

提升热电厂汽水系统检测精度的技术改造与水质质量改进研究

文 / 张国楠 国能吉林龙华热电股份有限公司白城热电厂

摘要：热电厂汽水系统作为能量转换与传输的核心环节，其运行稳定性与经济性直接决定电厂整体效能。当前，部分热电厂汽水系统存在检测精度不足、水质控制失效等问题，导致设备腐蚀、结垢及热效率下降，严重威胁机组安全运行。本研究以某 300MW 燃煤热电厂为研究对象，通过为期 6 个月的现场调研与数据采集，系统分析现有检测体系与水质管理的短板。针对检测滞后、数据偏差及水质超标等核心问题，提出基于高精度传感技术、数据融合算法的检测系统改造方案，同时结合水质预处理优化、化学监督升级及设备防腐改造，构建“检测-调控-反馈”闭环管理体系。经现场试运行 3 个月验证，改造后汽水系统关键参数（pH 值、电导率、溶解氧）检测误差率降低至 $\pm 0.5\%$ 以内，锅炉给水硬度稳定控制在 $2\mu\text{mol/L}$ 以下，凝汽器铜管腐蚀速率从 0.12mm/年 下降至 0.03mm/年 ，降幅达 75%；年节约设备维护、药剂消耗及蒸汽损失成本约 86 万元，投资回收期仅 1.5 年。研究成果为热电厂汽水系统的高效、安全运行提供了可复制的技术范式，对推动电力行业节能降耗与绿色发展具有重要现实意义。

关键词：热电厂；汽水系统；检测精度；技术改造；水质质量；腐蚀控制；数据融合；闭环管理

【DOI】10.12254/j.issn.2096-6539.2025.22.077

引言

在“双碳”目标驱动下，能源结构转型加速推进，热电厂作为基础能源供应单元，不仅需满足日益增长的电力与热力需求，还面临着能效提升、环保减排的双重压力。汽水系统作为热电厂的“血液循环系统”，涵盖锅炉给水、蒸汽生产、热能传输、冷凝水回收等核心环节，其运行状态直接影响机组热效率、设备寿命及运行安全性。据《中国电力行业年度报告（2024）》统计，我国现役热电厂中，服役超过 10 年的机组占比达 62%，其中因汽水系统检测不准导致的水质异常问题，引发的设备故障占热电厂总故障的 35%，年均直接经济损失超百亿元。

以某区域电网为例，2023 年共发生热电厂非计划停机事故 48 起，其中 21 起由汽水系统问题引发，包括锅炉水冷壁爆管、凝汽器泄漏、汽轮机积盐等，平均每次停机造成发电量损失约 50 万 kWh，直接经济损失超 200 万元。此外，汽水系统水质不达标还会导致热效率下降，数据显示，锅炉水冷壁结垢厚度每增加 1mm，热效率将降低 2%-3%，按 300MW 机组年运行 5000 小时计算，年发电量损失可达 3000 万 kWh 以上。

一、热电厂汽水系统现状分析

（一）研究对象概况

本研究选取的某 300MW 燃煤热电厂，于 2010 年建成投产，采用亚临界参数锅炉（型号：HG-1025/18.2-YM31）、凝汽式汽轮机（型号：N300-16.7/538/538），汽水系统主要包括：锅炉给水系统（含除氧器、给水泵）、蒸汽系统（主蒸汽、再热蒸汽管道）、凝汽系统（凝汽器、循环水泵）及冷凝水回收系统。系统设计水处理能力为

80t/h，采用“预处理+单级 R0+离子交换”工艺，化学监督采用人工取样分析与在线监测相结合的方式。

（二）检测系统现存问题

通过连续 3 个月的现场监测与设备排查，该热电厂汽水系统检测存在以下问题：

现有在线检测设备多为 2010 年机组投运时配套产品，使用年限超过 13 年，性能衰减严重。其中，pH 传感器（型号：上海精密仪器雷磁 PHG-217）测量误差为 $\pm 0.3\text{pH}$ ，溶解氧传感器（型号：哈希 LD0II）误差为 $\pm 0.1\text{mg/L}$ ，电导率传感器误差为 $\pm 5\%FS$ ，均无法满足 GB/T12145-2016《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》中“pH 误差 $\leq \pm 0.1\text{pH}$ 、溶解氧误差 $\leq \pm 0.05\text{mg/L}$ 、电导率误差 $\leq \pm 2\%FS$ ”的要求。以锅炉给水 pH 检测为例，2024 年 3 月 15 日-3 月 20 日的连续监测数据显示，在线传感器测量值与实验室滴定分析值的最大偏差达 0.4pH，导致 pH 调节剂（氨水溶液）投加量控制失准，给水 pH 值波动范围达 8.5-9.8，超出标准范围（9.0-9.5）的频次占比 30%。

1. 数据传输延迟

检测系统采用传统 4-20mA 模拟信号传输，数据需经变送器转换后传输至 DCS 系统，更新周期为 1 分钟。在机组启停、负荷调整等瞬态工况下，汽水系统参数变化迅速，如机组从 20% 负荷升至 100% 负荷时，锅炉给水量从 150t/h 增至 450t/h，水温从 150°C 升至 250°C ，此时 1 分钟的数据更新周期无法捕捉参数瞬态变化，易导致调控滞后。2023 年 11 月的一次机组启机过程中，因溶解氧数据延迟传输，未能及时发现除氧器工作异常，导致给水溶解氧浓度升至 0.2mg/L ，引发锅炉省煤器轻微腐蚀。

2. 校准机制缺失

现有传感器校准采用离线人工校准方式，校准周期长达3个月，期间因环境温度变化、溶液污染等因素，传感器漂移现象严重。检测数据显示，pH传感器在校准后1个月内，漂移误差达0.15pH，3个月后累计漂移误差超0.3pH；溶解氧传感器1个月内漂移误差达0.05mg/L，3个月后累计超0.1mg/L，严重影响检测数据准确性。此外，人工校准需停机操作，每次校准耗时4-6小时，年停机损失约120万kWh。

(三) 水质质量问题诊断

通过采集锅炉给水、凝汽器冷却水、蒸汽、冷凝水等关键节点水样，进行实验室分析(采用国家标准方法)，结合在线监测数据，该热电厂汽水系统水质主要存在以下问题：

1. 锅炉给水硬度超标

锅炉给水硬度实测平均值为3.8 μmol/L，远超GB/

T12145-2016标准值(≤2 μmol/L)，超标率达100%。硬度超标的主要原因是单级RO系统脱盐率下降(从设计值98%降至92%)，且未配备阻垢剂投加装置，导致钙、镁离子进入锅炉系统。长期运行导致锅炉水冷壁结垢速率达0.2mm/年，经检测，水冷壁管内壁结垢厚度最大达0.8mm，已造成热效率下降约1.5%，年发电量损失超225万kWh。

2. 凝汽器冷却水氯离子含量高

凝汽器冷却水采用循环水系统，补充水为市政中水，氯离子实测平均值为150mg/L，超出标准值(≤100mg/L)的频次占比85%。氯离子超标导致凝汽器铜管发生点蚀，腐蚀速率达0.12mm/年，2023年检测发现，凝汽器铜管已有32根出现泄漏，需定期更换，年更换成本约15万元。此外，氯离子还会破坏铜管表面钝化膜，加速腐蚀进程，形成恶性循环。



3. 蒸汽品质波动大

因给水pH控制不稳定(波动范围8.5-9.8)，导致蒸汽携带盐分超标。检测数据显示，蒸汽中钠含量实测平均值为15 μg/kg，超出标准值(≤10 μg/kg)的频次占比40%，钠含量超标的蒸汽进入汽轮机后，会在叶片表面沉积形成积盐，导致汽轮机效率下降。2023年汽轮机检修时发现，高压缸叶片积盐厚度达0.1mm，已造成汽轮机出力下降约2%，影响机组带负荷能力。

4. 冷凝水回收利用率低

冷凝水回收率仅为65%，低于行业平均水平(80%以上)，主要原因是冷凝水含铁量超标(实测平均值为0.15mg/L，标准值≤0.05mg/L)，无法直接回用至锅炉给水系统。冷凝水含铁量高源于凝汽器铜管腐蚀，腐蚀产物随冷凝水进入回收系统，导致回用前需额外处理，增加了水处理成本与水资源浪费。

表1 某热电厂汽水系统水质现状监测数据

监测指标	单位	检测方法	实测平均值	国家标准值	超标率	主要影响
锅炉给水硬度	μmol/L	EDTA 滴定法 (GB/T 6909)	3.8	≤ 2	100%	锅炉水冷壁结垢，热效率下降
凝汽器冷却水氯离子	mg/L	离子色谱法 (GB/T 5750)	150	≤ 100	85%	凝汽器铜管点蚀，泄漏风险增加
给水 pH 值	-	玻璃电极法 (GB/T 6920)	9.1±0.7	9.0-9.5	30%	蒸汽带盐，汽轮机积盐

溶解氧 (给水)	mg/L	碘量法 (GB/T 12157)	0.08±0.03	≤ 0.05	60%	省煤器、水冷壁腐蚀
蒸汽钠含量	μg/kg	火焰原子吸收法	15	≤ 10	40%	汽轮机叶片积盐, 出力下降
冷凝水含铁量	mg/L	邻菲罗啉分光光度法	0.15	≤ 0.05	90%	冷凝水回收率低, 水资源浪费

二、提升检测精度的技术改造方案

(一) 方案设计原则

基于现状分析结果, 检测系统改造遵循以下原则: 精度达标: 传感器精度需满足 GB/T12145-2016 标准要求, 关键参数检测误差控制在 ±0.1pH (pH 值)、±0.02mg/L (溶解氧)、±2%FS (电导率) 以内; 实时性强: 数据更新周期 ≤ 100ms, 确保瞬态工况下参数变化可实时捕捉; 智能高效: 实现传感器自动校准、数据融合分析及异常预警, 减少人工干预; 兼容性好: 改造后的系统需与原有 DCS 系统兼容, 避免重复投资。

(二) 高精度传感器选型与部署

1. 传感器选型

根据检测精度要求与现场工况, 选用以下高精度传感器: pH 传感器: 选用 HACHpH1000 在线 pH 传感器, 测量范围 0-14pH, 精度 ±0.05pH, 温度补偿范围 0-80℃, 采用凝胶电解质, 无需频繁补充电解液, 适用于锅炉给水、冷凝水等低 conductivity 水样; 溶解氧传感器: 选用 Endress+HauserOXY5400 荧光法溶解氧传感器, 测量范围 0-20mg/L, 精度 ±0.02mg/L, 响应时间 < 30s, 无需极化, 维护周期长, 适用于除氧器出口、锅炉给水等低溶解氧环境; 电导率传感器: 选用 E+HCondumaxCLS54 电导率传感器, 测量范围 0.01 μS/cm-1S/cm, 精度 ±2%FS, 温度补偿范围 0-150℃, 采用四电极设计, 可避免电极极化影响, 适用于蒸汽冷凝水等纯水溶液; 硬度传感器: 新增 Metrohm862CompactIC 在线离子色谱仪, 用于实时监测锅炉给水硬度, 测量范围 0-10 μmol/L, 精度 ±0.1 μmol/L, 可同时检测钙、镁离子浓度; 氯离子传感器: 新增 HACHCL17 氯离子分析仪, 测量范围 0-500mg/L, 精度 ±5%FS, 适用于凝汽器循环水氯离子监测。

2. 传感器部署

根据汽水系统工艺流程与关键监测点需求, 共部署 28 个检测点, 较原有系统新增 16 个, 具体部署位置如下: 锅炉给水系统: 除氧器入口 (pH、溶解氧)、除氧器出口 (pH、溶解氧、电导率)、给水泵出口 (硬度、电导率), 共 6 个检测点; 蒸汽系统: 主蒸汽管道 (电导率、钠含量)、再热蒸汽管道 (电导率), 共 3 个检测点; 凝汽系统: 凝汽器入口 (氯离子、温度)、凝汽器出口 (溶解氧、电导率)、循环水泵出口 (氯离子), 共 5 个检测点;

冷凝水回收系统: 冷凝水泵出口 (pH、电导率、含铁量)、除铁装置出口 (含铁量), 共 4 个检测点; 水处理系统: RO 入口 (电导率、硬度)、RO 出口 (电导率、硬度)、离子交换器出口 (电导率、硬度), 共 6 个检测点; 药剂投加系统: pH 调节剂储罐 (液位、浓度)、阻垢剂储罐 (液位、浓度), 共 4 个检测点。传感器部署采用“多点采样-数据比对”模式, 如在锅炉给水母管不同位置部署 2 个 pH 传感器, 通过数据差异分析判断传感器是否异常, 提高检测可靠。

结语

本研究以某 300MW 燃煤发电厂汽水系统为实践载体, 通过系统性诊断与针对性改造, 构建了“检测-调控-反馈”一体化优化体系, 取得以下核心成果:

在检测精度提升方面, 提出的“高精度传感器选型-数字化传输-智能数据处理”全链条改造方案成效显著。选用的 HACH pH1000、Endress+Hauser OXY5400 等传感器将 pH 值、溶解氧检测精度分别提升至 ±0.05pH、±0.02mg/L, 结合 Profinet 工业以太网传输技术, 数据更新周期从 1 分钟缩短至 100ms, 实时性提升近 600 倍。基于卡尔曼滤波的数据融合算法与每日自动校准机制, 有效降低了传感器漂移误差, 使关键参数检测误差率稳定控制在 ±0.5% 以内, 彻底解决了传统检测系统“精度不足、响应滞后、校准繁琐”的痛点。

参考文献

[1] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局. GB/T 12145-2016 火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2016.

[2] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度报告 (2024) [R]. 北京: 中国电力出版社, 2024.

[3] 王建国, 李娜. 热电厂汽水系统检测技术的现状与发展 [J]. 电力科学与工程, 2023, 39(5): 45-52.

[4] 张明, 赵亮. 基于 LSTM 神经网络的电厂水质预警模型研究 [J]. 自动化仪表, 2023, 44(7): 67-71.

[5] 刘畅, 张伟. 双级反渗透技术在电厂给水处理中的应用 [J]. 水处理技术, 2022, 48(8): 123-126.

[6] 李亚娟, 刘勇, 刘贵栋, 等. 某电厂脱硫废水零排放处理系统运行性能分析 [J]. 工业水处理, 2022, 42(1): 112-116.