



# Key Points of Water Quality Inspection of Power Boiler

Zhao Qing<sup>1,\*</sup>, Zhao Yong<sup>2</sup>, Zheng Yi-xiang<sup>1</sup>, Fang Mei-ling<sup>1</sup>, Tan Xue-long<sup>1</sup>, Bian Xin-ran<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Jiangsu Province Special Equipment Safety Supervision Inspection Institute, Nanjing, China

<sup>2</sup>Ecological Environment Branch of Wanzhi District Wuhu City Anhui Province, Wuhu, China

## Email address:

zhao\_qing@163.com (Zhao Qing), 769034401@qq.com (Zhao Yong), 178822525@qq.com (Zheng Yi-xiang)

\*Corresponding author

## To cite this article:

Zhao Qing, Zhao Yong, Zheng Yi-xiang, Fang Mei-ling, Tan Xue-long, Bian Xin-ran. Key Points of Water Quality Inspection of Power Boiler. Science Discovery. Vol. 10, No. 3, 2022, pp. 138-141. doi: 10.11648/j.sd.20221003.19

Received: May 10, 2022; Accepted: May 31, 2022; Published: June 1, 2022

**Abstract:** Power boiler is an important equipment of the thermal power generating unit. At present, power station boiler is developing towards the direction of high parameters and large capacity. As the circulating blood of boiler, water vapor is paid more and more attention to the quality and the control is more and more strict. Because the water quality test results can effectively reflect the health status of the boiler and be used to guide the boiler operation, it is of great significance to inspect the water quality of the power boiler. Based on government supervision of special equipment and long-term accumulated work practice, this paper analyzes and summarizes key points that affect water quality inspection of power boilers, such as test items and timing, sampling link and sample preparation, test process, and supply water quality control, and confirmed the following conclusions: (1) In the process of water quality inspection of power boiler, attention should be paid to a series of factors that are easy to affect the inspection results in the sampling, sample preparation and inspection and testing process; (2) For the medium-pressure boiler of 3.8~5.8 MPa, there is a lack of test items and test indicator of supplemental water. The author believes that the quality of supplemental water is the source of water vapor quality and should be controlled. (3) When determining the test results, if there is no hydrogen ion exchange column set up in the sampling device, the hydrogen conductivity value will not be used as the basis for determination, and other parameters will be used for comprehensive consideration; (4) When determining the test results, it is more reasonable and unambiguous to interpret "exceeding the first-level treatment value" in GB/T 12145-2016 as "reaching the second-level treatment value or above"; (5) When determining the test results, it is suggested to determine the dissolved oxygen content of boiler feed water according to the index of reductive total volatile treatment when adding ammonia and other reducing agents (such as ascorbic acid and dimethyl ketone oxime, etc.) to the water.

**Keywords:** Power Boile, Water Quality Testing, Testing Quality, GB/T12145-2016, Determination of Results

## 电站锅炉水质检验注意要点

赵青<sup>1\*</sup>, 赵勇<sup>2</sup>, 郑逸翔<sup>1</sup>, 房美琳<sup>1</sup>, 谭雪龙<sup>1</sup>, 卞欣然<sup>1</sup>

<sup>1</sup>江苏省特种设备安全监督检验研究院, 南京, 中国

<sup>2</sup>安徽省芜湖市湾沚区生态环境分局, 芜湖, 中国

## 邮箱

zhao\_qing@163.com (赵青), 769034401@qq.com (赵勇), 178822525@qq.com (郑逸翔)

**摘要:** 电站锅炉是火力发电机组的重要设备, 目前电站锅炉正朝着高参数、大容量的方向发展, 而水汽作为锅炉循环流动的血液, 各电站锅炉使用单位对锅炉水汽质量的重视程度越来越高, 控制也越来越严格。由于水质检测结果可以有效地反映锅炉的健康状况并用于指导锅炉运行, 因此电站锅炉水质检验工作意义十分重大。本文立足于政府特种设备监管, 从长期积累的工作实践出发, 就检测项目及时机、取样环节及样品准备、检测过程、补给水质量控制等影响

电站锅炉水质检验工作的要点进行分析总结,得出如下结论:(1)电站锅炉水质检验过程中,应重点关注取样环节、样品准备环节、检验检测环节中易对检验结果产生影响的一系列因素;(2)对于3.8~5.8 MPa的中压电站锅炉缺少补给水检测项目及检测指标,笔者认为补给水的质量是控制水汽质量的源头,应当加以控制;(3)检验结果判定时,如取样装置未设置氢离子交换柱,则氢电导率值则不作为判定依据,而通过其余参数来综合考量;(4)检验结果判定时,GB/T 12145-2016标准中“超过一级处理值”理解为“达到二级处理值及以上”更加合理,且无歧义;(5)检验结果判定时,给水中加入氨和其它还原剂(如:抗坏血酸、二甲基酮肟等)的情况建议按照还原性全挥发处理的指标对给水溶解氧含量进行判定。

**关键词:** 电站锅炉, 水质检验, 检验质量, GB/T12145-2016, 结果判定

## 1. 引言

电站锅炉是火力发电机组的重要设备,目前电站锅炉正朝着高参数、大容量的方向发展,而水汽作为锅炉循环流动的血液直接影响其安全节能运行。水质检测结果可以有效地反映锅炉的健康状况并用于指导锅炉运行,因此电站锅炉水质检验工作意义十分重大。本文主要就电站锅炉水质检验中的注意要点进行分析总结,目的是规范检验流程,优化检验方法,提高检验质量,促进同行业的交流互通,提升水质检验行业的整体水平,进一步保障电站锅炉的安全节能运行。

随着《中华人民共和国特种设备安全法》的颁布实施以及TSG 11-2020《锅炉安全技术规程》(以下简称《锅规》)的发布,锅炉水质检测的重要性得到进一步加强。《锅规》第8.9条“锅炉水(介)质处理”中对锅炉水(介)质处理工作提出了最基本的要求,并指出电站锅炉水汽质量应当符合GB/T12145-2016《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》的规定。

截至目前,有多位同行针对锅炉水质检测进行过相关研究:江苏省特种设备安全监督检验研究院赵青等人发现在电站锅炉水质检验过程中,使用的部分标准存在定义和标注不明确,个别指标不具备现场检测条件等问题,容易使检验人员产生误解。对现行水质检测标准的部分问题进行阐述并提出建议,以促进相关标准的修订与完善[1]。福建省特种设备检验研究院宁德分院乔建霞通过对三家企业的锅炉水质数据进行检测,研究做好锅炉水质监管和水处理工作的对策建议[2]。广州特种承压设备检测研究院刘嘉庆针对工业锅炉水质检测问题及处理方法进行分析并展开探讨[3]。神华国能天津大港发电厂有限公司王嘉婧针对火力发电厂锅炉中的水质常规化验方法以及质量控制进行详细分析,包括电厂锅炉中的水质类型、实施水质化验的意义、常规化验方法、影响化验工作的主要因素,化验质量控制措施等[4]。

## 2. 检测项目及时机

在《锅规》发布之前,锅炉外检和水质定期检验之间相对独立,尤其是电站锅炉的水质检验,现场检验项目较多、专业性较强且样品时效性短,一般由水质检测师独立进行。目前,新《锅规》9.1.4条明确了水质检测的时机:

“水(介)质处理定期检验结合锅炉外部检验进行”。这就意味着今后水质检验和锅炉外检的关系会更加紧密。

GB/T12145-2016标准中的水质检验样品主要有:给水、炉水、除盐水(除盐水箱进水、出水)、蒸汽(饱和蒸汽、过热蒸汽、再热蒸汽等)、凝结水、疏水、回水等;对应的检测项目主要有:电导率值、氢电导率值、溶解氧含量、pH值、铜、铁、钠、磷酸根离子、二氧化硅、氯离子、硬度、联氨、TOCi等等,其中前四个项目须在取样现场进行测定,其余项目须带回实验室并在72小时内检测完毕。

## 3. 取样环节及样品准备

对于电站锅炉而言,水汽洁净度高,有些水样甚至达到超纯水水质。检测项目中大部分为痕量元素,有时轻微的污染都将导致实验结果出现量级的变化,因此取样环节对检测结果的影响非常大,以下我列出一些重要但易被忽视的因素:

(1) 取样环境是否清洁无粉尘。电站锅炉一般要求设置集中取样间,取样时动作应迅速,尽可能采用细口瓶,且水流量不宜过小,尽量避免粉尘等杂质落入取样瓶,减少样品污染可能性;

(2) 取样瓶是否清洗充分,取样瓶是否为无析出物的合格取样瓶;

(3) 取样器材质是否为碳钢。铁元素含量是电站锅炉水质检测的重要指标,直接反映锅炉水汽系统腐蚀程度,碳钢取样器出水容易含铁锈,尤其是将会严重影响铁元素含量的测定,不锈钢制取样器就可以规避此类问题;

(4) 取样器管路是否有泄漏。取样器的安装位置是否合理;

(5) 在检测二氧化硅、钠这两项时,取样不宜用硬质玻璃瓶。检测铁、铜、TOCi项目时水样不宜用聚乙烯瓶盛取;

(6) 如果取样时机组升负荷速率在5.0MW/min以上时,饱和蒸汽机械携带量较大,应暂停取样;

(7) 水样从取样到检测时间不应当超过72小时,否则水样变质、挥发、吸附等作用会导致样品检测结果误差超出可接受范围;

(8) 在测定联氨、铜、铁水样取样时须进行加酸处理,增加测量结果的准确性。加酸以优级纯硝酸或盐酸为宜,水样酸浓度调整为1%左右。有数据显示水样经过酸化与未经过酸化处理时铁的检测结果偏差量高达33.0%,比对结果如表1所示[5,6]。

表1 水样酸化和未酸化对铁测定结果的影响。

样品号	未经酸化测量值 (ug/L)	经过酸化测量值 (ug/L)	结果偏差量(%)
1#	4.637	6.913	32.9
2#	27.342	40.794	33.0
3#	20.595	26.774	23.0

4. 检测过程

- 检测过程是误差产生最主要的部分，需要特别注意：
- (1) 氢交换柱是否失效。氢电导率是水样经过氢离子交换柱后出水的电导率值，可以直观反映水中的杂质总量。如果测定时氢交换柱处于失效状态则测定结果将会严重超出真实值，并导致超标。为避免此类事件发生，须和水处理工程师确认交换柱更换日期并建议企业采用变色树脂。
  - (2) 在线检验时严格控制水样温度。溶解氧含量、pH值、氢电导率、电导率值的测定均采用现场在线检验的方式，温度对检测结果有很大的影响。测定溶解氧含量目前均采用氧电极在线检测方法，测量方便、精度高，但是氧电极中采用的生物半透膜超过40℃会受损失效。测定pH值时水温须严格控制在25℃，温度的升高会导致测定结果降低，实际测量过程中遇到在40℃时测得pH值为8.7，在调整水温到25℃后测得pH值为9.3，结果就从不合格到合格。测定（氢）电导率值时也需要控制水温在25℃，鉴于目前很多的电导率仪表可以进行温度补偿，可以放宽对温度的要求，但是在测定时务必打开温度补偿功能。
  - (3) TOCi测定时水样的要求：目前电站锅炉水汽测定所用的TOCi痕量测定仪全部由西安热工院生产，该仪器要求待测水样的电导率值<1μS/cm，如果水样电导率值超出范围，则测定数据不可用（此种情况下显示的TOCi测定值显示为5ug/L以下，严重偏离真实结果，不能反映TOCi含量，因此需要在测定前对待测水样电导率值进行筛查）。
  - (4) 由于电站锅炉水汽中铜、铁含量普遍较低，含量大多小于10ug/L，采用原子吸收光谱测定铜、铁含量时，首选石墨炉法而非火焰法，火焰法一般用于ppm级以上含量的测定，对于ppb级含量的测定的精度不能满足。
  - (5) 钠离子的测定虽然可用原子吸收光谱和离子色谱，但是由于谱线易受相邻波长干扰，一般不采用这两

种仪器进行测定。多数选用轻便快捷的钠离子计进行。经验显示钠离子计在测定过程中受干扰因素依旧较多，对空气洁净度、人员操作的规范度都有很高要求，例如不能在测量时说话避免飞沫中盐分污染，实验人员必须戴手套防止汗液污染等。

- (6) 由于电站锅炉水汽中的杂质元素含量很低，因此在实验中必须加入空白实验，以减少测量误差[7,8]。

5. 补给水质量控制问题

补给水的质量直接影响锅炉的给水水质，如不监控补给水水质，会从源头影响水汽质量，威胁锅炉安全运行，带来严重的安全隐患。

锅炉过热蒸汽压力为3.8~5.8 MPa的电站锅炉在GB/T 12145-2016“锅炉补给水质量”中未发现监测项目，这就导致这一压力等级的电站锅炉补给水没有控制指标，质量不受监控。但在实际运行过程中，这一类锅炉属于中压锅炉，与高压锅炉或者超高压锅炉相比，这类锅炉的管理相对不规范，水处理设备相对落后、管理人员的操作技术水平相对欠缺，水处理效果不容乐观。

有研究人员认为对给水进行监控就是从源头上对水汽质量的控制。实际当给水水质发现问题时，已有大量不合格除盐水进入到汽水循环系统参与汽水循环，易造成锅炉积盐、结垢和腐蚀，因此笔者认为水质监控应尽量设置在上游，中压锅炉也应当设置补给水水质检测指标[9-13]。

6. 检验结果判定

- 检验结果和检验结果的判定是受检单位最为关注的事项，结果的判定需要注意以下几项：
- (1) 汽包额定压力小于9.8MPa的机组，大部分取样装置都没装设氢离子交换柱。建议在检验时若无法现场测定氢电导率值，氢电导率值则不作为判定依据，而通过其余参数来综合考量[14]。
  - (2) 标准GB/T 12145-2016中15条规定：“当水汽质量劣化时，按三级处理要求执行”。在尚未废止但即将废止的标准TSG G5002-2010的附件A中规定：“不合格——水汽质量检测结果，有项目不符合相应标准的要求，并且超过GB/T 12145规定的一级处理值”。以GB/T 12145-2016标准中“表20锅炉给水水质异常时的处理”为例（见表2）[15]，什么情况为超过GB/T 12145-2016标准中规定的一级处理值？

表2 锅炉给水水质异常时的处理。

项目	标准值	处理等级		
		一级	二级	三级
pH <sup>a</sup> (25℃)	无铜给水系统 <sup>b</sup>	9.2~9.6	<9.2	—
	有铜给水系统	8.8~9.3	<8.8或>9.3	—
氢电导(25℃)/(μS/cm)	无精处理除盐	≤0.30	>0.30	>0.65
	有精处理除盐	≤0.15	>0.15	>0.30
溶解氧（μg/L）	还原性全挥发处理	≤7	>7	>20

注:a—直流炉给水pH<7.0，按三级处理；b—凝汽器管为铜管，其他换热器管均为钢管的机组,给水pH标准值为9.1~9.4，一级处理为pH<9.1或>9.4；采用加氧处理的机组（不包括采用中性加氧处理的机组），一级处理值为pH<8.5。

假设测得无铜给水系统中给水pH值为9.7, 不在一级处理值范围内, 是否理解为超过一级处理值? 换一种理解: “超过一级处理值”理解为达到二级处理值及以上, 似乎没有歧义, 作者支持后一种理解。

同时作者认为该标准起草单位应在制定标准时避免出现类似容易产生歧义的问题, 否则检验人员理解不一致, 势必会对法定检验的权威产生影响。

表3 锅炉给水质量。

控制项目	过热蒸汽压力/MPa					
	汽包炉			直流炉		
	3.8~5.8	5.9~12.6	12.7~15.6	>15.6	5.9~18.3	>18.3
氢电导率(25℃)/(μS · cm <sup>-1</sup> )	—	≤0.30	≤0.30	≤0.15	≤0.15	≤0.10
硬度/(μmol /L)	≤2.0	—	—	—	—	—
溶解氧AVT(R)/(μg /L)	≤15	≤7	≤7	≤7	≤7	≤7
溶解氧AVT(O)/(μg /L)	≤15	≤10	≤10	≤10	≤10	≤10

(3) GB/T12145-2016标准中, 名词术语“氧化性全挥发处理”定义为“锅炉给水只加氨的处理”; “还原性全挥发处理”定义为“锅炉给水加氨和联氨的处理”[15]。那么锅炉给水中加入氨和其它还原剂的处理方式该如何定义? 严格按照定义既不属于“氧化性全挥发处理”又不属于“还原性全挥发处理”。但是在该标准“表2锅炉给水质量”表中(见表3), 只对应“氧化性全挥发处理”和“还原性全挥发处理”两种方式, 没有第三种处理方式。

可是目前给水中加入氨和其它还原剂(如: 抗坏血酸、二甲基酮肟等)的情况越来越普遍, 在溶解氧含量的检测中, 如果采用宽松的氧化性全挥发处理的指标进行评判, 会导致指标放宽的问题; 如果按照相对严格的还原性全挥发处理的指标来评判, 处于两指标之间的结果被判为不合格又显得依据不足。按照除氧方式综合考量, 按照指标严格的还原性全挥发处理的指标进行评判更加合理。

## 7. 结论

- (1) 电站锅炉水质检验过程中, 应重点关注取样环节、样品准备环节、检验检测环节中易对检验结果产生影响的一系列因素。
- (2) 对于3.8~5.8MPa的中压电站锅炉缺少补给水检测项目及检测指标, 笔者认为补给水的质量是控制水汽质量的源头, 应当加以控制。
- (3) 检验结果判定时, 如取样装置未设置氢离子交换柱, 则氢电导率值则不作为判定依据, 而通过其余参数来综合考量。
- (4) 检验结果判定时, GB/T 12145-2016标准中“超过一级处理值”理解为“达到二级处理值及以上”更加合理, 且无歧义。
- (5) 检验结果判定时, 给水中加入氨和其它还原剂(如: 抗坏血酸、二甲基酮肟等)的情况建议按照还原性全挥发处理的指标对给水溶解氧含量进行判定。

- [2] 乔建霞. 锅炉水质监测及处理常见问题与对策[J]. 质量与安全检验检测, 2021, 31 (06): 29-31。
- [3] 刘嘉庆. 工业锅炉水质检测问题及处理方法分析[J]. 技术与市场, 2021, 28 (05): 107-108。
- [4] 王嘉婧. 探讨火力发电厂锅炉水质常规化验方法及质量控制[J]. 清洗世界, 2020, 36 (08): 46-48。
- [5] 曹菊林, 宋纪双, 张更, 顾先涛, 计巧珍, 吴妍. 提高锅炉水汽中二氧化硅检测的准确性[J]. 安徽电气工程职业技术学院学报, 2021, 26 (03): 80-83。
- [6] 孙建国. 工业锅炉水质常规化验方法及精确度控制措施[J]. 中国新技术新产品, 2016 (12): 134. DOI: 10.13612/j.cnki.cntp.2016.12.086。
- [7] 元海峰. 锅炉水质安全检测误差因素及预防措施[J]. 劳动保护, 2019 (12): 85-87。
- [8] 李雷. 探讨火力发电厂锅炉水质常规化验方法及质量控制[J]. 当代化工研究, 2021 (06): 151-152。
- [9] 卜洪清. 高TOCi锅炉补给水对机炉安全的影响及处理[J]. 石油化工安全环保技术, 2020, 36 (01): 34-40+7。
- [10] 陶卫君, 范小艳. 炼油厂优质再生水回用热电厂中压锅炉补给水[J]. 设备管理与维修, 2018 (09): 73-75. DOI: 10.16621/j.cnki.issn1001-0599.2018.05.40。
- [11] 郭华. 火力发电厂锅炉补给水处理系统工艺组合及设备参数确定方法[J]. 内蒙古电力技术, 2018, 36 (05): 43-46。
- [12] 陈健. 谈火力发电厂补给水检测项目与控制指标[J]. 黑龙江科技信息, 2012 (16): 62。
- [13] 范玉宝. 电厂锅炉补水系统增设反渗透脱盐装置可行性研究[J]. 东北电力技术, 2010, 31 (02): 31-33。
- [14] 马丹. 电站锅炉水质检验执行标准的分析处理[C]. 中国锅炉水处理协会. 第三次全国锅炉水(介)质处理学术交流会论文汇编. 中国锅炉水处理协会: 中国锅炉水处理协会, 2013: 9-13。
- [15] GB/T12145-2016, 火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量[S]。

## 参考文献

- [1] 赵青, 陈彩霞, 王-宁. 电站锅炉水汽质量检测结果的影响因素[J]. 中国电力, 2017, 50 (12): 98-100, 147。