



密级：技术秘密

合同编号：

报告编号：

华电国际芜湖发电有限公司  
2号汽轮机机侧优化改造后试验报告

华电电力科学研究院  
二〇一一年六月

## 注意事项

1. 本技术报告的著作权属于华电电力科学研究院，未经我中心书面许可，任何单位与人员不得复制或擅自公开发表；
2. 凡注明了密级的技术报告，任何部门与人员均不得私自对外提供，不得复制；
3. 无华电电力科学研究院技术报告专用章的技术报告，不属我院的正式技术报告；
4. 对本技术报告有异议者，请与华电电力科学研究院科研管理部联系（电话：0571-88246760）；
5. 华电电力科学研究院投诉电话（传真）：0571-88246076。

合同编号：

项目负责单位：华电电力科学研究院

项目承担单位：安徽华电芜湖发电有限公司

项目起讫日期：2011年5月—2011年6月

项目负责人：

主要工作人员：华电电力科学研究院：

焦诗元 俞启云

华电芜湖发电有限公司：

段元光 宋明欣 当值值长及运行人员等

报告编写人：

校 对：

审 核：

批 准：

## 摘 要

本报告阐述了华电芜湖发电有限公司2号机组机侧修后性能试验的情况，报告详细描述了试验标准、试验工况、试验方法，计算方法等，试验测得汽轮机在3VWO、660MW、590MW、500MW工况下的热耗率、高中压缸效率。

**关键词：**汽轮机 大修 热耗率 缸效率

## Abstract

In this report, the test experiment of No.2 generating unit in Wu'hu Power Company Limited was explained. The details of testing standards, testing conditions, testing method, computational method were depicted. There were seven working condition in this experiment 3VWO、660MW、590MW、500MW. The heat consumption rate and the efficiency of high-pressure cylinder of every working condition were tested under different working conditions.

**Key words:** Turbine Heat, General Overhaul, Consumption Rate, The Efficiency of Cylinder

# 目 录

<b>1.</b>	<b>概述</b> .....	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>试验目的</b> .....	<b>2</b>
<b>3.</b>	<b>试验标准与依据</b> .....	<b>2</b>
<b>4.</b>	<b>试验工况表</b> .....	<b>2</b>
<b>5.</b>	<b>汽轮机主要技术规范</b> .....	<b>3</b>
<b>6.</b>	<b>试验测点及测量方法</b> .....	<b>3</b>
6.1	主流量测量 .....	3
6.2	发电机功率的测量 .....	3
6.3	温度测量 .....	3
6.4	压力及辅助流量的测量 .....	3
6.5	水位测量 .....	4
6.6	系统明漏量测量 .....	4
6.7	试验数据采集与采样频度.....	4
<b>7.</b>	<b>试验计算方法</b> .....	<b>4</b>
7.1	凝结水流量 .....	4
7.2	流量平衡计算 .....	4
7.3	主蒸汽流量 .....	5
7.4	冷再入口流量 .....	5
7.5	中压缸进口流量 .....	6
7.6	试验热耗率 .....	6
7.7	试验汽耗率 .....	6
7.8	机组发电煤耗率 .....	6
7.9	修正计算 .....	6
<b>8.</b>	<b>试验情况</b> .....	<b>7</b>
<b>9.</b>	<b>试验结果及分析</b> .....	<b>7</b>
9.1	热耗率、煤耗率及高中压缸效率.....	8
9.2	负荷特性 .....	12
9.3	厂用电率及发、供电煤耗率特性.....	13

9.4	回热系统试验结果 .....	14
9.5	系统泄漏量 .....	15
9.6	机组厂用电率 .....	15
9.7	主汽流量随调节级压力变化关系.....	16
<b>10.</b>	<b>优化改造项目总结 .....</b>	<b>17</b>
10.1	提高高、中压缸效率 .....	17
10.2	热力系统优化改造 .....	18
<b>11.</b>	<b>试验结论 .....</b>	<b>20</b>
11.1	热耗率情况 .....	20
11.2	缸效率情况 .....	20
<b>12.</b>	<b>附录 .....</b>	<b>21</b>
	附录 1: 试验测点汇总表 .....	21
	附录 2: 隔离清单 .....	24
	附录 3: 2 号汽轮机组 660MW 负荷设计热平衡图 .....	28
	附录 4: 2 号汽轮机组修正曲线 .....	29
	附录 5: 试验数据及结果汇总 .....	35
	附录 6: 试验测点布置示意图 .....	44

## 1. 概述

华电芜湖发电有限公司 2 号汽轮机系东方汽轮机有限公司引进日本日立技术制造生产的 N660-25/600/600 型超超临界、一次中间再热、三缸四排汽、双背压、凝汽式汽轮机。机组由西北电力设计院负责设计，西安热工研究院调试。

为了解 2 号机组目前运行的经济性状况，测定机组本次大修中实施的汽轮机机侧优化改造后的经济指标数据，检验汽轮机机侧改造及大修效果，华电芜湖发电有限公司委托华电电力科学研究院对该机组进行大修改造后的热力性能诊断试验，本报告阐述了华电芜湖发电有限公司 2 号汽轮机修后热力性能试验情况，报告叙述了试验标准、试验工况、试验仪表及试验方法等，对试验结果进行了计算和评价，并与优化改造前的诊断试验结果进行对比，得出改造的效果，总结大修及完善改进的经验。在试验的准备和实施过程中，华电芜湖发电有限公司领导非常重视，多次亲临现场指导，各相关专业配合的同志工作积极，不辞辛苦。在此，对他们的大力支持表示衷心地感谢。

本次试验 2 号机组共进行了 4 个工况，分别为：3VWO、660MW、590MW、500MW 工况。改造后 2 号机组 **3VWO** 负荷工况下热耗率为 7380.50 kJ/(kW·h)，发电煤耗率为 273.5 g/(kW·h)，供电煤耗率为 284.2 g/(kW·h)；**660MW** 负荷工况下热耗率为 7395.46 kJ/(kW·h)，发电煤耗率为 274.1 g/(kW·h)，供电煤耗率为 284.88 g/(kW·h)；**590MW** 负荷（表 9-2）工况下热耗率为 7462.33kJ/(kW·h)，发电煤耗率为 276.56 g/(kW·h)，供电煤耗率为 287.6 g/(kW·h)；**500MW** 工况下热耗率为 7551.86kJ/(kW·h)，发电煤耗率为 279.88g/(kW·h)，供电煤耗率为 291.51g/(kW·h)。

以 3VWO 工况进行修前，修后对比。优化改造后 3VWO 工况下热耗率为 7380.50kJ/(kW·h)，比改造前热耗率 7714.20kJ/(kW·h)下降了 **333.70kJ/(kW·h)**，折算成发电煤耗率下降量为 **15.5 g/(kW·h)**，比 THA 工况下设计值 7365 kJ/(kW·h)高 15.5 kJ/(kW·h)。

由于试验目的不同，机组的诊断试验并非严格按照汽轮机性能试验的有关规程进行；加之影响因素复杂，因此本报告所讨论试验结果及问题不宜作为评价制造厂汽轮机性能的依据。同时试验得出的热耗、煤耗是在系统隔离工况下得到的，不作为性能考核及上报年平均煤耗的依据。

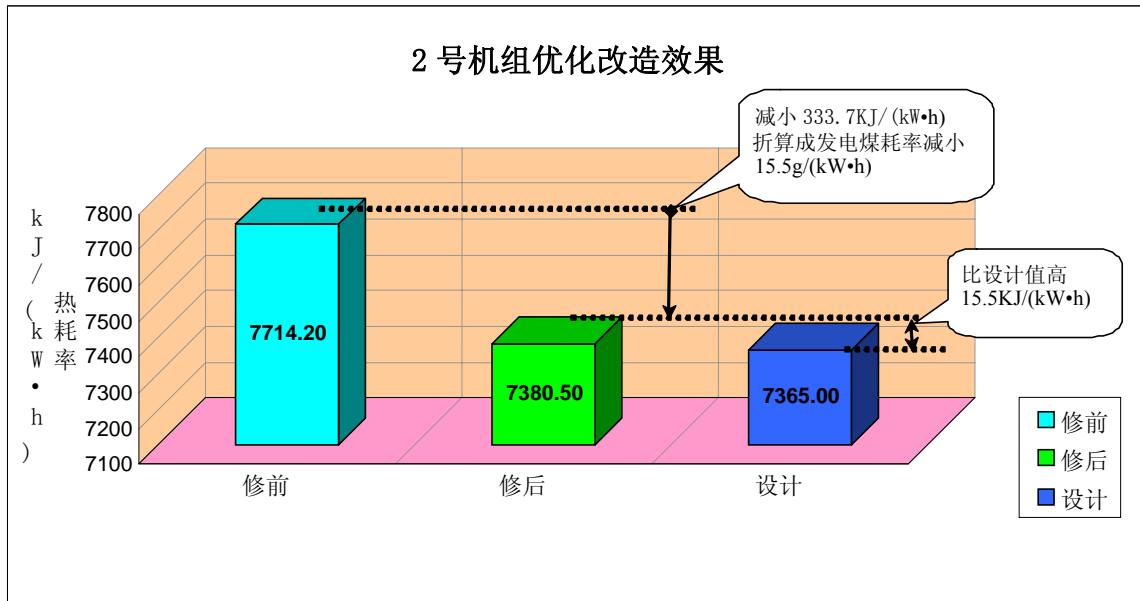


图1 3VWO 工况下机组优化改造效果图

## 2. 试验目的

通过试验获得机组在各试验工况下的高压缸效率、中压缸效率、热耗率、机组的发电煤耗以及供电煤耗；并给出机组回热系统性能参数。分析热力系统运行主要参数，发现机组目前运行中存在的问题，为机组大修提供技术指导。

## 3. 试验标准与依据

国家标准《电站汽轮机热力性能验收试验规程》(GB8117-2008)；

上海汽轮机厂有限责任公司《汽轮机热力特性计算书》；

国际公式化委员会(IFC)《具有火用参数的水和水蒸汽性质参数手册》(1967年工业用 IFC 公式计算)；

设计、制造技术文件、资料，以及相关的合同文件。

## 4. 试验工况表

表 4-1 机组性能试验工况汇总表

工况代码		660MW	3VWO	590MW	500MW
试验日期	y/m/d	2011-6-9	2011-6-9	2011-6-10	2011-6-10
开始时间	h:m	12:10	14:30	10:10	12:50
结束时间	h:m	13:55	15:30	11:10	13:50



## 5. 汽轮机主要技术规范

型号	N660-25/600/600
名称	超超临界中间再热冲动式汽轮机
型式	单轴、三缸、四排汽、高中压合缸
额定功率	660 MW
主蒸汽流量	1789.9 t/h
主汽门前额定蒸汽压力	25.0 MPa
主汽门前额定蒸汽温度	600 °C
高压缸排汽口压力	4.85 MPa
高压缸排汽口温度	349.6 °C
再热蒸汽流量	1459.7 t/h
再热蒸汽压力	4.36 MPa
再热蒸汽温度	600 °C
最终给水温度	287.9 °C
回热级数	三高、四低、一除氧
保证热耗率 (THA)	7365.0 kJ/(kW·h)
给水泵驱动方式	小汽轮机驱动 (2×100%)
额定排汽压力	4.9 kPa
汽轮机工作转速	3000r/min
低压缸末级叶片高度	1016mm
制造厂	东方汽轮机责任有限公司
加热器上端差	-1.7°C(1号)、0°C(2、3号)、2.8°C(低加)
加热器下端差	5.6°C

## 6. 试验测点及测量方法

### 6.1 主流量测量

本次试验以主凝结水为主流量进行测量、计算。采用主凝结水流量孔板通过热平衡计算主给水流量。

### 6.2 发电机功率的测量

发电机出口电功率采用现场发电机有功统计值。

### 6.3 温度测量

工业精密 I 级热电偶测量。

### 6.4 压力及辅助流量的测量

采用 0.075 级 ROSEMOUNT 压力变送器测量。过热器减温水流量和再热器减温水流量利用现场孔板测量。高压缸后轴封漏汽至中排流量、高、中压缸轴封漏汽至汽封调节器流量、低压汽封漏汽至轴加流量采用设计值。

## 6.5 水位测量

除氧器水箱水位和凝汽器水位使用现场液位变送器测量。

## 6.6 系统明漏量测量

试验期间对机组系统中无法隔离的可见漏流量,尽量由试验人员用量筒和秒表现场进行测量。

## 6.7 试验数据采集与采样频度

主、辅流量差压、压力、温度采用 IMP 分布式数据采集系统测量记录,每 30 秒采集一次。

# 7. 试验计算方法

计算出采集数据的算术平均值,再经过仪表校验值、高差、大气压力等修正后作为试验原始测量数据。

对于同一参数、多重测点的情况,其测量值取各测点的算术平均值。

## 7.1 凝结水流量

大修后试验计算以实测凝结水流量为依据,为了评价大修以及完善改进效果,大修后计算仍以实测凝结水流量为依据,考核发电煤耗率以新加装流量孔板的实测凝结水流量计算为基准,计入减温水流量、不明泄漏量等,求得给水流量、主蒸汽流量及再热蒸汽流量。

## 7.2 流量平衡计算

1 号高加热平衡

$$G_{\text{给水}} \cdot (h_{\text{出水1}} - h_{\text{进水1}}) = G_{\text{进汽1}} \cdot (h_{\text{进汽1}} - h_{\text{疏水1}}) \dots\dots\dots (1)$$

2 号高加热平衡

$$G_{\text{给水}} \cdot (h_{\text{出水2}} - h_{\text{进水2}}) = G_{\text{进汽2}} \cdot (h_{\text{进汽2}} - h_{\text{疏水2}}) + G_{\text{进汽1}} \cdot (h_{\text{疏水1}} - h_{\text{疏水2}}) \dots\dots\dots (2)$$

除氧器热平衡

$$G_{\text{出水3}} \cdot h_{\text{出水3}} = G_{\text{进汽3}} \cdot h_{\text{进汽3}} + G_{\text{凝水}} \cdot h_{\text{进水3}} + (G_{\text{进汽1}} + G_{\text{进汽2}}) \cdot h_{\text{疏水2}} + G_{\text{B}} \cdot h_{\text{主汽}} + G_{\text{F}} \cdot h_{\text{主汽}} - G_{\text{D}} \cdot h_{\text{D}} + G_{\text{除当量}} \cdot h_{\text{出水3}} \dots\dots\dots (3)$$

除氧器流量平衡

$$G_{\text{出水3}} = G_{\text{进汽1}} + G_{\text{进汽2}} + G_{\text{进汽3}} + G_{\text{凝水}} + G_{\text{除当量}} - G_{\text{放汽}} - G_{\text{D}} \dots\dots\dots (4)$$

给水流量

$$G_{\text{给水}} = G_{\text{出水3}} - G_{\text{过减}} - G_{\text{再减}} \quad (5)$$

式中： $G_{\text{给水}}$ ——通过高压加热器的给水流量[t/h]

$G_{\text{进汽}}$ ——加热器进汽流量[t/h]

$G_{\text{进水}}, G_{\text{出水}}$ ——加热器进、出口水流量[t/h]

$h_{\text{进水}}, h_{\text{出水}}$ ——加热器进、出口水焓[kJ/kg]

$h_{\text{进汽}}, h_{\text{疏水}}$ ——加热器进汽、疏水焓[kJ/kg]

$G_B$ ——高压门杆一档漏汽量（取设计值按负荷率计算）

$G_F$ ——高压门杆二档漏汽量（取设计值按负荷率计算）

$h_{\text{主汽}}$ ——高压门杆漏汽焓（取主汽后焓）

$Q_{\text{散热1}}, Q_{\text{散热2}}, Q_{\text{散热3}}$ ——加热器散热损失[kJ/kg]。

下标 1、2、3 分别代表 1、2 号高加及除氧器

$G_{\text{除当量}}$ ——除氧器水位变化当量流量[t/h]，水位下降为正

$G_{\text{放汽}}, h_{\text{放汽}}$ ——除氧器放汽量及其焓值[t/h, kJ/kg]（ $G_{\text{放汽}}$ 包含在  $G_{\text{除当量}}$  中）

$G_{\text{过减}}, G_{\text{再减}}$ ——过热减温水及再热减温水流量[t/h]

以上 5 个方程有  $G_{\text{给水}}, G_{\text{进汽1}}, G_{\text{进汽2}}, G_{\text{进汽3}}, G_{\text{出水3}}$  共 5 个未知数，可联立求解得到给水流量与各加热器进汽流量。

### 7.3 主蒸汽流量

$$G_{\text{主汽}} = G_{\text{给水}} + G_{\text{过减}} + G_{\text{汽包当量}} - G_{\text{炉明漏}} - G_{\text{不明漏}} \dots\dots\dots (6)$$

式中： $G_{\text{主汽}}$ ——主蒸汽流量[t/h]

$G_{\text{汽包当量}}$ ——汽包水位变化当量流量[t/h]，水位下降为正

$G_{\text{炉明漏}}$ ——锅炉侧明漏量[t/h]

$G_{\text{不明漏}}$ ——系统不明漏量计入锅炉的部分[t/h]

### 7.4 冷再入口流量

$$G_{\text{冷再}} = G_{\text{主汽}} - G_{\text{进汽1}} - G_F - G_E - G_{A2} - G_B - G_C - G_{E1} + G_D \dots\dots\dots (7)$$

式中： $G_{\text{冷再}}$ ——冷再入口流量[t/h]

$G_{A2}$ ——平衡盘漏汽流量[t/h]

$G_E$ ——高压缸轴封漏入中压缸流量[t/h]

$G_B, G_C, G_{E1}$ ——高压缸后轴封及平衡盘漏汽量[t/h]

### 7.5 中压缸进口流量

$$G_{\text{中进}} = G_{\text{冷再}} + G_{\text{再减}} + G_{A2} \dots\dots\dots (8)$$

式中： $G_{\text{中进}}$ ——中压缸进口流量[t/h]

### 7.6 试验热耗率

$$\begin{aligned} HR_{\text{试验}} = & (G_{\text{主汽}} \cdot h_{\text{主汽}} + G_{\text{再热}} \cdot h_{\text{再热}} - G_{\text{冷再}} \cdot h_{\text{冷再}} - G_{A2} \cdot (h_{\text{再热}} - h_{\text{主汽}}) \\ & - G_{\text{给水}} \cdot h_{\text{给水}} - G_{\text{过减}} \cdot h_{\text{过减}} - G_{\text{再减}} \cdot h_{\text{再减}}) / P \dots\dots\dots (9) \end{aligned}$$

式中： $HR_{\text{试验}}$ ——试验热耗率[kJ/(kW·h)]

$h_X$ ——对应各流量的焓值[kJ/kg]

$P$ ——发电机功率[MW]

### 7.7 试验汽耗率

$$d = G_{\text{主汽}} / P \dots\dots\dots (10)$$

式中： $d$ ——试验汽耗率[kg/(kW·h)]

### 7.8 机组发电煤耗率

$$b = \frac{HR_{\text{试验}}}{\eta_b \times \eta_p \times 29.3076} \dots\dots\dots (11)$$

式中： $b$ ——试验发电煤耗率[g/(kW·h)]

$\eta_b$ ——锅炉效率

$\eta_p$ ——管道效率

### 7.9 修正计算

修正计算以制造厂提供的热力特性计算书为基准，本次试验只进行二类修正（参数修正）：

- 1) 主蒸汽温度
- 2) 主蒸汽压力
- 3) 再热蒸汽温度
- 4) 再热器压降
- 5) 排汽压力

## 8. 试验情况

本次热力性能试验根据 2 号机组试验大纲的要求进行，试验期间负荷保持稳定，汽轮机高压调门按照工况要求进行开启，试验于 2011 年 6 月完成。

试验过程保持锅炉燃烧稳定，机组运行参数稳定，不进行补水、排污、吹灰以及化学加药。

## 9. 试验结果及分析

本次试验的 4 个工况为 3VWO 工况、660MW 工况、590MW 工况、500MW 工况，试验的主要参数及计算结果在表 9-1 中列出。

表 9-1 各工况主要试验参数以及计算结果汇总表

工况代码	/	THA	660MW	3VWO	590MW	500MW
试验日期	年/月/日	/	2011-6-9	2011-6-9	2011-6-10	2011-6-10
开始时间	h:m	/	12:10	14:30	10:10	12:50
结束时间	h:m	/	13:55	15:30	11:10	13:50
阀位	/	/	复合阀	三阀全开	复合阀	复合阀
发电机有功功率	MW	660.0	660.4	622.7	591.7	501.7
凝汽器压力	kPa	4.90	6.68	6.39	6.06	5.51
高压缸						
主蒸汽压力	MPa	24.84	24.83	24.90	21.34	21.46
主蒸汽温度	℃	597.9	600.4	601.9	600.0	601.8
主蒸汽焓	kJ/kg	3488.9	3496.6	3500.2	3527.0	3531.2
高压缸排汽管压力	MPa	4.9	5.1	4.8	4.6	3.9
高压缸排汽管温度	℃	349.6	358.8	351.9	350.2	353.8
高压缸排汽焓	kJ/kg	3071.9	3089.4	3079.5	3080.4	3105.3
高压缸效率	%	86.8	85.2	85.5	83.7	82.3
中压缸						
再热器压损	%	10.10	10.48	10.46	10.54	10.81
中压缸进汽压力	MPa	4.36	4.59	4.29	4.08	3.47
中压缸进汽温度	℃	600.0	595.8	592.6	594.3	590.7
中压缸进汽焓	kJ/kg	3672.0	3660.4	3655.6	3661.2	3657.8
中压缸排汽压力	MPa	1.17	1.17	1.10	1.05	0.90
中压缸排汽温度	℃	394.3	385.8	383.8	385.6	386.3
中压缸效率	%	93.54	92.47	92.37	92.40	91.54
热耗率、煤耗率						
试验热耗率	kJ/(kW·h)	7365.00	7584.98	7529.82	7571.53	7586.89
试验汽耗率	kg/(kW·h)	2.709	2.837	2.780	2.771	2.724
修正热耗率	kJ/(kW·h)	7365.00	7395.46	7380.50	7462.33	7551.86
修正后发电煤耗率	g/(kW·h)	272.95	274.08	273.52	276.56	279.88

工况代码	/	THA	660MW	3VWO	590MW	500MW
厂用电率	%	/	3.79	3.76	3.84	3.99
修正后供电煤耗率	g/(kW·h)	/	284.88	284.21	287.60	291.51
不明泄漏量						
除氧器当量流量	t/h	/	0.06	0.01	0.02	0.02
热井当量流量	t/h	/	0.75	1.38	0.97	0.91
明漏量	t/h	/	0.00	0.00	0.00	0.00
漏量当量流量	t/h	/	0.82	1.40	0.99	0.93
漏量百分比	%	/	0.04	0.08	0.06	0.07

注：锅炉效率取 93%，管道效率取 99%

## 9.1 热耗率、煤耗率及高中压缸效率

### 9.1.1 热耗率及煤耗率试验结果

#### (1) 试验结果

改造后 2 号机组 3VWO（表 9-2）工况下热耗率为 7380.50kJ/(kW·h)，发电煤耗率为 273.52 g/(kW·h)，供电煤耗率为 284.21g/(kW·h)（管道效率取 99%，锅炉效率取 93%）。

660MW（表 9-2）工况下热耗率为 7395.46kJ/(kW·h)，发电煤耗率为 274.08g/(kW·h)，供电煤耗率为 284.88g/(kW·h)（管道效率取 99%，锅炉效率取 93%）。

590MW 负荷（表 9-2）工况下热耗率为 7462.33kJ/(kW·h)，发电煤耗率为 276.56g/(kW·h)，供电煤耗率为 287.60 g/(kW·h)（管道效率取 99%，锅炉效率取 93%）。

500MW 工况下热耗率为 7551.86kJ/(kW·h)，发电煤耗率为 279.88g/(kW·h)，供电煤耗率为 291.51g/(kW·h)（管道效率取 99%，锅炉效率取 93%）。

表 9-2 2 号机组改造后热耗率试验结果

试验工况	单位	THA	660MW	3VWO	590MW	500MW
高压缸效率	%	86.84	85.22	85.47	83.66	82.31
中压缸名义效率	%	93.54	92.47	92.37	92.40	91.54
试验热耗率	kJ/(kW·h)	7365.00	7584.98	7529.82	7571.53	7586.89
试验发电煤耗率	g/(kW·h)	275.92	281.10	279.06	280.60	281.17
试验供电煤耗率	g/(kW·h)	/	292.18	289.96	291.81	292.86
修正后的热耗率	kJ/(kW·h)	7365.00	7395.46	7380.50	7462.33	7551.86
修正后的发电煤耗率	g/(kW·h)	272.95	274.08	273.52	276.56	279.88

试验工况	单位	THA	660MW	3VWO	590MW	500MW
修正后的供电煤耗率	g/(kW·h)	/	284.88	284.21	287.60	291.51

注：锅炉效率取 93%，管道效率取 99%

(2) 优化改造前、后对比

从表 9-3 中数据可见,优化改造后 3VWO 工况下热耗率为 7380.50kJ/(kW·h),比改造前热耗率 7714.20 kJ/(kW·h)下降了 349.20 kJ/(kW·h),比 THA 工况下设计值 7365.00 kJ/(kW·h)高 15.50 kJ/(kW·h)。改造前后热耗率综合对比情况如表 9-3 所示。

表 9-3 2 号机组改造前、后热耗率对比

热耗率 (kJ/kW·h)		
工况	3VWO	660MW
改造前	7714.20	7722.50
改造前高于设计值	349.20	357.50
改造后	7380.50	7395.46
改造后高于设计值	15.50	30.46
改造前、后下降值	333.70	327.04
设计值	7365.00	7365.00

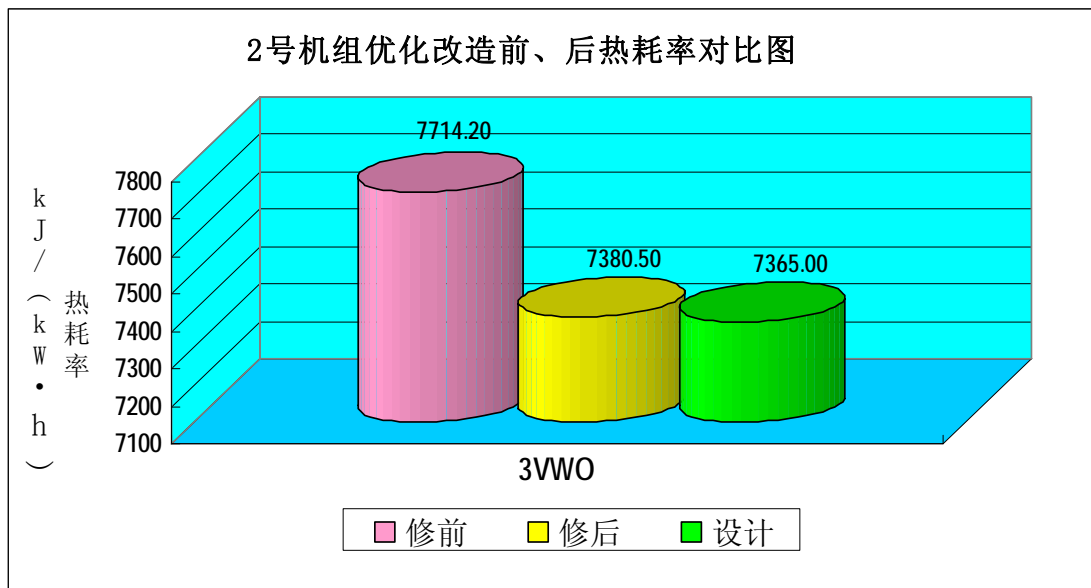


图 2 3VWO 工况下修前修后热耗率对比图

从优化改造前后的热耗率试验情况可见,经过优化改造后,2 号机的热耗率下降明显。改造后的热耗率与 THA 工况下设计值比较接近,说明该机组性能状况良好。

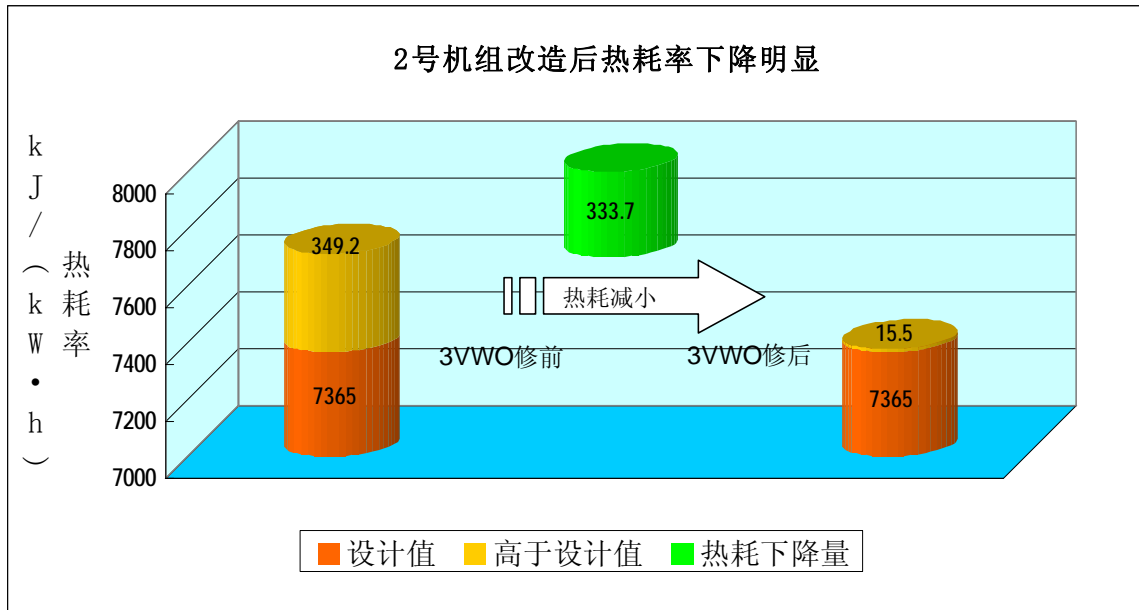


图 3 3VWO 工况下修前修后热耗率对比图

### 9.1.2 高压缸效率

#### (1) 试验结果

2 号机组优化改造后 3VWO 工况下高压缸平均效率为 85.47%，比 THA 工况高压缸效率 86.84% 低 1.37%。660MW 工况下高压缸效率为 85.22%，比 THA 工况下设计值低 1.62%。

表 9-4 2 号机组改造后高压缸效率试验结果

名称	单位	THA	3VWO	660MW	590MW	500MW
主蒸汽压力	MPa	25.00	24.83	24.84	24.90	21.34
主蒸汽温度	℃	600.00	600.44	597.89	601.89	599.96
高压缸排汽压力	MPa	4.85	4.79	5.13	4.56	3.89
高压缸排汽温度	℃	349.60	351.92	358.78	350.19	353.77
高压缸效率	%	86.84	85.47	85.22	83.66	82.31

#### (2) 优化改造前、后对比

2 号机组优化改造后 3VWO 工况下高压缸效率为 85.47%，比 THA 工况高压缸效率 86.84% 低 1.37%，比改造前 3VWO 工况下高压缸效率为 83.15% 提高 2.32%。本次优化改造中通过对汽封的改造、通流部件的处理及其间隙的调整，高压缸效率提升明显。



表 9-5 2 号机组改造前、后高压缸效率对比表

高压缸效率 (%)		
工况	3VWO	660MW
改造前	83.15	83.04
改造前低于设计值	3.69	3.80
改造后	85.47	85.22
改造后低于设计值	1.37	1.62
改造前、后提高值	2.32	2.18
设计值	86.84	86.84

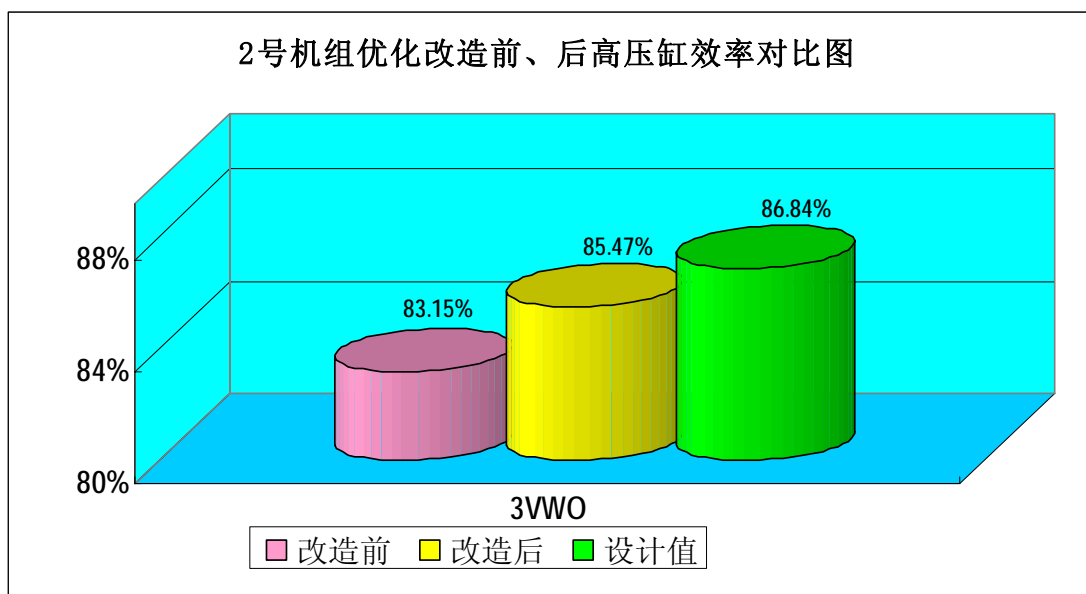


图 4 3VWO 工况下修前修后高压缸效率对比图

### 9.1.3 中压缸效率

#### (1) 试验结果

2 号机组优化改造后 3VWO 工况下中压缸名义效率为 92.37%，比 THA 工况高压缸效率 93.54% 低 1.18%。660MW 工况下中压缸效率为 92.47%，比 THA 工况下设计值低 1.07%。

表 9-6 2 号机组改造后中压缸效率试验结果

名称	单位	THA	660MW	3VWO	590MW	500MW
中压缸进汽压力	MPa	4.36	4.59	4.29	4.08	3.47
中压缸进汽温度	℃	600.00	595.82	592.64	594.33	590.68
中压缸排汽压力	MPa	1.17	1.17	1.10	1.05	0.90
中压缸排汽温度	℃	394.30	385.80	383.81	385.63	386.30
中压缸名义效率	%	93.54	92.47	92.37	92.40	91.54

(2) 优化改造前、后对比

4号机组优化改造后3VWO工况下中压名义缸效率为92.37%，比THA工况下设计值93.54%低1.18%。改造前3VWO工况下中压缸名义效率为92.90%。

表 9-7 2号机组改造前、后中压缸名义效率对比表

中压缸名义效率 (%)		
工况	3VWO	660MW
改造前	92.90	92.76
改造前低于设计值	0.64	0.78
改造后	92.37	92.47
改造后低于设计值	1.18	1.07
改造前、后提高值	-0.53	-0.29
设计值	93.54	93.54

由表 9-7 可知，3VWO 工况下，改造后的中压缸名义效率较改造前不升反而下降了 0.53%，这是因为通过对汽封进行优化改造，高中压缸的平衡盘漏气量明显减小，平衡盘漏汽与中压第一级静叶出口蒸汽混合，使进入中压级组蒸汽温度和焓值降低，影响机组经济性。由于混合后的蒸汽温度无法测量，只能以测得的中压主汽门前参数为初参数、中压排汽管的参数为终参数计算得到的中压缸名义效率，所以造成中压缸效率偏高的假象。漏汽量越大，则中压缸名义效率越高，这也是普遍存在随着运行时间的增长，中压缸效率反而升高，而大修后中压缸效率比大修前有所降低的原因。

由于机组客观原因，本次修后试验并没有进行平衡盘漏汽试验，但是通过对比改造前后中压缸名义效率可以得出，改造后中压本次优化改造中通过对汽封的改造、通流部件的处理及其间隙的调整，平衡盘漏汽量变小，中压缸实际效率提升明显。

## 9.2 负荷特性

根据表 9-1 中的试验数据，绘制经过参数修正后的热耗率与机组发电机功率关系曲线如图 6 所示：

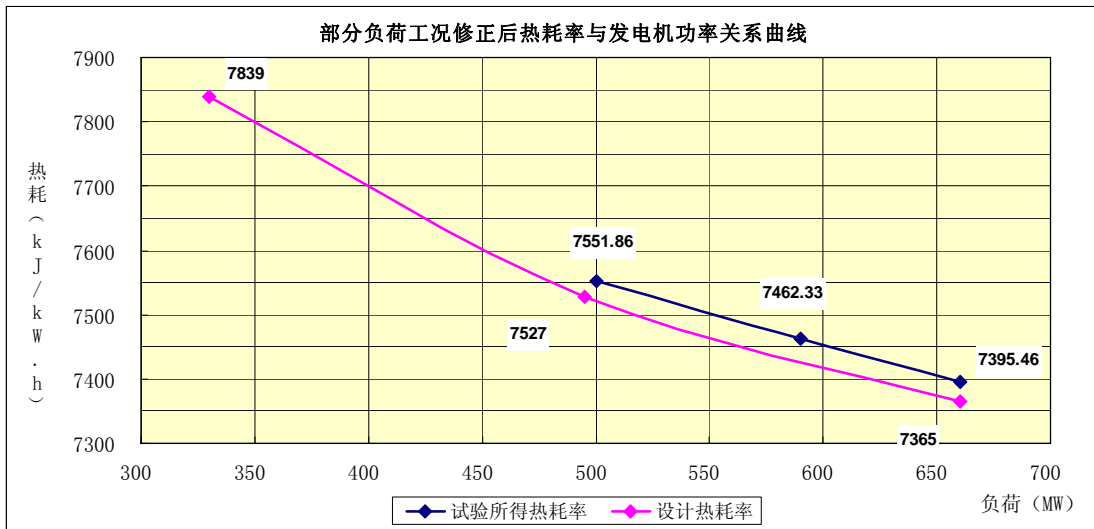


图 6 各负荷工况修正后热耗率与功率的关系曲线

从图可以看出，2号机组大修后热耗率随着机组负荷的增加，热耗率逐渐降低，试验结果反映了机组热耗率随机组负荷增加，热耗率下降的规律性。

### 9.3 厂用电率及发、供电煤耗率特性

2号机组优化改造后的厂用电率及机组发、供电煤耗率的测试，与汽机试验同时进行。由机组修正后热耗率、发电机功率、厂用电率、管道效率、锅炉效率分别计算出发、供电煤耗率，计算时管道效率取 99%，锅炉效率取 93%。

表 9-10 部分负荷工况下供电煤耗计算数据汇总表

名称	单位	660MW	3VWO	590MW	500MW
试验电功率	MW	660.376	622.705	591.693	501.659
厂用电率	%	3.79	3.76	3.84	3.99
管道效率	%	0.93	0.93	0.93	0.93
锅炉效率	%	0.99	0.99	0.99	0.99
试验热耗	kJ/(kW·h)	7584.98	7529.82	7571.53	7586.89
试验发电煤耗率	kJ/(kW·h)	281.10	279.06	280.60	281.17
试验供电煤耗率	kJ/(kW·h)	292.18	289.96	291.81	292.86
修正后热耗	kJ/(kW·h)	7395.46	7380.50	7462.33	7551.86
修正后发电煤耗率	g/(kW·h)	274.08	273.52	276.56	279.88
修正后供电煤耗率	g/(kW·h)	284.88	284.21	287.60	291.51

根据表 9-10 中数据绘制的机组大修后发、供电煤耗曲线如图 7 所示

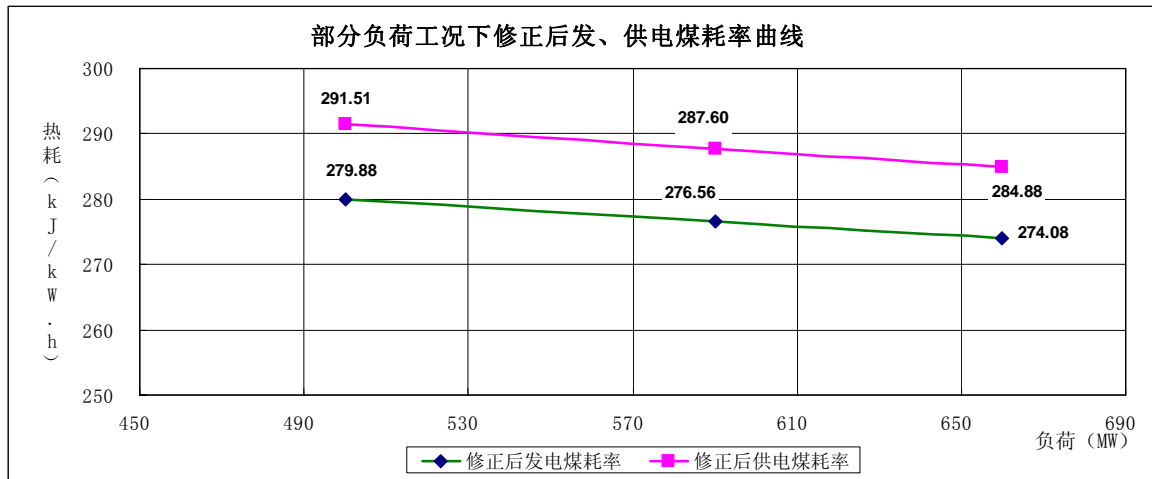


图 7 各负荷工况下修正后发、供电煤耗与功率的关系曲线

从图可以看出，优化改造后机组的发、供电煤耗与机组发电机功率的关系反映出机组优化改造后的发、供电煤耗状况。

应说明的是，试验是在当时气候条件下，机组隔离后单元制运行状况下进行，试验得到的煤耗率是不考虑真空随季节变化，辅助蒸汽用量、补水率、煤质、气温等因素计算出的试验值，试验期间的厂用电率也不代表全年厂用电率，因此试验供电煤耗率反映了机组试验工况期间对机组进行隔离后的运行状况，不代表机组正常运行状态下的情况；修正后供电煤耗率是将机组参数修正到设计值后的数值，是便于与同类型机组比较的数据。

#### 9.4 回热系统试验结果

#1、#2、#3 高压加热器的上端差、下端差随着负荷的降低其端差也逐渐降低，具体计算结果见表 9-11。

THA 工况下 #1 高压加热器上端差为  $-1.68^{\circ}\text{C}$ ，下端差为  $5.60^{\circ}\text{C}$ ；#2 高压加热器上端差为  $0^{\circ}\text{C}$ ，下端差为  $5.60^{\circ}\text{C}$ ；#3 高压加热器上端差为  $0^{\circ}\text{C}$ ，下端差为  $5.60^{\circ}\text{C}$ 。由表 9-11 可以看到试验 3VW0 工况下 #1 高压加热器的上端差比设计值高  $0.35^{\circ}\text{C}$ ，下端差比设计值高  $0.40^{\circ}\text{C}$ ；#2 高压加热器的上端差比设计值高  $3.20^{\circ}\text{C}$ ，下端差比设计值高  $5.09^{\circ}\text{C}$ ；#3 高压加热器的上端差比设计值高  $0.91^{\circ}\text{C}$ ，下端差比设计值高  $1.14^{\circ}\text{C}$ 。

表 9-11 机组高压加热器热力性能计算结果表

名称	单位	THA	660MW	3VWO	590MW	500MW
<b>1 号高压加热器</b>						
饱和温度	℃	286.22	289.53	284.95	281.71	271.49
加热器温升	℃	27.70	31.12	30.28	30.21	28.88
上端差	℃	-1.68	-1.03	-1.33	-1.60	-2.46
下端差	℃	5.60	8.22	6.00	5.19	3.07
<b>2 号高压加热器</b>						
饱和温度	℃	260.10	263.26	259.19	256.26	246.74
加热器温升	℃	42.40	37.54	37.14	36.45	35.50
上端差	℃	0	3.82	3.20	3.17	1.67
下端差	℃	5.60	10.81	10.69	10.47	8.28
<b>3 号高压加热器</b>						
饱和温度	℃	217.72	223.18	219.76	217.30	209.57
加热器温升	℃	27.30	29.36	29.40	29.43	29.72
上端差	℃	0	1.28	0.91	0.66	0.01
下端差	℃	5.60	7.13	6.74	6.82	6.24

## 9.5 系统泄漏量

芜湖 2 号机组修后试验过程中根据除氧器与热井水位变化速率发现系统泄漏量均在 0.5%以内，符合试验要求。系统的泄漏情况见表 9-12 所示：

表 9-12 2 号机组系统泄漏情况表

工况代码	/	THA	660MW	3VWO	590MW	500MW
试验日期	年/月/日	/	2011-6-9	2011-6-9	2011-6-10	2011-6-10
开始时间	h:m	/	12:10	14:30	10:10	12:50
结束时间	h:m	/	13:55	15:30	11:10	13:50
发电机有功功率	MW	660.0	660.4	622.7	591.7	501.7
除氧器当量流量	t/h	0	0.06	0.01	0.02	0.02
热井当量流量	t/h	0	0.75	1.38	0.97	0.91
明漏量	t/h	0	0	0	0	0
漏量当量流量	t/h	0	0.82	1.40	0.99	0.93
漏量百分比	%	0	0.04	0.08	0.06	0.07

## 9.6 机组厂用电率

图 8 为试验期间统计的厂用电率情况，机组厂用电率的增大不会影响机组的热耗率以及发电煤耗，但是会使得机组的供电煤耗增大。

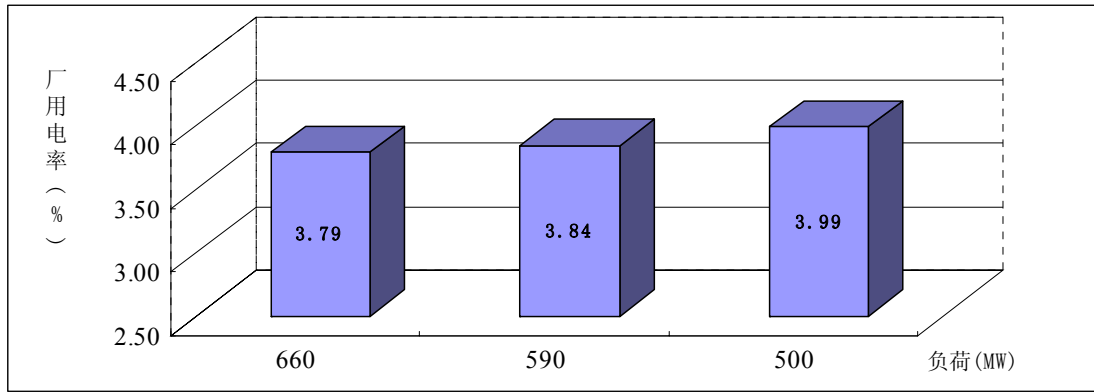


图8 机组厂用电率随负荷的变化关系

### 9.7 主汽流量随调节级压力变化关系

各负荷调节级压力与计算主汽流量数据见表 9-13:

表 9-13 各工况调节级压力与主汽流量数据

	660MW	590MW	500MW
调节级压力	18.39	16.09	13.60
主蒸汽流量	1873.23	1639.67	1366.62

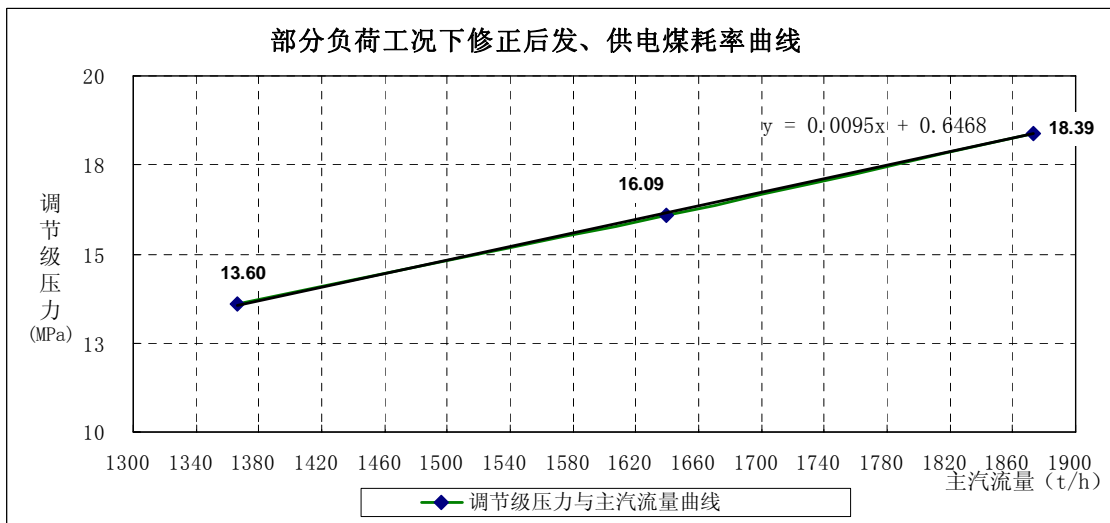


图9 主蒸汽流量随调节级压力变化关系

由试验原始数据调节级压力和计算主蒸汽流量拟合得到的两者之间的变化关系式为:

$$y = 0.0095x + 0.6468$$

## 10. 优化改造项目总结

### 10.1 提高高、中压缸效率

2号机组优化改造后，3VWO工况下高压缸效率为85.47%，比THA工况高压缸效率86.84%低1.37%，中压缸名义效率为92.37%，比THA工况中压缸名义效率93.54%低1.18%。

2号机组优化改造前3VWO工况下高压缸效率为83.15%，比THA工况高压缸效率86.84%低3.69%；3VWO工况下中压缸名义效率为92.90%，比THA工况下设计值93.54%低0.64%。在大修期间，汽轮机揭缸检查后发现汽封及通流间隙偏离设计值较大。针对高、中压缸缸效偏低等问题，在大修过程中对该机组汽轮机汽封间隙及通流间隙进行了调整（如表10-1）。

优化改造后3VWO工况下平均高压缸效率为85.47%，比改造前83.15%提高了1.37%；3VWO工况下中压缸名义效率为92.37%；虽然与改造前中压缸名义效率92.90%降低了0.29%，但是考虑到通过改造高中压缸平衡盘漏汽量的减少，中压缸实际效率是提升的。由此说明通过在大修过程中对汽封的更换、通流间隙的调整等措施，对提高缸效率效果明显。

表10-1 高、中、低压缸汽封优化组合方案

部位	数量	汽封形式	控制间隙±0.05
<b>高、中压缸汽封优化组合方案</b>			
高压调节级叶顶镶嵌式汽封	2	重新镶嵌	
高压隔板汽封	7	布莱登/侧齿汽封	
#1 轴封	2	布莱登/侧齿汽封	共 5 道，改内 2 道。
#2 轴封（过桥）	5	布莱登/侧齿汽封	
中压隔板	5	布莱登/侧齿汽封	
#3 轴封（中压缸端汽封）	1	布莱登/侧齿汽封	共 5 道，改内 2 道
<b>低压缸汽封优化组合方案</b>			
A 低压部分隔板汽封	12	蜂窝式汽封	
A 低压部分叶顶阻汽片前 4 级	34	重新镶嵌	
A 低压部分叶顶后 3 级汽封	6	蜂窝汽封	下部带疏水孔
A 低压进汽分流环阻汽片	6	重新镶嵌	
#4、#5 轴封汽封	6	接触式蜂窝汽封	
B 低压部分隔板汽封	12	蜂窝式汽封	
B 低压部分叶顶阻汽片前 4 级	34	重新镶嵌	

部位	数量	汽封形式	控制间隙±0.05
B 低压部分叶顶后 3 级汽封	6	蜂窝汽封	下部带疏水孔
B 低压进汽分流环阻汽片	6	重新镶嵌	
#6、#7 轴封汽封	6	接触式蜂窝汽封	

## 10.2 热力系统优化改造

优化改造前对机侧热力系统疏水阀内漏情况进行了检查，发现内漏情况较严重，针对此问题，采取技术措施和使用先进成熟产品，消除外漏，尽可能减少内漏，在此次大修过程中对疏水系统进行了改造。

改造后机侧热力系统内漏情况得到了有效治理，这是该机组热耗率得到大幅降低的因素之一。具体改造项目如下：

- 1、热力系统疏水管道加装手动隔离门
  - 1) 主汽门前疏水气动隔离门前加装手动隔离门；
  - 2) 高旁前疏水气动隔离门前加手动球阀；
  - 3) #3 高加进水管道放水系统加装一道手动隔离门；
  - 4) #2 高加进水管道放水系统加装一道手动隔离门；
  - 5) #1 高加出水管道放水系统加装一道手动隔离门；
  - 6) #3 高加出口管道放气系统加装一道手动隔离门；
  - 7) #1 高加出口管道放气系统加装一道手动隔离门；
  - 8) A 汽前泵入口滤网放水系统加装一道手动隔离门；
  - 9) B 汽前泵入口滤网放水系统加装一道手动隔离门；
  - 10) 电前泵入口滤网放水系统加装一道手动隔离门；
  - 11) A 汽泵泵壳放气系统加装一道手动隔离门；
  - 12) B 汽泵泵壳放气系统加装一道手动隔离门；
  - 13) #3 高加水侧放气系统加装一道手动隔离门；
  - 14) #2 高加水侧放气系统加装一道手动隔离门；
  - 15) #1 高加水侧放气系统加装一道手动隔离门；
  - 16) 轴封加热器正常疏水系统加装一道手动隔离门；
  - 17) 轴封加热器高水位放水电动门前加装一道手动隔离门；
  - 18) A 小机前汽缸下部疏水系统加装一道手动隔离门；



- 19) A 小机前汽缸蒸汽室疏水系统加装一道手动隔离门;
  - 20) B 小机前汽缸下部疏水系统加装一道手动隔离门;
  - 21) B 小机前汽缸蒸汽室疏水系统加装一道手动隔离门;
  - 22) A 汽泵出口管道放水系统加装一道手动隔离门;
  - 23) B 汽泵出口管道放水系统加装一道手动隔离门;
- 2、热力系统疏水管道优化、冗余疏放水、气管道割除:
- 1) 一抽电动门后疏水管道;
  - 2) 二抽电动门后疏水管道;
  - 3) 三抽电动门后疏水管道;
  - 4) 四抽电动门后及第一个逆止门后疏水管道;
  - 5) 五抽电动门后疏水管道;
  - 6) 六抽电动门后疏水管道;
  - 7) 四抽至除氧器电动门后疏水管道;
  - 8) 四抽至除氧器逆止门后放水管道;
  - 9) 除氧器进汽管道放气管道;
  - 10) 主机轴封至小机轴封供汽管道第一个放气管道;

## 11. 试验结论

### 11.1 热耗率情况

改造后 2 号机组 3VWO（表 9-2）工况下热耗率为 7380.50kJ/(kW·h)，发电煤耗率为 273.52g/(kW·h)，供电煤耗率为 284.2g/(kW·h)（管道效率取 99%，锅炉效率取 93%）。660MW（表 9-2）工况下热耗率为 7395.46kJ/(kW·h)，发电煤耗率为 274.08g/(kW·h)，供电煤耗率为 284.88g/(kW·h)（管道效率取 99%，锅炉效率取 93%）。

优化改造后 3VWO 工况下热耗率为 7380.50kJ/(kW·h)，比改造前热耗率 7714.20 kJ/(kW·h)下降了 333.70 kJ/(kW·h)，比 THA 工况下设计值 7365.00 kJ/(kW·h)高 15.50 kJ/(kW·h)。优化改造后 660MW 工况下热耗率为 7395.46kJ/(kW·h)，比改造前热耗率 7722.5 kJ/(kW·h)下降了 327.04 kJ/(kW·h)，比 THA 工况下设计值 7365 kJ/(kW·h)高 30.46kJ/(kW·h)。

### 11.2 缸效率情况

2号机组优化改造后，3VWO工况下高压缸效率为85.47%，比改造前83.15%提高了2.32%，比THA工况高压缸效率86.84%低1.37%；中压缸平均名义效率为92.37%，比THA工况中压缸名义效率93.54%低1.18%。660MW工况下高压缸效率为85.22%，比THA工况高压缸效率86.84%低1.62%，中压缸平均名义效率为92.47%，比THA工况中压缸效率93.54%低1.07%。说明通过在大修过程中对汽封的更换、通流间隙的调整等措施，对提高缸效率效果明显。

## 12. 附录

### 附录 1：试验测点汇总表

#### 现场安装测点清单

序号	测点名称	单位	安装方式
1	大气压力	kPa	更换测点
2	主汽母管压力	MPa	主汽母管道
3	调节级压力	MPa	调节级后
4	高排压力	MPa	高压缸排汽管
5	中排压力	MPa	中压缸排汽管
6	真空	kPa	凝汽器压力
7	凝结水流量差压	kPa	除氧器进水管
8	主汽温度	℃	主汽母管道
9	再热温度	℃	再热管道
10	四抽温度	℃	四级抽汽管道
11	高排温度	℃	高压缸排汽管
12	除氧器出水温度	℃	除氧器出水管道
13	5号低加出水温度	℃	5号低加出水管道
14	3号高加进口水温	℃	3号高加进水管道
15	3号高加出口水温	℃	3号高加出水管道
16	2号高加出口水温	℃	2号高加出水管道
17	1号高加出口水温	℃	1号高加出水管道

#### DCS 测点清单

序号	测试项目	单位
1	CV1 POSITION	%
2	CV2 POSITION	%
3	CV3 POSITION	%
4	CV4 POSITION	%
5	主汽压力 1	Mpa
6	LEFT TP [MPa]	Mpa
7	RIGHT TP [MPa]	Mpa
8	高压调节级后蒸汽压力 1	Mpa
9	高压调节级后蒸汽压力 2	Mpa
10	#1 高压缸排汽压力	Mpa
11	#2 高压缸排汽压力	Mpa
12	再热蒸汽压力(热段)1	Mpa
13	再热蒸汽压力(左)	Mpa
14	再热蒸汽压力(右)	Mpa
15	一级抽汽压力	Mpa
16	二级抽汽压力	Mpa
17	三级抽汽压力	Mpa
18	四级抽汽压力	Mpa
19	1#高加进汽压力	Mpa
20	2#高加进汽压力	Mpa

序号	测试项目	单位
21	3#高加进汽压力	Mpa
22	除氧器压力 1	Mpa
23	除氧器进口蒸汽压力	Mpa
24	凝结水泵出口母管压力	Mpa
25	汽动给水泵 A 前置泵进口压力	Mpa
26	汽动给水泵 B 前置泵进口压力	Mpa
27	汽动给水泵 A 进口压力	Mpa
28	汽动给水泵 B 进口压力	Mpa
29	汽动给水泵出口母管压力	Mpa
30	省煤器出口给水压力 A	Mpa
31	再热器喷水减温水压力	Mpa
32	凝汽器 A 真空	kPa
33	凝汽器 B 真空	kPa
34	主蒸汽温度 1	℃
35	主汽温度 (左)	℃
36	主汽温度 (右)	℃
37	调节级温度 1	℃
38	#1 高压缸排汽管上壁温度	℃
39	#2 高压缸排汽管上壁温度	℃
40	再热蒸汽温度 (左)	℃
41	再热蒸汽温度 (右)	℃
42	再热蒸汽温度热段 1	℃
43	中排温度	℃
44	一级抽汽温度	℃
45	二级抽汽温度	℃
46	三级抽汽上壁温度	℃
47	四级抽汽温度	℃
48	1#高加给水出口温度	℃
49	1#高加给水进口温度	℃
50	2#高加给水出口温度	℃
51	2#高加给水进口温度	℃
52	3#高加给水出口温度	℃
53	1#高加疏水温度	℃
54	2#高加疏水温度	℃
55	3#高加疏水温度	℃
56	除氧器水箱温度	℃
57	除氧器进口凝结水温度	℃
58	汽动给水泵 B 前置泵出口温度	℃
59	汽动给水泵 A 前置泵出口温度	℃
60	高加给水出口三通阀后温度	℃
61	省煤器出口集箱出口温度 A	℃
62	再热器减温器喷水温度	℃
63	凝结水泵出口母管温度	℃
64	汽封加热器进水温度	℃
65	汽封加热器出水温度	℃
66	A 低压排汽温度 1	℃
67	B 低压排汽温度 1	℃

序号	测试项目	单位
68	凝汽器热井 A 水温	℃
69	凝汽器热井 B 水温	℃
70	除氧器水箱水位 1	mm
71	除氧器水箱水位 2	mm
72	除氧器水箱水位 3	mm
73	凝汽器热井 A 水位 2	mm
74	凝汽器热井 B 水位 1	mm
75	凝汽器热井 B 水位 2	mm
76	一级过热器喷水流量 1	t/h
77	一级过热器喷水流量 2	t/h
78	二级过热器喷水流量 1	t/h
79	二级过热器喷水流量 2	t/h
80	三级过热器喷水流量 1	t/h
81	三级过热器喷水流量 2	t/h
82	再热器减温器喷水流量	t/h
83	除氧器进口凝结水流量 1	t/h
84	除氧器进口凝结水流量 2	t/h
85	#2 高压厂变高压侧有功功率	MW
86	#2 发电机有功功率	MW
87	#2 发电机功率因数	MW

**附录 2：隔离清单**

序号	阀门名称	阀门类型
<b>主、再热蒸汽和抽汽系统</b>		
1	主汽管道疏水门至疏水扩容器	A
2	主蒸汽至轴封系统	A
3	高旁管道疏水至疏水扩容器	A
4	高旁旁路阀	A
5	给水至高旁减温水电动调节门	A
6	高压缸通风管路至凝汽器截至阀	A
7	高排逆止门前、后疏水门至凝汽器	A
8	冷再至小机高压进汽	A
9	冷再至轴封系统	A
10	冷再至辅汽系统	C
11	冷再管道疏水至锅炉启动疏水扩容器	A
12	低压旁路阀	A
13	低压旁路管道至凝汽器	A
14	二段抽汽电动门后疏水至凝汽器疏水集管 D3	A
15	二段抽汽逆止门后疏水至凝汽器疏水集管 D4	A
16	一段抽汽电动门前疏水至凝汽器疏水集管 C2	A
17	一段抽汽逆止门前疏水至凝汽器疏水集管 C3	A
18	一段抽汽逆止门后疏水至凝汽器疏水集管 C4	A
19	三段抽汽电动门前疏水至凝汽器疏水集管 E1	A
20	三段抽汽逆止门前疏水至凝汽器疏水集管 E2	A
21	三段抽汽逆止门后疏水至凝汽器疏水集管 E3	A
22	四段抽汽电动门前疏水至凝汽器疏水集管 E4	A
23	四段抽汽逆止门后疏水至凝汽器疏水集管 E6	A
24	四段抽汽至辅助蒸汽	C
25	DEA 进汽电动门后疏水至凝汽器疏水集管 E7	A
26	DEA 进汽逆止门后疏水至凝汽器疏水集管 E8	A
27	DEA 进汽逆止门后排水至无压放水母管	A
28	辅汽至除氧器进汽	C
29	小机进汽母管疏水凝汽器疏水集管 I1	A
30	A 小机进汽管道疏水至凝汽器疏水集管 I3	A
31	B 小机进汽管道疏水至凝汽器疏水集管 I2	A
32	五段抽汽电动门前疏水至凝汽器疏水集管 H1	A
33	五段抽汽逆止门前疏水至凝汽器疏水集管 H2	A
34	五段抽汽逆止门后疏水至凝汽器疏水集管 H3	A
35	六段抽汽电动门前疏水至凝汽器疏水集管 H4	A
36	六段抽汽逆止门前疏水至凝汽器疏水集管 H5	A
37	六段抽汽逆止门后疏水至凝汽器疏水集管 H6	A

序号	阀门名称	阀门类型
<b>本体疏水系统</b>		
1	2号高压主汽阀阀座下疏水至疏水集管 A	A
2	1号高压主汽阀阀座下疏水至疏水集管 A	A
3	2号高压主汽阀阀座上疏水至疏水集管 B	A
4	1号高压主汽阀阀座上疏水至疏水集管 B	A
5	汽轮机冷却系统阀前疏水至疏水集管 C	A
6	汽轮机冷却系统阀后疏水至疏水集管 D	A
7	中联门阀座疏水至疏水集管 J	A
8	小机汽封供汽疏水至疏水集管 G	A
9	大机汽封供汽疏水至疏水集管 G	A
10	小机前汽缸下部疏水至疏水集管 K	A
11	小机前汽缸蒸汽室疏水至疏水集管 K	A
12	小机高压调节阀下部疏水至疏水集管 K	A
<b>给水系统</b>		
1	DEA 下水管道放水至有压放水母管 (3 路)	A
2	DEA 下水加氧管道 (3 路)	A
3	DEA 下水供氨管道 (3 路)	A
4	DEA 下水供联氨管道 (3 路)	A
5	前置泵入口虑网放水门 (3 路)	A
6	给水泵管道放水门 (3 路)	A
7	电泵中间抽头管道放水至无压放水母管	A
8	A 汽泵再循环	C
9	B 汽泵再循环	C
10	高加旁路门	A
11	3号高加进水母管放水门	A
12	2号高加进水母管放水门	A
13	省煤器入口管道放水门	A
<b>汽机辅汽系统</b>		
1	冷再至辅汽	A
2	四段抽汽至辅汽	C
3	#1、#2 机辅汽联络门	C
4	辅汽至空预器吹灰	C
5	辅汽磨煤机	A
6	辅汽至小机调试用汽	A
7	辅汽至小机电动门	A
8	辅汽至除氧器	C
9	辅汽联箱疏水门	A
<b>加热器疏放水系统</b>		
1	一号高加连续排汽至除氧器	C
2	一号高加疏冷段放气至大气	A

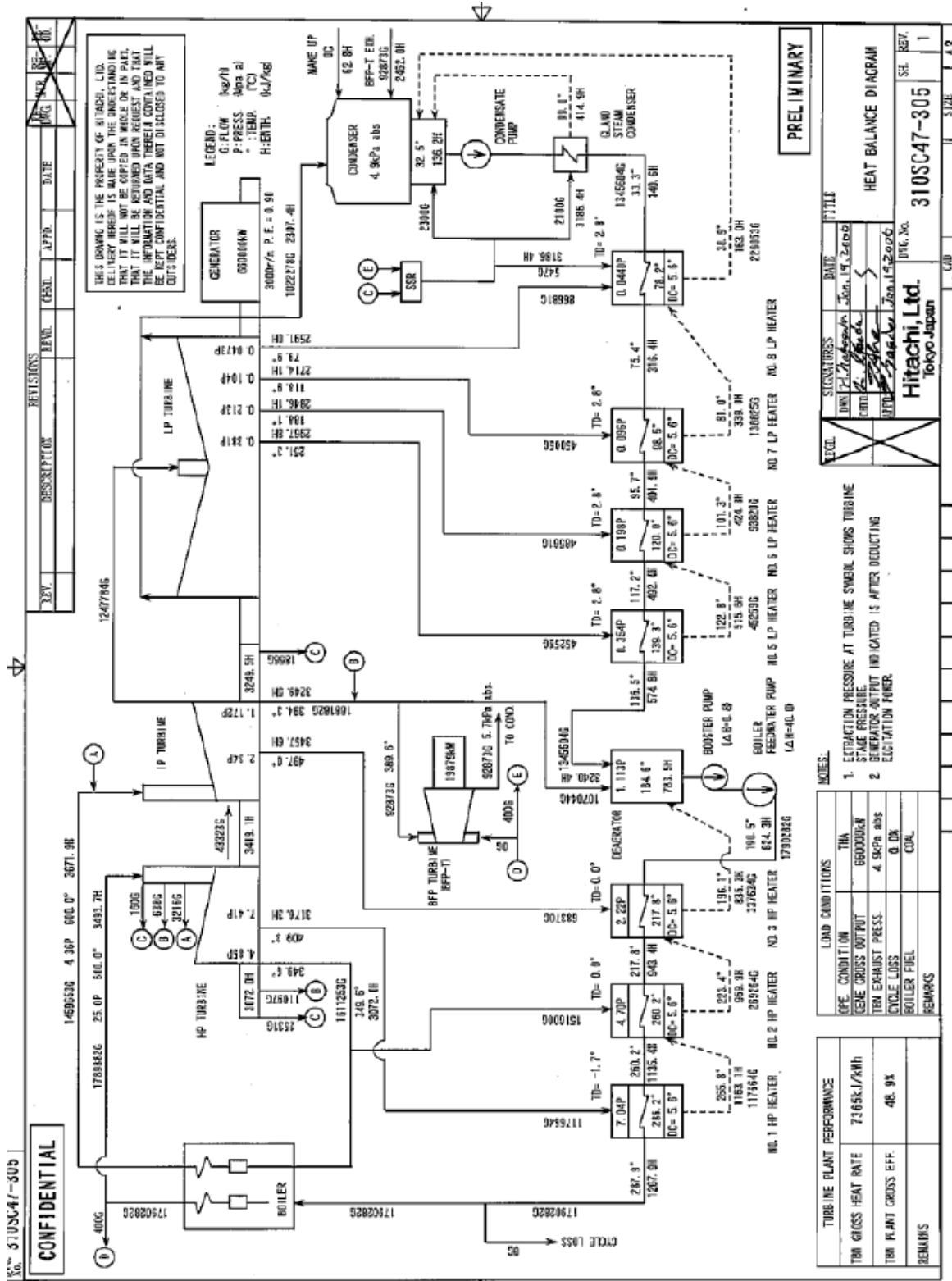
序号	阀门名称	阀门类型
3	一号高加壳体放水至无压放水母管	A
4	一号高加疏水至凝汽器 B	A
5	一号正常疏水调整门前后管道放水门	A
6	二号高加连续排汽至除氧器	C
7	二号高加疏冷段放气至大气	A
8	二号高加壳体放水至无压放水母管	A
9	二号高加疏水至凝汽器 B	A
10	二号正常疏水调整门前后管道放水门	A
11	三号高加连续排汽至除氧器	C
12	三号高加疏冷段放气至大气	A
13	三号高加壳体放水至无压放水母管	A
14	三号高加疏水至凝汽器 B	A
15	三号正常疏水调整门前后管道放水门	A
16	除氧器连续排汽至大气	C
17	除氧器启动放气至大气	A
18	除氧器水箱事故放水至无压放水母管	A
19	除氧器溢流至凝汽器 B	A
20	除氧器底部放水至凝汽器 B	A
21	五号低加运行排汽至凝汽器	C
22	五号低加启动放气至大气	A
23	五号低加危急疏水至凝汽器	A
24	五号低加疏水调整门前后管道放水门	A
25	六号低加运行排汽至凝汽器	C
26	六号低加启动放气至大气	A
27	六号低加危急疏水至凝汽器	A
28	六号低加疏水调整门前后管道放水门	A
29	七号低加运行排汽至凝汽器	C
30	七号低加启动放气至大气	A
31	七号低加危急疏水至凝汽器	A
32	七号低加疏水调整门前后管道放水门	A
33	八号低加壳体放水	A
34	八号低加危急疏水至凝汽器	A
<b>凝结水系统</b>		
1	热井底部放水门	A
2	A、B 凝泵入口滤网前管道放水门	A
3	A、B 凝泵出口电动门前管道放水门	A
4	A、B 凝泵泵体放水门	A
5	凝泵出口再循环	A
6	凝泵出口至凝结水补水箱	A
7	凝泵出口至定冷水系统注水	A



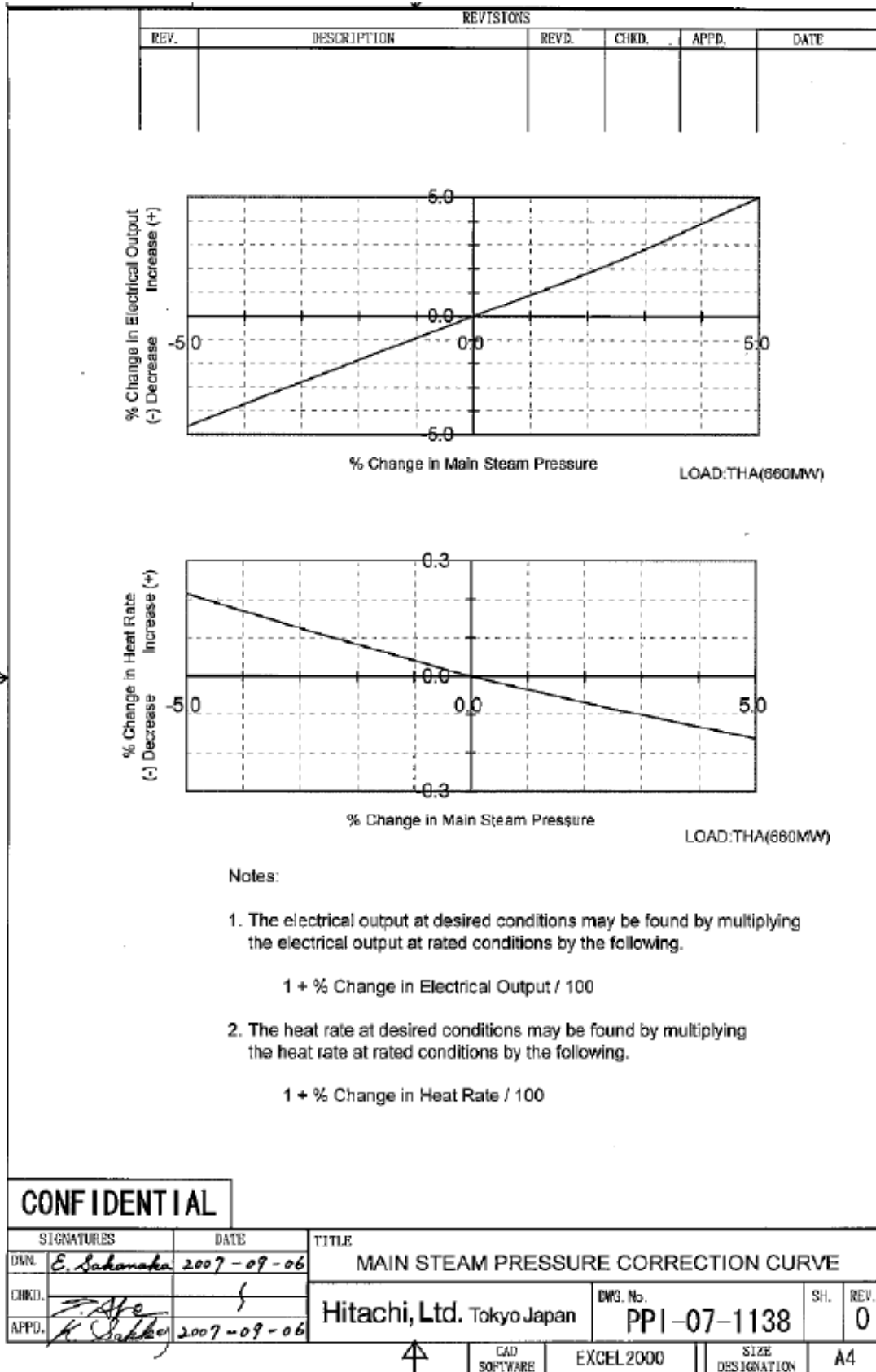
序号	阀门名称	阀门类型
8	凝泵出口至真空泵补水	A
9	凝泵出口至闭式水上水	A
10	凝泵出口至除氧器上水	A
11	凝泵出口至汽机房无压放水	A
12	凝结水至暖通水箱补水	A
13	凝结水至闭式水系统补水	A
14	凝结水至辅汽系统供轴封减温器	A
15	凝结水至磨煤机灭火减温器	A
16	凝结水至定冷水系统补水	A
17	凝结水至定暖通专业减温器	A
18	除盐水至凝汽器补水门	C
19	轴加入口管道放水手动门	A
20	7号、8号低加旁路门	A
21	8号低加入口管道放水门至无压放水母管	A
22	6号低加入口管道放水门至无压放水母管	A
23	6号低加旁路门	A
24	5号低加入口管道放水门至无压放水母管	A
25	5号低加旁路门	A
26	5号低加出口放水至循环水排水管	A
<b>锅炉系统</b>		
1	省煤器入口管道疏水至疏水扩容器	A
2	炉膛入口汇集集箱疏水至疏水扩容器	A
3	侧墙中间集箱疏水至疏水扩容器	A
4	后墙中间集箱疏水至疏水扩容器	A
5	延伸侧墙入口集箱疏水至疏水扩容器	A
6	尾部烟道悬吊管入口集箱疏水至疏水扩容器	A
7	前墙中间集箱疏水至疏水扩容器	A
8	后烟道后包墙入口集箱入口疏水至疏水扩容器 A	
9	低过入口集箱管道疏水至疏水扩容器	A
10	一级过减管道疏水至疏水扩容器	A
11	分屏过热器出口集箱至吹灰系统	C
12	二级过减管道疏水至疏水扩容器	A
13	三级过减管道疏水至疏水扩容器	A
14	末级过热器出口管道疏水至疏水扩容器	A

注：A类阀门为正常运行中关闭阀门，试验前检查确认，B类阀门为试验前隔离阀门，C类门为正式试验前隔离阀门，在完成一个试验后可以短时间恢复的阀门。

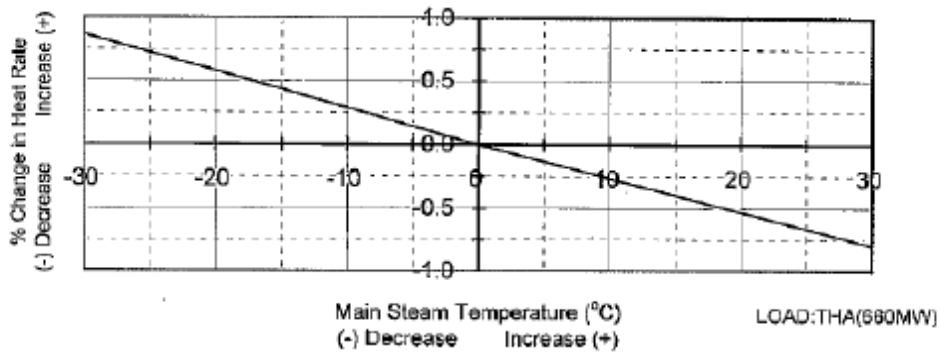
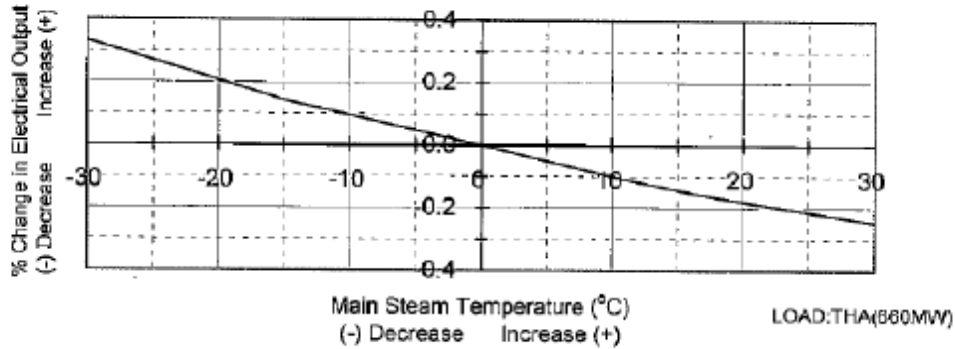
附录 3: 2 号汽轮机组 660MW 负荷设计热平衡图



附录 4: 2 号汽轮机组修正曲线



REVISIONS					
REV.	DESCRIPTION	REVD.	CHKD.	APPD.	DATE



Notes:

1. The electrical output at desired conditions may be found by multiplying the electrical output at rated conditions by the following.

$$1 + \% \text{ Change in Electrical Output} / 100$$

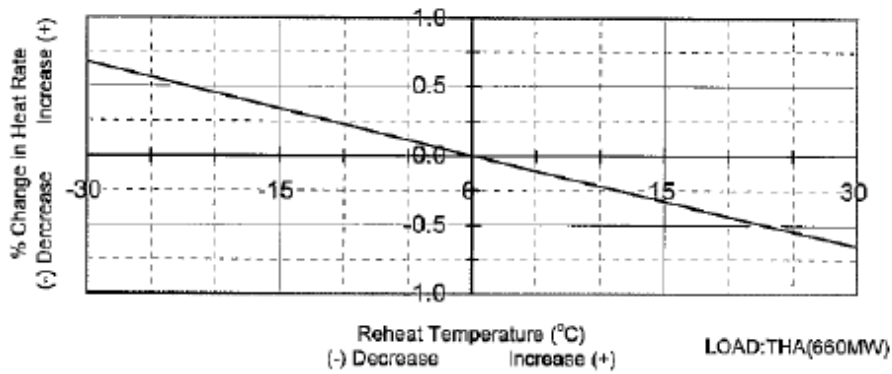
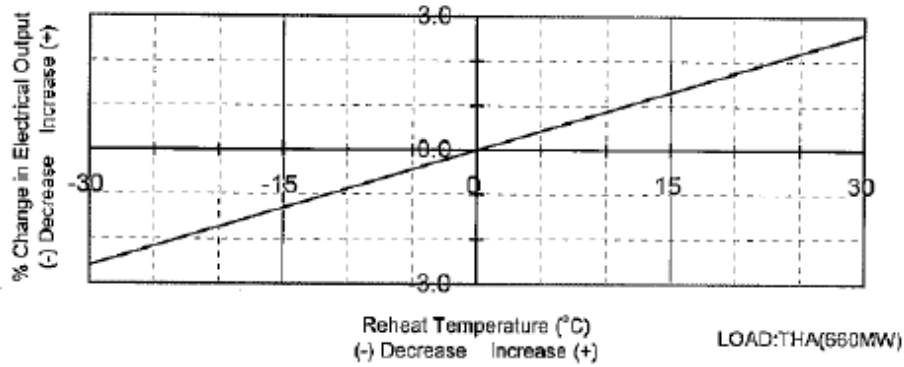
2. The heat rate at desired conditions may be found by multiplying the heat rate at rated conditions by the following.

$$1 + \% \text{ Change in Heat Rate} / 100$$

**CONFIDENTIAL**

SIGNATURES		DATE	TITLE	DNG. No.		SH.	REV.
OWN.	<i>E. Sahartha</i>	2007-09-06	MAIN STEAM TEMPERATURE CORRECTION CURVE  Hitachi, Ltd. Tokyo Japan	PPI-07-1139			0
CHKD.	<i>[Signature]</i>						
APPD.	<i>K. Sankar</i>	2007-09-06					

REVISIONS						
REV.	DESCRIPTION	REVD.	CHKD.	APPD.	DATE	



Notes:

1. The electrical output at desired conditions may be found by multiplying the electrical output at rated conditions by the following.

$$1 + \% \text{ Change in Electrical Output} / 100$$

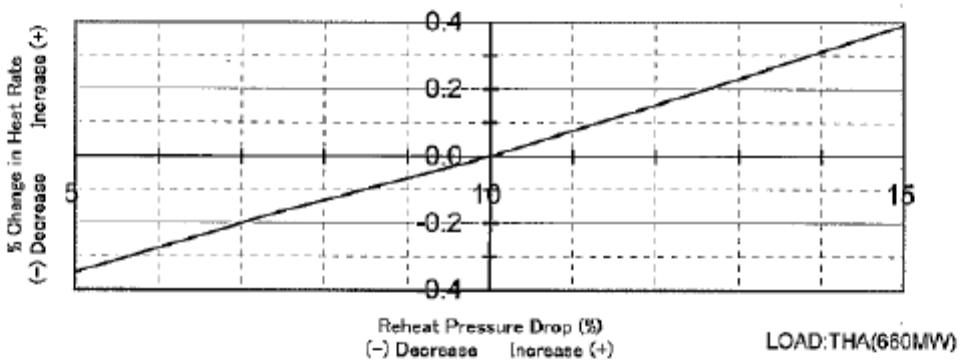
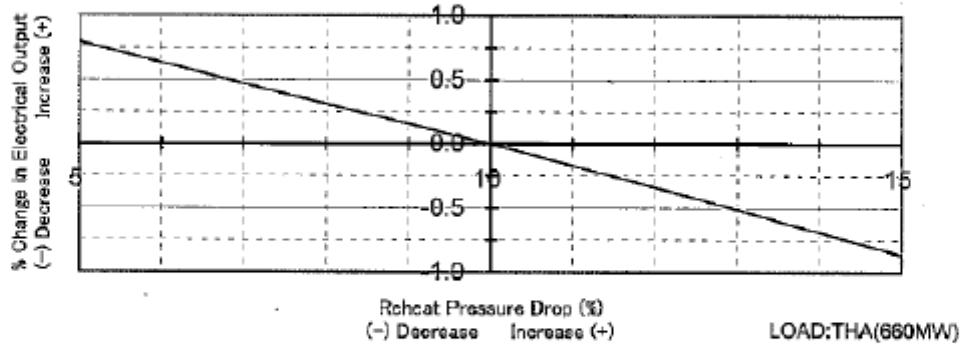
2. The heat rate at desired conditions may be found by multiplying the heat rate at rated conditions by the following.

$$1 + \% \text{ Change in Heat Rate} / 100$$

**CONFIDENTIAL**

SIGNATURES		DATE	TITLE			
DWN.	<i>E. Sakonaka</i>	2007-09-06	REHEAT TEMPERATURE CORRECTION CURVE			
CHKD.	<i>[Signature]</i>		Hitachi, Ltd. Tokyo Japan			
APPD.	<i>H. Sakabe</i>	2007-09-06				
			DWG. No.	SH.	REV.	
			PP1-07-1140		0	

REVISIONS					
REV.	DESCRIPTION	REVD.	CHKD.	APPD.	DATE



Notes:

1. Reheat pressure drop = (1 - Press. ahead of RH valves / HP turbine exhaust press.)

2. The electrical output at desired conditions may be found by multiplying the electrical output at rated conditions by the following.

$$1 + \% \text{ Change in Electrical Output} / 100$$

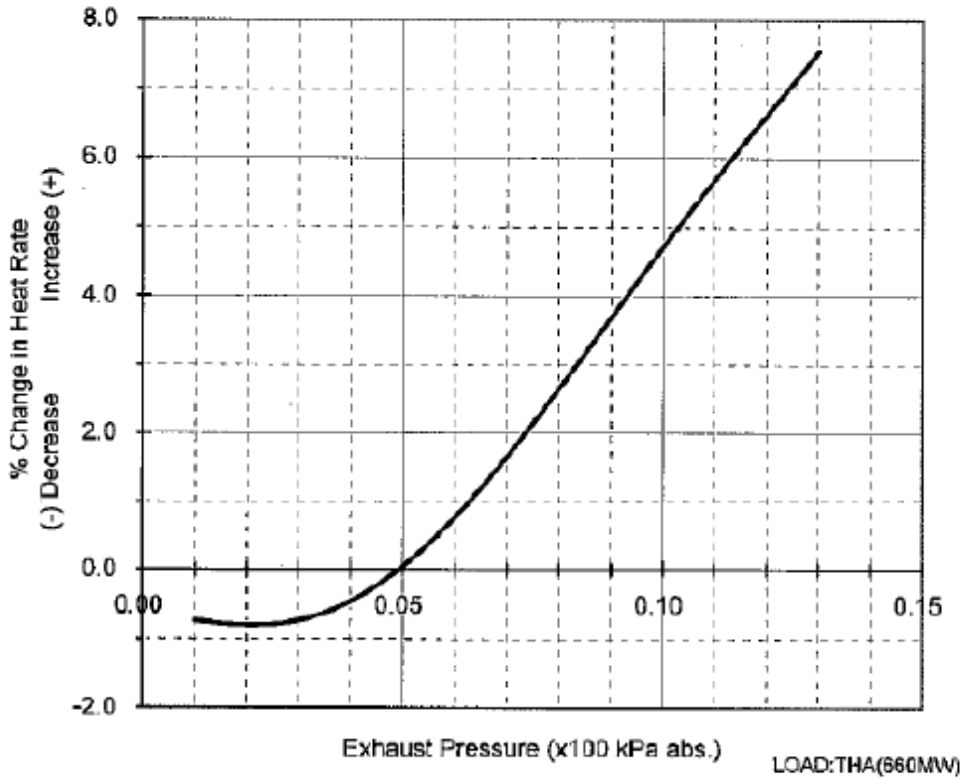
3. The heat rate at desired conditions may be found by multiplying the heat rate at rated conditions by the following.

$$1 + \% \text{ Change in Heat Rate} / 100$$

**CONFIDENTIAL**

SIGNATURES		DATE	TITLE	DWG. No.	SH.	REV.
DWN.	<i>E. Sakane</i>	2007-09-06	REHEAT PRESSURE DROP CORRECTION CURVE	Hitachi, Ltd. Tokyo Japan	PPI-07-1141	0
CHKD.	<i>T. Aho</i>					
APPD.	<i>K. Sakka</i>	2007-09-06				

REVISIONS					
REV.	DESCRIPTION	REV'D.	CHKD.	APPD.	DATE



Note:

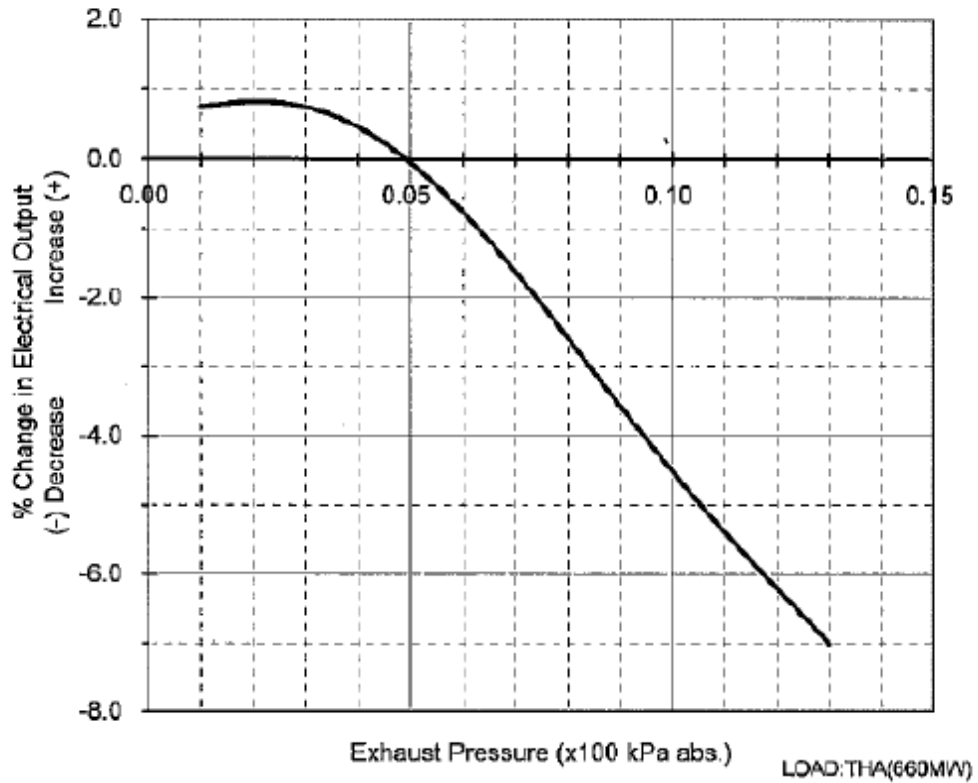
The heat rate at desired conditions may be found by multiplying the heat rate at rated conditions by the following.

$$1 + \% \text{ Change in Heat Rate} / 100$$

**CONFIDENTIAL**

SIGNATURES		DATE	TITLE			
DRN.	<i>E. Sakahara</i>	2007-09-06	TURBINE EXHAUST PRESSURE CORRECTION CURVE (Heat Rate)			
CHKD.	<i>[Signature]</i>		Hitachi, Ltd. Tokyo Japan	DWG. No.	SIL.	REV.
APPD.	<i>K. Sakker</i>	2007-09-06				

REVISIONS					
REV.	DESCRIPTION	REV.	CHKD.	APPD.	DATE



Note:

The electrical output at desired conditions may be found by multiplying the electrical output at rated conditions by the following.

$$1 + \% \text{ Change in Electrical Output} / 100$$

**CONFIDENTIAL**

SIGNATURES		DATE	TITLE TURBINE EXHAUST PRESSURE CORRECTION CURVE (Electric Output)				
DWN.			Hitachi, Ltd. Tokyo Japan		DWG. No.	SH.	REV.
CHKD.					PPI-07-1150	2/2	0
APPD.							



**附录 5: 试验数据及结果汇总**

工况代码	单位	THA	660MW	3VWO	590MW	500MW
试验日期	年/月/日	设计	2011-6-9	2011-6-9	2011-6-10	2011-6-10
开始时间	hh:mm	/	12:10	14:30	10:10	12:50
结束时间	hh:mm	/	13:55	15:30	11:10	13:50
大气压力	kPa	/	101.9409075	101.8697175	101.8066305	101.7327238
阀位	/	/	复合阀	三阀全开	复合阀	复合阀
发电机有功功率	kW	660000.000	660375.924	622705.455	591693.083	501659.291
高厂变电功率	kW		22.828	21.213	20.637	18.376
厂用电率	%		3.79	3.76	3.84	3.99
凝汽器压力	kPa	4.900	6.676	6.385	6.060	5.509
<b>高压缸</b>						
主蒸汽压力	MPa	25.000	24.841	24.828	24.903	21.341
主蒸汽温度	℃	600.0	597.9	600.4	601.9	600.0
主蒸汽焓	kJ/kg	3493.7	3488.9	3496.6	3500.2	3527.0
主蒸汽熵	kJ/(kg·℃)	6.364	6.361	6.370	6.373	6.467
调节级后压力	MPa		18.39	16.98	16.09	13.60
调节级后温度	℃		551.66	542.43	540.93	540.22
调节级后蒸汽焓	kJ/kg		3418.7	3408.1	3413.7	3439.2
调节级后蒸汽等熵焓	kJ/kg		3386.5	3367.6	3352.6	3372.2
高压缸排汽压力	MPa	4.850	5.130	4.790	4.564	3.887
高压缸排汽温度	℃	349.6	358.8	351.9	350.2	353.8
高压缸排汽焓	kJ/kg	3071.9	3089.4	3079.5	3080.4	3105.3
高压缸排汽等熵焓		3008.0	3020.1	3008.6	2998.5	3014.6
高压缸效率	%	86.84	85.22	85.47	83.66	82.31

工况代码	单位	THA	660MW	3VWO	590MW	500MW
试验日期	年/月/日	设计	2011-6-9	2011-6-9	2011-6-10	2011-6-10
开始时间	hh:mm	/	12:10	14:30	10:10	12:50
结束时间	hh:mm	/	13:55	15:30	11:10	13:50
中压缸						
再热器压损	%	10.10	10.48	10.46	10.54	10.81
中压缸进汽压力	MPa	4.360	4.592	4.289	4.083	3.467
中压缸进汽温度	℃	600.0	595.815	592.637	594.333	590.678
中压缸进汽焓	kJ/kg	3672.0	3660.4	3655.6	3661.2	3657.8
中压缸进汽熵		7.328	7.291	7.317	7.345	7.416
中压缸排汽压力	MPa	1.172	1.171	1.095	1.045	0.896
中压缸排汽温度	℃	394.3	385.804	383.806	385.631	386.296
中压缸排汽焓	kJ/kg	3249.4	3231.3	3228.3	3233.1	3237.0
中压缸排汽等熵焓		3220.3	3196.3	3193.0	3197.8	3198.1
中压缸效率	kJ/kg	93.54	92.47	92.37	92.40	91.54
1号高加						
1号高加进汽压力	MPa	7.040	7.391	6.909	6.583	5.632
1号高加进汽温度	℃	409.3	414.1	406.9	405.7	407.1
1号高加疏水温度	℃	265.8	267.661	261.991	258.286	248.137
1号高加进口水温	℃	260.2	259.437	255.995	253.091	245.070
1号高加出口水温	℃	287.9	290.561	286.277	283.306	273.949
1号高加水侧压力	MPa	35.7	30.0	29.2	28.9	24.5
1号高加进汽焓	kJ/kg	3183.1	3189.4	3179.3	3182.0	3202.8
1号高加疏水焓	kJ/kg	1163.4	1172.6	1144.4	1126.1	1076.6
1号高加进口水焓	kJ/kg	1136.3	1131.9	1115.8	1102.3	1064.5
1号高加出口水焓	kJ/kg	1267.2	1281.3	1260.3	1245.8	1200.8

工况代码	单位	THA	660MW	3VVO	590MW	500MW
试验日期	年/月/日	设计	2011-6-9	2011-6-9	2011-6-10	2011-6-10
开始时间	hh:mm	/	12:10	14:30	10:10	12:50
结束时间	hh:mm	/	13:55	15:30	11:10	13:50
饱和和温度	℃	286.2	289.5	284.9	281.7	271.5
加热器温升	℃	27.7	31.1	30.3	30.2	28.9
上端差	℃	-1.7	-1.0	-1.3	-1.6	-2.5
下端差	℃	5.6	8.2	6.0	5.2	3.1
进汽放热率	kJ/kg	2019.7	2016.8	2034.9	2055.9	2126.2
给水吸热率	kJ/kg	130.9	149.4	144.5	143.5	136.3
1号高加进汽量	kg/h	116016.2	138722.0	122924.9	114076.4	87102.6
1段抽汽量	kg/h	116016.2	138722.0	122924.9	114076.4	87102.6
疏水量	kg/h	116016.2	138722.0	122924.9	114076.4	87102.6
<b>2号高加</b>						
2号高加进汽压力	MPa	4.700	4.946	4.631	4.414	3.761
2号高加进汽温度	℃	349.6	357.9	350.8	350.2	352.2
2号高加疏水温度	℃	223.4	232.705	229.540	227.106	217.845
2号高加进口水温	℃	217.8	221.896	218.850	216.637	209.566
2号高加出口水温	℃	260.2	259.437	255.995	253.091	245.070
2号高加水侧压力	MPa	36.200	30.269	29.475	29.156	24.706
2号高加进汽焓	kJ/kg	3075.6	3091.3	3080.4	3084.0	3104.3
2号高加疏水焓	kJ/kg	960.0	1003.3	988.4	977.0	934.1
2号高加进口焓	kJ/kg	945.8	961.5	947.7	937.8	904.6
2号高加出口焓	kJ/kg	1136.4	1132.0	1115.9	1102.4	1064.5
饱和水温度	℃	260.1	263.3	259.2	256.3	246.7
加热器温升	℃	42.4	37.5	37.1	36.5	35.5

工况代码	单位	THA	660MW	3VVO	590MW	500MW
试验日期	年/月/日	设计	2011-6-9	2011-6-9	2011-6-10	2011-6-10
开始时间	hh:mm	/	12:10	14:30	10:10	12:50
结束时间	hh:mm	/	13:55	15:30	11:10	13:50
上端差	℃	-0.1	3.8	3.2	3.2	1.7
下端差	℃	5.6	10.8	10.7	10.5	8.3
进汽放热率	kJ/kg	2115.6	2088.0	2092.0	2106.9	2170.2
给水吸热率	kJ/kg	190.5	170.5	168.2	164.6	159.9
疏水放热率	kJ/kg	203.4	169.4	155.9	149.0	142.5
2号高加进汽量	kg/h	150082.11	141683.98	130015.43	119634.83	94352.40
2段抽汽量	kg/h	150082.11	141683.98	130015.43	119634.83	94352.40
疏水量	kg/h	266098.28	280405.96	252940.28	233711.20	181454.97
<b>3号高加</b>						
3号高加进汽压力	MPa	2.220	2.464	2.309	2.202	1.891
3号高加进汽温度	℃	497.0	485.1	484.4	485.3	484.8
3号高加疏水温度	℃	196.1	199.672	196.192	194.027	186.088
3号高加进口水温	℃	190.5	192.541	189.455	187.206	179.849
3号高加出口水温	℃	217.8	221.896	218.850	216.637	209.566
3号高加水侧压力	MPa	36.700	30.541	29.717	29.379	24.878
3号高加进汽焓	kJ/kg	3459.0	3429.8	3430.0	3433.2	3435.9
3号高加疏水焓	kJ/kg	835.2	851.3	835.6	825.9	790.5
3号高加进口焓	kJ/kg	827.5	833.0	819.3	809.4	775.2
3号高加出口焓	kJ/kg	946.0	961.6	947.8	937.8	904.7
饱和水温度	℃	217.7	223.2	219.8	217.3	209.6
加热器温升	℃	27.3	29.4	29.4	29.4	29.7
上端差	℃	-0.1	1.3	0.9	0.7	0.0

工况代码	单位	THA	660MW	3VVO	590MW	500MW
试验日期	年/月/日	设计	2011-6-9	2011-6-9	2011-6-10	2011-6-10
开始时间	hh:mm	/	12:10	14:30	10:10	12:50
结束时间	hh:mm	/	13:55	15:30	11:10	13:50
下端差	℃	5.6	7.1	6.7	6.8	6.2
进汽放热率	kJ/kg	2623.8	2578.5	2594.4	2607.3	2645.4
给水吸热率	kJ/kg	118.6	128.6	128.5	128.5	129.5
疏水放热率	kJ/kg	110.6	110.2	112.0	111.8	114.1
3号高加进汽量	kg/h	69675.50	81424.46	74844.24	70530.45	58699.09
3段抽汽量	kg/h	69675.50	81424.46	74844.24	70530.45	58699.09
疏水量	kg/h	335773.78	361830.42	327784.52	304241.65	240154.06
除氧器						
进汽压力	MPa	1.113	1.192	1.116	1.068	0.922
进汽温度	℃	394.3	376.7	374.0	374.3	374.1
进汽焓	kJ/kg	3250.4	3211.4	3207.1	3208.6	3210.8
进口凝结水压力	MPa	1.000	2.231	2.059	1.935	1.621
进口水温	℃	136.5	144.051	141.929	140.392	135.558
除氧器出水温度	℃	184.6	187.619	184.707	182.644	176.169
除氧器进口水焓	kJ/kg	574.8	607.773	598.563	591.898	571.018
除氧器压力	MPa	1.113	1.192	1.116	1.068	0.922
饱和温度(除氧器压力下)	℃	184.6	187.7	184.7	182.8	176.4
除氧器出口水焓	kJ/kg	783.5	797.0	784.0	774.9	746.3
除氧器出水流量	kg/h	1788216.13	1852570.64	1628576.41	1551164.99	1263033.63
4段抽汽量	kg/h	106838.34	100764.66	85996.98	81260.56	63894.82
除氧器进汽量	kg/h	106838.34	100764.66	85996.98	81260.56	63894.82
锅炉						

工况代码	单位	THA	660MW	3VWO	590MW	500MW
试验日期	年/月/日	设计	2011-6-9	2011-6-9	2011-6-10	2011-6-10
开始时间	hh:mm	/	12:10	14:30	10:10	12:50
结束时间	hh:mm	/	13:55	15:30	11:10	13:50
最终给水压力	MPa	35.700	29.997	29.234	28.933	24.534
最终给水温度	℃	287.9	290.561	286.277	283.306	273.949
过热减温水压力	MPa	30.000	29.351	28.648	28.385	24.089
过热减温水温度	℃	200.0	314.7	311.2	309.1	301.8
再热减温水压力	MPa	20.000	15.674	15.295	15.144	12.973
再热减温水温度	℃	200.0	187.9	185.0	182.5	175.7
最终给水焓	kJ/kg	1267.2	1281.3	1260.3	1245.8	1200.8
主蒸汽焓	kJ/kg	3493.7	3488.9	3496.6	3500.2	3527.0
过热减温水焓	kJ/kg	865.2	1405.5	1387.8	1376.5	1341.0
再热减温水焓	kJ/kg	860.4	805.4	792.4	781.5	750.5
计算用冷再入口焓	kJ/kg	3071.9	3089.4	3079.5	3080.4	3105.3
中压缸进汽焓	kJ/kg	3672.0	3660.4	3655.6	3661.2	3657.8
锅炉效率	%	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
管道效率	%	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
辅助小流量						
高压门杆一档漏汽流量	kg/h	3216.0	3216.0	3216.0	3011.2	2992.0
高压门杆二档漏汽流量	kg/h	638.0	638.0	638.0	572.4	566.3
高压门杆三档漏汽流量	kg/h	160.0	160.0	160.0	145.3	143.9
高中压缸平衡管流量	kg/h	11097.0	11097.0	11097.0	9946.9	9839.1
高压缸排汽端部漏汽	kg/h	2531.0	2531.0	2531.0	2295.2	2273.1
试验测量流量						
计算凝结水流量	kg/h	1345604.0	1389911.62	1214780.73	1169450.11	962825.53

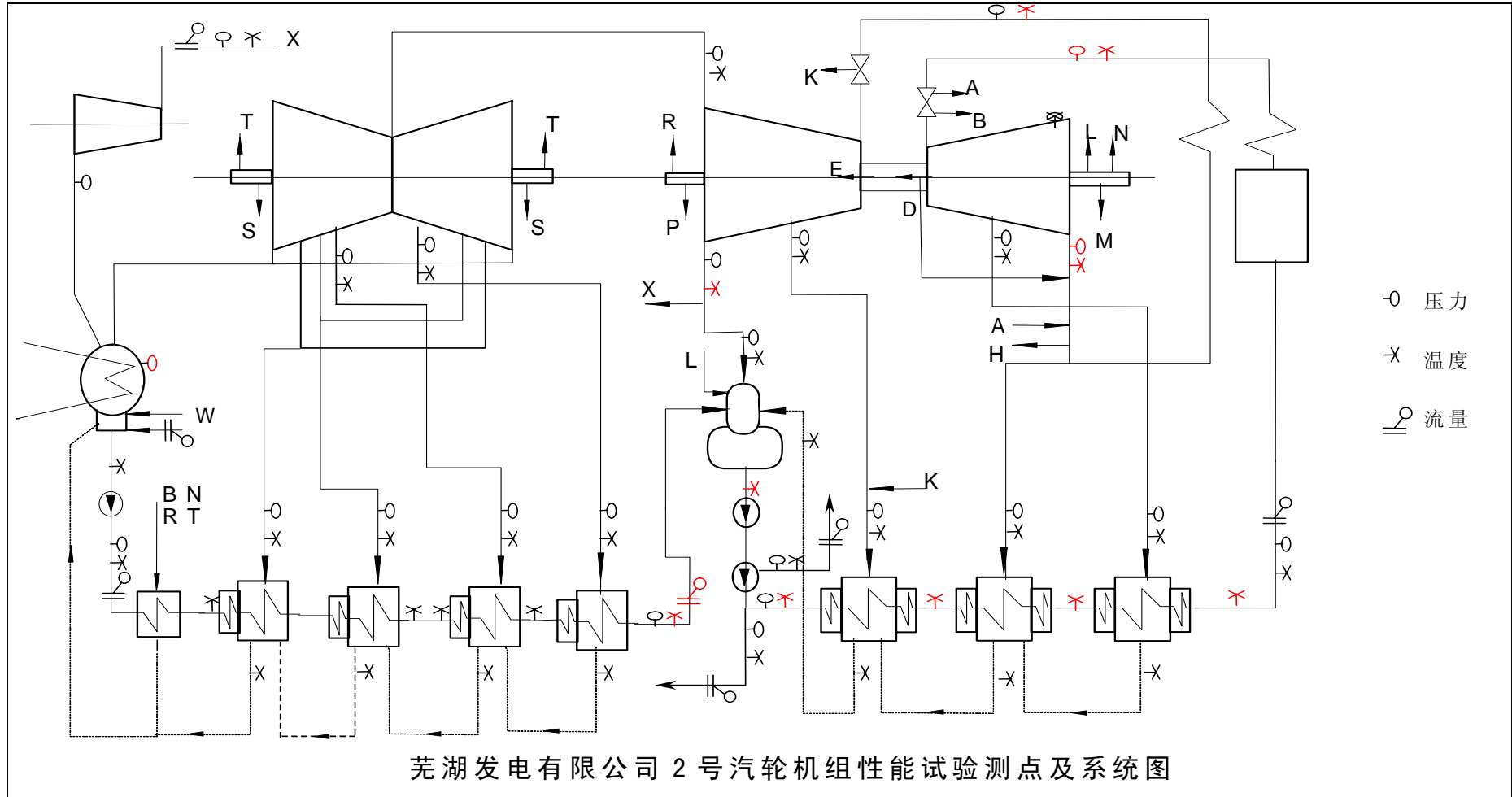
工况代码	单位	THA	660MW	3VVO	590MW	500MW
试验日期	年/月/日	设计	2011-6-9	2011-6-9	2011-6-10	2011-6-10
开始时间	hh:mm	/	12:10	14:30	10:10	12:50
结束时间	hh:mm	/	13:55	15:30	11:10	13:50
过减水流量	kg/h	0.0	20726.3	102721.7	83520.7	95603.3
再减水流量	kg/h	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
试验计算流量						
给水流量	kg/h	1788216.1	1873233.0	1731283.9	1639670.0	1366620.0
计算主汽流量	kg/h	1788216.1	1873233.0	1731283.9	1639670.0	1366620.0
计算高排流量	kg/h	1611235.0	1671514.2	1548651.9	1469266.9	1229534.0
计算冷再入口流量	kg/h	1461152.8	1529830.2	1418636.4	1349266.1	1134626.0
计算再热出口流量	kg/h	1464368.8	1533046.2	1421852.4	1352277.3	1137618.0
计算中压进汽流量	kg/h	1464368.8	1533046.2	1421852.4	1352277.3	1137618.0
IP-HP 漏汽率	%	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
IP-HP 漏汽量 E	kg/h	43323.0	45354.804	42065.162	40006.799	33656.156
当量流量计算						
除氧器当量流量	kg/h	0.0	63.9	14.2	15.7	16.9
热井当量流量	kg/h	0.0	752.1	1381.7	971.1	913.2
明漏量	kg/h	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
漏量当量流量	kg/h	0.0	816.1	1395.9	986.7	930.1
漏量百分比	%	0.00	0.04	0.08	0.06	0.07
试验计算吸热量						
主汽吸热量	kJ/h	3981506174.71	4135371879.69	3871609059.89	3696465687.00	3179125574.95
再热吸热量	kJ/h	876748224.62	873564533.55	817251393.92	783554372.81	626909956.60
蒸汽总吸热量	kJ/h	4858254399.34	5008936413.24	4688860453.81	4480020059.81	3806035531.55
试验热耗率	kJ/(kW·h)	7365	7585.0	7529.8	7571.5	7586.9

工况代码	单位	THA	660MW	3VVO	590MW	500MW
试验日期	年/月/日	设计	2011-6-9	2011-6-9	2011-6-10	2011-6-10
开始时间	hh:mm	/	12:10	14:30	10:10	12:50
结束时间	hh:mm	/	13:55	15:30	11:10	13:50
	kcal/(kW·h)	1759.10	1811.64	1798.47	1808.43	1812.10
试验发电煤耗率	g/(kW·h)	273.0	281.1	279.1	280.6	281.2
试验供电煤耗率	g/(kW·h)		292.2	290.0	291.8	292.9
试验汽耗率	kg/(kW·h)	2.709	2.837	2.780	2.771	2.724
*****参数修正*****						
全开阀门数	/					
主汽压力试验值	MPa	25.000	24.841	24.828	24.903	21.341
热耗率修正系数	/	1	1.004676559	1.002883093	1.001629105	1
功率修正系数	/	1	0.994009607	0.993547362	0.996353908	1
*****参数修正*****						
主汽温度试验值	℃	600.0	597.9	600.4	601.9	600.0
热耗率修正系数	/	1	1.001	1.000	0.999	1.000
功率修正系数	/	1	1.000	1.000	1.000	1.000
*****参数修正*****						
再热温度试验值	℃	600.0	595.8	592.6	594.3	590.7
热耗率修正系数	/	1	1.001	1.002	1.002	1.002
功率修正系数	/	1	0.996	0.994	0.995	0.992
*****参数修正*****						
再热器压损试验值	MPa	10.10	10.48	10.46	10.54	10.81
热耗率修正系数	/	1	1.000387024	1.000367857	1.000431596	1.000644577
功率修正系数	/	1	0.999153384	0.999195314	0.999055884	0.998589988
*****参数修正*****						



工况代码	单位	THA	660MW	3VWO	590MW	500MW
试验日期	年/月/日	设计	2011-6-9	2011-6-9	2011-6-10	2011-6-10
开始时间	hh:mm	/	12:10	14:30	10:10	12:50
结束时间	hh:mm	/	13:55	15:30	11:10	13:50
凝汽器压力	/	4.900	6.676	6.385	6.060	5.509
对热耗的修正	/	1	1.019091073	1.015424109	1.011999391	1.002146852
对功率的修正	/	1	0.982390351	0.985363782	0.989718354	0.997978563
总热耗修正	/	1	1.026	1.020	1.015	1.005
总功率修正	/	1	0.972	0.972	0.980	0.989
修正后功率	kW	660000	679158.023	640687.547	603673.188	507477.381
修正后主蒸汽流量	t/h	1230140.286	1294886.669	1200291.213	1134680.026	1112708.283
修正后的热耗率	kJ/(kW·h)	7365	7395.459	7380.499	7462.326	7551.856
修正后的发电煤耗率	g/(kW·h)	273.0	274.1	273.5	276.6	279.9
修正后供电煤耗率	g/(kW·h)		284.9	284.2	287.6	291.5
修正后的汽耗率	kg/(kW·h)	1.864	1.907	1.873	1.880	2.193

附录 6: 试验测点布置示意图





---

地址：杭州西湖科技经济园区西园一路 10 号  
邮编：310030 传真：(0571) 88083324  
网址：www.chder.com

(技术报告应加盖华电电力科学研究院技术报告专用章)