

华能南京电厂 2 号机组一级凝泵出口凝结水溶氧超标 分析与处理

马甲兵, 严守权

(华能南京电厂, 江苏 南京 210035)

摘 要: 华能南京电厂 2 号汽轮机自 1994 年投产以来, 一级凝泵出口凝结水溶氧一直超标严重, 虽然 2008 年对 2 号汽轮机凝器补水系统进行了雾化改造后, 一级凝泵出口溶氧有了大幅降低, 但仍然超标, 溶氧波动范围在 40-200 $\mu\text{g/L}$, 近几年来, 经过检修、运行人员的排查、调整、试验以及系统优化等工作, 一级凝泵出口凝结水溶氧超标问题得以彻底解决, 目前溶氧波动范围在 2-7 $\mu\text{g/L}$ 。

关键词: 溶氧; 回收水; 凝结水; 一级凝泵

0 引言

华能南京电厂 2 号汽轮机是原苏联进口的 320MW 超临界三缸、两排汽、凝汽式汽轮机, 汽轮机排汽凝结水从凝器热井经一级凝泵、1 号低加、二级凝泵、轴加、2 号低加、3 号低加、4 号低加至除氧器, 自投产以来一级凝泵出口凝结水溶氧超标(《火力发电厂水汽化学监督导则 DL/T561-95》规定: 300MW 汽轮机凝结水溶氧 $\leq 30\mu\text{g/L}$), 为此 2008 年对凝器补水系统进行了改造, 将除盐事故补水从热井补水改接至凝器喉部, 并且事故、正常补水均加装了补水雾化装置, 改造后, 一级凝泵出口溶氧有了大幅降低, 但仍然超标, 溶氧波动范围在 40-200 $\mu\text{g/L}$, 从 2011 年起, 电厂将解决一级凝泵溶氧超标问题列入技术攻关课题。

1 凝结水溶氧超标对发电机组的危害

1.1 缩短设备的寿命

为了提高机组的循环热效率, 大型机组普遍采用了回热循环, 当含氧量较高的凝结水通过回热设备及其附属管道时, 与金属产生电化学腐蚀, 会对这些设备造成腐蚀, 使各辅助设备的寿命受到影响, 降低了机组运行的可靠性。

1.2 降低回热设备的换热效率

回热系统一般采用表面式换热器, 当设备的腐蚀产物附着在换热表面时, 形成疏松的附着层, 同时, 凝结水含氧量过多, 会在换热表面形成一层薄

膜, 增大了传热热阻, 降低了循环热效率。

1.3 影响凝器真空

凝汽设备运行时处于高度真空状态, 如果凝结水溶氧超标是负压系统泄漏引起, 则过多的空气漏入会造成机组真空的降低, 一方面会影响机组的经济性, 使机组汽耗增大, 严重时减低机组的出力; 另一方面, 也造成抽气设备的负荷加大, 增加了厂用电率。

2 影响凝结水溶解氧的因素

2.1 凝器冷却水管泄漏对一级凝泵出口溶氧影响

凝器冷却水管泄漏, 循环水漏至汽侧, 进入凝水系统, 不仅凝结水溶氧大, 而且会造成凝水电导增大, 影响更大的是凝水的硬度。

2.2 机组补水系统及补水量对一级凝泵出口溶氧影响

由于我厂除盐水补水箱采用露天放置, 顶部与空气直接接触, 长时间放置时, 会有相当一部分气体溶入到除盐水当中(25 $^{\circ}\text{C}$ 时, 8000 $\mu\text{g/L}$ 左右), 而随着补水量的增大, 除盐水带入凝器的氧量也增加, 同时还有大量的酸性离子(CO_2^{2-})进入到凝器, 导致凝结水的含氧量过大, 导电度过大。

2.3 凝器热井水位对一级凝泵出口溶氧影响

凝器热井水位低, 凝结水在凝汽器热水井中产生涡流而夹带气体, 而影响凝结水溶氧; 凝器热井水位高, 一是减小凝器热力除氧的空间, 使凝水加热不充分, 降低除氧效果, 凝水携带的氧量增加;

二是凝水淹没部分的凝器冷却水管，不仅增加热源损失，同时增加了凝水过冷度，降低凝水温度，凝水溶解氧的能力增强，从而导致凝水含溶氧的增加。

2.4 负压系统泄漏对一级凝泵出口溶氧影响

(1) 凝器热井水位以上负压系统泄漏：主要表现在真空严密性试验不合格，凝器真空下降，不凝结气体的分压力高，导致凝结水的含氧量高。

(2) 凝器热井水位以下负压系统泄漏：空气直接吸入凝结水中，导致凝结水的含氧量高。

2.5 凝器回收水对一级凝泵出口溶氧影响

为了降低机组补水率，正常运行时，我厂低位水箱收集的各种疏放水，如：凝泵、疏水泵密封水回水、汽、电泵密封水回水，高、低加逆止门保护水回水，抽气器疏水、高排扩容器回水、定子内冷水箱溢流水等，依靠凝器负压经小水箱，通过浮球式调节阀回收至凝器热井上部。

(1) 回收水水质影响：主要是由于定子内冷水箱溢流水来自除盐水，水中含氧量偏高；其次，抽气器疏水、低位水箱以及小水箱均为敞开式，导致水中含氧量偏高；再次，我厂回收水虽然在接入凝器的出口加装了喷淋装置，但由于回收水直接接在凝器热井上部，在没有彻底除氧前就已经进入凝泵入口管道。

(2) 小水箱水位影响：因为小水箱敞口，小水箱水位过低时，水流扰动，易造成回收水裹吸空气造成溶氧高。

(3) 小水箱水温影响：按照亨利定律和道尔顿定律，水中的含氧量与温度有关，温度越低水中的含氧量越高（大气压力下加热不足 1℃，水中的含氧量就接近 200μg/L）。

2.6 其它

2.6.1 一级凝泵出口母管压力

由于一级凝泵密封水从一级凝泵出口母管引入，当一级凝泵出口母管压力降低，凝泵端部密封水封效果差，容易吸入空气。

2.6.2 一级凝泵运行组合方式不同对出口溶氧的影响

不同组合方式的二台凝泵并列运行，由于泵性能、管道阻力差异，影响一级凝泵出口母管压力，从而影响凝泵端部密封水封效果。

2.6.3 机组负荷对出口溶氧的影响

机组负荷高，凝器真空低，不凝结气体的分压

力高，凝结水溶氧升高，而且机组负荷高，回收水量大，带入凝器的氧量增加，但是机组负荷高，抽气器疏水量大，低位水箱水位升高，回收水裹吸空气少，而且由于真空低，凝器凝结水温度高，一级凝泵密封水回水温度高，小水箱回收水温度有所上升，回收至凝器的水中含氧量少。

3 对影响一级凝泵出口溶氧因素的排查情况

3.1 凝器冷却水管泄漏对一级凝泵出口溶氧的影响

#2 机凝器铜管在 2010 年全部更换 TP304 不锈钢管后，运行中，无论从运行机组的补水量、真空严密性试验、机组升降负荷真空的变化，还是从凝结水硬度、凝结水中 Fe、SiO₂、Na⁺、导电率变化情况看，凝器运行正常，而且每次机组停用，凝器灌水查漏都没有发现冷却水管有泄漏现象。

排查结果：排除凝器冷却水管泄漏对一级凝泵出口溶氧的影响。

3.2 机组补水系统及补水量一级凝泵出口溶氧的影响

华能南京电厂 #1、2 机组凝器型式相同，其内部设计以及补水喷淋装置设计完全相同，凝器补水自动调节，#1、2 机组补水箱、补水管道为共用。运行中，跟踪正常补水情况下一级凝泵出口溶氧变化，溶氧在 5μg/L 范围内波动；同时与 #1 机组比较，因为 #1 机组承担高新区供热系统，其补水量大于 #2 机组补水量，同样工况下（负荷、真空），#1 机组一级凝泵出口溶氧应该比 #2 机组大，但实际情况则相反，而且即使在不补水情况下（#2 机正常、事故补水门检查无内漏），#2 机一级凝泵出口溶氧也大于 #1 机。

排查结果：机组补水系统以及补水量不是 #2 机一级凝泵出口溶氧超标的主要原因。

3.3 凝器热井水位对一级凝泵出口溶氧的影响

华能南京电厂运行规程对凝器热井水位的高度要求：50mm 低水位报警，250mm 高水位报警（抽气口标高）。最低层冷却水管标高在 150mm 左右。因此 #1、2 机正常运行时，凝器热井水位投“正常”位置，水位控制在 80~100cm 之间。运行中通过调整 #1、2 机凝器热井水位进行溶氧变化的对比，发现凝器热井水位高度（正常范围内）对凝结水溶氧影响不大，见表 1。

表 1 凝器热井水位对一级凝泵出口溶氧量

凝器热井水位 /cm	I 级凝泵出口溶氧量/($\mu\text{g/L}$)	
	#1 机组	#2 机组
85	16	110
100	17	115
120	18	135

从表 1 中凝器水位变化对溶氧的影响来看：#1 机影响只有 $2\mu\text{g/L}$ ，对#2 机组影响 $15\mu\text{g/L}$ 。

排查结果：凝器热井水位控制在 100cm 左右对 #2 机一级凝泵出口溶氧基本没有影响。

3.4 负压系统泄漏对一级凝泵出口溶氧的影响

3.4.1 凝器热井水位以上负压系统泄漏

机组正常运行时，每月进行一次真空严密性试验，真空严密性好坏直接反映负压系统泄漏程度。从#1、2 机组的真空严密性试验来看，负压系统严密性优良，见表 2。

表 2 机组真空严密性情况

机组	#1 机组	#2 机组
真空严密性/(Pa/min)	50 (优秀)	60 (优秀)

华能南京电厂#1、2 机凝器型式相同、抽气器出力相同、循环水量相当，而且机组在升、降负荷时，凝器压力随机组的负荷增加而增加，随负荷的下降而降低，相同负荷条件下，二台机组凝器压力也基本相同，而#1 机一级凝泵出口溶氧符合标准。

排查结果：#2 机组凝器热井水位以上负压系统的泄漏较小，对一级凝泵出口溶氧的影响很小。

3.4.2 凝器热井水位以下负压系统泄漏

由于缺乏检漏仪器，运行中凝器热井水位以下负压系统泄漏很难准确判断，因此每逢机组停用，都进行负压系统灌水查漏，灌水时间 8h 以上，每次查漏，或多或少都能发现一些漏点并及时消除，然而每次#2 机组启动后一级凝泵出口溶氧仍然超标，而且检修人员在每次启动后对一些存在泄漏可能的地方进行检查处理（阀门盘根、法兰、门盖复紧并涂抹牛油，凝泵盘更复紧或更换、盘更密封水调整，热工仪表接头复紧，一级凝泵进口滤网盖复紧并涂抹牛油、凝器热井放水门、热工仪表排污门等复紧），但是处理后一级凝泵出口溶氧基本没变化。

排查结果：虽然机组停用时通过负压系统灌水查漏，消除泄漏点，但机组启动，负压系统设备的操作，可能会产生新的漏点，因此不能排除负压系统泄漏对一级凝泵出口溶氧的影响。

3.5 一级凝泵运行参数变化对溶氧的影响

运行中，在相同负荷情况下，调整一级凝泵出

口母管压力进行试验，试验结果见表 3。

表 3 不同出口母管压力下一级凝泵出口溶氧

机组负荷 /MW	一级凝泵出口母管 压力/MPa	一级凝泵出口溶氧 /($\mu\text{g/L}$)
260	0.88	65
260	0.93	44

从表 3 中我们可以看出一级凝泵出口母管压力，对一级凝泵出口溶氧变化影响 $21\mu\text{g/L}$ 。

处理及运行调整情况：

1) 机组正常运行时，根据负荷变化及时将一级凝泵出口母管压力调整至 0.93MPa 左右运行。

2) 三台一级凝泵盘更定期复紧。

3.6 一级凝泵运行方式对出口溶氧的影响

#2 机组运行中，对一级凝泵不同组合方式运行进行了试验，试验结果见表 4。

表 4 凝泵不同组合方式下一级凝泵出口溶氧

一级凝泵运行方式	一级凝泵出口溶氧/($\mu\text{g/L}$)
甲、乙一级凝泵运行	118
甲、丙一级凝泵运行	120
乙、丙一级凝泵运行	60

从表 4 中我们可以看出一级凝泵不同组合方式，对一级凝泵出口溶氧变化影响较大，甲一级凝泵与其它两台凝泵组合运行时，一级凝泵出口溶氧均有阶跃式上升。

排查结果：甲一级凝泵投运是造成 2 机一级凝泵出口电导、溶氧大主要原因之一。

处理及调整情况：

1) 运行中，对三台一级凝泵盘根进行复紧，检查疏通密封水。

2) 甲一级凝泵进行解体大修，发现水室压盖“0”圈没有压实，轴套密封“0”圈充填量不足，进行更换，甲一级凝泵大修后投运，一级凝泵出口溶氧下降 $20\mu\text{g/L}$ 以上。

3.7 机组负荷对出口溶氧的影响

运行中，对机组不同负荷下一级出口溶氧的变化进行跟踪统计（小水箱水温、水位基本相同），见表 5。

表 5 不同负荷式下一级凝泵出口溶氧

机组负荷/MW	一级凝泵出口溶氧/($\mu\text{g/L}$)
320	96
300	87
280	82
260	77

从表 5 中我们可以看出机组负荷越高，一级凝泵出口溶氧越大。

3.8 回收水对一级凝泵出口溶氧的影响

3.8.1 小水箱水位的影响

#2 机小水箱正常运行时，浮子阀控制水位在 50cm，当机组稳定负荷运行时小水箱水位有 10cm 上下波动，运行不稳定，调整小水箱出口手动门，提高水位运行（不溢流），水位波动幅度减弱，一级凝泵出口溶氧下降了 18~27 $\mu\text{g/L}$ ，见表 6。

表 6 小水箱水位变化时一级凝泵出口溶氧

凝泵运行方式	小水箱水位 /cm	一级凝泵出口	
		溶氧量/ $(\mu\text{g/L})$	电导/ (us/cm)
甲、丙一级凝泵	50	125	0.18
	90	114	0.16
	130	98	0.1
乙、丙一级凝泵	50	58	0.16
	90	47	0.13
	130	40	0.08

排查结果：小水箱水位低是造成#2 机一级凝泵出口电导、溶氧大的原因之一。

处理及调整情况：

1) 将小水箱箱体加高 80cm。

2) 机组正常运行时，及时调整小水箱出口手动门，提高小水箱水位至 130cm 运行。

3.8.2 小水箱水温的影响

在机组正常运行时，根据系统运行情况，稍开汽泵密封水至排水箱手动门，提高排水箱水温，一级凝泵出口溶氧下降较明显。见表 7。

表 7 不同排水箱水温一级凝泵出口溶氧

小水箱水温/ $^{\circ}\text{C}$	凝水溶氧/ $(\mu\text{g/L})$
45	118
55	56
65	15

从表 7 可以看出：随小水箱的水温上升，一级凝泵运行时出口溶氧逐渐下降，当小水箱水温上升 20 $^{\circ}\text{C}$ ，一级凝泵运行时出口溶氧下降了 103 $\mu\text{g/L}$ 。

排查结果：小水箱水温低是#2 机一级凝泵出口电导、溶氧大的原因之一。

处理及调整情况：

1) 将#2 机供热疏水由直接排空改为接至低位水箱；

2) 部分开启汽泵密封水至排水箱手动门，提高小水箱水温至 65 $^{\circ}\text{C}$ ，一级凝泵出口溶氧基本符合标准：乙、丙一级凝泵运行，溶氧在 20 $\mu\text{g/L}$ ，甲、乙一级凝泵运行，溶氧在 30 $\mu\text{g/L}$ 上下波动。

3.8.3 小水箱投、停影响

机组运行中通过关闭小水箱出、进口门，启动

排水泵，将排水箱的疏放水打入化学进行处理，一级凝泵运行时出口溶氧迅速由 124 $\mu\text{g/L}$ 下降至 11 $\mu\text{g/L}$ 。其溶氧变化情况见表 8。

表 8 小水箱切除前、后一级凝泵出口溶氧

I 级凝泵运行方式	小水箱切除前溶氧 / $(\mu\text{g/L})$	小水箱切除后溶氧 / $(\mu\text{g/L})$
甲、乙一级凝泵运行	124	11
乙、丙一级凝泵运行	58	10

排查结果：回收水水质（水中含氧量高）是造成#2 机一级凝泵出口溶氧大的主要原因。

处理及调整情况：

1) 将#2 机组疏放水至排水箱排空气管改接至排水箱，保证排水箱排空气管畅通。

2) 根据负荷变化及时调整回收水的流量，尤其是定子内冷水箱溢流回水。

3) 对回收水系统进行改造，将小水箱出口门后回收水分流一部分至#1 扩容器进行扩容，增加除氧面积，提高除氧效果，同时减少至凝器回水水量，系统改造后效果很明显，目前溶氧波动范围在 2-7 $\mu\text{g/L}$ 。

4 结论与建议

4.1 结论

影响我厂一级凝泵出口溶氧超标的主要原因是机组回收水中含氧量偏高，直接回收至凝器除氧效果差。

4.2 建议

(1) 在保证#1 低加正常水位情况下尽量提高凝泵出口母管压力。

(2) 检修，运行中定期对一级凝泵盘更进行复紧或更换，检查密封水，保证畅通。

(3) 负压系统泄漏是动态的，每逢机组停用，负压系统进行灌水查漏是必要的。

参考文献：

[1] 郑体宽. 热力发电厂[M]. 北京: 中国电力出版社, 2009.

作者简介

马甲兵 (1969-), 男, 江苏高淳人, 工程师, 华能南京电厂策划部汽机专工, E-mail: 13913992747@163.com;

严守权 (1961-), 男, 江苏南京人, 工程师, 华能南京电厂运行部汽机专工。