

ICS 27. 140

K 55

SL

中华人民共和国水利行业标准

SL 746—2016

中小型水轮发电机组启动试验规程

Code for start-up test of medium or small size for
hydraulic-turbine and generator units

2016-11-25 发布

2017-02-25 实施



中华人民共和国水利部 发布

中华人民共和国水利部

关于批准发布水利行业标准的公告
(中小型水轮发电机组启动试验规程)

2016 年第 35 号

中华人民共和国水利部批准《中小型水轮发电机组启动试验规程》(SL 746—2016) 为水利行业标准，现予以公布。

| 序号 | 标准名称 | 标准编号 | 替代标准号 | 发布日期 | 实施日期 |
|----|-----------------|-------------|-------|--------------|-------------|
| 1 | 中小型水轮发电机组启动试验规程 | SL 746—2016 | | 2016. 11. 25 | 2017. 2. 25 |

水利部
2016 年 11 月 25 日

<https://www.slzjxx.com>
水利造价信息网

目 次

| | |
|-------------------------------------|----|
| 前言 | IV |
| 1 范围 | 1 |
| 2 规范性引用文件 | 1 |
| 3 总则 | 1 |
| 4 试运行条件 | 1 |
| 5 试运行前检查 | 2 |
| 5.1 厂房及变电站 | 2 |
| 5.2 机组输水系统 | 2 |
| 5.3 水轮机 | 2 |
| 5.4 水轮机调节系统 | 2 |
| 5.5 水轮发电机 | 3 |
| 5.6 励磁调节系统 | 3 |
| 5.7 调速设备系统 | 3 |
| 5.8 电气工程 | 4 |
| 5.9 通风消防系统 | 4 |
| 6 充水及检查 | 5 |
| 6.1 准备 | 5 |
| 6.2 尾水 | 5 |
| 6.3 压力管道和蜗壳 | 5 |
| 6.4 充水平压后的检查和调试 | 6 |
| 7 机组空载试运行 | 6 |
| 7.1 启动前准备 | 6 |
| 7.2 机械检查 | 7 |
| 7.3 带电试验 | 9 |
| 8 机组并列及负荷试验 | 12 |
| 8.1 并网 | 12 |
| 8.2 带负荷 | 12 |
| 8.3 甩负荷 | 13 |
| 8.4 72h 带负荷连续试运行 | 14 |
| 9 交接及验收 | 14 |
| 附录 A (资料性附录) 水轮发电机组甩负荷试验记录表格式 | 15 |
| 参考文献 | 16 |

前 言

根据水利技术标准制修订计划安排，按照 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》的要求，编制本标准。

本标准共9章和1个附录，主要技术内容包括总则、规范性引用文件、总则、试运行条件、试运行前检查、充水及检查、机组空载试运行、机组并列及负荷试验、交接及验收等。

本标准为全文推荐。

本标准批准部门：中华人民共和国水利部

本标准主持机构：水利部农村水电及电气化发展局

本标准解释单位：水利部农村水电及电气化发展局

本标准主编单位：中国水利水电科学研究院天津水利电力机电研究所

本标准出版、发行单位：中国水利水电出版社

本标准主要起草人：苏九逵 郭江 贾彦博 郭家军 陈服军 王学文 李景林

本标准审查会议技术负责人：唐平 杨铁荣

本标准体例格式审查人：于爱华

本标准在执行过程中，请各单位注意总结经验，积累资料，随时将有关意见和建议反馈给水利部国际合作与科技司（通信地址：北京市西城区门厂路二条2号；邮政编码：100053；电话：010-63204533；电子邮箱：bzh@mwr.gov.cn），以供今后修订时参考。

中小型水轮发电机组启动试验规程

1 范围

本标准规定了单机容量 1~25MW (不包括 25 MW) 的中小型水轮发电机组启动试运行试验内容、程序和要求。

本标准适用于中小型水轮发电机组及相关机电设备的启动试运行试验, 单机容量小于 1 MW 的机组可参照执行。

灯泡贯流式水轮发电机组的启动试运行试验, 按 DL/T 827《灯泡贯流式水轮发电机组启动试验规程》的规定执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本标准的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件, 仅所注日期的版本适用于本标准。凡是不注日期的引用文件, 其最新版本(包括所有的修改单)适用于本标准。

GB/T 8564 水轮发电机组安装技术规范

GB/T 9652.1 水轮机控制系统技术条件

GB 50987 水利工程设计防火规范

SL 168 小型水电站建设工程验收规程

DL/T 827 灯泡贯流式水轮发电机组启动试验规程

3 总则

3.1 待投产的中小型水轮发电机组(以下简称“机组”)及相关机电设备应在安装完工并检验合格后进行启动试运行试验和交接验收(以下简称“试运行”)。

3.2 机组试运行过程中应对出现的问题和存在的缺陷进行处理。

3.3 试运行机组的各种继电保护、自动控制、测量仪器等装置和设备, 以及与机组运行有关的电气一次、二次回路, 机械及电气设备等, 应符合本标准要求。

3.4 在机组试运行期间, 应考虑水电站上下游水位变动对边坡稳定及库区河道周围环境和植被生态的影响。应提前疏导库区上下游船只和人员, 避免发生意外情况。

4 试运行条件

4.1 试运行应在水工建筑、主机及附属设备、分项工程验收合格的基础上进行。

4.2 试运行前应对主机及相关机电设备全面清理、检查, 机组应处于随时启动状态。

4.3 试运行所需的相关图纸、资料及施工记录应完整, 操作票、工作票、相关记录表格应准备就绪。

4.4 大坝监测系统、水库调度系统、水情预报系统及试运行相关部位与试运行组织机构、电网调度等通信联络应畅通。

4.5 试运行应投入通风、给排水和观测等设施。

4.6 拦污栅和吊物孔(洞)的盖板应齐全, 施工中的机组闷头封堵应可靠。

4.7 输水及尾水系统闸门、阀门应关闭。

4.8 设备的永久标识牌应齐全, 管路流向、阀门操作方向应标明。

4.9 试运行安全用具、工器具、各类仪器、仪表应备齐到位。

4.10 各类测试仪器、仪表应检定或校验合格, 并在有效期内, 电气仪表精度不应低于 0.5 级, 非电量仪表精度应符合设计要求。

- 4.11 库区蓄水位应满足初期发电水位要求。
- 4.12 试运行区域应与施工区域隔离，并设置安全标志和临时安全通道、护栏、警戒线等。
- 4.13 试运行组织机构应组建完毕，各部位工作人员应挂牌上岗，分工明确。运行操作人员应持证上岗。
- 4.14 试运行大纲应编制完成并通过批准，安全组织技术保障措施应齐全，准备就绪。

5 试运行前检查

5.1 厂房及变电站

- 5.1.1 机组相关的变电工料已完工，全厂总接地网接地电阻和变电站的接触电位差、跨步电位差测试应符合设计要求。
- 5.1.2 厂房及变电站相关照明工程已完工，照明电源应可靠确保主要工作场所、通道和楼梯间的照明充足。油库和蓄电池室等防爆灯、疏散指示灯以及事故照明应已检查合格。
- 5.1.3 消防器材配备应符合 GB 50987 的规定。
- 5.1.4 试运行环境应清洁，无障碍物。

5.2 机组输水系统

- 5.2.1 进水口拦污栅、输水管道等输水系统以及启闭设备应调试检验合格、清理干净，剂（阀）门应关闭。
- 5.2.2 主阀及控制系统应调试检验合格，主阀应关闭。
- 5.2.3 各进入孔（洞）应封闭严密。
- 5.2.4 尾水闸门及其启闭设备应调试检验合格，尾水门应关闭。
- 5.2.5 机组检修排水阀应关闭。
- 5.2.6 电站上下游水位测量系统应调试检验合格，水位信号应远传正确并已投自动。

5.3 水轮机

- 5.3.1 水轮机转轮及相关部件施工记录应完整。
- 5.3.2 检查顶盖排水设备，应运行正常且处于自动工况。
- 5.3.3 主轴检修密封应无渗漏，应调整工作密封水压至设计规定值。
- 5.3.4 水导轴承润滑及其冷却系统应检查合格，冷却水管进水阀应关闭，排水阀应全开。
- 5.3.5 导水机构的导叶已关闭，接力器投入应锁锭。剪断销信号及其他导叶保护信号应正常。
- 5.3.6 冲击式水轮机机壳经严密性耐压试验应无渗漏。折向器中心与喷嘴中心应一致，偏差应符合设计要求。各喷嘴的喷针行程应同步，偏差不应大于设计行程的 2%。折向器动作应同步。
- 5.3.7 尾水补气装置及大轴自然补气装置应安装试验合格。在确认尾水不能倒灌的前提下，大轴自然补气阀开启。

5.4 水轮机调节系统

- 5.4.1 调速系统油气管路及附件应无渗漏。各表计、自动化元件的整定值应符合设计要求，并已投自动。
- 5.4.2 超速限制器应调试合格，控制元件宜初手动。
- 5.4.3 油压装置应投自动，油压、油位应正常。油泵在工作压力下应运行正常。集油槽油位信号器指示应正常。
- 5.4.4 高压补气装置于自动切换阀应灵活可靠，已投自动。

- 5.4.5 漏油装置手动和自动操作应调试合格，已投自动。
- 5.4.6 调速系统的机电联调应完毕，并应符合 GB/T 9652.1 的规定。
- 5.4.7 接力器锁锭装置应调试合格，信号指示应正确，所有停机状态锁锭应投入。
- 5.4.8 调节系统无水调试应完成，并应符合下列要求：
- 机调柜、接力器和导水机构开关应协调、灵活、平稳、可靠。导叶实际开度、接力器实际行程、机调柜导叶指示开度及轴流水轮机桨叶转角指示应正确。
 - 导叶紧急关闭时间、事故关闭时间、分段关闭时间应整定并记录，无水工况下自动开停机时间应调试并记录。
 - 轴流转浆水轮机应模拟各种水头的导叶开度和桨叶转角的协联关系。
- 5.4.9 调速器自动操作系统应进行模拟试验，检查自动开机、停机和事故停机等各种运行程序应准确可靠。调速系统应具备手动和自动开机条件。
- 5.4.10 冲击式水轮机调节机构喷嘴及其接力器应经过严密性耐压试验，合格无渗漏。喷嘴及其接力器在 16% 额定工作压力下应动作灵活。在接力器关闭腔通入额定工作压力时，喷嘴头与喷嘴应无渗漏。调速器开度与喷嘴行程、喷嘴行程与折向器开口应协调一致，并符合设计要求。紧急停机模拟试验应记录喷嘴和折向器自全开到全关的动作时间，并应符合设计要求。
- 5.4.11 调速装置调试检验应合格，继电器接点应按要求初步整定。
- ### 5.5 水轮发电机
- 5.5.1 导轴承及推力轴承油位、温度信号装置整定值应符合设计要求。
- 5.5.2 推力轴承的高压油顶起装置应调试合格，压力继电器应工作正常，单向阀及管路阀门应无渗油现象。
- 5.5.3 风罩内阀门、管路、接头、电磁阀、传感器等应处于正常工作状态。
- 5.5.4 转子集电环、碳刷、碳刷架已调试检验，碳刷与集电环应接触良好。
- 5.5.5 风罩内电缆、导线、辅助线、端子等应检查无误，固定应牢固。
- 5.5.6 机械制动系统手动、自动操作应调试检验合格。充水前制动系统应处于手动制动状态。制动器吸尘装置应动作准确。
- 5.5.7 空气冷却器应检验合格，阀门及管路应无渗漏。
- 5.5.8 测量发电机工作状态的各种表计，振动、摆度传感器、局部放电等检测装置应调试整定合格。
- ### 5.6 励磁调节系统
- 5.6.1 励磁系统柜应检查合格，主回路和控制回路应连接可靠，已通过工频耐压试验，绝缘良好。
- 5.6.2 交直流灭磁开关主触头应接触良好，开距应符合要求，动作应灵活可靠。
- 5.6.3 励磁调节器开环特性应符合设计要求，通道切换应可靠。
- 5.6.4 励磁操作、保护及信号回路接线应正确，动作应可靠，表计应校验合格。
- 5.6.5 励磁变应检验合格。
- ### 5.7 附属设备系统
- 5.7.1 技术供水系统水源应可靠，压力应正常，各种永久性装置、自动化元件、表计等整定值应符合设计要求。
- 5.7.2 机组技术供水的主供、分支环管、单元管段等所有进水阀门应关闭，所有排水阀门应全开。
- 5.7.3 厂内渗漏排水和检修排水系统经全面检查合格。各排水泵手动和自动应工作正常，水位信号器整定值应符合设计要求，渗漏排水系统和检修排水系统应运行正常。

5.7.4 全厂透平油、绝缘油系统应投入运行，油质应化验合格。全厂液压操作的公用油压装置应调试检验合格，并投入运行。

5.7.5 高低压空气压缩机应调试合格，储气罐及管路系统应无漏气，管路畅通。各压力表计、温度计、流量计、安全阀及减压阀应工作正常，整定值应符合设计要求。高低压气系统应运行正常。

5.7.6 管路、设备的防腐和涂漆颜色应符合 GB/T 8564 的规定。

5.8 电气工程

5.8.1 发电机出口主引出线及电流互感器等应检验合格。中性点引出线及电压互感器、中性点消弧线圈（或中性点接地变压器、电阻）等应调试合格。

5.8.2 发电机出口断路器、隔离开关等应检验合格。

5.8.3 发电机电压母线及其设备应检验并试验合格，具备带电条件。

5.8.4 主变压器应调试合格，分接开关应置于系统要求的给定位置，油冷却系统应调试合格，气体继电器、压力释放阀及温度信号计应检验合格，并按厂家要求整定，具备带电条件。事故排油、灭火系统及周围安全保护措施应符合设计要求。

5.8.5 相关厂用电设备应检验并试验合格，已投入使用。

5.8.6 与机组发电和送出有关的配电装置应检验调试合格。

5.8.7 全厂接地网和设备的接地应测试检验合格。

5.8.8 电气操作回路应检查并经过模拟试验，动作程序应正确，工作应可靠，保护装置整定值应符合设计要求。

5.8.9 计算机监控系统的机组现地控制单元、全厂开关站控制单元、进水口工作闸（门）控制单元、公用设备控制单元等与被控设备应调试合格。

5.8.10 直流电源设备投入工作应正常。

5.8.11 下列主要电气操作、信号回路应进行模拟试验，验证动作的正确性、可靠性与准确性：

- a) 进水口闸（门）自动操作回路。
- b) 机组自动操作与水力机械保护回路。
- c) 发电机励磁操作回路。
- d) 发电机断路器、电制动开关操作回路。
- e) 公用设备操作回路。
- f) 同期操作回路。
- g) 备用电源自动投入回路。
- h) 各高压断路器、隔离开关的自动操作与安全闭锁回路。
- i) 厂用电设备操作回路。

5.8.12 下列主要继电保护回路应进行模拟试验，验证动作的准确性：

- a) 发电机继电保护与故障录波回路。
- b) 主变压器继电保护与故障录波回路。
- c) 高压配电装置继电保护回路。
- d) 送电线路继电保护与故障录波回路。
- e) 厂用电继电保护回路。
- f) 其他继电保护回路、仪表测量回路。

5.8.13 厂内通信、系统通信及对外通信等设施应调试检查合格，回路应畅通，应满足电网调度、远动、继电保护、厂内生产调度和行政管理的需要。

5.9 通风消防系统

5.9.1 全厂消防供水水源应可靠，管道应畅通，压力应符合设计要求。

- 5.9.2 与试运行有关的主副厂房等部位的消防设施应符合消防设计要求。
- 5.9.3 发电机内灭火系统应检验合格。
- 5.9.4 与试运行有关的火灾报警、通风、排烟设备、联动控制系统等应调试合格，并应符合 GB 50987 的规定。
- 5.9.5 与试运行有关的电缆穿越楼板、端壁、竖井、盘柜等的孔洞及电缆管口应可靠封堵。
- 5.9.6 按机组试运行大纲要求的临时性消防器材应配置完成。

6 充水及检查

6.1 准备

6.1.1 充水前应确认下列内容：

- a) 进水口检修闸门和工作闸门关闭。
- b) 机组用水管路的进水阀关闭、蜗壳、尾水管排水阀关闭。
- c) 接力器锁锭投入。
- d) 水轮机主轴检修密封已投入。
- e) 尾水闸门关闭。
- f) 尾水洞（尾水渠）已充水，尾水洞（尾水渠）检修闸门已开启。

6.1.2 引水式水电站从取水口到调压井（前池）已充水；坝后式或河床式水电站坝前水位已蓄至最低发电水位。

6.1.3 充水前应确认厂房检修排水系统、渗漏排水系统运行正常。

6.1.4 测压、测流、测温、摆度、振动等表计应校验合格。

6.2 尾水

6.2.1 在尾水充水过程中应随时检查水轮机顶盖、导水机构、主轴密封、测压系统管路、尾水管进入门等处的漏水情况，记录测压表计的读数，发现漏水等异常现象时，应立即停止充水，并进行处理，必要时将尾水管排空。

6.2.2 尾水充水至平压，尾水取水系统应正常，尾水闸门操作应正常，并提起。

6.3 压力管道和蜗壳

6.3.1 打开检修闸门旁通阀，观察检修闸门与工作闸门间水位上升情况，平压后应提起检修闸门。进水口检修闸门应进行静水启闭试验，并记录闸门启闭时间，观察工作闸门下游侧的漏水情况。

6.3.2 打开工作闸门旁通阀，向压力管道充水。对设有调压井的引水式水电站，开启调压井工作闸门的旁通阀向压力管道及蜗壳充水；对装有主阀的机组，应操作主阀旁通阀充水。

6.3.3 充水过程中，检查压力管道通气孔的排气应畅通，蜗壳中的积气应完全排出。

6.3.4 检查伸缩节和蜗壳进入门的漏水情况，监测蜗壳的压力上升情况。

6.3.5 检查水轮机顶盖、导水机构和主轴检修密封的漏水情况及顶盖排水情况。

6.3.6 观察厂房内渗漏水情况，检查渗漏集水井排水泵排水能力和运转的可靠性。

6.3.7 检查蜗壳弹性垫层渗水的排水情况。

6.3.8 观察各测压表计及仪表接头漏水情况，监视水力量测系统各压力表计的读数。

6.3.9 充水过程中发现漏水等异常现象时，应立即停止充水，并进行处理。必要时，应将压力管道和蜗壳排空。

6.3.10 蜗壳平压后，应记录压力管道与蜗壳充水时间。

6.4 充水平压后的检查和调试

- 6.4.1 工作闸门应以手动或自动方式进行静水启闭试验3次，调整、记录闸门启闭时间。闸门远方启闭操作试验应启闭可靠，位置指示准确。
- 6.4.2 对设有事故紧急关闭操作回路的闸门，应在闸门控制室、机旁和电站中央控制室分别进行静水紧急关闭闸门试验，检查液压启闭机或卷扬启闭机离心制动的工作情况，测定关闭时间。
- 6.4.3 上闸静水启闭应正常，记录开启和关闭时间。在手动操作试验合格后应在现地和远方分别进行自动操作试验。
- 6.4.4 压力管道充满水后应对进水口、明藏钢管的混凝土支墩等水工建筑物进行全面检查，观察渗漏、支墩变形、裂缝位移等情况。
- 6.4.5 向机组技术供水系统充水，操作相应阀门，调整水压、流量应符合设计要求。水泵、减压阀、过滤器及阀门等装置供水应正常，各部位管路及接头应无渗漏。

7 机组空载试运行

7.1 启动前准备

- 7.1.1 确认充水检查中出现的问题已处理，并合格。
- 7.1.2 机组周围各层场地已清理干净，吊物孔盖板已盖好，通道畅通，照明充足，指挥通信系统布置就绪，各部位运行人员已到位，振动、摆度等测量仪器仪表及记录表格应准备齐全。
- 7.1.3 确认机组各部位冷却水、润滑油已投入，水压、流量应正常，油系统工作应正常。
- 7.1.4 渗漏排水系统、高低压空气系统应按自动方式运行正常。
- 7.1.5 上下游水位、各部位原始温度等已记录。
- 7.1.6 启动高压油顶起装置顶起发电机转子。无高压油顶起装置的机组启动前应使用高压油泵顶起转子，油压解除后，应检查发电机制动器，确认制动气活塞已落下。装有弹性金属塑料推力轴瓦的机组，首次启动时也应顶一次转子。
- 7.1.7 水轮机主轴检修密封排除气压。
- 7.1.8 调速器应符合下列要求：
- 油压装置投自动运行，油压指示正常。
 - 油压装置至调速器阀门已开启。
 - 调速器滤油器处于工作位置。
 - 调速器的机械和电气应切“手动”。
 - 调速器上导叶的开度和限制开度指针均应指示“全关”。
 - 调速器调速机构处于额定转速位置。
 - 永态转差系数 b_0 调整到4%~6%。
- 7.1.9 与机组有关的设备应符合下列要求：
- 发电机出口断路器应断开，或与主变压器低压侧的连接端应断开。
 - 发电机转子集电环碳刷已研磨好，并安装完毕，碳刷拔出。
 - 水力机械保护和测温装置已投入。
 - 拆除所有试验用的短接线及接地线。
 - 外接标准频率表监视发电机转速。
 - 电制动停机装置短路开关断开。
 - 发电机灭磁开关断开。
 - 机组现地控制单元已处于工作状态，已接入外部调试检测终端，并具备安全监测、记录、打

印和报警机组各部位主要运行参数的功能。

7.2 机械检查

7.2.1 首次手动开机应符合下列要求：

- a) 切除水机操作回路，手动拔出接力器锁锭，投入高压油顶起装置。
- b) 手动开机，机组转速从开始转动、升速至接近 50% 额定值、升至额定值，机组空载运行。监视启动升速过程中，机组各部位应无异常。记录当时水头下的机组启动开度、空载开度。
- c) 机组启动过程中，如发现金属碰撞或磨擦、顶盖漏水量大、推力瓦温度突然升高、推力油槽或其他油槽甩油、机组摆度过大等异常现象，应立即停机检查。
- d) 机组升速至 80% 额定转速或规定值时，手动切除高压油顶起装置，校验电气转速继电器相应的触点，当达到额定转速时，校验电气转速表，指示应正确。
- e) 机组升速至额定转速后，在前 30min 内应每隔 5min 测量一次推力瓦及导轴瓦温度，30min 后应每隔 10min 记录一次推力瓦及导轴瓦温度，1h 后应每隔 30min 记录一次推力瓦及导轴瓦温度，并绘制推力瓦及导轴瓦温升曲线，观察轴承油面变化，油位应处于正常位置。待温度稳定后，标定油槽运行油位线，记录稳定的温度值，不应超过设计规定值。
- f) 监视水轮机主轴密封及各部位水温、水压，记录水轮机顶盖排水泵运行情况和排水工作周期。
- g) 记录测量系统表计读数及蜗壳差压、机组流量、发电机气隙等机组监测装置的表计读数。
- h) 测量、记录机组运行摆度双幅值，应小于 70% 的轴承间隙或符合机组合同的有关规定。冲击式机组运行摆度双幅值应符合下列规定：
 - 各轴径处摆度应小于 0.03mm。
 - 推力瓦断面跳动量不应大于 0.02mm。
 - 连轴法兰摆度不应大于 0.1mm。
 - 滑环、整流子处摆度不应大于 0.2mm。
- i) 测量、记录机组各部位振动，振动允许值不应超过表 1 的规定。

表 1 机组各部位振动允许双幅值

| 项 目 | | 额定转速/(r/min) | | | | |
|------|----------------------|--------------|---------|----------|----------|-------|
| | | <100 | 100~250 | >250~375 | >375~750 | >750 |
| | | 振动允许值/mm | | | | |
| 水轮机 | 顶盖水平振动(通频值) | 0.09 | 0.07 | 0.05 | 0.03 | 0.025 |
| | 顶盖垂直振动(通频值) | 0.11 | 0.09 | 0.06 | 0.03 | 0.025 |
| 发电机 | 带推力轴承支架的垂直振动(通频值) | 0.08 | 0.07 | 0.05 | 0.04 | 0.03 |
| | 带导轴承支架的水平振动(转频值) | 0.1 | 0.08 | 0.07 | 0.05 | 0.04 |
| | 定子铁芯部位机座水平振动(转频值) | 0.04 | 0.03 | 0.03 | 0.02 | 0.02 |
| | 定子铁芯振动(100Hz)双幅模频振幅值 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| 卧式机组 | 各部位轴承垂直振动 | 0.11 | 0.08 | 0.07 | 0.05 | 0.03 |
| | 各部位轴承水平振动 | 0.13 | 0.10 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |

- j) 若机组振动值超标，应按下列要求进行动平衡试验：
 - 1) 当发电机转子长径比 L/D 不大于 $1/3$ 时，应进行单面动平衡试验；当长径比 L/D 大于 $1/3$ 时，应进行双面动平衡试验。
 - 2) 动平衡试验的计算和评判依据应采用装有导轴承的发电机上下机架水平振动双幅值，宜采用专门的振动分析装置和相应的计算机软件。
- k) 测量发电机残压及相序，相序应正确；观察波形应完好。

7.2.2 机组空载运行下调节系统试验及要求应符合下列规定：

- a) 飞摆电动机转向正确，电液转换器或伺服阀正常。
- b) 检查调速器测频信号，波形应正确，幅值应符合要求。
- c) 进行手动和自动切换试验，接力器应无明显摆动。
- d) 调速器空载扰动试验应符合下列要求。
 - 1) 扰动量宜为 $\pm 8\%$ 。
 - 2) 转速最大超调量，不应超过转速扰动量的 30% 。
 - 3) 超调次数不超过两次。
 - 4) 从电脉冲开始到不超过机组转速摆动规定值为止的调节时间应符合设计规定。
 - 5) 选取最优一组水、暂态转差系数等调节参数提供空载运行使用。在该组参数下，机组转速相对摆动值不超过 $\pm 0.25\%$ 。
- e) 微机调速器应做频率信号消失试验、空载扰动试验以及转速摆动试验应符合 GB/T 9652 的规定。
- f) 记录油压装置油泵向压力油罐输油的时长和周期。

7.2.3 手动停机应符合下列要求：

- a) 机组稳定运行至各部轴承瓦温稳定后，可手动停机。
- b) 手动停机：当机组转速降至 $50\% \sim 60\%$ 额定转速时，手动投入高压油顶起装置；当机组转速降至 $20\% \sim 30\%$ 额定转速或合同规定值时，手动投入机械制动器直至机组停止转动，手动复位制动器、切除高压油顶起装置，监视机组不应有摆动。
- c) 停机过程中应监视主机下列内容：
 - 1) 各部轴承温度变化情况。
 - 2) 各部位油槽油位变化情况。
 - 3) 转速继电器应正常。
- d) 停机后投入接力器锁链和检修密封，关闭主轴密封润滑油，根据具体情况确定是否需要关闭主阀。
- e) 停机后应进行下列检查和调整：
 - 1) 主机各部位螺栓、销钉、锁片和键无松动或脱落。
 - 2) 检查主机转动部分的焊缝无开裂现象。
 - 3) 检查发电机上下挡风板、挡风圈无松动或断裂。
 - 4) 检查制动器摩擦情况和动作灵活性。
 - 5) 在相应水头下，整定开度限制机构及相应空载开度触点。
 - 6) 调整各油槽油位的位置触点。

7.2.4 过速试验及检查应符合下列要求：

- a) 将测速装置的各过速保护触点从水机保护回路中断开，用临时方法监视保护动作的正确性。
- b) 手动操作应符合下列要求：
 - 1) 开机到额定转速后，加大导叶开度，机组升速至额定转速的 115% 时，核对测速装置相应触点应正确，机组运行应无异常。
 - 2) 转速继续升至设计要求的过速保护整定值时，核对过速保护装置动作应正确。
- c) 过速试验过程中应监视并记录各部位摆度和振动值，监视主机各部轴承的温升情况及发电机空气回路的间隙的变化，监视有无异常响声。
- d) 过速试验停机后应进行下列检查：
 - 1) 检查转子磁轭键、磁极键、阻尼环及磁极引线、磁轭压紧螺栓等发电机转动部分，应无松动或移位。

- 2) 检查发电机定子基础及上机架千斤顶的状态。
- 3) 检查项目同 7.2.3e)。
- 4) 必要时, 调整超速保护装置。

7.2.5 自动开机和自动停机试验应符合下列要求:

- a) 自动开停机试验应分别在机旁与中控室进行, 并对具有现地控制、远方控制等各种不同控制方式的装置分别进行试验。
- b) 自动开机前应确认下列内容:
 - 1) 调速器切“自动”, 功率给定置于“空载”, 频率给定置于额定频率, 选择一组调速器最优空载运行参数, 机组各附属设备投自动。
 - 2) 对于无高压油顶起装置的巴氏合金推力瓦的机组, 停机超过 24h 的, 开机前顶发电机转子。
 - 3) 确认所有水力机械保护、操作回路已投入, 且自动开机条件已具备。
 - 4) 首次自动开机前, 应确认接力器锁锭和制动器实际位置与自动回路信号相符。
- c) 自动开机应记录和检查下列内容:
 - 1) 检查各自动化元件的动作和信号反馈应准确。
 - 2) 检查技术供水等附属设备已正常使用。
 - 3) 检查推力轴承高压油顶起装置的工作情况。
 - 4) 检查调速器的动作情况。
 - 5) 记录启动时间 (自发出开机脉冲至机组开始转动的时间)。
 - 6) 记录开机时间 (自发出开机脉冲至机组达到额定转速的时间)。
 - 7) 检查测速装置的转速触点动作应正确。
- d) 自动停机应记录并检查下列内容:
 - 1) 检查自动停机程序应正确, 记录停机时间 (自停机脉冲发出至机组停止转动所需的时间)。
 - 2) 记录加闸时间 (自发出停机脉冲至机组转速降至制动转速所需的时间)。
 - 3) 检查机械制动装置自动投入应正确, 记录制动时间 (自加闸至机组全停所需的时间)。
 - 4) 检查测速装置转速触点、调速器及自动化元件的动作应正确。
 - 5) 当机组转速降至设计规定转速时, 推力轴承高压油顶起装置应自动投入; 当机组停机后应自动停止高压油顶起和自动复位。
- e) 机组事故停机和紧急事故停机应符合下列要求:
 - 1) 分别任选一种信号作为机组的机械事故信号和电气事故信号, 模拟机组事故停机程序试验。检查事故信号响应和事故停机的动作程序, 应正确可靠。
 - 2) 分别在机旁、中控室、调速器等部位按动紧急事故停机按钮, 进行紧急事故停机程序试验。检查事故信号响应和事故停机的动作程序, 应正确可靠。

7.3 带电试验

7.3.1 发电机升流试验应符合下列要求:

- a) 发电机升流试验应具备下列条件:
 - 1) 发电机出口已设置可靠的三相短路线。如果三相短路点设在发电机断路器外侧, 应采取措施防止断路器跳闸。
 - 2) 提供主励磁装置电源。
 - 3) 投入机组水机保护。励磁装置切至零升方式。
- b) 开机至空载运行。
- c) 合灭磁开关, 手动励磁装置逐步升流, 在 25% 定子额定电流时, 检查发电机各电流回路的正

确性和对称性。

- d) 检查各继电保护电流回路的极性和相位, 检查测量表计接线及指示的正确性, 必要时绘制向量图。
- e) 在发电机额定电流下, 测量机组的轴电压、振动与摆度, 检查碳刷及集电环工作情况。
- f) 在发电机额定电流下, 跳开灭磁开关, 检查灭磁情况应正常, 录制发电机在额定电流时灭磁过程的示波图。
- g) 录制发电机三相短路特性曲线, 每隔 10% 定子额定电流, 记录定子电流与转子电流。
- h) 测量定子绕组对地绝缘电阻、吸收比或极化指数, 应符合 GB/T 8564 的规定; 不符合时, 应采取干燥措施。
- i) 升流试验合格后, 模拟水机事故停机, 拆除发电机短路点的短路线。
- j) 发电机短路干燥应符合下列要求:
 - 1) 干燥时可利用出线柜。机组短路干燥短路电流上升速率, 每小时递升不应超过 $5\sim 8^{\circ}\text{C}$ 。绕组最高温度采用埋入式电阻温度计测值, 不超过制造厂要求。干燥时定子电流宜为额定值的 $25\%\sim 50\%$ 。热风温度不宜超过 70°C 。
 - 2) 每 8h 测一次定子绕组和转子绕组绝缘、吸收比。符合要求后, 停止干燥。停止干燥降温速率宜为每小时 10°C 。当温度降至 40°C 时, 可停机并拆除短路线。

7.3.2 发电机升压试验应符合下列要求:

- a) 发电机升压试验应具备下列条件:
 - 1) 发电机保护装置投入, 辅助设备及信号回路电源投入。
 - 2) 发电机振动、摆度及空气间隙监测装置投入, 定子绕组局部放电监测系统投入 (具有记录局部放电数据功能)。
 - 3) 发电机断路器断开, 或与主变低压侧的连接端断开。
 - 4) 以厂用电为电源的主励磁装置具备升压条件, 切至零起升压方式。
- b) 自动开机至空载, 测量发电机升流试验后的残压值, 并检查三相电压的对称性。
- c) 对于电阻接地方式的机组, 应在发电机中性点设置单相接地点, 逆升接地电流, 直至保护装置动作。检查动作正确后, 投入接地保护装置。
- d) 分阶段按 25%、50% 升压至额定电压, 应检查下列内容:
 - 1) 发电机及引出母线、断路器、分支回路等发电带电压情况应正常。
 - 2) 二次电压回路的电压、相序及仪表指示应正确。
 - 3) 机组运行中各部振动及摆度应正常。
- e) 升压至 50% 额定电压, 跳开灭磁开关, 检查灭磁情况, 录制示波图。
- f) 升压至发电机额定电压值, 检查带中范围内一次设备运行情况, 测量二次电压的相序与相位, 测量机组振动与摆度, 测量发电机轴电压, 检查轴电流保护装置。
- g) 在额定电压下, 跳开灭磁开关, 检查灭磁情况并录制灭磁过程示波图。
- h) 零起升压, 每隔 10% 额定电压记录定子电压、转子电流与机组频率, 录制发电机空载特性的上升曲线。
- i) 继续升压, 当发电机励磁电流升至额定值时, 测量发电机定子最高电压。对于有匝间绝缘的电机, 在最高电压下应持续 5min。试验时, 定子电压以不超过 1.3 倍额定电压为限。
- j) 由额定电压开始降压, 每隔 10% 额定电压记录定子电压、转子电流与机组频率, 录制发电机空载特性的下降曲线。
- k) 装有消弧线圈的机组应进行发电机单相接地试验和消弧线圈补偿试验。在机端设置单相接地点, 断开消弧线圈, 升压至 50% 定子额定电压, 测量定子绕组单相接地时的电容电流, 根据保护要求, 选择中性点消弧线圈的分接头位置; 投入消弧线圈, 升压至 100% 定子额定电压,

测量补偿电流与残余电流，检查单相接地保护信号。

- l) 发电机升压试验后，应根据设计要求进行机阻电制动试验，投入电制动的转速、投入混合制动的转速、总制动时间应符合设计要求。

7.3.3 机组空载下励磁调节器调整 and 试验应符合下列要求：

- a) 在额定转速下，励磁调节器处于手动位置，起励检查手动控制单元调节范围，下限不得高于发电机空载励磁电压的 20%，上限不得低于发电机额定励磁电压的 110%。
- b) 进行晶闸管励磁调节器的自动起励试验。
- c) 检查励磁调节系统的电压调整范围，应符合设计要求。自动励磁调节器应能在发电机空载额定电压的 70%~110% 内进行稳定平滑调节。
- d) 测量励磁调节器的开环放大倍数。录制和观察励磁调节器各部特性，对于晶闸管励磁系统，还应在额定空载励磁电流情况下，检查功率整流桥的均流和均压系数应符合设计要求。无设计要求时，均压系数不应低于 0.9，均流系数不应低于 0.85。
- e) 在空载状态下，分别检查励磁调节器投入、手动和自动切换、通道切换、带励磁调节器开停机等情况下的稳定性和超调量。在发电机空载且转速在 95%~100% 额定值范围内，突然投入励磁系统，使发电机端电压从零上升至额定值时，电压超调量不大于额定值的 10%，振荡次数不超过 2~3 次，调节时间不大于 5s。
- f) 在空载状态下，人工加入 10% 阶跃量干扰，检查自动励磁调节器的调节情况，超调量、超调次数以及调节时间应符合设计要求。
- g) 带自动励磁调节器的发电机电压频率特性试验，应在发电机空载状态下，使发电机转速在 90%~110% 额定值内改变，测定发电机端电压变化值，录制发电机电压频率特性曲线。频率每变化 1% 额定值，自动励磁调节系统应保证发电机电压的变化值不大于额定值的 $\pm 0.25\%$ 。
- h) 自动励磁调节器应进行低励磁、过励磁、电压互感器断线、过电压、均流等保护的调整及模拟动作试验，其动作应正确。
- i) 三相全控整流桥静止励磁装置应进行逆变灭磁试验，并符合设计要求。

7.3.4 机组对主变压器及高压配电装置短路升流试验应符合下列要求：

- a) 短路升流试验应具备下列条件：
 - 1) 主变压器高压侧及高压配电装置上已设置可靠的三相短路点，并采取措施，确保升流过程中，回路不开路。
 - 2) 投入发电机继电保护、水力机械保护装置和主变压器冷却器及其控制信号回路。
- b) 短路点的数量、升流次数应根据电站本期拟投入的回路数确定，升流范围应包括全部新投入的回路。
- c) 开机后递升加电流，检查各电流回路的通流情况和表计指示应正常，检查主变压器、母线和线路保护的电流极性和相位应正确（必要时绘制电流向量图），并投入主变压器、高压引出线或高压电缆、母线的保护装置。
- d) 继续升流至 50%、75%、100% 发电机额定电流，观察主变与高压配电装置的工作情况。
- e) 升流结束后，模拟主变压器保护动作，检查跳闸回路应正确，相关断路器应可靠动作。
- f) 拆除主变压器高压侧及高压配电装置各短路点的短路线。

7.3.5 主变压器及高压配电装置单相接地试验应符合下列要求：

- a) 主变压器高压侧单相接地点应根据单相接地保护方式设置。
- b) 将主变压器中点直接接地。开机后递升单相接地电流至保护动作，检查保护回路动作应正确可靠，校验动作值应与整定值一致。
- c) 试验完毕后拆除单相接地线，投入单相接地保护。

7.3.6 机组对主变压器及高压配电装置升压试验应符合下列要求：

- a) 投入发电机、主变压器、母线差动等继电保护装置。
- b) 升压范围应包括本期拟投运的所有高压一次设备。首台机组试运行，升压可分几次进行。
- c) 手动逐级加压，在发电机额定电压值的 25%、50%、75%、100% 等情况下检查一次设备的工作情况。
- d) 检查二次电压回路和同期回路的电压相序和相位应正确。
- e) 升压结束后，必要时，根据设计要求，断开主变高压侧断路器，进行发电机带主变压器及封闭母线的单相接地与消弧线圈补偿试验。

7.3.7 线路零起升压试验应符合下列要求：

- a) 当系统有要求时，进行发电机带空载线路零起升压试验或投/切空载线路试验，试验中应防止发生自励磁现象。
- b) 测量线路电压互感器三相电压相序和电压对称性，检查出线断路器同期回路接线，检查线路电抗器保护接线和电抗器运行情况，测量电抗器伏安特性。

7.3.8 高压配电装置母线受电试验应符合下列要求：

- a) 在系统电源对送出线路送电后，利用系统电源对高压配电装置母线进行冲击，检查无异常后，高压母线受电。
- b) 检查系统电压的相序应与电站高压母线相同。

7.3.9 电力系统对主变压器冲击合闸试验应符合下列要求：

- a) 主变压器冲击合闸试验应从高压侧进行。试验前应使主变压器与发电机可靠断开。如主变压器为三圈变压器，或机端设有厂用变压器，可将主变压器中压侧或机端厂用变同时断开。发电机与主变压器采用直接连接方式时，可不进行变压器冲击合闸试验，合同有规定者除外。
- b) 投入主变压器的继电保护装置及冷却系统的控制、保护及信号装置。
- c) 投入主变压器中性点接地开关。
- d) 合主变压器高压侧断路器，利用系统电源对主变压器冲击，冲击合闸共进行 5 次，每次间隔宜为 10min，检查主变压器有无异常。
- e) 检查主变压器差动保护及瓦斯保护的工作情况，录制主变压器冲击时的激磁涌流示波图。
- f) 机端厂用变压器应进行 3 次冲击合闸试验，测量厂用变压器低压侧二次电压相序。
- g) 利用系统电源带厂用电，应进行厂用电源切换试验。
- h) 额定电压为 110kV 及以上、容量为 15MVA 及以上的变压器，在冲击试验前后应进行变压器油色谱分析。

8 机组并列及负荷试验

8.1 并网

8.1.1 选择同期点及同期断路器，检查同期回路应正确。

8.1.2 断开同期点隔离开关，以手动和自动准同期方式进行机组模拟并网试验应正常；检查同期装置的动作应准确。

8.1.3 进行机组的手动和自动准同期正式并网试验，录制电压、频率、同期时间的曲线。

8.1.4 按设计要求和系统要求，进行各自同期点的模拟并网与正式并网试验。录制系统的周波、电压、有功、无功及发电机定、转子电流的曲线。

8.2 带负荷

8.2.1 机组带负荷，凡负荷试验应穿插进行。机组初带负荷后，应检查机组及相关机电设备运行情

况，无异常后，可根据系统情况，进行甩负荷试验。

8.2.2 机组带负荷试验：有功负荷应根据实际情况逐步增加，机组各部位运转应正常，观察并记录各仪表指示数值。观察和测量机组在各种负荷工况下的振动范围及其量值，测量尾水管压力脉动值，观察水轮机补气装置工作情况，必要时进行补气。

8.2.3 机组带负荷下调速系统试验：检查在速度和功率控制方式下，机组调节的稳定性及相互切换过程的稳定性。对转桨式水轮机，检查调速系统的协联关系应正确。

8.2.4 机组快速增减负荷试验：应根据现场情况使机组突变负荷，变化量不应大于额定负荷的25%，并应自动记录机组转速、蜗壳水压、尾水管压力脉动、接力器行程和功率变化等过渡过程。负荷增加过程中，应观察监视机组振动情况，记录相应负荷与机组水头等参数。

8.2.5 机组带负荷下励磁调节器试验应符合下列要求：

- a) 在发电机有功功率为0、50%和100%额定值下，按设计要求调整发电机无功功率从零到额定值，调节应平稳、无跳动。
- b) 测定并计算发电机端电压调差率，调差特性应有较好的线性，并符合设计要求。
- c) 测定并计算发电机调压静差率应符合设计要求。当无设计要求时，不应大于0.2%~1%。
- d) 励磁调节器应进行各种限制器及保护的试验和整定。

8.2.6 调整机组有功负荷和无功负荷时，应先在现地调速器和励磁装置上进行，再通过计算机监控系统控制调节。

8.3 甩负荷

8.3.1 机组甩负荷试验应在自动运行工况条件下进行。

8.3.2 机组甩负荷试验宜在额定负荷的25%、50%、75%和100%下进行，应按附录A的格式记录有关数值，记录各部轴承的瓦温的变化情况，同时可录制各种参数变化的过渡过程曲线。机组甩25%额定负荷时，记录接力器不动时间。检查并记录真空破坏阀的动作情况与大轴补气情况。

8.3.3 受电站运行水头或电力系统条件限制，机组不能按8.3.2的要求带额定负荷、甩额定负荷时，可根据当时条件对甩负荷试验次数与数值适当调整，最后一次甩负荷试验应在允许的最大负荷下进行。未能带额定负荷、甩额定负荷试验项目，应在条件具备时完成。

8.3.4 在给定功率因数条件下，机组甩负荷应检查自动励磁调节器的稳定性和超调量。发电机甩额定有功负荷时，发电电压超调量不应大于额定电压的15%，振荡次数不超过3次，调节时间不大于5s。

8.3.5 机组甩负荷试验应检查机组解列后水轮机调速系统的动态调节性能，校核导叶接力器紧急关闭时间、蜗壳水压上升率、机组转速上升率等，应符合设计要求。

8.3.6 机组解列后，调速器的调节性能应符合下列要求：

- a) 甩100%额定负荷，在转速变化过程中，超过稳态转速3%以上的波峰不应超过2次。
- b) 甩100%额定负荷，由解列到机组空载额定转速（机组空载额定转速值的相对摆动值不超过±0.25%）为止所经历的总时间应符合GB/T 9652.1的规定。
- c) 接力器不动时间，对于电液调速器不大于0.2s，对于机械型调速器不大于0.3s。

8.3.7 轴流式水轮机组甩负荷时应观测记录抬机情况。

8.3.8 机组带额定负荷下，应进行下列关机试验：

- a) 调速器低油压关闭导叶试验。
- b) 过速限制器动作关闭导叶试验。
- c) 根据设计要求和电站具体情况，进行动水关闭工作闸门或关闭主阀的试验。

8.3.9 甩负荷试验后，宜停机对机组进行全面检查。

8.4 72h 带负荷连续试运行

8.4.1 完成机组并列及带负荷试验，并经验证合格后，机组已具备并入电力系统带额定负荷 72h 连续试运行的条件。

8.4.2 在电站运行水头不足或电力系统条件限制，使机组不能达到额定出力时，可根据具体条件确定机组应带的最大负荷，在此负荷下进行 72h 连续试运行。

8.4.3 根据运行值班制度，全面记录运行有关参数。

8.4.4 因机组及相关机电设备的制造、安装质量或其他原因引起试运行中断，经检查处理合格后，应重新开始 72h 的连续试运行，中断前后的运行时间不应累加计算。

8.4.5 72h 连续试运行后宜停机，对机电设备全面检查。除机组、附属设备、电气设备检查外，必要时，还应将蜗壳、压力管道及引水系统内的水排空，检查机组过流部分、水工建筑物以及排水系统工作后的情况。

8.4.6 消除并处理 72h 连续试运行中发现的所有缺陷。

9 交接及验收

9.1 机组通过 72h 连续试运行、全部缺陷处理完毕后，应办理机组、相关机电设备和工程资料的交接及验收。

9.2 工程资料及试运行报告应真实、准确、齐全、字迹清晰、无涂改，并按 SL 168 整理归档。

附录 A

(资料性附录)

水轮发电机组甩负荷试验记录表格式

表 A.1 水轮发电机组甩负荷试验记录表

| 机组负荷/kW | | 25% | | | 50% | | | 75% | | | 100% | | | |
|---|---------------|-------------------|----|----|-------|----|----|-----|----|----|------|----|----|--|
| 记录时间 | | 甩前 | 甩时 | 甩后 | 甩前 | 甩时 | 甩后 | 甩前 | 甩时 | 甩后 | 甩前 | 甩时 | 甩后 | |
| 测量参数 | 上游水位/m | | | | | | | | | | | | | |
| | 下游水位/m | | | | | | | | | | | | | |
| | 水轮机静水头/m | | | | | | | | | | | | | |
| | 机组转速/(r/min) | | | | | | | | | | | | | |
| | 导叶开度/% | | | | | | | | | | | | | |
| | 导叶关闭时间/s | | | | | | | | | | | | | |
| | 接力器活塞往返次数 | | | | | | | | | | | | | |
| | 调速器调节时间/s | | | | | | | | | | | | | |
| | 蜗壳实际压力/MPa | | | | | | | | | | | | | |
| | 真空破坏阀开启时间/s | | | | | | | | | | | | | |
| | 吸出管真空度/(mmHg) | | | | | | | | | | | | | |
| | 转轮梁叶关闭时间/s | | | | | | | | | | | | | |
| | 转轮叶片角度/(°) | | | | | | | | | | | | | |
| | 转动部分上抬量/mm | | | | | | | | | | | | | |
| | 大轴法兰处运行摆度/mm | | | | | | | | | | | | | |
| | 上导轴承处运行摆度/mm | | | | | | | | | | | | | |
| | 水导轴承处运行摆度/mm | | | | | | | | | | | | | |
| | 上、下机架 振动 | 水平/ μm | | | | | | | | | | | | |
| | | 垂直/ μm | | | | | | | | | | | | |
| | 定子振动 | 水平/ μm | | | | | | | | | | | | |
| 垂直/ μm | | | | | | | | | | | | | | |
| 转速上升率/% | | | | | | | | | | | | | | |
| 蜗壳水压上升率/% | | | | | | | | | | | | | | |
| 记录整理: | | 技术负责人: | | | 年 月 日 | | | | | | | | | |
| 注 1: 转速上升率 = (甩负荷时最高转速 - 甩负荷前稳定转速) / 甩负荷前稳定转速 $\times 100\%$ 。 | | | | | | | | | | | | | | |
| 注 2: 蜗壳水压上升率 = (甩负荷蜗壳最高水压 - 甩负荷前蜗壳水压) / 甩负荷前蜗壳水压 $\times 100\%$ 。 | | | | | | | | | | | | | | |

参 考 文 献

- [1] GB/T 1209—2005 三相同步电机试验方法
- [2] GB/T 7409.3—2007 同步电机励磁系统 大、中型同步发电机励磁系统技术要求
- [3] GB/T 7894—2009 水轮发电机基本技术条件
- [4] GB/T 15468—2006 水轮机基本技术条件
- [5] GB/T 21718—2008 小型水轮机基本技术条件
- [6] GB/T 27989—2011 小型水轮发电机基本技术条件
- [7] GB 50150—2006 电气装置安装工程 电气设备交接试验标准
- [8] SL 172—2012 小型水电站施工技术规范
- [9] SL 223—2008 水利水电建设工程验收规程
- [10] DL/T 507—2014 水轮发电机组启动试验规程
- [11] NB/T 42032—2015 小水电机组启动试验规程

水利水电技术标准咨询服务中心 简介

中国水利水电出版社标准化出版分社

中国水利水电出版社，一个创新、进取、严谨、团结的文化团队，一家把握时代脉搏、紧跟科技步伐、关注社会热点、不断满足读者需求的出版机构，作为水利部直属的中央部委专业科技出版社，成立于1956年，1993年荣膺首批“全国优秀出版社”的光荣称号。经过多年努力，现已发展成为一家以水利电力专业为基础，兼顾其他学科和门类，以纸质书刊为主、兼顾电子音像和网络出版的综合性出版单位，迄今已经出版近三万种、数亿余册（套、盒）各类出版物。

水利水电技术标准咨询服务中心（中国水利水电出版社标准化出版分社）是水利部指定的行业标准出版、发行单位，主要负责水利水电技术标准及相关出版物的出版、宣贯、推广工作，同时还负责水利水电类科技专著、工具书、文集及相关职业培训教材编辑出版工作。

感谢读者多年来对水利水电技术标准咨询服务中心的关注和垂爱，中心全体人员真诚欢迎广大水利水电科技工作者对标准、水利水电图书出版及推广工作多提意见和建议，我们将秉承“服务水电，传播科技，弘扬文化”的宗旨，为您提供全方位的图书出版咨询服务，进一步做好标准和水利水电图书出版、发行及推广工作。

主 任：王德鸿 010-68545951 电子邮件：wdh@waterpub.com.cn
副 主 任：陈 昊 010-68545981 电子邮件：hcro@waterpub.com.cn
主任助理：王 启 010-68545982 电子邮件：wqi@waterpub.com.cn
责任编辑：王丹阳 010-68545974 电子邮件：wdy@waterpub.com.cn
 李思洁 010-68545995 电子邮件：zsj@waterpub.com.cn
 覃 薇 010-68545889 电子邮件：qwei@waterpub.com.cn
 刘媛媛 010-68545948 电子邮件：lyuan@waterpub.com.cn
传 真：010-68317913



155170.286

SL 746—2016

中华人民共和国水利行业标准
中小型水轮发电机组启动试验规程
SL 746—2016

中国水利水电出版社出版发行
(北京市海淀区玉渊潭南路1号D座 100038)
网址: www.waterpub.com.cn
E-mail: sales@waterpub.com.cn
电话: (010) 68357638 (营销中心)
北京科水图书销售中心(零售)
电话: (010) 88383994、63202643、68545874
全国各地新华书店和相关出版物销售网点经销
北京瑞斯迪印务发展有限公司印刷

210mm×297mm 16开本 1.25印张 38千字
2016年10月第1版 2016年10月第1次印刷

书号 155170·286
定价 16.00元

凡购买我社规程,如有缺页、倒页、脱页的,
本社营销中心负责调换

版权所有·侵权必究

