应优先采用正常的母线、厂用系统、热力公用系统的运行方式，因故改为非正常运行方式时，应事先制定安全措施，并在工作结束后尽快恢复正常运行方式。应明确负责管理厂用电运行方式的部门。

23.8 厂房内重要辅机（如送风机、引风机、给水泵、循环水泵等）电动机事故按钮要加装保护罩，以防误碰造成停机事故。

23.9 对 400V 重要动力电缆应选用阻燃型电缆，已采用非阻燃型塑料电缆的电厂，应复查电缆在敷设中是否已采用分层阻燃措施，否则应尽快采取补救措施或及时更换电缆，以防电缆过热着火时引发全厂停电事故。

23.10 母线侧隔离开关和硬母线支柱绝缘子，应选用高强度支柱绝缘子，以防运行或操作时断裂，造成母线接地或短路。

24 防止交通事故

24.1 建立健全交通安全管理机构（如交通安全委员会），按照“谁主管、谁负责”的原则，对本单位所有的车辆、船只和驾驶人员进行安全管理和安全教育。交通安全应与安全生产同布置、同考核、同奖惩。

24.2 建立健全交通安全监督、考核、保障制约机制，必须实行“准驾照”制度，无本企业准驾照人员，严禁驾驶本企业车辆。落实责任制，对所管辖车辆和驾驶员能够进行安全有效制约。

24.3 各级行政领导，必须要经常督促检查所属单位车船交通安全情况，把车船交通安全作为重要工作纳入议事日程，并及时总结，解决存在的问题，严肃查处事故责任者。

24.4 必须认真执行国家交通法规和本企业有关车船交通管理规章制度，逐渐完善车船交通安全管理制度，严密安全管理措施（含场内车辆和驾驶员），做到不失控、不漏管、不留死角，监督、检查、考核工作到位，保障车船运输安全。

24.5 各种车辆、船只的技术状况必须符合国家规定，安全装置完善可靠。对车辆、船只必须定期进行检修维护，在行驶前、行驶中、行驶后对安全装置进行检查，发现危及交通安全问题，必须及时处理，严禁带病行驶。

24.6 加强对驾驶员的管理，提高驾驶员队伍素质。定期组织驾驶员进行安全技术培训，提高驾驶员的安全行车意识和驾驶技术水平。对考核、考核不合格或经常违章肇事的应不准从事驾驶员工作。

24.7 严禁酒后驾车，私自驾车，无证驾车，疲劳驾驶，超速行驶，超载行驶。严禁领导干部迫使驾驶员违章驾车。

24.8 在装运整体重物时，严禁人货混载。

24.9 在厂（局）内的车辆速度应有明确的限制。

24.10 叉车、翻斗车、起重车，除驾驶员、副驾驶员座位以外，任何位置在行驶中不得有人坐立。

24.11 吊车、翻斗车、起重车，除驾驶员、副驾驶员座位以外，任何位置在行驶中不得有人坐立。

证除尘器运行效率。

25.9 火电厂要定期进行可能会造成环境污染的事故预想和反事故操作演习，至少每年两次。

25 防止重大环境污染事故

25.10 加强对环保知识的培训和宣传，提高环保意识。

为防止重大环境污染事故的发生，必须认真贯彻《电力工业环境保护管理办法》（电力

工业部第9号令）、《国家电力公司火电厂环境技术监督规定》和《火电行业环境监测管理规定》，并提出以下重点要求：

25.1 加强火电厂的灰坝坝体安全管理。新建大坝应充分考虑大坝的强度和安全性，已建灰坝要对危及大坝安全的缺陷、隐患及时处理和加固。对分区使用的灰场，必须做好防尘工作。

25.2 新建电厂应严格执行环保“三同时”原则。新建电厂应按废水零排放要求设计和建设灰水回水系统。新厂灰水设施投运前必须做灰管压力试验。

25.3 应定期对灰坝及其排水设施进行检查，发现缺陷和隐患及早解决。

25.4 应定期对灰管进行检查，重点是灰管的磨损和接头处、各支撑装置（含支点及管桥）的状况等，防止管道断裂事故的发生。

25.5 加强对灰水系统运行参数和污染物排放情况的监测分析，发现问题及时采取措施。

25.6 已建电厂应做到废水集中处理。冲洗水应引入灰水前池，其他废水和无法引入灰水前池的冲洗水应作到集中处理，处理后的废水应充分利用，禁止超标废水外排，对环境造成污染。

25.7 锅炉进行化学清洗时必须有废水处理方案，并经审批后执行。处理的废液，必须经处理合格后方可排放。

25.8 努力提高除尘器的运行水平，严格执行电除尘运行维护导则。对设备运行中存在的故障和问题及时处理，保