

江 苏 省 地 方 标 准

DB32/T 1360—2009

泵站运行规程

Operate specification for pumping station

2009-03-28 发布

2009-05-28 实施

江苏省质量技术监督局 发布

目 次

前言 II

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 泵站运行管理 1

4 泵站开停机运行 4

5 机电设备运行 7

6 泵站工程运行 18

7 泵站运行事故及不正常运行处理 19

附录 A （资料性附录）泵站技术经济指标及考核 23

 A.1 工程完好率 23

 A.2 设备完好率 23

 A.3 装置效率 23

 A.4 能源单耗 23

 A.5 泵站的供、排水成本 24

 A.6 供、排水的单位功率效益 24

 A.7 安全运行率 24

附录 B （规范性附录）设备涂色规定 26

附录 C （规范性附录）常用电气绝缘工具试验一览表 27

附录 D （规范性附录）大中型泵站工作票 28

 D.1 第一种工作票 28

 D.2 第二种工作票 32

参考文献 34

前 言

为加强大中型泵站的规范化、科学化管理，保证大中型泵站机组、设备安全运行，充分发挥其社会、经济效益，更好为工农业和社会经济发展服务，特编制《泵站运行规程》。

本规程按GB/T 1.1-2000《标准化工程导则 第1部分：标准的结构和编写规则》和GB/T 1.2-2002《标准化工作导则 第2部分：标准中规范性技术要素内容的确定方法》的规定编写。

本规程附录A为参考性附录，附录B、附录C、附录D为规范性附录。

本规程由江苏省水利厅提出并归口。

本规程起草单位：江苏省河道管理局、江苏省秦淮河水利工程管理处、江苏省江都水利工程管理处、江苏省泰州引江河管理处、江苏省灌溉总渠管理处、江苏省淮沭新河管理处。

本规程主要起草人：杨 淮、钱 钧、王 荣、雍成林、朱福保、钱福军、钱存斌、李二平、王爱芬、须伦根、冯 俊。

泵站运行规程

1 范围

本规程规定了泵站运行的基本技术要求、开停机、机电设备的运行、不正常运行和事故处理等有关事项。

本规程适用于下列灌溉、排水泵站：

——单站装机流量大于等于 $10\text{m}^3/\text{s}$ 的泵站；

——单站装机功率大于等于 1000kW 的泵站。

小型泵站可参照执行。

泵站运行管理除应执行本规程外，尚应符合国家与行业现行有关标准的规定和设备制造商的特殊要求。

本规程适用于江苏省行政区域内的大中型泵站运行管理。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本规程的引用而成为本规程的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本规程。

SL 255 泵站技术管理规程

3 泵站运行管理

3.1 一般规定

3.1.1 泵站管理单位应根据本规程的要求和泵站设备的具体情况，制定相应的现场运行规程。

3.1.2 泵站应在设计工况范围内运行。

3.1.3 泵站管理单位应定期对泵站工程水工建筑物、机电设备进行全面检查，机电设备应定期检修，检修质量应符合要求，机电设备应按规定进行必要的试验。检查情况、检修资料及试验资料应完整记录。安全生产工具、消防设施等应定期检查，并试验合格。

3.1.4 泵站管理单位应根据泵站定期检查和检修结果按工程设备评级标准评定类别，泵站主要设备的评级应符合《泵站技术管理规程》（SL255）的规定。工程完好率应达到 80% 以上，其中主要建筑物的工程评级不应低于二类工程标准。设备完好率不应低于 90%，其中与水泵机组安全运行密切相关的设备评级不应低于二类设备标准。安全运行率不应低于 98%。

3.1.5 泵站运行应确保与上级运行调度和上级供电调度的通讯畅通。

3.1.6 泵站管理单位应加强泵站经济运行管理，提高泵站效率。

3.1.7 泵站运行应具备必要的运行备品、器具和技术资料。主要内容有：

——运行维护所必需的备品；

——设备使用说明书和随机供应的产品图纸；

——电气设备原理接线图；

——设备安装、检查、交接试验的各种记录；

——设备运行、检修、试验记录；

- 设备缺陷和事故记录；
- 主要设备维护、运行、修试、评级揭示图表；
- 安全工具；
- 消防器材及其布置图；
- 现场运行规程；
- 反事故预案。

3.2 泵站运行人员的分工和职责

3.2.1 泵站运行管理人员应经国家和地方有关部门考试合格，持证上岗。

3.2.2 泵站运行期间应设总值班，负责泵站的运行调度，掌握泵站设备运行状况，发生事故时领导泵站运行值班人员进行事故处理。总值班宜由站（所）负责人或技术负责人担任。

3.2.3 泵站宜按“四值三班”轮换制配备人员。每个运行班宜设正、副值班长各1名，配备2名～4名值班员。

3.2.4 值班长应熟悉泵站机电设备技术性能，熟练掌握设备操作规程和程序，具有事故应急处理能力，并具有2年以上泵站运行管理的经验。

3.2.5 值班长接受总值班的开停机命令，与上一级变电所联络停送电，负责当班期间安全运行工作，检查值班员对安全和运行规程的执行情况，排除值班期间内发生的故障。

3.2.6 值班员负责职责范围内的巡视检查、设备操作、值班记录工作，并根据值班长的安排进行运行维修和故障抢修工作。

3.2.7 值班员在当班时间内应严格遵守各项规章制度，不应擅自离开工作岗位，不应做与值班无关的事，不应擅自将非运行值班人员带入值班现场，不应酒后上班。着装应整洁，思想集中，并做好现场安全与环境管理工作。

3.2.8 泵站技术人员负责检查、指导各运行班的安全运行工作，负责运行资料收集、分析、整理，指导运行维修和故障抢修工作。

3.3 泵站运行交接班

3.3.1 在交班前30min由值班长召集交班人员，按交班内容要求做好交班准备。

3.3.2 接班人员在接班前应先开班前会，提前15min进入现场进行交接班。交班人员必须在交班完毕后集体离开工作岗位。

3.3.3 交接班内容应包括：

- 泵站运行方式；
- 设备运行有无缺陷；
- 设备操作情况及尚未执行的操作票；
- 接受的工作票及尚未结束的工作票；
- 检修工作进行情况；
- 各种记录、技术资料、运行工具和钥匙；
- 本班发生的故障及处理情况；
- 信号装置、绝缘监测装置检测；
- 安、消防设备；
- 环境卫生工作；
- 其他重要情况。

3.3.4 交接班时交班人员应详细介绍运行情况，值班长除了自己进行交接班外，应负责检查班内其他人员交接班的情况。由于交接不清而造成设备事故的应追究交、接班值班长的责任。

3.3.5 在交接班过程中如发现设备有故障时，交接班人员应相互协作予以排除。在接班人员同意后才能交班。

3.3.6 在处理事故或进行重要操作时不应进行交接班，待完成后再进行交接。

3.4 泵站运行操作

3.4.1 下列泵站运行操作应执行操作票制度：

- 投入、切出主变压器；
- 投入、切出站用变压器；
- 开、停主机；
- 高压母线带电情况下试合闸；
- 投入、切出高压电源；
- 投入、切出移相（无功补偿）电力电容器；
- 高压设备倒闸操作。

3.4.2 泵站运行操作应由值班长命令，操作票由操作人填写，监护人复核，每张操作票只能填写一个操作任务。

3.4.3 使用操作票的操作应由两人执行，其中对设备较为熟悉者为操作监护人。

3.4.4 操作前应核对设备名称、编号和位置，操作中应认真执行监护复诵制，必须按操作顺序操作，每操作完一项，做一个记号“√”，全部操作完毕后监护人应进行复查。

3.4.5 操作中发生疑问时，不应擅自更改操作票，应立即向值班长或总值班报告，确认无误后再进行操作。

3.4.6 用绝缘棒分、合刀闸或经传动机构分、合刀闸和开关，操作人员应戴绝缘手套。雨天操作室外高压设备时，绝缘棒应有防雨罩，操作人员应穿绝缘靴。

3.4.7 雷电时，禁止进行倒闸操作。

3.4.8 操作票应按编号顺序使用。作废的操作票应注明“作废”字样。已操作的操作票应注明“已操作”字样。操作票保存一年。

3.4.9 下列操作可由值班长口头命令：

- 事故处理；
- 运行中的单一操作；
- 辅机操作。

3.5 泵站运行巡查

3.5.1 泵站运行人员值班期间，应按规定的巡视路线和项目内容对运行设备、备用设备、泵站进出水池及上下游引河进行认真的巡视检查。

3.5.2 运行值班期间应对全部设备进行巡视检查。遇有以下情况应增加巡视次数：

- 恶劣气候；
- 设备过负荷或负荷有显著增加；
- 设备缺陷近期有发展；
- 新设备、经过检修或改造的设备、长期停用的设备重新投入运行；
- 事故跳闸和运行设备有可疑迹象。

3.5.3 高压电气设备巡视检查应由取得高压值班资格或高压设备安装、维修资格的人员进行，其他人员不得单独巡视检查。

3.5.4 巡视检查高压电气设备时，不应进行其它工作，不应移开或越过安全遮栏，不应撑伞。在不设警戒线的地方，应保持不小于表1规定的安全距离。

表1 高压设备不停电时的安全距离

电压等级，kV	10（6）	35	110
安全距离，m	0.7	1.0	1.5

3.5.5 雷雨天气，需要巡视室外高压设备时，应穿绝缘靴，不应靠近避雷器和避雷针。

3.5.6 高压设备发生接地时，室内不应接近故障点 4m 以内，室外不应接近故障点 8m 以内。进入上述范围内的人员应穿绝缘靴，接近设备的外壳和架构时，应戴绝缘手套。

3.5.7 在巡视检查中发现设备缺陷或异常运行情况应及时向值班长汇报，值班长应组织处理并详细记录在运行日志上。对重大缺陷或严重情况应及时向总值班汇报。

4 泵站开停机运行

4.1 开机前的准备

4.1.1 接到开机命令后，值班人员应及时就位，检查现场应无影响运行的检修及试验工作，有关工作票应终结并全部收回。拆除不必要的遮拦设施，准备所需工具和记录纸等。

4.1.2 检查主变压器、变电所至泵站线路（电缆）和泵站所有高压设备上应无人工作，接地线应拆除，具备投入运行条件。

4.1.3 检查主变压器、站用变压器、高压断路器应正常。

4.1.4 检查主变压器进线隔离刀闸、主变压器中性点接地刀闸（110kV 及以上中性点直接接地系统）应在分闸位置；主变压器出线、站用变压器、主电机高压断路器的手车应在试验位置。

4.1.5 长期停用的变压器投运前，应用 2500V 或 5000V 兆欧表测量绝缘电阻，其值在同一温度下不应小于上次测得值的 70%；35kV 及以上变压器应测量吸收比，在常温下吸收比应不小于 1.3，吸收比偏低时可测量极化指数，其测得值应不小于 1.5；绝缘电阻大于 10000M Ω 时，吸收比应不小于 1.1 或极化指数不小于 1.3。否则应进行干燥或处理，合格后方可投运。

4.1.6 测量高压主电机定子、高压母线和站用变压器的绝缘电阻值，采用 2500V 兆欧表测量，绝缘电阻应不小于 10M Ω ，主电机绝缘吸收比应不小于 1.3；测量高压主电机转子、低压主电机绝缘电阻值，采用 500V 兆欧表测量，绝缘电阻应不小于 0.5M Ω 。否则应进行干燥或处理，合格后方可投运。

4.1.7 检查 SF₆ 高压断路器 SF₆ 气体压力、油断路器油位应正常；SF₆ 封闭式组合电器（GIS）各开关、刀闸、接地刀闸位置指示正确，控制、信号灯指示正常，电气闭锁装置在“联锁”位置；液压操作机构油位、压力应正常。

4.1.8 高压断路器试合、分闸及保护联动试验应正常。

4.1.9 检查开敞式主电机空气间隙中应无杂物。

4.1.10 检查主机组上、下油缸的油位、油色应正常。

4.1.11 有多种运行方式的泵站，运行方式、保护类型、保护定值应一致。

4.1.12 制造厂规定应顶车的泵站，开机前应按规定要求将电机转子顶起，使润滑油进入推力瓦和镜板之间。使用弹性金属塑料推力瓦的机组停机 30 天以上时，开机前宜将电机转子顶起，转子落下后应检查顶车装置是否复位，并检查油润滑轴承的油位应正常。

4.1.13 检查主水泵轴承、填料函应完好。采用油润滑轴承的水泵，检查水泵导轴承油位、止水密封应正常。

4.1.14 检查泵站进、出水池及引河应无异常，满足开机要求。

4.1.15 检查闸门启闭设备应符合安全运行要求，闸门启、闭应无卡阻，并在停机状态。

4.1.16 双向灌排两用的泵站，根据运行要求，开启相应的进水工作闸门。

4.2 操作电源投入

4.2.1 检查站用直流电源装置应处于正常工作状态。直流电源由变电所供电，且独立运行的泵站，由值班长电话通知变电所，要求送直流电源。

4.2.2 操作电源投入包括：

4.2.2.1 合上电源总开关。

4.2.2.2 合上主变压器、站用变压器、主电机控制保护电源开关。

4.2.2.3 合上中央信号系统电源开关。

- 4.2.2.4 合上高压断路器合闸电源开关。
- 4.2.2.5 合上事故照明电源开关。
- 4.2.3 采用计算机监控系统的泵站，还应进行下列操作：
 - 4.2.3.1 检查交流不间断电源装置已处于逆变状态，现地监控单元、上位机电源开关应在合闸位置。
 - 4.2.3.2 合上显示器电源开关，检查上位机监控程序进入正常运行状态。输入操作员姓名、密码，进入计算机监控系统控制状态。
- 4.2.4 检查模拟屏“主接线”隔离刀闸、接地刀闸、高压断路器，断路器手车位置信号应与现场一致，中央音响信号、故障报警信号应正常。
- 4.3 主变压器、站用变压器投入和备用电源切换
 - 4.3.1 在各项投运条件具备后，由值班长通知值班员填写操作票，进行交流电源投入操作。
 - 4.3.1.1 合上主变压器进线侧隔离刀闸。
 - 4.3.1.2 合上主变压器中性点接地刀闸（110kV及以上中性点直接接地系统）。
 - 4.3.1.3 分别将主变压器出线、站用变压器高压侧断路器的手车推至工作位置。
 - 4.3.1.4 分别合上主变压器进线、出线、站用变压器高压侧断路器。
 - 4.3.1.5 主变压器投运后，根据上级变电所指示，进行主变压器中性点接地刀闸操作，并将操作结果电话通知上级变电所。
 - 4.3.2 检查母线电压，开机电压不应低于主电机额定电压的95%。特殊情况应经总值班同意可在较低电压下起动。
 - 4.3.3 切出备用电源，合上站用变压器低压侧刀闸和开关，站用电改由站用变压器供电。
 - 4.3.4 合上辅机电源开关。
- 4.4 辅助机组投运
 - 4.4.1 技术供水系统投入应进行下列操作和检查：
 - 4.4.1.1 开启供水泵进、出水闸阀。
 - 4.4.1.2 检查机泵运转应灵活。
 - 4.4.1.3 检查轴承箱油位应正常。
 - 4.4.1.4 起动供水泵并将控制转换开关旋至自动位置。
 - 4.4.2 压缩气系统投入应顺序进行下列操作和检查：
 - 4.4.2.1 开启空压机送气闸阀。
 - 4.4.2.2 检查机泵运转应灵活。
 - 4.4.2.3 检查曲轴箱油位应正常。
 - 4.4.2.4 开启冷却水进水闸阀，检查冷却水管路应畅通。
 - 4.4.2.5 采用真空破坏阀断流的泵站，检查真空破坏阀管路闸阀应在自动状态。
 - 4.4.2.6 起动空压机并将控制转换开关旋至自动位置。
 - 4.4.3 压力油系统投入应顺序进行下列操作和检查：
 - 4.4.3.1 检查回油箱油位应正常。
 - 4.4.3.2 检查油压系统内闸阀应在工作状态。
 - 4.4.3.3 采用液压调节水泵叶片角度的泵站，起动压油泵，将控制转换开关旋至自动位置。开启进气闸阀，调整压力油罐油位、压力至设定值。
 - 4.4.4 抽真空系统投入应进行下列操作和检查：
 - 4.4.4.1 开启抽真空系统内管道闸阀，并检查气水分离筒的放水闸阀应关闭。
 - 4.4.4.2 开启冷却水进水闸阀，检查冷却水管路应畅通。
 - 4.4.4.3 检查润滑油路应正常，加油处应加足润滑油。
 - 4.4.4.4 检查转动部分应灵活。

4.4.4.5 起动真空泵。

4.4.5 清污机的投入应顺序进行下列操作和检查：

4.4.5.1 检查齿耙、传动机构、皮带输送机、机架等应正常，无变形、卡滞、碰撞等异常现象。

4.4.5.2 检查电机、电气控制系统应正常。

4.4.5.3 检查清污机前应无大型杂物，如有应清除。

4.4.5.4 起动清污机。

4.5 开机操作

4.5.1 在各项起动条件具备以后，值班长通知变电所和值班员准备开机，填写操作票，进行开机操作：

4.5.1.1 开启主电机冷却水、主水泵润滑水进水闸阀。

4.5.1.2 采用液压调节水泵叶片角度的泵站，开启受油器压力油进油闸阀。

4.5.1.3 调节主水泵叶片角度至起动角度。

4.5.1.4 断开主电机干燥电源开关。

4.5.1.5 合上主电机冷却风机电源开关。

4.5.1.6 检查调励磁装置应正常，置入允许运行状态。

4.5.1.7 复查主电机高压断路器在断开位置后，将断路器手车推至工作位置。

4.5.1.8 合上主电机高压断路器，起动主电机。

4.5.2 主电机正常运行后，应根据水情、调度要求调节水泵叶片角度，根据电网需要调整功率因数，或根据经济运行要求选择相应励磁运行方式。

4.5.3 待该主机组运行稳定后再起动下一台主机组。

4.5.4 同一台主电机停机后再起动应间隔 15min 以上。

4.6 停机操作

值班长在接到停机命令后即通知变电所和值班员准备停机，填写操作票，进行停机操作。

4.6.1 断开主电机高压断路器。

4.6.2 检查断流装置应可靠工作。

4.6.3 检查励磁电压和电流应迅速回零。

4.6.4 将主电机高压断路器手车拉至试验位置。

4.6.5 检查励磁装置交流电源空气开关应在断开位置，并置励磁装置为停运状态。

4.6.6 采用液压调节叶片角度的泵站，关闭主电机受油器进油闸阀。

4.6.7 关闭主电机冷却水、主水泵润滑水进水闸阀。

4.6.8 断开主电机冷却风机电源开关。

4.6.9 根据运行需要及天气情况确定是否合上主电机干燥电源开关。

4.7 站用变压器、主变压器切出和备用电源（所变压器）投入

在泵站全部机组停运后，即通知变电所和值班员准备交流电源切换操作，填写操作票，进行交流电源切出和备用电源投入操作。

4.7.1 依次将空压机、压力油泵、供水泵等控制转换开关旋至断开位置。

4.7.2 断开辅机电源开关。

4.7.3 断开站用变压器低压侧空气开关及刀闸，站用电改由备用电源（所用变压器）供电。

4.7.4 合上主变压器中性点接地刀闸（110kV 及以上中性点直接接地系统）。

4.7.5 分别断开站用变压器高压侧、主变压器出线、主变压器进线高压断路器。

4.7.6 断开主变压器中性点接地刀闸。

4.7.7 分别将主变压器出线、站用变压器断路器手车拉至试验位置。

4.7.8 断开主变压器进线侧隔离刀闸。

4.7.9 检查模拟屏“主接线”隔离刀闸、接地刀闸、高压断路器、断路器手车位置信号应与现场一致，并应处在停运状态。

4.8 操作电源切出

4.8.1 分开高压断路器合闸、中央信号系统、主变压器、站用变压器、事故照明电源开关。

注：主电机控制保护电源可根据工程设备实际情况，选择是否切出。

4.8.2 采用计算机监控系统的泵站，应进行操作员注销。

5 机电设备运行

5.1 一般规定

5.1.1 泵站所有机电设备名称、编号、铭牌应齐全，并固定在明显位置。旋转机械应标示出旋转方向。油、气、水管道、阀门等应按规定涂刷明显的颜色标志。

5.1.2 长期停用、大修后的主机组投入运行前，应进行试运行。

5.1.3 未按规定项目、周期进行检验试验，或检验试验不合格的设备不应投入运行。

5.1.4 机电设备的操作应按规定的操作程序进行。

5.1.5 机电设备起动过程中应监听设备的声音，并应无其它异常情况。

5.1.6 机电设备的运行参数宜每 2h 记录一次。

5.1.7 对运行设备、备用设备应定期巡视检查。

5.1.8 机电设备运行过程中发生故障，应查明原因及时处理。

5.1.9 不应在运行中的控制柜、保护柜上或附近进行钻孔等振动较大的工作，必要时应采取保护措施或停用部分设备。

5.1.10 泵站应根据设备制造厂的规定和实际运行经验，确定主变压器、站用变压器、主电机等设备的报警和跳闸温度值，当发生温度报警时应立即查明原因。

5.1.11 根据泵站设备的特性、效率、运行条件及上下游水位、流量等不同组合，制定泵站经济运行方式，运行人员应按经济运行方式保持设备的经济运行。

5.1.12 有特殊要求的应按制造厂规定执行。

5.2 主水泵运行

5.2.1 采用水润滑轴承的水泵运行时应检查填料函的温度，在运行时应有少量水流出，如温度较高，可将填料压盖放松。

5.2.2 采用稀油润滑轴承的水泵在运行时，应检查水泵水导油位指示，并对比运行前后油位变化情况，出现异常应查明原因。

5.2.3 采用虹吸式出水流道的泵站，如进水池水位较低，应抽真空起动。如起动异常，应停机检查原因。

5.2.4 全调节水泵叶片调节机构应灵活可靠，温度、声响正常，无渗漏油现象；

5.2.5 主水泵运行期间的巡视检查，每班至少 3 次。巡查内容包括：

——填料函处漏水情况正常，无偏磨、过热现象，温度不大于 50℃；

——润滑水水压及示流信号正常；

——润滑油油位、油色、轴承温度正常；

——主水泵振动、声响正常。

5.3 主电机运行

5.3.1 三相电源电压不平衡最大允许值为±5%。主电机运行电压应在额定电压的 95%~110%范围内。如低于额定电压的 95%时，定子电流不超过额定数值且无不正常现象，可继续运行。

5.3.2 主电机的电流不应超过铭牌规定的额定电流，特殊情况下超负荷运行时，须经总值班同意并加强主电机运行监视。过电流允许运行时间不应超过表 2 规定值。

表2 主电机过电流与允许运行时间关系表

过电流，%	10	15	20	25	30	40	50
允许运行时间，min	60	15	6	5	4	3	2

- 5.3.3 主电机电流三相不平衡程度，满载时最大允许值为 15%，轻载时任何一相电流未超过额定数值时，不平衡的最大允许值为 10%，如超过上述允许范围，应查明原因。
- 5.3.4 根据电网需要调整功率因数，但定子及转子电流均不应超过额定数值。
- 5.3.5 主电机定子线圈温升应按制造厂的规定执行，如制造厂无规定，不应超过表 3 规定值。

表3 主电机定子线圈温升极限值（℃）

电机类别		5000kW及以上	5000kW以下
绝缘等级	E级	温度计值	65
		电阻值	75
		检温计值	75
	B级	温度计值	70
		电阻值	80
		检温计值	80
	F级	温度计值	85
		电阻值	100
		检温计值	100
	H级	温度计值	105
		电阻值	125
		检温计值	125

- 5.3.6 上、下油缸内油的温度正常应在 15℃ 以上，但不应超过 60℃，在 15℃ 以下可暂不送冷却水。
- 5.3.7 主电机运行时轴承的允许最高温度不应超过制造厂的规定值。如制造厂无规定，轴承允许最高温度：巴氏合金轴承为 70℃，滚动轴承为 95℃，弹性金属塑料轴承为 65℃。
- 5.3.8 轴承报警温度的设定应按制造厂规定执行，如制造厂无规定，不宜超过表 4 规定值。

表4 轴承报警温度

序号	轴承类型	报警温度 ℃
1	巴氏合金轴承	55
2	滚动轴承	70
3	弹性金属塑料轴承	50

- 5.3.9 主电机轴承润滑油、润滑脂型号及用量应符合制造厂的规定。稀油润滑油缸油位指示器应分别标出运行油面和静止油面位置。
- 5.3.10 主电机运行时的允许振幅值不应超过表 5 的规定。

表5 主电机运行的允许振幅值

项目		不同额定转速 n (r/min) 下主电机运行的允许振幅值							
		mm							
		$n \leq 100$	$100 < n \leq 250$	$250 < n \leq 375$	$375 < n \leq 500$	$500 < n \leq 750$	$750 < n \leq 1000$	$1000 < n \leq 1500$	$1500 < n \leq 3000$
立式电机	带推力轴承支架的垂直振动	0.14	0.12	0.10	0.08	0.07			
	带导轴承支架的水平振动	0.18	0.16	0.14	0.12	0.10			
	定子铁芯部分机座的水平振动	0.06	0.05	0.04	0.03	0.02			
卧式机组各部轴承振动		0.20	0.18	0.16	0.14	0.12	0.10	0.08	0.06

5.3.11 主电机起动前，应测量定、转子绝缘电阻。若主电机绝缘电阻及吸收比较历年正常值有明显下降应查明原因并将其消除。具有保温措施、不易受潮、并起动频繁的备用主机组，在运行期间短时间内重新投入运行，可不测量绝缘电阻。主电机备用期间有条件的应采取保温措施，防止绝缘受潮。

5.3.12 发现 10kV（6kV）中性点不接地系统电源有一相接地时，除及时向总值班汇报外，应立即检查接地原因，运行时间不应超过 2h。

5.3.13 对于投运主机组台数少于装机台数的泵站，每年运行期间应轮换开机。

5.3.14 主电机运行期间的巡视检查，每班至少 3 次。巡查内容包括：

- 主电机定、转子电流、电压、功率指示正常，无不正常上升和超限现象；
- 主电机定子线圈、铁芯及轴承温度正常；
- 瓷瓶外部无破损、无裂纹、无放电痕迹，电缆接头连接牢固、无发热现象；
- 主电机冷却风机运行正常；
- 主电机滑环和电刷间无火花，无卡滞现象，电刷压力适中，温度不大于 120℃；
- 上、下油缸油位、油色正常，无渗油现象，冷却水水压及示流信号正常；
- 主电机振动、声音正常。

5.4 变压器运行

5.4.1 变压器不宜超负荷运行，特殊情况下超负荷运行时间应符合表 6 的规定。

表6 变压器超负荷运行允许持续时间

单位：min

超负荷对额定负荷之比	1.30	1.60	1.75	2.00	2.40	3.00
超负荷允许持续时间	120.0	30.0	15.0	7.5	3.5	1.5

5.4.2 油浸风冷自然循环变压器、干式风冷变压器等因风扇停止工作时，允许的负载和运行时间，应按制造厂的规定执行。如制造厂无规定，油浸风冷自然循环变压器宜按表 7 规定执行。油浸风冷自然循环变压器当冷却系统故障停风扇后，顶层油温不应超过 65℃时，允许带额定负载运行。

表7 油浸风冷自然循环变压器风扇停止工作时允许运行时间

空气温度，℃	-10	0	+10	+20	+30	+40
允许运行时间，h	35	15	8	4	2	1

5.4.3 变压器的运行电压不应高于该运行分接额定电压的 5%。对于特殊使用情况，可在不超过 110% 额定电压下运行，当荷载电流为额定电流的 k ($k \leq 1$) 倍时，按 $U(\%) = 110 - 5k^2$ 公式对电压加以限制。

- 5.4.4 变压器有载分接开关的操作，应逐级调压，同时监视分接位置及电压、电流的变化，并作好记录。
- 5.4.5 无载调压变压器调压应在停电后进行。在变换分接时，应作多次转动。在确认变换分接正确并锁紧后，测量绕组的直流电阻，应合格。分接变换情况应作记录。
- 5.4.6 长期不调和有长期不用的分接位置的有载分接开关，至少应在每年预防性试验时，在最高和最低分接间操作几个循环。
- 5.4.7 油浸式变压器顶层油温应按制造厂规定执行，如制造厂无规定应按表 8 规定执行。当冷却介质温度较低时，顶层油温也相应降低。自然循环冷却变压器的顶层油温不宜经常超过 85℃。

表8 油浸式变压器顶层油温限值 单位：℃

冷却方式	冷却介质最高温度	最高顶层油温
自然循环自冷、风冷	40	95

- 5.4.8 干式变压器的温升限值应按制造厂规定执行，如制造厂无规定应按表 9 规定执行。

表9 干式变压器各部位允许最高温升值 单位：℃

变压器部位	绝缘等级	允许最高温升值	测量方法
绕 组	E	75	电阻法
	B	80	
	F	100	
铁芯表面及 结构零件表面	最大不应超过接触绝缘材料 的允许最高温升		温度计法

- 5.4.9 在 110kV 及以上中性点直接接地系统中，投运或停运变压器的操作，中性点必须先接地。投入后按系统需要决定中性点是否分开。
- 5.4.10 变压器在运行中滤油、补油或更换净油器的吸附剂时，应将重瓦斯保护改接信号。补油时不应从下部补油。
- 5.4.11 变压器在运行中如轻瓦斯保护动作时，应立即查明动作原因；如重瓦斯保护动作跳闸时，在查明原因消除故障前，不应将变压器投入运行；如继电保护动作跳闸时，应立即查明原因，如综合判断证明变压器跳闸不是由内部故障所引起，可重新投入运行。
- 5.4.12 干式变压器在停运期间，应防止绝缘受潮。
- 5.4.13 变压器运行时中性线最大允许电流应按制造厂规定执行，如制造厂无规定，不应超过变压器额定电流的 25%，超过规定值时应重新分配负荷。
- 5.4.14 并列运行的变压器，可从安全、经济原则出发，确定投运台数。
- 5.4.15 变压器运行期间的巡视检查，每班至少 1 次。巡查内容包括：
- 变压器的油温和温度计应正常，储油柜的油位应与温度相对应，各部位无渗油、漏油；
 - 套管油位应正常，套管外部无破损裂纹、无严重油污、无放电痕迹及其它异常现象；
 - 变压器声响正常；
 - 各冷却器手感温度应相近，风扇运转正常；
 - 吸湿器完好，吸附剂干燥；
 - 电缆、母线及引线接头应无发热现象；
 - 压力释放器、防爆膜应完好无损；
 - 瓦斯继电器内应无气体；
 - 干式变压器的外部表面应无积污。

5.5 齿轮箱运行

5.5.1 应按制造厂家规定要求定期更换指定牌号的润滑油和润滑油脂。

5.5.2 负荷运行时，冷却系统应工作正常。齿轮箱油池温升、轴承温升不应超过制造厂规定值，如制造厂无规定，油池温升不应超过 35℃，轴承温升不应超过 45℃。

5.6 高压母线运行

5.6.1 母线表面应光洁平整，无裂纹、折皱、变形和扭曲等现象。

5.6.2 支柱绝缘子底座、套管的法兰、保护网（罩）等应清洁、完好。

5.6.3 母排联接处应贴有示温片或示温纸，温度不应超过 60℃。

5.7 隔离开关、负荷开关及高压熔断器运行

5.7.1 隔离开关、负荷开关及高压熔断器本体应无破损变形，瓷件清洁、无裂纹及放电痕迹。

5.7.2 传动装置中延长轴、轴承、连轴器及拐臂等传动部件位置应正确，锁定可靠。

5.7.3 隔离开关、负荷开关的导电部分，触头间应接触紧密，无过热、变色、熔化现象。

5.7.4 负荷开关灭弧筒内产生气体的有机绝缘物应完整无裂纹。带油的负荷开关的油箱无渗漏。

5.8 高低压开关柜运行

5.8.1 高低压开关柜内一次设备的运行按有关规定执行，并应满足以下要求：

——高低压开关柜应密封良好，接地牢固可靠；隔板固定可靠，开启灵活；

——手车式柜“五防”联锁齐全，位置正确；

——隔离触头应接触良好，无过热、变色、熔接现象；

——联锁装置位置正确，二次连接插件应接触良好；辅助开关的接触位置正确，接触紧密可靠；连接、切换压板，应位置正确，接触良好；

——成套柜内照明应齐全；

——继电器外壳无破损、整定值位置无变动、线圈和接点无过热、无过度抖动；

——仪表外壳无破损，密封良好，仪表引线无松动、脱落，指示正常；

——二次系统的控制开关、熔断器等应在正确的工作位置并接触良好；

——操作电源工作正常，母线电压值应在规定范围内；

——导线与端子排接触良好，导线无损伤，标号无脱落；绞线不松散、不断股、固定可靠。

5.9 高压断路器运行

5.9.1 高压断路器应在铭牌规定的额定值内运行。

5.9.2 高压断路器操作的交、直流电源电压、液压操作机构的压力，应在规定范围内。

5.9.3 分、合高压断路器应用控制开关进行远方操作，长期停运的高压断路器在正式执行操作前应通过远方控制方式进行试分、合操作 2 次～3 次。

5.9.4 正常情况下不应手动操作分、合高压断路器，在远控失效的，紧急情况下可在操作机构箱处进行手动操作。

5.9.5 高压断路器运行中不应进行慢合或慢分操作。

5.9.6 高压断路器当其液压操作机构正在打压时，或储能机构正在储能时，不应进行分、合操作。

5.9.7 拒分的高压断路器未经处理并恢复正常，不应投入运行。

5.9.8 运行中发现液压操作机构油泵起动频繁、压力异常应及时处理。当压力下降至闭锁信号值以下时，应先采取机械防慢分措施，再行处理或停电检修。

5.9.9 高压断路器事故跳闸后，应检查有无异味、异物、放电痕迹，机械分合指示应正确。油断路器还应检查油位、油色应正常，无喷油现象。

5.9.10 油断路器每发生 1 次短路跳闸后，应做 1 次内部检查，并更换绝缘油。

5.9.11 当发现油断路器严重漏油，油位计已无指示，或 SF₆ 断路器 SF₆ 气体压力降至闭锁压力时，或真空断路器出现真空损坏等现象时，应立即断开操作电源，悬挂禁止牌，采取减负荷或上一级断开负荷后再退出故障断路器。

5.9.12 室外 SF₆ 开关设备发生意外爆炸或严重漏气等事故时，值班人员应从上风接近设备；SF₆ 开关设备安装在室内时，在进入室内前必须先行强迫通风 20min 以上，待开关室内含氧量和 SF₆ 气体浓度符合标准后方可进入。

5.9.13 高压断路器运行期间的巡视检查，每班至少 1 次。巡查内容包括：

- 断路器的分、合位置指示正确；
 - 绝缘子、瓷套管外表清洁，无损坏、放电痕迹；
 - 绝缘拉杆和拉杆绝缘子应完好，无断裂痕迹、无零件脱落现象；
 - 导线接头连接处，无松动、过热、熔化变色现象；
 - 断路器外壳接地良好；
 - 油断路器油位、油色应正常，无渗漏油；
 - SF₆ 断路器 SF₆ 气体压力应正常，无异常气味泄漏，并定期对 SF₆ 气体含水量进行检测；
 - 真空断路器灭弧室无异常现象；
 - 电磁操作机构分、合线圈无过热、烧损现象；
 - 液压操作机构油箱油位、油压及油泵启动次数正常，无渗漏油；
 - 弹簧操作机构储能电机行程开关接点动作准确、无卡滞变形；分、合线圈无过热、烧损现象；
- 断路器在分闸备用状态时，合闸弹簧应储能。

5.10 SF₆ 封闭式组合电器（GIS）运行

5.10.1 GIS 室内应安装空气含氧量或 SF₆ 气体浓度自动检测报警装置。GIS 室内空气中氧气应大于 18% 或 SF₆ 气体的浓度不应超过 1000 μ L/L（或 6g/m³）。

5.10.2 GIS 室内应装有足够的通风排气装置，排风口设置在室内底部；运行人员经常出入的 GIS 室，每班通风时间不少于 15min；对不经常出入的 GIS 室，应定期检查通风设施。

5.10.3 GIS 在正常情况下，开关的操作可使用远方操作或就地控制柜上进行就地操作方式，隔离刀闸应在就地控制柜上操作，在电动操作失灵时可使用手动操作，手动操作时应戴绝缘手套。

5.10.4 GIS 开关、隔离刀闸及接地刀闸的操作均设有机闭锁和电气闭锁装置，电气闭锁回路在运行中应切至“联锁”位置，不应将电气闭锁回路切至“解锁”位置。当电气闭锁回路存在某种缺陷无法进行操作时，应汇报值班长组织人员检查处理。

5.10.5 GIS 每 1 年应进行 1 次定期检查，检查内容主要有：操动机构检查维护，传动机构磨损检查和添加润滑油，断路器的机械特性及动作电压试验，各种压力表校验，漏气及漏油的处理，控制系统检查及绝缘测量，外壳的清扫和油漆。

5.10.6 GIS 运行期间的巡视检查应由 2 人进行，每班 1 次，断路器、避雷器的指示动作次数、液压弹簧操动机构油泵启动次数、SF₆ 气体压力表的指示值、环境温度值等巡查情况应详细记录。巡查内容包括：

- 断路器、隔离开关、接地开关及快速接地开关位置指示正确，并与实际运行工况相符；
- 断路器、隔离开关的累积动作次数指示应准确、正常；
- 各种指示灯、信号灯和带电监测装置的指示应正常，控制开关的位置应正确，控制柜内加热器的工作状态应按规定投入或切出；
- 各种压力表和油位计的指示值应正常；
- 避雷器的动作计数器指示值、在线检测泄漏电流指示值应正常；
- 采用液压弹簧操动力机构，操动机构油泵启动次数应正常；
- 裸露在外的接线端子无过热、汇控柜内无异常现象；

- 无异常声音和特殊气味；
- 外壳、支架等无锈蚀、损坏，瓷套无开裂、破损或污秽现象，外壳漆膜无局部颜色加深或烧焦、起皮现象；
- 各类管道及阀门无损伤、锈蚀，阀门的开闭位置应正确，管道的绝缘法兰与绝缘支架应完好；
- 设备无漏油、漏气现象；
- 金属外壳的温度应正常；
- GIS 室内照明、通风设备、防火器具及监测装置应正常、完好。

5.10.7 GIS 组合开关非运行期间的巡视检查，每月 3 次~5 次，并应记录巡查情况、SF₆ 气体压力表的指示值及环境温度。巡查内容包括：

- SF₆ 气体压力表的指示值应正常；
- 无异常气味；
- 加热器应按规定要求投入或切除。

5.11 互感器运行

5.11.1 电压互感器应装设熔断器保护，高压电压互感器熔断器应使用专用熔断器。

5.11.2 电压互感器二次侧不应短路，不应超过其最大容量运行。

5.11.3 不应使用隔离开关停用故障的电压互感器。

5.11.4 电流互感器二次侧不应开路，不应长期过负荷运行。

5.11.5 互感器二次侧及铁芯应可靠接地。

5.11.6 互感器运行期间的巡视检查，每班至少 1 次。巡查内容包括：

- 电压互感器电压、电流互感器电流指示应正常；
- 一、二次接线端子与引线连接应无松动、过热现象；
- 瓷瓶应清洁，无裂纹、破损及放电痕迹；
- 充油电压互感器，油位、油色应正常，外观无锈蚀、渗漏油现象，呼吸器通畅，吸湿剂不应至饱和状态；
- 当线路接地时，供接地监视的电压互感器声音应正常，无异味；
- 电流互感器无二次开路或过负荷引起的过热现象；
- 运行中无异常声响，无异常气味。

5.12 防雷装置和接地装置运行

5.12.1 泵站和变电所的接地网、避雷器和避雷针的接地装置，均应在每年雷雨季节前进行 1 次检查及试验。

5.12.2 氧化锌避雷器在运行中应每天记录泄漏电流，雷雨前应检查记录避雷器的动作情况。

5.12.3 防雷装置应定期巡视检查。巡查内容包括：

- 避雷针本体焊接部分无断裂、锈蚀，接地引下线连接紧密牢固，焊接点不脱落；
- 避雷器瓷套管清洁、无破损、无放电痕迹，法兰边无裂纹；
- 避雷器导线及接地引下线连接牢固，无烧伤痕迹和断股现象；
- 避雷器内部应无异常响声；
- 避雷器计数器密封良好，动作正确。

5.13 电力电容器运行

5.13.1 电力电容器允许在额定电压±5%波动范围内长期运行。电力电容器过电压倍数及运行时间应按表 10 规定执行，尽量避免在低于额定电压下运行。

表10 电力电容器过电压倍数及运行持续时间

过电压倍数 (U_g/U_n)	持续时间	说明
1.05	连续	
1.10	每 24h 中 8h	
1.15	每 24h 中 30min	系统电压调整与波动
1.20	5min	轻荷载时电压升高
1.30	1min	

- 5.13.2 电力电容器允许在不超过额定电流的 30%工况下长期运行。三相不平衡电流不应超过 $\pm 5\%$ 。
- 5.13.3 电力电容器运行室温度不允许超过 40°C ，外壳温度不允许超过 50°C 。
- 5.13.4 电力电容器组应有可靠的放电装置，并且正常投入运行。高压电容器断电后在 5s 内应将剩余电压降到 50V 以下。
- 5.13.5 安装于室内电容器应通风良好，进入电容器室应先开启通风装置。
- 5.13.6 新安装电力电容器组投运前，除各项试验合格并按一般巡视项目检查外，还应检查放电回路，保护回路、通风装置应完好。构架式电容器装置每只电容器应编号，在上部三分之一处贴 $45^{\circ}\text{C}\sim 50^{\circ}\text{C}$ 示温片。在额定电压下合闸冲击 3 次，每次合闸间隔时间 5min，应将电容器残留电压放完后方可进行下次合闸。
- 5.13.7 装设自动投切装置的电容器组，应有防止保护跳闸时误投入电容器装置的闭锁回路，并应设置操作解除控制开关。
- 5.13.8 电容器熔断器熔丝的额定电流应按不小于电容器额定电流的 1.43 倍选择。
- 5.13.9 投入、切出电容器组时应满足下列要求：
- 5.13.9.1 分组电容器投入、切出时，不应发生谐振（应尽量在轻荷载时切出）；对采用混装电抗器的电容器组应先投入电抗值大的，后投入电抗值小的，切出时与之相反。
- 5.13.9.2 投入、切出一组电容器引起母线电压变动不宜超过 2.5%。
- 5.13.10 电容器运行期间的巡视检查，每班至少 1 次。巡查内容包括：
- 电容器运行电压、电流及温度不应超过规定值；
 - 电容器外壳应无过度膨胀即鼓肚现象；
 - 电容器外壳和套管应无渗漏油及喷油现象；
 - 电容器、熔断器、放电指示灯和电压互感器应正常；
 - 电容器套管清洁，无裂纹、破损，无放电现象，与引线连接正常；
 - 外壳接地良好。

5.14 电力电缆运行

- 5.14.1 电缆长期允许工作温度应按制造厂规定执行，如制造厂无规定不应超过表 11 规定值。

表11 电缆长期允许工作温度

单位： $^{\circ}\text{C}$

电压等级 (kV)		≤ 3	6	10	20~35	110~330
电缆 种类	天然橡皮绝缘	65	65			
	聚氯乙烯绝缘	65	65			
	交联聚乙烯绝缘	90	90	90	80	
	粘性纸绝缘	80	65	60	50	
	聚乙烯绝缘		70	70		
	充油纸绝缘				75	75

- 5.14.2 电缆不应超负荷运行，即使在处理事故时出现超负荷，也应迅速恢复其正常电流。
- 5.14.3 对电缆线路及电缆线段应定期巡视，巡视周期为：

- 敷设在地下、隧道中以及沿桥梁架设的电缆，至少每 3 个月 1 次；
- 电缆竖井内的电缆，至少每 6 个月 1 次；
- 直接敷于河床上的电缆，可每 1 年检查 1 次，条件允许应派遣潜水员检查电缆情况，条件不允许时，可测量河床的变化情况；
- 电缆沟、隧道、电缆井、电缆架及电缆线段，至少每 3 个月 1 次；
- 对挖掘暴露的电缆，按工程情况，酌情加强巡视。

5.14.4 电缆线路及电缆线段巡视检查内容包括：

5.14.4.1 直埋电缆：

- 电缆线路附近地面应无挖掘痕迹；
- 电缆线路标示桩应完好无损；
- 电缆沿线不应堆放重物、腐蚀性物品及临时建筑；
- 室外露出地面上的电缆的保护钢管或角钢不应锈蚀、位移或脱落；
- 引入室内的电缆穿墙套管应封堵严密。

5.14.4.2 沟道内电缆：

- 沟道盖板应完整无缺；
- 沟道内电缆支架牢固，无锈蚀；
- 沟道内应无积水，电缆标示牌应完整、无脱落。

5.14.4.3 电缆头：

- 油浸电缆不应有渗漏油，铅包及封铅处不应有龟裂现象；
- 接地线应牢固，无断股、脱落现象；
- 大雾天气，应监视终端头绝缘套管无放电现象；
- 负荷较重时，应检查引线连接处无过热、熔化等现象。

5.15 辅机设备运行

5.15.1 油、气、水系统中的安全装置、自动装置及压力继电器、各种表计应定期检验，动作可靠，控制设定值运行中不应随意更改。

5.15.2 辅机设备运行时应检查轴承温度、电机温度、震动响声、润滑油油位、传动皮带的松紧度等运行情况。故障时应及时抢修。冬季停止运行后应排尽设备和管道内的存水。

5.15.3 运行时，对备用辅机设备应进行巡视检查，并定期切换运行。

5.15.4 技术供水冷却水、润滑水的水质、水温、水量、水压应满足运行要求。

5.15.5 应经常检查排水泵自动控制装置动作的可靠性，应经常检查排水廊道的积水及排水情况。排水廊道应无淤积、堵塞，水位报警装置应完好。

5.15.6 空压机、压油泵的自动起动与停转应满足工作压力的需要。

5.15.7 真空泵运行时气水分离筒内发现有水注入声或水位指示器水位上升时应立即停机。

5.15.8 断流装置的开启、关闭应灵活，联动正常，停机拒动时应立即采取应急措施。

5.15.9 主机组飞逸转速不应超过额定转速的 1.5 倍，停机后机组不应惰转。

5.15.10 拍门附近应无淤积物，拍门铰轴、铰座配合应良好，转动灵活，无严重锈蚀。缓冲装置良好。

5.15.11 真空破坏阀密封良好，弹簧压力应符合要求，吸气口附近不应有妨碍吸气的杂物。

5.15.12 液压启闭机管路密封良好，无明显渗漏；系统动作准确可靠，油泵油压及溢流压力正常。

5.15.13 主机运行时，快速门应处于全开状态。

5.15.14 卷扬式启闭机制动装置、减速装置应完好、动作可靠。

5.15.15 清污机视栅前杂物情况及时开启，运转平稳，无卡滞、异常声响。

5.16 压力油系统运行

压力油系统运行期间的巡视检查，每班至少 3 次。巡查内容包括：

- 各阀件工作状态应在正常位置；
- 各管道接头、闸阀应无渗漏油；
- 储能罐压力应正常；
- 储能罐及回油箱油位应正常；
- 油泵起动频率及运行声音应正常。

5.17 空气冷却器运行

空气冷却器运行期间的巡视检查，每班至少3次。巡查内容包括：

- 管路的水压、示流显示应正常；
- 冷却器应无漏水；
- 冷却器外表无结露。

5.18 励磁装置运行

5.18.1 励磁装置停运期间，应防止设备受潮。

5.18.2 运行中励磁电流、励磁电压异常时，应检查原因予以排除。如不能恢复正常，应停机检修。

5.18.3 励磁回路发生接地时，应即查明故障的原因，予以消除。

5.18.4 励磁设备运行期间的巡视检查，每班至少3次。巡查内容包括：

- 各表计指示应正常，信号显示应与实际工况相符；
- 各电磁部件应无异声及过热现象；
- 各通流部件的接点、导线及元器件应无过热现象；
- 通风元器件、冷却系统工作应正常；
- 励磁装置的工作电源、备用电源、起励电源、操作电源等应正常可靠，并能按规定要求投入或自动切换；
- 励磁变压器线圈、铁芯温度、温升应不超过规定值。音响正常，表面应无积污。

5.19 直流装置运行

5.19.1 直流装置应根据制造厂规定要求及使用情况定期进行维护保养。

5.19.2 蓄电池应采用浮充电方式运行，并经常处满充状态。

5.19.3 蓄电池不能按浮充电方式运行时，可采用充电～放电方式运行，并根据放电和使用情况，确定充电时期。

5.19.4 蓄电池每1个月～3个月，或充电装置故障使蓄电池较深放电后，按制造厂规定要求进行1次均衡充电。

5.19.5 蓄电池每年按制造厂规定要求应进行容量核对性充放电。在放电过程中，应严密监视电池电压，当单体电池电压达规定下限时，应停止放电。若放充3次蓄电池组均达不到额定容量的80%，可判此组蓄电池使用年限已至，应进行更换。

5.19.6 蓄电池容量核对充放电时，放电后间隔1h～2h应进行容量恢复充电，禁止在深放电后长时间不充电，特殊情况下不应超过24h。

5.19.7 蓄电池充电时应防止过充、欠充及温度过高现象的发生。

5.19.8 蓄电池运行环境温度应在10℃～30℃，并保持良好的通风和照明，当环境温度长时间过高时，应采取降温措施。

5.19.9 蓄电池控制母线电压保持在220V（110V），变动不应超过±2%。

5.19.10 蓄电池、充电装置运行期间的巡视检查，每班至少1次。巡查内容包括：

- 充电装置工作状态、各电压、电流应正常；
- 直流母线正对地、负对地电压应为零，直流系统对地绝缘电阻应良好；
- 大容量专设蓄电池室，其室内的通风、照明情况良好，蓄电池室温度符合要求，不应使用明火。

- 蓄电池室（或盘）及蓄电池应清洁无积污。
- 蓄电池连接处无锈蚀、凡士林涂层应完好；
- 蓄电池容器应完整、无破损、漏液，极板无硫化、弯曲、短路等现象；
- 蓄电池电解液面、蓄电池温度应正常。

5.19.11 每1个月应对蓄电池、充电装置至少进行1次详细检查，除每班巡视检查内容外，应进行每只蓄电池电压的测量，过低或为零，应查明原因，进行恢复处理或更换。检查结果应记在蓄电池运行、维护记录中。

5.19.12 每1年应对非免维护蓄电池的电解液纯度进行1次分析，电解液可由若干个典型电池中抽取。

5.19.13 非免维护蓄电池电解液面与极板上缘距离小于制造厂规定值时，应进行补充。如电解液比重过高应补加蒸馏水，过低应查明原因，然后按制造厂要求补加不同比重电解液。

5.19.14 应使用性能良好具有自动控制和监测功能的充电装置，并使充电装置始终处在正常状态下运行；浮充电压、均衡充电电压整定应按制造厂规定执行，不应随意修改；温度补偿功能不应随意停用。

5.19.15 免维护密封蓄电池的维护、检查应按制造厂家规定执行。

5.19.16 当发生直流系统接地时，应立即用绝缘监察装置判明接地极，并汇报总值班征得同意后，进行拉路寻找，尽快查出故障点予以消除。

5.19.17 拉路寻找应遵循先拉不重要的回路，后拉重要电源回路的原则。在试拉控制、保护电源回路时，应征得总值班同意，并做好有关安全措施和事故预想，试拉动作应迅速，拉开时间不应超过2s。

5.19.18 在试拉直流熔丝时，应先拉正极，后拉负极，合上时顺序相反。

5.19.19 寻找直流接地时，不应用蓄电池未接地的一极接地的方法，来查找接地点。

5.20 继电保护装置运行

5.20.1 在任何情况下，电气设备不应无保护运行。

5.20.2 继电保护装置的配置、整定计算应由泵站主管技术部门负责。

5.20.3 继电保护装置定值、配置的变更由泵站主管技术部门下达，继电保护专职人员应按通知单要求执行，按规定时间完成。执行完毕后，应记录备案并将定值修改情况报告给下发变更通知单的部门。

5.20.4 继电保护装置的正常维护、定期检查和整定应由继电保护专业人员负责，并建立完善的岗位责任制。

5.20.5 泵站运行值班人员负责继电保护装置的运行监视，出现异常时，值班人员应立即向总值班汇报，继电保护专职人员应及时到场进行处理。

5.20.6 继电保护动作后，值班人员应立即向总值班汇报，做好详细记录，并通知泵站主管技术人员和继电保护专职人员及时到场进行分析处理。

5.20.7 泵站投运前应检查继电保护的类型、定值与泵站的运行方式相一致。

5.20.8 继电保护和自动装置中的继电器试验后均应加封印，继电保护运行方式的改变和设计定值的变更应报上级主管部门批准，由专业人员按规定程序调整，并做好记录。因运行方式变更，需修改整定值的继电器可不加封印。

5.20.9 微机继电保护装置室内最大相对湿度不应超过75%，应防止灰尘的侵入。微机继电保护装置室内环境温度应在5℃～30℃范围内，超出允许范围应投运空调设施。

5.20.10 应定期对微机继电保护装置进行采样值检查和时钟校对，检查周期不应超过1个月。

5.20.11 只有在下列情况下可对不停电设备的继电保护停用进行工作：

- 有两种以上主保护装置；
- 有专用主保护在运行时，可允许其后备保护短时停用；
- 变压器的瓦斯和差动保护可允许短时停用一套。

5.20.12 微机继电保护装置非运行期间不宜停电。

5.21 计算机监控系统运行

- 5.21.1 采用计算机监控系统（以下简称监控系统）实现自动化监视和控制的泵站应根据各泵站的具体情况，制定监控系统运行管理制度。
- 5.21.2 泵站监控系统维护应有专人负责，每1个月应检查1次系统的运行情况。
- 5.21.3 对于履行不同岗位职责的运行人员，应分别规定其安全等级操作权限。
- 5.21.4 监控系统投入运行前应进行检查并应符合下列要求：
- 不间断电源装置逆变正常、可靠，运行时应置逆变状态，并能在交流电源停电时，供给监控系统装置允许停电时间的电能；
 - 监控系统及其网络通讯系统运行正常；
 - 现地控制单元运行正常；
 - 各自动化元件，包括执行元件、信号器、传感器等工作可靠；
 - 自动控制正确、可靠；
 - 视频监控系统正常，调节控制可靠，图像清晰；
 - 音响、显示报警信号系统正常，无告警显示。
- 5.21.5 运行期间每天测试一次音响、显示报警系统应正常，
- 5.21.6 监控系统运行发生故障时应查明原因，及时排除。
- 5.21.7 未经无病毒确认的软件不应在系统中使用。监控系统的计算机不应移作他用和安装未经站（所）领导或技术负责人同意的软件。
- 5.21.8 监控系统应安装防病毒软件，并应定期进行防病毒软件升级和系统程序漏洞修补。
- 5.21.9 监控系统的计算机不应设置为共享。
- 5.21.10 监控系统可通过专用局域网与本地其它监控系统互联。监控系统与办公自动化系统或其它信息系统之间采用网络方式互联时，应采用经国家有关部门认证的专用可靠的安全隔离设施。
- 5.21.11 监控系统软件应进行备份并做好记录，以便故障时及时修复监控系统。
- 5.21.12 在自动控制系统故障时应能切换至手动运行。
- 5.21.13 历史数据应定期转录并存档。
- 5.21.14 监控系统装置电源应为不间断电源，非运行期间可不停电。
- 5.21.15 不间断电源定期切换试验应在机组停运后进行，试验前应做好防止计算机丢失储存信息。
- 5.21.16 监控系统在开机不成功时应自动返回到停机状态，并自动报警。
- 5.21.17 不间断电源维护应按制造厂家规定执行。

6 泵站工程运行

- 6.1 工程技术人员应定期对泵站站身、翼墙、混凝土建筑物及上、下游引河河道等工程设施进行巡查，并做好巡视检查记录。泵站运行期间应每1星期1次，泵站非运行期间应每1个月1次。若发现异常应及时向总值班或站（所）长汇报。
- 6.2 巡查内容应包括：
- 泵站上、下游河道漂浮物情况，应无异物影响主机组安全运行；
 - 站身、翼墙等建筑物无变形、损坏；
 - 站房排水畅通、无渗漏；
 - 管理范围内无违章行为。
- 6.3 泵站运行期间遇有下列情况应增加巡查次数：
- 恶劣气候；
 - 站身、岸墙、翼墙及上、下游河道有缺陷、施工等不安全现象；
 - 超设计标准运行时。

7 泵站运行事故及不正常运行处理

7.1 泵站运行事故处理

7.1.1 泵站运行事故指运行时间内发生的人身、设备、建筑物等的事故。

7.1.2 泵站运行事故处理的基本原则：

- 迅速采取有效措施，防止事故扩大，减少人员伤亡和财产损失；
- 立即向上级报告；
- 在事故不扩大的原则下，设法保持设备继续运行。

7.1.3 在事故处理时，运行人员必须留在自己的工作岗位上，集中注意力保证设备的安全运行，只有在接到值班长的命令或者在对设备或人身安全有直接危险时，方可停止设备运行或离开工作岗位。

7.1.4 运行值班人员应把事故情况和处理经过详细记录在运行日志上。

7.2 不正常运行处理

7.2.1 一般规定

7.2.1.1 泵站工程和设备发生不正常运行时，值班人员应立即查明原因，尽快排除故障；

7.2.1.2 不正常运行不能恢复正常，应立即向总值班汇报，在故障排除前，应加强对该工程或设备的监视，确保工程和设备继续安全运行，如故障对安全运行有重大影响可停止故障设备或泵站的运行；

7.2.1.3 发生不正常运行时，应及时向总值班报告，重要事件并应及时向上级主管部门汇报；

7.2.1.4 值班人员应将不正常运行故障情况和处理经过详细记录在运行日志上。

7.2.2 泵站工程超设计标准运行的处理

7.2.2.1 泵站工程不应超设计标准运行，如发生超设计标准运行时，应报请上级主管技术部门批准，必要时并经原设计单位校核，在制定应急方案后方可进行。

7.2.2.2 泵站工程超设计标准运行时，运行值班人员应熟练掌握应急方案的相关技术规定，加强对泵站和设备运行的巡视检查，若有异常应立即向总值班汇报，情况紧急时可立即停止泵站或设备的运行。

7.2.3 监控系统不能正常运行的处理

7.2.3.1 泵站运行时，如监控系统不能正常运行，应立即查明原因，处理后恢复运行，如不能恢复正常运行，应立即向总值班汇报，尽快排除故障。

7.2.3.2 在故障排除前，应加强对运行设备声响、振动、电量、温度的监视；对由监控系统进行自动控制的设备，改用手动操作，并加强对该设备的巡视检查，确保设备安全运行。

7.2.4 变压器内部声音异常的处理

7.2.4.1 变压器正常运行时声音应是连续的“嗡嗡”声。当变压器运行声音不均匀、声音异常增大或有其它异常响声，主要有以下原因：

- 负荷变化较大、过负荷运行、系统短路或接地；
- 内部紧固件穿芯螺栓松动、引线接触不良；
- 系统发生铁磁谐振。

7.2.4.2 当变压器运行中发生声音异常时，应立即查明原因。情况严重时可向总值班汇报停止变压器运行。

7.2.5 变压器瓦斯保护动作的处理

7.2.5.1 变压器发生瓦斯保护动作，主要有以下原因：

- 二次回路故障；
- 因检修、加油时气体进入变压器；
- 温度发生变化、渗漏油导致变压器油位下降过低；
- 内部发生电气短路故障。

7.2.5.2 变压器发生瓦斯保护信号动作，应严密监视变压器的运行情况，并立即查明原因，予以处理，必要时可停止变压器运行。

7.2.5.3 变压器发生瓦斯保护跳闸动作，应立即检查变压器的温升、油位及其它保护动作情况，进行变压器油色谱分析等化验工作，未查明故障原因前不应试送电。

7.2.6 变压器继电保护动作的处理

7.2.6.1 变压器发生继电保护动作，主要有以下原因：

- 二次回路或继电器本身故障；
- 外部故障；
- 内部故障。

7.2.6.2 变压器发生继电保护动作，应立即查明故障原因予以排除。未排除故障前不应试送电。

7.2.7 变压器运行中有下列情况之一时，应立即停止运行：

- 声音异常增大或内部有爆裂声；
- 严重渗漏油或发生喷油；
- 套管有严重的破损和放电现象；
- 冒烟起火；
- 发生危及变压器安全的故障，而变压器有关保护装置拒绝动作；
- 附近设备着火、爆炸等，威胁变压器安全运行；
- 负荷、冷却条件正常、温度指示可靠，变压器温度异常上升。

7.2.8 主电机起动故障的处理

7.2.8.1 主电机不能正常起动，主要有以下原因：

- 起动电压过低；
- 电源缺相；
- 荷载偏大；
- 机械卡阻；
- 异步电机转子鼠笼式绕组接触不良或开路；
- 同步电机转子励磁绕组或励磁装置故障。

7.2.8.2 主电机不能正常起动，应立即停止起动并查明原因，排除故障后再起动运行。

7.2.9 主电机电源突然停电的应急处理

7.2.9.1 检查断流装置是否已正常关断，主机组是否已停止运转，否则应立即采用辅助设施使其可靠断流。

7.2.9.2 检查励磁装置是否已停运，否则应立即断开其交流电源开关。

7.2.9.3 检查总进线断路器或主电机断路器是否已在断开位置，否则应立即予以断开。

7.2.9.4 退出各断路器手车或拉开刀闸。

7.2.9.5 检查停电原因，进行处理，并尽快恢复运行。

7.2.10 主电机温度异常的处理

7.2.10.1 主电机温度异常，主要有以下原因：

- 测温元件或测温装置损坏；
- 超设计负荷运行；
- 运行电压过高；
- 电机通风不畅；
- 电机定、转子表面积尘过多；
- 同步电机励磁电流过大；
- 电机转子线圈匝间短路；

- 缺相运行。
- 7.2.10.2 主电机运行温度异常或运行温度异常上升，应立即查明原因予以处理。
- 7.2.11 主电机故障跳闸的应急处理
 - 7.2.11.1 处理步骤同 6.2.9.1~6.2.9.4。
 - 7.2.11.2 检查故障跳闸主电机相关继电保护装置动作情况，分析故障原因，排除故障后重新投入运行。
- 7.2.12 主机组运行中有下列情况之一时，应立即停止运行：
 - 同步电机带励起动或起动时间异常；
 - 主机组起动后，出水口工作门异常；
 - 主电机、电气设备发生火灾、人身或设备事故；
 - 主电机声音、温升异常，同时转速下降（失步）；
 - 主水泵内有清脆的金属撞击声；
 - 主机组发生强烈振动；
 - 同步电机的碳刷和滑环间产生火花且无法消除；
 - 同步电机励磁装置故障无法恢复正常；
 - 辅机系统故障无法修复，危及全站安全运行；
 - 发生危及主电机安全运行故障，保护装置拒绝动作；
 - 直流电源消失，一时无法恢复；
 - 上、下游引河道发生安全事故或出现危及泵站安全运行的险情。
- 7.2.13 高压断路器拒合的处理
 - 7.2.13.1 进行高压断路器合闸操作而断路器出现拒合时，应立即停止合闸操作。
 - 7.2.13.2 退出断路器手车或拉开刀闸。
 - 7.2.13.3 检查、分析故障原因，并予以排除。
 - 7.2.13.4 故障排除后再次进行合闸操作。
- 7.2.14 高压断路器拒分的处理
 - 7.2.14.1 进行高压断路器远方分闸操作而断路器出现拒分时，应立即停止远方操作。
 - 7.2.14.2 改用现场操作机构箱现场操作。仍拒分时应停止操作。
 - 7.2.14.3 采用越级分闸，退出该断路器。
 - 7.2.14.4 检查、分析断路器拒分故障原因，并予以排除。未排除故障前不应投入运行。
- 7.2.15 高压断路器运行中有下列情况之一时，应立即停止运行：
 - 油断路器喷油或油位低于制造厂规定的下限；
 - SF₆断路器 SF₆气体压力降至闭锁压力；
 - 真空断路器真空破坏；
 - 绝缘瓷套管断裂、闪络放电异常；
 - 断路器有异味或声音异常。
- 7.2.16 GIS 常见故障处理
 - 7.2.16.1 SF₆气体密度继电器发出闭锁信号时的处理：
 - 7.2.16.1.1 立即向总值班报告。
 - 7.2.16.1.2 切出负荷：停止机组运行，切出站用变压器。
 - 7.2.16.1.3 向上一级电力调度申请越级跳闸，停止泵站高压供电线路、主变压器运行。
 - 7.2.16.1.4 开启室内通风设备，室内氧气浓度达到 18%以上时，可进行故障原因查找、设备检修。
 - 7.2.16.2 GIS 发生泄漏或击穿故障造成大量 SF₆气体外逸时的处理：
 - 7.2.16.2.1 工作人员应立即撤离现场。
 - 7.2.16.2.2 向总值班报告。

- 7.2.16.2.3 切出负荷：停止机组运行，切出站用变压器。
- 7.2.16.2.4 向上一级电力调度申请越级跳闸，停止泵站高压供电线路、主变压器运行。
- 7.2.16.2.5 开启室内通风设备，如进入室内应穿防护服、戴塑料手套、防毒面具等，做好必要的防护。
- 7.2.17 电力电容器运行中有下列情况之一时，应立即停止运行：
- 电容器爆炸；
 - 电容器瓷套管闪络放电；
 - 电容器外壳鼓肚异常；
 - 电容器喷油、起火；
 - 电容器外壳温度超过 55℃，或室温超过 40℃，采取降温措施无效时；
 - 电容器声音异常。
- 7.2.18 直流电源接地故障的处理
- 7.2.18.1 主机组正常运行发生直流接地故障处理时，应汇报总值班同意后进行，并有专人监护。
- 7.2.18.2 短时间退出可能误动作的保护。对可能联动的设备，应采取措施防止设备误动作。
- 7.2.18.3 用绝缘监察装置判明接地极，进行拉路寻找。
- 7.2.19 直流电源故障停电的处理
- 7.2.19.1 主机组正常运行发生直流电源故障停电时，立即进行故障排除，并应密切注意设备运行状态。一旦发现设备运行异常，应立即采用机械分断相应断路器，并采取措施使机组断流装置可靠动作。
- 7.2.19.2 短时间内不能恢复直流供电，应手动操作停止主电机、站用变压器、主变压器的运行。
- 7.2.19.3 排除直流电源故障，重新投入运行。
- 7.2.20 冷却水中断的处理
- 7.2.20.1 主机组正常运行发现冷却水供应中断，应加强轴瓦温度监视，立即查明供水中断原因予以处理，恢复供水。
- 7.2.20.2 排除供水中断故障期间，一旦发现轴瓦温度异常上升，应立即停止机组运行。
- 7.2.21 空气压缩机故障的处理
- 7.2.21.1 用于压油装置配压的空气压缩机发生故障时，应加强压油装置油气配比的监视，立即查明故障原因并予以处理，恢复运行。
- 7.2.21.2 用于打开真空破坏阀的空气压缩机发生故障时，应加强压力储气罐压力的监视，做好紧急停机准备，立即查明故障原因并予以处理，恢复运行。
- 7.2.22 压力油装置故障的处理
- 7.2.22.1 用于水泵叶片角度调节压力油装置发生故障时，应加强水泵叶片角度的监视，立即查明压力油装置故障的原因并予以处理，恢复运行。
- 7.2.22.2 用于液压启闭机的压力油装置发生故障时，应加强液压启闭闸门位置保持的监视，做好紧急停机准备，立即查明压力油装置故障原因并予以排除，恢复运行。
- 7.2.23 发生火灾的应急处理
- 7.2.23.1 泵站运行现场发生火灾，运行值班人员应沉着冷静，立即赶到着火现场，查明起火原因。
- 7.2.23.2 电气原因起火，应首先切断相关设备的电源停止设备运行，用干粉或二氧化碳灭火器灭火。
- 7.2.23.3 油类起火，应首先停止相关设备或可能波及的设备的运行，用干粉、二氧化碳或泡沫灭火器灭火。
- 7.2.23.4 火情严重时，在切断相关设备电源后，应立即拨打 119 向消防部门报警。
- 7.2.23.5 发生人身伤害，应做好现场救护工作。情况严重时，应立即拨打 120 向急救中心救助。

附 录 A
(资料性附录)
泵站技术经济指标及考核

A.1 工程完好率

工程完好率可按式(1) 计算:

$$K_{go} = \frac{n_g}{n} \times 100\% \dots\dots\dots (1)$$

式中:

K_{go} ——工程完好率,即完好的工程数与工程总数的比值;
 n_g ——完好的工程数;
 n ——工程总数。

A.2 设备完好率

设备完好率可按公式2 计算:

$$K_{ab} = \frac{N_j}{N} \times 100\% \dots\dots\dots (2)$$

式中:

K_{ab} ——设备完好率,即泵站机组的完好台套数与总台套数的比值;
 N_j ——机组完好的台套数;
 N ——机组总台套数。

A.3 装置效率

装置效率可按公式3 计算:

$$\eta_{sy} = \frac{P_2}{P_1} \times 100\% = \frac{\rho g Q H_{sy}}{1000 P_1} \times 100\% \dots\dots\dots (3)$$

式中:

η_{sy} ——装置效率,即抽水装置输出功率与输入功率的比值;
 P_2 ——某一时段抽水装置的输出功率, kW;
 P_1 ——同一时段抽水装置的输入功率, kW;
 ρ ——同一时段泵站水源水的密度, kg/m³;
 Q ——同一时段泵站的平均提水流量, m³/s;
 H_{sy} ——同一时段的平均装置扬程, m。

A.4 能源单耗

能源单耗可按式(4) 计算:

$$e = \frac{E}{3.6 \rho Q H_{st} t} \dots\dots\dots (4)$$

式中:

e ——能源单耗,即水泵每提水 1000t,扬高 1m 所消耗的能量, kW·h/(kt·m)或燃油 kg/(kt·m); E ——泵站运行某一时段消耗的总能量, kW·h 或燃油 kg;

H_{st} ——同一时段平均泵站扬程, m;

t ——同一时段泵站的提水运行总时数, h。

A.5 泵站的供、排水成本

泵站的供、排水成本,包括油费、电费、水资源费、工资、管理费、维修费、固定资产折旧和大修理费等。泵站工程固定资产折旧率和大修理费率,应按有关规定计算。供、排水成本的核算有三种方法,各泵站可根据具体情况选定适合的核算方法,分别按公式(A.5-1)、(A.5-2)核算:

按单位水量核算:

$$U = \frac{f \sum E + \sum C}{\sum V} (\text{元}/\text{m}^3) \quad \dots\dots\dots (5)$$

按 kt·m 核算:

$$U = \frac{1000(f \sum E + \sum C)}{\sum G H_{st}} [\text{元}/(\text{kt} \cdot \text{m})] \quad \dots\dots\dots (6)$$

式 5、式 6 中:

f ——电单价, 元/(kW·h) 或燃油单价元/kg;

$\sum E$ ——供、排水作业消耗的总电量 kW·h 或燃油量 kg;

$\sum G$ 、 $\sum V$ ——供、排水期间的总提水量, t 或 m^3 ;

H_{st} ——供、排水作业期间的泵站 平均装置扬程, m。

A.6 供、排水的单位功率效益

供、排水的单位功率效益可按公式(A.6) 计算:

$$\alpha_t = \frac{\rho G H_{st}}{1000 \sum P} (\text{kt} \cdot \text{m}/\text{kW}) \quad \dots\dots\dots (7)$$

式中:

α_g ——单位功率的灌溉效益; α_t ——单位功率的提水效益, kt·m/kW;

G ——泵站某时段的提水总量, m^3 ;

ρ ——同一时段泵站所提水的密度, kg/m^3 ;

H_{st} ——同一时段提水的平均扬程,对排水站或向明渠送水的供水站取泵站平均扬程 H_{st} ,对直接向管网送水的泵站取水泵平均扬程, m;

$\sum P$ ——泵站装机总功率, kW;

A.7 安全运行率

安全运行率可按公式8 计算:

$$K_a = \frac{t_a}{t_a + t_s} \times 100\% \dots\dots\dots (8)$$

式中：
 t_a ——主机组安全运行台时数，h；
 t_s ——因设备和工程事故，主机组停机台时数，h。

附 录 B
(规范性附录)
设备涂色规定

设备涂色规定见表B. 1。

表B. 1

序号	设备名称	颜 色	序号	设备名称	颜 色
1	泵壳、叶轮、叶轮室、导叶等过水面	红	10	技术供水进水管	天蓝
2	水泵外壳	兰灰或果绿	11	技术供水排水管	绿
3	电动机轴和水泵轴	红	12	生活用水管	蓝
4	水泵、电动机脚踏板、回油箱	黑	13	污水管及一般下水道	黑
5	电动机定子外壳、上机架、下机架外表面	米黄或浅灰	14	低压压缩空气管	白
6	栏杆（不包括镀铬栏杆）	银白	15	高、中压压缩空气管	白底红色环
7	附属设备、压油罐、储气罐	兰灰或浅灰	16	抽气及负压管	白底绿色环
8	压力油管、进油管、净油管	红	17	消防水管及消火栓	橙黄
9	回油管、排油管、溢油管、污油管	黄	18	阀门及管道附件	黑
注 1：设备涂色若与厂房装饰不相称时，除管道涂色外，可作适当变动。 注 2：涂漆应均匀、无起泡，无皱纹现象。 注 3：阀门手轮应涂红色，应标明开关方向，铜阀门不涂色，阀门应编号。 注 4：管道应用白色箭头（气管用红色）表明介质流动方向。					

附 录 C
(规范性附录)
常用电气绝缘工具试验一览表

常用电气绝缘工具试验见表 C.1。

表C.1

序号	名称	电压等级 (kV)	周期	交流耐压 (kV)	时间 (min)	泄漏电流 (mA)	附注
1	绝缘棒	6~10	每 12 个月一次	44	5		
		35~154		四倍相电压			
		220		三倍相电压			
2	绝缘挡板	6~10	每 12 个月一次	30	5		
		35 (20~44)		80	5		
3	绝缘罩	35 (20~44)	每 12 个月一次	80	5		
4	绝缘夹钳	35 及以下	每 12 个月一次	三倍线电压	5		
		110		260			
		220		400			
5	验电笔	6~10	每 6 个月一次	40	5		发光电压不高于额定电压的 25%
		20~35		105			
6	绝缘手套	高压	每 6 个月一次	8	1	≤9	
		低压		2.5		≤2.5	
7	橡胶绝缘靴	高压	每 6 个月一次	15	1	≤7.5	
8	核相器 电阻管	6	每 6 个月一次	6	1	1.7~2.4	
		10		10		1.4~1.7	
9	绝缘绳	高压	每 6 个月一次	105/0.5m	5		

附 录 D
(规范性附录)
大中型泵站工作票

D.1 第一种工作票

第一种工作票 第_____号

一、工作负责人(监护人)：_____班组：_____工作班人员：_____ (现场安全员)

共_____人

二、工作内容和工作地点：_____

三、计划工作时间：自20____年____月____日____时____分至20____年____月____日____时____分。

四、安全措施：

下列由工作票签发人填写：

1、应拉开开关和闸刀：（注明编号）_____

2、应装接地线：（注明确实地点）_____

3、应设遮栏、应挂标示牌：_____

工作票签发人签名：_____

收到工作票时间：____年____月____日____时____分

值班负责人签名：_____

下列由工作许可人（值班员）填写：

已拉开开关和闸刀：（注明编号）_____

已装接地线：（注明编号和装设地点）_____

已设遮栏、已挂标示牌：（注明地点）_____

工作地点保留带电部分和补充安全措施：

工作许可人签名：_____

值班负责人签名：_____

五、许可开始工作时间： 年 月 日 时 分

工作许可人签名：_____ 工作负责人签名：_____ 现场安全员签名：_____

六：工作负责人变动：原工作负责人_____离去。变更_____ 为工作负责人。

变动时间： 年 月 日 时 分 工作票签发人签名：_____

七、工作人员变动：

增添人员 姓名	时间	工作负 责人	增添人员 姓名	时间	工作负 责人	离去人员 姓名	时间	工作负 责人

八、工作票延期：有效期延长到 年 月 日 时 分。

工作负责人签名：_____ 值班负责人签名：_____

九、工作终结：全部工作已于 年 月 日 时 分结束，工作人员全部撤出，现场清理完毕。

工作负责人签名：_____ 工作许可人签名：_____

十、工作票终结：

临时遮栏、标示牌已拆除，常设遮栏已恢复，接地线共_____组（ ）号已拆除，接地闸刀_____组（ ）号已拉开。

工作票于 年 月 日 时 分终结。

值班负责人签名：_____

十一、备注： _____

十二、每日开工和收工时间

开 工 时 间	工作许可人	工作负责人	收 工 时 间	工作许可人	工作负责人
年 月 日 时 分			年 月 日 时 分		
年 月 日 时 分			年 月 日 时 分		
年 月 日 时 分			年 月 日 时 分		
年 月 日 时 分			年 月 日 时 分		
年 月 日 时 分			年 月 日 时 分		
年 月 日 时 分			年 月 日 时 分		
年 月 日 时 分			年 月 日 时 分		

执行工作票保证书

工作班人员签名	
开工前	收工后
1、对工作负责人布置的工作任务已明确。 2、监护人被监护人互相清楚分配的工作地段设备包括带电部分等注意事项已清楚。 3、安全措施齐全，工作人员确在安措保护范围内工作。 4、工作前保证认真检查设备的双重编号，确认无电后方可工作，工作期间保证遵章守纪服从指挥注意安全保质保量完成任务。 5、所有工具包括试验仪表等齐全检查合格，开工前对有关工作进行检查确认可以开工。	1、所布置的工作任务已按时保质保量完成。 2、施工期间发现的缺陷已全部处理。 3、对检修的设备项目自检合格有关资料在当天交工作负责人。 4、检查场地已打扫干净，工具（包括仪表）多余材料已收回保管好。 5、经工作负责人通知本工作班安措已拆除（经三级验收后确定）检修设备可投运。 6、对已拆线已全部恢复并接线正确。

姓 名	时 间		

注：1、工作班人员在开工会结束后签名，工作票交工作负责人保存。
2、工作结束收工会后工作班人员在保证书上签名，并经工作负责人同意方可离开现场。

D.2 第二种工作票

第二种工作票 第_____号

一、工作负责人（监护人）：_____ 班组：_____

工作班人员：_____

_____ 共 _____人。

二、工作任务：_____

三、计划工作时间：自_____年_____月_____日_____时_____分；

至_____年_____月_____日_____时_____分。

四、工作条件（停电或不停电）：_____

五、注意事项（安全措施）：_____

工作票签发人（签名）：_____

六、许可工作时间：_____年_____月_____日_____时_____分

工作许可人（值班员）签名：_____ 工作负责人（签名）：_____

七、工作结束时间：_____年_____月_____日_____时_____分

工作许可人（值班员）签名：_____ 工作负责人（签名）：_____

八、备注：_____

执行工作票保证书

工作班人员签名	
开工前	收工后
1、对工作负责人布置的工作任务已明确。 2、监护人被监护人互相清楚分配的工作地段设备包括带电部分等注意事项已清楚。 3、安全措施齐全，工作人员确在安措保护范围内工作。 4、工作前保证认真检查设备的双重编号，确认无电后方可工作，工作期间保证遵章守纪服从指挥注意安全保质保量完成任务。 5、所有工具包括试验仪表等齐全检查合格，开工前对有关工作进行检查确认可以开工。	1、所布置的工作任务已按时保质保量完成。 2、施工期间发现的缺陷已全部处理。 3、对检修的设备项目自检合格有关资料在当天交工作负责人。 4、检查场地已打扫干净，工具（包括仪表）多余材料已收回保管好。 5、经工作负责人通知本工作班安措已拆除（经三级验收后确定）检修设备可投运。 6、对已拆线已全部恢复并接线正确。
姓 名	时 间

注：1、工作班人员在开工会结束后签名，工作票交工作负责人保存。
2、工作结束收工会后工作班人员在保证书上签名，并经工作负责人同意方可离开现场。

参考文献

- [1] SL234-1999 泵站施工规范
- [2] SL317-2004 泵站安装及验收规范
- [3] SL255-2000 泵站技术管理规程
- [4] DL/T751-2001 水轮发电机运行规程
- [5] DL/T603-2006 气体绝缘金属封闭开关设备运行及维护规程
- [6] DL/T587-1996 微机继电保护装置运行管理规程
- [7] DL/T596-1996 电力设备预防性试验规程
- [8] DL/T572-95 电力变压器运行规程
- [9] DL/T724-2000 电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程
- [10] DL/T603-2006 气体绝缘金属封闭开关设备运行及维护规程
- [11] SD252-88 全国地方小型火力发电厂电气运行规程
- [12] DL408-91 电业安全工作规程（发电厂和变电所电气部分）
- [13] GB50227-1995 并联电容器装置设计规范
- [14] 国家电网安监[2005]83号 国家电网公司电力工作规程
- [15] 电力工业部（79）电生字第535号 电力电缆运行规程