

浅谈热电联产电厂烟气余热利用

王朝凤, 王岩

(国核电力规划设计研究院, 北京 100094)

摘要:以正在设计的电厂为例,叙述了烟气余热利用的思路:在冬季供热期间,回收烟气余热用于加热热网循环水系统;在机组非采暖期,回收烟气余热用于加热凝结水。

关键词:热电联产;烟气余热利用

中图分类号:X701 文献标识码:A 文章编号:1006-8759(2012)05-0046-04

APPLICATION OF FLUE GAS HEAT RECOVERY OF COGENERATION POWER PLANT

WANG zhao -feng, WANG yan

(State nuclear electric power planning desing&research institute, beijing, 100094, China)

Abstract: Take a power plant, under design stage, as example to discuss the flue gas heat recovery. During heat supply period in Winter, the residual heat in flue gas is recycled and utilized to heat circulation water of heat supply network, during other period, the residual heat in flue gas is recycled to heat condensate.

Keywords: cogeneration, flue gas heat recovery

0 引言

众所周知,排烟热损失是锅炉各项热损失中最大的一项,占锅炉热损失的60%~70%。影响排烟热损失的主要因素是排烟温度,降低排烟温度对于节约燃料、降低污染具有重要的实际意义。

1 设计实例

某发电有限责任公司一期工程装机为2×12MW凝汽式机组,二期工程装机为2×25MW凝汽式机组,三期工程设计规模为2×135MW,超高压、中间再热凝汽式机组。四期工程拟建设2×350MW国产超临界燃煤空冷供热机组,同步建设烟气脱硫、脱硝装置,留有再扩建条件。

1.1 机组型式

锅炉型式:

超临界参数变压运行直流炉,单炉膛、一次中间再热、平衡通风、固态排渣、紧身封闭布置、全钢构架、全悬吊结构II型锅炉, BMCR 蒸发量1200 t/h。

汽轮机型式:

350MW超临界、一次中间再热、空冷抽凝式供热机组。

设计背压:THA: 12kP(a), TRL: 30kP(a)。

1.2 燃煤成分及特性

本工程设计煤种由潞新煤化工有限责任公司一矿供应,校核煤种由新疆广汇新能源有限责任公司和英格玛煤矿供应。燃煤特性见下表:

收稿日期:2012-01-14

作者简介:王朝凤,黑龙江省哈尔滨市人,1970年11月12日出生,1994年毕业于哈尔滨建筑大学(现哈尔滨工业大学)建筑管理专业,高级经济师。

项 目	符号	单位	设计煤种
全水分	Mar	%	14.6
空气干燥基水分	Mad	%	10.77
干燥无灰基挥发分	Vdaf	%	39.50
收到基灰分	Aar	%	11.10
收到基全硫	St,ar	%	0.53
收到基低位发热量	Qnet,ar	MJ/kg	21.68
哈氏可磨性指数	HGI		48
收到基碳	Car	%	58.75
收到基氢	Har	%	3.69
收到基氮	Oar	%	10.65
收到基氧	Nar	%	0.68
变形温度	DT	℃	1160
软化温度	ST	℃	1180
半球温度	HT	℃	1190
流动温度	FT	℃	1200

1.3 烟气参数

名 称	单位	数据
吸风机出口处烟温	℃	112.4
烟气酸露点	℃	93.2
烟气质量流量(一台炉)	kg/h	1756732

2 烟气余热利用换热器的设置

针对本项目,烟气余热利用的思路是:在冬季供热期间,回收烟气余热用于加热热网循环水系统;在机组非采暖期,回收烟气余热用于加热凝结水。

2.1 烟气余热利用换热器布置位置的选取

烟气余热利用换热器视其设置位置不同,又可分为以下两种情况:

1)烟气余热利用换热器设置于空气预热器出口、静电除尘器入口前的烟道上。在显著降低锅炉排烟温度的同时,可以使烟气体积流量减小,引风机的电流降低,保证了引风机的负荷。同时还可以提高除尘器的效率。

但是烟气温度的降低增加了电除尘器防腐蚀的难度,同时增加了除尘器内堵灰的可能性。考虑到国内电除尘器的低温防腐技术尚未成熟,尚无

低温电除尘器投运的实例,而除尘器又是烟气处理中不可缺少的环节,一旦除尘器因堵灰或腐蚀严重需要检修就可能影响整个机组的运行。而且烟气余热利用换热器内的烟气含有大量飞灰,换热器低温侧将会面临较严重的磨损和堵灰问题。因此本项目不采用这种布置方案。

2)烟气余热利用换热器设置于引风机出口即脱硫塔入口前,烟气余热利用换热器设于脱硫塔前,不仅使凝结水或热网循环水吸收了烟气中的热量得到升温,还降低进入脱硫塔的烟气温度,既减少烟气蒸发水耗量,又保护塔的防腐内衬。

此处烟气中的绝大部分飞灰已被除尘器除去,对换热器来说磨损和堵灰的问题大大降低。此布置方案的运行可靠性和维护成本都优于第一种方案,而且占用的空间少。本项目推荐此布置方案。

2.2 烟气温降的选取

低温换热面金属壁温需高于烟气露点温度,以避免产生低温腐蚀,但烟气换热器出口的烟温较高,将影响排烟余热利用的经济性。

考虑到低温腐蚀的影响,本工程引风机出口处烟气温度 112.4℃,经过烟气余热利用换热器后温度可降到 99℃,保证出口烟气温度在露点以上,并考虑 5℃以上的裕量。

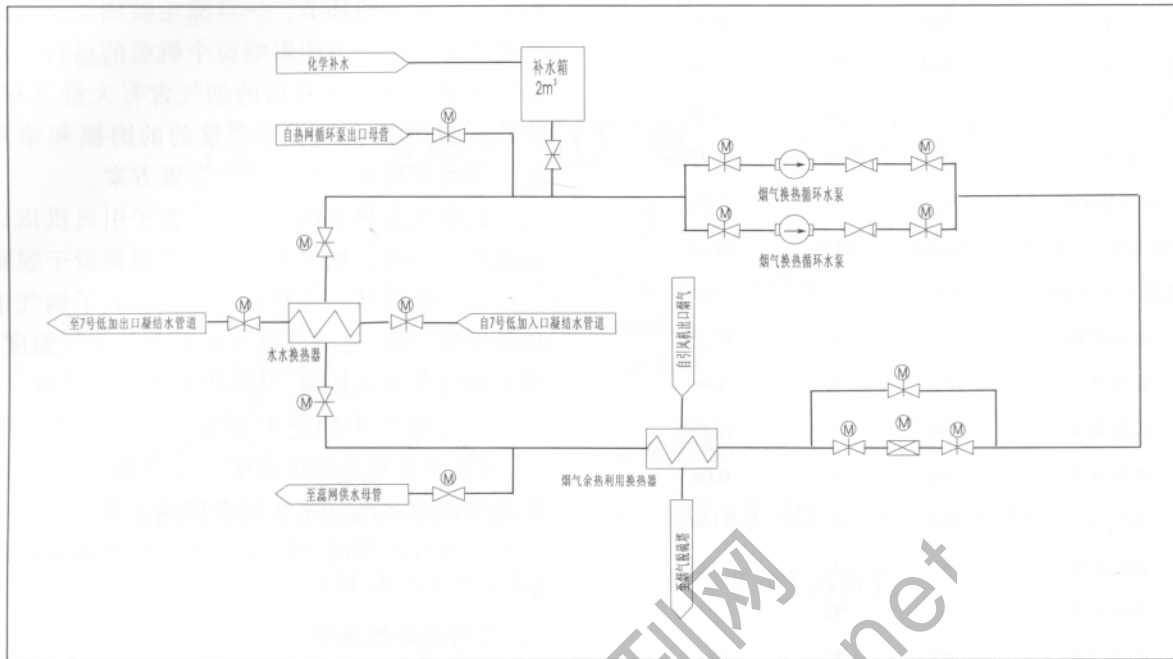
最终可以利用的烟气热量,计算见下表:

名 称	单位	数据
烟气流量	kg/h	1756732
换热器入口烟温	℃	112.4
换热器出口烟温	℃	99
烟气比热	kJ/(kg·K)	1.071
换热效率(考虑管道散热)	%	95
可以利用的烟气热量	GJ/h	23.95

2.3 烟气余热利用的系统流程

系统流程如图 1 所示。利用烟气余热,在冬季供热期间将烟气余热用于加热热网循环水系统,在机组非采暖期将烟气余热用于加热凝结水。推荐采用热网软化水作为吸热介质。而凝结水系统与吸热介质的传热通过水-水换热器实现。

图1 烟气余热利用系统流程图



3 增加烟气余热利用后的收益与投资比较

设置烟气余热利用换热器后，可以按照两种思路计算烟气余热利用的收益：

思路一：

在燃煤量不变的情况下，在冬季供热期间，回收烟气余热用于加热热网循环水系统，可减少机组的采暖抽汽；在机组非采暖期，回收烟气余热用于加热凝结水，减少机组抽汽量。机组出力增加，发电量增加，效益提高。

思路二：

在供电量不变的情况下，在冬季供热期间，回收烟气余热用于加热热网循环水系统，机组的供热量增加，供热收益提高；在机组非采暖期，回收烟气余热用于加热凝结水系统，机组煤耗降低。下面分别按照两种思路进行经济性计算。需要综合考虑冬季额定供热工况(350 t/h)与夏季纯凝工况的热经济性。机组铭牌功率暂按 350 MW，发电设备年利用小时按 5 500 h/年。采暖期为 158 天，即 3 792 h。由于冬季供热发电不足 350 MW，因而按照工况出力计算，夏季纯凝发电时间折算为 2 096 h。

3.1 按照机组供电量增加计算收益

根据汽机厂热平衡图计算，采用烟气余热利用换热器后的发电效益见下表：

项目	单位	冬季供热工况	纯凝工况
机组出力增加量	kW	1150	815
发电设备利用小时合计 (按工况出力)	h	3792	2096
年发电量增加量	×10 ⁴ kWh		607

考虑到装设换热器后，烟气阻力约增加 550 Pa，引风机能耗将增加；低压缸排汽量增加，增加的低压缸排汽将增加凝汽器循环水泵的能耗；烟气换热循环水泵也需要消耗能量。具体数据见下表：

项目	单位	未设置烟气余热 利用换热器	设置烟气余热 利用换热器
引风机	kW	基准	+240
烟气换热循环水泵	kW	0	+19
循环水泵	kW	基准	+38
厂用电量	kW	基准	+297
发电年设备利用小时 合计(按工况出力)	h	5888	5888
年厂用电增加量	×10 ⁴ kWh	基准	+175

发电量增加量与厂用电的增加量的差值即为供电量的增加量，每台机组年供电量增加=(607-175)×104 kWh=432×104 kWh。上网电价按照 0.25 元/kWh，年供电收益增加 108 万元。

3.2 按照冬季多供热、纯凝工况节煤计算收益

设置烟气余热利用换热器后，单台机组的冬

季供热收益见下表:

项目	单位	未设置烟气余热 利用换热器	设置烟气余热 利用换热器
回收烟气余热	GJ/h	基准	+23.95
采暖时间	h	3792	3792
热价	元/GJ	10.87	10.87
年供热收益	万元	基准	+98.7

在机组非采暖期,回收烟气余热用于加热凝结水系统,机组煤耗降低。纯凝工况节煤收益见下表:

项目	单位	未设置烟气余热 利用换热器	设置烟气余热 利用换热器
纯凝工况发电标煤耗	g/kWh	基准	-0.7
发电设备利用小时合计(按工况出力)	h	2096	2096
纯凝工况机组功率	kW	350016	350016
年节煤量	t	0	513.5
煤价	元/t	195	195
年节煤收益	万元	0	0

按照这一思路计算,也需扣除厂用电量增加引起的运行费用,每台机组年厂用电量增加 175×104 kWh,成本电价按 0.12 元/kWh 计算,厂用电量增加 21 万元。

综合计算,设置烟气余热利用换热器后,每台机组每年供热和节煤收益增加 87.7 万元。

3.3 脱硫节水收益

设置烟气余热换热器后,由于脱硫塔入口烟温降低,烟气蒸发水耗量减少。每台机组脱硫节水收益计算见下表:

项目	单位	未设置烟气余热 利用换热器	设置烟气余热 利用换热器
脱硫节水量	t/h	0	5
发电年设备利用小时合计(按工况出力)	h	5888	5888
年节水量	$\times 10^4$	0	2.94
水价	元/t	1.02	1.02
年节水收益	万元	0	3

3.4 初始投资费用增加

设置烟气余热利用换热器所增加的初始投资费用包括以下几个方面:

1) 每台机组烟气余热利用换热器本体造价在 400 万元左右(含控制系统及平台扶梯);

2) 每台机组水水换热器本体造价在 150 万元左右;

3) 引风机按 0.05 万/kW 的造价估算,需要增加 12 万元引风机造价;

4) 烟气换热循环水泵、相关阀门及增加 500 m 左右的管道,同时需要对其进行保温处理,以及相应的安装费用,增加约 180 万元;

5) 烟气余热换热器增加的进出口烟道长度以及支撑换热器和烟道所增加的土建基础费用总共约 40 万元。

综上所述,设置烟气余热利用换热器初始投资增加约 782 万元。

3.5 投资回收年限计算

投资回收年限按下面的公式进行计算:

$$A = P \cdot I \frac{(1+I)^n}{(1+I)^n - 1}$$

A-年费用

P-初投资

I-基准收益率取 7.05 %

n-计算年限

R-年收益

当采用烟气余热利用的年费用与年收益持平时,即 $A=R$ 时,设备的投资收回。

1、在燃煤量不变的情况下,机组出力增加,按可增加上网电量的思路进行计算,设置烟气余热利用换热器后,用 11 年可收回初投资。

2、在供电量不变的情况下,按冬季多供热、纯凝工况节煤计算收益,需要 15 年收回初投资。

注:以上计算未考虑每年的检修费用,以及换热器的使用寿命,因为国内烟气余热利用起步较晚,未有长期运行经验。

4 结论

设置烟气余热利用换热器的方案有效的降低了烟气进入脱硫塔的温度,并且回收了烟气的余热。

根据前面的论述,本期 2×350 MW 机组采用烟气余热利用换热器后降低烟气进入脱硫塔的温度,有效地降低脱硫耗水量,每台机组年节水量约 2.94 万吨。

同时,烟气加热凝结水回收烟气余热,提高机组热效率。在燃煤量不变的情况下,机组供电量增加,每台机组年供电收益增加 108 万元;在供电量不变的情况下,每台机组每年冬季供热收益增加 98.7 万元,纯凝工况节煤收益 10 万元,扣除厂用电量增加费用 21 万元,每台机组每年供热和节煤收益增加 87.7 万元。

根据上述计算,设置烟气余热利用换热器后,若按可增加上网电量的思路进行计算,用 11 年可收回初投资。因此,本项目在可增加上网电量的情况下,可以考虑在脱硫塔入口设置烟气余热利用换热器。