



**国家电网**  
**STATE GRID**

密级:

# 试验报告

---

No:冀电研热动 2010—XXX

## 沧州华润热电有限公司 1号汽轮机检修后热力性能试验

河北省电力研究院

2010—05—11

**报 告 名 称:** 沧州华润热电有限公司 1 号汽轮机检修后热力性能  
试验

**报 告 编 号:** 冀电研热动 2010 - xxx

**试 验 地 点:** 沧州华润热电有限公司

**试 验 日 期:** 2010 年 05 月 04 日 ~ 2010 年 05 月 10 日

**试 验 负 责 人:** 河北省电力研究院 郭江龙

沧州华润热电有限公司 张强

**参 加 试 验 人 员:** 河北省电力研究院 李浩

沧州华润热电有限公司 李晓忠 等

**参 加 试 验 单 位:** 河北省电力研究院

沧州华润热电有限公司

**编 写 时 间:** 2010 年 5 月 11 日

**编 写:** 郭江龙

**校 阅:**

**审 核:**

**批 准:**

# 目 次

~~~~~

|                  |     |
|------------------|-----|
| 1. 试验概况          | (1) |
| 2. 试验目的          | (2) |
| 3. 试验标准          | (2) |
| 4. 试验测点及仪器       | (2) |
| 5. 试验工况及试验方法     | (2) |
| 6. 试验数据整理计算      | (3) |
| 7. 主要试验数据及计算结果汇总 | (4) |
| 8. 结论            | (5) |

## 1 试验概况

沧州华润热电有限公司一期工程配置两台供热机组，其汽轮机是由东方汽轮机有限公司生产的双缸、双排汽抽汽供热机组；发电机是由东方电机股份有限公司生产，型号为 QFSN—325—2—20B。机组主蒸汽、再热蒸汽系统采用单元制，主蒸汽管道采用 2-1-2 方式布置，系统设 35%BMCR 容量的电动旁路，用于机组启动、停机期间的气温、气压控制和机组事故停机期间的系统保护。凝结水自流到位于低压缸下方的排汽装置的热井中，热井中的凝结水由凝结水泵升压后经凝结水精处理装置、轴封冷却器和 4 台低压加热器加热后进入除氧器。每台机组设有一座凝结水贮水箱、3 台 50%容量的凝结水泵。机组设置 200m<sup>3</sup> 的凝结水补水箱，用于机组运行补水水源。给水在除氧水器中加热、除氧后由给水泵升压经过高压加热器加热进入锅炉省煤器。每台机组设置两台 50%容量的汽动调速给水泵和一台 50%容量的电动给水泵。电泵配有一台与其同轴布置的前置泵和液力耦合器。

汽轮机设有 8 段非调整抽汽分别供至高压加热器、除氧器及低压加热器。其中汽轮机的 1-3 段抽汽分别向 3 台高加提供加热蒸汽，5-8 段抽汽向 4 台低加提供加热蒸汽；汽轮机的 5 段抽汽除向 5 号低加提供加热蒸汽外，还向热网系统提供汽源。

循环水系统配置两台循环水泵；两台机组在循环水管道上设置了联络管道，机组夏季工况时两台循环水泵运行，冬季采暖期可以采用单机单泵或两机三泵的运行方式。为保证机组凝汽器循环水侧换热管道清洁，机组设置了一套胶球清洗装置，定期运行以保证机组凝汽器换热效果。

主要技术规范如下（纯凝工况下）：

型式：亚临界中间再热两缸两排汽采暖抽汽凝汽式汽轮机

额定蒸汽参数

新蒸汽：（高压主汽阀前）16.67MPa/537℃

再热蒸汽：（中压联合汽阀前）3.129MPa/537℃

背 压： 6.0 kPa

配汽方式：全电调（阀门管理）

转向：从汽机向发电机方向看为顺时针方向

转速：3000r/min

计算热耗：7872 KJ/kW.h

保证热耗：7905 KJ/kW.h，且经过误差修正的热耗试验值相对于保证热耗的允许偏差为+1%。

机组于 2010 年 4 月在检修期间更换汽轮机隔板、端部等汽封，为评估检修效果，

沧州华润电力有限公司委托河北省电力研究院进行修后热力性能试验。

## 2 试验目的

测试 1 号汽轮机热力性能参数，为检修后评估提供相关技术参数指标。

## 3 试验标准

GB/T 8117.2-2008《汽轮机热力性能验收试验规程 第2部分:方法B-各种类型和容量的汽轮机宽准确度试验》

水和水蒸汽性质:国际公式化委员会工业用1967年IFC公式

## 4 试验测点及仪器

试验以凝结水流量为计算基准，测量数据主要包括主汽压力、主汽温度、高排压力、高排温度、再热压力、再热温度、排汽压力、高压加热器和除氧器进汽压力温度、进出口水温、疏水温度、功率、减温水流量等。

### 4.1 电功率的测量

采用现场 DCS 中发电机电功率。

### 4.2 压力测量

用 0.075 级高精度 Druck 型绝对压力及相对压力变送器测量，测量值经仪表校验值、大气压力及仪表位差修正。

### 4.3 流量测量

流量信号从差压变送器或电子间中串接入数据采集系统。

### 4.4 温度测量

温度测量采用 K 型精密级热电偶或热电阻，补偿导线为精密级导线，冷端在数采系统中自动补偿，测量值经热电偶校验值修正。

### 4.5 数据采集

主机采用台式微型计算机，数据采集部分采用英国施伦伯杰公司生产的 IMP 分散式数据采集系统，自动记录压力、差压、温度、电功率等值，并进行数据处理，其精度为 0.02 级。

### 4.6 储水箱水位变化量的测量

除氧器水箱、凝汽器热井等系统内储水容器水位变化从 DCS 中读数，标尺最小刻度为毫米。

### 4.7 系统内明漏量的测量

漏出和漏入试验热力系统的无法隔离的明漏量，用秒表和量筒人工测量。

## 5 试验工况及试验方法

### 5.1 试验工况

试验负荷：325MW；

## 5.2 试验系统隔离

### 5.2.1 外漏隔离

为了保证滑压优化运行调整试验时，各试验工况外部条件可控，试验时必须对热力系统进行外部隔离，杜绝外漏，主要包括辅汽导至临机带，停止锅炉吹灰，凝汽器补水等。

### 5.2.2 内漏隔离

系统内漏不需要进行隔离，但对于影响机组热耗指标计算的系统内漏，如高压加热器危机疏水等，必须根据机组运行状况及试验数据的耦合关系进行估算。

## 5.3 试验持续时间和读数频率

试验稳定运行 10 分钟后开始试验，工况持续时间为 30 小时，DCS 采集时间间隔为 30 秒，人工记录数据读数时间间隔为 5 分钟。

## 6 试验数据整理计算

试验数据取试验期间内的数学平均值，最后对压力进行高度和大气压修正。除氧器、凝汽器水位信号直接取自 DCS。

热耗等热经济性指标则按照 GB 8117.2-2008《汽轮机热力性能验收试验规程 第 2 部分》方法计算。

### 6.1 热耗率计算

$$HR = \frac{(G_t - G_{shs}) \times (I_t - I_{fw}) + G_{shs} (I_t - I_{shs}) + (G_r - G_{rhs}) \times (I_r - I_{crh}) + G_{rhs} (I_r - I_{rhs})}{P}$$

其中：

HR ---- 试验热耗 kJ/kWh

$G_t$ 、 $G_{shs}$ 、 $G_r$ 、 $G_{rhs}$  ---- 主汽流量、过减流量、再热流量、再减流量 t/h

$I_t$ 、 $I_{fw}$ 、 $I_{shs}$ 、 $I_r$ 、 $I_{crh}$ 、 $I_{rhs}$  ---- 主汽焓、给水焓、过减水焓、再热焓、冷再焓、再减水焓 kJ/kg

P ---- 发电机输出功率 MW

试验主汽流量的修正

$$G_s = G_t \times \sqrt{\frac{p_s \cdot v_t}{p_t \times v_s}}$$

其中：

$G_s$ 、 $G_t$  ---- 修正主汽流量、试验主汽流量 t/h

$p_s$ 、 $p_t$  ---- 设计主汽压力、试验主汽压力 MPa

$v_s$ 、 $v_t$  ---- 设计状态主汽比容、试验状态主汽比容  $m^3/kg$

### 6.2 汽轮机缸效率计算

$$\eta = \frac{I_{in} - I_{out}}{I_{in} - I_{outc}} \times 100\%$$

其中：

$\eta$  ----- 缸效率 %

$I_{in}$  ----- 缸进汽焓 kJ/kg

$I_{out}$  ----- 缸排汽焓 kJ/kg

$I_{outc}$  ----- 缸等熵排汽焓 kJ/kg

### 6.3 试验结果修正

按照试验标准的要求，需要对试验热耗进行二类参数修正，二类参数修正依据制造厂家提供的修正曲线对试验参数进行修正，内容包括：

主蒸汽压力

主蒸汽温度

再热蒸汽压降

再热蒸汽温度

排汽压力

参数修正后机组热耗率为：

$$NHR_h = NHR / K_h$$

$NHR_h$ 、 $NHR$  ----- 参数后修正热耗、系统修正后热耗 kJ/kWh

$K_h$  ----- 热耗率参数综合修正系数

## 7 主要试验数据及计算结果汇总

表 1 主要试验数据及计算结果汇总表

| 序号  | 项目名称    | 单位  | 修前     | 修后     | 备注 |
|-----|---------|-----|--------|--------|----|
| 1.  | 功率      | MW  | 322.13 | 327.35 |    |
| 2.  | 主汽压力    | MPa | 16.42  | 16.43  |    |
| 3.  | 主蒸汽温度   | °C  | 540.49 | 539.79 |    |
| 4.  | 调节级压力   | MPa | 12.36  | 12.49  |    |
| 5.  | 调节级温度   | °C  | 509.70 | 505.67 |    |
| 6.  | 高排压力    | MPa | 3.81   | 3.93   |    |
| 7.  | 高排温度    | °C  | 339.37 | 336.29 |    |
| 8.  | 再热蒸汽压力  | MPa | 3.49   | 3.63   |    |
| 9.  | 再热蒸汽温度  | °C  | 538.66 | 542.53 |    |
| 10. | 中压缸排汽压力 | MPa | 0.58   | 0.58   |    |
| 11. | 中压缸排汽温度 | °C  | 287.43 | 285.79 |    |
| 12. | 真空      | kPa | 5.32   | 7.00   |    |
| 13. | 给水压力    | °C  | 18.25  | 18.28  |    |
| 14. | 给水温度    | °C  | 276.95 | 277.37 |    |
| 15. | 再热减温水流量 | t/h | 6.62   | 7.56   |    |
| 16. | 过热减温水流量 | t/h | 78.10  | 98.55  |    |

|     |             |          |        |        |  |
|-----|-------------|----------|--------|--------|--|
| 17. | 试验热耗率       | kJ/kw. h | 8241.8 | 8161.6 |  |
| 18. | 二类修正后热耗率    | kJ/kw. h | 8277.3 | 8140.4 |  |
| 19. | 高压缸效率       | %        | 80.12  | 83.78  |  |
| 20. | 中压缸效率       | %        | 90.92  | 91.73  |  |
| 21. | 中轴封漏汽率      | %        | 5.84   | 2.06   |  |
| 22. | 高压轴封一漏至 DTR | t/h      | 2.065  | 1.089  |  |
| 23. | 高压轴封二漏至 SSR | t/h      | 4.733  | 2.626  |  |
| 24. | 中压轴封一漏至 SSR | t/h      | 0.795  | 0.650  |  |

## 8 结论

### 8.1 汽轮机热耗率评估

试验工况下，汽轮机热耗率为 8161.6 kJ/kw. h，经二类（参数）修正后热耗率为 8140.4 kJ/kw. h，较检修前热耗率降低 136.86kJ/kw. h，折合发电煤耗约 5.1g/kw. h。

### 8.2 汽轮机缸效率评估

试验是在 3 阀点下（机组调门 CV1、CV2 和 CV4 保持全开，CV3 全关）进行，负荷约为 327MW。

#### 8.2.1 高压缸效率

高压缸效率计算汇总表如表 2 所示：

表 2 高压缸效率计算汇总表

| 序号 | 项目名称     | 单位    | 修前       | 修后       | 备注 |
|----|----------|-------|----------|----------|----|
| 1. | 功率       | MW    | 322.13   | 327.35   |    |
| 2. | 主汽压力     | MPa   | 16.42    | 16.43    |    |
| 3. | 主蒸汽温度    | ℃     | 540.49   | 539.79   |    |
| 4. | 高排压力     | MPa   | 3.81     | 3.93     |    |
| 5. | 高排温度     | ℃     | 339.37   | 336.29   |    |
| 6. | 高压缸等熵排汽焓 | kJ/kg | 2990.129 | 2995.868 |    |
| 7. | 高压缸效率    | %     | 80.12    | 83.78    |    |

试验工况下，汽轮机高压缸效率为 83.78%，较检修前 80.12% 提高 3.66 个百分点，热耗率降低约 53.7kJ/kw.h，折合发电煤耗约为 1.99g/kw.h。

#### 8.2.2 中压缸效率

中压缸效率计算汇总表如表 3 所示：

表 3 中压缸效率计算汇总表

| 序号 | 项目名称    | 单位  | 修前     | 修后     | 备注 |
|----|---------|-----|--------|--------|----|
| 1. | 功率      | MW  | 322.13 | 327.35 |    |
| 2. | 再热蒸汽压力  | MPa | 3.49   | 3.63   |    |
| 3. | 再热蒸汽温度  | ℃   | 538.66 | 542.53 |    |
| 4. | 中压缸排汽压力 | MPa | 0.58   | 0.58   |    |



|    |         |   |        |        |
|----|---------|---|--------|--------|
| 5. | 中压缸排汽温度 | ℃ | 287.43 | 285.79 |
| 6. | 中轴封漏气率  | % | 5.84   | 2.06   |
| 7. | 中压缸效率   | % | 90.92  | 91.73  |

试验工况下，汽轮机中压缸效率为 91.73%，较检修前 90.92% 提高 0.81 个百分点，热耗率降低约 7.3kJ/kw.h，折合发电煤耗约为 0.27g/kw.h。

### 8.3 汽封改造评估

#### 8.3.1 中轴封漏汽量评估

试验中采用变温法对其进行了测试，检修前后测试图分别如图 1、图 2 所示：

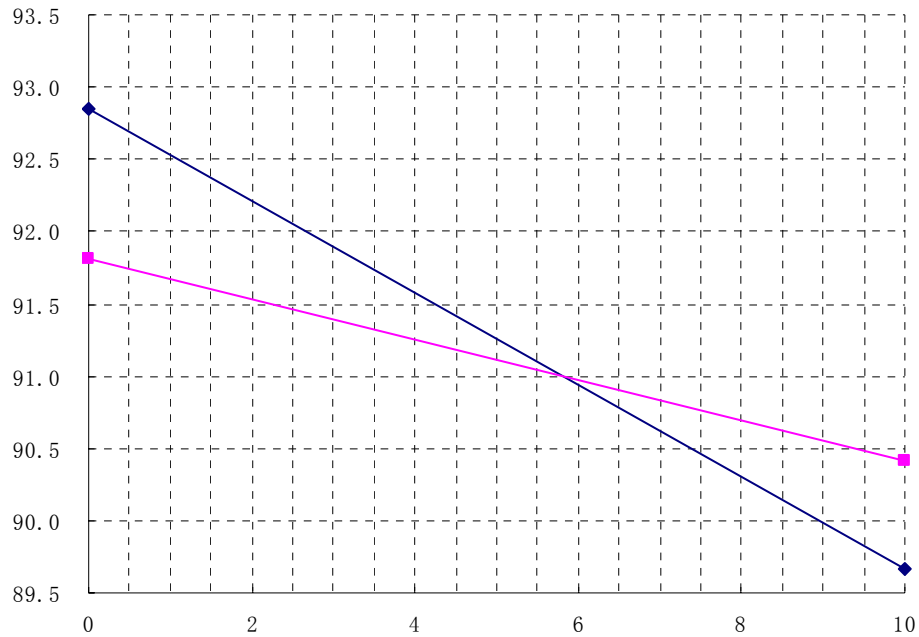


图 1 检修前中轴封漏汽率测试图

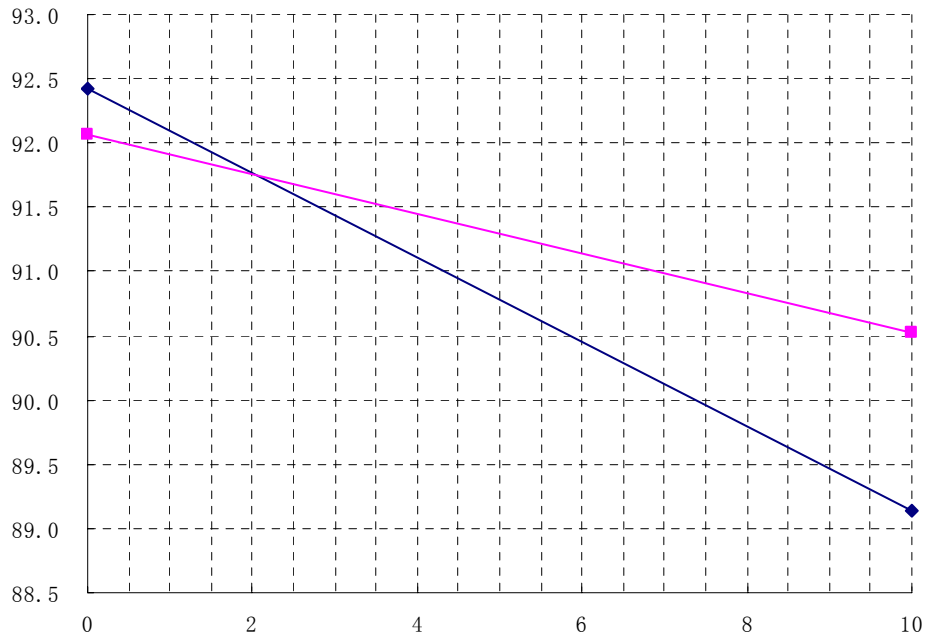


图 2 检修后中轴封漏汽率测试图

测试表明，汽封改造后中轴封漏汽率由 5.84%降低到 2.06%，热耗率降低约 56.19 kJ/kw.h，折合发电煤耗约为 2.08g/kw.h。

### 8.3.2 高、中压轴封漏汽量评估

试验中对高压轴封一漏至除氧器漏汽、高压轴封二漏至汽封母管漏汽及中压轴封一漏至汽封母管漏汽直接接入差压变送器测量漏量，测试结果如表 4 所示：

表 4 高、中压轴封漏汽量测试结果汇总

| 序号 | 项目名称        | 单位  | 数据    | 数据    | 备注            |
|----|-------------|-----|-------|-------|---------------|
| 1. | 高压轴封一漏至 DTR | t/h | 2.065 | 1.089 |               |
| 2. | 高压轴封二漏至 SSR | t/h | 4.733 | 2.626 |               |
| 3. | 中压轴封一漏至 SSR | kPa | 3.34  | 2.20  | 温度有问题，流量数据为估测 |
|    |             | t/h | 0.795 | 0.650 |               |

### 8.4 回热系统性能

试验工况下，3 台高压加热器经水位优化调整后，各高压加热器给水端差、疏水端差如表 5 所示。

表 5 高压加热器给水端差、疏水端差计算汇总表

| 序号 |      | 单位 | 1 号高加 | 2 号高加 | 3 号高加 | 备注 |
|----|------|----|-------|-------|-------|----|
| 1. | 给水端差 | ℃  | 0.034 | 0.503 | 0.345 |    |
| 2. | 疏水端差 | ℃  | 4.980 | 6.046 | 3.324 |    |

数据表明，检修前加热器水位经优化后（见报告：No:冀电研热动 2010—103），水位设置是合理的。

针对运行反映的低负荷下加热器端差超过 15℃，水位设置可能偏低的问题，试验人员在 200MW 负荷下进行了测试。测试表明，DCS 数据中 1 号高加、2 号高加疏水温度比真实值偏高 10℃左右。同时在额定负荷下，各高加水位降低 20mm 后，数据仍表明加热器水位设置点在虹吸点以上，因此即便水位波动，也能保证加热器疏水不会出现汽水混流的现象，加热器水位设置是合理的。

建议 1 号高压加热器水位从当前设定值 120mm 调整至 20mm；2 号高压加热器水位从当前设定值 110mm 调整至 95mm；3 号高压加热器水位从当前设定值 100mm 调整至-20mm。