

ICS 27.140
K 55

SL

中华人民共和国水利行业标准

SL321—2005
替代 **SD 152—87**

大中型水轮发电机基本技术条件

**Fundamental technical specifications for
large and medium hydrogenerators**

2005-05-10 发布

2005-07-01 实施

中华人民共和国水利部 发布

https://www.sljzjxx.com
水利造价信息网

目 次

前言	4
1 适用范围	5
2 引用标准	5
3 使用环境条件	5
4 一般技术要求	6
4.1 总体要求	6
4.2 工作应力	6
4.3 铸锻件	7
4.4 焊接	7
4.5 涂层	7
5 总体结构	7
6 额定值及参数	8
7 温度及温升	9
7.1 绕组、定子铁心等部件允许温升限值	9
7.2 非基准运行条件和定额时温升限值的修正	10
7.3 轴承温度	10
8 绝缘及耐受电压	10
8.1 绝缘性能	10
8.2 耐受电压及试验	11
9 电气及运行特性	12
9.1 容量	12
9.2 波形畸变系数	12
9.3 特殊运行要求	12
10 机械特性	13
11 推力轴承和导轴承	14
12 制动系统	15
12.1 机械制动装置	15
12.2 电气制动装置	15
13 灭火系统	15
14 冷却系统	16
14.1 通风冷却系统	16
14.2 轴承冷却系统	16
14.3 纯水处理系统	16
14.4 冷却系统管路及支撑	16
15 励磁系统	16
16 检测系统	16
16.1 温度检测	16
16.2 油位及其他检测	17

17	其他辅助设备	17
18	试验	18
19	铭牌	19
20	包装、运输、保管	21
21	试运行及保证期	22
附录 A (资料性附录)	水轮发电机及附属设备供货范围	23
附录 B (规范性附录)	备品备件	24
附录 C (规范性附录)	专用工具	25
附录 D (资料性附录)	技术资料	26

前 言

本标准是根据水利部水利水电规划设计管理局总局科 [2001] 1 号文“关于下达 2001 年度水利水电勘测设计技术标准制定、修订项目计划及主编单位的通知”对《大中型水轮发电机基本技术条件》(SD 152—87)进行修订。编写遵照了 GB/T 1.1—2000 的规定,并参照了 GB/T 7894、GB 8564、DL/T 622 等有关标准,非等效采用 IEC 60034—1:1996。

本标准在原标准的基础上,根据水电机组的技术进步与发展,结合近 20 年来大中型水轮发电机招标、设计、制造、安装及运行方面的经验,针对原标准实施中存在的问题,作了如下修改:

- 总体结构及条文编排作了重大调整;
- 增补了使用环境条件、总体结构、定子水直接冷却、弹性金属塑料推力瓦、制动系统、灭火系统、冷却系统、检测系统及其他辅助设备、试运行及保证期等方面的一些条文;
- 对推力轴承瓦允许最高温度、绕组介质损失角正切增量、转子允许飞逸时间、定转子圆度、定转子间气隙差值、装有轴承机架的双幅振动容许值指标及限值作了调整或提高;
- 对最大容量、直接冷却进水温度、转动部分材料、最大允许应力、绕组及定子铁心允许温升限值、高海拔温升限值修正、整机起晕电压、噪声限值、镜板硬度及精度等条文作了修改。

本标准的附录 B、附录 C 为规范性附录,附录 A、附录 D 为资料性附录。

本标准所替代标准的历次版本为:

——SD 152—87

本标准批准部门:中华人民共和国水利部

本标准主持机构:水利部水利水电规划设计管理局

本标准解释单位:水利部水利水电规划设计总院

本标准主编单位:长江水利委员会长江勘测规划设计研究院

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:王树清、游超、孟敏、王华军、易卜吉、覃利明、邵建雄、刘景旺、江万宁、熊腾晖、樊路琦

本标准审查会议技术负责人:王庆明

本标准体例格式审查人:陈登毅

大中型水轮发电机基本技术条件

1 适用范围

本标准适用于与水轮机直接连接的 3 相 50Hz、额定容量为 25MVA 及以上的立轴凸极同步发电机（以下简称水轮发电机）。额定容量 25MVA 以下的立轴凸极同步发电机及卧轴水轮发电机可参照执行。

2 引用标准

下列标准中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是不注发布年号的引用标准，其最新版本适用于本标准；凡是注发布年号的引用标准，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。所有标准都会被修订，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些标准的最新版本。

GB 191—2000	包装储运图示标志
GB 2650~2656	焊接接头机械性能试验方法
GB/T 8564—2003	水轮发电机组安装技术规范
GB 11120	L-TSA 汽轮机油
GB 50193	二氧化碳灭火系统设计规范
GB 50219	水喷雾灭火系统设计规范
GBJ 116	火灾自动报警系统设计规范
GB/T 5321—2003	量热法测定电机的耗损和效率
GB/T 7409.3—1997	大中型同步发电机励磁系统技术条件
GB/T 7894—2001	水轮发电机基本技术条件
GB/T 13384—1992	机电产品包装通用技术条件
DL/T 507—2002	水轮发电机组启动试验规程
DL/T 622—1997	立式水轮发电机弹性金属塑料推力轴瓦技术条件
DL/T 678—1999	电站钢结构焊接通用技术条件
DL/T 5090—1997	水力发电厂过电压保护和绝缘配合设计技术导则
JB/T 6204—2002	高压交流电机定子线圈及绕组绝缘耐电压试验规范
JB/T 8660—1997	水电机组包装、运输和保管规范
JB/T 10180—2000	水轮发电机推力轴承弹性金属塑料瓦技术条件

3 使用环境条件

水轮发电机应能在下列使用环境条件下连续额定运行：

- a) 海拔高程不超过 1000m；
- b) 厂房内相对湿度不超过 85%（如有特殊要求，可在专用技术协议或合同中规定）；
- c) 冷却空气温度不超过 40℃；
- d) 安装在掩蔽的厂房内；
- e) 水直接冷却的水轮发电机直接冷却部分的进水温度不超过 40℃，进水温度下限在机组合同中规定；
- f) 空气冷却器、油冷却器、水直接冷却的水轮发电机热交换器的进水温度不超过 28℃，不低于 5℃；

g) 使用地点地震烈度与对应的设计加速度值见表 1。

表 1 不同地震烈度设计加速度值

设计加速度	地震烈度(度)		
	7	8	9
水平向	0.2 g	0.25 g	0.4 g
垂直向	0.1 g	0.125 g	0.2 g

注: g 为使用地点的重力加速度。

4 一般技术要求

4.1 总体要求

4.1.1 水轮发电机的设计应满足合同条件,在保证机组长期、安全、稳定、可靠运行的基础上,提高效率、降低造价。

4.1.2 当采用足以影响性能参数及技术经济指标的新结构、新技术、新材料时,应经过工厂试验或型式试验,并经用户验收合格后才能正式使用。

4.1.3 各部件尺寸均采用国家法定计量单位,所有配合部件的加工公差应符合国家相应标准,各部件的加工应符合设计图纸的要求。对标准零件的加工应保证其通用性,对相同工件的加工应保证其互换性。

4.1.4 制造厂应使用符合国家标准或国际通用标准的材料。

4.1.5 所有部件应具有足够的刚度和强度,在正常、短路、飞逸等各种工况下,必须保证其结构不产生永久变形,振动值在规定的安全范围内。

4.1.6 水轮发电机旋转方向,从非传动端看规定为顺时针方向,相序排列应为面对水轮发电机出线端、从左至右排列的顺序为 **U、V、W**。旋转方向如有特殊要求,应在专用技术协议或合同中规定。

4.1.7 水轮发电机供货范围应包括:

- a) 水轮发电机及其附属设备(见附录 A);
- b) 备品备件(见附录 B);
- c) 专用工具(见附录 C);
- d) 技术资料(见附录 D)。

4.2 工作应力

4.2.1 水轮发电机在正常运行工况预期最大荷载条件下,所有非转动部件材料的工作应力不应超过表 2 的规定。除铸铁外的黑色金属最大剪应力不应超过许用拉应力的 **60%**。在临时过载或发生地震情况下,非转动部件的应力不应超过表 2 中最大许用应力的 **133%**。

表 2 材料工作应力

材料名称	最大许用应力	
	拉应力	压应力
灰铸铁	U.T.S./10	70MPa
碳素铸钢和合金铸钢	U.T.S./5, Y.S./3	U.T.S./5, Y.S./3
碳钢锻件	Y.S./3	Y.S./3
主要受力部件的碳钢钢板	U.T.S./4	U.T.S./4
高应力部件的高强度钢板	Y.S./3	Y.S./3
其他材料	U.T.S./5, Y.S./3	U.T.S./5, Y.S./3

注: **U.T.S.** 为材料极限强度, **Y.S.** 为材料屈服强度。

4.2.2 除主轴外的转动部件,在飞逸转速或短路瞬间最大不平衡力作用下,其最大主应力不应超过材料屈服强度的 $2/3$;在临时过载或发生地震的情况下,转动部件的最大剪应力不应超过允许拉应力的 50% 。

4.2.3 水轮发电机轴最大复合应力 σ_{\max} 定义为式 (1):

$$\sigma_{\max} = \sqrt{\sigma^2 + 3T^2} \quad \dots\dots\dots (1)$$

式中:

σ ——由于水力、动负荷和静负荷引起的轴向应力和弯曲应力的总和

T ——水轮机最大出力时轴的扭转切应力。

最大复合应力 σ_{\max} 不应超过材料屈服强度的 $1/4$ 。在应力集中处,按式 (1) 算出的最大复合应力 σ_{\max} 并计入应力集中因数后的最大应力不应超过材料屈服强度的 $2/5$ 。在正常运行工况预期最大荷载条件下,水轮发电机轴的最大扭转切应力不应超过许用拉应力的 50% 。

4.2.4 当要求有预应力时,螺栓、螺杆及连杆等均应进行预应力处理,其值不应大于该材料屈服强度的 $4/5$,预加应力后,螺栓承受负荷不应小于设计连接负荷的 2 倍,且各螺栓之间的应力差不应超过设计值的 $\pm 5\%$ 。

4.3 铸锻件

4.3.1 水轮发电机的铸锻件应符合专用技术协议或合同及行业标准的规定。重要铸锻件如主轴、推力头、镜板、转子中心体等应由制造厂进行单件验收。

4.3.2 铸钢件金相组织应均匀致密,不允许有裂纹,表面光滑干净。

4.3.3 铸钢件主要受力区和高应力区不应有缺陷,其他区可有次要缺陷,但必须彻底铲除并补焊。铸钢件中次要缺陷系指需补焊的深度不超过实际厚度的 20% 的缺陷,且在任何情况下都不应大于 25mm ,补焊面积应考虑单机容量和尺寸的大小,但宜控制在 $50\sim 150\text{cm}^2$ 范围内。

4.3.4 铸件尺寸应符合图纸要求。铸件尺寸不应减小到削弱铸件强度的 10% 或引起应力超过规定的允许值,尺寸也不应大到影响制造加工或其他零件的合理配合。

4.4 焊接

4.4.1 焊接工艺应符合 DL/T 678—1993 的规定。

4.4.2 焊接接头的设计和填充金属的选择应考虑焊透性,填充金属应与母材具有良好的熔合性。焊接坡口表面应无明显的缺陷,如夹层、锈蚀、油污或其他杂物。

4.4.3 焊缝应均匀一致、光滑,与母体金属融合良好,无空穴、裂纹和夹渣。焊缝应进行无损探伤检查。

4.4.4 如用户要求对某部位焊缝机械性能进行检查时,由用户与制造厂协商按 GB 2650~2656 进行检查。

4.5 涂层

4.5.1 保护涂层应符合行业标准的规定,含有铅或其他重金属或被认为是危险的化学物质不应用于保护涂层。

4.5.2 除埋设件及锌金属和有色金属外,其他设备应清理干净后涂以保护层或采取防护措施。

4.5.3 水轮发电机所有未加工的表面,除埋设件外,均应涂防护漆。所有油槽内部应涂耐油漆。涂漆应遵守有关工艺标准,涂层的有效期不应低于 5 年。

所有机械加工面应涂防锈涂料,其防锈期应大于 5 年。对重要的接合面、精密加工面涂封前应进行清洗,在涂封防锈涂料后应采取保护措施。

4.5.4 对耐磨性、耐蚀性、导电性或装饰性的镀层,应按行业标准的规定镀制、试验及检查验收。

5 总体结构

5.0.1 水轮发电机的结构型式和总体布置应根据水轮机的型式、单机容量、额定转速、厂房尺寸和机组运行稳定性等因素,经技术经济比较后在专用技术协议或合同中规定。

5.0.2 水轮发电机的结构宜设计成其下机架及水轮机的可拆部件在安装和检修时能通过定子铁心内径而不拆除定子，并可在不抽出转子和拆除上机架的情况下更换定子线棒、转子磁极和对定子绕组端部和定子铁心进行预防性检查。大中型水轮发电机宜优先采用定子机座分瓣运输、在现场组装成整圆后进行铁心叠片和下线的工艺。

5.0.3 水轮发电机的集电环、导轴承及推力轴承的结构，应在不影响转子和相关部件情况下便于拆卸、调整和更换。

5.0.4 如结构和厂房起吊高度允许，水轮发电机下端轴与水轮机轴宜优先采用一根轴结构。

5.0.5 大型水轮发电机的定子、转子、机架应采用能吸收热变形和不平衡磁拉力的结构。转子磁轭与转子支架的连接可采用浮动式结构。转子磁轭与转子支架的分离转速应在专用技术协议或合同中规定。

5.0.6 水轮发电机上机架、机座及下机架基础的设计，应满足安装调整方便并承受定子绕组突然短路转矩、转子半数磁极短路不平衡磁拉力、不平衡水推力及振动力作用，且不应发生异常变形和位移。

5.0.7 水轮发电机的机架、机座及其他结构件的固有频率应予以核算，以避免与水轮机的转频、水力脉动频率及其倍频，或与不对称运行时转子和定子铁心的振动频率、电网频率及其倍频、建筑物的振动频率产生任何可能的共振。

5.0.8 立式水轮发电机的推力轴承，宜采用润滑油槽内冷却的自循环系统，在需要采用外部冷却自循环系统时，宜采用镜板泵外部冷却自循环系统，也可采用带油泵装置的外部冷却循环系统。

5.0.9 推力轴承瓦可采用巴氏合金瓦或弹性金属塑料瓦。采用巴氏合金瓦时，宜设置高压油顶起装置；采用弹性金属塑料瓦时，不应再设高压油顶起装置。

5.0.10 轴承油冷却器及轴瓦应能在不拆卸整个轴承的情况下进行更换或检修。

5.0.11 水轮发电机的集电环、电刷和制动块应采用耐热、抗磨性能好的材料制成，制动时不应产生有害于环境的化学物质。应设置粉尘收集装置，严防粉尘污染定子、转子线圈，收集装置型式及布置方式应易于维护和检修。运行中应能直观监视，易于更换电刷并抛光集电环表面。

5.0.12 为便于靠近和检查集电环、电刷、轴承、制动器和测速装置，应配备平台、支撑、人孔、梯子和栏杆，并应设置可观察电刷磨损的观察孔，在所有转动部件和带电部分周围应设有防护设施。

5.0.13 轴承应有可靠的绝缘措施，以防止轴电流。

5.0.14 水轮发电机定子绕组主引出线数目一般为 3 个或 6 个。主引出线和中性点引出线的方向、数目和布置及多支路定子绕组结构应在专用技术协议或合同中规定。

5.0.15 水轮发电机定子机座、机架、油冷却器、空气冷却器、水轮发电机机坑内的所有金属管路及要求接地的其他部件均应可靠接地。水轮发电机自身的接地系统与电站接地系统应有不少于两处的可靠连接。

6 额定值及参数

6.0.1 在下列情况下，水轮发电机应能输出额定容量：

- a) 在额定转速、额定功率因数时，电压与其额定值的偏差不超过 $\pm 5\%$ ；
- b) 在额定电压和不低于额定功率因数时，频率与其额定值的偏差不超过 $\pm 1\%$ ；
- c) 在额定功率因数或不低于额定功率因数时，当电压与频率同时发生偏差（两者偏差分别不超过 $\pm 5\%$ 和 $\pm 1\%$ ），若两者偏差均为正偏差时，两者偏差之和不超过 6% ；若两者偏差均为负偏差，或为正与负偏差，两者偏差的百分数绝对值之和不超过 5% 。

6.0.2 当电压和频率偏差超过上述规定值时，水轮发电机应能连续运行，输出容量以励磁电流不超过额定值、定子电流不超过额定值的 105% 为限。

6.0.3 水轮发电机额定电压应根据不同额定容量、转速及水轮发电机电压设备选择等因素综合技术经济比较后选定。可选用下列电压等级 (kV)：6.3、10.5、13.8、15.75、18、20、24 及以上。

6.0.4 水轮发电机的额定转速优先在下列转速 (r/min) 中选择:

1500	1000	750	600	500	428.6	375	333.3	300
250	214.3	200	187.5	166.7	150	142.9	136.4	125
115.4	107.1	100	93.8	88.2	83.3	75	71.4	68.2
62.5	60							

6.0.5 水轮发电机的额定功率因数宜采用:

- 额定容量为 50MVA 及以下者, 不低于 0.8 (滞后);
- 额定容量大于 50MVA 但不超过 200MVA 者, 不低于 0.85 (滞后);
- 额定容量大于 200MVA 者, 不低于 0.9 (滞后)。

6.0.6 水轮发电机在额定容量、额定电压、额定转速及额定功率因数运行时的额定效率保证值应在专用技术协议或合同中规定。

6.0.7 水轮发电机的加权平均效率是水轮发电机在额定电压、额定转速及规定的功率因数和不同负荷工况下对应的加权效率值。加权平均效率保证值应在专用技术协议或合同中规定。

水轮发电机的加权平均效率按式(2)计算得出, 其中加权系数 (即水轮发电机在不同负荷下运行所占的百分数) 由用户提供。

$$\eta = A\eta_1 + B\eta_2 + C\eta_3 + \dots \quad \text{..... (2)}$$

式中:

η ——加权平均效率;

$A、B、C、\dots$ ——在不同负荷下水电站机组运行的加权系数, $A+B+C+\dots=1$;

$\eta_1、\eta_2、\eta_3、\dots$ ——在额定电压、规定的功率因数、额定转速时, 对应于机组在不同负荷下的水轮发电机效率值。

6.0.8 水轮发电机的损耗和效率应采用量热法测定, 参见 GB/T5321—2003。其损耗包括:

- 定子绕组的铜损耗;
- 转子绕组的铜损耗;
- 铁心损耗;
- 风损耗和摩擦损耗;
- 导轴承损耗;
- 推力轴承损耗 (仅计及分摊给水轮发电机部分的损耗值);
- 杂散损耗;
- 励磁系统设备损耗;
- 水直接冷却系统损耗 (如果有)。

6.0.9 水轮发电机的电气参数, 如瞬态电抗、超瞬态电抗、短路比及时间常数等, 应满足电力系统运行的要求, 并应在专用技术协议或合同中规定。

6.0.10 水轮发电机应具有完整的交、直轴阻尼绕组。其交、直轴超瞬态电抗之比宜为 1.0~1.3。

6.0.11 水轮发电机的转动部分 $G D^2$ 值, 应满足电站水力过渡过程计算、电力系统稳定性及水轮发电机制造经济合理性的要求。 $G D^2$ 值由用户提出, 并应在专用技术协议或合同中规定。

7 温度及温升

7.1 绕组、定子铁心等部件允许温升限值

空气冷却及水直接冷却的水轮发电机在第 3 章规定的使用环境条件下, 应能在额定工况时长期连续运行, 此时定子绕组、转子绕组和定子铁心等的温升限值应不超过表 3 的规定。

表 3 定子绕组、转子绕组和定子铁心等部件允许温升限值

单位:K

水轮发电机部件	不同等级绝缘材料的最高允许温升限值					
	B级			F级		
	温度计法	电阻法	检温计法	温度计法	电阻法	检温计法
空气冷却的定子绕组	—	80	85	—	100	105
定子铁心	80	—	85	100	—	105
水直接冷却定子绕组、转子绕组和定子铁心的出水	25	—	25	25	—	25
两层及以上的转子绕组	—	80	—	—	100	—
表面裸露的单层转子绕组	—	90	—	—	110	—
不与绕组接触的其他部件	这些部件的温升应不损坏该部件本身或任何与其相邻部件的绝缘					
集电环	80	—	—	90	—	—

7.2 非基准运行条件和定额时温升限值的修正

7.2.1 空气冷却的水轮发电机,在下列运行条件和定额时,温升限值应作修正。

7.2.1.1 当水轮发电机使用地点在海拔 1000m 以上至 4000m,且最高环境空气温度无规定时,其温升限值可不作修正。当海拔超过 4000m 时,应在专用技术协议或合同中规定。

7.2.1.2 当水轮发电机的冷却空气温度与 40℃ 有差异时,表 3 中规定的温升限值应作如下修正(限于用埋置检温计法测量):

- a) 冷却空气温度低于 40℃ 时,则允许温升可比表 3 规定值高,提高的度数为冷却空气温度低于 40℃ 的差值。但在任何情况下,其温升限值的提高应不超过 10K。对空气冷却的水轮发电机,如铁心长度大于 2m 时,其温升限值不应提高。
- b) 冷却空气温度超过 40℃ 但不到 60℃ 时,允许温升限值应降低,降低度数应为冷却空气温度超过 40℃ 的差值。
- c) 冷却空气温度超过 60℃ 时,允许温升的限值应在专用技术协议或合同中规定。

7.2.1.3 空气冷却的水轮发电机额定电压超过 11kV 时,表 3 规定的温升限值应作如下修正(限于用埋置检温计法测量):

- a) 额定电压在 17kV 及以下,从 11kV 开始每增加 1kV (不足 1kV 时按 1kV 计算),温升限值应降低 1K。
- b) 额定电压在 17kV 以上,温升限值先减去 6K,然后对 17kV 以上部分,每增加 1kV (不足 1kV 时按 1kV 计算),温升限值应再降低 1.5K。

7.2.1.4 对每天启停 2 个循环以上的频繁启动的水轮发电机,可考虑对表 3 中的温升限值降低 5~10K。

7.2.2 对水直接冷却的水轮发电机,直接冷却部分可不作温升限值修正。

7.3 轴承温度

水轮发电机在正常运行工况下,其轴承的最高温度应采用埋置检温计法测量,且不应超过下列数值:

- a) 推力轴承巴氏合金瓦: 80℃;
- b) 推力轴承塑料瓦体: 55℃;
- c) 导轴承巴氏合金瓦: 75℃。

8 绝缘及耐受电压

8.1 绝缘性能

8.1.1 水轮发电机定子绕组对机壳或绕组间用 2500V 兆欧表测得的绝缘电阻值在换算至 100℃ 时, 不应低于按式 (3) 计算的数值:

$$R = \frac{U_N}{100 + 0.01 S_N} \quad \dots\dots\dots (3)$$

式中:

- R——绝缘电阻, MΩ;
- U_N ——水轮发电机的额定线电压, V;
- S_N ——水轮发电机的额定容量, kVA。

对于干燥清洁的水轮发电机, 在室温 t (℃) 时的定子绕组绝缘电阻值 R_t (MΩ) 可按式 (4) 进行修正:

$$R_t = R \times 1.6^{\frac{100-t}{10}} \quad \dots\dots\dots (4)$$

8.1.2 转子单个磁极挂装前及挂装后在室温 10~30℃ 用 1000V 兆欧表测量时, 其绝缘电阻值不应小于 5MΩ。挂装后转子整体绕组的绝缘电阻值不应小于 0.5MΩ。

8.1.3 有绝缘要求的水轮发电机推力轴承、导轴承及埋置检温计均应对地绝缘。其绝缘电阻值在 10~30℃ 测量时应为下列数值:

- a) 在推力轴承、导轴承装入温度计注入润滑油前, 用 1000V 兆欧表测得的绝缘电阻值不小于 1.0MΩ, 注入润滑油后, 用 500V 兆欧表测得的绝缘电阻值不小于 0.5MΩ。
- b) 用 250V 兆欧表测得埋入式温度检测计和其他自动化元件的绝缘电阻值不小于 1.0MΩ。

8.1.4 实际冷态下, 定子绕组直流电阻最大与最小两相间的差值, 在校正了由于引线长度不同引起的误差后, 应不超过最小值的 2%。

8.1.5 定子线棒 (线圈) 常态介质损失角正切 ($\tan \delta$) 及其增量 ($\Delta \tan \delta$) 的限值应符合表 4 的规定。

表 4 定子线棒 (线圈) 常态介质损失角正切 ($\tan \delta$) 及其增量 ($\Delta \tan \delta$) 指标

试验电压	$0.2 U_N$	$0.2 U_N \sim 0.6 U_N$
介质损失角 正切值及其增量	$\tan \delta$	$\Delta \tan \delta = \tan \delta_{0.6 U_N} - \tan \delta_{0.2 U_N}$
指标 (%)	≤	≤

注: 每台水轮发电机按 3% 抽检, 如不合格, 则应加倍抽试。

8.1.6 定子绕组的极化系数 R_{60}/R_1 (R_{60} 和 R_1 为在 10min 和 1min, 温度为 40℃ 以下分别测得的绝缘电阻值) 不应小于 2.0。

8.2 耐受电压及试验

8.2.1 在交流绝缘耐受电压试验前, 定子绕组应进行 3 倍额定电压的直流耐电压试验和泄漏电流测定。试验电压应分级稳定地增加, 每级为 0.5 倍额定电压, 每级持续 1min。泄漏电流不应随时间而增大。各相泄漏电流的差值不应大于最小值的 50%。

8.2.2 额定电压为 6.3kV 及以上的水轮发电机, 当使用地点在海拔高度为 4000m 及以下时, 其定子单个线棒 (线圈) 在 1.5 倍额定线电压下不应起晕, 整机在 1.1 倍额定线电压下不应起晕, 端部应无明显的金黄色亮点和蓝色连续晕带。

8.2.3 定子线棒 (线圈) 绝缘的工频击穿电压应不小于 5.5 倍额定线电压, 可在专用技术协议或合同中规定, 并通过抽样试验进行验证。

8.2.4 定子绕组和转子绕组应能承受表 5 规定的频率为 50Hz (波形为实际正弦波形) 的试验电压历时 1min, 绝缘不应有任何损坏。对于定子绕组水直接冷却的水轮发电机, 装配完成后的定子绕组的交流耐电压试验应在通水情况下进行。

表 5 绕组交流耐电压试验标准

水轮发电机部件	试验电压(有效值)
定子绕组: a) 额定线电压为 24kV 及以下 1) 定子单个线棒 (或成品线圈) 2) 下线过程中 3) 定子装配完成后的定子绕组 b) 额定线电压为 24kV 以上	2.75 倍额定线电压+ 6.5kV 按 JB/T6204 的规定 2 倍额定线电压+ 3kV 按专用技术协议或合同
转子装配完成后的转子绕组: a) 额定励磁电压为 500V 及以下 b) 额定励磁电压为 500V 以上	10 倍额定励磁电压 (最低为 1500V) 2 倍额定励磁电压+ 4000V
注 1: 对在制造厂内进行总装配或完成定子、转子分装配进行过交流耐电压试验的水轮发电机, 其交接试验电压为表中装配完成后定子绕组和转子绕组试验电压的 0.8 倍。 注 2: 对在工地完成定子、转子分装配的水轮发电机, 如定子、转子已按表中通过交流耐电压试验, 则在总装配后按表中装配完成后定子绕组和转子绕组试验电压的 0.8 倍进行交接试验。	

9 电气及运行特性

9.1 容量

9.1.1 允许用提高功率因数的方法把水轮发电机的有功功率值提高到额定容量值。

水轮发电机若设置有最大容量, 此时的功率因数、参数值、允许温升应在专用技术协议或合同中规定。

9.1.2 水轮发电机应具备长期进相和滞相运行的性能。进相深度为 **0.95** 时应能长期运行; 超过 **0.95** 进相深度的进相容量、滞相容量和运行范围及带空载长线路允许的充电容量, 应在专用技术协议或合同中规定。

9.1.3 对具有 **8** 个及以上空气冷却器的水轮发电机, 在正常进水条件下停用空气冷却器总数的 **1/8** 时 (空气冷却器数取相近的整数), 水轮发电机仍可按额定容量连续运行, 但各部件的温升不应超过规定值。对空气冷却器为 **6** 个的水轮发电机, 当停用 **1** 个冷却器时, 水轮发电机仍可按额定容量连续运行, 但各部件的温升不应超过规定值。

9.2 波形畸变系数

9.2.1 水轮发电机定子绕组接成正常工作接法时, 在空载及额定电压下, 线电压波形正弦性畸变率不应超过 **5%**。

9.2.2 水轮发电机在空载额定电压和额定转速时, 线电压的电压谐波因数 (THF) 不应超过 **1.5%**。

9.3 特殊运行要求

9.3.1 水轮发电机在不对称的电力系统中运行时, 如任意一相电流不超过额定值, 且其负序电流分量与额定电流之比不超过下列数值时, 应能长期运行:

- a) 额定容量 **125MVA** 及以下的空气冷却水轮发电机不超过 **12%**;
- b) 额定容量 **125MVA** 以上的空气冷却水轮发电机不超过 **9%**;
- c) 定子绕组直接水冷却的水轮发电机不超过 **6%**。

9.3.2 水轮发电机在事故条件下允许短时过电流, 但不应发生有害变形及接头开焊等情况。定子绕组

过电流倍数与相应的允许持续时间按表 6 确定，但达到表中允许持续时间的过电流次数平均每年不应超过 2 次。

表 6 定子绕组允许过电流倍数与时间关系

定子过电流倍数 (定子电流/定子额定电流)	允许持续时间(min)	
	空气冷却定子绕组	直接冷却定子绕组
1.1	60	
1.15	15	
1.20	6	
1.25	5	
1.30	4	
1.40	3	2
1.50	2	1

9.3.3 水轮发电机的转子绕组应能承受 2 倍额定励磁电流，持续时间为：

- a) 空气冷却的水轮发电机不少于 50s；
- b) 直接水冷却或加强空气冷却的水轮发电机不少于 20s。

9.3.4 水轮发电机在故障情况下短时不对称运行时，应能承受的负序电流分量 I_2 与额定电流 I_N 之比的平方与允许不对称运行时间 t (s) 之积 $(I_2/I_N)^2 t$ 应为下列数值：

- a) 空气冷却的水轮发电机：40s；
- b) 定子绕组直接水冷却的水轮发电机：20s。

9.3.5 水轮发电机应能适应在系统中调峰、调频及开停机频繁的运行要求。调峰用水轮发电机允许年启动次数一般不超过 1000 次，具体次数应在专用技术协议或合同中规定。

9.3.6 水轮发电机应采用自动准同期方式与电力系统并列。在水轮发电机与电力系统并列时，当冲击电流引起的应力不大于机端三相突然短路所引起的应力的 1/2 时，水轮发电机可在相应的电压偏差、频率偏差和相位偏差下以准同期方式与电力系统并列。

10 机械特性

10.0.1 水轮发电机和与其直接或间接连接的辅机，在飞逸转速下运转 5min 不应产生有害变形和损坏。

10.0.2 水轮发电机各部分结构强度应能承受在额定转速及空载电压等于 105% 额定电压下历时 3s 的三相突然短路试验而不产生有害变形。同时，还应能承受在额定容量、额定功率因数和 105% 额定电压及稳定励磁条件下运行时，历时 30s 的短路故障而无有害变形和损坏。

10.0.3 水轮发电机结构应能承受转子半数磁极短路时产生的不平衡磁拉力，而不产生有害变形和损坏。

10.0.4 在水轮发电机盖板外缘上方垂直距离 1m 处，水轮发电机噪声(声压级)不宜超过 80dB(A)。

10.0.5 水轮发电机在定子组装完毕后，定子内圆半径的最大值或最小值分别与设计半径之差不应大于设计空气间隙的 $\pm 4\%$ 。转子组装完毕后，转子外圆半径的最大值或最小值分别与设计半径之差不应大于设计空气间隙的 $\pm 4\%$ 。

10.0.6 定子和转子间气隙的最大值和最小值与平均值之差不应超过平均值的 $\pm 8\%$ 。在机组运行中，水轮发电机定子和转子各自的热膨胀不应破坏相互间的同心度和气隙的均匀性，不应使定子机座和转

子支架发生有害变形。

10.0.7 水轮发电机的允许双幅振动值,不应大于表 7 的规定值。

表 7 水轮发电机振动(双幅)允许限值

单位:mm

转速(r/min)	$n < 100$	$100 \leq n < 250$	$250 \leq n < 375$	$375 \leq n < 750$
带推力轴承支架的垂直振动	0.08	0.07	0.05	0.04
带导轴承支架的水平振动	0.11	0.09	0.07	0.05
定子铁心部位机座水平振动	0.04	0.03	0.02	0.02
定子铁心振动(100Hz 双幅值)	0.03	0.03	0.03	0.03

注:振动值系指机组在除超速运行以外的各种稳定运行工况下的双幅振动值。

10.0.8 水轮发电机与水轮机组装完毕后,机组转动部分的第一阶临界转速不应小于飞逸转速的 120%。

10.0.9 在调速系统正常工作时,水轮发电机在甩负荷后可不经任何检查并入系统。

10.0.10 推力轴承支架应能承受水轮发电机组所有转动部分的重量和水轮机最大水推力叠加后的动荷载,并应能与导轴承机架一起安全地承受由于水轮机转轮引起的水力不平衡力,以及由于水轮发电机绕组短路、半数磁极短路等引起的不平衡磁拉力,且不发生有害变形。

10.0.11 混流式水轮发电机推力轴承支架在最大推力负荷作用下的垂直挠度不宜大于表 8 的规定。

表 8 水轮发电机推力轴承支架挠度允许限值

推力负荷(MN)	挠度值(mm)
≤ 5	0.5~1.5
5~10	1.5~2
10~15	2~2.5
15~35	2.5~3.0
35~55	3.0~3.5

注:对推力负荷大者取上限值。

11 推力轴承和导轴承

11.0.1 用于所有轴承的透平油,其物理特性和化学特性应符合 GB 11120 的规定。

11.0.2 水轮发电机在推力轴承和导轴承采用巴氏合金瓦时油温不低于 10℃,或采用弹性金属塑料瓦时油温不低于 5℃,应允许机组启动。在紧急情况下,水轮发电机可不施加制动惰性停机。

11.0.3 推力轴承和导轴承油槽应有防止油的过分搅动和分解以及保证消除油雾逸出、甩油和漏油的有效措施,且在运行中不应甩油和油雾逸出。

11.0.4 镜板的硬度和表面加工应符合以下要求:

镜板硬度 (HB) 值 锻钢: ≥ 180 ;

钢板: ≥ 150 ;

镜板硬度 (HB) 差值: ≤ 30 ;

镜面粗糙度: $\leq 0.2 \sim 0.4 \mu\text{m}$ (镜板直径大于 3.5 m 取上限值);

镜板与推力头结合面粗糙度: $\leq 1.6 \mu\text{m}$;

内外圆粗糙度: $\leq 3.2 \mu\text{m}$;

镜板平面度: $\leq 0.02 \sim 0.04 \text{ mm}$ (镜板直径大于 3.5 m 取上限值);

两平面平行度： $\leq 0.02 \sim 0.04 \text{ mm}$ （镜板直径大于 3.5 m 取上限值）。

- 11.0.5 弹性金属塑料瓦的技术要求应符合 JB/T10180—2000 及 DL/T622—1997 的规定。
- 11.0.6 设有高压油顶起装置的水轮发电机推力轴承，应能在事故情况下不投入高压油顶起装置而安全停机。
- 11.0.7 水轮发电机滑转子内径的轴向长度，应与挡油圈高度相适应。当滑转子套于轴上时，应与轴一起加工。导轴承工作面的粗糙度不应大于 $0.8 \mu\text{m}$ 。

12 制动系统

12.1 机械制动装置

- 12.1.1 水轮发电机必须装设一套由压缩空气操作的机械制动装置。制动系统应能靠压力油顶起机组转动部分，并可可靠地锁定。
- 12.1.2 水轮发电机采用机械制动时，其压缩空气压力一般为 $0.5 \sim 0.8 \text{ MPa}$ 。制动器应能在规定的时间内，使水轮发电机组的旋转部分从 $20\% \sim 30\%$ 额定转速（当推力轴承采用巴氏合金瓦时）和 $10\% \sim 20\%$ 额定转速（当推力轴承采用弹性金属塑料瓦时）到完全停止旋转（水轮机导叶漏水量产生的转矩不大于水轮机额定转矩的 1% 时），且转子的制动环表面没有热损伤。
- 12.1.3 制动器的设计应安全可靠，便于检查和维护，能防止杂物及灰尘进入制动器缸体内。在制动和顶起过程中，活塞应能动作灵活，迅速复位，无吸持卡住，并设有复位信号装置。制动器应安全牢固，便于更换，设有机械锁定机构。制动块的使用寿命不应低于 5 年。制动环应设计成可拆卸结构。
- 12.1.4 制动器在工厂应经过行程试验、往复性能试验、气密性试验、耐压渗漏试验。其中气密性试验应在额定气压下持续 2 min ，气压下降不超过 0.05 MPa 。制动器的耐压渗漏试验应反复三次充油至 1.25 倍额定油压，持续 30 min ，油压降不超过试验油压的 3% ，缸体不得有渗漏，缸面不得有油溢出。
- 12.1.5 在长时间停机后，机组启动前应能采用转子顶起装置或高压油顶起装置顶起转子。管路系统的设计应保证在使用压力油顶起转子及油压撤除后，制动器缸及管路中没有积存的残油。

12.2 电气制动装置

- 12.2.1 当水轮发电机设有电气制动装置并和机械制动装置配合使用时，机组转速下降到不低于 50% 额定转速，可投入电气制动装置；转速继续下降到 $5\% \sim 10\%$ 额定转速，可投入机械制动装置直至停机。
- 12.2.2 电气制动时定子绕组电流为 $1.0 \sim 1.1$ 倍额定电流，其温升应满足 7.1 节的规定。

13 灭火系统

- 13.0.1 水轮发电机应设置灭火系统，灭火系统应设有自动控制、手动控制和应急操作三种控制方式。灭火介质可采用水、二氧化碳或对绝缘无损害的无公害的介质。
- 13.0.2 水雾喷头应选用离心雾化型。
- 13.0.3 水喷雾灭火系统水雾喷头的设置应能保证其工作时喷出的水雾完全笼罩定子绕组端部。水雾喷头与保护对象之间的距离不应大于水雾喷头的有效射程。
- 13.0.4 在电站的消防水压范围内，沿定子绕组端部的线喷雾强度设计应考虑水量损失系数，灭火时不应小于 $15 \text{ L}/(\text{m} \cdot \text{min})$ ，水喷雾持续时间 24 min 。
- 13.0.5 水灭火系统的喷头前供水压力不应小于 0.35 MPa 。
- 13.0.6 水灭火系统的水力计算应参照 GB 50219 进行。
- 13.0.7 水轮发电机定子端部的灭火系统供水管、管件、喷头宜采用不锈钢或其他无磁性且防锈蚀材料。
- 13.0.8 水灭火系统中含雨淋阀组在内的消防控制柜应布置在机坑外。
- 13.0.9 当采用二氧化碳灭火系统时，应按照全淹没系统进行设计。
- 13.0.10 二氧化碳灭火系统的设计应遵循 GB 50193 的规定。

13.0.11 自动灭火控制系统的设计应遵循 GBJ 116 的规定。

14 冷却系统

14.1 通风冷却系统

14.1.1 水轮发电机冷却方式可采用定子绕组、转子绕组、定子铁心均为空气冷却的全空冷方式，并优先采用密闭循环通风冷却系统。对于难以采用全空冷方式的机组，可采用定子绕组水直接冷却、定子铁心和转子绕组空气冷却等方式。

14.1.2 空气冷却器和油冷却器应采用紫铜、铜镍合金的无缝管或其他能防锈蚀的管材。试验压力应为最大工作压力的 1.5 倍，且历时 60min 无渗漏。水压降不应超过 0.10MPa。

14.1.3 空气冷却器的设计应确保水轮发电机在额定电压有 ±5% 的波动、进水温度在规定的温度下，冷却器出口的空气温度不高于 40℃。

14.2 轴承冷却系统

14.2.1 水轮发电机在额定工况下正常运行时，轴承冷却系统的冷却水可中断 15min 而机组无损害。

14.2.2 在规定的冷却水温下，每个轴承油槽中的冷却器应具有足够的容量维持适当的油温，并在一只冷却器失灵或中断运行的情况下，其他冷却器仍能使油维持正常的运行温度。采用外循环的轴承冷却系统应有冗余配置。

14.2.3 油冷却器应能防止沉淀物的堆积，并便于检修和清洗。各部件在拆卸和复位时，不需要拆卸整个轴承。

14.3 纯水处理系统

14.3.1 水直接冷却定子绕组的冷却水水质应符合要求。其导电率为 0.5~1.5 $\mu\text{s}/\text{cm}$ (水温 25℃ 时)，pH 值为 6.5~8，硬度小于 2 $\mu\text{mol}/\text{L}$ 。

14.3.2 定子绕组采用水直接冷却的水轮发电机，定子线棒之间以及线棒和极间连接线之间的连接接头，应采用水电分开的形式，接头应易于检查和更换。

14.3.3 水轮发电机绕组水直接冷却的纯水处理系统配置的水泵、机械过滤器、离子交换器、水—水热交换器等设备元器件，应有冗余配置，当某部件停止运行时，不影响水轮发电机的正常运行。

14.3.4 线棒成形前，空心股线应逐根进行水压、渗漏和流量测量。空心股线还应进行超声波和高频涡流探伤检查，导线表面和内部不应有缺陷和微小裂纹。线棒成形后，单根线棒还应进行水压和流量试验，试验压力和时间应在专用技术协议或合同中规定。定子在现场完成下线和管路连接后，应对线棒进行 1.5MPa 水压试验，历时 4h 无渗漏现象。

14.4 冷却系统管路及支撑

14.4.1 冷却系统管路应有隔热设施。

14.4.2 所有管道和仪表均应充分予以支撑和固定，以避免有害振动。

15 励磁系统

15.0.1 水轮发电机励磁系统型式可采用电压源自并激晶闸管整流励磁系统，也可采用其他型式和结构的励磁系统。励磁系统的参数应与水轮发电机的定子、转子结构和电力系统要求等相匹配。

15.0.2 励磁系统的基本技术条件应符合 GB/T7409.3—1997 的规定。

16 检测系统

16.1 温度检测

16.1.1 为测量定子绕组、转子绕组和定子铁心的温度，应在水轮发电机定子槽内至少埋置下列数量的电阻温度计。

- a) 对空气冷却的水轮发电机：

- 1) 水轮发电机定子绕组并联支路数大于 2 时, 在绕组每相每个并联支路至少埋设 2 个;
 - 2) 当定子绕组为单支路时, 总数不应少于 12 个;
 - 3) 对于定子铁心高度为 2m 及以上的空气冷却水轮发电机定子绕组, 每相每个并联支路应至少埋置 3 个, 上、中、下各埋置 1 个;
 - 4) 在定子铁心槽底 (或在槽底开孔) 埋置 6 个。当多分支时, 每相每分支铁心槽底埋设 1 个。
- b) 对定子绕组直接水冷却的水轮发电机:
- 1) 在定子绕组每个并联水路出水端的上层、下层线棒间埋置 1 个;
 - 2) 在定子绕组每个并联水路的绝缘引水管出水端埋置 1 个电阻温度计;
 - 3) 在定子铁心槽底埋置 6 个, 当多分支时, 每相每分支铁心槽底埋设 1 个;
 - 4) 每套纯水处理系统进水、出水总管各埋置 1 个。
- c) 对采用其他冷却介质直接冷却的水轮发电机, 其绕组和铁心的检温计埋置数量和位置应在专用技术协议或合同中规定。
- 16.1.2** 对空气冷却器至少应装设下列数量的电阻温度计:
- a) 在每个空气冷却器上均应装设测量冷风温度的电阻温度计 1 个, 在每台水轮发电机的 2 个空气冷却器上应分别装设测量冷风温度的信号温度计和测量热风温度的电阻温度计各 1 个, 且易于更换。
 - b) 每个空气冷却器的出水口应装设测量出水温度的电阻温度计 1 个。
 - c) 根据需要, 空气冷却器供、排水总管可各装设 1 个电阻温度计。
- 16.1.3** 为测量推力轴承和导轴承的温度, 至少应装设下列数量的电阻温度计:
- a) 在每块推力轴承瓦和导轴承瓦内应装设 1 个电阻温度计, 整个轴承应装设 2~4 个带电接点的电阻温度计;
 - b) 在推力轴承和导轴承油槽内装设 1 个电阻温度计和 1 个信号温度计, 分别测量冷油和热油的温度, 测温元件应能测出最热点的温度;
 - c) 根据需要, 推力轴承和导轴承冷却水出口可分别装设 1 个电阻温度计。
- 注: 信号温度计指带表计的温度计; 带电接点的电阻温度计指表计上带电接点的电阻温度计。

16.2 油位及其他检测

16.2.1 水轮发电机的推力轴承和导轴承油槽应设有油位计和油位信号器, 在油槽油位超过运行允许的油位时, 应能发出报警信号。

16.2.2 油槽宜设油混水检测器。

16.2.3 水轮发电机宜装设轴电流检测装置。

16.2.4 水轮发电机应装设制动缸的位置检测装置。

16.2.5 水轮发电机可供选择和采用的自动化检测系统和装置主要还有: 油位传感器、振动检测装置、粉尘收集系统检测装置、加热干燥和除湿系统检测装置、局部放电检测装置、气隙测量系统及蠕变探测器等。

16.2.6 每一种自动化检测装置、系统应送信息至电站的监视控制系统, 并接受电站监视控制系统的控制。每一种自动化检测装置、系统和相关元件的规格、型式和性能要求以及与计算机监控系统接口的配置, 采用监视、控制的必要性由用户与制造厂商定。

17 其他辅助设备

17.0.1 根据水轮发电机中性点采用的高电阻接地或消弧线圈接地方式, 确定中性点接地装置的技术参数和要求, 具体应符合 DL/T5090—1997 的规定。

17.0.2 当水轮发电机主引出线 and 中性点引出线的电流较大时, 应对其附近钢筋或金属构件的电磁感

应发热进行计算，视情况采取电磁屏蔽措施。

17.0.3 水轮发电机机坑内应设置在停机状态时防止在水轮发电机内部和设备零部件表面结露的加热器和通风设施。加热器应能保持使机坑内部温度高于环境温度 5°C 左右，当机组运行时该加热器应自动切除。

17.0.4 水轮发电机机坑内定子机座周围、下机架区域、集电环罩内等地方应设置照明系统，被照区域的照度为 $50\sim 100\text{Lux}$ ，并应在水轮发电机顶部设置指示水轮发电机运行状态的指示灯，具体配置可由用户和制造厂商定。

18 试验

18.0.1 试验分为制造厂内部检查试验和出厂试验。所有试验项目能在制造厂内进行的，均应在制造厂内完成。对于定子铁心、转子磁轭在现场叠装或不能在制造厂内进行总装配的水轮发电机，应以国家标准和有关行业标准及制造厂的技术文件为依据，在工地安装完毕后，且在制造厂技术人员指导、检查和监督下进行交接试验和启动试运行试验。

18.0.2 厂内主要检查试验项目应包括：

- a) 硅钢片的磁化特性及损耗试验；
 - b) 关键部位（转轴、转子支架、冲片、推力头、镜板、推力轴承弹性支承件、直接水冷水轮发电机空心导线等）材料的化学成份和/或机械性能试验；
 - c) 转子单个线圈电阻和绝缘电阻测定及定子、转子单个线圈耐电压试验；
 - d) 定子多匝叠绕线圈匝间耐电压试验；
 - e) 定子单个线圈冷热状态的介质损耗试验，介质损失角正切增量测定，起晕电压的测定；
 - f) 定子线棒绝缘的工频击穿电压试验（按随机抽样做试验，试验电压应以 1kV/s 的速度逐步升高，直至定子线棒绝缘击穿为止。如通过则认为全部合格，如有击穿再随即抽样）；
 - g) 转子绕组匝间绝缘耐电压试验；
 - h) 水轮发电机轴和水轮机轴的预组装并检查轴线偏差；水轮发电机轴或推力头与转子中心体的预组装并检查轴线偏差；
 - i) 对工件尺寸、装配尺寸进行校验，对部件（定子分瓣机座、圆盘式转子支架、导轴承和推力轴承装配及盖板、挡风板装配等）进行预组装；
 - j) 所有承受水压、油压、气压的部件和管路及其连接件应进行压力试验；
 - k) 水直接冷却的定子线棒和转子线圈的水压、流量试验。
- l) 如有必要时，新型或大型水轮发电机推力轴承的负荷试验及通风系统运行状态的模型试验。
- 注：对在制造厂内完成定子、转子分装配的水轮发电机，厂内检查试验项目还应包括 18.0.3 条所列 a) ~ d) 项。

18.0.3 水轮发电机现场主要交接试验项目应包括：

- a) 定子铁心磁化（铁损）试验；
- b) 水直接冷却的定子和转子绕组的水压、流量和检漏试验；
- c) 绕组对机壳及绕组相互间绝缘电阻的测定；
- d) 测温元件绝缘电阻的测定；
- e) 绕组在实际冷态下直流电阻的测定；
- f) 定子绕组对机壳直流耐电压试验；
- g) 绕组对机壳及绕组相互间工频耐电压试验；
- h) 定子绕组整体起晕电压试验；
- i) 定子绕组对地电容电流测定；
- j) 转子每个磁极交流阻抗的测定；
- k) 轴承绝缘电阻的测定；

l) 油—气—水系统试验 (压力和功能试验)。

18.0.4 水轮发电机的启动试运行的主要试验项目应包括:

- a) 轴承温度的测定;
- b) 振动测定;
- c) 动平衡校准 (有必要时);
- d) 超速试验;
- e) 相序测定;
- f) 轴电压测定;
- g) 短时过电流和升高电压试验;
- h) 空载特性的测定;
- i) 三相稳态短路特性的测定;
- j) 额定励磁电流和电压变化率的测定;
- k) 电压波形正弦性畸变率和电压谐波因数的测定;
- l) 甩负荷试验;
- m) 噪声水平测定。

18.0.5 水轮发电机的性能试验项目主要应包括:

- a) 绕组电抗和时间常数的测定;
- b) 效率和损耗的测定 (水轮发电机的推力轴承损耗, 只计入由水轮发电机转动部分引起的那部分损耗);
- c) 温升试验;
- d) 过励调相及欠励进相运行试验 (可按用户要求进行);
- e) 三相突然短路试验 (可按用户要求进行);
- f) 飞逸转速试验 (可按用户要求进行)。

注: 由用户选择一台机组在设备保证期内的适当时机进行。

19 铭牌

19.0.1 每项设备均应有 1 个永久性固定的铭牌。铭牌中的数据均应以国际制单位表示。铭牌应装设在显而易见的位置。铭牌的材料应能抗气候的影响, 且不易磨蚀。

19.0.2 铭牌中的文字、字体、大小以及表明主要操作说明、注意事项、控制功能的标牌应在专用技术协议或合同中规定。

19.0.3 铭牌至少应包括: 水轮发电机铭牌、空气冷却器铭牌、励磁装置铭牌。采用直接水内冷的水轮发电机还应包括纯水处理设备的铭牌。

19.0.4 水轮发电机铭牌应包括:

- a) 产品名称;
- b) 制造厂名 (含国家或地区名);
- c) 型号;
- d) 编号 (含出厂编号及电站编号);
- e) 额定容量 (MVA);
- f) 额定电压 (kV);
- g) 额定电流 (kA);
- h) 额定频率 (Hz);
- i) 额定功率因数 ($\cos\varphi$);
- j) 额定转速 (r/min);

- k) 飞逸转速 (r/min);
 - l) 绝缘等级/绝缘使用等级;
 - m) 定子绕组接线;
 - n) 额定励磁电压 (V);
 - o) 额定励磁电流 (A);
 - p) 推力轴承负荷 (kN);
 - q) 出厂年月。
- 19.0.5** 空气冷却器铭牌应包括:
- a) 产品名称;
 - b) 制造厂名 (含国家或地区名);
 - c) 型号;
 - d) 编号 (含出厂编号及电站编号);
 - e) 冷却容量 (kW);
 - f) 冷却水进水温度 (°C);
 - g) 水压降 (Pa);
 - h) 耗水量 (m³/h);
 - i) 最大工作水压 (MPa);
 - j) 出厂年月。
- 19.0.6** 励磁装置铭牌应包括:
- a) 产品名称;
 - b) 制造厂名 (含国家或地区名);
 - c) 型号;
 - d) 编号 (含出厂编号及电站编号);
 - e) 额定励磁容量 (kW);
 - f) 额定励磁电压 (V);
 - g) 额定励磁电流 (A);
 - h) 励磁系统顶值电压 (V);
 - i) 励磁系统顶值电流 (A);
 - j) 强励时间 (s);
 - k) 绝缘水平 (kV);
 - l) 出厂年月。
- 19.0.7** 直接水内冷水轮发电机的纯水处理设备铭牌应包括:
- a) 产品名称;
 - b) 制造厂名 (含国家或地区名);
 - c) 型号;
 - d) 编号 (含出厂编号及电站编号);
 - e) 冷却容量 (kW);
 - f) 处理水量 (m³/h);
 - g) 最大工作水压 (MPa);
 - h) 内冷循环水流量 (m³/h);
 - i) 处理后水质指标:
 - 1) PH 值;
 - 2) 硬度 (μmol/L);

- 3) 导电率 ($\mu\text{S}/\text{cm}$; 25℃时);
- j) 定子绕组进口水温 (℃);
- k) 二次水进口水温 (℃);
- l) 出厂年月。

20 包装、运输、保管

20.0.1 合同供货范围内规定的设备、零部件以及备品备件、专用工具等在出厂检验合格后, 必须经用户代表和/或监理工程师签证认可, 才能按 GB/T 13384—1992 及 JB/T 8660—1997 的规定进行包装、发运。

20.0.2 设备的包装应根据不同设备、不同地区的要求, 采取防潮、防雨、防锈、防震、防腐、防霉变、防冻裂、防盐雾、防碰撞的坚固包装。

20.0.3 对精密加工的零部件、精密仪器、仪表、自动化元件、控制盘、互感器、绝缘部件、绝缘材料等应采用密封式包装。

20.0.4 包装后的尺寸、重量应符合运输限界要求, 符合交通部门及合同的规定。超限设备的运输经用户同意, 可由制造厂和有关方面达成协议。

20.0.5 在包装箱中, 应有产品出厂合格证、装箱技术文件、随机安装图纸、试验合格证以及货物装箱清单、技术资料清单及箱中物体存放位置明细表。

20.0.6 在包装箱中, 对附属设备散件应挂上标记, 表明其合同号、主设备编号、附属设备名称、所属机组号及其在配备图中的位置号和附属设备编号。

20.0.7 包装标志包括运输标志、指示性标志和警告性标志, 应符合 GB 191—2000 的规定。标志颜色应不褪色、耐晒、耐磨, 文字、图案清楚简练。货物发运前, 指示性标志应包括:

- a) 合同号;
- b) 运输标记 (唛头);
- c) 目的地;
- d) 收货单位及收货人;
- e) 货物名称、机组编号和包装箱号;
- f) 毛重/净重 (kg);
- g) 体积 [长 (m) × 宽 (m) × 高 (m)];
- h) 发货地及发货厂家地址;
- i) 发货人。

20.0.8 重量在 2t 及以上的包装箱应标明重量、重心和吊点位置, 以便装卸和搬运。

20.0.9 包装质量的保证期从发运之日起不应少于 1 年。

20.0.10 每批货物发运的同时, 应将货物的名称、数量、箱数、编号、发运时间、地点、车次通知收货人。

20.0.11 设备运到工地后, 应有制造厂代表、用户代表及监理人员共同参加开箱检查, 如发现所到设备损坏、错发、缺件等问题, 应由制造厂方代表通知制造厂查找原因并尽快采取补救措施。

20.0.12 水轮发电机、励磁装置及所有附件运到工地后, 均应储存在有遮蔽的库房内, 并将以下零部件储存在温度不低于 5℃ 的干燥保温库房内:

- a) 定子线圈和下线后的定子;
- b) 转子线圈和磁极装配;
- c) 定子和转子冲片;
- d) 推力轴承和导轴承;
- e) 转轴;
- f) 集电环;

- g) 空气冷却器、油冷却器及水直接冷却水轮发电机的热交换器；
- h) 水直接冷却水轮发电机的水处理设备；
- i) 高压油顶起装置；
- j) 励磁装置和测速装置；
- k) 精密仪表、各种盘柜、互感器、电气绝缘部件等；
- l) 特殊材料（润滑油、绝缘漆等）应按制造厂保管说明存放。

21 试运行及保证期

21.0.1 水轮发电机及其附属设备在工地安装、试验完毕正式投入商业运行之前，应进行试运行。当合同有规定时，在试运行后还应进行考核运行。

21.0.2 试运行、考核运行后可进行初步交接验收，试运行、考核运行及交接验收应按 GB/T 8564—2003、DL/T 507—2002 的规定进行。

21.0.3 试运行应按水轮发电机组 72h 带额定负荷连续运行要求进行。但当电站运行水头不足或电力系统条件限制，机组不能带额定负荷时，可根据具体条件带尽可能大的负荷进行连续 72h 试运行。

21.0.4 在 72h 连续试运行中，由于机组及相关机电设备的制造、安装质量及其他原因引起运行中断，经检查处理合格后必须重新开始 72h 连续试运行，中断前后的运行时间不应累加计算。

21.0.5 按合同规定有 30d 考核试运行要求的机组，应在通过 72h 连续试运行，并经停机检查处理发现的所有缺陷后，立即进行 30d 考核试运行。机组 30d 考核试运行期间，由于机组及其附属设备故障或因设备制造安装质量原因引起的故障使运行中断，应及时加以处理，处理合格后继续进行 30d 考核试运行。若每次中断运行时间少于 24h，且中断次数不超过 3 次，则中断前后运行时间可累加计算；否则，中断前后的运行时间不应累加计算，应重新开始 30d 考核试运行。

21.0.6 机组通过 72h 试运行，并经停机处理发现的所有缺陷后，即具备了移交的条件，应按合同规定及时进行机组及相关机电设备的移交，并签署机组设备的初步验收证书，开始商业运行，同时计算机组设备的保证期。

21.0.7 按合同规定有 30d 考核试运行要求的机组，考核试运行结束后，即可签署机组设备的初步验收证书，开始商业运行，同时计算机组设备的保证期。

21.0.8 水轮发电机及其附属设备保证期为投入商业运行后 2 年，但从最后一批货物交货之日起不超过 3 年。保证期内如因质量引起的设备损坏或不能正常工作，制造厂应无偿修理或更换，保证期相应延长。

附录 A
(资料性附录)

水轮发电机及附属设备供货范围

水轮发电机及附属设备供货范围：

- a) 埋件：供货至设备基础板和锚固螺栓。
- b) 与水轮机的连接：供货至与水轮机轴连轴法兰的连接处（当主轴为两根轴时），或与水轮发电机转子中心体/推力头的连接处（当主轴为一根轴时），主轴（采用一根主轴时）和主轴连接用螺栓、螺帽由水轮机供货商或由水轮发电机供货商供货，应在合同文件中明确规定。
- c) 水轮发电机本体包括上盖板、下盖板以内的全部设备及管路、支架、螺栓、电缆、电线、维护平台、梯子等附件。
- d) 对于空气冷却的水轮发电机，应包括冷却器、内部管路、阀门、控制测量设备及相应导线电缆等。对采用油泵外循环冷却的水轮发电机，应包括外冷却器、油泵装置及其附属器件。对直接水冷的水轮发电机，应包括整套水处理设备、补水和备用供水装置及其保护控制、测量、信号等设备，及所有管路、阀门、配件和内部连接的导线电缆等。
- e) 对推力轴承采用巴氏合金瓦的水轮发电机，配有高压油顶起装置时，应提供高压油顶起装置及相应的管路、阀门、配件和内部连接的导线电缆等。
- f) 按合同规定定子绕组主引出线应供货至与母线连接处，包括可拆接头、密封隔板、支撑件保护遮栏和对钢筋发热的保护设施。
- g) 中性点引线和全部中性点接地设备。
- h) 监测和控制系统的全部仪器、仪表、自动化元件。除另有规定外，电缆应供货至水轮发电机端子箱和有关盘柜的端子板。
- i) 从励磁变压器与分支母线连接接口开始的整个励磁系统设备及内部连线，包括连接件、紧固件。
- j) 油、气、水、消防等辅助系统设备管路应供货至机墩外第一对法兰处。
- k) 水轮发电机上盖板以上设备的保护罩、机组运行和停机指示灯、轴流式机组受油器及管路的保护罩、上部梯子、栏杆支架及附件、护网等。
- l) 水轮发电机风罩以内的加热器（如果有）、照明设备及电线电缆、端子箱。

附录 B
(规范性附录)
备品备件

制造厂应随同水轮发电机提供表B.1开列的最小数量的备品备件。

如需变更备品备件的种类和数量，用户和制造厂协商后可在专用技术协议或合同中规定。

表B.1 水轮发电机主要备品备件

序号	名称	单位	数量		
			1~2台机	3~4台机	5台机以上
1	定子条形线棒(上层)	台份 ^a	1/15	2/15	3/15
2	定子条形线棒(下层)	台份	1/30	2/30	3/30
3	定子多匝叠绕线圈 ^b	台份	1/15	2/15	3/15
4	推力轴承瓦	台份	1	1	1
5	上导轴瓦	台份	1	1	1
6	下导轴瓦	台份	1	1	1
7	制动闸制动瓦块、密封圈、弹簧	台份	1	1	2
8	磁轭键	对	1	2	3
9	磁极键	台份	1/8	1/8	1/4
10	集电环电刷	台份	每台机各一台份		
11	集电环电刷盒及弹簧	台份	1/4	2/4	3/4
12	轴承用绝缘板、绝缘套筒等	台份	1	1	1
13	各类型磁极线圈(含所需绝缘材料)	个	1	1	1
14	阻尼环接头(含极间连接线)	台份	1/10	2/10	3/10
15	定子槽楔	—	按上层线棒备用量的1/3数量		
16	绝缘包扎材料	—	按1个节距定子线圈所需数量		
17	电阻温度计	个	每台机各类型各2个		
18	电接点电阻温度计	个	每台机各类型各1个		
19	磁轭压紧螺杆(含全套螺帽、垫圈)	套	每台机配各类螺杆的1/20~1/10		
20	定子铁心压紧螺杆(含全套螺帽、垫圈)	套	1/10	2/10	3/10
21	直接水冷式水轮发电机冷却水管接头	台份	1/10	2/10	3/10
<p>^a “台份”系指每台机所需的份数(或数量)。</p> <p>^b 项3最少分别不少于1个、2个、3个节距定子线圈的数量。</p>					

附录 C
(规范性附录)
专用工具

制造厂应随同水轮发电机提供表C.1开列的最小数量的专用工具。
如需变更专用工具的种类和数量，用户和制造厂协商后可在专用技术协议或合同中规定。

表C.1 专用工具

序号	项 目	单位	数量	备 注
1	定子起吊工具	套	1	
2	主轴起吊工具	套	1	不带转子
3	主轴竖起保护板	套	1	
4	定子叠装测圆工具	套	1	
5	定子铁心叠片夹紧装置	套	1	
6	定子叠装支架	套	1	
7	定子下线、拆卸、引线焊接及槽楔紧固专用工具	套	1	
8	磁轭组装、叠片夹紧专用工具	套	1	
9	转子叠装支架	套	1	
10	转子叠装测圆工具	套	1	
11	磁极紧固及拆卸专用工具	套	1	
12	推力轴承、导轴承组装及拆卸专用工具	套	1	
13	水轮发电机联轴工具	套	1	
14	各种专用扳手			需经表面淬火硬化处理
15	定子叠片、转子磁轭压紧、上下机架螺栓紧固液压力矩扳手			能显示拧紧螺栓力矩

附录 D
(资料性附录)
技术资料

D.1 水轮发电机制造厂应向用户提交图纸、资料。各种图纸、资料提交的份数和根据施工进度排定的合同生效后交付的日历天数,应在专用技术协议或合同中规定。

D.1.1 合同签订后 3~4 个月内应提交下列图纸和资料:

- a) 水轮发电机轮廓图,表明总体设计布置、外形尺寸和关键高程的水轮发电机横剖面、平面图;
- b) 水轮发电机主要部件尺寸、重量;
- c) 水轮发电机基础图、水轮发电机基础荷载数据;
- d) 制动器缸布置图;
- e) 下机架基础图、基础荷载数据;
- f) 水轮发电机主引出线和中性引出线布置图;
- g) 转子外形尺寸图;
- h) 定子外形尺寸图;
- i) 水轮发电机机坑内管路布置图;
- j) 定子拼装场地布置及基础图;
- k) 转子拼装场地布置及基础图;
- l) 水轮发电机机坑预留孔洞位置图;
- m) 水轮发电机机坑进、出管路位置图;
- n) 主要部件运输重量及尺寸图;
- o) 油、气、水、消防辅助设备系统原理图和数量;
- p) 水轮发电机电气制动开关制动电气柜尺寸和布置图;
- q) 定子、转子装配测圆架基础埋件图;
- r) 电缆管路和水轮发电机端子箱布置图。

D.1.2 合同签订后 5~12 个月内应分期提交下列图纸和资料:

- a) 设备详图:
 - 1) 最终的水轮发电机横剖面图、平面图;
 - 2) 定子详图、定子机座详图、定子吊装图;
 - 3) 定子绕组线路图、定子线棒结构详图;
 - 4) 定子及其绕组现场装配图(含叠片和下线平台加工图);
 - 5) 转子详图、转子支架详图、磁极详图;
 - 6) 转子吊装图;
 - 7) 转子中心体、转子支架和转子磁轭装配图;
 - 8) 上机架详图;
 - 9) 下机架详图;
 - 10) 推力轴承详图;
 - 11) 推力轴承冷却器详图;
 - 12) 水轮发电机轴及上端轴详图;
 - 13) 主轴组装图、水轮发电机轴与水轮机轴连接详图;
 - 14) 上导轴承详图;

- 15) 上导轴承冷却器详图；
 - 16) 下导轴承详图；
 - 17) 下导轴承冷却器详图；
 - 18) 集电环、电刷及刷握详图；
 - 19) 水轮发电机机械和电气制动原理图；
 - 20) 机械制动和顶起系统管路布置图；
 - 21) 机械制动和顶起系统设备组装图；
 - 22) 制动系统粉尘收集装置原理图和布置图；
 - 23) 高压油顶起系统原理图及布置图（当设有高压油顶起系统时）；
 - 24) 高压油顶起系统详图及设备组装图（当设有高压油顶起系统时）；
 - 25) 空气冷却器详图；
 - 26) 水轮发电机冷却水系统管路布置图；
 - 27) 轴承包括冷却水系统布置图；
 - 28) 直接水冷却水轮发电机设备配置和布置详图、安装详图、水质监测系统和装置详图（如果水轮发电机采用水冷却方式）；
 - 29) 消防系统管路布置图、机械操作柜布置图、电气控制柜管路布置图；
 - 30) 机坑内火灾探测器分布图；
 - 31) 辅助设备接线图，包括：电气原理接线图、配线图、连接图；
 - 32) 运输部件图；
 - 33) 水轮发电机主引出线和中性点引出线详图；
 - 34) 端子箱详图和位置图；
 - 35) 合同文件中电动机尺寸、图纸；
 - 36) 机坑内全套照明系统设计图；
 - 37) 水轮发电机监视、测量系统仪表、变压器、自动化元件、动力柜、照明箱、端子箱、盘柜及所有控制设备布置图；
 - 38) 水轮发电机自动操作流程框图。
- b) 技术文件
- 1) 定子及其绕组现场装配说明书；
 - 2) 转子中心体、支架和磁轭装配说明书；
 - 3) 合同文件中电动机的完整说明；
 - 4) 机坑内照明系统的设计说明；
 - 5) 机坑内加热器的设计说明（如果有）；
 - 6) 规定功率因数下的水轮发电机典型负荷特性曲线的 V 形曲线；
 - 7) 水轮发电机在额定容量和 95%、100%、105% 额定电压时的水轮发电机功率曲线；
 - 8) 水轮发电机饱和曲线和短路特性曲线；
 - 9) 水轮发电机效率曲线；
 - 10) 现场焊接和焊接设备及焊接资格考试说明；
 - 11) 水轮发电机机械应力计算；
 - 12) 水轮发电机主要部件振动固有频率的计算；
 - 13) 水轮发电机电磁设计计算；
 - 14) 水轮发电机轴系稳定性分析计算；
 - 15) 工厂和现场焊接无损探伤检查的详细说明；
 - 16) 临界转速分析图及计算成果；

SL 321—2005

- 17) 推力轴承设计计算，包括损耗计算；
- 18) 推力轴承试验报告（如果有）；
- 19) 提供合同设备的每一主要项目的说明书（但不限于此）：工厂组装和调试步骤；装卸和储存说明书；安装程序和说明书；操作和维修说明书；调试、投产试运行程序；
- 20) 水轮发电机主要电气参数；
- 21) 通风系统模型试验报告（如果有）及通风系统计算成果。

D.2 根据实际需要，可变更上述技术资料提供范围。

http://www.slzjxx.com
水利造价信息网