

低负荷时真空严密性差的思考与实践

俞 雷，盛 磊

(江苏镇江发电有限公司，江苏 镇江 212000)

摘 要：真空严密性是汽轮机运行的一项重要的经济安全指标，对于机组运行的能耗水平，运行可靠性均有着显著的影响。本文介绍了镇江发电有限公司 630MW 超临界机组通过进行有关真空系统的调整试验，分析并找出#6 机组在低负荷阶段真空严密性恶化的原因，解决了#6 机组低负荷真空低、真空严密性不合格的问题，对同类问题的分析、解决有借鉴意义。

关键词：低负荷；真空严密性；恶化

0 引言

镇江发电有限公司三期机组为 630MW、超临界、单轴、三缸串联四排汽、中间再热、凝汽式汽轮机。其特点是采用数字电液调节系统，操作简便，运行安全可靠。

每台机组配备一套双背压，双进双出，单流程、表面式、横向布置的凝器。它不断凝结汽轮机排汽与给水泵小汽轮机（以下称：小机）排汽，并回收疏水至扩容器的疏放水和其它直接排至凝器的疏放水，构成热力学朗肯循环的重要一环。每台机组共配置四台水环式真空泵，高低压凝器各二台，正常运行一用一备。从节能考虑，在高低压凝器的真空管之间装设有一根联络管。

1 问题的提出

我司#6 汽轮机 2013 年技改大修启动后负荷 587MW 时做真空严密性试验，实验结果低压凝汽器后五分钟真空下降的平均值为 100Pa/min，高压凝汽器后五分钟真空下降的平均值为 60Pa/min。从试验结果来，机组真空严密性处于优秀水平。

但是随着机组负荷的下降出现了不正常的现象：当负荷减至 370MW 以下时，低压凝器真空明显恶化，此时低压凝器侧增开一台备用真空泵，低压凝汽器的真空仍比之前下降 1kPa 左右，相应低压凝汽器的排汽温度由原比高压凝汽器低 4℃上升为高于高压凝汽器 2℃，同等水平下低压凝汽器排汽温度变化幅度达 6℃。根据 630MW 超临界机组耗差计算，影响了机组的发电煤耗约 1.4g/kWh 左右，这对于机

组能耗产生了严重的影响，同时也对于设备运行的可靠性构成了一定的威胁。

2 低负荷时真空严密性差原因的排查

2.1 初步分析

凝汽式汽轮机真空的恶化，问题主要集中在真空系统不严密、凝器水位高、循环水量不足以及真空泵工作不正常或效率低四个因素上。根据我司#6 机组真空下降的特殊现象，我们进行了真空系统有关问题的排查与试验。我们都知道影响凝器真空及端差的因素很多，主要有：机组负荷、循环水量、循环水温、凝汽器铜管清洁程度、真空系统严密性、真空泵效率、凝器热负荷、轴封压力等，我们将这些因素针对本机组问题逐一进行比对分析：

机组在高负荷段时真空维持正常水平，基本可以排除凝器水位高、循环水量不足两个主要因素；通过低负荷期间，真空泵的切换检查、备用真空泵的启停等措施，低压凝器真空无明显变化，基本可以排除真空泵工作不正常或效率低这一因素。由此可见，真空恶化的原因主要集中在真空系统不严密因素上。另一方面，我们将历年来我司#6 机组运行中真空恶化因素数据进行分析统计，做出如下图 1 所示的#6 机真空恶化柏拉图。由图 1 也可以看出，#6 机真空恶化的主要因素集中在真空系统严密性问题上。

通过以上分析，为了查找真空系统不严密的漏点，我们利用#6 机组节日调停的机会，对真空系统进行凝汽器压水查漏。从结果来看，未找出明显漏点，说明未知漏点不在凝汽器压水查漏的

相关范围内。

针对上述现象，我们也邀请了专业的真空氦气查漏人员，对系统相关设备接头法兰进行查漏，真空恶化现象仍不能得到明显改善，可见该漏点较为隐蔽，如果只用常规的查漏方法与程序，不能从根本上找出系统的漏点。

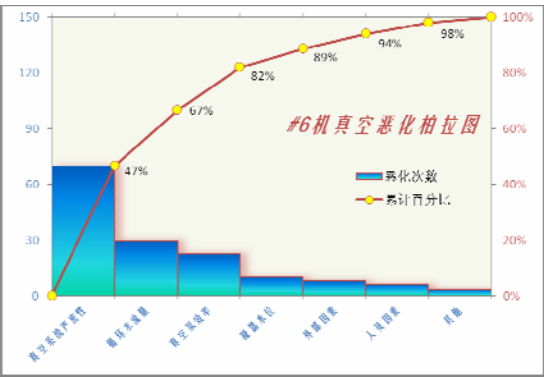


图 1 历年来机组真空恶化柏拉图

2.2 真空恶化现象的特性分析

通过上述分析观察，我们将问题逐一排除，最后决定通过试验的方式寻找低压凝器真空变化的规律，进行进一步的排查。首先对负荷及低压凝器真空进行参数分析，发现减负荷过程中，低压凝汽器的真空变化是有规律的：通过统计分析，负荷基本在 450MW 以下，低压凝器真空明显随负荷的下降而持续下降，典型工况如图 2 所示。其次进行不同负荷的真空严密性试验，发现负荷 430MW 以后，低压凝器真空严密性已处于不合格范围，并且随负荷的下降，真空下降速率明显提高。典型数据如下表 1 所示。

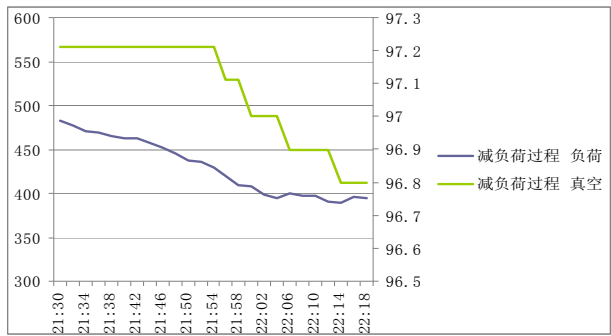


图 2 负荷与低压凝器真空变化对应关系

表 1 真空严密性试验结果

负荷/MW	低压凝器真空严密性试验结果/(Pa/min)
530	160
430	300
370	500
320	800

图 3 为我司 630MW 超临界机组滑压运行曲线，由图可以看出，450MW 本身为主机滑压控制的起滑点，即 450MW 以上负荷时机侧主汽压维持 24.2MPa 额定汽压的运行方式，450MW 以下时主机的控制汽压随着负荷下降而降低，以减少高压调门的节流损失，提高机组的经济性。这个 450MW 滑压运行的起滑点正好也是我们以上分析出的低压凝汽器真空变化的负荷拐点。

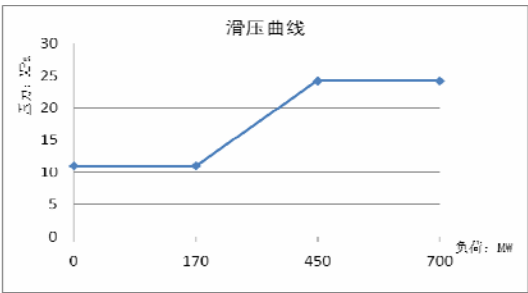


图 3 630MW 机组滑压曲线

基于以上数据分析判断，低压凝汽器的真空严密性与机组负荷和主汽压密切相关，即当高负荷时漏点附近为正压区域，而当低负荷时漏点区域运行工况滑压至负压区间，真空随即开始恶化。围绕这一主题，我们再进行分割细节缩小查找范围，将查漏系统锁定在：抽汽及其疏水系统、轴封系统、门杆漏汽系统及小机 B 排汽缸本体系统上。结合之前的凝汽器压水查漏无外部漏点的情况，进一步将范围缩小至阀门内漏的查找及小机 B 排汽缸本体真空系统严密性上。

2.3 阀门内漏问题排查过程

阀门内漏问题的查找，我们采取对上述系统阀门分别进行高、低负荷阀体测温对比的方法。结合高负荷时严密性好的现象，分析为如有内漏点，应该是阀门向系统外漏高温介质，表现为阀体温度较高；低负荷时严密性差，如有内漏点，则是向系统内倒吸常温空气，表现为阀体温度接近常温。

抽汽系统：经过对比排查，查出以下阀门内漏有关：四抽逆止门 1 后无压放水门、四抽逆止门 2 后无压放水门、四抽至汽泵 A 进汽门后疏水袋疏水门、四抽至汽泵 B 进汽门前疏水门。

轴封系统：进行提高轴封汽压至主机、小机轴端冒汽，检查对低负荷真空无影响。

门杆漏汽系统：对门杆漏汽系统阀门和管路进行全面检查时发现，门杆漏汽母管至轴封加热器的管路上有一只排汽疏水至低压凝汽器的疏水

门,该疏水门阀门架断裂,阀门活灵移位,看似阀门的门盘在关闭位置,实而其阀芯处于自由状态。当负荷在 530MW,测此阀阀体温度为 160℃ 左右;而当负荷 300MW 时,则测得阀体温度为 35℃。我们知道随着主汽压力的下降,门杆漏汽量是同步减少的。根据机组滑压曲线当机组负荷低于 450MW 以下后,主汽压滑压至较低水平,门杆漏汽量锐减,该疏水门处的蒸汽流量不足以封住外部空气从轴加处、门杆间隙处漏入低压凝汽器。而在机组定压运行的高负荷段,主汽压力最高,门杆漏汽量大,门杆漏汽母管内有一定压力,此时疏水管路内充盈的蒸汽阻止了外部的空气漏入低压凝汽器。

由于当时门杆漏汽疏水门内漏在机组正常运行中无法完全根除,通过初步处理,仍有少量内漏现象。为印证其为低压凝器真空恶化原因,通过改变门杆漏汽量的大小试验,来观察低压凝器真空的变化。首先较高负荷时将调门顺序阀改为单阀方式,增加同一汽压下的门杆漏汽量,当 AGC 减负荷时,进行观察发现低压凝汽器真空下降速度明显减缓,负荷减至 330MW 时,低压凝汽器真空下降明显好于平时,排汽温度仍比高压凝汽器低 1℃。此时进行升主汽压试验,下降情况进一步减缓,当主汽压升至 23.5MPa 以上时,低压凝汽器真空开始出现回升。由于做试验时中午低谷负荷时间较短,未等真空上升到位,立即进行真空严密性试验,但由于 AGC 已经开始加负荷,在试验后期负荷加到 350MW,机组主汽压下降到 21MPa。但试验结果仍能说明问题,具体数据详见表 2 所示。

表 2 330MW 低压凝汽器真空严密性试验情况

时间/min	真空/kPa	排汽温度 1/℃	排汽温度 2/℃
1	97.75	32	32
2	97.6	32	32
3	97.39	33	33
4	97.13	34	34
5	96.85	35	35
6	96.55	36	36
7	96.21	37	37
8	95.94	39	38
9	95.64	39	39

按正常做八取五的方法,低压凝汽器真空严密结果为 298 Pa/min,结果明显得到改善。在漏点仍未消除,加上试验后期汽压下降的情况来看,此试验结果能够说明#6 机门杆漏汽疏水门内漏是其低负荷时真空严密性差的原因之一。

2.4 小机 B 排汽缸真空查漏过程

我司 630MW 超临界机组给水泵 B 的小汽轮机排汽至低压凝汽器,由于小机排汽缸防爆门的工艺要求,年前所做的凝汽器压水查漏范围只能压至小机 B 排汽缸防爆门以下位置,对于该位置以上范围急需得到进一步的隐患排查。因此在 2015 年年中我们利用给水泵 B 停运检修的机会,进行了小机 B 真空系统与凝汽器 B 真空系统隔断试验,隔断后发现凝汽器 B 的真空在低负荷时有明显的好转。说明小机 B 排汽缸真空系统内存在漏点,且漏点为与小机 B 排汽缸防爆门以上位置。

2015 年 6 月我们利用#6 机组停机的机会,单独对小机 B 排汽缸进行了高水位压水查漏工作,采取一定措施后,将压水位置上升至小机 B 排汽缸排汽大法兰以上。结果查出小机 B 高压轴封联络管法兰漏水及小机 B 排汽大法兰东侧、南侧螺丝孔多处滴水。通过分析,以上几个漏点在负荷变化过程中,漏点处的运行工况会产生一定变化。在高负荷时漏点处蒸汽充盈度较高,低负荷时漏点附近进入负压工作区间,随即向系统内吸入外部空气,造成了负荷越低真空恶化越明显的特殊现象。

此次排查,查出了我司多年来#6 机组凝汽器 B 真空偏低的主要原因。在上述问题处理后,430MW 时做真空严密性试验结果为约 82Pa/min,达到优秀水平,目前大漏点已全部处理好。

2.5 真空查漏处理前后真空严密性试验

真空查漏处理前后真空严密性试验结果对比,如图 4 所示。

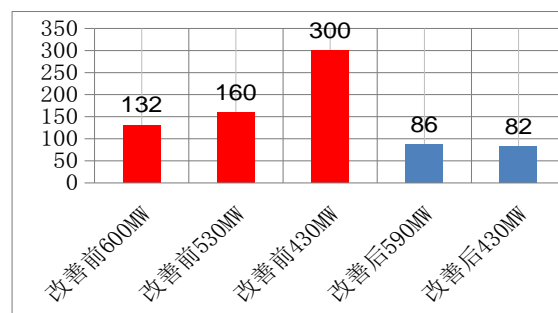


图 4 #6 机低压凝汽器真空恶化处理前后严密性试验结果对比

3 结论与展望

镇江发电有限公司通过对低负荷时真空严密性差的思考与实践,找出了机组大修后真空在负荷较

低情况下明显恶化的原因,即为门杆漏汽管路疏水门内漏及小机 B 排汽缸真空系统不严密。目前上述严密性问题均已得到处理和解决, #6 机组真空严密性已经达到优秀水平, 机组运行的经济与可靠性也得到了提高。通过这次真空查漏, 我们提出了几点关于真空系统的几点思考与建议:

(1) 发电厂应建立凝汽器设备运行参数档案, 用以纪录历年不同环境温度、不同负荷条件下的真空值, 便于比对分析当前工况下真空值是否正常。

(2) 发电厂应在不同负荷条件下对真空系统相关疏放水门进行定期测温, 跟踪其变化情况, 及时发现内漏阀门并消除, 提高机组的经济性, 尤其需关注那些随负荷变化而处于真空与正压区间变化的阀门。

(3) 发电厂真空系统压水查漏未查出的漏点, 分析为压水查漏范围以外较为隐蔽的漏点或为系统阀门内漏引起。

(4) 低负荷时真空系统严密性差的因素查找可

以通过改变机组运行工况, 分析判断机组真空恶化的特性, 找出严密性差的关键点。

(5) 我司汽机侧疏放水皆为汇流母管制, 对于阀门内漏的检查带来一些不便, 建议机侧至无压放水母管的阀门利用疏水优化改造机会进行集中布置、疏水门后敞口, 经疏水集箱排出, 方便检查。

参考文献:

- [1] 江苏镇江发电有限公司.630MW 机组运行规程(第二版)
[Z]. 镇江:江苏镇江发电有限公司,2013.
- [2] 李建刚.汽轮机设备及运行[M].北京:中国电力出版社,2010.

作者简介:

俞 雷, 男, 江苏镇江人, 江苏镇江发电有限公司发电部汽机运行高级工程师, E-mail: leiy@crpzj.com.cn;

盛 磊, 男, 江苏南通人, 江苏镇江发电有限公司发电部 630MW 机组集控副值, E-mail: ls@crpzj.com.cn。