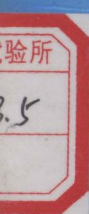


火力发电厂 锅炉补给水处理设计

朱志平 李宇春 曾 经 编著



中国电力出版社
www.cepp.com.cn



火力发电厂 锅炉补给水处理设计

朱志平 李宇春 曾经 编著



中国电力出版社

www.cepp.com.cn



内 容 提 要

本书介绍了锅炉补给水处理技术的发展概况与超临界机组的水汽品质要求,以某 2×600MW 亚临界汽包锅炉为例,完整地给出了补给水的预处理、一级除盐、混床除盐及弱性树脂与强性树脂联合除盐工艺的设计计算过程;简述了 Auto CAD 在水处理设计中的应用及在补给水设计中的具体图例绘制方法;系统论述了微滤、超滤、反渗透、纳滤、电除盐的基本原理、分离特性、设计要求与应用实例;以补给水处理设备布置要求为例,给出了具体的补给水处理系统图和设备布置图。本书对从事电厂锅炉水处理设计、优化和运行等方面的科技工作者及相关专业大专院校师生有一定参考意义。

图书在版编目 (CIP) 数据

火力发电厂锅炉补给水处理设计/朱志平,李宇春,
曾经编著. —北京:中国电力出版社,2009

ISBN 978-7-5083-9217-2

I. 火… II. ①朱…②李…③曾… III. 火电厂
锅炉用水-水处理-设计 IV. TM621

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2009)第 128872 号

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路 6 号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

汇鑫印务有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2009 年 9 月第一版 2009 年 9 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 13.5 印张 318 千字

印数 0001—3000 册 定价 26.00 元

敬 告 读 者

本书封面贴有防伪标签,加热后中心图案消失
本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究



煤炭是我国主要的一次能源，由此决定了燃煤发电是我国主要的电力生产方式。截至 2008 年底，全国电力装机容量、发电量分别为 792.53GW、34334 亿 kW·h，皆居世界第二位。其中，火电装机容量为 601.32GW，占总装机容量的 75.87%，发电量为 27793 亿 kW·h，占全部发电量的 80.95%；水电装机容量为 171.52GW，占总装机容量的 21.64%，发电量为 5633 亿 kW·h，占全部发电量的 16.41%；核电装机容量为 8.85 GW，占总装机容量的 1.11%，发电量为 684 亿 kW·h，占全部发电量的 1.99%；风电并网总装机容量为 8.94GW，发电量为 128 亿 kW·h。上述数据表明：在今后相当长的一段时间内，火力发电仍将是我国主导的发电方式。因此，保证锅炉水汽品质，减少炉管的腐蚀、结垢、积盐，对于机组经济、安全运行意义重大。

水是电厂锅炉系统中能量传递与转换的介质，其品质的高低直接影响设备的安全性、经济性。为降低锅炉炉管的腐蚀速率，减小炉管沉积物与结垢量，提高蒸汽品质，必须对锅炉补给水进行彻底的除盐处理。早期的电厂锅炉用水是以蒸馏法为基础的，但随着机组容量的增加，水质和制水量都难以满足生产要求。自 20 世纪 40 年代发明了离子交换树脂后，锅炉补给水的制备是以离子交换树脂的离子交换反应为基础的，由此满足了大型电厂锅炉对水质和水量的要求。其典型的制水系统为阳床+阴床+混床，出水水质在 $0.07 \sim 0.2 \mu\text{S}/\text{cm}$ 之间，达到了一级试剂用水的标准，随着高参数、大容量、超临界机组的相继投产及水资源污染的日益加重，如何经济、高效地去除水中的有机物和离子，更令人关注。

从 20 世纪 60 年代开始，反渗透 (Reverse Osmosis, RO) 技术这一新型除盐方式的日臻完善，为制备电厂锅炉补给水提供了一种新的方法，目前单级反渗透脱盐率已达 99.5% 以上。从 20 世纪 70 年代开始，在许多制水工艺中，它取代了一级除盐系统，即除盐水制备系统变更为 RO+混床，出水品质保持不变。从 20 世纪 90 年代开始，由电渗析 (ED) 技术发展起来的电除盐 (EDI) 在许多制水工艺中代替了混床，RO+EDI 提供了一个连续运行、无酸碱再生、经济环保的除盐水制备系统。当传统预处理被超滤 (UF) 和 (或) 微滤 (MF)

替代时，即组成所谓的集成膜处理系统（Integrated Membrane System, IMS）UF+RO+EDI，也即全膜处理系统。全膜处理系统的出水电导率可达 $0.057 \sim 0.067 \mu\text{S}/\text{cm}$ ，出水水质完全满足电厂锅炉补给水的要求，是一种环保型的除盐系统。与传统离子交换除盐相比，全膜处理法具有连续生产、出水水质稳定、无人值守、不用酸碱、设备紧凑、运行经济等优点，是锅炉补给水处理的发展方向。

就目前而言，电厂锅炉补给水处理仍以传统的阳床+阴床+混床处理方式为主。因此，本书以某 $2 \times 600\text{MW}$ 亚临界参数汽包锅炉为例，完整地给出了补给水的预处理、一级除盐、混床除盐以及弱性树脂与强性树脂联合除盐的设计计算过程；简要介绍了 Auto CAD 在水处理设计中的具体应用与常见图纸绘制方法，并给出了上述补给水处理设计中的具体图例。同时，本书详细介绍了微滤、超滤、反渗透、纳滤四种膜分离方式的基本性能、分离特性、设计要求及应用实例，方便读者熟悉膜分离方面的设计技巧。

本书共分为五章，第一章、第二章、第三章由朱志平编写，第四章由李宇春编写，第五章由曾经编写；全书由朱志平统稿。在本书编写过程中，参考了许多科研单位、生产厂家及个人的技术资料，在此对相关单位及作者表示感谢！熊书华对于附录的编辑整理，荆玲玲对于公式校对及计算，做了大量工作，在此也表示衷心感谢。

本书对于从事电厂锅炉水处理、动力锅炉水质调节等方面的科技工作者及大专院校师生有一定参考意义。

本书的出版得到了长沙理工大学校级规划教材的经费资助，以及长沙理工大学校级重点专业——应用化学专业及电力与交通材料保护湖南省重点实验室建设资金资助，在此表示衷心感谢。

限于作者水平，书中难免有不足之处，恳请读者批评指正。

编者

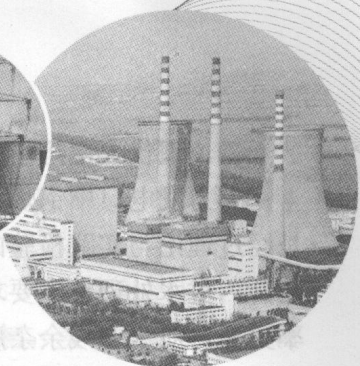
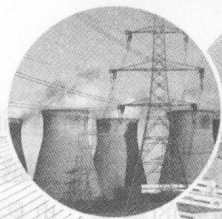
2009年4月

前言

第一章 概述	1
第一节 火力发电厂水质特性	1
第二节 现代大型主力机组对水质的要求	2
第三节 火力发电厂锅炉补给水处理技术的发展	9
第二章 离子交换除盐设计	14
第一节 火力发电厂锅炉补给水水量的确定	14
第二节 水源水质资料及其他资料	16
第三节 预处理系统和预脱盐系统选择	19
第四节 锅炉补给水处理系统的选择	27
第五节 水处理系统的技术经济比较	32
第六节 锅炉补给水处理系统工艺计算及设备选择	34
第三章 膜分离技术的设计与应用	64
第一节 反渗透的设计与应用	64
第二节 超滤及微滤的设计与应用	73
第三节 纳滤的设计与应用	80
第四节 电除盐的设计与应用	83
第四章 锅炉补给水系统附属设备	89
第一节 管道、泵、阀门的选择与连接	89
第二节 泵的选择与计算	93
第三节 补给水处理系统图和设备布置图	96
第五章 AutoCAD 在水处理设计中的应用	107
第一节 AutoCAD 绘图基础知识	107
第二节 锅炉补给水处理设计图纸内容及要求	122
第三节 工程绘图技巧及实例	126
附录一 离子交换树脂技术参数 (DL/T 519—2004)	137
附录二 凝结水精处理树脂	144
附录三 离子交换器设计参考数据	146
附录四 活性炭的选择	150

附录五	滤料的选择	153
附录六	滤元的选择	157
附录七	反渗透膜	160
附录八	纳滤膜	162
附录九	超滤膜	164
附录十	微滤膜	166
附录十一	EDI 技术参数	168
附录十二	澄清池规格	169
附录十三	滤池的选择	170
附录十四	过滤设备技术参数	171
附录十五	水力损失	174
附录十六	离心泵的选择	179
附录十七	机械过滤器	185
附录十八	TF 型除碳器	188
附录十九	HB·CH 型除碳器	192
附录二十	逆流再生阳(阴)离子交换器(石英砂垫层)	195
附录二十一	固定床阴阳混合离子交换器	199
附录二十二	高速混合离子交换器	203

参考文献	207
------	-----



第一章 概述

第一节 火力发电厂水质特性

一、水在火力发电厂中的作用与地位

水在火力发电厂的生产工艺中，既是热力系统的工作介质，也是某些热力设备的冷却介质。当火力发电厂运行时，在所有的热力设备中，几乎都有水蒸气在流动，所以，水质的优劣是影响发电厂安全经济运行的重要因素。

水在热力设备系统中的相变过程是与机组的工作过程相对应的，如给水进入锅炉加热后变成蒸汽，流经过热器进一步加热后变成过热蒸汽，再冲转汽轮机后带动发电机发电，做功后蒸汽进入凝汽器被冷却成凝结水，经过低压加热器、除氧器、给水泵、高压加热器又回到锅炉中，完成一个完整的循环。在此循环过程中，水的质量决定着与之密切接触的锅炉炉管的工作状况（如结垢、积盐、腐蚀等）与服役寿命，因此，锅炉补给水处理与水工况调节是事关机组经济、安全运行的大事。水在热力系统中可分为下列几种：

- (1) 给水。送进锅炉的水称为给水，它是指由汽轮机凝结水、补给水和疏水组成的。给水一般在除氧器出口和锅炉省煤器入口处取样。
- (2) 锅炉水。锅炉水是在汽包锅炉中流动的水，一般在汽包的连续排污管上取样。
- (3) 疏水。各种蒸汽管道和用汽设备中的凝结水称为疏水，它是经疏水器汇集到疏水箱的。疏水一般在疏水箱或低位水箱取样。
- (4) 凝结水。在汽轮机做功后的蒸汽，到凝汽器中冷却而凝结的水称为凝结水。凝结水通常在凝结水泵出口处取样。
- (5) 蒸汽。包括饱和蒸汽和过热蒸汽。饱和蒸汽在汽包蒸汽出口处取样，过热蒸汽在主蒸汽管出口处取样。

火力发电厂对上述各种水、汽质量都有严格的要求（见 SD 246—1988《化学监督制度》），运行中除在线仪表连续监测外，实验室也要定期经常分析，以监督其质量是否合格。

在热力设备及其系统中，往往由于水质不良使某些部位沉积有水垢、水渣（水中带入的各种杂质形成的，如钙、镁盐类等）、盐类附着物（蒸汽品质不合格产生的）及腐蚀产物（热力设备的腐蚀产生的）等沉积物。在机组检修时要对水冷壁管、过热器管、再热器管及省煤器管检查取样，分析垢样成分，作为调整水化学工况的依据；也要对汽轮机叶片及机组压力容器如汽包、除氧器水箱、高压加热器、低压加热器、疏水箱等表面状态检查分析，评估机组的腐蚀、结垢状态，研究其产生原因，为今后采取预防措施提供理论依据。

二、现代火电厂中的水质问题

火力发电厂中锅炉机组的参数越高,其热能利用率也就越高,发电的经济性也越好,这是经过理论与实践检验的事实,也是锅炉向超临界、超超临界发展的依据所在。但机组参数越高,对水处理技术要求也越严。首先,因为锅炉参数高,局部热负荷就高,则局部浓缩倍率更高,对水中残余杂质更敏感;其次,与之配套的汽轮机中采用的合金材质,在经热处理提高强度后,对蒸汽纯度更敏感,更易引起腐蚀问题;另外,随着蒸汽参数的提高,盐类与腐蚀产物在蒸汽中溶解度大幅升高,汽轮机的积盐与腐蚀问题会更突出。

水处理工作的主要任务,便是改善水质或采取其他措施,以消除由于水质不良而引起的危害,确保机组正常运行。

三、汽水品质不合格的危害性

在火力发电厂中,如汽水品质不符合规定,则可能引起以下危害。

(1) 热力设备的结垢。如果进入锅炉的水中有易于沉积的杂质,则在其运行过程中会发生结垢现象。垢的导热性为金属的 $1/10 \sim 1/100$,且又极易在高热负荷部位生成,所以垢对锅炉的危害性很大。它可使炉管壁温过高、金属强度下降,发生局部变形、鼓包,甚至爆管。同时,垢还会降低锅炉的传热效率,从而影响电厂的经济效益。

对于高参数的大型锅炉,给水中的硬度已被全部去除,并且配备完善的凝结水精处理设备,其垢的主要成分为氧化铁。

(2) 热力设备的腐蚀。水质不良或者水化学工况欠佳会引起热力设备的腐蚀问题,如给水管、加热器管、省煤器管、水冷壁管、过热器管及凝汽器管的腐蚀问题是普遍存在的。高参数机组的腐蚀,有一种或几种诱导原因存在,如有碱性或酸性介质的形成;有将杂质含量从 $\mu\text{g/L}$ 级或 mg/L 级浓缩至百分数级的过程;有对腐蚀敏感的材料;有拉应力等。

腐蚀不仅会缩短设备本身的服役期,在金属腐蚀产物转入水汽中后会成为炉管上新的腐蚀源,带来更多的腐蚀杂质,促进炉管更快地腐蚀,形成恶性循环。如果金属的腐蚀产物被蒸汽带到汽轮机中,则会因它们沉积下来而严重地影响汽轮机的安全和运行的经济性。

(3) 过热器和汽轮机内积盐。水质问题还会引起锅炉产生的蒸汽不纯,而使蒸汽带出的杂质沉积在蒸汽的流通部位,如过热器和汽轮机,从而产生积盐现象。

过热器管内积盐会引起金属管壁温度过高,以致爆管;汽轮机内积盐会大大降低汽轮机的出力和效率。当汽轮机内积盐严重时,还会使推力轴承负荷增大,隔板弯曲,降低汽轮机的工作效率或造成事故停机。

第二节 现代大型主力机组对水质的要求

一、超临界机组发展概况

当水的参数达到 22.115MPa 、 374.15°C 时,称为水的临界点,此时不再有汽、水共存的两相区存在,两者参数不再有分别。当机组参数高于这一临界状态时,称为超临界机组。超临界机组经几十年的发展,成为一种先进、成熟的洁净煤发电技术,在实际应用中机组的主蒸汽压力最高已达到了 31MPa ,主蒸汽温度最高已达到 610°C ,容量在 $300 \sim 1300\text{MW}$ 之间。与同容量亚临界火电机组的热效率相比,在理论上采用超临界参数可提高效率 $2\% \sim$

2.5%，采用更高的超临界参数可提高约4%~5%，目前世界上先进的超临界机组效率已达到47%~49%；超临界机组大大降低了CO₂、粉尘和有害气体（主要为SO_x、NO_x等）等污染物的排放，具有显著的环保、洁净等特点。

1. 国外超临界机组发展状况

国外发展超临界机组已有40多年的历史，早在20世纪60年代初，美国、日本、苏联就开始发展大型超临界机组。20世纪80年代后，随着金属材料研究应用的进步，电厂辅机及系统方面的成熟，超临界技术也得到了迅速发展。近10年来，高效超临界技术在日本和欧洲得到了迅速发展，投运的高效超临界机组取得了良好的运行业绩，已投运的高效超临界机组一般在700~1000MW之间。

美国是世界上发展超临界技术最早的国家之一。1957年，美国第一台超临界125MW试验机组投产，安装在费洛电厂，参数为31MPa、621/566/566℃。第二台超临界机组为1959年投入运行的埃迪斯通电厂的1号机组（325MW），参数为34.4MPa、650/566/566℃；后来由于材质问题，将参数降为24.4MPa、610/560/560℃运行。到目前为止，美国有大约160台超临界机组，运行容量为86GW，占美国燃煤电厂机组总容量的15%。美国多数超临界机组带基本负荷，在超临界机组中，73%的机组是燃煤机组。

德国是世界上研制超临界机组最早的国家之一。1956年参数为29.3MPa、600℃（无再热）的第一台超临界机组（117MW）投产，其参数已经是超超临界参数，1972和1979年才有430MW（24.5MPa、535/535℃）和475MW（25.5MPa、530/540/530℃）两台超临界机组投产。1983年，德国总共有16台超临界机组投运，20世纪90年代，欧洲加快了建设超临界机组的步伐，建设了一批高效率的超临界和超超临界机组，在西欧大约有60台超临界机组在运行，大部分在德国、意大利和丹麦（含燃油机组）。

苏联超临界机组的研制主要立足于国内，第一台300、500、800MW超临界机组分别于1963、1968、1968年投入运行。1981年，世界第一台1200MW单轴超临界汽轮发电机组也投入运行，但至今只生产了一台；机组蒸汽压力一般为24MPa，温度一般为545~565℃。苏联有232台超临界机组在运行，为该国提供约40%的电力，苏联在解体前也为中国和古巴制造了18台300MW和500MW的超临界机组。

1989年日本研制的参数为31MPa、566/566/566℃的川越电厂1号机组投入运行，是世界上第一台700MW超超临界机组。从1993年开始，较新电厂的蒸汽参数已提高到超超临界的范围内，温度约为611℃。由于日本在材料和冶金方面的技术进步，已成为超临界技术世界领先的国家之一。

2. 我国超临界机组发展简介

我国自20世纪80年代开始发展超临界机组，首台超临界机组600MW（参数为24.2MPa、538/566℃）于1991年在上海石洞口电厂投产运行，是成套引进国外技术的超临界机组。我国国产第一台600MW超临界机组于2004年12月在华能沁北电厂成功投运，锅炉供货方为东方锅炉厂，其技术支持方为日本BHK公司；锅炉为超临界参数变压直流本生型锅炉，一次再热、单炉膛、尾部双烟道结构，采用挡板调节再热汽温，固态排渣，全钢构架，全悬吊结构，平衡通风，露天布置。锅炉燃用晋南、晋东南地区贫煤、烟煤的混合煤种，锅炉型号为DG1900/25.4-II1型。

600MW 超临界机组与 600MW 亚临界机组相比，发电效率提高约 3%，发电煤耗减少 15g/(kW·h)，以目前煤价计算，一台 600MW 超临界机组一年可节约 2268 万元。

华能玉环电厂是国内第一个开始建设的国产百万千瓦超超临界燃煤机组项目，总装机容量为 4×1000MW，工程于 2004 年 6 月开工建设，第一台机组于 2006 年 10 月成功投运，第二台机组于 2006 年 12 月并网发电。机组汽轮机由上海汽轮机有限公司引进德国西门子公司技术联合制造，为超超临界、一次中间再热、凝汽式、单轴、四缸四排汽、双背压、八级回热抽汽汽轮机；锅炉由哈尔滨锅炉厂有限责任公司与日本三菱公司进行技术合作设计制造，采用单炉膛、Π 型布置、悬吊结构，燃烧器布置为反向双切圆燃烧方式，是国内单机容量最大、参数最高、技术最为先进的 100 万 kW 超超临界电厂锅炉。该机组商业运行半年后的现场测试表明：锅炉效率为 93.88%、汽轮机热耗为 7295.8 kJ/(kW·h)、额定负荷下机组的发电煤耗为 270.6g/(kW·h)、氮氧化物排放为 270mg/m³，供电煤耗为 283.2g/(kW·h)。机组热效率高 45.4%，达到国际先进水平；SO₂ 排放浓度为 17.6mg/m³，优于发达国家排放控制指标，各项技术性能指标均达到了设计值。

二、超临界机组的水汽质量要求

由于直流锅炉没有汽包，不能排污，且单位热负荷更高，因此，对水汽品质要求更高。表 1-1 所示为 600MW 超临界机组整个水汽流程中需要监测与控制的水汽质量指标，由于各个电厂水源不同，其预处理与除盐程序也不一样，表 1-1 同时列出了包括机械搅拌加速澄清池、重力式无阀滤池、机械过滤器（多介质过滤器）、纤维过滤器、活性炭过滤器、反渗透预除盐系统、一级除盐系统、混床除盐系统、凝结水精处理系统等在内的运行监控指标，应用时可以根据实际情况取舍。

表 1-1 600MW 超临界机组水汽质量监督标准

水样名称		项 目	单 位	AVT(R)		CWT		备 注
				控制标准	期望值	控制标准	期望值	
机械搅拌加速澄清池	入口	浊度	mg/L	≤1000		≤1000		正常、手操
		浊度	mg/L	≤3000		≤3000		短期、手操
	出口	浊度	mg/L	≤20		≤20		在线
		余氯	mg/L					在线
无阀滤池	入口	浊度	mg/L	≤20		≤20		手操
	出口	浊度	mg/L	≤2		≤2		手操
机械过滤器	入口	浊度	mg/L	≤20		≤20		手操
	出口	浊度	mg/L	≤2		≤2		手操
纤维过滤器	入口	浊度	mg/L	≤20		≤20		手操
	出口	浊度	mg/L	≤1		≤1		手操
活性炭过滤器出口		浊度	mg/L	≤1		≤1		在线
		余氯	mg/L	≤0.1		≤0.1		在线
		pH 值		2~11		2~11		在线
		DD	μS/cm					在线
		ORP						在线
		COD	mg/L	≤2		≤2		手操(查定)
		胶体硅	mg/L	≤1		≤1		手操(查定)
		FI		≤3		≤3		手操(查定)

续表

水样名称		项 目	单 位	AVT(R)		CWT		备 注
				控制标准	期望值	控制标准	期望值	
反渗透装置	入口	SDI		≤ 4		≤ 4		手操(查定)
		浊度	mg/L	≤ 1		≤ 1		手操
		TOC	mg/L	≤ 3		≤ 3		手操(查定)
	出口	DD	$\mu\text{S}/\text{cm}$					在线
		脱盐率		$\geq 96\%$		$\geq 96\%$		手操(查定)
		回收率		$\geq 75\%$		$\geq 75\%$		根据进出水量计算
阳床出口		Na^+	$\mu\text{g}/\text{L}$	≤ 100		≤ 100		在线
		YD	$\mu\text{mol}/\text{L}$	约为 0		约为 0		初期、失效时查
		酸度	mmol/l					初期、失效时查
除碳器出口		CO_2	mg/L	≤ 5		≤ 5		手操(查定)
阴床出口		DD	$\mu\text{S}/\text{cm}$	2		2		在线
		YD	$\mu\text{mol}/\text{L}$	约为 0		约为 0		初期、失效时查
		pH 值		7 ± 0.5		7 ± 0.5		在线
		SiO_2	$\mu\text{g}/\text{L}$	≤ 100		≤ 100		手操(查定)
		Na^+	$\mu\text{g}/\text{L}$	≤ 100		≤ 100		手操(查定)
混床出口 (补给水)		DDH	$\mu\text{S}/\text{cm}$	< 0.20	≤ 0.15	< 0.15		在线
		YD	$\mu\text{mol}/\text{L}$	约为 0		约为 0		手操(查定)
		pH 值		7 ± 0.5		7 ± 0.5		在线
		SiO_2	$\mu\text{g}/\text{L}$	< 20	≤ 10	< 20	≤ 10	在线
		Na^+	$\mu\text{g}/\text{L}$	5		5		在线
除盐水母管		DD	$\mu\text{S}/\text{cm}$	≤ 0.15				在线
		YD	$\mu\text{mol}/\text{L}$	约为 0		约为 0		手操(查定)
		pH 值		7 ± 0.5		7 ± 0.5		在线
		SiO_2	$\mu\text{g}/\text{L}$	10		10		在线
		Na^+	$\mu\text{g}/\text{L}$	5		5		手操(查定)
除氧器	入口	DD	$\mu\text{S}/\text{cm}$	≤ 0.2		≤ 0.2		在线
		pH 值		8~9		8~9		在线
		溶 O_2	$\mu\text{g}/\text{L}$	30~150		30~150		在线
给水 (省煤器入口)	出口	溶 O_2	$\mu\text{g}/\text{L}$	30~150		30~150		在线
		YD	$\mu\text{mol}/\text{L}$	约为 0				手操(查定)
		溶 O_2	$\mu\text{g}/\text{L}$	≤ 7		30~150		在线
		TOC	$\mu\text{g}/\text{L}$	≤ 200		≤ 200		手操(查定)
		Fe	$\mu\text{g}/\text{L}$	≤ 10	≤ 5	< 10	≤ 5	手操(查定)
		联氨	$\mu\text{g}/\text{L}$	10~50				手操(查定)
		Cu	$\mu\text{g}/\text{L}$	≤ 3	≤ 1	< 5	≤ 3	手操(查定)

续表

水样名称	项 目		单 位	AVT(R)		CWT		备 注
				控制标准	期望值	控制标准	期望值	
给水 (省煤器入口)	Na ⁺		μg/L	≤5	≤2	<5		手操(查定)
	SiO ₂		μg/L	≤15	≤10	<10		在线
	Cl ⁻		μg/L	≤5	≤2	≤5	≤2	手操(查定)
	油		mg/L					手操(查定)
	pH 值	有铜系统		8.8~9.3		8.0~9.0		在线
		无铜系统		9.0~9.6				
		DD _H		μS/cm	≤0.20	≤0.15	<0.15	≤0.10
凝结水泵出口 (精处理处理前)	Na ⁺		μg/L	<10		<10		手操(查定)
	YD		μmol/L	约为 0				手操(查定)
	DD _H		μS/cm	<0.3		<0.3		在线
	pH 值			8~9				在线
	溶 O ₂		μg/L	<30				在线
凝结水精处理进水 (正常运行)指标	TDS		μg/L	≤100		≤100		手操(查定)
	悬浮物		μg/L	≤25		≤25		手操(查定)
	Fe		μg/L	≤15		≤15		手操(查定)
	Na ⁺		μg/L	2~5		2~5		手操(查定)
	SiO ₂		μg/L	≤20		≤20		手操(查定)
	pH 值			8~9		8~9		在线(凝泵出口)
	Cl ⁻		μg/L	≤20		≤20		手操(查定)
凝结水精处理出口 (正常运行)指标	TDS		μg/L	≤20		≤20		手操(查定)
	悬浮物		μg/L	≤10		≤10		手操(查定)
	Fe		μg/L	≤5	≤3	<5	≤3	手操(查定)
	Na ⁺		μg/L	≤3	≤1	<1		在线
	Cl ⁻		μg/L	≤3	≤1			手操(查定)
	Cu		μg/L	≤2	≤1	<3	≤1	手操(查定)
	DD _H		μS/cm	<0.15	<0.1	≤0.10		在线
	pH 值			7±0.5				手操(查定)
	pH 值			8~9				氨化运行时
凝结水混床 出口母管	SiO ₂		μg/L	≤10	≤5	<10		在线
	Fe		μg/L	<5	≤3	<5	≤3	手操(查定)
	Cu		μg/L	<2	≤1	<2	≤1	手操(查定)
	Na ⁺		μg/L	<3	≤1	<3	≤1	在线
	SiO ₂		μg/L	<10	≤5	<10	≤5	在线
	DD _H		μS/cm	<0.10		<0.10		在线

续表

水样名称	项 目	单 位	AVT(R)		CWT		备 注
			控制标准	期望值	控制标准	期望值	
蒸 汽	Fe	$\mu\text{g/L}$	<10	≤ 5	<5	≤ 3	手操(查定)
	Cu	$\mu\text{g/L}$	<3	≤ 1	<3	≤ 1	手操(查定)
	Na^+	$\mu\text{g/L}$	<5	≤ 2	<10		在线
	SiO_2	$\mu\text{g/L}$	<15	≤ 10	<10		在线
	DD_H	$\mu\text{S/cm}$	<0.20	≤ 0.15	<0.15		在线
	溶 O_2	$\mu\text{g/L}$	30~150				在线
凝汽器检漏 (热井)	DD	$\mu\text{S/cm}$	≤ 0.2		≤ 0.2		在线
	Na^+	$\mu\text{g/L}$	≤ 10		≤ 10		在线
启动分离器	Fe	$\mu\text{g/L}$	≤ 50		≤ 50		手操(查定)
	Cu	$\mu\text{g/L}$	≤ 10		≤ 10		手操(查定)
	Na^+	$\mu\text{g/L}$	≤ 5		≤ 5		手操(查定)
	SiO_2	$\mu\text{g/L}$	≤ 30		≤ 30		手操(查定)
	溶 O_2	$\mu\text{g/L}$	≤ 30		≤ 30		手操(查定)
再热蒸汽 出、入口	Na^+	$\mu\text{g/L}$	≤ 5		≤ 5		手操(查定)
	SiO_2	$\mu\text{g/L}$	≤ 15		≤ 15		手操(查定)
	DD_H	$\mu\text{S/cm}$	<0.20	≤ 0.15			在线
低压加热器疏水	DD	$\mu\text{S/cm}$					在线
	溶 O_2	$\mu\text{g/L}$	30~150		30~150		在线
	Fe	$\mu\text{g/L}$	≤ 30		≤ 30		手操(查定)
高压加热器疏水	DD	$\mu\text{S/cm}$					在线
	溶 O_2	$\mu\text{g/L}$	30~150		30~150		在线
	Fe	$\mu\text{g/L}$	≤ 30		≤ 30		手操(查定)
辅助蒸汽	Fe	$\mu\text{g/L}$	≤ 30		≤ 30		手操(查定)
	Na^+	$\mu\text{g/L}$	≤ 5		≤ 5		手操(查定)
	SiO_2	$\mu\text{g/L}$	≤ 15		≤ 15		手操(查定)
	DD	$\mu\text{S/cm}$					手操(查定)
	pH 值		8~9		8~9		在线
闭式冷却水	DD	$\mu\text{S/cm}$	≤ 0.20		≤ 0.20		在线
	Na^+	$\mu\text{g/L}$	≤ 20		≤ 20		在线
72h 联合启动 蒸汽质量	SiO_2	$\mu\text{g/L}$	≤ 30		≤ 30		在线
	Fe^{3+}	$\mu\text{g/L}$	≤ 1000				回收、手操(查定)
机组启动冲洗 给水要求	Fe^{3+}	$\mu\text{g/L}$	100~200				合格、手操(查定)
	YD	$\mu\text{mol/L}$	约为 0				手操(查定)
机组启动时 给水要求	DD_H	$\mu\text{S/cm}$	≤ 0.65				在线
	溶 O_2	$\mu\text{g/L}$	≤ 30				在线
	Fe	$\mu\text{g/L}$	≤ 50				手操(查定)
	SiO_2	$\mu\text{g/L}$	≤ 30				在线
	pH 值		8.8~ 9.3				在线
	N_2H_4	$\mu\text{g/L}$	10~50				在线

水样名称	项 目	单 位	AVT(R)		CWT		备 注
			控制标准	期望值	控制标准	期望值	
发电机内冷水	DD	$\mu\text{S}/\text{cm}$	≤ 1.5		≤ 1.5		在线
	pH 值		7.0~9.0		7.0~9.0		在线
	Cu	$\mu\text{g}/\text{L}$	≤ 40		≤ 40		手操(查定)
	YD	$\mu\text{mol}/\text{L}$	0~2.0		0~2.0		手操(查定)
循环水入口加氯量	余氯	mg/L	0.5~1		0.5~1		在线(连续加药)
	余氯	mg/L	3		3		在线(冲击加药)
循环水出口余氯	余氯	mg/L	0.1~0.2		0.1~0.2		在线
工业废水排放标准	pH 值		6~9		6~9		在线
	浊度	mg/L	70		70		手操(查定)
	COD	mg/L	100		100		手操(查定)
	油	mg/L	≤ 10		≤ 10		手操(查定)
	氟化物	$\mu\text{g}/\text{L}$	10		10		手操(查定)
	砷化物	$\mu\text{g}/\text{L}$					手操(查定)
	硫化物	$\mu\text{g}/\text{L}$					手操(查定)
生活污水	pH 值		6~9		6~9		在线
	浊度	mg/L	70		70		手操(查定)
	COD	mg/L	100		100		手操(查定)
	BOD ₅	mg/L	30		30		手操(查定)
酸碱中和池排水	pH 值		6~9		6~9		在线
氢冷系统氢气	湿度	g/m^3	≤ 4		≤ 4		在线(额定氢压)
	纯度	%	≥ 98		≥ 98		在线

三、火力发电厂中电厂化学的任务与目的

火力发电厂水处理工作者的任务,不仅仅是制取水质合格的给水,而且还应在下列各方面采取有效的措施:

(1) 净化原水。制备热力系统所需要的补给水工艺,包括除去原水中的悬浮物和胶体颗粒的澄清、过滤等预处理,除去水中全部溶解性盐类的除盐处理。制备补给水的处理通常称为炉外水处理。

(2) 给水处理。对于给水,根据不同水化学工况要求,进行除去水中溶解氧或加氧、提高 pH 值等加药处理,以保证给水的质量。

(3) 凝结水处理。对直流炉机组及高参数机组,要进行汽轮机凝结水的除铁、除盐等净化处理。

(4) 冷却水处理。对于闭式循环冷却水,要采取防腐、防垢的稳定性处理;对于直流冷却式循环水,要进行防止微生物滋生的处理。

(5) 水汽监督。对热力系统各部分、各阶段的水汽质量进行监督,并在水汽质量劣化时进行的处理,也是水处理工作的内容之一。

(6) 机组停运保养。随着机组容量的增加和参与调峰,机组停运保养工作越显重要,而且它与水处理工作也密切相关。机组停运保养包括机组停运前对热力系统进行加药处理等工作。

(7) 化学清洗。当锅炉水冷壁结垢量超过部颁标准时,必须对锅炉本体进行化学清洗。在化学清洗过程中,要求在不同阶段提供不同质量的水,因此水处理工作是保证化学清洗效果的重要因素之一。

除此之外,火力发电厂水处理工作还包括发电机冷却水处理、发电机转子氢冷系统供氢和来自各种渠道的废水处理等。

第三节 火力发电厂锅炉补给水处理技术的发展

一、概述

截至2008年底,全国电力装机容量与发电量分别为792.53GW、34 334亿kW·h,皆居世界第二位。其中,火电装机容量为601.32GW,占总容量的75.87%,发电量为27 793亿kW·h,占全部发电量的80.95%;水电装机容量为171.52GW,占总容量的21.64%,发电量为5633亿kW·h,占全部发电量的16.41%;核电装机容量为8.85GW,占总容量的1.11%,发电量为684亿kW·h,占全部发电量1.99%。浙江华能玉环电厂的4×1000MW超超临界机组是我国最先投产的超超临界机组,也是目前我国单机容量最大、技术水平最高的火力发电机组,是我国现阶段电力工业发展的一个缩影,目前全国在建与规划的超超临界机组超过100台,使我国的电力工业发展水平达到了国际先进水平。同时,玉环电厂建设的海水淡化(反渗透)装置的制水量也是全国电力系统最大的。

中国的电力工业是在上海起步的,1881年,英国人R. W. Little在上海创建了第一个发电厂,至1936年已有5家发电厂,装机总容量为266.2MW。当时的锅炉补给水几乎全为蒸发凝结水,无其他化学水处理装置。我国水处理技术和工艺的发展大致经历了以下几个阶段:

(1) 蒸发凝结水阶段。建国前及20世纪50年代初期,锅炉补给水均采用蒸发器凝结水,锅内采用高磷酸盐、亚硫酸钠处理。由于锅炉制造采用铆钉铆接工艺,晶间腐蚀为主的“苛性脆化”损坏时有发生。

(2) 软化的离子交换。20世纪50年代后期至20世纪60年代,锅炉补给水逐步采用 Na^+ 软化的离子交换技术,然后大量应用并联和串联 $\text{H}^+ - \text{Na}^+$ 软化的离子交换,此外尚有 Na^+ 软化水加酸处理。锅内采用次高磷酸盐浓度处理,并使用炉水“固形物与碱度比”的控制技术。

(3) 给水 N_2H_4 处理和补给水加氨处理。20世纪60年代至20世纪70年代,在高压锅炉(10.8MPa)内发生氧化铁垢沉积物垢下腐蚀,开始了周期化学清洗。锅炉给水采用配有高压热力除氧器的二级除氧,同时采用给水 N_2H_4 处理和补给水加氨处理,以防止炉前系统腐蚀,减少给水污染。

(4) 阳—阴复床和混床的离子交换除盐。1973 年开始采用阳—阴复床和混床的离子交换深度脱盐水作补给水, 且汽轮机凝结水开始采用混床精处理。锅内低磷酸盐处理或挥发性处理 (AVT) 使锅炉内氧化铁垢和垢下腐蚀明显改善, 并延长了锅炉化学清洗周期。1974 年国内第一台亚临界压力的 300MW 机组投产, 汽轮机凝结水采用前置纤维过滤器加混床处理。1975 年采用电磁过滤器处理汽轮机凝结水。

(5) 膜处理阶段。1979 年, 第一套反渗透 (RO) 装置在天津大港电厂投入使用, 随后宝钢自备电厂、沧州电厂等都先后采用了反渗透装置作为预除盐处理系统, 后来一些水质较好的电厂选用反渗透作为一级除盐使用, 其典型工艺是预处理+反渗透+混床。

(6) 集成膜处理。超滤+反渗透+电除盐 (UF+RO+EDI) 除盐系统是 20 世纪末发展起来的一种用于水处理的新型脱盐系统, 简称集成膜处理系统, 其显著特征是采用全膜处理, 出水电导率一般为 $0.057 \sim 0.1 \mu\text{S}/\text{cm}$, 出水水质完全满足现代超临界机组补给水的要求, 是一种环保型的脱盐系统。与传统离子交换相比, 具有出水水质稳定、连续生产、使用方便、无人值守、不用酸碱、不污染环境、占地面积小、运行经济等优点。

二、锅炉补给水处理技术经济比较

早期的电厂锅炉用水是以蒸馏法为基础的, 但随着机组容量的增加, 水质和制水量都难以满足生产要求。20 世纪 40 年代发明离子交换树脂后, 制取锅炉除盐水是以离子交换树脂的离子交换反应为基础的, 由此满足了大型电厂锅炉对水质与水量的要求。其典型的制水系统为阳床+阴床+混床, 出水水质在 $0.07 \sim 0.2 \mu\text{S}/\text{cm}$ 之间, 达到了一级试剂用水的标准。随着高参数、大容量、超临界机组的相继投产及水资源污染的日益加重, 如何经济、高效地去除水中有机物与离子更令人关注。

从 20 世纪 60 年代开始, 反渗透 (RO) 技术的开发与应用日益广泛, 单级反渗透脱盐率目前已达 99.5%, 为制备电厂锅炉用水提供了一种新的方法; 从 20 世纪 70 年代开始, 在许多制水工艺中它代替了阳床+阴床的一级除盐系统。

从 20 世纪 90 年代开始, 由电渗析 (ED) 技术发展起来的电除盐 (EDI) 在许多制水工艺中代替了混床, RO+EDI 提供了一个连续运行、无酸碱再生、经济环保的除盐水制备系统。当传统预处理被超滤 (UF) 和 (或) 微滤 (MF) 替代时, 即组成所谓的集成膜处理系统 (IMS) UF+RO+EDI, 也即全膜处理系统; 其出水电导率可达 $0.057 \sim 0.067 \mu\text{S}/\text{cm}$, 出水水质完全满足电厂锅炉补给水的要求。

1. 常用除盐法的技术经济特点

蒸馏、离子交换、电渗析、反渗透、电除盐等除盐方式分别在不同的历史时期承担着主要的去除水中溶解离子的重任。蒸馏是早期电厂锅炉用水的主要制备方式, 随着多级闪蒸等技术的出现, 到目前为止, 仍然是一种主要的海水淡化方式。20 世纪 60 年代末期定型的一级除盐+混床的除盐模式, 是目前应用最广泛、最经典、最通用的除盐方式, 也是除盐最彻底的除盐方式。电渗析在 20 世纪 60 年代至 20 世纪 80 年代的苦咸水初级除盐中应用广泛, 但随着反渗透技术的出现, 电渗析在除盐领域的应用逐步被反渗透技术取代。反渗透已成为目前海水淡化中比重最大的、最经济的除盐方式。而在电渗析淡水室中添加阴阳树脂, 彻底去除淡水中的盐分, 是目前热门的终端除盐方式。表 1-2 所示为它们各自的技术经济特征。