

ICS 27.040

K 59

备案号: 21262-2007

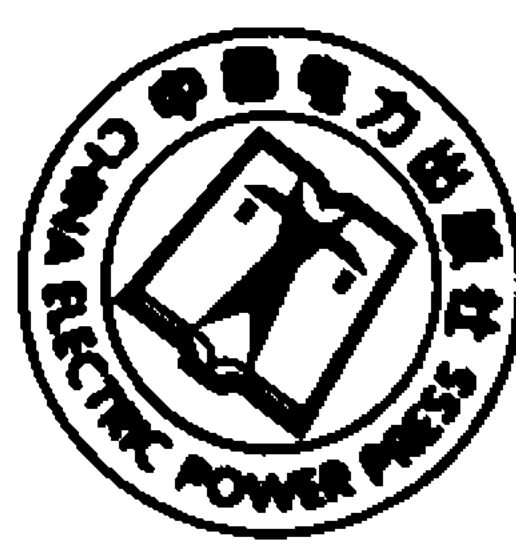
DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 1055 — 2007

发电厂汽轮机、水轮机技术监督导则

Technical supervision guide for turbine in power plant



2007-07-20 发布

2007-12-01 实施

中华人民共和国国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言.....	II
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 总则.....	2
4 监督的任务.....	3
5 设备选型.....	4
6 设计阶段.....	7
7 监造和验收.....	8
8 安装.....	10
9 调试阶段.....	12
10 启动验收性能试验.....	14
11 生产期间技术监督.....	16
附录 A (资料性附录) 水轮机及其辅助设备制造期间技术监督大纲	20
附录 B (资料性附录) 分部试运技术文件包包含的内容	22
附录 C (资料性附录) 汽轮机各种工况的定义	23
附录 D (规范性附录) 汽轮机调节系统/DEH 重要定期试验周期及内容	24
附录 E (规范性附录) 汽轮机调节系统汽门关闭时间合格值	25
附录 F (资料性附录) 水轮机及其辅助设备生产期间技术监督项目	26
附录 G (资料性附录) 汽轮机技术监督“异常情况整改/告警通知单”的格式	27

前 言

本标准是根据《国家发展改革委办公厅关于下达 2004 年行业标准项目补充计划的通知》（发改办工业〔2004〕1951 号）要求制定的。

汽轮机、水轮机（包括燃气轮机）技术监督是保证发电机组安全、经济、稳定运行的重要环节。为适应高参数、大容量发电机组的迅速发展及厂网分开和区域电力市场格局的形成，本标准从全过程技术监督的角度制定了监督的任务、措施和技术管理内容。

本标准的附录 D、附录 E 为规范性附录。

本标准的附录 A、附录 B、附录 C、附录 F、附录 G 为资料性附录。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由中国电力企业联合会电力试验研究分会归口并解释。

本标准起草单位：中国南方电网广东电网公司电力科学研究院。

本标准参加起草单位：华北电力科学研究院有限责任公司、东北电力科学研究院、华东电力试验研究院、西北电力试验研究院、浙江电力试验研究所、浙江电力调度通信中心和湖北电力试验研究院。

本标准主要起草人：田丰、郭芸、黄青松、姚泽、林清如、阚伟民、马斌、何宏明。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化中心（北京市白广路二条一号，100761）。

发电厂汽轮机、水轮机技术监督导则

1 范围

本标准规定了火力发电厂（以下简称“火电厂”）汽轮机和水力发电厂（以下简称“水电厂”）水轮机技术监督的任务、措施和技术管理内容。

本标准适用于单机容量在 15MW 及以上各种类型水轮机和单机容量为 125MW 及以上汽轮机的技术监督。

本标准不适用于核电厂汽轮机、联合循环发电厂燃汽轮机的技术监督。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。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标准。

- GB/T 5578 固定式发电用汽轮机技术条件
- GB 7520 汽轮机保温技术条件
- GB 8117 电站汽轮机热力性能验收试验规程
- GB 9782 汽轮机随机备品备件供应范围
- GB 11120 工业闭式水循环汽轮机油
- GB/T 8174 设备及管道保温效果测试与评价
- GB/T 8564 水轮发电机组安装技术规范
- GB/T 9652.1 水轮机调速器与油压装置技术条件
- GB/T 9652.2 水轮机调速器与油压装置试验规程
- GB/T 10969 水轮机通流部件技术条件
- GB/T 11348 旋转机械转轴径向振动的测量和评定
- GB/T 11805 水轮发电机组自动化元件（装置）及其系统基本技术条件
- GB/T 13399 汽轮机安全监视装置技术条件
- GB/T 14478 大中型水轮机进水阀门基本技术条件
- GB/T 14541 电厂用运行矿物汽轮机油维护管理导则
- GB/T 15468 水轮机基本技术条件
- GB/T 15469 反击式水轮机空蚀评定
- GB/T 15613 水轮机模型验收试验规程
- GB/T 17116 管道支吊架
- GB/T 17189 水力机械振动和现场测试规程
- GB/T 18482 可逆式抽水蓄能机组启动试验规程
- GB/T 50102 工业循环水冷却设计规范
- DL 438 火力发电厂金属技术监督规程
- DL 441 火力发电厂高温高压蒸汽管道蠕变监督规程
- DL 612 电力工业锅炉压力容器监察规程
- DL 647 电力工业锅炉压力容器检验规程
- DL 5000 火力发电厂设计技术规程

- DL 5011 电力建设施工及验收技术规范（汽轮机机组篇）
- DL/T 443 水轮发电机组设备出厂检验一般规定
- DL/T 445 大中型水轮机选用导则
- DL/T 496 水轮机电液调节系统及装置调整试验导则
- DL/T 507 水轮发电机组启动试验规程
- DL/T 561 火力发电厂水汽化学监督导则
- DL/T 563 水轮机电液调节系统及装置技术规程
- DL/T 571 电厂用抗燃油验收、运行监督及维护管理导则
- DL/T 586 电力设备用户监造技术导则
- DL/T 606 火力发电厂能量平衡导则
- DL/T 616 火力发电厂汽水管道与支吊架维修调整导则
- DL/T 641 电站阀门电动装置
- DL/T 710 水轮机运行规程
- DL/T 711 汽轮机调节控制系统试验导则
- DL/T 712 火力发电厂凝汽器管选材导则
- DL/T 792 水轮机调速器及油压装置运行规程
- DL/T 801 大型发电机内冷却水质及系统技术要求
- DL/T 827 灯泡贯流式水轮发电机组启动试验规程
- DL/T 834 火力发电厂汽轮机防进水和冷蒸汽导则
- DL/T 838 发电企业设备检修导则
- DL/T 855 电力基本建设火电设备维护保管规程
- DL/T 863 汽轮机启动调试导则
- DL/Z 870 火力发电企业设备定检定修管理导则
- DL/T 892 电站汽轮机技术条件
- DL/T 1051 电力技术监督导则
- DL/T 5026 电力工程计算机辅助设计技术规定
- DL/T 5054 火力发电厂汽水管道设计技术规定
- DL/T 5066 水力发电厂水力机械辅助设备系统设计技术规定
- DL/T 5070 水轮机金属蜗壳安装焊接工艺导则
- DL/T 5071 混流式水轮机分瓣转轮组装焊接工艺导则
- DL/T 5072 火力发电厂保温油漆设计规程
- DL/T 5186 水力发电厂机电设计规范
- DL/T 5208 抽水蓄能电站设计导则
- JB/T 8188 汽轮机随机备品备件供应范围
- JB/T 8660 水电机组包装、运输和保养规范
- JB/T 56078 大型水轮机产品质量分等
- SL 142 水轮机模型浑水验收试验规程

3 总则

3.1 汽轮机、水轮机技术监督是电力建设、生产中技术监督的重要组成部分，是保证发电厂安全生产的重要措施。应实现设计、选型、制造、监造、安装、调试、试运行及运行、检修、停（备）用、技术改造的全过程监督和管理。

3.2 基建期间技术监督既区别于工程项目管理，又区别于工程监理。主要是根据相关国家/行业标准、

技术管理法规，对建设质量提供技术监督和支持，以使机组在良好状态移交商业运行。

3.3 监督工作的职责应参照 DL/T 1051 的规定执行。

3.4 监督工作涉及面广，应自上而下，分级建立技术监督网络，明确各级技术监督机构、监督人员的职责和职权，以及相互的配合关系。

3.5 各发电企业应成为技术监督工作的主体，科技投入的主体，多层次、多渠道地加大轮机技术监督工作的投入，以保证技术监督工作顺利开展。

3.6 各电力试验研究院宜成立以总工程师负责的技术监督机构，配备必要、先进的检测设备和标准试验室，设立技术监督专责。宜根据本导则制定专业技术监督条例和考核办法，严格履行技术监督的职责。

3.7 各发电（集团）公司及/或其下属电厂的技术监督工作应由技术主管/总工程师统一领导，企业生产技术部门为技术监督的归口管理部门，应设技术监督专责。

4 监督的任务

4.1 基建期汽轮机、水轮机技术监督的主要任务

4.1.1 设备选型阶段：参加设备的招评标（包括招标文件的审核等），根据相关规程规范、当前技术水平和实际条件，使所选设备可靠、先进、实用。

4.1.2 设计阶段：对设计方案、供货厂家设计方案、图纸、设计单位设计资料（包括软硬件、布置、选材等）和原理图纸等进行审查。

4.1.3 设备监造阶段：对发现的重大问题，技术监督人员（包括携带必要的检测设备）应到达制造厂，根据技术方案、设计资料和技术指标等，协作对问题进行检测、分析和确定处理方案；对重要技术环节，应派遣有经验、有资质的人员进行现场监督。对运行、调试中和其他同类型机组暴露出来的问题，应进行调研、总结和重点防范，与厂家一起制定防范措施。

4.1.4 设备验收阶段：根据供货合同、清单和有关验收标准，对进厂主要设备进行验收。对进厂后设备的现场储存保管进行监督检查；对水轮机而言，如有模型试验的应首先待模型验收试验合格后，方可进入设备设计和制造阶段。

4.1.5 设备安装阶段：根据厂家设备安装要求、有关设计、技术规范、相关标准和工程主要质量控制点，对设备安装实施监督。

4.1.6 机组调试阶段：根据制造厂运行维护说明书有关技术规程、规范、标准和合同，对分部调试、整套启动调试过程中所有试验方案、技术指标、主要质量控制点、重要记录进行监督。

4.1.7 性能验收试验阶段：根据试验合同、验收试验技术规程和指标，对试验的过程、结果进行监督。

4.2 生产期间汽轮机、水轮机技术监督的主要任务

4.2.1 了解和分析机组本体、辅助设备和附属机械的运行状况，收集有关资料、运行数据。必要时，对重要技术监督指标定期进行测试。

4.2.2 对各种参数异常或潜在故障隐患进行分析、评估，提出整改、告警处理意见。这些意见包括改进机组安全性、经济性等。

4.2.3 重大设备故障、事故的调查和原因分析，提出意见和反事故措施。

4.2.4 根据机组运行状况，在检修前提出建议。实施检修技改项目质量技术监督，对其中发现的缺陷提供处理建议。

4.2.5 协助对本体、辅助设备和附属机械进行技术改造，对改造项目进行可行性研究、审查和调研，并为改造方案的制定提供建议。

4.2.6 对定期试验和维护的内容、方法和周期等进行监督。必要时，可有针对性地开展专项检查，提出整改意见及建议。

5 设备选型

5.1 汽轮机

5.1.1 汽轮机的选型应符合 GB/T 5578、DL 5000、DL/T 892 等标准的要求，经技术经济比较后确定。

5.1.2 机组容量应根据系统规划的容量、负荷增长速度、电网结构等因素进行选择，优先选用高效率、大容量的机组。

5.1.3 汽轮机的选型，应充分考虑电网调峰需要。新建机组的调峰能力不应低于额定负荷的 35%~40%，各有关辅助设备的选择和系统设计应满足相应的要求。

5.1.4 汽轮机的各项性能保证如效率、热耗率、功率等应满足要求。热耗率的保证可以是热耗率验收 (THA) 工况或最大连续功率 (T-MCR) 工况。

5.1.5 汽轮机应在保证寿命期内，满足夏季运行、机组老化以及考虑设计、制造公差等因素后，仍能带额定负荷安全连续运行。

5.1.6 高压内缸、喷嘴室及喷嘴、中压内缸、导流环等部件应选用在高温下持久强度较高的材料，符合 DL 438 的要求。

5.1.7 机组 A 级检修间隔应满足 DL/T 838 的要求。宜采用新缸盖结构，延长机组的 A 级检修间隔。

5.1.8 汽轮机叶片的设计应是先进的、成熟的，并采用新型高叶片。低压末级及次末级叶片应具有必要的抗水蚀措施，为适应调峰低负荷运行，可适当提高末级长叶片根部的反动度。

5.1.9 对于高参数、大容量的机组，尤其是对直流锅炉的汽轮机，应考虑防止固体颗粒侵蚀 SPE (Solid Particle Erosion)。

5.1.10 汽缸上的压力、温度测点应齐全，并满足检修、维护、集中控制和试验的要求，并具备不揭缸更换的条件。

5.1.11 汽轮机应按 GB/T 5578 的规定执行，安全监视装置技术的要求、设计、配套选型可按 GB/T 13396 及相关行业标准执行。

5.1.12 汽轮机主汽门调节汽门应选择好的阀腔室及合适通道型线，减少冲击波和涡流损失以及降低汽流激振力和噪声，并具有良好的流通性能，满足与连接的管道的焊接要求。

5.1.13 轴系各阶临界转速应与工作转速错开，轴系临界转速值的分布应满足有安全的暖机转速和进行超速试验。

5.1.14 汽轮机轴径向振动测量方法、仪器及评定准则宜满足 GB/T 11348 的要求，轴/轴承座振动值应满足 DL 5011 的要求。超速试验过程中，轴或轴承振动应不超过振动限制值，轴承的失稳转速不小于 4000r/min，超速试验过程中，转子各轴颈不允许出现显著的低频振动分量。

5.1.15 轴系稳定性应由汽轮机制造商统一负责，进行轴系稳定性计算。为有效防止高参数、大容量汽轮机蒸汽汽隙激振引起的低频振动，应考虑高压缸汽膜的刚度和阻尼，选择合适的汽封结构形式及间隙。

5.1.16 汽轮机在设计上应充分考虑到可能意外发生的超速、进冷汽、进冷水、着火和突然振动。防止汽轮机进水可参照 DL/T 834 执行。

5.1.17 应充分考虑机组结构、旁路、制造商成熟的经验和传统，合理采取高压缸/高、中压缸联合/中压缸启动方式。对中压缸启动，应配套中压缸启动时可靠防止高压缸过热的系统。

5.1.18 汽轮机调节控制系统的性能应满足 DL/T 711 的要求。对于纯电调 DEH，应具有灵活的阀门管理功能，能实现重要电磁阀在线活动、汽轮机要求的各项启动/验收/例行维护试验，如严密性试验、阀门松动/（全行程）活动试验、超速试验等，并具有成熟、安全可靠的试验逻辑。DEH 系统还应满足电网对机组调节性能的具体要求。

5.1.19 超速保护限制系统 OPC (Over-speed Protection Control) 宜与 DEH 在设计上分开，采用独立的硬件和软件实现，转速及触发信号测量的快速性、准确性应予以保证，关闭调节阀的动作转速一般为额定转速的 103%~105%。

5.1.20 高压抗燃油 DEH 调节保安系统, 转速保护有冗余两套以上的, 可以设 1 个/2 个或不设机械式(飞锤/飞环)危急遮断器。

5.1.21 应根据电网容量、要求、机组所处的负荷位置等统筹考虑是否具备 FCB (Fast Cut Back) 功能。对于设计需具备 FCB 功能的机组, 汽轮机及其辅机、系统均应满足额定转速下空转或带厂用电持续运行的时间要求。

5.1.22 应根据电网对机组的要求, 结合机组本身的实际情况, 如转子轴系扭振、叶片应力和热力系统等, 决定调节汽门是否具有快控 FV (Fast Valving) 功能。轴系设计的扭振频率, 应保证机组在任何工况下不发生机电谐振。

5.1.23 汽轮机宜配套提供高、中压转子热应力监测或监控设备和寿命管理系统, 并对各种启停工况给出寿命损耗分配次数的建议。

5.1.24 汽轮机组的辅助设备、附属机械、管道及与汽轮机有关的其他工程均应满足国家/行业标准、技术/管理法规和业主的具体要求。

5.1.25 汽轮机组可根据需要采取电动、液动或气动旁路。旁路系统的设置及其形式、容量和控制水平, 应根据汽轮机和锅炉的类型、结构、性能、启动方式及电网对机组运行方式(如是否具有 FCB 功能)的要求确定。直流锅炉旁路系统容量应满足冷、热态冲洗的需要, 一般不小于 35% 最大蒸发量。

5.1.26 低压缸与凝汽器的连接方式可采用刚性或柔性连接, 凝汽器与基础的连接方式, 应考虑其抽真空对低压缸的影响。

5.1.27 凝汽器面积、冷却介质流量、冷却塔面积以及汽轮机末级叶片长度等发电厂的“冷端”主要参数宜通过优化确定。

5.1.28 凝汽器管材的选用应根据管材的腐蚀性、使用年限、价格、维护费用及凝汽器结构等进行全面的技术经济比较后确定, 具体可按 DL/T 712 执行。

5.1.29 对采用给水加氧处理 OT (Oxygenated Treatment) 方式运行的机组, 其高、低压加热器材料应与之相适应。

5.1.30 应根据机组运行冷却水的实际情况决定是否选用凝汽器胶球清洗装置。

5.1.31 阀门电动装置的基本技术条件可按 DL/T 641 执行。

5.1.32 锅炉给水泵配置的类型可以按 DL 5000 选择, 泵的选型应便于全厂统一运行维护和管理。

5.1.33 凝结水精处理系统应与机组的类型、运行方式相适应。

5.1.34 汽轮机随机备品/备件供应至少应满足 JB/T 8188 和 GB 9782 的要求, 满足机组正常运行第一个 A 级检修期的需要。

5.1.35 供热机组的选型, 应根据“以热定电”的原则, 并根据热负荷大小和特性, 经技术经济比较后合理确定。

5.2 水轮机

5.2.1 水轮机选型的技术要求应按 GB/T 15468、DL/T 445、GB/T 15469、DL/T 5186 等执行。

5.2.2 水轮机的类型选择应根据水电厂的运行水头范围及其运行特点, 保证机组安全、稳定、可靠、高效运行。在制造厂商所提供的水轮机机型方案中, 从运行稳定性和可靠性、能量指标、经济指标、设计制造经验等方面, 综合技术经济论证比较后选定。

5.2.3 水轮机比转速的选择应根据水头、空化特性、水质条件和设计制造水平等条件综合比较, 合理选择, 应优先考虑水轮机的稳定性和效率。对水头变幅大的大型水电厂水轮机的类型进行选择时应主要考虑水轮机运行的水力稳定性要求; 对于水泵水轮机比转速的选择, 宜以水泵工况的比转速为主, 除了根据上述条件外还应考虑最大扬程和最小扬程。

5.2.4 水轮机转轮公称直径应在保证发足额定功率和获得最佳经济效益的前提下选取。

5.2.5 水轮机参数的选择应避免与引水系统产生水力共振。

5.2.6 反击式水轮机的吸出高度的选择应满足水轮机在规定的运行范围内稳定运行和节省投资、经济合

理的要求, 按各特征水头运行工况及其相应的电站空化系数 σ_p 进行计算。电站空化系数根据初生空化系数 σ_1 确定。水泵水轮机的吸出高度按水泵工况无空化条件选取, 水轮机的安装高程按 DL/T 5186 及 DL/T 5208 经经济比较后选取。

5.2.7 反击式水轮机的空蚀保证, 一般水质条件下应符合 GB/T 15469 或合同的规定。含沙量较大时, 其对水轮机的磨蚀失重保证值, 可根据过机流速、泥沙含量、泥沙特性、运行条件及电站水头等情况由供需双方商定, 冲击式水轮机的空蚀保证应符合 DL/T 445 的规定。

5.2.8 所选择的水轮机应在空载工况稳定运行和并网, 水轮机稳定运行的功率范围应满足 GB/T 15468 和 DL/T 445 规定的要求, 即在电站规定的最大和最小水头范围内, 水轮机应在表 1 所列功率范围内稳定运行。

表 1 水轮机稳定运行的功率范围

水轮机型式	相应水头下的机组保证功率范围 (%)
混流式	45~100
定桨式	75~100
转桨式	35~100
冲击式	25~100

5.2.9 对于混流式机组和轴流定桨式水轮机在采取除强迫补气之外的其他必要措施后, 尾水管直锥段内规定部位所测得的压力脉动值 (混频峰—峰值) 与相应水头的比值 ($A=\Delta H/H$) 在最大与最小水头之比小于 1.6 时, 其保证值应不大于 3%~11%, 低比转速取小值, 高比转速取大值; 原型水轮机尾水管进口下游侧压力脉动峰—峰值应不大于 10m 水柱。

5.2.10 选用的水轮机应取得制造厂提供的功率、效率和流量保证, 空蚀或磨蚀损坏保证, 飞逸特性、运行稳定性和噪声保证, 调节保证, 可靠性保证, 以及水轮机模型综合特性曲线、水泵工况模型综合特性曲线、水泵水轮机全特性曲线 (包括流量、转矩特性曲线) 等技术资料。水轮机的空蚀保证应满足 GB/T 15469 的要求和条件。

5.2.11 反击式原型水轮机的效率修正按 GB/T 15468 中的公式计算, 但在技术协议上应写明选定的公式和系数 K 值, 冲击式原型水轮机的效率应不低于其模型水轮机的效率。

5.2.12 水轮机/水泵水轮机额定转速的选择:

- a) 应根据所选择的比转速或根据水头、功率、转轮直径等参数在发电机同步转速系列中通过技术经济比较选取。
- b) 对于水头变幅大的水泵水轮机, 可研究、论证采用分挡变速或连续调速技术的必要性和经济合理性。

5.2.13 水泵水轮机在满足安全可靠运行的条件下, 应重视提高综合加权平均效率, 注意发电和抽水的容量、水量平衡。

5.2.14 水泵水轮机确定拆卸方式应考虑厂房布置、制造厂家经验、机组运行与维修经验, 一般宜选择上拆和中拆方式。

5.2.15 选择水轮机时应研究水轮机科技发展的最新成就。采用新型号的水轮机转轮如果没有经过运行考验, 应由供方提供完整的模型试验资料, 必须进行模型验收试验。

5.2.16 水轮机的结构设计应合理, 在保证设备部件刚度和强度的前提条件下应做到便于运输、拆装及运行、检修、维护方便, 应保证在不拆卸发电机转子、定子、水轮机转轮、主轴等部件的情况下对水导轴承、主轴密封等部件及易损部件进行检查和更换。对水轮机通流部件的易空蚀和磨蚀破坏部位, 应采取抗空蚀和耐磨蚀的技术措施。

5.2.17 所采用的新工艺、新技术、新材料和重大结构改造,应经工业试验和技术鉴定合格后,方能正式使用。

5.2.18 水轮机调速器选型的技术要求参照 GB/T 9652.1 及 DL/T 563 的规定执行。同时还应考虑当前技术水平和实际条件,使所选设备成熟、可靠、先进实用,并经综合技术经济论证比较后选定。

5.2.19 进水阀门的选择按 GB/T 14478 执行,应根据水头、直径及输水管道布置方式,经技术经济比较后确定选用阀门的类型。阀门应能动水关闭,其关闭时间不应超过机组在最大飞逸转速允许持续运行的时间。对于径流式或河床式水电厂的低水头单元输水系统,不装设进水阀的,应采取其他防飞逸措施。

5.2.20 大型水电厂、抽水蓄能电厂的调节保证计算应采用计算机仿真系统进行计算,优选导叶关闭规律和调节系统参数,机组甩负荷时的最大转速升高率和蜗壳最大压力升高率应符合 DL/T 5186、DL/T 5208 的规定。

5.2.21 水轮机的运行可靠性保证按 DL/T 445 执行。即水轮机可用率不少于 95%;水轮机无故障累计运行时间不低于 16000h;A 级检修周期应不少于 8 年或总运行历时不低于 32000h(对多泥沙河流的水轮机由供需双方在合同中确定,但不得低于 5 年);水轮机使用寿命不低于 50 年。

6 设计阶段

6.1 汽轮机

6.1.1 汽轮机组的设计应符合 DL 5000 等标准的要求,同时符合国家有关政策。

6.1.2 汽轮机在设计时,应同时考虑性能试验所需测点,以保证性能试验测点的完整、可靠。

6.1.3 对首台开发/改型的大容量机组,其主、再热蒸汽等管道的管径及管路根数,回热系统应经优化计算后确定。

6.1.4 汽轮机疏水系统设计除按 DL/T 834 执行外,还应结合机组的具体情况和运行、启动方式,做出最优处理。

6.1.5 汽轮机管道设计应根据热力系统和布置条件进行,做到选材正确、布置合理、安装维修方便,并应避免水击、共振和降低噪声。汽轮机本体范围内的汽水管道设计,除应符合 DL/T 5054 外,还应与制造商协商确定。

6.1.6 管道支吊架的材料、设计除符合 GB/T 17116 的规定外,还应符合各类管道有关的国家现行规范的要求。

6.1.7 汽轮机设备、管道及其附件的保温、油漆的设计应符合 DL/T 5072。凡未经国家、省级鉴定的新型保温材料,不得在保温设计中使用。

6.1.8 绝对压力大于 0.1MPa 的抽汽管道及汽轮机高压排汽管上应设有快速关闭的气/液动止回阀,至除氧器抽汽应配置 2 个串联的止回阀,止回阀气缸应侧装。

6.1.9 供热机组供热抽汽管道应设计止回阀及快关阀。

6.1.10 工业循环水冷却设施的类型选择,应根据生产工艺对循环水的水量、水温、水文和供水系统的运行方式等方面的使用要求,经技术经济比较后确定,可以参照 GB/T 50102 执行。

6.1.11 汽轮机的凝汽器,对直流供水系统,如水中含沙较多,或因其他原因,能证明管子不结垢也不沉积时,可不设胶球清洗装置。当冷却水含有悬浮杂物且易形成单向堵塞时,宜设反冲洗装置。

6.1.12 高压加热器水位高保护宜设置快速液、气压操纵联成(三通)阀,如不采用此类阀门,则高压加热器出入口给水电动门和给水大旁路电动门的开、关速度和逻辑,应满足锅炉不断水、高压加热器汽侧不满水、不超压及高压加热器管束温变率的要求。

6.1.13 循环水泵出口液压蝶阀的开、关速度及逻辑应与水泵及配套管路、设备的水力参数相匹配,其控制电源应可靠。

6.2 水轮机

6.2.1 水轮机的设计应贯彻国家基本建设方针,体现当前的经济和技术政策。除按 GB/T 15468、DL/T 5186、

DL/T 5208、DL/T 445、DL/T 5066 的规范进行设计外，还应符合现行的有关国家/行业标准、技术/管理法规的规定和满足水电厂的设计要求。

6.2.2 在完成规划选点设计，水电厂的装机容量已确定后，通常的设计程序为：预可行性研究报告、可行性研究报告、招标规划报告及施工图设计四个阶段。

6.2.3 水轮机的设计除遵循“参考设计”或“典型设计”外，在设计上应不断有所创新，并积极采用先进的设计手段，如 CFD 和按 DL/T 5026 要求采用计算机辅助设计（CAD）技术。

6.2.4 在水电厂的装机容量确定的前提下，单机容量和机组台数的选择应考虑以下原则：

- a) 电力系统对水电厂在汛期和非汛期输出功率、机组运行方式和检修的要求，以及单机容量占电网工作容量的比例；
- b) 水库的调节性能，水头、流量及水文特性与运行方式；
- c) 枢纽布置条件；
- d) 对外运输条件；
- e) 河流及过机泥沙特性；
- f) 机组设备制造能力和技术水平；
- g) 其他特殊技术要求，如水电厂自然环境特点和综合利用要求等具体情况。

水轮机单机容量和台数的选择，首先拟定不同的单机容量方案（一般情况下机组台数应不少于两台），按以上主要原则，经技术经济比较后选定。

6.2.5 机组辅机及辅助设备的选择和布置根据所选主机的要求进行选择和布置，执行 DL/T 5186、DL/T 5066 及 DL/T 5208 等规范，并应特别重视厂内排水系统和消防设施的安全可靠性。

6.2.6 设计方案应综合考虑安装、试验、运行、检修和维护等方面的合理需求，进行综合比较。并积极开展科学试验，从实际出发，慎重地采用新技术、新设备、新材料。

6.2.7 水电厂按“无人值班（少人值守）”或“少人值班”的原则设计。为此，按照 GB/T 11805 的技术要求配备动作可靠、数量足够、性能优良的自动化元件。

6.2.8 水力监测系统的设计应满足水轮发电机组安全可靠、经济运行、自动控制及试验测量的要求。常规测量项目包括上、下游水位，水电厂水头，拦污栅前、后压差，蜗壳进口压力，顶盖压力，导水叶进、出口压力，尾水管进、出口压力及脉动压力，水轮机/水泵水轮机的流量。水泵水轮机应增加水泵扬程及转轮与泄流（底）环之间的水环压力，并应考虑电站枢纽布置、水轮机机型及设计制造的具体要求，增设测量项目。

6.2.9 大型水电厂、抽水蓄能电厂的调节保证计算应根据模型试验结果、输水系统的类型和参数，对水轮发电机组甩负荷及蓄能机组发电工况甩负荷、泵工况断电试验等过渡过程用计算机仿真系统进行计算，优选导叶关闭规律和调节参数，必要时还应对调节系统的稳定性进行分析和计算。保证机组甩负荷时的最大转速升高率和蜗壳水压升高值等满足规范及合同要求。常规电厂按 DL/T 5058 的要求执行，抽水蓄能电厂还应执行 DL/T 5208 的技术。

7 监造和验收

7.1 汽轮机

7.1.1 监造应按国家/行业、制造厂的企业标准进行。

7.1.2 监督监造单位，应根据签订的合同，贯彻质量管理和质量保证体系，以促进监造质量的不断提高。

7.1.3 引进技术制造的设备标准，以引进技术标准为基础，按引进国国家标准或国际标准，或引进技术消化、吸收后经批准的企业标准执行。

7.1.4 监造单位应按技术标准和规范、合同文件、厂家正式技术资料等，编制监造大纲和质量计划，内容可参照 DL/T 586，并经业主和技术监督认可。

7.1.5 监造过程中，监造单位应定期出具书面报告，结束后，及时提供出厂验收报告和监造总结。在监

造总结中，应对设备质量和性能做出评价。

7.1.6 验收报告内容应包括验收依据、验收项目、验收情况、出现的问题和解决方法、结论及建议。技术监督人员对这些报告进行查阅。

7.1.7 对发现的重大问题，技术监督人员（包括携带必要的检测设备）应到达制造厂，根据技术方案、设计资料和技术指标等，协作对问题进行检测、分析，确定处理方案。

7.1.8 对于重要技术环节，有经验、有资质的技术监督人员应参加现场监督。

7.1.9 技术监督人员对运行、调试中和其他同类型的机组暴露出来的问题，与厂家一起制定防范措施。

7.1.10 对重要检验/试验项目，技术监督人员协助/代表业主参与/见证，结束后，提交技术监督报告。按有关标准、签订的合同对试验过程进行监督，并对结果进行分析、评价。

7.1.11 检验/试验结果应满足合同、厂家技术规范，并符合国家/行业标准、技术/管理法规的要求，能证明下列各项：

- a) 符合有关技术条件和安全规范；
- b) 安全装置和保护装置动作正确；
- c) 达到业主要求的规定值；
- d) 满足业主的其他特殊要求。

7.1.12 如有不符合或达不到标准要求的，监督制造商应采取处理措施，直至满足要求，并应向业主提交不一致性报告。

7.1.13 监督汽轮机及其辅助设备、附属机械、合同设备，签发质量证明、检验记录和测试报告，作为交货时质量证明文件的组成部分。

7.1.14 包装应符合国家/行业标准的有关规定。

7.1.15 设备到达现场后，协助业主与制造商，按合同规定的开箱检验办法，进行检查/验收。

7.2 水轮机

7.2.1 水轮机在制造厂内的监造主要是在制造厂内设备设计和制造过程质量监造两大部分。模型验收试验是否列入合同内容或另请专家决定，由业主决定。

7.2.2 水轮机/水泵水轮机模型验收试验按合同技术协议、GB/T 15613 及 SL 142 执行，现场见证应包括下列主要内容：

- a) 模型试验台检验合格，并持有合格证书。在进行模型效率试验前原位率定综合误差应满足合同要求。试验水头应符合模型水轮机机型要求的水头。
- b) 监测模型水轮机通流部件尺寸和制造安装质量符合规程要求，原型与模型水轮机的全套装置必须自蜗壳（分流管）入口至尾水管（渠）出口全模拟；冲击式原型和模型水轮机的喷嘴数应相同， d_0/D_1 应相等。
- c) 按 GB/T 15613 规定的验收试验项目，并应在模型试验中对叶道涡、叶片进水边正背面空化、局部脱流及其他可能影响稳定性的水力现象进行观测和书面评估。
- d) 双方合同技术协议规定所增加的验收试验项目。

7.2.3 水轮机在制造厂内的监造及验收过程除按照合同要求外，还需执行的标准有 GB/T 15468、GB/T 10969、GB/T 14478、DL/T 586、DL/T 679、DL/T 5070、DL/T 5071、JB/T 56078 及相关的行业标准。

7.2.4 检验/验收还包括主要部件原材料的产地、材料的化学成分化验和强度试验报告、无损检测报告；主要部件的尺寸、型线、加工精度、表面粗糙度等的检验及报告以及厂内预安装记录。对铸、锻件和设备加工过程出现的较大的缺陷处理应征得用户意见。

7.2.5 水轮机设备制造商应向负责驻厂监造人员提供有关技术资料和图纸，包括：

- a) 水轮机及其附属设备结构设计说明书。
- b) 需监造的主要部件设计图纸和主要工艺说明和流程。
- c) 水轮机及其附属设备开始制造前应提交制造进程表并要进行检验/试验项目的安排。

d) 在制造过程中出现的重大缺陷及处理结果。

e) 厂内制造过程质检报告及质量验收标准。

7.2.6 监造人员应参与水轮机转轮及水轮机在厂内的预装和出厂检查工作。

7.2.7 水轮机及其辅助设备主要部件制造期间质量监造内容参照 DL/T 586—1995 或本标准的附录 A 制定技术监督内容和监造方式。

7.2.8 水轮机调速器的验收按照 GB/T 9652.1、GB/T 9652.2、DL/T 563 的规定执行。

7.2.9 监造人员应参加设备运抵现场后的开箱检查验收。按合同要求及 DL/T 443 及 JB/T 8660、JB/T 56078 等的有关规定执行。

8 安装

8.1 汽轮机

8.1.1 对承担安装工程单位的资格进行审查,以证明其具有履行合同的能力。审查的文件应包括:

- a) 营业执照、资质等级、劳动部门颁发的安全施工合格证证书。
- b) 质量管理/职业安全健康/环境管理体系认证证书。
- c) 完成相似工程的经验及其履行情况和现在正在履行的合同情况。
- d) 拟采用的主要施工机械设备。
- e) 财务状况。
- f) 项目经理、副经理、项目总工程师及拟在现场负责管理的人员及主要施工人员的情况。
- g) 近年涉及的诉讼、仲裁和行政处罚。
- h) 拟分包的主要工程项目及拟承担分包项目承包方情况。

8.1.2 对施工组织设计进行审查,包括:

- a) 主要施工方案;
- b) 工程投入的主要物资、施工机械设备情况及主要施工机械进场计划;
- c) 项目管理班子配备;
- d) 确保工程质量的技术组织措施;
- e) 确保安全(文明)施工的技术组织措施;
- f) 确保工期进度的技术组织措施;
- g) 施工进度网络图表;
- h) 施工总平面布置设计。

8.1.3 汽轮机安装应执行 DL 5011 标准。施工质量检验及评定以国家/行业、技术/管理法规和签订的合同为依据。

8.1.4 对有关施工质量检验及评定标准或订货技术合同工程项目/设备空缺/不完善的检验项目,业主应根据 DL 5011 和国家及行业的其他规范、规程、设备制造厂家正式资料、工程设计要求,制定补充规定,与安装单位协调一致后,作为质量检验及评定的依据。

8.1.5 施工完毕,由施工作业人员自检合格并提出自检记录,复检合格后,应及时办理检验及评定签证。

8.1.6 工程施工应按设计完成,按照施工图纸和合同要求完成内部三级验收,并配合和接受业主及监理工程师进行的监督检查和四级验收。

8.1.7 检查验收需遵照如下图纸、文件:

- a) 经会审签证的施工图纸和设计文件;
- b) 批准签证的设计变更;
- c) 设备制造厂家提供的图纸和技术文件;
- d) 合同文件中有关质量的条款。

8.1.8 安装期间应按 DL/T 855 的规定建立、健全设备维护保管制度。

8.1.9 施工企业应建立以行政负责人为第一安全责任人的安全保障体系,按施工人员数量的3%配备具有一定安全管理专业知识的专职安全员。

8.1.10 所有安全设施、施工机具设备和高空作业的设备均应符合国家/行业安全技术标准,并定期检查,有安全员的签字记录。

8.1.11 制造商应根据设备情况和签订的合同,提出必要的现场设备安装指导和服务计划,并按计划在安装中负责安装指导工作。

8.1.12 新汽轮机油的验收应严格执行国家/行业标准。

8.1.13 对于套装油管路,应在制造、运输、储存和安装中严格控制,保证油系统的清洁度。安装过程中应尤其严格控制油系统的清洁度。

8.1.14 一次性安装油管 and 套装油管路安装时,可不做水压试验,但应采用氩弧焊打底。

8.1.15 油循环冲洗对象应包括厂家供货油管道、非厂家供货油管道、设备及设备附属管道,其冲洗方法可参照厂家技术文件或相关标准。

8.1.16 油系统冲洗油样化验达到有关要求的同时,还应按 DL 5011 的规定进行系统冲洗和清洁度检查。

8.1.17 抗燃油的监督应按照 DL/T 571 中的相关要求执行。

8.1.18 凝汽器和低压缸排汽室喉部的焊接,应严格监视和采取措施控制焊接变形,将因焊接引起的垂直位移差保持在容许的范围之内。

8.1.19 安装时,高压加热器在制造厂监造时水压试验合格签证书可作为现场水压试验的依据,不宜再做水压试验,以利防腐。

8.1.20 汽轮机的保温应按 GB 7520 的规定执行。所有管道、汽缸保温应使用良好的保温材料,如硅酸铝纤维毡等,严禁含石棉制品,安装后应注意成品保护。

8.1.21 新安装机组首次扣盖前,应对叶片的振动特性进行测定。对调频叶片还应鉴定叶片频率分散率和共振安全率。

8.2 水轮机

8.2.1 水轮机在安装阶段的技术监督,执行本标准 8.1 中汽轮机在安装阶段的一般规定(汽轮机专业技术条款除外)。

8.2.2 水轮机的安装应由有资质的单位承担。按 GB/T 8564、DL/T 5070、DL/T 679 及厂家的规定进行。当制造厂的技术要求与 GB/T 8564 的要求不相同,应按要求高的技术标准执行。

8.2.3 在本阶段技术监督的主要内容为:

- a) 设备到达接受地点的開箱验收、保管按 JB/T 8660 的规定执行。
- b) 埋设部件安装(尾水管、蜗壳、座环、贯流式水轮机管型座和流道盖板等)包括埋设部件在电站的拼装、焊接、焊缝无损检测、安装中心、高程及相应高程的管路配置和管路耐压试验。
- c) 大型水轮机转轮在电站的焊接、焊缝无损检测、组装;转桨式(含贯流式)水轮机转轮体装配、耐压及动作试验。
- d) 导水机构预装、正式安装。
- e) 水轮机主轴安装和主轴连接螺栓伸长值检查;主轴水平和垂直偏差调整;转动部分安装就位。
- f) 水轮机各部件的安装中心和高程。
- g) 水导轴承轴瓦研刮、安装、轴承冷油器耐压及油箱渗漏试验;主轴密封组装和安装,检修密封空气围带渗漏试验、充气、排气和保压试验。
- h) 冲击式水轮机喷嘴,接力器严密性耐压试验、安装。
- i) 水轮机调速器及油压装置安装应符合 GB/T 9652.2 及制造厂的要求。
- j) 进水阀门及伸缩节安装。

由于水轮机机型不同及结构布置的差异,在具体安装项目和要求方面视所选用的机型再增减部分内容。

8.2.4 应根据设计单位和制造厂已经审定的机组安装图及有关结构说明书等资料进行机组及其辅助设备的安装。

8.2.5 以下文件应同时作为机组及其辅助设备安装及质量监督的重要依据：

- a) 机组及辅助设备的安装记录；
- b) 设备的安装、运行及维护说明书；
- c) 设备装配图和零部件结构图；
- d) 设备出厂合格证，检查、试验记录。

8.2.6 设备阶段性检查和安装过程缺陷处理均应有检验记录，对安装过程中发现的设备缺陷或安装质量未达到标准的项目，应由有关单位负责处理到合格为止。

8.2.7 对于制造厂质量保证的整装到货设备在保证期内可不分解检查。

8.2.8 安装所用的全部材料应符合设计要求，对主要材料应有材质检验报告和原厂家出厂检验合格证明。

8.2.9 水轮机安装完毕，安装单位需提交：

- a) 安装竣工图及资料，按 GB/T 8564 附录 A 中有关内容的安装记录；
- b) 随设备到货的出厂记录；
- c) 设计修改通知书；
- d) 无损检测资料；
- e) 主要设备缺陷处理一览表及有关设备处理的技术资料、备忘录。

9 调试阶段

9.1 汽轮机

9.1.1 汽轮机的启动调试应由具有相当资质的单位承担，按签订的合同、有关标准/技术管理法规参照 DL/T 863 执行。

9.1.2 调试单位应根据签订的合同，贯彻质量管理体系和质量保证体系，实施项目管理。

9.1.3 业主在确定施工单位后，应尽早明确调试单位，签订调试合同。调试单位宜及早参与设备选型、设计审查、设计联络会等有关工作。

9.1.4 调试技术合同未涉及的项目、不具体、不完善的质量标准，由业主负责组织设计、施工、调试等单位，现场依据国家、行业有关标准、规范、设备制造厂家正式资料和工程设计要求，制定补充依据。

9.1.5 机组的调试要在启动试运总指挥的领导下，根据设计和设备的特点，合理组织、协调、实施启动试运工作，确保启动调试工作的安全和质量。

9.1.6 调试大纲、方案、措施的编写应结合机组的具体情况及制造商的要求，贯彻、体现国家/行业标准、技术管理法规、职业健康安全与环境管理体系，符合质量体系要求，并进行风险分析和预控，经业主/监理审核、确认。

9.1.7 启动调试分为分部试运调试与整套启动调试。其中分部试运中的分系统调试与整套启动试运的调试工作宜由具有资质的同一调试单位独立承担。

9.1.8 分系统试运应在单体调试和单机试运合格签证后进行。

9.1.9 分部试运应具备的条件：

- a) 相应的建筑和安装工程已完成，并验收合格；
- b) 试运需要的建筑和安装工程的记录等资料齐全；
- c) 一般应具备设计要求的正式电源、汽（气）源和水源；
- d) 组织、人员落实到位，分部试运的计划、方案 and 措施已审批、交底。

9.1.10 分部试运宜实行“技术文件包”制度，它标志着安装已真正结束，并得到逐项确认。“文件包”应包括的内容参见附录 B。

- 9.1.11 分部试运的记录和报告, 应由承担调试方负责整理、提供, 符合质量体系的要求。
- 9.1.12 分部试运项目试运合格后, 施工、监理、调试、业主和生产单位均应签字确认。
- 9.1.13 已验收签证的设备和系统, 需要继续运行时, 由生产方代管、运行和维护。代管期间的施工缺陷仍由安装单位负责消除。
- 9.1.14 机组整套启动前, 应接受工程所在地电力建设工程质量监督中心站的监督, 按“质监大纲”确认并通过。
- 9.1.15 整套启动试运应具备的条件:
- a) 试运现场条件满足要求, 各项分部试运完成;
 - b) 组织机构健全, 职责分明;
 - c) 人员配备齐全, 生产准备工作就绪;
 - d) 技术文件准备充分, 符合要求。
- 9.1.16 在整套启动试运按空负荷调试、带负荷调试和满负荷调试三个阶段进行, 进入满负荷试运前, 应完成所有的调试项目, 并满足相关条件(如技术指标、电网具体要求)。
- 9.1.17 在整套启动试运阶段的工作, 应由试运指挥部进行审议、决策。
- 9.1.18 转子首次盘车时, 应记录原始弯曲最大晃度值及圆周方向相位。大轴晃动值超过制造厂的规定值, 或超过原始值 $\pm 0.02\text{mm}$, 严禁启动汽轮机。
- 9.1.19 进行超速试验前, 应接带 25%~30% 额定负荷连续运行 3h~4h 后再进行。
- 9.1.20 汽轮机危急保安器的整定动作转速宜为额定转速的 109%~111%。
- 9.1.21 新投产的机组应进行甩负荷试验, 可根据实际情况, 选用测功法或常规法, 宜在机组通过满负荷试运前完成。一般而言, 首台新型汽轮机及非电液型调节系统应当采用常规法, 已知转子特性和具有 OPC 保护的机组, 可采用测功法进行。
- 9.1.22 进行甩负荷试验之前, 除按国家/行业标准、技术管理法规执行外, 应明确机组 OPC 的设计功能及其与调节系统的关系。
- 9.1.23 甩 50% 负荷时, 若最高飞升转速超过 105% 额定转速, 则应中断试验, 不再进行甩 100% 额定负荷试验。
- 9.1.24 进行汽门严密性试验时, 为考验中压联合汽门的严密性, 主/再热蒸汽的压力均应不低于额定压力的 50%。
- 9.1.25 主汽门严密性试验后的结束方式应是安全的, 确保调节汽门先关闭, 再开启主汽门。
- 9.1.26 润滑油低油压连锁除采用常规放油方式对油泵启动及其动作值进行检验外, 还应检查油泵间电气连锁时最低的暂态油压和直流油泵全容量启动是否存在过流跳闸情况。
- 9.1.27 胶球清洗装置、抗燃油旁路再生装置和润滑油净化装置等应与机组试运行同时调试, 投入使用。
- 9.2 水轮机
- 9.2.1 调试是安装工作的继续, 应由有资质的单位承担, 按 GB/T 8564 及制造厂的技术规定进行。当制造厂的技术要求与 GB/T 8564 的要求不相同, 应按要求高的技术标准执行。
- 9.2.2 油压装置充油及调整:
- a) 压力油罐耐压及密封性试验;
 - b) 油泵工作效率检查, 压力信号器和压力油罐及回油罐油位信号器的整定;
 - c) 安全阀调整符合 DL/T 496 标准;
 - d) 补气装置动作正确。
- 9.2.3 调速器静态调整试验满足 DL/T 496 的要求:
- a) 静态特性试验, 转速死区小于 0.04%, 线性度误差小于 4%;
 - b) 导水叶关闭时间及关闭规律满足调节保证要求;
 - c) 手、自动开、停机及低油压事故停机关闭导水叶动作正常;

- d) 接力器锁锭动作调整正确;
- e) 轴流转桨式及冲击式水轮机协联关系调整符合设计要求;
- f) 模拟交、直流电源消失, 反馈信号断线, 频率消失等故障调速器处理正确。

9.2.4 导水叶开口、导水叶开度与接力器行程关系符合设计要求; 转桨式水轮机桨叶与导叶协联关系符合设计要求; 贯流式水轮机导水叶上游侧内外法兰间距离与设计偏差值在 0.4mm 以内。

9.2.5 导水叶立面间隙、端面间隙和接力器压紧行程调整合格, 导水叶漏水量符合设计要求。

9.2.6 进水阀门无水操作调整试验:

- a) 阀门操作油压(或水压)正常;
- b) 阀门启、闭时间符合设计要求, 启、闭位置正确;
- c) 密封动作正确, 密封性能符合设计要求或 GB/T 14478 的规定;
- d) 抽水蓄能机组尾水门及球阀闭锁动作试验正确。

9.2.7 转轮止漏环间隙或转桨式水轮机桨叶与转轮室之间的间隙偏差应在设计允许范围内。水导轴承总间隙符合设计要求, 调整水导瓦间隙应根据主轴中心位置、盘车摆度方向和大小进行调整, 对贯流式水轮机还应考虑转动部分的挠度引起的变化。

9.2.8 真空破坏阀和补气阀渗漏试验合格, 起始动作压力和开度符合设计要求。

9.2.9 主轴密封:

- a) 主轴工作密封的轴向、径向间隙调整符合设计要求, 密封件应能上下自由移动, 与转环密封面接触良好。
- b) 检修密封径向间隙符合设计要求。

9.2.10 自动化元件、超速继电器、轴承油位、油温报警信号、主轴密封供水压力和流量调整符合设计要求, 水轮机保护动作整定正确。

9.2.11 调试记录及调试过程处理缺陷记录应完整。

10 启动验收性能试验

10.1 汽轮机

10.1.1 凝汽式汽轮机热力性能验收试验应按合同签订时指定的国际、国家、行业标准进行, 以验证制造商提供的保证值。

10.1.2 其他类型的汽轮机, 如背压式、抽汽式汽轮机的热力性能验收试验也可参照 GB 8117 或相关标准执行。

10.1.3 进行试验时所依据的标准, 应经业主认可。

10.1.4 对合同保证值和试验结果的定义、试验结果与保证值的比较, 应根据汽轮机订货合同中有关条款规定的方法进行, 也可根据汽轮机的类型和保证值的形式, 由参与试验的各方在试验前协商确定。

10.1.5 凡合同规定的性能考核试验项目, 按合同规定进行, 一些暂无国际标准、国家标准、行业标准的项目, 可参照有关技术管理法规执行。

10.1.6 试运结束后半年试生产期间内应完成相关性能试验, 半年后的老化修正应经业主同意。

10.1.7 部分性能试验的项目, 与调试互有覆盖, 可以在调试期间完成。

10.1.8 性能验收试验应由业主组织, 由有资质的第三方单位负责, 试验人员具有相应的资质证, 设备制造厂、电厂、设计和安装等单位配合。

10.1.9 承担试验的单位应根据签订的合同, 贯彻质量管理和质量保证体系、检测/校准实验室认可、计量认证等, 以促进试验质量不断提高。

10.1.10 在机组初步设计阶段就应确定性能试验的负责单位, 试验单位应确定试验负责人。

10.1.11 在设计联络会上, 应由试验负责人负责, 会同业主、设计、制造等单位确定试验采用的标准及按此标准的具体措施, 并确定测点加工和安装单位。

10.1.12 试验大纲/方案由承担性能验收试验的单位提供，与业主、设计、制造等单位讨论后确定。如试验在现场进行，制造单位应进行配合，个别部套件试验可在工厂进行。

10.1.13 考核汽轮发电机组本体、辅助设备和附属机械的性能保证，须进行铭牌功率、最大连续功率及热耗率的验收试验。对汽轮机主机及其系统而言，可以包括：

- a) 在附录 C.1 的运行条件下，机组能安全连续发出铭牌功率；
- b) 在附录 C.2 的运行条件下，机组能安全连续发出最大连续功率 (T-MCR)；
- c) 指定工况下 (THA/T-MCR)，机组热耗值保证值；
- d) 当高压加热器全部切除时，机组能连续带 100% 铭牌功率运行；
- e) 汽轮机最大出力试验 (VWO 工况，进汽量应不小于 105% 的铭牌工况 TRL)；
- f) 调节系统热态性能动作试验；
- g) 安全监测保护装置的性能试验；
- h) 汽轮机在各种状态下的启动和停止试验；
- i) 带负荷和甩负荷试验；
- j) 轴系振动的测试；
- k) 散热测试；
- l) 噪声测定。

10.1.14 汽轮发电机组在所有稳定运行工况下运行时，轴或轴承座振动值应达到相关标准及签订的合同的要求。

10.1.15 其他辅助设备和附属机械性能验收试验采用相应指定的国际/国家/行业标准执行。

10.1.16 性能试验水和水蒸气的性质表和公式宜采用水和水蒸气性质国际联合会 (IAPWS)，新型热力性质 IAPWS-IF97 公式。

10.2 水轮机

10.2.1 水轮发电机组的启动试验是检验水轮机及其辅助设备的设计、制造、施工、安装质量和交接验收，投入商业运行的重要环节。试验合格及交接验收后方可投入商业运行。

10.2.2 水轮发电机组的启动试验需由有资质的单位承担。

10.2.3 水轮发电机组及相关机电设备 (含监控系统及仪表等) 安装调试结束，根据 GB/T 8564、合同及相关规程检验合格后进行启动试验。

10.2.4 由于各水电厂、机组的类型不同，启动试运行除执行 DL/T 507 及 GB/T 8564 的规定以外，可逆式抽水蓄能机组，灯泡贯流式机组还需分别执行 GB/T 18482、DL/T 827 的规定。允许根据水电站条件和设计制造特点适当增加试验项目，增加方案由项目法人提出，并应符合设备采购和安装合同的规定，经启动委员会批准。

10.2.5 对机组启动过程中出现的问题和存在的缺陷应即时加以处理和消除，确保水轮发电机组交接验收后可长期稳定运行。

10.2.6 常规水轮机启动试运行应包括以下程序：

- a) 启动试运行前检查、充水试验；
- b) 首次启动及升转速试验；
- c) 手、自动开停机试验及调速器调整试验；
- d) 过速试验；
- e) 机组空载、并网及带负荷试验；
- f) 甩负荷试验；
- g) 稳定性试验；
- h) 72h 带负荷连续运行及 30d 考核试运行；
- i) 交接及投入商业运行。

10.2.7 可逆式蓄能机组发电工况试运行试验程序和要求应按 GB/T 18482 和 DL/T 507 的规定执行，对于启动前上水库已蓄水的抽水蓄能电站，一般首先完成水轮机工况启动试验项目，再进行水泵工况启动试验项目。

水泵工况启动试验的主要项目包括：

- a) 各种启动方式试验；
- b) 水泵工况空载试验；
- c) 水泵工况抽水试验（包括零流量工况）；
- d) 水泵工况停机试验。

10.2.8 水泵工况抽水试验及各种运行方式转换等试验除按 GB/T 18482 的程序和要求进行外，同时应考虑蓄能电站布置方式和机组特点，由项目法人提出增加的试验项目。

10.2.9 水轮机调速器按照 DL/T 563、DL/T 496 的规定进行试验，主要项目包括：

- a) 手、自动开停机试验；手、自动相互切换试验。
- b) 空载扰动试验，选择最佳空载运行参数；调节参数的整定。
- c) 测量空载运行的转速摆动。
- d) 并网带负荷试验。
- e) 负载扰动试验，选择最佳负载运行参数。
- f) 甩 25% 额定负荷测定接力器不动时间。
- g) 甩 100% 额定负荷测试导水叶关闭时间和关闭规律。

10.2.10 启动试运行期间应重点考核水轮机在当时水头的出力和运行稳定性是否达到设计要求，机组振动标准和现场测试要求按 GB/T 17189 及 GB/T 8564 的规定执行。

10.2.11 水轮机在合同规定的运行范围内运行，其顶盖、尾管进入门、冲击式水轮机机壳 1m 处所测得的噪声不应大于 GB/T 15468 规定的 90dB (A)。

10.2.12 如合同规定原型水轮机需做效率试验和其他性能试验时，可以安排在试运行期间进行，也可由业主与制造商协商根据水库水位运行情况另定时间完成。试验项目、流量测试方法、试验综合误差以及执行的测试标准按供需双方签订的合同执行。

10.2.13 空蚀保证按合同规定或 GB/T 15469 的规定进行考核。

10.2.14 机组完成各项试验，运行参数符合要求，通过 72h 试运行，停机处理所有缺陷后，即具备了向生产管理部门移交的条件，应按合同规定及时进行机组设备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。如合同规定有 30d 考核运行的机组，需待 30d 考核试运行结束后按以上程序进行，并即时投入商业运行。

10.2.15 对于可逆式抽水蓄能机组完成各项试验项目并经检验合格后，进行 30d 试运行。30d 试运行完成后，应停机进行机电设备的全面检查，必要时可将蜗壳及压力钢管的水排空，进行机组过流部件部分的检查。

11 生产期间技术监督

11.1 汽轮机

11.1.1 技术资料

11.1.1.1 应结合电厂具体情况，根据厂家技术资料，国家/行业标准、技术管理法规，编制汽轮机组图册、运行规程、检修规程等。

11.1.1.2 每年应对汽轮机运行规程、图册进行一次复查、修订，并书面通知有关人员。不需修订的，也应出具经复查人、批准人签名“可以继续执行”的书面文件。

11.1.1.3 根据制造厂的要求和 DL/T 834 的规定，对机组具体的各种工况可能发生的汽轮机进水和冷蒸汽事故进行评估，编制相应的防范措施。

11.1.1.4 制定年度反事故技术措施，建立计划执行情况的报告制度，完善机组事故档案。

11.1.1.5 机组正常启动、运行中应定期测试轴系振动，建立振动技术档案。A 级检修后实测临界转速值，并列入运行规程。

11.1.1.6 设备技术档案、事故档案及试验档案齐全。

11.1.2 设备安全管理

11.1.2.1 设备安全管理应按照国家/行业标准、技术管理法规及有关行业反事故技术措施严格执行，严防超速、轴系断裂、大轴弯曲、轴瓦烧损事故等恶性事故发生。

11.1.2.2 宜定期开展安全性评价，按照查评依据，贯彻与汽轮机安全生产管理有关的法令、法规等。

11.1.2.3 机组投入试生产或第一次 A 级检修结束后并网，应按国家/行业标准、技术管理法规开展可靠性评定和管理工作。

11.1.2.4 根据机组承担负荷的性质，在寿命期内合理分配冷态、温态、热态、极热态启动、FCB 和负荷阶跃等寿命消耗，在 30 年内机组总寿命消耗不超过总寿命的 75%。

11.1.2.5 汽水化学监督应严格按 DL/T 561、DL/T 801 等标准的规定执行，确保热力设备不因腐蚀、结垢、积盐而发生事故。

11.1.2.6 汽轮机疏水系统的设计、操作及连锁保护应科学完善。

11.1.2.7 汽轮机及辅助设备在停（备）用期间，应采取有效的防锈蚀措施，可根据厂家技术资料、国家/行业标准、技术管理法规，结合设备具体情况执行。

11.1.2.8 按 GB/T 1441 对润滑/调速用油（包括给水泵等）进行定期评价，采取有效维护措施和制度，做好油质监督维护工作。

11.1.2.9 对新抗燃油的验收及运行油的质量标准（驱动给水泵汽轮机、高压旁路等），应按 DL/T 571 的规定进行。运行中的主要指标：酸值、氯含量、微水、电阻率应在标准范围内。

11.1.2.10 高压加热器应符合防爆要求，保持正常水位运行。如因故障停用，应按照制造厂规定的高压加热器停用台数和负荷的关断原则，或根据汽轮机缸压力来确定机组的最大允许出力。

11.1.2.11 机组启动、停过程及运行中，交、直流润滑油压力连锁开关应处于投入状态。在任何情况下，连锁应均能使油泵启动，不应有任何的误动作。

11.1.2.12 润滑油低油压连锁应按有关要求设置，设置方便操作和读取试验数据的试验装置。

11.1.2.13 对已投产尚未进行甩负荷试验的机组，应积极创造条件进行甩负荷试验。调节系统经重大改造的机组应进行甩负荷试验。

11.1.2.14 应借助于计算机、数据采集和网络技术等，对汽轮机及其辅助机械、附属设备进行性能（在线）检测/监测，综合考虑经济性和运行安全性，决定最优运行方式。

11.1.2.15 设备及管道编号、标志应采取科学的方式（如 KKS 编码）、规范并与现场实际相符合。

11.1.2.16 技术监督人员参加事故分析，按国家/行业标准、技术/管理法规协助查找事故原因，总结经验教训，研究事故规律，采取预防措施。

11.1.3 节能监督

11.1.3.1 在属地电力节能检测中心监督下，开展节能工作：

- 主要系统和设备试生产、A 级检修以及进行重大技术改造前、后，都应进行性能试验，为节能技术监督提供依据；
- 定期对汽轮机真空严密性进行测试，借助科学的手段，提高真空严密性，对凝汽器胶球清洗等装置的投入情况及效果进行监督和考核；
- 对反映机组经济性的参数和指标，如主蒸汽压力、温度，再热蒸汽温度，给水温度，高压加热器投入率，凝汽器端差、背压，加热器上、下端差，机组补水率及厂用电率进行监督、考核。

11.1.3.2 根据设备、运行方式、机组特性等优化确定凝汽器冷端系统。采取合理措施和策略，保持凝

汽器管材清洁，防止管板腐蚀。

11.1.3.3 运行期间，原则上每 5 年按 DL/T 606 的规定进行一次能量平衡试验，可结合机组检修前、后进行，并严格按标准验收。

11.1.3.4 做好设备、管道及阀门的保温工作，定期进行散热性能测试，按 GB/T 8174 的规定定期开展设备及管道保温效果的测试与评价。

11.1.3.5 制定机组参加调峰的合理运行方式，按照各台机组的热力特性、主要辅机的最佳组合，进行经济调度。负荷的最优分配应综合考虑经济性和可靠性。

11.1.3.6 机组参与调峰时，对主要运行参数确定其正常值，作为能耗分析的依据和监视设备故障的辅助手段。

11.1.4 运行维护、检测/试验

11.1.4.1 完善各种定期试验的内容、制度，并符合质量管理体系的要求。重要的定期试验，如润滑油低油压联动、充油试验等，应由专人负责。

11.1.4.2 参照 DL/Z 870 建立汽轮机设备定检、定修管理制度。

11.1.4.3 高温、高压蒸汽管道蠕变监督、检验和更换，应按 DL 441 的规定执行。

11.1.4.4 按 DL/T 616 的规定对支吊架进行定期检查。运行达 10 万 h 的主蒸汽管道、再热蒸汽管道的支吊架要进行全面检查和调整，必要时应进行应力核算。

11.1.4.5 建立设备、主要运行参数定期分析和报告制度。当这些参数偏离正常值时，均可能表明已出现故障或存在潜在的事故隐患，应及时汇报、进行评估，采取措施。

11.1.4.6 按有关的法令、法规，制定汽轮机油系统防火技术措施。

11.1.4.7 按 DL 438、DL 612、DL 647 的规定对压力容器、高温、高压管道（包括油管道）进行金属监督和定期检验，严防爆破等恶性事故。

11.1.4.8 对重要辅机如驱动给水泵轮机、给水泵、循环水泵、凝结水泵等定期进行状态监测和分析，建立设备台账和技术档案。

11.1.4.9 参照国家/行业标准、技术管理法规，结合机组具体情况，制定调节保安系统定期试验制度（详见附录 D）。

11.1.5 检修监督

11.1.5.1 建立与本企业相适应的检修管理制度，积极应用诊断技术进行预知维修。

11.1.5.2 根据设备厂家资料，结合国家/行业标准、技术管理法规，制定符合质量体系要求的检修工艺规程/卡/作业指导书/技术文件包。

11.1.5.3 各级检修的等级、间隔期、停用时间、项目、计划及管理内容应按相关标准执行。

11.1.5.4 应及时总结各级检修记录（含工艺卡、验收签证书等），对检修中的安全、质量、项目及试运情况等总结、评价。

11.1.5.5 尽量采用先进工艺和新技术、新方法。积极推广新材料、新工具，提高工作效率，缩短检修工期。

11.1.5.6 DEH 电液调节系统的改造，应与汽轮机厂密切合作，宜由电厂汽轮机/机械专业负责提出对 DEH 的技术要求，验收试验由总工/相应技术负责人/第三方主持完成，并做出评价。

11.1.6 检修后的专项试验

11.1.6.1 机组各级检修后的试验应根据设备的具体状况，参照有关标准进行。

11.1.6.2 A 级检修停机及检修后启动过程中，应对汽轮机组本体进行振动状态监测和分析，实测轴系临界转速值，获取波德图。

11.1.6.3 A 级检修结束后宜在 20d 内完成热效率试验。

11.1.6.4 A 级检修具备测量条件机组，对汽轮机（包括驱动给水泵汽轮机调频叶片）低压末级叶片进行频率测量，自带冠叶片除外。

11.1.6.5 A 级检修后汽轮机调节系统应进行静止试验或仿真试验，试验方法、仪器、仪表的要求应按国家/行业标准、技术、管理法规和制造商的要求执行。

11.1.6.6 机组每次 A 级检修之后，对主汽门、调节汽门（包括高压缸排气/回热/至除氧器/抽汽供热抽汽止回门）的关闭时间、特性进行测试，满足附录 E 的要求。

11.1.6.7 对调节系统 OPC 特性进行测试及分析，作为对甩负荷工况调节系统抑制转子最高飞升转速进行预测的依据。

11.2 水轮机

11.2.1 按照制造厂的《运行维护说明书》和相关技术资料，国标/行业标准 GB/T 9652.2、DL/T 496、DL/T 710、DL/T 792、DL/T 838、DL/T 839，对水轮机及其辅助设备的运行、维护、检修和技术改造进行技术监督。

11.2.2 根据电厂水库的调节性能和机组的运行方式等情况，参考附录 F，制定年度及季度的技术监督内容及实施计划。

11.2.3 定期分析电厂测量的运行数据和趋势分析资料，及早发现设备可能存在的潜在缺陷，提出处理意见。并根据对设备状态的评估结果，提出对设备的检修级别和检修项目安排的建议，可参照附录 G 的表格格式填写。

11.2.4 水轮机应在稳定工况和高效率区运行。对于在合同保证的功率运行范围内出现强振，经采取措施未见效时，应避开振动区运行。

11.2.5 参加水轮机运行事故分析讨论，对检修解体过程中出现的重大设备缺陷（如转轮裂纹、空蚀、磨损严重等）的处理过程进行技术监督，并对检修前、后水轮机运行状况（如水轮机出力、效率、导瓦温度、振动等）做出技术评价。

11.2.6 空蚀和磨蚀保证：

- a) 反击式和冲击式水轮机的空蚀和磨蚀保证按本标准的 5.2.7 执行，反击式水轮机空蚀、磨蚀损坏量的测量、统计方法按 GB/T 15469 或合同规定条款进行检测和评价，冲击式水轮机按 GB/T 445 或合同规定条款检测和评价；
- b) 对空蚀或磨蚀损坏量超过保证值的设备，应通过对设计、制造、运行资料及检修质量等方面调研分析后，提出减轻空蚀或磨蚀的建议。

11.2.7 A 级检修后水轮机调节系统应进行静态和动态性能试验，试验项目、方法、条件及标准按照 GB/T 9652.2 及 DL/T 496 的规定执行。对参与电网一次调频的水轮机调节参数整定值进行调查和监督。

11.2.8 水轮机导轴承、调节系统及油压装置所使用的透平油油品应符合制造厂及 GB 11120 的要求。

11.2.9 结合电厂情况，定期对水轮机在线振动监测装置进行校验和监督。

11.2.10 技术监督部门对于需进行更新改造的水轮机及其辅助设备，在立项前应提供进行改造的必要性和可能性的建议报告，报告应包括需要改造的主要项目，并参与改造方案（可研报告）的审查和改造过程重点项目的监督以及对改造效果进行技术评价。

附 录 A
(资料性附录)
水轮机及其辅助设备制造期间技术监督大纲

水轮机及其辅助设备制造期间技术监督大纲见表 A.1。

表 A.1 水轮机及其辅助设备制造期间技术监督大纲

序号	监检部套	监 检 项 目	二级监造方式			一级监造方式		
			H	W	R	H	W	R
1	埋入部件	1. 尾水管里衬直径、圆度和周长		√				√
		2. 转轮室内径、高度、铺焊质量和粗糙度		√				√
		3. 座环与顶盖、底环配合处的直径、高度和平行度 过流表面粗糙度 主要焊缝探伤检查		√ √ √				√ √ √
		4. 蜗壳 钢板及焊缝材料机械性能、化学成分 钢板及焊缝的探伤检验 厂内预装和水压试验（第一台全部预装、第二台开始预装四分之一） 进水管口直径、管口中心与机组中心偏差		 √ √				 √ √
2	导水机构	1. 导叶高度、型线、波浪度和粗糙度						√
		2. 顶盖和座环配合段的高度、直径 顶盖组合面间隙						√
		3. 底环与座环配合段的高度、直径、过流表面 底环组合面间隙						√ √
		4. 底环和顶盖导叶轴孔的同心度						√
		5. 导水机构总装配 端面总间隙 导叶最大可能开口 导叶轴套、套筒的配合尺寸		√				
		6. 接力器总装及试验		√				
3	混流式转轮	1. 上冠、下环及各叶片和焊接材料的化学成分			√			
		2. 上冠、下环及各叶片和焊接材料的材料机械性能			√			
		3. 上冠、下环及各叶片和焊缝探伤检查及热处理			√			
		4. 上下止漏环直径及圆度		√				
		5. 与主轴配合部位的尺寸检查		√				
		6. 转轮进、出口直径（ D_1 ， D_2 ， D_3 ， D_4 ， D_5 ）和进口高度（ H_1 ， H_2 ）	√*					
		7. 叶片进、出口型线及头部、尾部形状，进、出口角，进口节距和出口开度	√*					
		8. 叶片表面波浪度和粗糙度	√*					
		9. 静平衡试验	√					

表 A.1 (续)

序号	监检部套	监 检 项 目	二级监造方式			一级监造方式		
			H	W	R	H	W	R
4	轴 流 式 转 轮	1. 转轮体、叶片、接力器活塞、操作连杆等主要零部件的材料化学成分、材料机械性能及探伤检查						√
		2. 叶片外缘直径及圆度	√*					
		3. 转轮体直径	√*					
		4. 叶片正、背面型线, 头部尾部形状及厚度, 叶片安放角	√*					
		5. 叶片表面波浪度和粗糙度	√*					
		6. 转轮叶片接力器缸和活塞间隙		√				
		7. 叶片操作油管摆度		√				
		8. 转轮叶片密封耐压试验和动作试验	√					
		9. 转轮平衡配重试验	√					
5	主 轴 和 轴 承	1. 主轴及联轴螺钉材料化学分析						√
		2. 主轴及联轴螺钉材料机械性能						√
		3. 主轴探伤检查						√
		4. 主轴长度、直径配合尺寸、粗糙度及联轴螺钉尺寸		√				
		5. 主轴连接后同时进油试验		√				
		6. 轴承内径		√				
		7. 轴瓦浇注合金材料化学成分、机械性能(含热处理)和瓦面粗糙度						√
		8. 轴瓦支柱螺栓硬度						√
6	调速器	1. 主配压阀尺寸精度及粗糙度			√			
		2. 电液转换器装配及动作试验			√			
		3. 各电气单元特性试验						√
		4. 电液转换器和电液伺服阀动作试验			√			
		5. 厂内联动试验			√			
7	油压装置	1. 油气管焊缝质量及耐压试验			√			
		2. 油泵装置			√			
		3. 阀组装配		√	√			
		4. 油压装置运转试验		√				
8	进水阀门	1. 阀体、活门及操作接力器缸的材料和化学成分						√
		2. 阀体、活门及操作接力器缸的材料机械性能						√
		3. 使用焊条的材质和焊缝探伤检验						√
		4. 总装试验	√					
		5. 动作试验	√				√	
		6. 漏水试验和耐压试验	√				√	
注 1: 一级监造方式: 重点监检, 是最低要求。二级监造方式: 项目齐全、具体, 是更高要求。								
注 2: “*” 按用户要求决定, 也可为 W 点								

附 录 B
(资料性附录)

分部试运技术文件包包含的内容

分部试运宜实行“技术文件包”制度，它标志着安装已真正结束并得到了质量的逐项确认。具体内容可以包括：

- a) 电气施工试验记录；
- b) 机务施工试验记录；
- c) 电动机电缆的绝缘测试数据；
- d) 安装完的电气原理图和逻辑图；
- e) 已标出试验范围的流程图；
- f) 已安装好的仪表校验技术资料；
- g) 泵/电动机找正数据资料；
- h) 调试有关工质（润滑油、抗燃油、除盐水等）化验合格报告；
- i) 完成项目清单；
- j) 阀门编号挂牌并与系统图相符；
- k) 调试方案及有关资料；
- l) 仪表及 CRT 显示数据校验资料；
- m) 有关热工程控、连锁、保护、功能组试验确认资料。

附录 C
(资料性附录)
汽轮机各种工况的定义

C.1 当采用静态励磁、电动主油泵时,扣除各项消耗的功率之后,发电机输出应达其铭牌功率,此工况称为铭牌工况 TRL,进汽量称为额定进汽量。

铭牌工况的条件是指:

- a) 额定主、再热蒸汽参数及规定的汽水品质;
- b) 平均背压为 11.8kPa (a);
- c) 补给水量为 3%;
- d) 规定的最终给水温度;
- e) 全部回热系统正常运行,但不带厂用辅助蒸汽;
- f) 汽动给水泵及前置泵满足额定给水参数;
- g) 规定的发电机效率、功率因数。

C.2 汽轮机进汽量等于铭牌工况 (TRL) 进汽量,在下列条件下应能安全连续运行,此工况 (T-MCR) 发电机输出的功率称为最大连续功率:

- a) 额定主、再热蒸汽参数及规定的汽水品质;
- b) 考虑年平均冷却水温等因素确定的平均背压;
- c) 补给水量为 0%;
- d) 规定的最终给水温度;
- e) 全部回热系统正常运行,但不带厂用辅助蒸汽;
- f) 汽动给水泵及前置泵满足额定给水参数;
- g) 规定的发电机效率、功率因数。

C.3 汽轮发电机组应能在调节阀全开,其他条件同 C.1 时,保证进汽量应不小于 105%TRL 进汽量。此工况称为调节阀全开 (VWO) 工况。VWO 工况应作为汽轮机辅助设备、回热系统等选择的基础。

C.4 汽轮发电机组应能在高压加热器全部停运时,除进汽量外,其他条件同 C.1 时,保证机组能输出铭牌功率。

C.5 当机组功率为铭牌功率,除进汽量以外,其他条件同 C.1 时的工况为机组的热耗率验收 (THA) 工况。

附录 D
(规范性附录)

汽轮机调节系统/DEH 重要定期试验周期及内容

汽轮机调节系统/DEH 重要定期试验周期及内容见表 D.1。

表 D.1 汽轮机调节系统/DEH 重要定期试验周期及内容

试 验 名 称	试 验 内 容	试 验 周 期 或 条 件	备 注
汽门活动/松动试验	利用就地试验装置或 DEH 试验逻辑活动汽门 10%~20%行程	每天	白班进行, 对于没有设计调节汽门活动试验装置的机组, 应定期(一般每天或每周)进行一次幅度较大的负荷变动
汽门严密性试验	按制造厂/行业标准进行	A 级检修前后, 正常运行每年	进口机组建议按我国有关标准进行
注/充油试验	利用注/充油试验装置在不提升转速的情况下试验危急保安器的动作	运行每 2000h	带负荷进行时, 须注意确认危急保安器确已复位后, 再复位试验装置
提升转速试验	按制造厂/行业标准进行	1. 新建机组或轮机 A 级检修后; 2. 危急保安器解体或调整后; 3. 停机一个月后再启动; 4. 进行甩负荷试验前; 5. 机组运行 2000h 后	机组运行 2000h、EHC 油油质较好的机组, 停机一个月后再启动, 可用危急保安器注/充油试验代替
液压调节系统遮断阀、转换阀等活动试验	利用设计的试验装置对遮断阀、转换阀等进行部分活动	每天	白班进行
DEH 遮断 (AST) 电磁阀、OPC 电磁阀活动试验	利用 DEH 试验逻辑, 对冗余串并联设计的每个电磁阀进行真实动作试验	每天	白班进行, 仅对 DEH 冗余的串并联电磁阀设计有效, 如设计有低润滑油压、低真空遮断等, 也应纳入
主汽门、调节汽门全行程活动试验	利用就地试验装置或 DEH 试验逻辑对汽门进行全行程活动	每周	仅对有左右两个主汽门的机组, 轮机厂家应承诺适应单侧进汽, 对于中间再热机组, 一般主汽门和调节汽门同时单侧进行
抽汽止回门关闭/活动试验	利用试验装置部分活动, 或直接操作关闭	每月	
可调整抽汽止回门关闭试验和安全门校验		至少半年一次	

附录 E
(规范性附录)

汽轮机调节系统汽门关闭时间合格值

- E.1 高、中压调节汽门和主汽门总关闭时间 t 为动作延迟时间 t_1 和自身关闭时间 t_2 之和。动作延迟时间的计时起点可以是：
- a) 就地手动遮断危急保安器；
 - b) 就地/远方动作电气跳闸装置瞬间；
 - c) AST 电磁阀动作 (DEH 高压纯电调系统)。
- E.2 进行汽门关闭时间的测量时，主汽门处于全开位置，调节汽门的位置可以是：
- a) 油动机额定负荷位置/全开 (液压型)；
 - b) 汽门全开 (DEH 高压纯电调系统)。
- E.3 进行汽门关闭时间的测量时，须同时记录相应汽门开度、控制油压、油温等。
- E.4 测试仪器、仪表的动态、静态精度均应满足测试要求。
- E.5 汽轮机主汽门、调节汽门关闭时间合格值列于表 E.1。

表 E.1 汽轮机主汽门、调节汽门关闭时间合格值

机组额定功率 (MW)	调节汽门 (s)	机组额定功率 (MW)	调节汽门 (s)	主汽门 (s)
<100 (包括 100)	<0.5	100~600 (包括 600)	<0.4	<0.3
100~200 (包括 200)	<0.5	>600	<0.3	<0.3

附录 F
(资料性附录)
水轮机及其辅助设备生产期间技术监督项目

水轮机及其辅助设备生产期间技术监督项目见表 F.1。

表 F.1 水轮机及其辅助设备生产期间技术监督项目

序号	监督项目	监 督 内 容	执 行 标 准	备 注
1	振动摆度	定期分析机组导轴承处的摆度和发电机机架水平和垂直振动、顶盖水平和垂直振动、尾水锥管水平和垂直振动以及灯泡体的振动，判断机组的安全性	GB/T 8564、GB/T 17189 及电厂运行规程	在各种水头、不同负荷下进行测量
2	水压力脉动	通过蜗壳水压，顶盖水压，转轮进、出口水压，尾水管水压等脉动值分析水轮机稳定运行情况	GB/T 15468、GB/T 17189 及制造厂规定	在各种水头、不同负荷下由电厂定期测量
3	水轮机功率及效率	定期测量发电机的功率，电站上、下游水位和相应的导叶开度。分析水轮机效率和出力变化情况	合同及制造厂技术资料	在各种水头、额定负荷或低水头最大负荷
4	轴承温度	定期分析各轴承瓦温和油温变化趋势，判断机组是否正常运行	制造厂规定及电厂运行规程	按不同季节，特别是夏季最高气温时重点了解分析
5	检修监督	1. 转轮及流道空蚀损坏情况 2. 检修前、后机组轴线及轴瓦间隙 3. 检修中发现的重大缺陷及处理 4. 检修效果检测和评价	GB/T 15469、GB/T 8564、DL/T 838 及电厂检修规程	
6	自动化元件	1. 根据电厂运行情况统计分析自动化控制系统和元件动作可靠性 2. 定期校验和监督水轮机在线监测装置	GB/T 11805、电厂运行、检修规程及生产厂资料	

附录 G
(资料性附录)

汽轮机技术监督“异常情况整改/告警通知单”的格式

汽轮机技术监督“异常情况整改/告警通知单”的格式见表 G.1。

表 G.1 “××××”异常情况整改/告警通知单

编码^b: ××××/××/××/××/××××

名 称:			
性 质: ☐ 整 改		☐ 告 警	
电 厂:		机组号:	
技术监督的阶段: ☐ 基建期		☐ 生产期	
首次发现异常的时间:			
异常情况描述 ^c : 1. ××××××; 2. ××××××。			
依 据 ^d : ☐ 厂家技术资料 ☐ 合同文本 ☐ 技术、管理法规 ☐ 行业标准 ☐ 国家标准 ☐ 其他 1. ××××××; 2. ××××××。			
后果评估:			
建议整改措施:			
发出人签字 ^e :		日期:	接收人签字:
			日期:
a 技术监督单位的名称。 b 建议的编码形式为: 电厂编号机组号/性质编号/阶段编号/序号/年月编码, 如 SJ02/ZG/J/015/0304。 c 主要参数、操作、程序等偏离的情况。必要时, 为进行测试的试验结果, 附测试报告。 d 有效依据具体的名称。必要时, 注明其中具体条款和条文原文。 e 应是有资格的技术监督人员			

中 华 人 民 共 和 国
电 力 行 业 标 准
发电厂汽轮机、水轮机技术监督导则
DL/T 1055 — 2007

*

中国电力出版社出版、发行
(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)
北京博图彩色印刷有限公司印刷

*

2007年12月第一版 2007年12月北京第一次印刷
880毫米×1230毫米 16开本 2印张 54千字
印数 0001—3000册

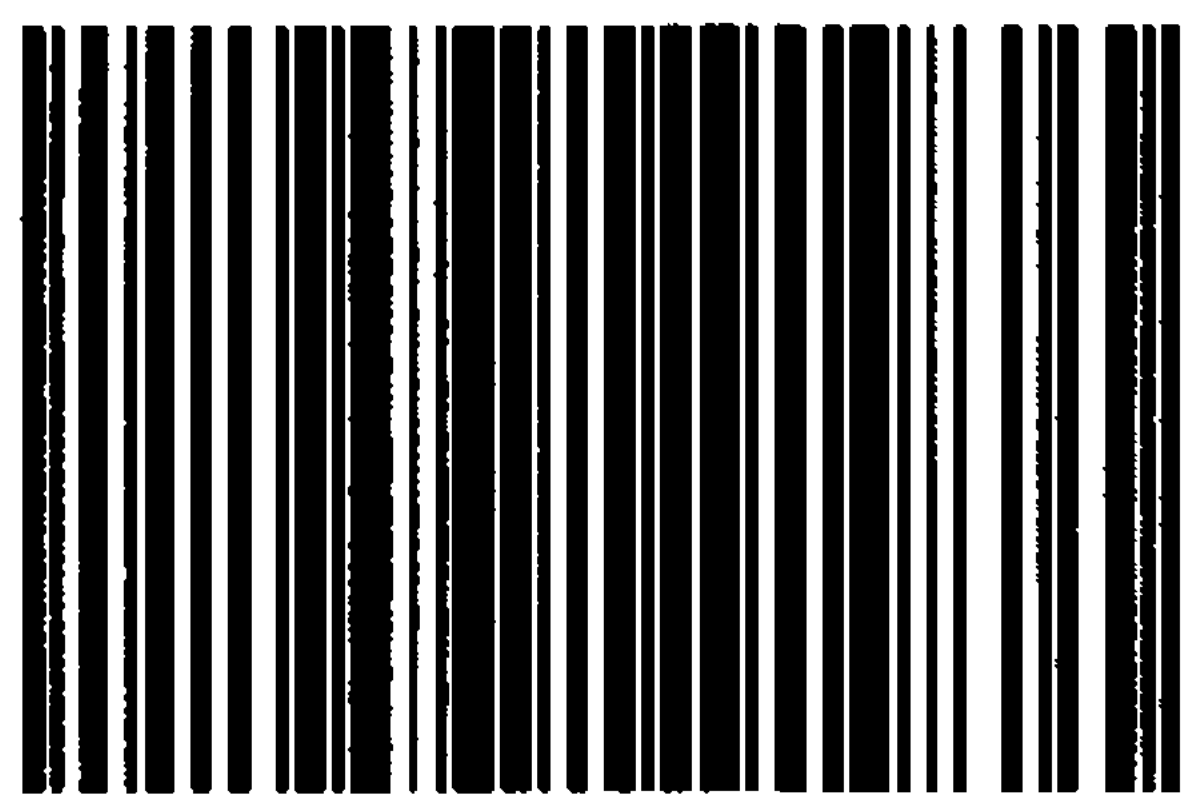
*

统一书号 155083·1786 定价 9.00 元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签，加热后中心图案消失
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究



155083.1786

销售分类建议：规程规范/
电力工程/火力发电