

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 730—2000

进口水轮发电机(发电/电动机)
设备技术规范Specifications for imported equipments of hydro-generators and
Generator-motors

2000-11-03 发布

2001-01-01 实施

中华人民共和国国家经济贸易委员会 发 布

前 言

本标准是根据原电力工业部1996年制、修订电力行业标准计划项目(第一批)(技综[1996] 40号文)的安排制定的,在编写格式和规则上以GB/T1.1《标准化工作导则》为基础,并符合DL/T 600《电力标准编写的基本规定》。

随着我国改革开放进一步深化和水电建设管理体制的转变,为拓宽建设资金来源,利用外资进口一定数量的水轮发电机和发电/电动机已成为大中型水电站机电设备融资采购和装备现代化的一个重要手段。作为进口设备招标文件编制和合同技术谈判的指南,原能源部曾以能源技[1992] 75号文发出通知,印发《进口水轮发电机(发电/电动机)设备技术谈判指南》(以下简称《指南》),在电力(水电)行业内掌握使用。该《指南》由电力行业水电站水轮发电机标准化技术委员会组织编写和技术归口,近几年来在水电工程引进先进的水轮发电机、发电/电动机和灯泡式水轮发电机设备方面起到了谈判指南和技术保证、质量保证的作用,并且对设备采购标书的编制给予了全面的指导。在此期间,我国又引进了一大批包括二滩、三峡(左岸电站)、天荒坪在内的大型水轮发电机、发电/电动机和包括贵港、百龙滩在内的灯泡式水轮发电机组,国际性招标和技术谈判中对《指南》的使用又充分证实了它的实用性和先进性,并且也充实和完善了部分技术内容。为了进一步发挥《指南》在电力行业引进或采购设备中的技术保证作用,水轮发电机标准化技术委员会于1996年提出将《指南》作重新修订,修订后的《指南》将作为电力行业标准正式颁发使用。原电力工业部科技司和原中国电力企业标准化部立即给予肯定,作为1996年制、修订电力行业标准计划给以安排。

本标准修订工作由中国水利水电工程总公司和电力行业水电站水轮发电机标准化技术委员会负责组织,修订后的标准主要内容包括:范围,一般(技术)要求,主要参数与技术条件,励磁系统,试验、验收,包装、运输、保管等。考虑到水电站工程项目的具体情况和条件的不同,以及引进设备融资条件的较多差别,将原《指南》可变动性较大的条文即供货范围、技术保证、罚款、索赔等内容在修改及重新编制后列入标准附录。在技术内容上增加了推力轴承弹性金属塑料瓦、定子绕组绝缘冲击强度试验、机组运行状态自动监测系统、自动励磁调节器技术特性和发电机几项试验等方面的内容,补充了直接水冷电机的一些特定的技术要求和试验项目。同时对条文的用语进行了规范。

本标准可作为电力行业进口水轮发电机、发电/电动机、灯泡式水轮发电机设备招标、谈判的通用技术条件,亦可作为国内择优采购国产发电设备的技术依据。

本标准附录A、附录B、附录C、附录D都是提示的附录。

本标准由电力行业水电站水轮发电机标准化技术委员会提出并归口。

本标准起草单位:中国水利水电工程总公司。

本标准主要起草人:付元初、秦森、许松林。

本标准由电力行业水电站水轮发电机标准化技术委员会负责解释。

目 次

前言

- 1 范围
- 2 引用标准
- 3 一般要求
- 4 主要参数与技术条件
- 5 励磁系统
- 6 试验、验收
- 7 铭牌、出品编号
- 8 包装、运输、保管

附录A (提示的附录)供货范围界定和服务

附录B (提示的附录)备品与备件

附录C (提示的附录)技术文件和图纸

附录D (提示的附录)技术保证、罚款和索赔

中 华 人 民 共 和 国 电 力 行 业 标 准

进口水轮发电机(发电/电动机)设备技术规范

Specifications for imported equipments of hydro-generators and generator-motors

1 范围

本标准规定了进口水轮发电机设备的技术要求、试验验收方法及包装、运输、保管的要求。

本标准适用于进口的三相50Hz额定容量为200MVA及以上的水轮发电机和额定容量为100MVA及以上的发电/电动机及额定容量为20MVA及以上的灯泡式水轮发电机。

本标准适用于密闭循环空气冷却方式、风扇强迫冷却方式和直接水冷却方式的水轮发电机和发电/电动机。

其他进口水轮发电机、发电/电动机、灯泡式水轮发电机设备可参照本标准的规定执行。

2 引用标准

下列标准所包含的条文，通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订，使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB/T 755—1999 旋转电机——定额和性能

GB/T 1029—1993 三相同步电机试验方法

GB/T 1800.3—1998 极限与配合 基础 第三部分：标准公差和基本偏差数值表

GB/T 1804—1992 一般公差线性尺寸的未注公差

GB/T 2649—1989 焊接接头机械性能试验取样方法

GB/T 2650~2656—1989 焊接接头机械性能试验方法

GB/T 7409.3—1997 同步电机励磁系统 大中型同步发电机励磁系统技术要求

GB/T 7894—1987 水轮发电机基本技术条件

GB 8564—1988 水轮发电机安装技术规范

DL/T 583—1995 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置技术条件

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

SD152—1987 大中型水轮发电机基本技术条件
SD 287—1988 水轮发电机定子现场装配工艺导则
IEC 60034—1 1996 旋转电机——定额和性能
IEC 60034—2 1972 旋转电机的损耗和效率试验方法
ГОСТ 5616—1989 水轮发电机基本技术要求
ANSI C50 • 12, 1982 Requirements for salient-pole synchronous generators and generator-motor for hydraulic turbine applications
IEEE NO • MG5 • 1—1974(R1979) Large hydraulic-turbine-driven synchronous generators and reversible synchronous generator-motor units for pumped storage installations
EUROPEAN COMMITTEE ELECTROTECHNICAL STANDARDIZATION 1978—02—15, HD345, Test of the insulation of bars and coils of high voltage machine

3 一般要求

- 3.1 水轮发电机(发电/电动机)所采用的新结构、新材料和新工艺，应至少有三年以上在相当容量的机组上成功使用的经验，并经合同双方签署技术协议同意。
- 3.2 水轮发电机(发电/电动机)组件、部件、零件的公差配合、质量标准的规定和所有图纸尺寸标注均应采用国际单位制(SI)。各部件加工必须符合图纸要求，所有配合件的加工公差应符合ISO标准的规定。对标准零件的加工必须保证其通用性，对相同工件的加工必须保证其互换性。
- 3.3 水轮发电机(发电/电动机)主要结构部件的材料，包括硅钢片、绝缘材料、定子导线、水冷电机的空心导线及转子磁轭钢片、主轴、镜板的材料等，均应进行试验和检查验收，并有可信的试验、验收报告。
- 3.4 水轮发电机所有部件的设计应具有足够的刚度和强度，使之在包括瞬态、飞逸转速状态以及短路等各种运行工况下，其变形、振动和安全系数均在规定的范围内，供方应提供发电机主要结构部件在受力情况下的刚度和变形值。
- 3.5 水轮发电机所有非转动部件，当运行在额定转速和额定负荷时，其单位应力的选择一般不应超过下列数值(表1)：

表1 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	U.T.S/5
	Y.S/3	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	U.T.S/5
	Y.S/3	Y.S/3
注：U.T.S材料极限强度，Y.S材料屈服强度。		

- 3.6 除主轴以外的转动部件，在飞逸转速下的最大主应力不得超过材料屈服强度的2/3。在临时过载或地震情况下，其应力值不得超过表1所列应力值的1.33倍，转动部件最大剪应力不得超过允许拉应力的一半。
- 3.7 水轮发电机(发电/电动机)耐受地震能力可根据水电站所在地区地震基本烈度在表2范围内选取。

表2 水轮发电机(发电/电动机)耐受地震能力参数表

设计地震烈度	7	8	9
水平向加速度	0.2g	0.25g	0.4g
垂直向加速度	0.1g	0.125g	0.2g
注: g为重力加速度。			

3.8 主轴最大复合应力定义为 $S_{\max} = \sqrt{S^2 + 3T^2}$, 其值不得超过材料屈服强度的1/4。式中, S 为由于水力、动负荷和自重引起的轴向应力和弯曲应力的总和, T 为水轮机最大出力时的扭转切应力。

按上式算出的最大复合应力 S_{\max} 并计入应力集中因数后出现的最大应力不得超过材料屈服强度的2/5。在最大出力且水轮机在最高水头下的扭转切应力, 不得超过42MPa。

3.9 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, 其值不得大于该材料屈服强度的7/8, 预加应力后, 螺栓承受负荷不得小于设计连接负荷的2倍, 且各螺栓之间的应力差不得超过设计值的±5%。

3.10 水轮发电机(发电/电动机)与水轮机(水泵/水轮机)组装后转动部分的一阶临界转速, 应大于1.2倍飞逸转速。

3.11 水轮发电机部件的精加工要求应在工厂图纸中规定, 精密度单位为 μm 。除镜板以外, 一般滑动接触表面粗糙度(R_a)不得超过0.8 μm , 永久接触的紧固连接表面不得超过3.2 μm , 无需紧固连接的表面不超过6.3 μm , 其他加工表面不得超过12.5 μm 。轴或轴套的联接表面对非接触性的不得超过3.2 μm , 对连接法兰和止口不得超过1.6 μm 。

3.12 部件焊接工艺应符合美国焊接学会(AWS)、美国机械工程师协会(ASME)的有关规定。

焊接合格证明: 焊接件及焊工的合格证明应符合美国焊接学会(AWS)、美国机械工程师协会(ASME)《锅炉和压力容器规程》的规定。

焊接检查: 必须按GB/T 2649~2656的规定进行, 以确认是否符合要求。

3.13 水轮发电机(发电/电动机)的铸锻件应符合国际先进标准和我国专门技术条件的规定, 重要铸锻件如主轴、推力头、镜板、转子中心体等, 应提供质量检测报告, 必要时由制造厂在有用户代表参加下进行验收。

3.14 水轮发电机所有未加工的表面, 除埋设体外, 均需涂防护漆。所有油槽内部应涂耐油漆。涂漆应遵守有关工艺标准, 涂层的有效期不低于5年。

所有机械加工面应涂防锈涂料, 其防锈期应大于一年。对重要的接合面、精密加工面涂封前要清洗, 在涂封防锈涂料后要采取保护措施。

3.15 对于耐磨性、耐蚀性、导电性或装饰性的镀层, 应按专业标准规定进行选择镀制、试验及检查验收。

4 主要参数与技术条件

4.1 除机组合同另有规定外, 水轮发电机(发电/电动机)应能在下列使用条件下连续额定运行:

- a) 符合水电站所在地海拔高程;
- b) 冷却空气温度不超过40℃, 对于灯泡式水轮发电机采用二次热交换方式, 其冷却空气一般不超过45℃;
- c) 空气冷却器、油冷却器和直接水冷水轮发电机(发电/电动机)热交换器的进水温度, 一般不超过28℃。对于二次热交换冷却时的进水水温一般不超过32℃。
- d) 直接水冷水轮发电机(发电/电动机), 直接冷却部分的进水温度一般不超过40℃。进水温度的下限应在机组合同技术条件中规定;
- e) 安装在掩蔽的厂房内。

4.2 水轮发电机(发电/电动机)的结构型式和冷却方式, 由供买双方在机组合同技术条件中规定。

4.3 水轮发电机(发电/电动机)的额定转速, 随水轮机(水泵/水轮机)特性而定, 但应按 $6000/2P$ 的同步转速选定, P 为电机的极对数(频率为50Hz)。

4.4 在下列情况下水轮发电机应能输出额定功率, 发电/电动机应能输出或吸收额定功率。

a) 在额定转速及额定功率因数时, 电压与额定值偏差不超过 $\pm 5\%$; 对发电/电动机在额定转速及额定功率因数时, 电压与额定值偏差可允许不超过 $\pm 7.5\%$ 。

b) 在额定电压时频率与额定值偏差不超过 $\pm 1\%$;

c) 当电压和频率同时发生偏差时(两者偏差分别不超过 $\pm 5\%$ 和 $\pm 1\%$), 若两者偏差都是正值, 则两者之和不超过 6% ; 若两者偏差都是负值, 或为一正一负, 则两者绝对值的和不超过 5% 。

对允许电压与额定值偏差为 $\pm 7.5\%$ 的发电/电动机, 在电压和频率同时发生偏差值时(两者偏差分别不超过 $\pm 7.5\%$ 和 $\pm 1\%$), 若两者偏差都是正值, 则两者之和不超过 8.5% ; 若两者偏差都是负值, 或为一正一负, 则两者绝对值的和不超过 7.5% 。

电压和频率偏差超过上述规定值时, 应能连续运行, 此时输出或吸收功率以励磁电流不超过额定值, 定子电流不超过额定值的 105% (发电机)和 107.5% (发电/电动机)为限。

4.5 水轮发电机(发电/电动机)的额定电压, 应根据不同额定容量、转速, 经综合经济技术比较后, 可选用如下电压等级: 13.8kV、15.75kV、18kV、20kV。

灯泡式水轮发电机的额定电压, 可在3.15kV~10.5kV之间取一合理的电压值。

4.6 水轮发电机(发电/电动机)额定功率因数一般按如下情况选择:

a) 额定容量为200MVA~350MVA者, 不低于0.875(滞后); 发电/电动机的电动机工况功率因数则不宜低于0.9(滞后)或接近1;

b) 额定容量为350MVA以上者, 不低于0.9(滞后); 发电/电动机的电动机工况不宜低于0.95(滞后)或接近1;

c) 灯泡式发电机不低于0.95(滞后)。

4.7 水轮发电机应能作调相运行和进相运行。对于发电/电动机应允许在发电机工况和电动机工况均能作调相和进相运行。允许的调相容量和超过0.95的进相深度, 低功率因数运行范围、带空载长线路的充电容量应由供买双方在机组合同的技术条件中规定。

允许提高功率因数为1运行, 以使发电机有功功率等于视在功率。

4.8 水轮发电机定子绕组接成正常接法时, 在空载额定电压下, 线电压波形正弦性畸变率不超过 5% 。

在空载额定电压和额定转速时, 线电压的总谐波因数(THF)应不超过 1.5% 。

4.9 水轮发电机(发电/电动机)的效率, 一般可按水电厂优化运行所要求的加权平均效率来衡量, 也可用发电机在额定容量、额定电压、额定功率因数、额定转速时的效率来衡量。

$$\eta = A_{\eta_1} + B_{\eta_2} + C_{\eta_3} + D_{\eta_4} + \dots \quad (1)$$

式中: η ——加权平均效率;

A 、 B 、 C 、 D ……——在不同负荷下水电厂机组运行的加权因子, $A+B+C+D+\dots=1$ 。

η_1 、 η_2 、 η_3 、 η_4 ……——在额定电压、额定功率因数、额定转速时, 相应于机组不同负荷下的发电机和电动机效率值。

水轮发电机(发电/电动机)额定负荷下的效率、加权平均效率和效率计算方法按国际电工委员会标准 IEC60034—2中有关规定执行。

效率计算时电机各部分损耗应包括如下内容:

a) 定子绕组的铜损耗;

b) 转子绕组的铜损耗;

c) 铁心损耗;

d) 风损耗和摩擦损耗;

e) 导轴承损耗;

f) 推力轴承损耗(应分摊给发电机部分的损耗值);

- g) 杂散损耗;
- h) 励磁系统设备损耗;
- i) 强迫风冷的发电/电动机冷却风扇的电动机功率。

4.10 水轮发电机(发电/电动机)的允许噪声级(声压级)应在机组合同的技术条件中规定。

一般在距发电机上盖板以上高1m处的总噪声级不应超过80dB(A)。

对于灯泡式水轮发电机,在发电机进人孔外上方1m处(开门状态下)连续总噪声不超过85dB(A),在发电机舱内的受油器端上游1m处的连续总噪声不应超过90dB(A)。

4.11 水轮发电机在不对称的电力系统中运行时,如任一相电流不超过额定值,且其负序电流分量(I_2)与额定电流之比(标么值)不超过下列数值时,应能长期运行。

- a) 额定容量在200MVA及以上的空气冷却水轮发电机(发电/电动机)不超过9%。
- b) 定子绕组采用直接水冷的水轮发电机(发电/电动机)不超过6%。
- c) 额定容量在100MVA~200MVA的空气冷却发电/电动机和灯泡式水轮发电机不超过12%。

4.12 在不对称故障时,短时间允许的不平衡电流值:

a) 对空气冷却的水轮发电机(发电/电动机)其负序电流标么值 I_2/I_N 的平方与时间 t 的乘积 $(I_2/I_N)^2 t$ 应不超过40s。

b) 对直接水冷的水轮发电机(发电/电动机)的 $(I_2/I_N)^2$ 与时间 t 的乘积应不超过20s。

4.13 空气冷却的水轮发电机(发电/电动机)在热状态下应能承受150%额定电流历时2min;直接水冷的水轮发电机(发电/电动机)历时1min,均不得发生有害变形、机械损伤或其他损害。

4.14 水轮发电机(发电/电动机)和与其直接或间接连接的辅机应能在飞逸转速下安全运行,其时间为5min。如有特殊要求,可由供买双方在机组合同的技术条件中规定。

水轮发电机(发电/电动机)甩100%额定负荷,调速系统正常工作的条件下,应允许机组不经任何检查再次并入系统。

4.15 水轮发电机的可用率、无故障连续运行时间、大修间隔时间、退役前的使用期限等可靠性指标由供买双方协商,并在机组合同的技术条件中规定。

4.16 水轮发电机(发电/电动机)的电气参数,如短路比、瞬态电抗、超瞬态电抗等,由供买双方协商,并在机组合同的技术条件中规定。

4.17 水轮发电机(发电/电动机)的转动部分的结构和尺寸应满足机组调节保证计算和电网稳定性对其转动惯量 GD^2 值的要求。

4.18 水轮发电机(发电/电动机)各部分结构设计强度应能承受在额定负荷以及端电压为105%额定电压下,定子出口突然对称或不对称短路,而不产生有害变形。短路持续时间在机组合同的技术条件中规定,一般不超过30s。

4.19 水轮发电机转子绕组应能承受2倍额定励磁电流,持续时间为:

- a) 空气冷却的水轮发电机和发电/电动机不小于50s;
- b) 直接水冷或风扇强迫空气冷却的水轮发电机和发电/电动机不小于20s。

4.20 水轮发电机(发电/电动机)应具有完整的交直轴阻尼绕组,其交、直轴超瞬态电抗之比($X_{q''}/X_{d''}$)一般为1.0~1.3。

4.21 水轮发电机(发电/电动机)均应适应系统中调峰、调频及开停机频繁的运行要求,其年平均开停机次数应根据各电站的不同情况而定,并在机组合同的技术条件中规定。

对于发电/电动机还应根据系统调度要求,对各种工况转换时间在机组合同的技术条件中作出规定。

4.22 水轮发电机(发电/电动机)应采用自动准同期方式与系统并列。

4.23 发电/电动机在电动机工况运行时应能承受150%过转矩,持续时间为15s而不失同步,不论何种冷却方式,其持续时间不变。这时,励磁电流应不超过额定值。

4.24 如果买方需要,水轮发电机在额定电压、额定频率及额定功率因数下,应能在规定的最大容量下连续安全运行,并应在机组合同的技术条件中规定。

4.25 作为水轮发电机(发电/电动机)的调速器信号电源的测速装置(包括用电压互感器、齿盘装置或永磁机等)应不受外界干扰,并与发电机转速成线性关系。

4.26 空气冷却的水轮发电机(发电/电动机)，在正常情况下停用空气冷却器总数的1/8(至少一台冷却器)时，应仍能以额定功率连续运行，其各部分的温升不应超过规定值。

灯泡式水轮发电机当冷却用风机和空气冷却器退出运行时，对发电机出力的限制应在机组合同的技术条件中规定。

4.27 水轮发电机(发电/电动机)中性点接地方式，可采用电阻接地，也可经高阻抗接地或消弧线圈接地，其具体方式应在机组合同的技术条件中规定。

4.28 水轮发电机(发电/电动机)所有部件的结构刚度应能承受转子半数磁极短路的不平衡磁拉力的作用，而不产生有害变形和不稳定现象。

4.29 发电/电动机在电动机工况下的起动方式应经技术经济比较后选定，并在机组合同的技术条件中予以明确。

用于可逆式的发电/电动机的一般起动方式如下：

- a) 静止变频器(SFC)起动；
- b) 同步或半同步起动(即背靠背起动)；
- c) 全压或降压异步起动；
- d) 与主机同轴安装的感应电动机起动(即辅助电机起动)。

机组作电动机工况运行时，转轮一般应在空气中起动。

4.30 当水轮发电机(发电/电动机)使用条件符合本标准中4.1的规定时，应能在额定工况下长期连续运行，此时定子与转子绕组以及铁心的最高温升不超过表3的规定值。

表3 水轮发电机、发电/电动机各部件允许温升值 K

项号	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
1	定子绕组		80	85		100	105
2	定子铁心	80		85	100		105
3	表面裸露的单层转子绕组	90	90		110	110	
4	不与绕组接触的其他部件	这些部件的温升不应达到使附近的任何绝缘或其他材料有损坏危险的数值					
5	集电环	80			90		
6	直接水冷水轮发电机定子、转子绕组和定子铁心的出水端	25		25	25		25
注：定子绕组和转子绕组绝缘一般应为F级，定子铁心涂刷绝缘漆的耐热等级水平应不低于定子绕组。							

4.31 空气冷却的水轮发电机(发电/电动机)，在下列使用条件时，其温升限值应作以下修正：

- a) 对于频繁起动的机组(如调峰和抽水蓄能等运行方式复杂的电站)，每天起停次数超过两个循环则其温升限值应降低5K～10K。
- b) 当使用地点的海拔为1000m以上至4000m时，在海拔1000m以上每超过100m，其温升限值应按表中数值降低1%。
- c) 当水轮发电机(发电/电动机)的冷却空气温度超过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超过40℃的差值。
- d) 当冷却空气超过60℃时，允许的温升限值可在机组合同的技术条件中规定。
- e) 当冷却空气低于40℃时，其温升限值可比表中所规定之值提高，提高的数值为冷却空气温度低于40℃的差值；但在任何情况下，其温升限值的提高不应超过10K。

对空气冷却的水轮发电机(发电/电动机)，如铁心长度大于2m时，其温升限值则不应提高。

上述c、d、e中均限于用埋设检温计法(RTD)测量。

4.32 空气冷却的水轮发电机(发电/电动机)额定电压超过10.5kV，其温升限值应作以下修正(限于用埋设检温计法测量)：

a) 当额定电压为17kV及以下，从10.5kV起，每增加1kV(不足1kV时按1kV计算)，温升限值应降低1K。

b) 当额定电压为17kV以上，除按上述(a项)规定修正到17kV，从17kV起每增加1kV(不足1kV时按1kV计算)温升限值应降低1.5K。

4.33 直接水冷却水轮发电机(发电/电动机)定子绕组和定子铁心不作温升值修正，但定子绕组的出水温度不应超过65℃。

4.34 绕组对机壳及各相绕组相互间的绝缘应能承受表4所规定的频率50Hz，实际为正弦波的交流介电强度试验，在试验电压下持续1min而不得有任何损坏。

表4 水轮发电机(发电/电动机)绕组绝缘介电强度试验标准

项 号	水轮发电机部件		试 验 电 压
1	定子 绕组	定子成品线圈	$(2.75U_N+6.5)\text{kV}$
2		定子线圈在工地嵌装前	$(2.75U_N+2.5)\text{kV}$
3		定子安装完成	$(2U_N+3)\text{kV}$
4	转子 绕组	额定励磁电压 500V及以下	10倍额定励磁电压 (但最低不得低于1500V)
		额定励磁电压500V以上	2倍额定励磁电压+4000V
注 1 表中 U_N 为发电机额定线电压(有效值), 单位kV。			
2 转子绕组试验电压值为转子装配完成后的耐压值。			

对于直接水冷却的水轮发电机(发电/电动机)，定子交流耐压试验一般应在通水情况下进行。

4.35 水轮发电机(发电/电动机)定子线棒绝缘的工频击穿电压一般为5.5～6.0倍额定线电压持续1min，由供买双方在机组合同的技术条件中规定，并通过抽样试验进行验证。

4.36 水轮发电机(发电/电动机)定子绕组交流耐压试验前，应进行3倍额定电压的直流绝缘介电强度试验和泄漏电流的测定。在规定的试验电压下，各相泄漏电流的差别不应大于最小值的50%，且泄漏电流不随时间延长而增长。

4.37 有绝缘要求的推力轴承和导轴承以及埋入式检温计，均应对地绝缘，其总绝缘电阻在10℃～30℃时，用1000V兆欧表测量，其值应不小于1MΩ。

4.38 水轮发电机(发电/电动机)的定子绕组，当使用地点在海拔高程4000m及以下时，定子单个线棒的起晕电压应在1.5倍额定线电压以上，整机起晕电压不应低于1.1倍的额定线电压，以端部无明显晕带和连续的金黄色亮点为准。

4.39 定子线棒介质损失角正切值及增量($\Delta \tan \delta$)的指标应符合表5规定。

表5 定子线棒介质损失角正切值及增量($\Delta \tan \delta$)指标(常态)

试验检查项目	试 验 电 压	指 标 %	备 注
$\tan \delta_{0.2U_N}$	$0.2U_N$	≤ 1.0	每台按3%抽检，如不合格，则
$\Delta \tan \delta = \tan \delta_{0.6U_N} - \tan \delta_{0.2U_N}$	$0.2U_N \sim 0.6U_N$	≤ 0.5	每台按3%抽检，如不合格，则

4.40 定子线棒的端部绝缘，一般应采用防晕层与主绝缘一次成型的结构。

4.41 在水轮发电机(发电/电动机)的定子槽内至少应埋设下列数量的电阻测温元件(RTD)：

a) 空气冷却的发电机定子绕组并联支路大于2时, 在绕组每相每个并联支路至少埋设两个, 当定子绕组为单支路时, 总数不应少于12个。

b) 直接水冷水轮发电机(发电/电动机)定子绕组的每个并联水路出水端的线棒层间(如为单层绕组则在槽楔下)埋设1个。

c) 在定子铁心槽底至少应埋设6个。

d) 对于定子铁心高度大于2m及以上的空气冷却式发电机定子绕组, 每相每个并联支路应至少埋置3个, 为上、中、下布置。

4.42 对直接水冷式水轮发电机(发电/电动机)尚应埋设下列数量的电阻测温元件:

a) 在定子绕组每个并联水路的绝缘引水管出水端埋置1个。

b) 在每个磁极线圈引水管出水端埋置1个。

c) 在定子铁心冷却水管每个支路出水端埋置1个。

4.43 在发电机的每个空气冷却器上应装设测量冷风温度的电阻温度计1个。其中应有两个是带电接点的电阻温度计(或信号温度计, 下同)。此外, 对整台电机的空气冷却器, 尚应装设测量热风的电阻温度计和带电接点的电阻温度计各2个。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, 整台电机尚应装设测量进水温度的电阻温度计4个。

4.44 在每块推力轴承瓦和导轴承瓦内应装设1个电阻温度计, 整个轴承至少应装设2~4个带电接点的电阻温度计。在油槽内至少应装设2个电阻温度计, 分别测量冷油和热油的温度。

在座式滑动轴承内至少应装设1个带电接点的电阻温度计。

发电/电动机推力轴承瓦所埋设的测温元件, 应能测出发电机工况和电动机工况时最热点的瓦温。

水轮发电机(发电/电动机)应设置轴电流信号保护装置。

4.45 水轮发电机(发电/电动机)在额定工况下运行时, 其轴承最高温度不应超过下列的数值:

a) 推力轴承和导轴承 巴氏合金轴瓦75℃

弹性金属塑料轴瓦瓦体55℃

b) 座式滑动轴承 巴氏合金轴瓦80℃

4.46 发电机定子绕组在冷态下, 各分支路间的直流电阻最大与最小两相间差值, 在校正了由于引线长度不同引起的误差之后应不超过最小值的2%。

4.47 竖轴式水轮发电机和可逆式发电/电动机的旋转方向应规定为向机组俯视, 发电机为顺时针方向, 电动机为逆时针方向。当有特殊要求时应在机组合同的技术条件中加以说明。横轴卧式水轮发电机的旋转方向在机组合同的技术条件中予以明确。

4.48 发电机定子绕组接头一般采用铜-银焊接工艺。转子磁极线圈接头应设计成便于拆卸和检修, 且应布置在转子的上部。接头结构及极间联接应能承受运行时的振动、热变形、飞逸时的离心力及电气短路等所造成的应力破坏。磁极线圈应采用铜绕组, 不得用铝绕组。

4.49 发电机定子铁心叠片可参照SD 287的要求执行。在工地堆积叠片时制造厂应提供全套叠片压装检测工具。叠片的压紧由叠片装配应力控制。叠装后由于冲片错位引起定子槽深和槽宽的误差均不应大于0.3mm。铁心磁化试验亦应符合该标准和有关规程的规定。

4.50 水轮发电机(发电/电动机)定子铁心在对称负载和允许的不对称负载工况下, 100Hz的允许双幅振动量不应大于0.03mm, 水轮发电机在设计时应考虑到结构固有频率和振动特性, 使之避免与水轮机水力脉动、电网频率的倍频或电站建筑物发生共振。

4.51 大型水轮发电机(发电/电动机)的定子、转子和机架应考虑到采用能吸收热变形的结构, 如定子浮动铁心、浮动机座、径向销、切向键、斜支臂机架等。对于转子磁轭与转子支架的连接也可采用浮动式结构, 但分离转速的选定应经供买双方协商确定, 一般大于或等于额定转速。

4.52 发电机定子绕组支持环(或端箍)、齿压板的压指应采用非磁性材料。

4.53 水轮发电机组装后, 定子内圆和转子外圆半径的最大或最小值分别与其设计半径之差, 应不大于设计气隙值的±4%, 定子和转子间空气间隙的最大值或最小值与平均值之差不得大于设计气隙值的±8%。

4.54 水轮发电机(发电/电动机)的结构应设计成其下机架及水轮机的可拆卸部件在安装和检修时能通过定子铁心内径而不拆除定子。并应能在不吊出发电机转子和不拆除上机架情况下更换转子磁极, 以及对定子

绕组端部和定子铁心进行预防性检查。

4.55 推力轴承瓦，可采用巴氏合金瓦或弹性金属塑料瓦。当采用巴氏合金轴瓦时，一般应设置高压油顶起装置，以改善机组启动和停机过程中推力瓦的润滑条件，同时还应保证在事故情况下，不投入高压油顶起装置也能安全停机。当采用弹性金属塑料轴瓦时，其技术要求应满足DL/T 622的规定。

可逆式发电/电动机的推力轴承应能满足正向旋转和反向旋转的运行要求。

应允许水轮发电机(发电/电动机)在停机后立即启动和在事故情况下不经制动而停机，此时推力轴承不应发生损害。

4.56 由转桨式水轮机(轴流、斜流和贯流式)组成的水轮发电机组中，要设置防抬机装置，此装置应能保证在不同运行工况下均起作用。

4.57 水轮发电机推力轴承和导轴承应优先采用润滑油在油槽内部自循环的冷却润滑方式，轴承油冷却器和水冷瓦的冷却水中断后机组应能安全停机。

油冷却系统及水冷瓦冷却水中断后允许机组运转的时间应在机组合同的技术条件中予以明确。如采用弹性金属塑料轴瓦，则冷却水中断后允许机组继续运转的时间至少应在30min以上。

采用巴氏合金轴瓦的推力轴承和导轴承，在油槽油温不低于10℃时应允许水轮发电机组启动，如环境温度低于10℃，则由制造厂根据用户要求采取加热措施。采用弹性金属塑料轴瓦的推力轴承和导轴承，在油槽油温为5℃及以上时，应允许水轮发电机组启动。

轴承油槽应有防油雾逸出装置，在运行中不允许甩油。

4.58 水轮发电机(发电/电动机)的镜板应进行锻压加工，并经过足够的时效，精加工完成后的镜板的镜面应无缺陷，加工技术要求应符合表6的规定。

表6 对推力镜板加工要求

镜板硬度 HB	镜板硬度 差值 HB	两平行面的 平行度 mm	镜面平面度 mm	镜面粗糙度 μm	镜板与推力头 结合面粗糙度 μm	内外圆粗糙度 μm
不低于200	≤30	≤0.02~0.03	≤0.02	0.2~0.4	不大于1.6	不大于3.2
注：如为焊接结构的镜板，其硬度可允许为HB150。						

4.59 大型水轮发电机(发电/电动机)宜装设在线振动监测装置，并可根据用户需要设置气隙监测装置和绕组局部放电监测装置。

4.60 对于内部装有导轴承的立式水轮发电机(发电/电动机)的机架，在水平方向的允许振动(双振幅)，以及卧式水轮发电机轴承在垂直方向的允许振动(双振幅)，在各种正常运行工况下不应超过表7中的规定。

表7 机组允许的振动标准(双振幅)

项 目	额 定 转 速			
	r/min			
	100及以下	100~250	250~375	375~750
双幅振动量 mm	0.10	0.08	0.07	0.05

4.61 水轮发电机(发电/电动机)必须装有机械制动停机装置，根据需要也可同时装设电制动停机装置。

机械制动装置制动时不应产生有害于环境的化学物质，并应配置粉尘收集装置。制动环应设计成可拆卸式，制动块应为耐磨、耐热材料制成，使用寿命不少于5年。制动系统应能实现顶起机组转动部分的要求。

4.62 采用以压缩空气操作的机械制动时，制动器应能在预定时间内(制动时间应在机组合同的技术条件中规定)将机组转动部分从20%~30%额定转速下连续制动停机。当水轮发电机组漏水产生的转矩小于或等于

额定转矩的1%时, 制动装置应能保证机组制动停机。

采用电制动停机装置时, 应按程序自动进行。在漏水力矩为额定转矩1%时, 制动电流值应按发电机温升和要求的制动时间而定, 一般在1.1倍定子额定电流左右, 制动时间及电制动投入转速应在机组合同的技术条件中规定。

4.63 水轮发电机(发电/电动机)的主轴应经过锻压加工和时效, 机械加工后技术要求应符合如下规定:

导轴承轴颈外圆	允许差值	0.03mm
配合面及止口	允许差值	0.02mm
法兰端面垂直度	允许差值	0.02mm

4.64 水轮发电机转子应优先采用无风扇结构, 或隐形风扇结构, 并应有合理的通风结构来提高通风效率和降低通风损耗。如发电机转子不可能取消风扇时, 制造厂应对该风扇材料材质和设计工艺等作出专门的规定。

4.65 水轮发电机(发电/电动机)可采用水灭火、二氧化碳灭火或其他对电气绝缘无损害的、无环境污染的灭火方式, 机组内部应设置火警探测装置(如感烟型及红外线型等), 并可自动启动灭火装置和发出信号。

各种灭火系统, 除经探测器报警作自动投入外, 还应能便于手动操作。

4.66 水灭火系统喷嘴的分布和角度应能使水喷及全部定子绕组端部, 喷嘴不应堵塞, 喷出的水应成雾状。

所有位于定子内的灭火管路、喷嘴、探测器等均应采用非磁性材料或采取消磁措施。管路的材料应尽量用不锈钢管材。

当采用二氧化碳灭火时, 应设置二氧化碳气体的排放与出风口门自动关闭的联锁装置, 对二氧化碳系统的要求应符合有关专用技术标准的规定。

4.67 空气冷却器和油水冷却器应采用防锈蚀的高导热性的管材。如采用紫铜管、铜镍(银)合金或不锈钢的无缝管等。与这些冷却器联接的供排水管路宜采用不锈钢材料。

4.68 空气冷却器、油水冷却器的冷却水压力一般为0.2MPa~0.5MPa, 如有要求也可根据实际情况确定工作压力。冷却器的试验水压力应为工作压力的2.0倍, 历时60min而无泄漏。

4.69 每个空气冷却器应经阀门和法兰固定在供、排水管道系统中, 任一空气冷却器都可单独拆除和单独检修而不影响其他空气冷却器正常工作。

推力轴承和导轴承的单个油水冷却器和单个轴瓦需拆卸时, 不应拆卸整个轴承、其他油冷却器和轴瓦。

4.70 供方应提供发电机转子和定子的吊装方法。分瓣定子的起吊应明确分瓣定子的吊点位置, 并满足翻身转位及起吊平衡的要求。在电站工地整体叠装铁心的定子从结构上应能满足整体吊装的要求, 下线以后的整体定子应有足够的刚度, 其整体起吊的可能性应在机组合同的技术条件中加以规定。

4.71 水轮发电机(发电/电动机)转子磁轭不同种类的冲片应在制造厂内进行叠装检查, 合格后才可出厂。不同重量的冲片应分级包装, 同一张冲片各部的厚度有规律性的偏差应不大于0.01mm, 一般不得超过0.02mm。并应提供工地组装工艺要求及测量、组装的施工设备。转子磁轭外径小于4m时, 宜采用整块锻钢磁轭, 可不采用叠片结构。

4.72 所有水轮发电机、发电/电动机, 特别是灯泡贯流式机组, 均应设有在停机状态时防止在电机内部和设备零件表面结露的加热器和通风设施。加热器应能保持使机组风洞内部温度高于环境温度5℃左右, 当机组运行时该加热器自动切除。

4.73 采用直接水冷方式的水轮发电机, 其定子、转子冷却水管路系统应有检漏装置, 应有冷却水水质监测和报警装置。并应提供水处理设备。冷却水水质应满足: 导电率 $\leq 2 \mu\text{S/cm}$, 硬度 $< 2 \mu\text{mol/L}$, pH值 $= 6.5 \sim 8.0$ 。

供方应对直接水冷水轮发电机的冷却水水质提出要求。

4.74 灯泡式发电机的通风系统采用密闭强迫通风方式。冷却系统可采用内循环水—水二次冷却、外循环水一次冷却、贴壁冷却及散热翅冷却等方式中的一种, 或配合使用的两种冷却方式。通风、冷却方式由供方推荐, 买方确定。

4.75 发电机上机架支臂传力的设计, 应保证在事故情况下(半数磁极短路, 发电机出口短路时)发电机的稳

定性; 尽可能地将单边磁拉力的径向作用力转变成为切向作用力传至发电机风洞混凝土围墙, 或采用联合受力的办法, 既保持机组稳定又尽可能少地将径向力全部传至风洞混凝土围墙。

4.76 采用异步起动的发电/电动机应做到尽量缩短相邻两次起动的时间间隔, 一般不宜超过20min。

5 励磁系统

5.1 总则:

水轮发电机(发电/电动机)采用晶闸管自并激静止整流励磁系统。

励磁变压器电源引自发电机电压回路, 在发电机出口装设断路器的情况下, 励磁变压器可以接在断路器内侧, 也可以接在断路器外侧(升压变压器低压侧), 发电/电动机一般采用后一种接线方式。

5.2 使用环境:

静止整流励磁系统适用于下述正常环境条件:

- a) 符合水电站所在地海拔高程;
- b) 环境最高温度+40℃;
- c) 环境最低温度: 采用水冷者为+5℃; 采用空冷或其他冷却方式者为-5℃;
- d) 最湿月的平均最大相对湿度为90%, 同时该月的平均最低温度为+25℃;
- e) 励磁装置应能适应无爆炸危险的介质、无足以腐蚀金属和破坏绝缘的气体的水电厂主厂房的环境条件。

5.3 励磁顶值电压倍数一般为2。在特殊情况下, 可高于或低于2, 但不宜低于1.8。当励磁顶值电压倍数不超过2时, 励磁顶值电流倍数与励磁顶值电压倍数相同。励磁顶值电压倍数高于2时, 励磁顶值电流倍数仍取2。

对于自并激系统, 当发电机端正序电压为额定值80%时, 励磁顶值电压倍数应予保证。

励磁系统电压响应时间: 上升(强行励磁)不大于0.08s, 下降(快速减磁, 由顶值电压减至零)不大于0.15s。

5.4 在厂用交流380/220V系统电压偏差范围为额定值的±15%、频率偏差范围为-3Hz~+2Hz以内、直流220/110V系统电压偏差范围为-20%~+10%情况下, 励磁系统应能保证发电机在额定工况下连续运行。

5.5 励磁系统应保证发电机励磁电压和电流为发电机额定工况下励磁电压和电流的1.1倍时能长期连续运行。在规定的工作范围和允许进相深度范围内能平滑调节、稳定运行。

5.6 励磁系统应能满足零起升压的要求, 其手动控制单元的调节范围下限不得高于发电机空载励磁电压的10%, 上限不得低于110%额定励磁电压。

5.7 励磁系统设备的结构应做到标准化, 具有互换性, 各插件应按功能划分, 便于调试、维修, 并应设有防震、防松动措施。插件接触应良好, 不得使用酸性助焊剂, 插件架和柜的结构应便于维修, 屏内配线强弱电应分开走线, 重要信号线可用屏蔽线。控制信号回路应采用屏蔽电缆, 屏蔽层应接地。应力求减少互相干扰, 保证设备的可靠性, 不应因个别元件故障而引起减磁、误强励或机组跳闸。

励磁系统的年强迫停运率不应大于0.1%。

5.8 励磁系统电源应能安全承受发电机所有运行状态, 包括发电机最严重的故障状态。励磁变压器一般采用由环氧树脂浇注的三相或三个单相干式变压器, 也可用三相油浸式变压器。变压器绕组宜采用铜线。冷却方式一般为自然冷却, 对大容量励磁变压器也可采用风冷。励磁变压器一、二次绕组之间应有屏蔽并接地。

5.9 功率整流装置一般由晶闸管元件组成三相全控整流桥, 置于具有冷却、防尘的柜体中。整流桥应装设交流过电压、直流过电压及换相过电压保护。整流桥臂尽可能不用串联元件。

功率整流桥应有必要的冗余, 但应尽量减少并联支路数目。并联支路以及整流柜之间均应设有均流措施, 均流系数不应低于0.85。

5.10 除直接水冷却机组外, 应采用风冷晶闸管元件。风冷型式以开敞式或半开敞式强迫风冷为主, 对特殊需要的水电站, 如地下式厂房, 可采用密闭循环式风冷。开敞式或半开敞式风冷应采用低噪声风机、正压通风。在励磁风机柜前1m处测得的噪声不应大于70dB~80dB。通风口应设有便于清洗更换的有足够横

断面的滤尘器。对风道应设有风压及风温监视器。晶闸管与散热片应固定牢固。

5.11 自动调节系统应具有良好的静态和动态特性:

- a) 自动励磁调节器应能在发电机空载电压在70%~110%额定值范围内进行稳定,平滑地调节。
- b) 在发电机空载运行状态下,自动励磁调节器和手控单元的整定电压变化速度,应不大于额定电压1%/s,不小于额定电压0.3%/s。
- c) 自动励磁调节器应保证发电机端调压精度优于0.5%。
- d) 频率值每变化1%(空载运行)自动励磁调节器应保证发电机端电压变化值不大于额定值的±0.25%。
- e) 自动励磁调节器应保证发电机端电压调差率整定范围达±15%,并按1%的挡距分挡,调差特性应具有良好的线性度。
- f) 发电机空载运行,在转速0.95~1.05额定转速范围内,突然投入励磁系统,使发电机电压从零上升到额定值,电压超调量不大于额定电压的10%,振荡次数不超过5次,时间不超过5s。
- g) 当发电机突然甩额定负荷时,发电机电压超调量不大于15%额定值,振荡次数不超过5次,调节时间不大于5s。
- h) 在发电机或系统故障时,励磁调节器交流工作电源电压,在短时间(不大于强励持续时间)内,在55%~120%额定值情况下,励磁调节器应能保持正常工作。

5.12 自动调节系统应设有与全厂其他自动化装置的通信接口。

5.13 自动励磁调节器采用微机型调节器,应有足够的计算速度。调节器的增益、时间常数、基准值、反馈信号等能精确整定和调整,应设有刻度指示,并应给出每一刻度所对应的相应参数值的对应曲线。

5.14 自动励磁调节器可采用一条自动通道和一条手动通道或能独立调节的两条自动通道方案,当两条独立调节的自动通道不能取代手动控制单元的功能时,手动控制必须设置,且手动控制电路应是独立的。

5.15 当采用数字式电压给定器时,应在调节范围内保持线性。且具有上下限限位及发电机停机自动回复空载的功能。

5.16 励磁自动调节器至少应设有下列辅助功能单元:

- a) 最大励磁电流限制器;
- b) 过励磁电流限制器;
- c) 欠励限制器;
- d) 低频过励限制器;
- e) 自动电压跟踪单元;
- f) 电力系统稳定器。

5.17 应设置磁场起励装置。一般除设有由厂用直流系统供电的直流起励回路外,还应结合发电机的电制动及发电/电动机抽水工况起动所需的励磁而设置交流起励设备,由厂用交流电源通过整流供应。起励电流可取为10%~20%空载励磁电流。一般需设有足够遮断容量的起励接触器,防止电流反向的闭锁元件及操作信号电路。当励磁变压器接于发电机断路器外侧时,主励磁系统即具备起励功能,不需另设交流起励设备。

5.18 磁场回路应设下列监测、保护设备:

- a) 磁场温度监测装置;
- b) 磁场绝缘监测装置;
- c) 磁场电压、电流变送器及电压、电流表;
- d) 磁场过电压保护装置。

5.19 励磁系统应装设可靠的灭磁设施。对晶闸管三相全控整流励磁系统,正常停机应采用逆变灭磁,但仍需装设灭磁装置,当发电机事故停机、空载误强励以及正常逆变灭磁失败时,能迅速、可靠地消灭磁场。灭磁装置通常采用直流灭磁开关及非线性电阻的方案,也可以采用交流灭磁开关方案。

5.20 励磁系统承受下列交流耐压试验电压值(有效值)时,应无绝缘损坏或闪络现象。承受时间为1min,正弦电压波形畸变系数不大于5%。

与发电机定子回路直接连接的设备和电缆及与发电机转子回路直接连续的设备和电缆,应分别符合有关定子回路耐压标准和转子回路耐压标准,见表4。与励磁绕组不直接连接的设备,应符合相应的国家标

准。

5.21 在任何实际可能的情况下,励磁系统应保证励磁绕组两端电压的最大瞬时值,不得超过出厂试验时该绕组对地耐压试验电压值的70%。

5.22 励磁系统应采取必要措施,满足电磁兼容性抗干扰试验的要求。

5.23 励磁变压器的容量应满足机组最大容量下的强励要求。并应考虑由绕组中谐波电流引起的附加发热以及由晶闸管换流而增加的附加损耗。励磁变压器应能承受发电机在额定励磁电流下的定子最高试验电压。

6 试验、验收

6.1 所有试验应按照中国标准或参照制造厂商所在国的标准规定进行,并应符合国际电工委员会(IEC)和国际标准化委员会(ISO)标准。如遇国外标准与中国标准条文和数字有矛盾时,则由供买双方协商议定。

6.2 水轮发电机(发电/电动机)试验分为制造厂内试验和现场试验,现场试验可在机组安装地点在供方指导下进行。

6.3 制造厂内应完成的检查和试验项目包括(不限于此):

- a) 硅钢片的铁磁特性及损耗试验;
- b) 关键部位材料性能的试验,如磁轭冲片材料机械性能试验、转子支架钢板材料性能试验、推力轴承弹性支承材料试验、直接水冷发电机空心导线检查试验、阻尼绕组极间连接部分的疲劳试验等;
- c) 新型或大型水轮发电机(发电/电动机)推力轴承的负荷试验(如认为必要时)及通风系统运行状态的模拟试验;
- d) 定子铁心磁化试验(当定子铁心在制造厂叠装时);
- e) 定子、转子线圈结构的电气性能、热性能、机械性能和寿命试验;
- f) 定子、转子单个线圈直流电阻及绝缘电阻测定,耐压试验和起晕电压测定,定子绕组股间绝缘试验;
- g) 定子单个线圈冷热状态的介质损耗试验,介质损失角正切值增量测定;
- h) 定子单根线棒装于模拟槽内进行介质损耗、起晕电压、交流耐压试验;
- i) 所有承受水压、油压、气压的部件和管路及其连接件应进行的耐压试验;
- j) 发电机大轴和水轮机大轴的预组装和轴线偏差检查;发电机大轴或推力头与转子中心体的预组装和轴线偏差检查;
- k) 对工件尺寸、装配尺寸进行校验,对所有关键联接部件进行预组装;
- l) 定子线棒绝缘的工频击穿电压试验(按随机抽样取某一百分值做试验,每升高一级电压应持续1min,如无击穿则再升一级,再持续1min,逐步升高直至击穿为止;如通过则认为全部合格,如有击穿再随机抽样);
- m) 定子绕组股间耐压试验。

6.4 现场常规试验项目应包括(作为现场交接试验内容,但不仅限于此):

- a) 定子铁心磁化试验(当定子铁心在现场叠装时);
- b) 发电机定、转子绕组直流电阻测定;
- c) 发电机定、转子绕组绝缘电阻测定;
- d) 发电机定、转子绕组绝缘耐压试验,包括定、转子绕组交流耐压和定子绕组直流耐压试验;
- e) 整机起晕电压试验;
- f) 转子每个磁极交流阻抗测定;
- g) 机组轴线校正盘车试验;
- h) 制动器强度和密封性能试验;
- i) 轴承绝缘电阻测定;
- j) 测温元件绝缘电阻测定;
- k) 推力轴承高压油顶起装置试验;

- l) 推力轴承、导轴承运行瓦温测定;
- m) 短路特性试验;
- n) 空载特性试验;
- o) 定子绕组匝间绝缘试验;
- p) 轴电压测定;
- q) 相序试验;
- r) 机组振动、摆度测定;
- s) 动平衡校准(有必要时);
- t) 发电机定、转子间静态空气间隙测定;
- u) 波形畸变系数试验;
- v) 定子单相接地及对地电容电流测定;
- w) 电话谐波因数试验(THF);
- x) 过速度试验;
- y) 甩负荷试验;
- z) 发电机调相试验;
- aa) 制动停机试验;
- bb) 发电机噪声水平测定;
- cc) 直接水冷却发电机水冷定子绕组或转子绕组的密封性试验(检漏试验);
- dd) 水冷绕组流量、水压试验。

6.5 现场型式试验项目包括以下内容, 可根据发电机或发电/电动机及电站具体情况选定(同类型机组可选择1台进行或将各项试验分别安排在不同机组上)。

- a) 参数测定:
 - 1) 直轴和交轴同步电抗 X_d 和 X_q ;
 - 2) 直轴饱和及不饱和瞬态电抗 $X_{d'}$;
 - 3) 直轴饱和及不饱和超瞬态电抗 $X_{d''}$;
 - 4) 交轴不饱和瞬态电抗 $X_{q'}$;
 - 5) 交轴不饱和超瞬态电抗 $X_{q''}$;
 - 6) 负序电抗 X_2 ;
 - 7) 零序电抗 X_0 ;
 - 8) 直轴瞬态开路时间常数 $T_{d0'}$;
 - 9) 直轴超瞬态开路时间常数 $T_{d0''}$;
 - 10) 直轴瞬态短路时间常数 $T_{ds'}$;
 - 11) 直轴超瞬态短路时间常数 $T_{ds''}$;
 - 12) 交轴超瞬态短路时间常数 $T_{qd''}$;
 - 13) 定子绕组短路时间常数 T_a ;
 - 14) 短路比;
- b) 发电机各项损耗和效率测定;
- c) 飞逸转速试验;
- d) 三相突然短路试验;
- e) 发电机进相及对长线路充电容量试验;
- f) 定子、转子短时过电流试验;
- g) GD^2 测量;
- h) 温升试验;
- i) 发电机过负荷试验;
- j) 零功率因数和V型特性测定。

6.6 发电/电动机除6.4、6.5规定的试验项目外, 应增加以下试验项目:

- a) 双向(顺、逆时针方向)运行工况时的推力轴承试验;
- b) 电动机工况起动特性试验;
- c) 电动机输入功率试验;
- d) 从发电工况转电动工况(或反之)等工况转换试验;
- e) 变速运行特性试验(对具有变速运行方式的发电/电动机);
- f) 谐波试验;
- g) 电动机工况突然断电试验。

6.7 水轮发电机及其附属设备在工地安装、试验完成后投入商业运行前, 应进行试运行和现场交接验收。

6.8 水轮发电机带额定负荷或当时水头下的最大负荷连续试运行时间不少于72h, 合格后经买方内部交接, 可开始为期30d的可靠性运行。72h连续试运行期间, 由于设备故障而中断, 则在故障排除之后应重新开始试运行, 直至合格为止。故障排除之前已运行或连续运行的时间不得在重新试运行中累加。

发电/电动机应以30d可靠性运行作为考核依据。

水轮发电机(发电/电动机)30d可靠性运行期间, 由于设备故障或因质量原因引起中断, 应及时检查处理, 合格后继续进行30d运行。若中断运行时间少于24h, 则中断前后的运行时间可以累加计算(其中包括工况转换过程中停机时间); 如中断运行时间超过24h, 则中断前后的运行时间不得累加计算, 引起运行中断的设备应重新开始30d运行。

连续30d可靠性运行合格后, 由买方签署初步验收证书, 机组即可投入初期商业运行。

6.9 水轮发电机及其励磁系统保证期限为投入商业运行后两年或累计运行8000h, 以先到为准。但从设备全部到达工地之日算起不超过4年。在此期间如因制造质量原因而损坏或不能正常工作, 制造厂应无偿为用户修理或更换, 而保证期相应延长。

水轮发电机保证期完结、最终验收证书签署之前, 制造厂应对所提供设备的质量完全负责。

7 铭牌、出品编号

7.1 水轮发电机(发电/电动机)铭牌

- a) 发电机铭牌、发电/电动机的电动机铭牌项目;
- b) 冷却器铭牌;
- c) 励磁设备铭牌。

7.2 出品编号

电机的出品编号应为钢印打印在联轴器端的发电机转子一侧上。

励磁设备出品编号应为打印在专门的铭牌上。

7.3 发电机铭牌

- a) 名称;
- b) 制造厂名(含国家名称);
- c) 产品标准;
- d) 电机型号;
- e) 制造厂出品编号;
- f) 出品年月;
- g) 额定容量(MVA);
- h) 额定功率(MW);
- i) 额定频率(Hz);
- j) 绕组接线方法;
- k) 额定电压(kV);
- l) 额定电流(kA);
- m) 额定功率因数($\cos \phi$);
- n) 额定励磁电流(A);

- o) 额定励磁电压(V);
- p) 额定转速(r/min);
- q) 定子绕组绝缘等级;
- r) 转子绕组绝缘等级;
- s) 飞逸转速;
- t) 推力轴承负荷(kN)。

发电/电动机的电动机工况铭牌上应增加如下项目:

- u) 电动机额定容量(MVA);
- v) 电动机额定入力(MW);
- w) 电动机额定电压(kV);
- x) 电动机额定电流(kA);
- y) 电动机额定功率因数($\cos \phi$);
- z) 电动机额定励磁电流(A)。

7.4 冷却器铭牌

- a) 产品名称;
- b) 制造厂名;
- c) 冷却器型号;
- d) 制造厂出品编号;
- e) 出品年月;
- f) 额定功率(kW);
- g) 冷却器额定进出水温度($^{\circ}\text{C}$);
- h) 水压降(Pa);
- i) 通水量(m^3/h);
- j) 最大工作压力(MPa);
- k) 设计风量(m^3/s);
- l) 风压降(Pa)。

7.5 直接水冷却电机的水处理设备铭牌

- a) 产品名称;
- b) 制造厂名;
- c) 设备型号;
- d) 制造厂出品编号;
- e) 出品年月;
- f) 额定功率(kW);
- g) 每小时处理水量(m^3/h);
- h) 最大工作压力(MPa);
- i) 循环水流量(m^3/h);
- j) 处理后的水质指标。

7.6 励磁设备铭牌

- a) 名称;
- b) 制造厂名;
- c) 产品标准;
- d) 型号;
- e) 制造厂出品编号;
- f) 接线法;
- g) 出品年月;
- h) 额定励磁容量(kW);

- i) 额定励磁电压(V);
- j) 额定励磁电流(A);
- k) 顶值励磁电压(V);
- l) 顶值励磁电流(A);
- m) 绝缘水平(kV)。

8 包装、运输、保管

8.1 除合同另有规定者外, 水轮发电机包括供货范围内的所有零部件、备品、备件, 必须经用户代表或指定负责工程师验收合格签证后, 才能进行运输包装。

8.2 运输包装应当坚固结实, 具备保护设备品质安全和数量完整的良好性能。应根据不同地区和要求, 运输包装应能防潮、防震、防雨、防腐、防锈蚀、防碰撞等。对于精密加工的零部件、精密仪表、控制盘及电气绝缘材料等应用密封包装箱, 并应有防霉、防冻、防盐雾等措施。

8.3 每件包装箱的尺寸和重量均应满足买方提出的要求, 运输包装还应适于运输、装卸、储存, 并符合节省运输费用的要求。

8.4 在包装箱中, 应附有产品出厂合格证书、装箱技术文件、随机安装图纸、试验合格证书, 以及有关资料和装箱清单。

8.5 包装标志要简明清晰, 文字少, 图案清楚, 国际上通用。标志的文字、字母及数字号码大小要适当, 符合一般机电设备运输的规定。不允许在包装箱上加任何宣传广告和图案。

8.6 书写标志的部位要适当, 不宜将标志刷在包装箱的底部或上盖。制作标志的颜料, 应具有耐温、耐晒、耐摩擦的性能。

8.7 包装标志包括运输标志、指示性标志和警告性标志。

8.8 货物发运之前, 供方应在每个包装箱的侧面, 用擦洗不掉的油漆以醒目的中文或英文写上下列标志:

- a) 收货人;
- b) 合同号;
- c) 运输标志;
- d) 收货人代号;
- e) 目的港;
- f) 货物名称和项目号、箱号;
- g) 毛/净重(kg);
- h) 体积(长×宽×高)(m)。

8.9 质量等于或大于2t的任一包装箱, 应在每个装箱的两侧, 用英文或国际贸易通用的运输标志表示“重心”和“吊点”的位置, 以便于装卸和搬运。按照货物的特点和运输中的不同要求, 供方应在包装箱上明显地标出“小心轻放”、“向上”、“保持干燥”等等字样和其他适当的国际通用的标志和图案标志。

8.10 随同货物所提供的技术文件, 其包装表面和内部应有如下英文标志:

- a) 货物名称;
- b) 合同号;
- c) 收货人;
- d) 目的港;
- e) 技术文件清单。

8.11 部件的保管按合同签约双方国家的标准执行, 包装的有效保管期应不少于12个月。

8.12 经由铁路运输的部件, 其尺寸不应超过合同签约双方国家的国标对非标准外形物体的规定。当部件经由铁路以外其他方式运输时, 其重量和体积的限值由合同签约双方协商确定。

8.13 在每批设备发出后的一周内, 制造厂应用电报、E-mail、航空信或电传方式通知用户指明:

- a) 设备名称;
- b) 件数、件号和重量;

- c) 合同号;
- d) 货物的合同价格;
- e) 货运单号码;
- f) 设备发出或装运日期。

附录A (提示的附录)

供货范围界定和服务

A1 供货范围界定

- a) 土建侧: 供货至设备基础板和锚固螺栓。
- b) 水轮机侧: 供货至水轮机轴连接法兰的联接处(当主轴为二根轴结构时), 或与发电机转子中心体/推力头的连接处(当主轴为一根轴时)。连接处连接螺栓, 螺帽应在机组合同中规定是水轮机供方供货还是发电机供方供货。
- c) 发电机本体: 上、下盖板以内全部设备、管路、支架、螺栓、电缆、电线及所有维护平台、梯子和附件等。
- d) 主引出线和中性点: 定子绕组引出线应供至机坑外一定长度与离相封闭母线连接, 或将离相封闭母线伸进机坑内应在机组合同中规定。如引出机坑外一定长度, 则应提供引出线穿过机坑的密封件, 支撑件和对钢筋发热的消磁保护设施。机坑内带电母线的保护遮栏。中性点除上述已规定外还应包括全部中性点接地设备和电流互感器。
- e) 监测、测量和控制系统, 除另有规定外, 电缆应供货至发电机端子箱及至机坑外的盘柜的端子板上。
- f) 励磁系统: 至励磁变压器与分支离相封闭母线连接的接口包括连接件、紧固件。励磁系统全套设备电缆应包括从集电环至机坑外各励磁盘柜之间的连接电缆。
- g) 油、汽、水、灭火等辅助系统管路应连接至机坑外连接法兰处。
- h) 发电机上盖板以上、上导轴承保护罩、转速继电器; 顶部机组运行、停机指示灯, 轴流式机组的水轮机叶片控制供油管的保护设备; 上部梯子、栏杆支架及附件、护网等。
- i) 发电机继电保护系统如包括在机组供货范围内, 则应在合同中规定。
- j) 计算机监控系统(必要时)。
- k) 安装起吊工具及其安装用的各种千斤顶、支架拉杆、调节螺栓、起吊用的吊环、吊耳、卡环等。
- l) 发电机风罩以内的加热干燥用的电热器和必要照明设施。
- m) 由供买双方协议规定的供现场试验用的专门仪器仪表, 各种安装专用设备、专用工具。
- n) 对发电/电动机, 除a)~m)条所规定的设备外, 还应提供相应的启动设备和换相开关设备等。直接水冷却发电机还应提供水处理设备和水质监测装置。
- o) 供方应随同水轮发电机提供如附录B表B1(但不仅限于此)所开列的主要备品备件。如需变更备品备件数量或种类时, 可由买方和供方协商确定。供方也可以推荐增加必要的备品备件及现场试验用的专用仪器仪表等设备。

A2 服务

- a) 供方应提供现场安装指导服务, 保证发电机安装质量, 直至投入正式商业运行。设备的安装、调试和试验, 由买方另行委托专业承包商进行。
- b) 供方应安排接受买方派出的代表, 并召开设计联络会议和协调会议, 其具体人数、次数和时间应在合同中予以明确。
- c) 供方应负责培训买方派出的安装、运行人员, 对其进行技术交底, 使其熟悉和掌握由供方提供的发电机及所有辅助设备运行、检修和维护的技能。

附录B (提示的附录)

备 品 与 备 件

应提供的主要备品与备件见表B1所列(但不限于此)。

表B1 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 ¹⁾	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 ²⁾	台份	1/15	1/15	3/15
4	推力轴承瓦	套	1	1	1
5	上导轴瓦	套	1	1	1
6	下导轴瓦	套	1	1	1
7	套筒轴承瓦(卧式轴承)	套	1	1	1
8	风闸制动快、密封圈、弹簧	套	1	1	1
9	磁轭键	对	1	2	3
10	磁极键	台份	1/8	1/8	1/4
11	集电环炭刷	台份	每台机各一台份		
12	滑环炭刷盒及弹簧	台份	1/4	1/4	1/4
13	轴承用绝缘板、绝缘套筒等	台份	1	1	2
14	各类型磁极线圈	个	1(各类)	1(各类)	1(各类)
15	阻尼环接头	台份	1/10	2/10	3/10
16	定子槽楔		按上层线棒备用量的2/3		
17	绝缘包扎材料		按一节距定子线圈所需数量		
18	电阻温度计	个	每台机组不同型式各2个		
19	带电接点电阻温度计	个	每台机各1个		
20	磁轭压紧螺杆		每台机配各类螺杆的1/10~1/20		
21	定子铁心压紧螺杆	台份	1/10	2/10	3/10
22	推力轴承冷却器	个	1	1	1~2
23	励磁装置印刷电路板插件	块	一台机所需数量，机组台数大于5台时酌情增加		
24	直接水冷电机冷却水管接头	台份	1/15	2/15	3/15
1) “台份”系指每一台机所需用的数量。					
2) 分别指最少不小于1个、2个和3个节距定子线圈的数量。					

附录C (提示的附录)

技术文件和图纸

技术文件和图纸一般可分三批提供：

第一批包括发电机外形图和数据。

第二批包括各部件结构详图及电磁计算、机械计算、温升、通风计算成果、空载特性曲线、“V”形曲线及功率圆图,各种盘、柜、箱等设备布置图等。

第三批包括电气安装接线图、端子图、机组零部件图、现场安装组织措施,安装说明书、运行维护说明书及随机装箱图纸等。

第一批技术文件和图纸一般应在合同签订后3个月至半年提交20份。第二批技术文件和图纸一般可在合同签订后6个月至一年提交10份。第三批技术文件和图纸的提供时间和数量由供买双方协商。

主要的图纸和资料应经买方代表审查同意。国外厂商提供图纸资料均以英文为准,如不属英语国家则必须有英译文件。

C1 外形图

供方提交设备的外形图,应标出总尺寸,注上设备的估计重量、外力、起吊高度尺寸图和安装全部设备的结构设计中所需预留的各种数据。

标有“※”的图纸,依据规定执行违约罚款。

资料名称(但不限于此)

签订合同后的日历天数

C1.1 发电机部分

(此处仅供参考,每个工程按实际情况确定)

※1) 发电机风罩、定子机座和带转轴的转子外形图	90
2) 转子固定在厂房行车上的起吊设施初步详图	90~120
3) 发电机轮廓图	120
4) 基础板尺寸和位置图(包括预埋件、设备荷重和短路作用力详图)	120~150
5) 空气冷却器尺寸和位置图	90~120
6) 用于确定风罩内油、水、气管道相对位置的布置图	90~120
※7) 发电机引线的推荐位置、尺寸和详图	90~120
※8) 混凝土基础中和墙内预留孔的推荐位置、尺寸和详图	90
※9) 完成厂房设计需用的其他资料(如有必要)	90~120
10) 工厂焊接件的无损检查用的详细说明	120~150
11) 临界转速分析图及计算成果	150~180
12) 所有电气接线端子箱的推荐尺寸和布置图	120~150
13) 推力轴承、导轴承及工作平台的安装尺寸和详图	90~120
※14) 安装场内定子机座组装、焊接和定子叠片预埋件基础图	90
※15) 安装场内转子组装基础预埋件图	90
16) 发电机轴承所需冷却水量和油量	90~120
17) 发电机冷却水系统图	90~120
18) 用于发电机制动装置的空气压力值和储气罐容量,包括初步布置图	90~120
19) 防火系统初步布置图	90
20) 最大部件运输尺寸、重量和数量图(表)	90~120
21) 自动操作液压系统图	120
22) 发电机参数计算书	90~120
23) 如有电制动,则应提供电制动电源变压器容量尺寸、电制动盘柜尺寸	120

C1.2 励磁系统部分

※1) 注明励磁装置、整流器、励磁电源、变压器、自动励磁调节器和电力系统稳定装置的外形尺寸和重量的总体布置图和母线/电缆接头以及基础固定详图	120
※2) 励磁变压器的额定容量及各参数	120
※3) 励磁系统框图、配线图和说明	120

※4)	励磁盘尺寸和布置图	120
※5)	蓄电池充放电要求和安培-时特性曲线	120
C1.3 发电/电动机部分		
※	起动设备和倒相开关外形及布置图	120
C2 详图和说明书		
详图上应标明所有必须的尺寸, 材料的型号和级别, 焊接或螺栓联接的详图、配合公差; 供方建议装运设备的现场设施和组件; 油、水、气辅助接头位置和尺寸, 以及电气回路中的端子箱和电缆清册。		
部件或零件的设计规范、计算书、制造尺寸和材料规格详细说明。		
资料名称(但不限于此)		签订合同后的日历天数
C2.1 发电机部分	(此处仅供参考, 每个工程按实际情况确定)	
※1)	发电机纵剖面图与平面图	120~150
2)	预埋部件详图	150~180
3)	集电环、电刷与电刷架图	150
4)	轴与轴的校直允许偏差图	120
※5)	发电机主引线和中性点引出线详图, 包括电流互感器的安装位置、技术资料细节和保护设备资料与详图	180~210
※6)	发电机与所有辅助设备的布置示意、连接与接线图, 端子箱的布置结构、安装位置及管道布置图	150~180
※7)	转子装配现场基础详图	150~180
8)	大件运输图	270
※9)	转子装配图	180~210
10)	仪器、继电器、温度计、示测器、节流阀、温度探测器等图纸	210
※11)	定子装配图	210
※12)	定子铁心及机座装配图	180~210
13)	包括水、油、气阀门在内的发电机机坑和风罩内的管道布置图	180~210
14)	发电机制动器、千斤顶和高压油顶起装置的系统图, 电制动计 算成果及曲线	210
15)	推力轴承、导轴承装配图	210~240
16)	推力轴承高压油顶起系统原理和布置图	210
17)	水或CO ₂ 的灭火系统说明和设备布置图	210
※18)	转子起吊装置图(包括由其他承包商提供的用于连接平衡梁150~180的专用附件)	150~180
※19)	定子整体起吊图	180
※20)	定子绕组图	210~240
21)	表示功率因数分别为0.85、0.90、0.95、1.0时发电机典型负荷特性的V型曲线	240
22)	电压分别为95%、100%和105%额定电压时发电机额定千伏安和持续过负荷运行时的功率曲线	240
23)	卸货、运输和储存图及其说明	270
24)	发电机饱和曲线图	240

※25)	现场焊接和现场焊接试验说明书	240
26)	所提供的工具与设备清单	270
27)	装配、拆卸、运行和维护需用补充图	240
※28)	定子及其绕组现场装配说明书, 试验说明书	210~240
※29)	转子支架、磁轭装配详图	210~240
※30)	直接水冷却发电机水处理配置和布置详图、安装详图、水质 监测系统和装置详图	210~240
1)	励磁柜盘面布置图	150~180
2)	励磁柜安装详图、结线图	150~180
3)	设备内部布置视图, 包括端子排和电缆接头详图	150~180
4)	管道与电缆接头及离相母线连接详图	150~180
5)	静止励磁装置、整流器、变压器和电压调节器布置图和原理 图	150~180
6)	线路布置原理图	120
7)	安装接线图	210
8)	与计算机监控系统(SCADA)接口图	210
C2.3	发电机-变压器组保护系统详图和数据	210~300
C2.4	发电/电动机部分相应的启动设备和倒相开关详图	210

C3 原理接线图、附图和设计计算书

C3.1 供方应为所供设备编制并提交完整的原理图、线路图和接线图。图中应显示所有仪表和控制开关的外部接头, 也显示所有仪表、继电器、调节器和其他装置的内部接线图。明确所有控制回路 with 计算机监控设备的接口, 提供通信规约等。

C3.2 在结束合同工作之前, 供方应向买方提供一整套包括现场变化最后定型的注有全尺寸的设备永久性底图和胶片。还应提供三整套发电机部件的设计计算书复制品。图纸应包括提交审查的所有图纸和所有用于维护修理和/或更换部件的图样。另外应提供10套装订成册的, 尺寸缩成350mm×550mm的全部供方图纸的复印件, 每套应包括1个表明图纸数量和图纸题目的索引。并提供1套卖方图纸的软盘和1套CD-ROM及相应的图形支持软件。

C3.3 设计计算书应足够详细, 包括说明、假设、设计方法、使用标准、应力计算水平等, 以证明设备能否符合规定要求, 并为可能需要的设备故障分析提供充分的资料。

C4 试验记录、证明书和试验报告应提供工厂试验记录、出厂试验记录、各种试验报告、主要部件材料合格证明书及必要的照片、录像带等。大型和重要的厂内型式试验均应提供详细的试验报告。

应提供设备的安装说明书和运行维护说明书。

附录D (提示的附录)

技术保证、罚款和索赔

D1 供方应遵守合同规定的关于所提供设备的质量、规格及性能的全部要求, 保证设备在正确安装、正常操作和正常维护的情况下, 在其使用期限内具有令人满意的性能。除技术规范中另有规定外, 在安装和现场试验过程中以及设备保证期内, 对设计不完善、工艺或材料的缺陷而造成的损坏或故障, 供方应负全部责任。

D2 效率保证: 若发电机达不到规定的保证效率, 则供方应按发电机实际效率每低于保证效率的0.01% (作为计算单位)处以每台机合同规定的违约金。违约金的评定应基于现场效率试验所取得的效率值。

D3 出力保证：若在规定的最高温度下，经现场试验，发电机出力达不到规定的额定出力，则供方应按每台机出力每低于额定出力0.1%(作为计算单位)，处以合同规定的违约金

D4 上述效率保证和出力保证，对应于以下的条件：

- a) 如果试验未在质量保证期限内进行，则供方不承担合同违约责任；
- b) 如果发电机效率或出力高于保证值，则供方不得索取附加的报酬。

D5 如果供方对质量偏差负有责任，并在规定的质量保证期和检查期内，当买方提出索赔要求时，供方应根据买方的协议按下列一种或几种方法解决索赔。

a) 以与合同规定的规格、质量、性能相一致的新部件更换不合格的部件，并承担买方发生的所有直接有关的费用。同时，供方应相应地延长更换部件的保证期。

b) 按照货物的低劣及损坏的程度，以及买方遭受损失的金额，由买方与供方协商对货物进行降价处理。

c) 同意拒收货物并以合同中所规定的货币向买方偿还与拒收货物价格等值的款额，并承担出现的损失和费用，包括利息的自然增长、银行费用、运费、保险费、检验费、储存费、货物装卸费，以及为了保管和维护拒收货物所必须的一些其他费用。