

中华人民共和国电力行业标准

**P**

**DL / T 5791 — 2019**

---

火力发电建设工程机组热控  
调试导则

Guide of I&C commissioning for fossil power  
construction project

**2019-06-04 发布**

**2019-10-01 实施**

---

国家能源局 发布

中华人民共和国电力行业标准

火力发电建设工程机组热控  
调试导则

Guide of I&C commissioning for fossil power  
construction project

**DL / T 5791 — 2019**

主编机构：中国电力企业联合会

批准部门：国 家 能 源 局

施行日期：2019 年 10 月 1 日

中国电力出版社

2019 北 京



**国 家 能 源 局**

**公 告**

**2019 年 第 4 号**

国家能源局批准《光伏发电工程电气设计规范》等 297 项行业标准，其中能源标准（NB）105 项、电力标准（DL）168 项、石化标准（NB/SH）24 项，现予以发布。

附件：行业标准目录

**国家能源局**

**2019 年 6 月 4 日**

附件:

行 业 标 准 目 录

| 序号  | 标准编号               | 标准名称                     | 代替标准 | 采标号 | 出版机构        | 批准日期       | 实施日期       |
|-----|--------------------|--------------------------|------|-----|-------------|------------|------------|
| ... |                    |                          |      |     |             |            |            |
| 273 | DL/T 5791<br>—2019 | 火力发电建设<br>工程机组热控<br>调试导则 |      |     | 中国电力<br>出版社 | 2019-06-04 | 2019-10-01 |
| ... |                    |                          |      |     |             |            |            |

## 前 言

本导则是根据《国家能源局综合司关于印发 2017 年能源领域行业标准制（修）订计划及英文版翻译出版计划的通知》（国能综通科技〔2017〕52 号）的要求编制的。

本导则主要内容包括：基本规定、分散控制系统、数据采集系统、顺序控制系统、模拟量控制系统、锅炉炉膛安全监控系统、汽轮机旁路控制系统、汽轮机电液控制系统、汽轮机监视仪表与保护系统、燃气轮机控制与保护系统、机组外围及辅助设备控制系统、现场总线、专项试验等。

本导则由中国电力企业联合会提出。

本导则由电力行业火电建设标准化技术委员会（DL/TC 44）归口。

本导则主要起草单位：上海电力建设启动调整试验所有限公司 中国能源建设集团西北电力试验研究院有限公司

本导则参加起草单位：国网浙江省电力有限公司电力科学研究院 上海明华电力科技有限公司 华电电力科学研究院有限公司 中国电建集团山东电力建设第一工程有限公司 北京国电智深控制技术有限公司 中国电建集团贵州工程有限公司

本导则主要起草人：钱 麟 陆 梁 张 玮 何金奇  
丁联合 陈 波 戴航丹 姚 峻  
归一数 蔚 伟 许伟强 张小红  
陈卫东 胡 琦 王嘉毅 金麒麟  
王 飞 王俊洋 陈 峰 马 英  
龙道银 欧 龙

本导则主要审查人员：王文祥 戴 光 李毅杰 董建朋  
刘晓亮 马林东 赵晋红 蒙志勇

## DL / T 5791 — 2019

赵志元 陈发宇 王达峰 潘景龙  
魏广鸿 殳建军 王 凯

本导则为首次发布。

本导则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）。

库七七 www.kq9w.com 提供下载

## 目 次

|     |            |    |
|-----|------------|----|
| 1   | 总则         | 1  |
| 2   | 术语         | 2  |
| 3   | 基本规定       | 6  |
| 4   | 分散控制系统     | 13 |
| 4.1 | 主要调试项目及内容  | 13 |
| 4.2 | 调试技术要求     | 13 |
| 4.3 | 调试过程应注意的事项 | 15 |
| 5   | 数据采集系统     | 16 |
| 5.1 | 主要调试项目及内容  | 16 |
| 5.2 | 调试技术要求     | 16 |
| 5.3 | 调试过程应注意的事项 | 17 |
| 6   | 顺序控制系统     | 18 |
| 6.1 | 主要调试项目及内容  | 18 |
| 6.2 | 调试技术要求     | 18 |
| 6.3 | 调试过程应注意的事项 | 21 |
| 7   | 模拟量控制系统    | 23 |
| 7.1 | 主要调试项目及内容  | 23 |
| 7.2 | 调试技术要求     | 23 |
| 7.3 | 调试过程应注意的事项 | 24 |
| 8   | 锅炉炉膛安全监控系统 | 25 |
| 8.1 | 主要调试项目及内容  | 25 |
| 8.2 | 调试技术要求     | 25 |
| 8.3 | 调试过程应注意的事项 | 32 |
| 9   | 汽轮机旁路控制系统  | 34 |
| 9.1 | 主要调试项目及内容  | 34 |

|      |               |    |
|------|---------------|----|
| 9.2  | 调试技术要求        | 34 |
| 9.3  | 调试过程应注意的事项    | 36 |
| 10   | 汽轮机电液控制系统     | 37 |
| 10.1 | 主要调试项目及内容     | 37 |
| 10.2 | 调试技术要求        | 37 |
| 10.3 | 调试过程应注意的事项    | 40 |
| 11   | 汽轮机监视仪表与保护系统  | 42 |
| 11.1 | 主要调试项目及内容     | 42 |
| 11.2 | 调试技术要求        | 42 |
| 11.3 | 调试过程应注意的事项    | 44 |
| 12   | 燃气轮机控制与保护系统   | 45 |
| 12.1 | 主要调试项目及内容     | 45 |
| 12.2 | 调试技术要求        | 45 |
| 12.3 | 调试过程应注意的事项    | 48 |
| 13   | 机组外围及辅助设备控制系统 | 49 |
| 13.1 | 主要调试项目及内容     | 49 |
| 13.2 | 调试技术要求        | 50 |
| 13.3 | 调试过程应注意的事项    | 50 |
| 14   | 现场总线          | 52 |
| 14.1 | 主要调试项目及内容     | 52 |
| 14.2 | 调试技术要求        | 52 |
| 14.3 | 调试过程应注意的事项    | 56 |
| 15   | 专项试验          | 59 |
| 15.1 | 负荷变动试验        | 59 |
| 15.2 | 辅机故障减负荷(RB)试验 | 60 |
| 15.3 | AGC 试验        | 61 |
| 15.4 | 一次调频          | 62 |
| 15.5 | APS 试验        | 63 |
| 附录 A | 典型信号质量甄别逻辑    | 67 |

附录 B 燃煤机组典型热控调试程序.....70

附录 C 燃气轮机机组典型热控调试程序.....71

附录 D 模拟量控制系统投运统计方法.....72

附录 E 执行机构传动验收表.....74

附录 F 联锁保护逻辑传动验收记录表 .....76

附录 G 模拟量控制性能指标 .....77

附录 H RB 动作过程中机组主要参数记录表.....80

附录 I 燃煤机组典型 APS 启停程序.....82

本导则用词说明 .....84

引用标准名录 .....85

条文说明 .....87



## Contents

|     |  |    |
|-----|--|----|
| 1   | General provisions .....                                 | 1  |
| 2   | Terms .....  | 2  |
| 3   | Basic rules .....  | 6  |
| 4   | Commissioning of distributed control system .....        | 13 |
| 4.1 | Main items of commissioning .....                        | 13 |
| 4.2 | Technical requirements for commissioning .....           | 13 |
| 4.3 | Matters need attention in commissioning progress .....   | 15 |
| 5   | Commissioning of data acquisition system .....           | 16 |
| 5.1 | Main items of commissioning .....                        | 16 |
| 5.2 | Technical requirements for commissioning .....           | 16 |
| 5.3 | Matters need attention in commissioning progress .....   | 17 |
| 6   | Commissioning of sequence control system .....           | 18 |
| 6.1 | Main items of commissioning .....                        | 18 |
| 6.2 | Technical requirements for commissioning .....           | 18 |
| 6.3 | Matters need attention in commissioning progress .....   | 21 |
| 7   | Commissioning of modulating control system .....         | 23 |
| 7.1 | Main items of commissioning .....                        | 23 |
| 7.2 | Technical requirements for commissioning .....           | 23 |
| 7.3 | Matters need attention in commissioning progress .....   | 24 |
| 8   | Commissioning of furnace safety supervisory system ..... | 25 |
| 8.1 | Main items of commissioning .....                        | 25 |
| 8.2 | Technical requirements for commissioning .....           | 25 |
| 8.3 | Matters need attention in commissioning progress .....   | 32 |
| 9   | Commissioning of bypass control system .....             | 34 |
| 9.1 | Main items of commissioning .....                        | 34 |



|            |  |    |
|------------|--|----|
| 9.2        | Technical requirements for commissioning                   | 34 |
| 9.3        | Matters need attention in commissioning progress           | 36 |
| 10         | Commissioning of digital electro-hydraulic control system  | 37 |
| 10.1       | Main items of commissioning                                | 37 |
| 10.2       | Technical requirements for commissioning                   | 37 |
| 10.3       | Matters need attention in commissioning progress           | 40 |
| 11         | Commissioning of turbine supervisory instruments           | 42 |
| 11.1       | Main items of commissioning                                | 42 |
| 11.2       | Technical requirements for commissioning                   | 42 |
| 11.3       | Matters need attention in commissioning progress           | 44 |
| 12         | Commissioning of gas turbine protection and control system | 45 |
| 12.1       | Main items of commissioning                                | 45 |
| 12.2       | Technical requirements for commissioning                   | 45 |
| 12.3       | Matters need attention in commissioning progress           | 48 |
| 13         | Commissioning of unit auxiliary control system             | 49 |
| 13.1       | Main items of commissioning                                | 49 |
| 13.2       | Technical requirements for commissioning                   | 50 |
| 13.3       | Matters need attention in commissioning progress           | 50 |
| 14         | Commissioning of fieldbus                                  | 52 |
| 14.1       | Main items of commissioning                                | 52 |
| 14.2       | Technical requirements for commissioning                   | 52 |
| 14.3       | Matters need attention in commissioning progress           | 56 |
| 15         | Special test   | 59 |
| 15.1       | Load change test   | 59 |
| 15.2       | Run back test  | 60 |
| 15.3       | AGC test   | 61 |
| 15.4       | Primary frequency control test                             | 62 |
| 15.5       | APS test   | 63 |
| Appendix A | Typical logic for signal quality screening                 | 67 |

## **DL / T 5791 — 2019**

|            |   |    |
|------------|---|----|
| Appendix B | Typical procedure of I&C in coal power plant project.....                           | 70 |
| Appendix C | Typical procedure of I&C in gas turbine power plant project.....                    | 71 |
| Appendix D | Statistical method for counting the rate of putting automatics in to operation..... | 72 |
| Appendix E | Acceptance documentary forms for actuator test .....                                | 74 |
| Appendix F | Acceptance documentary forms for logic and protection test .....                    | 76 |
| Appendix G | Performance indexes for MCS .....   | 77 |
| Appendix H | Acceptance documentary forms for major parameters in RB test.....                   | 80 |
| Appendix I | Typical program of APS in coal power plant project.....                             | 82 |
|            | Explanation of Wording in the guide.....  | 84 |
|            | List of quoted standards .....  | 85 |
|            | Explanation of provisions .....   | 87 |

## 1 总 则

**1.0.1** 为规范和统一火力发电建设工程新建、扩建、改建机组的热控专业在分系统试运和整套启动试运阶段的调试工作，特制定本导则。

**1.0.2** 本导则适用于 300MW 及以上容量的火力发电机组的热控专业调试工作，300MW 以下火力发电机组的热控专业调试可参照执行。

**1.0.3** 火力发电建设工程的热控专业调试工作除应执行本导则外，还应按国家、行业现行有关标准规定执行。

**1.0.4** 进口的火电机组和在境外建设的火电机组热控调试按合同规定执行。合同无明确规定时应按本导则执行。

## 2 术 语

### 2.0.1 分散控制系统 distributed control system; DCS

采用计算机、通信和屏幕显示技术，实现对生产过程的数据采集、控制和保护等，并利用通信技术实现数据共享的多微型计算机监视和控制系统。分散控制系统的主要特点是功能分散、数据共享，根据具体情况也可以是硬件布置上的分散。

### 2.0.2 模拟量控制系统 modulating control system; MCS

对锅炉、汽轮机及辅助系统的过程参数进行连续自动调节的控制系统总称。包括过程参数的自动补偿和计算，自动调节、控制方式的无扰切换，以及偏差报警等功能。

### 2.0.3 协调控制系统 coordinated control system; CCS

单元机组的一个主控系统，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內。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来保持机组的稳定和经济运行。协调控制系统主要有机组负荷指令控制、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。

### 2.0.4 数据采集系统 data acquisition system; DAS

采用数字计算机系统对工艺系统和设备的运行测量参数进行采集，对采集结果进行处理、记录、显示和报警，还可对机组的运行参数进行计算和分析，并提出运行指导的数据采集和处理系统。

### 2.0.5 炉膛安全监控系统 furnace safety supervisory system; FSSS

保证锅炉燃烧系统中各设备按规定的操作顺序和条件安全启停、投切，并能在危急工况下迅速切断进入锅炉炉膛的全部燃料



(包括点火燃料), 防止爆燃、爆炸等破坏性事故发生, 保证炉膛安全的保护和控制系统。炉膛安全监控系统包括炉膛安全系统和燃烧器控制系统。

#### **2.0.6 总燃料跳闸 main fuel trip; MFT**

由人工操作或保护信号自动动作, 快速切除进入锅炉所有燃料(包括到炉膛、点火器、风道燃烧器等燃料)的控制措施。

#### **2.0.7 油燃料跳闸 oil fuel trip; OFT**

快速关闭燃油阀, 切断进入锅炉炉膛的所有油燃料。

#### **2.0.8 顺序控制系统 sequence control system; SCS**

按照规定时间或逻辑顺序, 对某一工艺系统或辅机的多个终端控制元件进行一系列操作的控制系统。

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

采用计算机控制装置与液压执行机构, 实现对汽轮机进行调节、保护的控制系统。

#### **2.0.10 驱动辅机汽轮机电液控制系统 micro-electro-hydraulic control system; MEH**

由按电气原理设计的敏感元件、数字电路(计算机)及按液压原理设计的放大元件和液压伺服机构构成的驱动辅机汽轮机控制系统。

#### **2.0.11 汽轮机监视仪表 turbine supervisory instruments; TSI**

连续测量汽轮机的转速、振动、膨胀、位移等机械参数, 并将测量结果送入控制系统、保护系统等用于控制变量及运行人员监视的自动化系统。

#### **2.0.12 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。

#### **2.0.13 旁路控制系统 bypass control system; BPS**

汽轮机旁路系统的自动投切控制及旁路出口蒸汽压力、温度

模拟量控制系统的总称。

**2.0.14 超速跳闸保护 over-speed protection trip; OPT**

当汽轮机转速上升到某一限值时，采取紧急停机措施自动迅速地关闭主汽门和调节汽门，是汽轮机保护系统功能之一。

**2.0.15 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。

**2.0.16 现场总线 fieldbus**

一个数字化的串行、双向传输、多分支结构的通信网络系统，是用于工厂、车间仪表和控制设备的局域网。

**2.0.17 辅机故障减负荷 run back; RB**

是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。

**2.0.18 单元机组自启停控制 automatic power plant startup and shutdown; APS**

对包括锅炉、汽轮发电机组及相应辅助系统和辅助设备的单元机组，按启停的操作规律实现自动启动和自动停止的控制，通常在整个启停顺序中设置若干个需要有人工确认的断点。

**2.0.19 机组快速甩负荷 fast cut back; FCB**

当汽轮机或发电机组甩负荷时，使锅炉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。

**2.0.20 过程现场总线 process field bus; PROFIBUS**

PROFIBUS 是一种现场总线标准，由 PROFIBUS DP、PROFIBUS PA、PROFIBUS FMS 三部分组成。其中 PROFIBUS DP 是现场级控制系统与分散 I/O 的高速通信，数据传输速率为 9.6kbit/s~12Mbit/s，PROFIBUS PA 是为需要本质安全或总线供电的设备之间进行数据通信而设计的，传输速率为 31.25kbit/s。

**2.0.21 基金会现场总线 foundation fieldbus; FF**

是一种现场总线标准，主要由 H1 和 HSE 两部分组成，H1 可支持总线供电，支持本质安全防爆环境，H1 的传输速率为 31.25kbit/s，HSE 的传输速率为 100Mbit/s 或更高。

**2.0.22 通用站说明 general station description; GSD**

一种可读的 ASCII 电子文本文件，包含用于通信和网络组态通用的和设备专用的参数。

**2.0.23 电子设备描述 electronic device description; EDD**

用于描述现场总线设备类型的 ASCII 文本文件。

**2.0.24 设备类型管理器 device type manager; DTM**

一种由现场总线设备制造商开发的软件模块，包含现场总线设备或通信组件的属性、功能应用和用户界面等，用户可通过框架应用程序进行调用。

### 3 基本规定

#### 3.0.1 热控调试工作组应符合下列规定：

1 机组启动调试工作由试运指挥部全面组织、领导、协调，热控调试由热控调试专业组负责具体调试项目的开展。

2 分系统调试及整套启动试运，应分别在试运指挥部下设的分部试运组和整套试运组的领导下进行。

3 分部试运阶段，热控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、设备供货单位的人员担任。

4 整套启动试运阶段，热控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、监理、建设、生产、设计、设备供货单位的人员担任。

5 各单位职责分工按照《火力发电建设工程启动试运及验收规程》DL/T 5437 的规定执行。

3.0.2 调试使用的仪器、仪表均应执行计量管理的相关规定，应有产品标识及其状态标识，经过有相应资质的计量单位校验，且具有证明其在有效期内的校验合格证书。

#### 3.0.3 热控调试应符合下列规定：

1 保护、联锁逻辑定值应由生产单位提供，由建设单位组织设计、制造、安装、调试、监理、生产单位的人员对定值与机组运行工艺的符合性、合理性进行审查。机组厂用电受电前，经专题审查后的保护、联锁逻辑定值应由生产单位汇编、批准后发布执行。

2 热工保护定值及控制逻辑修改、临时退出热工保护应严



格按照《火力发电建设工程机组调试技术规范》DL/T 5294 的规定办理审批手续。

3 所有辅机试运应在 DCS 上操作且把相关保护投入。

4 调试人员应熟悉所调试的设备、系统及其状态。设备或系统需要隔离时，应联系相关单位采取隔离措施。

5 具有 APS 设计功能的机组，在分系统调试阶段应及时完善并投运设备级顺序控制、功能组级顺序控制功能。

6 建设单位应制定工程师站、电子间工作管理规定，定期进行控制软件备份。

7 建设单位应建立有针对性的控制系统防病毒措施，不得在控制系统中使用非本系统的软件，不得使用外来储存设备与 DCS 驳接。

8 热控试验前应进行安全技术交底。

9 机组首次启动前或机组停运 15 天以上的再次启动前，应对机、炉主保护及主要辅机的热工保护进行静态模拟试验，并检查报警及保护定值。

10 在进行涉及机组跳闸的热控保护联锁试验时，应采用物理方法进行实际传动，若条件不具备时，可在现场信号源处模拟试验。

11 锅炉炉膛压力、全炉膛灭火、汽包水位、直流锅炉断水、汽轮机超速、轴向位移、机组轴系振动、低油压等重要保护装置在机组运行中严禁退出。当其故障被迫退出运行时，应采取可靠的安全措施，并在 8h 内恢复。

### 3.0.4 热控调试程序应符合下列规定：

#### 1 调试准备。

- 1) 收集并熟悉设计图纸和有关调试技术资料。
- 2) 准备调试所需的仪器、仪表、工具及材料。
- 3) 熟悉工艺系统及主、辅机的性能和特点。
- 4) 掌握热控设备的技术性能，对新型设备和新技术进

行调研。

- 5) 参加热控系统原理图、组态图、联锁保护定值等审查及热控设计联络会。
- 6) 提出关于速率判断、质量甄别、单点保护原则的建议。典型信号质量甄别逻辑可参见附录 A。
- 7) 对设计、制造和安装等存在的问题或缺陷提出改进建议。
- 8) 编写机组及机组附属外围设备控制系统调试措施。
- 9) 参与编制整体调试计划。燃煤机组典型热控调试程序可参见附录 B，燃气轮机机组典型热控调试程序可参见附录 C。
- 10) 编制热控专业调试检查、记录和验收表格。

## 2 分部试运阶段。

- 1) 完成测量信号传动试验及验收签证。
- 2) 完成执行机构传动试验及验收签证。
- 3) 完成逻辑及联锁保护功能试验及验收签证。
- 4) 完成控制系统之间的联调试验。
- 5) 完成测量信号投运检查。
- 6) 进行下列控制系统功能的静态试验，确认符合工艺流程要求。
  - a) 完成顺序控制启停控制功能试验及验收签证。
  - b) 完成自动调节控制回路试验，初步整定调节参数。
  - c) 汽轮机数字电液控制、驱动辅机汽轮机电液控制系统静态仿真试验。
  - d) 完成汽轮机旁路控制系统功能试验。
- 7) 配合辅机单机试运、分系统试运，按试运要求投运联锁保护、顺序控制，并对相关参数进行调整。
- 8) 条件具备时对部分自动调节控制回路进行动态投运，并通过扰动试验进行调节参数整定。

9) 对调试过程中发现的问题提出修改建议, 包括控制逻辑、保护定值等。

10) 填写调试记录, 完成调试质量验收签证。

**3 整套试运阶段。**

1) 汽轮机旁路控制系统功能动态投运, 整定动态参数。

2) 汽轮机数字电液控制系统功能动态投运, 整定汽轮机数字电液控制系统动态参数。

3) 在机组启动及升负荷过程中, 适时投入自动调节回路, 进行扰动试验、参数调整。

4) 投入协调控制系统, 完成机组负荷变动试验。

5) 完成辅机故障减负荷试验。

6) 完成一次调频试验。

7) 完成自动发电控制试验。

8) 对调试过程中发现的不完善地方提出修改建议。

9) 统计热控专业试运技术指标。模拟量控制系统投运统计方法应按附录 D 的方法进行统计。

10) 填写调试记录, 编写调试报告, 完成调试质量验收签证。

**3.0.5 测点传动验收应符合下列规定:**

1 测点通道符合设计要求, 通道精确度与准确度等满足工艺流程要求。

2 变送器内或外供电设置正确。

3 测点安装工艺及位置符合《电力建设施工技术规范 第 4 部分: 热工仪表及控制装置》DL 5190.4 的规定。

4 测点在工艺流程画面位置显示明确, 量纲正确。

5 热电偶温度补偿正确。

6 热电阻接线方式正确。

7 开关量测点常开、常闭接点位置正确, 整定方向正确。

8 取自同一系统的同一位置的多个信号, 应独立设置取样



回路，且应通过不同的 I/O 卡件引入 DCS 系统。

9 安装单位提供的测量元件校验报告，其量程和定值应符合设计或定值清单要求。

**3.0.6 执行机构传动验收应符合下列规定：**

1 具有三断保护功能的气动执行机构，在失电、失气、失信号的情况下，应根据工艺要求向安全方向动作。

2 执行机构的基本误差应小于 $\pm 1.5\%$ 的额定行程，其回程误差应小于 $\pm 1.5\%$ 的额定行程。阀位输出的基本误差应小于 $\pm 2\%$ 的额定行程，其回程误差应小于 $\pm 3\%$ 的额定行程。

3 不灵敏区域的校准应分别在执行机构行程的 25%、50%、75%位置下进行。

4 执行机构在 DCS 画面的示意位置应符合工艺系统布置。

5 执行机构传动验收应按《火力发电建设工程机组调试技术规范》DL/T 5294 的记录表格式记录行程时间、开关状态、模拟量反馈等，参见附录 E。

**3.0.7 逻辑及联锁保护传动验收应符合下列规定：**

1 设备的联锁保护试验应包括开关量控制系统的全部功能，即正常启停、备用，联锁保护动作，报警，首出，状态显示等。

2 联锁保护验收单中涉及的定值应与批准的定值清单一致。

3 具有硬接线保护功能的传动验收，应与软逻辑同时进行并分别检查、试验。

4 联锁保护逻辑传动验收按《火力发电建设工程机组调试技术规范》DL/T 5294 的记录表格式填写记录，参见附录 F。

**3.0.8 顺序控制回路验收应符合下列规定：**

1 顺序控制回路静态验收应在工艺系统无介质、电气设备开关在试验位置的状态下进行。

2 静态验收时，需要系统运行而具备的联锁信号和变送器输入信号，可通过在控制逻辑中强制或使用信号发生器模拟的方

式来获得。

**3** 顺序控制回路验收应按设备级顺序控制、功能组级顺序控制、机组级顺序控制的顺序进行。

**4** 设备联锁保护条件应优先于功能组保护条件。

**5** 检查顺序控制每一步执行时间和等待时间的设置。设备级顺序控制、功能组级顺序控制、机组级顺序控制传动试验前，所涉及的设备单体传动、相应联锁保护功能试验均应完成。

**6** 顺序控制回路动态投入运行前应通过静态验收，动态投运应根据生产工艺设置时间。

**7** 顺序控制自动运行期间发生任何故障或人为中断时，顺序控制回路均应具有自动停止程序执行，并使工艺系统处于安全状态的功能。

**3.0.9** 模拟量控制回路调试应符合下列规定：

**1** 控制回路静态试验。

- 1) 确认调节回路应满足工艺系统工艺控制的要求。
- 2) 检查确认模拟量信号路径所有功能块量纲正确，限值符合工艺要求。
- 3) 确认控制方式无扰切换。
- 4) 确认偏差报警功能。
- 5) 确认调节方向及方向性闭锁保护功能。
- 6) 进行超驰控制保护功能试验。
- 7) 确认自动调节回路中的跟踪回路。
- 8) 确认调节回路的投运许可条件。

**2** 控制回路动态调试。

- 1) 检查测量信号、逻辑保护的状态、信号跟踪满足投运的条件。
- 2) 初步设置及整定系统的参数，必要时应进行被控对象动态特性试验。
- 3) 自动控制系统试投运之前，对相关运行人员进行技

术交底，并做好安全措施及事故预想。

- 4) 在工艺系统稳定运行的情况下投入自动。
- 5) 进行自动状态下的调节系统定值扰动试验。
- 6) 重要的自动控制回路应进行负荷扰动试验。
- 7) 完成机组热控自动调节系统投入情况统计表。

## 4 分散控制系统

### 4.1 主要调试项目及内容

#### 4.1.1 现场复原调试。

- 1 装置的接地检查。
- 2 电源系统检查应包括电源系统接线、接地、绝缘、电源冗余等。
- 3 DCS 受电应包括机柜、工程师站、历史站、操作员站、打印机等设备。
- 4 配合厂家进行软件恢复。
- 5 检查确认工程师站、历史站、操作员站、各控制器及模件等工作正常。
- 6 根据 DCS 系统 I/O 清册核查 I/O 模件类型和数量。
- 7 进行 I/O 通道测试。
- 8 进行系统电源、通信网络和控制器冗余切换试验。
- 9 检查确认报警、打印功能正常。
- 10 检查事件顺序记录（SOE）功能应满足要求。
- 11 检查历史追忆功能和趋势功能应满足要求。
- 12 进行 DCS 时钟与卫星时钟同步检查。

### 4.2 调试技术要求

#### 4.2.1 测试环境条件满足控制系统运行要求。

#### 4.2.2 DCS 接地。

- 1 计算机监控系统的接地系统应按设计要求直接接在全厂电气接地网上或接在独立接地网上，其连接方式及接地电阻均应



符合设计要求。

2 采用独立接地网时，接地电阻不应大于  $2\Omega$ ，接地电阻应包括接地引线电阻。

3 当 DCS 与电厂电气系统共用一个接地网时，控制系统接地线与电气接地网只允许有一个连接点，且接地电阻小于  $0.5\Omega$ 。

#### 4.2.3 电源及切换。

1 输入电源绝缘电阻不小于  $20M\Omega$ ，输入电源电压误差不超过  $\pm 10\%$ ，机柜绝缘电阻符合制造厂要求。

2 对于冗余的供电系统，人为切除工作电源时，备用电源应自动投入工作。在电源切换过程中，控制系统应正常工作，中间数据及累计数据不得丢失。

4.2.4 处理器、网络等冗余切换应无扰动。

4.2.5 任意抽取 10 幅画面进行测试，调用显示画面响应时间：一般画面不大于 1s，复杂画面小于 2s。

4.2.6 宜进行 I/O 模件在线插拔试验。

4.2.7 应进行事件顺序记录分辨能力测试，时间分辨能力不大于 1ms。

4.2.8 模拟量通道精度测试。

1 应选取包含 DCS 所有的模拟量卡件、总通道数的 2%~5% 且对具有代表性的通道进行检查。

2 模拟量输入 (AI)、模拟量输出 (AO) 通道，应进行全量程 0%、25%、50%、75%、100% 的信号 (递增和递减方向) 测试，确认供电方式 (内、外供电方式)，测试结果符合表 4.2.8 模拟量信号测量精度要求。

表 4.2.8 模拟量信号测量精度要求

| 信号类型 | 模拟输入精度 (%) |            |            |            | 转速<br>(r/min) | 脉冲输入精度<br>(%) | 模拟输出精度<br>(%) |
|------|------------|------------|------------|------------|---------------|---------------|---------------|
|      | 电流         | 电压         | 热电阻        | 热电偶        |               |               |               |
| 合格标准 | $\leq 0.1$ | $\leq 0.1$ | $\leq 0.2$ | $\leq 0.2$ | $\pm 1$       | $\leq 0.2$    | $\leq 0.25$   |



**4.2.9** 对于开关量输入（DI）、输出（DO）通道，应同时检查卡件相应通道及指示灯变化。

### **4.3 调试过程应注意的事项**

**4.3.1** 插拔模件时应采取防静电措施。

**4.3.2** 在控制系统首次通电前，应检查施工单位提供的机柜绝缘和接地电阻报告，并测试每路电源电缆的绝缘电阻，符合要求后方可送电。

**4.3.3** DCS 首次受电以供货商为主，调试、施工单位配合。

**4.3.4** 在机柜受电及软件恢复过程中，应停止一切接线工作。

**4.3.5** 当 DCS 控制系统与外部信息系统进行通信设备调试时，应按照设备通信协议的技术要求做好安全隔离措施。

## 5 数据采集系统

### 5.1 主要调试项目及内容

- 5.1.1 根据 I/O 清册核对 DAS 测点组态及卡件相应通道接线。
- 5.1.2 按照热工检测及控制系统图，对各操作画面进行检查和完善。
- 5.1.3 根据定值和量程清单对 DAS 组态的定值和量程进行核对。
- 5.1.4 现场检测元件的投入前检查。

### 5.2 调试技术要求

- 5.2.1 检查变送器供电电源。
- 5.2.2 核对 DCS 量程与变送器设置应一致，并符合设计要求。
- 5.2.3 当压力测量取样点与表计安装位置有高度差时应考虑修正。
- 5.2.4 检查汽包水位、给水流量、风量、蒸汽流量的测量信号应设置补偿回路。应核实运算公式的准确性。
- 5.2.5 水位测量应核实现场测量装置的尺寸及就地水位计零位标志。
- 5.2.6 核对流量变送器及 DCS 量程的设置与测量装置设计说明书参数一致。
- 5.2.7 根据风量标定结果修正风量显示值。
- 5.2.8 检查热电偶温度测量补偿电缆及极性、DCS 分度号设置。
- 5.2.9 检查热电阻接线方式、DCS 类型设置。
- 5.2.10 逐点核对信号取样点和 DCS 显示位置的正确性，应确认同源多输入信号采样的独立性。

### 5.3 调试过程应注意的事项

**5.3.1** 现场总线智能仪表或设备，应符合《火力发电厂现场总线设备安装技术导则》DL/T 1212 安装要求。

**5.3.2** 高静差、微差压变送器投用前应进行零位校正。

**5.3.3** 流量测量仪表投用时应确认工作介质充满整个测量管道。

**5.3.4** 当操作酸、碱管路的仪表时，应做好防护措施，不得将面部正对法兰等连接件。

## 6 顺序控制系统

### 6.1 主要调试项目及内容

- 6.1.1 设备操作功能传动试验。
- 6.1.2 逻辑及联锁保护传动试验。
- 6.1.3 功能组传动试验。
- 6.1.4 顺序控制系统与其他控制系统之间的联调。
- 6.1.5 配合其他专业进行分系统试运。

### 6.2 调试技术要求

- 6.2.1 执行机构传动试验应符合 3.0.6 的规定。
- 6.2.2 逻辑及联锁保护传动试验。
  - 1 逻辑及联锁保护传动试验应符合 3.0.7 的规定。
  - 2 独立于 DCS 的开关量控制系统, 且与 SCS 建立了通信联系, 则应进行通信接口试验。
  - 3 检查、测试控制系统中重要开关量信号的传输, 按规定通过硬接线和网络通信冗余实现的, 当一路信号故障或丢失时不应影响控制系统的正确动作。
  - 4 联锁逻辑设计应遵守保护优先的原则, 且不应设置解除保护的手段。
  - 5 水泵、风机、磨煤机的电动机线圈温度、轴承温度测量应具备下列功能:
    - 1) 电动机线圈温度、轴承温度测点有坏质量报警和切除功能。
    - 2) 电动机线圈温度、轴承温度测点变化速率达到设定值

时，自动切除相应测点的保护功能并报警。

**6** 具有联锁功能的水泵、油泵、风机、电（气、液）动门（挡板）、电磁阀门，应检查下列功能：

- 1) 运行设备事故跳闸时，应自动投运备用设备。
- 2) 相关工艺参数达到规定值时自动投运、切除相应的泵（风机）。
- 3) 相关工艺参数达到规定值时自动打开、关闭相应的阀门（挡板）。

**7** 配有出口电动门的离心式转动设备应检查下列联锁功能：

- 1) 跳闸时关闭相应的出口电动门。
- 2) 启动时延时打开相应的出口电动门。

**8** 检查风机或磨煤机的润滑油系统应具备下列联锁功能：

- 1) 工作润滑油泵跳闸或润滑油油压低至第一规定值时，应联锁投运备用润滑油泵。
- 2) 润滑油油压低至第二规定值时，应停止相应的风机或磨煤机。

**9** 检查锅炉烟风系统应具备下列联锁功能：

- 1) 引风机、回转式空气预热器和送风机之间在启停及跳闸时的顺序联锁。
- 2) 引风机、回转式空气预热器、送风机与相关的烟风挡板之间的启、闭联锁。
- 3) 两台并列运行的风机中的一台跳闸时，应自动隔离已跳闸的风机。
- 4) 两台运行的引风机均跳闸时，必须联锁跳闸所有运行的送风机和一次风机，并保证炉膛自然通风。
- 5) 在所有运行工况下，应确保从送风机入口到烟囱有一个通畅的气流通道。

**10** 检查汽轮机润滑油系统应具备下列联锁功能：

- 1) 润滑油油压低至第一规定值时，应投运备用交流



油泵。

- 2) 润滑油油压低至第二规定值时, 应投运直流油泵。
- 3) 润滑油油压低至第三规定值时, 应停止汽轮机盘车。
- 4) 检查汽轮机润滑油油压低的测量信号应直接被送入事故润滑油泵的电气启动回路。

**11 检查锅炉给水泵应具备下列联锁功能:**

- 1) 定压运行的机组, 当工作给水泵事故跳闸或给水母管压力低至规定值时, 应自动投运备用给水泵。
- 2) 在润滑油油压达到规定值时, 方可启动给水泵。
- 3) 在润滑油油压低至第一规定值时, 应投运备用润滑油泵。
- 4) 在润滑油油压低至第二规定值时, 应停止给水泵。

**12 检查汽轮机辅机应具备下列联锁功能:**

- 1) 润滑油系统中的交流润滑油泵、直流润滑油泵、顶轴油泵和盘车装置与润滑油油压之间的联锁。
- 2) 给水泵、凝结水泵、真空泵、循环水泵、冷却水泵、疏水泵以及其他各类水泵与其相应系统的压力之间的联锁。

**13 检查汽轮机疏水阀应至少具备下列联锁及控制功能:**

- 1) 当超高水位或疏水筒壁上下温差大于 20℃时, 疏水阀自动打开。
- 2) 在超高水位情况下能超弛开启。
- 3) 汽轮机停机后, 高、中压汽缸各段抽汽隔离阀同时关闭, 隔离阀前的疏水关闭, 隔离阀后的所有管道疏水打开。
- 4) 电动隔离阀只能用于防止汽轮机进水的一级保护。止回阀不能单独作为隔离阀使用, 一般只用于快速动作以限制抽汽管道的倒流蒸汽造成汽轮机超速, 同时作为防止汽轮机进水的二级保护。

### 6.2.3 功能组试验。

1 功能组传动试验应符合 3.0.8 的规定。

2 启动和停止风机时,使用的方法和有关控制设备的操作都应减少炉膛压力和风量波动。一旦情况允许,应及时投入炉膛压力控制系统,并使其保持自动控制。

3 进行主、备设备动态切换试验,验证控制逻辑的正确性。

## 6.3 调试过程应注意的事项

6.3.1 接入跳闸回路的开关量仪表均应进行正确性检查。

6.3.2 顺序控制中重要的联锁保护信号的测点应采用多点信号,避免单点保护。

6.3.3 油箱加热器不宜设自动启动逻辑,应设保护跳闸逻辑。

6.3.4 通过网络通信接入跳闸回路的信号应监测信号质量。

6.3.5 安全等级要求高的场合应采用失电时使工艺系统处于安全状态的单线圈电磁阀,控制指令采用持续长信号。

6.3.6 应检查顺序控制输出至被控对象的信号的持续时间、触点数量和容量,能满足被控对象完成规定动作的要求。

6.3.7 顺序控制系统应设有工作状态显示及故障报警信号,复杂的顺序控制系统应设步序显示。

6.3.8 对于 SCS 中气动执行机构,在失电、失气、失信号时应确保其向工艺系统安全的方向动作。

6.3.9 凝汽器应有高水位报警并在停机后仍能正常投入。除氧器应有高、低水位报警和高水位自动放水装置。

6.3.10 汽轮机的辅助油泵及其自启动装置,应按运行规程要求定期进行试验,保证处于良好的备用状态。机组启动前辅助油泵必须处于联动状态。机组正常停机前应进行辅助油泵的全容量启动、联锁试验。

6.3.11 在引风机、送风机、一次风机、给水泵、凝结水泵等辅机自动调节的大功率变频器进行参数整定时,应充分考虑电气系统

电压波动的影响。

**6.3.12** 汽轮机润滑油系统的保护试验宜采用就地泄油压的方法。

**6.3.13** 顺序控制在自动进行期间发生任何故障或运行人员中断时，应使正在进行的程序中断，并使工艺系统处于安全状态。



## 7 模拟量控制系统

### 7.1 主要调试项目及内容

- 7.1.1 检查调试应具备的条件。
- 7.1.2 执行机构传动试验。
- 7.1.3 初步设定模拟量信号量程及相关参数。
- 7.1.4 初步设定模拟量控制系统各自动控制回路调节参数。
- 7.1.5 模拟量控制系统回路静态仿真试验。
- 7.1.6 设置静态参数。
- 7.1.7 根据运行条件和需要逐步试投各项自动控制回路。
- 7.1.8 整定自动控制回路动态参数。
- 7.1.9 自动控制回路扰动试验。
- 7.1.10 与其他控制系统联调试验。
- 7.1.11 投入协调控制系统, 协调控制参数调整、负荷变动试验。

### 7.2 调试技术要求

- 7.2.1 执行机构传动试验应符合 3.0.6 的规定。
- 7.2.2 模拟量回路调试。
  - 1 调试内容及流程应符合 3.0.9 的规定。
  - 2 确认 AGC 远方、就地控制方式之间, CCS 的协调控制方式、锅炉跟随控制方式及汽轮机跟随控制方式之间, MCS 所有手动、自动方式之间, 给水控制系统单、三冲量控制方式之间的无扰切换。
  - 3 MCS 在各种控制方式之间进行切换时, 不应产生任何扰动。
  - 4 确认测量信号偏差报警、执行器偏差报警、调节器偏差报警以及其他报警应有相应的报警显示。

5 确认调节方向正确。

6 确认 CCS 负荷指令增减闭锁，炉膛压力高、低闭锁，送、引风机调节，燃料量和风量交叉限制等功能正确。

7 测试 CCS 负荷指令迫增、迫降及炉膛压力防内爆超驰保护控制；机组启停时磨煤机超驰控制等超驰控制保护功能正确。

7.2.3 宜进行驱动辅机汽轮机调速、给水泵最小流量再循环控制门、减温水调节门、一次风挡板风量等执行机构特性试验。

7.2.4 在进行模拟量回路定值扰动试验时，控制系统过渡过程衰减率为 0.75~1。

7.2.5 在进行模拟量回路的负荷扰动试验时，负荷变动范围不应超过 10%额定负荷，也可随机组启停调试过程检查并记录结果。

7.2.6 各类型机组主要被调参数的动态、稳态品质指标应符合《火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程》DL/T 657 附表规定，参见附录 G 表 G.0.1。

7.2.7 控制子系统性能测试要求应符合《火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程》DL/T 657 附表规定，参见附录 G 表 G.0.2。

### 7.3 调试过程应注意的事项

7.3.1 自动回路首次投入前应通知运行人员，运行人员投入自动应得到调试人员允许。

7.3.2 在自动回路试投前应再次检查，确保联锁、闭锁条件的设置正确。

7.3.3 在投入自动回路时应充分考虑安全措施，宜限制被控设备的极限位置。

7.3.4 控制器下装前应对在线整定完成的控制系统参数做好同步备份工作。

7.3.5 逻辑控制应采用在增加负荷时先加空气后加燃料，减负荷时先减燃料后减空气，不允许只使用燃料调节为自动调节，而风量调节为手动调节的方式。

## 8 锅炉炉膛安全监控系统

### 8.1 主要调试项目及内容

- 8.1.1 执行机构传动试验。
- 8.1.2 配合调试火检装置。
- 8.1.3 测试等离子点火系统投入、切除逻辑及功能。
- 8.1.4 测试少油点火系统投入、切除逻辑及功能。
- 8.1.5 测试锅炉主保护继电器柜接线与常开、常闭接点动作方向。
- 8.1.6 逻辑及联锁保护传动试验。
- 8.1.7 MFT 试验。
- 8.1.8 功能组逻辑功能测试。
- 8.1.9 机炉电大联锁试验。
- 8.1.10 与其他控制系统联调试验。

### 8.2 调试技术要求

- 8.2.1 执行机构传动试验应符合 3.0.6 的规定。
- 8.2.2 火检装置调试。
  - 1 应测试炉膛火焰工业电视监视装置（包括冷却设备）的断电、断气保护功能。
  - 2 应确保燃烧器火焰丧失时该燃烧器的安全关断阀能自动关闭。
  - 3 火焰检测系统调试前，应根据燃料（油、气）的种类，用明火测试火检传感器的适宜性及相应能力。
  - 4 锅炉部分火焰消失保护测试应包括下列内容：
    - 1) 除循环流化床锅炉外，单个燃烧器火焰丧失时应发出

警报信号。当同一个给煤机或给粉机所供粉的燃烧器火焰丧失数量超过规定值时，应自动停止相应的给煤机或给粉机。

- 2) 其他类型锅炉局部保护应根据锅炉及其工艺系统特点进行相应设计。

### 8.2.3 等离子点火系统投入、切除逻辑功能测试。

- 1 应单独测试等离子层制粉系统相关设备在“等离子模式”和“正常模式”下的启动条件和跳闸保护条件。并对“等离子模式”和“正常模式”两种方式下的操作画面和相关投切按钮进行测试。

- 2 确认等离子燃烧器启动允许条件。

- 3 磨煤机在“等离子模式”下运行，等离子点火器发生断弧报警时应关闭磨煤机相应出口门。

- 4 如果等离子点火器发生多支断弧时，应根据供货商要求将磨煤机停止运行。

### 8.2.4 少油（微油）点火系统投入、切除逻辑功能测试。

- 1 应单独测试少油点火层燃油系统相关设备在“少油点火模式”和“正常模式”下的启动条件和跳闸保护条件，并对“少油点火模式”和“正常模式”两种方式下的操作画面和相关投切按钮进行测试。

- 2 “少油点火模式”下，应对相应的磨煤机启动条件（应包括所有少油油枪点火正常、磨煤机启动条件允许等）进行试验确认。

- 3 直吹式制粉系统在“少油点火模式”下，任意一个少油油枪灭火时应关闭相应磨煤机出口关断门。少油油枪灭火个数超过规定值时应停止相应磨煤机。当 MFT 动作时少油系统跳闸，应同时关闭各角油快关阀。当少油油枪灭火时，应联锁关闭相应的进油阀。

- 4 在“正常模式”下，任意少油油枪灭火不应联锁跳闸相应磨煤机，不联锁关闭磨煤机出口关断门。在“少油点火模式”下，



给煤机启动运行一段时间后，应正常投入原煤火检保护程序，若少油燃烧器没有稳定着火，应触发相应磨煤机跳闸。

5 应通过试验确认当少油油枪火检发出无火信号时，保护退出本组油枪。

6 在“少油点火模式”下，如果各角油枪点火成功，应监视少油燃烧器喷口温度及中心筒温度的高温报警，当温度进一步升高至保护值时应保护停温度高的少油油枪。

7 吹扫阀开启条件中应确保少油阀在关闭位置。

#### 8.2.5 锅炉主保护继电器柜检查。

1 对保护继电器进行常开、常闭动作方向检查。

2 对锅炉主保护继电器柜电源进行测试。

3 测试控制盘（台）上 MFT 紧急按钮：该按钮应设置为独立并可直接动作的装置，其回路应独立于分散控制系统的控制器及模件，并由硬接线实现。

8.2.6 对锅炉炉膛安全监控系统的专用显示画面进行检查，内容包括吹扫条件、点火条件、火焰检测、吹扫失败、点火失败、MFT 条件、MFT 首出原因、燃烧器启动条件、磨煤机启动条件、磨煤机跳闸首出原因等。

#### 8.2.7 逻辑及联锁保护传动试验。

1 逻辑及联锁保护传动试验应符合 3.0.7 的规定。

2 对炉膛压力、汽包水位（汽包锅炉）、省煤器入口给水流量（直流锅炉）等锅炉主保护触发信号的冗余功能进行测试，测试结果应满足“三取二”的要求。

3 测试主燃烧器或点火器的燃料控制阀门瞬时关闭后，闭锁立即重新开启的功能。

4 对燃油跳闸的条件进行逐项测试，OFT 条件应包括以下内容：

1) MFT 发生。

2) 任一燃油跳闸阀未关，雾化蒸汽或压缩空气压力低



(延时)。

- 3) 任一燃油跳闸阀未关, 燃油母管压力低 (延时)。
- 5 测试燃油跳闸阀在 OFT 后的跳闸关闭功能。
- 6 燃油点火的允许条件宜包括以下几点, 并进行试验确认。
  - 1) 油母管压力正常。
  - 2) 锅炉燃油吹扫空气母管压力正常。
  - 3) 供油母管快关阀已开。
  - 4) MFT 继电器已复位。
  - 5) OFT 已复位。
  - 6) 火检冷却风压正常。
  - 7) 炉膛压力正常。
  - 8) 炉膛风量不小于 25%满负荷风量, 对燃煤锅炉要求不大于 40%满负荷风量。
  - 9) 有任意燃烧器在运行, 或燃烧器摆角在水平位置。
  - 10) 吹扫完成。
  - 11) 燃油温度合适。
- 7 油燃烧器跳闸试验应包含以下内容:
  - 1) 手动跳闸试验。
  - 2) MFT 试验。
  - 3) 油燃烧器投运后的火焰检测试验。
  - 4) 油燃烧器投运后设备故障试验。
  - 5) 油燃烧器点火失败试验 (包括油枪未及时伸进、点火枪未及时伸进、燃油跳闸阀组未及时打开等)。

#### 8.2.8 MFT 试验。

- 1 FSSS 系统内任何个别部件故障, 不得影响总燃料跳闸。
- 2 应对 MFT 条件的硬接线测量信号进行逐一测试。
- 3 应测试 MFT 硬回路的可靠性, 应测试手动 MFT 按钮的优先级。
- 4 MFT 保护传动试验应分别进行硬回路和软逻辑回路的模

拟试验，应验证各项保护逻辑、首出功能、定值设置的准确性。

**5** 吹扫完成的信号宜自动复位 MFT，不应设置 MFT 直接复位按钮。

**6** 触发总燃料跳闸的信号应具有硬接线回路。

**7** 在总燃料跳闸或燃油跳闸（MFT 或 OFT）时，应有“跳闸原因”指示信号。

**8** 逐点核对信号取样点和 CRT 显示位置的正确性，试验信号应就地施加，并确认“三取二”等信号取样的独立性。

**9** 对下列触发条件逐一进行测试：

- 1) 手动停炉指令。
- 2) 全炉膛火焰丧失。
- 3) 炉膛压力过高、过低。
- 4) 汽包水位过高、过低（汽包锅炉）。
- 5) 给水流量低（直流锅炉）。
- 6) 过热器保护（根据炉型设置）。
- 7) 再热器保护（根据炉型设置）。
- 8) 汽轮机跳闸且机组负荷高于旁路系统卸载能力。
- 9) 主蒸汽温度高（根据锅炉制造厂设计要求）。
- 10) 启动分离器水位高（根据锅炉制造厂设计要求）。
- 11) 启动分离器出口温度高（根据锅炉制造厂设计要求）。
- 12) 送风机全部跳闸。
- 13) 引风机全部跳闸。
- 14) 煤粉燃烧器投运时一次风机全部跳闸。
- 15) 燃料全部中断。
- 16) 总风量过低。
- 17) 锅炉炉膛安全监控系统失电。
- 18) MFT 继电器柜失电（继电器带电 MFT 动作）。
- 19) 根据锅炉特点要求的其他停炉保护条件。

**10** 在 MFT 时应切断一切进入炉膛的燃料供应和点火器电

源，并停运制粉系统。制粉系统若设计有惰化系统，宜同时投入。

**11 检查 MFT 继电器动作及后续动作情况如下：**

- 1) 跳闸汽轮机。
- 2) 关闭所有过热器减温水隔离阀。
- 3) 关闭所有再热器减温水隔离阀。
- 4) 关闭主燃油跳闸阀。
- 5) 切除所有油燃烧器。
- 6) 跳闸给煤机。
- 7) 跳闸磨煤机。
- 8) 跳闸一次风机。
- 9) 停石灰石給料泵。
- 10) 停飞灰再循环。
- 11) 锅炉吹灰器全部退出。

**8.2.9 功能组逻辑功能测试。**

**1 功能组传动试验应符合 3.0.8 的规定。**

**2 燃油泄漏试验。**

- 1) 如果锅炉点火方式为轻油点重油、重油点煤粉，则应分别对轻油及重油系统进行燃油泄漏试验。
- 2) 燃油泄漏试验中，若锅炉制造厂有特殊规定时可按其相应规定执行。若无特殊规定则应符合下述要求：
  - a) 炉膛吹扫程序启动前，宜进行燃油泄漏试验。
  - b) 关闭每个油燃烧器安全关断阀和回油阀，开油母管快关阀和调节阀，系统油压应在 1min 内达到规定值，否则判为检漏失败；之后关油母管快关阀，油压能维持 3min 以上，否则也判为检漏失败。检漏失败应发出报警信号。
  - c) 上述试验结束后开回油阀，油压低于规定值时关回油阀，3min 后油压仍应低于规定值，否则判为检漏失败。检漏失败应发出报警信号。

- d) 燃油泄漏试验满足要求后应有显示, 并自动启动炉膛吹扫程序。
- e) 对于有风道燃烧器和床上燃烧器的循环流化床锅炉, 应对风道燃烧器和床上燃烧器分别进行燃油泄漏试验。
- f) 应考虑 MFT 后硬回路闭锁油泄漏试验中燃油进油阀开启的方式。

### 3 油燃烧器吹扫试验。

宜设置单个油枪的吹扫顺序控制功能, 点火器打火时间不宜超过 30s, 打开燃烧器吹扫阀吹扫时间不宜超过 1min, 不允许在 MFT 或 OFT 后立即对油管路进行吹扫。

### 4 锅炉吹扫试验。

#### 1) 吹扫条件的基本原则如下:

- a) 所有进入炉膛的燃料输入被切断。
- b) 炉膛内无火焰。
- c) 炉膛的通风量一直保持相当于额定负荷通风量的 30%以上的吹扫风量, 吹扫时间不应少于 5min 或相当于炉膛 (包括烟道) 换气 5 次的时间 (取二者较大值)。
- d) 在吹扫期间所有吹扫条件应满足, 若有某一条件不满足, 则应中断吹扫程序。

#### 2) 在进行锅炉炉膛的基本吹扫试验前, 应根据锅炉制造厂的要求、锅炉容量和制粉系统的形式确认条件满足下列内容:

- a) MFT 条件不存在。
- b) 至少一台送风机运行且其出口挡板开。
- c) 至少一台引风机运行且其入口、出口挡板开。
- d) 空气预热器运行且其二次风出口、入口烟气挡板开。
- e) 所有火检传感器均探测不到火焰。



- f) 进油快关阀关闭, 所有油角阀关闭。
- g) 所有磨煤机停且出口门全部关闭。
- h) 所有给煤机全停。
- i) 所有一次风机全停。
- j) 炉膛风量在 30%~40%。
- k) 二次风挡板均在吹扫位。
- l) 炉膛压力正常。
- m) 火检冷却风压正常。

3) 当任一吹扫条件不满足时应立即停止吹扫试验。吹扫条件再次满足后, 重新进行吹扫试验。

4) 吹扫完成后应有显示, MFT 逻辑应通过吹扫完成信号自动复归。

5 油燃烧器启停试验。试验前应进行点火枪打火试验、油枪试点火试验。

6 制粉系统顺序控制试验。

7 主、备设备动态切换试验应包括磨煤机油站、火检冷却风机、密封风机等主、备设备的动态切换试验。

#### 8.2.10 机炉电大联锁试验。

机炉电大联锁试验应在机组启动前完成, 逐项试验锅炉 MFT、汽轮机跳闸、发电机跳闸动作, 主保护应按设计要求动作, 并应有显示信息及动作情况的记录。

#### 8.2.11 与其他控制系统联调试验。

1 检查共用信号 (MFT 保护信号中的风量、水位、主辅机设备状态等信号), 确认共用信号的产生方式及其可靠性。

2 执行炉膛安全监控功能的逻辑系统应独立于其他的逻辑系统。

### 8.3 调试过程应注意的事项

8.3.1 与其他控制系统共用信号的产生方式及其可靠性。



**8.3.2** MFT 各跳闸条件宜采用硬接线接入方案，同源信号宜遵守冗余和物理分散的原则。

**8.3.3** 应将 MFT 软件保护与 MFT 继电器硬回路保护作为重点检查内容之一。

**8.3.4** MFT 继电器硬回路应独立于 DCS，手动 MFT 按钮应独立于其他跳闸逻辑，直接驱动 MFT 继电器硬回路。

**8.3.5** 燃油各角的顺序控制启停试验可暂时关闭点火器电源，应保证就地进油手动门已关闭，满足模拟火检及燃油启动条件。试验时就地现场应有人监护，防止发生安全事故。

**8.3.6** 当炉膛已经灭火或濒临全部灭火时，应严禁投助燃油枪。当锅炉灭火后应立即停止燃料（含煤、油、燃气、制粉的一次风）供给。重新点火前应对锅炉进行充分通风吹扫，以排除炉膛和烟道内的可燃物质。

**8.3.7** MFT 跳闸系统在失电时（包括锅炉炉膛安全监控系统失电和 MFT 继电器柜失电），应产生可靠的锅炉跳闸信号。

## 9 汽轮机旁路控制系统

### 9.1 主要调试项目及内容

- 9.1.1 旁路控制系统机柜受电和软件恢复。
- 9.1.2 确认信号回路接线正确，开关和执行机构、变送器单体调试已完成，电源、气源、控制油具备调试条件。
- 9.1.3 汽轮机旁路控制系统阀门传动试验。
- 9.1.4 汽轮机旁路控制系统油站调试。
- 9.1.5 逻辑及联锁保护传动试验。
- 9.1.6 压力、温度自动控制回路静态参数检查与功能试验。
- 9.1.7 与其他控制系统联调试验。
- 9.1.8 配合汽轮机专业进行分系统调试。
- 9.1.9 随机组启动投入旁路控制系统。
- 9.1.10 整定旁路相关阀门动态参数，确保调节品质满足要求。

### 9.2 调试技术要求

- 9.2.1 旁路控制系统机柜受电和软件恢复应符合第4章的规定。
- 9.2.2 检查电源、气源、控制油等应满足调试条件。具有液力油系统的阀门，其液力油系统应工作正常且压力正常。
- 9.2.3 汽轮机旁路控制系统测点传动试验应符合3.0.5的规定。
- 9.2.4 阀门传动试验。
  - 1 应符合3.0.6的规定。
  - 2 测试阀门全行程时间，高低压旁路阀快开、快关时间：液动、气动阀不大于2s，电动阀不大于3s。
  - 3 应测试旁路阀门控制电源失去后、控制气源失去后、控制

油压力低时的旁路状态并记录。

4 阀门验收时应确认与试验有关的管道内无工作介质。

5 应确认控制阀门的蓄能器投运正常。

**9.2.5 逻辑及联锁保护传动试验应符合 3.0.7 的规定。**

1 应测试高压旁路阀、低压旁路阀联锁开或快开功能。

2 应测试高压旁路阀联锁快关功能：

1) 高压旁路出口温度高至规定值。

2) 高压旁路减温水压力低至规定值。

3 应测试高压旁路减温水隔离阀联锁功能。

4 应测试低压旁路阀的联锁快关功能：

1) 凝汽器真空低至规定值。

2) 凝汽器水位高至规定值。

3) 凝汽器温度高至规定值。

5 按 FCB 功能要求配置的快速动作旁路系统应配有根据 FCB 指令或蒸汽压力高至规定值自动投入旁路系统的保护，按机组启动功能设计的旁路系统，不宜设置汽轮机旁路自动投入的保护功能。

**9.2.6 压力、温度自动控制回路调试。**

1 压力、温度自动控制回路调试应符合 3.0.9 的规定。

2 应协助供货商对系统的控制功能进行仿真试验。

3 检查当高压旁路快开时，低压旁路应自动切换到自动控制方式。

4 检查压力、温度自动控制回路应满足机组正常启停及故障快开、快关时的要求。

**9.2.7 旁路控制系统投运。**

1 高压旁路压力控制回路的投运：

1) 手动控制方式。由运行人员按运行规程的规定及当时机组的情况进行手动操作。高压减温调节阀、低压旁路阀及低压减温调节阀宜在自动方式下运行。

- 2) 自动方式。旁路控制系统按机组启动的压力曲线自动控制机前压力。压力设定值可由压力设定值控制回路自动给定。
- 2 高压旁路温度控制回路应以自动方式投运。
- 3 低压旁路压力控制回路应以自动方式投运。

### **9.3 调试过程应注意的事项**

- 9.3.1** 减温水隔离阀开启或关闭应随旁路压力控制阀的开启或关闭而联锁。
- 9.3.2** 高压旁路控制与协调控制的主蒸汽压力信号均应取自机前压力。
- 9.3.3** 旁路减温调节阀在旁路快开时应能自动投入自动控制。
- 9.3.4** 高压旁路阀、高压旁路减温调节阀及其隔离阀，低压旁路阀、低压旁路减温调节阀及其隔离阀的执行器校验，应在被调试阀门所在管道内无工作介质时进行。
- 9.3.5** 锅炉主保护配置应与旁路容量相一致。
- 9.3.6** 应确认旁路启动方式与机组冷态、热态、极热态启动要求一致。
- 9.3.7** 二次再热机组的高压、中压、低压旁路升温、升压速率均应相互协调一致。



## 10 汽轮机电液控制系统

### 10.1 主要调试项目及内容

- 10.1.1 汽轮机电液控制系统复原调试。
- 10.1.2 汽轮机主汽门、调门整定。
- 10.1.3 汽轮机电液控制系统静态参数检查与设置。
- 10.1.4 逻辑及联锁保护传动试验。
- 10.1.5 功能组传动试验。
- 10.1.6 汽轮机电液控制系统静态仿真试验。
- 10.1.7 随汽轮机启动投入汽轮机电液控制系统，调整动态参数，调节品质应满足要求。
- 10.1.8 与其他控制系统联调试验。
- 10.1.9 配合汽轮机专业进行阀门严密性、超速保护、阀门活动、甩负荷等试验。

### 10.2 调试技术要求

- 10.2.1 汽轮机电液控制系统复原调试应符合第 4 章的规定。
  - 1 采用硬件控制的超速保护动作回路的响应时间不应大于 20ms，采用软件系统的超速保护控制器处理周期不应大于 50ms。
  - 2 系统应具有故障在线自诊断、报警、硬件自恢复、模拟卡件自保持功能。系统局部故障不应影响或有限影响系统的可用性，但绝不可丧失保护系统的作用。
- 10.2.2 测点、执行机构试验。
  - 1 测点、执行机构试验应分别符合 3.0.5、3.0.6 的规定。
  - 2 检查 DEH 与其他控制系统，如 TSI、SCS、MCS、ETS、



电气控制系统的接口及与 DCS 的通信。

3 检查确认 DEH 转速测点及 DEH 转速卡件参数设置与实际一致。

4 检查确认 DEH 电磁阀动作状态、电磁阀电阻值符合要求。

5 在控制油系统调试完成后,由供货商的现场服务人员指导校验汽轮机调门,当指令与反馈的偏差大或反馈故障时,汽轮机调门动作应保证汽轮机运行安全。

6 检查汽轮机调门线性度,按间隔 10% 的阶跃指令施加,分别开、关动作一次,记录实际反馈值与指令值的偏差值不应大于 1%。

7 检查高压主汽门、高压调门、中压主汽门、中压调门的限位开关,保证阀门全开、全关信号至相关控制系统正常。

8 汽轮机高中压调门或主汽门的位置反馈信号应双重冗余配置。高中压主汽门的位置开关除满足汽轮机本体保护控制要求外,还应在高中压主汽门关闭后提供其终端位置开关作为联锁停止发电机和锅炉的触点信号。

#### **10.2.3 逻辑及联锁保护传动试验。**

1 应符合 3.0.7 的规定。

2 防进水保护功能检查。通过模拟试验检查确认防进水保护功能正常。保护要求及相应逻辑框图应由供货商负责最终确定,且应符合相关的安全规范。

#### **10.2.4 模拟量回路调试。**

1 模拟量回路调试内容及流程应符合 3.0.9 的规定。

2 根据供货商不同型号设备检查模拟量回路设置,主要包括速度、负荷控制,主蒸汽压力控制,高压缸排汽温度控制,高压缸压力比控制,阀位控制等。

3 模拟量回路检查应根据汽轮机不同启动方式(高压缸启动、中压缸启动、高中压缸联合启动)分别检查。

#### **10.2.5 静态仿真试验。**

1 检查及测试手动/自动/远方控制方式切换、转速控制回路、负荷控制回路、超速保护功能、阀门管理回路、在线试验回路、自动控制方式回路等控制功能正常，状态显示正确。

2 控制功能仿真试验宜分别按高压缸启动、中压缸启动及高中压缸联合启动等方式，检查各功能应满足汽轮机启动控制要求。

#### 10.2.6 控制功能与质量指标。

1 控制系统在转速控制方式下，对汽轮机升速各阶段设置的目标转速进行控制，使汽轮机升速到额定转速，汽轮机实际稳定转速与设定转速的偏差应小于额定转速的 0.1%。

2 按供货商技术条件规定的各种升速率控制转速变化，最大升速率下的超调量应小于额定转速的 0.15%。

3 设定额定转速为目标转速，按汽轮机的临界转速检查控制系统自动高速冲过临界转速的功能，其过临界转速时的升速率应满足供货商的技术要求。

4 升速过程中阀门切换时，转速波动不应大于规定允许值。

5 当汽轮机升速至额定转速时，汽轮机控制系统与自动同期的接口，应有能根据自动同期装置的指令完成汽轮发电机组的转速与电网频率匹配的功能，以保护发电机能自动并网，并给出机组应带的初负荷。

#### 10.2.7 机组超速保护控制功能。

1 OPT 试验实做前应进行静态测试试验。

2 OPT 功能检查。当转速达到机组超速遮断保护动作值时能发出信号，控制系统应能可靠接受汽轮机保护装置发出的指令，迅速关闭主汽门和调节汽门，使机组安全停机。超速跳闸动作转速与设定值偏差应为 $\pm 2\text{r/min}$ 。

3 对于危急保安装置，具有在线试验功能的汽轮机保护装置在对电磁阀进行在线试验时，不应影响机组的正常运行。

#### 10.2.8 与其他控制系统的配合。

1 与电气系统的同期装置联调。

**2** 汽轮机在正常运行中,配合协调控制系统实现功率或机前压力控制功能,包括汽轮机在功率调节方式时的压力限制功能。

**3** 检查汽轮机控制系统与协调控制系统接口信号应正确。

**4** 在机组协调控制运行方式下,汽轮机控制系统从远方协调控制方式切换到本地控制的切换应无扰。

### **10.3 调试过程应注意的事项**

**10.3.1** 调试前应确认控制油油质合格。

**10.3.2** 汽轮机本体的温度测点检查应包含现场位置与设计相符,信号电缆屏蔽线接地正确可靠,补偿导线的极性正确等。

**10.3.3** 机组长时间停运后必须按运行规程要求确认调节系统工作正常。

**10.3.4** 超速保护试验升速过程应平稳,在 3000r/min 向上升速过程中不应中间停留。

**10.3.5** 300MW 及以上机组主汽门总关闭时间应小于 0.3s (包括延迟时间),调节汽门总关闭时间应小于 0.3s。

**10.3.6** 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,禁止机组启动和运行。

**10.3.7** 汽轮机电超速跳闸保护试验按照供货商规定的方式进行。热态机组可以在主蒸汽压力达到规定值时直接升速进行试验。试验前应先做阀门严密性试验、手动打闸试验,确认手动危急遮断装置动作可靠。

**10.3.8** 汽轮机电超速若设计有 DEH 或者 TSI 超速保护,应将 DEH 超速与 TSI 超速等其他超速保护分别测试。汽轮机超速功能若同时设计有软/硬保护回路,应分别进行测试。

**10.3.9** 汽轮机机械超速时,必须保证有后备保护手段,严禁将汽轮机电超速保护切除。

**10.3.10** 机组重要运行监视表计,尤其是转速表显示不正确或失效时严禁机组启动。运行中的机组在无任何有效监视手段情况下,

必须停止运行。

**10.3.11** 在任何情况下禁止强行挂闸。

**10.3.12** 机组主、辅设备的保护装置必须正常投入。已有振动监测保护装置的机组，振动超限跳机保护应投入运行。

**10.3.13** 汽轮机的辅助油泵及其自启动装置，应按运行规程要求进行试验，保证处于良好的备用状态。机组启动前辅助油泵必须处于联动状态。机组正常停机前应进行辅助油泵的全容量启动、联锁试验。



## 11 汽轮机监视仪表与保护系统

### 11.1 主要调试项目及内容

- 11.1.1 装置受电及软件恢复。
- 11.1.2 配合施工单位调试传感器。
- 11.1.3 电源回路检查。
- 11.1.4 量程及报警、保护定值设置。
- 11.1.5 逻辑及联锁保护传动试验。
- 11.1.6 与其他控制系统联调试验。
- 11.1.7 配合汽轮机专业进行系统试运。

### 11.2 调试技术要求

#### 11.2.1 装置受电及软件恢复。

1 汽轮机监视仪表与保护系统装置复原调试应符合第 4 章的规定。

2 检查监视仪表各组件选用传感器类型、电压、参数量程、报警及遮断定值等技术参数。

3 检查继电器或表决组件的逻辑组态。

4 检查确认监视仪表逻辑组态在线下载正确,组件各指示灯指示正常。

5 对于专用 ETS 操作盘或在 DCS 显示器画面上的软键盘,应进行转换开关、按钮及指示灯测试。

#### 11.2.2 配合施工单位调试传感器。

1 检查监视仪表相关传感器系统检测报告应合格。

2 检查确认现场传感器、前置器、卡件屏蔽电缆接线正确。



3 检查传感器的安装位置,测量并记录复装后传感器的间隙电压应符合装置特性曲线。

4 检查轴向位移、轴振动、键相、零转速传感器,应有灵敏度、线性范围以及所对应的电压范围记录。

### 11.2.3 电源回路检查。

1 检测跳闸电磁阀线圈绝缘电阻不应小于  $2\text{M}\Omega$  (对直流 220V 供电线圈应采用 1000V 绝缘电阻表检测)。

2 设计有相互切换的电源回路,对主电源与备用电源分别断开供电总开关,进行相互切换试验。

3 设计有两路独立供两个通道的电源,分别断开其中一路电源的供电总开关,相应断电的通道跳闸电磁阀应动作。

### 11.2.4 检查确认量程及报警、保护定值设置正确。

#### 1 TSI 设置内容:

- 1) 轴振传感器设置内容包括传感器类型、测量范围、电压等级、传感器角度等。
- 2) 差胀传感器的转子膨胀方向设置。
- 3) 轴向位移传感器设置主要内容包括测量范围、机械零点电压等。
- 4) 转速的齿数设置与齿轮盘一致。

#### 2 检查汽轮机保护至少应包括下列内容:

- 1) 汽轮机超速。
- 2) 凝汽器真空过低。
- 3) 润滑油压力过低。
- 4) 控制油压力过低。
- 5) 轴承振动大。
- 6) 轴向位移大。
- 7) 手动停机指令。
- 8) 锅炉总燃料跳闸。
- 9) 发电机事故跳闸。

- 10) 外部系统故障引起发电机解列。
- 11) 汽轮机数字电液控制系统失电。
- 12) 主油箱油位低。
- 13) 汽轮机供货商要求的其他保护项目。

**11.2.5 逻辑及联锁保护传动试验。**

- 1 逻辑及联锁保护传动试验应符合 3.0.7 的规定。
- 2 跳闸回路测试应在汽轮机挂闸后进行。每项保护应采用模拟实际保护动作的方法分别进行测试。
- 3 对 ETS 重要的保护，有在线动态试验设计的应进行在线动态试验，通过控制在线试验装置中的试验电磁阀进行在线试验，保证保护信号动作准确。
- 4 应测试 ETS 系统首出记忆功能。

**11.3 调试过程应注意的事项**

**11.3.1** 振动信号用于汽轮机跳闸时，宜有防止单点振动信号故障误跳汽轮机的保护逻辑，但其不应有造成汽轮机振动越限的保护拒动。

**11.3.2** 振动跳闸的判断逻辑如果是通过 TSI 装置内形成后被送入 ETS 保护装置，则送至 ETS 的信号应是可靠的冗余信号。

**11.3.3** 用于汽轮机跳闸的电磁阀应为失电打开（泄油）方式，电磁阀应为可靠多重化设置。

**11.3.4** 汽轮机紧急跳闸系统跳机继电器应设计为失电动作，紧急启停（开关）后备手操按钮要有防止误操作、误动作的措施。

## 12 燃气轮机控制与保护系统

### 12.1 主要调试项目及内容

- 12.1.1 控制装置受电及软件恢复。
- 12.1.2 设备传动调试。
- 12.1.3 逻辑及联锁保护传动试验。
- 12.1.4 模拟量回路调试。
- 12.1.5 与其他控制系统联调试验。
- 12.1.6 配合其他专业进行系统试运。

### 12.2 调试技术要求

- 12.2.1 控制装置受电及软件恢复。
  - 1 燃气轮机控制与保护系统装置复原调试应符合第 4 章的规定。
  - 2 对于硬件性能诊断,应采用供货商提供的诊断程序对控制器进行诊断检查。
- 12.2.2 设备传动调试。
  - 1 测点、执行机构的调试应分别符合 3.0.5、3.0.6 的规定。
  - 2 检查转速、位移、振动等传感器,应符合第 11 章的规定。
  - 3 对进口可转导叶、防喘放气阀、速比阀、速比隔离阀、燃料控制阀等应进行活动试验和开度行程标定,与机务人员共同确认机械零位和实际行程。控制卡互为备用时应分别进行标定。
  - 4 检查火检传感器应采用明火进行测试。
  - 5 检查燃气轮机排气温度,应采用直接加热方式确认温度测点位置与工艺流程图一致。

**6** 检查二氧化碳灭火系统伺服气瓶电磁阀的动作,核对延时器设定值。

**12.2.3 逻辑及联锁保护传动试验。**

**1** 逻辑及联锁保护传动试验应符合 3.0.7 的规定,顺序控制试验应符合 3.0.8 的规定。

**2** 应通过试验确认硬接线回路和逻辑组态联锁的正确性。

**3** 在有条件的情况下,宜通过提高或降低实际温度、压力、液位的方法进行试验。

**4** 进行泵-阀联锁和泵-泵联锁试验,若不具备实际联锁试验条件,应采用信号发生器从信号源头模拟或设备处于试验位置下进行。

**5** 进行联锁保护试验时,应同步检查有关报警信号,并确认动作的正确性。

**6** 对于多冗余保护系统,如超速、火焰检测、振动、超温、燃烧室压力波动等,应分别进行试验。

**7** 对于燃气轮机保护条件,应检查下列内容:

- 1)** 燃气轮机超速。
- 2)** 罩壳风机通流量小。
- 3)** 危险气体浓度高。
- 4)** 排气压力高。
- 5)** 轴承振动大。
- 6)** 轴向位移大。
- 7)** 手动停机。
- 8)** 燃烧室压力波动大。
- 9)** 发电机跳闸。
- 10)** 天然气压力低。
- 11)** 排气温度高。
- 12)** 防喘阀故障。
- 13)** 火焰消失。



- 14) 燃气轮机液压油压力低。
- 15) 控制器故障。
- 16) 润滑油压力低。
- 17) 主油箱油位低。
- 18) 燃气泄漏。
- 19) 重要检测元件故障。
- 20) 余热锅炉跳燃气轮机。

8 检查燃气轮机联合循环机组大联锁保护,应按设计要求正确动作,并显示报警信息。

#### 12.2.4 模拟量回路调试。

- 1 调试内容及流程应符合 3.0.9 的规定。
- 2 检查燃烧控制系统中燃料指令基准限制,应根据排气温度(叶片通道温度)设置最大值,根据熄火极限或零功率设置最小值。
- 3 当发电机并网运行时转速控制系统应选用“有差”控制方式。
- 4 检查燃气轮机温度控制基准及超温保护系统参数设置。
- 5 停机控制系统变负荷速率设置应能合理控制热应力的大小。
- 6 应检查燃气调节阀开度函数。
- 7 燃气轮机其他自动回路,如燃气轮机调压站控制、燃气轮机性能加热器温度控制等。

#### 12.2.5 与其他控制系统联调试验。

- 1 检查燃气轮机控制系统与余热锅炉、汽轮机控制系统、发电机电气回路的接口。
- 2 仿真燃气轮机的启动、停止过程,检查各控制回路输出的燃料控制基准,以及各顺序控制条件及定值。

#### 12.2.6 配合其他专业进行系统试运。

- 1 燃气轮机冷拖试验。
- 2 燃气轮机点火检查。



**3 燃气轮机全速空载。**

**4 同期并网试验。**

**5 超速试验。**

**12.2.7 配合燃气轮机供货商进行燃烧调整试验。**

### **12.3 调试过程应注意的事项**

**12.3.1 机组启动前所有保护应投入。**

**12.3.2 机组启动前必须进行紧急停机试验。**

**12.3.3 通过修改定值进行超速试验时，必须具备后备超速保护功能。**

**12.3.4 联合循环机组的一次调频贡献值应将联合循环机组总功率作为一个整体测试。**

**12.3.5 水洗系统应确认离线水洗电磁阀动作时间的定值正确，在线水洗时燃气轮机负荷应小于 90%，避免燃气轮机超负荷。**

**12.3.6 燃气轮机和汽轮机同轴设置，超速试验应在汽轮机进汽带负荷 4h 后进行。**

**12.3.7 可燃气体泄漏检测装置应通过标准天然气标定量程，再设定报警值和跳机值。**

## 13 机组外围及辅助设备控制系统

### 13.1 主要调试项目及内容

- 13.1.1 吹灰控制系统。
- 13.1.2 废水处理控制系统。
- 13.1.3 原水处理控制系统。
- 13.1.4 加药控制系统。
- 13.1.5 凝汽器胶球清洗控制系统。
- 13.1.6 冷却器胶球清洗控制系统。
- 13.1.7 锅炉定期排污控制系统。
- 13.1.8 脱水仓控制系统。
- 13.1.9 汽轮机盘车控制系统。
- 13.1.10 给水泵汽轮机盘车控制系统。
- 13.1.11 发电机氢油水控制系统。
- 13.1.12 制氢站控制系统。
- 13.1.13 磨煤机充惰控制系统。
- 13.1.14 空气预热器红外线火灾监视系统。
- 13.1.15 锅炉炉管泄漏监测系统。
- 13.1.16 空气压缩机控制系统。
- 13.1.17 启动锅炉控制系统。
- 13.1.18 燃油泵房控制系统。
- 13.1.19 补水泵房控制系统。
- 13.1.20 凝汽器冷却循环水控制系统。
- 13.1.21 空气预热器间隙控制系统。
- 13.1.22 直接（间接）空冷控制系统。

- 13.1.23** 输煤控制系统。
- 13.1.24** 凝结水精处理控制系统。
- 13.1.25** 化学水处理控制系统。
- 13.1.26** 脱硫控制系统。
- 13.1.27** 脱硝控制系统。
- 13.1.28** 除灰除渣控制系统。
- 13.1.29** 除尘控制系统。

## **13.2 调试技术要求**

- 13.2.1** 调试程序应符合 3.0.4 的规定。
- 13.2.2** 装置复原调试应参见第 4 章的规定。
- 13.2.3** 测点、执行机构调试应分别符合 3.0.5、3.0.6 的规定。
- 13.2.4** 逻辑及联锁保护传动试验应符合 3.0.7 的规定。
- 13.2.5** 功能组传动试验应符合 3.0.8 的规定。
- 13.2.6** 模拟量回路调试应符合 3.0.9 的规定。
- 13.2.7** 采用现场总线技术的控制系统应符合第 14 章的要求。

## **13.3 调试过程应注意的事项**

- 13.3.1** 应留有满足上层网络要求的通信接口的软、硬件，供货商应提供满足联网所需的软件和硬件。
- 13.3.2** 通信接口卡应冗余配置，当一条网络线路通信故障时应可自动切换至另一条线路，不应影响上层网络对本系统的监控。
- 13.3.3** 通信接口及通信信号的调试应在辅助系统成套启动前完成。
- 13.3.4** 调试所需要的资料应包括系统流程图、仪表清单、I/O 清单、设备规范，控制逻辑及与 DCS 的接口等。调试人员应熟悉各类算法公式、设定值、经验参数、常数、曲线图表等资料。
- 13.3.5** 调试单位应检查供货商成套设备中测点的校验报告。
- 13.3.6** 由供货商负责调试的系统与设备，主体调试单位应配合供

货商进行调试。

**13.3.7** 调试、启停和运行不应影响主体工程的正常工作及进度，应服从主体工程的进度要求。

**13.3.8** 分析仪表、特殊仪表在系统投入前应标定完成、校验合格。

## 14 现场总线

### 14.1 主要调试项目及内容

- 14.1.1 现场总线单体调试。
- 14.1.2 现场总线网段调试。
- 14.1.3 现场总线设备监视与管理。
- 14.1.4 与其他相关专业进行设备动作的联调。

### 14.2 调试技术要求

- 14.2.1 设备单体调试要求。
  - 1 确认设备供电正常, 检查确认现场总线设备电源接线正确。
  - 2 检查确认现场总线设备地址、通信速率、控制模式应设置正确。
  - 3 检查确认从控制器至人机接口之间的电缆连接正确。
  - 4 检查确认通信电缆屏蔽层连接应正确, 没有中断或者与数据线短路。
  - 5 检查确认通信电缆与强电电缆分开布置。
  - 6 检查确认现场总线设备接线正确, 包括连接器连接、端子直接连接和屏蔽接地连接等, 确保通信电缆接入方式正确。
  - 7 检查并确认 PROFIBUS DP 总线链路上的设备类型与设计类型一致。
  - 8 检查确认现场总线设备固化软件版本与设计一致, 相应的 GSD、EDD 或 DTM 等电子文件应与该设备相匹配, 组态配置与设备型号一致。
  - 9 检查确认通信总线终端电阻应设置正确。



**10** 检查确认冗余链路中的通信电缆无交叉接入。

**11** 采用 PROFIBUS PA、FF 总线，应重点确认有 2 个或 2 个以上接线盒的接线回路。

**12** 设备总线地址由机械方式设置的，应在设备上电前设置为实际组态数值。

**13** 设备总线地址需要通电设置的，应逐台进行上电并设置为实际组态数值。

**14** 冗余型设备应按照控制系统要求设置工作通道与备用通道的总线地址。

**15** 通过主站和总线诊断工具对现场总线设备下载、上传组态参数，读取设备输入和输出数据，验证设备状态反馈、动作的正确性。

**16** 检查确认 PROFIBUS DP 总线设备组态类型与说明书一致，设备信息组态正确，远方操作动作正确。

**17** 检查确认 PROFIBUS PA 总线仪表的单位、参数或阀门定位器参数正确，远方操作动作正确。

**18** 检查确认 FF 总线设备变送器的单位、参数或阀门定位器参数正确，远方操作动作正确。

#### **14.2.2** 现场总线网段调试要求。

**1** 网段调试宜在该网段通信线路、设备已安装合格后进行。网段的通信速率已根据现场实际安装情况设置。

**2** 检查确认终端电阻按网段要求设置，有源终端电阻还需确认供电正确。

**3** 检查每一总线网段应提供单独的冗余供电模块。

**4** 确认具备网段诊断功能的控制系统或总线诊断工具运行正常，已进行了总线通信功能的验证。

**5** 现场总线设备全部上电后，检查确认同一网段上站地址无重复。

**6** 应利用总线诊断工具检查网段的通信，按照预先的组态

下载或上传该网段设备的参数，状态反馈信息显示正常。

7 检查网段上所有设备信号电压波形幅值不应低于该总线的最低要求，宜在该总线信号电压波形推荐值以上。

8 现场总线网络、网段应符合下列要求：

- 1) 控制器数量应合理配置。应确保控制器的控制周期与 FF H1 总线的宏周期或 PROFIBUS PA 总线的轮询周期之间的合理匹配。
- 2) FF H1 和 PROFIBUS PA 现场总线网段设计可采用树型（或星型）、分支型（或线型）或组合拓扑结构。PROFIBUS DP 在现场重要工艺系统且测控设备具备条件时，宜采用冗余网络。
- 3) 当控制逻辑涉及不同的控制回路之间的联系，或涉及不同网段设备的数据时，应将该控制逻辑设计在同一控制器中集中处理。
- 4) 当设备层采用 FF 现场总线设备，且控制逻辑只涉及单一网段的设备和数据时，可将逻辑分散设计在该网段的设备中。

9 设备与网段配置应符合下列要求：

- 1) 冗余设置的现场仪表应接入不同网段。工艺上并列运行或冗余配置的设备，其相关驱动装置及其监控仪表和设备应连接在不同的网段上。
- 2) 同一控制回路中相关的仪表和控制对象原则上应挂接在同一总线网段上。
- 3) 同一支路应尽量把控制类设备布置在通信模件的近端，监视类设备布置在远端。

10 使用总线诊断工具监测网段通信质量，检查网段上所有设备应符合下列要求：

- 1) 网段上的设备应与实际设备一一对应。
- 2) 现场总线设备应能够与控制系统进入正常数据交换

状态。

- 3) 不应有非法报文。
- 4) 通信波形不应产生畸变。
- 5) 不应有数据帧丢失。
- 6) 网段上所有设备的输入和输出数据应符合组态的要求。

**11** 具备冗余功能的现场总线网络的调试还应包括主副网切换试验、主站冗余切换试验。当与 DCS 相连时,在现场总线设备工作情况下,进行 DCS 控制器主副站切换试验。

**12** 与控制系统相连应检查总线上设备的地址与控制系统组态中设置的地址一致。

#### **14.2.3 现场总线设备监视与管理的要求。**

**1** 现场总线设备监视与管理功能在设备和网段完成调试后,可分区域、分阶段进行调试。

**2** 检查监视与管理系统组态,网络拓扑、设备类型、设备数据格式等应与现场组态一致。

**3** 现场总线设备监视与管理系统本身已完成调试并运行正常,已能够通过通信接口获得设备数据。

**4** 设备数据采集调试:读取设备数据,检查数据格式、数据内容应与现场设备一致。

**5** 设备参数管理调试:可采用模拟方式更改、删除、添加现场设备及参数,调试该功能达到设计要求。

**6** 网络及设备状态显示调试:检查拓扑图组态应与现场的网段及设备配置相符,已正常通信的网段和设备在拓扑图上显示参数应与现场一致。

**7** 诊断及报警功能调试:可采用模拟方法产生诊断或报警事件,调试该功能达到设计要求。

**8** 系统的其他扩展功能可在条件具备后逐步调试,分阶段投入运行。



### 14.3 调试过程应注意的事项

**14.3.1** 确认终端电阻连接和工作情况,防止因其工作不正常造成整段网络波形混乱,导致发生网段通信故障。

**14.3.2** 对于 PROFIBUS DP 总线,电缆屏蔽层应连接每个设备的信号地,通常是通过设备外壳(机柜入口处接地、电缆桥架接地、设备接线盒接地)等电位接地;对于 FF H1 和 PROFIBUS PA 总线,其屏蔽层应连通,宜在控制柜或通信箱侧单点接地。

**14.3.3** 每一总线网段应提供单独的冗余供电模块和电源调整器。

**14.3.4** 通信总线分支专用 T 形接口,多口分支器应布置在便于查找和检修的位置,宜接近相关现场总线设备。

**14.3.5** 就地通信柜的安装位置应远离大型电力设备,高电压、强电流设备等干扰源(如变频器、大功率电动机等),宜选用光纤传输。

**14.3.6** 不能将 PROFIBUS DP 信号线接地或屏蔽,否则易造成整段网络的通信故障,设备工作异常。

**14.3.7** PROFIBUS 启动主站进行通信,应加载相应 GSD 文件。

**14.3.8** PROFIBUS DP 的 9 针 D 形连接器是影响通信的主要因素之一。对于在物理网段两个终端站点的 PROFIBUS DP 连接器,PROFIBUS DP 电缆只接在标记进线的孔,并将连接器里的终端电阻置为 ON 模式。位于通信链路中间的站点的连接器,需依次将 PROFIBUS DP 通信线连接在标记进线和出线的孔,同时将连接器里的终端电阻置为 OFF 模式。若网段设计有独立终端电阻,将网段内连接器里的终端电阻置为 OFF 模式。

**14.3.9** 现场总线设备地址、通信速率、控制模式应设置正确,现场总线设备地址设定时需注意数据格式 16 进制和 10 进制的区分。

**14.3.10** 现场总线仪表的清零。

**1** 应在安装完毕后进行清零操作,保证现场仪表的工作正常和参数准确。



2 部分现场总线仪表如果只能进行软件清零,则通过现场诊断工具或现场总线设备监视与管理系统连接变送器对其清零,现场安装人员进行相应配合,打开大气平衡阀或拆除进气管。

**14.3.11** 单体调试出现故障的设备,应及时排除故障或拆卸更换设备,避免干扰其他设备调试。

**14.3.12** 对现场总线设备设置相应地址,应等待设备重启后再次确认地址修改已成功。

**14.3.13** 对 PROFIBUS 现场总线应检查通信电缆,屏蔽层的接地方式应满足以下要求:

- 1 PROFIBUS 通信网络宜采用等电位接地。
- 2 系统各部件之间的等电位连接应使用铜质电缆或镀锌接地条。
- 3 应将等电位接地与具有大面积的接地端连接。
- 4 应将系统内所有 PROFIBUS 设备和接地与等电位接地系统连接。
- 5 金属电缆支架的各个部分应彼此连接并与等电位连接系统相连。
- 6 PROFIBUS 通信电缆屏蔽层应在控制柜入口与等电位系统连接。

**14.3.14** 对采用 FF 现场总线的通信电缆,屏蔽层的接地方式应满足以下要求:

- 1 每个智能仪表仅连接 FF 电缆的通信线,屏蔽层应浮空,不应与仪表地线或者机壳相连。
- 2 接至接线盒的 FF 通信电缆,屏蔽层应连接至接线盒的相应端子。
- 3 接线盒到 FF 总线电源之间的通信电缆连接,除正确连接 FF 通信线外,应分别在两端正确连接屏蔽线到相应的接线处。
- 4 在 FF 总线电源处,屏蔽层汇入机柜地线,实现单点接地。
- 5 在网络中的任何一处,现场总线设备不应将通信双绞线中

的任一根导线与地连接。

6 仪表安全接地，应采用独立的导线。

7 如果是多根主干线电缆引入现场接线盒的情况，不应将该电缆屏蔽线与其他网络相连。

**14.3.15** 在变频器接入网段时，应充分考虑以下抗谐波干扰的措施：

1 选择符合国际、国内电磁兼容标准的，技术成熟及谐波抑制措施完善的变频器。

2 现场总线相关通信柜应远离变频器柜。当通信电缆通过或离开桥架后应用金属套管保护。

3 变频器动力电源与现场总线控制电源应由不同电源系统供电。

4 变频器前、后应设置感性滤波装置。

5 变频器至电动机的电缆应采用变频专用电缆。

6 良好的系统接地。

7 各类电缆的敷设严格遵守相关规程。

**14.3.16** 现场总线电缆不可与变频器、动力电缆进行混合布置，必须分开布置的，电缆间隔至少达到 30cm，且中间应进行金属隔板分离。

**14.3.17** 现场总线网段终端电阻宜装设在系统机柜或现场总线就地接线箱内，不宜安装在就地的现场总线设备内，PROFIBUS DP 总线宜采用有源终端电阻。

**14.3.18** 为便于系统的诊断和维护，在每个网段上宜配置一个调试用的双面总线连接器。

**14.3.19** 每个 PROFIBUS DP、PROFIBUS PA 或 FF H1 总线子网段所挂设备不宜超过最大允许值的 60%。

**14.3.20** 应确保控制器的控制周期与 FF H1 总线的宏周期或 PROFIBUS PA 总线的轮询周期之间的合理匹配，控制器中控制逻辑每执行 1 次，控制回路中的现场总线设备实时数据应保证至少能更新 1 次。

## 15 专 项 试 验

### 15.1 负 荷 变 动 试 验

**15.1.1** 试验工作内容。机组在协调控制系统负荷调节范围内，宜按照电网调度要求的变负荷速率采用单向或斜坡方式进行一定幅度的负荷变化，以检验机组协调控制系统的稳定、变负荷运行能力。

**15.1.2** 试验前的工作检查。

- 1 确认协调控制方式间无扰切换。
- 2 确认协调控制的坏质量切除、偏差报警处理、闭锁和超驰增减等逻辑。
- 3 确认风烟、燃烧、给水等主要模拟量控制回路投入且控制品质良好。

**15.1.3** 机组稳定负荷试验。

- 1 试验宜选取 60%~90%额定负荷进行。
- 2 机组投入协调控制方式。
- 3 保持机组负荷指令不变，根据机组主要参数控制偏差，调整相应控制回路，使机组稳定负荷工况的参数波动满足《火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程》DL/T 657 附表规定，参见附录 G 表 G.0.3。
- 4 机组稳定运行时间不应少于 60min。

**15.1.4** 机组负荷变动试验。

- 1 试验宜选取 60%~90%额定负荷进行，机组投入符合 AGC 运行要求的协调控制方式，并按照并网协议书的规定设置变负荷速率。
- 2 机组负荷指令以单向斜坡方式变动幅度为 15%额定负荷，



负荷指令达到目标值稳定 10min 后, 反向变动相同幅度负荷, 负荷指令反向达到目标值后稳定时间不少于 20min。

3 负荷变动试验可重复 1 次~2 次, 根据机组主要参数控制偏差调整相应控制回路, 满足《火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程》DL/T 657 附表规定, 参见附录 G 表 G.0.3。

#### **15.1.5 负荷变动试验注意事项。**

1 在线调整控制参数、下装逻辑, 应严格按照调试期间工程师站运行管理规程执行。

2 试验过程中因设备故障、逻辑或参数设置不合理, 引起重要运行参数波动较大且机组无法稳定运行时, 应立即中止试验。

### **15.2 辅机故障减负荷 (RB) 试验**

15.2.1 RB 工作内容包括磨煤机 (给煤机)、引风机、送风机、一次风机、空气预热器、炉水循环泵、给水泵等 RB。

#### **15.2.2 RB 逻辑检查。**

1 RB 的触发、投入、切除、复位逻辑应可靠、正确。

2 检查制粉系统跳闸次序和燃油或等离子系统自启顺序。

3 检查辅机自动联锁设置。

4 检查协调方式切换, 燃料、给水 (汽包水位)、送风等离子系统控制参数及控制偏差的修正。

#### **15.2.3 RB 静态模拟试验。**

1 辅机电气开关置试验位, 辅机联动设备能正常动作, 模拟机组运行条件满足 RB 投运要求。

2 模拟辅机跳闸或停运, 检查 FSSS、SCS、MCS 动作情况及相应画面显示。

#### **15.2.4 RB 功能动态试验。**

1 负荷变动试验已完成。

2 RB 试验方案经各方审核批准, 且电网调度批准 RB 试验。



3 机组以协调控制方式在 90%额定负荷以上稳定运行。

4 RB 试验前技术交底已完成。

5 按难易程度循序渐进安排 RB 试验，分别进行磨煤机、引风机、送风机、炉水循环泵、给水泵、一次风机、空气预热器的 RB 试验。

6 重要辅机停运后，RB 相关的控制系统应动作准确，机组 RB 动作过程全部自动完成。在达到目标负荷且 RB 复位前不得进行人工干预。

7 机组 RB 试验过程中及结束后，参数波动范围不应危及机组安全且未引起机组保护动作跳闸。

8 试验期间记录主要参数及趋势曲线，按《火力发电机组辅机故障减负荷技术规程》DL/T 1213 规定整理并完成记录表格，参见附录 H。

#### 15.2.5 RB 试验注意事项。

1 试验期间应重点关注并记录炉膛负压、分离器参数（直流锅炉）、汽包水位（汽包锅炉）、主蒸汽温度等重要运行参数，若重要运行参数波动较大且机组无法稳定运行时，运行人员应立即中止试验，并依据运行规程进行人工干预。

2 RB 试验过程中应密切监视辅机轴承温度、电动机电流、给水泵转速等参数，以防辅机过载运行。

3 风烟系统如果设计空气预热器、送风机、引风机联锁跳闸逻辑的，一个辅机的 RB 试验可等效为本次所联停设备的 RB 试验。

### 15.3 AGC 试验

15.3.1 AGC 试验工作内容。机组以协调控制方式跟随电网调度中心 AGC 负荷指令，自动完成负荷变动及运行参数平衡的过程。

15.3.2 AGC 功能检查。

1 校验机组与电网调度中心间互联信号,模拟量传送偏差应满足电网调度负荷精度的要求。

2 检查机组 AGC 测量信号坏质量切除、闭锁增减等逻辑。

### **15.3.3 机组 AGC 试验。**

1 试验应选取 60%~90%额定负荷工况点进行。

2 机组投入协调控制方式,并按照并网协议书规定设置负荷变化速率,机组稳定运行 30min 以上。

3 经电网调度同意,机组投入 AGC 运行。

4 机组跟随电网调度 AGC 指令变化负荷,试验过程不进行人为干预。

5 AGC 试验结束,机组退出 AGC 稳定运行 30min 以上,按照《火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程》DL/T 657 要求,记录 AGC 试验过程运行参数,参见附录 G 表 G.0.3。

### **15.3.4 AGC 试验注意事项。**

1 在进行 AGC 性能测试时,应避开启停燃料系统的负荷段。

2 其他注意事项参见 15.1.5。

## **15.4 一 次 调 频**

**15.4.1 一次调频工作内容。**通过模拟电网频率变化或汽轮机转速偏差,检验机组自动安全增减有功的性能。

### **15.4.2 一次调频功能检查。**

1 依据机组并网协议书要求,检查一次调频回路 DEH 和协调侧逻辑、转速或频率模拟回路、一次调频调节范围、转速不等率、一次调频死区及最大调节幅度等逻辑参数的设置。

2 检查机组模拟量测量信号,注意转速或频率的精度和量程满足电网调度控制要求。

### **15.4.3 一次调频试验。**

1 至少选择低、中、高负荷段三个工况点进行试验,试验期

间机组宜退出 AGC 运行。

2 机组以协调控制方式稳定运行 30min 以上的 DEH 和协调侧共同投入一次调频功能, 转速或频率测量信号切换至模拟回路。

3 分别模拟转速或频率偏差信号, 对应 $\pm 2\text{r/min}$  ( $\pm 0.033\text{Hz}$ )、 $\pm 4\text{r/min}$  ( $\pm 0.067\text{Hz}$ )、 $\pm 6\text{r/min}$  ( $\pm 0.100\text{Hz}$ )、 $\cdots$ 、 $\pm N$ 、 $[\text{r/min}(\text{Hz})]$  (最大调频幅度对应的转速或频率偏差), 模拟偏差至少保持 1min 以上。

4 试验结束应退出转速或频率测量信号模拟回路。

5 整理趋势曲线, 分别记录至少三个工况点的一次调频试验参数。

#### 15.4.4 一次调频试验注意事项。

1 试验前必须对相关人员进行技术交底。

2 试验期间机组应退出 AGC 运行。

3 试验过程中应密切监视机组主要参数, 出现主蒸汽压力或主蒸汽温度等重要运行参数波动增大且机组无法稳定运行时, 应立即停止试验, 运行人员应依据运行规程进行处理。

4 试验各阶段结束应立即释放试验模拟信号。

### 15.5 APS 试验

15.5.1 APS 试验工作内容。通过 APS 仿真测试、静态调试和动态投运, 确保各子系统安全平稳地投、退。在机组启停阶段及条件允许前提下, 测试 APS 功能。

15.5.2 APS 功能检查。依照机组运行规程及主、辅机设备说明, 结合工艺流程逐一审查。明确 APS 整体框架、边界范围、层级结构、接口技术、断点设定及各断点所包含工艺系统和功能组等, 具体内容如下:

#### 1 框架检查。

1) 机组级: 根据机组设备运行状态和既定的控制策略, 向下层功能组及子功能发出启动和停运指令,



实现机组的自动启动和自动停运。

- 2) 功能组级：把工艺上互相联系并具有连续不断的顺序控制特征的开关量和模拟量控制设备作为一个整体的控制，以实现工艺系统平稳、安全运行。
- 3) 设备驱动级：针对某一具体设备所进行的监视与控制，主要控制内容有启停操作、启停允许、状态指示、故障报警和设备的联锁保护。

## 2 APS 工作范围界定。

- 1) 机组启动控制设计宜从凝结水补水开始，至少应实现机组达到最低稳燃负荷并转入协调控制方式。
- 2) 机组启动控制可设计为冷态、温态、热态、极热态四种启动方式。
- 3) 机组停运控制可从机组任意负荷开始，至实现汽轮机盘车投入、锅炉风烟系统自动停运为止。

## 3 接口技术。

- 1) APS 系统与 MCS、FSSS、SCS、DEH 和 ECS 等系统接口要求规范、统一，能兼容总线设备信号接入。
- 2) 具有 APS 控制系统状态控制及功能组状态的监控等功能。
- 3) 应根据主机厂提供的参数、曲线，实现设定值自动给定和无扰切换。
- 4) 涉及 DEH、MEH 的操作，设定值赋值应严格遵守运行规程。

## 4 主要断点及功能组满足如下要求：

- 1) 采用断点形式的，按机组启动或停止的要求进行分类控制，每个断点应具有程序执行、中断及恢复功能，能选择断点内子功能执行步序，实现对设备功能组、系统功能组的调度。
- 2) 宜将工艺系统涉及的子系统、子设备、阀门、管

道、测点全部纳入功能组。

- 3) 机组 APS 控制系统应设置为按需使用, 未投入时不影响机组的正常控制。
- 4) 燃煤机组典型 APS 启停程序断点设置及所属功能组参见附录 I。

## 5 APS 调试。

- 1) 静态逻辑测试。宜通过模拟信号等方式对 APS 逻辑进行静态仿真测试, 具体内容如下:
  - a) 逐项测试 APS 系统画面组态和逻辑的正确性。  
通过画面操作或信号模拟确认投、退按钮, 设备状态、系统状态, 启停模式, 断点选择和条件等正确。
  - b) 确认断点执行不误发指令。
  - c) 测试步序包括跳步操作时被跨越步序不会误发指令; 有旁通条件存在时被旁通的功能组不会误发指令等。
  - d) 通过搭建模拟回路检测 APS 功能组划分的合理性, 模拟量控制方向的正确性, 系统内设备或子系统的时序排列与工艺的匹配性, 判据的正确性等。
  - e) 模拟量控制、顺序控制、保护联锁控制及单独操作在共同作用同一个对象时, 控制指令优先级应按保护、联锁、手动操作、顺序控制、模拟量控制的顺序设置。
- 2) 分系统调试应根据现场实际的安装、调试进度, 进行各子工艺系统的调试, 包括水系统、风烟系统、燃烧系统、油系统、真空系统等功能组, 初步设置各步序等待时间、超时时间等, 并整定控制参数。
- 3) 整套调试应收集机组启停各步骤及步序的等待时间等参数, 进一步完善、优化 APS 逻辑, 具体内容如下:



- a) 启动阶段：机组准备、锅炉上水、点火、升温升压、汽轮机冲转、并网、升负荷。
- b) 停止阶段：降负荷、投油（投等离子）、机组解列、锅炉灭火、汽轮机投盘车。

### 15.5.3 APS 调试注意事项。

1 APS 投运时应密切监视步序执行情况，一旦出现异常应立即退出 APS 运行，并根据异常类型切换至机组安全状态。调试人员应迅速查明异常原因并及时处理，确认异常完全消除才可继续投运 APS。故障原因应同时在 DCS 画面显示并可按需打印。

2 在 APS 运行过程中，若发生 MCS、SCS、FSSS、DEH、MEH 等系统配合冲突、逻辑或参数设置不合理、步序执行不成功，引起运行参数波动增大且无收敛趋势时，应立即退出 APS 运行，按照运行规程执行相应处理措施。

3 在机组整套启动阶段，根据现场实际情况宜选用 APS 方式启停；进行冷态、温态、热态和极热态工况启动、停运试验。

4 自动控制逻辑不仅应保证稳态投用时的调节品质，也应控制在 APS 运行过程中各种工况下的调节品质。

## 附录 A

### 典型信号质量甄别逻辑

#### A.1 信号故障处理

**A.1.1** 应利用 DCS 的质量判断和自诊断功能判断信号源和通道故障，信号故障判断逻辑见图 A.1.1。图 A.1.1 中“Q”信号为质量判断功能块，当跳闸信号源故障（一般为超出信号量程）时，发出“坏质量”信号。

**A.1.2** 对于温度等不可能出现突变的信号，应设计变化率限制和异常的判断逻辑，图 A.1.1 中“ $V \leq$ ”为变化率限制和报警功能块，合理设置变化率定值，在跳闸信号出现异常突变时，其输出不突变，同时发出“变化率超限”信号。

**A.1.3** 在出现“坏质量”或“变化率超限”时，按图 A.1.1 设计相应闭锁逻辑，防止保护误动。“Don”为延迟 on 功能块，信号恢复正常值且延迟一段时间后“信号故障”复位。

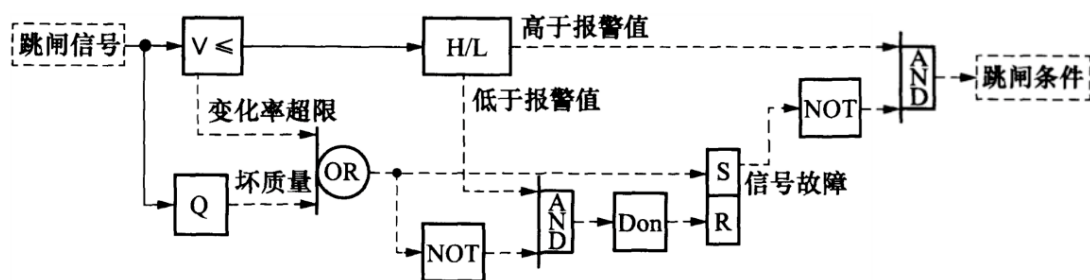


图 A.1.1 信号故障判断逻辑

**A.1.4** 每个通道的故障状态设置应合理，一般设置为保持，用于跳闸信号的输入模件故障时，不会保护误动。控制器故障时，输出模件的状态（数据）保持，也不会误发指令。

## A.2 三重化判断

**A.2.1** 对于跨控制器的保护，如已经把给水流量、风量等信号分配在调节系统控制器，这些信号形成的保护条件应按硬接线三重化原则送到主保护系统（如 MFT）的控制器中，控制器间三重化开关量硬接方案见图 A.2.1-1；控制器间三重化模拟量硬接方案见图 A.2.1-2。

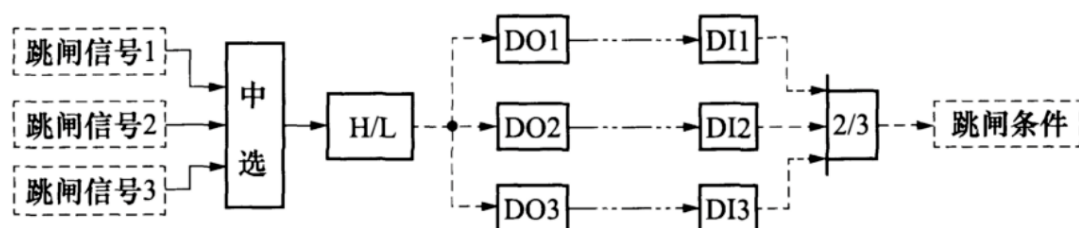


图 A.2.1-1 控制器间三重化开关量硬接方案

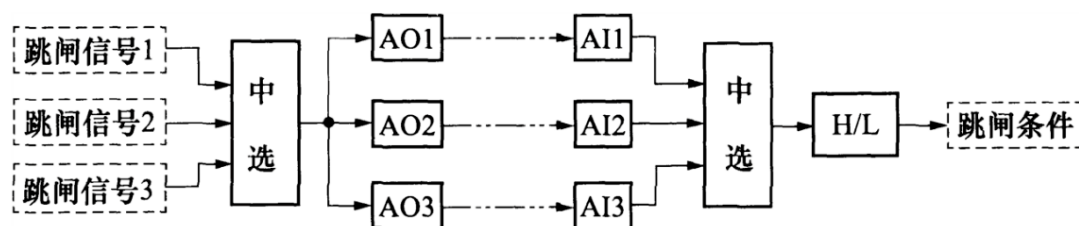


图 A.2.1-2 控制器间三重化模拟量硬接方案

**A.2.2** 对于没有配置三重化输入的保护，应根据工艺相关性分析，找到相关判据，构成三重化的条件，重要辅机状态三选二判断逻辑见图 A.2.2。

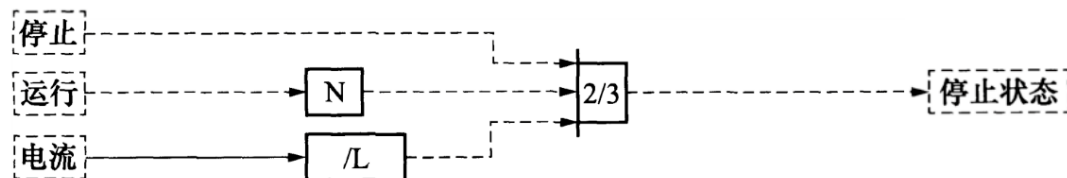


图 A.2.2 重要辅机状态三选二判断逻辑

## A.3 双模拟量信号保护判断逻辑

**A.3.1** 双重化信号保护逻辑见图 A.3.1。两个信号之间偏差超过

定值时报警。

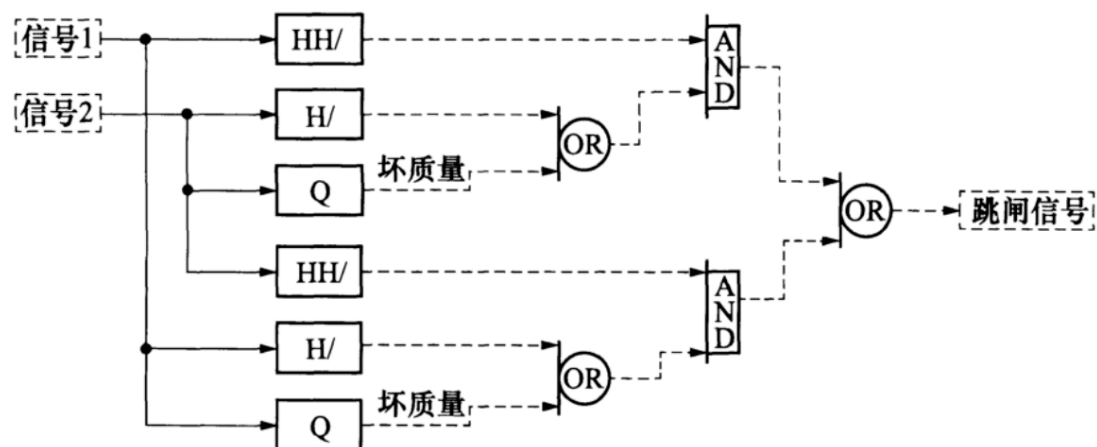


图 A.3.1 双重化信号保护逻辑

## A.4 辅助判断

**A.4.1** 辅助判断的主要作用是防止保护误动，但不能增加保护拒动的概率。

**A.4.2** 辅助判断逻辑见图 A.4.2，图 A.4.2 中辅助条件与主保护条件存在着必然联系。主保护条件满足，辅助条件必然存在。辅助判断定值应低于跳闸值，一般为报警值。

**A.4.3** 图 A.4.2 中辅助条件应为多个，任一条件满足时，主保护条件满足，保护动作。

**A.4.4** 辅助条件故障时，应退出保护判断，不影响主保护动作。

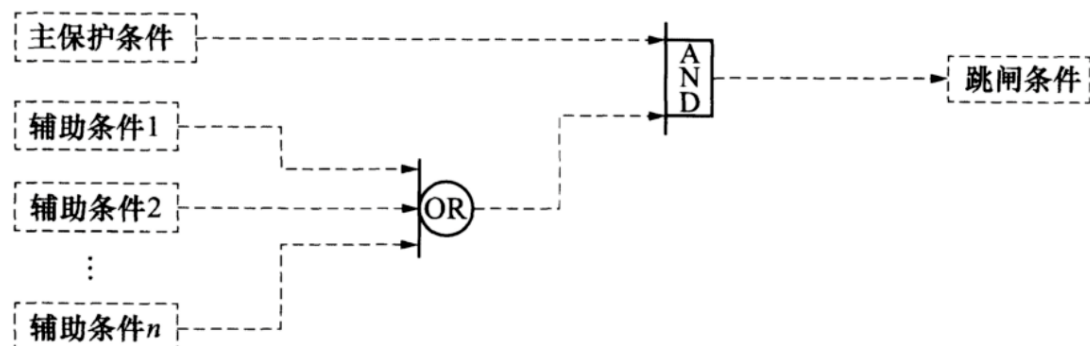


图 A.4.2 辅助判断逻辑



附录 B 燃煤机组典型热控调试程序

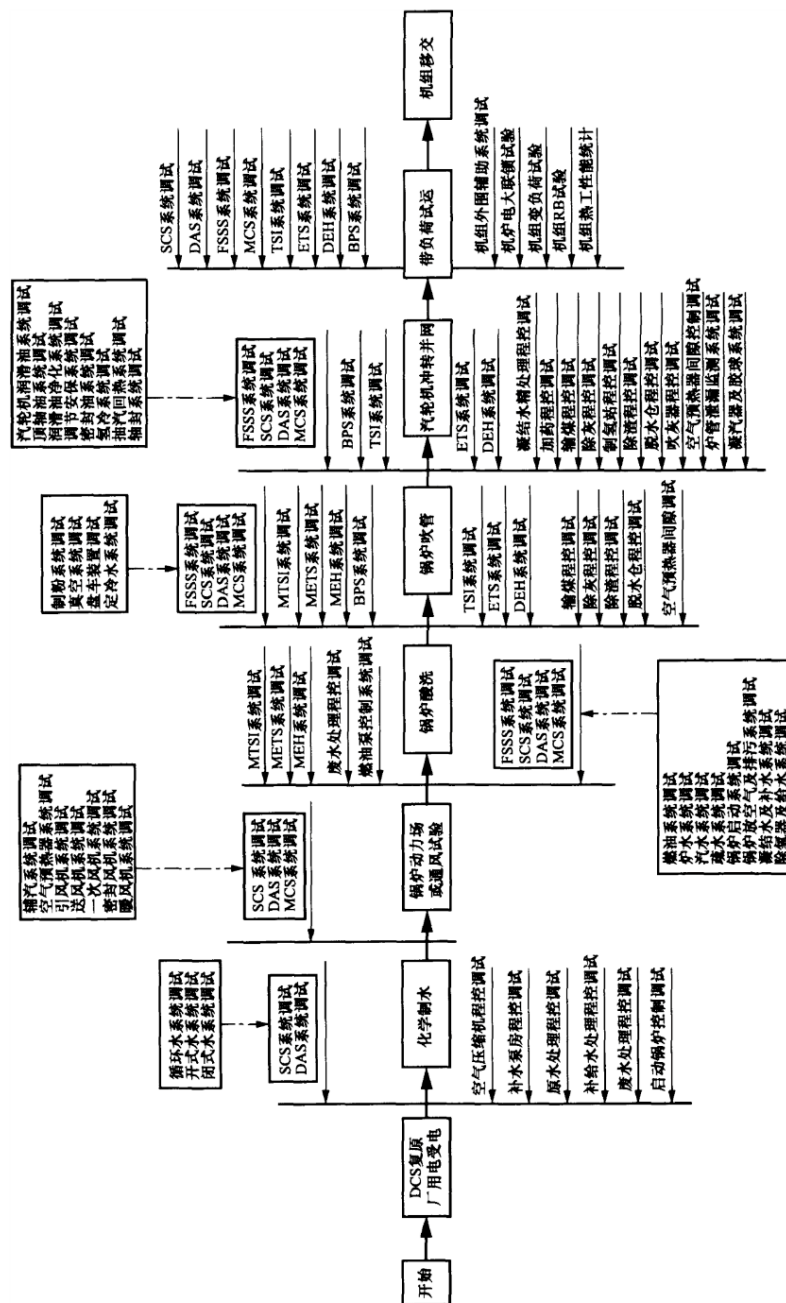
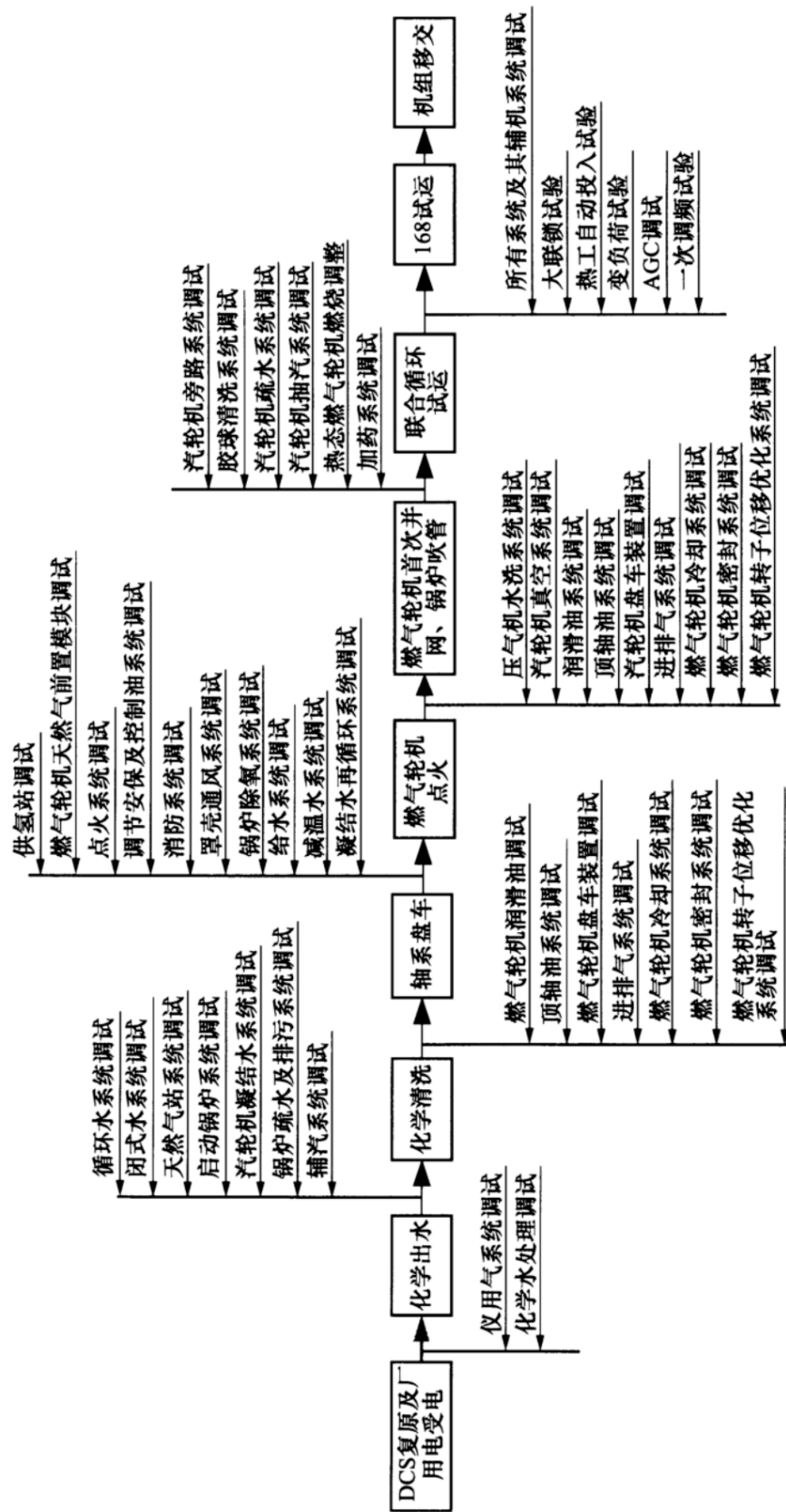


图 B 燃煤机组典型热控调试程序

- 注：1 MTSI 指驱动辅机汽轮机监视仪表。  
2 METS 指驱动辅机汽轮机紧急跳闸系统。

# 附录C 燃气轮机机组典型热控调试程序



图C 燃气轮机机组典型热控调试程序

## 附录 D

### 模拟量控制系统投运统计方法

#### D.1 投入率的计算公式

##### D.1.1 投入率计算公式：

投入率  $N = (\text{投入的系统套数} \div \text{自动系统设计总套数}) \times 100\%$

#### D.2 自动调节系统设计总套数的统计方法

**D.2.1** 自动调节系统每一套应为能够独立工作，控制具体的对象并形成一个模拟量控制的最小系统。

**D.2.2** 主要调节系统套数按此方法计入。

1 给水调节系统当调速泵或调节门在机组不同阶段控制不同对象（压力控制、流量控制）时应分开计入。每台调速泵按转速控制方式作为一套系统计入。

2 送风、引风、一次风压力调节按风机台数计入自动套数，氧量校正按独立一套自动计入。

3 主蒸汽温度调节系统按喷水调节门计入系统套数。

4 用再热蒸汽温度调节的摆动火嘴或烟气挡板按一套计入。再热蒸汽正常喷水减温或事故喷水的，如甲乙侧主信号分开调节按两套计入，否则算一套系统。

5 燃烧器及风道辅助风门挡板，如燃烧周界风、辅助风、燃料风、燃尽风等应以层为单位统计为一套，组合后再控制风箱差压的应再加一套。

6 机炉协调控制系统按设计运行的方式（AGC、炉跟机、机跟炉、机炉协调）计入。主蒸汽压力不再另算，若没有设计协

调控制系统，主蒸汽压力系统按一套计入。

**7** 汽轮机电调控制系统至少按转速控制、负荷控制两套计入。如主蒸汽压力控制、功率控制内置在汽轮机电调控制系统时，按机炉协调控制系统统计，此处不再计入。

**8** 对于中储式制粉系统每组给粉机均计为一套自动系统。

**D.2.3** 其他简单调节系统套数按执行机构的数量计入。

### **D.3 自动调节系统投入的标准**

**D.3.1** 协调控制系统在机组进行 72h 或 168h 试运行前应投入自动运行。

**D.3.2** 在 72h 试运行期间投入的自动调节系统最少连续运行 24h 并累计运行 48h。

**D.3.3** 在 168h 试运行期间投入的自动调节系统最少连续运行 24h 并累计运行 120h。

**D.3.4** 凡是设计的自动调节系统，无论主系统是否运行均计入自动调节系统设计总套数。备用设备或阶段性使用设备按可以实际投入运行的套数计入投入的系统套数。备用设备或阶段性使用设备可按实际运行时间统计。



附录 E  
执行机构传动验收表

E.0.1 电动阀门和挡板传动验收记录表见表 E.0.1。

表 E.0.1 电动阀门和挡板传动验收记录表

工程名称： \_\_\_\_\_ 系统名称： \_\_\_\_\_

| 序号 | 阀门、挡板名称 | 设备编码 | 开时间 | 关时间 | 反馈指示 | 传动结果 | 备注 |
|----|---------|------|-----|-----|------|------|----|
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |
|    |         |      |     |     |      |      |    |

施工单位：                                  调试单位：                                  监理单位：  
建设单位：                                  生产单位：

年    月    日

**E.0.2** 调节阀门和挡板传动验收记录表见表 E.0.2。**表 E.0.2** 调节阀门和挡板传动验收记录表

工程名称: \_\_\_\_\_

系统名称: \_\_\_\_\_

| 序号 | 阀门、挡板名称 | 设备编码 | 传动结果   |        |        |        |        |        |        |        |        |        | 备注 |
|----|---------|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|----|
|    |         |      | 指令 (%) | 反馈 (%) | 指令 (%) | 反馈 (%) | 指令 (%) | 反馈 (%) | 指令 (%) | 反馈 (%) | 指令 (%) | 反馈 (%) |    |
|    |         |      | 0      |        | 25     |        | 50     |        | 75     |        | 100    |        |    |
|    |         |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |    |
|    |         |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |    |
|    |         |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |    |
|    |         |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |    |
|    |         |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |    |
|    |         |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |    |
|    |         |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |    |
|    |         |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |    |
|    |         |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |    |
|    |         |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |    |

施工单位:

调试单位:

监理单位:

建设单位:

生产单位:

年 月 日

附录 F

联锁保护逻辑传动验收记录表

表 F 联锁保护逻辑传动验收记录表

工程名称: \_\_\_\_\_

设备/系统名称: \_\_\_\_\_

| 序号 | 传动项目 | 传动结果 | 备注 |
|----|------|------|----|
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |
|    |      |      |    |

施工单位:

调试单位:

监理单位:

建设单位:

生产单位:

年    月    日

## 附录 G

### 模拟量控制性能指标

**G0.1** 各类型机组主要被调参数的动态、稳态品质指标见表 G0.1。

**表 G0.1** 各类型机组主要被调参数的动态、稳态品质指标

| 指标类型                               | 负荷变动试验及 AGC 负荷跟随试验<br>动态品质指标 |               |            | 稳态品质指标    |
|------------------------------------|------------------------------|---------------|------------|-----------|
| 机组类型                               | 煤粉锅炉<br>机组                   | 循环流化床<br>锅炉机组 | 燃气轮机<br>机组 | 各类型机组     |
| 负荷指令变化速率<br>(% $P_e$ /min, MW/min) | $\geq 1.5$                   | $\geq 1$      | $\geq 3$   | 0         |
| 实际负荷变化速率<br>(% $P_e$ /min, MW/min) | $\geq 1.2$                   | $\geq 0.8$    | $\geq 2.5$ |           |
| 负荷响应纯迟延时间 (s)                      | 60                           | 60            | 30         |           |
| 负荷偏差 (% $P_e$ , MW)                | $\pm 2$                      | $\pm 2$       | $\pm 1.5$  | $\pm 1$   |
| 主蒸汽压力偏差 (% $p_0$ , MPa)            | $\pm 3$                      | $\pm 3$       | $\pm 3$    | $\pm 2$   |
| 主蒸汽温度 (°C)                         | $\pm 8$                      | $\pm 8$       | $\pm 8$    | $\pm 3$   |
| 再热蒸汽温度 (°C)                        | $\pm 10$                     | $\pm 10$      | $\pm 10$   | $\pm 4$   |
| 中间点温度 (直流锅炉, °C)                   | $\pm 10$                     | $\pm 10$      |            | $\pm 5$   |
| 床温 (循环流化床锅炉, °C)                   |                              | $\pm 30$      |            | $\pm 15$  |
| 汽包水位 (汽包锅炉, mm)                    | $\pm 60$                     | $\pm 60$      | $\pm 60$   | $\pm 25$  |
| 炉膛压力 (Pa)                          | $\pm 200$                    |               |            | $\pm 100$ |
| 烟气含氧量 (%)                          |                              |               |            | $\pm 0.5$ |

注:  $P_e$  为机组额定负荷值;  $p_0$  为机组额定主蒸汽压力值。



## G.0.2 控制子系统性能测试记录表见表 G.0.2。

表 G.0.2 控制子系统性能测试记录表

| 控制子系统                | 被调量        | 扰动量                     | 稳定时间   |     | 衰减率      |     |
|----------------------|------------|-------------------------|--------|-----|----------|-----|
|                      |            |                         | 允许值    | 实测值 | 允许值      | 实测值 |
| 主蒸汽压力控制系统            | 主蒸汽压力      | 0.6MPa                  | <6min  |     | 0.75~0.9 |     |
| 给水控制系统               | 汽包水位       | 60mm                    | <5min  |     | 0.75~0.9 |     |
| 中间点温度控制系统            | 中间点温度      | $\pm 8^{\circ}\text{C}$ | <15min |     | 0.75~0.9 |     |
| 主蒸汽温度控制系统            | 主蒸汽温度      | $\pm 5^{\circ}\text{C}$ | <15min |     | 0.75~0.9 |     |
| 再热蒸汽温度控制系统           | 再热蒸汽温度     | $\pm 5^{\circ}\text{C}$ | <30min |     | 0.75~0.9 |     |
| 炉膛负压控制系统             | 炉膛压力       | $\pm 200\text{Pa}$      | <3min  |     | 0.9~0.95 |     |
| 二次风量控制系统             | 二次风箱与炉膛差压  | $\pm 100\text{Pa}$      | <60s   |     | 0.9~0.95 |     |
|                      | 二次风量       | $\pm 100\text{t/h}$     | <60s   |     | 0.9~0.95 |     |
| 一次风压控制系统             | 一次风压力      | $\pm 500\text{Pa}$      | <60s   |     | 0.9~0.95 |     |
| 磨煤机一次风量控制系统          | 磨煤机入口一次风流量 | $\pm 10\%$              | <20s   |     | 0.9~0.95 |     |
| 磨煤机出口温度控制系统          | 磨煤机出口温度    | $\pm 3^{\circ}\text{C}$ | <5min  |     | 0.9~0.95 |     |
| 磨煤机入口风压控制系统（中储式制粉系统） | 磨煤机入口风压    | $\pm 50\text{Pa}$       | <20s   |     | 0.9~0.95 |     |

注：定值扰动时，被调参数的超调量不应大于扰动量的 25%。

**G.0.3** 机炉协调系统性能测试记录表见表 G.0.3。**表 G.0.3** 机炉协调系统性能测试记录表

| 指标类型                               |     | 负荷变动试验及 AGC 负荷跟随<br>试验动态品质指标 |               |            | 稳态品质<br>指标 |
|------------------------------------|-----|------------------------------|---------------|------------|------------|
| 机组类型                               |     | 煤粉锅<br>炉机组                   | 循环流化床<br>锅炉机组 | 燃气轮机<br>机组 | 各类型<br>机组  |
| 负荷指令变化速率<br>(% $P_e$ /min, MW/min) |     | 1.5                          | 1             | 3          | 0          |
| 实际负荷变化速率<br>(% $P_e$ /min, MW/min) | 允许值 | $\geq 1.2$                   | $\geq 0.8$    | $\geq 2.5$ |            |
|                                    | 实测值 |                              |               |            |            |
| 负荷响应纯迟延时间 (s)                      | 允许值 | 60                           | 60            | 30         |            |
|                                    | 实测值 |                              |               |            |            |
| 负荷偏差 (% $P_e$ , MW)                | 允许值 | $\pm 2$                      | $\pm 2$       | $\pm 1.5$  | $\pm 1$    |
|                                    | 实测值 |                              |               |            |            |
| 主蒸汽压力偏差 (% $p_0$ )                 | 允许值 | $\pm 3$                      | $\pm 3$       | $\pm 3$    | $\pm 2$    |
|                                    | 实测值 |                              |               |            |            |
| 主蒸汽温度 (°C)                         | 允许值 | $\pm 8$                      | $\pm 8$       | $\pm 8$    | $\pm 3$    |
|                                    | 实测值 |                              |               |            |            |
| 再热蒸汽温度 (°C)                        | 允许值 | $\pm 10$                     | $\pm 10$      | $\pm 10$   | $\pm 4$    |
|                                    | 实测值 |                              |               |            |            |
| 中间点温度 (直流锅炉, °C)                   | 允许值 | $\pm 10$                     | $\pm 10$      |            | $\pm 5$    |
|                                    | 实测值 |                              |               |            |            |
| 床温 (循环流化床锅炉, °C)                   | 允许值 |                              | $\pm 30$      |            | $\pm 15$   |
|                                    | 实测值 |                              |               |            |            |
| 汽包水位 (mm)                          | 允许值 | $\pm 60$                     | $\pm 60$      | $\pm 60$   | $\pm 25$   |
|                                    | 实测值 |                              |               |            |            |
| 炉膛压力 (Pa)                          | 允许值 | $\pm 200$                    |               |            | $\pm 100$  |
|                                    | 实测值 |                              |               |            |            |
| 烟气含氧量 (%)                          | 允许值 |                              |               |            | $\pm 0.5$  |
|                                    | 实测值 |                              |               |            |            |

注:  $P_e$  为机组额定负荷值;  $p_0$  为机组额定主蒸汽压力值。

## 附录 H

## RB 动作过程中机组主要参数记录表

表 H RB 动作过程中机组主要参数记录表

| 机组参数名称              | 试验前数值 | RB 过程中最大值            |    | RB 过程中最小值            |    | RB 结束后稳态值            |    | 参数是否超限 |
|---------------------|-------|----------------------|----|----------------------|----|----------------------|----|--------|
|                     |       | RB 触发后时间<br>(_h_m_s) | 数值 | RB 触发后时间<br>(_h_m_s) | 数值 | RB 触发后时间<br>(_h_m_s) | 数值 |        |
| 有功功率<br>(MW)        |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 炉膛压力<br>(Pa)        |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 主蒸汽压力<br>(MPa)      |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 汽包水位<br>(汽包锅炉, mm)  |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 分离器水位<br>(直流锅炉, mm) |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 给水流量<br>(t/h)       |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 左侧主蒸汽温度<br>(℃)      |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 右侧主蒸汽温度<br>(℃)      |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 左侧再热蒸汽温度<br>(℃)     |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 右侧再热蒸汽温度<br>(℃)     |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |

续表 H

| 机组参数名称              | 试验前数值 | RB 过程中最大值            |    | RB 过程中最小值            |    | RB 结束后稳态值            |    | 参数是否超限 |
|---------------------|-------|----------------------|----|----------------------|----|----------------------|----|--------|
|                     |       | RB 触发后时间<br>(_h_m_s) | 数值 | RB 触发后时间<br>(_h_m_s) | 数值 | RB 触发后时间<br>(_h_m_s) | 数值 |        |
| 一次风压力<br>(Pa)       |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 总风量<br>(t/h)        |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 中间点温度<br>(直流锅炉, °C) |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 床温<br>(循环流化床锅炉, °C) |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 除氧器水位<br>(mm)       |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |
| 氧量<br>(%)           |       |                      |    |                      |    |                      |    |        |



附录 I 燃煤机组典型 APS 启停程序

I.0.1 典型 APS 启动程序见图 I.0.1。

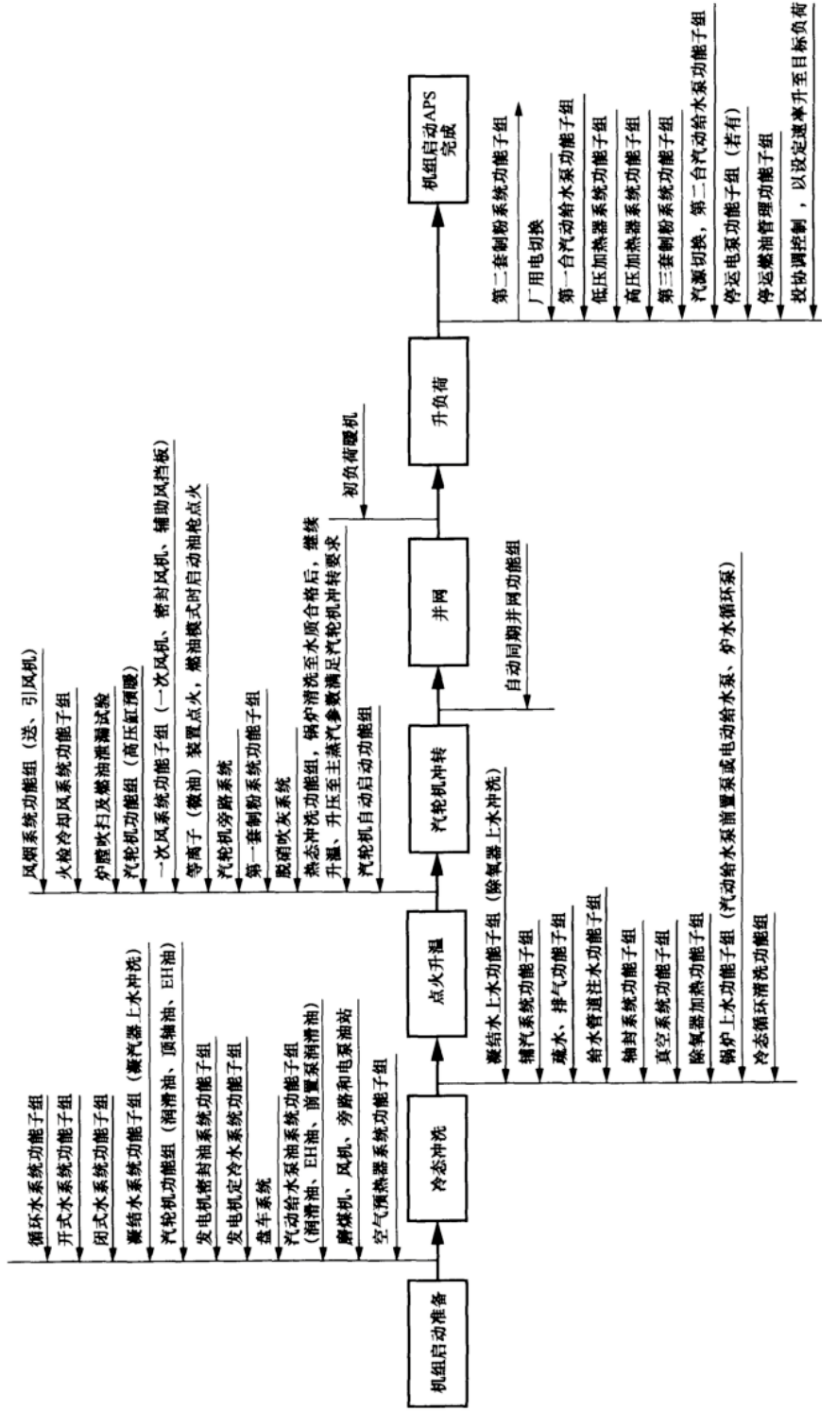


图 I.0.1 典型 APS 启动程序

I.0.2 典型 APS 停止程序见图 I.0.2。

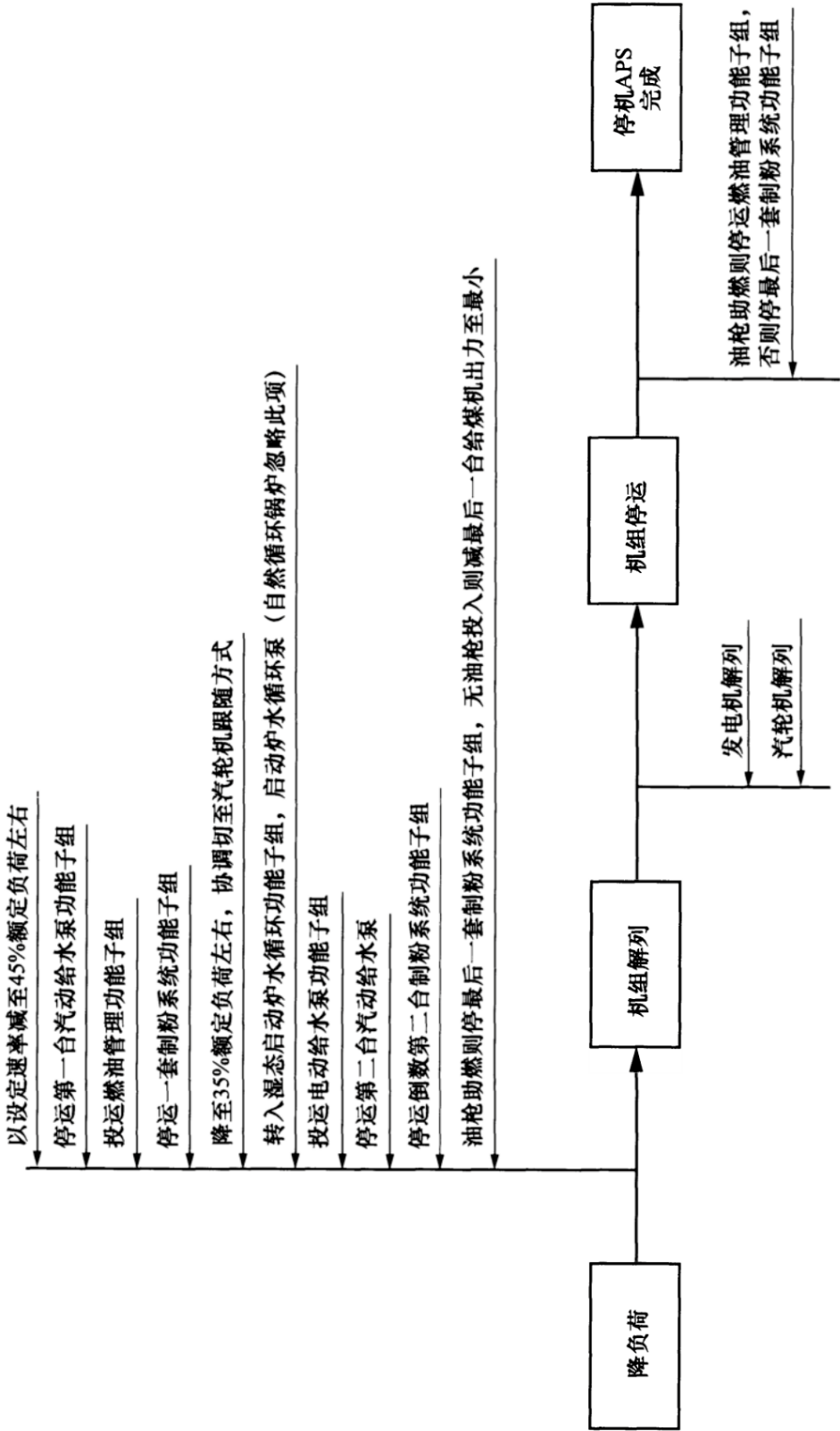


图 I.0.2 典型 APS 停止程序

## 本导则用词说明

**1** 为便于在执行本导则条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

- 1) 表示很严格，非这样做不可的：  
正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；
- 2) 表示严格，在正常情况下均应这样做的：  
正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；
- 3) 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：  
正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；
- 4) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

**2** 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为：“应符合……的规定”或“应按……执行”。

## 引用标准名录

- 《电力建设施工技术规范 第4部分：热工仪表及控制装置》  
DL/T 5190.4
- 《火力发电建设工程机组调试技术规范》 DL/T 5294
- 《火力发电建设工程启动试运及验收规程》 DL/T 5437
- 《火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程》 DL/T 657
- 《火力发电厂现场总线设备安装技术导则》 DL/T 1212
- 《火力发电机组辅机故障减负荷技术规程》 DL/T 1213





中华人民共和国电力行业标准

火力发电建设工程机组热控调试导则

**DL / T 5791 — 2019**

条 文 说 明

## 目 次

|   |                  |    |
|---|------------------|----|
| 3 | 基本规定 .....       | 89 |
| 5 | 数据采集系统 .....     | 90 |
| 6 | 顺序控制系统 .....     | 91 |
| 8 | 锅炉炉膛安全监控系统 ..... | 92 |

### 3 基本规定

#### 3.0.4 热控调试程序相关内容如下：

##### 1 调试准备。

8) 编写控制系统调试措施参照《火力发电建设工程机组调试技术规范》DL/T 5294 的规定。

9) 调试整体计划包含热控调试计划。

##### 3 整套试运阶段。

5) 辅机故障减负荷试验为性能试验项目，由热控工作人员在整套试运阶段完成。

6) 一次调频试验为涉网试验，由热控工作人员在整套试运阶段完成。

7) 自动发电控制试验为涉网试验，由热控工作人员在整套试运阶段完成试验。

9) 统计热控专业试运技术指标是指测点投入率、测点正确率、顺序控制投入率、主保护投入率、自动投入率等。

#### 3.0.9 2 控制回路动态调试。

6) 重要的自动控制回路负荷扰动试验与变负荷试验同步进行。

## **5 数据采集系统**

**5.2.1** 变送器包括所有远传进入 DCS 系统的各类型变送器。



## 6 顺序控制系统

**6.1.1** 设备包含电气转动设备、气动、液动、电动执行机构。

**6.1.2** 逻辑及联锁保护传动试验包含启停允许条件、自动联锁、保护的逻辑测试。

**6.1.3** 功能组传动试验，包含设备级、子组级、组级、机组级的顺序控制功能组传动试验。

## 8 锅炉炉膛安全监控系统

**8.3.7** 失电包含供电电源失电与跳闸控制系统的设备失电。

---