

# 600MW 机组凝汽器真空保持系统的应用

王 亮, 曾文才

(江苏南热发电有限责任公司, 江苏 南京 210035)

**摘 要:** 对电厂汽轮机凝汽器内部泥垢沉积导致水阻增大和清洁度系数下降进行了细致的研究, 分析了长江中下游开式冷却机组循环水系统存在的问题, 通过采用实用的 VUES 真空保持技术改造方案, 实现了沿江电厂开式冷却机组凝汽器的节能降耗, 对同条件同类型的机组应用具有深远的借鉴意义。

**关键词:** 凝汽器; 真空保持系统; 应用; 节能

## 1 概述

凝汽器是汽轮机关键的冷端换热设备, 其作用是通过凝汽器内部冷凝管的汽-水热交换, 将汽轮机做过功的乏汽凝结成水, 产生并保持高度真空, 同时回收凝结水供锅炉使用。凝汽器运行中由于热交换和冷却水中离子含量的浓缩, 冷凝管内会产生结垢现象。尤其是沿江开式冷却机组, 由于水中含有泥沙、微生物和工业排放物, 凝汽器运行环境更加复杂, 冷凝管更易出现泥沙沉积、生物粘泥和管口堵塞等问题, 导致凝汽器真空降低, 汽轮机热耗增加。长时间结垢还会造成冷凝管内壁发生电化学腐蚀和穿孔泄漏, 使用寿命缩短。冷却水漏入锅炉汽水系统还会造成锅炉结垢和换热效率下降, 严重时导致爆管停运事故。

江苏南热发电有限责任公司装机为东方汽轮机厂生产的 2×600MW 超临界双抽够国内热机组, 配有高低背压凝汽器, 循环水采用开式冷却系统。凝汽器规格参数为: N-38000-1 型双壳体、单流程、双背压表面式; 冷却面积: 38000m<sup>2</sup>, 设计背压: 4.9 kPa (a) (平均); 管束有效长度/总长: 13080/13200mm; 管束材质: TP304; 设计端差 4.78℃; 管子总水阻: 71kPa。凝汽器设计装有胶球系统, 为常州新区华源电力技术开发有限公司产品, 设计可一次性加注 1500 只胶球, 设计收球率 95%。循环水泵安装在循泵房内, 四台立式循环水泵并联布置。水泵规格为: 88LKXB-18 型, 立式斜流泵相关参数见表 1。

## 2 凝汽器运行情况分析

表 1 立式斜流泵参数

序号	参数名称	夏季工况	春秋季工况	冬季工况
1	型号	88LKXB-18		
2	单泵流量/(m <sup>3</sup> /s)	9.8	11.25	12.3
3	扬程/m	21.7	18	14.5
4	轴功率/kW	2445.8	2278.8	2056
5	转速/rpm	370	370	370

### 2.1 试验数据

通过相关凝汽器性能试验, 在凝汽器真空严密性良好情况下 (#1 机组平均 100 Pa/min, #2 机组平均 30Pa/min), 2 台机组凝汽器水阻、传热性能以及凝汽器传热系数仍有较大的差距, 详见表 2、表 3、表 4 (表 2~表 4 为 #2 机组数据, 根据 DCS 历史数据汇总, 两台机组情况基本相同)。

从各表中可以发现, 机组均不同程度存在以下几方面问题:

(1) 凝汽器水阻偏大。修正到设计工况下的凝汽器水阻凝汽器水阻达到 112kPa。

(2) 凝汽器端差偏大。负荷在 540MW 时, 凝汽器端差为 4.794℃, 负荷在 430MW 时, 凝汽器端差为 4.041℃。

(3) 凝汽器清洁度系数差。根据试验得出凝汽器清洁度系数为 0.581。

表 2 #2 机组凝汽器水阻

参数	数值	
负荷/MW	540	430
试验日期	2013.9.28	2013.9.26
	14:30-15:30	14:30-15:30
负荷/MW	538.622	430.606
循环水进水压力/kPa	172.852	213.840
循环水进水温度/℃	25.542	26.311
循环水出水压力/kPa	107.206	110.840
循环水出水温度/℃	37.259	33.276
低压缸排汽压力/kPa	8.959	7.363
大气压力/kPa	102.340	102.340
试验凝汽器水阻/kPa	65.646	103.000
修正到设计工况下的凝汽器水阻/kPa	112.317	111.660

表 3 #2 机组凝汽器传热性能数据

参数	数值	
负荷/MW	540	430
试验日期	2013.9.28	2013.9.26
	14:30-15:30	14:30-15:30
发电机功率/ MW	538.622	430.606
凝汽器热负荷/ MW	663.255	489.329
循环水进水压力/ kPa	172.852	213.840
循环水进水温度/℃	25.542	26.311
循环水出水压力/ kPa	107.206	110.840
循环水出水温度/℃	37.259	33.276
低压缸排汽压力/ kPa	8.959	7.043
大气压力/ kPa	102.340	102.340
实际情况计算		
低压缸排汽温度/℃	43.673	39.114
凝汽器端差/℃	6.414	5.838
循环水温升/℃	11.717	6.965
循环水流量/(t/h)	48757.682	62857.682
循环水流速/(m/s)	1.632	2.104
流量为设计值 66024 m³/h，进水温度 20℃时		
循环水温升/℃	8.653	6.383
循环水出水温度/℃	28.653	26.383
循环水流速/( m/s)	2.2	2.2
凝汽器端差/℃	4.794	4.041
排汽温度/℃	33.446	30.424
排汽压力/ kPa	5.163	4.351

表 4 #2 机组凝汽器清洁度系数

参数	数值
负荷/MW	540
发电机功率/MW	538.622
凝汽器热负荷/ MW	663.255
低压缸排汽压力/ kPa	8.959
低压缸排汽温度/℃	43.673
循环水进水温度/℃	25.542
循环水出水温度/℃	37.259
循环水流量/( t/h)	48757.682
循环水流速/( m/s)	1.632
总体传热系数/( W/(m²·K))	1890.919
基本传热系数/( W/(m²·K))	3455.509
冷却水进水温度修正系数	1.0380420
管材和壁厚修正系数	0.9074020
清洁度系数	0.581

2.2 凝汽器内部情况

历次检修时对凝汽器水室进行内部检查，凝汽器不锈钢换热管内存在比较致密的泥垢，厚度约 0.20mm 左右，部分管道由于胶球堵塞造成管道不通后大量泥沙沉积，管内泥沙沉积形成粗糙不平的表面，必定会对冷却水流动形成较大阻力。检查情况见图1。



图1 凝汽器不锈钢管内部情况

2.3 情况分析

根据凝汽器相关的性能试验数据中凝汽器清洁系数 0.581 以及凝汽器不锈钢换热管道内部泥垢厚度约 0.20 mm 左右，对比污垢厚度对清洁系数的影响表（表5），基本可以对应。验证了我司凝汽器长期真空偏低、端差偏大是由于凝汽器内部不锈钢管积垢造成的。

表5 污垢厚度对清洁系数的影响表

污垢厚度 (mm)	清洁时传热系数 (w/m²k)	总传热系数 (w/m²k)	清洁系数
0.02	3800	3532	0.93
0.04	3800	3299	0.87
0.05	3800	3193	0.84
0.06	3800	3094	0.81
0.1	3800	2754	0.73
0.2	3800	2159	0.57
0.3	3800	1776	0.47
0.4	3800	1508	0.40
0.5	3800	1311	0.34

#污垢的导热系数一般为0.2~1w/m·k，上表取1w/m·k。

凝汽器内部不锈钢管积垢主要是由于机组运行时循环水流速偏低，容易造成凝汽器不锈钢换热管泥沙沉积，特别是生物贝类的沉积会产生生物粘膜，造成换热管内粘泥附着，增加了泥沙沉积结垢的可能，长期运行会形成致密的生物粘泥。长期的泥沙沉积和生物粘泥存在，会造成凝汽器水阻增大，进出水温升增加，凝汽器排汽温度升高，端差加大，并导致真空降低，机组煤耗增加。

3 凝汽器传统清洁方案

为了能对凝汽器不锈钢换热管及时清理，保持凝汽器冷却管的清洁，机组一般采用凝汽器人工清理和凝汽器胶球系统在线清理两种方式，两台机组长期也采用这两种方式，但使用中发现这两种方式都有弊端，主要存在以下问题：

### 3.1 人工清理费时且不能长期保持

机组在每次停机后均安排凝汽器冲洗，由外包单位利用高压水枪、毛刷等设备对凝汽器冷却管中的水垢和泥渣进行清洗去除。每次清洗需拆开凝汽器水室人孔，内部搭设脚手架，专人监护检查验收，耗时约7—10天完成。每次清洗后凝汽器的清洁系数能得到很大的提高，但是不能长期保持，根据多次清洗后机组启动的热耗变化情况看，仅能维持两个月左右的时间。

### 3.2 胶球系统运行问题

#### 3.2.1 收球率低

公司胶球系统长期投运的收球率在85%左右，且不稳定，原因分析如下：

(1) 循环水压力低，流速低，胶球质量不一，致使胶球有的浮在水面上，有的停在死角，有的卡在管板上。

(2) 收球网设计不合理，受到冲刷，使栅格篦子间隙增大，造成卡球甚至跑球。从每次检修清理收球网时，可以看到大量的胶球沉积在收球网上，结成硬块。这些胶球极少数是被网格或缝隙卡死，而大多数胶球是被这极少数卡死的胶球拦住，形成结块。这样就形成了恶性循环，使胶球越聚越多，收球率下降。

(3) 由于传统的碟型收球网在经常性反复开合后造成传动机构腐蚀及卡涩，收球网与循环冷却水管的内壁无法紧密配合，存在较大间隙，致使胶球从间隙中漏走无法收回。

(4) 胶球在收球程序结束之前未能达到收球网，当收球程序结束、收球网开启后，胶球随冷却水排出系统外，造成永久丢失。

#### 3.2.2 凝汽器换热管冲洗存在较大的死区

在人工清洗凝汽器换热管时，打开水室人孔，会发现凝汽器中间部位的换热管明显比周边的换热管的清洁度要高，原因主要是胶球系统装球数为10%（约1000个胶球），根据循环水管的水流特性和胶球清洗的水流速度，中间部位的水流速度较周边高，每个循环周期胶球都优先通过中间部位的不锈钢换热管，而周边的换热管得到胶球的冲洗的概率大大下降，造成凝汽器中间部位的换热管多次冲洗而周边的管道无法得到有效的清洗。

## 4 凝汽器清洁新型技术方案

为了从根本上解决上述问题，公司专业人员收集掌握了国内最新技术并分析对比，其中凝汽器真空保持系统（简称VUES）很好的解决了传统胶球系统的两大问题。该系统已获得多项国家发明和实用新型专利。并于2010年被国家发改委纳入国家第三批节能重点技术。

### 4.1 VUES的工作原理

VUES是依靠压缩空气作为动力，在微电脑控制程序的控制下，间歇地将清洁球（装球量100%）瞬间同时一次性发射入凝汽器的入口，对凝汽器所有的冷却管进行擦拭清洗，清洗后的胶球由回收装置收回。一次工作循环的时间仅持续大约 1~3 min，每隔 30~60 min 运行一个工作循环，全天间歇运行24~48次，亦即凝汽器的冷却管在每隔 30~60 min 就可以得到一次清洗。

### 4.2 VUES的主要组成

#### 4.2.1 主体

该部分是 VUES 的核心部分，主要的功能是：确定 VUES 的清洗方案、驱动 VUES 的系统工作、将清洁球按照电脑程序要求发射入凝汽器入口、对清洁球进行清洗等。

#### 4.2.2 回收装置

将清洁球回收回 VUES 的主体，自动清除聚集在回收装置的杂质，使回收装置的水流阻力保持最小。回收装置的特点及优势：

(1) 采用固定锥形滤网，彻底解决胶球跑、漏、卡、丢失等问题，确保收球率长期保持在 95%。

(2) 滤网的网眼采用激光切割，条缝型网眼环形分布，有利于使冷却水的流态形成层流，同时有效过流面积达到循环冷却管截面积的 2.4 倍以上，因此水流阻力很小（小于 1kPa），此外，回收装置还有能自动清除杂物的强力反冲排污装置，能有效清除附着在网面的杂物，特别是纤维织物等不易清除的杂物，长期保持网面的清洁。

#### 4.2.3 空气压缩机及压力保持装置

该部分是VUES的动力装置，是驱动VUES工作的动力源。

### 4.3 VUES的技术保障措施

#### 4.3.1 安全性

为了保证 VUES 的正常运行安全，对以下几个方面需特别注意：

(1) 水阻

根据 VUES 的工作原理，当 VUES 安装上去后可能对凝汽器的循环冷却水系统产生水阻的主要有两个环节：

一是数量众多的胶球同时发射入凝汽器入口进入冷却管，可能对凝汽器冷却管造成的堵塞。VUES 的运行是在凝汽器的甲乙侧交替进行的，所以每次清洗循环影响到的是一侧，即只有 50%；其次，胶球进入凝汽器冷却管后，由于胶球是顺着水流运动的，胶球在冷却管的存在只会使循环冷却水的流速减慢（可以估算从 2.5 m/s 减低到 2 m/s，大约减慢 20%），因此可能影响到的水量为单侧循环水量的 20%，因此，影响到凝汽器总水量的 10%，而胶球全部通过凝汽器冷却管的时间最多 10~15 s，由此可以看出 VUES 在每次清洗循环中对凝汽器冷却水的水量影响是极其有限的，更不可能影响到凝汽器的真空度及汽轮机的运行。

二是回收装置采用固定的锥形滤网，可能对循环冷却水产生的水阻和影响水量。VUES 采用的锥形滤网在结构设计上要使其在清洁状况下的水阻（即初始水阻）足够小；其次是锥形滤网能具有自动有效地清除网面的各种杂物的功能，能长期保持滤网网面的清洁，使锥形滤网的工作水阻保持在初始水阻。据此，VUES 的回收装置的固定锥形滤网具有较大的过流面积（为冷却水管截面积 1.8 倍以上），网面的出水孔设计为条形环形分布，符合循环冷却水的水流特性和流线，冷却水在流经锥形滤网时，容易形成类似层流的流态，从而将滤网的初始水阻降为最低。此外，回收装置具有对锥形滤网网面进行自动反冲清洗的装置，该装置不仅通过排污泵形成强力反冲排污能力，而且，在排污口的端部有一排钢刷，在排污盒旋转工作时直接伸入锥形滤网的条形过流孔，有效清除缠绕在滤网网孔上的麻丝等最难清除的纤维杂物，从而确保滤网的清洁。

（2）VUES 在发球环节中压缩空气不能进入凝汽器的冷却管中

作为换热器，凝汽器的冷却水中最忌讳进入空气，从而在凝汽器的冷却管中存在不凝性气体而显著影响凝汽器的换热效果。VUES 在发球时，压缩空气并不是直接推动胶球，而是作用在储存在一个罐体中的水，进而由水去推动胶球，工作的过程类似活塞的原理，瞬间将胶球发射入凝汽器入口，由于发球时间非常短，仅 2 s 左右，因此由于水的阻

隔，压缩空气不会进入循环冷却水。

（3）VUES 在发球环节中由于瞬间的高压水流可能对凝汽器的冲击

VUES在发球时的工作压力为 5~7 kgf/cm<sup>2</sup>的压力，经过发球管路的阻力衰减，在VUES的发球管出口（进入近凝汽器入口的循环水进水管）处的压力大约为 3~5 kgf/cm<sup>2</sup>，由于VUES发球管远小于循环冷却水进水管管径（600MW 机组发球管为 DN250），因此，VUES发射出的高压水流进入冷却水管后，压力迅速衰减为循环冷却水进水压力，因此，对凝汽器不会产生任何的冲击。

在电力控股及江苏分公司的大力支持下，公司#2机凝汽器真空保持系统于2013年11月安装投运，同样#1机凝汽器真空保持系统于2014年11月安装投运。

5 VUES在公司的运用

公司于 2012 年底通过能源合同管理协议进行了 VUES 的技改改造，即在每台机组 A、B 两组凝汽器的内外侧分别设计一套凝汽器真空保持系统，在 A、B 凝汽器循环冷却水进水管上分别安装集成式主体和发球管，在 A、B 凝汽器的循环冷却水出水管上分别安装一个回收装置，每套 VUES 装置配置一个电气控制柜，两套 VUES 装置共用一套压缩空气系统，能实现自动和手动运行。#2 机凝汽器真空保持系统于 2013 年 11 月安装投运，#1 机组凝汽器真空保持系统于 2014 年 11 月安装投运。

5.1 改造后凝汽器试验数据

通过凝汽器性能试验，分别对机组凝汽器水阻、传热性能以及清洁度系数进行了试验，试验数据见表6、7、8。

表6 #2机组改造后凝汽器水阻

参数	数值		
负荷/MW	600MW	540MW	430MW
试验日期	2014.6.11	2014.6.12	2014.6.12
	13:00-14:00	15:00-16:00	13:00-14:00
负荷/ MW	599.500	540.277	430.592
循环水进水压力/kPa	207.968	207.890	208.414
循环水进水温度/℃	25.150	24.681	25.204
循环水出水压力/kPa	107.604	107.791	107.840
循环水出水温度/℃	35.029	33.614	32.497
低压缸排汽压力/kPa	6.823	6.129	5.613
大气压力/kPa	100.684	100.845	100.688
试验凝汽器水阻/kPa	100.364	100.099	100.574
修正到设计工况下的 凝汽器水阻/kPa	107.598	105.774	106.482

表7 #2机组改造后凝汽器传热性能数据

参数	数值		
负荷/MW	600	540	430
试验日期	2014.6.11	2014.6.12	2014.6.12
	13:00-14:00	15:00-16:00	13:00-14:00
发电机功率/MW	599.500	540.277	430.592
凝汽器热负荷/MW	725.408	661.459	539.495
循环水进水压力/kPa	207.968	207.890	208.414
循环水进水温度/℃	25.150	24.681	25.204
循环水出水压力/kPa	107.604	107.791	107.840
循环水出水温度/℃	35.029	33.614	32.497
低压缸排汽压力/kPa	6.823	6.129	5.613
大气压力/kPa	100.684	100.845	100.688
实际情况计算			
低压缸排汽温度/℃	38.525	36.548	34.951
凝汽器端差/℃	3.496	2.934	2.454
循环水温升/℃	9.879	8.933	7.293
循环水流量/(t/h)	63241.583	63769.594	63706.630
循环水流速/(m/s)	2.117	2.134	2.131
流量为设计值 66024 m <sup>3</sup> /h, 进水温度 20℃时			
循环水温升/℃	9.463	8.628	7.037
循环水出水温度/℃	29.463	28.628	27.037
循环水流速/(m/s)	2.2	2.2	2.2
凝汽器端差/℃	2.674	2.434	2.685
排汽温度/℃	32.136	31.063	29.722
排汽压力/kPa	4.796	4.513	4.179

表8 #2机组改造后凝汽器清洁度系数

参数	数值
负荷/MW	600
发电机功率/MW	599.500
凝汽器热负荷/MW	725.408
低压缸排汽压力/kPa	6.823
低压缸排汽温度/℃	38.525
循环水进水温度/℃	25.150
循环水出水温度/℃	35.029
循环水流量/(t/h)	63241.583
循环水流速/(m/s)	2.117
总体传热系数/(W/(m <sup>2</sup> ·K))	3144.202
基本传热系数/(W/(m <sup>2</sup> ·K))	3934.461
冷却水进水温度修正系数	1.0348909
管材和壁厚修正系数	0.9074020
清洁度系数	0.851

根据以上数据分析, 540MW 负荷工况下机组在改造后凝汽器水阻比改造前低 6.543 kPa; 排气压力下降 0.65 kPa。430 MW 负荷工况下机组在改造后凝汽器水阻比改造前低 5.178 kPa; 排气压力下降 0.172 kPa。清洁度系数提高 0.27, 达到了设计清洁度系数。

## 5.2 改造后凝汽器实际数据

为了能真实反映真空保持系统改造后凝汽器的具体运行情况, 专业人员对此进行了长期跟踪, 在#2 机组改造后而#1 机组未实施时, 通过公司 SIS 系统的数据采集功能, 在两台机组相同的负荷下, 对比了两台机组的实际运行情况可以看出改造后的机组和未改造的机组之间的实际差别, 在相同负荷下, 改造后的机组真空比未改造的要提高约 0.5 kPa。详见图 2、3。

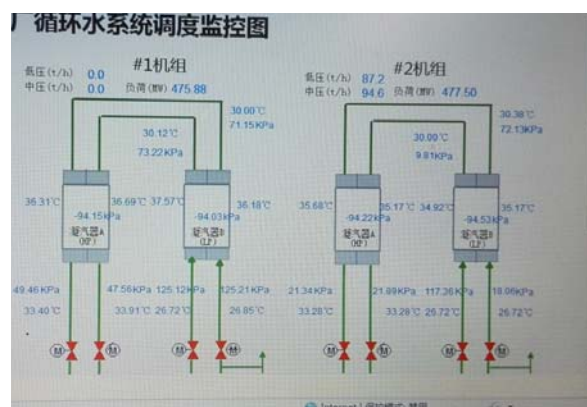


图2 两台机组对比图1

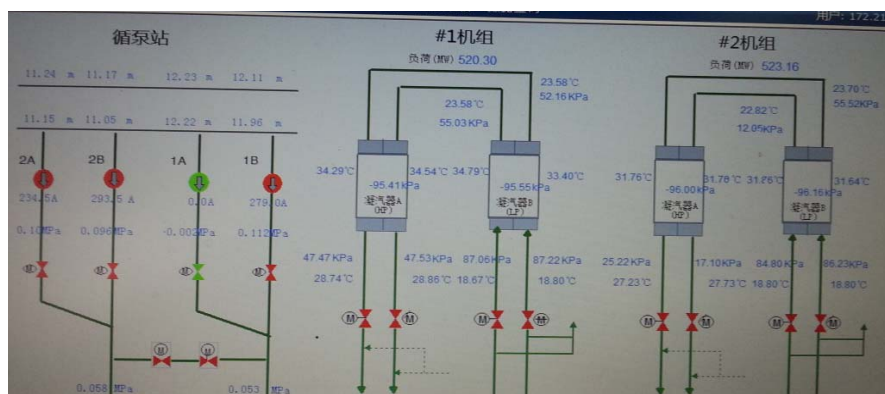


图3 两台机组对比图2

## 5.3 改造后凝汽器内部情况

凝汽器真空保持系统改造的效果通过凝汽器换热管的内部情况特别是出水端换热管的清洁度能更

加直观地反映。为此, 在机组调停中, 我司专业人员打开了所有水室的人孔, 对凝汽器内部不锈钢换热管进行了细致的检查。相关图片如图 4、5、6。





图4 凝汽器内部整体情况



图5 凝汽器换热管局部图



图6 单根管道内部情况

通过对凝汽器内部情况进行检查，凝汽器内部管道，特别是凝汽器管板边缘的管道内部洁净，有胶球冲刷痕迹，仅有极少部分管道由于胶球卡涩造成管道堵塞后有积垢现象。凝汽器无需进行人工清洗，仅需对极少部分堵塞的管道进行疏通即可，整体情况良好，达到了真空保持系统改造的目的。

#### 5.4 改造后经济性分析

为比较真空保持系统改造前后的经济性，首先通过变工况试验修正了热耗率与背压的关系曲线（见下图 7），背压每变化 1 kPa 机组热耗率变化约

为 68.721 kJ/(kW·h)，然后分别在循环水进水温度为 5℃、10℃、15℃、20℃、25℃、30℃、35℃下以改造后额定工况凝汽器热负荷（725.408 MW）、设计循环水流量（66024 t/h）和改造前计算机组的排汽压力下降值，并结合变背压试验中计算对热耗率、煤耗率的影响，其中锅炉效率采用 2013 年江苏南热发电有限责任公司#2 机组的平均锅炉效率 93.2%、厂用电率采用 2013 年平均厂用电率 4.73%、管道效率采用设计值 98.5% 进行计算。

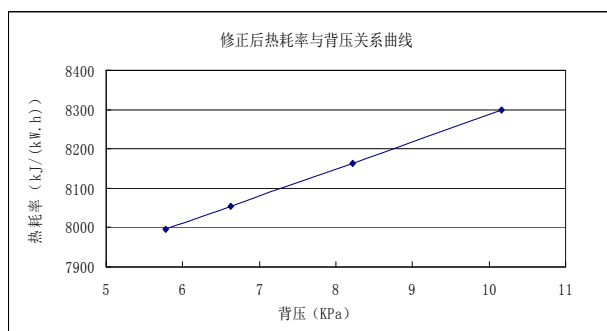


图7 修正热耗率与背压的关系曲线

#2 机组改造后在额定负荷工况、循环水进水流量为设计值（66024 m<sup>3</sup>/h）、进水温度为设计值（20℃）时的排气压力下降 0.738 kPa，热耗率下降 50.698 kJ/(kW·h)，供电煤耗下降 1.978 g/(kW·h)。在 540 MW 负荷工况、循环水进水流量为额定值（66024 m<sup>3</sup>/h）、进水温度为设计值（20℃）时的排气压力下降 0.65 kPa，热耗率下降 43.634 kJ/(kW·h)，发电煤耗下降 1.614 g/(kW·h)。2014 年全年发电量为 71.7014 亿 kWh，考虑到机组负荷不同影响煤耗不同，按 75% 比例计算平均全年可节约标煤约 8000 t 左右。

减少了每年进行的两次人工清洗费用约 12 万元。

凝汽器清洁度的提高和凝汽器水阻的下降，减少了循环水用量及循环泵电耗，根据运行部统计 2014 年我司循泵节电 573 万 kW·h。

## 6 结束语

机组真空对汽轮机的经济性影响很大，凝汽器传热管内部污垢厚度会严重影响不锈钢管的传热系数，导致机组真空的下降，通过加强凝汽器传热管的清洁，减少结垢，能有效的提高机组真空。

凝汽器真空保持系统解决了传统胶球系统的弊端，通过现场改造后设备性能试验、运行数据、内

部情况检查等，该设备能使凝汽器长期保持较理想的端差和真空。该公司#1、#2 机凝汽器真空保持系统改造项目是此项技术首次应用在 600MW 机组上，该设备对沿江电厂和开式冷却机组凝汽器节能降耗显著，对同类型的机组应用具有深远推广借鉴意义。

**参考文献：**

- [1] HEI-1995, (美国传热学会)表面式蒸汽凝汽器规程[S].  
[2] 东方汽轮机厂, 600MW 超临界机组凝汽器说明书[Z].

- [3] 南京电力设备质量性能检验中心.江苏南热发电有限责任公司#2 机凝汽器性能试验及变背压试验报告[R].2014.

---

**作者简介：**

王 亮，江苏南热发电有限责任公司技术支持部汽机主管，  
E-mail: NRWL5555@163.com;  
曾文才，江苏南热发电有限责任公司技术支持部汽机专业工程师，E-mail: zengwencai@crpower.com.cn。