



中华人民共和国电力行业标准

DL / T 996 — 2019

代替 DL / T 996 — 2006

火力发电厂汽轮机控制系统技术条件

Specification of steam turbine control system for thermal power plant

2019-06-04 发布

2019-10-01 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 基本规定..... 4

5 应用功能..... 4

 5.1 基本要求..... 4

 5.2 人机接口..... 4

 5.3 控制功能..... 5

 5.4 限制功能..... 8

 5.5 保护功能..... 8

 5.6 试验功能..... 8

6 电子控制装置..... 9

 6.1 系统结构..... 9

 6.2 基本要求..... 9

 6.3 冗余配置要求..... 10

 6.4 安全性要求..... 10

 6.5 人机接口..... 11

 6.6 控制器..... 11

 6.7 机柜和接地..... 12

 6.8 过程输入/输出（I/O）..... 13

 6.9 电源..... 14

 6.10 就地仪表..... 15

7 液压系统..... 15

 7.1 执行机构..... 15

 7.2 电液转换装置..... 16

 7.3 油系统..... 16

 7.4 保护和限制功能..... 17

8 技术文件..... 17

 8.1 基本要求..... 17

 8.2 硬件资料..... 17

 8.3 系统软件资料..... 18

 8.4 应用软件资料..... 18

 8.5 I/O 清单和现场总线网段设计资料..... 18

 8.6 其他资料..... 19

9 包装和贮存..... 19

 9.1 包装要求..... 19

 9.2 贮存..... 19

10 试验..... 19

10.1 工厂验收测试..... 19

10.2 现场验收 21

10.3 考核与质保 22

10.4 可用率测试 22

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》给出的规则起草。

本标准是对 DL/T 996—2006《火力发电厂汽轮机电液控制系统技术条件》的修订。除编辑性修改外主要技术变化如下：

- 增加了给水泵汽轮机数字式电液控制系统（micro-electro-hydraulic control system, MEH）的内容。
- 标准适用容量限定为 300MW 及以上机组。
- 术语和定义按照 DL/T 701—2012《火力发电厂热工自动化术语》进行了更新。
- 原总则变更为基本规定，基本规定仅做整体要求。
- 原第 8 章技术规范中具体的要求和指标并入应用功能、电子控制装置、液压系统相应条款中。
- 扩充和完善了应用功能中人机接口、控制功能等相关内容。
- 原电子和保护系统变更为电子控制装置，相关条款进行了扩充。
- 原液压和保护系统变更为液压系统，相关条款进行了扩充。
- 增加包装和贮存、试验两个章节。

请注意本标准的某些内容可能涉及专利。本标准的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业热工自动化与信息标准化技术委员会（DL/TC 28）归口。

本标准起草单位：西安热工研究院有限公司、大唐彬长发电有限责任公司、上海电气电站设备有限公司、大唐长春第三热电厂、浙江大唐国际乌沙山发电有限公司、中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司。

本标准主要起草人：高海东、曾卫东、贺文健、盛伟岸、杜学聪、杨永青、申景军、贾强邦、黄金宝、黄海跃、熊康军、夏心磊、高景辉、王伟、唐志卓、昌鹏、宁海琪、顾宏斌。

本标准自实施之日起，代替 DL/T 996—2006《火力发电厂汽轮机控制系统技术条件》。

本标准首次发布时间为 2006 年 06 月 01 日，本次是第一次修订。历次版本发布的情况为：

——DL/T 996—2006。

本标准在执行过程中的意见和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）。

火力发电厂汽轮机控制系统技术条件

1 范围

本标准规定了火力发电厂汽轮机控制系统的功能、性能和技术要求。本标准中的汽轮机控制系统包括数字式电液控制系统（digital electro-hydraulic control system, DEH）和给水泵汽轮机数字式电液控制系统（MEH）。

本标准适用于新建或改扩建火电厂单机容量 300MW 及以上机组的汽轮机控制系统，其他容量机组的汽轮机控制系统可参照执行。火电厂其他驱动式汽轮机控制系统可参照本标准的有关部分执行。

2 规范性引用文件

下列文件对本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 2421.1 电工电子产品环境试验 概述和指南

GB/T 4208 外壳防护等级（IP 代码）

GB/T 7596 电厂运行中矿物涡轮机油质量

GB 11120 涡轮机油

GB/T 13384 机电产品包装通用技术条件

GB/T 17214.1 工业过程测量和控制装置工作条件 第 1 部分：气候条件

GB/T 17626.2 电磁兼容 试验和测量技术 静电放电抗扰度试验

GB/T 17626.3 电磁兼容 试验和测量技术 射频电磁场辐射抗扰度试验

GB/T 17626.4 电磁兼容 试验和测量技术 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验

GB/T 17626.5 电磁兼容 试验和测量技术 浪涌（冲击）抗扰度试验

GB/T 17626.8 电磁兼容 试验和测量技术 工频磁场抗扰度试验

GB/T 17626.11 电磁兼容 试验和测量技术 电压暂降、短时中断和电压变化的抗扰度试验

GB/T 18271.3 过程测量和控制装置 通用性能评定方法和程序 第 3 部分：影响量影响的试验

GB/T 26863—2011 火电站监控系统术语

GB/T 29247 工业自动化仪表通用实验方法

GB/T 30372 火力发电厂分散控制系统验收导则

GB/T 30370 火力发电机组一次调频试验及性能验收导则

GB 50229 火力发电厂与变电所设计防火规范

DL/T 571 电厂用磷酸酯抗燃油运行与维护导则

DL/T 656 火力发电厂汽轮机控制及保护系统验收测试规程

DL/T 701 火力发电厂热工自动化术语

3 术语和定义

DL/T 701 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。为了便于使用，以下重复列出了 DL/T 701 中的某些术语和定义。

3.1

数字式电液控制系统 **digital electro-hydraulic control system; DEH**

由按电气原理设计的敏感元件、数字电路（计算机），以及按液压原理设计的放大元件和液压伺服

机构构成的汽轮机控制系统。

[DL/T 701—2012, 定义 4.53]

3.2

给水泵汽轮机数字式电液控制系统 micro-electro-hydraulic control system; MEH

用微型计算机及液压伺服机构实现给水泵汽轮机各项功能的控制系统。

注：实际上也是数字电液控制系统，但为了与主汽轮机的 DEH 相区别，习惯上称为 MEH。

[DL/T 701—2012, 定义 4.59]

3.3

单元机组协调控制系统 unit coordinated control system; CCS

单元机组的一个主控系统，作用是对动态特性差异较大的锅炉和汽轮发电机组进行整体负荷平衡控制，使机组尽快响应调度的负荷变化要求，并保证主蒸汽压力和机炉主要运行参数在允许的范围内。在一些特定的工况下，通过保护控制回路和控制方式的转换保持机组的稳定和经济运行；主要包括机组负荷指令控制、机炉主控、压力设定、频率校正、辅机故障减负荷等控制回路；直接作用的执行级是锅炉控制系统和汽轮机控制系统。

[DL/T 701—2012, 定义 4.16]

3.4

转速控制 speed control

是汽轮机控制系统的功能之一，在汽轮机启动、升速和定速运行过程中，按照设定的目标转速和升速率改变和/或维持汽轮机转速。

[DL/T 701—2012, 定义 4.54]

3.5

负荷控制 load control/load governing

是汽轮机控制系统的功能之一，是在机组并网后，按照设定的目标负荷和升负荷率改变或维持机组负荷的一种功能。

[DL/T 701—2012, 定义 4.55]

3.6

主汽压力控制 main steam pressure control

汽轮机控制系统的功能之一，是根据主汽门前汽压与主汽压力定值之间的偏差控制调速汽门开度，以维持主汽压力在设定值的一种功能。

[DL/T 701—2012, 定义 4.58]

3.7

阀位控制 valve-position control

汽轮机控制系统功能之一，直接控制汽轮机调节汽阀开度的控制方式。

[GB/T 26863—2011, 定义 6.29.4.7]

3.8

汽轮机自启停系统 automatic turbine start-up and shut-down control system; ATC

根据汽轮机的热应力或其他设定参数，指挥汽轮机控制系统完成汽轮机的启动、并网带负荷或停止运行的自动控制系统。

[DL/T 701—2012, 定义 4.52]

3.9

自动发电控制 automatic generation control; AGC

根据电网调度中心负荷指令控制机组发电功率达到规定要求的控制。

[DL/T 701—2012, 定义 4.43]

3.10

辅机故障减负荷 run back; RB

针对机组主要辅机故障采取的控制措施。即当主要辅机（如给水泵、送风机、引风机）发生故障部分退出工作、机组不能带当前负荷时，快速降低机组负荷的措施。

[DL/T 701—2012, 定义 4.27]

3.11

机组快速减负荷 fast cut back; FCB

当汽轮机或发电机甩负荷时，使锅炉（包括常压循环流化床）不停运的一种控制措施。根据 FCB 后机组的不同运行要求，可分为机组带厂用电单独运行或停机不停炉两种不同的运行方式。

[DL/T 701—2012, 定义 4.28]

3.12

超速限制 over-speed protection control; OPC

抑制超速的控制功能。当汽轮机转速达到或超过额定转速的 103%，或转子加速度超过规定值时，自动关闭调节汽门，当转速恢复正常时再开启调节汽门，如此反复，直至正常转速控制回路可以维持额定转速。

3.13

超速保护 over-speed protection trip; OPT

汽轮机保护系统功能之一。当汽轮机转速上升到保护限值时，采取紧急停机措施，自动迅速关闭主汽门和调节汽门。

3.14

汽轮机紧急跳闸系统 emergency trip system; ETS

当汽轮机运行过程中出现异常，可能危及设备安全时，采取紧急措施停止汽轮机运行的保护系统。

[DL/T 701—2012, 定义 6.33]

3.15

一次调频 primary frequency compensation

机组调速系统根据电网频率的变化自动快速改变有功功率，以达到稳定电网频率的目的。

[DL/T 701—2012, 定义 4.46]

3.16

功率负荷不平衡 power load unbalanced; PLU

汽轮机机械功率远大于发电机组有功功率的一种运行工况。

3.17

平均无故障工作时间 mean time between failures; MTBF

在仪表、控制装置或计算机系统的规定寿命期内和规定条件下，相邻故障的时间平均值。

[DL/T 701—2012, 定义 7.86]

3.18

平均修复时间 mean time to repair; MTTR

仪表、控制装置或计算机系统的规定寿命期内和规定条件下，进行校正修复时间的平均值。

3.19

可用率 availability

一个装置或系统正确执行指定功能的时间和计划执行该项预定功能的总时间之比，用百分数来表示，即 $MTBF / (MTBF + MTTR)$ 。

[DL/T 701—2012, 定义 7.90]

4 基本规定

- 4.1 汽轮机控制系统由电子控制装置、液压系统组成。
- 4.2 汽轮机控制系统的功能、性能和整体方案，应与汽轮机主体结构相适应。
- 4.3 汽轮机控制系统应选用可靠性高、响应快速、易于维护的系统。
- 4.4 当机组分散控制系统（distributed control system, DCS）软硬件满足汽轮机控制系统要求的情况下，汽轮机控制系统的电子控制装置宜与 DCS 一体化配置。
- 4.5 DEH 控制器应独立于 ETS 控制器，对于特殊要求的汽轮机，DEH 控制器可与 ETS 控制器共用。
- 4.6 受电子设备使用年限的限制，汽轮机控制系统使用年限宜不超过 10 年。

5 应用功能

5.1 基本要求

- 5.1.1 控制处理器的应用软件宜采用通用的编程语言组态。工艺流程图宜采用图形方式组态。
- 5.1.2 应按照电厂工艺系统设计的要求，对所有已设计的测点信号进行连续采集和处理，并在实时和历史数据库运算和存储。
- 5.1.3 用于保护和控制的信号采集应配置在完成相关功能的控制处理器的 I/O 模块中。

5.2 人机接口

- 5.2.1 操作员站应能够实时监控机组、工艺系统和设备的运行，及时监视和处理异常工况和故障；工程师站应能够进行应用软件的调试、修改、备份以及数据库维护。工程师站应设计权限管理。
- 5.2.2 监视和操作显示画面宜根据工艺过程和运行要求，按层次结构或树型结构组织。
- 5.2.3 调用任何一幅画面不应超过三次击键，重要系统或功能可一次按键调出其监控画面的快捷键，画面显示的实时数据刷新周期不应大于 1s。
- 5.2.4 工艺流程图上设备、管道、工质的颜色应分别设定，受控设备的颜色和显示方式应根据其实时状态变化。
- 5.2.5 实时趋势显示。应能够对系统中任何一个实时模拟量数据（原始输入信号或中间计算值）组态实时趋势显示，实时趋势曲线上点的时间分辨力应优于 1s，存储和显示时间不应小于 30min。应能够选择显示实时趋势曲线上任何一个点的数值和时间标签。
- 5.2.6 历史趋势显示。应能够对历史数据库中的任何模拟量数据组态历史趋势显示，历史趋势曲线的时间分辨力最高宜达到 1s，并可按照需要以不同档次的时间分辨力显示。应能够选择显示历史趋势曲线上任何一个点的数值和时间标签。
- 5.2.7 棒图显示。棒图应能够组态在工艺流程图或其他画面中；汽轮机控制系统中的任何实时模拟量数据均应能够组态成棒图；棒图应能够根据该信号组态的报警限值改变颜色。
- 5.2.8 成组参数显示。应能够对实时数据库和历史数据库中的任何数据组态成组参数显示；每组可包含的参数不应少于 5 个；可根据运行监视的要求，选取数据记录的有关字段的数据显示在画面上；显示参数达到或超过预定的报警值时，应改变颜色及显示方式。
- 5.2.9 报警显示。应设计专门的报警显示画面，报警显示应按时间顺序、报警信号级别排列，最新发生的报警或同时发生（报警级别高的）应优先显示在报警画面的顶部或底部；应用不同的颜色区分报警的级别、报警确认状态、当前报警状态；组态的报警信息应完整，应能够提供该报警点在数据库存储的信息，供运行和维护人员分析故障。
- 5.2.10 报警确认。应能够在包含某一报警点的任何一个画面对该报警进行确认，其他包含该报警点的画面也应同时被确认；若某一已经确认的报警再一次发出报警时，应具备报警重闪功能，同时以适当

的显示方式标明其重复报警的次数。

5.2.11 报警存储。所有报警信息均应存储，应能够调出至少 30d 的报警信息进行显示、打印。

5.2.12 状态和诊断信息显示。应组态汽轮机控制系统主控通信网络状态的显示，控制站诊断画面应显示各 I/O 模件状态，宜能够显示各 I/O 通道的状态。

5.2.13 操作记录。应记录运行人员在操作员站以及维护人员在工程师站进行的所有操作项目和每次操作的准确时间。通过对运行人员操作行为的准确记录，可便于分析运行人员的操作意图，分析机组事故的原因。系统应自动保存至少 48h 的操作记录，并应能够转存至历史数据库或外部存储介质中。

5.3 控制功能

5.3.1 DEH 控制方式

5.3.1.1 根据机组运行要求，应具备下列控制方式：

- a) 操作员自动控制方式。运行人员根据机组冷热状态手动设定目标转速、目标负荷或目标压力，转速变化率、负荷变化率和压力变化率根据汽轮机热应力评估的结果自动设定或者由运行人员手动设定，实现机组转速、负荷或主汽压力/调节级压力闭环控制。
- b) 协调控制系统（CCS）远方控制。DEH 作为 CCS 的执行机构，接受 CCS 的远方控制指令，对汽轮机调门进行控制。
- c) 汽轮机自启停控制（ATC）方式。根据汽轮机转子热应力和运行参数，自动设置、优化转速变化率和负荷变化率，自动完成机组由盘车至额定负荷的启动及运行、停机的全过程自动控制。
- d) 手动控制方式（可选用）。它是机组低层级控制方式。运行人员手动操作，通过控制调门开度，实现负荷开环控制（或称阀位控制）。在转速控制方式下，不应设置转速开环手动控制。

5.3.1.2 操作员自动控制和 CCS 远方控制，是 DEH 系统必备的控制方式。各种控制方式之间，应能进行无扰切换。

5.3.2 MEH 控制方式

5.3.2.1 根据机组运行要求，应具备下列控制方式：

- a) 转速控制方式。运行人员根据机组冷热状态手动设定目标转速，转速变化率由运行人员手动设定，实现给水泵汽轮机转速闭环控制。
- b) 远方控制方式。MEH 作为给水控制系统的执行机构，接受给水控制系统的远方控制指令，对给水泵汽轮机调门进行控制。
- c) 手动控制方式。它是机组低层级控制方式。运行人员手动操作，通过控制调门开度，实现给水流量开环控制（或称阀位控制）。在正常运行工况下，不宜切换至手动控制方式运行。

5.3.2.2 转速控制和远方控制，是 MEH 系统必备的控制方式。各种控制方式之间，应能进行无扰切换。

5.3.3 DEH 控制功能

5.3.3.1 基本要求

DEH 应根据汽轮机的不同运行工况，实现转速控制、负荷控制、主汽压力/调节级压力控制和阀位控制等基本控制功能。

5.3.3.2 转速控制

在汽轮机启动和甩负荷阶段，应能实现汽轮机转速控制并满足下列要求：

- a) 转速调节范围应为 50r/min 至 112%额定转速，并连续可调，升速过程应平稳、可控；当汽轮

机定速到额定转速时，超调量应小于额定转速的 0.2%，转速波动范围不应大于额定转速的 0.1%。

- b) 目标转速和转速变化率，在操作员自动控制方式下人为设置，在 ATC 方式下自动设置，也可进行人为干预。
- c) 最大转速变化率不应大于汽轮机设计规定值，通过临界转速区时的转速变化率不应低于汽轮机设计规定值。
- d) 汽轮发电机组甩负荷后，最高转速不应使超速跳闸保护动作。
- e) 同期控制。应能接受同期装置的控制信号增、减汽轮机转速。

5.3.3.3 负荷控制

在机组并网后，能实现机组负荷控制，并满足下列要求：

- a) 机组并网后应带额定负荷的 2%~5%的初始负荷。
- b) 负荷控制范围为 0%~110%额定功率，并连续可调。负荷波动范围不应大于额定功率的 0.5%。
- c) 目标负荷和负荷变化率，在操作员自动控制方式人为设置；在 ATC 方式下自动设置，也可进行人为干预。
- d) 最大负荷变化率和最大负荷限制，不应大于机组最大负荷变化率和最大负荷限制值范围。
- e) 实际负荷与给定负荷偏差大于限制值时，应切除负荷控制回路，保障机组安全运行。

5.3.3.4 主汽压力/调节级压力控制

机组并网后，应具备控制主汽门前压力/调节级压力的功能。当其控制主汽门前压力时，其波动范围不应大于 1.5%额定压力。对于进汽参数低的机组，主汽门前压力控制范围应根据实际控制要求确定。当其控制调节级压力时，调节级压力波动范围不应大于 1%额定调节级压力。

5.3.3.5 阀位控制

运行人员手动操作，通过控制调门开度，实现负荷开环控制。本方式为后备操作方式，通常不使用。

5.3.3.6 CCS 控制

CCS 控制应满足以下要求：

- a) DEH 应与主控 CCS 协调一致，实现机炉协调控制。
- b) 当机组负荷控制功能设置在 CCS 中时，DEH 应接受 CCS 的阀门开度指令，作为 CCS 的执行器；当机组负荷控制功能放置在 DEH 中时，DEH 应接受来自 CCS 的远方负荷指令，此时 DEH 设定的负荷变化率不应低于 CCS 设定的负荷变化率。

5.3.3.7 一次调频

应能与 CCS 协同实现机组一次调频功能。一次调频死区设置的范围为 0Hz~0.033Hz；一次调频限幅上限不宜大于 10%额定负荷。

5.3.3.8 抽汽压力控制

对于抽汽式汽轮机，DEH 应具备抽汽压力控制功能，满足以热定电控制或以电定热控制要求。

5.3.3.9 背压控制

对于背压式汽轮机，DEH 应能实现背压控制。

5.3.3.10 辅机故障减负荷

发电机组辅机故障减负荷（RUNBACK）时，应能与机组分散控制系统（DCS）一起按预设的目标负荷和负荷变化率分级自动快速减负荷，或自动转为机前压力控制方式或接受 CCS 控制指令快速减负荷。

5.3.4 MEH 控制功能

5.3.4.1 基本要求

MEH 应能根据给水泵汽轮机的不同运行工况，实现转速控制、远方控制和手动控制等基本控制功能。

5.3.4.2 转速控制

应能实现给水泵汽轮机转速控制并满足下列要求：

- a) 转速在调节范围内连续可调；当给水泵汽轮机定速时，转速波动范围不应大于额定转速的 0.1%。
- b) 目标转速和转速变化率，在转速自动控制方式下人为设置。
- c) 最大转速变化率不应大于机组设计规定值要求，通过临界转速区时的转速变化率不应低于给水泵汽轮机设计规定值。

5.3.4.3 远方控制

MEH 接受来自 CCS 的转速指令进行控制，作为 CCS 给水控制系统的执行机构。来自 CCS 的转速指令受 MEH 转速变化率的限制，转速变化率应满足发生给水泵 RB 时对给水流量控制的要求；当实际转速与设定值偏差大时，应切除远方控制方式，转为转速控制方式。

5.3.4.4 手动控制

运行人员直接控制给水泵汽轮机调门开度。本方式为后备操作方式，通常不使用。

5.3.5 其他控制功能

5.3.5.1 其他控制功能应根据机组的特点和实际需求选用。

5.3.5.2 阀门管理功能应满足下列要求：

- a) 阀门管理方式应与汽轮机结构的特点和启动运行方式相适应。
- b) 可变阀门管理。采用一台油动机直接驱动一只调门，通过阀门管理软件或者机械配汽机构实现节流调节（单阀控制）和喷嘴调节（顺序阀控制）的在线无扰切换。在机组变负荷过程中，改善转子、汽缸热应力和部分负荷时的经济性；若采用阀门管理软件时，可离线设置顺序阀方式下的开启顺序，进行阀门线性修正，以求得到连续、线性的升程流量特性。
- c) 固定阀门管理。采用一只油动机驱动多只调门，通过固定阀门开启机构，实现喷嘴调节。
- d) 对已具有固定阀门管理功能的混合调节配汽的汽轮机，在电液控制系统功能设计或老机组实施电液控制系统改造时，可不采用可变阀门管理功能。

5.3.5.3 机组快速减负荷（FCB）应能根据电厂的实际需要配置。

5.3.5.4 功率负荷不平衡（PLU）时（当汽轮机机械功率大于发电机组有功功率一定限值），迅速关闭汽轮机调门，延时后汽轮机调门按调节要求开启。

5.3.5.5 设置有中压缸启动控制的汽轮机，应具备平稳切缸的功能，保证高压缸排汽止回门能快速打开，切缸过程中不发生高压缸超温、闷缸以及负荷波动等情况，应有防止高压缸壁温发生突变的措施。

5.3.5.6 有孤网运行要求的汽轮机，DEH 应考虑提高控制系统和液压伺服系统实时响应速度，优化、改进 DEH 调频功能，配合全厂其他控制系统共同实现孤网工况的安全运行。在满足设备安全的前提下，确保汽轮机能够在较大负荷冲击范围内维持电网稳定。

5.3.5.7 MEH 应根据给水泵汽轮机运行方式的不同，实现汽源的内切换或者外切换。

5.4 限制功能

5.4.1 当下列条件发生时，超速限制（OPC）功能动作，DEH 控制系统应根据机组运行要求采用相应的措施，迅速关闭汽轮机调门，防止汽轮机超速：

- a) 机组负荷大于 30%额定负荷且发电机出口开关跳闸（发电机甩负荷）。
- b) 机组并网前，机组转速达到 103%额定转速；或机组并网后，汽轮机转速超过限值时（按当地电网要求）。
- c) 汽轮机转子加速度等于或大于设定值。
- d) 汽轮机机械功率与发电机有功功率不平衡（PLU）（可选）。

5.4.2 当 OPC 动作，DEH 使调门迅速关闭后，应能按要求恢复开启，并根据机组的运行状态自动选择维持额定转速或继续带负荷运行。

5.4.3 当主蒸汽压力或汽轮机真空或抽汽压力降低到机组正常运行工况所允许的限制值，或汽轮机热应力变化到达机组正常运行工况所允许的限制值时，DEH 应限制调门开度。

5.5 保护功能

5.5.1 当出现汽轮机控制系统故障、转速信号故障、汽轮机控制系统电源失去时，应产生汽轮机控制系统跳机保护信号，送至 ETS 系统。

5.5.2 当汽轮机转速上升到设定的保护值时，超速跳闸保护（OPT）功能动作，应触发紧急停机措施，自动迅速关闭主汽门和调门，遮断汽轮机。宜设置不少于两套独立的超速跳闸保护系统。

5.5.3 如配置机械危急保安器，当机械危急保安器动作时，汽轮机控制系统应能迅速发出关闭主汽门和调门指令，使机组安全停机。

5.5.4 在任何控制方式下，机组各种保护不应退出，不应设置保护“投切”按钮。

5.6 试验功能

5.6.1 DEH 系统应能实现下列试验功能：

- a) 主汽门、调门在线活动试验。
- b) 跳闸电磁阀在线试验（跳闸电磁阀由 DEH 控制的机组）。
- c) 超速保护试验。
- d) 喷油试验（具有喷油试验功能的机组）。
- e) 汽门严密性试验。
- f) 假同期、并网试验；系统静态仿真试验。

5.6.2 MEH 系统应能实现下列试验功能：

- a) 主汽门、调门在线活动试验。
- b) 超速保护试验。
- c) 系统静态仿真试验。

6 电子控制装置

6.1 系统结构

汽轮机控制系统电子控制装置由工作站、通信网络、控制器、I/O 模件、电源和就地仪表构成，工作站按照网络结构可分为分布式结构和服务器/客户机结构。

6.2 基本要求

6.2.1 环境条件影响的要求

在海拔 2000m 以下火电厂的汽轮机控制系统电子控制装置硬件应满足 GB/T 2421.1 的要求，在下列环境条件下应能正常运行：

- a) 环境温度：安装在控制室内（有空调）温度范围为 $+5^{\circ}\text{C}\sim+40^{\circ}\text{C}$ （GB/T 17214.1 中 B2 级，适用于户内或掩蔽场所）；安装在现场（无空调）温度范围为 $-25^{\circ}\text{C}\sim+55^{\circ}\text{C}$ （GB/T 17214.1 中 C2 级，适用于户外场所）。
- b) 相对湿度：允许的环境相对湿度为 $0\%\sim95\%$ ，不结露，严酷等级应达到 $40^{\circ}\text{C}\pm 2^{\circ}\text{C}$ 。
- c) 振动：振动等级为控制室或低振动级场所，振动频率为 $10\text{Hz}\sim 150\text{Hz}$ ，位移峰幅值为 0.075mm 。

6.2.2 抗干扰要求

6.2.2.1 汽轮机控制系统安装于控制室电子间的硬件和安装于工业现场环境的硬件的电磁兼容性（EMC）性能等级，应分别满足下列要求：

- a) 静电放电抗扰度试验，控制室内遵循 GB/T 17626.2，试验等级 2 级：接触放电试验电压 4kV ，空气放电试验电压 4kV 。现场要求遵循 GB/T 17626.2，试验等级 3 级：接触放电试验电压 6kV ，空气放电试验电压 8kV 。
- b) 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验，控制室内遵循 GB/T 17626.4，试验等级 2 级：供电电源端口， 1kV 峰值；I/O 信号端口， 500V 峰值。现场遵循 GB/T 17626.4，试验等级 3 级：供电电源端口， 2kV 峰值；I/O 信号端口， 1kV 峰值。
- c) 浪涌（冲击）抗扰度试验，控制室内遵循 GB/T 17626.5，试验等级 2 级：开路试验电压 1.0kV 。现场遵循 GB/T 17626.5，试验等级 3 级：开路试验电压 2.0kV 。
- d) 电压暂降和电压变化抗扰度试验，控制室内和现场遵循 GB/T 17626.11，电压暂降按 2 类要求：暂降后剩余电压为参考电压的 0% 持续 0.5 、 1 周期及 70% 持续 25 周期（ 50Hz ）/ 30 周期（ 60Hz ）。电压变化：电压试验等级 70% ，降低所需时间为突变，降低后电压持续时间为 1 周期，电压增加所需时间为 25 周期（ 50Hz ）/ 30 周期（ 60Hz ）。
- e) 射频电磁场辐射抗扰度试验，控制室内遵循 GB/T 17626.3，一般试验等级 2 级：频率 $80\text{MHz}\sim 1000\text{MHz}$ ，安装在 DCS 标准机柜内，试验场强为 3V/m 。数字无线电话试验等级 2 级：频率 $1.7\text{GHz}\sim 2.0\text{GHz}$ ，安装在 DCS 标准机柜内，试验场强为 3V/m 。现场遵循 GB/T 17626.3，一般试验等级 3 级：频率 $80\text{MHz}\sim 1000\text{MHz}$ ，安装在 DCS 标准机柜内，试验场强为 10V/m 。数字无线电话试验等级 3 级：频率 $1.7\text{GHz}\sim 2.0\text{GHz}$ ，安装在 DCS 标准机柜内，试验场强为 10V/m 。
- f) 工频磁场抗扰度试验，控制室内遵循 GB/T 17626.8，稳定持续磁场，试验等级 3 级，磁场强度为 10A/m 。现场遵循 GB/T 17626.8，稳定持续磁场，试验等级 5 级，磁场强度为 100A/m 。

6.2.2.2 汽轮机控制系统抗电干扰性能应满足下列要求：

- a) 共模抑制比: 按照 GB/T 29247—2012 要求的试验方法, 在接地端与每个输入和输出端子之间依次叠加一个主电源频率的 250V 有效值交流信号进行测试, 共模抑制比不小于 90dB。
- b) 串模抑制比: 按照 GB/T 29247—2012 要求的试验方法, 在 $50 \times (1 \pm 5\%) \text{ Hz}$ 或 $60 \times (1 \pm 5\%) \text{ Hz}$ 条件下, 串模抑制比不小于 50dB。

6.2.3 硬件质量认证的要求

汽轮机控制系统电子控制装置的控制器、I/O 模件应通过下列测试和实验, 并由具有国家检验资质授权的检验机构出具检验证书和检验报告:

- a) 电磁兼容性 (EMC) 测试。应满足 6.2.2.1 的要求。
- b) 环境影响测试。环境温度、相对湿度及抗振动性能, 应满足 6.2.1 的要求。
- c) 供电电源影响测试。电源电压瞬变影响和电源电压降低影响, 应满足 GB/T 18271.3 的要求。
- d) 电干扰测试。共模干扰和串模干扰, 应满足 6.2.2.2 的要求。
- e) 长期工作漂移试验。应满足 GB/T 18271.3 的要求, 测试长期工作漂移性能不应少于 30d。

6.2.4 通信负荷率的要求

数据通信负荷在最繁忙的情况下, 令牌网平均通信负荷率不应超过 40%, 以太网平均通信负荷率不应超过 20%。

6.3 冗余配置要求

6.3.1 汽轮机控制系统电子控制装置的控制处理器、通信网络及通信模件 (接口) 应冗余配置。

6.3.2 汽轮机控制系统电子控制装置的供电及各控制机柜供电电源应冗余配置。

6.3.3 人机接口站 (man-machine interface, MMI) 宜冗余配置。

6.3.4 对关键工艺参数, 应按三重冗余变送器及输入通道配置, 输入应配置在不同的输入模件中。对于重要的工艺参数, 应按二重冗余变送器及输入通道配置, 输入应配置在不同的输入模件中。

6.3.5 对汽轮机主要保护的输出信号, 应冗余配置在不同的输出模件中。

6.4 安全性要求

6.4.1 硬件故障安全要求

6.4.1.1 局部电源故障: 模件单通道电源故障的影响范围不应超出其所在的模件; 模件电源故障不应引起系统电源故障。

6.4.1.2 局部硬件故障: 冗余配置的模件或部件在主控侧故障时, 冗余侧应及时接替控制, 不应应对系统产生扰动; 单一通道、部件硬件故障不应引起其所在子系统的故障; 主控通信网络或 I/O 通信网络上任何节点故障, 不应引起其他节点及该节点所在网络的故障。

6.4.1.3 上位级硬件或系统故障: 汽轮机控制系统电子控制装置上位级硬件或系统故障时, 下位级硬件或系统应具有保护系统安全的能力; 主控通信网络故障, 控制器应能在安全模式下运行, 保证所控制的工艺系统安全; 控制处理器或 I/O 通信网络故障, I/O 模件应能够按照预先设定的安全模式, 控制外部设备, 保证工艺系统的安全运行。

6.4.2 软件故障安全要求

6.4.2.1 冗余配置的控制器或模件, 主控侧软件发生故障或死机时, 备用侧应能够检测并及时接替控制功能, 不应应对系统产生扰动。

6.4.2.2 汽轮机控制系统电子控制装置运行过程中, 在线修改、下载软件, 不应应对原有软件的运行产生

扰动或引起软件故障、死机等（不包含修改、下载软件本身的缺陷以及控制逻辑本身对系统的扰动）。

6.4.2.3 系统设计应保证在汽轮机控制系统故障时，不会使保护功能失效。

6.5 人机接口

6.5.1 操作员站

6.5.1.1 应采用当前成熟的主流机型的计算机工作站或工业控制计算机。操作系统宜采用开放、标准的操作系统（如 Unix、Windows 等）。应有防止和清除计算机病毒的措施和管理。

6.5.1.2 操作员站的基本功能应满足 5.2 的要求，还应包括控制和操作设备、调整过程设定值和偏置等功能。

6.5.1.3 运行人员通过键盘、鼠标等手段发出的任何操作指令应在不大于 1s 的时间内被执行。从运行人员发出操作指令到被执行完毕的确认信息在显示器上反映出来的时间不应超过 2s（不包括执行机构的动作时间）。

6.5.1.4 数据库宜采用实时数据库管理电厂运行过程中的实时数据。数据库应能管理足够的标签量，满足控制系统所需的最大数据量，同时数据存取速度应满足 6.5.1.3 的实时性要求。

6.5.1.5 应具有防误操作功能，即在任何运行工况按下非法操作键时，系统应拒绝响应。

6.5.1.6 操作员站至少应配置下列设备：

- a) 一台工业彩色显示器；
- b) 一台操作员站处理器；
- c) 操作键盘和鼠标。

6.5.1.7 当汽轮机控制系统电子控制装置与机组控制系统选型一致时，操作员站可与 DCS 操作员站兼容使用，否则宜单独配置操作员站。

6.5.1.8 操作员站以及其他设备之间互联的预制电缆（包括两端的接触件），应符合 GB 50229 的要求。

6.5.2 工程师站

6.5.2.1 工程师站应具有下列基本功能：

- a) 系统数据库组态和管理；
- b) 控制算法应用软件组态、维护、编译、下载、调试；
- c) 操作员站应用软件组态、维护、编译、下载、调试；
- d) 组态、设计文档管理、打印。

6.5.2.2 工程师站宜具有下列功能：

- a) 应用软件在线下载；
- b) 控制逻辑和算法在线强制状态和数值。

6.5.2.3 工程师站应设置软件保护密码，以防无授权下擅自改变控制策略、应用程序和系统数据库。

6.5.2.4 当汽轮机控制系统电子控制装置与机组控制系统选型一致时，工程师站可与 DCS 兼容使用，否则应单独配置工程师站。

6.6 控制器

6.6.1 处理能力

6.6.1.1 对模拟量控制的处理周期不应大于 250ms，对开关量控制的处理周期不应大于 100ms。汽轮机转速控制的处理周期不应大于 50ms，执行汽轮机超速限制和超速保护部分的逻辑，处理周期不应大于 20ms。

6.6.1.2 在最大负荷运行时，负荷率不应超过 60%。平均负荷率不应超过 40%。

6.6.1.3 控制处理器之间及与上位机的通信网络负荷率不应超过 20%。

6.6.2 存储器

控制处理器可采用非易失存储器（non-volatile random access memory, NVRAM）、闪存（flash）或后备电池存储器存储应用软件组态。无论采用哪种类型存储器均应保证在无电源的状态下，至少三个月组态数据不会丢失。使用后备电池存储器时，在更换电池时不应丢失数据。

6.6.3 面板及诊断信息

6.6.3.1 控制器应具备完善的诊断功能，除具有本身的自诊断外，还应对通信通道、I/O 模件及通道、电源等进行诊断，提供诊断信息。

6.6.3.2 控制器面板应设置适当的诊断信息显示，可直接显示电源、主/备用、运行/停止/故障等，也可显示故障码供维护人员查询。

6.6.4 冗余切换及故障影响

6.6.4.1 控制器在冗余工作方式时，应具有可靠的冗余切换性能。冗余控制器的数据同步和切换时间应满足工艺过程的实时性要求。冗余切换应是无扰的，应保证系统的控制和保护功能不会因冗余切换而丢失或延迟。发生切换应自动产生报警信息。

6.6.4.2 某一个控制器故障，不应影响其他控制器的运行。数据通信总线故障时，控制器应能继续运行，完成本身的控制运算和 I/O 处理功能。

6.6.4.3 控制器出现电源故障后，一旦重新受电，应能自动恢复正常工作而无需任何人工干预。

6.6.5 在线修改组态和下载

6.6.5.1 应能够在线修改控制器应用软件中的可调整参数，如 PID 参数、延时和脉冲宽度时间、允许调整的量程和状态等。

6.6.5.2 具有在线强制数据或状态能力的控制器，应标记强制状态，应能够部分或全部复位强制状态。

6.7 机柜和接地

6.7.1 机柜防护

6.7.1.1 电子装置机柜的外壳防护等级，室内应满足 GB 4208 的 IP52 要求，室外应满足 GB 4208 的 IP56 要求。电子间内应满足 GB 4208 的 IP42 要求。

6.7.1.2 机柜门应有导电门封垫条，以提高抗射频干扰（radio frequency immunity, RFI）能力。柜门上不应装设任何系统部件。

6.7.1.3 对需散热的电源装置，机柜内应安装排气风扇或内部循环风扇。装有风扇的机柜均应提供易于更换的空气过滤器。

6.7.1.4 机柜的钢板厚度宜不小于 2.0mm；机柜内的支撑件应有足够的强度，应使机柜在搬运、安装时不产生变形。

6.7.2 机柜安装

6.7.2.1 机柜的设计应满足电缆由柜底或柜顶引入的要求。

6.7.2.2 机柜内的端子排应布置在易于安装接线的地方，距离柜底宜在 300mm 以上和距柜顶宜在 150mm 以下。

6.7.2.3 机柜内弱电信号的端子排物理上应与控制、电源供电回路的端子排分开。所有继电器、控制开关和设备的备用接点应引至端子排上。机柜内的每个端子排和端子都应有清晰的标志，并与图纸和接线表相符。

6.7.2.4 端子排、电缆夹头、电缆走线槽及接线槽均采用“阻燃”型材料制造。除电源、电磁阀等大容量设备接线端子外，其他的端子应能同时接入 2 根 1.5mm^2 线径的导线。

6.7.2.5 机柜内应预留充足的空间，使安装工人能方便地接线、汇线和布线。

6.7.3 接地

6.7.3.1 汽轮机控制系统电子控制装置不应要求单独的接地网。其单点接入接地电阻小于 4Ω 的电厂电气接地网后，应能够可靠地运行。如果与 DCS 电子控制装置一体化，其接地应由 DCS 统一设置。

6.7.3.2 电子机柜中应设有独立的安全地、屏蔽地及相应接地铜排。每套汽轮机控制系统可采用中心接地汇流排的方式，实现系统的单点接地。电缆屏蔽层应在机柜侧单端接地。

6.7.3.3 当汽轮机控制系统电子控制装置和 DCS 之间，通过各自的 I/O 模件以硬接线方式连接，实现控制信息的交换时，其两端对接地或浮空等的要求应相匹配，否则应采取电隔离措施。

6.8 过程输入/输出 (I/O)

6.8.1 基本要求

6.8.1.1 信号处理。应能完成扫描、数据整定、A/D 输入、D/A 输出、线性化、热电偶冷端补偿、过程点质量判断等功能。

6.8.1.2 自诊断。应具有电源状态、模件出错信息、模拟量信号开路和短路以及输入信号超出工艺可能范围的诊断信息。应通过模件面板 LED 指示或通信报文传达诊断、状态信息。

6.8.1.3 I/O 模件的采集速度。普通模拟量信号采集速度不低于 4 次/s；普通开关量信号采集速度不低于 10 次/s；用于保护和快速过程的采集速度：模拟量信号不低于 8 次/s；开关量信号不低于 20 次/s。

6.8.1.4 长期运行零漂和增益稳定性。新投入使用模件应在 1 年内保证达到产品规范要求的性能指标；已使用 1 年以上模件经过校准后应在六个月内保证其性能达到产品规范要求。

6.8.1.5 抗冲击电压能力。在误加 250V 直流电压或交流峰-峰电压时，不应损坏电源和整个系统。

6.8.1.6 过负荷。符合 GB/T 18271.3 的要求，输入超过量程范围 50% 的信号 1min，不应造成通道精确度的降低。

6.8.1.7 输入通道、输出通道及其工作电源，均应互相隔离。信号与内部电路均应采取隔离措施，如光电隔离或其他隔离。

6.8.1.8 精确度。模拟量输入信号（高电平） $\pm 0.1\%$ ；模拟量输入信号（低电平） $\pm 0.2\%$ ；模拟量输出信号 $\pm 0.25\%$ 。

6.8.1.9 模拟量输入模件的通道不宜超过 8 点，开关量输入、输出的通道不宜超过 16 点。

6.8.1.10 对于模拟量输入模件（包括 AI、TC、RTD）直流和交流共模、串模抑制比的测试应在 GB/T 29247 要求的试验方法下，达到满足 6.2.2.2 的要求。

6.8.1.11 I/O 模件的供电回路应配置适当的熔断器，在该模件故障或与之相连的外部设备故障时不应引起系统电源故障。熔断器的更换应不需事先拆下或拔出任何其他组件，也可采用快速自恢复熔断器。

6.8.1.12 I/O 模件应能够在线更换，应能够带电插拔，同类模件在线更换后应能够自动识别、自动下载组态和自动恢复工作。

6.8.1.13 每种 I/O 点裕量不少于 10%，I/O 模件槽裕量不少于 10%。

6.8.2 具体要求

6.8.2.1 模拟量输入 (AI)

模件应能够提供 4mA~20mA 二线制变送器的直流 24V 电源, 输入阻抗应小于 300Ω。对 1V DC~5V DC 输入, 输入阻抗不应小于 500kΩ。每个通道宜配置单独的 A/D 转换器。

6.8.2.2 模拟量输出 (AO)

4mA~20mA 或 1V DC~5V DC 可选。4mA~20mA 输出方式应至少能够驱动回路阻抗不大于 600Ω 的负载。系统应提供 24V DC 的回路电源。每个输出通道宜配置单独的 D/A 转换器。当模件经过正确组态后, 在运行过程中与控制处理器通信中断时, 宜具有按照预定安全模式输出的能力。

6.8.2.3 开关量输入 (DI)

系统应提供对现场输入接点的“查询”电压。“查询”电压宜为 48V。所有输入通道都应有防抖动滤波处理, 如果输入接点信号在 4ms 之后仍抖动, 模件不应接受该接点信号。

6.8.2.4 开关量输出 (DO)

开关量输出模件应采用电隔离输出, 隔离电压不小于 250V, 能直接驱动控制用电动机或任何中间继电器。宜配置多种容量和电压等级的输出接口, 以满足电厂不同设备的需要。

6.8.2.5 脉冲计数输入 (PI)

应能够接收频率为 1kHz~10kHz 的脉冲信号, 模件应能够累计脉冲数量, 并有脉冲累计计数器溢出输出。

6.8.2.6 热电偶输入 (TC)

能直接接受分度号为 E、J、K、T 和 R 型热电偶信号 (不需变送器)。热电偶在整个工作段的线性化, 宜在模件内完成。

6.8.2.7 热电阻输入 (RTD)

每一路热电阻输入宜有单独的桥路。应能够直接接受三线制 (不需变送器) Cu50Ω、Pt100Ω 等类型的热电阻信号, 并且模件应提供热电阻测量桥路所需的电源。

6.8.2.8 汽轮机转速测量

应能够直接接受转速传感器 (被动式或主动式) 的交变电压 (或脉冲) 信号, 根据测速齿轮的齿数, 计算汽轮机的瞬时转速。模件输入频率应满足汽轮机 (包括给水泵汽轮机) 最大量程的需要。

6.8.2.9 电液伺服阀驱动模件

能将控制处理器设定的阀门开度信号 (0%~100%) 与汽轮机阀门位置反馈信号相比较, 输出电液转换装置驱动电流信号, 驱动电流应满足电液转换装置产品的要求。

6.9 电源

6.9.1 汽轮机控制系统电子控制装置总电源装置 (柜) 应能接受两路交流 220V±(220V×10%)、50Hz±1Hz 单相电源, 其中至少一路来自不停电电源 (uninterruptible power system, UPS)。两路电源应

在 DEH 电源装置内互为备用，并能自动无扰切换。

6.9.2 总电源应合理地分配到机柜、操作员站和工程师站等，并配置相应的冗余电源切换装置和回路保护设备。

6.9.3 汽轮机控制系统电子控制装置总电源应为系统机柜提供冗余的直流电源，并具有 30%~40% 的裕量，满足设备负载的要求。两套直流电源应分别由两路交流电源供电。

6.9.4 对 I/O 模件、处理器模件和通信模件等应提供冗余电源。任一通道电源故障不应影响其他通道正常工作。

6.9.5 任何一路电源的故障，均不应导致系统的任一部分失电。任一路电源故障都应报警，并自动切换到另一路工作。

6.9.6 凡属汽轮机控制系统电子控制装置系统或为使系统正常工作而需另外配备的仪表、设备，所需单相交流电源及直流电源，均应由汽轮机控制系统提供。

6.10 就地仪表

6.10.1 就地仪表应满足现场巡视及就地操作的需要。

6.10.2 下列重要设备应配置就地仪表：

- a) 自动主汽门及调门的位置行程开关或位移变送器；
- b) 液压系统控制油、保护油压力测量仪表，机组已挂闸判断测量仪表，以及保护动作压力开关或压力变送器；
- c) 油泵出入口、密封容器应设置压力测量仪表；
- d) 油箱油位、系统油温测量仪表，以及报警和联锁保护接点；
- e) 油过滤器应设置差压测量仪表和报警装置；
- f) 热交换器应设置进、出口温度测量仪表。

6.10.3 仪表的量程及精度、过程变量开关的精度、灵敏度及返回特性等，应满足机组在所有工况下监视和控制的要求。

6.10.4 应设置必要的接线盒（箱），作为与汽轮机控制系统的接口件。

6.10.5 所有控制、测量和检测仪表，均应校验合格，并在有效检验期内使用。

7 液压系统

7.1 执行机构

7.1.1 执行机构的类型应根据机组的结构特点和实际需求确定。对于要求实现阀门管理功能、机械配汽机构的机组，宜采用一个调门配置一个油动机、一个电液转换装置和独立控制接口；对于没有阀门管理要求的调节配汽机构（提板、杠杆或机械配汽机构）的机组，可采用一个油动机配置一个电液转换装置，控制多个调门。

7.1.2 液压执行机构在工作环境温度较高（执行机构油温达到 60℃ 以上）的场合，应采取防止油质老化和防止火灾的措施。

7.1.3 执行机构的提升力应有安全余度，提升力倍数不应小于 1.2（计算油压为系统最低运行压力，蒸汽压力为额定压力的 105%）。

7.1.4 执行机构用油可采用抗燃油或透平油，执行机构部件材料及油漆涂料等应能适应相应工质。

7.1.5 大功率汽轮机的进汽阀门执行机构应设计成单侧作用形式，油压开启，弹簧关闭，根据不同控制部件可设计成调节型和开关型两种，调节型执行机构可控制在任意位置，开关型执行机构应只有全开、全关两个位置。

7.1.6 执行机构宜配置弹簧，弹簧可采用碟型弹簧或螺旋弹簧。

- 7.1.7 执行机构工作油温范围宜为 15℃~60℃（低压透平油为 35℃~55℃），短期可承受运行温度到 85℃；弹簧组件可承受温度到 150℃。
- 7.1.8 执行机构应定期维护，维护间隔最长不应超过 5 年。
- 7.1.9 执行机构宜采用管壁厚度号 SCH80 的压力油管及管壁厚度号 SCH40 的回油管，压力油和回油接口宜采用焊接形式。
- 7.1.10 执行机构宜设计有漏油盘。
- 7.1.11 执行机构出厂前应进行耐压测试和功能测试，测试结果应满足设计要求。测试中应满足下列要求：
- a) 测试用油应与执行机构工作用油一致；
 - b) 执行机构测试油温为 40℃±5℃；
 - c) 执行机构耐压测试压力不应小于设计工作压力的 1.5 倍，时间不少于 20min，执行机构部件连接处及活塞杆密封等处应无泄漏。
- 7.1.12 执行机构功能测试宜包括下列内容：
- a) 行程和安装位置满足设计要求。
 - b) 油动机快关时间。油机动作过程时间应满足汽轮机甩负荷最高飞升转速、危急最高飞升转速的要求。油动机快关时间宜满足表 1 的要求。
 - c) 全行程开启时间。高压调节油动机从 0%~100%阀门全行程开启时间不应大于 3s。
 - d) 控制精度。对于调节型油动机，当控制指令在中间位置维持不变时，油动机开度位置波动范围不宜超过全行程的 0.2%（低压油波动范围宜不超过全行程的 0.5%，测试时间宜不少于 5min）。行程和安装位置满足设计要求。
 - e) 执行机构弹簧力、摩擦力满足设计要求。
 - f) 执行机构快关终端速度满足设计要求。

表 1 油动机快关时间

| 机组额定功率 MW | 调门油动机 s | 主汽门油动机 s |
|--|------------|-------------|
| <100（包括 100） | <0.6 | <0.5 |
| 100~200（包括 200） | <0.5 | <0.4 |
| >200 | <0.3 | <0.3 |
| 注：油机动作过程时间，是动作延迟时间和关闭时间之和，动作延迟时间为系统安全油压失去或油机停机电磁阀失电到油机开始关闭的时间。 | | |

7.2 电液转换装置

- 7.2.1 电液转换装置实现将电信号转换为液压信号，应具有响应速度快、线性好、定位精度高，其性能应满足汽轮机控制实时性要求。
- 7.2.2 电液转换装置应易于维护、检修并具有较强的抗油质污染能力。
- 7.2.3 在汽轮机控制装置失电的情况下，电液转换装置应能实现机组的故障安全功能。

7.3 油系统

- 7.3.1 抗燃油系统的油泵容量、蓄能器配置等应满足机组各种工况下的安全运行要求。
- 7.3.2 采用透平油系统，应配置有性能良好的油净化装置；采用抗燃油系统应配置油再生装置。
- 7.3.3 油系统使用的金属材料 and 密封材料应能适应抗燃油。
- 7.3.4 抗燃油系统的压力油管和回油管应采用不锈钢无缝钢管。

- 7.3.5 抗燃油系统管道及部件的清洗不应使用含氯溶剂，宜使用丙酮或无水乙醇。
- 7.3.6 油箱上配置的测量元件应便于维护，所有可调整的仪表应预先设定好。
- 7.3.7 油箱应设计有油温和液位测量装置，油温测点应靠近主泵。
- 7.3.7 油箱上安装的端子盒防护等级不应低于 IP56。
- 7.3.8 油箱组件在制造完成交货前应进行性能测试，测试结果应满足设计要求。
- 7.3.9 油箱组件应靠近执行机构安装，油箱应布置在汽轮机高中压缸下方，油管接口和执行机构高差不宜超过 10m。
- 7.3.10 油箱组件应避免安装在高温环境，油箱周围应有足够的操作维护空间。
- 7.3.11 抗燃油管应采用对焊方式连接。
- 7.3.12 抗燃油系统管路布置应能便于维护，其走向应与汽轮机中心线平行或垂直，避免交叉走向，应避免障碍物，距离高温高压蒸汽管路应至少 1.5m。
- 7.3.13 抗燃油系统管路应布置成以固定角度向油箱方向下方倾斜，倾斜角度不小于 1°。
- 7.3.14 抗燃油系统管路的管夹和支撑，应充分考虑管路的冲击振动和阀门热位移，垂直于阀门热位移方向应留有足够的自由管长度，避免运行中接口或焊缝产生过大的应力。
- 7.3.15 对于抗燃油系统多阀组控制的机组，当电液转换装置故障情况下，应具有在线维修或更换的功能。
- 7.3.16 设备安装及大修后，所有抗燃油管应进行无损探伤检查。
- 7.3.17 设备安装及大修后，应对管道做耐压试验，试验压力为 1.5 倍设计压力。
- 7.3.18 新抗燃油和运行中抗燃油的质量标准，应满足 DL/T 571 的要求。
- 7.3.19 新透平油技术应满足 GB 11120 的要求。运行中透平油油质应满足 GB/T 7596 的要求。

7.4 保护和限制功能

- 7.4.1 液压系统应与电子控制装置的保护和限制功能相适应。
- 7.4.2 在单个设备失效情况下，仍能保证机组安全。
- 7.4.3 重要液压保护和限制功能应设计冗余配置。

8 技术文件

8.1 基本要求

- 8.1.1 应根据不同阶段的要求提交文件和图纸清单。
- 8.1.2 提供的所有图纸资料应完全符合所供的设备，并应标明修改的版本号和日期。
- 8.1.3 应保证所供文件和图纸完全能满足电厂安装、投运、正常运行和维护的需要。
- 8.1.4 应向用户提供 8.2、8.3、8.4、8.5、8.6 列出的所有文件。应提供所有这些文件的书面文件和电子文档，数量应满足工程需要。
- 8.1.5 应负责提出与其他各方所供设备间的接口资料。

8.2 硬件资料

- 8.2.1 硬件资料应包括涉及汽轮机控制系统电子控制装置所有系统部件的安装、运行、注意事项和维护方法的详细说明，此外还应包括所购设备的完整设备表和详细指南。与设备表相对应的设备项目代号应在所有相关图纸上表示出来。
- 8.2.2 应提供下列手册和图纸：
 - a) 系统硬件手册。
 - b) 系统维护手册。

- c) 构成系统所有部件的原理图。
- d) 内部布置图。
- e) 符合用户要求格式的外部连接图，图上应有端子编号。
- f) 每个机柜、操作台的总装图，这些图中应标明各模件和组装件的编号，并包括正视图、后视图、开孔图、总尺寸及开门所需的净空距离。
- g) 控制系统（电子控制装置、液压系统）说明书。
- h) 控制系统（电子控制装置、液压系统）操作手册。
- i) 控制系统（电子控制装置、液压系统）维护手册。
- j) 控制系统专用卡件（转速卡件、阀门驱动卡件等）运行维护手册。
- k) 所有外购设备手册和样本。
- l) 控制系统使用的一些特殊机械设备详图。
- m) 安装步骤（包括装配细节、设备散热和设备重量等）。
- n) 设备和材料清册。
- o) 接地资料和图纸。

8.3 系统软件资料

8.3.1 应提供系统组态手册，使用户能够进行检查和修改所有系统的应用程序和组态文件，这些文件包括打印出来的程序或组态图，并装订成册。

8.3.2 应提供使用高级编程语言（如 C 语言）的应用软件，包括下列有关文件：

- a) 系统功能说明：所有特定术语应有定义，此外应配上流程图或类似的描述。
- b) 软件资料：应包括所有与编程语言有关的指导和参考手册，采用了特殊计算机硬件的汇编语言应有详细说明。文件应完整、清晰、能帮助对现有的程序进行修改、增删以及编制新程序，其中还应包括编程和调试的指导性资料。

8.3.3 应提供控制工程师使用的工程师站手册，包括下列有关文件：

- a) 系统操作手册。
- b) 控制工程师组态维护手册。
- c) 图形、画面手册。
- d) 试验、检查、故障检修的投运步骤指南。

8.4 应用软件资料

应用软件文件，即控制逻辑文件，应包括下列内容：

- a) 控制原理图的定义和说明，包括对美国科学仪器制造协会控制工程图例（scientific apparatus makers association, SAMA 图）和逻辑图所作的说明。
- b) 对于模拟量控制回路，提供 SAMA 图或相关设计说明，宜在图上标出联锁和许可条件所在的逻辑图对应编号和注释。在包含联锁和许可条件的逻辑图上，宜标出 SAMA 图的对应编号和注释。
- c) 对于开关量控制回路，提供逻辑图或保护和联锁原理说明书。

8.5 I/O 清单和现场总线网段设计资料

8.5.1 提供工程所有过程输入、输出清单，该清单应包括下列项目：输入/输出点说明、模件和插槽代号、设计编号、机柜编号、端子排号，端子号、信号类型、故障状态、电缆编号、报警限值、保护定值、测点用途、记录/报表要求、显示格式和修改版本号等。

8.5.2 应提供 I/O 清单的书面和电子文件。

8.5.3 对于应用现场总线技术的汽轮机控制系统，应提供现场总线网段设计资料。

8.6 其他资料

应提供以下报告和资料：

- a) 产品质量认证证书、检验报告。
- b) 设备供货清单、备品备件清单。
- c) 培训资料。

9 包装和贮存

9.1 包装要求

9.1.1 汽轮机控制系统包装应符合 GB/T 13384 的要求。

9.1.2 每个包装件应有与该包装件相符合的装箱清单，放置于包装件明显位置上，并采用防潮的密封袋包装。包装件内装入的零部件，有明显的标记与标签，标明部件号、编号、名称、数量等，并应与装箱单一致。

9.1.3 推荐的备品、备件、专用工具及试验设备应分别单独包装。所有备品、备件应包装在适用于永久保存的箱内，并分系统、分类包装。

9.1.4 专用工具和试验设备的包装箱上应明确所配给的设备和系统。

9.1.5 设备和器材的某些部分（如铭牌、密封面等）应进行必要的保护，以防运输中损坏。

9.1.6 设备的包装应采取防雨、防潮、防锈、防震等措施，以免在运输过程中由于振动和碰撞引起轴承等部件的损坏。

9.1.7 包装件应符合运输作业的规定，以避免在运输和装卸时包装件内的部件产生滑动、撞击和磨损，造成部件的损坏。

9.2 贮存

9.2.1 贮存环境温度： $-40^{\circ}\text{C}\sim 85^{\circ}\text{C}$ 。

9.2.2 装箱件应在防雨、通风、干燥的环境中保管，箱子不得倒置、倾斜。

9.2.3 非装箱件允许垫平露天存放，不与地面接触。

10 试验

10.1 工厂验收测试

10.1.1 一般要求

10.1.1.1 系统工厂验收过程中应检查设备的数量、配置、使用的材料、组装工艺是否满足要求。应通过试验和演示，初步验证系统所实现的功能和达到的性能。

10.1.1.2 工厂验收项目的测试方法应依据 GB/T 30372 有关内容执行。

10.1.2 验收条件

工厂验收测试（factory acceptance test, FAT）应具备以下条件：

- a) 全部硬件集成完毕并已通电试验，硬件运行正常。
- b) 应用软件全部编制完毕，并且已经下载到预定的过程控制站中，经过初步测试。
- c) 数据库、操作员画面组态已全部完成，并经过初步测试。

d) 全部工厂验收试验项目所必需的各种试验和仿真设备准备到位。

10.1.3 验收项目

工厂验收测试（FAT）按照表 2 的要求进行。

表 2 汽轮机控制系统系统功能验收表

| 产品 | 试 验 项 目 | 试验要求 | | |
|---------------------|-----------------------------------|------|------|------|
| | | 工厂验收 | 现场验收 | 最终验收 |
| 工作站、控制器、I/O 卡件、通信设备 | 外观 | √ | √ | |
| 机柜（箱）和操作台 | 尺寸及允许偏差 | √ | √ | |
| 交换机 | 交换机设置 | √ | √ | √ |
| | 交换机接线 | √ | √ | √ |
| | 整个网络中各工作站、控制器与交换机的连接是否与设计图纸一致 | √ | √ | √ |
| | 监视网络误码、网络负荷和网络各节点状态 | √ | √ | √ |
| | 模拟网络故障，检查系统状态图反映是否正确 | √ | √ | √ |
| | 控制器网络冗余切换功能检测 | √ | √ | √ |
| | 工作站端网络冗余切换功能检测 | √ | √ | √ |
| | 网络负荷率是否满足要求 | √ | √ | √ |
| 控制器 | 控制器冗余切换功能检测 | √ | √ | √ |
| | 控制器的硬件地址、网络地址、空间分配设置，是否符合实际要求 | √ | √ | √ |
| | 模拟在线控制器的处理器故障，观察备用处理器的切换时间和状态 | √ | √ | √ |
| | 记录控制器的空间、内存的消耗（平均值、峰值） | √ | √ | √ |
| | 控制器负荷率是否满足要求 | √ | √ | √ |
| 电源柜 | 电源切换试验 | √ | √ | |
| | 电源适应能力测试 | | √ | √ |
| 工作站 | 主机电源、风扇工作是否正常，确认各项指示灯显示正常，风扇工作无异声 | √ | √ | √ |
| | 检查工作站显示器各项调节功能 | √ | √ | √ |
| | 检查历史记录站的存贮提取是否正常 | √ | √ | √ |
| | 打印预制报表检验报表 | √ | √ | √ |
| | 监视过程数据刷新周期是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 操作指令发出时间是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 趋势图标功能是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 数据备份和导出功能是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 报警功能是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | SOE 分辨力是否满足要求 | √ | √ | √ |

表 2 (续)

| 产品 | 试 验 项 目 | 试验要求 | | |
|----------|---------------------------|------|------|------|
| | | 工厂验收 | 现场验收 | 最终验收 |
| 工作站 | 打印功能是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 卫星对时功能是否满足要求 | | √ | √ |
| | 工程师站和操作员站之间的闭锁和保护功能是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 工作站负荷率是否满足要求 | √ | √ | √ |
| I/O 卡件 | 输入信号精度测试是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 输出信号精度测试是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 转速卡件精度测试是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 阀门驱动卡件精度测试是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | SOE 卡件分辨力测试是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 检查输入参数真实性判断功能是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 检查输入参数二次计算功能是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 检查参数越限报警功能是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 现场总线主站功能测试 | √ | √ | √ |
| | 现场总线协议转换模件功能测试 | √ | √ | √ |
| 工作站、通信设备 | 系统的重置能力是否满足要求 | √ | √ | √ |
| 其他 | 液压系统功能测试 | √ | √ | √ |
| | 抗干扰能力是否满足要求 | √ | √ | √ |
| | 控制系统接地测试 | | √ | √ |

10.2 现场验收

10.2.1 一般要求

现场验收分为初步验收和最终验收两个阶段，每阶段验收又包括功能测试和性能测试。应根据工程实施情况，在机组现场调试和试运等阶段分别测试并记录。最终验收测试应在机组试生产阶段中已经稳定运行，且汽轮机控制系统已随机组连续运行时间超过 60d。

10.2.2 验收条件

10.2.2.1 根据汽轮机控制系统所包含的功能范围，现场验收应满足以下条件：

- 接入汽轮机控制系统的全部现场设备均应进行安装、调试、试运行并通过验收合格。
- 汽轮机控制系统的硬件和软件应按技术协议要求完成安装和调试，已投入连续运行，并提供完整的调试报告。
- 汽轮机控制系统的工作环境符合技术规范的要求。
- 机组具备带满负荷的基本条件。

10.2.2.2 初步验收的时间要求：新建机组应在 168h 连续试运之后；技术改造机组应在机组启动并报竣工之后。初步验收前宜完成辅机 RB、变负荷及 AGC 试验和一次调频等重要试验项目。

10.2.2.3 最终验收的时间要求：系统功能和性能的最终验收是为了证实汽轮机控制系统的功能和性能是否达到（或符合）有关在线测试验收标，以及符合程度所进行的验收。新建机组应在 168h 连续试运

完成 3 个月之后，技术改造机组应在机组启动并报竣工 2 个月之后进行最终验收。

10.2.3 验收项目

10.2.3.1 初步验收项目

系统功能和性能的初步验收按照表 2 的要求进行。

10.2.3.2 最终验收项目

系统功能和性能的最终验收按照表 2 的要求进行。

10.3 考核与质保

10.3.1 系统功能和性能的考核应在质保期内进行，并由具备检验资质的单位出具检验测试报告。

10.3.2 新建及改造项目汽轮机控制系统的质保期应从汽轮机控制系统初步验收完成开始，为期 12 个月。对非因汽轮机控制系统设备原因使初步验收不能如期开始，质保期从机组竣工日期开始计算。在质保期内，汽轮机控制系统的功能和性能应持续保持不低于有关标准的要求。

10.4 可用率测试

10.4.1 可用率的统计工作自整套系统调试结束，投入试运行且随机组启动和正常运行完成功能和性能初步测试之后进行。

10.4.2 可用率测试的统计范围只限汽轮机控制系统本身，不包括接入系统的变送器和执行器等现场设备。

中 华 人 民 共 和 国
电 力 行 业 标 准
火力发电厂汽轮机控制系统技术条件

DL/T 996—2019

代替 DL/T 996—2006

*

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京传奇佳彩印刷有限公司印刷

*

2019年10月第一版 2019年10月北京第一次印刷

880毫米×1230毫米 16开本 1.75印张 48千字

印数 001—500册

*

统一书号 155198·1674 定价 27.00元

版 权 专 有 侵 权 必 究

本书如有印装质量问题，我社营销中心负责退换

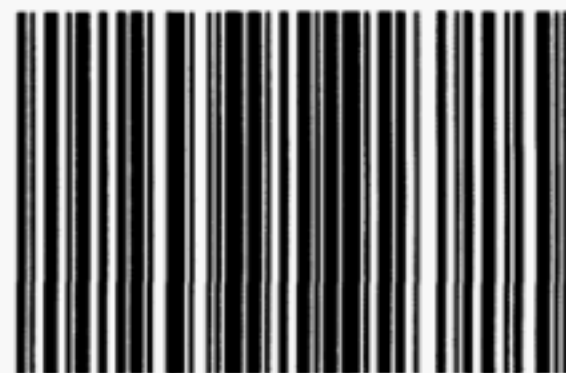


中国电力出版社官方微信



电力标准信息微信

为您提供 **最及时、最准确、最权威** 的电力标准信息



155198.1674