

文章编号：0258-0926(2017)S2-0097-03；doi: 10.13832/j.jnpe.2017.S2.0097

# ADG 除氧器启动期间两侧温差较大的原因和解决方案

陈家庆

中核核电运行管理有限公司，浙江海盐，314300

**摘要：**在方家山核电工程在机组热态调试的启动阶段，发现给水除氧器系统（ADG）除氧器两端温差较大，主控室显示两端温度相差近 40 。经过详细分析，确认导致温差大的原因并提出多种解决方案，经多方论证对比，最终采取增加除氧器再循环泵的方案，成功地解决了启动阶段温差问题。

**关键词：**给水除氧器系统（ADG）；除氧器；再循环泵；温差大

**中图分类号：**TK263.6<sup>+</sup>3 **文献标志码：**A

## Reasons and Solutions for Temperature Difference between Two Sides of ADG Deaerator during Start-up

Chen Jiaqing

CNNP Nuclear Power Operations Management Co. Ltd., Haiyan, Zhejiang, 314300, China

**Abstract:** In the hot commissioning of Fangjiashan nuclear power project, a relatively large temperature difference was found between the two ends of the deaerator in the feedwater deaerator system (ADG). Displays in the main control room show that the temperature difference was nearly 40 degrees. After a detailed analysis, this paper found the cause for the temperature difference and put forward a variety of solutions. Through argumentation comparison, a deaerator recirculation pump was added, which successfully solved the problem in the start-up phase.

**Key words:** ADG, Deaerator, Recirculation pump, Temperature difference

### 0 引言

目前国内核电厂给水除氧器系统（ADG）的除氧器主要有内置喷雾除氧器、淋水盘有头式除氧器和淋水盘一体化除氧器，3 种形式的除氧器均是通过喷嘴将凝结水雾化，通过蒸汽加热至除氧器工作压力的饱和温度，析出其中溶解的不凝结气体。

方家山核电项目采用一体化大流量喷嘴，内置喷雾式除氧器，蒸汽通过鼓泡管引入水箱下部，水箱中的给水参与换热和除氧过程。由于内置喷雾式除氧器没有除氧头，可降低设备高度，节约土建成本，避免水箱上部大的集中载荷，筒体应

力减小，产生应力裂纹的可能性降低，已经成为除氧器发展的趋势。但在调试过程中发现该除氧器启动期间两侧温差大，两侧温差最大达到近 40 ，较大的温差会导致除氧器产生较大的热应力，不利于除氧器长期稳定运行，对核电厂的安全运行造成一定影响。

### 1 原因分析

从除氧器的外部尺寸、设备内部构造、外部管线布置、除氧器内部水循环及加热蒸汽等方面入手，经初步分析后确认造成此问题的原因主要有以下几点：

收稿日期：2017-08-14；修回日期：2017-09-29

作者简介：陈家庆（1979—），男，高级工程师，现从事核电厂运行工作

(1) 除氧器尺寸比较大, 长度为 49.56 m。

(2) 启动阶段除氧器内水依靠启动给水泵系统 (APD) 泵的再循环管线进行搅混, 而 APD 泵的再循环流量仅  $40 \text{ m}^3/\text{h}$ , 相对于除氧器的有效容积  $410 \text{ m}^3$  来说, 再循环流量较小。

(3) APD 泵的接口位置不合理。APD 泵入口接管在第 1 段, 而对应的再循环口在第 2 段, 距离太近, 无法对整个除氧器内水打循环, 仅能对部分除氧器内水打循环。

在第 3 段和第 4 段存在一个较长的死区, 该死区内的水无法循环, 只能靠蒸汽和水凝结换热加热, 导致该区段水温较低。

(4) 该除氧器是由上海辅机厂加工制造, 采用的是荷兰 STORK 公司的设计, 在设备说明里明确描述该型除氧器在启动阶段需要除氧器再循环泵, 但实际机组并未配备除氧器再循环泵。

(5) 加热蒸汽耙管长度较短, 除氧器在用抽汽加热时耙管长度约 47 m, 而启动阶段用辅助蒸汽加热时耙管长度仅 9 m, 位置在除氧器中部, 造成加热只在除氧器局部进行, 无法对除氧器整体加热。

(6) 常规岛除盐水系统 (SER) 补水接口位置在 APD 泵进出口管线之间, 同时 SER 从水箱中部进入水箱, 导致 SER 低温补水未经足够加热就流向 APD 泵入口, 影响除氧效果。

综合以上原因, 导致在启动阶段除氧器内温差较大, 而温差较大的情况下肯定对除氧效果有不良影响, 同时长期较大的温差也会导致除氧器产生较大的热应力, 不利于设备的长期稳定运行。

## 2 整改措施及优缺点

### 2.1 初步确定整改方案

与设计、制造单位进行了多次沟通, 从产生问题的原因来分析, 提出了以下几项整改措施:

将辅助蒸汽加热耙管加长; 将辅助蒸汽接至抽气加热耙管; 改善循环状态, 将 APD 泵的进出口设在除氧器两端; 增设除氧器再循环泵。

### 2.2 优缺点的分析对比

(1) 针对辅助蒸汽耙管长度仅 9 m, 可以加长辅助蒸汽耙管, 这样在使用辅助蒸汽加热的时候可以对除氧器进行整体加热, 减少温度不平均现象, 这种处理方式可以从根本上解决问题, 但此方案也存在明显的缺点: 除氧器采用分段加

工, 然后现场组装完成, 因此无法进行拆解, 只能在除氧器内部进行施工, 而内部空间狭窄, 施工难度非常大; 可靠性难以保证, 将耙管加长后, 其固定方式需要重新设计计算, 在除氧器筒壁上焊接相应的支架, 加长的耙管运行中是否安全可靠很难保证; 没有相应的运行经验。

(2) 除氧器内部利用抽气加热的耙管长约 47 m, 基本布满除氧器内部, 可以考虑将辅助蒸汽的耙管接在抽气加热的耙管上。具体连接方式有 2 种: 在除氧器内部进行改造, 将 2 套耙管连接在一起; 在除氧器外部进行改造, 将进入除氧器的辅助蒸汽管线和抽气管线连接在一起, 并增加相应阀门。但以上 2 种方案存在一个很大的风险, 在机组启动阶段除氧器可能会出现异常的振动。

(3) 对于 APD 泵进出口接管的位置不尽合理, 也可以通过更改 APD 泵再循环接管位置来改善, 可以通过在除氧器内部延长 APD 泵再循环管至除氧器第 4 筒节, 此方案简单易行, 见效快。缺点同样显而易见: 由于 APD 泵再循环流量较小, 不能解决根本问题, 同时内部改造同样存在管系振动风险。

(4) 如果增加再循环泵, 通过再循环泵抽水进喷嘴, 喷雾除氧, 该方案既能解决温差问题又能优化除氧效果, 并且红沿河核电站和岭澳核电站均设有除氧器再循环泵, 有成熟的应用业绩。

### 2.3 最终解决方案

对于核电站设备, 应尽可能选用成熟可靠和经过验证的设备。经过对以上 4 种处理方案的反复对比论证, 同时参考同类电厂设计, 最终决定采用增加除氧器再循环泵的解决方案。原因如下:

(1) 岭澳核电站二期、阳江核电站 1 号机组采用同型号除氧器, 均设有除氧器再循环泵, 目前运行稳定, 不存在温差大的问题

(2) 一体化除氧器的工作原理是首先给水流经大流量喷嘴后对水进行雾化, 然后雾化水与蒸汽混合换热除氧, 完成 95% 以上的除氧换热过程, 然后在鼓泡管的作用下进行鼓泡换热, 从除氧效果来看, 也需要设置再循环泵将除氧器水循环打回除氧器喷嘴, 再除氧水经喷嘴雾化后与蒸汽充分混合换热, 这样才能满足除氧效果。

(3) 加长除氧器辅助蒸汽管线或合并辅助蒸

汽和抽气管线，在现有情况下没有相关核电应用经验，存在不可预知的风险，并且与加再循环泵相比缺少了除氧水经过大流量喷嘴雾化的过程，除氧效果没有加再循环泵的效果好。

(4)此类型除氧器的原设计方为荷兰 STORK 公司，咨询 STORK 公司设计专家认为增设除氧器再循环泵简单易行，且有成熟的经验，同样建议增加再循环泵。

### 3 再循环泵安装位置和参数的确定

#### 3.1 接口位置和泵安装位置

因原设计已取消再循环泵，除氧器筒体未留相应接口，因此现在的安装方案有：

方案 1：在除氧器本体重新开口，施工难度较大。优点是接口的位置选择余地大，可以尽可能靠近除氧器端部，对改善除氧器内水循环有利。

方案 2：利用除氧器排水至凝气器的管线，该管线直径 323.8 mm，可在下游合适位置引管线至再循环泵入口。缺点是接口位置距离除氧器端部仍有一段距离，可能导致除氧器死角位置水循环不足。

综合考虑施工难度及工期等问题，最终将排水管线下游弯头改为三通，接 1 条管线至再循环泵入口。

回水口位置选择相应简单，经参考红沿河核电厂，接在最后一个喷嘴上游，并在接口上游凝结水管线上增加 1 个隔离阀。

#### 3.2 泵参数确定

岭澳核电站的再循环泵安装在除氧器平台，

但考虑到如果泵安装在除氧器平台，除氧器仅略高于泵入口，泵的净正吸入压头难以保证，存在汽蚀风险，将安装标高降低相对安全。经现场勘查后，确认泵安装在汽机运转平台。

岭澳核电站的再循环泵流量为 375 m<sup>3</sup>/h，红沿河核电厂再循环泵设计流量为 260 m<sup>3</sup>/h，再循环流量通常选择喷嘴额定流量的 10%~30%，加上考虑到除氧器内部有效容积的大小，以及管道和喷嘴的压降，选择泵流量为 375 m<sup>3</sup>/h，扬程为 30 m，设计温度压力取除氧器正常运行温度压力，设计温度 180℃，设计压力 1.6 MPa。同时考虑到泵基础承重的问题，泵组的总重不超过 3 t。

### 4 结束语

改造完成后，除氧器启动加热过程中保持再循环泵运转，泵两端温差仅 4℃左右，避免了除氧器启动期间两端温差最大达到近 40℃，从而解决了除氧器启动期间产生较大的热应力、不利于设备的长期稳定运行以及除氧效果差的问题。

通过增加除氧器的再循环泵的改造，对相关电厂尤其是核电厂的除氧器的设计和运行提供了很好的借鉴作用，核电和常规电厂在设计理念和设备参数及安全标准等方面存在差异，不能简单套用常规电厂的技术改进，设计修改必须考虑设备是否满足。当然，若除氧器在设计时就考虑合理的 APD 泵接口位置和增大其再循环流量并改进辅助蒸汽加热靶管长度，这是一种更好的选择。

(责任编辑：刘 君)