

ICS 27.100

CCS F.23

团 体 标 准

T/TMAC ×××—2023

燃煤机组智能控制与灵活性运行技术导则

Intelligent control and flexible operation technology guideline for coal-fired units

(征求意见稿)

在提交反馈意见时，请将您知道的相关专利连同支持性文件一并附上。

已授权的专利证明材料为专利证书复印件或扉页，已公开但尚未授权的专利申请证明材料为专利公开通知书复印件或扉页，未公开的专利申请的证明材料为专利申请号和申请日期。

××××-××-××发布

××××-××-××实施

中国技术市场协会 发布

中国技术市场协会（TMAC）是科技领域内国家一级社团，以宣传和促进科技创新，推动科技成果转化，规范交易行为，维护技术市场运行秩序为使命。为满足市场需要，做大做强科技服务业，依据《中华人民共和国标准化法》《团体标准管理规定》，中国技术市场协会有序开展标准化工作。本团体成员和相关领域组织及个人，均可提出修订 TMAC 标准的建议并参与有关工作。TMAC 标准按《中国技术市场协会团体标准管理办法》《中国技术市场协会团体标准工作程序》制定和管理。TMAC 标准草案经向社会公开征求意见，并得到参加审定会议多数专家、成员的同意，方可予以发布。

在本文件实施过程中，如发现需要修改或补充之处，请将意见和有关资料反馈至中国技术市场协会，以便修订时参考。

本文件著作权归中国技术市场协会所有。除了用于国家法律或事先得到中国技术市场协会正式授权或许可外，不许以任何形式复制本文件。第三方机构依据本文件开展认证、评价业务，须向中国技术市场协会提出申请并取得授权。

中国技术市场协会地址：北京市丰台区万丰路 68 号银座和谐广场 1101B。

邮政编码：100036 电话：010-68270447 传真：010-68270453

网址：www.ctm.org.cn 电子信箱：136162004@qq.com

目次

前言 II

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 智能控制 4

 4.1 智能控制概述 4

 4.1.1 技术描述 4

 4.1.2 功能要求 5

 4.1.3 应用原则 5

 4.2 智能建模优化 5

 4.2.1 技术描述 5

 4.2.2 功能要求 5

 4.2.3 应用原则 5

 4.3 机组自动启动/停机控制 6

 4.3.1 技术描述 6

 4.3.2 功能要求 6

 4.3.3 应用原则 6

 4.4 实时运行优化 6

 4.4.1 技术描述 6

 4.4.2 功能要求 6

 4.4.3 应用原则 7

 4.5 智能监盘预警 7

 4.5.1 技术描述 7

 4.5.2 功能要求 7

 4.5.3 应用原则 7

5 灵活性运行 7

 5.1 主要技术指标及要求 7

 5.1.1 机组深度调峰能力 7

 5.1.2 机组一次调频性能 8

 5.1.3 机组 AGC 性能 8

 5.2 性能试验应具备的条件 9

 5.3 试验方法及过程 9

 5.3.1 试验工况要求 9

 5.3.2 试验过程 9

 5.3.3 试验记录 11

 5.3.4 性能评价 11

附录 A（资料性）机组灵活性运行试验参数记录表 12

附录 B（资料性）机组灵活性调整能力评分细则 15

参考文献 17

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件由华北电力大学提出。

本文件由中国技术市场协会归口。

本文件起草单位：××××××××、×××××××××××。

本文件主要起草人：×××、×××、×××、×××、×××。

燃煤机组智能控制与灵活性运行技术导则

1 范围

本文件规定了燃煤机组智能控制与灵活性运行的基本概念、控制目标、功能与性能等技术要求。

本文件适用于燃煤机组智能控制与灵活性运行的规划、设计、调试、验收、维护与评估等。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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。

DL/T 1870 电力系统网源协调技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

燃煤机组智能控制 intelligent control for coal-fired units

应用于燃煤机组中，用以实现机组安全、经济、高效、环保运行，具有智能信息处理、智能信息反馈和智能控制决策的控制方式。

3.2

燃煤机组灵活性运行 flexible operation for coal-fired units

燃煤机组能够快速、有效地调整机组出力、负荷分配和运行模式，以适应电力市场需求、能源波动和网络稳定性等变化，同时保持高效、可靠的电能供应。

3.3

自趋优控制 self-optimizing control

通过自动搜索最优参数，以使燃煤机组被控指标接近或达到最优的控制。

3.4

自学习控制 self-learning control

通过对燃煤机组大量的历史数据资源学习所得到的信息来进行的控制。

3.5

自恢复控制 self-recovery control

当燃煤机组内传感器、执行机构或元部件发生故障时，控制系统通过调整和优化控制器参数，或改变系统结构和控制方式，以维持燃煤机组系统稳定，保证机组正常运行的控制。

3.6

自适应控制 adaptive control

通过自行修正燃煤机组内控制器结构或参数，以补偿燃煤机组运行及外界环境变化的影响，从而改善控制系统性能的控制。

[来源：GB/T 26863-2022，6.13]

3.7

自组织控制 self-organizing control

当燃煤机组的工作条件或外部环境发生不确定性变化时，机组管理系统通过调整自身的组织结构，实现管理层面上的闭环管控处理的控制。

3.8

自启停控制 automatic plant startup and shutdown control

可实现燃煤机组自身从启动准备直至带满负荷或者从正常运行到停机的全部过程的控制。

3.9

灵活控制 flexible control

通过改变燃煤机组内部各设备的输入和输出信息，以实现燃煤机组负荷灵活变化的控制。

3.10

机组灵活性辅助设备 flexibility auxiliary equipment for unit operation

为了提升机组运行灵活性、降低机组上网功率配套的相关设备。

3.11

机组额定功率 rated capacity of unit

制造厂给定的汽轮发电机组输出功率, 机组在规定的终端参数, 且不超过规定的寿命条件下无限期地运行, 调节汽门不一定全部开启。额定功率也称额定出力或额定负荷(调节系统试验时的额定负荷是指在设计背压下的考核工况)。

3.12

深度调峰 deep peak shaving

受电网负荷峰谷差较大影响, 而导致火电厂降出力, 发电机组超过基本调峰范围进行调峰的一种运行方式。

3.13

机组最小技术出力 minimum technical output of unit

在保证发电设备运行安全、环保排放合格、满足约定的供热量、兼顾涉网性能条件下, 发电机组可持续稳定输出的最小电功率。配备储能(不独立接受电网调度)、电锅炉等灵活性辅助设备的机组, 最小电功率为发电机出口电功率扣除其配套灵活性辅助设备吸收的电功率。

3.14

一次调频 primary control of the speed of generating sets; primary frequency control

通过各原动机调速器来调节各发电机组转速, 以使驱动转矩随系统频率而变动。

3.15

一次调频死区 dead band of primary frequency compensation

一次调频调节系统在额定转速附近对转速差或频率差的不灵敏区。

3.16

一次调频响应滞后时间 response delay time of primary frequency compensation

从转速差或频率差最后一次超出一次调频死区开始到机组负荷向正确的调频方向开始变化的时间。

3.17

一次调频稳定时间 stabilization time of primary frequency compensation

从转速差或频率差最后一次超出一次调频死区开始到机组负荷最后一次达到目标值所允许的范围之内需要的时间。

3.18

转速不等率 droop

汽轮机控制系统静态特性曲线的斜率。通常以对应空负荷与满负荷的转速差值与额定转速比值的百分数来表示。

3.19

一次调频积分电量贡献指数 contribution index of integrated electric quantity in primary frequency regulation

机组一次调频实际贡献电量占理论贡献电量的百分比。

3.20

自动发电控制 automatic generation control; AGC

根据电网负荷指令，控制发电机有功功率的自动控制系统。

3.21

响应时间 response time

自动发电控制系统发出AGC指令之后，机组出力在原出力点的基础上，可靠地跨出与调节方向一致的机组调节死区所用的时间

3.22

调节速率 regulation speed

机组响应负荷指令的速率

3.23

调节精度 regulation precision

机组最后稳定时有功输出与AGC指令值之间的差值。

4 智能控制

4.1 智能控制概述

4.1.1 技术描述

智能控制是对控制系统的硬件基础能力、算法实现方法进行提升拓展后，形成的智能化控制系统，见图1。

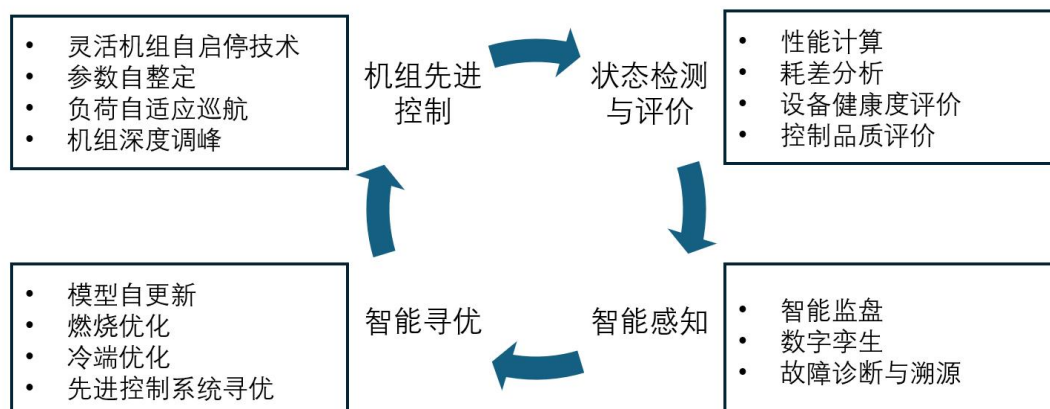


图1 智能控制整体架构图

4.1.2 功能要求

智能控制包括但不限于智能建模优化、机组自动启动/停机控制、实时运行优化、智能监盘等模块、功能，具备状态评价、预警/监盘、建模寻优、先进控制等环节，应具备提高机组运行可靠性、经济性、灵活性，实现控制品质提升、节能减排、降低运行人员劳动强度等功能。

4.1.3 应用原则

在技术应用中，智能控制作为燃煤机组智能化建设核心功能，应结合现场生产与管理经营的实际需求，经技术经济比较分析后采用，并在项目实施后进行优化效果评估。

4.2 智能建模优化

4.2.1 技术描述

智能建模优化关注燃煤机组智能控制系统中的智能算法开发、训练、仿真、应用与迁移等环节，实现生产数据、模型算法和业务应用的有机融合。

4.2.2 功能要求

应适用于燃煤机组智能控制，可实现生产数据、模型算法和业务应用的有机融合；支持工业过程控制中实时计算、统计计算、建模计算，满足现场控制与管理环节的各类需求；提供开放的建模平台、算法接口与应用开发工具，便于后续应用业务开发与第三方算法、模型与数据的接入；提供统一的算力资源调度与训练作业管理功能，具备一定的弹性与拓展能力；支持模型少人或无人监督下的自动建模训练与更新；支持模型与算法的实施部署与自动分发，具备便捷、可靠与灵活的特性。

4.2.3 应用原则

在技术应用中，应结合电厂实际需求，在智能算法融合效果明确的前提下，经技术经济比较分析后采用，并在项目实施后进行优化效果评估。

4.3 机组自动启动/停机控制

4.3.1 技术描述

一种控制机制，允许机组根据预定条件、命令与流程，自动进行启动或停机操作，减少或无需人工参与，减轻操作人员的劳动强度，减少误操作可能性，提高机组运行可靠性、经济效益和环保效益。

4.3.2 功能要求

机组与设备均具备按照预定条件、命令、流程进行顺序控制与自动调节的完备能力，实现自动启动/停机操作；支持机组启动准备、锅炉点火升温升压、汽轮机冲转、并网、负荷调整、停机等过程；适用于各种工况、场景与特性，具备从机组停机至满载全负荷区间的自动控制能力；具备在不同工况与位置进行中断与续操的灵活性；在符合安全机制的前提下，具备与生产实时信息和智能优化系统交互能力；能够与操作人员良好进行协作，提供必要操作功能指导；能够利用二维/三维可视化技术进行作业流程、运行状态等信息的展示；具备根据设备情况、外部需求等因素进行修改与调试的能力。

4.3.3 应用原则

在技术应用中，应结合电厂实际需求，在机组自动启动/停机控制效果明确的前提下，经技术经济比较分析后采用，并在项目实施后进行优化效果评估。

4.4 实时运行优化

4.4.1 技术描述

针对机组及电网运行参数与状态，综合安全、经济、环保等评价指标，结合经典与先进控制算法，进行自适应优化运行控制。

4.4.2 功能要求

综合考虑能耗指标、调控需求、环保指标、机组状态、设备健康度等因素评价机组运行状态；能够采用多种经典与先进控制算法进行优化与控制，并具备一定的后期算法拓展能力；能够利用评价获取的运行状态，使用优化算法进行寻优计算，给出控制系统与运行人员标杆值、优化参数、操作流程等信息；具备标杆值、优化参数的自寻优；能够使得机组主要运行参数在调节过程中变化平稳、可控，满足工艺与设备约束条件；应能够在出现控制系统不稳定甚至失效时确保人员与机组安全；控制律生成时间满足不同设备、回路、系统的控制要求；

支持与智能监盘、机组自动启动/停机等其他功能进行信息交互；支持控制回路的离线、在线仿真；具备便于用户操作的人机接口界面，以使用户进行手动调整。

4.4.3 应用原则

在技术应用中，应结合电厂实际需求，实时运行优化软件效果明确的前提下，经技术经济比较分析后采用，并在项目实施后进行优化效果评估。

4.5 智能监盘预警

4.5.1 技术描述

利用大数据分析、人工智能和专家知识等手段对机组历史运行数据或实时数据为设备、机组等建立模型，对机组安全性、经济性、参数偏差、系统性故障、可靠性进行量化评价，实现多种工况下运行参数的智能预警和机组设备的优化诊断，提供相应的操作指导，辅助运行人员进行异常处理，降低机组设备发生故障的概率和风险，解放部分劳动力，实现少人或无人化安全稳定运行。

4.5.2 功能要求

具备速率报警、超限预警、晃动报警、偏差报警、定值报警、死点报警、残差报警、概率报警等运行参数报警功能；具备报警阈值自动、手动调整能力；具备利用统计数据、机理模型等手段进行报警阈值的自动调整；具备报警链路分析诊断功能，追溯报警源头及原因；具备多层次向运行人员呈递报警信息的能力；具备自适应的工况颗粒度划分功能；支持对测点、设备、回路级健康度评估功能；支持健康度多维度综合评价，并可根据数据、机理与人员经验进行调整；支持涵盖生产过程全设备的故障预警；具备基于数字孪生等技术的精细化建模仿真功能；支持故障信息的分级、分类呈递；支持故障影响范围评估并进行隔离；支持故障后运行人员操作支持；支持远程诊断、就地诊断相结合的故障诊断形式；支持故障因素的相关性分析，给出异常处理的操作指导或优化建议。

4.5.3 应用原则

在技术应用中，应结合电厂实际需求，在智能监盘预警功能效果明确的前提下，经技术经济比较分析后采用，并在项目实施后进行优化效果评估。

5 灵活性运行

5.1 主要技术指标及要求

5.1.1 机组深度调峰能力

5.1.1.1 机组最小技术出力

存量纯凝、抽凝机组稳燃情况下最小技术出力分别达到额定容量的30%和40%；新投产纯凝和抽凝机组分别达到20%和30%；供热季热电比低于50%的抽凝机组、仅带民生采暖的

抽凝机组在非供热季参照纯凝机组要求。

5.1.1.2 机组负荷响应时间

机组从50%额定容量调整至最小技术出力所用时间不超过1.5 h；机组从最小技术出力恢复至50%额定容量的时间不超过1.0 h。

5.1.2 机组一次调频性能

一次调频的响应滞后时间应小于 3s；一次调频的稳定时间应小于 60s；一次调频负荷响应速度满足：达到 75%目标负荷的时间应不大于 15s，达到 90%目标负荷的时间应不大于 30s；一次调频转速不等率应为 4%~5%。

对不同负荷段的一次调频性能分档要求如下：

表 1 一次调频积分电量贡献指数

机组负荷	一次调频积分电量贡献指数范围
$P < 40\%P_e$	$Q\% \geq 0.35$
$40\%P_e \leq P < 50\%P_e$	$Q\% \geq 0.70$
$50\%P_e \leq P \leq 100\%P_e$	$Q\% \geq 0.70$
Pe:机组额定出力，MW；P：机组实际出力，MW；Q%：一次调频积分电量贡献指数。	

5.1.3 机组 AGC 性能

AGC 响应时间小于 75 s；AGC 调节精度应小于机组额定功率的 1.25%。不同类型机组深度调峰的 AGC 负荷调节速率不低于下表要求。

表 2 深度调峰 AGC 负荷调节速率

机组类型	深度调峰 AGC 负荷调节速率（%Pe/min）		
	$50\%P_e > P \geq 40\%P_e$	$40\%P_e > P \geq 30\%P_e$	$30\%P_e > P \geq 20\%P_e$
直吹式制粉系统汽包炉机组	1.2	0.9	0.5
中间储仓式制粉系统机组	1.6	1.2	0.8
循环流化床机组和燃用特殊煤种（如劣质煤，高水分低热值褐煤等）机组	0.8	0.6	0.4
超临界定压运行直流炉机组	0.8	0.6	0.4
其他类型直流炉机组	1.2	0.9	0.5
注：Pe 为机组额定功率，P 为机组深度调峰实际负荷。			

5.2 性能试验应具备的条件

- 5.2.1 试验前，机组持续稳定运行时间大于 72 h。
- 5.2.2 机组热力系统按单元制运行。
- 5.2.3 机组及辅助设备运行正常、稳定、无异常泄漏。
- 5.2.4 机组自动控制、联锁、保护等动作可靠并有效投入。
- 5.2.5 锅炉燃用煤质稳定，试验煤种不应与锅炉日常燃用煤种有明显差异。
- 5.2.6 试验前应检查、确认锅炉火焰监测系统和灭火保护装置性能良好，且锅炉燃油系统、点火系统、等离子助燃系统等正常，处于备用状态。
- 5.2.7 试验前发电企业应制定机组最小技术出力核定试验的具体操作措施及相应的安全措施，制定相应的锅炉灭火防范措施。
- 5.2.8 热力系统应按照设计热平衡图所规定的热力循环运行并保持稳定。各加热器水位正常、稳定。
- 5.2.9 提高机组运行灵活性的辅助设备正常、可靠。
- 5.2.10 试验前应对有功功率、无功功率、炉膛压力、给水流量、减温水流量、主蒸汽压力、主蒸汽温度、再热蒸汽压力、再热蒸汽温度等主要表计进行检查，相关表计应在有效期内，保证测量数据准确。
- 5.2.11 试验机组现场有功功率、无功功率与电力调度控制中心能量管理系统（EMS）数据保持一致。
- 5.2.12 机组一次调频及 AGC 试验条件应满足 DL/T 1870。

5.3 试验方法及过程

5.3.1 试验工况要求

- 5.3.1.1 纯凝机组及仅带民生采暖的抽凝机组应进行纯凝工况下的最小技术出力核定试验，纯凝工况最小技术出力持续稳定运行时间应不小于 8 h。
- 5.3.1.2 抽凝机组应进行供热工况最小技术出力核定试验，工业和采暖供热量不得低于该机组年统计平均值，其中采暖供热量采用采暖季平均值，工业供热量采用全年平均值，供热工况最小技术出力持续稳定运行时间应不小于 8 h。
- 5.3.1.3 配套灵活性辅助设备的机组，辅助设备与共享该设备的机组同时运行进行试验，持续稳定运行时间应不小于 8 h。
- 5.3.1.4 一次调频试验在最小技术出力核定试验完成后开展，在机组最小技术出力至 50% 额定负荷之间选择 1-2 个负荷点，其运行工况、控制方式、扰动量的选择按照 DL/T 1870 进行。
- 5.3.1.5 AGC 试验在最小技术出力核定试验完成后开展，试验按照 DL/T 1870 进行。

5.3.2 试验过程

- 5.3.2.1 试验前，发电企业应根据试验工况要求提前制定运行操作措施，做好事故预想和安

全组织措施。

5.3.2.2 机组最小技术出力核定试验：

- 1) 发电企业按照制定的运行操作措施调整机组负荷至 50%额定容量，确认机组运行参数正常后，继续按照运行操作措施以满足 5.1.1 要求的变负荷速率降低机组负荷至预定最小技术出力负荷，经试验检测组确认后开始计时，记录试验数据。
- 2) 机组在最小技术出力负荷连续稳定运行时间满足 5.3.1 要求后，经试验检测组确认，按照运行操作措施以满足 5.1.1 要求的变负荷速率升高机组负荷至 50%额定容量。
- 3) 机组应按照 5.3.1 要求完成所有工况下的最小技术出力核定试验，且试验结果满足 5.1.1 要求，机组最小技术出力核定试验结束。

5.3.2.3 一次调频试验应在完成最小技术出力核定试验后开展，机组一次调频性能应满足 5.1.2 要求。

5.3.2.4 AGC 试验在完成最小技术出力核定试验后开展，由电力调度控制中心根据最小技术出力核定情况下达指令，机组 AGC 性能应满足 5.1.3 要求。

5.3.2.5 在上述试验过程中，若出现锅炉燃烧不稳、发电设备异常等情况均按照电厂制定的操作措施、运行规程处理及调整，防止发生灭火非停。若在试验过程中发生锅炉灭火或其他停机事件，待故障消除、机组恢复正常运行后方可重新试验，若消缺时间超过 4 小时，则试验终止。

5.3.2.6 在上述试验过程中，记录机组的运行状态参数、环保排放情况、点火(助燃)系统状态（包括油系统、等离子、助燃氧系统等所有点火助燃系统）、机组出现的超温超压等影响安全稳定运行的情况。

5.3.2.7 在上述试验过程中，机组的有功功率、无功功率等数据同时在 EMS 和 DCS 中采集，其余运行参数从 DCS 中采集。试验结束后，按指定时间段和时间间隔从 EMS 和 DCS 中读取历史数据，所需 DCS 参数清单由试验人员提供。

5.3.2.8 在上述试验过程中，发电企业负责入炉煤取样，试验结束后做全水和工业分析。

5.3.2.9 试验过程中还应保证如下条件：

- 1) 锅炉炉膛压力正常，炉膛出口两侧没有明显的烟温偏差。
- 2) 锅炉燃烧稳定、火焰检测正常。
- 3) 锅炉各受热面壁温不超过允许值。
- 4) 锅炉脱硫、脱硝、除尘等环保设施可靠投入，环保排放符合排放要求。
- 5) 机组振动、差胀、轴向位移、推力瓦温等安全指标不超标。
- 6) 最小技术出力核定试验期间机组各主、辅机运行参数不超过报警限值，汽水参数稳定，主要参数波动符合下列要求：

表 3 机组最小技术出力核定试验期间主要参数允许波动范围

测量项目		允许波动范围
最小技术出力 $P_{e.min}$	——	$\pm 3\%$
蒸发量 D	$D > 2008\text{t/h}$	$\pm 1\%$
	$950\text{t/h} < D \leq 2008\text{t/h}$	$\pm 2\%$
	$480\text{t/h} < D \leq 950\text{t/h}$	$\pm 4\%$
	$D < 480\text{t/h}$	$\pm 5\%$
蒸汽压力 P	$P > 18.5\text{MPa}$	$\pm 1\%$
	$9.8\text{MPa} \leq P \leq 18.5\text{MPa}$	$\pm 2\%$
	$P < 9.8\text{MPa}$	$\pm 4\%$
蒸汽温度 t	$t \geq 540^\circ\text{C}$	$\pm 5^\circ\text{C}$
	$t < 540^\circ\text{C}$	$+5^\circ\text{C}$ -10°C

5.3.3 试验记录

5.3.3.1 机组试验期间运行数据采用DCS系统数据，环保数据采用与环保部门联网的CEMS数据，机组有功功率、无功功率以山东电力调度控制中心EMS数据为准。

5.3.3.2 试验记录至少应当包括：

- 1) 机组最小技术出力核定试验过程参数见表 A.1 和 A.2。
- 2) 机组一次调频试验过程参数见表 A.3。
- 3) 机组 AGC 试验过程参数见表 A.4。

5.3.4 性能评价

结合试验期间的机组最小技术出力、一次调频性能、AGC 性能等指标综合评价机组的灵活性调整能力，计算方法见附录 B。

附录 A

(资料性)

机组灵活性运行试验参数记录表

表 A.1 机组最小技术出力状态运行数据记录表

序号	名 称	单 位	序号	名 称	单 位
1	有功功率	MW	46	循环水进（出）流量	t/h
2	无功功率	MVA	47	给水压力	MPa
3	过热器出口蒸汽压力	MPa	48	炉膛负压	Pa
4	过热器出口蒸汽温度	℃	49	炉膛出口氧量	%
5	过热器出口蒸汽流量	t/h	50	A 侧 SCR 入口烟气 NOx 浓度	mg/m ³
6	过热器减温水流量	t/h	51	B 侧 SCR 入口烟气 NOx 浓度	mg/m ³
7	再热器入口蒸汽温度	℃	52	A 侧 SCR 入口烟气温度	℃
8	再热器出口蒸汽温度	℃	53	B 侧 SCR 入口烟气温度	℃
9	再热蒸汽压力(炉侧)	MPa	54	A 侧排烟温度	℃
10	再热器减温水流量	t/h	55	B 侧排烟温度	℃
11	调节级后压力	MPa	56	各磨煤机给煤量	t/h
12	调节级后温度	℃	57	各磨煤机电机电流	A
13	低压缸排汽压力	kPa	58	各磨煤机出口温度	℃
14	给水流量	t/h	59	总入炉煤量	t/h
15	给水温度	℃	60	A 侧送风机电流	A
16	各高压调门开度	%	61	B 侧送风机电流	A
17	采暖抽汽流量	t/h	62	A 侧引风机电流	A
18	采暖抽汽压力	MPa	63	B 侧引风机电流	A
19	采暖抽汽温度	℃	64	A 侧一次风机电流	A
20	工业抽汽流量	t/h	65	B 侧一次风机电流	A
21	工业抽汽压力	MPa	66	水冷壁管和汽包金属温度	℃
22	工业抽汽温度	℃	67	过热器管壁温度	℃
23	热网加热器进汽压力	MPa	68	再热器管壁温度	℃
24	热网加热器进汽温度	℃	69	汽水品质	—
25	热网加热器疏水温度	℃	70	煤质分析	—
26	热网供水流量	t/h	71	发电机定子线圈最高温度	℃
27	热网供水压力	MPa	72	发电机定子线圈温差	℃
28	热网供水温度	℃	73	发电机定子铁芯最高温度	℃
29	热网回水流量	t/h	74	发电机定子铁芯温差	℃

30	热网回水压力	MPa	75	发电机定子线圈出水最高温度	°C
31	热网回水温度	°C	76	发电机定子线圈出水温差	°C
32	灵活性设备运行参数	——	77	定子电压	V
33	各支撑轴承轴振	μm	78	定子电流	A
34	各支撑轴承金属瓦温	°C	79	各母线电压	V
35	各支撑轴承回油温度	°C	80	励磁电压	V
36	推力轴承正面金属瓦温	°C	81	励磁电流	A
37	推力轴承负面金属瓦温	°C	82	冷氢（风）温度	°C
38	推力轴承回油温度	°C	83	热氢（风）温度	°C
39	轴向位移	mm	84	定子进水温度	°C
40	高压差胀	mm	85	主变电压	V
41	低压差胀	mm	86	主变电流	A
42	循环水进水温度	°C	87	主变油温	°C
43	循环水进水压力	kPa	88	NO _x 排放浓度	mg/m ³
44	循环水出水温度	°C	89	SO ₂ 排放浓度	mg/m ³
45	循环水出水压力	kPa	90	粉尘排放浓度	mg/m ³
注：若机组配置了灵活性辅助设备，应根据设备情况记录关键运行参数。					

表 A.2 机组最小技术出力核定试验关键参数记录表

序号	名 称	单位	数值
1	50%额定容量	MW	
2	最小技术出力核定值	MW	
3	由 50%额定容量开始降负荷时刻	——	年 月 日 时： 分
4	负荷降至最小技术出力核定值时刻	——	年 月 日 时： 分
5	由最小技术出力核定值升负荷时刻	——	年 月 日 时： 分
6	负荷升至 50%额定容量时刻	——	年 月 日 时： 分
7	最小技术出力核定试验时主汽温波动范围	°C	
8	最小技术出力核定试验时主汽压波动范围	MPa	
9	最小技术出力核定试验时有功功率波动范围	MW	

表 A.3 一次调频试验过程参数记录

试验时间：

机组控制方式：

参 数	单位	试验前	扰动后 3s	扰动后 15s	扰动后 30s	扰动后 60s
转速设定	r/min					
实际转速	r/min					
负荷指令	MW					
实际负荷	MW					
调门行程	%					
主汽压力	MPa					
主汽温度	℃					
汽包水位	mm					
炉膛压力	Pa					
抽汽流量	t/h					
注：直流炉提供给水流量代替表格中的汽包水位。						

表 A.4 AGC 试验参数记录

参 数	单位	数值	备注
AGC 调节范围	MW		
AGC 调节速率	MW/min		
主汽压力最大偏差	MPa		
主汽温度最大偏差	℃		
再热汽温最大偏差	℃		
炉膛压力最大偏差	℃		
汽包水位最大偏差	mm		

附录 B
(资料性)

机组灵活性调整能力评分细则

B.1 机组灵活性调整能力评分计算方法为：

$$M = (0.7P_{\min} + 0.2C_k + 0.1A_{GC}) \times 100$$

式中：M——机组灵活性调整能力得分；

$P_{\min}$ ——机组最小技术出力得分，参见附表 B.1；

C_k ——机组一次调频能力得分，参见附表 B.1；

A_{GC} ——机组 AGC 性能得分，参见附表 B.1。

表 B.1 机组最小技术出力评分表

试验负荷	试验情况	最小技术出力得分	是否合格	
未达到目标负荷	存量纯凝、抽凝机组稳燃情况下最小技术出力未达到额定容量的 30%和 40%；新投产纯凝和抽凝机组未达到 20%和 30%；热电比低于 50%的抽凝机组未达到纯凝机组要求	0	不合格	
达到目标负荷	风机失速报警	60	合格	
	主机振动报警			
	轴向位移或各差胀超限报警			
	存在金属温度超限			
	过热蒸汽、再热蒸汽存在超温超压现象			
	出现燃烧不稳，升负荷后达到稳定状态的情况			
	出现投油助燃或采取其它助燃措施的情况			
	出现负压波动至+200Pa 以上或-200Pa 以下			
	煤质：挥发份高于设计值 60%			
	煤质：挥发分高于年记录最大值	70		
	煤质：挥发份高于设计值 40%			
	煤质：挥发分高于年平均值			
	过热或再热蒸汽温度低于额定值 30℃以上			
	存在 100℃以上烟温偏差			
	出现大量落焦的不安全状况			
	背压明显高于试验负荷、循环水温、循环水流量所对应的数值			80
	试验期间燃煤挥发份-设计值>4			
	存在明显 50℃以上烟温偏差			
	出现负压波动至+100Pa 以上或-100Pa 以下			
	SCR 入口烟气温度调节余量<5℃			
运行参数未见明显异常	100			

表 B.2 一次调频能力评分表

一次调频情况	一次调频能力得分
$P < 40\%P_e$, $Q\% < 0.35$ $40\%P_e \leq P < 50\%P_e$, $Q\% < 0.70$	0
$P < 40\%P_e$, $0.35 \leq Q\%$ $40\%P_e \leq P < 50\%P_e$, $Q\% \leq 0.70$	50
$P < 40\%P_e$, $Q\% < 0.35$ $40\%P_e \leq P < 50\%P_e$, $0.70 \leq Q\%$	
$P < 40\%P_e$, $0.35 \leq Q\%$ $40\%P_e \leq P < 50\%P_e$, $0.70 \leq Q\%$	100
Pe:机组额定出力, MW; P: 机组实际出力, MW; Q%: 一次调频电量贡献指数	

表 B.3 机组 AGC 性能指标得分

AGC 性能	AGC 能力得分
未投运 AGC	0
$P < 40\%P_e$, $S < 0.5$ $40\%P_e \leq P < 50\%P_e$, $S < 1.0$	
$P < 40\%P_e$, $0.5 \leq S$ $40\%P_e \leq P < 50\%P_e$, $S < 1.0$	50
$P < 40\%P_e$, $S < 0.5$ $40\%P_e \leq P < 50\%P_e$, $S \geq 1.0$	
$P < 40\%P_e$, $S \geq 0.5$ $40\%P_e \leq P < 50\%P_e$, $S \geq 1.0$	100
Pe:机组额定出力, MW; P: 机组实际出力, MW; S: 机组 AGC 速率, %Pe/min。	

参 考 文 献

- [1] GB/T 7827—1987 可靠性预计程序
- [2] GB/T 8117.2—2008 汽轮机热力性能验收试验规程
- [3] GB/T 10184—2015 电站锅炉性能试验规程
- [4] GB/T 15969.3—2017 可编程序控制器 第3部分：编程语言
- [5] GB/T 15969.5—2002 可编程序控制器 第5部分：通信
- [6] GB/T 15969.8—2007 可编程序控制器 第8部分：编程语言的应用和实现导则
- [7] GB/T 16720.1—2005 工业自动化系统 制造报文规范 第一部分：服务定义
- [8] GB/T 16720.2—2005 工业自动化系统 制造报文规范 第二部分：协议规范
- [9] GB/T 18268.1—2010 测量、控制和实验室用的电设备 电磁兼容性要求 第1部分：通用要求
- [10] GB 19582.1—2008 基于Modbus协议的工业自动化网络规范 第1部分：Modbus应用协议
- [11] GB 19582.2—2008 基于Modbus协议的工业自动化网络规范 第2部分：Modbus协议在串行链路上的实现指南
- [12] GB 19582.3—2008 基于Modbus协议的工业自动化网络规范 第3部分：Modbus协议在TCP/IP上的实现指南
- [13] GB/T 26863 火电站监控系统术语
- [14] GB/T 30370-2013 火力发电机组一次调频试验及性能验收导则
- [15] GB/T 40595-2021 并网电源一次调频技术规定及试验导则
- [16] DL/T 467—2019 电站磨煤机及制粉系统性能试验
- [17] DL/T 659—2016 火力发电厂分散控制系统验收测试规程
- [18] DL/T 657—2015 火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程
- [19] DL/T 774—2015 火力发电厂热工自动化系统检修运行维护规程
- [20] DL/T 924—2016 火力发电厂厂级监控信息系统技术条件
- [21] DL/T 1056—2017 发电厂热工仪表及控制系统技术监督导则
- [22] DL/T 1210 火力发电厂自动发电控制性能测试验收规程
- [23] DL/T 1492.2—2016 火力发电厂优化控制系统技术导则 第2部分：协调及汽温优化控制系统验收测试
- [24] DL/T 1616—2016 火力发电机组性能试验导则
- [25] DL 5190.5—2019 电力建设施工技术规范 第4部分：热工仪表及控制装置
- [26] DL/T 5175—2019 火力发电厂热工控制系统设计技术规定
- [27] DRZ/T 02—2004 火力发电厂厂级监控信息系统实时/历史数据库系统基准测试规范
- [28] T/CEC 164-2018 火力发电厂智能化技术导则

[29] IEEE 1046—1991 电力设备分布式数字控制及监视的应用指南

[30] IEEE 1050—2004 发电站仪表及控制设备的接地指南
