1 000 MW机组锅炉烟气余热利用空气预热器烟气旁路方案关键技术问题研究

靖长财[1]，杨富鑫[2]，谭厚章[2]，王顺森[2]
(1. 神华国华(北京)电力研究院有限公司，北京 100025；
2. 西安交通大学 能源与动力工程学院，陕西 西安 710049)

摘 要：针对百万机组锅炉的烟气余热利用，采用空气预热器烟气旁路方案，并对烟气旁路分流量、分段烟气温度、冷风加热温度、给水和凝结水介质温度、低温省煤器布置等5项关键技术进行了分析，提出了应对措施。结合某1 000 MW燃煤机组，采用空气预热器烟气旁路方案，对锅炉的烟气余热利用系统进行了优化，使得机组供电煤耗降低2.9 g/(kW·h)，节能效果显著。

关键词：锅炉；烟气余热；空气预热器烟气旁路
中图分类号：TK223.3+4　　文献标识码：B　　文章编号：1672-4763(2017)04-0019-04

0 前 言

对于常规燃煤电厂，锅炉的排烟损失是锅炉热损失的主要部分。排烟损失的高低主要体现在锅炉空气预热器出口排烟温度的高低，国内常规燃烧烟煤锅炉的排烟温度一般设计值为120 ℃～130 ℃，燃用褐煤的锅炉一般设计值为140 ℃～150 ℃，排烟损失约占锅炉热损失的60%～70%[1-2]。因此，综合利用锅炉排烟余热对提高整体机组经济性具有重要的意义。

目前，锅炉烟气余热利用改造方案较多，常用方案有3种：一是利用凝结水回收烟气余热，回收装置可以设置在电除尘器前、电除尘器后或者电除尘器前后都布置；二是利用锅炉烟气余热加热热网加热器回水或疏水，减少热网加热器蒸汽量；三是利用锅炉烟气余热加热一次风或二次风，减少锅炉暖风器蒸汽量[3]。

本文以1 000 MW机组为例，对烟气余热利用的空气预热器烟气旁路方案关键技术问题进行深入的分析，优化各热力参数，确定烟气的热量在空气预热器和低温省煤器中的分配，提出符合实际工程运行的工况，有效降低机组的煤耗，提高经济效益，为今后同类型机组技术改造提供参考。

1 低温省煤器的利用

在锅炉尾部烟道增设低温省煤器是烟气余热利用的有效方式之一。利用省煤器回收烟气余热，一般用来加热凝结水以节省汽轮机抽汽、预热进入空气预热器的冷空气、预热干燥燃煤、用于区域的供热或者其他用途[4]。

利用低温省煤器回收的烟气余热加热引自高温加热器或低温加热器的凝结水，可以节省从汽轮机抽汽，使得机组多发电。

传统的机组通常采用低压抽汽蒸汽暖风器来预热进入空气预热器的冷空气，经过预热后的冷空气，其进入空气预热器的入口温度得到了提高，相应地使得空气预热器出口的排烟温度升高，降低了空气预热器的堵塞和腐蚀[4]。

总之，烟气余热的利用方式较多，只要遵循能量守恒及能量梯级利用原则，有效的利用余热，就可以选择各种利用方案。

2 空气预热器烟气旁路设置关键技术问题分析

2.1 烟气旁路分流量确定

这种方案最先由德国提出，使用原因是褐煤锅炉空气预热器体型过大，采用旁路烟道方式；旁路的烟气用于加热锅炉给水，可以解决褐煤锅炉烟气流量过大的问题[5-6]。空气预热器烟气旁路分流量考虑因素应包括：空气预热器出口二次风温、主排烟温度、布置空间、烟气调

收稿日期：2016－10－20
作者简介：靖长财(1962－)，男，教授级高级工程师，主要从事发电技术节能方面的研究。

(C)1994-2021 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

节挡板等。烟气的分流应以不影响锅炉的运行为原则。

因而，在烟气分流的计算过程中，利用空气预热器模型（本文为三分仓模型）计算其进出口的烟气温度，在保证出口二次风温不变的情况下，对烟气旁路进行分流，尽量减少对锅炉运行经济性影响；若烟气分流过多，降低空气预热器出口二次风温，将影响锅炉效率，若烟气分流过少达不到对给水和凝结水加热效果。因此建议新建机组空气预热器烟气旁路分流量为总烟气量的20%～30%，在役机组改造空气预热器烟气旁路分流量为总烟气量的5%～15%。

2.2 分段烟气温度的确定

烟气里含有的二氧化硫、三氧化硫等酸性气体，三氧化硫与空气或者烟气中的水蒸气形成硫酸，它能在较高的温度下凝结，形成酸性腐蚀，危及机组的安全运行；同时，燃料过程中生成的二氧化硫在催化剂的作用下进一步氧化生成三氧化硫，与逃逸的氨生成硫酸氢铵（ABS）[7]。ABS具有较强的腐蚀性，并且具有较强的黏性，黏附在受热面表面，影响设备的换热效率。因此，高温段低压省煤器和低温段低压省煤器（空气预热器烟气旁路系统设置两个换热器分别称为高温段低压省煤器和低温段低压省煤器）入口烟温、出口烟温等应根据运行情况进行选取，综合考虑换热器面积、烟气与介质换热温度差、主烟道和旁路烟道出口烟气温度、锅炉效率等问题，特别是换热器酸腐蚀和ABS腐蚀。为了避免酸腐蚀，低温省煤器出口烟温控制在不低于85 ℃～90 ℃；其中，高温段低压省煤器出口温度的选取应在机组50%～100%负荷范围内，避开硫酸氢铵形成区域的145 ℃～205 ℃，故一般选取235 ℃～260 ℃；低温段低压省煤器温度处于硫酸氢铵形成区域，无法避开，必须考虑硫酸氢铵腐蚀问题，从特殊材料、双介质吹灰器等采取措施；换热器换热温差控制在40 ℃～50 ℃。

2.3 冷风加热温度确定

空气预热器冷风应考虑的因素：空气预热器出口二次风温、空气预热器冷端腐蚀、排烟温度、中间媒介换热器面积等，并且应该保持空气预热器出口二次风温不变。例如，某1 000 MW机组，分流10.7%的烟气来加热冷风到70 ℃，空气预热器出口二次风温将下降6 ℃，排烟温度将升高9 ℃；分流10.7%的烟气加热冷风到80 ℃，空气预热器出口二次风温将下降4 ℃，排烟温度将升高5 ℃，如表1所示。通过计算，可以发现冷风加热温度越高，二次风出口温度下降越少。综合考虑低负荷的影响，推荐冷风温度取70 ℃～80 ℃，并且可调；对于二次风的出口温度主要通过风流量、烟气流量来控制。

表1 某1 000 MW机组分流10.7%烟气，一、二次风及排烟温度变化

项目	原设计值/℃	加热冷风至80/℃	加热冷风至70/℃
一次风进口温度	25	25	25
二次风进口温度	25	80	70
一次风出口温度	321	317	315
二次风出口温度	336	332	330
烟气进口温度	377	377	377
未修正排烟温度	126	140	134
修正后排烟温度	119	134	128

2.4 给水、凝结水介质温度选取

空气预热器烟气旁路换热介质的选取，通过热力计算确定给水、凝结水温度和烟气温度换热温差、连接方式、控制方式、换热面积等。通常做法是抽取7号低温加热器出口凝结水，在低温段低压省煤器中吸收烟气余热后回到除氧器；给水泵出口水，在高温段低压省煤器中吸收烟气余热后回到1号高温加热器出口汇合，使得汽轮机热耗率下降，产生直接的经济效益。

2.5 低温省煤器布置位置确定

由于烟气中含有一氧化碳、二氧化硫等酸性气体，当烟气温度低于酸露点时，烟气具有很强的腐蚀性，容易造成设备的损坏。一般地，烟气余热利用加热器出口烟温控制在85 ℃～90 ℃。因此，将低温省煤器设计布置在引风机出口的特点是可以有效地利用温升，但是除尘器已经将烟气中大部分的碱性颗粒捕捉，导致烟气偏酸性，腐蚀严重，需要采用耐腐蚀材料或ND钢，控制腐蚀问题；同时，静电除尘器后细灰带电，沾污容易造成积灰问题。

将低温省煤器布置在电除尘前，有利于低温除尘和防止腐蚀。因此，本文采用将低温省煤器布置于除尘器前的方案。

(C)1994-2021 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

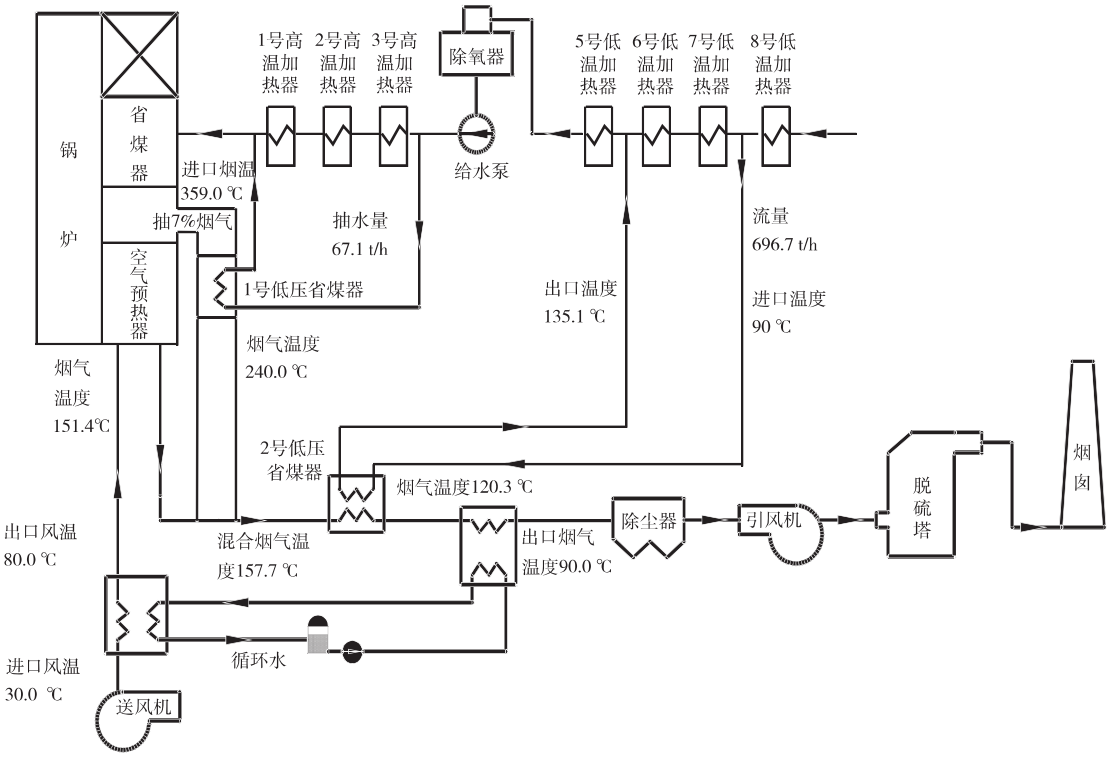

图 1　1 000 MW 机组锅炉烟气余热利用示意图

综合上述关键技术分析，锅炉烟气余热利用，见图 1。

3　某 1 000 MW 机组锅炉排烟余热利用

3.1 机组概况

某电站锅炉型号为 DG-3033/26.25-II1，为超超临界参数直流炉、前后墙对冲燃烧、一次中间再热，锅炉的设计参数如表 2。

表 2　锅炉主要设计参数

项目	设计煤种	校核煤种
过热蒸汽流量/(t·h^{-1})	3 033.0	3 033.0
过热器出口蒸汽压力/MPa(g)	26.15	26.15
过热器出口蒸汽温度/℃	605	605
再热蒸汽流量/(t·h^{-1})	2 470.46	2 470.46
再热器进口蒸汽压力/MPa(g)	4.89	4.89
再热器出口蒸汽压力/MPa(g)	4.64	4.64
再热器进口蒸汽温度/℃	351	351
再热器出口蒸汽温度/℃	603	603
省煤器进口给水温度/℃	302.9	302.9
预热器出口一次风/℃	325	—
预热器出口二次风/℃	338	—
空气预热器出口(未修正)/℃	127	—
空气预热器出口(修正后)/℃	121	—
燃料消耗量/(t·h^{-1})	361.5	363.6
一次风率/%	21.28	—
省煤器出口过剩空气系数	1.15	1.15

电站设计煤种为神华准 2 煤，其设计煤种与校核煤种的煤质特性分析如表 3。由于某电站采用的是神华煤，相对于褐煤，其烟气量较小，因此本文在采用烟气旁路的方案，烟气余热主要用于加热高温加热器抽取的给水，不再加热低温加热器抽取的凝结水。

表 3　设计煤种和校核煤种资料

项目	设计煤种(准 2 煤)	校核 1 煤种(准 5 煤)	校核 2 煤种(神华煤)
$w(C_{ar})$/%	54.72	47.87	62.85
$w(H_{ar})$/%	3.10	2.86	3.83
$w(O_{ar})$/%	10.21	10.15	9.99
$w(N_{ar})$/%	0.96	0.81	0.84
$w(S_{ar})$/%	0.53	0.62	0.4
$w(A_{ar})$/%	18.48	26.69	6.59
$w(M_{ar})$/%	12.0	11.0	15.5
$w(M_{ad})$/%	3.50	3.50	6.8
$w(V_{daf})$/%	37.00	37.00	33.84

3.2 烟气余热利用方案

本文以某电厂 1 000 MW 机组为工程应用背景，提出空气预热器烟气旁路的方案，计算得到改造前后的汽耗，分析其经济性。该电站机组采用的是八级回热系统，设计煤种为神华准 2 煤，在设计工况下，锅炉的排烟温度 125.6 ℃。

(C)1994-2021 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

该机组余热利用方案如表4所示。按照锅炉BRL工况计算，空气预热器烟气旁路分流量考虑因素包括：空气预热器出口二次风温、主路排烟温度、布置空间、烟气调节挡板等，分流原则是空气预热器出口二次风温保持不变，核算得到空气预热器烟气旁路分流量为7%，旁路烟道上设置1号低压省煤器，加热高压加热器抽取的给水；然后旁路烟气与空气预热器出口烟气混合，混合后烟气温度为157.7 ℃，加热低压加热器抽取的凝结水；在电除尘器前设置2号低压省煤器（组合式），凝结水冷却后降到120.3 ℃；用中间介质水吸收的热量加热冷风温度，烟气温度降到90 ℃，冷风温度上升至80 ℃。

表4 1 000 MW机组BRL工况，烟气分流参数的选取

	进口烟温/℃	出口烟温/℃	抽水量/(t·h^{-1})
1号低压省煤器	359.0	240.0	67.1
2号低压省煤器	157.7	120.3	696.7

该方案遵循能源梯级利用的原则，可以充分地利用温度较高的烟气来加热高温加热器抽取的给水，即利用高品位的烟气余热排挤能级更高的抽汽，可以使得机组多发电，节能效果显著。为了准确快速解决热力系统计算及优化等问题，20世纪90年代提出了电厂热力系统矩阵计算法。该方法具有通用性好、精确度高和易于程序化等特点，因而本文基于矩阵法，对烟气余热利用系统进行计算[8]。当排烟温度为90 ℃时，计算机组节省的供电煤耗为2.9 g/(kW·h)，包括加热给水和凝结水排挤汽轮机抽汽的节能效果。

4 结 语

采用空气预热器烟气旁路方案对百万机组锅炉烟气余热进行回收利用，对于5项关键技术问题进行了分析；结合某1 000 MW燃煤机组，优化余热利用系统，使得供电煤耗降低2.9 g/(kW·h)，并有效控制空气预热器腐蚀等问题。

参考文献：

[1] 陈晓文，杜文智，熊英莹，等. 电站烟气余热利用系统浅析[J]. 发电与空调，2014(4)：10-13.
[2] 徐钢，许诚，杨勇平，等. 电站锅炉余热深度利用及尾部受热面综合优化[J]. 中国电机工程学报，2013(14)：1-8.
[3] 陆万鹏. 基于电站锅炉排烟余热的机炉烟气回热循环理论与应用研究[D]. 济南：山东大学，2012.
[4] 杨勇平，许诚，徐钢，等. 空冷机组空气-烟气余热利用综合分析[J]. 动力工程学报，2013(11)：907-912.
[5] 黄圣伟，徐钢，杨勇平，等. 电站锅炉烟气余热利用的热力学分析与优化设计原则[J]. 现代电力，2013(1)：75-80.
[6] 梁著文. 烟气余热回收装置的利用[J]. 沿海企业与科技，2010(10)：111-113.
[7] 刘朝晖. 火力发电厂排烟及循环水余热利用系统设计及分析[D]. 重庆：重庆大学，2012.
[8] 刘强. 基于矩阵法的电厂热力系统理论分析与应用[D]. 北京：华北电力大学(北京)，2007.

Study on Heat Recovery from Flue Gas in 1 000 MW Power Plant by Using the System of Gas Bypass of Air Preheater

JING Changcai[1], YANG Fuxin[2], TAN Houzhang[2], WANG Shunsen[2]
(1. Shenhua Guohua (Beijing) Electric Power Research Institute Co., Ltd., Beijing 100025, China;
2. School of Energy and Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: To recover the waste heat from flue gas in 1 000 MW power plant, a system of gas bypass of air preheater is proposed. For further optimizing the system, this paper discusses the key issues that affect the efficiency of energy saving, e.g. the flue gas amount bypassed the air preheater, the flue gas temperature at split flow, the air temperature after being heated, the temperatures of the feed water and condensation water and the location of low temperature economizer; moreover, the solutions for these issues are presented. The waste heat recovery system of a 1 000 MW power plant is optimized by the system of gas bypass of air preheater, and the results show that the standard coal consumption will be reduced by 2.9 g/(kW·h).

Key words: boiler; flue gas waste heat; flue gas bypass of air preheater

(C)1994-2021 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net