

ICS 29.160.40
CCS K 52

T/CASME

团 体 标 准

T/CASME XXX—2025

水轮发电机组节能改造技术规范

Technical specification for energy efficiency retrofitting of
hydraulic turbine-generator unit

(征求意见稿)

2025-XX-XX 发布

2025-XX-XX 实施

中国中小商业企业协会 发布

目 次

前言.....	II
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	1
4 总体要求.....	1
5 性能测试.....	2
6 改造技术措施.....	2
7 效果评价.....	5
8 记录.....	6
参考文献.....	7

前　　言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由华电四川发电有限公司宝珠寺水力发电厂提出。

本文件由中国中小商业企业协会归口。

本文件起草单位：华电四川发电有限公司宝珠寺水力发电厂……

本文件主要起草人：……

水轮发电机组节能改造技术规范

1 范围

本文件规定了水轮发电机组节能改造的总体要求、性能测试、改造技术措施、效果评价、记录。本文件适用于水轮发电机组节能改造。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 755 旋转电机 定额和性能
GB/T 3074.1 炭素材料抗折强度测定方法
GB/T 8564 水轮发电机组安装技术规范
GB/T 9239.1 机械振动 恒态（刚性）转子平衡品质要求 第1部分：规范与平衡允差的检验
GB/T 16895.1 低压电气装置 第1部分：基本原则、一般特性评估和定义
GB/T 16895.23 低压电气装置 第6部分：检验
GB/T 20043 水轮机、蓄能泵和水泵水轮机水力性能现场验收试验规程
GB/T 22140 小型水轮机现场验收试验规程
GB/T 28545 水轮机、蓄能泵和水泵水轮机更新改造和性能改善导则
GB/T 33008.1 工业自动化和控制系统网络安全 可编程序控制器（PLC） 第1部分：系统要求
GB/T 50876—2013 小型水电站安全检测与评价规范
NB/T 35050 水力发电厂接地设计技术规范
NB/T 35067 水力发电厂过电压保护和绝缘配合设计技术导则
SL 555 小型水电站现场效率试验规程
SL 615 水轮机电液调节系统及装置基本技术条件
SL 636 水利水电工程单元工程施工质量验收评定标准—水轮发电机组安装工程

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

节能改造 energy efficiency retrofitting

对经过节能诊断及评估后不符合节能标准及规范的设备实施改造，以达到节能要求的活动。

3.2

水轮发电机组 hydraulic turbine-generator unit

由水轮机及受其驱动的发电机组组成，用来将水能转换为电能的水力机组。

[来源：GB/T 40582—2021，5.1.1]

4 总体要求

- 4.1 水轮发电机组节能改造前应详细调查水电站基本情况、水轮发电机组运行情况、维修改造记录及存在问题，进行水轮发电历史运行数据分析和机组关键大部件状态评估。
- 4.2 水轮发电机组节能改造前应对需要解决的重大技术问题开展专题研究，并提出解决措施。
- 4.3 水轮发电机组节能改造前应对原始数据进行保存，包括控制参数、水轮发电机组保护参数、涉网保护参数和配置参数等。
- 4.4 水轮机改造应符合 GB/T 28545 的规定。
- 4.5 现场改造实施人员应具有水轮发电机组安装维护工作经验，并应佩戴安全装备，关键工序应持证上岗。
- 4.6 水轮发电机组改造时，装配安装调试工作应符合 GB/T 8564 的规定。
- 4.7 水轮发电机组改造后应保证水轮发电机组在正常运行、极端工况、检修维护时不对人员和设备造成损害。
- 4.8 评价通过后的验收按 SL 636 的规定进行，验收完成后移交相关参数表和测试记录等。

5 性能测试

5.1 基本要求

- 5.1.1 水轮机、发电机运行安全应按 GB/T 50876—2013 第 5 章和第 6 章中的规定进行测试。
- 5.1.2 性能测试结果应作为确定水轮发电机组节能改造的必要性、改造方案以及考核节能改造成效的依据。

5.2 水轮机

- 5.2.1 水轮机效率测试按 SL 555 的规定进行，测试内容包括水轮机输出功率、水轮机流量、水轮机水头。
- 5.2.2 水力比能、流量、机械功率、转速及效率绝对值测试应按 GB/T 20043 的规定进行。
- 5.2.3 水轮机导叶漏水量测试采用容积法，实际导叶漏水量应考虑进水闸门漏水量的影响，进水闸门漏水量也可采用容积法测量。
- 5.2.4 水泵水轮机效率可根据电机转换的机械功率和水流转换的水力功率计算，也可通过分别测取水力比能、流量、电功率间接测量或者采用测取水能损失引起的水温升高的直接法测量。

5.3 发电机

发电机效率测试按 GB/T 22140 的规定进行，也可通过水电站监控系统监测的水位、发电机有功功率确定。

5.4 水轮发电机组

- 5.4.1 水轮机发电机组效率测试可通过测量发电机输出功率、水轮机流量和水轮机水头计算，按 SL 555 的规定进行，也可通过水轮机效率与发电机效率计算得出，发电机效率可使用设计值。
- 5.4.2 水轮机相对相率测试可通过测量水轮机输出功率、相对流量和净水头计算，按 GB/T 22140 的规定进行。

6 改造技术措施

6.1 水轮机

6.1.1 转轮

6.1.1.1 转轮改造应基于水轮机发电机组历史运行数据、水流特性及节能诊断结果，采用计算流体力学进行水力性能优化设计，改造后转轮在设计水头、额定流量下的效率较改造前提升不低于3%。

6.1.1.2 转轮材料应根据水质特性（含沙量、腐蚀性等）选择，含沙量较高的水电站宜采用高强度耐磨不锈钢或表面喷涂碳化钨耐磨涂层，海水或腐蚀性水体中运行的机组应采用耐候性合金材料。

6.1.1.3 转轮安装时应使用激光对中，转轮与主轴同心度误差应不大于0.05 mm/m。

6.1.1.4 转轮改造后应进行静平衡和动平衡试验，平衡精度应符合GB/T 9239.1的规定。

6.1.1.5 转轮改造后的效率应按SL 555的规定测试，测试工况应覆盖50%~100%额定出力范围，运行区间宽度较改造前应扩大不少于10%。

6.1.2 流道系统

6.1.2.1 进水口及蜗壳改造应清除内壁淤积、锈蚀及凸凹缺陷，采用打磨或修补方式使过流表面粗糙度Ra应不大于12.5 μm；对于蜗壳线型不合理导致水流偏流的，应结合流体动力学模拟优化进口段线型，减少局部水头损失。

6.1.2.2 导水机构改造应更换磨损超标的导叶，导叶密封面采用硬质合金堆焊处理，密封间隙控制在0.1 mm~0.3 mm；导叶传动机构应更换老化连杆、轴套，采用自润滑轴承降低机械摩擦损耗，确保导叶开度调节误差不大于±0.5%。

6.1.2.3 尾水管改造应通过流场测试识别涡流、回流区域，对扩散段进行线型优化，如采用喇叭形出口或加设导流板，改造后尾水管出口动能回收系数提升应不低于5%；对于混凝土尾水管，内壁应采用聚合物砂浆抹平处理，表面粗糙度应不大于25 μm。

6.1.2.4 流道系统改造后应进行整体水压试验，试验压力为设计水头的1.25倍，保压30 min无渗漏；过流能力测试按SL 555的规定进行，实际流量与设计值偏差应不大于±2%。

6.1.3 进水阀

6.1.3.1 进水阀改造应改进进水阀密封型式或更换为新型进水阀，阀门应设机械限位保护装置，宜配置自动操作机构。

6.1.3.2 采用液压操作的阀门，应配带蓄能装置的液压装置。

6.2 发电机

6.2.1 励磁系统

6.2.1.1 铁芯改造应采用35W250及以上牌号的低损耗硅钢片，叠片系数应不低于0.95，铁芯接缝处应进行绝缘处理。改造后铁芯温升测试按GB/T 50876—2013第6章进行，温升限值应符合设计要求。

6.2.1.2 定子绕组改造宜采用导电率不低于98%IACS的无氧铜线，导线截面应根据额定电流优化设计，使铜损较改造前降低10%~15%；绕组绝缘等级应提升至F级及以上，浸渍处理采用真空压力浸漆（VPI）工艺。

6.2.1.3 励磁系统改造应淘汰直流励磁机或相复励装置，采用自并励静止励磁系统，励磁变效率应不小于98%，励磁调节响应时间应不大于0.05 s；励磁系统应具备PID自适应调节功能，机组电压调节精度应不大于±0.5%额定电压。

6.2.1.4 励磁系统改造后，按GB/T 22140的规定测试发电机效率，在额定工况下效率应不低于设计值，且较改造前提升不低于2%。

6.2.2 轴承

6.2.2.1 轴承改造应根据发电机容量、转速及运行工况选择适配类型：

- a) 额定功率≤50 MW 的水轮发电机组宜采用滚动轴承；
- b) 额定功率>50 MW 的水轮发电机组宜采用滑动轴承；
- c) 对于振动超标机组，可采用磁悬浮轴承减少机械摩擦损耗。

6.2.2.2 轴承额定动负荷、静负荷应满足发电机最大运行工况（含短路、甩负荷）的受力要求，安全系数应不低于 1.5，按 GB/T 3074.1 的规定计算；轴承转速适配范围应覆盖 95%~105% 额定转速，确保在转速波动时稳定运行。

6.2.2.3 推力轴承应根据转子重量、轴向水推力计算确定承载面积，单位面积压力应不大于设计值，避免因过载导致摩擦损耗增大。

6.2.2.4 滚动轴承滚子与滚道宜采用高碳铬轴承钢，滚子表面粗糙度 R_a 应不大于 $0.4 \mu\text{m}$ ，减少滚动摩擦损耗。

6.2.2.5 轴承座结构应优化散热设计，宜采用中空水冷式轴承座，冷却水路与发电机水冷系统联动，确保轴承座温升不大于 30°C 。

6.2.2.6 轴承应加装在线监测装置，包括温度传感器、振动传感器、油膜压力传感器，监测数据应实时上传至机组监控系统。

6.2.2.7 轴承机械损耗测试应按 GB/T 22140 的规定进行，改造后额定工况下轴承损耗功率较改造前降低不少于 15%；油膜稳定状态时，推力轴承摩擦损耗系数应不大于 0.001。

6.2.3 冷却系统

6.2.3.1 风冷系统改造应优化风机布置，采用变频调速轴流风机，根据发电机绕组温度动态调节风量，风机效率应不低于 85%；冷却器宜更换为铝制板翅式换热器，风阻系数应不大于 150 Pa 。

6.2.3.2 水冷系统改造宜采用定子水内冷与转子空冷组合方式，冷却水应采用电导率不大于 $0.5 \mu\text{S}/\text{cm}$ 的去离子水，水冷器换热效率应不低于 90%；应加装流量、压力、温度在线监测装置。

6.2.3.3 冷却系统改造后，发电机各部位温升应符合 GB/T 755 的规定，额定负荷下绕组最高温度较改造前降低不少于 5°C 。

6.3 调速器

6.3.1 调速系统改造应采用微机全自动调速器或带有蓄能装置的操作器。调速器在满足操作功情况下，可为自动制动装置提供压力油源。

6.3.2 调速器改造后应能满足正常状态下自动开停机、增减负荷及事故状态下紧急停机等功能要求，自动和手动运行模式相互切换时应无条件、无扰动，调速系统的性能要求应符合 SL 615 的规定。

6.3.3 调速器发生故障时，应能自动地切换工况或停机，并发出故障报警信号。手动运行模式时应不影响紧急停机动作的可靠性。

6.3.4 调速系统应能在不启动油泵的情况下，自正常工作油压下限至最低操作油压之前，压力油罐蓄能器可用油体积应符合 SL 615 的规定。

6.3.5 电源采用交、直流供电时，其中之一发生故障时可发出报警信号，且不应引起调速器工作状态的变化。

6.4 水轮机控制系统

6.4.1 硬件

6.4.1.1 控制器

6.4.1.1.1 水轮机控制系统升级改造所用的控制器应符合 GB/T 33008.1 的规定。

6.4.1.1.2 选用的控制器硬件配置应满足对水轮发电机组各类信号的采集要求。

6.4.1.1.3 水轮机控制系统的输入、输出模块应预留一定数量的备用点。

6.4.1.2 电气

6.4.1.2.1 硬件改造后的水轮机控制系统在水轮发电机组发生故障时应能正常动作，保证水轮发电机组设备安全。当控制功能和安全功能发生冲突时，水轮机控制系统的功能应服从安全保护系统的要求。安全保护系统的设计应以失效安全为原则。

6.4.1.2.2 改造时应考虑电源匹配方式，确保改造后的控制系统供电正常。

6.4.1.2.3 需进行低压试回路配改造时，应选用符合 GB/T 16895.1 规定的低压配电产品。

6.4.1.2.4 电气接线和电气连接应可靠，所需要的连接件如接插件、连接线、接线端子等应符合 GB/T 16895.23 的规定，应能承受所规定的电（电压、电流）、热（内部或外部受热）、机械（拉、压、弯扭等）和振动影响。

6.4.1.2.5 母线和电气连接件应安装牢靠，不发生过热松动或造成其他危险的变动。

6.4.1.2.6 增设的控制及电力电缆安装应符合 GB/T 8564 的规定。

6.4.1.2.7 各部位接地系统应安全、可靠，符合 NB/T 35050 的规定，绝缘性能应符合 NB/T 35067 的规定。

6.4.1.2.8 进行网络系统升级改造时，应采用合适的网络配置，使其具有高可靠性和完善的自诊断功能。

6.4.1.2.9 网络安全装置（含软、硬件，例如单向物理隔离装置）应通过国家指定部门检测认证，应能有效阻止外网病毒和非法入侵对水轮机控制系统的破坏。

6.4.1.3 辅助部件

6.4.1.3.1 进行不间断电源（UPS）更换改造时，应考虑其工作模式、额定容量、后备时间等。

6.4.1.3.2 进行开关电源更换改造时，应考虑其输入电压范围、带载能力及抗干扰能力。

6.4.2 软件

6.4.2.1 水轮机控制系统软件应至少包含数据采集及处理、数据计算、故障监测及保护、运行控制、数据及报表存储、监控系统通信等功能。

6.4.2.2 进行水轮机控制系统软件设计时，应对功能模块进行划分，并遵循每个模块功能单一、结构精简、接口简单的原则。

6.4.2.3 水轮机控制系统程序应能在控制性能整体稳定的前提下，有效解决改造前系统出现的问题，同时应能按照需要拓展其他节能控制功能。

6.4.2.4 实施水轮机控制系统软件改造后，水轮机系统应能完成水轮机发电机组的正常运行控制及运行参数、运行状态的检测和监控。

6.4.2.5 水轮机控制系统软件改造应由熟悉程序控制逻辑并经资格审查通过的技术人员进行，现场程序优化和参数修改仅限专业技术人员操作。

7 效果评价

7.1 有功功率

7.1.1 节能改造前后均应在水轮发电机组加装三相有功电度表以及累时器，在约定的采集周期内，记录原始耗电数据，作为计算改造节电率的原始数据。

7.1.2 节能改造前后所有有功电度表、累时器等数据，改造相关方应到现场共同确认、抄表、拍照作

为结算原始依据并存档备查。

7.1.3 水轮发电机组节能改造前平均功率按公式(1)计算,节能改造后平均功率按公式(2)计算。

式中：

P_{rq} ——节能改造前水轮发电机组平均有功功率, 单位为千瓦 (kW);

k ——电度表倍率；

W_1 、 W_2 ——节能改造前采集周期起始、终止运行时的有功电度，单位为千瓦时（kW·h）；

T ——采集周期, 单位为小时 (h)。

式中：

P_{rh} ——节能改造后水轮发电机组平均有功功率, 单位为千瓦 (kW);

W_3 、 W_4 ——节能改造后采集周期起始、终止运行时的有功电度，单位为千瓦时（kW·h）。

7.2 节能量及节能率的核定

根据节能改造前后的平均功率计算改造前后的节能量及节能率。节能改造后时间段t内的节能量 S_e 按公式(3)计算,节能改造后时间段t内的节能率 S_r 按公式(4)计算:

8 记录

水轮发电机组节能改造全过程应形成完整记录，包括但不限于改造前期准备记录、改造实施过程记录、性能测试记录、验收记录、运行维护记录及效果评价记录。记录形式应包括纸质文档和电子文档，电子文档应采用不可篡改的存储格式。

参 考 文 献

[1] GB/T 40582—2021 水电站基本术语
