

2026 年江苏省发电企业技术监督 检查大纲（核电版）

国家能源局江苏监管办公室

目 录

1 绝缘专业检查大纲	1
2 继电保护专业检查大纲	11
3 电能质量及励磁专业检查大纲	23
4 电测专业检查大纲	30
5 热工专业检查大纲	33
6 金属专业检查大纲	36
7 环保专业检查大纲	43
8 化学专业检查大纲	49
9 汽机及节能专业检查大纲	53
10 网络安全专业检查大纲	59

1 绝缘专业检查大纲

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	机构和职责		
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	监督管理制度及规程		
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	绝缘监督管理要求		
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		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	督管理落实情况。		
4	发电机部分		
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, 检修报告(记录)是否完整规范, 是否带缺陷运行。		
4.2	发电机检修时是否依据 DL/T596-2021 开展了全部的电气试验项目。		
4.3	防止发电机损坏事故反措制定是否符合机组实际工况。		
4.4	大修期间, 是否采取严格措施防止定、转子内部落入异物。	二十五项反措第 10.3.1.1 条; 省内案例。	
4.5	冷却系统、密封系统及其他主要部件是否存在缺陷。	二十五项反措第 10.6.1.2 条。	
4.6	发电机端部模态试验是否合格, 端部是否存在磨粉现象。	二十五项反措第 10.1.1 条防止定子绕组端部绝缘损坏。	
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。	国标 GB50150-2016 旋转电机交接试验项目要求。	
4.8	发电机转子是否存在匝间短路现象, 重复脉冲法(RSO)试验和交流阻抗功率试验结果是否合格。	二十五项反措第 10.3.1 条防止转子绕组匝间短路。	
4.9	转子护环是否进行探伤检测, 内部是否采用内窥镜检查, 转子端部有无异常松动或结构损坏。	二十五项反措第 10.3.1 条防止转子绕组匝间短路; 10.3.4 条防止调峰机组转子绕组故障。	
4.10	定子硅钢片、槽楔结构是否存在大面积松动现象, 定子线棒绝缘能否承受耐压试验并合格, 直流试验中的泄露电流是否稳定。	二十五项反措第 10.1.2 条防止定子绕组槽部绝缘损坏; 省内案例。	
4.11	发电机出线套管、出口 PT、母线的绝缘性能是	二十五项反措第	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	否满足发电机并网要求, 相关电气试验是否完备。	10.9.2 条防止出口电压互感器故障; 10.9.3 条防止离相封闭母线故障。	
4.12	发电机中性点短接是否可靠, 接触电阻是否满足机组运行要求。	二十五项反措第 23.3.4.3 条; 省内案例。	
4.13	保护和测量装置是否正常投入, 功能是否良好。	二十五项反措第 10.3.4.4 条。	
4.14	发电机无功有无波动情况, 转子电流有无波动情况, 运行中发电机的各项参数是否符合 DL/T1768-2017 中的要求。	参考标准 DL/T1768-2017。	
4.15	集电环碳刷更换有无记录, 温度、电流有无监测, 有无打火, 大轴两端有无油污, 接地碳刷有无打火 (或铜辫磨损是否严重), 轴电压、电流是否合格。	二十五项反措第 2.11.13 条。	
4.16	运行中各部位的温度或温升是否有异常情况。定子线棒层间和出水温度的最大温差, 是否有分析结果。	二十五项反措第 10.5.1.10、10.6.1.5 条。	
4.17	运行中是否对发电机的定冷水、氢冷气冷却水中的氢含量进行监测、发电机的漏氢监测布点位置, 传感器精度是否满足监控要求。	二十五项反措第 10.6.1.5、条。	
4.18	发电机转子、定冷水系统、发电机本体是否通过密封性试验, 定子线棒是否通流试验合格。	二十五项反措第 10.6.1.2 条; 10.7.1 条防止经冷却系统漏氢。	
4.19	氢冷发电机氢气湿度如何控制, 措施如何。机组在停机状态时, 氢气的湿度和补气纯度是否控制, 氢气纯度、漏氢率是否满足要求。	二十五项反措第 10.1.3 条防止绝缘受潮。	
4.20	机组漏氢量实测计算应每月进行一次。当发电机氢冷系统发生渗漏且无法停机时, 必须加强现场氢气含量监测, 加大漏氢量实测计算频率。	二十五项反措第 10.7.1 条防止经冷却系统漏氢; 省内案例。	
4.21	定子内冷水是否定期对定子线棒进行反冲洗, 水质是否有控制控制方式, 是否开展定冷水流量试	二十五项反措第 10.5.1.6 条。	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	验。		
4.22	发电机的在线监测装置运行是否正常,数据是否准确,是否定期开展校验维护。	二十五项反措第10.3.4.4条。	
5	变压器、互感器部分		
5.1	新投运设备交接试验完整性(具体项目见GB50150-2016)和合格判据检查;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。	国标 GB50150-2016	
5.2	对于220kV及以上变压器设备,每年在夏季前后是否各进行一次精确红外检测,套管油位、顶层油温有无异常发现及处理情况。	DL/T596-2021第6.1条。	
5.3	变压器是否进行过绕组变形测试(低压短路阻抗、频率响应试验),数据是否有比较,是否按周期要求对主变的主绝缘进行试验。	DL/T596-2021第6.1条。	
5.4	变压器的铁心接地电流是否小于100mA,是否定期测量并记录数据,电流异常时,是否采取临时运行的可靠措施。	DL/T596-2021第6.1条。	
5.5	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。	二十五项反措第14.1.7条。	
5.6	变压器顶层油温如何整定,在最大负荷及最高运行环温下,变压器上层油温是否超标。	DL/T572-2021中第5.1.3条。	
5.7	变压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。	DL/T573-2021中第5.2条。	
5.8	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。	DL/T573-2021中第5.2条。	
5.9	潜油泵是否为低速油泵,其轴承为何级别,有无异常高温、振动、异响等现象。	DL/T573-2021中第5.2条。	
5.10	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。	DL/T573-2021中第10.4.2条。	
5.11	本体、套管、冷却器等有无破损裂纹、渗漏油点,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。	DL/T573-2021中第10.1、10.4条。	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
5.12	如果有油气胶纸型套管,电容量是否有阶跃性变化。	DL/T596-2021 第 11 条。	
5.13	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)。	省内案例	
5.14	设备运行中是否有异常声响,是否进行过振动或噪音测试。	DL/T572-2021 中第 7.1 条; DL/T573-2021 中第 6.1、6.2 条。	
5.15	是否更换或补充过油,过程工艺是否满足要求。	DL/T573-2021 中第 11.8 条。	
5.16	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。	DL/T573-2021 中第 11.8 条。	
5.17	主变避雷器计数器运行是否正常,有无动作记录。	二十五项目反措中 14.2.11 条要求。	
5.18	变压器瓦斯继电器的动作情况,防雨措施是否符合电力设施施工要求。	借鉴二十五项反措中 21.2.5 中特高压站案例。	
5.19	变压器分接开关是否长时间不动,在小修时有没有动过,切换完成后直阻是否满足规程要求。带电滤油装置是否定期启动(如有),切换油室是否进行油样分析。分接开关能否按规定进行检修。	DL/T574-2021	
5.20	变压器的在线监测装置运行是否正常,数据是否准确。	DL/T573-2021 中第 10.6.1 条。	
5.21	各控制箱和二次端子箱等防护措施是否完备(防潮、防污等)。	DL/T573-2021 中第 10.6.1 条。	
5.22	变压器储油柜油位计能否看清,油位、油色是否正常。	DL/T572-2021 中第 6.1 条。	
5.23	变压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。	DL/T572-2021 中第 6.1 条。	
5.24	变压器是否有事故油坑,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。	DL/T572-2021 中第 6.1 条。	
5.25	变压器运行中是否遭受特殊工况,如过电压、出	二十五项反措中	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	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。	第 12.1 条防止变压器出口短路事故的重点要求。	
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。	二十五项反措中第 12.1 条防止变压器出口短路事故的重点要求。	
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。	DL/T573-2021 第 6 章。	
5.28	最近一个检修周期是何时，检修原因和项目是什么，检修发现和处理了哪些问题，检修前后设备运行情况是否有异常。	DL/T573-2021 第 6 章。	
5.29	近两次预防性电气试验（具体项目见 DL/T596-2021）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）。	DL/T573-2021 第 6 章。	
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）。	DL/T573-2021 第 6 章。	
5.31	运行 10 年以上的变压器何时进行油中糠醛的测试，发现糠醛后是否缩短油中糠醛检测周期，对固体绝缘的老化趋势有没有判断并采取措施。	二十五项反措中第 12.2.12 条；省内案例。	
5.32	互感器是否定期进行红外测温、油位检查、二次电压电流检查，是否存在渗漏油情况或其它缺陷。	DL/T596-2021 中第 8 部分；省内案例。	
5.33	CVT 中间变压器绕组介损、绝缘电阻、油中微水是否满足标准要求。	DL/T596-2021 中第 8.2.1 条。	
5.34	浇筑式电磁电压互感器是否测量伏安特性，且三相在 0.2、0.5、0.8、1.0、1.2、1.5、1.9 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。	DL/T596-2021 中第 8.2.1 条。	
5.35	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，半绝缘 PT 应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。	2018 年发预警单。	
5.36	低压侧升高座至封母连接处有无开展红外检测，	省内案例	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	有无涡流过热情况及改造。		
5.37	电流互感器的介损、绝缘电阻、油中微水及气体含量是否满足标准要求。	DL/T596-2021 中第 8.1.1 条。	
5.38	是否定期对系统的防谐参数进行复核,发生系统谐振后是否有明确的应对措施。	二十五项反措第 14.4 条防止谐振过电压事故。	
6	SF6 开关和 GIS		
6.1	设备的额定电流是否符合实际工况,开断电流是否满足系统短路要求。		
6.2	断路器出厂试验、交接试验及例行试验中,是否进行中间继电器、时间继电器、电压继电器动作特性校验;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。	DL/T596-2021 中第 9 部分;二十五项反措中第 13.1.2 中第 5)、6) 条。	
6.3	断路器是否进行分合闸的同期性测试,是否对分合闸电磁铁动作电压特性测试,辅接点是否定期检查动作可靠。	DL/T596-2021 中第 9 部分。	
6.4	断路器交接试验及例行试验中,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(如行程曲线测试,并同时测量分/合闸线圈电流波形)。	DL/T596-2021 中第 9 部分。	
6.5	断路器产品出厂试验、交接试验及预防性试验中,是否对合闸电阻的阻值、断路器主断口与合闸电阻断口的配合关系进行测试。	二十五项反措中第 13.1.20 条	
6.6	交接及预试阶段是否对设备的导电回路电阻测试,测试回路图是否完整,测试结果有无比较(不大于出厂值的 20%),是否作断口并联电容器(如有)测试。	二十五项反措中第 13.1.35 条。	
6.7	SF6 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。	二十五项反措中第 13.1.3 条。	
6.8	室内 GIS 站是否有 SF6 泄漏报警和氧量检测仪,并将信号引出至门外。	二十五项反措中第 13.1.1 条。	
6.9	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。	DL/T596-2021 中第 9 部分。	
6.10	是否定期或在用电高峰前开展设备的发热红外检测工作,对操作机构的锈蚀情况进行评估,尤	省内案例	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	其当设备在户外运行时。		
6.11	端子箱、机构箱是否配备完善的防潮、防污措施，并定期对柜内状况进行检查。	二十五项反措第13.1.25条。	
6.12	GIS 是否按标准要求定期开展带电检漏、带电局放检测等工作。	DL/T596-2021 第9部分。	
6.13	3年内未动作过的72.5kV及以上断路器，检修期间是否进行分/合闸操作。	参考国网十八项反措要求。	
7	隔离开关		
7.1	设备的额定电流是否符合实际工况。		
7.2	设备的操动机构是否有多重防雨、防受潮措施。	二十五项反措中22.2.6.19条。	
7.3	设备的二次回路绝缘情况是否满足标准要求，是否进行二次回路交流耐压试验或绝缘电阻测试。。	DL/T596-2021 第9部分。	
7.4	是否定期或在用电高峰前进行发热红外检测工作，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。	DL/T596-2021 第9部分。	
7.5	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，是否每5年对中间法兰和根部进行无损探伤。	二十五项反措第13.2.6条。	
7.6	设备的预防性试验是否按规程执行，导电回路的回路电阻测量是否正常，检修润滑脂是否采用性能良好的航空润滑脂。	二十五项反措第13.2.10条。	
7.7	是否对操动机构最低操动电压进行测量，操动机构检修后操作灵活、触头位置到位、闭锁可靠并对外观和防锈蚀进行检查。。	二十五项反措第13.2.10条。	
8	电力电缆		
8.1	110kV及以上电力电缆是否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导致烧蚀问题发生。	二十五项反措中第17.1.25条；省内案例。	
8.2	对油浸式GIS电缆终端，应具备压力检测、监测的手段，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。	参考国网十八项反措要求；省内案例	
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。	参考国网是把项反措要求；二十五	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
		项反措中第 17.1.27 条。	
8.4	对重载电缆的环流、红外检测是否按照 DL/T393-2021 中相关周期要求执行。	二十五项反措中第 17.1.25 条;省内案例。	
8.5	110kV 及以上电力电缆有无定期开展抱箍沉降检查,对尾管搪铅部分是否定期进行接地完整性测试,对已经存在接地缺陷的电力电缆是否及时安排整改计划。	省内案例。	
8.6	动力电缆带电前是否进行绝缘水平测试,评估受潮情况,对绝缘较低的电缆应判明外部受潮后,对表面状况进行处理再投送,开关柜内的电缆终端应当具备完备的防潮措施。	省内案例。	
9	升压站外绝缘及绝缘子类部分		
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。	二十五项反措第 12.5.1;13.1.13;16.3 条。	
9.2	110kV 及以上悬式绝缘子是否按周期进行零值检测。	二十五项反措文 15.3.12 条。	
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。	二十五项反措第 12.8.1.12 条。	
9.4	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。	二十五项反措第 16.3 条。	
9.5	绝缘子类明细情况、污染源情况,污秽性质是否明晰。	二十五项反措第 16.1 条。	
9.6	悬式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。	二十五项反措第 16.1 条。	
9.7	日常巡视记录,外绝缘表面是否存在爬电现象,历年污闪记录。	二十五项反措第 16.1 条。	
9.8	由 ABB 生产的 HB3 型号 500kV 复合绝缘套管是否存在红外异常现象,其它运行年限在 15 年及以上的 500kV 复合绝缘套管是否也存在红外异常情况,上述异常状况是否处理。	厦门 ABB 公司发文	
9.9	每年是否制定绝缘子外表面清扫计划,并按照计划进行绝缘子清扫。	省内案例。	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
10	防雷和接地装置		
10.1	电力系统中高压电气设备的过电压保护配置是否完善，避雷器的额定电压选型是否符合设计要求，有无加装出线侧避雷器，持续运行电压是否符合工况。		
10.2	避雷器及接地网的预防性试验是否按 DL/T596-2021 规程要求执行。	DL/T596-2021 第 16 章节。	
10.3	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。	二十五项反措第 14.6.4 条。	
10.4	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。	二十五项反措第 14.6.5、14.6.6 条。	
10.5	是否定期或在用电高峰前完成避雷器的发热红外检测工作。	DL/T596-2021 第 16 章节。	
10.6	全厂接地电阻是否满足规程要求： $<2000/I_g \Omega$ （ I_g 为单相短路接地电流，有调度部门提供），或 $<0.5 \Omega$ ；系统变更后是否对接地的热稳定参数进行重新校核。	二十五项反措第 14.2.11 条。	

2 继电保护专业检查大纲

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	监督管理		
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。	《电力技术监督导则》(DL/T1051-2019)第 3.1 条	
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。	《电力技术监督导则》(DL/T1051-2019)第 5.4 条	
1.3	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。	《电力技术监督导则》(DL/T1051-2019)第 5.6 条	
2	运行管理		
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。	《继电保护和安全自动装置运行管理规程》（DL/T587-2016）第 4.3.3 条	
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/T1624-2016《电力系统厂站和主设备命名规范》的相关要求。	《继电保护及二次回路安装及验收规范》（GB/T50976-2014）第 4.5.1 条	
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。	《继电保护和安全自动装置运行管理规程》（DL/T587-2016）第 5.21 条	
2.4	运行超 15 年的继电保护装置应制定改造计划，2027 年前实现 220 千伏及以上老旧装置动态清零。	华东电网安全稳定措施排查整治专项行动检查方案的通知（华东安委会（2025）5 号）	
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	《继电保护和安全自动装置技术规程》	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	规定。	(GB/T14285-2023) 第 8.4.2 条	
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。	《继电保护及二次回路安装及验收规范》 (GB/T50976-2014) 第 4.5 条	
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。	《继电保护及二次回路安装及验收规范》 (GB/T50976-2014) 第 4 条	
2.9	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。	《继电保护及二次回路安装及验收规范》 (GB/T50976-2014) 第 6.2.5 条	
2.10	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。	《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）第 18.1.17 条	
2.11	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）。	《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）第 19.1.15 条	
2.12	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。		
2.13	保护装置发生动作或者异常情况时，应有详细的事故记录，内容包括若保护动作应有动作分	《继电保护和安全自动装置运行管理规	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	析报告，异常应有缺陷闭环处理情况。	程》（DL/T587-2016）第 5.8 条	
2.14	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）。	《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》（GB50171-2012）第 5.0.1 条	
2.15	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。	《继电保护和安全自动装置运行管理规程》（DL/T587-2016）第 10.13 条	
3	保护配置		
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。	《电力二次系统安全管理若干规定》（国能发安全规〔2022〕92 号）第十四条	
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。	《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）第 18.1.9 条	
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。	《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）第 18.1.8 条	
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。	《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）第 18.1.5 条	
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。	《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）第 18.2.4 条	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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。	《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）第18.2.5条	
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。	《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）第5.1.18.3条	
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。	《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）第18.2.8条	
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。	《电力系统动态记录装置通用技术条件》（DL/T553-2013）第5.1条	
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。	《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）第22.2.6.1条及22.2.6.3条和22.2.6.14条	
3.11	220kV及以上电压等级的单断路器带元件方式下断路器保护宜双重化配置，应配置断路器失灵保护；单母线及双母线接线方式下，应配置电压闭锁元件；3/2接线、角形接线等双断	《国调中心关于开展常规站部分断路器保护配置双重化改造的通知》；《防止电力	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	路器接线方式下，可不配置电压闭锁元件。	生产事故的二十五项重点要求》（国能发安全〔2023〕22号）第18.2.13条；《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T14285-2023）第5.6.2.4条；	
3.12	对于装置间不经附加判据直接启动跳闸的投入量，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，应具有抗220V工频电压干扰的能力。	《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）第18.6.10条	
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。	《电力变压器运行规程》（DL/T572-2021）	
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	机自动准同期装置应安装独立的同期检定闭锁继电器，同期闭锁继电器应同时具备压差、频差、角差检查闭锁功能。对于新建或改造的同期装置，宜选择双通道相互闭锁的同期装置。	《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）第10.10.1.1条	
3.16	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。	《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）第18.2.11条	
3.17	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。	《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）第18.2.9条	
3.18	300MW及以上容量的大型机组应部署相量测	《防止电力生产事故	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	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 1μs，满足不了要求时，应设置专用同步时钟系统。	的二十五项重点要求》（国能发安全（2023）22 号）第 19.1.2 条	
3.19	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。		
3.20	UPS 手动维修旁路开关应具有同步闭锁功能。		
4	二次回路		
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。	《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）第 18.2.2.2 条	
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。	《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）第 18.2.2.1 及 18.2.2.3 条	
4.3	非电量保护与电气量保护直流电源应相互独立。	《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）第 18.2.4 条	
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。	《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）第	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
		18.2.6 条	
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。	《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）第 18.6.2 条	
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。	《继电保护及二次回路安装及验收规范》（GB/T50976-2014）第 4.4 条	
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。	《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》（GB50171-2012）第 7 条	
4.9	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。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。	《继电保护及二次回路安装及验收规范》（GB/T50976-2014）第 4.6 条	
4.10	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。	《继电保护和电网安全自动装置检验规程》（DL/T995-2016）第 5.5.2.3c) 条	
4.11	交流回路与直流回路不能共用一根电缆。直流电源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，在穿越电缆竖井时，两组蓄电池电缆应分别加穿金属套管。	《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）第 22.2.6.15 条	
4.12	主变压器、电抗器上的瓦斯继电器应装防雨	《继电保护及二次回	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	罩，安装应结实牢固且应罩住电缆穿线孔。	路安装及验收规范》 (GB/T50976-2014) 第 5.7.2 条	
4.13	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。		
4.14	操作、信号及二次回路的绝缘是否符合规程规定的要求。		
4.15	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 ² 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。	《继电保护和电网安全自动装置检验规程》(DL/T995-2016) 第 5.5.2.10 条	
4.16	直流系统对地绝缘是否良好。	《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》 (DL/T724-2021) 第 6.2.4.1b) 条	
4.17	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。	《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) 第 8.4.20 条	
4.18	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。	《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》 (DL/T724-2021) 第 4.2.4 条	
4.19	是否编制直流熔断器一览表；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。	《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》 (DL/T724-2021) 第 7.1.3 条	
4.20	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。	《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》 (DL/T724-2021) 附	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
		录 A. 1	
4. 21	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。	《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）第 22. 2. 6. 11 条	
4. 22	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. 23	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. 24	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。	《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）第 18. 2. 4 条	
4. 25	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。	《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）第 12. 6. 3 条	
5	校验管理		
5. 1	是否制定本单位继电保护标准校验规程及报告。		
5. 2	继电保护校验是否存在超周期现象，否齐全有无漏项。	《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（国能发安全	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
		(2023) 22 号) 第 18.4.2 条	
5.3	是否制定继电保护工作标准安全措施票并认真执行。		
5.4	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),并做到保护图纸电子文档化管理。		
5.5	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。	《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)第 18.4.4 条	
5.6	备品备件有管理制度,是否齐全。	《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)第 18.4.3 条	
5.7	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)。		
5.8	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。		
5.9	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。		
5.10	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。		
5.11	发电机保护和测量装置是否正常投入;功能是否良好。		
5.12	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。		
6	保护软件版本管理		
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		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	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。		
7	定值管理		
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；做好每年度对所辖设备的整定值进行全面复算和校核工作。	《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）第 5.1.12 条	
7.2	涉网保护、发电机励磁系统（包括 PSS）等设备（保护）定值必须报有关电力调度机构备案	《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）第 5.1.15 条	
7.3	现场及保护班是否存有最新保护定值单，是否齐全正确。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。定值单按调度规定执行，是否定期核对整定单。		
8	发电厂信息安全及二次系统安全防护		
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）。	《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）第 19.2.1 条	
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）。		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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）。	《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）第19.2.12条	

3 电能质量及励磁专业检查大纲

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1.1	是否有健全的电能质量、励磁专业技术监督机构。	DL/T1051-2019《电力技术监督导则》 5.1	
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。	DL/T1051-2019《电力技术监督导则》 5.3	
1.3	技术监督网络活动、培训情况。	DL/T1051-2019《电力技术监督导则》 5.3、5.5	
1.4	年度监督总结报告。	DL/T1051-2019《电力技术监督导则》 5.6	
1.5	事故异常处理报告。	DL/T1051-2019《电力技术监督导则》 5.7	
2	技术管理		
2.1	定期开展升压站母线或并网点运行电压记录和统计（月、季度）。	DL/T1053-2017《电能质量技术监督规程》6.2.1.3b)	
2.2	定期进行调压设备（变压器分接头、励磁系统等）的检查校验。	DL/T574-2021《电力变压器分接开关运行维修导则》 7.2、DL/T843-2021《同步发电机励磁系统技术条件》7.7	
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。	DL/T1053-2017《电能质量技术监督规程》6.2.1.3a)	
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/T12326、GB/T14549、GB/T15543、GB/T15945、GB/T24337、GB/T40427、GB/T40591、GB/T40594、	DL/T1051-2019《电力技术监督导则》 5.4.1	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	GB50171、DL/T490、DL/T574、DL/T843、DL/T1049、DL/T1051、DL/T1053、DL/T1166、DL/T1391、DL/T1523、DL/T1648、DL/T1707、DL/T1773、DL/T1870、DL/T2732、NB/T25100。		
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、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。	DL/T1053-2017《电能质量技术监督规程》6.2.1.3c)	
2.6	发电机组进相、PSS、励磁系统建模、AVC 等涉网试验报告齐全，建立技术监督台账；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。	DL/T1053-2017《电能质量技术监督规程》4.9、6.2.1.3c)， DL/T1049-2024《发电机励磁系统技术监督规程》4.4、5.4.1、附录 A，苏电调〔2011〕653 号(关于印发《江苏电网发电机组涉网试验规程》的通知)3.7	
3	专业技术工作		
3.1	主要考核指标：发电厂升压站或并网点母线月电压合格率、自动电压调节器投入率、电力系统稳定器投入率。	L/T1053-2017《电能质量技术监督规程》6.2.3.3b)、《江苏电力并网运行管理实施细则》第三十八条、DL/T843-2021《同步发电机励磁系统技术条件》5.23、DL/T1049-2024《发电机励磁系统技术监督规程》5.4.2	
3.2	发电机无功出力能力能够达到额定出力，机组进相运行能力能够达到调度确认的机组进相能力。	DL/T1053-2017《电能质量技术监督规程》6.2.1.1c)	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.3	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。	DL/T1523-2016《同步发电机进相试验导则》7.4和7.8、DL/T1707-2017《电网自动电压控制运行技术导则》6.2.1、DL/T5153-2014《火力发电厂厂用电设计技术规程》3.3.1	
3.4	按规定统计、上报有关电压或AVC运行的统计报表。	DL/T1053-2017《电能质量技术监督规程》6.2.1.3	
3.5	对相关设备出现的故障及设备缺陷及时分析。	DL/T1051-2019《电力技术监督导则》3.4、DL/T1053-2017《电能质量技术监督规程》10、DL/T1049-2024《发电机励磁系统技术监督规程》5.4.2	
3.6	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。	DL/T1053-2017《电能质量技术监督规程》7.2.3、8.2.4、9.2.3	
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。	调分中心（2018）171号“国家电网华东电力调控分中心关于印发《华东电网调管发电厂AVC子站技术规范》的通知”	
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。	机组运行时开展检查。	
4.3	励磁及AVC设备屏柜接地应规范，符合标准规	GB50171-2012《电	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	范要求。	气装置安装工程 盘、柜及二次回路 接线施工及验收规 范》7.0.8、7.0.9	
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。	《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版） 11.1.2	
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。	《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版） 11.1.2	
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。	《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版） 11.1.5	
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。	《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版） 11.1.8	
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标准规定要求。接入保护柜或直接接入机组故障录波器、PMU 的转子正、负极二次接线端子也应采用高绝缘端子，对地绝缘应大于 2 倍励磁电压。	《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版） 11.2.2	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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。	DL/T843-2021《同步发电机励磁系统技术条件》6.5.14、GB/T40591-2021《电力系统稳定器整定试验导则》4.2.1、4.2.2	
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。	DL/T1049-2024《发电机励磁系统技术监督规程》5.4.4、	
4.11	自动电压调节器应具有顶值电流瞬时限制、过励限制、欠励限制、伏/赫限制、调差和电力系统稳定器（PSS）等附加功能单元，可配置定子电流限制。自动电压调节器的限制特性和整定值应发挥发电机/变压器组短时工作能力，且与相关集电保护定值相协调。发电机励磁限制先于继电保护动作并留有级差。励磁系统内部保护应以保护励磁系统本体为原则设置，不应先于继电保护动作。	DL/T843-2021《同步发电机励磁系统技术条件》5.1.8、DL/T1049-2024《发电机励磁系统技术监督规程》5.1.8和5.1.9、《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023版）11.3.4~11.3.9	
4.12	发电机的励磁参数（包括调差率、低励限制、PSS等）按GB/T40591、DL/T843、DL/T1166进行整定与试验，并报调度部门确认。	DL/T843-2021《同步发电机励磁系统技术条件》附录D、GB/T40591-2021《电力系统稳定器整定试验导则》6、DL/T1166-2012《大型发电机励磁系统现场试验导则》5.3.6	
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。	DL/T843-2021《同步发电机励磁系统技术条件》7.4、7.6、7.7、附录D、DL/T1049-2024《发电机励磁系统技术	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
		监督规程》5.3.3	
4.14	发电机应具备进相运行能力。100MW 及以上容量的火力发电机组、核发电机组和燃气发电机组、40MW 及以上容量的水轮发电机组和光热机组，或接入 220kV 电压等级及以上的同步发电机组，有功额定工况下功率因数应能达到-0.95~-0.97。励磁系统的低励限制值应可在线调整。	《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版）5.1.5	
4.15	励磁调节器通过有资质单位的涉网性能检测，并满足 DL/T1391《数字式自动电压调节器涉网性能检测导则》的要求，提供入网检测报告。	DL/T1049-2024《发电机励磁系统技术监督规程》5.1.6c)	
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的要求。	DL/T843-2021《同步发电机励磁系统技术条件》5.3、《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版）5.1.8.2	
4.17	大修（或 A/B 级检修）后，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扰动性试验，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，并与上次试验结果进行比较，动态特性应符合标准，复核周期应不超过 5 年。	《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版）11.3.3、	
4.18	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。	《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版）10.8.2.5、11.3.11、11.3.12，DL/T843-2021《同步发电机励磁系统技术条件》6.8.6	
4.19	自动电压调节器的直流稳压电源，应由两路独立的电源供电，其中一路应取自厂用直流系统。励磁系统电源模块应定期检查，且备有经检测功	DL/T843-2021《同步发电机励磁系统技术条件》6.5.7、	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	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。	《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版）11.4.8、11.4.10、11.4.11，DL/T2732-2024《同步发电机励磁系统状态评价导则》6	
4.20	发电厂一类辅机变频器是否建立设备台账，变频器控制电源宜采用双电源，一路可从变频器工作电源直接取电，另一路控制电源应由 UPS 或直流统一供电，由 UPS 供电时掉电保持时间不小于 5min。	DL/T1648-2016《发电厂及变电站辅机变频器高低电压穿越技术规范》4.1.11	

4 电测专业检查大纲

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		
2.1	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		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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		
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、计量用电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 ²		
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 _n 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。		
3.1	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	功率变送器辅助电源是否为双电源供电；供电电源是否为两路独立 110V 直流电源		
3.15	综保装置是否依据电力行业标准 DL/T1694.7-2020《高压测试仪器及设备校准规范第 7 部分：综合保		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	护测控装置电测量部分》定期开展校验		
3.16	排查关口计量点所处区域位置，核查计量关口点配置的计量装置吻合度是否符合		
3.17	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 。		
3.18	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。		
3.19	计量仪器溯源后是否经过溯源结果确认环节，是否留有相应记录。		
3.2	交流采样装置是否按照电力行业标准 DL/T1199-2013 电测技术监督规程的要求定期开展校验工作		
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		

5 热工专业检查大纲

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	监督管理		
1.1.	建立完整的仪控专业监督网络；网络有变动，应有相应的文件，并收集文件复印件		
1.2.	编制电厂仪控专业监督实施细则		
2	安全管理		
2.1.	汽轮机主保护动作统计和原因分析		
2.2.	给水泵、凝结水泵、循环水泵等重要辅机保护动作统计和原因分析		
2.3.	消缺记录及重要遗留缺陷统计		
2.3.1	DCS 系统故障统计及存在的问题		
2.3.2	DEH 系统故障统计及存在的问题		
2.3.3	ETS 系统故障统计及存在的问题		
2.3.4	化水控制系统故障统计及存在的问题		
2.3.5	精处理控制系统故障统计及存在的问题		
2.3.6	TSI 系统故障统计及存在的问题		
2.3.7	安全监控系统故障统计及存在的问题		
2.4.	保护连锁管理制度及工作记录		
2.5.	控制系统软件备份形式及管理		
2.6.	备品备件台账		
2.7.	防止分散控制系统失灵、热工保护拒动事故措施		
3	主要技术资料管理		
3.1.	SAMA 图是否完整有效		
3.2.	保护连锁逻辑图是否完整有效		
3.3.	保护和连锁定值清单是否滚动修订		
3.4.	执行机构说明书是否完整		
3.5.	一次元件、流量孔板计算书、风量测量装置、变送器说明书是否完整		
3.6.	技术改造方案、报告是否完整		
3.7.	机组检修资料是否完整		
3.8.	异动报告及执行情况		
4	主要技术指标及控制功能		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
4.1.	投入率统计台账		
4.1.1	保护投入率		
4.1.2	自动投入率		
4.1.3	DAS 系统仪表投入率		
4.2.	主要自动调节系统控制（提供定期试验报告）		
4.2.1	负荷控制系统		
4.2.2	转速控制		
4.2.3	主汽压力控制系统		
4.2.4	协调控制系统		
4.2.5	主汽温度控制系统		
4.2.6	再热蒸汽温度控制系统		
4.2.7	除氧器水位控制系统		
4.2.8	凝汽器水位控制系统		
4.2.9	高压加热器水位控制系统		
4.2.10	低压加热器水位控制系统		
4.3.	ETS 保护配置及投用情况（需提供保护逻辑和测量元件、装置校验记录）		
4.3.1	汽轮机超速		
4.3.2	凝汽器真空度低		
4.3.3	润滑油压力低		
4.3.4	汽轮机绝对（轴承）振动大		
4.3.5	汽轮机轴向位移大		
4.3.6	手动停机		
4.3.7	DEH 系统失电		
4.3.8	横向连锁保护		
4.3.9	汽轮机其它保护		
4.3.10	汽轮机保护是否设置由运行人员切投开关		
5	标准传递		
5.1.	标准实验室环境		
5.2.	标准计量设备台帐		
5.3.	计量标准、操作规程是否完整		
5.4.	校验人员是否取证		
5.5.	标准仪表检定证书		
5.6.	一次元件校验记录		
5.7.	仪表抽检报告		
5.8.	周检计划		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
5.9	强制检定表计台账及校验报告		
5.1	发电机内冷水箱氢气含量检测装置量程范围及探头校验报告		
5.11	发电机油系统、主油箱氢气含量检测装置配置		
5.1	TSI 系统校验记录		
6	设备维护		
6.1	DCS 系统网络通讯切换试验记录		
6.2	DCS 系统控制器切换试验记录		
6.3	DCS 系统电源切换试验记录及报警		
6.4	DEH 系统网络通讯切换试验记录		
6.5	DEH 系统控制器切换试验记录		
6.6	DEH 系统电源切换试验记录及报警		
6.7	ETS 系统电源切换试验记录及报警		
6.8	TSI 系统电源切换试验记录及报警		
6.9	就地设备控制电源切换试验记录		
6.1	DCS 系统 GPS 时钟是否完好		
6.11	执行机构检修记录		
7	系统、设备防护		
7.1	电子设备间环境		
7.2	DCS 控制系统接地电阻		
7.3	露天仪表箱防护措施是否完好		
7.4	就地设备防护措施是否完好		
7.5	电缆防护措施是否完好		
7.6	就地仪表防寒防冻设施是否完好		
8	涉网试验		
8.1	一次调频试验报告		
8.2	调速系统建模试验报告		
8.3	复核试验是否开展		
8.4	PLU/KU 防误动措施		

6 金属专业检查大纲

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	监督机构和职责		
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。	见证正式发布的文件，并核实网络成员专业岗位是否满足要求	
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。	见证正式发布的文件，并核实网络成员专业岗位是否满足要求	
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。	见证网络活动（学习培训）记录	
2	监督管理制度及规程		
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。	检查现行文件目录，并见证正式发布的文件	
2.2	是否及时更新标准，在用标准是否最新标准。	检查现行文件目录，并见证纸质或电子版标准是否是正式有效版本	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3	主要技术要求		
3.1	核电站内从事焊接、无损检测、理化检验以及热处理作业人员均应持有相应的资格证书，并在有效期内。检查是否存在无证施焊和越项施焊情况。	检查管理台账、证书扫描或复印件留存	
3.2	核电站内从事焊接、无损检测、理化检验等金属监督相关作业的设备工器具和检验检测仪器应经过检定或校准合格，并在有效期内。	检查管理台账、证书扫描或复印件留存	
3.3	是否按核电厂相关要求建立了金属监督档案。（重点是各受监部件的检验检修记录、缺陷处理记录、事故分析及反事故措施、机组超参数运行时间、启停次数及累计运行时间统计、管道支吊架检查记录等）	检查档案文件夹和目录是否完整，文件夹内文件是否正常更新	
3.4	是否有中长期及年度金属监督计划、金属监督年度工作总结？季度监督报表填报是否及时？填写内容是否准确完整？	查阅相关文件	
3.5	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）	检查记录内容是否完整	
3.6	是否对每次受监部件失效进行原因分析？原因复杂或重复发生的，是否请专业机构出具失效原因分析报告？是否采取了针对性整改和预防措施？	查金属失效记录、分析报告、技术措施和跟踪记录	
3.7	是否建立遗留缺陷台账？针对每条遗留缺陷是否有具体的监督运行措施？措施落实情况如何？	查缺陷管理台账、技术措施和跟踪记录	
3.8	对严重缺陷 100%消缺，对于不具备消缺条件的超标缺陷，需经公司主管技术的领导批准并上报备案。	查缺陷管理台账、审批备案手续	
3.9	金属检验报告应用标准适当，结论正确，审核、签发手续齐全。	查检验报告	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
4	金属材料的技术监督		
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？	查备品材料库、验收签证材料	
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？特别注意不锈钢材料不应与碳钢混放或接触。	查备品材料库	
4.3	是否建立材料的领用回收制度？是否保持完整的领用回收记录？	查备品材料库、材料备品验收领用记录	
4.4	受监范围内的合金钢材及部件，在制造、安装或检修中更换时，是否采取光谱复核等方法验证其材料牌号？	查材料备品验收记录、领用记录和试验报告	
4.5	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？	查检修记录和图纸	
5	焊接质量的技术监督		
5.1	承担核电厂常规岛设备构件制作、安装及维修工程的施工单位是否满足相应资质要求？从事受监部件焊接工作的焊工，是否取得相应的资格证书？对有特殊要求的部件焊接，焊工是否进行焊前模拟性练习？	查焊接质量管理文件	
5.2	有焊接工艺卡和焊接作业指导书。	查焊接质量管理文件	
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。	查焊材库、验收签证材料	
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。	查焊材库	
5.5	焊条烘干设备正常工作，温度表进行定期校验。	如有，查设备状态标	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
		识和校验报告	
6	重要设备的技术监督		
6.1	汽轮机部件的金属技术监督		
6.1.1	汽轮机转子大轴、叶轮、叶片、喷嘴、隔板和隔板套等部件是否进行役前检查？	查阅设备台账、检验报告	
6.1.2	机组每次 A 级检修是否对低压转子末三级叶片和叶根、高压转子末一级叶片和叶根以及轴向套装叶轮键槽进行无损检测？	查检修记录、检验报告	
6.1.3	是否按规程要求对高中压转子大轴进行硬度和金相检验？	查检修记录、检验报告	
6.1.4	机组运行 10 万小时后，是否对汽轮机转子大轴进行无损检测？	查检修记录、检验报告	
6.1.5	高中压合缸的汽轮机应注意定期检查中间汽封体和缸体受力面是否有裂纹。	查设备台账、检验报告	
6.1.6	高、中压进汽插管焊缝（尤其是存在奥氏体-铁素体异类异种钢焊缝的）应加强定期监督检验	查设备台账、检验报告	
6.1.7	汽轮机焊接隔板的主焊缝是否进行过认真检查？是否有隔板变形量及隔板轴向间隙的历史测量数据？是否存在隔板最大变形量超过轴向间隙的 1/3 的情况？	查设备台账、检验记录	
6.2	发电机部件的金属技术监督		
6.2.1	发电机转子大轴、护环等是否进行役前检查？	查设备台账、检验报告	
6.2.2	机组投运后每次解体检修是否对转子大轴（特别注意变截面位置）、护环、风冷扇叶等部件进行表面检验？	查设备台账、检验报告	
6.2.3	机组运行 10 万小时后的第一次解体检修，是否对发电机转子大轴可检测部位进行无损检测？15 万~18 万小时后是否对转子中心孔（如有）进行探伤检查？	查设备台账、检验报告	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
6.2.4	对存在超标缺陷的转子，是否按照用断裂力学的方法进行安全性评定和缺陷扩展寿命估算？同时根据缺陷性质和严重程度，制订相应的安全运行监督措施？	查设备台账、评估报告	
6.2.5	机组运行 10 万小时后的第一次解体检修及以后每 2 个解体检修周期，是否对护环进行无损检测？	查设备台账、检验报告	
6.2.6	对 Mn18Cr18 系列材料的护环，在机组每一次解体检修时是否进行晶间裂纹检验？对存在晶间裂纹的护环，是否及时进行消缺或更换？	查设备台账、检验报告	
6.2.7	水内冷转子绕组复合引水管是否为具有钢丝编织护套的复合绝缘引水管？发电机转子线圈拐角是否存在铜材质未全部更换为不锈钢材质的情况？	查设备台账、检验报告	
6.3	压力容器的监督		
6.3.1	是否建立全厂范围内的压力容器清单？压力容器台账和检验记录是否完整齐全？	查设备台账、检验报告	
6.3.2	压力容器制造质量证明文件是否齐全？	查设备台账、检验报告	
6.3.3	压力容器安装前是否进行安全性能检验？	查设备台账、检验报告	
6.3.4	压力容器安装完工资料是否齐全？	查设备台账、检验报告	
6.3.5	压力容器是否按压力容器安全管理要求进行定期检验？	查设备台账、检验报告	
6.3.6	压力容器检验中发现的裂纹等超标缺陷是否按规程要求进行了修复？暂不具备处理条件的，是否采取安全性评估及恰当的监控技术措施？	查设备台账、检修记录、技术报告等	
6.3.7	压力容器是否存在超设计使用年限使用的情况？对于未按规定设计使用年限，但是使用超过 20 年的压力容器是否委托有检验资质的特种设备检验机构进行检验评估，并办理使用登记证书变更？	查设备台账、使用登记证、技术报告等	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
6.4	压力管道的监督		
6.4.1	是否建立全厂范围内的压力管道清单？压力管道台账和检验记录是否完整齐全？	查设备台账、检验记录	
6.4.2	压力管道设计图纸和安装竣工图纸等资料是否齐全？	查设备台账和图纸	
6.4.3	压力管道元件及其制造焊缝安装前是否按规定进行检验？	查设备台账和检验报告	
6.4.4	压力管道安装焊缝是否按规定进行检验？	查设备台账和检验报告	
6.4.5	压力管道弯头、三通、阀门等管道元件及管道焊缝运行后是否按规定分批次进行质量检验？（原则上10年完成100%普查）	查设备台账和检验报告	
6.4.6	与高温蒸汽管道、联箱相连的小管可能积水或凝结水部位（疏水管、空气管、压力表管、取样管）的角焊缝及管孔附近，以及测温座、安全阀、排汽阀管座角焊缝是否按规程要求进行检查。	查设备台账、图纸、检验报告	
6.4.7	管道安装完毕和首次大修是否对管道支吊架进行检查和调整？此后是否根据检验周期和检验结果确定再次调整？（管道工作温度 $\geq 265^{\circ}\text{C}$ ，每1年检验一次；管道工作温度 $200\sim 265^{\circ}\text{C}$ ，每2年检验一次；管道工作温度 $\leq 200^{\circ}\text{C}$ ，每5~10年检验一次）	查设备台账、检验报告	
6.4.8	机组安装完毕投运后是否对常规岛的压力管道进行振动普查？是否已筛选出相关振动管道清单，列入金属监督大纲？	查设备台账、检验报告	
6.4.9	是否建立全厂奥氏体-铁素体异种钢焊缝（含复合钢管道焊缝）目录？是否对镍基或不锈钢焊缝可能存在的热裂纹开展了针对性监督检测？	查设备台账、检验报告	
6.4.10	核电机组如参与调峰，是否对调峰过程中管道温度变化速率和频率改变对管道热机械疲劳的影响进行过分析？	查分析报告	
6.4.11	发电机内外进出水管、氢气管路、排污管等的焊缝是否在每次大修中进行了全面检查？	查设备台账、检验报告	
6.5	汽水管道的流体加速腐蚀监督		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
6.5.1	是否编制了流体加速腐蚀管理文件和实施程序？	查管理文件	
6.5.2	是否梳理出核电厂常规岛汽水管道流体加速腐蚀监督目录清单？	查管理文件	
6.5.3	是否依据管理文件对 FAC 敏感管件和冲蚀高风险部位应实施定期壁厚检查。壁厚检查宜采取网格化超声测厚方法。测厚网格编制和超声测厚可参照 NB/T25033—2014、GB/T11344 执行。（重点为弯头、三通、减径管本身；温度高于 125℃ 且上游压力大于或等于 0.4MPa 减压阀的下游区管件；孔板后的管件）	查设备台账、检验报告	
6.5.4	是否对流体加速腐蚀检查的结果进行合理的评定和跟踪？	查设备台账、检验报告	
6.6	大型铸造部件和紧固件的金属技术监督		
6.6.1	是否对汽缸、汽室、主蒸汽门、调速汽门、阀门等大型铸造部件进行役前检查？	查设备台账、检验报告	
6.6.2	机组每次解体检修是否对大型铸件进行宏观检查？有疑问时是否增加其他无损检测？	查设备台账、检验报告	
6.6.3	大型铸件发现表面裂纹时的处理方案及过程是否符合规定，并有完整记录？	查设备台账、检验报告	
6.6.4	高温紧固件的监督是否满足相关规程要求？	查设备台账、检验报告	
6.6.5	汽轮机和发电机大轴连接螺栓是否满足监督要求？	查设备台账、检验报告	

7 环保专业检查大纲

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。	现场文件检查	
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。	现场文件检查	
1.1.3	建立环保技术监督工作的检查、考核制度。	现场文件检查	
1.1.4	各级环保监督网络成员有明确的责任。	现场文件检查	
1.1.5	环保技术监督网络活动正常开展。	现场记录检查	
1.1.6	环保专责参与有关环保项目的可研、设计、审查、验收。	现场文件、记录检查	
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。	现场文件、记录检查	
1.2	监督细则		
1.2.1	完善环保技术监督规章制度。	现场文件检查	
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。	现场文件检查	
1.2.3	建立环保设施的监督监控制度。	现场文件检查	
1.2.4	及时修订《环保技术监督实施细则》。	现场文件、记录检查	
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。	现场文件检查	
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。	现场文件、记录检查	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1.3.3	外委环保监测单位满足环境监测的资质要求。	现场文件、记录检查	
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。	现场文件检查	
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。	现场文件检查	
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。	现场文件、记录检查	
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。	现场文件、记录检查	
1.4.4	环保实验室规范、符合监督测试的技术要求。	现场文件、记录检查	
1.4.5	环保实验室仪器仪表定期检定、合格有效。	现场文件、记录检查	
1.4.6	仪器仪表的使用记录完整。	现场记录检查	
1.4.7	环保设施的原始运行数据齐全、准确。	现场记录检查	
1.4.8	环境监测的数据结果有连续性，并体现与本底环境情况的比较。	现场记录检查	
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。	现场文件、记录检查	
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。	现场文件、记录检查	
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。	现场文件、记录检查	
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。	现场文件、记录检查	
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。	现场文件、记录检查	
2.2.2	制定污染事故的反事故措施。如发生污染事故，应有专人负责污染事故的调查，并及时分析。	现场记录检查	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.2.3	污染物排放浓度达到国家及地方标准规定的要求。	现场记录检查	
2.2.4	气载流出物达标率：100%。	现场记录检查	
2.2.5	液态流出物达标率：100%。	现场记录检查	
2.2.6	厂界及敏感点噪声达标率：100%。	现场记录检查	
2.2.7	环保处理设施投运率：100%。	现场记录检查	
2.2.8	环境监测完成率：100%。	现场记录检查	
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。	现场文件、记录检查	
2.2.10	由环保问题引起的投诉纠纷及时处理。	现场文件、记录检查	
2.3	环保设施及排放口规范化		
2.3.1	废气处理系统满足设计和安全生产的要求。	现场文件、记录检查	
2.3.2	废水处理系统满足设计和安全生产的要求。	现场文件、记录检查	
2.3.3	生活污水处理系统满足设计和生产的要求。	现场检查	
2.3.4	取得排污许可证，按照排污许可证的要求排放污染物。	现场文件、记录检查	
2.3.5	废水排放口设置规范，符合雨污分流、清污分流要求。	现场文件、记录检查	
2.3.6	入海排污口设置规范。	现场文件、记录检查	
2.3.7	建立入海排污口长效监督管理机制。	现场文件、记录检查	
2.3.8	按要求开展入海排污口的自行监测。	现场文件、记录检查	
2.3.9	入海排污口的信息公开和社会监督等满足要求。	现场文件、记录检查	
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。	现场文件	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
		检查	
2.4.2	环保设施的运行维护检修规程、设备技术台帐齐全。	现场文件检查	
2.4.3	环保设施的维护检修质量满足设计、生产要求。	现场报告、记录检查	
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。	现场文件检查	
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。	现场文件、记录检查	
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。	现场文件、记录检查	
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。	现场文件、记录检查	
2.5.5	实验室危险废物根据产生和投放特点，结合危险特性分类管理。	现场文件、记录检查	
2.5.6	根据分类及危险特性，实验室危险废物包装有针对性和可操作性。	现场文件、记录检查	
2.5.7	实验室危险废物内部转运过程有明确的程序和污染防治要求。	现场文件、记录检查	
2.5.8	实验室危险废物责任管理明确、台账细化。	现场文件、记录检查	
2.5.9	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。	现场检查	
2.5.10	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。	现场文件、记录检查	
2.5.11	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、记录规范有效。	现场记录检查	
2.5.12	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。	现场文件、记录检查	
2.5.13	确定危险废物对应危险货物类别、编号等信息准确。	现场记录检查	
2.5.14	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。	现场记录检查	
2.5.15	危险废物电子转移联单填写的信息真实、准确。	现场记录检查	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.5.16	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。	现场记录检查	
2.5.17	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。	现场记录检查	
2.6	突发环境事件风险控制		
2.6.1	落实危险化学品安全综合治理责任，强化危险化学品安全生产监督管理。	现场文件、记录检查	
2.6.2	全面排查，堵塞危险化学品安全管理漏洞。突出重点，推进重大危险源管控和改造。	现场文件、记录检查	
2.6.3	加强安全生产培训，提升应急响应水平。	现场文件、记录检查	
2.6.4	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。	现场文件检查	
2.6.5	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。	现场文件检查	
2.6.6	定期组织突发环境事件应急演练。	现场记录检查	
2.6.7	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。	现场文件、记录检查	
2.7	环境监测		
2.7.1	监测计划合理。	现场文件、记录检查	
2.7.2	监测项目齐全。	现场文件、记录检查	
2.7.3	监测点布置合理有代表性。	现场文件、记录检查	
2.7.4	监测分析方法合理。	现场文件、记录检查	
2.7.5	监测频率符合国家和行业标准要求。	现场文件、记录检查	
2.7.6	监测结果可验证、可追溯。	现场文件、记录检查	
2.8	技术报告		
2.8.1	引用标准准确。	现场报告检查	
2.8.2	法定计量单位使用准确。	现场报告检查	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
2.8.3	结论准确。	现场报告 检查	
2.8.4	技术措施、方案可行。	现场报告 检查	
2.8.5	审核人员符合资格要求。	现场报告 检查	
2.8.6	审核、签发报告手续齐全。	现场报告 检查	

8 化学专业检查大纲

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		
1.3.3	水、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		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
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	水组试验室化验设备		
2.3.2	油化验设备情况		
2.3.3	在线化学仪表维护档案		
2.3.3.1	在线化学仪表配备是否齐全		
2.3.3.2	在线化学仪表运行是否正常		
2.3.3.3	在线化学仪表是否按周期委托有资质单位进行第三方校验		
2.3.4.	试验室设备使用维护档案		
2.3.4.1.	配备是否齐全		
2.3.4.2.	运行是否正常		
2.3.4.3.	是否按周期经计量单位校验		
2.3.5.	大宗材料入厂检验		
2.3.5.1.	变压器和汽轮机用油、抗燃油、水处理用酸、碱、杀菌剂、阻垢缓蚀剂、联氨、液氨、乙醇胺、氨水、磷酸盐、絮凝剂等材料应按标准进行入厂检验，质量满足要求。		
2.3.5.2.	大宗药品（如盐酸、氢氧化钠、氨水、次氯酸钠等）运输车辆是否专车专用，每车必检		
2.3.6.	试验报告、原始记录齐全		
2.3.6.1	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.	凝汽器钛管表面沉积物检查记录		
3.2.	蒸发器受热面腐蚀、结垢检查记录		
3.2.1	蒸发器受热面腐蚀情况：		
	设备属一类——较好		
	设备属二类——一般		
	设备属三类——较差		
3.2.2.	给水校正加药处理是否正常		
3.2.3.	执行异常情况及时逐级上报处理制度情况		
3.2.4.	“三级处理原则”执行是否到位		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.2.5.	机组启动是否执行水汽质量标准		
3.2.6.	凝结水精处理设备是否存在全部退出运行情况		
3.3.	汽轮机通流部分腐蚀、积盐检查记录		
3.3.1	汽轮机积盐和腐蚀情况：		
	设备属一类——较好		
	设备属二类——一般		
	设备属三类——较差		
3.4.	循环水系统腐蚀、结垢检查记录		
3.4.1	胶球清洗系统投运是否正常		
3.4.2	阻垢、除垢、杀菌技术措施是否得当		
3.4.3	凝汽器检漏装置是否正常投用		
3.4.4	凝汽器是否发生泄漏并导致凝结水超标		
3.4.5	新更换管材的质量检验，是否进行 24 小时内应力检验，有没有完善的安装操作措施		
3.4.6	凝汽器有没有按规定进行停用保护		
3.4.7	阻垢处理方案是否经第三方动态模拟试验论证		
3.4.8	运行监督化验、加药是否正常		
3.4.9	杀菌灭藻处理是否正常		
3.5	除氧器腐蚀检查记录		
3.6	热力设备停备用保养情况		
3.6.1.	蒸发器停用保护措施是否得当		
3.6.2	凝汽器停用保护措施是否得当		
3.6.3	其它热力设备停用保护措施是否得当		
3.6.4	对外供热管道停用保护措施是否得当		
3.7	发电机内冷水系统检查情况		
3.7.1	电导率是否超标		
3.7.2	含铜量是否超标		
3.7.3	pH 值是否在标准范围之内		
3.7.4	机组停运期间是否监督发电机内冷水水质		
3.8.	化学清洗方案、总结		
3.8.1	是否按规定上报酸洗方案，酸洗方案是否组织专家论证		
3.8.2	是否有酸洗资质单位进行酸洗工作		
3.8.3	酸洗质量是否达到要求		
3.8.4	超滤膜、反渗透膜清洗系统是否进行物理隔离		
3.8.5	反渗透膜清洗后脱盐率是否出现下降		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
3.9.	变压器大修、汽轮机油系统检修记录		
3.9.1.	颗粒度是否按期送检		
3.9.2.	大修启机前颗粒度是否送检		
3.9.3.	各项监督试验是否按规定的周期进行或有无漏检		
3.9.4.	分析数据是否有误		
3.9.5.	颗粒度是否合格		
3.9.6.	水分是否合格		
3.9.7.	滤油措施是否到位		
3.9.8.	防止油污染措施是否得当		
3.9.9.	变压器油色谱是否超检测周期		
3.10.	化学水处理设备检修档案		
3.10.1.	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		
3.10.2.	补给水预处理设备		
3.10.3.	除盐设备		
3.10.4.	精处理设备		
3.10.5.	冷却水（包括闭冷水、发电机内冷水等）处理设备		
3.10.6.	蒸发器二回路加药设备		
3.10.7.	循环水加药设备		
3.10.8.	运行记录、日志		
3.11.	制氢（或供氢）设备运行及检修技术档案		
3.12.	机组大、小修检修报告（记录）是否完整规范		
3.12.1	机组大、小修检修是否全程全范围记录完整，有图片，有分析，有结论及下一步改进工作		
3.12.2	机组大、小修检修报告是否经三级以上审批完毕		
4	化学技术监督考核指标		
4.1.	水汽合格率 $\geq 96\%$ (指单机单项)。		
4.2.	机组冷态启动后水汽质量合格的时间，不能快速合格应说明原因。		
4.3.	在线化学仪表配备率 100%，投入率 $\geq 90\%$ ，准确率 $\geq 95\%$ 。		
4.4.	汽轮机油质合格率 $\geq 98\%$ ，油耗 $< 10\%$ 。在役机组汽轮机油和抗燃油颗粒度合格率 100%。变压器油质合格率 $\geq 98\%$ ，油耗 $< 1.0\%$ 。		
4.5.	供氢纯度和湿度合格率为 100%。		

9 汽机及节能专业检查大纲

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	汽轮机技术监督		
1.1	监督管理		
1.1.1	明确汽机监测专责人及其职责		
1.1.2	制订年度汽机监测计划		
1.1.3	网络活动、培训情况		
1.1.4	及时上报上年度汽机监督总结报告（每年1月15日前）		
1.1.5	建立、维护并及时更新机组事故档案。无论事故大小均应建立档案，包括事故名称、过程、性质、原因和防范措施		
1.1.6	汽机监测设备台帐		
1.1.7	是否有25项反措三年滚动编制计划和管理制度_防止火灾事故		
1.2	汽轮机监测		
1.2.1	检查出厂技术资料应齐全；（包括：安装使用说明书、产品合格证明书、出厂试验记录、轴系标高及扬度曲线、轴承间隙及中心推荐值、轴系临界转速、轴承失稳转速）		
1.2.2	安装过程记录		
1.2.3	运行中的振动、缺陷、故障及其处理记录应齐全；		
1.2.4	大修记录（报告）应齐全。		
1.2.5	振动保护投入情况		
1.2.6	振动状况评价（是否存在报警、超标？）		
1.2.7	TSI监测装置无异常（监测测点准确可靠）		
1.2.8	汽轮发电机组、给水泵组、凝泵、循泵振动每月定期测量纪录，形成振动月报（包括测量时机组主要运行参数，振动问题描述，状况评价等）。		
1.2.9	轴承温度、润滑油温度无异常		
1.2.10	差胀、轴向位移、汽缸绝对膨胀无异常		
1.2.11	密封油压力、温度无异常，氢气压力、温度、纯度、露点无异常，油氢差压无异常（或发电机冷却		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	水压力、温度、流量无异常），氢气系统漏氢率、补氢率是否正常。		
1.2.12	油泵联锁试验（交流润滑油泵、直流润滑油泵、调速油泵、发电机密封油泵、EH 油泵），是否定期进行低油压联启试验，备用油泵联启及运行是否正常（每周 1 次）		
1.2.13	润滑油系统低油压联锁除采用常规放油方式对交直流油泵启动及其动作值进行校验外，还应检查、记录并确保油泵间电气联锁时最低暂态油压不低于低油压报警值，直流油泵全容量启动不应存在过电流跳闸情况		
1.2.14	主蒸汽、再热蒸汽压力和温度测点，汽缸温度测点正常可靠		
1.2.15	汽轮机各轴承轴振、瓦振，DCS 中是否均有监视		
1.2.16	是否配置手持便携式测振仪表，是否定期校验		
1.3	调节保安系统		
1.3.1	调速系统型号、出厂编号、出厂试验报告和交接试验报告、使用说明书应齐全		
1.3.2	调速系统系统图及有关部件零件图齐全		
1.3.3	机组大修后或调节系统重大改造后，汽轮机调节系统必须按规程进行静止试验或仿真试验，确认调节系统工作正常		
1.3.4	调节保安系统相关试验报表		
1.3.5	汽门严密性试验数据（1、A 级检修后；2、阀门解体检修后；3、正常运行每年 1 次）	二十五项反措第 8.1.11 条。	
1.3.6	注/充油试验（每 2000 小时 1 次）		
1.3.7	超速试验数据记录（1、新建机组或大修后；2、危急保安器解体或调整后、或动作过；3、停机 1 个月后再启动；4、机组运行 2000 小时后）。如 EH 油油质较好，机组运行 2000 小时后、停机 1 个月后再启动，可用注/充油试验代替。		
1.3.8	主汽阀、调节汽阀、抽汽止回阀、供热抽汽快关阀的关闭时间试验数据（大修后或调节保安部套解体检修后）	二十五项反措第 8.1.11、8.1.12 条。	
1.3.9	汽轮机油质、检验周期和项目符合要求（每月一	二十五项反	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	次)。油净化装置正常投入运行。	措第 8.4.10 条。	
1.3.10	油系统反措要求。(1)油系统严禁使用铸铁阀门,各阀门门芯应与地面水平安装。(2)主要阀门应挂有“禁止操作”警示牌。(3)“主油箱事故放油阀应串联设置两个截止阀,手轮设在距油箱 5m 以外,有两个以上通道且能保证漏油着火时人员可到达并便于操作、便于撤离的地方	二十五项反措第 2.3、8.4.2。	
1.3.11	按规定定期进行主汽门、调门活动试验(20%行程每天 1 次,全行程每月/启停机时)		
1.3.12	按规定定期进行低润滑油压、低抗燃油压、低真空等危急遮断系统(ETS)通道试验(每周 1 次/按制造厂规定)(白班低负荷时进行,仅对 DEH 冗余的串并联电磁阀且设计有在线试验功能的机组适用)		
1.3.13	调速油压、安全油压符合要求		
1.3.14	调速系统型号、出厂编号、出厂试验报告和交接试验报告、使用说明书应齐全		
1.4	叶片监测		
1.4.1	参照 JB/T6320 的规定开展汽轮机末三级叶片的静态频率测量工作。		
1.4.2	依据制造厂建议的周期开展汽轮机末级叶片的无损检查工作。		
1.4.3	叶片故障分析报告及处理记录		
1.5	汽轮机启停及运行状况		
1.5.1	汽轮机启停是否按有关规程进行,重点要求如下:		
1.5.1.1	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		
1.5.1.2	大轴晃动值不应超过制造厂的规定值,或原始值的 $\pm 0.02\text{mm}$ 。		
1.5.1.3	高、中压外缸上下缸温差不超过 50°C ,高、中压内缸上下缸温差不超过 35°C ,汽轮机汽缸左右侧法兰温差不超过制造厂运行说明书上的规定。		
1.5.1.4	机组起动前连续盘车时间应执行制造厂的有关规定(若盘车中断应重新计时)。停机后立即投入盘车。		
1.5.1.5	机组热态起动投轴封供汽时,应确认盘车装置运	二十五项反	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	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。轴封供汽参数符合制造厂要求。	措第 8.3.8 条。	
1.5.1.6	疏水系统投入时，严格控制水系统各容器水位，供汽管道应充分暖管、疏水，严防水或冷汽进入汽轮机。		
1.5.1.7	停机后应认真监视凝汽器、加热器水位和除氧器水位，防止汽轮机进水。	二十五项反措第 8.3.8 条。	
1.5.2	汽轮机系统及运行状况：		
1.5.2.1	各段抽汽参数（温度、压力）有无异常		
1.5.2.2	系统泄漏检查（内漏、外漏）（高低压蒸汽旁路、给水旁路、蒸汽管道疏水、给泵再循环、凝泵再循环、加热器危急疏水等是否内漏）		
1.5.2.3	真空系统运行状况（运行台数、运行电流、抽气系统方式）		
1.5.2.4	闭式水泵、开式水泵运行状况		
1.5.3	技术资料		
1.5.3.1	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		
1.6	主要指标		
1.6.1	主汽压力		
1.6.2	主汽温度		
1.6.3	再热汽温		
1.6.4	高压缸排汽温度		
1.6.5	中压缸排汽温度		
1.6.6	给水温度		
2	节能技术监督		
2.1	监督管理		
2.1.1	是否建立健全总工领导下的三级技术监督网络		
2.1.2	各级岗位应有明确的责任		
2.1.3	建立节能技术监督工作检查、考核制度		
2.1.4	结合本厂情况制定节能监督实施细则		
2.1.5	年度节能计划和中长期节能规划；		
2.1.6	年度节能项目及完成情况、年度节能降耗目标的		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	完成情况		
2.1.7	是否正常开展监督网络活动每月召开节能例会，进行节能指标分析和节能工作总结		
2.1.8	定期热力试验情况（A 修前后, 重大设备系统改造前后）		
2.1.9	应制定阀门泄漏检查清单，停机前、启动后及每季度检查一次阀门泄漏情况。		
2.1.10	常用节能监督标准应齐备		
2.1.11	按要求及时报送节能技术监督材料：报表、节能改造项目、总结等		
2.1.12	建立热力试验用仪器仪表台帐及检测计划，抽检测量用仪表校验证书		
2.1.13	规定项目的节能测试项目抽检		
2.1.14	建立节能管理台帐机组典型工况运行台账、加热器运行管理台帐、冷却塔管理台帐、阀门内漏管理台帐等		
2.2	系统设备运行状况		
2.2.1	汽轮机抽汽系统（温度、压力是否正常）		
2.2.2	低加回热系统（低加温升、疏水是否正常）		
2.2.3	高加回热系统（高加温升、疏水端差是否正常，旁路是否严密）		
2.2.4	凝汽器及真空抽气系统（凝汽器真空是否正常、抽气设备运行是否正常）		
2.2.5	凝汽器胶球清洗装置正常投入，运行正常，收球率不低于 95%		
2.2.6	主给水泵系统（电流、转速、出口压力、入口流量是否正常）		
2.2.7	凝结水系统（凝泵运行是否正常）		
2.2.8	轴封系统（压力、温度、溢流阀开度是否正常）		
2.2.9	循环水、开式水系统（循环水流量、温升、凝汽器阻力是否正常）		
2.2.10	闭式水系统（温度、压力是否正常）		
2.2.11	系统泄漏情况（内漏、外漏）：（高低压蒸汽旁路、给水旁路、蒸汽管道疏水、给泵再循环、凝泵再循环、加热器危急疏水、高低旁减温水等有无内漏）		
2.3	汽机主要指标（迎峰度夏为 1~4 月累计值，迎峰		

序号	检查项目	检查方法	检查结果
	度冬为 1~9 月累计值。3. 1~3. 15 条分机组统计， 3. 16~3. 22 条同型机组合并统计)		
2. 3. 1	主汽压力		
2. 3. 2	主汽温度		
2. 3. 3	再热汽温		
2. 3. 4	给水温度		
2. 3. 5	凝汽器真空		
2. 3. 6	真空严密性（每月 1 次）		
2. 3. 7	排汽温度		
2. 3. 8	热井水温度		
2. 3. 9	循环水入口温度		
2. 3. 10	循环水温升		
2. 3. 11	凝汽器端差（a. 当循环水入口温度 $\leq 14^{\circ}\text{C}$ 时，端差 $\leq 9^{\circ}\text{C}$ ；b. 当 $14^{\circ}\text{C} < \text{循环水入口温度} < 30^{\circ}\text{C}$ 时，端差 $\leq 7^{\circ}\text{C}$ ；c. 当循环水入口温度 $\geq 30^{\circ}\text{C}$ 时，端差 $\leq 5^{\circ}\text{C}$ ）		
2. 3. 12	胶球清洗（投入率/收球率）		
2. 3. 13	高加投入率		
2. 3. 14	补水率（ $< 1. 2\%$ ）		
2. 3. 15	耗水率（ $\text{kg}/(\text{kw} \cdot \text{h})$ ）		
2. 3. 16	平均负荷（MW）		
2. 3. 17	发电量（万 kWh）		
2. 3. 18	厂用电率（发电）		
2. 3. 19	汽机热耗		
2. 3. 20	循泵耗电率		
2. 3. 21	给泵耗电率		
2. 3. 22	凝泵耗电率		

10 网络安全专业检查大纲

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1	网络安全专业		
1.1	机构和职责		
1.1.1	成立工作领导小组，明确责任部门；设立专职岗位，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全责任制。	《电力行业网络安全管理办法》（国能发安全规〔2022〕100号）第9条	
1.1.2	建立由企业主管领导负责的技术监督组织体系，健全技术监督工作制度和流程，落实技术监督岗位责任制。	《电力技术监督导则》 DL/T1051-2019 第5.1条	
1.2	监督管理制度及规程		
1.2.1	健全电力监控系统安全防护评估制度，以自评评估为主、检查评估为辅。	《电力监控系统安全防护规定》（国家发展和改革委员会2024年第27号令）第21条	
1.2.2	建立健全网络产品安全漏洞信息接收渠道，及时对安全漏洞进行验证并完成修补，建立健全本单位网络安全监测预警和信息通报机制。	《电力行业网络安全管理办法》（国能发安全规〔2022〕100号）第19条	
1.2.3	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。	《电力行业网络安全管理办法》（国能发安全规〔2022〕100号）第21条	
1.2.4	建立重要电力监控系统备用和恢复机制，对重要设备冗余配置，对重要的数据定期备份，并定期进行恢复性测试。	《电力监控系统安全防护规定》（国家发展和改革委员会	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
		2024年第27号令)第28条	
1.2.5	加强网络安全从业人员考核和管理,加强内部人员的保密教育、录用离岗等的管理,并定期组织安全防护专业人员技术培训。对厂家现场服务人员进行网络安全教育,签订安全承诺书。	《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)第19.2.17条	
1.3	主要技术要求		
1.3.1	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。	《电力监控系统安全总体防护方案》(国能安全〔2015〕36号)第1.3条	
1.3.2	网络设备部署情况与网络拓扑图一致。	GB/T38318第8.3.1.2条	
1.3.3	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。避免形成不同安全区的纵向交叉联接。	《发电厂监控系统安全防护方案》(国能安全〔2015〕36号)第2.2条	
1.3.4	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。	《电力监控系统安全总体防护方案》(国能安全〔2015〕36号)第2.2条	
1.3.5	生产控制区与管理信息区、安全接入区之间设置电力专用横向单向安全隔离装置。	《电力监控系统安全防护规定》(国家发展改革委2024年第27号令)第9条	
1.3.6	电厂生产控制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,	《电力监控系统安全总体防护方案》(国能安全〔2015〕36号)第2.4条	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1.3.7	生产控制区数据通信应采取加密认证等措施，加密算法符合国家要求，使用调度数字证书实现安全认证。	GB/T38318 第 8.3.2.2 条	
1.3.8	电力监控系统软件模块和硬件设备应建立详细准确的台账、资产清单。	GB/T38318 第 10.3.2 条	
1.4	网络边界安全防护		
1.4.1	生产控制区与管理信息区之间通信应部署电力专用横向单向安全隔离装置；安全 I 区与安全 II 区之间，安全 III 区与安全 IV 区之间、安全接入区与终端之间应设置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 区内的各监控系统之间，根据需要可以采取一定强度的逻辑访问控制措施。	《电力监控系统安全防护规定》（国家发展改革委 2024 年第 27 号令）第 10 条	
1.4.2	发电厂生产控制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，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。	《发电厂监控系统安全防护方案》（国能安全〔2015〕36 号）第 4.2 条	
1.4.3	发电厂生产控制区中的业务系统与政府部门进行数据传输，其边界防护应采用生产控制区与管理信息区之间的安全防护措施；管理信息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区中的业务系统及设备。	《发电厂监控系统安全防护方案》（国能安全〔2015〕36 号）第 4.3 条	
1.5	综合安全防护		
1.5.1	生产控制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。	《发电厂监控系统安全防护方案》（国能安全〔2015〕36 号）第 5.1 条	
1.5.2	主机与网络设备加固。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。	《发电厂监控系统安全防护方案》（国能安全〔2015〕36 号）第 5.2 条	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
1.5.3	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。	《发电厂监控系统安全防护方案》（国能安全〔2015〕36号）第5.3条	
1.5.4	安全审计。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。	《发电厂监控系统安全防护方案》（国能安全〔2015〕36号）第5.4条	
1.5.5	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进行相应的冗余配置。	《发电厂监控系统安全防护方案》（国能安全〔2015〕36号）第5.6条	
1.5.6	恶意代码防范，及时更新特征码，查看查杀记录，禁止生产控制区与管理信息区共用一套防恶意代码管理服务器。	《发电厂监控系统安全防护方案》（国能安全〔2015〕36号）第5.7条	
1.5.7	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。访问控制规则正确有效。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。	《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）第19.2.10条	
1.5.8	机房所处建筑应采取有效防水、防潮防火、防静电、防雷击、防盗窃、防破坏措施，配置电子门禁系统以加强物理访问控制，必要时安排专人值守，对关键区域实施电磁屏蔽。	《电力监控系统安全总体防护方案》（国能安全〔2015〕36号）第3.1条	
1.5.9	按标准规范配置冗余时钟装置，启用时钟同步服务，确保主机、网络设备时钟与时钟源同步。	《电力监控系统安全防护标准化管理要求及操作手册》（国家电力调	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
		度控制中心， 编）第 3.1.2 条	
1.5.10	禁止非必要的服务开启，禁止生产控制区内部的 E-Mail 服务，通用的 WEB 服务。	《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）第 19.2.10 条	
1.5.11	电力监控系统安全防护方案、安全测试评估报告和漏洞隐患细节等有关资料应当按国家有关要求做好保密工作。履行数据安全保护责任义务。	《电力监控系统安全防护规定》（国家发展改革委 2024 年第 27 号令）第 27 条	
1.5.12	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。	《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）第 19.2.21 条	
1.5.13	发电厂应对病毒库、木马库以及入侵检测系统（IDS）规则库更新至六个月内最新版本，在生产控制大区，病毒库、木马库经事先测试对业务系统无影响后进行。	《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）第 19.2.16 条	
1.5.14	生产控制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。与调度数据网相连的电力监控系统，其网络安全运行状态及可疑行为告警信息应当同步传送至相应电力调度机构。	《电力监控系统安全防护规定》（国家发展改革委 2024 年第 27 号令）第 17 条	
1.5.15	管理信息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。	《电力监控系统安全总体防护方案》（国能安全〔2015〕36	

序号	检查项目	检查方法	检查结果
		号)第 2.1.6 条	
1.6	网络安全等级保护		
1.6.1	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。	《电力行业网络安全等级保护管理办法》 (国能发安全规〔2022〕101号)	
1.6.2	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。	《电力行业网络安全等级保护管理办法》 (国能发安全规〔2022〕101号)	
1.6.3	等级保护三级及以上系统和电力行业关键信息基础设施，应同步开展商用密码应用安全性评估工作。	《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) 第 19.2.12 条	