



(12)发明专利

(10)授权公告号 CN 105223036 B

(45)授权公告日 2018.01.30

(21)申请号 201510633566.2

(51)Int.Cl.

(22)申请日 2015.09.28

G01M 99/00(2011.01)

(65)同一申请的已公布的文献号

审查员 朱亚雄

申请公布号 CN 105223036 A

(43)申请公布日 2016.01.06

(73)专利权人 广东电网有限责任公司电力科学  
研究院

地址 510080 广东省广州市越秀区东风东  
路水均岗8号

(72)发明人 李德波 曾庭华 廖永进 刘亚明  
徐齐胜

(74)专利代理机构 广州华进联合专利商标代理  
有限公司 44224

代理人 李巍

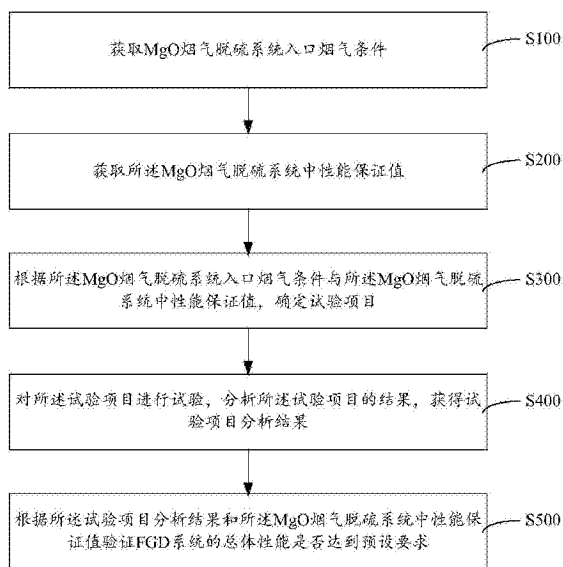
权利要求书2页 说明书28页 附图5页

(54)发明名称

MgO烟气脱硫性能现场验证方法与系统

(57)摘要

本发明提供一种MgO烟气脱硫性能现场验证方法与系统,获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件以及MgO烟气脱硫系统中性能保证值,确定试验项目,对试验项目进行试验,分析试验项目的结果,获得试验项目分析结果,验证所述MgO烟气脱硫系统的总体性能是否达到预设要求。整个过程中,采样严谨的试验处理过程,能够有效对升级改造后的MgO湿法脱硫技术的设备进行性能验证。



1. 一种MgO烟气脱硫性能现场验证方法,其特征在于,包括步骤:

获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件;

获取所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值,其中,所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值包括二氧化硫脱除率、出口二氧化硫浓度、污染物排放种类与数值、原料消耗量、除雾器出口液滴携带量、脱硫过程生成副产品的种类与品质参数、烟气系统压降、烟气脱硫装置可利用率、出口烟尘浓度以及脱硫废水水质,所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值为理论上当前MgO烟气脱硫系统需要实现的性能参数;

根据所述MgO烟气脱硫系统入口烟气条件与所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值,确定试验项目;

对所述试验项目进行试验,分析所述试验项目的结果,获得试验项目分析结果,其中,所述试验项目分析结果包括高硫煤的脱硫率、烟气脱硫系统各处阻力结果、原烟气和净烟气温度、烟气量、电耗、粉尘去除率及粉尘排放浓度、除雾器出口液滴携带量、净烟气中三氧化硫浓度、出口处氟化氢浓度、出口处氯化氢浓度、副产品品质、废水排放量以及负荷下烟气脱硫系统水平衡情况;

根据所述试验项目分析结果和所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值验证所述MgO烟气脱硫系统的总体性能是否达到预设要求。

2. 根据权利要求1所述的MgO烟气脱硫性能现场验证方法,其特征在于,所述对所述试验项目进行试验,分析所述试验项目的结果,获得试验项目分析结果的步骤之前还包括:

根据所述试验项目,确定所述试验项目所需仪器设备,并对所述所需仪器设备的参数进行标定。

3. 根据权利要求1或2所述的MgO烟气脱硫性能现场验证方法,其特征在于,所述获取所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值的步骤之前还包括:

分析MgO烟气脱硫系统中吸收剂成分参数。

4. 根据权利要求1或2所述的MgO烟气脱硫性能现场验证方法,其特征在于,所述获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件的步骤具体包括:

分析燃煤发电厂燃煤品质数据;

实地测量所述MgO烟气脱硫系统入口处烟气数据;

根据所述燃煤发电厂燃煤品质数据与所述MgO烟气脱硫系统入口处烟气数据,获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件。

5. 根据权利要求1或2所述的MgO烟气脱硫性能现场验证方法,其特征在于,所述试验项目具体包括脱硫效率与净烟气二氧化硫浓度试验、除雾器出口液滴携带量试验、烟气再热器漏风率、净烟气中三氧化硫浓度试验、烟气脱硫系统出口氟化氢与氯化氢浓度试验、MgO粉消耗量试验、工艺水与工业水耗量试验、耗电量试验、压力损失试验、脱硫过程副产品品质与氧化率试验以及脱硫废水排放量试验。

6. 一种MgO烟气脱硫性能现场验证系统,其特征在于,包括:

第一获取模块,用于获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件;

第二获取模块,用于获取所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值,其中,所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值包括二氧化硫脱除率、出口二氧化硫浓度、污染物排放种类与数值、原料消耗量、除雾器出口液滴携带量、脱硫过程生成副产品的种类与品质参数、烟气系统压降、

烟气脱硫装置可利用率、出口烟尘浓度以及脱硫废水水质,所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值为理论上当前MgO烟气脱硫系统需要实现的性能参数;

试验项目确定模块,用于根据所述MgO烟气脱硫系统入口烟气条件与所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值,确定试验项目;

试验项目结果分析模块,用于对所述试验项目进行试验,分析所述试验项目的结果,获得试验项目分析结果,其中,所述试验项目分析结果包括高硫煤的脱硫率、烟气脱硫系统各处阻力结果、原烟气和净烟气温度、烟气量、电耗、粉尘去除率及粉尘排放浓度、除雾器出口液滴携带量、净烟气中三氧化硫浓度、出口处氟化氢浓度、出口处氯化氢浓度、副产品品质、废水排放量以及负荷下烟气脱硫系统水平衡情况;

验证模块,用于根据所述试验项目分析结果和所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值验证所述MgO烟气脱硫系统的总体性能是否达到预设要求。

7. 根据权利要求6所述的MgO烟气脱硫性能现场验证系统,其特征在于,还包括:

设备参数标定模块,用于根据所述试验项目,确定所述试验项目所需仪器设备,并对所述所需仪器设备的参数进行标定。

8. 根据权利要求6或7所述的MgO烟气脱硫性能现场验证系统,其特征在于,还包括:

吸收剂成分参数分析模块,用于分析MgO烟气脱硫系统中吸收剂成分参数。

9. 根据权利要求6或7所述的MgO烟气脱硫性能现场验证系统,其特征在于,所述第一获取模块具体包括:

燃煤品质获取单元,用于分析燃煤火电厂燃煤品质数据;

测量单元,用于实地测量所述MgO烟气脱硫系统入口处烟气数据;

获取单元,用于根据所述燃煤火电厂燃煤品质数据与所述MgO烟气脱硫系统入口处烟气数据,获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件。

10. 根据权利要求6或7所述的MgO烟气脱硫性能现场验证系统,其特征在于,所述试验项目具体包括脱硫效率与净烟气二氧化硫浓度试验、除雾器出口液滴携带量试验、烟气再热器漏风率、净烟气中三氧化硫浓度试验、烟气脱硫系统出口氟化氢与氯化氢浓度试验、MgO粉消耗量试验、工艺水与工业水耗量试验、耗电量试验、压力损失试验、脱硫过程副产品品质与氧化率试验以及脱硫废水排放量试验。

## MgO烟气脱硫性能现场验证方法与系统

### 技术领域

[0001] 本发明涉及火电厂技术领域,特别是涉及MgO(氧化镁)烟气脱硫性能现场验证方法与系统。

### 背景技术

[0002] 火力发电厂简称火电厂,是利用煤、石油、天然气作为燃料生产电能的工厂,它的基本生产过程是:燃料在锅炉中燃烧加热水使成蒸汽,将燃料的化学能转变成热能,蒸汽压力推动汽轮机旋转,热能转换成机械能,然后汽轮机带动发电机旋转,将机械能转变成电能。

[0003] 燃煤火电厂在燃烧燃料过程中会产生大量含硫的物质,这些含硫物质若随意排放至自然界,会造成严重的环境污染,对此,燃煤火电厂设置有脱硫设备,尽可能的避免含硫物质直接排放至自然界。随着人们环保意识的增强,对脱硫设备的脱硫效果有更高的要求,需要对现有燃煤火电厂脱硫设备进行升级改造,例如将传统的脱硫设备升级改造为采用MgO湿法脱硫技术的设备。

[0004] 将传统脱硫设备升级改造为MgO湿法脱硫技术的设备是一个复杂的过程,目前学者更多是研究如何MgO湿法脱硫技术以及其相关的设备,如何对升级改造后的MgO湿法脱硫技术的设备进行性能验证目前尚无完整且可行方案。

### 发明内容

[0005] 基于此,有必要针对目前尚无完整且可行方案对升级改造后的MgO湿法脱硫技术的设备进行性能验证的问题,提供一种MgO烟气脱硫性能现场验证方法与系统,实现对升级改造后的MgO湿法脱硫技术的设备进行性能验证。

[0006] 一种MgO烟气脱硫性能现场验证方法,包括步骤:

[0007] 获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件;

[0008] 获取所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值,其中,所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值包括二氧化硫脱除率、出口二氧化硫浓度、污染物排放种类与数值、原料消耗量、除雾器出口液滴携带量、脱硫过程生成副产品的种类与品质参数、烟气系统压降、烟气脱硫装置可利用率、出口烟尘浓度以及脱硫废水水质;

[0009] 根据所述MgO烟气脱硫系统入口烟气条件与所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值,确定试验项目;

[0010] 对所述试验项目进行试验,分析所述试验项目的结果,获得试验项目分析结果,其中,所述试验项目分析结果包括高硫煤的脱硫率、烟气脱硫系统各处阻力结果、原烟气和净烟气温度、烟气量、电耗、粉尘去除率及粉尘排放浓度、除雾器出口液滴携带量、净烟气中三氧化硫浓度、出口处氟化氢浓度、出口处氯化氢浓度、副产品品质、废水排放量以及负荷下烟气脱硫系统水平衡情况;

[0011] 根据所述试验项目分析结果和所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值验证所述MgO

烟气脱硫系统的总体性能是否达到预设要求。

[0012] 一种MgO烟气脱硫性能现场验证系统,包括:

[0013] 第一获取模块,用于获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件;

[0014] 第二获取模块,用于获取所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值,其中,所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值包括二氧化硫脱除率、出口二氧化硫浓度、污染物排放种类与数值、原料消耗量、除雾器出口液滴携带量、脱硫过程生成副产品的种类与品质参数、烟气系统压降、烟气脱硫装置可利用率、出口烟尘浓度以及脱硫废水水质;

[0015] 试验项目确定模块,用于根据所述MgO烟气脱硫系统入口烟气条件与所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值,确定试验项目;

[0016] 试验项目结果分析模块,用于对所述试验项目进行试验,分析所述试验项目的结果,获得试验项目分析结果,其中,所述试验项目分析结果包括高硫煤的脱硫率、烟气脱硫系统各处阻力结果、原烟气和净烟气温度的、烟气量、电耗、粉尘去除率及粉尘排放浓度、除雾器出口液滴携带量、净烟气中三氧化硫浓度、出口处氟化氢浓度、出口处氯化氢浓度、副产品品质、废水排放量以及负荷下烟气脱硫系统水平衡情况;

[0017] 验证模块,用于根据所述试验项目分析结果和所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值验证所述MgO烟气脱硫系统的总体性能是否达到预设要求。

[0018] 本发明MgO烟气脱硫性能现场验证方法与系统,获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件以及MgO烟气脱硫系统中性能保证值,确定试验项目,对试验项目进行试验,分析试验项目的结果,获得试验项目分析结果,验证所述MgO烟气脱硫系统的总体性能是否达到预设要求。整个过程中,采样严谨的试验处理过程,能够有效对升级改造后的MgO湿法脱硫技术的设备进行性能验证。

## 附图说明

[0019] 图1为本发明MgO烟气脱硫性能现场验证方法第一个实施例的流程示意图;

[0020] 图2为本发明MgO烟气脱硫性能现场验证方法第二个实施例的流程示意图;

[0021] 图3为本发明MgO烟气脱硫性能现场验证系统第一个实施例的结构示意图;

[0022] 图4为本发明MgO烟气脱硫性能现场验证系统第二个实施例的结构示意图;

[0023] 图5为具体实施例中试验测点示意图。

## 具体实施方式

[0024] 如图1所示,一种MgO烟气脱硫性能现场验证方法,包括步骤:

[0025] S100:获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件。

[0026] 传统的脱硫设备升级改造为MgO烟气脱硫系统后,对MgO烟气脱硫系统入口处烟气进行设定,以排除外界因素对MgO烟气脱硫系统性能过多的影响,也有利于在后续试验中MgO烟气脱硫系统能够正常运行。

[0027] S200:获取所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值,其中,所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值包括二氧化硫脱除率、出口二氧化硫浓度、污染物排放种类与数值、原料消耗量、除雾器出口液滴携带量、脱硫过程生成副产品的种类与品质参数、烟气系统压降、烟气脱硫装置可利用率、出口烟尘浓度以及脱硫废水水质。

[0028] MgO烟气脱硫系统中性能保证值可以理解为理论上当前MgO烟气脱硫系统需要实现的性能参数,可以将性能保证值理解为阈值,当低于这个阈值时,说明MgO烟气脱硫系统性能未能达标,其存在某些缺陷或者故障。具体来说,性能保证值包括二氧化硫脱除率、出口二氧化硫浓度、污染物排放种类与数值、原料消耗量、除雾器出口液滴携带量、脱硫过程生成副产品的种类与品质参数、烟气系统压降、烟气脱硫装置可利用率、出口烟尘浓度以及脱硫废水水质。对于上述具体数值的设定可以基于国家有关标准以及燃煤火电厂技术中有关脱硫技术的行业规范准则获取。

[0029] S300:根据所述MgO烟气脱硫系统入口烟气条件与所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值,确定试验项目。

[0030] 根据MgO烟气脱硫系统入口烟气条件以及MgO烟气脱硫系统中性能保证值,即可确定当前需要进行的试验项目。这里所述的试验项目包括多种类型的试验项目,例如可以包括脱硫效率与净烟气二氧化硫浓度试验、除雾器出口液滴携带量试验、烟气再热器漏风率、净烟气中三氧化硫浓度试验、烟气脱硫系统出口氟化氢与氯化氢浓度试验、MgO粉消耗量试验、工艺水与工业水耗量试验、耗电量试验、压力损失试验、脱硫过程副产品品质与氧化率试验以及脱硫废水排放量试验。

[0031] S400:对所述试验项目进行试验,分析所述试验项目的结果,获得试验项目分析结果,其中,所述试验项目分析结果包括高硫煤的脱硫率、烟气脱硫系统各处阻力结果、原烟气和净烟气温度的、烟气量、电耗、粉尘去除率及粉尘排放浓度、除雾器出口液滴携带量、净烟气中三氧化硫浓度、出口处氟化氢浓度、出口处氯化氢浓度、副产品品质、废水排放量以及负荷下烟气脱硫系统水平衡情况。

[0032] 具体来说试验项目分析结果包括高硫煤的脱硫率、烟气脱硫系统各处阻力结果、原烟气和净烟气温度的、烟气量、电耗、粉尘去除率及粉尘排放浓度、除雾器出口液滴携带量、净烟气中三氧化硫浓度、出口处氟化氢浓度、出口处氯化氢浓度、副产品品质、废水排放量以及负荷下烟气脱硫系统水平衡情况。非必要的,为了确保试验项目分析结果的准确,可以采用多次重复试验获得数据,剔除异常数据之后选择平均值作为最终试验项目分析结果。

[0033] S500:根据所述试验项目分析结果和所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值验证所述MgO烟气脱硫系统的总体性能是否达到预设要求。

[0034] 基于试验项目分析结果以及之前设定的MgO烟气脱硫系统中性能保证值,验证所述MgO烟气脱硫系统的总体性能是否达到预设要求。

[0035] 本发明MgO烟气脱硫性能现场验证方法,获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件以及MgO烟气脱硫系统中性能保证值,确定试验项目,对试验项目进行试验,分析试验项目的结果,获得试验项目分析结果,验证所述MgO烟气脱硫系统的总体性能是否达到预设要求。整个过程中,采样严谨的试验处理过程,能够有效对升级改造后的MgO湿法脱硫技术的设备进行性能验证。

[0036] 如图2所示,在其中一个实施例中,步骤S400之前还包括:

[0037] S320:根据所述试验项目,确定所述试验项目所需仪器设备,并对所述所需仪器设备的参数进行标定。

[0038] 在确定需要进行的试验项目之后,针对试验项目选择需要的仪器设备,这些仪器设备可以包括但不限于烟气分析仪、二氧化硫分析仪、氧量分析仪、烟尘采样仪以及氟化

氢、氯化氢与三氧化硫取样及分析装置。选择仪器设备的同时对这些仪器设备参数进行标定。

[0039] 非必要的,步骤S400具体可以为:通过所述试验项目所需仪器设备对所述试验项目进行试验,分析所述试验项目的结果,获得试验项目分析结果。

[0040] 通过已经参数标定的仪器设备对试验项目进行试验,以使试验过程安全、高效与准确。

[0041] 在其中一个实施例中,步骤S200之前还包括步骤:

[0042] 分析MgO烟气脱硫系统中吸收剂成分参数。

[0043] 由于吸收剂对整个MgO烟气脱硫系统性能有比较大的影响,在这里需要对MgO烟气脱硫系统中吸收剂成分参数进行分析,避免由于吸收剂存在问题导致整个MgO烟气脱硫系统性能验证下降。

[0044] 如图2所示,在其中一个实施例中,步骤S100具体包括步骤:

[0045] S120:分析燃煤火电厂燃煤品质数据;

[0046] S140:实地测量所述MgO烟气脱硫系统入口处烟气数据;

[0047] S160:根据所述燃煤火电厂燃煤品质数据与所述MgO烟气脱硫系统入口处烟气数据,获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件。

[0048] 对燃煤火电厂燃煤品质分析,实地测量MgO烟气脱硫系统入口处烟气数据,能够尽可能降低外界环境因素对MgO烟气脱硫系统保证值设定以及后续验证过程的影响。

[0049] 在其中一个实施例中,所述试验项目所需仪器设备包括烟气分析仪、二氧化硫分析仪、氧量分析仪、烟尘采样仪以及氟化氢、氯化氢与三氧化硫取样及分析装置。

[0050] 在其中一个实施例中,所述试验项目具体包括脱硫效率与净烟气二氧化硫浓度试验、除雾器出口液滴携带量试验、烟气再热器漏风率、净烟气中三氧化硫浓度试验、烟气脱硫系统出口氟化氢与氯化氢浓度试验、MgO粉消耗量试验、工艺水与工业水耗量试验、耗电量试验、压力损失试验、脱硫过程副产品品质与氧化率试验以及脱硫废水排放量试验。

[0051] 如图3所示,一种MgO烟气脱硫性能现场验证系统,包括:

[0052] 第一获取模块100,用于获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件;

[0053] 第二获取模块200,用于获取所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值,其中,所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值包括二氧化硫脱除率、出口二氧化硫浓度、污染物排放种类与数值、原料消耗量、除雾器出口液滴携带量、脱硫过程生成副产品的种类与品质参数、烟气系统压降、烟气脱硫装置可利用率、出口烟尘浓度以及脱硫废水水质;

[0054] 试验项目确定模块300,用于根据所述MgO烟气脱硫系统入口烟气条件与所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值,确定试验项目;

[0055] 试验项目结果分析模块400,用于对所述试验项目进行试验,分析所述试验项目的结果,获得试验项目分析结果,其中,所述试验项目分析结果包括高硫煤的脱硫率、烟气脱硫系统各处阻力结果、原烟气和净烟气温度的、烟气量、电耗、粉尘去除率及粉尘排放浓度、除雾器出口液滴携带量、净烟气中三氧化硫浓度、出口处氟化氢浓度、出口处氯化氢浓度、副产品品质、废水排放量以及负荷下烟气脱硫系统水平衡情况;

[0056] 验证模块500,用于根据所述试验项目分析结果和所述MgO烟气脱硫系统中性能保证值验证所述MgO烟气脱硫系统的总体性能是否达到预设要求。

[0057] 本发明MgO烟气脱硫性能现场验证系统,第一获取模块100获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件,第二获取模块200获取MgO烟气脱硫系统中性能保证值,试验项目确定模块300确定试验项目,试验项目结果分析模块400对试验项目进行试验,分析试验项目的结果,获得试验项目分析结果,验证模块500验证所述MgO烟气脱硫系统的总体性能是否达到预设要求。整个过程中,采样严谨的试验处理过程,能够有效对升级改造后的MgO湿法脱硫技术的设备进行性能验证。

[0058] 如图4所示,在其中一个实施例中,所述MgO烟气脱硫性能现场验证系统还包括:

[0059] 设备参数标定模块600,用于根据所述试验项目,确定所述试验项目所需仪器设备,并对所述所需仪器设备的参数进行标定。

[0060] 在其中一个实施例中,所述MgO烟气脱硫性能现场验证系统还包括:

[0061] 吸收剂成分参数分析模块,用于分析MgO烟气脱硫系统中吸收剂成分参数。

[0062] 如图4所示,在其中一个实施例中,所述第一获取模块100具体包括:

[0063] 燃煤品质获取单元120,用于分析燃煤电厂燃煤品质数据;

[0064] 测量单元140,用于实地测量所述MgO烟气脱硫系统入口处烟气数据;

[0065] 获取单元160,用于根据所述燃煤电厂燃煤品质数据与所述MgO烟气脱硫系统入口处烟气数据,获取MgO烟气脱硫系统入口烟气条件。

[0066] 在其中一个实施例中,所述试验项目所需仪器设备包括烟气分析仪、二氧化硫分析仪、氧量分析仪、烟尘采样仪以及氟化氢、氯化氢与三氧化硫取样及分析装置。

[0067] 在其中一个实施例中,所述试验项目具体包括脱硫效率与净烟气二氧化硫浓度试验、除雾器出口液滴携带量试验、烟气再热器漏风率、净烟气中三氧化硫浓度试验、烟气脱硫系统出口氟化氢与氯化氢浓度试验、MgO粉消耗量试验、工艺水与工业水耗量试验、耗电量试验、压力损失试验、脱硫过程副产品品质与氧化率试验以及脱硫废水排放量试验。

[0068] 为了更进一步详细解释本发明MgO烟气脱硫性能现场验证方法与系统的技术方案及其带来的效果,下面将采用具体实例并借助图表进行解释说明。

[0069] 一、本次具体实例的试验目的

[0070] 某电厂1号350MW机组脱硫设施为满足国家新标准要求进行了增效改造,改造采用MgO湿法脱硫,由XXX公司总承包,一炉一塔,要求脱硫GGH(Gas Gas Heater,烟气换热器)出口净烟气SO<sub>2</sub>稳定排放浓度小于50mg/m<sup>3</sup>(标态,干基6%O<sub>2</sub>),完成168h试运行后投入商业运行。

[0071] 受电厂的委托,需要对其1号机组MgO法烟气脱硫系统进行了性能试验。验证脱硫系统的SO<sub>2</sub>脱除率、出口SO<sub>2</sub>浓度、GGH漏风率、电耗、粉耗等运行指标是否能达到脱硫系统供货商对其提供的产品所作的性能保证。

[0072] 二、设备概况

[0073] 2.1、烟气条件

[0074] 综合考虑改造设计煤质条件和评估试验实测数据,改造的脱硫系统入口烟气条件按下表1设计(单台机组)。

[0075] 表1改造设计烟气脱硫入口烟气条件



[0076]

项 目	单 位	数 据	备 注
1 烟气参数			
- 烟气量 (湿基)	m <sup>3</sup> /h	1355352	标态、湿基、6% O <sub>2</sub>
- 烟气量 (干基)	m <sup>3</sup> /h	1261834	标态、干基、6% O <sub>2</sub>
- 烟气脱硫工艺设计烟温	°C	125	
2 烟气脱硫入口处烟气组成			
- H <sub>2</sub> O	vol - %	6.90	标态、湿基、实际 O <sub>2</sub>
- O <sub>2</sub>	vol - %	4.61	标态、干基、实际 O <sub>2</sub>
- N <sub>2</sub>	vol - %	76.07	标态、干基、实际

[0077]

项 目	单 位	数 据	备 注
			O <sub>2</sub>
- CO <sub>2</sub>	vol - %	12.37	标态、干基、实际 O <sub>2</sub>
- SO <sub>2</sub>	vol - %	0.05	标态、干基、实际 O <sub>2</sub>
3 烟气脱硫入口处污染物浓度			
- SO <sub>2</sub>	mg/ m <sup>3</sup>	2379.8	标态, 干基, 6% O <sub>2</sub>
- SO <sub>3</sub>	mg/ m <sup>3</sup>	50	标态, 干基, 6% O <sub>2</sub>
- HCl	mg/ m <sup>3</sup>	50	标态, 干基, 6% O <sub>2</sub>
- HF	mg/ m <sup>3</sup>	30	标态, 干基, 6% O <sub>2</sub>
- 灰尘	mg/ m <sup>3</sup>	70	标态, 干基, 6% O <sub>2</sub>

[0078] 注:上述表格中:

[0079] 1) 改造设计煤质仍按原设计煤质考虑,即脱硫工程原设计燃煤含硫量为1.06% (烟气脱硫入口SO<sub>2</sub>浓度2379.8mg/m<sup>3</sup>)。

[0080] 2) 原设计脱硫系统入口烟气温度为134.5℃,电厂改进省煤器,改造脱硫系统设计入口烟温(引风机后烟气温度)按125℃。

[0081] 3) 综合考虑设计煤质条件和摸底评估试验实测数据,本次改造烟气量设计值为1261834m<sup>3</sup>/h(标态、干基、6%O<sub>2</sub>),比原设计大。

[0082] 4) 由于电厂进行了电除尘器改造,本次改造按脱硫系统入口烟气粉尘浓度按70mg/m<sup>3</sup>(标态,干基,6%O<sub>2</sub>)进行设计。

[0083] 2.2、吸收剂成分参数

[0084] 本次改造采用MgO法,其分析资料见表2。

[0085] 表2氧化镁分析资料

[0086]

名称	数值
氧化镁%	≥85
二氧化硅%	≤6.0

氧化钙%	≤4.0
灼烧失量%	≤8.0
细度(10%筛余)	200目

[0087] 2.3、性能保证值

[0088] 性能保证值基于以下设计条件：

[0089] 单台机组烟气量为1355352m<sup>3</sup>/h(标态,湿基,6%O<sub>2</sub>)；

[0090] SO<sub>2</sub>浓度为2379.8mg/m<sup>3</sup>(标态,干基,6%O<sub>2</sub>)；

[0091] 烟气入口温度为125℃；

[0092] 入口烟气灰尘含量为≤70mg/m<sup>3</sup>(标态,干基,6%O<sub>2</sub>)。

[0093] (1) SO<sub>2</sub>脱除率及脱硫装置出口SO<sub>2</sub>浓度

[0094] 烟气脱硫装置在验收试验期间(在BMCR工况下连续运行7天),脱硫装置出口GGH入口净烟气SO<sub>2</sub>浓度不大于26mg/m<sup>3</sup>(标态,干基,6%O<sub>2</sub>)；系统脱硫率不小于97.9%(GGH漏风率按1%计,脱硫塔脱硫率不小于98.9%),GGH出口净烟气SO<sub>2</sub>浓度不大于50mg/m<sup>3</sup>(标态,干基,6%O<sub>2</sub>)。

[0095] SO<sub>2</sub>浓度为3282mg/m<sup>3</sup>(标态,干基,6%O<sub>2</sub>,对应燃煤硫分1.5%),系统脱硫率不小于98.5%(GGH漏风率按1%计,脱硫塔脱硫率不小于99.5%)。

[0096] SO<sub>2</sub>浓度为2630mg/m<sup>3</sup>(标态,干基,6%O<sub>2</sub>,对应燃煤硫分1.2%),系统脱硫率不小于98.1%(GGH漏风率按1%计,脱硫塔脱硫率不小于99.1%)。

[0097] (2) 其它污染物排放

[0098] 在设计条件下,烟气脱硫出口：

[0099] SO<sub>3</sub>:5mg/m<sup>3</sup>(标态、干基、6%O<sub>2</sub>)。

[0100] HF:5mg/m<sup>3</sup>(标态、干基、6%O<sub>2</sub>)。

[0101] HCl:5mg/m<sup>3</sup>标态、干基、6%O<sub>2</sub>)。

[0102] (3) 电、MgO、水耗量(两台炉)

[0103] 连续运行14天的电量消耗累计的平均值不大于3150kW·h/h;MgO粉消耗量平均值不大于5.2t/h;工艺水耗量平均值不大于110t/h,工业水消耗量平均值不大于10t/h。

[0104] (4) 除雾器出口液滴携带量

[0105] 在设计工况下,除雾器出口液滴携带量不大于75mg/m<sup>3</sup>(标态,干基,6%O<sub>2</sub>)。

[0106] (5) 副产品品质

[0107] 副产品品质保证如下：

[0108] pH值6~9

[0109] 自由水分≤15%,不影响输送和运输。

[0110] MgSO<sub>3</sub>·xH<sub>2</sub>O含量≥65%(以无游离水分的副产物作为基准)

[0111] CaCO<sub>3</sub>+MgCO<sub>3</sub><3%(以无游离水分的副产物作为基准)

[0112] MgSO<sub>4</sub>·7H<sub>2</sub>O含量<15%(以无游离水分的副产物作为基准)

[0113] 溶解于副产物中的Cl<sup>-</sup>含量<0.01wt%(以无游离水分的副产物作为基准)

[0114] 溶解于副产物中的F<sup>-</sup>含量<0.01wt%(以无游离水分的副产物作为基准) (6) 烟气系统压降

[0115] 吸收塔入口膨胀节至出口膨胀节的塔本体阻力增加保证值不超过200Pa。

[0116] (7) 烟气脱硫装置可用率

[0117] 烟气脱硫整套装置的可用率100%。

[0118] 脱硫装置的可用率定义：

$$[0119] \text{可用率} = \frac{A - B - C}{A} \times 100\%$$

[0120] A: 脱硫装置统计期间可运行小时数。

[0121] B: 脱硫装置统计期间强迫停运小时数。

[0122] C: 脱硫装置统计期间强迫降低出力等效停运小时数。

[0123] (8) 出口烟尘浓度

[0124] 确保烟气脱硫出口烟尘浓度不超过 $20\text{mg}/\text{m}^3$  (标态、干基、6% $\text{O}_2$ )。烟尘浓度包括飞灰、钙盐类以及其它惰性物质 (这些物质悬浮在烟气中, 标准状态下以固态或液态形式存在), 不包括游离态水。

[0125] (9) 脱硫废水

[0126] 确保脱硫废水经处理后的水质合格。满足DL/T 997-2006火电厂石灰石-石膏湿法脱硫废水水质控制指标要求或者相关的火电厂脱硫废水水质控制的国家标准及电力标准。

[0127] 在设计运行工况下, 脱硫系统产生的最大废水量不超过现有废水系统处理能力;

[0128] 经废水处理系统处理后, 排出废水的主要指标: pH: 6~9; 悬浮物:  $\leq 100\text{mg}/\text{l}$ ; COD <  $100\text{mg}/\text{l}$ ; 其余的指标必须达到广东省地方标准DB44/26《水污染物排放限值》中的有关规定。

[0129] 2.4 试验项目

[0130] 依据设计单位提供的性能保证值和入口烟气条件, 确定试验项目如表3所示。

[0131] 表3性能试验项目

[0132]

序号	项目	备注
1	脱硫系统烟气量	
2	原烟气 SO <sub>2</sub> 浓度 (标态, 干基, 6%O <sub>2</sub> )	
	净烟气 SO <sub>2</sub> 浓度 (标态, 干基, 6% O <sub>2</sub> )	
	系统脱硫效率	
	GGH 漏风率	
	脱硫塔脱硫率	
3	原烟气温度	
4	净烟气温度	
5	副产品品质	
	pH 值	
	自由水分	
	MgSO <sub>3</sub> · xH <sub>2</sub> O 含量 [以无游离水分的副产物作为基准]	
	CaCO <sub>3</sub> +MgCO <sub>3</sub> [以无游离水分的副产物作为基准]	
	MgSO <sub>4</sub> · 7H <sub>2</sub> O 含量 [以无游离水分的副产物作为基准]	
	溶解于副产物中的 Cl-含量 [以无游离水分的副产物作为基准]	
溶解于副产物中的 F-含量 [以无游离水分的副产物作为基准]		
6	塔内氧化率	
7	系统阻力	
	脱硫系统总压损	
	吸收塔 (包括除雾器) 差压	
	GGH	
8	除雾器出口雾滴含量 (标态, 干基, 6%O <sub>2</sub> )	
9	MgO 耗量平均值	
10	工艺水、工业水耗量	
11	脱硫废水排放量	
12	系统电耗	

[0133]

13	烟气脱硫系统出口粉尘含量	
14	烟气脱硫出口其他污染物排放	
	SO <sub>3</sub> : (标态、干基、6% O <sub>2</sub> )	
	HF: (标态、干基、6% O <sub>2</sub> )	
	HCl: (标态、干基、6% O <sub>2</sub> )	

[0134] 备注:

[0135] 1、上述试验进行满负荷和150MW两组工况试验；

[0136] 2、满负荷工况进行设计硫分、高燃煤硫分两个工况；150MW主要进行一个低硫分工况试验，目的是考察系统水平衡情况。

[0137] 2.5测试仪器及方法

[0138] 依据试验项目，本次测试分两部分进行，首先对涉及的表盘参数进行标定，再进行正式的性能试验。性能试验的主要测点位置见图5。本试验所需的主要仪器设备如下表4所示。

[0139] 表4试验仪器设备

[0140]

序号	型号名称	精度	数量
1	NGA2000/PMA10 型烟气分析仪	1.0%	1
2	NGA2000 型二氧化硫分析仪	1.0%	2
3	PMA10 型氧量分析仪	1.0%	2
4	标准气体 (SO <sub>2</sub> )	1.0%	若干
5	高纯氮 (0% O <sub>2</sub> )	1.0%	1
6	FLUKE 测温仪 ( F-53II)	0.05%	2
7	T 型热电偶	0.75%	若干
8	5 米靠背管	1.0%	1
9	3kPa 量程微压计	1.0%	1
10	1ka 量程微压计	1.0%	1
11	气压表	1.0%	1
12	3012 型烟尘采样仪	1.0%	2
13	DYM3 大气压力表	1.0%	1
14	液滴取样及分析装置	/	1
15	HF、HCl、SO <sub>3</sub> 取样及分析装置	/	1

[0141]

序号	型号名称	精度	数量
16	电源、胶管等	/	若干

[0142] 2.5.1、表盘参数标定

[0143] 2.5.1.1、烟气流量标定

[0144] 测点位置：图5中位置1。采用网格法测量，采用位置1处预留的烟气采样孔。

[0145] 测量仪器：标定过的皮托管、热电偶、微压计、温度显示表。

[0146] 测量方法：采用网格法测量各点的烟气流速、静压、温度及氧量，计算出烟气流量

(标准状态,6%O<sub>2</sub>),同时由DCS系统采集表盘流量数据,二者进行比较,根据测量结果更正DCS系统中的流量系数。

[0147] 2.5.1.2烟尘浓度标定

[0148] 测点位置:图5中位置1、4。用网格法测量,采用预留的烟气采样孔。

[0149] 测量仪器:3012型烟尘采样仪、皮托管等。

[0150] 测量方法:用烟尘采样仪进行网格法取样,取样过程中记录取样烟气体积、烟气温度、压力和大气压,烟尘取样滤筒的空重和取样后的实重。同时由DCS系统采集试验期间CEMS烟尘数据,二者进行比较,根据测量结果更正DCS系统中的烟尘浓度系数。

[0151] 2.5.1.3原烟气SO<sub>2</sub>和O<sub>2</sub>表盘标定

[0152] 测点位置:图5中位置1。采用位置1处预留的烟气采样孔进行测量。

[0153] 测量仪器:NGA2000型二氧化硫分析仪,PMA10型氧量分析仪,伴热取样管,烟气冷却器,抽气泵,标准气体等。

[0154] 测量方法:先用SO<sub>2</sub>标气和O<sub>2</sub>标气以及零气(纯氮气)对CEMS和试验用的仪器进行标定。试验时,把带有伴热的取样管伸入各测点,烟气经烟气冷却器冷却后进入串联连接的二氧化硫分析仪和氧分析仪,读取网格法各点的测量数据,同时由DCS系统采集试验期间表盘SO<sub>2</sub>和O<sub>2</sub>的数据,二者进行比较,得到SO<sub>2</sub>和O<sub>2</sub>的表盘显示修正系数。测试前后分别用SO<sub>2</sub>标气和O<sub>2</sub>标气以及零气(纯氮气)对测量仪表进行了标定。试验前后仪表指示没有漂移。

[0155] 2.5.1.4净烟气SO<sub>2</sub>和O<sub>2</sub>表盘标定

[0156] 测点位置:图5中位置4。用网格法测量,采用位置4处预留的烟气采样孔。

[0157] 测量仪器:NGA2000型二氧化硫分析仪,PMA10型氧量分析仪,伴热取样管,烟气冷却器,抽气泵,标准气体等。

[0158] 测量方法:先用SO<sub>2</sub>标气和O<sub>2</sub>标气以及零气(纯氮气)对CEMS和试验用的仪器进行标定。试验时,把带有伴热的取样管伸入各测点,烟气经烟气冷却器冷却后进入串联连接的二氧化硫分析仪和氧分析仪,读取网格法各点的测量数据,同时由DCS系统采集试验期间表盘SO<sub>2</sub>和O<sub>2</sub>的数据,二者进行比较,得到SO<sub>2</sub>和O<sub>2</sub>的表盘显示修正系数。测试前后分别用SO<sub>2</sub>标气和O<sub>2</sub>标气以及零气(纯氮气)对测量仪表进行了标定。试验前后仪表指示没有漂移。

[0159] 2.5.1.5烟气温度表盘标定

[0160] 测点位置:图5中测点1、4。用网格法测量,采用相应位置处预留的烟气采样孔。

[0161] 测量仪器:NiCr-Ni热电偶,测温仪等。

[0162] 测量方法:用NiCr-Ni热电偶逐点测量各点的温度,最后取平均值。同时由DCS系统采集试验期间相应位置表盘温度的数据,二者进行比较,得到温度的表盘显示修正系数。

[0163] 2.5.2根据确定的试验项目进行试验

[0164] 2.5.2.1脱硫效率、净烟气SO<sub>2</sub>浓度试验

[0165] 试验方法:由DCS采集净烟气、原烟气中SO<sub>2</sub>和O<sub>2</sub>的浓度,对试验过程中的值进行

[0166] 平均,并用修正系数修正。脱硫效率按如下公式计算:

$$[0167] \quad \eta = \frac{C_{SO_2-rawgas} - C_{SO_2-cleangas}}{C_{SO_2-rawgas}} \times 100\%$$

[0168] 其中, $C_{SO_2-rawgas}$ ——折算到标准状态、6%O<sub>2</sub>下的原烟气中SO<sub>2</sub>浓度; $C_{SO_2-cleangas}$ ——折算到标准状态、6%O<sub>2</sub>下的净烟气SO<sub>2</sub>浓度。

[0169] 吸收塔的脱硫效率则由塔进出口的实际测量的SO<sub>2</sub>浓度同样计算而得到。

[0170] 2.5.2.2除雾器出口液滴携带量

[0171] 测点位置:图5中测点3。用网格法测量,采用预留的烟气采样孔。

[0172] 测量仪器:TH-880IV烟尘采样仪、冷凝罐、冰槽等。

[0173] 测量方法:用镁离子示踪法。由DCS采集试验过程中净烟气中O<sub>2</sub>的浓度;用烟尘采样仪进行网格法取样,烟气中雾滴通过放入冰槽中的冷凝罐冷凝在罐体内,取样后用双蒸水冲洗冷凝罐,冲洗液定容后带回实验室进行Mg<sup>2+</sup>浓度分析。取样过程中记录取样烟气体积、烟气温度、压力和大气压,同时分次采取吸收塔中浆液,混合后分析浆液滤液中的Mg<sup>2+</sup>浓度,最后计算得到烟气中雾滴的浓度。计算公式如下:

$$[0174] \quad C = 1000 \times \frac{M_1 \times V_1}{M_2 \times V_2 \times (1 - C_x)}$$

[0175] 式中:C为烟气中雾滴浓度,mg/m<sup>3</sup>(标,干,6%O<sub>2</sub>);M<sub>1</sub>为冷凝水中Mg<sup>2+</sup>浓度,mg/ml;M<sub>2</sub>为吸收塔浆液滤液中Mg<sup>2+</sup>浓度,mg/ml;V<sub>2</sub>为抽取的烟气体积,m<sup>3</sup>(标,干,6%O<sub>2</sub>);V<sub>1</sub>为冷凝水体积,ml;C<sub>x</sub>为吸收塔浆液含固率。

[0176] 2.5.2.3 GGH漏风率

[0177] 测点位置:测点位置见图5中位置1、位置3、位置4;

[0178] 测量方法:由DCS采集原烟气(位置1)中SO<sub>2</sub>和O<sub>2</sub>的浓度,对试验过程中的值进行平均,并用修正系数修正。由NGA2000型二氧化硫分析仪,PMA10型氧量分析仪,伴热取样管等按网格布点法测试位置3和位置4处的SO<sub>2</sub>和O<sub>2</sub>的浓度,对试验过程中的值进行平均,按如下公式计算GGH的漏风率:

$$[0179] \quad L = \frac{C_{SO_2-4} - C_{SO_2-3}}{C_{SO_2-2} - C_{SO_2-1}} \times 100\%$$

[0180] 式中:C<sub>SO<sub>2</sub>-1</sub>为折算到标准状态、6%O<sub>2</sub>下的原烟气中SO<sub>2</sub>浓度;C<sub>SO<sub>2</sub>-3</sub>为折算到标准状态、6%O<sub>2</sub>下的吸收塔出口烟气SO<sub>2</sub>浓度。C<sub>SO<sub>2</sub>-4</sub>为折算到标准状态、6%O<sub>2</sub>下GGH出口净烟气SO<sub>2</sub>浓度。

[0181] 2.5.2.4净烟气中SO<sub>3</sub>

[0182] 测点位置:测点位置如图5中4所示,测孔为预留的烟气采样孔。

[0183] 测量仪器:石英棉过热器、加热取样枪、水浴锅及蛇形吸收管、烟尘动态平衡采样仪、抽气泵及氧量计等。

[0184] 试验方法:用冷凝控制法。用烟尘动态平衡采样仪采用代表点法进行取样,设定加热枪温度为260℃和水浴温度为75-85℃,开始升温。待温升到指定值后开启抽气泵,调节抽气速率为10L/min,保持抽气速率并抽气30min,准确记录抽气时间和抽气体积,用50ml左右的去离子水分3次冲洗螺旋管及其连接处,取得的样拿回实验室化验分析。试验中加氧量计的作用是检测管道连接处是否泄漏。

[0185] 2.5.2.5烟气脱硫系统出口HF、HCL浓度

[0186] 用烟气采样仪在烟气脱硫出口(见示意图5中位置4)进行烟气取样,烟气中HF、HCl通过吸收瓶中NaOH溶液进行吸收,取样过程中记录取样烟气体积、烟气温度、压力和大气压,吸收液带回实验室进行F、Cl离子分析,最后计算得到烟气中HF、Cl的浓度。



$$[0187] \quad HF(mg/Nm^3, 6\%O_2) = 1.052 \times \frac{C \times V}{V_{nd}} \times \frac{15}{21 - O_2\%}$$

[0188] 其中:C一定容后吸收液中的F-浓度,mg/L;V一定容后吸收液总体积,L;Vnd—烟气采样体积,标、干、m<sup>3</sup>。

[0189] HCl计算公式如下:

$$[0190] \quad HCl(mg/Nm^3, 6\%O_2) = 1.028 \times \frac{C \times V}{V_{nd}} \times \frac{15}{21 - O_2\%}$$

[0191] 其中:C一定容后吸收液中的F-浓度,mg/L;V一定容后吸收液体积,L;Vnd—烟气采样体积,标、干、m<sup>3</sup>。

[0192] 2.5.2.6 MgO粉消耗量

[0193] 测量方法:MgO粉消耗量通过计算的方法来确定。耗量试验将在满负荷工况下进行测试,在整个试验时段内,记录进入吸收塔浆液流量,测量浆液密度,取得平均值,同时取MgO粉样进行纯度分析,通过计算得到实际MgO消耗量。

[0194] 2.5.2.7工艺水及工业水耗量

[0195] 测量方法:由DCS采集工艺水泵出口母管和脱硫工业水母管流量数据,对测试期间的数据进行平均。由于工艺水是1、2号机组公用的,因此建议待2号脱硫系统改造完成后一起进行测试更为准确。

[0196] 2.5.2.8烟气脱硫装置的电耗

[0197] 测量方法:由电度表在6kV进线开关位置统计输入母线有用功数据,对测试期间的数据进行平均。同时记录1号烟气脱硫系统主要运行电流、电压等参数可计算验证。

[0198] 2.5.2.9压力损失

[0199] 测点位置:压力损失测点位置见图5中测点1、2、3、4。

[0200] 测量方法:连接好各压力测点的测量仪表(微压计)后,在设计工况系下,采集和记录各测量仪表的压力数据,同时测量各点的标高和大气压。

[0201] 2.5.2.10副产品品质和氧化率

[0202] 测量方法:试验期间,在真空皮带脱水机末端进行副产品取样,在电厂实验室进行化学分析。同时取样在电科院进行成分分析。

[0203] 取吸收塔浆液化验,根据MgSO<sub>3</sub>以及MgSO<sub>4</sub>的含量计算吸收塔内氧化率。

[0204] 2.5.2.11脱硫废水排放量

[0205] 测量方法:试验时要求2号烟气脱硫系统暂时停止废水排放,仅由1号烟气脱硫系统排放废水来计算废水排放量。

[0206] 2.6、试验结果与分析

[0207] 2.6.1、脱硫效率和GGH漏风率利用所述所需试验项目设备对所述试验项目进行试验,获得所述试验项目的分析结果,其中,所述分析结果包括高硫煤的脱硫率、GD系统各处阻力结果、原烟气和净烟气温度的、烟气量、电耗、粉尘去除率(含石膏)及粉尘排放浓度、除雾器出口液滴携带量、净烟气中SO<sub>3</sub>浓度、烟气脱硫系统出口HF、HCl浓度、副产品品质、烟气脱硫废水排放量、负荷下烟气脱硫系统水平衡情况。

[0208] 2.6.1.1高硫煤的脱硫率

[0209] 表5是满负荷、高硫煤时现场实际测量的烟气脱硫原烟气、吸收塔出口净烟气以及

GGH出口即烟囱入口处烟气中SO<sub>2</sub>浓度测量结果,可见在原烟气SO<sub>2</sub>浓度平均为3935mg/m<sup>3</sup>(标态、干、实际氧量)下,烟囱入口处烟气中平均SO<sub>2</sub>浓度仅为41mg/m<sup>3</sup>,折算到6%O<sub>2</sub>下为37.8mg/m<sup>3</sup>,烟气脱硫系统的总体脱硫率为98.97%。吸收塔出口净烟气平均SO<sub>2</sub>浓度仅为19.2mg/m<sup>3</sup>(标态、干、6%O<sub>2</sub>),吸收塔本体脱硫率高达99.48%;GGH漏风率为0.5%。

[0210] 表5烟气中SO<sub>2</sub>浓度测量结果

[0211]

项目	原烟气 SO <sub>2</sub> 浓度 (5 个取样孔, 每孔 3 点)					
SO <sub>2</sub> ( × 10-6 )	1330	1333	1287	1363	1360	1403
O <sub>2</sub> (%)	5.05	5.25	5.1	5.3	3.3	5.16
SO <sub>2</sub> ( × 10-6 )	1280	1275	1308	1425	1399	1560
O <sub>2</sub> (%)	5.1	5.3	5.0	5.26	4.92	4.68
SO <sub>2</sub> ( × 10-6 )	1419	1413	1484		平均 3935 (4.95% O <sub>2</sub> ) 即 3678mg/m <sup>3</sup>	
O <sub>2</sub> (%)	4.28	4.5	4.34		(6%O <sub>2</sub> )	
	吸收塔出口即 GGH 净烟气入口, 平均 19.2mg/m <sup>3</sup> (6% O <sub>2</sub> )					
SO <sub>2</sub> ( × 10-6 )	10	11.5	5	8	4	4/8
O <sub>2</sub> (%)	4.75	4.84	4.98	5.11	5.24	5.0/4.68
	烟囱入口净烟气					
SO <sub>2</sub> ( × 10-6 )	17	20	13	15	10	15
O <sub>2</sub> (%)	4.78	4.4	4.45	4.3	5.03	4.72
SO <sub>2</sub> ( × 10-6 )	15	15	10		平均 41.31 (4.61% O <sub>2</sub> ) 即 37.8mg/m <sup>3</sup>	
O <sub>2</sub> (%)	4.86	4.65	4.34		(6% O <sub>2</sub> )	

[0212] 烟囱入口处烟气中SO<sub>2</sub>浓度、O<sub>2</sub>以及脱硫率曲线,测试期间负荷平均值为338MW,画

面上原烟气平均SO<sub>2</sub>浓度为4442mg/m<sup>3</sup> (4.84%O<sub>2</sub>)，折算浓度为4122mg/m<sup>3</sup> (6%O<sub>2</sub>)；净烟气平均SO<sub>2</sub>浓度为44.1mg/m<sup>3</sup> (4.59%O<sub>2</sub>)，折算浓度为40.3mg/m<sup>3</sup> (6%)，与实际测量值对比，原、净烟气中氧量差别不大，净烟气中SO<sub>2</sub>浓度也基本吻合，差别较大的是运行画面上原烟气中SO<sub>2</sub>浓度，它比实际测量值偏大，修正系数约为：3678/4122=0.892。

[0213] 测试期间脱硫率画面数据平均值为99.15%，比实测的98.97%略大，但运行人员可以参考运行脱硫率数据来调整运行参数。

[0214] 2.6.1.2设计硫分下的脱硫率

[0215] 开始，燃煤含硫量逐渐从5日的高硫煤下降到设计水平烟气脱硫系统进、出口SO<sub>2</sub>浓度及负荷等数据统计列于表6中，可见在烟气脱硫系统进口SO<sub>2</sub>浓度在1823-2051mg/m<sup>3</sup> (标,干,6%O<sub>2</sub>)时，脱硫率高达98.6%-99.1%，脱硫率不同主要是运行pH值有差别，pH值控制高时，脱硫率就较高。

[0216] 表6烟气脱硫系统进、出口SO<sub>2</sub>浓度及脱硫率等数据统计

[0217]

时 间	12月6日 9:50 ~ 11:39	12月6日 14:37 ~ 17:01
负荷, MW	338.9	338.5
原烟气 SO <sub>2</sub> 浓度, mg/m <sup>3</sup>	2567	2260
原烟气 O <sub>2</sub> , %	4.27	4.41
净烟气 SO <sub>2</sub> 浓度, mg/m <sup>3</sup>	20.5	28.96
净烟气 O <sub>2</sub> , %	4.25	4.37
画面上系统脱硫效率, %	99.08	98.71
修正后原烟气 SO <sub>2</sub> 浓度 (6% O <sub>2</sub> ), mg/m <sup>3</sup>	2051	1823
修正后净烟气 SO <sub>2</sub> 浓度 (6% O <sub>2</sub> ), mg/m <sup>3</sup>	18.4	26.1
修正后系统脱硫效率, %	99.1	98.6

[0218] 2.6.2系统阻力

[0219] 表7是满负荷、高硫煤时现场实际测量的烟气脱硫系统各处阻力结果，烟气脱硫系统总阻力为1915Pa，吸收塔本体阻力约983Pa，它包括3层喷淋层和除雾器。原石膏法设计吸收塔本体阻力为1450Pa，本次改造保证不增加200Pa，现满足要求。

[0220] 表7烟气脱硫系统各处阻力结果

[0221]

测量位置	静压数据 (Pa)										平均值 (Pa)
原烟气进口	210 0	210 0	210 0	210 0	215 0	210 0	210 0	210 0	215 0	215 0	2115.0
吸收塔入口	165 0	170 0	180 0								1716.7
吸收塔出口	680	750	680	700	800	700	730	810	750		733.3
烟囱入口净烟气	190	210	220	180	220	180	190	210			200.0
	200	210	200	200	210	190	190				
各段阻力 Pa	GGH 原烟侧		吸收塔本体		GGH 净烟侧		烟气脱硫系统总阻力				
	398.3		983.3		533.3		1915.0				

[0222] 2.6.3原烟气和净烟气温度

[0223] 表8列出了原烟气和净烟气温度的实测值,可见两处的烟气温度均十分均匀,上下在2℃内,运行画面上的温度数值基本反映了实际值。

[0224] 表8原烟气和加热后的净烟气温度的实测值

[0225]

测孔	GGH 入口原烟气温度 (℃)			测孔	GGH 出口净烟气温度 (℃)		
1	99.7	100	100.2	1	64.2	64.6	64.7
2	99.6	100	100.2	2	64.5	64.8	64.9
3	100.8	101	101.3	3	64.5	64.4	64.6
4	101.5	101.8	102.2	4	66.5	66.5	66.3
5	101.9	102.1	102.5	5	66.5	66.7	66.6
平均	101				65.4		

[0226]

值			
---	--	--	--

[0227] 2.6.4烟气量

[0228] 12月5日10:00-11:40在脱硫入口烟道上测量的烟气动压见表9所列,分2次测量,计算所得的2次测结果基本相同,表明测量是准确的。根据烟气压力、温度以及测量面的尺寸(深×宽:6.4×4.8m),计算得到的实际平均烟气量为1311320m<sup>3</sup>/h,折算到标态、湿基、6%氧烟气量为1058352m<sup>3</sup>/h,比设计烟气量1355352m<sup>3</sup>/h(标态,湿基,6%O<sub>2</sub>)要小些。折算到标态、湿基、实际氧烟气量为977041m<sup>3</sup>/h。

[0229] 表9原烟气动压测量的结果

[0230]

测孔	第一次测量动压 (Pa)					第二次测量动压 (Pa)				
	1	80	75	95	40	80	70	75	82. 5	87. 5
2	70	65	82. 5	85	90	67.5	65	72. 5	82. 5	90
3	60	42. 5	47. 5	35	30	67.5	55	50	47. 5	40
4	16 5	13 0	200	13 0	10 0	167. 5	16 0	19 5	115	120
5	22 5	21 5	225	21 5	20 0	205	20 5	21 5	215	230
	烟速: 11.72m/s					烟速: 12.0m/s				

[0231] 比较烟气脱硫运行画面上烟气量数据,脱硫入口CEMS上平均为862805m<sup>3</sup>/h(标态),锅炉烟量平均为935057m<sup>3</sup>/h,实际测量数值为977041m<sup>3</sup>/h,因此画面上烟气量数据显示值要比实测值稍小些,修正系数分别为:K1=977041/862805=1.132;K2=977041/935057=1.045。总的来说,运行画面上烟气量数据可以作为运行监视参考之用,特别是锅炉侧的烟气量,比脱硫处烟气量波动小。

[0232] 2.6.5电耗

[0233] 电厂电度表在1号烟气脱硫6kV的2A进线开关位置统计输入母线有用功数据,共进行了3次统计,测试期间的数据见表10所列,脱硫3台循环泵都在运行,平均电耗为:2285kW·h/h。按照设计,正常运行时只需2台泵运行(1、2号),扣除3号循环泵运行功率 $1.732 \times 6.23(kV) \times 56(A) \times 0.87 = 525.7kW$ ,为1759.3kW。吸收塔本体及新增MgO系统的电耗不包括“脱水系统、工艺水泵、废水系统”等公用部分。这样应扣除了它们的电耗。具体如下:

[0234] 脱水系统:总负荷135.6kW,有50%余量,故为 $135.6/1.5 = 90.4kW$ 。工艺水泵55kW、除雾器冲洗水泵37kW,废水系统取一半负荷,为 $107.3/2 = 53.6kW$ 。这样合计为236kW。实际运行电耗小于该值,取系数80%,电耗约: $232.4 \times 0.80 = 188.8kW$ 。这样烟气脱硫塔本体电耗约为 $1759.3 - 188.8 = 1571kW \cdot h/h$ ,满足性能保证值:平均值不大于1575kW·h/h的要求。

[0235] 表10 1号烟气脱硫6kV电耗统计结果

[0236]

时 间	电表读数(MW ·h)	电耗 (kW)	平均电耗 (kW)
12月5日 10:15	69774.27	2353	2285
12月5日 11:58	69778.31		
12月5日 14:43	69784.64	2232	
12月5日 16:23	69788.36		
12月6日 9:50	69823.27	2271	
12月6日 11:37	69827.32		

[0237] 2.6.6粉尘去除率(含石膏)及粉尘排放浓度

[0238] 烟尘浓度的计算如下:

$$[0239] \quad C = \frac{m_2 - m_1}{V_{sd}} \times 10^3$$

[0240] 式中:C为标准状态下干燥烟气的含尘浓度,mg/m<sup>3</sup>;m<sub>1</sub>为采样前的滤筒重量,mg;  
m<sub>2</sub>—采样后的滤筒重量,mg。

$$[0241] \quad V_{sd} = 0.0027V_{td} \cdot \frac{B+P}{273+t}$$

[0242] 式中:V<sub>sd</sub>为标准状态下的干燥烟气采样体积,L;V<sub>td</sub>为实际工况下的干燥烟气采样体积,L;B为当地大气压,Pa;P为流量计前烟气压,Pa;t为流量计前烟气温度,℃。

[0243] 实测结果汇总于表11,从结果来看,烟气脱硫进、出口粉尘浓度分别为18.98、6.5mg/m<sup>3</sup>(标,干,6%O<sub>2</sub>),烟气脱硫系统粉尘脱除效率为65.7%。表12为粉尘测试期间运行操作画面的烟气脱硫进、出口粉尘浓度变化及平均值,可见烟气脱硫进口粉尘浓度为22.561mg/m<sup>3</sup>(标,干,实际O<sub>2</sub>),与实测值21.05(标,干,实际O<sub>2</sub>)十分吻合,但出口粉尘浓度为8.661mg/m<sup>3</sup>(标,干,6%O<sub>2</sub>),而实测值只有6.5mg/m<sup>3</sup>(标,干,实际O<sub>2</sub>),显示值高于实测值,一个可能的原因是测量取样时间太短。但无论如何,烟气脱硫系统出口粉尘浓度确是较低的,应在10mg/m<sup>3</sup>以下,运行画面显示可以作为参考。

[0244] 表11粉尘和粉尘去除率测量结果汇总

[0245]

项 目	单 位	负 荷
		338.6MW
烟气脱硫进口原烟气取样体积	L	1941.9
修正至标态、干、实际 O <sub>2</sub> 后取样体积	L	1292.1
原始滤筒质量	mg	1055.1
取样后滤筒质量	mg	1082.3
入口粉尘浓度 (标, 干, 实际 O <sub>2</sub> )	mg/ m <sup>3</sup>	21.05
烟气脱硫入口粉尘浓度 (标, 干, 6% O <sub>2</sub> )	mg/ m <sup>3</sup>	18.98

[0246]

烟气脱硫出口净烟气取样体积	L	1090.8
修正至标态、干、实际 O <sub>2</sub> 后取样体积	L	662.66
原始滤筒质量	mg	960.5
取样后滤筒质量	mg	965.3
出口粉尘浓度 (标, 干, 实际 O <sub>2</sub> )	mg/ m <sup>3</sup>	7.24
烟气脱硫出口粉尘浓度 (标, 干, 6% O <sub>2</sub> )	mg/ m <sup>3</sup>	6.50
脱除效率	%	65.7

[0247] 表12烟气脱硫进出口粉尘含量测试期间运行画面数据



[0248]

时 间	负荷, MW	入口粉尘含 量, mg/m <sup>3</sup> , 实际 O <sub>2</sub>	入 口 O <sub>2</sub> , %	出口粉尘含 量, mg/m <sup>3</sup> , 6% O <sub>2</sub>
平均值	338.5 92	22.561	4.360	8.661
2014/12/6 16:57	338.934	22.595	3.943	8.373
2014/12/6 16:54	338.934	22.595	3.943	8.373
2014/12/6 16:50	338.934	22.595	3.943	8.373
2014/12/6 16:47	338.934	22.687	4.456	8.373
2014/12/6 16:43	338.934	22.687	4.456	8.918
2014/12/6 16:40	338.934	22.687	3.943	8.379
2014/12/6 16:36	338.934	22.687	4.456	8.883
2014/12/6 16:33	338.965	22.687	4.456	8.875
2014/12/6 16:29	338.965	22.687	4.456	8.875
2014/12/6 16:26	338.965	22.687	4.456	8.875
2014/12/6 16:22	338.965	22.687	4.456	8.875

[0249]

2014/12/6 16:19	338.965	22.595	4.456	8.875
2014/12/6 16:15	338.965	22.595	4.456	8.875
2014/12/6 16:12	338.965	22.595	4.456	8.354
2014/12/6 16:08	338.965	22.595	4.456	8.865
2014/12/6 16:05	338.965	22.481	4.456	8.357
2014/12/6 16:01	338.965	22.481	4.456	8.866
2014/12/6 15:58	338.965	22.481	4.456	8.317
2014/12/6 15:54	338.965	22.481	4.456	8.851
2014/12/6 15:51	338.965	22.641	3.945	8.851
2014/12/6 15:47	338.965	22.641	3.945	8.333
2014/12/6 15:44	338.965	22.641	4.456	8.333
2014/12/6 15:40	338.965	22.641	3.945	8.333
2014/12/6 15:37	338.965	22.618	4.456	8.849
2014/12/6 15:33	337.866	21.107	3.943	8.309
2014/12/6 15:30	337.866	22.664	4.46	8.284
2014/12/6 15:26	337.866	22.664	4.46	8.787
2014/12/6 15:23	337.866	22.229	4.46	8.787
2014/12/6 15:19	337.866	21.611	4.46	8.787
2014/12/6 15:16	337.866	21.382	4.46	8.787
2014/12/6 15:12	337.866	22.961	4.986	8.803
2014/12/6 15:09	337.866	22.961	4.473	8.803
2014/12/6 15:05	337.866	22.961	4.473	8.803
2014/12/6 15:02	337.866	22.961	4.473	8.803
2014/12/6 14:58	337.866	22.961	4.473	8.803
2014/12/6 14:55	337.866	22.961	4.473	8.803

[0250] 2.6.7除雾器出口液滴携带量

[0251] 吸收塔浆液滤液及取样冷凝液的Mg<sup>2+</sup>含量化验和计算结果见表13所列,计算得到1号塔除雾器出口的雾滴浓度仅为6.2mg/m<sup>3</sup>(标,干,6%O<sub>2</sub>),远小于性能保证值的75mg/m<sup>3</sup>,可能的原因是现测试方案是针对石灰石/石膏法的,没有专门的MgO法脱硫的液滴测试方法,而MgO法脱硫中吸收塔浆液Mg<sup>2+</sup>浓度高达20g/L,是石灰石/石膏法的5000倍左右。另外一个可能的原因是普通吸收塔测量除雾器出口液滴取样点是在吸收塔出口,而沙B电厂的取样点因吸收塔出口烟道在高空,没有取样孔,而改在GGH净烟气入口垂直烟道上,该处取样位置可能没有代表性,因此试验结果仅供参考。

[0252] 表13液滴含量计算结果

[0253]

位置	采样体积, L (标,干)	雾滴分析 体积, mL	雾滴 中 Mg <sub>2+</sub> 含量, mg/L	塔浆 液中 Mg <sub>2+</sub> 含量, mg/m L	烟气中雾 滴含量, mg/m <sup>3</sup> (标 干,6%O <sub>2</sub> )
沙B1号GGH入口 口处	256.6	38.3	0.764	20720 、 19270	6.2
某600MW电厂 塔出口处	437.85	60.4	0.63	4.17	24.26

[0254] 2.6.8烟气脱硫出口其他污染物排放

[0255] (1) 净烟气中SO<sub>3</sub>浓度

[0256] 对样品分析,未检出,表明净烟气中SO<sub>3</sub>浓度极小。

[0257] (2) 烟气脱硫系统出口HF、HCl浓度

[0258] 定容后吸收液中的F<sup>-</sup>浓度为10.319mg/L;Cl<sup>-</sup>浓度,11.227mg/L;吸收液总体积,0.0383L;烟气采样体积,0.257m<sup>3</sup>(标、干);烟气中氧量,4.65%。计算得到烟气中HF的浓度为1.49mg/m<sup>3</sup>(标、干,6%O<sub>2</sub>);烟气中HCl的浓度为1.58mg/m<sup>3</sup>(标、干,6%O<sub>2</sub>),达到性能保证值的5mg/m<sup>3</sup>(标、干,6%O<sub>2</sub>)要求。

[0259] 2.6.9 MgO粉耗量

[0260] 表15是试验期间氧化镁取样分析数据,其酸不溶物略高。可见实际MgO粉耗量满足设计MgO粉耗量为2.6t/h的要求。

[0261] 表14烟气脱硫系统MgO供浆量及进口SO<sub>2</sub>浓度、烟气量和脱硫率数据统计

[0262]

时 间	12月6日 9:50 ~ 11:39	12月6日 14:37 ~ 17:01
负荷, MW	338.9	338.5
原烟气 SO <sub>2</sub> 浓度, mg/m <sup>3</sup>	2567	2260
原烟气 O <sub>2</sub> , %	4.27	4.41
画面上系统脱硫效率, %	99.08	98.71
修正后系统脱硫效率, %	99.1	98.6
原烟气量(修正后), m <sup>3</sup> /h(标, 湿, 实 O <sub>2</sub> )	953636	961572
平均 MgO 供浆量, kg/h	17954	15190
MgO 浆液密度, kg/m <sup>3</sup>	1110	1106
实际 MgO 粉耗量, kg/h (10% 含固计算)	1795.4	1519.0
折算到设计工况下 MgO 粉耗量, 平均, kg/h	(2420+2296) / 2 = 2358	

[0263] 表15氧化镁取样分析数据

名称	设计数值	分析数据
氧化镁%	≥ 85	84.26
二氧化硅%	≤ 6.0	7.19 (酸不溶物)
氧化钙%	≤ 4.0	2.11
灼烧失量%	≤ 8.0	3.80
细度 (10%筛余)	200 目	/

[0265] 2.6.10 副产品品质

[0266] 试验取样时副产品品质分析结果见表16所列, 产品中 MgSO<sub>3</sub> 为 42.52%, MgSO<sub>4</sub> 为 2.91%, 则吸收塔的氧化率约为:  $2.92 / (2.92 + 42.52) = 6.4\%$ 。根据试运期间对 pH 值的多次

测定,副产品品质pH值在7.0-8.8间,满足6-9的要求。有时副产品pH值偏高,在8.6-8.8之间,主要原因是产物中含有氢氧化镁。溶解于副产物中的Cl<sup>-</sup>、F<sup>-</sup>含量偏高,这与未排废水有关。

[0267] 表16副产品品质分析结果

[0268]

副产品品质	结果
自由水分,%	6.43
MgSO <sub>3</sub> ·xH <sub>2</sub> O含量,%	80.42,其中纯MgSO <sub>3</sub> 含量为
CaCO <sub>3</sub> +MgCO <sub>3</sub> ,%	2.8
MgSO <sub>4</sub> ·7H <sub>2</sub> O含量,%	5.97,其中纯MgSO <sub>4</sub> 含量为
溶解于副产物中的Cl <sup>-</sup> 含量,%	0.23
溶解于副产物中的F <sup>-</sup> 含量,%	0.06
塔内氧化率,%	6.4

[0269] 2.6.11烟气脱硫废水排放量

[0270] 目前烟气脱硫废水排放取决于脱水机的运行,在试验期间脱水机间断运行,排放废水也时断时续,可以满足现有废水系统处理能力;表17是168h连续试运行期间的废水排放记录,可见烟气脱硫废水排放量在10m<sup>3</sup>/h左右,暂满足设计要求。

[0271] 2.6.12 150MW负荷下烟气脱硫系统水平衡情况

[0272] 12月7日进行了150MW低负荷下烟气脱硫系统水平衡试验,主要观察吸收塔液位升降状况。在脱水机未运行时,吸收塔液位会逐渐升高,这是因为锅炉加了低温省煤器后烟气温度降低,吸收塔蒸发水量大幅度减少,而供浆水及其他水量并未按比例减少,即使吸收塔不进行冲洗,其液位也会有上升趋势。在脱水机运行后,可以通过旋流器溢流向废水处理系统排水,此时吸收塔可下降。对电厂有利的是,吸收塔原运行液位较高,可以起到很好的缓冲作用。

[0273] 2.7.1结论

[0274] 根据所述试验分析结果,判断烟气脱硫系统的总体性能是否达到预设要求。

[0275] 沙角B电厂1号烟气脱硫系统的性能试验结论见表18所列,可见1号MgO法烟气脱硫系统的总体性能都达到了设计要求。

[0276] 表18性能试验结果与结论

[0277]

序	项目	设计值	试验值	结
1	脱硫系统烟气量, m <sup>3</sup> /h(标态, 湿基,	1355352	1058352	/
2	原烟气 SO <sub>2</sub> 浓度, mg/m <sup>3</sup> (标态, 干基, 6% O <sub>2</sub> )	2379.8	3678 1823-2051	/
	净烟气 SO <sub>2</sub> 浓度, mg/m <sup>3</sup> ((标态, 干	50	18.4-37.8	合
	系统脱硫效率, %	97.9	98.6-99.1	合
	GGH 漏风率, %	1.0	0.5	合
	脱硫塔脱硫率, %	98.9	99.48	合
3	原烟气温度, °C	125	101	/
4	净烟气温度, °C	/	65.4	/
5	副产品品质			
	pH 值	6-9	7.0-8.8	合
	自由水分	10	6.43	合
	MgSO <sub>3</sub> · xH <sub>2</sub> O 含量, % [以无游离水分的副产物为基准]	65	80.42	合格
	CaCO <sub>3</sub> +MgCO <sub>3</sub> , %	3	2.8	合
	MgSO <sub>4</sub> · 7H <sub>2</sub> O 含量, %	15	5.97	合
	溶解于副产物中的 Cl-含量, %	0.01	0.23	不
	溶解于副产物中的 F-含量, %	0.01	0.06	不
6	塔内氧化率, %	/	6.4	/
7	系统阻力			
	脱硫系统总压损, Pa	/	1915	/
	吸收塔 (包括除雾器) 差压, Pa	1450	983.3	合
	GGH, Pa	/	931.6	/
8	除雾器出口雾滴含量, mg/m <sup>3</sup> (标态,	75	6.2	合

[0278]

9	MgO 耗量平均值, t/h	2.6	2.358	合
10	脱硫废水排放量, t/h	21	10	合
11	系统电耗, kW	1575	1571	合
12	烟气脱硫系统出口粉尘含量, mg/m <sup>3</sup>	20	6.50	合
13	烟气脱硫出口其他污染物排放			
	SO <sub>3</sub> : mg/m <sup>3</sup> (标态、干基、6%O <sub>2</sub> )	5	未检出	合
	HF: mg/m <sup>3</sup> (标态、干基、6%O <sub>2</sub> )	5	1.49	合
	HCl: mg/m <sup>3</sup> (标态、干基、6%O <sub>2</sub> )	5	1.58	合

[0279] 以上所述实施例仅表达了本发明的几种实施方式,其描述较为具体和详细,但不能因此而理解为对发明专利范围的限制。应当指出的是,对于本领域的普通技术人员来说,在不脱离本发明构思的前提下,还可以做出若干变形和改进,这些都属于本发明的保护范围。因此,本发明的保护范围应以所附权利要求为准。

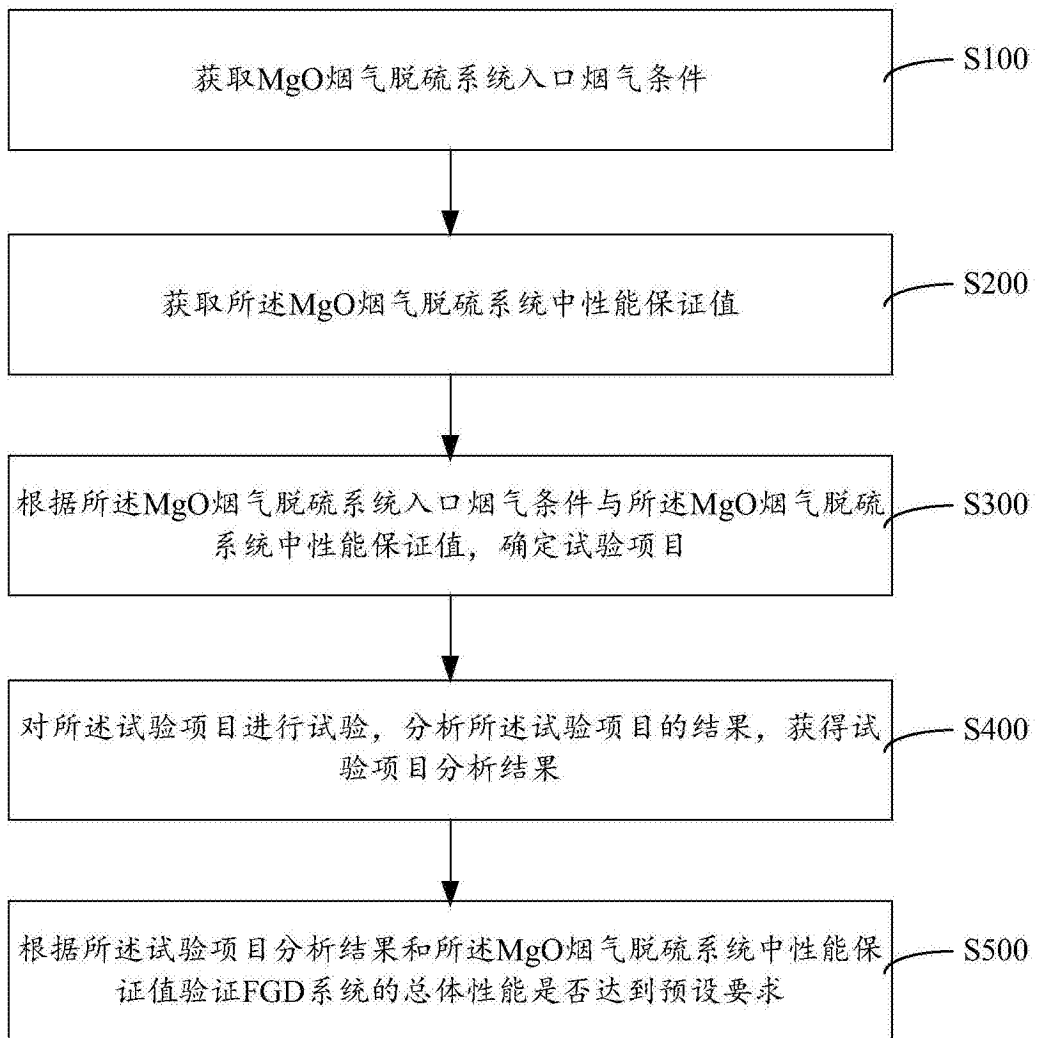


图1



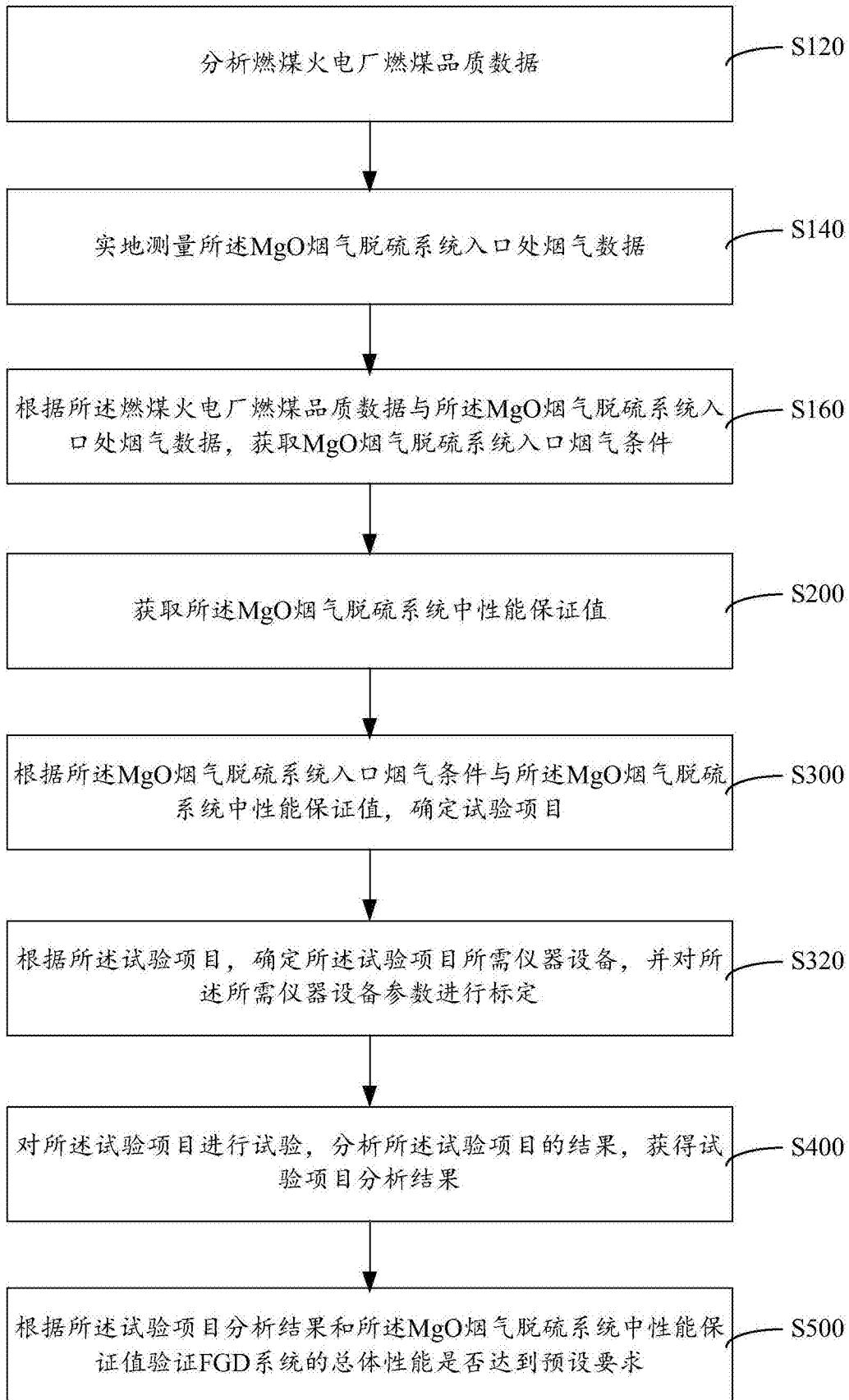


图2

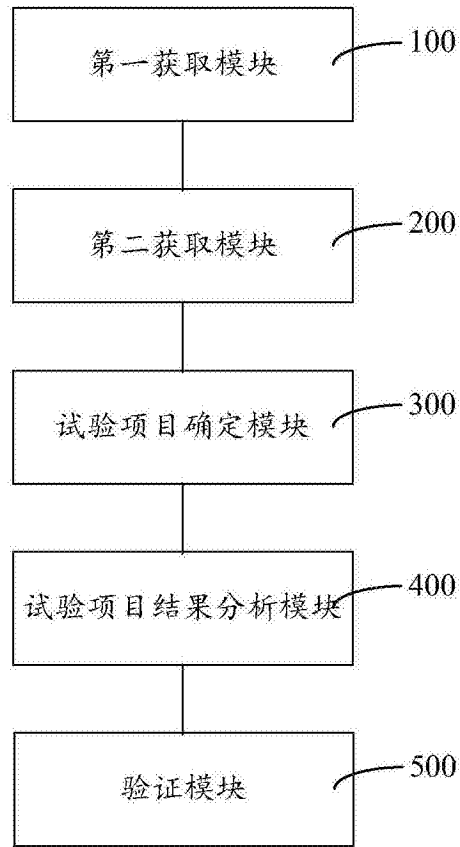


图3

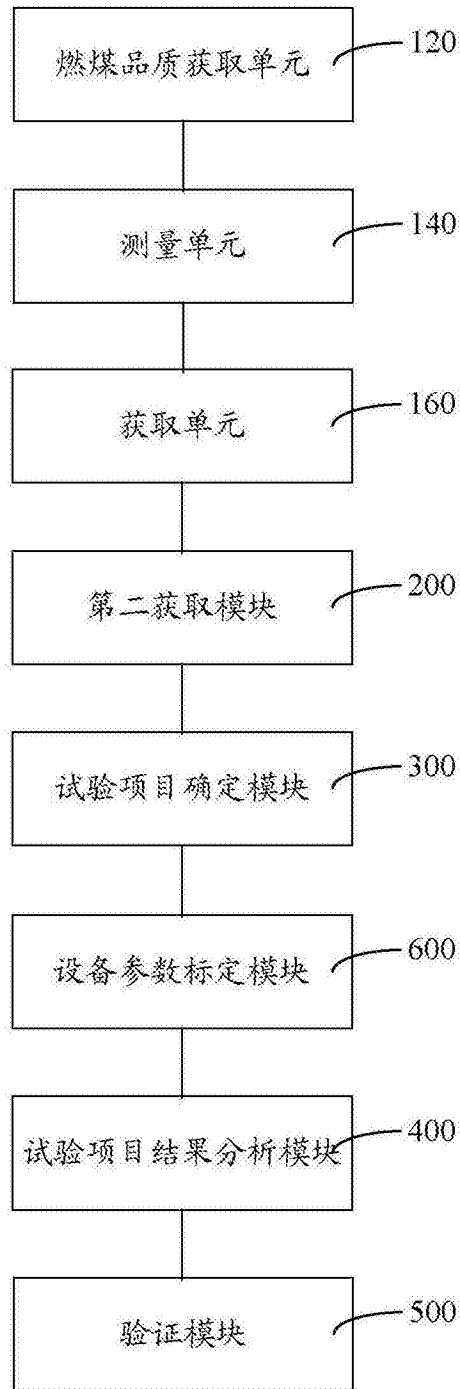


图4

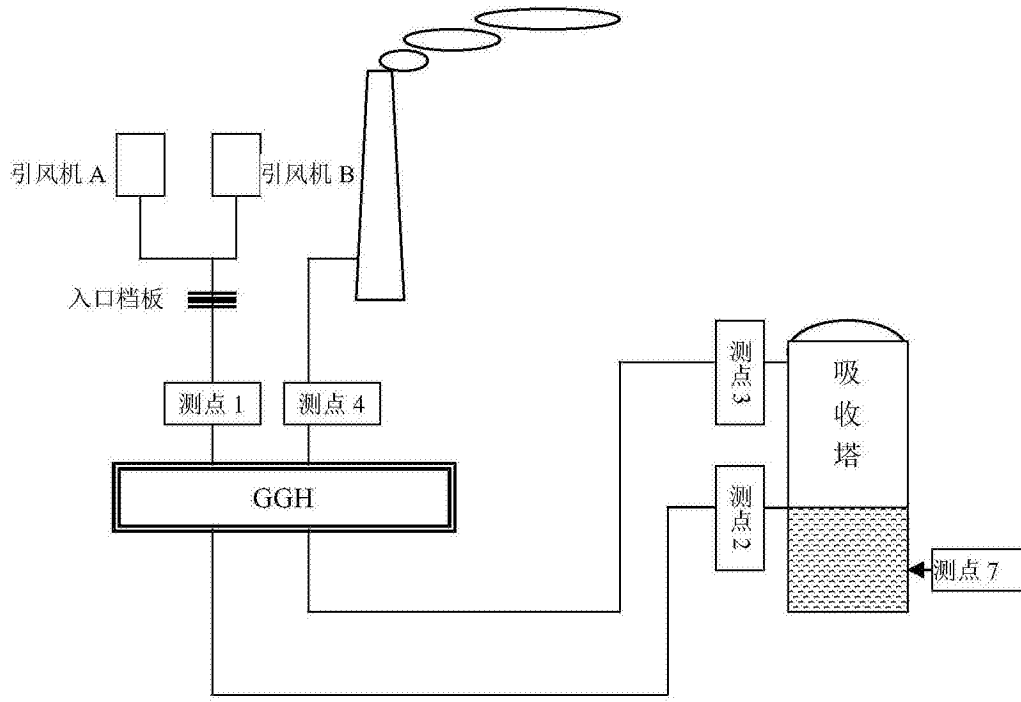


图5