

ICS 27.100

F 29

备案号: 56222-2016

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 863 — 2016

代替 DL/T 863 — 2004

汽轮机启动调试导则

Guide of turbine start-up commissioning

2016-08-16 发布

2016-12-01 实施

国家能源局 发布

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 总则	2
4.1 工作组织	2
4.2 能力资格	3
4.3 计量管理	3
4.4 调试措施	3
4.5 工作内容	3
5 分部试运	3
5.1 一般规定	3
5.2 分系统试运主要调试项目及注意事项	4
6 汽轮机整套启动试运	17
6.1 一般规定	17
6.2 汽轮机启动前应投运的系统	18
6.3 系统投运注意事项	20
6.4 汽轮机启动前检查	20
6.5 汽轮机启动方式	21
6.6 汽轮机空负荷试运	22
6.7 汽轮机带负荷试运	23
6.8 汽轮机满负荷试运	25
6.9 汽轮机禁止启动条件	25
6.10 汽轮机停机	26
6.11 整套启动试运注意事项	28
7 汽轮机典型事故处理	28
7.1 汽轮机油系统火灾	28
7.2 汽轮机超速	29
7.3 汽轮机大轴弯曲、轴瓦烧损	29
7.4 汽轮机甩负荷	30
7.5 汽轮机进水	31
7.6 循环水中断	31
7.7 全厂失电	31
8 调试文件	32
8.1 一般规定	32
8.2 汽轮机分系统调试技术文件	32
8.3 汽轮机整套启动调试技术文件	32

DL / T 863 — 2016

附录 A（资料性附录） 系统试运条件检查确认表 34

附录 B（资料性附录） 转动设备监视数值限额 35

附录 C（规范性附录） SAE AS4059F 颗粒污染度分级标准 37

附录 D（资料性附录） 整套启动试运记录 38

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规定起草，在原国家发改委发布的 DL/T 863—2004《汽轮机启动调试导则》基础上进行了全面的修订。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业火电建设标准化技术委员会归口。

本标准主要起草单位：上海电力建设启动调整试验所。

本标准参加起草单位：华北电力科学研究院有限责任公司、国网河北省电力公司电力科学研究院、国网浙江省电力公司电力科学研究院。

本标准主要起草人：张玮、奚力强、潘克坚、陈冀平、邱茏、丁联合、李路江、王文祥、龚凯峰、司派友、李宁、王函弘、顾正皓。

本标准自实施之日起代替 DL/T 863—2004《汽轮机启动调试导则》。

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管理中心（北京市白广路二条一号，100761）。

汽轮机启动调试导则

1 范围

本标准规定了火力发电建设工程新建、扩建、改建机组的汽轮机及其辅助设备的分系统试运和整套启动试运的操作要领及技术要求。

本标准适用于 300MW 及以上容量的汽轮发电机组，300MW 容量以下汽轮发电机组的启动调试可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本标准的引用是必不可少的。凡是注明日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修改版均不适用于本标准。凡是不注明日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

- GB 2900.46 电工名词术语 汽轮机及其附属装置
- GB/T 6075 在非旋转部件上测量评价机器的机械振动
- GB/T 11348 旋转机械转轴径向振动的测量和评定
- GB/T 12145 火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量
- GB/T 14541 电厂用运行矿物汽轮机油维护管理导则
- GB 50275 风机、压缩机、泵安装工程施工及验收规范
- DL/T 571 电厂用磷酸酯抗燃油运行维护导则
- DL/T 607 汽轮发电机漏水、漏氢的检验
- DL/T 651 氢冷发电机氢气湿度的技术要求
- DL/T 711 汽轮机调节控制系统试验导则
- DL/T 834 火力发电厂汽轮机防进水和冷蒸汽导则
- DL/T 889 电力基本建设热力设备化学监督导则
- DL/T 1269 火力发电建设工程机组蒸汽吹管导则
- DL/T 1270 火力发电建设工程机组甩负荷试验导则
- DL 5190.3 电力建设施工技术规范 第 1 部分：汽轮发电机组
- DL 5210.3 电力建设施工施工质量验收及评价规程 第 3 部分：汽轮发电机组
- DL/T 5294 火力发电建设工程机组调试技术规范
- DL/T 5295 火力发电建设工程机组调试质量验收及评价规程
- DL/T 5437 火力发电建设工程启动试运及验收规程

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1

油压扰动试验（包括控制油、润滑油、密封油） oil pressure destabilization test

为动态校验汽轮发电机组控制油、润滑油及密封油系统的联锁保护功能和保护动作时系统油压是否满足设计要求而进行的试验。一般包括油泵的油压联锁保护启动试验和电气联锁保护启动试验。

3.2

直流油泵带载能力试验（包括润滑油泵、密封油泵） DC oil pump load capacity test

为考核润滑油及密封油直流油泵在电机失去外部供电且蓄电池不在充电情况下，其安全带负荷运

DL / T 863 — 2016

行能力而进行的试验。

3.3

汽轮机冲转 **steam turbine rolling**

汽轮机从盘车状态升速至额定转速的运行过程。

3.4

阀门严密性试验 **valve leakage test**

汽轮发电机组空负荷运行期间，通过分别关闭主汽阀、调节汽阀依次检查主汽阀、调节汽阀严密性的试验。

3.5

汽轮机惰走 **steam turbine idle**

汽轮机在额定转速下从截断向汽轮机送汽开始，到转子完全停止转动的过程。

3.6

超速试验 **overspeed test**

汽轮发电机组空负荷运行期间，实际检查汽轮机超速装置保护动作准确性的试验，一般包括电超速试验和机械超速试验。

3.7

给水泵汽源切换试验 **feed water pump steam source changeover**

汽轮发电机组带负荷运行期间，对给水泵汽轮机进汽汽源进行切换的调试工作。一般包括辅助蒸汽切换至抽汽、抽汽切换至冷段再热蒸汽。

3.8

阀门活动试验 **valve loosen test**

汽轮发电机组带负荷运行期间，为防止汽阀卡涩，定期对汽阀进行全行程或部分行程开关的试验。

3.9

真空严密性试验 **vacuum leakage test**

汽轮发电机组带负荷运行期间，通过停运真空泵，关闭机组真空泵入口阀门来考验机组真空下降速率的试验。

3.10

甩负荷试验 **load rejection test**

为考核汽轮机调节系统的动态特性而进行的试验，试验要求甩负荷后超速保护不动作，动态过程能迅速稳定。

3.11

发电机漏氢试验 **generator hydrogen leakage test**

汽轮发电机组满负荷运行期间，对发电机内氢气泄漏量进行采集数据、计算数据的试验。

4 总则

4.1 工作组织

4.1.1 机组启动调试工作由试运指挥部全面组织、领导、协调，汽轮机启动调试应由汽轮机调试专业组负责具体调试项目的开展。

4.1.2 在分部试运阶段，汽轮机调试专业组组长由主体施工单位的人员担任，副组长由调试、监理、建设、生产、设计、设备供货商单位的人员担任；在整套启动试运阶段，汽轮机调试专业组组长由主体调试单位的人员担任，副组长由施工、生产、监理、建设、设计、设备供货商单位的人员担任。各单位职责分工按照 DL/T 5437 相关规定执行。

4.2 能力资格

4.2.1 承担汽轮机专业调试的调试单位应具备相应的调试能力资格。

4.2.2 汽轮机专业调试负责人应由具有汽轮机专业调试工程师资格人员担任。

4.3 计量管理

调试采用的仪器、仪表均应执行计量管理的相关规定，经过有相应资质的计量单位校验，且备有表示其在有效期内的校验合格证书。现场使用的仪器、仪表应有产品标识及其状态标识，确保仪器、仪表在有效期内使用。

4.4 调试措施

4.4.1 调试措施应由调试单位履行编制、审核、批准程序。

4.4.2 汽轮机专业的“汽轮机整套启动调试措施”及“机组甩负荷试验措施”应由监理单位组织建设、生产、监理、调试、施工、设计、设备供货商等单位会审，并报试运指挥部总指挥批准后方可实施。其他调试措施应由监理单位审核。

4.5 工作内容

4.5.1 收集、熟悉、掌握汽轮机专业调试范围的设备和系统设计及设备供货商资料，了解建设单位的网络进度计划。

4.5.2 完成汽轮机专业调试范围内的调试措施编制、审核、批准。

4.5.3 完成调试需要的仪器、仪表、工具及材料，调试传动检查、试运条件检查、试运记录和验收表格等各项调试准备工作。

4.5.4 参加试运设备与系统单体调试及单机试运结果确认，参加单机试运后质量验收签证。

4.5.5 组织完成试运设备及系统的阀门、联锁、保护、报警、启停等传动试验。

4.5.6 组织分系统和整套启动试运条件的检查和签证。

4.5.7 向参与调试的相关人员进行调试措施的技术及安全交底。

4.5.8 组织和指导运行人员进行首次试运前设备及系统的状态检查和调整。

4.5.9 进行分系统调试，并完成调试过程记录。

4.5.10 分系统调试完成后，填写调试质量验收表并完成验收签证。

4.5.11 进行机组整套启动试运及完成各项试验。

4.5.12 机组满负荷试运完成后，填写整套启动调试质量验收表，完成调试报告编写、审核、批准、出版和相关资料移交。

5 分部试运

5.1 一般规定

5.1.1 目的与任务

5.1.1.1 分部试运是指从高压厂用母线受电到整套启动调试试运前的辅助机械及系统所进行的调试工作。其中分部试运分为单机试运和分系统试运两个部分。

5.1.1.2 单机试运主要任务是完成单台辅机的试运（包括相应的电气、热控保护）。

5.1.1.3 分系统试运是指按系统对其动力、电气、热控等所有设备及整个系统进行空载和带负荷的调整试运，是电力建设施工的一个重要环节，是对电力设备制造、设计、安装质量的动态考核和检验，是

DL / T 863 — 2016

机组能否顺利进行整套启动试运和顺利投产并迅速形成生产能力的关键工序。

5.1.2 条件与要求

- 5.1.2.1 试运指挥部及其下属机构已成立，组织落实，人员到位，职责分工明确。
- 5.1.2.2 各项试运管理制度和规定以及调试大纲已经审批发布执行。
- 5.1.2.3 单机试运和分系统试运计划、试运调试措施已经审批并正式出版下发。
- 5.1.2.4 与分部试运相关的土建、安装工作已结束，并已按 DL/T 5210.1 和 DL/T 5210.3 验收签证，技术资料齐全。
- 5.1.2.5 试运区域的场地、道路、栏杆、护板、消防、照明、通信等符合职业安全健康和环境要求及试运工作要求，并有明显的警告标识和分界。
- 5.1.2.6 试运范围内的设备、阀门、开关等已命名挂牌。
- 5.1.2.7 试运电源安全可靠，满足试运要求。
- 5.1.2.8 单机或分系统试运前，试运设备和系统的单体调试已完成，验收合格。
- 5.1.2.9 试运设备和系统的联锁保护逻辑传动试验完成，具备投用条件。

5.1.3 组织与分工

按照 DL/T 5437 有关规定确定参建各方的职责。

5.2 分系统试运主要调试项目及注意事项

5.2.1 工作原则

- 5.2.1.1 单机试运不合格不得进入分系统调试。
- 5.2.1.2 分系统调试期间，任何辅机试运应投入相关保护系统且在 DCS 远方操作。
- 5.2.1.3 分系统试运前，各项基本条件应满足，并执行条件检查确认制度。
- 5.2.1.4 执行技术及安全交底制度。
- 5.2.1.5 执行调试过程签证制度。
- 5.2.1.6 分系统调试完成后应执行设备与系统代保管制度。
- 5.2.1.7 分系统调试结束应进行调试质量验收。
- 5.2.1.8 分系统试运不合格不得进入整套启动调试。

5.2.2 工作内容

- 5.2.2.1 组织运行人员完成试运设备和系统的阀门、测点、报警信号单体调试验收传动试验。
- 5.2.2.2 组织运行人员完成设备和系统的联锁保护传动试验，检查确认其正确性和完整性。
- 5.2.2.3 组织完成分系统试运前调试措施的技术及安全交底，并做好记录。
- 5.2.2.4 组织完成分系统试运前试运条件检查和签证，系统试运条件检查确认表参见附录 A。
- 5.2.2.5 确认试运系统安全阀校验合格。
- 5.2.2.6 确认试运系统管道压力试验合格。
- 5.2.2.7 组织运行人员完成试运设备和系统试运前的状态检查和调整。
- 5.2.2.8 按照调试措施组织完成分系统试运，并做好试运记录，转动设备监视数值限额参见附录 B。
- 5.2.2.9 分系统试运合格后填写调试质量验收表，由监理单位组织有关单位验收签证。
- 5.2.2.10 编写分系统调试报告。

5.2.3 试运文件

分系统试运期间的各项调试文件的编写应符合 DL/T 5294 及 DL/T 5437 的相关要求。

5.2.4 闭式冷却水系统

5.2.4.1 主要调试项目内容

闭式冷却水系统调试项目和内容如下：

- a) 稳压水箱排放冲洗至水质清澈、无杂物。
- b) 闭式冷却水泵试运，并进行系统母管 and 用户支管循环冲洗，循环冲洗 2h 后，停泵放水，清洗滤网。重复循环冲洗至水质清澈、无杂物。
- c) 系统投运调整（压力、温度、水位调整及自动控制）。
- d) 闭式冷却水泵联锁保护动态校验。
- e) 停机（应急）冷却水泵试转及调整。

5.2.4.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项：

- a) 稳压水箱的冲洗应采用开放式排放冲洗，从水箱底部排污口排水；
- b) 系统冲洗可采用开放式冲洗与循环冲洗结合的方式，临时补水管道应接入闭式冷却水泵入口侧管道，临时排水管道应接入闭式冷却水泵出口侧管道；
- c) 系统各热交换器进出口管道应选择临时管道环通方式冲洗；
- d) 系统冲洗时，闭式冷却水泵入口应按照设备供货商要求加装临时滤网；
- e) 闭式冷却水泵启动前应确认泵体及管道已注满水、空气排尽；
- f) 系统涉及的热交换器应在系统冲洗水质合格后方能投用。

5.2.5 开式冷却水系统

5.2.5.1 主要调试项目内容

开式冷却水系统调试项目和内容如下：

- a) 开式冷却水系统管道冲洗；
- b) 开式冷却水泵试运；
- c) 系统投运调整（压力、温度调整，热交换器投用）；
- d) 电动滤水器调试。

5.2.5.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项：

- a) 系统冲洗时，热交换器进出口管道应选择临时管道环通；
- b) 配置机力通风塔的系统应进行冷却风机试运；
- c) 换热器配置有胶球清洗系统的应进行胶球清洗系统调试；
- d) 运行介质取自循环水系统的应确认循环水系统试运完成，循环水泵具备连续可靠运行条件。

5.2.6 凝补水及凝结水系统

5.2.6.1 主要调试项目内容

凝补水及凝结水系统调试项目和内容如下：

- a) 凝结水补水泵试运（再循环运行方式）。

DL / T 863 — 2016

- b) 凝结水补水系统冲洗，达到水质清澈、无杂物。
- c) 凝结水泵密封水管道冲洗，达到水质清澈、无杂物。
- d) 凝结水泵试运（再循环运行方式）。
- e) 凝结水系统冲洗，达到水质清澈、无杂物。
- f) 凝结水系统试运应完成以下工作内容：
 - 1) 泵出口压力及流量调整；
 - 2) 凝结水补充水箱自动补水调节；
 - 3) 凝汽器/凝结水箱水位自动调节；
 - 4) 凝结水泵最小流量自动调节；
 - 5) 除氧器水位自动调节；
 - 6) 凝结水泵联锁保护动态校验。
- g) 对配置变频装置的系统，应对变频和工频方式分别进行试转。

5.2.6.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项：

- a) 凝结水补水泵启动前应确认泵体内已注满水，空气排尽；
- b) 凝结水泵启动前应确认泵体排空气阀开启；
- c) 凝结水泵试转以及系统投运初期，其轴承密封水应选择凝补水供应，待系统水质冲洗合格后可选择凝结水供应；
- d) 首次启动应通过再循环调节阀旁路进行试运，待凝结水冲洗清澈后方可使用再循环调节阀；
- e) 凝结水泵首次启动应监视再循环流量及管道的振动情况；
- f) 凝结水泵首次停运时应检查出口止回阀是否已关闭，确认凝结水泵无倒转；
- g) 对配置低温省煤器的机组，凝结水系统冲洗应包括低温省煤器相关管道。

5.2.7 胶球清洗系统

5.2.7.1 主要调试项目内容

胶球清洗系统调试项目和内容如下：

- a) 收球网检查及调整；
- b) 胶球清洗泵试运；
- c) 胶球清洗装置调试；
- d) 胶球清洗装置收球率测试，收球率大于或等于 85%。

5.2.7.2 调试注意事项

胶球清洗系统调试前检查收球网板在工作位置时，其与循环水管道内壁的间隙应满足设计要求。

5.2.8 循环水系统

5.2.8.1 主要调试项目内容

循环水系统调试项目和内容如下：

- a) 循环水泵试运及系统投运：
 - 1) 循环水泵出口蝶阀调试；
 - 2) 循环水管道注水排空；

- 3) 循环水泵试运;
- 4) 贯流式冷却机组, 应根据机组运行工况, 调整凝汽器循环水管道出口阀开度, 调节循环水压力满足设计要求;
- 5) 采用变频或双速电机调节的循环水泵, 应分别进行变频或低速、高速调节试验。
- b) 冲洗水泵及旋转滤网试运:
 - 1) 旋转滤网功能调试;
 - 2) 冲洗水泵试运;
 - 3) 冲洗效果试验。
- c) 冷却塔投运:
 - 1) 水池自动补水系统调试;
 - 2) 冷却塔淋水槽、填料检查及淋水均布调整。
- d) 循环水系统二次滤网调试。

5.2.8.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项:

- a) 循环水系统首次通水前, 前池至循环水泵入口区域应清理干净;
- b) 循环水泵首次启动前, 宜利用冲洗水泵等方式进行循环水管道注水排空;
- c) 首次启动循环水泵时, 应先点动循环水泵, 检查异响、振动、仪表、系统及泵体泄漏等;
- d) 循环水泵首次启动前, 宜解除出口蝶阀联锁开启的控制功能, 阀门开启暂由手动控制, 防止循环水管道水冲击;
- e) 循环水泵停泵时, 应监视是否有水锤现象发生;
- f) 循环水泵试运时, 应检查备用循环水泵是否倒转;
- g) 北方地区冬季循环水泵试运时, 应注意防冻。

5.2.9 除氧给水系统

5.2.9.1 主要调试项目内容

除氧给水系统调试项目和内容如下:

- a) 除氧器投运调试:
 - 1) 除氧器冲洗及清理;
 - 2) 除氧器水位标定;
 - 3) 除氧器投运及停运。
- b) 给水前置泵入口管静压冲洗。
- c) 确认给水泵组油系统油循环冲洗合格, 油质应符合 GB/T 14541 或设备制造商的更高要求, SAE AS4059F 颗粒污染度分级标准见附录 C。
- d) 电动给水泵试运及润滑油、工作油系统调整:
 - 1) 辅助油泵试运及润滑油系统调整;
 - 2) 电动机带耦合器试运, 润滑油流量分配检查及调整、工作油压调整;
 - 3) 电动给水泵组试运(再循环方式), 记录勺管位置与转速和泵出口压力及流量的对应关系。
- e) 汽动给水泵试运及润滑油、顶轴油及控制油系统调整:
 - 1) 给水泵汽轮机润滑油、顶轴油及控制油系统调整(系统油压调整、压力开关动作试验、蓄能器功能检查、润滑油压扰动试验、直流油泵带载能力试验);
 - 2) 给水泵汽轮机主汽阀、调节汽阀油动机调整及关闭时间静态测定;

DL / T 863 — 2016

- 3) 给水泵组盘车装置调整;
- 4) 给水泵汽轮机试运及超速试验;
- 5) 前置泵试运 (通过汽动给水泵再循环);
- 6) 汽动给水泵试运 (再循环方式)。

5.2.9.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项:

- a) 除氧器进水前, 凝结水系统水质应冲洗合格;
- b) 有机械密封的给水泵, 密封冷却水管路应冲洗合格;
- c) 给水泵汽轮机试运时应就地测量、核对转速;
- d) 给水泵试运过程中, 应监视油系统滤网差压, 及时切换和清理滤网, 加强汽动给水泵油箱油位监视;
- e) 给水泵试运时监视再循环管道振动情况, 若振动异常且给水泵出口压力明显偏高, 应及时停泵检查再循环调节阀是否堵塞;
- f) 当前置泵与汽动给水泵同轴时, 则与汽动给水泵同时试运;
- g) 当给水泵汽轮机控制油与汽轮机控制油共用时, 则应在汽轮机控制油系统调试时进行蓄能器的调整;
- h) 当给水泵汽轮机轴封系统与汽轮机轴封共用时, 应做好汽轮机轴封隔离工作, 如无法隔离应将汽轮机盘车投入运行;
- i) 给水泵汽轮机试运前确保排汽缸喷水装置动作可靠, 喷水雾化情况检查正常;
- j) 给水泵汽轮机超速保护试验应符合设备供货商规定, 设备供货商无明确规定时, 超速保护动作转速宜为额定转速的 109%~111%。

5.2.10 汽轮机润滑油、顶轴油系统及盘车装置

5.2.10.1 主要调试项目内容

汽轮机润滑油、顶轴油系统及盘车装置调试项目和内容如下:

- a) 确认汽轮机油系统油循环冲洗合格, 油质应符合 GB/T 14541 的要求, SAE AS4059F 颗粒污染度分级标准见附录 C。
- b) 交流、直流辅助油泵试运。
- c) 主油箱电加热器投用调整。
- d) 润滑油泵及系统调试:
 - 1) 油箱低油位机组跳闸校验;
 - 2) 交流辅助油泵启动及系统油压调整;
 - 3) 轴系润滑油流量分配调整;
 - 4) 直流辅助油泵启动;
 - 5) 交流和直流辅助油泵自启动联锁校验;
 - 6) 主油箱、轴承座负压调整;
 - 7) 事故供油系统调试;
 - 8) 直流油泵带载能力试验。
- e) 顶轴油系统调试:
 - 1) 顶轴油泵试运及系统压力调整;
 - 2) 顶轴油压分配调整及轴颈顶起高度调整。

- f) 盘车装置调试：
 - 1) 盘车装置投运试验；
 - 2) 盘车装置脱扣试验；
 - 3) 配置液动盘车的机组，应调整盘车转速，符合设计要求。
- g) 润滑油压扰动试验：润滑油系统联锁保护实际动作校验，记录油泵联锁启动时间和系统最低油压。

5.2.10.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项：

- a) 轴颈顶起高度应符合设备供货商规定，未具体规定时，轴颈顶起高度宜为 0.05mm~0.08mm；
- b) 盘车装置啮合和脱开时，应就地监视啮合齿轮与盘车齿轮无碰撞或异常振动，确认转子转动平稳；
- c) 盘车投运时，盘车装置各项参数应符合设计要求；
- d) 润滑油压调整应符合设备供货商要求；
- e) 润滑油事故排油系统应能随时投运；
- f) 润滑油系统首次投运前，应验证主油箱远传液位计指示正确、反应灵敏；
- g) 润滑油系统调试时，应验证事故直流油泵负载运行能力，带负荷运行时间不小于 90min；
- h) 未配置主油泵的机组，其调试内容可参照执行；
- i) 润滑油管道在油循环前，宜采用辅助蒸汽吹扫；
- j) 汽轮机首次冲转前，应进行润滑油系统滤网及冷油器切换试验。

5.2.11 润滑油净化系统

润滑油净化系统调试项目和内容如下：

- a) 润滑油输送泵试运及管道冲洗；
- b) 油净化装置投用：真空室真空泵试运及管道冲洗，加热器投用调整，装置脱水、脱色、除酸、除杂质调整；
- c) 油净化装置停用。

5.2.12 汽轮机调节保安系统及控制油系统

5.2.12.1 主要调试项目内容

汽轮机调节保安系统调试项目和内容如下：

- a) 控制油（调节油）系统调试：
 - 1) 油系统压力调整；
 - 2) 蓄能器功能检查；
 - 3) 控制油系统热交换器投运；
 - 4) 联锁保护实校：油箱油位保护，油箱油温联锁保护，控制油（调节油）油泵启停联锁。
- b) 汽轮机高、中压主汽阀和调节汽阀油动机（含阀杆）及供热调节阀位移校验。
- c) 汽轮机高、中压主汽阀和调节汽阀关闭时间静态测定。
- d) 调节汽阀同时全开过程中，检查控制油压力是否满足安全运行要求。
- e) 控制油压扰动试验。
- f) 汽轮机调节保安系统静态调整及 DEH（数字电液控制）仿真试验验收。

DL / T 863 — 2016

5.2.12.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项：

- a) 在确认蓄能器隔离后，进行控制油系统压力试验，检查管道及接口无泄漏；
- b) 控制油压力调整时应先缓慢调节油泵出口溢流阀提高系统压力，然后调整出口母管泄压阀，确保系统安全泄压阀正常动作，再调节油泵出口溢流阀，确认系统压力满足设计要求；
- c) 主汽阀、调节汽阀关闭时间应小于 0.3s（包括延迟时间）。

5.2.13 发电机内冷水系统

5.2.13.1 主要调试项目内容

发电机内冷水系统调试项目和内容如下：

- a) 确认发电机内冷水系统管道水冲洗合格；
- b) 发电机内冷水系统冷却水泵试运；
- c) 发电机内冷水系统热交换器投运；
- d) 配合进行离子交换器投运；
- e) 内冷水系统流量、压力调整；
- f) 内冷水流量与发电机进出水压差测试，确定断水保护定值；
- g) 内冷水泵联锁保护实校，记录内冷水泵联锁启动时间与最低流量。

5.2.13.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项：

- a) 发电机内冷水系统首次启动前，应进行注水排空，先外部管道注水排空，后内部管道注水排空；
- b) 发电机内冷水箱是否充氮，应按照设备供货商要求；
- c) 发电机内冷水系统投运初期，为确保水质满足设计要求，系统宜充分换水。

5.2.14 发电机密封油系统

5.2.14.1 主要调试项目内容

发电机密封油系统调试项目和内容如下：

- a) 确认汽轮机密封油系统冲洗合格。
- b) 交流、直流及高压备用密封油泵试运、密封油排烟风机试运。
- c) 第三路油源（润滑油系统供油）试运。
- d) 密封油系统调整（双流环）：
 - 1) 调整空侧密封油泵出口压力和密封油差压调节阀至设计值；
 - 2) 调整氢侧密封油泵出口压力和平衡阀至设计值，使氢侧与空侧密封油压差符合要求；
 - 3) 高压备用油路调整；
 - 4) 氢侧油箱油位调整；
 - 5) 浮动油量调整；
 - 6) 空侧、氢侧冷油器投运；
 - 7) 消泡箱液位及发电机漏液开关实校。
- e) 密封油系统调整（单流环）：
 - 1) 油泵出口压力调整；

- 2) 油氢压差、浮动油流量调整,数值应满足设备供货商要求;
 - 3) 冷油器投运;
 - 4) 真空油箱真空泵试转;
 - 5) 真空油箱油位、真空调整;
 - 6) 消泡箱液位及发电机漏液开关实校。
- f) 密封油排油烟风机试转及负压调整。
- g) 直流油泵带载能力试验。
- h) 密封油压扰动试验:密封油系统联锁保护实校,记录油泵联锁启动时间和系统最低油氢差压。

5.2.14.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项:

- a) 确认消泡箱高液位报警信号正确,防止密封油从消泡箱进入发电机;
- b) 密封油系统首次启动前,确认氢侧回油箱、真空油箱的液位开关固定装置拆除,回油管道坡度应满足设计要求;
- c) 密封油系统运行时,应保持排油烟风机连续运行。

5.2.15 发电机氢冷系统

5.2.15.1 主要调试项目内容

发电机氢冷系统调试项目和内容如下:

- a) 确认发电机气密性试验合格。
- b) 确认氢系统纯度检测装置调试合格。
- c) 确认氢系统湿度监测装置调试合格。
- d) 确认漏氢报警装置调试合格。
- e) 确认二氧化碳加热装置可用。
- f) 氢气干燥系统循环风机投运。
- g) 气体干燥器试运及投运。
- h) 发电机充氢置换:
 - 1) 二氧化碳置换空气,二氧化碳浓度应达到 95%以上;
 - 2) 氢气置换二氧化碳,氢气浓度达到 96%以上;
 - 3) 发电机氢气压力调整。
- i) 氢气冷却器投运,氢温调整试验。
- j) 发电机排氢置换:
 - 1) 二氧化碳置换氢气,二氧化碳浓度达到 96%以上;
 - 2) 空气置换二氧化碳。

5.2.15.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项:

- a) 发电机气密性试验结果应满足设备供货商或 DL 5190.3 提出的要求;
- b) 发电机氢气置换范围包括供氢管道;
- c) 置换所用的气体纯度、湿度应满足设备供货商或 DL/T 651 提出的要求;
- d) 发电机置换气体可在转子静止或盘车状态下进行;

DL / T 863 — 2016

- e) 发电机内部二氧化碳存留不应超过 24h;
- f) 二氧化碳置换时应按照设备供货商提出的要求隔离氢气湿度仪;
- g) 机组充氢时, 应确保氢系统与空气系统有效隔离;
- h) 发电机充排气体应缓慢, 严密监视油氢差压变化, 检查差压阀及平衡阀跟踪情况。

5.2.16 汽轮机旁路系统

5.2.16.1 主要调试项目内容

汽轮机旁路系统调试项目和内容如下:

- a) 旁路减温水管道水冲洗;
- b) 锅炉蒸汽吹管阶段, 进行旁路管道吹扫;
- c) 旁路油站调试;
- d) 旁路油站蓄能器功能确认, 应满足油泵停止状态下旁路能够完成至少 1 次全行程开或关;
- e) 旁路阀开、关调整试验;
- f) 旁路联锁保护及自动功能试验。

5.2.16.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项:

- a) 旁路阀为液压控制方式的, 应确认旁路系统油循环冲洗完成, 油质化验合格;
- b) 旁路阀为气动控制方式的, 应确认压缩空气供气管路吹扫完成, 气源压力满足要求;
- c) 旁路阀为电动控制方式的, 应确认供电电源可靠, 满足要求;
- d) 旁路控制方式应充分考虑减温水与旁路阀的配合, 防止旁路阀后发生管道水击现象。

5.2.17 辅助蒸汽系统

5.2.17.1 主要调试项目内容

辅助蒸汽系统调试项目和内容如下:

- a) 辅助蒸汽母管蒸汽吹管。
- b) 辅助蒸汽主要用户管道吹管:
 - 1) 除氧器加热进汽管;
 - 2) 汽轮机轴封供汽管;
 - 3) 化学水处理加热蒸汽管;
 - 4) 采暖加热蒸汽管;
 - 5) 暖风器加热蒸汽管;
 - 6) 空气预热器辅助吹灰蒸汽管;
 - 7) 磨煤机蒸汽灭火管道;
 - 8) 锅炉燃油雾化蒸汽管;
 - 9) 锅炉防冻用蒸汽管;
 - 10) 抽汽至辅助蒸汽母管管道;
 - 11) 冷段再热蒸汽管道至辅助蒸汽管道;
 - 12) 驱动辅机汽轮机进汽管道;
 - 13) 汽轮机缸体预暖管道。
- c) 辅汽系统参数调整 (压力、减温水投入自动)。

5.2.17.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项：

- a) 合理选择吹管蒸汽参数，应保证蒸汽有足够的流量和过热度；
- b) 吹管过程中应加强管道疏水，防止水冲击；
- c) 宜采用稳压吹管，每次吹管时间控制在 5min~10min 之内，两次吹管的间隔时间宜为 10min~15min，吹扫次数不应少于 3 次；
- d) 驱动辅机汽轮机进汽管吹扫时，应安装靶板，验收标准执行 DL/T 1269 或设备供货商要求。

5.2.18 抽汽回热系统

5.2.18.1 主要调试项目内容

抽汽回热系统调试项目和内容如下：

- a) 抽汽止回阀调整及防进水联锁保护校验。
- b) 高压加热器联程阀调试。
- c) 加热器调试：
 - 1) 加热器水位冷态标定；
 - 2) 加热器水侧冲洗；
 - 3) 加热器汽侧吹扫。
- d) 加热器冲洗与投运：
 - 1) 低压加热器解除联锁开危急疏水阀，待水质合格后恢复联锁，再逐级自流回收；
 - 2) 高压加热器解除联锁开危急疏水阀，在机组带负荷约 20%时微开加热器进汽阀对加热器进行暖管，当温度稳定后再开大加热器进汽阀直至全开，待水质合格后恢复联锁，再逐级自流至除氧器；
 - 3) 水位保护投用；
 - 4) 加热器水位冷热态比对；
 - 5) 加热器端差检查。

5.2.18.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项：

- a) 加热器投运前，应充分暖管疏水，防止水冲击；
- b) 未采用随机启动方式时，加热器汽侧投运应按低压到高压的顺序进行，停运时应按高压至低压的顺序进行；
- c) 加热器水侧清洗应在炉前系统化学清洗中完成；
- d) 高压加热器汽侧可在整套启动前使用辅助蒸汽吹扫，吹扫时高压加热器水侧应投运。

5.2.19 真空系统

5.2.19.1 主要调试项目内容

真空系统调试项目和内容如下：

- a) 真空系统严密性检查；
- b) 真空泵试运；

DL / T 863 — 2016

- c) 真空系统试抽真空。

5.2.19.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项：

- a) 真空系统严密性检查可采用灌水加压方式，灌水高度和范围应符合 DL 5190.3 的要求；
- b) 真空泵首次启动前，应进行汽水分离器及泵体水冲洗；
- c) 真空泵试转过程中，应调整机械填料密封装置漏水量；
- d) 不投轴封试抽真空前，应对机组轴系各轴颈处进行清理并做好防护工作。

5.2.20 轴封系统

5.2.20.1 主要调试项目内容

轴封系统调试项目和内容如下：

- a) 轴封系统各供汽管道吹扫。
- b) 轴封系统减温水管道水冲洗。
- c) 轴封系统投运：
 - 1) 轴封系统供汽减温装置调整；
 - 2) 轴封蒸汽压力控制装置调整；
 - 3) 轴封冷却器投运及轴冷风机试运；
 - 4) 轴封回汽负压调整；
 - 5) 轴封系统投用；
 - 6) 轴封冷却器疏水水封投运，疏水回收至凝汽器。

5.2.20.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项：

- a) 汽轮机首次试运停机后，在轴封停止供汽的工况下，检查轴封供汽压力各测点显示应为 0，否则应对压力变送器进行校正；
- b) 汽轮机转子在静止状态时，禁止向轴封供汽，避免转子产生热弯曲；
- c) 汽轮机热态启动投用轴封汽时，高、中、低压轴封供汽温度与转子轴封区间金属表面温度应匹配，不应超过设备供货商允许的偏差值；
- d) 机组停机惰走期间，真空值到零前，不应停用轴封蒸汽；
- e) 轴封系统投用前应充分暖管、疏水，确保不产生管道水冲击或轴封齿磨损；
- f) 轴封系统各供汽管道吹扫前检查拆除供汽滤网，吹扫完成后回装。

5.2.21 直接空冷系统

5.2.21.1 主要调试项目内容

直接空冷系统调试项目和内容如下：

- a) 空冷风机试运。
- b) 空冷系统气密性试验。
- c) 空冷凝汽器热态清洗：
 - 1) 投入真空系统及汽封系统；
 - 2) 保持排汽装置处于真空状态，冲洗水排放至临时装置；

- 3) 冲洗流量不低于 20% 锅炉最大连续蒸发量;
- 4) 采取同一列空冷凝汽器的不同风机交替运行的方式, 使凝汽器产生温度变化, 增强清洗效果。
- d) 冲洗水系统调试及投运。

5.2.21.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项:

- a) 空冷热态清洗前, 应人工清除排汽管道和配汽管道内壁的尘垢和氧化皮, 封闭凝结水收集管的端板之前, 应采用压力水流对其进行清洗。
- b) 为保证机组冬季运行空冷系统不发生大面积冻结的情况, 应运行空冷风机回暖、防冻程序, 以提高空冷防冻性能。
- c) 风机试运应分别在转速为 25%、50%、75%、100% 额定转速下进行。
- d) 根据风机运行电流, 确定叶片角度安装是否合理, 如有必要应对风机叶片角度进行调整。
- e) 确认空冷系统气密性试验结果, 压力下降值应符合设备供货商规定; 无规定时, 应不超过 5kPa/24h。
- f) 针对超(超)临界机组对汽水品质要求高的特点, 应增加二氧化硅及浊度热态冲洗指标控制, 并适当提高各列凝汽器排放凝结水铁离子含量控制标准。

5.2.22 间接空冷系统

5.2.22.1 主要调试项目内容

间接空冷系统调试项目和内容如下:

- a) 扇区的冲洗及充水泵试运。
- b) 循环水泵试运及冲洗:
 - 1) 启动充水泵向循环水系统注水, 高位水箱水位维持在高液位, 确认系统管道及泵体排气门连续溢水为止, 逐次关闭凝汽器顶部的排空气阀;
 - 2) 试转循环水泵, 启动正常后, 继续对循环水系统排空气;
 - 3) 对循环水系统及阀门进行泄漏检查, 确认整个系统没有泄漏, 系统进行循环冲洗, 直至放水阀放出的水质清澈, 冲洗结束。
- c) 电动清洗装置试运。
- d) 百叶窗的传动及循环水温度自动调整。

5.2.22.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项:

- a) 循环水系统及空冷散热器冲洗完毕, 应手动清理充水箱、储水箱及循环水管路;
- b) 应避免在冬季进行机组启动充水工作, 如确需进行, 应关闭扇段百叶窗, 循环水温度宜高于 55℃ 才允许向扇区充水;
- c) 冬季调试时应充分做好防冻措施, 防止发生空冷系统冻结、损坏。

5.2.23 抽汽供热系统(工业抽汽)

5.2.23.1 主要调试项目内容

抽汽供热系统调试项目和内容如下:

DL / T 863 — 2016

- a) 工业抽汽管网施工及调试前系统隔离检查;
- b) 工业抽汽蒸汽管路吹扫;
- c) 配置回水管路的工业抽汽系统回水管路冲洗;
- d) 工业抽汽系统正式投运前系统隔离;
- e) 工业抽汽减温减压站冷态调试;
- f) 工业抽汽系统管路暖管及热态投运。

5.2.23.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项:

- a) 施工及正式投运前, 未投运系统均应进行可靠的系统隔离, 杜绝因蒸汽泄漏造成人员伤害;
- b) 蒸汽管路采用反向吹扫方式的, 应保证排放管路安全布置以及相关阀门的保护;
- c) 供热系统吹扫、投运时应充分暖管, 缓慢升温升压, 防止发生撞管、水击现象;
- d) 检查供热系统抽汽止回阀应尽可能靠近汽轮机本体布置, 并能够迅速关闭, 防止因供热系统返汽造成汽轮机超速;
- e) 有工业抽汽回收水的系统, 应重点监测回收水水质, 采取可靠的措施防止含油或其他杂质的回收水进入机组汽水循环。

5.2.24 热网抽汽系统(采暖抽汽)

5.2.24.1 主要调试项目内容

热网抽汽系统调试项目和内容如下:

- a) 低压除氧器及相关管路冲洗;
- b) 热网补水系统管路冲洗;
- c) 热网循环水滤水器试运;
- d) 热网循环水系统注水;
- e) 热网循环水泵试运, 管路及热网加热器冲洗;
- f) 热网疏水系统冲洗及投运;
- g) 热网加热器供汽管路系统吹扫;
- h) 热网系统投运;
- i) 热网系统停运。

5.2.24.2 调试注意事项

调试过程应注意的事项:

- a) 热网循环水泵首次运行期间, 应重点监视自动滤水器运行情况和泵入口压力变化, 防止由于泵入口断水损坏热网循环水泵;
- b) 热网加热器供汽管路吹扫时, 应采取临时措施排放吹扫蒸汽;
- c) 热网循环水进、回水如设计防止系统超压的反向止回阀, 应在系统投运前检查止回阀安装方向是否符合要求;
- d) 热网加热器首次投运, 应严格按照说明书要求控制加热器温升;
- e) 热网加热器首次投运, 应将热网疏水外排直至水质达标后回收;
- f) 设计有热网疏水热量回收装置的系统, 应在设备投运过程中同时投运;
- g) 热网投运过程中, 应及时与外部热用户沟通, 防止发生由于外部用户大规模减负荷造成的热网循环水系统超压。

5.2.25 其他驱动辅机用汽轮机系统

驱动辅机用汽轮机系统的调试可参照给水泵汽轮机调试相关内容。

6 汽轮机整套启动试运

6.1 一般规定

6.1.1 目的与任务

6.1.1.1 汽轮机整套启动是指机组分系统调试合格后，机、电、炉第一次联合启动，并以汽轮机首次冲转为目的。汽轮机整套启动调试工作应至机组完成满负荷试运行为止。

6.1.1.2 汽轮机整套启动分为汽轮机空负荷试运、带负荷试运及满负荷试运三个阶段。

6.1.1.3 检验汽轮机控制调节系统的静态、动态性能。

6.1.1.4 检测汽轮发电机组在各种工况下的振动状况。

6.1.1.5 投用并考验机组各主要辅机及系统能否适应机组各种运行工况。

6.1.1.6 投用并考验机组各项自动控制装置的工作状况。

6.1.1.7 填写机组整套启动试运空负荷、带负荷、满负荷调试质量验收表。

6.1.1.8 填写机组整套启动试运空负荷、带负荷、满负荷试运记录表（参见附录 D）。

6.1.2 条件与要求

6.1.2.1 试运指挥部及各组人员已全部到位，职责分工明确，各参建单位参加试运值班的组织机构及联系方式已上报试运指挥部并公布，值班人员已上岗。

6.1.2.2 建筑、安装工程已验收合格，满足试运要求；厂区外与市政、公交、航运等有关的工程已验收交接，能满足试运要求。

6.1.2.3 应在整套启动试运前完成的分部试运项目已全部完成，并已办理质量验收签证，分部试运技术资料齐全。

6.1.2.4 整套启动试运计划、汽轮机整套启动和机组甩负荷调试措施已经总指挥批准，并已组织相关人员学习，完成安全和技术交底，首次启动曲线图已在主控室张挂。

6.1.2.5 试运现场的防冻、采暖、通风、照明、降温设施已能投运，厂房和设备间封闭完整，所有控制室和电子间温度可控，满足试运需求。

6.1.2.6 试运现场安全、文明条件应符合 DL/T 5437 的规定。

6.1.2.7 生产单位已做好各项运行准备，且应符合 DL/T 5437 的规定。

6.1.2.8 试运指挥部的办公器具已备齐，文秘和后勤服务等项工作已经到位，满足试运要求。

6.1.2.9 配套送出的输变电工程满足机组满发送出的要求。

6.1.2.10 已满足电网调度提出的各项并网要求。

6.1.2.11 电力建设质量监督机构已按有关规定对机组整套启动试运前进行了监检，提出的必须整改的项目已经整改完毕，确认同意进入整套启动试运阶段。

6.1.2.12 启动验收委员会已经成立并召开了首次全体会议，听取并审议了关于整套启动试运准备情况的汇报，并做出准予进入整套启动试运阶段的决定。

6.1.3 组织与分工

按照 DL/T 5437 有关规定确定参与整套启动试运的各方职责。

DL / T 863 — 2016

6.1.4 整套启动试运文件

整套试运期间的各项调试文件的编写应符合 DL/T 5294 及 DL/T 5437 的相关要求。

6.2 汽轮机启动前应投运的系统

6.2.1 凝补水系统

投运凝补水系统，凝汽器、凝结水箱和闭式水稳压水箱进水。

6.2.2 循环水系统

投运循环水系统，定时投运凝汽器胶球清洗装置。

6.2.3 闭式冷却水系统

6.2.3.1 投运闭式冷却水系统，调整母管压力、温度。

6.2.3.2 闭式冷却水系统投用后，根据各辅机运行要求，适时投入各用户。

6.2.3.3 未设计闭式冷却水系统的机组，则投用工业水系统。

6.2.4 开式冷却水系统

6.2.4.1 投运开式冷却水系统。

6.2.4.2 开式冷却水入口电动滤水器装置投入自动。

6.2.4.3 对于无开式冷却水泵配置的机组则直接投用一组热交换器。

6.2.5 辅机冷却水系统

6.2.5.1 辅机冷却水系统投用。

6.2.5.2 机力通风塔冷却风机启动。

6.2.6 凝结水系统

6.2.6.1 投运凝结水系统。

6.2.6.2 机组首次启动，应对凝结水系统进行冲洗，凝结水水质合格后方可向除氧器进水。

6.2.6.3 机组启动后应监视滤网差压，并及时清理。

6.2.7 辅助蒸汽系统

投运辅助蒸汽系统，调整辅助蒸汽压力和温度。

6.2.8 汽轮机及汽动给水泵汽轮机控制油系统

6.2.8.1 调整油箱油温，满足设备供货商要求。

6.2.8.2 投用控制油装置，同时投用控制油循环过滤泵，控制油冷却系统投入自动。

6.2.8.3 控制油装置启动后，可根据机组启动需要，开启装置至各用户的隔离阀。

6.2.9 除氧器、给水系统

6.2.9.1 凝结水系统冲洗完成后，除氧器进水至正常液位。

6.2.9.2 投用一台给水泵（再循环方式运行）。

6.2.9.3 除氧器加热投用，汽源由辅助蒸汽供应。

6.2.9.4 根据锅炉启动要求，给锅炉上水。

6.2.10 高、低压加热器及抽汽系统

6.2.10.1 高、低加热器水侧随凝结水、给水系统同步投运。

6.2.10.2 低压加热器汽侧随机组启动同步投用。

6.2.10.3 高压加热器汽侧在发电机并网带负荷后投用。

6.2.11 润滑油、顶轴油系统及盘车装置

6.2.11.1 投用汽轮机润滑油系统。

6.2.11.2 润滑油系统投入后，检查润滑油母管压力应满足设备供货商要求。

6.2.11.3 首次启动润滑油系统时应先启动事故直流油泵，系统赶空气，然后切换至交流油泵运行。

6.2.11.4 投用汽轮机顶轴油系统，确认顶轴油母管压力和各轴瓦顶轴油压力正常。

6.2.11.5 汽轮机润滑油、顶轴油及密封油系统投运正常后，投用汽轮机盘车，转速满足设备供货商要求。

6.2.12 发电机密封油系统

6.2.12.1 投用发电机密封油系统。

6.2.12.2 检查密封油氢差压、排烟风机负压、真空油箱真空、密封油系统各油箱油位、空气侧压差、氢气侧压差（双流环密封油系统）。

6.2.12.3 监视发电机消泡箱液位开关、发电机漏液开关状态。

6.2.13 发电机内冷水系统

6.2.13.1 投用发电机内冷水系统。

6.2.13.2 调整内冷水系统换水量，确认内冷水水质满足发电机运行要求。

6.2.13.3 监视发电机内冷水流量、进出口压差、内冷水箱液位。

6.2.14 发电机氢冷系统

6.2.14.1 进行发电机气体置换。

6.2.14.2 氢气置换完成后，投用氢气干燥器、检漏仪、氢气露点仪、绝缘过热装置等。

6.2.14.3 建立发电机内部氢气压力，过程中应监视密封油氢差压跟踪情况。

6.2.14.4 根据发电机内气体温度，适时投用氢气冷却器。

6.2.15 汽轮机轴封系统

6.2.15.1 根据汽轮机状态，调整轴封进汽压力和温度，蒸汽参数应符合汽轮机设备供货商要求。

6.2.15.2 投入轴封加热器冷却风机，建立轴封回汽负压。

6.2.15.3 调整轴封压力和温度达到设计要求，维持轴封系统稳定运行。

6.2.16 真空系统

6.2.16.1 轴封建立后，投用真空系统。

6.2.16.2 机组启动前，确保凝汽器真空值满足汽轮机设备供货商对于机组启动的要求。

6.2.17 空冷系统

6.2.17.1 直接空冷系统

a) 投用空冷风机；

DL / T 863 — 2016

- b) 视环境温度控制防冻蝶阀;
- c) 启动真空泵, 调整机组背压、监视空冷风机电流。

6.2.17.2 间接空冷系统

- a) 投用循环水系统;
- b) 调节冷却扇区数量以及扇区百叶窗开度, 维持循环水温度。

6.2.18 汽轮机旁路系统

6.2.18.1 旁路系统投运。

6.2.18.2 旁路减温水系统投运。

6.3 系统投运注意事项

6.3.1 循环水系统投用后, 一般应同时投用旋转滤网, 并根据旋转滤网差压选择投用冲洗水泵; 旋转滤网和冲洗水泵自动应投入。

6.3.2 闭式冷却水系统投用后, 应定期化验闭式冷却水水质, 配合化学专业进行闭式冷却水加药工作, 维持闭式冷却水 pH 值和电导率。

6.3.3 若机组循环水压力足够维持开式冷却水热交换器的工作, 且开式冷却水泵配备旁路以及闭式冷却水水温满足运行要求, 开式冷却水泵可暂不投用。

6.3.4 凝结水泵配备变频装置时, 宜采用变频启动凝结水泵的方式。

6.3.5 机组首次启动时, 除氧器进水前应对凝结水系统分段冲洗, 并化验水质至合格。冲洗方式为: 凝汽器、凝结水箱进水, 底部排放冲洗; 凝结水管道及低压加热器水侧通过启动放水管道排水冲洗。

6.3.6 除氧器进水后, 应通过底部放水管道排放冲洗。

6.3.7 辅助蒸汽系统投运时, 应充分暖管疏水; 启动汽源至辅助蒸汽母管管道的各疏水点应保持疏水器旁路阀微开状态, 待系统运行一段时间后切换为主路自动疏水器。

6.3.8 轴封压力的选择应以不溢蒸汽、不漏空气为原则。

6.3.9 当锅炉负荷满足要求时, 再热冷段供汽的高压加热器宜尽早投用, 以提高锅炉给水温度和一次风温。

6.3.10 发电机内冷水系统的补水应采用化学除盐水补水, 确保内冷水水质达到发电机安全运行要求。

6.3.11 发电机气体置换时, 当任一置换过程浓度满足要求时, 应对氢冷系统各监视、测量设备进行气体排放, 确保置换无死角。

6.3.12 机组首次启动前, 汽轮机转子连续盘车应不少于 24h。

6.3.13 机组热态启动时, 应先投用轴封, 后建立凝汽器真空。

6.4 汽轮机启动前检查

6.4.1 机组各分系统运行正常。

6.4.2 汽轮机主保护、控制系统、报警及事故追忆系统试验完毕, 功能正确, 投入正常。

6.4.3 机组机、电、炉大联锁试验完毕, 功能正确, 投入正常。

6.4.4 汽轮机转子偏心度不超过设备供货商规定值或与原始值偏差在 $\pm 0.02\text{mm}$ 内。

6.4.5 汽轮机转子偏心度、轴向位移、缸胀、胀差、瓦温、振动等指示正常。

6.4.6 汽轮发电机组转动部件无动静摩擦等异常声音。

6.4.7 高、中压缸外缸上下温差不超过 50°C , 内缸上下温差不超过 35°C ; 或按设备供货商规定值。

6.4.8 主汽阀、调节汽阀、补汽阀、高排止回阀及本体抽汽止回阀处于关闭位置。

6.4.9 旁路系统运行正常。

6.4.10 汽轮机润滑油油质合格, 检查润滑油压及油温、顶轴油压、主油箱油位正常。

6.4.11 汽轮机控制油油质合格，检查控制油压及油温、油箱油位正常。

6.4.12 氢气冷却器、励磁机冷却器、密封油冷却器、定冷水冷却器等冷却水调门自动调节状态良好，发电机氢、油、水系统运行正常。

6.4.13 凝汽器真空或排气装置背压满足机组启动要求。

6.4.14 主蒸汽、再热蒸汽压力、温度符合启动曲线要求。

6.5 汽轮机启动方式

6.5.1 基本原则

启动方式应根据汽轮机供货商的规定选择。通常大容量汽轮机应以控制高、中压转子热应力水平来选择汽轮机的启动方式，以使汽轮机的寿命损耗率在允许范围之内，从而实现寿命管理，保证机组在服役期的安全。

6.5.2 按冲转时进汽方式分类

6.5.2.1 高压缸启动

仅由高压调节汽阀调节并控制汽轮机转速，挂闸后中压主汽阀和中压调节汽阀全部开启，中压调节汽阀不参与转速调节。机组冲转前利用旁路暖管及升温升压。对于配置串级旁路的机组，冲转前关闭高压旁路，待再热器压力到零或为微负压时再关闭低压旁路。

6.5.2.2 高中压缸联合启动

高、中压调节汽阀联合控制汽轮机转速。对高中压合缸的机组，可以使分缸处均匀加热，减少热应力，并能缩短启动时间。二次再热机组一般采用超高、高、中压调节汽阀联合启动。

6.5.2.3 中压缸启动

通过中压缸进汽冲转，待机组并网后，进行切缸操作，转向高中压缸进汽。此方式缩短了汽轮机的暖机和启动时间。中压缸启动时，高压缸应进行预暖工作。

6.5.3 按启动前汽轮机汽缸或转子表面温度分类

6.5.3.1 冷态启动

金属温度低于满负荷时金属温度的 40%或金属温度低于 150℃~180℃。

6.5.3.2 温态启动

金属温度处于满负荷时金属温度的 40%~80%或金属温度低于 180℃~350℃。

6.5.3.3 热态启动

金属温度高于满负荷时金属温度的 80%或金属温度高于 350℃，又分为热态启动（350℃~450℃）和极热态启动（450℃以上）。

6.5.4 按停机时间长短分类

6.5.4.1 停机一周或一周以上，称为冷态启动。

6.5.4.2 停机 48h 以内，称为温态启动。

DL / T 863 — 2016

6.5.4.3 停机 8h 以内，称为热态启动。

6.5.4.4 停机 2h 以内，称为极热态启动。

6.6 汽轮机空负荷试运

6.6.1 汽轮机启动步骤

空负荷试运的启动步骤如下：

- a) 根据设备供货商提供的启动曲线确定汽轮机首次启动参数；
- b) 汽水品质应符合 DL/T 889 要求；
- c) 汽轮机开始冲转，确认盘车装置正常脱开；
- d) 按设备供货商要求，汽轮机冲转至摩擦检查转速，进行摩擦检查，确认机组动静部件之间无摩擦；
- e) 汽轮机再次冲转至暖机转速，暖机转速和暖机时间按设备供货商规定值选择；
- f) 暖机完成后，按启动曲线升速至额定转速，升速过程中顶轴油泵自动停运；
- g) 机组并网前，完成汽轮机危急保安器注油、阀门严密性、电超速保护通道等试验；
- h) 配合电气专业完成并网前试验；
- i) 机组并网，带 10%~25%额定负荷暖机 4h 以上，暖机结束后，发电机与电网解列，应立即进行超速试验；
- j) 汽轮机停机时，完成汽轮机维持真空工况下的转子惰走试验。

6.6.2 汽轮机空负荷试运主要控制参数

空负荷试运的主要控制参数如下：

- a) 汽轮机缸体、阀体金属温差；
- b) 高、中、低压缸缸胀和胀差；
- c) 机组通过临界转速时的轴、轴瓦振动值；
- d) 机组在额定转速时的轴、轴瓦振动值；
- e) 汽轮机轴向位移值；
- f) 润滑油、密封油温度；
- g) 汽轮发电机组轴承金属温度；
- h) 高、低压缸排汽温度；
- i) 机组背压（真空）。

6.6.3 空负荷阶段应进行的试验

6.6.3.1 危急保安装置就地及远方打闸试验。

6.6.3.2 启动油泵与同轴主油泵切换试验：当汽轮机转速达到额定转速，应确认同轴主油泵供油正常，方可进行切换试验。

6.6.3.3 润滑油压调整：当汽轮机达到额定转速，润滑油切换到主油泵供油时，若系统油压不符合要求应进行油压调整。

6.6.3.4 主汽阀和调节汽阀严密性试验：试验时，主蒸汽和再热蒸汽压力应不低于 50%额定压力，汽轮机转速应降至 n 值以下：

$$n = \frac{p}{p_0} \times 1000$$

式中：

n ——汽轮机转速，r/min；

p ——试验时的主蒸汽压力或再热蒸汽压力, MPa;

p_0 ——额定主蒸汽压力或再热蒸汽压力, MPa。

6.6.3.5 危急保安器注油试验: 应在汽轮机额定转速时进行, 如装备有两只危急保安器, 则两只危急保安器应分别试验, 危急保安器动作的声光信号应指示正确。

6.6.3.6 汽轮机在线低真空跳闸保护试验。

6.6.3.7 汽轮机在线低润滑油压跳闸保护试验。

6.6.3.8 备用油泵在线启动试验。

6.6.3.9 其他信号跳闸试验。

6.6.3.10 调节控制系统空负荷特性检查。

6.6.3.11 超速预保护(OPC)试验: 整定值宜为 103%额定转速。

6.6.3.12 电气超速保护通道试验: 采用降低保护动作定值的方法进行试验, 试验后, 应将保护定值恢复至设备供货商规定值。

6.6.3.13 配合电气、锅炉专业相关试验。

6.6.3.14 汽轮机超速试验: 汽轮发电机组按供货商要求参数带低负荷暖机, 一般带 10%~25%额定负荷运行 4h 以上, 暖机结束后, 减负荷与电网解列, 立即进行汽轮机超速试验。试验按以下要求进行:

- a) 高、中压主汽阀和调节汽阀严密性试验合格;
- b) 汽轮机带低负荷暖机结束后立即进行;
- c) 机械超速保护动作转速值应在额定转速的 109%~111%范围内, 每个危急保安装置应至少试验两次, 且两次动作转速之差不大于 0.6%的额定转速;
- d) 电气超速保护动态实校, 动作值应符合供货商规定。

6.6.3.15 汽轮机惰走试验: 首次正常停机时, 在不破坏汽轮机真空的情况下, 测取转子的惰走曲线。

6.7 汽轮机带负荷试运

6.7.1 汽轮机带负荷运行

6.7.1.1 超速试验结束后, 发电机重新并网带负荷。

6.7.1.2 汽轮机升负荷, 升负荷速率满足设备供货商要求, 中压缸启动的机组适时进行切缸操作。

6.7.1.3 15%额定负荷, 可进行厂用电切换试验。

6.7.1.4 升负荷过程中, 由低到高逐级投用高压加热器, 低压加热器随机投用:

- a) 低压加热器随机启动, 疏水按照先危急疏水后正常疏水的方式进行回收;
- b) 低加疏水泵再循环方式运转, 水质合格后进入凝结水系统;
- c) 机组负荷约 20%~30%时, 投用高压加热器, 疏水按照先危急疏水后正常疏水的方式进行回收;
- d) 高压加热器热态水位标定, 疏水系统自动投入, 疏水实现逐级自流。

6.7.1.5 汽轮机负荷大于 25%额定负荷后, 应检查汽轮机轴封供汽的切换:

- a) 监视轴封压力波动;
- b) 汽轮机轴封形成自密封后, 轴封外部供汽系统应处于热备用状态;
- c) 配备有轴封电加热的机组, 检查轴封电加热装置应在自动恒温模式。

6.7.1.6 30%~45%额定负荷时, 除氧器、辅助蒸汽、汽动给水泵汽源可切换至本机供汽:

- a) 负荷大于 30%额定负荷后, 根据机组实际工况, 当抽汽压力大于辅助蒸汽母管压力时, 辅助蒸汽改由相应压力的抽汽提供; 冷段再热汽源作为常规备用; 启动汽源作为紧急备用。
- b) 机组事故状态下, 辅助蒸汽汽源宜切换为启动汽源。
- c) 机组启动阶段, 除氧器汽源由辅助蒸汽母管供汽维持, 当负荷大于 30%且抽汽压力大于除氧器压力后可改用相应压力的抽汽供应, 汽源切换完成后除氧器压力、温度随负荷滑升至额定参数。

DL/T 863 — 2016

- d) 配置汽动引风机且排汽至除氧器的机组，锅炉进水冲洗时，除氧器汽源由辅助蒸汽母管供汽维持；根据引风机汽轮机排汽工况，适时投用引风机汽轮机排汽至除氧器进行加热，除氧器压力、温度随负荷滑升至额定参数。相应压力的抽汽作为常规备用，辅助蒸汽作为紧急备用。
- e) 机组负荷达 40%时，汽动给水泵汽轮机汽源可切换至相应的抽汽供应。机组负荷大于 45%时，宜直接使用相应的抽汽启动第二台汽动给水泵。

6.7.1.7 机组负荷约 50%额定负荷时，应投用第二台汽动给水泵，给水泵并泵前宜进行单台给水泵最大出力及给水泵高低压汽源切换试验。

6.7.1.8 负荷大于 60%额定负荷，配置汽动引风机的机组，引风机汽源可切换至本机供汽。

6.7.1.9 负荷约 75%额定负荷，可进行汽轮机阀门活动试验。

6.7.1.10 负荷大于 80%额定负荷，可进行真空严密性试验。

6.7.1.11 负荷大于 85%额定负荷，可进行高压加热器切除试验。

6.7.1.12 负荷大于 90%额定负荷，可进行给水泵故障快速减负荷（RUNBACK）试验。

6.7.1.13 汽轮发电机组条件具备后可按 DL/T 5437 规定进行甩负荷试验。

6.7.2 汽轮机带负荷试运重要控制项目

带负荷试运的重要控制项目如下：

- a) 不同负荷工况的轴系振动；
- b) 汽轮机轴承进、回油温度；
- c) 推力轴承、支持轴承及发电机轴承金属温度；
- d) 汽缸膨胀；
- e) 轴向位移；
- f) 高压缸、中压缸、低压缸胀差；
- g) 主蒸汽、再热蒸汽压力和温度；
- h) 高、中压内、外缸上下温差；
- i) 机组真空度；
- j) 高压缸排汽温度；
- k) 低压缸排汽温度；
- l) 机组升负荷速率。

6.7.3 带负荷阶段应进行的试验

6.7.3.1 汽轮机真空严密性试验：

汽轮机真空严密性试验时，汽轮机负荷应稳定在 80%额定负荷以上，真空稳定，关闭抽气阀，停真空泵，30s 后开始每 0.5min 记录机组真空值一次，共记录 8min，取其中后 5min 内真空下降值计算每分钟的真空中下降值。真空严密性标准如下：

- a) 湿冷（包括间接空冷）机组，真空严密性合格值为 $\leq 0.3\text{kPa/min}$ ；
- b) 直接空冷机组，真空严密性合格值为 $\leq 0.2\text{kPa/min}$ 。

6.7.3.2 配合热控专业进行机组变负荷试验。

6.7.3.3 汽轮机阀门活动试验：

- a) 阀门活动试验时，机组控制方式切换为汽机侧负荷控制模式；
- b) 阀门活动试验通过 DEH 系统预设程控块进行；
- c) 机组高、中压主汽阀、调节汽阀及补汽阀逐一进行阀门活动试验。

6.7.3.4 汽轮机及其调节控制系统参数测试（涉网试验项目）。

6.7.3.5 按照 DL/T 1270 进行机组甩负荷试验。

6.8 汽轮机满负荷试运

6.8.1 机组满负荷试运条件

满负荷试运应满足下列条件：

- a) 发电机达到铭牌额定功率值；
- b) 燃煤锅炉已断油，具有等离子点火装置的等离子装置已断弧；
- c) 低压加热器、除氧器、高压加热器已投运；
- d) 静电除尘器已投运；
- e) 锅炉吹灰系统已投运；
- f) 脱硫、脱硝系统已投运；
- g) 凝结水精处理系统已投运，汽水品质已合格；
- h) 热控保护投入率 100%；
- i) 热控自动装置投入率不小于 95%、热控协调控制系统已投入，且调节品质基本达到设计要求；
- j) 热控测点、仪表投入率不小于 98%，指示正确率不小于 97%；
- k) 电气保护投入率 100%；
- l) 电气自动装置投入率 100%；
- m) 电气测点、仪表投入率不小于 98%，指示正确率不小于 97%；
- n) 满负荷试运进入条件已经各方检查确认签证、总指挥批准；
- o) 连续满负荷试运已报请调度部门同意。

6.8.2 满负荷阶段进行的试验

发电机漏氢试验：试验时间应 24h 以上，记录试验开始和结束时发电机内氢气压力、温度，大气压力；真空油箱真空、温度；根据设备供货商的给定计算公式求得发电机漏氢量。发电机漏氢量应不大于 $10\text{m}^3/\text{d}$ （标准状态下）。

6.8.3 机组满负荷试运完成要求

完成满负荷试运应满足下列条件：

- a) 机组保持连续运行 168h；
- b) 机组满负荷试运期的平均负荷率应不小于 90%额定负荷；
- c) 热控保护投入率 100%；
- d) 热控自动装置投入率不小于 95%、热控协调控制系统投入，且调节品质基本达到设计要求；
- e) 热控测点、仪表投入率不小于 99%，指示正确率不小于 98%；
- f) 电气保护投入率 100%；
- g) 电气自动装置投入率 100%；
- h) 电气测点、仪表投入率不小于 99%，指示正确率不小于 98%；
- i) 汽水品质合格；
- j) 机组各系统均已全部试运，并能满足机组连续稳定运行的要求，机组整套启动试运调试质量验收签证已完成；
- k) 满负荷试运结束条件已经多方检查确认签证、总指挥批准。

6.9 汽轮机禁止启动条件

汽轮机遇下列情况之一时，禁止启动：

DL / T 863 — 2016

- a) 机组主要保护不能正常投运。
- b) 机组主要控制系统及监视系统工作不正常，影响机组启停或只能在手动的方式下运行。
- c) 机组主要检测仪表失灵；控制电源不正常，仪用气源不正常。
- d) 盘车设备故障，盘车时机组动静部分有明显摩擦声。
- e) 机组发生“汽轮机跳闸”或 MFT 后，原因未查明或缺陷未消除。
- f) 旁路系统不能正常投入。
- g) 汽轮机主汽阀、调节汽阀、抽汽止回阀卡涩，关不严。
- h) 汽轮机设备或系统严重漏水、漏油、漏汽。
- i) 轴向位移、胀差超过报警值。
- j) 汽轮机转子偏心度超过设备供货商规定值或大于原始值 $\pm 0.02\text{mm}$ 。
- k) 高、中压缸外缸上、下温差超过 50°C ，内缸上、下温差超过 35°C ；或超过设备供货商规定值。
- l) 机组润滑油、控制油系统工作不正常。
- m) 主油箱油温低于 35°C 或油位低，油质不合格。
- n) 机组真空度低于设备供货商规定值。
- o) 发电机氢气纯度不合格，小于 95%。
- p) 发电机内冷水系统异常或水质不合格。
- q) 机组重要显示参数指示不准，且无其他监视手段，包括转速、真空、主蒸汽或再热蒸汽压力温度、控制油压、润滑油压、密封油压、轴向位移、转子偏心、振动、汽缸膨胀及胀差等。

6.10 汽轮机停机

6.10.1 正常停机

6.10.1.1 停机程序

- a) 机组负荷降至 50%，停机过程控制降负荷速率，降温速率满足汽轮机裕度要求；
- b) 机组负荷降至 45%，进行辅汽汽源切换，退出一台给水泵；
- c) 机组负荷降至 40%，进行除氧器汽源切换；
- d) 机组负荷降至 30%，旁路系统工作正常；
- e) 机组负荷降至 20%，汽轮机轴封蒸汽切换正常；
- f) 机组负荷继续降低，手动打闸停机，汽门关闭，转速下降；
- g) 监视润滑油泵、顶轴油泵联锁启动正常；
- h) 配置液动盘车的机组，转速降至盘车转速，盘车自动投入；
- i) 配置电动盘车的机组，转速降至零，盘车投入；
- j) 汽轮机停机完成，在盘车状态下运行。

6.10.1.2 停机注意事项

- a) 负荷、蒸汽参数、高中压汽缸金属温度变化率，应始终处于受控状态，并符合设备供货商规定。
- b) 当滑参数停机时，主蒸汽、再热蒸汽的汽温、汽压应按规定的变化率逐渐降低，并应始终保持足够的过热度。
- c) 随着负荷及主蒸汽参数的降低，应监视差胀、绝对膨胀、轴承温度、轴向位移等参数的变化。
- d) 轴封供汽等各辅助设备及系统应及时调整和切换。
- e) 应维持除氧器运行稳定，防止压力突降，造成闪蒸汽化。
- f) 停机前，辅汽、除氧器、汽动给水泵汽源切换为启动汽源供应。

- g) 禁止带负荷手动解列发电机。
- h) 发电机解列后监视汽轮机的转速变化。当发生不正常升高时，应立即打闸停机。
- i) 机组正常停机前，应进行汽轮机交流润滑油泵、直流润滑油泵启停试验，确认启动正常。
- j) 正常停机惰走过程中，应检查顶轴油泵是否自启动，盘车是否投入：
 - 1) 继续保持真空，直到汽轮机惰走至设备供货商技术要求转速值时可以破坏真空。真空到零时，停止轴封供汽。
 - 2) 机组停机打闸后应准确记录汽轮机转子的惰走时间，并与汽轮机首次惰走时间相比较。
 - 3) 盘车运行期间，若发现动静部件摩擦严重，应停止连续盘车，改为间断盘车 180°，并应迅速查明原因后消除缺陷，待恢复正常后再投入连续盘车运行。
 - 4) 若盘车投运不上，则应手动间断盘车 180°。禁止用机械手段强制盘车。
 - 5) 停机后因盘车装置故障或其他原因需要暂时停止盘车时，应采取闷缸措施，监视上下缸温差、转子弯曲度的变化，待盘车装置正常或暂停盘车的因素消除后再及时投入连续盘车。
 - 6) 汽轮机缸温达到设备供货商规定，则可以停运盘车。设备供货商无规定值，则缸温小于 150℃，可停运盘车。

6.10.2 异常停机

6.10.2.1 紧急停机

紧急停机是指汽轮机出现重大异常，不论机组当时处于何种状态，发生下列情况时，应破坏真空紧急停机：

- a) 汽轮机转速升高至超速保护动作转速，仍未跳闸；
- b) 汽轮发电机组发生强烈振动，轴振超限；
- c) 汽轮发电机组内部有明显的金属摩擦声和撞击声；
- d) 汽轮机发生水冲击；
- e) 轴封处发生严重碰磨；
- f) 汽轮发电机组任一轴承金属温度超过保护定值或轴承冒烟；
- g) 汽轮机轴向位移突然超限，而保护没有动作；
- h) 汽轮机油系统着火，严重威胁机组安全运行；
- i) 循环水中断；
- j) 发电机氢系统发生氢气爆炸；
- k) 主油箱油位低到保护值；
- l) 润滑油压急剧下降。

6.10.2.2 停机注意事项

- a) 就地或遥控打闸，并检查下列操作是否自动进行：
 - 1) 主汽阀及调节汽阀关闭；
 - 2) 各级抽汽止回阀及高压缸排汽止回阀关闭。
- b) 投入润滑油泵。
- c) 停止真空泵运行，开启真空破坏阀。
- d) 旁路系统应迅速自动关闭或手动关闭。
- e) 监视机组惰走情况。
- f) 全开汽轮机本体疏水。
- g) 关闭主、再热蒸汽进入凝汽器疏水阀及手动隔离阀。

DL/T 863 — 2016

6.10.2.3 故障停机

故障停机是指汽轮机已经出现故障，不能继续维持正常运行。一般发生以下故障时，应采取不破坏真空快速停机：

- a) 主、再热蒸汽温度在 10min 内突降 50℃，或外缸上下缸温差超过 50℃，内缸上下缸温差超过 35℃；
- b) 主、再热蒸汽管道，高压给水管道或压力部件破裂，或管道支吊架脱落，不能维持运行；
- c) 汽轮机调节系统控制故障；
- d) 发电机密封油系统故障，氢气泄漏；
- e) 汽轮机辅助系统故障，影响汽轮机运行。

6.11 整套启动试运注意事项

6.11.1 润滑油系统低油压联锁试验时，备用润滑油泵未联启，应立即手动启动。未配置同轴主油泵的机组，润滑油系统联锁试验为主备交流油泵、直流油泵之间的相互联锁。

6.11.2 汽轮机转速下降时，如交流润滑油泵未联启，应立即手动启动。

6.11.3 中压缸启动时，应监视高压缸排汽温度。

6.11.4 每次汽轮机打闸或跳闸后，应确认高压缸排汽止回阀关闭、高压缸通风阀开启。

6.11.5 试运阶段应加强汽水品质监督，疏水水质不合格时，不得回收。

6.11.6 停机阶段，凝汽器真空到零，方可停止轴封供汽。

6.11.7 投用汽轮机强迫冷却装置时的注意事项：

- a) 汽轮机停机后的强迫冷却应特别防止大轴弯曲；
- b) 冷却工质的引入和引出，应防止汽轮机本体局部产生过大的热应力，同时防止积水进入管道及设备中；
- c) 冷却过程中应保证盘车连续正常运转，禁止在转子静止状态下引入冷却工质；
- d) 在冷却过程中应加强对盘车转速、转子偏心度、汽缸膨胀与胀差、汽缸金属温度等重要参数监视和控制，若发现异常或超限应立即停止冷却；
- e) 严格控制冷却速度，汽缸温降变化率应符合设备供货商要求；
- f) 强迫冷却工作结束后，为保证转子及汽缸冷却均匀，至少应再连续盘车 8h。

7 汽轮机典型事故处理

7.1 汽轮机油系统火灾

7.1.1 处理原则

汽轮机油系统火灾处理原则如下：

- a) 当油系统着火，火势不能立即扑灭且严重威胁设备安全时，应手动紧急停机并破坏真空；
- b) 确认高、中压主汽阀和调节汽阀关闭，并立即停用控制油泵；
- c) 当火势威胁主油箱时，可进行事故放油，但要保证在转子停止前润滑油不能中断；
- d) 转子停止后，应立即停用润滑油泵；
- e) 应使用干粉式灭火器，不得使用水灭火。

7.1.2 预防措施

油系统火灾的预防措施如下：

- a) 油系统管道法兰、阀门及可能漏油部位附近不准有明火，须明火作业时应采取有效的防护措施。
- b) 油系统管道法兰、阀门、轴承及液压调速系统部件等应保持严密无渗油、漏油现象。若有渗油、漏油，应及时消除，严禁漏油渗透至汽轮机下部蒸汽管道和阀门保温层。
- c) 油系统管道法兰、阀门的周围及下方，若敷设有热力管道或其他热体，则热力管道或热体的保温应紧固完整，外装饰完好。
- d) 汽轮机油系统的设备及管道损坏发生漏油，凡不能与系统隔绝处理的或热力管道已渗入油的，应立即停机处理。

7.2 汽轮机超速

7.2.1 处理原则

汽轮机超速处理原则如下：

- a) 立即破坏真空紧急停机；
- b) 紧急停炉，快速泄压；
- c) 确认汽轮机主汽阀和调节汽阀及各级抽汽截止阀与止回阀均关闭，汽轮机转速下降并启动辅助润滑油泵；
- d) 检查旁路阀门应关闭；
- e) 对汽轮发电机组进行全面检查，待查明原因和缺陷消除后，方可重新启动。

7.2.2 预防措施

汽轮机超速的预防措施如下：

- a) 在额定蒸汽参数下，调节控制系统能维持汽轮机稳定运行，甩负荷后能将转速控制在危急保安器动作转速以下。
- b) 各种超速保护均应正常投入运行，超速保护不能可靠动作时，禁止汽轮机启动和运行。
- c) 汽轮机在无重要运行监视表计或仪表显示不正确与失效时，严禁启动。
- d) 润滑油和抗燃油的油质应合格。在油质不合格的情况下，严禁汽轮机启动。
- e) 汽轮机调节控制系统应进行静态试验和仿真试验，确认启动前调节系统工作正常，当调节部套存在卡涩或系统工作不正常时，严禁启动。
- f) 正常停机时，应在确认功率到零后，方可将发电机与系统解列；或采用汽轮机手动打闸逆功率保护动作解列，严禁带负荷解列。
- g) 在汽轮机甩负荷或事故状态下，旁路系统应正常投运。
- h) 抽汽止回阀应严密且联锁动作可靠，供热机组应设置能快速关闭的抽汽截止阀，以防止抽汽倒流引起超速。
- i) 汽轮机整套试运阶段应进行主汽阀和调节汽阀严密性试验、汽轮机超速试验、阀门活动试验，各项试验都应符合设计要求。超速动作值应调整在额定转速的 109%~111%。
- j) 汽轮机整套试运前应进行高、中压主汽阀和调节汽阀静态关闭时间测定，关闭时间应符合相关标准规定；应进行各级抽汽止回阀的联动关闭试验，试验结果应符合设计要求。
- k) 严防电液伺服阀等部套卡涩、漏油。

7.3 汽轮机大轴弯曲、轴瓦烧损

7.3.1 大轴弯曲预防措施

汽轮机大轴弯曲的预防措施如下：

- a) 汽轮机启动前应符合以下条件, 否则禁止启动:
 - 1) 大轴偏心度、轴向位移、胀差、低油压和振动保护等表计显示正确, 并正常投入。
 - 2) 大轴偏心度不超过制造商的规定值或原始值的 $\pm 0.02\text{mm}$ 。
 - 3) 高压外缸上、下缸温差不超过 50°C , 高压内缸上、下缸温差不超过 35°C ; 或不超过设备制造商规定的限值。
 - 4) 蒸汽温度应高于汽缸最高金属温度 50°C , 但不超过额定蒸汽温度, 且蒸汽过热度不低于 50°C 。
- b) 启停过程的预防措施:
 - 1) 汽轮机启动前连续盘车时间应执行设备供货商的有关规定, 首次冷态启动前连续盘车时间应不少于 24h; 热态启动前, 连续盘车时间应不少于 4h。
 - 2) 汽轮机启动过程中因振动异常停机后, 应立即回到盘车状态, 并进行全面检查和认真分析。查明原因并消除缺陷, 确认汽轮机符合启动条件后, 才能再次启动。
 - 3) 停机后应立即投入盘车, 监视转子偏心度变化。
 - 4) 汽轮机热态启动投轴封汽时, 应确认盘车运行正常, 应先向轴封供汽, 后抽真空。停机后凝汽器真空到零, 方可停止轴封供汽。
 - 5) 供汽管道应充分暖管、疏水, 严防水或冷汽进入汽轮机。
 - 6) 停机后应认真监视凝汽器水位、高压加热器水位和除氧器水位, 防止汽轮机进水。
 - 7) 严格按照汽轮机在各种状态下的典型启动曲线和停机曲线进行启停。

7.3.2 轴瓦烧损预防措施

汽轮机轴瓦烧损的预防措施如下:

- a) 汽轮机启动前辅助油泵应处于联动状态; 停机前应进行辅助油泵的启动及联锁试验。
- b) 润滑油系统进行冷油器、辅助油泵、滤网切换操作时, 应缓慢进行操作, 并监视润滑油压的变化, 严防切换操作过程中断油。
- c) 在汽轮机启动、停机和试运中, 应严密监视推力瓦、轴瓦金属温度和回油温度, 当温度超过限制时, 应按要求处理。
- d) 发生可能引起轴瓦损坏的异常情况, 水冲击、瞬时断油、轴瓦温度急升等, 在确认轴瓦未损坏之后, 方可重新启动。
- e) 在润滑油油质不合格的情况下, 禁止汽轮机启动。
- f) 严禁汽轮发电机组在振动超限的情况下运行。
- g) 在润滑油压低时应能正确、可靠的联锁启动交流、直流润滑油泵, 严防联锁启动过程中瞬间断油。
- h) 检查顶轴油系统及顶轴油泵运行的可靠性。

7.4 汽轮机甩负荷

汽轮发电机组突然甩负荷后应采取下列措施避免事故扩大:

- a) 确认汽轮机调节控制系统工作正常, 各调节汽阀关闭, 各抽汽阀关闭, 各疏水阀打开, DEH 甩负荷功能实现, 本体汽缸通风阀开启, 高、低旁路自动控制正常, 转速飞升后下降, 逐渐趋于稳定, 否则应立即打闸停机。当危急保安器动作而主汽阀未关严时, 应及时作其他紧急处理。
- b) 润滑油压降低时应立即启动辅助油泵。
- c) 检查汽轮机轴承及推力轴承温度、振动、高压缸排汽温度、轴向位移、调节级金属温度、主蒸汽和再热蒸汽压力、排汽缸温度, 并调整辅助设备的运行工况。
- d) 查明汽轮机甩负荷发生的原因, 在消除缺陷后, 方能重新启动。
- e) 有 FCB 功能的机组, 在发生甩负荷后, 除检查以上内容外, 还应检查发电机各运行参数和厂

用电运行情况。

7.5 汽轮机进水

7.5.1 处理原则

汽轮机进水处理原则如下：

- a) 立即切断水源并开启相应主、再热蒸汽管、高压缸排汽管、抽汽管及汽轮机本体疏水阀；
- b) 汽轮机振动、轴向位移、推力瓦温度或上下缸温差等参数超限，应立即破坏真空停机；
- c) 若发生加热器泄漏，水位保护拒动时，应立即关闭相应的抽汽电动阀、抽汽止回阀，开启水侧旁路，并确认或手动开启加热器危急疏水阀、抽汽管道疏水阀及汽轮机本体疏水阀；
- d) 在盘车过程中汽轮机进水，应保持连续盘车并加强疏水，直到汽轮机外缸上、下壁温差小于 30℃，并延长 6h 的盘车时间，同时确认汽轮机内部无异声、转子偏心度正常。

7.5.2 预防措施

汽轮机进水的预防措施如下：

- a) 汽轮机防进水逻辑保护校验合格；
- b) 主、再热蒸汽过热度满足要求；
- c) 汽轮机带负荷运行时，主、再热蒸汽温度 10min 内突降 50℃，应立即停机并破坏真空；
- d) 机组跳闸或发电机解列时，各段抽汽止回门应能迅速关闭。

7.6 循环水中断

7.6.1 处理原则

循环水中断处理原则如下：

- a) 立即手动启动备用泵或跳闸泵。若成功，维持凝汽器真空并适当降低机组负荷；若不成功，应紧急停机、停炉和破坏凝汽器真空。
- b) 关闭旁路及至凝汽器所有疏水阀，切断所有进入凝汽器的热汽、热水。
- c) 停运真空泵，开启真空破坏阀待凝汽器真空到零后，立即隔离轴封汽系统。
- d) 通过换水维持闭冷水温度。
- e) 湿冷机组循环水系统恢复前，应采取有效措施减低排汽温度，防止凝汽器换热管束热冲击损坏。

7.6.2 预防措施

循环水中断的预防措施如下：

- a) 循环水泵联锁保护校验合格，自动投用；
- b) 厂用电切换功能试验完成，正常投用；
- c) 防止循环水泵入口滤网堵塞。

7.7 全厂失电

全厂失电处理原则如下：

- a) 破坏真空，紧急停机，确认汽轮机转速下降，所有主汽阀和调节汽阀全关，抽汽止回阀关闭，旁路阀已关闭；
- b) 确认汽轮机及给水泵汽轮机事故直流润滑油泵启动正常；
- c) 确认发电机直流密封油泵启动正常；

DL / T 863 — 2016

- d) 检查关闭汽轮机本体及主要管道的疏水阀, 隔绝疏水进入凝汽器;
- e) 若柴油发电机可正常启动, 则启动汽轮机、给水泵汽轮机交流润滑油泵、顶轴油泵、发电机密封油泵;
- f) 若发电机密封油系统不能维持长时间运行, 则发电机应排氢;
- g) 视情况投盘车或闷缸;
- h) 配置有紧急停机冷却水泵的机组应立即启动紧急停机冷却水泵。

8 调试文件

8.1 一般规定

- 8.1.1 调试文件包括汽轮机分系统调试技术文件及汽轮机整套启动调试技术文件两部分。
- 8.1.2 汽轮机分系统调试技术文件包括分系统调试措施、分系统调试报告、分系统调试质量验收表及相关的各项记录。
- 8.1.3 汽轮机整套启动调试技术文件包括汽轮机整套启动调试措施、整套启动调试报告、整套启动调试质量验收表及相关的各项记录。
- 8.1.4 汽轮机分系统调试措施及汽轮机整套启动调试措施中的安全措施、环境和职业健康防护措施应符合调试项目特点。
- 8.1.5 汽轮机调试措施及报告的编制应符合 DL/T 5294 规定。
- 8.1.6 调试措施及报告编制、审核和批准程序齐全, 应符合档案管理要求。

8.2 汽轮机分系统调试技术文件

8.2.1 汽轮机分系统调试措施

- 8.2.1.1 汽轮机分系统调试措施是汽轮机专业调试过程中重要的指导性文件。
- 8.2.1.2 调试措施应涵盖所有汽轮机调试内容。

8.2.2 汽轮机分系统调试报告

- 8.2.2.1 每个分系统调试措施应编制相应的调试报告。
- 8.2.2.2 调试报告应全面、真实反映调试过程和调试结果, 结论明确。

8.2.3 汽轮机分系统调试相关记录

汽轮机分系统调试形成的记录宜包括下列内容:

- a) 调试措施技术和安全交底记录;
- b) 测点、阀门、开关、回路、装置等传动验收记录;
- c) 联锁保护逻辑传动验收记录;
- d) 系统试运条件检查确认表;
- e) 试运设备和系统参数记录;
- f) 试验曲线。

8.3 汽轮机整套启动调试技术文件

8.3.1 汽轮机整套启动调试措施

汽轮机整套启动调试措施是汽轮机组整套启动调试过程中重要的指导性文件。

8.3.2 汽轮机整套启动调试报告

8.3.2.1 满负荷整套试运结束后，由调试单位汽轮机专业编写汽轮机整套启动调试报告。

8.3.2.2 汽轮机整套启动调试报告应由汽轮机分系统调试技术总结与汽轮机整套启动调试技术总结两部分组成。

8.3.3 汽轮机整套启动调试相关记录

汽轮机整套启动调试形成的记录宜包括下列内容：

- a) 整套启动调试措施技术和安全交底记录；
- b) 汽轮机联锁保护传动试验记录；
- c) 整套启动汽轮机启停记录；
- d) 整套启动典型工况主要运行参数记录，一般选择空负荷，25%、50%、75%、100%额定负荷；
- e) 整套启动 168h 试运参数记录；
- f) 整套启动期间各项试验记录：油泵自启动试验记录、注油试验记录、汽门严密性试验记录、超速试验记录、汽轮机惰走试验记录、汽门活动试验记录、真空严密性试验记录、发电机漏氢试验记录等；
- g) 汽轮机启停参数记录，包括蒸汽参数、真空、升速、负荷、汽缸热膨胀、差胀、轴承振动、汽缸金属温度、轴承及推力轴承金属温度，以及其他有关参数记录；
- h) 试运中的设备缺陷、异常情况及其处理情况。

DL / T 863 — 2016

附录 A
(资料性附录)
系统试运条件检查确认表

系统试运条件检查确认表见表 A.1。

表 A.1 系统试运条件检查确认表

工程 机组 专业: 系统名称:			
序号	检查内容	检查结果	备注
结论	经检查确认, 该系统已具备系统试运条件, 可以进行系统试运工作		
施工单位代表 (签字):		年 月 日	
调试单位代表 (签字):		年 月 日	
监理单位代表 (签字):		年 月 日	
建设单位代表 (签字):		年 月 日	
生产单位代表 (签字):		年 月 日	

附录 B

(资料性附录)

转动设备监视数值限额

B.1 辅机试运中轴承振动的测量方法应符合下列要求。

- a) 选用的测量仪器应能直接测取振动速度的有效值，并应符合下列要求：
 - 1) 风机和泵的测量仪器的频率范围宜为 10Hz~1000Hz，风机和泵的转速小于或等于 600r/min 时，其测量仪器频率范围的下限宜为 2Hz，测量允许偏差为指示值的±5%；
 - 2) 压缩机的测量仪器的频率范围应为 2Hz~3000Hz，测量允许偏差为指示值的±5%。
- b) 风机、压缩机和泵的振动测量工况，应符合下列要求：
 - 1) 风机应在稳定的额定转速和额定工况下运行，当有多种额定转速和额定工况时，应分别测量取其中最大值。
 - 2) 压缩机应在额定工况下连续稳定运行时进行测量。
 - 3) 离心泵、混流泵、轴流泵等叶片泵在小流量、额定流量和大流量三个工况点，应在规定转速的允许偏差为±5%，且不得在有气蚀状态下进行测量。齿轮泵、螺杆泵、滑片泵等容积泵应在规定转速允许偏差为±5%和工作压力的条件下进行测量。
- c) 在每个测量点应在垂直、水平和轴向三个方向进行测量。

B.2 辅机试运中的噪声测定方法应符合下列要求。

- a) 采用普通便携式声级计距离设备 1m、距设备基础 1.5m 高处进行测定；如在室内则应距离反射墙 2m~3m 以上。
- b) 通常宜位于设备四周不少于 4 点均布位置作为噪声测定处，若相邻测点的声级相差 5dB (A) 以上，应在其间增加测点，最后取它们的算术平均值。
- c) 对噪声大的设备如吹管排汽口、安全阀消声器噪声测点应与设备相距 5m~10m。
- d) 对环境噪声的修正。当环境噪声低于所测设备噪声达 10dB (A) 时不需要进行修正，小于 10dB (A) 时应在设备噪声测定值中扣除修正值。

B.3 泵的振动速度有效值的限值应符合表 B.1 的规定。

表 B.1 泵的振动速度有效值的限值

泵的类别	泵的中心高 mm			振动速度有效值 mm/s
	≤225	>225~550	>550	
	泵的转速 r/min			
第一类	≤1800	≤1000	—	≤2.8
第二类	>1800~4500	>1000~1800	>600~1500	≤4.5
第三类	>4500~12000	>1800~4500	>1500~3600	≤7.1
第四类	—	>4500~12000	>3600~12000	≤11.2

注 1：卧式泵的中心高指泵的轴线到泵的底座上平面间的距离。

注 2：立式泵的中心高指泵的出口法兰密封面到泵轴线间的投影距离。

B.4 轴承温度在厂家无规定时，应符合表 B.2 的规定。

DL / T 863 — 2016

表 B.2 轴 承 温 度 数 值 限 额

轴承类型	测量点	正常工作温度 ℃	瞬时最高值 ℃	温升 ℃
滚动轴承	轴承金属温度	≤70（≤环境温度+40）	≤95	≤60
滑动轴承		≤75	—	—
	轴承回油温度	≤进油温度+20	—	—
	轴承合金温度	≤进油温度+50	—	—

附 录 C
(规范性附录)

SAE AS4059F 颗粒污染度分级标准

SAE AS4059F 颗粒污染度分级标准见表 C.1 和表 C.2。

表 C.1 SAE AS4059F 颗粒污染度分级标准 (差分计数)

		最大污染度极限 (颗粒数/10mL)				
尺寸范围 (ISO 4402 校准) μm		5~15	15~25	25~50	50~100	>100
尺寸范围 (ISO 11171 校准) μm		6~14	14~21	21~38	38~70	>70
等级	00	125	22	4	1	0
	0	250	44	8	2	0
	1	500	89	16	3	1
	2	1000	178	32	6	1
	3	2000	356	63	11	2
	4	4000	712	126	22	4
	5	8000	1425	253	45	8
	6	16000	2850	506	90	16
	7	32000	5700	1012	180	32
	8	64000	11400	2025	360	64
	9	128000	22800	4050	720	128
	10	256000	45600	8100	1440	256
	11	512000	91200	16200	2880	512
	12	1024000	182400	32400	5760	1024

表 C.2 SAE AS4059F 颗粒污染度分级标准 (累积计数)

		最大污染度极限 (颗粒数/10mL)					
尺寸范围 (ISO 4402 校准) μm		>1	>5	>15	>25	>50	>100
尺寸范围 (ISO 11171 校准) μm		>4	>6	>14	>21	>38	>70
等级	000	195	76	14	3	1	0
	00	390	152	27	5	1	0
	0	780	304	54	10	2	0
	1	1560	609	109	20	4	1
	2	3120	1217	217	39	7	1
	3	6250	2432	432	76	13	2
	4	12500	4864	864	152	26	4
	5	25000	9731	1731	306	53	8
	6	50000	19462	3462	612	106	16
	7	100000	38924	6924	1224	212	32
	8	200000	77849	13849	2449	424	64
	9	400000	155698	27698	4898	848	128
	10	800000	311396	55396	9796	1696	256
	11	1600000	622792	110792	19592	3392	512
	12	3200000	1245584	221584	39184	5760	1024

DL / T 863 — 2016

附 录 D
(资料性附录)
整套启动试运记录

D.1 机组额定负荷时主要运行参数记录见表 D.1。

表 D.1 机组额定负荷主要运行参数记录表

工程名称				机组号							
锅炉主要运行指标				汽轮机主要运行指标				发电机主要运行指标			
项目	单位	设计值	数值	项目	单位	设计值	数值	项目	单位	设计值	数值
汽包/分离器压力	MPa			主蒸汽压力	MPa			有功功率	MW		
过热蒸汽压力	MPa			主蒸汽温度	℃			无功功率	MVAR		
过热蒸汽温度 (左)	℃			再热蒸汽压力	MPa			定子电压	kV		
过热蒸汽温度 (右)	℃			再热蒸汽温度	℃			定子电流 (A)	kA		
过热蒸汽流量	t/h			高压缸排汽压力	MPa			定子电流 (B)	kA		
再热器出口 蒸汽压力	MPa			高压缸排汽温度	℃			定子电流 (C)	kA		
再热器入口汽温	℃			中压缸排汽压力	MPa			频率	Hz		
再热器出口汽温 (左)	℃			中压缸排汽温度	℃			定子绕组最高 温度	℃		
再热器出口汽温 (右)	℃			凝汽器真空	kPa			定子绕组最低 温度	℃		
给水温度	℃			低压缸排汽温度	℃			定子铁芯最高 温度	℃		
给水流量	t/h			循环水入口温度	℃			定子铁芯最低 温度	℃		
排烟温度	℃			循环水出口温度	℃			发电机励磁电压	V		
烟气含氧量	%			低压加热器 入口温度	℃			发电机励磁电流	A		
总燃料量	t/h			低压加热器 出口温度	℃			定子冷却水 出口温度	℃		
总一次风量	t/h			低压加热器 出口流量	t/h			氢冷器出口氢气 温度 (励端)	℃		
总二次风量	t/h			高压加热器 入口温度	℃			氢冷器出口氢气 温度 (汽端)	℃		
脱硫效率	%			高压加热器 出口温度	℃			氢纯度	%		
脱硝效率	%			一段抽汽压力	MPa			氢压	MPa		
SO ₂ 排放浓度	mg/m ³			二段抽汽压力	MPa						
NO _x 排放浓度	mg/m ³			三段抽汽压力	MPa						
烟尘排放浓度	mg/m ³			四段抽汽压力	MPa						
				五段抽汽压力	MPa						

表 D.1 (续)

项目	单位	设计值	数值	项目	单位	设计值	数值	项目	单位	设计值	数值
				六段抽汽压力	MPa						
				七段抽汽压力	MPa						
				八段抽汽压力	MPa						
调试单位 (签字):											
生产单位 (签字):											
监理单位 (签字):											

D.2 机组整套试运汽轮发电机组轴振记录见表 D.2

表 D.2 机组整套试运汽轮发电机组轴振记录表

工程名称			机组号									
日期	运行状态		位置	轴振动值 μm								
				1 号	2 号	3 号	4 号	5 号	6 号	7 号	8 号	9 号
	空负荷	3000r/min										
	主蒸汽压力 MPa		x									
	主蒸汽温度 ℃		y									
	并网 MW											
	主蒸汽压力 MPa		x									
	主蒸汽温度 ℃		y									
	首次满负荷 MW											
	主蒸汽压力 MPa		x									
	主蒸汽温度 ℃		y									
	额定负荷 MW											
	主蒸汽压力 MPa		x									
	主蒸汽温度 ℃		y									
施工单位 (签字):												
调试单位 (签字):												
生产单位 (签字):												
监理单位 (签字):												
建设单位 (签字):												