档案

2012 年 12 月 第 12/15 号

低水烟气脱硫技术

燃煤发电厂消耗大量的水用于冷却、烟气脱硫（FGD）补给水、锅炉补给水和其它用途。消耗的水量取决于工厂的类型（次临界、超临界或是超超临界）、使用的冷却系统、烟气脱硫（FGD）系统和其它因素。图表中显示了一个次临界和超临界的 550 兆瓦（MW）的燃煤发电厂中补给水的使用情况。工厂使用湿式洗涤器（石灰岩引起的氧化过程）进行烟气脱硫（FGD），并使用一个湿式冷却塔（最常见的冷却系统类型）。可以看到，烟气脱硫装置耗水量第二大的装置，其次的就是锅炉。增加一个（以胺为基础的）二氧化碳捕获系统会使得次临界和超临界电厂的补给水消耗量增加 45 至 50%，这是由于胺法脱硫装置所需的烟气中硫氧化物的含量较低（<10 ppm）。如果电厂为压缩机使用干燥/空气冷却，或直流海水冷却，那么湿式烟气脱硫（FGD）系统就成为耗水量最大的装置，占到电厂总耗水量的 40 至 70%（无二氧化碳捕获系统）。由于控制排放量的规定越来越严格，烟气脱硫（FGD）系统得到了广泛应用，因此减少用水量的技术正变得日益重要。减少水损耗对于干旱地区尤其重要。

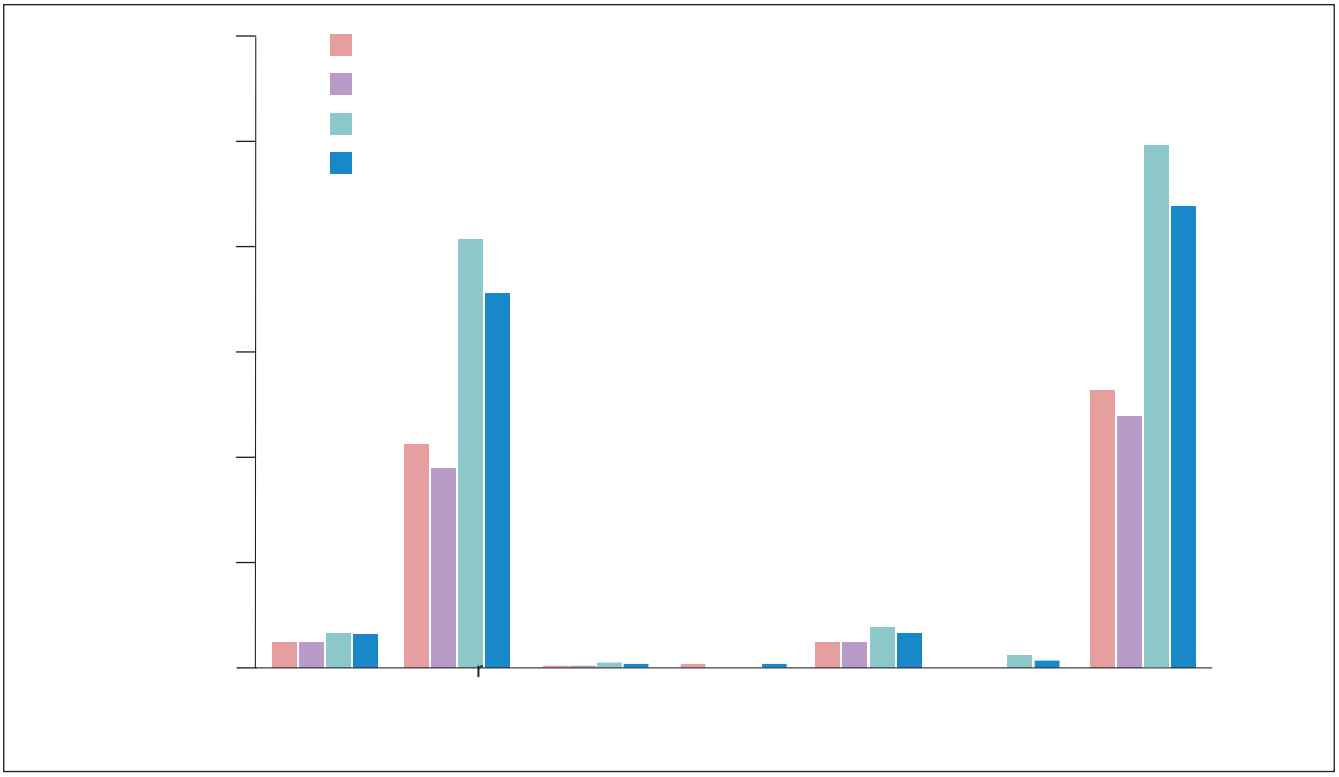
湿式洗涤器是应用最广泛的烟气脱硫（FGD）技术，可以减少 98%的二氧化硫，可靠性高而且产生的石膏粉末也可以销售。然而，湿式洗涤器需要消耗大量的水（如图所示），增加了工厂的二氧化碳排放（二氧化碳是脱硫过程的副产品）。在配有水冷却系统的电厂，湿式洗涤器占到蒸发水消耗的 10 至 15%。如果烟气进入湿式洗涤器前冷却至 90 至 100℃，蒸发水消耗量可以减少 40 至 50%。这在使用再生热交换器的日本和欧洲是很常见的做法。现在正在改进技术来收集湿式洗涤器排出的烟气里的 20%多的水，使得电厂可以成为水资源的提供者而不是消耗者。这些技术包括冷凝热交换器、过滤膜和液体干燥剂系统。

半干喷干式洗涤器（SDS）和循环干式洗涤器（CDS）比传统的湿式洗涤器消耗的水量少 60%。此外，它的优势还在于投入成本更低（与相同大小的湿式洗涤器相比），没有废水和干燥副产品产生，更低的寄生功率消耗，更小的占用空间（可能更易于更新应用），并且能捕获超过 95%的三氧化硫（SO_3）、氯化氢（HCl）、氟化氢（HF）和氧化汞。与湿式洗涤器相比，半干喷干式洗涤器（SDS）的主要缺点在于二氧化硫去除率较低（90-97%）。先进的循环干式洗涤器（CDS）可以去除 98%的二氧化硫，接近湿式洗涤器的去除率。由于吸附剂的成本更高，半干喷干式洗涤器的运行成本通常比湿式洗涤器的成本高。

半干喷干式洗涤器（SDS）通常用在燃烧低硫至中硫煤的发电厂里，循环干式洗涤器（CDS）可以应用于燃烧低硫至高硫煤的电厂里。这两个系统都有很好的调节能力，和相似的用水量、能源消耗和资本成本。循环洗涤器（CDS）系统比半干喷干式洗涤器（SDS）消耗的试剂多 20%。虽然二氧化碳在脱硫过程中不会产生，但会从就地的石灰窑里排放出来（如果有的话）。

商业干燥吸附剂喷射过程（将吸附剂喷射入熔炉或导管里）的耗水量最低，如果吸附剂需要吸水或湿润烟气来提高效果，那么耗水量为零或最小。新的洗涤器安装和运行简便，容易更新改装，占用空间小，功耗低（~0.2%的电能），而且不产生废水。另一个优点在于可以收集烟气中一定的氯化氢（HCl）、氟化氢（HF）和汞。副产品是干燥的，所以与湿式洗涤器的副产品相比，更容易处理和管理。因此，吸附剂喷射系统要比半干和湿式洗涤器的资本成本大大减少。然而，由于吸附剂的消耗量较大，运行成本通常要更高。运行成本主要就是吸附剂的成本。一般来说，以钙为基础的吸附剂要比以钠为基础的吸附剂便宜。吸附剂喷射系统最适合于小型电厂（容量小于 300 兆瓦），这些电厂使用低硫至中硫煤，并且对于二氧化硫去除率的要求不高。喷射系统主要的缺点在于吸附剂的使用效率不高以及二氧化硫的去除率不高。此外，喷射以碳酸盐为基础的吸附剂会增加二氧化碳的排放量。

国际能源署（IEA）清洁煤中心是 IEA 成员国之间的合作项目，提供与煤的技术、供应和利用相关的信息及分析。清洁煤中心的缔约成员国和赞助国澳大利亚、奥地利、巴西、加拿大、中国、丹麦、欧盟、德国、印度、意大利、日本、韩国、荷兰、新西兰、波兰、俄罗斯、南非、瑞典、瑞士、泰国、英国和美国。



次临界和超临界电厂补充水的使用

混合污染物处理技术可以在一个系统中去除几种规定的污染物，这比单独处理的成本效益更高。有一些耗水量很少或者为零的商业系统也可以使用。比如，ReACT™是一个可再生系统，耗水量仅为传统湿式洗涤器耗水量的 1%。在燃烧低硫至中硫煤时，可以去除超过 99%的二氧化硫（SO_2）和三氧化硫（SO_3）、20 至 80%的氮氧化物（NOx）、超过 90%的汞（单质汞和氧化汞）以及大约 50%的颗粒物。寄生功率消耗较低（~0.7%），还会产生可销售的副产品。SNOX™是一个可再生的催化技术，不消耗水，可以去除 99%的二氧化硫（SO_2）和三氧化硫（SO_3）、96%的氮氧化物（NOx）和几乎所有的颗粒物，会产生可销售的硫酸和粉煤灰。寄生功率消耗为零，因为它具有热回收功能，而且在大型电厂，还可能有净功率增益。与使用湿式洗涤器、燃烧高硫煤的选择性催化还原装置的电厂相比，SNOX™的资本、运行和维护成本较低，但是在燃烧低硫和中硫煤方面（设计使用的是高硫燃料），花费高于湿式洗涤器。

每期《档案》均基于国际能源署清洁煤中心进行的详细研究，研究报告全文另行提供。本期内容取材于以下报告：

《低水烟气脱硫技术》

Anne Carpenter

CCC/210, ISBN 978-92-9029-530-3,

73 页, 2012 年 11 月, 255 英镑*/85 英镑†/42.50 英镑‡

* 非成员国

† 成员国

‡ 成员国的教育机构

地址：Gemini House 10-18
Putney Hill London
SW15 6AA
United Kingdom

电话: +44 (0)20 87802111
传真: +44 (0)20 87801746
邮箱: mail@iea-coal.org
网站: www.iea-coal.org

Subcritical, without CCS: 次临界，没有碳捕获和封存
Supercritical, without CCS:超临界，没有碳捕获和封存
Subcritical, with CCS: 次临界，有碳捕获和封存
Supercritical, with CCS:超临界，有碳捕获和封存
Make-up water usage: 补充水使用
Boiler: 锅炉
Wet tower: 湿式冷却塔
Ash sluice: 出灰闸
SCR：选择性催化还原
FDG：烟气脱硫
CCS：碳捕获和封存
Total plant：总电厂