

# 《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》（试行） 的通知

公司系统各区域电网公司，省（自治区、直辖市）电力公司，有关单位：

为认真贯彻落实“安全第一、预防为主”工作方针，完善各项反事故措施，进一步提高电网安全生产水平，国家电网公司通过总结分析近年来公司系统发生重大事故的特征，在原国家电力公司《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》的基础上，组织制订了《国家电网公司十八项电网重大反事故措施（试行）》，现印发执行。

做好防止电网生产重大事故的措施，是保证电网安全稳定运行的重要条件，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十八项电网重大反事故措施。

本重大反措并不覆盖全部反事故技术措施，各单位应根据本重大反措和已下发的输变电设备预防事故措施，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。

附件：国家电网公司十八项电网重大反事故措施（试行）

二〇〇五年六月十四日

附件：

国家电网公司  
十八项电网重大反事故措施

（试行）

国家电网公司  
二〇〇五年六月

## 目 录

1 防止人身伤亡事故.....	1
2 防止系统稳定破坏事故.....	2
3 防止机网协调事故.....	6
4 防止电气误操作事故.....	9
5 防止枢纽变电站全停事故.....	11
6 防止输电线路事故.....	13
7 防止输变电设备污闪事故.....	15
8 防止直流输电和换流设备事故.....	18
9 防止大型变压器损坏事故.....	23
10 防止互感器损坏事故.....	28
11 防止开关设备事故.....	33
12 防止接地网和过电压事故.....	40
13 防止直流系统事故.....	46
14 防止继电保护事故.....	48
15 防止电网调度自动化系统与电力通信网事故.....	54
16 防止垮坝、水淹厂房事故.....	58
17 防止火灾事故.....	59
18 防止交通事故.....	62

### 1 防止人身伤亡事故

#### 1.1 加强作业现场危险点分析和做好各项安全措施

1.1.1 工作或作业现场的各项安全措施必须符合《国家电网公司电力安全工作规程》(国家电网安监〔2005〕83号)和《电力建设安全工作规程》(DL5009)的有关要求。

1.1.2 根据工作内容认真做好作业现场危险点分析,并据此做好各项安全措施。要定期检查危险点分析工作,确保其针对性和有效性。

1.1.3 在作业现场内可能发生人身伤害事故的地点,设立安全警示牌,并采取可靠的防护措施。对交叉作业现场应制订完备的交叉作业安全防护措施。

#### 1.2 加强作业人员培训

1.2.1 定期对有关作业人员进行安全规程、制度、技术等培训,使其熟练掌握有关安全措施和要求,明确各自安全职责,提高安全防护的能力和水平。对于临时和新参加工作人员,必须强化安全技术培训,必须在证明其具备必要的安全技能、并在有工作经验的人员带领下方可作业。禁止在没有监护的情况下指派临时或新参加工作人员单独从事危险性工作。

1.2.2 应结合生产实际,经常性开展多种形式的安全思想教育,提高员工安全防护意识,掌握安全防护知识和伤害事故发生时的自救、互救方法。

#### 1.3 加强对外包工程人员管理

1.3.1 加强对各项承包工程的安全管理,明确业主、监理、承包商的安全责任,并根据有关规定严格考核,做到管理严格,安全措施完善。

1.3.2 在有危险性的电力生产区域(如有可能引发火灾、爆炸、触电、高空坠落、中毒、窒息、机械伤害、烧烫伤等人员、电网、设备事故的场所)作业,发包方应事先进行安全技术

交底，要求承包方制定安全措施，并配合做好相关安全措施。

1.4 加强安全工器具管理。认真落实安全生产各项组织措施和技术措施，配备充足的、经国家或省、部级质检机构检测合格的安全工器具和防护用品，并按照有关标准、规程要求定期检验，坚决淘汰不合格的工器具和防护用品，提高作业安全保障水平。

## 2 防止系统稳定破坏事故

### 2.1 加强电网规划和建设

2.1.1 加强电网规划设计工作，制定完备的电网发展规划和实施计划，尽快强化电网薄弱环节，确保电网结构合理、运行灵活和坚强可靠。

2.1.2 合理规划电源接入点。受端系统应具有多个方向的多条受电通道，每条通道的输送容量不应超过受端系统最大负荷的 10%--15%。

2.1.3 发电厂不应装设构成电磁环网的联络变压器。

2.1.4 一次设备投入运行时，相关继电保护、安全自动装置、稳定措施和电力专用通信配套设施等应同时投入运行。

2.1.5 加强系统稳定控制和保障电网安全最后防线措施的设计研究工作，稳定控制措施设计应与系统设计同时完成。合理设计稳定控制措施和失步、低频、低压等解列措施，合理、足量地设计和实施高频切机、低频减负荷及低压减负荷方案。

2.1.6 加强 110kV 及以上电压等级母线、220kV 及以上电压等级主设备快速保护建设。220kV 及以上电压等级变压器、高抗等主设备的微机保护应按双重化配置，220kV 及以上环网运行线路应配置双重化全线速动保护，必要时 500(330)kV 及枢纽 220kV 厂站母线采用双重化母差保护配置。

### 2.2 电网安全运行管理和技术措施

2.2.1 严格执行各项电网运行控制要求，禁止超稳定极限值运行。电网一次设备故障后，应按照故障后方式电网运行控制的要求，尽快将相关设备的潮流（或发电机出力、电压等）控制在规定值以内。须按照电网运行控制要求进行控制的设备，应通过调度机构 EMS 系统实现实时在线监测，并应有越限告警功能。

2.2.2 电网正常运行中，必须按照有关规定留有一定的旋转备用容量。

2.2.3 避免和消除严重影响系统安全稳定运行的电磁环网。在高一级电压网络建设初期，对于暂不能消除的影响系统安全稳定运行的电磁环网，应采取必要的稳定控制措施，同时应采取后备措施限制系统稳定破坏事故的影响范围。

2.2.4 电网联系较为薄弱的省级电网之间及区域电网之间宜采取自动解列等措施，防止一侧系统发生稳定破坏事故时扩展到另一侧系统。特别重要的系统（政治、经济、文化中心）应采取自动措施防止相邻系统发生事故时直接影响到本系统的安全稳定运行。

2.2.5 电网运行控制极限管理是保障系统安全稳定运行的重要手段，应认真做好电网运行控制极限管理，根据系统发展变化情况，及时计算和调整电网运行控制极限。

2.2.6 加强并网发电机组涉及电网安全稳定运行的励磁系统、PSS（电力系统稳定器）和调速系统的运行管理，其参数设置、设备投停、设备改造等必须满足接入电网安全稳定运行要求。

2.2.7 加强稳定控制措施及保障系统安全最后防线运行措施的运行管理，低频、低压减负荷装置和其它安全自动装置应足额投入。应密切跟踪系统变化情况，及时调整稳定控制措施，完善失步、低频、低压解列等安全自动装置的配置，做好相应定值管理、检修管理和运行维护工作。

2.2.8 避免 220kV 及以上电压等级线路、枢纽厂站的母线、变压器等设备无快速保护运行。母线无母差保护时，应尽量减少无母差保护运行时间并严禁安排母线及相关元件的倒闸操作。受端系统枢纽厂站继电保护定值整定困难时，应侧重防止保护拒动。

2.2.9 加强开关设备运行维护和检修管理，确保能够快速、可靠地切除故障。对于 500kV（330 kV）厂站、220kV 枢纽厂站分闸时间分别大于 50 ms、60 ms 的开关设备，应尽快通过检修或技术改造提高其分闸速度，对于经上述工作后分闸时间仍达不到以上要求的开关要尽快进行更换。

### 2.3 加强系统稳定计算分析

2.3.1 重视和加强系统稳定计算分析工作。规划、设计和调度部门必须严格按照《电力系统安全稳定导则》和相关规定要求的深度进行系统安全稳定计算分析，并根据计算分析情况合理安排运行方式，适时调整控制策略，不断完善相关电网安全稳定控制措施。

2.3.2 电网调度部门确定的电网运行控制极限值，一般按照相关规定在计算极限值的基础上留有一定的稳定储备，在系统设计阶段计算线路（或断面）输送能力时应考虑这一因素。

2.3.3 在系统规划设计和电网运行有关稳定计算中，发电机组均应采用详细模型，以正确反映系统动态稳定特性。

2.3.4 应保证系统设计和电网运行有关稳定计算模型和参数的准确性和一致性，系统规划计算中对现有电力系统以外部分可采用典型详细模型和参数。

2.3.5 加强有关计算模型、参数的研究和实测工作，并据此建立系统计算的各种元件、控制装置及负荷的详细模型和参数。并网发电机组的保护定值必须满足电网安全稳定运行的要求。

### 2.4 防止系统电压崩溃

为防止系统电压崩溃，应全面贯彻执行《电力系统安全稳定导则》（DL755 - 2001）、《电力系统电压和无功电力技术导则》（SD325-1989）、《国家电网公司电力系统无功补偿配置技术原则》（国家电网生[2004]435 号），并提出如下要求：

2.4.1 在电网规划设计中，必须同步进行无功电源及无功补偿设施的规划设计。无功电源及无功补偿设施的配置应确保无功电力在负荷高峰和低谷时段均能分(电压)层、分(供电)区基本平衡，并具有灵活的无功调整能力和足够的检修、事故备用容量。受端系统应具有足够的无功储备和一定的动态无功补偿能力。

2.4.2 并网机组额定出力时，滞相功率因数应不低于 0.9。新机组满负荷时进相额定功率因数应不低于-0.95，老机组应不低于-0.97。

2.4.3 电网主变压器最大负荷时高压侧功率因数不应低于 0.95，最小负荷时不应高于 0.95。

2.4.4 100kVA 及以上高压供电的电力用户，在用电高峰时段变压器高压侧功率因数应不低于 0.95；其他电力用户功率因数应不低于 0.9。

2.4.5 电网局部电压发生偏差时，应首先调整该局部厂站的无功出力，改变该点的无功平衡水平。当母线电压低于调度部门下达的电压曲线下限时，应闭锁接于该母线的变压器分头。

2.4.6 发电厂、变电站电压监测系统和 EMS 系统应保证有关测量数据的准确性。中枢纽点电压超出电压合格范围时，必须及时向运行人员告警。

2.4.7 电网应保留一定的无功备用容量，以保证正常运行方式下，突然失去一回线路、一台最大容量无功补偿设备或本地区一台最大容量发电机(包括发电机失磁)时，能够保持电压稳定。无功事故备用容量，应主要储备于发电机组、调相机和静止型动态无功补偿设备。

2.4.8 在电网运行中，当系统电压持续降低并有进一步恶化趋势时，必须采取果断措施，及时进行拉路限电，防止发生系统电压崩溃事故。

## 3 防止机网协调事故

### 3.1 加强发电机组与电网密切相关设备的管理

3.1.1 并网电厂涉及电网安全稳定运行的励磁系统和调速系统、继电保护和安全自动装置、高压侧或升压站电气设备、调度通信和自动化设备等应纳入电力系统统一规划、设计、运行管理，其技术性能和参数应达到国家及行业有关标准要求，其技术规范应满足所接入电网要

求，并应达到技术监督及安全性评价的要求。

3.1.2 根据电网安全稳定运行的需要，200MW 及以上火力发电机组和 90MW 及以上水轮发电机组应配置电力系统安全稳定器（PSS），以改善系统阻尼特性。

3.1.3 200MW 及以上并网机组的高频率、低频率保护，过电压、低电压保护，过激磁保护，失磁保护，失步保护，阻抗保护及振荡解列装置、发电机励磁系统（包括 PSS）等设备（保护）定值必须经有关调度部门审定。其中机组低频率保护的定值应低于系统低频减载的最低一级定值，机组低电压保护定值应低于系统（或所在地区）低压减载的最低一级定值。

3.2 加强发电机组一次调频的运行管理。并网发电机组的一次调频功能参数应按照电网运行的要求进行整定，一次调频功能应按照电网有关规定投入运行。

### 3.3 加强发电机组的参数管理

机组并网调试前三个月，发电厂应向相应调度部门提供电网计算分析所需的主设备（发电机、变压器等）参数、二次设备（CT、PT）参数及保护装置技术资料以及励磁系统（包括 PSS）调速系统技术资料（包括原理及传递函数框图）等。发电厂应经静态及动态试验验证定值整定正确，并向调度部门提供整定调试报告。同时，发电厂应根据有关调度部门电网稳定计算分析要求，开展励磁系统（包括 PSS）调速系统、原动机的建模及参数实测工作，并将试验报告报有关调度部门。

### 3.4 发电机非正常及特殊运行方式下的要求

#### 3.4.1 发电机应具备进相运行能力。

3.4.1.1 100MW 及以上火电机组在额定出力时，功率因数应能达到超前 0.95 ~ 0.97。励磁系统应采用可以在线调整低励限制的微机励磁装置。

3.4.1.2 发电厂应根据发电机进相试验绘制指导实际进相运行的 P-Q 图，编制相应的进相运行规程，并根据电网调度部门的要求进相运行。发电机应能监视双向无功功率和功率因数。根据可能的进相深度，当静稳定成为限制进相因素时，应监视发电机功角进相运行。

3.4.2 新投产的大型汽轮发电机应具有一定的耐受带励磁失步振荡的能力。发电机失步保护应考虑既要防止发电机损坏又要减小失步对系统和用户造成的危害。为防止失步故障扩大为电网事故，应当为发电机解列设置一定的时间延迟，使电网和发电机具有重新恢复同步的可能性。

3.4.3 发电厂应制定完备的发电机带励磁失步振荡故障的应急措施，并按有关规定作好保护定值整定，包括：

a) 当失步振荡中心在发电机 - 变压器组内部时，应立即解列发电机。

b) 当发电机电流低于三相出口短路电流的 60% ~ 70% 时（通常振荡中心在发电机 - 变压器组外部），发电机组应允许失步运行 5 ~ 20 个振荡周期。此时，应立即增加发电机励磁，同时减少有功负荷，切换厂用电，延迟一定时间，争取恢复同步。

#### 3.4.4 发电机失磁异步运行

3.4.4.1 严格控制发电机组失磁异步运行的时间和运行条件。根据国家有关标准规定，不考虑对电网的影响时，汽轮发电机应具有一定的失磁异步运行能力，但只能维持发电机失磁后短时运行，此时必须快速降负荷。若在规定的短时运行时间内不能恢复励磁，则机组应与系统解列。

3.4.4.2 发电机失去励磁后是否允许机组快速减负荷并短时运行，应结合电网和机组的实际情况综合考虑。如电网不允许发电机无励磁运行，当发电机失去励磁且失磁保护未动作时，应立即将发电机解列。

#### 3.4.5 频率异常

3.4.5.1 为防止频率异常时发生电网崩溃事故，发电机组应具有必要的频率异常运行能力。正常运行情况下，汽轮发电机组频率异常允许运行时间应满足以下要求：

表 1 汽轮发电机组频率异常允许运行时间

频率范围 (Hz) 允许运行时间

累计 (min) 每次 (sec)

51.0 以上 ~ 51.5 >30 >30

50.5 以上 ~ 51.0 >180 >180

48.5 ~ 50.5 连续运行

48.5 以下 ~ 48.0 >300 >300

48.0 以下 ~ 47.5 >60 >60

47.5 以下 ~ 47.0 >10 >20

47.0 以下 ~ 46.5 >2 >5

3.4.5.2 电网低频减载装置的配置和整定，应保证系统频率动态特性的低频持续时间符合相关规定，并有一定裕度。发电机组低频保护定值可按汽轮机和发电机制造厂有关规定进行整定，但不得低于表 1 所列的每次允许时间。

#### 4 防止电气误操作事故

为防止电气误操作事故，应全面落实《国家电网公司电力安全工作规程》（国家电网安监〔2005〕83 号）《防止电气误操作装置管理规定》（国家电网生〔2003〕243 号文）及其他有关规定，并提出如下要求：

##### 4.1 加强防误操作管理

4.1.1 切实落实防误操作工作责任制，各单位应设专人负责防误装置的运行、检修、维护、管理工作。防误装置的检修、维护管理应纳入运行、检修规程范畴，与相应主设备统一管理。

4.1.2 加强运行、检修人员的专业培训，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。

4.1.3 严格执行调度命令。倒闸操作时，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。

4.1.4 应制订和完善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，确保防误闭锁装置正常运行。

4.1.5 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，必须履行批准手续；短时间退出防误闭锁装置时，应经值长或变电站站长批准，并按要求尽快投入运行。

##### 4.2 完善防误操作技术措施

4.2.1 新、扩建变电工程及主设备经技术改造后，防误闭锁装置应与主设备同时投运。

4.2.2 断路器或刀闸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。

4.2.3 防误装置电源应与继电保护及控制回路电源独立。

4.2.4 采用计算机监控系统时，远方、就地操作均应具备防止误操作闭锁功能。利用计算机实现防误闭锁功能时，其防误操作规则必须经本单位电气运行、安监、生技部门共同审核，经主管领导批准并备案后方可投入运行。

4.2.5 成套高压开关柜五防功能应齐全、性能良好。开关柜出线侧宜装设带电显示装置，带电显示装置应具有自检功能，并与线路侧接地刀闸实行联锁；配电装置有倒送电源时，间隔网门应装有带电显示装置的强制闭锁。

4.3 加强对运行、检修人员防误操作培训，使其掌握防误装置的原理、性能、结构和操作程序，能熟练操作和维护。

#### 5 防止枢纽变电站全停事故

## 5.1 完善枢纽变电站一次设备

5.1.1 枢纽变电站在非过渡阶段应有三条以上输电通道，在站内部分母线或一条输电通道检修情况下，发生 N-1、N-2 故障时不应出现变电站全停的情况。

5.1.2 枢纽变电站宜采用双母分段接线或 3/2 接线方式。根据电网结构的变化，应满足变电站设备的短路容量。

5.1.3 严格按照有关标准进行开关设备选型，对运行中不符合有关标准的开关应及时进行改造，在改造以前应加强对设备的运行监视和试验。

## 5.2 防止直流系统故障造成枢纽变电站全停

5.2.1 枢纽变电站直流系统应充分考虑设备检修时的冗余，应采用两组蓄电池、三台充电机的方案，每组蓄电池和充电机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。

5.2.2 直流母线应采用分段运行方式，每段母线分别由独立的蓄电池组供电，并在两段直流母线之间设置联络开关，正常运行时该开关处于断开位置。

5.2.3 加强直流保险管理，直流保险应按有关规定分级配置。直流保险/熔断器必须采用质量合格的产品，防止因直流保险熔断而扩大事故。

5.2.4 严格直流专用空气开关的分级配置管理，防止因直流开关不正常脱扣造成事故扩大。保护装置应采用直流专用空气开关。

5.2.5 严格蓄电池组的运行维护管理，防止运行环境温度过高或过低造成蓄电池组损坏。

## 5.3 防止继电保护误动造成枢纽变电站全停

5.3.1 为提高继电保护的可靠性，重要线路和设备必须坚持按双重化配置互相独立保护的原则。传输两套独立的主保护通道相对应的电力通信设备也应为两套完整独立的、两种不同路由的通信系统，其相应的通信监控监测信息应被采集汇总到上一级调度（通信）机构的通信监控主站系统。

5.3.2 在各类保护装置接于电流互感器二次绕组时，应考虑到既要消除保护死区，同时又要尽可能减轻电流互感器本身故障时所产生的影响。

5.3.3 继电保护及安全自动装置应选用抗干扰能力符合有关规程规定的产品，并采取必要的抗干扰措施，防止继电保护及安全自动装置在外界电磁干扰下不正确动作造成枢纽变电站全停。

## 5.4 防止母线故障造成枢纽变电站全停

5.4.1 对于双母线接线方式的变电站，在一条母线停电检修及恢复送电过程中，必须做好各项安全措施，防止全站停电。对检修或事故跳闸停电的母线进行试送电时，应首先考虑用外来电源送电。

5.4.2 定期对枢纽变电站支柱绝缘子，特别是母线支柱绝缘子、隔离刀闸支柱绝缘子进行检查，防止绝缘子断裂引起母线事故。

5.4.3 变电站带电水冲洗工作必须保证水质要求，并严格按照《带电水冲洗实施导则》规范操作，母线冲洗时要投入可靠的母差保护。

## 5.5 防止运行操作不当造成枢纽变电站全停

5.5.1 运行人员必须严格执行电网运行有关规程、规定。操作前要认真核对接线方式，检查设备状况。严肃“两票三制”制度，操作中禁止跳项和漏项。

5.5.2 加强防误闭锁装置的运行和维护管理，确保防误闭锁装置正常运行。微机五防闭锁装置的电脑钥匙必须按照有关规定严格管理。

5.5.3 在倒闸操作过程中，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母线，防止产生谐振过电压。

## 6 防止输电线路事故

为防止输电线路事故的发生，应严格执行国家电网公司《预防 110（66）kV～500kV 架空输电线路事故措施》（国家电网生[2004]641 号）《110（66）kV～500kV 架空输电线路技术监督规定》（国家电网生技[2005]174 号）及其它有关规定，并提出以下重点要求：

#### 6.1 设计阶段应注意的问题

6.1.1 加强设计、基建及运行单位的沟通，充分听取运行单位的意见。条件许可时，运行单位应从设计阶段介入工程。

6.1.2 充分考虑特殊地形、气象条件的影响，尽量避开重冰区及易发生导线舞动的地区，并合理选取杆塔型式及强度。对易覆冰、风口、高差大的地段，宜缩短耐张段长度，同时杆塔设计应留有裕度。

6.1.3 线路应尽可能避开矿场采空区等可能引起杆塔倾斜、沉陷的地区。

6.1.4 220kV 及以上新建线路在农田、繁华地段不宜采用拉线塔。

6.1.5 45 度及以上转角塔的外角侧宜使用双串瓷或玻璃绝缘子，以避免风偏放电。

6.1.6 设计阶段应因地制宜开展防雷设计，适当提高输电线路防雷水平。对 500kV 线路及重要电源线，防雷保护角应不大于 10 度。

6.1.7 做好防洪、防汛设计。输电线路应按 50 年一遇防洪标准进行设计。对可能遭受洪水、暴雨冲刷的杆塔应采取可靠的防汛措施；铁塔的基础护墙要有足够强度，并有良好的排水措施。

6.1.8 对于重要的直线型交叉跨越塔，包括跨越 110kV 及以上线路、铁路、高等级公路和高速公路、通航河流等，应采用双悬垂串、V 型或八字型绝缘子串结构，并尽可能采用双独立挂点。

6.1.9 线路设计中应考虑防止导地线断线的措施，对导地线、拉线金具有明确要求。

6.1.10 加强杆塔防盗设计，110kV 及以上电压等级输电线路杆塔 8 米及以下宜采用防盗螺栓。

6.1.11 使用复合绝缘子时，应综合考虑线路的防雷、防风偏、防鸟害等项性能。城区线路应慎用玻璃绝缘子，以防止自爆伤人。

#### 6.2 基建阶段应注意的问题

6.2.1 线路器材应符合标准和设计要求，不允许使用不合格产品。

6.2.2 塔材、金具、绝缘子、导线等材料在运输、保管和施工过程中，应妥善加以保管，严防硌压产生宏观压痕。

6.2.3 复合绝缘子相对易于破损，在施工中应避免损坏复合绝缘子的伞裙、护套及端部密封，严禁人员沿复合绝缘子上下导线。

6.2.4 严格按照设计要求进行施工，隐蔽工程应经监理单位、建设单位和运行单位质量验收合格后方可掩埋，否则严禁立杆塔、放线。

6.2.5 砼杆应有埋入深度标识。新建线路在选用砼杆时，应采用在根部标有明显埋入深度标识的、符合设计要求的砼杆，为施工及验收工程质量提供直观可靠的检测依据，并为提高运行维护质量提供有效手段。

#### 6.3 运行中应注意的问题

6.3.1 各单位应结合本单位实际制定倒杆塔、断线等事故的反事故预案，并在材料、人员上给予落实。

##### 6.3.2 加强线路巡视

6.3.2.1 严格按照有关规定进行线路巡视，在恶劣气象条件发生后应组织特巡。

6.3.2.2 大负荷期间应增加夜巡，并积极开展红外测温工作，以有效检测接续金具（例如：压接管、耐张线夹等）的连接状况。

6.3.2.3 加强新技术、新设备的使用和推广，积极采用先进的智能巡检系统，条件许可时应



开展直升机巡线工作。

6.3.3 及时处理线路缺陷，尽量缩短线路带缺陷运行时间。

6.3.4 加强铁塔构件、金具、导地线等设备腐蚀的观测和技术监督。应按照《架空送电线路运行规程》(DL/741-2001)的要求，对于运行年限较长、出现腐蚀严重、有效截面损失较多、强度下降严重的，积极开展防腐处理，必要时进行更换。

6.3.5 防止外力破坏

6.3.5.1 可能引起误碰线路的区段，应悬挂限高警示牌或采取其它有效警示手段。

6.3.5.2 积极争取地方政府和公安部门的支持，充分发挥电力企业保卫部门的作用，积极宣传《电力法》、《电力设施保护条例》，开展群众护线工作，严厉打击盗窃线路器材的犯罪行为。

## 7 防止输变电设备污闪事故

为防止发生输变电设备污闪事故，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绝缘选择标准》(GB/T16434)，并提出以下重点要求：

### 7.1 设计与基建阶段应注意的问题

7.1.1 应加强设计、基建、运行及科研单位的沟通和协调，并充分听取运行单位及电力科研单位的意见。

7.1.2 新建和扩建输变电设备的外绝缘配置应以污区分布图为基础，并综合考虑环境污染变化因素。对于一、二级污区，可采用比污区图提高一级配置原则；对于三级污区，应结合站址具体位置周围的污秽和发展情况，对需要加强防污措施的，在设计和建设阶段充分考虑采用大爬距定型设备，同时结合采取防污闪涂料或防污闪辅助伞裙等措施；对于四级污区，应在选站和选线阶段尽量避让。如不能避让，应在设计和建设阶段考虑设备型式的选择，变电站可以考虑采用 GIS 或 HGIS 等设备或者全户内变电站（应进行技术经济比较），线路可以考虑采用大爬距定型设备，同时结合采取防污闪涂料等措施。

7.1.3 绝缘子覆冰闪络是污秽闪络的一种特殊形式。重冰区绝缘设计应采用增强绝缘、V 型串、不同盘径绝缘子组合等形式，通过增加绝缘子串长、阻碍冰棱桥接以及改善融冰状况下导电水膜形成条件，防止冰闪事故。

7.1.4 加强绝缘子全过程管理，全面规范选型、招标、监造、验收及安装等环节，确保使用设计合理、质量合格的绝缘子。

### 7.2 运行阶段应注意的问题

7.2.1 完善防污闪管理体系，明确和落实防污闪主管领导和专责人的具体职责。

7.2.2 及时修订污区分布图。定期开展盐密测量、污源调查和运行巡视工作，及时修订污区分布图。目前，盐密测量应按照国家电力公司《关于开展‘用饱和盐密修订电网污区分布图’工作的通知》（发输电输[2002]168 号）的要求，逐步过渡到按 3～5 年的积污量取值。

#### 7.2.3 调爬与清扫

7.2.3.1 运行设备外绝缘爬距原则上应与污秽等级相适应。对于不满足污秽等级要求的应予以调整；如受条件限制不能调整的，应采取必要的防污闪补救措施。

7.2.3.2 加强设备清扫工作，落实“清扫责任制”和“质量检查制”，其中应重点关注自洁性能较差的绝缘子（如钟罩式绝缘子）。站内带电水冲洗工作必须严格执行《带电水冲洗规程》，有关操作人员必须经培训合格。

7.2.3.3 在调爬和清扫中应防止在局部留下防污漏洞或死角，如具有多种绝缘配置的线路中相对薄弱的区段，配置过于薄弱的耐张绝缘子，输、变电结合部等。

#### 7.2.4 绝缘子使用注意事项

##### 7.2.4.1 玻璃绝缘子与瓷绝缘子

对于盘形悬式玻璃绝缘子自爆和瓷绝缘子零值问题，一方面应坚持定期检测和更换，另一方

面对劣化率高于《盘形悬式绝缘子劣化检测规程》的，应结合生产厂家、产品批次、运行时间、运行条件等因素进行综合分析，必要时应全部更换，并与设计、基建及生产厂家及时交换信息。

#### 7.2.4.2 复合绝缘子

应严格执行《标称电压高于 1000V 交流架空线路用复合绝缘子使用导则》(DL/T864-2004)的有关规定，并注意以下事项：

7.2.4.2.1 在合成绝缘子存放期间及安装过程中，严禁任何可能损坏绝缘子的行为；在安装合成绝缘子时，严禁反装均压环。

7.2.4.2.2 使用合成绝缘子进行防污调爬时，应综合考虑线路的防雷、防风偏、防鸟害等性能。

7.2.4.2.3 对运行中的合成绝缘子应参照“盐密监测点”设置一定数量的“憎水性监测点”，定期检测绝缘子憎水性，以分析该批产品的外绝缘状况。对于严重污秽地区的复合绝缘子宜进行表面电蚀损检查。在进行杆塔防腐处理时，应防止防腐漆滴落到复合绝缘子表面。

7.2.4.2.4 应定期换下一定比例的复合绝缘子做全面性能试验。对于确定性能已明显老化、不能确保安全运行的产品批次应及时更换。

#### 7.2.4.3 防污闪涂料与防污闪辅助伞裙

绝缘子表面涂覆“RTV 防污闪涂料”和加装“防污闪辅助伞裙”是防止变电设备污闪的重要补充措施，其使用应分别符合《电力系统用常温固化硅橡胶防污闪涂料》(DL/T627-200x)和《防污闪辅助伞裙使用指导性意见》(调网[1997]130号)的要求，其中避雷器不宜单独加装辅助伞裙，但可将辅助伞裙与防污闪涂料结合使用。

#### 7.2.5 户内绝缘子防污闪要求

室内设备外绝缘爬距的设计及调整应符合《户内绝缘子运行条件》(DL/T729)的要求，并结合室内实际情况确定相应的防污闪措施。

### 8 防止直流输电和换流设备事故

#### 8.1 防止换流阀损坏事故

8.1.1 加强换流阀设计、制造、安装到投运的全过程管理，明确专责人员及其职责。

8.1.2 对于高压直流系统换流阀设备，应进行赴厂监造和验收。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。

8.1.3 每个换流阀中必须增加一定数量的晶闸管级。各阀中的冗余晶闸管级数，应不小于 12 个月运行周期内损坏的晶闸管级数的期望值的 2.5 倍，也不应少于 2 至 3 个晶闸管级。

8.1.4 在换流阀的设计、制造和安装中，应能消除任何原因导致的火灾，并消除火灾在换流阀内蔓延的可能性。阀内的非金属材料应为阻燃材料，并具有自熄灭性能。所有塑料材料中应添加足够的阻燃剂，但不应降低材料的机械强度和电气绝缘特性等必备物理特性。

8.1.5 为防止阀厅发生火灾事故，应加强火情早期检测，宜选用响应时间快、灵敏度高的检测设备。检测设备的固定应采用韧性材料，严防管道脱落。

8.1.6 应保证换流阀冷却系统在运行时无漏水和堵塞情况。阀的结构应能保证泄漏出的液体自动沿沟槽流出，离开带电部件，汇流至检测器并报警。

8.1.7 冷却系统必须配备完善的漏水监视和保护措施，确保及时测量冷却系统故障，并发出报警。当有灾难性泄漏时，必须自动断开换流器电源以防止换流阀损坏。应避免冷却系统漏水、冷却水中含杂质以及冷却系统腐蚀等原因导致的电弧和火灾。

8.1.8 完善自动监视功能，包括阀避雷器动作和阀漏水检测功能。

8.1.9 定期清扫阀塔内部件，包括电阻、电容、电感、可控硅及其冷却器、防火隔板、水管、光纤盒、悬吊螺杆、工作平台、屏蔽罩等设备，需擦拭均匀，保证阀塔内电位分布均匀。

8.1.10 可控硅试验须使用专用试验仪器。具体试验项目有：短路试验、阻抗试验、触发试验、

保护性触发试验、恢复保护试验和反向耐压试验。

## 8.2 防止换流变压器（平波电抗器）事故

8.2.1 加强对设备从选型、订货、验收到投运的全过程管理，明确专责人员及其职责。

8.2.2 严格按照有关规定对新购设备进行验收，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。

8.2.3 定购设备前，应向厂家索取做过突发短路试验变压器的试验报告或抗短路能力动态计算报告；在设计联络会前，应取得所定购变压器的抗短路能力计算报告。

8.2.4 换流变和平抗应赴厂监造和验收，并按照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。

8.2.5 工厂试验时应将供货的套管安装在换流变（平抗）上进行试验，所有附件出厂时均应按实际使用方式经过整体预装，厂家应提供主要材料和附件的工厂试验报告和生产厂家出厂试验报告。

8.2.6 认真执行交接试验规程。设备在出厂和投运前，应做低电压短路阻抗测试或用频响法测试绕组变形以作原始记录；在安装和大修后须进行现场局部放电试验。

8.2.7 换流变压器在运输过程中，必须使用具有时标且有合适量程的三维冲击记录仪；换流变压器在更换就位过程中宜使用具有时标且有合适量程的三维冲击记录仪。经相关单位共同验收后，用户方保留记录纸。

8.2.8 加强设备重瓦斯保护的运行管理。在正常运行过程中，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，并经有关主管领导批准。

8.2.9 加强变压器（平抗）油的质量控制。在运行中应严格执行有关标准，完善在线色谱分析功能。工作现场应具有色谱分析装置和试验分析人员，以做到及时检测。

8.2.10 完善变压器（平抗）的消防设施，定期进行维护、试验。

## 8.3 防止直流开关事故

8.3.1 以交流断路器的单相单元作为基础的直流高速开关或直流断路器，应满足交流断路器的技术要求，并适当改进以满足用作直流开关的不同要求。

8.3.2 直流高速开关或直流断路器利用金属氧化物避雷器作为电流转换的消能元件时，应提供并联接入的避雷器吸收的总能量及分流控制指标（包括避雷器多柱和多芯间的分流）。

8.3.3 对于弹簧操作机构，应加强弹簧、轴、销的防腐防锈，每年应检查并记录弹簧拉伸长度，防止因弹簧断裂造成开关事故。

8.3.4 开关设备应按照规定的检修周期，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。

8.3.5 严格执行交接预试规程，测量断路器分合闸最低动作电压，防止出现断路器拒动及误动事故。

8.3.6 应充分发挥 SF<sub>6</sub> 气体质量监督管理中心的作用，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 SF<sub>6</sub> 压力表和密度继电器的定期校验。

8.3.7 加强开关充电装置的维护工作，应按照规定检修周期进行检修维护，防止开关因充电装置故障误动和拒动。

## 8.4 防止直流穿墙套管事故

8.4.1 对于 SF<sub>6</sub> 绝缘套管，应配置相应的气体密度（或压力）监视装置，在低于设备要求值时，可靠退出运行。

8.4.2 定期对套管进行维护，检查 SF<sub>6</sub> 气体密度监视装置和压力计。

8.4.3 坚持“逢停必扫”原则，保持套管的外绝缘水平，防止耐污水平下降。

## 8.5 防止绝缘子放电事故

8.5.1 换流站户外垂直套管爬距应满足运行要求，防止不均匀湿闪事故发生。

8.5.2 变电设备外绝缘配置必须达到污秽等级要求，有关防污改造可采取更换防污设备或涂防污涂料等措施。

8.5.3 密切跟踪换流站周围污染源盐密值的变化情况，据此及时调整所处地区的污秽等级，并采取相应措施使设备爬电比距与所处地区的污秽等级相适应。

8.5.4 为防止户内支持绝缘子污闪放电，在外绝缘爬距符合《户内设备技术条件》的同时，必须保证户内直流场空调通风系统的运行，并根据季节气候变化，调节和保持合适的温度和湿度。

8.5.5 积极开展绝缘子超声波探伤和带电裂纹检测工作，以及时发现缺陷，防止事故发生。

## 8.6 防止直流控制保护设备事故

8.6.1 直流系统控制保护应至少采用完全双重化配置，每套控制保护应有独立的硬件设备，包括专用电源、主机、输入输出电路和保护功能软件。

8.6.2 直流保护应采用分区重叠布置，每一区域或设备至少设置双重化的主、后备保护。

8.6.3 直流保护系统的结构设计应避免单一元件的故障引起直流保护误动跳闸。如果双/多重化直流保护系统相互独立，之间不采用切换方式防误动，则每套保护必须有完善的防误动措施，实现防误动逻辑的硬件应与实现保护逻辑的硬件相互独立。

8.6.4 应充分发挥技术管理的职能作用，加大直流控制保护技术监督力度，有针对性地指导运行维护单位加强控制保护工作。

8.6.5 有关控制系统软件及参数的修改须经主管部门的同意。保护策略、参数及现场二次回路变更须经相关保护管理部门同意。

## 9 防止大型变压器损坏事故

为防止大型变压器损坏事故，应严格执行国家电网公司《预防 110（66）kV～500kV 油浸式变压器（电抗器）事故措施》（国家电网生[2004]641 号）《110（66）kV～500kV 油浸式变压器（电抗器）技术监督规定》（国家电网生技[2005]174 号）等有关规定，并提出以下重点要求：

### 9.1 加强变压器的全过程管理

9.1.1 加强变压器选型、定货、验收及投运的全过程管理。应选择具有良好运行业绩和成熟制造经验生产厂家的产品。在设备订购前，应向生产厂家索取做过相似变压器突发短路试验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动态计算报告，并进行核算工作。

9.1.2 严格按有关规定对新购变压器进行验收，确保变压器按订货合同要求进行制造、安装、试验。

9.1.3 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，有关监造关键控制点应在合同中予以明确。监造验收工作结束后，监造人员应提交监造报告，并作为设备原始资料存档。

### 9.2 相关试验和运输要求

#### 9.2.1 出厂试验要求

9.2.1.1 测量电压为  $1.5U_m$  时，220kV 及以上电压等级变压器的局部放电试验的放电量：自耦变压器中压端不大于 200pC，高压端不大于 100pC；其他变压器不大于 100pC。

9.2.1.2 测量电压为  $1.5U_m$  时，110kV 电压等级变压器的局部放电试验放电量不大于 100pC。

9.2.1.3 500kV 变压器应分别在油泵全部停止和全部开启时(除备用油泵)进行局部放电试验。

9.2.2 应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经过整体预装。

9.2.3 认真执行交接试验规程。110kV 及以上电压等级变压器在出厂和投产前，应用频响法

测试绕组变形或做低电压短路阻抗测试以留原始记录。220kV 及以上电压等级或 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；110kV 电压等级的变压器在新安装时，如有条件宜进行现场局部放电试验。220kV 及以上电压等级变压器进行涉及变压器绝缘部件或线圈的大修后，应进行现场局部放电试验。

9.2.4 大型变压器在运输过程中，应按照相应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、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。

### 9.3 防止变压器绝缘事故

9.3.1 加强变压器运行巡视，其中应特别注意变压器冷却器潜油泵负压区出现的渗漏油。

9.3.2 新安装和大修后的变压器应严格按照有关标准或厂家规定真空注油和热油循环，真空度、抽真空时间、注油速度及热油循环时间、温度均应达到要求。对有载分接开关的油箱应同时按照相同要求抽真空。

9.3.3 装有密封胶囊或隔膜的大容量变压器，必须严格按照制造厂说明书规定的工艺要求进行注油，防止空气进入，并结合大修或停电对胶囊和隔膜的完好性进行检查。

9.3.4 对薄绝缘、铝线圈及运行超过 20 年的变压器，应加强技术监督工作。如发现严重缺陷，变压器本体不宜再进行改造性大修，对更换下来的变压器也不应再迁移安装。

9.3.5 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，在取样试验合格后，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按照 GB/T7595-2000 的规定执行。

9.3.6 每年应至少进行一次红外成像测温检查。

### 9.4 防止分接开关事故

9.4.1 无励磁分接开关在改变分接位置后，必须测量使用分接的直流电阻和变比，合格后方可投运。

9.4.2 加强有载分接开关的运行维护管理。当开关动作次数达到制造厂规定值时，应进行检修，并对开关的切换时间进行测试。

### 9.5 采取措施保证冷却系统可靠运行

9.5.1 潜油泵的轴承应采取 E 级或 D 级，禁止使用无铭牌、无级别的轴承。对强有导向的变压器油泵应选用转速不大于 1500r/min 的低速油泵。对已运行的变压器，其高速泵应进行更换。对于盘式电机油泵，应注意定子和转子的间隙调整，防止铁心的平面摩擦。运行中如出现过热、振动、杂音及严重漏油等异常时，应安排停运检修。

9.5.2 为保证冷却效果，变压器冷却器每 1~2 年应进行一次冲洗，并宜安排在大负荷来临前进行。

9.5.3 强油循环的冷却系统必须配置两个相互独立的电源，并采用自动切换装置，应定期进行切换试验，有关信号装置应齐全可靠。

9.5.4 新建或扩建变压器一般不采用水冷方式。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。对目前正在使用的单铜管水冷却变压器，应始终保持油压大于水压，并加强运行维护工作，同时应采取有效的运行监视方法，及时发现冷却系统泄漏故障。

### 9.6 加强变压器保护管理

9.6.1 变压器本体、有载分接开关的重瓦斯保护应投跳闸。若需退出重瓦斯保护，应预先制定安全措施，并经总工程师批准，限期恢复。

9.6.2 新安装的瓦斯继电器必须经校验合格后方可使用。瓦斯保护投运前必须对信号跳闸回路进行保护试验。

9.6.3 瓦斯继电器应定期校验。当气体继电器发出轻瓦斯动作信号时，应立即检查气体继电器，及时取气样检验，以判明气体成分，同时取油样进行色谱分析，查明原因及时排除。

9.6.4 变压器本体保护应加强防雨、防震措施。

9.6.5 变压器本体保护宜采用就地跳闸方式，即将变压器本体保护通过较大启动功率中间继电器的两付接点分别直接接入断路器的两个跳闸回路，减少电缆迂回带来的直流接地、对微机保护引入干扰和二次回路断线等不可靠因素。

#### 9.7 防止变压器出口短路

9.7.1 应在技术和管理上采取有效措施，改善变压器运行条件，最大限度地防止或减少变压器的出口短路。为减少变压器低压侧出口短路几率，可根据需要在母线桥上装设绝缘热缩保护材料。

9.7.2 110kV 及以上电压等级变压器在遭受出口短路、近区多次短路后，应做低电压短路阻抗测试或用频响法测试绕组变形，并与原始记录进行比较，同时应结合短路事故冲击后的其他电气试验项目进行综合分析。正常运行的变压器应至少每 6 年测一次绕组变形。

#### 9.8 防止套管事故

9.8.1 套管安装就位后，带电前必须进行静放，其中 500kV 套管静放时间应大于 36 小时，110~220kV 套管静放时间应大于 24 小时。

9.8.2 定期对套管进行清扫。

9.8.3 如套管的伞裙间距低于规定标准，应采取加硅橡胶伞裙套等措施，防止污秽闪络和大雨时闪络。在严重污秽地区运行的变压器，可考虑在瓷套涂防污闪涂料等措施。

9.8.4 定期采用红外热成像技术检查运行中套管引出线联板的发热情况及油位，防止因接触不良导致引线过热开焊或缺油引起的套管故障。

9.8.5 作为备品的 110kV 及以上套管，应竖直放置。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受潮。对水平放置保存期超过一年的 110kV 及以上套管，当不能确保电容芯子全部浸没在油面以下时，安装前应进行局部放电试验、额定电压下的介损试验和油色谱分析。

9.8.6 运行人员正常巡视应检查记录套管油位情况，注意保持套管油位正常。套管渗漏油时，应及时处理，防止内部受潮损坏。

#### 9.9 预防变压器火灾事故

9.9.1 按照有关规定完善变压器的消防设施，并加强维护管理，重点防止变压器着火时的事故扩大。

9.9.2 现场进行变压器干燥时，应做好防火措施，防止加热系统故障或线圈过热烧损。

#### 10 防止互感器损坏事故

为防止互感器损坏事故，应严格执行国家电网公司《预防 110(66)kV~500kV 互感器事故措施》(国家电网生[2004]641 号)、《110(66)kV~500kV 互感器技术监督规定》(国家电网生技[2005]174 号)等有关规定，并提出以下重点要求：

10.1 加强对互感器类设备从选型、定货、验收到投运的全过程管理，重要互感器应选择具有较长、良好运行经验的互感器类型和有成熟制造经验的制造厂。

##### 10.2 各类油浸式互感器

###### 10.2.1 选型原则

10.2.1.1 油浸式互感器应选用带金属膨胀器微正压结构型式。

10.2.1.2 所选用电流互感器的动热稳定性能应满足安装地点系统短路容量的要求，特别要注意一次绕组串或并联时的不同性能。

10.2.1.3 电容式电压互感器的中间变压器高压侧不应装设 MOA。

###### 10.2.2 出厂试验要求

10.2.2.1 110kV-500kV 互感器在出厂试验时，应按照各有关标准、规程的要求逐台进行全部出厂试验，包括高电压下的介损试验、局部放电试验、耐压试验。

10.2.2.2 对电容式电压互感器应要求制造厂在出厂时进行  $0.8U_{1n}$ 、 $1.0U_{1n}$ 、 $1.2U_{1n}$  及  $1.5U_{1n}$  的铁磁谐振试验（注： $U_{1n}$  指额定一次相电压，下同）。

### 10.2.3 新安装和大修后互感器的投运

10.2.3.1 互感器安装用构架应有两处与接地网可靠连接。

10.2.3.2 电磁式电压互感器在交接试验和投运前，应进行  $1.5U_m/$ （中性点有效接地系统）或  $1.9U_m/$ （中性点非有效接地系统）电压下的空载电流测量，其增量不应大于出厂试验值的 10%。

10.2.3.3 电流互感器的一次端子所受的机械力不应超过制造厂规定的允许值，其电气联结应接触良好，防止产生过热性故障、防止出现电位悬浮。互感器的二次引线端子应有防转动措施，防止外部操作造成内部引线扭断。

10.2.3.4 已安装完成的互感器若长期未带电运行（110kV 及以上大于半年；35kV 及以下一年以上），在投运前应按照预试规程进行预防性试验。

10.2.3.5 事故抢修安装的油浸式互感器，应保证静放时间。

### 10.2.4 互感器的检修与改造

10.2.4.1 220kV 及以上电压等级的油浸式互感器不应进行现场解体检修。

10.2.4.2 油浸式互感器检修时，应严格执行《互感器运行检修导则》（DL/T727-2000），要注意器身暴露时间不得超过规定，复装时必须真空注油，其中绝缘油应经真空脱气处理。

10.2.4.3 老型带隔膜式及气垫式储油柜的互感器，应加装金属膨胀器进行密封改造。现场密封改造应在晴好天气进行。对尚未改造的互感器应在每年预试或停电检修时，检查顶部密封状况，对老化的胶垫与隔膜应予以更换。对隔膜上有积水的互感器，应对其本体和绝缘油进行有关试验，试验不合格的互感器应退出运行。绝缘性能有问题的老旧互感器，退出运行不再进行改造。

### 10.2.5 运行维护及缺陷处理

10.2.5.1 对硅橡胶套管和加装硅橡胶伞裙的瓷套，应经常检查硅橡胶表面有无放电现象，如果有放电现象应及时处理。

10.2.5.2 运行人员正常巡视应检查记录互感器油位情况。对运行中渗漏油的互感器，应根据情况限期处理，必要时进行油样分析，对于含水量异常的互感器要加强监视或进行油处理。油浸式互感器严重漏油及电容式电压互感器电容单元渗漏油的应立即停止运行。

10.2.5.3 应及时处理或更换已确认存在严重缺陷的互感器。对怀疑存在缺陷的互感器，应缩短试验周期进行跟踪检查和分析查明原因。对于全密封型互感器，油中气体色谱分析仪  $H_2$  单项超过注意值时，应跟踪分析，注意其产气速率，并综合诊断：如产气速率增长较快，应加强监视；如监测数据稳定，则属非故障性氢超标，可安排脱气处理；当发现油中有乙炔大于  $1 \times 10^{-6} \mu L/L$  时，应立即停止运行。对绝缘状况有怀疑的互感器应运回实验室从严进行全面的电气绝缘性能试验，包括局部放电试验。

10.2.5.4 如运行中互感器的膨胀器异常伸长顶起上盖，应立即退出运行。当互感器出现异常响声时应退出运行。当电压互感器二次电压异常时，应迅速查明原因并及时处理。

10.2.5.5 在运行方式安排和倒闸操作中应尽量避免用带断口电容的断路器投切带有电磁式电压互感器的空母线；当运行方式不能满足要求时，应进行事故预想，及早制订预防措施，必要时可装设专门消除此类谐振的装置。

10.2.5.6 当采用电磁单元为电源测量电容式电压互感器的电容分压器  $C_1$  和  $C_2$  的电容量和介损时，必须严格按照制造厂说明书规定进行。

10.2.5.7 为避免油纸电容型电流互感器底部事故时扩大影响范围，应将接母差保护的二次绕组设在一次母线的 L1 侧。

10.2.5.8 根据电网发展情况，应注意验算电流互感器动热稳定电流是否满足要求。若互感器

所在变电站短路电流超过互感器铭牌规定的动热稳定电流值时，应及时改变变比或安排更换。

10.2.5.9 每年至少进行一次红外成像测温等带电监测工作，以及时发现运行中互感器的缺陷。

10.2.5.10 加强油质管理。用户可根据运行经验选用合适的油种。新油运抵现场后，在取样试验合格后，方能注入设备。对运行中油应严格执行有关标准。对不同油种的混油应按照 GB/T7595-2000 的规定执行。

### 10.3 110kV ~ 500kV SF6 绝缘电流互感器

#### 10.3.1 工厂验收及出厂试验要求

10.3.1.1 应重视和规范气体绝缘的电流互感器的监造、验收工作。

10.3.1.2 如具有电容屏结构，其电容屏连接筒应要求采用强度足够的铸铝合金制造，以防止因材质偏软导致电容屏接筒移位。

10.3.1.3 加强对绝缘支撑件的检验控制。

10.3.1.4 出厂试验时各项试验包括局部放电试验和耐压试验必须逐台进行。

#### 10.3.2 运输

10.3.2.1 制造厂应采取有效措施，防止运输过程中内部构件震动移位。用户自行运输时应按制造厂规定执行。

10.3.2.2 运输时应注意防震，可垫放缓冲物体，并按制造厂规定匀速限速行驶。运输时在每台产品上安装振动测试记录仪器，到达目的地后应在各方人员到齐情况下检查振动记录，若振动记录值超过允许值，则产品应返厂检查。

10.3.2.3 运输时所充气压应严格控制在允许的范围。

#### 10.3.3 新安装互感器的投运

10.3.3.1 进行安装时，密封检查合格后方可对互感器充 SF6 气体至额定压力，静置 1h 后进行 SF6 气体微水测量。气体密度表、继电器必须经校验合格。

10.3.3.2 气体绝缘的电流互感器安装后应进行现场老炼试验（老炼试验程序按照国家电力公司发输电输[2002]158 号附件 2 的要求进行）。老炼试验后进行耐压试验，试验电压为出厂试验值的 90%。条件具备且必要时还宜进行局部放电试验。

#### 10.3.4 运行维护

10.3.4.1 1 ~ 4 年应对气体密度继电器进行校验。

10.3.4.2 运行中应巡视检查气体密度表，产品年漏气率应小于 1%。

10.3.4.3 若压力表偏出绿色正常压力区时，应引起注意，并及时按制造厂要求停电补充合格的 SF6 新气。一般应停电补气，个别特殊情况需带电补气时，应在厂家指导下进行。

10.3.4.4 补气较多时（表压小于 0.2Mpa），应进行工频耐压试验（试验电压为出厂试验值的 80 - 90%）。

10.3.4.5 运行中 SF6 气体含水量不应超过 300ppmV，若超标时应尽快退出运行。

10.3.4.6 设备故障跳闸后，应先使用 SF6 分解气体快速测试装置，对设备内气体进行检测，以确定内部有无放电。避免带故障强送再次放电。

## 11 防止开关设备事故

### 11.1 选用高压开关设备的技术措施

11.1.1 所选用的高压开关设备除应满足相关国家标准外，还应符合国家电网公司《交流高压断路器技术标准》、《交流高压隔离开关和接地开关技术标准》、《气体绝缘技术封闭开关设备技术标准》（国家电网生[2004]634 号）及《关于高压隔离开关订货的有关规定（试行）》（生产输电[2004]4 号），不得选用已明令停止生产、使用的各种型号开关设备。

11.1.2 断路器应选用无油化产品，其中真空断路器应选用本体和机构一体化设计制造的产



品。

11.1.3 投切电容器组的开关应选用开断时无重燃及适合频繁操作的开关设备。

11.1.4 隔离开关和接地开关应选用符合国家电网公司《关于高压隔离开关订货的有关规定（试行）》完善化技术要求的产品。

11.1.5 高压开关柜应选用“五防”功能完备的加强绝缘型产品，其外绝缘应满足以下条件：

- 1) 空气绝缘净距离： $\geq 125\text{mm}$ （对 12kV）， $\geq 360\text{mm}$ （对 40.5kV）；
- 2) 爬电比距： $\geq 18\text{mm/kV}$ （对瓷质绝缘）， $\geq 20\text{mm/kV}$ （对有机绝缘）。

11.2 新装和检修后开关设备的有关技术措施

11.2.1 设备的交接验收必须严格执行国家和电力行业有关标准，不符合交接验收标准的设备不得投运。

11.2.2 新装及检修后的开关设备必须严格按照《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》、《电力设备预防性试验规程》、产品技术条件及有关检修工艺的要求进行试验与检查，不合格者不得投运。

11.2.3 断路器在新装和大修后必须测量机械行程特性，并符合有关技术要求。

11.3 预防开关设备运行操作故障的措施

11.3.1 断路器运行中，由于某种原因造成油断路器严重缺油，SF<sub>6</sub> 断路器气体压力异常、液压（气动）操动机构压力异常导致断路器分合闸闭锁时，严禁对断路器进行操作。严禁油断路器在严重缺油情况下运行。油断路器开断故障电流后，应检查其喷油及油位变化情况，当发现喷油时，应查明原因并及时处理。

11.3.2 在对故障掉闸线路实施强送后，无论成功与否，均应对实施强送的断路器进行仔细检查。

11.3.3 断路器在开断故障电流后，值班人员应对其进行巡视检查。

11.3.4 断路器发生拒分时，应立即采取措施将其停用，待查明拒动原因并消除缺陷后方可投入。

11.3.5 加强高压断路器分合闸操作后的位置核查，尤其是发电机变压器组断路器以及起联络作用的断路器，在并网前和解列后应到运行现场核实其机械位置，并根据电压、电流互感器或带电显示装置确认断路器触头状态，防止发生非全相并网和非全相解列事故。

11.3.6 室外 SF<sub>6</sub> 开关设备发生爆炸或严重漏气等故障时，值班人员应穿戴防毒面具和穿防护服，从上风侧接近设备。如室内安装运行 SF<sub>6</sub> 开关设备，在进入室内前必须先行强迫通风 15min 以上，待含氧量和 SF<sub>6</sub> 气体浓度符合标准后方可进入。

11.3.7 在运行巡视时，应注意隔离开关、母线支柱绝缘子瓷件及法兰有无裂纹，夜间巡视时应注意瓷件有无异常电晕现象。

11.3.8 在隔离开关倒闸操作过程中，应严格监视隔离开关动作情况，如发现卡滞应停止操作并进行处理，严禁强行操作。

11.4 预防开关设备拒动、误动故障的措施

11.4.1 为防止运行断路器绝缘拉杆断裂造成拒动，应定期检查分合闸缓冲器，防止由于缓冲器性能不良使绝缘拉杆在传动过程中受冲击，同时应加强监视分合闸指示器与绝缘拉杆相连的运动部件相对位置有无变化，并定期做断路器机械特性试验，以及时发现问题。对于 LW6 型等早期生产的、采用“螺旋式”连接结构绝缘拉杆的断路器应进行改造。

11.4.2 对气动机构宜加装汽水分离装置和自动排污装置，对液压机构应注意液压油油质的变化，必要时应及时滤油或换油，防止压缩空气中的凝结水或液压油中的水份使控制阀体生锈，造成拒动。未加装汽水分离装置和自动排污装置的气动机构应定期放水，如放水发现油污时应检修空压机。在冬季或低温季节前，对气动机构应及时投入加热设备，防止压缩空气回路结冰造成拒动。

11.4.3 断路器在投运前、检修后及运行中，应定期检查操动机构分合闸脱扣器的低电压动作特性，防止低电压动作特性不合格造成拒动或误动。在操作断路器时，如控制回路电源电缆压降过大，不能满足规定的操作电压，应将其更换为截面更大的电缆以减少压降，防止由于电源电缆压降过大造成断路器拒动。设计部门在设计阶段亦应考虑电缆所造成的线路压降。

11.4.4 当断路器大修时，应检查液压（气动）机构分、合闸阀的阀针是否松动或变形，防止由于阀针松动或变形造成断路器拒动。

11.4.5 加强操动机构的维护检查，保证机构箱密封良好，防雨、防尘、通风、防潮及防小动物进入等性能良好，并保持内部干燥清洁。

11.4.6 加强辅助开关的检查维护，防止由于松动变位、节点转换不灵活、切换不可靠等原因造成开关设备拒动。

#### 11.5 预防断路器灭弧室故障的措施

11.5.1 根据可能出现的系统最大运行方式，每年定期核算开关设备安装地点的短路电流。如开关设备额定开断电流不能满足要求，应采取以下措施：

- 1) 合理改变系统运行方式，限制和减少系统短路电流。
- 2) 采取加装电抗器等限流措施限制短路电流。
- 3) 在继电保护方面采取相应措施，如控制断路器的跳闸顺序等。
- 4) 更换为短路开断电流满足要求的断路器。

11.5.2 开关设备应按规定的检修周期和实际短路开断次数及状态进行检修，做到“应修必修，修必修好”。

11.5.3 当断路器液压机构打压频繁或突然失压时应申请停电处理。在设备停电前，严禁人为启动油泵，防止因慢分使灭弧室爆炸。

11.5.4 积极开展真空断路器真空度测试，预防由于真空度下降引发的事故。

#### 11.6 预防开关设备预防绝缘闪络、爆炸的措施

11.6.1 根据设备现场的污秽程度，采取有针对性的防污闪措施，防止套管、支持瓷瓶和绝缘提升杆闪络、爆炸。

11.6.2 断路器断口外绝缘应满足不小于 1.15 倍相对地外绝缘爬电距离的要求，否则应加强清扫工作或采取其他防污闪措施。

11.6.3 新装、大修的 72.5kV 及以上电压等级断路器，绝缘拉杆在安装前必须进行外观检查，不得有开裂起皱、接头松动和超过允许限度的变形。如发现运行断路器绝缘拉杆受潮，应及时烘干处理，不合格者应予更换。

11.6.4 充胶（油）电容套管应具有有效的防止进水和受潮措施，发现胶质溢出、开裂、漏油或油箱内油质变黑时应及时进行处理或更换。应保证末屏接地良好，防止由于接地不良造成套管放电、爆炸。

#### 11.7 预防开关设备载流回路过热的措施

11.7.1 在交接和预防性试验中，应严格按照有关标准和测量方法检查接触电阻。

11.7.2 定期用红外线测温设备检查开关设备的接头部、隔离开关的导电部分（重点部位：触头、出线座等），特别是在重负荷或高温期间，加强对运行设备温升的监视，发现问题应及时采取措施。

11.7.3 定期检查开关设备的铜铝过渡接头。

#### 11.8 预防开关设备机械损伤的措施

11.8.1 认真对开关设备的各连接拐臂、联板、轴、销进行检查，如发现弯曲、变形或断裂，应找出原因，更换零件并采取预防措施。

11.8.2 断路器的缓冲器应调整适当，性能良好，防止由于缓冲器失效造成开关设备损坏。

11.8.3 开关设备基础不应出现塌陷或变位，支架设计应牢固可靠，不可采用悬臂梁结构。

11.9 加强断路器合闸电阻的检测和试验，防止断路器合闸电阻缺陷引发故障。在断路器产品出厂试验、交接试验及预防性试验中，应对合闸电阻的阻值、断路器主断口与合闸电阻断口的配合关系进行测试。

11.10 预防断路器合分时间与保护装置动作时间配合不当引发故障的措施

11.10.1 解决断路器合-分时间与继电保护装置动作时间配合不当的问题，必须以满足电力系统安全稳定要求为前提，因此不宜通过延长继电保护装置动作时间来解决，而应通过断路器自身采取可靠措施来实现。

11.10.2 根据《电力系统安全稳定导则》（DL/T 755-2001）及有关规定要求，断路器合-分时间的设计取值应不大于 60ms，推荐采用不大于 50ms。

11.10.3 应重视对以下两个参数的测试工作：

1) 断路器合-分时间。测试结果应符合产品技术条件中的要求。

2) 断路器辅助开关的转换时间与主触头动作时间之间的配合。

11.11 预防控制回路电源和二次回路引发开关设备故障的措施

11.11.1 各种直流操作电源均应保证断路器合闸电磁铁线圈通电时的端子电压不低于标准要求。对于电磁操动机构合闸线圈的端子电压，当关合电流小于 50kA（峰值）时不低于额定操作电压的 80%；当关合电流等于或大于 50kA（峰值）时不低于额定操作电压的 85%，并均不高于额定操作电压值的 110%，以确保合闸和重合闸的动作可靠性。不能满足上述要求时，应结合具体情况予以改进。

11.11.2 220kV 及以上电压等级变电站站用电应有两路可靠电源，新建变电站不得采用硅整流合闸电源和电容储能跳闸电源。

11.11.3 定期检查直流系统各级熔丝或直流空气开关配置是否合理，熔丝是否完好。

11.12 预防隔离开关故障的措施

11.12.1 应对不符合国家电网公司《关于高压隔离开关订货的有关规定（试行）》完善化技术要求的 72.5kV 及以上电压等级隔离开关应进行完善化改造。

11.12.2 新安装或检修后的隔离开关必须进行回路电阻测试，另外应积极开展瓷绝缘子探伤和触指压力测试。

11.12.3 加强对隔离开关导电部分、转动部分、操动机构、瓷绝缘子等的检查与润滑，防止机械卡涩、触头过热、绝缘子断裂等故障的发生。隔离开关各运动部位用润滑脂宜采用性能良好的锂基润滑脂。

11.12.4 应在绝缘子金属法兰与瓷件的胶装部位涂以性能良好的防水密封胶。

11.12.5 与隔离开关相连的导线弛度应调整适当，避免产生太大的拉力。

11.12.6 为预防 GW6 型隔离开关运行中“自动脱落分闸”，在检修中应检查操动机构蜗轮、蜗杆的啮合情况，确认没有倒转现象；检查并确认刀闸主拐臂调整是否过死点；检查平衡弹簧的张力是否合适。

11.13 预防高压开关柜故障的措施

11.13.1 新建、扩建和改造工程宜选用加强绝缘型金属封闭式高压开关柜，特别是发电厂和潮湿污秽地区必须选用加强绝缘型且母线室封闭的高压开关柜。

11.13.2 高压开关柜内的绝缘件（如绝缘子、套管、隔板和触头罩等）应采用阻然绝缘材料（如环氧或 SMC 材料），严禁采用酚醛树脂、聚氯乙烯及聚碳酸酯等有机绝缘材料。

11.13.3 应在开关柜配电室配置通风、防潮设备和湿度计，并在梅雨、多雨季节或运行需要时启动，防止凝露导致绝缘事故。

11.13.4 为防止开关柜火灾蔓延，在开关柜的柜间、母线室之间及与本柜其它功能隔室之间应采取有效的封堵隔离措施。

11.13.5 手车开关每次推入柜内后，应保证手车到位和隔离插头接触良好，防止由于隔离插

头接触不良、过热引发开关柜内部故障。

11.13.6 高压开关柜内母线及各支引线宜采用可靠的绝缘材料包封,以防止小动物或异物造成母线短路。

11.13.7 应尽快淘汰柜体为网门结构的开关柜。

11.14 预防 SF6 断路器及 GIS 故障的措施

11.14.1 SF6 开关设备应定期进行微水含量和泄漏检测,如发现不合格情况应及时进行处理。在处理过程中,设备内的 SF6 气体应予回收,不得随意向大气排放以防止污染环境及造成人员中毒事故。

11.14.2 室内安装运行的 SF6 开关设备,应设置一定数量的氧量仪和 SF6 浓度报警仪。

11.14.3 应充分发挥 SF6 气体质量监督管理中心的作用,做好新气管理、运行设备的气体监测和异常情况分析。基建、生产用 SF6 气体必须经 SF6 气体质量监督管理中心检测合格,并出据检测报告后方可使用。

11.14.4 SF6 压力表和密度继电器应定期进行校验。

12 防止接地网和过电压事故

为防止接地网和过电压事故,应认真贯彻《交流电气装置的接地》(DL/T 621-1997)、《接地装置工频特性参数的测量导则》(DL/T 475-1992)、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620-1997)及其它有关规定,并提出以下重点要求:

12.1 防止接地网事故

12.1.1 设计、施工的有关要求

12.1.1.1 在输变电工程设计中,应认真吸取接地网事故教训,并按照相关规程规定的要求,改进和完善接地网设计。

12.1.1.2 对于 220kV 及以上重要变电站,当站址土壤和地下水条件会引起钢质材料严重腐蚀时,宜采用铜质材料的接地网。

12.1.1.3 在新建工程设计中,应结合所在区域电网长期规划考虑接地装置(包括设备接地引下线)的热稳定容量,并提出有接地装置的热稳定容量计算报告。

12.1.1.4 在扩建工程设计中,除应满足 12.1.1.3 中新建工程接地装置的热稳定容量要求以外,还应应对前期已投运的接地装置进行热稳定容量校核,不满足要求的必须在现期的基建工程中一并进行改造。

12.1.1.5 变压器中性点应有两根与主地网不同干线连接的接地引下线,并且每根接地引下线均应符合热稳定校核的要求。重要设备及设备架构等宜有两根与主地网不同干线连接的接地引下线,并且每根接地引下线均应符合热稳定校核的要求。连接引线应便于定期进行检查测试。

12.1.1.6 施工单位应严格按照设计要求进行施工,预留设备、设施的接地引下线必须经确认合格,隐蔽工程必须经监理单位和建设单位验收合格,在此基础上方可回填土。同时,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。

12.1.1.7 接地装置的焊接质量必须符合有关规定要求,各设备与主地网的连接必须可靠,扩建地网与原地网间应为多点连接。

12.1.1.8 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,应采用完善的均压及隔离措施,方可投入运行。对弱电设备应有完善的隔离或限压措施,防止接地故障时地电位的升高造成设备损坏。

12.1.2 运行维护的有关要求

12.1.2.1 对于已投运的接地装置,应根据地区短路容量的变化,校核接地装置(包括设备接地引下线)的热稳定容量,并结合短路容量变化情况和接地装置的腐蚀程度有针对性地对接

地装置进行改造。对于变电站中的不接地、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热稳定容量。

12.1.2.2 接地引下线的导通检测工作应 1~3 年进行一次，应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。

12.1.2.3 定期(时间间隔应不大于 5 年)通过开挖抽查等手段确定接地网的腐蚀情况。如发现接地网腐蚀较为严重，应及时进行处理。铜质材料接地体地网不必定期开挖检查。

12.1.2.4 认真执行《电力设备预防性试验规程》(DL/T 596-1996)及《接地装置工频特性参数的测量导则》(DL/T 475-1992)有关接地装置的试验要求，同时应测试各设备与接地网的连接情况，严禁设备失地运行。

## 12.2 防止雷电过电压事故

12.2.1 220kV 线路应全线架设双避雷线，山区的 110kV 线路亦应架设双避雷线。

12.2.2 经常空充的 35~220kV 线路，应在线路断开点附近采取防雷保护措施，如加装间隙或避雷器。对经常开路运行而又带有电压的柱上断路器或隔离开关的两侧均应加装避雷器保护。

12.2.3 对于雷害事故多发的线路，应通过雷电观测等手段掌握雷电活动规律，找出线路重雷区和易击点，采取综合防雷措施，提高线路耐雷水平。可以采取的措施主要包括降低杆塔接地电阻、增加绝缘子片数、架设耦合地线等，对于山区易击段、易击点的杆塔可以采取安装线路避雷器的措施，对于同塔双回线可以采取不平衡绝缘措施。

12.2.4 加强避雷线运行维护工作，定期打开部分线夹检查，保证避雷线与杆塔接地点可靠连接。

12.2.5 严禁利用避雷针、变电站构架和带避雷线的杆塔作为低压线、通讯线、广播线、电视天线的支柱。

## 12.3 防止变压器中性点过电压事故

12.3.1 切合 110kV 及以上有效接地系统中性点不接地的空载变压器时，应先将该变压器中性点临时接地。

12.3.2 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 $\geq 185\text{kV}$ 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应进行校核。间隙动作后，应检查间隙的烧损情况并校核间隙距离。

## 12.4 防止谐振过电压事故

12.4.1 为防止 110kV 及以上电压等级断路器断口均压电容与母线电磁式电压互感器发生谐振过电压，可通过改变运行和操作方式避免形成谐振过电压条件。新建或改造工程应选用电容式电压互感器。

12.4.2 为防止中性点非直接接地系统发生由于电磁式电压互感器饱和产生的铁磁谐振过电压，可采取以下措施：

- 1) 选用励磁特饱和点较高的，在  $1.9U_m$  电压下，铁芯磁通不饱和的电压互感器。
- 2) 在电压互感器(包括系统中的用户站)一次绕组中性点对地间串接线性或非线性消谐电阻、加零序电压互感器或在开口三角绕组加阻尼或其它专门消除此类谐振的装置。
- 3) 加强用电监察工作，10kV 以下用户电压互感器一次中性点应不接地。

## 12.5 防止弧光接地过电压事故

12.5.1 对于中性点不接地的 6~35kV 系统，应根据电网发展每 3~5 年进行一次电容电流测试。当单相接地故障电容电流超过《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620-1997)规定时，应及时装设消弧线圈；单相接地电流虽未达到规定值，也可根据运行经验装设消弧线圈，消弧线圈的容量应能满足过补偿的运行要求。在消弧线圈布置上，

应避免由于运行方式改变出现部分系统无消弧线圈补偿的情况。

12.5.2 对于装设手动消弧线圈的 6 ~ 35kV 非有效接地系统,应根据电网发展每 3 ~ 5 年进行一次调谐试验,使手动消弧线圈运行在过补偿状态,合理整定脱谐度,保证电网不对称度不大于相电压的 1.5%,中性点位移电压不大于额定电压的 15%。

12.5.3 对于自动调谐消弧线圈,在定购前应向制造厂索取能说明该产品可以根据系统电容电流自动进行调谐的试验报告。自动调谐消弧线圈投入运行后,应根据实际测量的系统电容电流对其自动调谐功能的准确性进行校核。

#### 12.6 防止并联电容补偿装置操作过电压事故

12.6.1 对于 3 ~ 66kV 并联电容补偿装置,为避免发生投切电容器组时出现幅值较高的操作过电压,应采用合闸过程中触头弹跳小、开断时重击穿几率低的断路器。

12.6.2 3 ~ 66kV 并联电容补偿装置应装设金属氧化物避雷器,作为过电压后备保护装置。

#### 12.7 防止避雷器事故

12.7.1 新上或更换的 110kV 及以上电压等级避雷器,宜采用金属氧化物避雷器。对 110 ~ 200kV 普阀避雷器,应积极进行更换。”

12.7.2 对金属氧化物避雷器,必须坚持在运行中按规程要求进行带电试验。当发现异常情况时,应及时查明原因。35kV 及以上电压等级金属氧化物避雷器可用带电测试替代定期停电试验,但对 500kV 金属氧化物避雷器应 3 - 5 年进行一次停电试验。

12.7.3 严格遵守避雷器电导电流测试周期,雷雨季节前后各测量一次。

12.7.4 110kV 及以上电压等级避雷器宜安装电导电流在线监测表计。对已安装在线监测表计的避雷器,每天至少巡视一次,每半月记录一次,并加强数据分析。

12.7.5 严格金属氧化物避雷器的选型管理,严禁错用金属氧化物避雷器。

12.7.6 为使避雷器动作负载平衡,变电站 110kV 及以上电压等级避雷器应采用同类型避雷器,如有混装(即同一变电站同时使用金属氧化物避雷器、磁吹避雷器和普阀避雷器)情况,应进行改造更换。

### 13 防止直流系统事故

为防止直流系统事故,应严格执行国家电网公司《预防直流电源系统事故措施》(国家电网生[2004]641 号)、《直流电源系统技术监督规定》(国家电网生技[2005]174 号)及有关规程、规定,并提出以下要求:

#### 13.1 加强蓄电池组的运行管理和维护

##### 13.1.1 严格控制浮充电方式和运行参数

13.1.1.1 浮充电运行的蓄电池组,除制造厂有特殊规定外,应采用恒压方式进行浮充电。浮充电时,严格控制单体电池的浮充电压上、下限,防止蓄电池因充电电压过高或过低而损坏。

13.1.1.2 浮充电运行的蓄电池组,应严格控制所在蓄电池室环境温度不能长期超过 30 摄氏度,防止因环境温度过高使蓄电池容量严重下降,运行寿命缩短。

##### 13.1.2 进行定期核对性放电试验,确切掌握蓄电池的容量

13.1.2.1 新安装或大修中更换过电解液的防酸蓄电池组,在第一年内,每半年进行一次核对性放电试验。运行一年以后的防酸蓄电池组,每隔一、两年进行一次核对性放电试验。

13.1.2.2 新安装的阀控密封蓄电池组,应进行全核对性放电试验。以后每隔三年进行一次核对性放电试验。运行了六年以后的蓄电池组,每年做一次核对性放电试验。

#### 13.2 保证直流系统设备安全稳定运行

##### 13.2.1 保证充电、浮充电装置稳定运行

13.2.1.1 新建或改造的变电站选用充电、浮充电装置,应满足稳压精度优于 0.5%、稳流精度优于 1%、输出电压纹波系数不大于 1%的技术要求。在用的充电、浮充电装置如不满

足上述要求，应逐步更换。

13.2.1.2 应定期对充电、浮充电装置进行全面检查，校验其稳压、稳流精度和纹波系数，不符合要求的，应及时对其进行调整，以满足要求。

13.2.2 加强直流系统熔断器的管理，防止越级熔断。

13.2.2.1 各级熔断器的定值整定，应保证级差的合理配合。上、下级熔体之间（同一系列产品）额定电流值，应保证 2—4 级级差，电源端选上限，网络末端选下限。

13.2.2.2 为防止事故情况下蓄电池组总熔断器无选择性熔断，该熔断器与分熔断器之间，应保证 3—4 级级差。

13.2.3 加强直流系统用直流断路器的管理

13.2.3.1 新、扩建或改造的变电所直流系统用断路器应采用具有自动脱扣功能的直流断路器，不应用普通交流断路器替代。在用直流系统用断路器如采用普通交流开关的，应及时更换为具有自动脱扣功能的直流断路器。

13.2.3.2 当直流断路器与熔断器配合时，应考虑动作特性的不同，对级差做适当调整，直流断路器下一级不应再接熔断器。

13.3 防止直流系统误操作的措施

13.3.1 新、扩建或改造的变电站直流系统的馈出网络应采用辐射状供电方式，不应采用环状供电方式。在用设备如采用环状供电方式的，应尽快改造成辐射状供电方式。

13.3.2 防止直流系统误操作

13.3.2.1 改变直流系统运行方式的各项操作必须严格执行现场规程规定。

13.3.2.2 直流母线在正常运行和改变运行方式的操作中，严禁脱开蓄电池组。

13.3.2.3 充电、浮充电装置在检修结束恢复运行时，应先合交流侧开关，再带直流负荷。

13.4 直流系统配置原则

13.4.1 330kV 及以上电压等级变电站应采用三台充电、浮充电装置，两组蓄电池组的供电方式。

13.4.2 重要的 220kV 变电站应采用三台充电、浮充电装置，两组蓄电池组的供电方式。

13.5 加强直流系统的防火工作。直流系统的电缆应采用阻燃电缆，两组蓄电池的电缆应分别铺设在各自独立的通道内，尽量避免与交流电缆并排铺设，在穿越电缆竖井时，两组蓄电池电缆应加穿金属套管。

14 防止继电保护事故

为了防止继电保护事故，应认真贯彻《继电保护和安全自动装置技术规程》、《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》、《继电保护和安全自动装置现场工作保安规定》、《35～110kV 电网继电保护装置运行整定规程》、《220～500kV 电网继电保护装置运行整定规程》、《电力系统继电保护技术监督规定（试行）》、《电力系统继电保护及安全自动装置反事故措施要点》、《电力系统继电保护及安全自动装置运行评价规程》、《大型发电机变压器继电保护整定计算导则》等有关标准和规程、规定，并提出以下要求：

14.1 规划

14.1.1 继电保护是电网的重要组成部分。在一次系统规划建设中，应充分考虑继电保护的适应性，避免出现特殊接线方式造成继电保护配置及整定难度的增加，为继电保护安全可靠运行创造良好条件。

14.1.2 继电保护装置的配置和选型，必须满足有关规程规定的要求，并经相关继电保护管理部门同意。

14.2 继电保护配置

电力系统重要设备的继电保护应采用双重化配置。

#### 14.2.1 继电保护双重化配置的基本要求

14.2.1.1 两套保护装置的交流电压、交流电流应分别取自电压互感器和电流互感器互相独立的绕组。其保护范围应交叉重叠，避免死区。

14.2.1.2 两套保护装置的直流电源应取自不同蓄电池组供电的直流母线段。

14.2.1.3 两套保护装置的跳闸回路应分别作用于断路器的两个跳闸线圈。

14.2.1.4 两套保护装置与其他保护、设备配合的回路应遵循相互独立的原则。

14.2.1.5 两套保护装置之间不应有电气联系。

14.2.1.6 线路纵联保护的通道（含光纤、微波、载波等通道及加工设备和供电电源等）、远方跳闸及就地判别装置应遵循相互独立的原则按双重化配置。

14.2.2 330kV 及以上电压等级输变电设备的保护应按双重化配置。

14.2.3 220kV 及以上电压等级线路保护应按双重化配置。

14.2.4 220kV 及以上电压等级变压器、高抗、串补、滤波器等设备微机保护应按双重化配置。每套保护均应含有完整的主、后备保护，能反应被保护设备的各种故障及异常状态，并能作用于跳闸或给出信号。

14.2.4.1 充分考虑电流互感器二次绕组合理分配，对确无法解决的保护动作死区，在满足系统稳定要求的前提下，可采取起动失灵和远方跳闸等后备措施加以解决。

14.2.4.2 双母线接线变电站的母差保护、断路器失灵保护应经复合电压闭锁。

14.2.5 变压器、电抗器宜配置单套本体保护，应同时作用于断路器的两个跳闸线圈。未采用就地跳闸方式的变压器本体保护应设置独立的电源回路（包括直流空气小开关及其直流电源监视回路）和出口跳闸回路，且必须与电气量保护完全分开。非电量保护中开关场部分的中间继电器，必须由强电直流起动且应采用起动功率较大的中间继电器，其动作速度不宜小于 10ms。

14.2.6 100MW 及以上容量发电机变压器组应按双重化原则配置微机保护（非电气量保护除外）。大型发电机组和重要发电厂的启动变保护宜采用双重化配置。每套保护均应含有完整的主、后备保护，能反应被保护设备的各种故障及异常状态，并能作用于跳闸或给出信号。

14.2.6.1 发电机变压器组非电量保护按照 14.2.5 执行。

14.2.6.2 发电机变压器组的断路器三相位置不一致保护应启动失灵保护。

14.2.6.3 200MW 及以上容量发电机定子接地保护宜将基波零序保护与三次谐波电压保护的出口分开，基波零序保护投跳闸。

14.2.6.4 200MW 及以上容量发电机变压器组应配置专用故障录波器。

14.2.6.5 200MW 及以上容量发电机应装设起、停机保护。

#### 14.3 继电保护设计

14.3.1 采用双重化配置的两套保护装置应安装在各自保护柜内，并应充分考虑运行和检修时的安全性。

14.3.2 有关断路器的选型应与保护双重化配置相适应，必须具备双跳闸线圈机构。

14.3.3 断路器三相位置不一致保护应采用断路器本体三相位置不一致保护。

14.3.4 纵联保护应优先采用光纤通道。

14.3.5 主设备非电量保护应防水、防油渗漏、密封性好。气体继电器至保护柜的电缆应尽量减少中间转接环节。

14.3.6 新建和扩建工程宜选用具有多次级的电流互感器，优先选用贯穿（倒置）式电流互感器。

14.3.7 差动保护用电流互感器的相关特性应一致。

14.3.8 对闭锁式纵联保护，“其它保护停信”回路应直接接入保护装置，而不应接入收发信机。

#### 14.4 基建调试、验收



14.4.1 应从保证设计、调试和验收质量的要求出发，合理确定新建、扩建、技改工程工期。基建调试应严格按照规程规定执行，不得为赶工期减少调试项目，降低调试质量。

14.4.2 基建单位应至少提供以下资料：一次设备实测参数；通道设备的参数和试验数据、通道时延等（包括接口设备、高频电缆、阻波器、结合滤波器、耦合电容器等）；电流互感器的试验数据（如变比、伏安特性及 10%误差计算等）；瓦斯继电器试验报告；全部保护竣工图纸（含设计变更）。

#### 14.4.3 基建验收

14.4.3.1 验收方应根据有关规程、规定及反措要求制定详细的验收标准。

14.4.3.2 应保证合理的设备验收时间，确保验收质量。

14.4.3.3 必须进行所有保护整组检查，模拟故障检查保护压板的唯一对应关系，避免有任何寄生回路存在。

14.4.3.4 对于新投设备，做整组试验时，应按规程要求把被保护设备的各套保护装置串接在一起进行。

#### 14.5 运行管理

14.5.1 严格执行和规范现场安全措施，防止继电保护“三误”事故。

14.5.2 配置足够的保护备品、备件，缩短继电保护缺陷处理时间。

14.5.3 加强微机保护装置软件版本管理，未经主管部门认可的软件版本不得投入运行。

14.5.4 建立和完善继电保护故障信息管理系统，严格按照国家有关网络安全规定，做好有关安全防护。一般不允许开放远方修改定值、软件和配置文件的功能。

14.5.5 加强阻波器、结合滤波器等高频通道加工、结合设备的定期检修，落实责任单位，消除检修管理的死区。

14.5.6 所有差动保护（母线、变压器、发电机的纵、横差等）在投入运行前，除测定相回路和差回路外，还必须测量各中性线的不平衡电流、电压，以保证保护装置和二次回路接线的正确性。

14.5.7 未配置双套母差保护的变电站，在母差保护停用期间应采取相应措施，严格限制母线侧刀闸的倒闸操作，以保证系统安全。

14.5.8 定期对继电保护微机型试验装置进行全面检测，确保装置的精度及各项功能满足继电保护试验需要。

14.5.9 加强机电保护装置运行维护工作。装置检验应保质保量，严禁超期和漏项，应特别加强对基建投产设备在一年内的全面校验，提高继电保护设备健康水平。

14.5.10 继电保护专业和通信专业应密切配合。注意校核继电保护通信设备（光纤、微波、载波）传输信号的可靠性和冗余度，防止因通信问题引起保护不正确动作。

14.5.11 加强对纵联保护通道加工设备的检查，重点检查通信 PCM、载波机等设备是否设定了不必要的收、发信环节的延时或展宽时间。

14.5.12 相关专业人员在继电保护回路工作时，必须遵守继电保护的有关规定。14.5.13 针对电网运行工况，加强备用电源自动投入装置的管理。

14.5.14 保护软件及现场二次回路变更须经相关保护管理部门同意。

#### 14.6 定值管理

14.6.1 依据电网结构和继电保护配置情况，按相关规定进行继电保护的整定计算。14.6.2 当灵敏性与选择性难以兼顾时，应首先考虑以保灵敏度为主，防止保护拒动，并备案报主管领导批准。

14.6.3 宜设置不经任何闭锁的、长延时的线路后备保护。

#### 14.6.4 发电厂继电保护整定

14.6.4.1 发电厂应按相关规定进行继电保护整定计算，并认真校核与系统保护的配合关系。

14.6.4.2 加强发电厂厂用系统的继电保护整定计算与管理，防止因厂用系统保护不正确动作，扩大事故范围。

14.6.5.3 定期对所辖设备的整定值进行全面复算和校核。

#### 14.7 二次回路

14.7.1 严格执行有关规程、规定及反措，防止二次寄生回路的形成。

14.7.2 严格执行《关于印发继电保护高频通道工作改进措施的通知》的有关要求，高频通道必须敷设 100mm<sup>2</sup> 铜导线。

14.7.3 保护室与通信室之间所用信号传输电缆，应采用双绞双屏蔽电缆，屏蔽层在两端分别接地。

14.7.4 装设静态型、微机型继电保护装置和收发信机的厂、站接地电阻应按规定（GB/T 2887-1989 和 GB 9361-1988）不大于 0.5 欧姆，上述设备的机箱应构成良好电磁屏蔽体并有可靠的接地措施。

14.7.5 对经长电缆跳闸的回路，应采取防止长电缆分布电容影响和防止出口继电器误动的措施。

14.7.6 如果断路器只有一组跳闸线圈，失灵保护装置工作电源应与相对应的断路器操作电源取自不同的直流电源系统。

14.8 新设备投产时应认真编写保护启动方案，做好事故预想，确保设备故障能可靠切除。

14.9 加强继电保护技术监督。在发、输、配电工程初设审查、设备选型、设计、安装、调试、运行维护等阶段，均必须实施继电保护技术监督。应按照依法监督、分级管理、专业归口的原则实行技术监督、报告责任制和目标考核制度。

### 15 防止电网调度自动化系统与电力通信网事故

#### 15.1 防止电网调度自动化系统事故

15.1.1 为防止电网调度自动化系统事故，应认真贯彻落实《电网调度自动化系统运行管理规程》、《国调水调自动化系统运行管理规定》、《电力系统调度自动化设计技术规程》、《电网调度自动化系统实用化要求》、《网、省调电网调度自动化系统实用化验收细则》、《地区电网调度自动化系统实用化验收细则》、《电网水调自动化系统实用化要求及验收细则》、《电测量变送器检定规程》、《电工测量变送器运行管理规程》、《电网调度自动化信息传输规定》、《远动设备及系统接口》、《全国电力二次系统安全防护总体方案》等的有关要求，规范和提高电网调度自动化水平。

15.1.2 调度自动化的监视控制与数据采集系统（SCADA）/能量管理系统（EMS）、电力市场运营系统（PMOS）、电能量计量系统、广域向量测量系统、水调自动化系统、调度数据网络等主站系统应采用冗余配置，互为热备用，服务器的存储容量和 CPU 负载应满足相关规定要求。

15.1.3 加强对调度自动化主站各系统、发电厂和变电站的计算机监控系统及电力调度数据网络系统的安全防护，并满足《全国电力二次系统安全防护总体方案》的有关要求，完善安全防护措施和网络安全隔离措施，分区应合理，隔离要可靠。

15.1.4 为适应电网运行管理和电力市场运营的需要，应在发电厂机组出口及升压变高压侧安装远传电能量计量表计，其信息应能够远传至有关调度运行机构。

15.1.5 调度自动化主站各系统供电电源应配备专用的不间断电源装置(UPS)，交流供电电源应采用两路来自不同电源点供电。发电厂、变电站远动装置、计算机监控系统及其测控单元、变送器等自动化设备的供电电源应配专用的不间断电源(UPS)，相关设备应加装防雷（强）电击装置。

15.1.6 电网内的远动装置、电能量终端、计算机监控系统及其测控单元、变送器等自动化设备必须是通过具有国家级检测资质的质检机构检验合格的产品。

15.1.7 调度范围内的发电厂及重要变电站的自动化设备至调度主站应具有两路不同路由的通信通道（主/备双通道）。

15.1.8 发电厂监控系统或 DCS 应具有可靠的技术措施，对调度自动化主站 EMS 下发的 AGC 指令进行安全校核，拒绝执行超出机组或电厂规定范围的指令。

15.1.9 各级调度机构不宜将发电厂或变电站的监控终端放置在调度室内进行远程遥控操作。

15.1.10 发电厂、变电站基、改建工程中调度自动化设备的设计、选型应符合调度自动化专业有关规程规定，并须经相关调度自动化管理部门同意。现场设备的接口和传输规约必须满足调度自动化主站系统的要求。

15.1.11 各单位调度自动化系统运行维护管理部门应结合本网实际，建立健全各项管理办法和规章制度，必须制订和完善有关调度自动化系统运行管理规程、调度自动化系统运行管理考核办法、机房安全防火制度、文明生产制度、系统运行值班与交接班制度、系统运行维护制度、运行与维护岗位职责和工作标准。

15.1.12 制定和落实调度自动化系统应急预案和故障恢复措施，系统和数据应定期备份。

15.1.13 应按照有关规定的要求，结合一次设备检修，定期对调度范围内厂站远动信息进行测试。有关遥信传动试验应具有传动试验记录，遥测精度应满足相关规定要求。

## 15.2 防止电力通信网事故

15.2.1 电力通信系统网络的规划必须与电网一次系统规划同步，以满足电网发展需要。

15.2.2 电网调度机构与其调度范围内的下一级调度机构、变电站及大（中）型发电厂之间必须设立两个及以上独立的通信传输通道。

15.2.3 直接影响电网安全稳定运行的同一条线路的两套继电保护和同一系统的两套安全自动装置应配置两套独立的通信设备，并分别由两套独立的通信电源供电，两套通信设备和通信电源在物理上应完全隔离。

15.2.4 继电保护复用接口设备传输允许命令信号时，原则上不应带有延时展宽，防止系统功率倒向时，引起继电保护误动作。

15.2.5 电力调度机构与变电站和大（中）型发电厂的调度自动化实时业务信息的传输应同时具备网络和专线通道，网络通道与专线通道应采用不同的物理通道。

15.2.6 电力调度机构、通信枢纽、变电站和大（中）型发电厂的通信光缆或电缆应全线穿管敷设，并尽可能采用不同路由的电缆进入通信机房和主控室。通信电缆沟应与一次动力电缆沟相分离，如不具备条件，应采取电缆沟内部分隔等措施进行有效隔离。

15.2.7 **通信设备应具有独立的通信专用直流电源系统（蓄电池供电时间一般应不少于 4 小时），在供电比较薄弱或重要通信站应配备柴油发电机，不允许采用厂站直流系统经逆变给通信设备供电。**

15.2.8 电网或发电厂的通信设备（含通信电源系统）应具备完善的通信监测系统和必须的声响告警装置。

15.2.9 通信设备（含电源设备）的防雷和过电压能力应满足《电力系统通信站防雷运行管理规程》的要求。

15.2.10 为保证在发生自然灾害情况下的通信电路畅通，通信设备应具备有效的防震措施。

## 16 防止垮坝、水淹厂房事故

为防止垮坝、水淹厂房事故的发生，应认真贯彻《中华人民共和国防洪法》、《防汛条例》、《水库大坝安全管理条例》等法律法规，以及《国家电网公司防汛管理办法》、《国家电网公司防汛检查大纲》等规定，并重点要求如下：

16.1 健全防汛组织机构，强化防汛工作责任制，明确防汛目标和防汛重点。

16.2 加强防汛与大坝安全工作的规范化、制度化建设，及时修订和完善能够指导实际工作的《防汛手册》。

16.3 做好大坝安全检查（日常巡查、年度详查、定期检查和特种检查）、监测、维护工作，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。

16.4 汛期前应认真开展汛前检查，明确防汛重点部位、薄弱环节，制定科学、具体、切合实际的防汛预案。汛前检查情况应及时上报主管单位。

16.4.1 水电厂应按照《水电厂防汛检查大纲（试行）》的规定，对大坝、水库情况和备用电源等进行认真检查。既要检查厂房外部的防汛措施，也要检查厂房内部的防水淹厂房措施，厂房内部重点应对供排水系统、廊道、尾水进入孔、水轮机顶盖等部位的检查和监视，防止水淹厂房和损坏机组设备。

16.4.2 汛前应做好防止水淹厂房、廊道、泵房、变电站、进厂铁（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、生活建筑要保证排水畅通，防止河水倒灌和暴雨水淹。

16.5 汛前备足必要的防洪抢险器材、物资，并建立保管、更新、专项使用制度。

16.6 在重视防御江河洪水灾害的同时，应落实防御和抵抗上游水库垮坝、下游尾水顶托及局部暴雨造成的厂坝区山洪、支沟洪水、山体滑坡、泥石流等地质灾害的各项措施。

16.7 强化水电厂水库运行管理，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，严格按照有关规程规定的程序操作闸门。

16.8 对影响大坝、灰坝安全和防洪度汛的缺陷、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。检修、处理过程应符合有关规定要求，确保工程质量。

16.9 汛期加强防汛值班，及时了解和上报有关防汛信息。防汛抗洪中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。防汛领导机构人员要加强防汛工作领导。

16.10 汛期后应及时总结，对存在的隐患进行整改，总结情况应及时上报主管单位。

## 17 防止火灾事故

为了防止重大火灾事故的发生，应逐项落实《电力设备典型消防规程》（DL5027-93）等有关规定，并重点要求如下：

### 17.1 加强防火组织和消防设施管理

17.1.1 各单位应建立防止火灾事故组织机构，企业行政正职为消防工作第一责任人，必须配备消防专责人员并建立有效的消防组织网络。健全消防工作制度，定期对消防工作进行检查。应确保各单位、各车间、各班组、各作业人员了解各自管辖范围内的重点防火要求和灭火方案。

17.1.2 必须具有完善的消防设施，建立训练有素的群众性消防队伍，力求在起火初期及时发现、及时扑灭，并使当地消防部门了解掌握电业部门火灾抢救的特点，以便及时扑救。消防设施应定期检查，按时更换过期设施，禁止使用过期设施。

17.1.3 供电生产、施工企业在有关场所应配备必要的正压式空气呼吸器，并进行必要的使用培训，以防止救护人员在灭火中中毒或窒息。

17.1.4 在新、扩建工程设计中，消防水系统应同工业水系统分离，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。消防水系统应定期检查、维护。

### 17.2 电缆防火

17.2.1 电缆防火工作必须贯彻设计、基建施工和生产运行的全过程管理，从各个方面采取综合措施，杜绝电缆着火、蔓延事故。

17.2.2 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》（GB 50229-1996）有关要求设计。必须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。

17.2.3 严格按照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。

17.2.4 控制室、开关室、计算机室、通讯机房等通往电缆夹层、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。

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

17.2.6 电缆竖井和电缆沟应分段做防火隔离，对敷设在隧道的电缆要采取分段阻燃措施。

17.2.7 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。

17.2.8 建立健全电缆维护、检查及防火、报警等各项规章制度。重要的电缆隧道、夹层应安装温度火焰、烟气监视报警器。坚持定期对电缆夹层、沟的巡视检查，对电缆特别是电缆中间接头应定期进行红外测温，按规定进行预防性试验。

17.2.9 电缆夹层、竖井、电缆隧道和电缆沟等部位应保持清洁，不积水，照明采用安全电压且照明充足，禁止堆放杂物。在上述部位进行动火作业应办理动火工作票，并有可靠的防火措施。

17.2.10 加强直流电缆防火工作。直流系统的电缆应采用阻燃电缆；两组电池的电缆应尽可能单独铺设。

17.3 检修现场应有完善的防火措施，在禁火区（含电缆夹层）动火应按动火作业管理制度和动火票工作制度进行。变压器现场检修工作期间应有专人值班，不得出现现场无人情况。

17.4 蓄电池室、油罐室、油处理室等防火、防爆重点场所的照明、通风设备应采用防爆型。

17.5 无人值守变电站应安装火灾自动报警或自动灭火设施，其火灾报警信号应接入有人监视遥测系统，以及时发现火警。

## 18 防止交通事故

### 18.1 建立健全交通安全管理机构

18.1.1 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，对本单位所有车辆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。

18.1.2 建立健全交通安全监督、考核、保障制约机制，严格落实责任制。必须实行“准驾证”制度，无本企业准驾证人员，严禁驾驶本企业车辆。

18.1.3 各级行政领导，必须经常督促检查所属车辆交通安全情况，把车辆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。

18.1.4 必须认真执行国家交通法规和本企业有关车辆交通管理规章制度，逐渐完善车辆交通安全管理制度，完善安全管理措施（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、考核到位，保障车辆运输安全。

18.2 加强对各种车辆维修管理。各种车辆的技术状况必须符合国家规定，安全装置完善可靠。对车辆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。

### 18.3 加强对驾驶员的管理和教育

18.3.1 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。对考试、考核不合格或经常违章肇事的应不准从事驾驶员工作。

18.3.2 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。

18.4 加强对多种经营企业和外包工程的车辆交通安全管理。多种经营企业和外地施工企业行政正职是本单位车辆交通安全的第一责任者,对主管单位行政正职负责。多种经营企业和外地施工企业的车辆交通安全管理应当纳入主管单位车辆交通安全管理的范畴,接受主管单位车辆交通安全管理部门的监督、指导和考核,对发生负同等及以上责任重、特大车辆交通人身死亡事故的多种经营企业和外地施工企业,对其主管单位实行一票否决。