

2024 年江苏电网并网电厂  
技术监督检查大纲修编（水电版）

## 一、 绝缘专业

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
1	<b>监督机构和职责</b>		
1.1	应建立发电厂分管（或总工）领导负责的技术监督组织体系，健全技术监督制度和流程，落实技术监督岗位责任制。		
1.2	各电厂应结合本厂的实际情况，制定发电厂绝缘技术监督管理标准；依据国家和行业有关标准和规范，编制并执行运行规程、检修规程、检验作业指导书、工作计划等相关支持性文件。		
1.3	对本单位电气设备的重大事故和缺陷组织分析原因、制定对策。		
1.4	每年至少开展一次技术监督动态检查，及时参加绝缘技术监督会、互查等活动。		
2	<b>监督管理制度及规程</b>		
2.1	依据国家和行业有关标准和规范，编制并执行运行规程、检修规程、检验作业指导书、预试计划等相关支持性文件，并及时修订完善。		
2.2	严格贯彻执行国家及行业有关技术监督的方针、政策、法规、标准、规程、制度等。		
2.3	是否按要求完成管理资料、技术资料如年度预试计划、电气设备交接试验报告、事故应急技术措施，相关记录如查阅监督单位提供的管理、体系资料等监督材料的档案管理。		
3	<b>绝缘监督管理要求</b>		
3.1	技术监督管理制度和标准、设备台帐等档案管理完善及时，预试率、缺陷消除率、检定率合格。		
3.2	异常情况处理有分析记录报告并及时上报技术监督单位，总结（报表）按时完成，预警通知单闭环良好,并将整改结果上报至技术监督单位。		
3.3	绝缘监督网络活动开展良好，参加上级网络活动情况良好。全省网络年度专业技术监督重点工作完成情况。		
3.4	基建扩建、技改大修和安全生产等全过程绝缘监督管理落实情况。		
4	<b>发电机部分</b>		
4.1	交接和预防性试验是否完整，是否存在超周期情况，有无超标项目，是否带缺陷运行。		

4.2	冷却系统、油系统及其他主要部件是否存在缺陷。		
4.3	发电机无功有无波动情况，转子电流有无波动情况。		
4.4	防止发电机损坏事故反措制定是否符合机组实际，端部模态试验是否合格，端部是否存在磨粉现象。		
4.5	集电环碳刷更换有无记录，有无打火，大轴两端有无油污，轴电压是否合格。		
4.6	大、小修是否超周期，检修报告（记录）是否完整规范。		
4.7	发电机进相能力是否考核过，是否给出整定范围和限制曲线，是否定期校核，低励是否可靠。		
4.8	发电机转子是否存在匝间短路现象，交流阻抗试验结果是否合格。		
4.9	运行中各部位的温度或温升是否有异常情况。定子线棒层间的最大温差，是否有分析结果。		
4.10	保护和测量装置是否正常投入；功能是否良好。		
4.11	发电机检修时是否依据 DL/T1768-2017 开展了全部的试验项目。		
4.12	发电机的在线监测装置运行是否正常，数据是否准确，是否开展了定期的校验跟维护。		
4.13	抽蓄机组定子线棒端部接头应采用全封闭环氧浇注绝缘结构，对于已投运的采用其他绝缘结构的机组，应要求制造厂重新进行端部绝缘设计，及时改造。		
4.14	发电机检修时是否依据 DL/T1768-2017 开展了全部的试验项目。		
4.15	发电机的在线监测装置运行是否正常，数据是否准确，是否开展了定期的校验跟维护。		
5	<b>变压器部分（包括电抗器、互感器等）</b>		
5.1	额定电流是否符合实际工况，动、热稳定是否符合目前电网的要求。		
5.2	对于 220kV 及以上设备，每年在夏季前后是否各进行一次精确红外检测，有无异常发现及处理情况。		
5.3	本体、套管、冷却器等有无破损裂纹、渗漏，有几处，有否在停电或停泵状态下检查。特别注意变压器冷却器潜油泵负压区出现渗漏。		
5.4	如果有油气胶纸型套管，电容量是否有阶跃性变化。		
5.5	设备运行中是否有异常声响，是否进行过振动或噪音测试。		
5.6	是否更换或补充过油，工艺是否满足要求。		
5.7	结合变压器大修对储油柜胶囊、隔膜及波纹管进行密封性试验，如存在缺陷应进行更换。		
5.8	主变避雷器计数器运行是否正常，有无动作记录。		

5.9	变压器是否进行过绕组变形测试（低压短路阻抗或频率响应试验），数据是否有比较。（对于 35kV 及以下的变压器，宜采用低电压短路阻抗法；对于 110（66）kV 及以上的宜采用频率响应法测量特征图谱），是否按周期要求对主变进行感应电压试验。		
5.10	变压器（电抗器）的铁心接地电流是否小于 100mA，1 个月测试 1 次并记录数据，如存在多点接地现象，是否采取措施。		
5.11	变压器瓦斯继电器的动作情况。瓦斯继电器的防雨措施。		
5.12	新投运设备交接试验完整性(具体项目见 GB/T50150-2016)和合格判据检查。		
5.13	变压器（电抗器）顶层油温如何整定，在最大负荷及最高运行环温下，变压器（电抗器）上层油温是否超标。		
5.14	变压器（电抗器）顶层油温计及远方测温装置测温数据是否准确、齐全、数据一致，是否定期校验。		
5.15	变压器分接开关是否长时间不动，在小修时有没有动过，带电滤油装置是否定期启动，分接开关能否按规定进行检修。切换油室是否进行油样微水分析。		
5.16	变压器风扇及冷却器每 1-2 年应进行一次冲洗，并宜安排在大负荷来临前进行。其供电设备是否可靠。		
5.17	潜油泵是否为低速油泵，其轴承为何级别，有无异常高温、震动、异声等现象。		
5.18	变压器（电抗器）高压套管、储油柜油位计能否看清，油位、油色是否正常。		
5.19	强油循环变压器冷却装置是否能根据顶层油温或负荷变化自动投入或退出；冷却系统是否有两个独立电源并能自动切换；是否定期进行自动切换试验，启动应逐台启用，延时间隔应在 30s 以上并做切换记录。		
5.20	对于水冷却系统，是什么结构，对于单铜管系统，应注意保持油压大于水压。有无监视措施。		
5.21	变压器（电抗器）净油器是否正常投入，呼吸器运行及维护是否良好，矽胶筒上部是否漏气。		
5.22	变压器中性点接地引下线是否满足双接地要求，接地引下线电流是否满足要求。		
5.23	变压器（电抗器）是否有事故油坑，是否定期清理，喷淋系统是否定期校验。变压器的压力释放阀喷油管有无用管道引至地面，是否按规定周期完成压力释放器校验及其二次回路试验。		
5.24	变压器运行中是否遭受特殊工况，如过电压、出口或近区突发短路等，事故中保护是否正常动作，是否有电压、电流波形的完整记录。		

5.25	封闭母线内是否定期检查清扫，绝缘状况是否良好，伴热带、微正压、湿度在线监测装置运行是否正常（如有）。		
5.26	是否有设备事故记录，重大事故的原因分析和故障设备解体情况。		
5.27	是否带缺陷或曾带缺陷运行，处理对策或处理方法效果是什么。		
5.28	最近一个检修周期是何时，检修原因和项目是什么，检修发现和处理了那些问题，检修前后设备运行情况是否有异常。		
5.29	近两次预防性电气试验（具体项目见 DL/T 596-2021）是否有异常，异常数据分析、比较及审核意见如何（对于新设备只有一次预防性试验数据的，应与交接试验数据进行比较）。		
5.30	近两次油色谱试验（包括产气率），有异常指标是否分析、跟踪，是否满足周期要求。油色谱在线监测装置运行是否正常（如有）。		
5.31	何时进行过油中糠醛的测试，10 年必须要进行一次。对固体绝缘的老化趋势有没有判断。		
5.32	对于日投产十年以上 220kV 电压等级以上变压器，是否进行过油带电倾向度和体积电阻率测试。对于 500kV 变压器是否开展油含气量、含硫量和颗粒度检测。		
5.33	变压器的在线监测装置运行是否正常，数据是否准确。		
5.34	对于干式电抗器，其表面是否有明显裂纹出现，有严重积污，是否用红外测温对连接处进行过测量，是否有明显的声音异常现象。		
5.35	各控制箱和二次端子箱等防护措施是否完备（防潮、防污等）。		
5.36	互感器油位是否正常，是否存在渗漏油情况或其它缺陷。		
5.37	CVT 是否定期检查二次电压，有否异常。		
5.38	CVT 中间变压器绕组介损、绝缘电阻、油中微水测量是否满足标准要求。		
5.39	电磁式干式电压互感器是否测量空载电流，测试电压是否符合在 1.9Un/ 电压下，铁芯磁通不饱和，干式电磁式电压互感器是否空载电流试验正常，且三相在 0.2、0.5、0.8、1.0、1.2 倍额定电压下的励磁电流偏差不超过 30%，单相互感器的一次绕组直流电阻与初值无明显变化。		
5.40	发电机出口 PT 应在检修时重点检查其绝缘性能。依据 DL/T596-2021 标准，重点开展三倍频耐压及局放试验，试验数据不合格的一律不允许投运。		
5.41	低压侧升高座至封母连接处有无开展红外检测，有无涡流过热情况及改造。		

6	SF6 开关和 GIS		
6.1	额定电流是否符合实际工况。		
6.2	断路器分合闸的同期性测试。		
6.3	分合闸电磁铁动作电压特性测试。		
6.4	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。		
6.5	密度继电器是否满足不拆卸校验的要求，是否按周期进行检查校验。		
6.6	是否作压力表定期检查。		
6.7	液(气)压操动机构泄漏试验。		
6.8	油(气)泵打(补)压运转时间。		
6.9	室内 GIS 站是否有泄漏报警和氧量检测仪，并将信号引出至门外。		
6.10	是否定期和用电高峰前作发热红外检测工作。		
6.11	是否检查操作电源熔丝、是否定期更换。		
6.12	开断电流是否满足要求。		
6.13	端子箱防潮防污状况检查。		
6.14	辅接点是否定期检查动作可靠。		
6.15	GIS 是否开展带电检漏、带电局放检测等工作。		
6.16	断路器出厂试验、交接试验及例行试验中，应进行中间继电器、时间继电器、电压继电器动作特性校验。		
6.17	采用双跳闸线圈机构的断路器，两只跳闸线圈不应共用衔铁，且线圈不应叠装布置。		
6.18	断路器交接试验及例行试验中，应进行行程曲线测试，并同时测量分/合闸线圈电流波形。		
6.19	3 年内未动作过的 72.5kV 及以上断路器，应进行分/合闸操作。		
6.20	是否对断路器本体和操作机构进行定期检查，并按标准、规程要求开展相关试验。		
6.21	是否定期进行 SF6 微水测量和检漏，微水在线监测装置（如有）是否可靠。		
6.22	是否作断口并联电容器测试。		

6.23	合闸电阻值和投入时间测试。		
6.24	导电回路电阻测试。		
6.25	断路器分合闸时间和速度测试。		
<b>7</b>	<b>隔离开关</b>		
7.1	额定电流是否符合实际工况。		
7.2	二次回路绝缘电阻。		
7.3	二次回路交流耐压试验。		
7.4	最低操动电压测量。		
7.5	是否定期和用电高峰前作发热红外检测工作，隔离开关有无接触不良、造成温度较其余相比较高的情况，措施如何。		
7.6	是否开展支柱绝缘子的超声探伤检测。是否对新安装的隔离开关的中间法兰和根部进行无损探伤。对运行 10 年以上的隔离开关，每 5 年需对中间法兰和根部进行无损探伤。		
7.7	预防性试验是否按规程执行。		
7.8	操动机构检修后操作灵活、触头位置到位、闭锁可靠。		
7.9	外观和防锈蚀检查。		
7.10	检修润滑脂是否采用二硫化钼锂基脂。		
7.11	操动机构是否有多重防雨设施。		
7.12	导电回路电阻测量。		
<b>8</b>	<b>电力电缆</b>		
8.1	110kV 及以上电力电缆应增加正常运行中的金属护套接地电流测试运检工作，对接地异常的电缆应进行金属护套完整度检查，避免缓冲阻水层受潮。		
8.2	对油高压浸式 GIS 电缆终端，应具备压力监测功能，出现渗漏油问题时如无压力补偿装置应及时与厂家联系并制定有效的解决措施。		
8.3	GIS 设备是否采用干式终端，对重点区域的充油瓷终端是否进行更换。		
8.4	对重载电缆的环流、红外检测是否按照 DL/T 393-2021 中相关周期要求执行。		

9	<b>升压站外绝缘及绝缘子类部分</b>		
9.1	升压变压器和 GIS 套管，以及升压站 500kV 悬式、支柱绝缘子串、断路器和隔离开关的爬距检查，防污闪隐患排查结果如何，有无措施。		
9.2	110kV 及以上悬式绝缘子是否按周期进行红外零值检测。		
9.3	对硅橡胶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，如有放电现象应及时处理。		
9.4	绝缘子类明细情况。		
9.5	绝缘子饱和盐密测量取样绝缘子悬挂是否规范，盐密测试、灰密测试是否规范。		
9.6	污染源情况, 污秽性质。		
9.7	日常巡视记录，外绝缘表面是否存在爬电现象。		
9.8	历年污闪记录。		
9.9	每年是否制定清扫计划，并按照计划进行绝缘子清扫。		
9.10	硅橡胶伞裙套、合成绝缘子、其他硅橡胶设备的憎水性试验开展情况及老化程度。		
10	<b>防雷和接地装置</b>		
10.1	额定电压是否符合设计要求。		
10.2	有无加装出线侧避雷器。		
10.3	持续运行电压是否符合工况。		
10.4	预防性试验是否按规程执行。		
10.5	直流 1mA 参考电压 ( $U_{1mA}$ ) 及 $0.75U_{1mA}$ 下的泄漏电流。		
10.6	工频参考电流下的工频参考电压 (电流值按工厂规定或 6mA)。		
10.7	雷雨季节前后是否开展避雷器交流泄漏全电流和阻性电流测量。		
10.8	避雷器泄漏电流表运行是否正常，有无指针卡涩、表盘进水现象，避雷器计数器动作情况是否有记录和分析情况，避雷器有无加装屏蔽环。		
10.9	是否定期和用电高峰前作发热红外检测工作。		
10.10	全厂接地电阻是否满足规程要求： $<2000/I_g \Omega$ ( $I_g$ 、4.8 为单相短路接地电流，有调度部门提供)，		



	或 $<0.5\Omega$ 。		
10.11	对土壤酸碱度较高的地区，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，铜质材料接地体的接地网不必定期开挖检查。若接地网接地阻抗或接触电压和跨步电压测量不符合设计要求，怀疑接地网被严重腐蚀时，应进行开挖检查。如发现接地网腐蚀较为严重，应及时进行处理。		
10.12	高压电气设备的过电压保护是否完善。		

## 二、 继电保护专业

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	<b>监督管理</b>		
1.1	应建立发电厂分管（或总工）领导负责的技术监督组织体系，健全技术监督制度和流程，落实技术监督岗位责任制。		
1.2	各电厂应结合本厂的实际情况，制定发电厂继电保护及安全自动装置技术监督管理标准；依据国家和行业有关标准和规范，编制并执行运行规程、检修规程、检验作业指导书等相关支持性文件。		
2	<b>运行管理</b>		
2.1	应及时修订继电保护专业运行检修规程，在工作中严格执行安全技术措施。		
2.2	设备命名规范，与调度下发标准名称一致；电厂自行命名的设备应符合 DL/T 1624-2016《电力系统厂站和主设备命名规范》的相关要求。		
2.3	各电厂应建立并完善继电保护缺陷管理制度，缺陷定义准确，消缺及时并有完整的记录，提高保护装置的运行率。		
2.4	根据运行设备的缺陷记录、校验参数对比，运行期限及相关规定，制定继电保护技术改造计划并落实实施。		
2.5	保护室温湿度应满足继电保护及安全自动装置运行要求，并将管理制度列入现场运行管理规定。		
2.6	各厂站网控、保护室、电缆层应在显著位置张贴禁止无线通话设备的标志。		
2.7	保护屏、压板、光字牌名称符合规范；术语、压板、把手、屏正面继电器标示清晰，均应设置恰当的标识，方便辨识和运行维护；电缆铭牌标示清晰；封堵严密整洁；装置压板、切换开关的投退情况应符合调度命令和现场运行规程的规定。		
2.8	二次回路的端子、连片外观应保持良好的；接线工艺应符合要求；端子箱门密封应严紧，封堵应严密；加热、除湿装置运行应正常；现场无积灰、无积水和无严重锈蚀情况。		
2.9	技术监督应以报告形式对每季（年）的监督工作进行总结，报告涵盖监督工作完成情况、存在的问题好改进措施，及下一步工作思路等方面内容。		
2.10	数字式故障录波器应具备故障数据信息上传功能，有专用联网通道并有维护制度，220 千伏及以上厂站的故障录波器应接入故录联网系统；其中，500 千伏及以上厂站内故障录波器应接入省调故录联网系统主站，220 千伏厂站内的故障录波器应接入各地调故录联网系统分站。		
2.11	故障录波器应选用独立于被监测保护生产厂家设备的产品，以确保保护装置运行状态及家族性缺陷分		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	析数据的客观性；变电站内的故障录波器应能对站用直流系统的各母线段（控制、保护）对地电压进行录波。		
2.12	发电厂涉网设备应配置统一的时间同步装置，主时钟应采用双机冗余配置（采用以北斗卫星对时为主、GPS 对时为辅的单向授时方式）。		
2.13	在运行继电保护设备上进行保护定值修改前，应制定防止保护不正确动作的有效措施，并做好事故预想。		
2.14	保护装置发生动作或者异常情况后，应有详细的事故记录，内容包括若保护动作应有动作分析报告，异常应有缺陷闭环处理情况。		
2.15	继电保护及安全自动装置运行时外观外观应正常（包括装置告警信号灯不亮、运行指示灯正常、液晶显示及信息报文正确）。		
2.16	保护信息子站应与各保护装置通信正常，信息上传正确；保护信息子站应接入数据网，与调度主站通讯应正常。		
<b>3</b>	<b>保护配置</b>		
3.1	二次系统设备选型及配置应满足国家和行业相关标准规程规范要求，涉网二次系统规划设计、设备选型及配置还应征求调度机构意见，满足调度机构相关技术规定及反措有关要求。		
3.2	100MW 及以上容量及接入 220kV 及以上电压等级的发电机、启备变应按双重化原则配置微机保护（非电量保护除外）；重要发电厂的启备变保护宜采用双重化配置。		
3.3	220kV 及以上电压等级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。		
3.4	220kV 及以上电压等级线路、变压器、母线、高压电抗器、串联电容器补偿装置等交流输变电设备的保护及电网安全稳定控制装置应按双重化配置。		
3.5	变压器宜配置单套非电量保护，应作用于断路器的两个跳圈，未采用就地跳闸方式的非电量保护应设置独立的电源回路（直流空气小开关及其直流电源监视回路）和出口跳闸回路，且与电气量完全分开。		
3.6	非电量保护及动作后不能随故障消失而立即返回的保护（只能靠手动复位或延时返回）不应启动失灵保护。		
3.7	发电机低励限制应与失磁保护协调配合，遵循低励限制先于失磁保护动作的原则；且机组深度进相运行时，不应触发低励限制动作。		
3.8	采用零序电压原理的发电机匝间保护应设有负序功率方向闭锁元件。		
3.9	200MW 及以上发变组应配备专用的故障录波装置，发电机、变压器不仅录入各侧的电压电流，还应		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	录取公共绕组电流、中性点电流和中性点零序电压。所有保护出口信息、通道收发信情况及开关分合位情况等变位信息应全部接入故障录波器。		
3.10	发电机组用直流电源系统与发电厂升压站用直流电源系统必须相互独立。220kV 及以上发电厂升压站应采用 3 台充电、浮充电装置，两组蓄电池组的供电方式。发电厂动力、UPS 及应急电源用直流系统，按主控单元，应采用 3 台充电、浮充电装置，两组蓄电池组的供电方式。发电厂控制、保护用直流电源系统，按单台发电机组，应采用 2 台充电、浮充电装置，两组蓄电池组的供电方式。新建或改造的直流电源系统，应进行直流断路器的级差配合试验。		
3.11	220kV 及以上电压等级的电网，应配置断路器失灵保护；双母线接线的断路器失灵保护应经复合电压闭锁。		
3.12	对于装置间不经附加判据直接启动跳闸的开入量，应经抗干扰继电器重动后开入；抗干扰继电器的启动功率应大于 5W，动作电压在额定直流电源电压的 55%~70%范围内，额定直流电源电压下动作时间为 10ms~35ms，应具有抗 220V 工频电压干扰的能力。		
3.13	变压器非电量保护重瓦斯应由继电器直接重动跳闸，其余非电量宜作用于信号。		
3.14	220 千伏及以上系统中变压器差动保护、母线差动保护、线路纵联差动保护等各侧配置的 CT 类型、变比、传变特性应满足保护相关要求，系统最大短路电流不应超出 CT 的工作范围。		
3.15	微机同期装置应配置独立的同期鉴定闭锁继电器。		
3.16	根据《变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范》的有关要求，应在发变组保护配置中取消启动通风回路，按负荷启动通风回路在主变控制箱中实现。		
3.17	300MW 及以上容量发电机应配置起、停机保护，宜装设断路器断口闪络保护；220kV 及以上电压等级接入系统的发变组，高压侧断路器应配置断路器断口闪络保护；起、停机保护在发电机正常运行时应退出。		
3.18	300MW 及以上容量的发电机宜配置失步保护，在进行发电机失步保护整定计算和校验工作时应能正确区分失步振荡中心所处的位置，在机组进入失步工况时根据不同工况选择不同延时的解列方式，并保证断路器断开时的电流不超过断路器允许开断电流。		
3.19	300MW 及以上容量的大型机组应部署相量测量装置。其测量信息应能满足调度机构需求，并提供给厂站进行就地分析。相量测量装置与主站之间应采用调度数据网络进行信息交互。同步相量测量装置应与时钟同步系统对时，对时精度为 1 $\mu$ s，满足不了要求时，应设置专用同步时钟系统。		
3.20	发电企业应将所属各发电机组励磁系统和 PSS 的关键信号接入 PMU 装置或其他监测装置。关键信号包括电压给定值、PSS 输出信号、励磁调节器输出电压、发电机励磁电压、励磁电流、励磁机励磁电		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	压和励磁机励磁电流（三机系统）、机端电压、机端电流、PSS 投入/退出信号、励磁调节器自动/手动运行方式及各类限制器动作信号。		
3.21	UPS 手动维修旁路开关应具有同步闭锁功能。		
4	<b>二次回路</b>		
4.1	两套保护装置的直流电源应取自不同蓄电池组连接的直流母线段，每套保护装置应分别设有专用的直流空气开关。		
4.2	两套主保护应分别取自电压互感器和电流互感器独立的二次绕组，并分别对应同一个开关的两个跳闸线圈。		
4.3	非电量保护与电气量保护直流电源应相互独立。		
4.4	500kV 主变中压侧阻抗保护、发电机-变压器组的阻抗保护需经电流元件启动，在发生二次回路失压、断线以及切换过程中交流和直流失压等异常状况时，应具有完善的防误动功能。		
4.5	跳闸压板的开口端应装在上方，接到断路器的跳闸回路。		
4.6	保护的电流互感器、电压互感器二次安全接地是否符合《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》（国家电网设备〔2018〕979 号）和《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（国能发安全〔2023〕22 号）的有关条款。		
4.7	继电保护及相关设备的端子排，宜按照功能进行分区、分段布置，正、负电源之间、跳(合)闸引出线之间以及跳(合)闸引出线与正电源之间、交流电源与直流回路之间等应至少采用一个空端子隔开。		
4.8	保护装置的箱体，必须经试验确证接地(应小于 0.5 欧)，保护屏柜及门体应可靠接地。		
4.9	电流互感器的二次绕组及回路，必须且只能有一个接地点。来自同一电流互感器二次绕组的三相电流线及其中性线必须置于同一根二次电缆。		
4.10	公用电压互感器的二次回路只允许在控制室内有一点接地，为保证接地可靠，电压互感器的中性线不得接有可能断开的开关或熔断器等。来自同一电压互感器二次绕组的三相电压线及其中性线必须置于同一根二次电缆，不得与其他电缆共用。来自电压互感器开口三角绕组的两根引入线应使用独立的一根二次电缆。		
4.11	所有差动保护在投入运行前，除应在能够保证互感器与测量仪表精度的负荷电流条件下，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。		
4.12	交流回路与直流回路不能共用一根电缆。		
4.13	主变压器、电抗器上的瓦斯继电器应装防雨罩，安装应结实牢固且应罩住电缆穿线孔。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
4.14	新投入或经变更的电流、电压回路是否按规定进行定相、核相、带负荷试验和二次回路正确性检查。		
4.15	操作、信号及二次回路的绝缘是否符合规程规定的要求。		
4.16	建议对于新安装的屏柜使用钳形电流表检查流过保护二次电缆屏蔽层的电流，以确定 100mm <sup>2</sup> 铜排达到有效抗干扰的作用，如检测不到电流，应检查屏蔽层是否良好接地。		
4.17	直流系统对地绝缘是否良好。		
4.18	蓄电池是否进行过带重负荷试验；蓄电池电解液比重、液位、室温是否处于正常范围。		
4.19	浮充装置稳流、稳压功能是否正常；精度、纹波系数是否满足要求；限流功能是否正常。		
4.20	直流系统各级保险定值是否有专人管理；是否满足选择性动作要求。		
4.21	是否编制直流熔断器一览表，并备有现场需要的各种型号、容量的熔件。		
4.22	是否装设直流接地选线装置，运行是否正常；发生直流一点接地时，是否及时检查，及时处理。		
4.23	新建或改造的变电所，直流系统绝缘监测装置，应具备交流窜直流故障的测记和报警功能。原有的直流系统绝缘监测装置，应逐步进行改造，使其具备交流窜直流故障的测记和报警功能。新投入或改造后的直流电源系统绝缘检测装置，不应采用交流注入法测量绝缘状态，应逐步更换为直流原理的直流电源系统绝缘检测装置。		
4.24	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，严禁使用普通交流断路器。		
4.25	断路器三相不一致保护应采用断路器本体三相不一致保护,与 500kV 线路相关的断路器，三相不一致保护动作时间按可靠躲单相重合闸时间整定，统一取 2.5s。只与发变组相关的断路器三相不一致保护时间可整定为 0.5s。		
4.26	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两个较大启动功率中间继电器的两副触点分别直接接入断路器的两个跳闸回路。		
4.27	当变压器、电抗器的非电量保护采用就地跳闸方式时，应向监控系统发送动作信号。未采用就地跳闸方式的非电量保护应设置独立的电源回路（包括直流空气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。220kV 及以上电压等级变压器、电抗器的非电量保护应同时作用于断路器的两个跳闸线圈。		
4.28	强迫油循环变压器内部故障跳闸后，潜油泵应同时退出运行。		
<b>5</b>	<b>校验管理</b>		
5.1	是否制定本单位继电保护标准校验规程及报告。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
5.2	继电保护校验是否存在超周期现象。		
5.3	继电保护校验报告是否齐全有无漏项。		
5.4	是否制定继电保护工作标准安全措施票并认真执行。		
5.5	继电保护图纸应图实一致，有齐全完整的竣工图纸（含设计变更），并做到 CAD 电子文档化管理。		
5.6	继电保护试验仪配置及管理是否符合技术监督要求，是否定期校验。		
5.7	备品备件有管理制度，是否齐全。		
5.8	应制订符合现场实际的熔断器整定配置图，是否定期校核熔断器（直流小开关）。		
5.9	是否有年度、月度检修计划，是否按检修计划或上级调度部门的要求进行检验工作。		
5.10	保护装置发生不正确动作行为后，是否有详细的检查试验方案，是否有分析报告，是否有合理的试验结论。		
5.11	是否已按《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》（国家电网设备〔2018〕979号）以及《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（国能发安全〔2023〕22号）执行反措整改工作。		
5.12	是否定期检查已执行反措仍然完好、有效。		
5.13	是否按要求执行检验规程。		
5.14	是否执行检修文件包制度。		
5.15	是否定期进行 UPS 系统的维护与检测工作，如直流电源、风扇、逆变器及静态开关等需要重点检查；UPS 负载应在 70%左右，1000MW 机组负载电源应双套配置，其余机组应依据热工专业要求进行配置。		
5.16	发电机保护和测量装置是否正常投入；功能是否良好。		
5.17	电流互感器的试验数据（如变比、伏安特性、极性、直流电阻及 10%误差计算等）是否完整。		
<b>6</b>	<b>保护软件版本管理</b>		
6.1	制定微机保护软件版本管理办法。		
6.2	现场保护装置软件版本是否符合调度相关部门要求。		
6.3	建立微机保护软件档案，包括保护型号，制造厂家，保护说明书、软件版本（版本号、校验码、程序生成时间）、保护厂家的软件升级申请等。		
<b>7</b>	<b>定值管理</b>		
7.1	发电机变压器组保护整定计算应符合 DL/T684、DL/T1309 等的相关规定；相关定值计算完成后应履行审批程序，涉网保护定值应提供整定计算书，必须报有关调度部门备案。		
7.2	与系统有关的保护如失磁、失步、频率异常、过激磁、定子过电压、低励限制及保护、过励限制及保		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	护、定子电流限制及定子过负荷保护、主变零序过流、主变复压过流、重要辅机保护等保护按照调度要求进行年度校核，保护定值应能满足涉网相关要求。		
7.3	参与机网协调的机组保护应严格按电网调度部门规定的参数、整定及技术原则执行。		
7.4	发电厂结合系统参数或厂用系统结构的变化，每年对所辖设备的整定值进行全面复算和校核，防止保护不正确动作，扩大事故范围。遇有运行方式较大变化和重要设备变更时应及时修改整定方案。		
7.5	现场及保护班是否存有最新保护定值单，是否齐全正确。		
7.6	实际运行定值与已颁布定值单是否相符，备用定值区定值与定值单一致。		
7.7	定值单按调度规定执行，是否定期核对整定单。		
<b>8</b>	<b>发电厂信息安全及二次系统安全防护</b>		
8.1	发电厂二次系统安全防护是否满足《电力二次系统安全防护总体方案》和《发电厂二次系统安全防护方案》的要求（应具有数据网络安全防护实施方案和网络安全隔离措施；分区应合理、隔离措施应完备、可靠；现场查看系统网络结构图、清单，并抽查测试系统设备、网络设备、网络接线与结构图的匹配度）。		
8.2	应建立电力二次系统安全防护管理制度、权限密码制度、门禁管理和机房人员登记制度（现场检查，查阅安全防护管理等制度资料。必须具备建立二次系统安全防护管理制度、权限密码制度、门禁管理和机房人员登记制度；现场查阅机房登记记录）。		
8.3	二次系统安全防护技术资料及网络拓扑图是否完备（现场检查有关资料）。		
8.4	是否建立电力二次系统安全防护应急预案，相关人员是否熟练掌握预案内容（查阅安全防护应急预案资料，现场提问有关技术人员）。		
8.5	应满足《电力二次系统安全防护总体方案》中安全评估要求，应正常开展电力二次系统安全评估，评估内容应包括风险评估、攻击演习、漏洞扫描、安全体系的评估、安全设备的部署及性能评估、安全管理措施的评估（现场查阅二次系统安全评估内容和报告以及实施记录）。		



### 三、 电能质量及励磁专业

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	监督管理		
1.1	是否有健全的电能质量、励磁专业技术监督机构。		
1.2	年度电能质量、励磁专业技术监督工作计划及执行情况。		
1.3	技术监督网络活动、培训情况。		
1.4	年度监督总结报告。		
1.5	事故异常处理报告。		
2	技术管理		
2.1	定期开展升压站母线或并网点运行电压、AVC 运行记录和统计（月、季度）。		
2.2	定期进行调压设备（变压器、励磁系统、AVC 等）的检查校验。		
2.3	严格执行调度部门下达的季度电压曲线或节日、大负荷特殊运行期间的调压要求。		
2.4	执行国家、行业、能源局有关电能质量、励磁技术监督的法规、标准、规程、制度。技术标准： GB/T 12326、GB/T 14549、GB/T 15543、GB/T 15945、GB/T 24337、GB/T 32506、GB/T 32574、GB/T 18482、DL/T 583、DL/T 2290。		
2.5	根据系统要求及本厂运行实际制定切实可行的规程、规定。其中应包括无功电压控制、进相运行、迟相运行、本厂变压器分接头协调及关于运行人员调整电压、电压异常处理的具体办法或实施细则。		
2.6	发电机/电动机进相、迟相、PSS、励磁系统建模、AVC 等涉网试验报告齐全；如进行机组扩容、励磁或 AVC 设备更换等技术改造，需重新进行涉网试验，则应在改造完成后三个月内重新进行涉网试验。		
3	专业技术工作		
3.1	主要考核指标：水电升压站或并网点母线电压合格率，AVC 投运率和调节合格率。		
3.2	励磁系统在抽水蓄能机组发电、抽水、调相等各种主要的工况转换过程中与监控系统、SFC、调速器及其他相关系统的联合控制各调节应正常。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.3	发电机/电动机无功出力能力能够达到额定出力，机组进相、迟相运行能力能够达到调度确认的机组进相、迟相能力。		
3.4	主变和厂变分接头位置合适，可适应发电机从迟相到进相的全部过程；定期对厂用系统电压情况进行检查，正常工作情况下，厂用系统运行电压宜在母线标称电压的±5%范围内。		
3.5	按规定统计、上报有关电压、AVC运行的统计报表。		
3.6	对相关设备出现的故障及设备缺陷及时分析。		
3.7	根据需要开展发电厂并网点、发电机出口及厂用系统电能质量测试。		
4	设备管理		
4.1	根据华东网调或江苏省调要求配置或投入AVC运行。		
4.2	发电机无功有无异常波动、出力不合理及机组间（同一并网点）无功分配明显不均衡情况。		
4.3	发电厂应按照电网运行要求配备PMU设备，并实现与调度主站联网。PMU信息量满足调度要求，通讯正常。		
4.4	励磁系统应保证良好的工作环境，环境温度、湿度不得低于相关标准规定要求。励磁调节器与励磁变压器不应置于同一个没有隔断的场地内。励磁设备（含励磁变压器和励磁小间）上方及附近不得布置水管道，如有布置则应采取防止漏水的隔离措施。整流柜冷却通风入口应设置滤网，励磁调节器及功率整流柜所在的励磁小间应具备必要的防尘降温措施。		
4.5	励磁系统中两套励磁调节器的电压回路应相互独立，使用机端不同电压互感器（PT）的二次绕组，防止其中一个故障引起发电机误强励。励磁调节器原则上应具有防止电压互感器（PT）高压侧熔丝熔断（包括慢熔）引起发电机误强励的措施。对于励磁调节器所用的电压互感器和一次保险应定期检查，发现异常及时予以更换。		
4.6	励磁变压器的绕组温度应具有有效的监视手段，监视其温度在设备允许的范围之内，并具备将温度信号传至远方的功能。有条件的可装设铁芯温度在线监视装置。		
4.7	当接入机组故障录波器、同步相量测量装置（PMU）等监测系统的励磁电流和励磁电压信号采用变送器输出时，励磁电压输出信号应有一定负值量显示，正向输出信号最大值应不低于额定励磁电压的2倍；励磁电流输出信号最大值应不低于额定励磁电流的2倍。		
4.8	发电机转子接地保护装置原则上应安装于励磁系统柜。接入保护柜或机组故障录波器的转子正、负极连接电缆应采用高绝缘的电缆且不能与其它信号共用电缆。所用电缆的绝缘耐压水平应满足相关		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	标准规定要求。		
4.9	励磁调节器是否已配备电力系统稳定装置（PSS），功能配置是否齐全；应选用无反调或反调作用较弱的电力系统稳定器。		
4.10	是否完成励磁系统建模和 PSS 参数整定试验，报告是否完整。PSS 是否按调度要求投退。		
4.11	励磁系统低励限制是否给出整定范围和限制曲线，是否满足发电机进相运行要求以及接入电网安全稳定运行要求，应结合机组 B 级及以上检修定期检查限制动作定值。励磁系统涉及低励限制功能的升级、改造后，应进行进相深度限制值及低励限制功能的校核试验。		
4.12	电机的励磁参数（包括调差率、低励限制、PSS 及顶值倍数等）按 GB/T 40591、GB/T 18482、DL/T 491、DL/T 583、DL/T 1013、DL/T 1166 进行整定与试验，并报调度部门确认。		
4.13	机组励磁系统无功调差功能应投入运行，机组励磁系统调差系数的设置应考虑主变短路电抗的差异，具有合理的无功调差系数，同一并列点的多台机组应具有基本一致的电压调差率。励磁系统调差系数及电压静差率的现场试验是否完成。		
4.14	50MW 及以上水轮发电机组在额定出力时，功率因数应不低于 0.85（滞后），系统应采用可以在线调整低励限制的微机励磁装置。		
4.15	新建机组或老机组改造采用的发电机励磁调节器[含电力系统稳定器（PSS）]须经有资质的检测中心入网检测合格，挂网试运行半年以上，形成入网励磁调节器软件版本，才能进入电网运行。		
4.16	励磁系统的强励能力（强励电流倍数、强励电压倍数、强励持续时间等）应满足国家标准和行业标准的要求。机组在电气制动工况运行时禁止强励功能投入。		
4.17	励磁系统检修应按“GB/T32506-2016 抽水蓄能机组励磁系统运行检修规程”要求的周期和项目进行，不应漏项和缺项。		
4.18	大修后的励磁系统应按国家及行业标准开展空载及负荷状态下的阶跃、零起升压等试验，并结合开展励磁系统复核性试验，包括励磁调节器（AVR）调压性能校核性试验和 PSS 性能复核性试验，与上次试验结果进行比较，动态特性应符合标准。		
4.19	机组检修期间，应对灭磁开关进行检查，触头接触压力、触头烧伤面积和烧伤深度应符合产品要求，必要时进行更换。灭磁开关应结合机组检修，进行断口触头接触		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	电阻、分合闸线圈直流电阻、分合闸动作电压、分合闸时间测试等试验，试验结果应符合厂家规定。灭磁开关应按厂家规定的运行时间或动作次数进行解体检查，检查开关动、静触头接触面是否符合要求、机械部分是否出现磨损、开裂等。发现问题及时予以更换。交流励磁系统灭磁开关的检查和检修可参照执行。		
4.20	励磁系统电源模块应定期检查，且备有经检测功能完好的备件，发现异常时应及时予以更换。励磁调节器所用的电源模块原则上应在运行6年后予以更换。励磁系统调节器运行12年后，应全面检查板件、电子元器件情况，发现异常应及时更换。励磁系统整流器功率元件运行15年后，经评估存在整流异常或无法及时消除的缺陷等运行风险，应及时更换或改造。		

#### 四、 电测专业

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	监督管理		
1.1	监督组织健全		
1.2	职责明确并得到落实		
2	计量标准溯源及量值传递		
2.1	标准室是否有合适的场地，环境条件是否满足要求		
2.2	计量标准设备台帐是否齐全		
2.3	是否具有完善的规章制度，完整的操作规程等		
2.4	是否制定定期、定点标准装置溯源计划并按计划进行溯源		
2.5	计量标准器具在送检前后是否进行比对，建立数据档案，考核其年稳定性		
2.6	计量标准装置是否全部考核认证或复查通过		
2.7	计量标准技术档案是否齐全，记录是否完整。（技术档案包括：计量标准考核（复查）申请书、计量标准技术报告、计量标准考核证书、计量标准履历书、计量标准操作程序、计量检定规程及计量技术规范、国家计量检定系统表、计量器具使用说明书、计量器具检定证书、计量标准测量重复性考核记录、计量标准稳定性考核记录、计量标准变更申请表、计量标准封存（或撤消）申报表）		
2.8	是否有未建标就开展工作的情况		
2.9	是否按照被检计量器具的准确度等级、数量、检定量程和计量检定系统表的规定配置计量标准器和工作标准器。计量标准器和配套设备是否符合要求，并进行验收检定/周期检定，记录、证书信息是否齐全、正确，标准传递系统图是否规范		
2.10	是否具有符合等级的、有效的持证人员并且每个项目是否有两人持证上岗		
2.11	出具的检定(校验)证书(报告)、记录是否符合要求，并按规定妥善保管		
2.12	标准装置、计量仪表是否粘贴有效的状态标识。		
3	设备监督		
3.1	是否建有电测仪表的台帐，是否具有正式发文的周检计划，各类仪表是否按期受检		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.2	电测仪表（携带型电气仪表、现场变送器/交流采样器/RTU、电能表、重要盘表等）“三率”（检验率、合格率、损坏率）是否按期进行统计		
3.3	关口计量柜、电能表、计量用电压互感器、电流互感器、互感器端子箱等计量装置配置是否符合 DB32/991-2007《电能计量装置配置规范》的要求		
3.4	关口电能计量装置的准确性、可靠性（关口电能表、PT 二次压降、计量用互感器误差和电流误差是否按周期检验，是否符合 DLT448-2016《电能计量装置技术管理规程》的要求		
3.5	关口计量屏柜型号命名、标志信息、使用条件、功能要求、电气性能、试验等技术要求，是否符合 DL/T2235-2021《电厂上网关口电能计量屏柜技术规范》的要求		
3.6	互感器二次回路连接导线是否采用铜质单芯绝缘线，导线截面是否大于 4mm <sup>2</sup>		
3.7	互感器实际二次负荷是否运行在 25~100%额定二次负荷范围之内，电流互感器一次电流是否运行在 30~120%I <sub>n</sub> 以内		
3.8	关口电能计量回路是否具有失压监控（报警）及自动恢复再投功能		
3.9	是否定期检查维护关口电量计费系统		
3.10	电量不平衡率是否达到要求		
3.11	非关口计量装置的准确性、可靠性（非关口电能表、PT 二次压降、电互感器误差和电流误差是否按周期检验）		
3.12	发电机、高厂变、主变、启动变等电能表是否经授权电能计量技术机构进行周期检定		
3.13	智能功率变送器装置是否开展基于防范的相关试验，是否采取合理措施降低输出信号的共模电压		
3.14	上网关口电能计量屏柜是否通过裸铜编织软线与柜体相连，接地连接是否正确、可靠、有效，所有导体与 PE 铜排连接导通电阻是否小于 0.1Ω。		
3.15	变压器温度控制器和氧化锌避雷器泄漏电流表等在线监测仪表校验周期是否符合要求。		
4	培训		
4.1	是否参加电测专业技术监督工作会议，专题研讨培训会议		
4.2	计量人员是否参加电测专业持证上岗相关培训		

## 五、 热控专业

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
1	监督网络与管理		
1.1	建立健全以主管生产副总经理或总工程师领导下 的专业监督网络，并能根据岗位变化及时调整。		
1.2	是否建立各级自动化技术监督人员的责任制，各级监督人员职责明确、责任落实。		
1.3	是否制定本企业的热控技术监督实施细则。		
1.4	按规定格式和时间如实上报自动化监督季报、年报，年度工作计划、总结，重要问题应及时上报。		
1.5	是否按规定定期召开技术监督会议，研究技术监督相关工作。		
1.6	国家和行业监督主要管理规范、技术标准。		
1.7	技术资料：设备出厂原始资料、检修、运行、试验和维护规程是否齐全，相关调试、验收、试验项目和试验记录是否完整和规范。		
1.8	技术培训是否正常进行。		
2	技术监督主要指标		
2.1	机组自动装置投入率为 100%		
2.2	机组自动开、停机成功率不低于 100%		
2.3	水机保护：超速保护、事故低油压保护、温度过高保护、导叶剪断销保护、配压阀拒动保护、液位保护、冷却水中断保护、机组振动和摆度保护等，主要保护投入率应达 100%。		
2.4	水机保护正确动作率为 100%。		
2.5	辅机自动装置投入率为 100%。		
2.6	计算机监控系统的可用率为 100%。		
2.7	系统设备、元件（装置）和各种自动化表计定期检验，在运设备合格率 100%。		
2.8	模拟量（转速、压力、液位等）和开关量（位置信号）合格率为 100%（包括现场仪表 及计算机		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	监控系统数据显示)。		
2.9	设备消缺率 100%。		
2.10	计算机监控系统通信设备可用率达到 100%		
3	技术监督范围及主要工作内容		
3.1	机组调速系统（包括机组油压系统）及水机保护		
3.1.1	机组调速系统		
3.1.1.1	调速器控制器应冗余配置，重要控制信号应至少设置 2 路，重要控制信号丢失后系统控制性能应满足相关标准要求。调速器设置交直流两套电源装置，互为备用，故障时自动转换并发出故障信号。		
3.1.1.2	系统的品质指标应满足机组安全、稳定运行要求，调节参数满足机组调保计算要求，调速器静态特性、动态特性参数及性能符合相关技术规范。		
3.1.1.3	系统应具备监测信号异常和装置故障报警功能，如电源消失，油压、油位异常，测速故障等报警功能 并能在中控室计算机监控系统和现场 CRT 上显示		
3.1.1.4	系统应具备一定的冗错功能，保证其故障后能及时报警，并能自动切换到安全的手动运行方式或自动停机。		
3.1.1.5	系统应有规范、正确的调速系统定值清单，定期进行定值的核实检查，保证与实际相符。		
3.1.1.6	系统相关技术资料完整、规范，包括调速系统第一次启动验收报告等相关资料。		
3.1.1.7	对调度有一次调频要求的机组，应有一次调频试验报告，一次调频应正常投入，指标满足电网要求， 且按调度要求上传参数至监控系统，由监控系统送至调度中心。		
3.1.1.8	设有自动补气装置的油压装置应设空气安全阀，其动作值满足规程要求。		
3.1.1.9	系统应随机组检修进行定期检查和维 护，完成实际联动试验，保证联动试验正确，各电磁阀动作正确，现场信号显示正确。		
3.1.1.10	调速系统检修中，应进行电气柜工作电源和备用电源自动切换试验。主备电源切换时，应发出报警，要求导叶接力器行程变化不得超过全行程的±1%。		
3.1.1.11	调速系统检修中，应进行调速器工作电源消失试验，工作电源信号消失后，应发出报警，并能保证导叶接力器行程变化不超过全行程的±1%，且掉电重启后，调速系统各参数不能初始化。		
3.1.1.12	调速系统检修中，应做水机调速器测频信号消失试验，测频信号消失后，应发出报警，要求导叶接力器行程变化不得超过全行程的±1%。		



序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.1.2	水机保护		
3.1.2.1 修改	应有规范、正确的保护定值清单，定期进行保护定值的核实检查，保证与实际相符。定制清单应以两年为周期进行滚动修编。		
3.1.2.2	机组检修时，应对水机保护装置保护逻辑及出口回路等进行检查及联动试验，合格后方可按照相关规定投入。		
3.1.2.3	水机保护模拟量信息、开关量信息应接入计算机监控系统，实现远方监视。		
3.1.2.4	水机保护连接片应与其他保护连接压板分开布置，并粘贴标示。		
3.1.2.5	测速装置输入信号源电缆、测温电缆、轴电流输出信号电缆应采取可靠的抗干扰措施，防止对装置及信号源造成干扰；电缆及传感器应安装可靠、牢固。		
3.1.2.6	机组超速保护的测速装置应采用冗余配置，其输入信号取自不同的信号源；装置应定期检验，检查装置测速的连续性，不得有跳变及突变情况，同时检查各输出触点动作情况。		
3.2	计算机监控系统及通信系统		
3.2.1	计算机监控系统的安全		
3.2.1.1	监控系统的主要设备应采用冗余配置，服务器的存储容量和中央处理器负荷率、系统响应时间、事件顺序记录分辨率、抗干扰性能等指标应满足要求。		
3.2.1.2	系统电源设计应满足要求，应有可靠的后备手段（如 UPS），备用电源的切换时间应保证可编程控制器（PLC）及上位机等不能重启、初始化或信号采集错误甚至装置误动；不间断电源在交流消失后应能维持 1h 以上；电源质量应满足要求；上位机电源系统故障时应有可靠的报警措施。		
3.2.1.3	根据机组的具体情况，保证计算机监控系统失灵后的紧急停机技术措施。		
3.2.1.4	计算机监控系统应给不同职责的运行和维护人员提供不同安全等级的操作权限，在交接班过程中，应进行监控系统操作员站登录变更。		
3.2.1.5	监控系统网络建设应满足电力监控系统安全防护规定基本原则要求；应按要求配备必要的安全防护设备及技术措施。		
3.2.1.6	计算机监控系统投电或掉电过程不应有误出口。		
3.2.1.7	重要 I/O 点（水车保护测点）应考虑采用非同一板件的冗余配置。		
3.2.1.8	现地控制单元与上位机的通信应为双通道配置；监控系统与其他系统的通信连接应符合相关规		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	范；监控系统网络设备配置应满足规范要求。		
3.2.1.9	系统重要设备（操作员站、现地控制单元 CPU、服务器、通信网络设备等）应考虑采用冗余配置，并处于热备用状态，并定期开展冗余切换试验。		
3.2.1.10	信号和电缆屏蔽层的接地应满足标准要求，柜间电缆屏蔽层应通过等电位可靠接地。		
3.2.1.11	模拟量输入应采用对绞屏蔽加总屏蔽电缆，对绞的组合应是同一对的两条信号线。不同电压等级、不同电源类型的回路不能在同一根电缆内。		
3.2.1.12	监控系统应有完善的自诊断功能，及时发现自身故障，并指出故障部位。监控系统还应具备自恢复功能，即当监控系统出现程序死锁或失控时，能自动恢复到原来运行状态。		
3.2.1.13	监控系统相关设备（含电源设备、通信系统）应加装防雷（强）电击装置，防雷和过电压防护能力应满足电力系统通信站和过电压防护要求，相关机柜柜体及柜内设备外壳应可靠接地。		
3.2.1.14	监控系统响应实时性应满足要求，SOE 分辨率指标满足要求，SOE 功能应定期开展测试，SOE 动作记录完整、信号名称正确、时标显示正确；系统应配备同步时钟装置，能提供为保证 SOE 分辨率所需的脉冲同步信号或时钟同步接口，并准确授时。		
3.2.1.15	有软件及数据备份管理规定，定期进行备份并留有记录；在软件修改、更新、升级前，应对软件进行备份，发现问题及时恢复；未经监控系统厂家测试确认的任何软件严禁在监控系统中使用。		
3.2.1.16	监控系统的远方、现地操作应具备电气闭锁功能，对任何现地的自动或手动误操作能被自动禁止并报警，且闭锁联动试验正确。		
3.2.1.17	有系统防误操作管理制度，并严格执行。		
3.2.1.18	监控网络设备应采用独立的自动空气开关供电，禁止多台设备共用一个分路开关。		
3.2.1.19	通信光缆尾纤布放应满足要求；监控系统通信通道（含备用）应定期进行测试；系统内部元器件安装及内部连线应正确、牢固无松动；键盘、开关、按钮和其他控制部件的操作应灵活可靠；接线端子的布置及内部布线应合理、美观、标志清晰；系统内部各设备之间接线应与设计、施工图纸保持一致。		
3.2.1.20	监控系统上位机应能对上下位机各个网络节点的运行状况进行实时监视，并能在出现故障时及时给出报警信号；各网络设备应有明确的指示灯来表明设备的运行状态。		
3.2.1.21	中央控制室、监控机房、通信机房等应有可靠的环境监测措施，环境条件应满足规定要求。		
3.2.2	机组启停、事故停机、开关操作、辅助设备程控等流程正确，运行可靠。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.2.3	监控系统实时监视、报警和记录的数据和信号规范、正确。		
3.2.4	现地控制单元应有人机接口设备。在其上可以进行现场控制操作，还能显示相应的操作画面、操作提示、相关数据及事故、故障指示信号。		
3.2.5	投入 AGC 功能的发电机组，其调节范围、响应速度、调节精度及投运率等参数、指标应满足电力行业相关规程及当地电网调度机构的技术要求，不满足要求应请有相应资质的单位开展相关试验，并有完整的报告；AGC 投运后不得无故退出，如需退出应向调度申请，同意后方可退出运行。		
3.2.6	一次调频应与 AGC 或功率调节相互协调。一次调频优先控制逻辑应正确，有效。		
3.3	附属设备的自动化控制系统：机组进水口闸门、主阀控制系统、技术供水系统、排水系统、机组用油和用气系统等。		
3.3.1	附属设备的自动化控制正常，出现短时故障时操作人员能及时进行手动操作，不出现因附属设备装置而引起事故停机；附属设备应设有防止短路、过流过热保护，并全部投入运行。		
3.3.2	附属设备的自动化控制系统应配置必要的自动化元件监视功能，其开关量和模拟量信号应上传至计算机监控系统；控制系统出现故障后应有相应的故障光字并上传计算机监控系统，且信号规范正确（如压力、液位等异常）。		
3.3.3	附属设备的自动化控制系统应有规范、正确的定值清单，定期进行定值的核实检查，保证与实际相符。		
3.3.4	附属设备的图纸（接线图、原理图）资料齐全、符合设备现场，回路修改要有修改技术通知单，图纸要及时修改。		
3.3.5	附属设备的控制系统应随其主机检修进行定期检查、维护和试验，出具规范的检验报告。		
3.3.6	附属设备的控制系统应能定期自动切换主、备用设备。		
3.3.7	上/下水库应分别设置两套不同原理的水库水位测量装置。上/下水库水位各测点应根据水工设施要求分别设置两级越上限和两级越下限信号，其中一级越限作用于报警、二级越限作用于报警及自动停机。每年应对水库水位各测点与水位标尺等进行对比校核		
3.3.8	动力电源操作的事故闸门，应配置独立的应急电源，确保在地下厂房交流电源全部丢失时闸门能正常下落。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.3.9	应至少配置两套不同原理的厂房集水井水位监测装置及水位过高报警装置。		
3.4	设备外观检查：设备应有挂牌和明显标志，操作开关、按钮、操作器及执行器应有明显的开关方向标志，操作灵活可靠；控制盘内外应有良好的照明盘内电缆入口要封堵严密、干净整洁；主要的仪表和装置应有必要的防雨、防尘、防冻和散热措施。		
3.5	量值传递管理		
3.5.1	标准器具及配套设备的工作状态完好，按周期进行检定，具有有效检定报告。		
3.5.2	计量标准运行记录及计量标准履历书内容填写完整，计量标准更换符合要求，具有符合要求的技术报告及量值传递系统图。		
3.5.3	建立统一的计量器具台账。		
3.5.4	仪器仪表周检有计划，并按计划检验。		
3.5.5	计量检定员证合格有效。		
3.5.6	从事量值传递的工作人员必须取得相应项目检定或校准人员能力证明文件后，方可开展检定工作。一检定项目必须有两名或以上人员持本项目检定能力证明文件。凡脱离检定岗位一年以上的人员，必须重新考核，合格后方可恢复工作。		
3.5.7	检定/校准人员必须熟练的掌握检定操作过程，正确填写原始记录，数据处理准确。		
3.5.8	出具的检定/校准证书和合格证格式规范、正确。		
3.5.9	原始记录/检定记录完整并符合规定，更改符合规定要求，签字符合要求。		
3.5.10	实验室设备布局整齐环境清洁卫生。		
3.5.11	配置有效的实验室环境监控设备、监测记录完整正确。		
3.5.12	影响检定结果的其它因素。		
3.5.13	实验室管理制度。		
3.6	外委检测（适用于未建立标准实验室）		
3.6.1	外委检测机构资质。		

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
3.6.2	计量检测人员配备。		
3.6.3	标准检定装置。		
3.6.4	检测报告是否规范。		

## 六、 金属专业

序号	监 督 内 容	检查方法	检查结果
1	<b>监督机构和职责</b>		
1.1	建立完整的金属监督网络（领导小组、各专业人员）；网络有变动，应有相应的文件。		
1.2	各发电企业建立各级金属技术监督专责人的责任制，各级专责人职责明确、落实责任。按规定及时编写（上报）金属技术工作计划、措施、实施细则、报表和总结等。		
1.3	各发电企业按照国家和行业标准开展技术监督工作，参加技术监督服务单位组织的监督工作会、专题培训等活动，配合技术监督服务单位完成技术监督动态检查工作。		
2	<b>监督管理制度及规程</b>		
2.1	是否建立金属监督相关管理制度？包括但不限于：金属监督网络人员岗位责任制度、金属监督实施细则、金属检验（试验）管理制度、金属材料采购验收及仓储管理制度、焊接管理制度等。		
2.2	是否及时更新标准，在用标准是否最新标准。		
3	<b>主要技术要求</b>		
3.1	无损检测人员、理化检验人员、热处理人员应有相应的资格证书，并在有效期内。		
3.2	受监部件的焊接，必须由持相应合格证的焊工焊接。没有无证施焊和越项施焊情况。		
3.3	是否按要求建立健全了金属监督的原始资料、运行和检修检验、技术管理的档案。（如役前检查档案、受监金属部件的检查检验档案、焊接质量监督和检验档案、缺陷处理记录、金属监督工作计划总结等）		

序号	监 督 内 容	检查方法	检查结果
3.4	是否定期开展金属监督网络活动和培训，有活动记录和培训记录。（监督网络活动频率不少于每季度一次）		
3.5	对受监部件失效进行分析，有书面分析意见，原因不明时有事故分析报告。		
3.6	频繁重复的金属失效事件是否查明原因，并采取针对性整改和预防措施。		
3.7	缺陷闭环管理是否落实？对严重缺陷 100%消缺，对于不具备消缺条件的超标缺陷，需经厂领导批准并上报主管部门备案。		
3.8	是否对前次检测发现超标缺陷的部位及经修复处理过的缺陷部位进行 100%复核检测？		
3.9	金属试验检测报告应用标准适当，结论正确，审核、签发手续齐全。		
3.10	压力容器是否按规定进行定期检验？检验报告是否齐全？		
4	<b>受监材料的监督</b>		
4.1	受监范围内的金属材料及其部件是否组织入库验收？是否有合格证或质量证明书（注：检查材料质量证明书是否为原件，如是复印件是否加盖了供货单位公章和经办人签章）？质量证明文件中的数据是否齐全或补检？		
4.2	受监的金属材料及其部件在存放时是否按材料牌号、部件标识分类存放？是否做好防变形、防损伤、防腐等措施？		
4.3	为了防止错用，是否建立材料的发放制度并监督执行？		
4.4	材料代用是否履行审批手续？是否做好记录，并在原图纸上进行了标注？		
5			

序号	监 督 内 容	检查方法	检查结果
5.1	所有从事受监部件焊接工作的焊工，是否取得相应的资格证书。焊工的培训、考核取证管理办法可按照 SL35 的要求执行。对有特殊要求的部件焊接，焊工应做焊前模拟性练习，熟悉该部件材料的焊接特性。对进口部件还应满足合同规定的考核要求。		
5.2	有焊接工艺卡和焊接作业指导书。		
5.3	焊条、焊丝有制造厂合格证，对存放时间超过 1 年的焊条、焊丝进行抽样拆封检查。		
5.4	焊接材料库有温湿度控制设备，有温湿度记录，焊条分类存放并挂牌表明牌号、数量、存放时间等。		
5.5	焊条烘干设备正常工作，温度表进行定期校验。		
6	<b>设备监督检测</b>		
6.1	水轮机主要部件的监督		
6.1.1	每次 C 级及以上检修是否对大轴、转轮（浆叶）、泄水锥、转轮室（排水环）、导叶及操作机构（包含连杆、转臂、控制环、接力器、重锤吊杆吊耳）、蜗壳、管型座、顶盖、座环、底环、基础环、尾水管里衬等及其附属结构件进行了外观检查？对出现异常的部位或有怀疑的部位是否进行了无损检测？		
6.1.2	每次 B 级及以上检修是否对转轮焊缝、转轮室（排水环）焊缝等部位按规定进行了无损检测？ <i>转轮焊缝检测长度比例不低于 50%，转轮室（排水环）焊缝检测长度比例不低于 10%</i> 。发现缺陷，是否进行了评估并适当增加了检查次数？		
6.1.3	泥沙含量较大的机组，是否每次 B 级及以上检修对转轮（浆叶）、导叶、转轮室、蜗壳、管型座、座环、尾水管里衬的气蚀和磨损情况进行详细的检测和记录，并采取相应的处理对策？对于泥沙磨损、气蚀损坏较严重的，是否适当增加了检查次数？		
6.1.4	新机组投产后第一次 A 级或 B 级检修是否对水轮机大轴进行了外观检查和无损检测？每次 A 级检修、运行 10 万小时以上的大轴每次 B 级及以上检修以及当大轴出现异常情况时是否进行了无损检测？		



序号	监 督 内 容	检查方法	检查结果
6.1.5	对转轮、转轮室等金属部件的裂纹、气蚀、磨损等缺陷进行焊接修复时，必须进行焊接工艺的评定，制订焊接作业指导书，对焊接工艺和焊接质量实施技术监督		
6.2	发电机主要部件的监督		
6.2.1	每次 C 级及以上检修是否对大轴、转子中心体和支臂、上下机架、灯泡头、推力轴承（包含推力头、卡环、镜板）、风扇叶片、制动环、挡风板等及其附属结构件进行外观检查？对出现异常的部位或有怀疑的部位是否进行了无损检测、变形测量，并做好记录？		
6.2.2	每次 B 级及以上检修是否对转子中心体和支臂、推力轴承（包含推力头、卡环、镜板）、风扇叶片、制动环等部位进行无损检测？（转子中心体和支臂焊缝检测比例不低于 10%）如存在裂纹等严重缺陷，是否根据情况增加了检查次数？		
6.2.3	新机组投产后第一次 A 级或 B 级检修是否对发电机大轴进行外观检查 and 无损检测？每次 A 级检修、运行 10 万小时以上的大轴每次 B 级及以上检修以及当大轴出现异常情况时，是否进行了无损检测？		
6.3	螺栓的技术监督		
6.3.1	每次 C 级及以上检修是否对大轴联接螺栓、水轮机联轴螺栓、推力头抗重螺栓、上导抗重螺栓、励磁机定子联接螺栓、励磁机法兰联接螺栓、发电机转子磁轭拉紧螺栓、转子轮臂螺栓、机架把合螺栓、顶盖螺栓、主轴密封螺栓、蜗壳和尾水人孔门螺栓、转轮室连接螺栓等进行外观检查？重点检查固定焊点有无开裂、止动垫片包裹是否完好及螺栓、螺母有无松动。		
6.3.2	每次 B 级及以上检修是否对顶盖螺栓、大轴联接螺栓、水轮机联轴螺栓、推力头抗重螺栓、上导抗重螺栓、励磁机定子联接螺栓、励磁机法兰联接螺栓、发电机转子磁轭拉紧螺栓、转子轮臂螺栓、机架把合螺栓、转轮室连接螺栓等大于等于 M32 的螺栓进行外观检查 and 无损检测？发现超标缺陷是否及时更换，并做好记录？		
6.3.3	对累计运行 8 万小时以上的螺栓，发现断裂缺陷是否按批次全部更换？对小于 M32 的螺栓拆卸两次后是否按批次全部更换？		

序号	监 督 内 容	检查方法	检查结果
6.3.4	当设备或部件运行振动值超标时，是否及时对其连接螺栓进行外观检查 and 无损检测？		
6.3.5	水轮机浆叶接力器与操作机构连接螺栓是否进行役前和在役定期无损检测？		
6.3.6	水轮机、发电机所用紧固件、连接件、结构件是否按行业相关规定结合机组检修进行了检查？水轮机轮毂与主轴、发电机转子与大轴、发电机轴与水轮机轴等重要受力、振动较大的部位螺栓是否在每次大修拆卸后进行了更换？继续使用的是否开展了全面无损检测？		
6.4	闸门、拦污栅、压力钢管、启闭机、进水阀门的技术监督		
6.4.1	压力钢管是否按 DL/T 709 的规定进行巡视检查、外观检测、材质检测、无损检测、应力检测、振动检测、腐蚀检测？		
6.4.2	水工钢闸门和启闭机是否按 DL/T 835 的规定进行巡视检查、外观检测、材质检测、无损检测、应力检测、振动检测、腐蚀检测？		
6.4.3	对拦污栅是否存在裂纹、锈蚀、变形等情况进行定期外观检查？是否定期对启闭机制动轮、齿轮盘进行外观检查？		
6.4.4	溢流坝闸门、启闭机和拦污栅是否在汛期前、后分别进行外观检查？		
6.4.5	是否按 DL/T 5358 的规定对闸门、拦污栅、压力钢管、启闭机进行腐蚀防护处理和质量验收？		
6.4.6	每次 B 级及以上检修是否对进水阀门应进行外观检查？对焊接部位和应力集中部位是否进行无损检测抽查？		
6.4.7	是否按照相关标准要求对压力钢管及明管段管壁焊缝、壁厚、应力、腐蚀检测？是否对与压力钢管直接连接的阀门和管路焊缝按照相关标准要求对进行无损检测？		
6.5			

序号	监 督 内 容	检查方法	检查结果
6.5.1	每次 C 级及以上检修是否对技术供水管、蜗壳取水管和与压力容器（压油槽、储气罐等）相连的管道等及附件进行外观检查，并在必要时进行测厚和无损检测？对临近发电机设备的管道、阀门的锈蚀等情况进行检查？		
6.5.2	每次 A 级检修是否对操作油管等管道进行外观检查和无损检测（无损检测数量比例不低于 5%，且不少于 1 个焊口）？		
6.5.3	对运行 15 万小时以上的气、水、油管道（操作油管除外）是否每 8 万小时进行耐压试验（试验压力为工作压力的 1.25 倍，且不大于设计压力）？		
6.5.4	压力油罐焊缝是否进行了定期无损检测？压力容器安全阀、压力开关和变送器是否进行了定期校验？		
6.6	其他		
6.6.1	水轮机和发电机的推力轴瓦和导轴承瓦出厂前是否进行了全面的性能试验和无损检测？是否对巴氏合金瓦的原材料开展硬度、金相组织抽样检测？是否定期对轴承瓦进行检查，确认无脱壳、裂纹等缺陷，并确认轴瓦接触面、轴领、镜板表面光洁度是否符合设计要求？对于巴氏合金轴承瓦，是否定期采用无损探伤方法检测检查合金与瓦坯的接触情况？		

## 七、 环保专业

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	环保监督管理		
1.1	监督组织		
1.1.1	建立环保技术监督网络，有总工（或分管厂领导）、环保监督管理、环保设施责任部门组成的三级管理体系，设置环保监督专责管理人员。		
1.1.2	健全环保技术监督网络，及时优化调整环保技术监督网络成员。		
1.1.3	建立环保技术监督工作的检查、考核制度。		
1.1.4	各级环保监督网络成员有明确的责任。		
1.1.5	环保技术监督网络活动正常开展。		
1.1.6	环保专责参与有关环保项目的可研、设计、审查、验收。		
1.1.7	环保专责参与环保设施的运行、维护、检修、技改计划的制订。		
1.2	监督细则		
1.2.1	完善环保技术监督规章制度。		
1.2.2	建立环保设施事故、污染物排放超标的应急处理制度。		
1.2.3	建立环保设施的监督监控制度。		
1.2.4	及时修订《环保技术监督实施细则》。		
1.3	环保监督监测		
1.3.1	环保监督监测执行的标准、规范、导则等齐全、有效。		
1.3.2	环保监测人员持证上岗，定期通过环保或电力部门的有关培训学习。		
1.3.3	外委环保监测单位满足环境监测的资质要求。		
1.3.4	环保设施的第三方运营应满足环保设施运行维护检修的单位资质及人员资格要求。		
1.4	监督档案、设备管理		
1.4.1	建立并健全环保技术监督档案。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1.4.2	及时、真实地向有关单位上报、通报环保技术监督情况。		
1.4.3	及时、准确地向相关单位通报环保设施的大修项目、大修后环保设施的测试情况。		
1.4.4	及时向相关单位通报环保部门颁发的排污许可证的各项污染物总量。		
1.4.5	环保实验室规范、符合监督测试的技术要求。		
1.4.6	环保实验室仪器仪表定期检定、合格有效。		
1.4.7	仪器仪表的使用记录完整。		
1.4.8	环保设施的原始运行数据齐全、准确。		
1.4.9	重点排污单位应按照相关要求如实向社会公开污染物的排放情况。		
2	环保专业技术		
2.1	环保设施验收		
2.1.1	环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，符合经批准的环境影响评价文件要求。		
2.1.2	组织环保设施验收，对验收内容、结论和公开信息的真实性、准确性和完整性负责。		
2.1.3	全面落实《建设项目环境保护管理条例》，竣工后环保设施验收期限最长不超过 12 个月。		
2.2	环保技术监督		
2.2.1	加强环保设施运维管理，确保环保设施正常运行。		
2.2.2	是否发生环境污染事故。如发生污染事故，应有专人负责污染事故的调查分析，并及时制定反事故措施。		
2.2.3	是否发生因环保设施运行故障引起的非计划停运。如发生应有专门的运行事故调查报告，同时及时制定反事故措施。		
2.2.4	污染物排放浓度达到国家及地方标准规定的要求。		
2.2.5	废水排放达标率：100 %。		
2.2.6	厂界及敏感点噪声达标率：100%。		
2.2.7	环保处理设施投运率：100%。		
2.2.8	环境监测完成率：100%。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.2.9	对发现的超标情况应及时查找原因并解决超标现象，暂时不能解决超标现象的须有明确的整改监督措施，并报上级有关部门。		
2.2.10	由环保问题引起的投诉纠纷及时处理。		
2.3	废水环保设施及排放口规范化		
2.3.1	废水集中处理，提高水的重复利用率，减少废水和污染物排放量。		
2.3.2	禁止无排污许可证或者违反排污许可证的规定排放废水、污水。禁止利用渗井、渗坑、暗管、雨水管、裂隙、溶洞等排放废水、污水。		
2.3.3	工业废水处理设施满足设计和安全生产要求。		
2.3.4	含油废水处理设施满足设计和安全生产要求。		
2.3.5	生活污水处理设施满足设计和安全生产要求。		
2.3.6	取得排污许可证，按照排污许可证的要求排放废水。		
2.3.7	废水排放口设置规范，符合雨污分流、清污分流要求。		
2.4	环保设施运行维护		
2.4.1	环保处理设施的运行维护检修计划合理。		
2.4.2	环保设施的运行维护检修规程、设备技术台帐齐全。		
2.4.3	环保设施的维护检修质量满足设计、生产要求。		
2.5	固体废物处置		
2.5.1	制定企业固体废物处置管理条例，建立并健全固体废物污染环境防治责任制度。		
2.5.2	编制企业固体废物处置管理计划，固体废物处置管理台账齐全。		
2.5.3	对固体废物处置全过程管理，固体废物处置委托资质合格的单位。		
2.5.4	加强固体废物监督的全过程管理，从源头控制固体废物的产生量。		
2.5.5	危险废物储存设施规范，危险废物按类存放，危险废物标志标识准确。		
2.5.6	制定危险废物处置应急预案，明确管理机构和负责人，规范意外事故应急处理措施。		
2.5.7	定期对固体废物处置管理人员和从事危险废物收集、暂存、运输、处置的人员培训，培训内容准确、		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	记录规范有效。		
2.5.8	落实《危险废物转移管理办法》，编制危险废物管理计划、建立危险废物管理台账。		
2.5.9	确定危险废物对应危险货物类别、编号等信息准确。		
2.5.10	危险废物合规委托、妥善包装，核实承运人相关信息，核实接受人利用处置危险废物。		
2.5.11	危险废物电子转移联单填写的信息真实、准确。		
2.5.12	危险废物电子转移联单数据在国家危险废物信息管理系统中至少保存 10 年。		
2.5.13	危险废物的跨省转移符合相关省、市的危险废物跨省转移的规定。		
2.6	突发环境事件风险控制		
2.6.1	加强安全生产培训，提升应急响应水平。		
2.6.2	制定突发环境事件应急预案并报环保主管部门等相关部门备案。		
2.6.3	突发环境事件应急预案应包括应急准备、应急处置和事后恢复等内容。		
2.6.4	定期组织突发环境事件应急演练。		
2.6.5	发生突发环境事件时及时通报相关单位和居民，并向环保主管部门和相关部门报告。		
2.7	技术报告		
2.7.1	引用标准准确。		
2.7.2	法定计量单位使用准确。		
2.7.3	结论准确。		
2.7.4	技术措施、方案可行。		
2.7.5	审核人员符合资格要求。		
2.7.6	审核、签发报告手续齐全。		

## 八、 化学专业

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
1	监督管理		
1.1	监督组织健全情况		
1.1.1	化学技术监督网组织机构建立。网络层次为电厂应建立以总工程师为首的技术监督网络。电厂生产管理部门、化学运行管理部门、受监督设备所在部门和化学运行（试验）各班组。		
1.2	职责明确并得到落实情况		
1.2.1	制订化学技术监督网各级责任制		
1.2.1.1	总工职责		
1.2.1.2	厂级监督专责工程师职责		
1.2.1.3	化学运行部门监督职责		
1.2.1.4	受监督设备所在部门职责		
1.2.2	各级化学技术监督网各级人员是否按所规定的职责工作		
1.2.2.1	总工履职情况		
1.2.2.2	厂级监督专责工程师履职情况		
1.2.2.3	化学运行部门监督履职情况		
1.2.2.4	受监督设备所在部门履职情况		
1.2.2.5	各班组监督履职情况		
1.2.3	化学技术监督网各级人员职责检查与考核		
1.2.3.1	检查与考核制度是否建立		
1.2.3.2	考核情况		
1.3	培训及持证上岗情况		
1.3.1	技术培训是否正常开展		
1.3.2	运行人员上岗资质情况		



序号	检查项目	检查方法	检查结果
1.3.3	油试验人员持证上岗资质情况		
2	标准传递		
2.1	化学技术监督标准配备情况		
2.1.1	各项监督标准是否得到及时更新		
2.1.2	车间级配备		
2.1.3	班组级配备		
2.2	是否具有完善的规章制度		
2.2.1	《化学技术监督制度》（或实施细则）及其执行情况		
2.2.2	《油务监督实施细则》		
2.2.3	《实验室及在线化学仪表管理手册》		
2.3	试验室设备是否满足要求		
2.3.1	油化验设备情况		
2.3.2	试验室设备使用维护档案		
2.3.2.1	配备是否齐全		
2.3.2.2	运行是否正常		
2.3.2.3	是否按周期校验		
2.3.3	大宗材料入厂检验		
2.3.3.1	润滑油、绝缘油等油品应按标准进行入厂检验，质量满足要求。		
2.3.4	试验报告、原始记录是否齐全		
2.3.4.1	试验报告内容详实，原始记录数据准确，书写规范		
3	设备监督		
3.1	化学设备检修档案是否齐全		
3.1.1	油系统是否存在腐蚀情况，是否存在油泥沉积情况，是否存在油脂老化情况，油脂异常有针对性处理措施		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.1.2	化学运行操作规程的制、修订，化学及油务监督有关图表的绘制		
3.1.3	运行记录、日志		
3.1.4	大、小修检修报告（记录）是否完整规范		
3.2	执行异常情况及时逐级上报处理制度情况		
3.3	变压器大修、液压油、控制油系统检修记录		
3.3.1	颗粒度是否按期检测		
3.3.2	大修后启机前颗粒度、水分是否检测合格		
3.3.3	各项监督试验是否按规定的周期进行或有无漏检		
3.3.4	分析数据是否有误		
3.3.5	颗粒度是否合格		
3.3.6	水分是否合格		
3.3.7	滤油措施是否到位		
3.3.8	防止油污染措施是否得当		
3.3.9	变压器油色谱是否超检测周期		
4	化学技术监督考核指标		
4.1	水轮机油质合格率 $\geq 98\%$ ，油耗 $< 10\%$ 。在役机组水轮机液压油、控制油颗粒度合格率 100%。变压器油质合格率 $\geq 98\%$ ，油耗 $< 1.0\%$ 。		

## 九、水轮机专业

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
1	监督管理		
1.1	明确水轮机监测专责人及其职责		
1.2	制订年度水轮机监测计划		
1.3	网络活动、培训情况		
1.4	及时上报年度水轮机监测总结报告		
1.5	及时上报事故缺陷处理报告		
1.6	水轮机监测设备台帐		
1.7	是否有《国家电网公司水电厂重大反事故措施》（国家电网基建〔2015〕60号）三年滚动编制计划和管理制度		
2	水轮发电机组稳定性试验		
2.1	安装过程记录		
2.2	测量不同水头段、不同负荷下轴系摆度并进行分析判断安全性		
2.3	测量不同水头段、不同负荷下固定件振动（含上下机架、定子机座、顶盖振动等）并进行分析		
2.4	测量不同水头段、不同负荷下过流部件压力脉动数据，并进行分析		
2.5	机组 A 修前、后对于水库水位不具备条件的，可测量不同负荷下的轴系摆度、固定部件振动、过流部件压力脉动数据，并进行分析		
2.6	A 修记录（报告）应齐全		
3	水轮发电机组稳定性指标		
3.1	监测机组运行时的轴系摆度并进行趋势分析		
3.2	监测机组运行时的固定部件振动（含上、下机架、定子机座、顶盖振动等）并进行趋势分析		
3.3	监测机组运行时的过流部件压力脉动数据，并进行分析		
3.4	摆度、振动保护投入情况		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.5	摆度、振动、压力脉动状况评价（是否存在报警、超标）		
3.6	机组状态监测系统无异常（检测测点准确可靠）		
4	水轮发电机组效率试验		
4.1	新投产或水轮机/发电机改造后测量机组在各种水头、额定负荷或低水头最大负荷下的效率并进行分析		
5	水轮机及辅助系统		
5.1	监测水导轴承瓦温并进行趋势变化分析。水轮机导轴承油温应控制在规定值范围（5℃～50℃）之内		
5.2	监测水导轴承油槽油温并进行趋势变化分析。水泵水轮机在各种工况运行时，其稀油润滑的水导轴承的轴瓦最高温度不应超过 70℃，润滑油的最高运行温度不超过 50℃。		
5.3	监测导叶立端面间隙、迷宫间隙、主轴密封磨损等，必要时调整。		
5.4	监测导叶立端面间隙、迷宫间隙、接力器压紧行程、主轴密封磨损、机组轴线、轴瓦间隙等，必要时调整。		
5.5	定期检修水轮机通流部件，重点检查通流部件如：蜗壳、转轮（桨叶）、座环、导叶、泄水锥、尾水管等部件的空蚀、裂纹、磨蚀监测与处理。重点对通流部件空蚀和裂纹、连接焊缝进行 100%无损检测，通流部件补焊处理后应进行修型，保证型线符合设计要求。		
5.6	新机组投产或 A 修后测量导叶漏水量并符合要求。在额定水头下，当导水机构设有端面密封时，导叶漏水量不应大于水泵水轮机额定流量的 3‰；当导水机构不设端面密封时，导叶漏水量保证值由供需双方商定。		
5.7	检查重要连接螺栓（联轴螺栓、顶盖螺栓、转轮室螺栓、泄水锥、人孔门螺栓、进水阀螺栓等）紧固情况		
5.8	定期检查调相压气排气时间、补气时间		
5.9	机组状态在线监测系统传感器外观检查、功能检验及校准		
5.10	检查机械超速保护装置的完整性。应设置完善的停机过程剪断销剪断（或其它导叶发卡保护）、调速系统低油压、低油位、电气和机械超速等保护装置，同时为防止在机组甩负荷而调速器又失灵时发生飞逸事故，应装设超速限制器（包含事故配压阀、电磁换向阀、纯机械超速保护装置等）		
5.11	C 修后进行机械超速保护装置检查和传动试验		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
5.12	A 修后校验机械液压过速保护装置，确保正确动作。机械液压过速保护装置应按设计要求接上各管路及试验装置，在专门的试验装置上整定其动作值，动作 5 次，并测量其精度。		
5.13	为防止主轴密封烧损应：1) 主轴密封供水应保证水质清洁、水流畅通和水压正常；2) 主轴密封压力、流量、温度等报警装置工作正常；3) 定期巡视检查主轴密封的漏水情况。		
5.14	监测和分析主轴密封的漏水和磨损量。主轴密封压力、流量、温度等报警装置工作正常，定值整定正确；定期检测主轴密封的漏水情况，漏水量大时应查明原因并采取措施。		
5.15	水轮机桨叶接力器铜套、桨叶轴颈铜套、连杆铜套应符合设计标准，铜套完好无明显磨损，铜套润滑油沟油槽完好，铜套与轴颈配合间隙符合设计要求。		
5.16	防止机组抬机：抬机检测装置应定期检验，应定期检查真空破坏阀、中心孔补气阀、分段关闭装置等是否动作可靠。		
5.17	检查水导轴承冷却系统电源和水源的主备用配置情况；依靠油泵进行强迫油循环的水导轴承系统，油泵电源应独立双套互为备用；水润滑的水导轴承应保证水质清洁、水流畅通和水压正常，应设置两路独立的水源作为润滑水水源，并实现流量远方自动监测。		
5.18	水导轴承冷却器清扫及耐压试验，试验压力为 1.25 倍工作压力，保持 30 分钟，无渗漏现象。		
5.19	A 修时水导轴承轴瓦检查。确认无脱胎、脱壳、裂纹等缺陷，轴瓦接触面、轴领应符合设计要求。对于巴氏合金轴承瓦，应定期检查合金与瓦坯的接触情况，必要时进行无损检测。		
5.20	油润滑的水导轴承应定期检查油位、油色，油位应具备远方监测功能，定期对运行中的油进行油质化验。		
5.21	C 修时监测水导轴承润滑水水质符合要求		
5.22	水力监测系统的设计应满足水轮发电机组安全可靠、经济运行、自动控制及试验测量要求。DL/T 5006-2010《水力发电厂辅助设备系统设计技术规范》7.2.1 大中型水电厂应设置的测量项目如下：上游水位、下游水位、电站水头、拦污栅前后压差、厂房防淹水位、蜗壳进口压力、水轮机/水泵水轮机的流量、顶盖压力、尾水管进口压力、尾水管出口压力、水轮机工作水头、水轮机/水泵水轮机的压力脉动、水头、扬程。		
5.23	防止转轮损坏：1) 检修水轮机时应检查转轮体与泄水锥的连接可靠。2) 应定期检修水轮机通流部件，		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	重点检查通流部件裂纹、磨损和空蚀，防止裂纹、磨损和大面积空蚀等造成通流部件损坏。重点对通流部件空蚀和裂纹、连接焊缝进行 100%无损检测，通流部件补焊处理后应进行修型，保证型线符合设计要求。3) 水轮机需超额定功率运行时应报上级主管部门批准。水轮机应振动超限需限制运行范围，其具体数据均需通过试验鉴定后确定，并报上级主管部门备案认可后方可执行。4) 在满足电网要求下，水轮机按效率试验确定的运转特性曲线要求，尽量运行在最优效率区。空载运行时间尽量缩短，避免在共振区长期运行。5) 水轮机 A 修时重要连接螺栓应 100%检测。6) 应定期检验及校准水轮机振动监测系统的信号采集装置及传感器，及时更换故障部件，确保系统工作正常。7) 水轮机 A 修后应进行稳定性测试。8) 水轮机振动、摆度突然增大或者超过标准异常情况时，应立即停机监测。		
6	发电机及辅助系统		
6.1	定期检查定子基础螺栓、穿芯压紧螺杆、上下挡风板及其支撑部件、固定螺栓的紧固、过热与裂纹。定期检查旋转部件联接件防止松动。		
6.2	定期检查磁极挡块、磁极连接线、磁极线圈、挡风板、引线、风扇、阻尼环的紧固、过热与裂纹		
6.3	定期检查机械制动系统，检验制动动作性能。制动闸、制动环应平整无裂纹，固定螺栓无松动，制动瓦磨蚀后应及时更换，制动闸及其供气油系统应无发卡、串腔、漏气和漏油等影响制动性能的缺陷。		
6.4	A 修时进行机械制动系统清扫和耐压试验。单个制动器按照要求进行严密性试验，试验压力为 1.25 倍工作压力，保持 30 分钟，压力下降不超过 3%，弹簧复位结构的制动器在卸压后活塞应能自动复位。		
6.5	复核高压油顶起装置备用泵配置情况是否满足要求。有黑启动要求时，高压油顶起装置应设置直流电动泵用作备用。		
6.6	A 修进行发电机转子顶起装置检查及传动试验		
6.7	监测发电机推力轴承、上导轴承、下导轴承瓦温并进行变化趋势分析，判断机组是否正常运行；发电机在正常运行工况下，其轴承的最高温度应采用埋置检温计法测量，不宜超过下列数值：推力轴承巴氏合金瓦：80℃；导轴承巴氏合金瓦：75℃。		
6.8	监测轴承油槽油温并进行变化趋势分析，判断机组是否正常运行。浸油式推力轴承和导轴承的油槽油温允许值，应按制造厂家的规定执行。制造厂家无规定的，采用巴氏合金瓦的推力轴承和导轴承自循环冷却油槽油温不应低于 10℃，强迫外循环润滑油油温不应低于 15℃，否则应设法加温。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
6.9	A 修时检查发电机推力轴承、上导轴承、下导轴承		
6.10	A 修时进行发电机空气冷却器、上导轴承冷却器、推力轴承冷却器、下导轴承冷却器清扫及耐压试验		
6.11	定期检测发电机推力和导轴承油槽的油质；油槽油面高度符合设计要求；油位应具备远方自动监测功能；油水混合报警装置功能正常；油质不合格禁止启动机组。		
6.12	防止发电机扫膛事故：定转子上侧挡风板应采用防止螺栓等紧固件因松动或过热熔断而落入旋转区的防护结构；做好旋转部件连接防止松脱措施，并定期检查；机组超速后应全面检查转动部件，重点检查磁极挡块、磁极连接线、磁极线圈等异常变化情况；发电机大修后第一次启动，应缓慢升速并监听发电机各部声音，检查轴承润滑、温度、冷却系统工作情况及机组各部振动、摆度情况。		
6.13	采用巴氏合金的轴瓦，其余瓦基的结合情况应进行 100%超声波检查，接触面应不小于 95%且单个脱壳面积不大于 1%；表面用渗透法探伤应无缺陷。		
7	水轮机调节系统		
7.1	C 修进行自动开机、手自动切换、增减负荷、自动停机等模拟试验		
7.2	电气柜和液压柜内部电气回路绝缘检查		
7.3	检测继电器开关机时间和分段关闭时间并根据需要调整		
7.4	电源、导叶接力器位移信号、转速/频率信号、水头信号、有功功率信号故障模拟试验		
7.5	频率控制、功率控制、开度控制、水位控制和流量控制的切换试验		
7.6	测量测频/测速装置分辨率和误差		
7.7	位移传感器零点/满度检查校验，测量误差、线性度测试		
7.8	与机组监控系统、励磁系统联动试验		
7.9	每个导叶单独控制的水轮机/水泵水轮机导叶间的同步性检测		
7.10	缓冲装置试验：1) 测定定缓冲时间常数 $T_d$ ；2) 验证缓冲装置特性曲线和缓冲时间常数偏差。		
7.11	校核实测协联曲线与给定的理论协联曲线的偏差。实测协联曲线与理论协联关系曲线的偏差不大于桨叶接力器全行程的 1%。		
7.12	测定实用开环增益并整定开环增益		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
7.13	校验转速指令信号、开度指令信号、功率指令信号和永态转差系数，符合设计要求		
7.14	测试暂态转差系数、缓冲时间常数或比例增益、积分增益和微分增益并调整		
7.15	测定综合漂移值		
7.16	调速系统安装、更新改造及大修后应进行水轮机调节系统静态模拟试验、动态特性试验和导叶关闭规律试验，各项指标合格方可投入运行		
7.17	协联曲线及桨叶随动系统不准确度测定试验		
7.18	调速系统空载试验：1) 手动和自动空载转速摆动测试；2) 空载扰动下的转速摆动测试		
7.19	新机组投运、A 修或调速系统更换改造后甩负荷试验：1) 验证甩负荷后过渡过程性能和动态品质；2) 测定接力器不动时间 $T_q$		
7.20	新机组投运、A 修或调速系统更换改造后检查机组带负荷连续运行时的调速器稳定性能		
7.21	新机组投运、A 修或调速系统更换改造后检查接力器的承压能力和渗漏油情况		
7.22	新机组投运、A 修或调速系统更换改造后通过带负荷试验检验一次调频功能和参数整定情况		
7.23	新机组投运、A/B 修或调速系统更换改造后低油压下导叶关闭满足停机要求		
7.24	新机组投运、A 修或调速系统更换改造后 AGC 负荷调整速度和滞后时间测试		
7.25	必要时按水电厂制定的黑启动方案进行试验		
7.26	C 修后进行油压装置的油泵空载及负载试验。启运前，向泵内注入油，打开进、出口压力调节阀门，安全阀或阀组均应处于关闭状态。空载运行 1h，分别在 25%、50%、75% 额定油压下各运行 15min，再升至额定油压下运行 1h，应无异常现象。		
7.27	C 修后检查油压装置的安全阀、泄载阀动作正常。安全阀调整试验：启动油泵向压力罐中送油，用压力罐上压力表来测定油泵安全阀开启和全开压力。用手动补气方式向压力罐中补气，用压力罐上压力表测得空气安全阀的动作压力。测定 3 次，取其平均值。卸载阀试验：调整卸载阀中的节流面积大小，或调整延时时间，油泵电动机达到额定转速后，减载排油孔被关闭，如从观察孔看到油流截止，则整定正确。		
7.28	C 修后进行压力和液位信号动作准确性校验		



序号	检查项目	检查方法	检查结果
7.29	C修后人为进行油压及油位变化，进行油压装置运行模拟试验		
7.30	定期检测油压装置油槽的油质		
7.31	大中型电调稳定运行时，如测速装置输入信号、水头信号、功率信号、接力器位置信号消失时，应能使机组保持所带负荷、接力器的开度变化不能超过其全行程的±1%，同时要求不影响机组的正常停机和事故停机。		
8	主进水阀（闸阀）系统		
8.1	定期检查主进水球阀开关时间		
8.2	定期检查主进水阀控制柜的相关部件（工作密封及锁锭、旁通阀）投退及开关时间		
8.3	定期检查主进水阀控制柜的控制元器件动作情况		
8.4	新投产机组具备动水关闭功能。具备自动关闭条件的工作闸门（主阀），应保证在最大流量下动水关闭时，关闭时间不超过机组在最大飞逸转速下允许持续运行的时间。		
8.5	新投产机组至少1台机组进行动水关闭试验		
8.6	新投产机组进水口工作闸门，上库闸门具备动水关闭性能，具备中控室人工紧急关闭功能，其启闭控制系统、事故停机系统投入运行。抽蓄电站发电机层逃生通道应设置至少一处手动启动水淹厂房保护按钮，可一键实现所有机组紧急停机、关闭上库进出水口和尾水事故闸门功能。回路设计应采用独立于电站监控系统的硬布线（包括独立光缆），电源应独立提供。		
8.7	新投产机组进水口工作闸门，上库闸门至少1台机组进行进口工作闸门或快速闸门的动水关闭试验。快速闸门关闭时间应满足对机组和钢管的保护要求，在接近底槛时其下降速度不宜大于5m/min。快速闸门启闭机应能现地操作和远方闭门，并应配有可靠电源和准确的开度指示控制器。		
8.8	定期开展进口工作闸门全行程落门试验。每半年进行一次事故闸门应急电源切换及上水库事故检修闸门、尾水事故闸门或下水库事故检修闸门全行程提落门试验，做好闸门全关机械位置（钢丝绳）标记。设计有联动功能的，应在落门试验时同步验证联动性能。		
8.9	C修时进行压油泵空载及负载试验。启运前，向泵内注入油，打开进、出口压力调节阀门，安全阀或阀组均应处于关闭状态。空载运行1h，分别在25%、50%、75%额定油压下各运行15min，再升至额定油压下运行1h，应无异常现象。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
8.10	C修时检查油压装置安全阀、卸载阀动作正常。		
8.11	C修时主进水阀控制柜压力和液位信号动作准确性校验		
8.12	C修时人为进行油压及油位变化，进行油压装置运行模拟试验		
8.13	定期检测主进水阀油压装置油槽的油质		
8.14	主进水阀的压力油罐、集油槽油位应有油位低报警和保护功能		
8.15	主进水阀接力器软管在机组A修、渗油、老化或达到设计使用寿命时应进行更换；定期检查导水机构和进水阀操作机构等活动部件连接螺栓或传动销钉，防止松脱。		
8.16	定期测量主进水阀密封漏水量，漏水量不超过设计值；定期测量工作密封操作水源与排水压力值，压差不小于设计值；当球阀作为检修通道打开时，应做好密封腔的防护措施，防止异物进入。		

## 十、信息安全专业

序号	检 查 项 目	检查方法	检查结果
1	网络与信息安全管理体制体系		
1.1	应成立工作领导小组，明确责任部门；设立专兼职岗位，定义岗位职责，明确人员分工和技能要求；建立健全网络与信息安责任制。		
1.2	建立健全网络安全风险评估的自评和检查评估制度，完善网络安全风险管理机制；建立健全网络产品安全漏洞信息接收渠道，发现或者获知存在安全漏洞后，及时对安全漏洞进行验证并完成修补；应当建立健全本单位网络安全监测预警和信息通报机制；应当制修订电力监控系统专项网络安全事件应急预案并定期组织演练；应当建立健全容灾备份制度；应当建立健全全流程数据安全管理和个人信息保护制度；应当建立网络安全资金保障制度；应当加强网络安全从业人员考核和管理。		
2	网络结构安全		
2.1	应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的安全防护总体原则。		
2.2	控制区（安全Ⅰ区）和非控制区（安全Ⅱ区）使用独立的网络设备组网，物理层与其他网络隔离。		
2.3	通过逻辑隔离的实时子网和非实时子网，分别连接控制区和非控制区。		
2.4	生产控制大区与管理信息大区之间部署电力专用横向单向安全隔离装置。		
2.5	电厂生产控制大区与调度数据网的纵向连接设置电力专用纵向加密认证装置。		
3	网络边界安全防护		
3.1	生产控制大区与管理信息大区之间通信应当部署电力专用横向单向安全隔离装置；安全区Ⅰ与安全区Ⅱ之间应当采用具有访问控制功能的网络设备、安全可靠的硬件防火墙或者相当功能的设备，实现逻辑隔离、报文过滤、访问控制等功能；安全Ⅰ区的各机组监控系统之间、机组监控系统与控制系统之间、同一机组的不同功能的监控系统之间，根据需要可以采取一定强度的逻辑访问控制措施，如防火墙、VLAN		

	等。		
3.2	发电厂生产控制大区系统与调度端系统通过电力调度数据网进行远程通信时，应当采用认证、加密、访问控制等技术措施实现数据的远方安全传输以及纵向边界的安全防护。		
3.3	发电厂生产控制大区中的业务系统与政府部门进行数据传输，其边界防护应当采用生产控制大区与管理信息大区之间的安全防护措施；管理信息大区与外部网络之间应采取防火墙、VPN 和租用专线等方式，保证边界与数据传输的安全；禁止设备生产厂商或其它外部企业(单位) 远程连接发电厂生产控制大区中的业务系统及设备。		
4	综合安全防护		
4.1	生产控制大区可以统一部署一套网络入侵检测系统，合理设置检测规则，检测发现隐藏于流经网络边界正常信息流中的入侵行为，分析潜在威胁并进行安全审计。		
4.2	主机与网络设备加固。应实行安全配置、安全补丁、身份鉴别、访问权限控制、会话控制等加固措施；禁止选用具有无线通信功能的设备。网络设备应采取严格的接入措施，开启访问控制列表，封闭空闲的网络端口。		
4.3	应用安全控制。应逐步采用用户数字证书技术，对用户登录应用系统、访问系统资源等操作进行身份认证，提供登录失败处理功能，根据身份与权限进行访问控制，并且对操作行为进行安全审计。		
4.4	安全审计。应当具备安全审计功能，能够对操作系统、数据库、业务应用的重要操作进行记录、分析；采用安全审计功能，对网络运行日志、操作系统运行日志、数据库访问日志、业务应用系统运行日志、安全设施运行日志等进行集中收集、自动分析。		

4.5	应当定期对关键业务的数据进行备份；关键主机设备、网络设备或关键部件应当进行相应的冗余配置。		
4.6	恶意代码防范，应当及时更新特征码，查看查杀记录，禁止生产控制大区与管理信息大区共用一套防恶意代码管理服务器。		
4.7	横向单向安全隔离装置、纵向加密认证装置、防火墙、入侵检测系统等专用安全产品须经过国家相关部门的认证和测试。访问控制规则应当正确有效。应按照最小化原则，采取白名单方式对安全防护设备的策略进行合理配置。		
4.8	机房所处建筑应当采取有效防水、防潮防火、防静电、防雷击、防盗窃、防破坏措施，应当配置电子门禁系统以加强物理访问控制，必要时应当安排专人值守，应当对关键区域实施电磁屏蔽。		
4.9	按标准规范配置时钟装置，启用时钟同步服务，确保主机、网络设备时钟与时钟源同步。		
4.10	应禁止非必要的服务开启，关闭FTP、Telnet、Login、NetBIOS、SMTP/POP3、SNMP V3以下版本等公共网络服务及不安全的网络服务。		
5	生产控制大区安全防护		
5.1	禁止生产控制大区内部的E-Mail服务，通用的WEB服务。		
5.2	重要业务的远程通信应当采用加密认证机制，业务系统间应该采取 VLAN 和访问控制等安全措施，限制系统间的直接互通。		
5.3	应当采取安全审计措施，把安全审计与安全区网络管理系统、综合告警系统、IDS 管理系统、敏感业务服务器登录认证和授权、关键业务应用访问权限相结合。		
5.4	病毒库、木马库以及 IDS 规则库应经过安全检测并应离线进行更新。		

6	管理信息大区应当统一部署防火墙、IDS、恶意代码防护系统及桌面终端控制系统等通用安全防护设施。		
7	网络安全监视		
7.1	生产控制大区应部署网络安全监测技术手段，全面采集网络空间内主机设备、网络设备、数据库以及安防设备运行状态，及时发现非法外联、外部入侵等安全事件。		
7.2	主机、网络设备及安防设备资产应接入发电厂Ⅱ型监测装置。发电厂应配置运维网关（堡垒机）、专用安全U盘、专用运维终端等运维装备，在监控后台等重要主机具备U盘监视功能，拆除或禁用不必要的光驱、USB接口、串行口等，严格管控移动介质接入生产控制大区。		
8	网络安全等级保护		
8.1	应落实《电力行业网络安全等级保护管理办法》，开展等级保护测评工作		
8.2	对在等级保护测评中发现的安全风险隐患开展安全建设整改。		