

ICS 27.100
CCS F 24

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 2166—2020

电站锅炉烟气余热利用装置性能 试验规程

Performance test codes for utility boiler flue gas waste
heat utilization device

2020-10-23 发布

2021-02-01 实施

国家能源局 发布

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 试验项目和要求	3
4.1 试验项目	3
4.2 试验前应达成的协议	3
4.3 试验大纲	3
4.4 试验条件	3
4.5 试验稳定时间	4
4.6 试验记录	4
5 测试项目与方法	4
5.1 流量	4
5.2 温度	5
5.3 压力	5
5.4 烟气取样和分析	5
6 基础计算	5
6.1 空气和烟气流量	5
6.2 烟气侧阻力	5
6.3 工质侧阻力	5
6.4 烟气侧温降	6
6.5 工质温升	6
6.6 空气侧温升	6
6.7 再热段温升	6
6.8 电耗率变化	6
6.9 烟气余热利用装置吸热量	7
6.10 烟气余热利用装置漏风率	7
7 节能量计算	7
7.1 热平衡法	7
7.2 等效焓降法	8
8 试验结果修正	10
9 试验报告	12
附录 A (资料性) 典型的低温省煤器系统图	13
附录 B (资料性) 典型的低温省煤器联合暖风器系统图	14
附录 C (资料性) 典型的 WGGH 系统图	16
附录 D (资料性) 典型的低温省煤器联合供暖系统图	18
附录 E (资料性) 电站锅炉烟气余热利用装置性能试验期间主要运行参数	19

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。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国电力企业联合会提出。

本文件由电力行业电站锅炉标准化技术委员会（DL/TC 08）归口。

本文件起草单位：西安热工研究院有限公司、国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院、西安西热锅炉环保工程有限公司。

本文件起草人：周科、张知翔、赵鹏程、张广才、吴涛、徐党旗、柳宏刚、丛日成、周平、余园元、解冰、周凌宇、赵亮、聂思聪、谢贝贝。

本文件为首次发布。

本文件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）。

电站锅炉烟气余热利用装置性能试验规程

1 范围

本文件规定了电站锅炉烟气余热利用装置性能试验（包括鉴定试验、验收试验和常规试验）方法。

本文件适用于低温省煤器、低温省煤器与暖风器联合系统、低温省煤器与供热联合系统、低温省煤器与烟气再热器联合系统等烟气余热利用装置性能试验。

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。

GB/T 2624.2 用安装在圆形截面管道中的差压装置测量满管流体流量 第2部分：孔板

GB/T 2624.3 用安装在圆形截面管道中的差压装置测量满管流体流量 第3部分：喷嘴和文丘里喷嘴

GB/T 8117（所有部分）汽轮机热力性能验收试验规程

GB/T 10184 电站锅炉性能试验规程

DL/T 469 电站锅炉风机现场性能试验

DL/T 904 火力发电厂技术经济指标计算方法

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

烟气余热利用装置 flue gas waste heat utilization device

通过凝结水或热媒水，与锅炉低温烟气或空气进行热交换，吸收和利用空气预热器出口至烟囱段排烟热量的装置，包括低温省煤器、暖风器、烟气再热器等。

3.2

低温省煤器 low temperature economizer

布置于空气预热器之后，脱硫塔之前，用于吸收排烟热量加热凝结水或热媒水的装置。典型的低温省煤器系统图参见附录 A。

3.3

烟气再热器 flue gas reheater

布置于脱硫塔之后、烟囱之前，利用凝结水或热媒水在低温省煤器内吸收的热量加热湿法脱硫塔后净烟气的装置。

3.4

热水暖风器 hot water air heater

利用低温省煤器出口热媒水或者回热系统凝结水加热空气预热器入口空气的装置。

3.5

热网水加热器 heating network water heater

利用低温省煤器出口凝结水或热媒水加热热网回水的装置。

3.6

低温省煤器联合暖风器系统 low temperature economizer combined air heater system

由低温省煤器和暖风器组成的系统，利用低温省煤器出口热媒水或回热系统的凝结水加热暖风器。典型的低温省煤器联合暖风器系统图参见附录 B。

3.7

水媒式烟气冷却烟气再热系统（WGGH）系统 water medium gas-gas heater system

由低温省煤器和烟气再热器组成的系统，以凝结水或热媒水作为媒介，利用低温省煤器吸收排烟余热加热湿法脱硫后的净烟气。典型的 WGGH 系统图参见附录 C。

3.8

低温省煤器联合供暖系统 low temperature economizer combined heating network water heater system

由低温省煤器和热网水加热器组成的系统，以凝结水或热媒水作为媒介，利用低温省煤器吸收排烟余热加热热网回水。典型的低温省煤器联合供暖系统图参见附录 D。

3.9

节能量 energy saving

投运烟气余热利用装置后，机组整体获得的供电煤耗降低量。

3.10

吸热量 heat absorption capacity

通过烟气余热利用装置吸收的锅炉尾部烟气的热量。

3.11

烟气侧阻力 pressure drop of flue gas

烟气流经余热利用装置产生的压降。

3.12

烟气侧温降 temperature reduction of the flue gas

通过烟气余热利用装置吸热后，烟气侧温度的降低值。

3.13

烟气再热段温升 temperature increment of the flue gas

烟气再热器中被加热的低温烟气温度升高值。

3.14

空气侧温升 temperature increment of the air

烟气余热利用装置将吸收的热量用于加热空气预热器入口冷风，被加热的冷风温度升高值。

3.15

工质 working medium

进入烟气余热利用装置的凝结水或热媒水。

3.16

工质流量 working medium flow

进入烟气余热利用装置的凝结水或热媒水流量。

3.17

工质阻力 pressure drop of working medium

工质流经烟气余热利用装置产生的压降。

3.18

工质温升 temperature increment of the working medium

烟气余热利用装置将吸收的热量用于加热凝结水或热媒水，被加热的凝结水或热媒水温度升高值。

3.19

漏风率 air leakage ratio

烟气余热利用装置烟气侧漏入的风量占流经余热利用装置的总烟气量的比例。

3.20

电耗率变化 power consumption

与无烟气余热利用装置相比，投运烟气余热利用装置后，单位时间内厂用电率的变化值。

4 试验项目和要求

4.1 试验项目

- a) 节能量；
- b) 吸热量；
- c) 工质侧阻力；
- d) 烟气侧阻力；
- e) 烟气侧进出口烟气温度；
- f) 工质侧进出口工质温度；
- g) 空气侧进出口空气温度；
- h) 烟气侧漏风率；
- i) 电耗率变化。

4.2 试验前应达成的协议

- a) 试验目的与试验项目；
- b) 试验单位职责范围；
- c) 试验燃料特性及其允许变化范围；
- d) 试验项目的测试和计算方法；
- e) 试验项目、测点位置与数量；
- f) 测试前工况的稳定时间和测量持续时间；
- g) 将测试结果修正到保证条件下的计算方法；
- h) 其他本文件未尽事宜。

4.3 试验大纲

试验大纲由试验负责单位编写，并经试验各方认可，内容至少应包括：

- a) 试验目的；
- b) 试验条件与要求；
- c) 试验项目；
- d) 测试项目、仪器设备、测点布置及测试方法；
- e) 试验数据处理原则；
- f) 试验人员与组织；
- g) 试验日程与计划。

4.4 试验条件

试验前和试验过程中，应具备如下条件：

- a) 烟气余热利用装置运行正常；
- b) 所有参与试验的仪器仪表在检定或校准有效期内；
- c) 烟气余热利用装置可正常投入与退出，期间机组环保参数满足排放要求；

- d) 试验期间机组应保持负荷稳定、煤质相同；投入与退出烟气余热利用装置时，各辅助设备的运行方式应保持一致；
- e) 烟气余热利用装置烟气侧入口温度、工质入口温度、工质流量应接近设计值；
- f) 试验期间，汽轮发电机组及其辅助系统运行条件应达到 GB/T 8117（所有部分）的要求，并对系统进行隔离；
- g) 采用试验方法确定锅炉效率时，锅炉及其辅助系统运行条件应达到 GB/T 10184 的要求；
- h) 试验期间，主要运行参数的波动范围见表 1。

表 1 主要运行参数的波动范围

运行参数	单位	允许偏差（平均值与设计值）	允许波动
主蒸汽压力	MPa	±3%	±0.25%和 34.5 kPa 二者中的大者
主蒸汽温度	℃	±16	±4
再热蒸汽温度	℃	±16	±4
再热器压损	%	±5%	—
排汽压力	kPa	±0.34	±0.14
负荷	MW	±3	±0.25%
发电机功率因数	—	—	±1.0%

4.5 试验稳定时间

试验前，机组应连续正常运行 3 d 以上。测量前烟气余热利用装置在试验负荷及条件下稳定运行时间不应少于 2 h。

4.6 试验记录

4.6.1 试验数据应全部记录于专用表格中。

4.6.2 试验记录至少应包括下列项目：

- a) 试验名称；
- b) 工况编号；
- c) 试验日期、开始与结束时间；
- d) 试验内容与数据；
- e) 测试仪器；
- f) 记录人、计算人与负责人。

4.6.3 采样频次

- a) 每个试验工况的持续时间不应低于 2 h；
- b) 所有测试数据宜采取自动连续测量的方式进行采集，数据采集间隔不大于 1 min；如必须进行人工测量的数据，测量间隔时间不应大于 15 min。

5 测试项目与方法

5.1 流量

5.1.1 工质流量

采用节流装置测量，节流装置应满足试验要求。宜采用的装置有尖锐边缘孔板和管壁取压喷嘴（参照 GB/T 2624.2 和 GB/T 2624.3）、椭圆喉部取压喷嘴（参照 GB/T 8117.1）。

5.1.2 烟气和空气流量

烟气和空气流量应按 GB/T 10184 规定的方法测量。

5.2 温度

5.2.1 工质温度

工质温度应按照 GB/T 8117.1 中规定的方法测量。

5.2.2 烟气和空气温度

烟气和空气温度参照 GB/T 10184 中规定的方法测量。温度测点应布置在烟气余热利用装置的进出口截面上，应远离通道的转弯、有障碍物或变径处，宜采用网格法测量，使用热电偶温度计，空气或烟气温度为其每一点测量值的算术平均值。如被测量截面存在明显的气流分层流动现象，则应采用流量加权的方法计算截面平均空气或烟气温度。

5.3 压力

5.3.1 工质压力

按照 GB/T 8117.1 中规定的方法确定。取压孔应尽可能布置在远离任何扰动的直管段上，宜采用量程和准确度适当的压力变送器测量，工质压力为其每一点测量值的算术平均值。

5.3.2 烟气和空气压力

按照 GB/T 10184 中规定的方法确定。测孔应尽量靠近烟气余热利用装置进出口，同一测量截面上至少应有 4 个测压孔，烟气和空气压力为其每一点测量值的算术平均值。

5.4 烟气取样和分析

按照 GB/T 10184 中规定的方法确定。应采用网格法对烟气进行取样和分析，在不影响精度的前提下，可将采样的烟气混合为 1 个或 2 个样品进行分析。试验开始前和试验结束后，均应采用标准气体对烟气分析仪进行标定，以校核分析仪器的准确性。

6 基础计算

6.1 空气和烟气流量

按照 GB/T 10184 中规定的计算方法确定。

6.2 烟气侧阻力

$$\Delta p_f = p_n - p_2 \dots\dots\dots (1)$$

式中：

p_n ——烟气余热利用装置入口烟气压力，kPa；

p_2 ——烟气余热利用装置出口烟气压力，kPa。

6.3 工质侧阻力

$$\Delta p_w = p_{w1} - p_{w2} + \rho \cdot g \cdot (Z_1 - Z_2) / 1000 \dots\dots\dots (2)$$

式中：

p_{w1} ——烟气余热利用装置入口凝结水或热媒水压力，kPa；

p_{w2} ——烟气余热利用装置出口凝结水或热媒水压力，kPa；

ρ ——烟气余热利用装置进、出口凝结水或热媒水平均密度，kg/m³；

g ——重力加速度，m/s²；

Z_1 ——烟气余热利用装置入口凝结水或热媒水压力测点断面几何标高，m；

Z_2 ——烟气余热利用装置出口凝结水或热媒水压力测点断面几何标高，m。

6.4 烟气侧温降

$$\Delta t_f = t_{f1} - t_{f2} \dots\dots\dots (3)$$

式中：

t_{f1} ——烟气余热利用装置入口烟气温度，℃；

t_{f2} ——烟气余热利用装置出口烟气温度，℃。

6.5 工质温升

$$\Delta t_w = t_{w2} - t_{w1} \dots\dots\dots (4)$$

式中：

t_{w1} ——烟气余热利用装置入口凝结水或热媒水温度，℃；

t_{w2} ——烟气余热利用装置出口凝结水或热媒水温度，℃。

6.6 空气侧温升

$$\Delta t_a = t_{a2} - t_{a1} \dots\dots\dots (5)$$

式中：

t_{a1} ——烟气余热利用装置入口空气温度，℃；

t_{a2} ——烟气余热利用装置出口空气温度，℃。

6.7 再热段温升

$$\Delta t_{fr} = t_{fr2} - t_{fr1} \dots\dots\dots (6)$$

式中：

t_{fr1} ——烟气余热利用装置再热段入口烟气温度，℃；

t_{fr2} ——烟气余热利用装置再热段出口烟气温度，℃。

6.8 电耗率变化

与无烟气余热利用装置相比，投运烟气余热利用装置后，单位时间内厂用电率的变化量的计算公式为

$$\Delta r_a = r_{a1} - r_{a0} \dots\dots\dots (7)$$

式中：

r_{a1} ——烟气余热利用装置投入运行时厂用电率，%；

r_{a0} ——无烟气余热利用装置时厂用电率，%。

无烟气余热利用装置时的厂用电率 r_{a0} 又可以按烟气余热利用装置退出运行时的厂用电率 r_{a2} 减去烟气余热利用装置烟气侧阻力所带来的电耗率增量 $r_{\Delta a}$ ，其计算公式为

$$r_{a0} = r_{a2} - r_{\Delta a} \dots\dots\dots (8)$$

式中:

r_{a2} ——烟气余热利用装置退出运行时厂用电率, %;

$r_{\Delta a}$ ——烟气余热利用装置烟气侧阻力所带来的电耗率增量, %。

可参考 DL/T 469 中风机功率与压力的对应关系, 并假设风机功率不受阻力变化影响, 计算得到风机功率的变化, 从而获得电耗率增量 $r_{\Delta a}$ 。

6.9 烟气余热利用装置吸热量

烟气余热利用装置吸热量计算公式为

$$\Delta Q_f = q_m \cdot \frac{h_{out} - h_{in}}{3600} \dots\dots\dots (9)$$

式中:

q_m ——进入烟气余热利用装置的工质流量, t/h;

h_{out} ——烟气余热利用装置出口工质比焓, kJ/kg;

h_{in} ——烟气余热利用装置入口工质比焓, kJ/kg。

6.10 烟气余热利用装置漏风率

烟气余热利用装置漏风率计算公式为

$$\eta_{fg} = \frac{\omega_{fg,out} - \omega_{fg,in}}{\omega_{fg,in}} \times 100 \dots\dots\dots (10)$$

式中:

$\omega_{fg,out}$ ——烟气余热利用装置出口烟气质量分数, %;

$\omega_{fg,in}$ ——烟气余热利用装置入口烟气质量分数, %。

粗略估算烟气余热利用装置漏风率时, 可按如下公式计算:

$$\eta_{fg} = \frac{\alpha_{fg,out} - \alpha_{fg,in}}{\alpha_{fg,in}} \times 90 \dots\dots\dots (11)$$

式中:

$\alpha_{fg,out}$ ——烟气余热利用装置出口烟气过量空气系数, %;

$\alpha_{fg,in}$ ——烟气余热利用装置入口烟气过量空气系数, %。

7 节能量计算

7.1 热平衡法

按照 GB/T 8117.1, 机组供电煤耗率的降低值利用如下公式计算:

$$\Delta b = \left[\frac{HR_0}{\eta_{b0} \cdot \eta_{p0} \cdot (1 - r_{a0})} - \frac{HR_1}{\eta_{b1} \cdot \eta_{p1} \cdot (1 - r_{a1})} \right] / 29.3076 \dots\dots\dots (12)$$

式中:

HR_1 、 HR_0 ——烟气余热利用装置投入与退出运行时汽轮机热耗率, kJ/(kW·h), 参照 GB/T 8117.1, 两次试验机组主要参数、运行控制方式、试验结果修正方法应保持一致。

η_{b1} 、 η_{b0} ——烟气余热利用装置投入与退出运行时锅炉效率, %, 锅炉效率按照试验方法确定或采用设计值, 由参与试验各方商量确定; 按照试验方法确定时, 参照 GB/T 10184, 两次试验机组主要参数、运行控制方式、试验结果修正方法应保持一致。

η_{p1} 、 η_{p0} ——烟气余热利用装置投入与退出运行时管道效率, %, 参照 DL/T 904, 也可简化计

算，取值 0.99。

r_{a1} 、 r_{a0} ——烟气余热利用装置投入与退出运行时厂用电率，%，参照 DL/T 904，两次试验主要辅机设备运行方式应保持一致，如出现较大差异，且该差异不是投运或退出烟气余热利用装置所造成的，则需对厂用电率进行修正。

注：对于低温省煤器和热网加热器相结合的系统，在汽轮机热耗率计算中，低温省煤器提供的热量可作为供热量处理。

7.2 等效焓降法

烟气余热利用装置并联系统，可以跨越一个加热器，也可以跨越多个加热器与之并联，烟气余热利用装置见图 1。

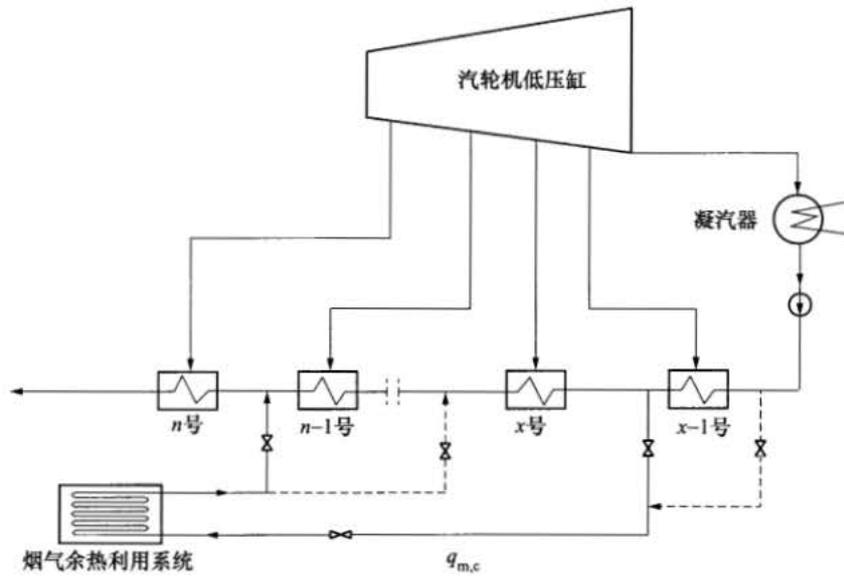


图 1 烟气余热利用装置

流经烟气余热利用装置的凝结水量相对于 1 kg 新蒸汽的份额 α_d 为

$$\alpha_d = q_{m,c} / q_{m,nms} \dots\dots\dots (13)$$

式中：

$q_{m,c}$ ——流经烟气余热利用装置、回水至凝结水系统的凝结水流量，kg/s；

$q_{m,nms}$ ——新蒸汽流量，kg/s。

份额为 α_d 的凝结水从加热器 $x-1$ 出口处引出热力系统，依据等效焓降基本法则，其损失的做功量 ΔW_1 为

$$\Delta W_1 = \alpha_d \sum_{r=1}^{x-1} H_r \eta_r \dots\dots\dots (14)$$

式中：

r ——任意抽汽级的编号；

H_r —— r 级加热器中 1 kg 水的焓升，kJ/kg；

η_r —— r 级加热器的抽汽效率，%。

份额为 α_d 的凝结水在烟气余热利用装置中吸收热量，升温后携带热焓 \overline{H}_d 从加热器 $n-1$ 的出口处返回热力系统。依据等效焓降基本法则，其（顶替）做功量 ΔW_2 为

$$\Delta W_2 = \alpha_d \left[(\overline{H}_d - \overline{H}_{n-1}) \cdot \eta_n + \sum_{r=1}^{n-1} H_r \eta_r \right] \dots\dots\dots (15)$$

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/218102102110006025>