

低温省煤器节能效果评价方法

周洲, 刘楠
(徐州华润电力有限公司, 江苏 徐州 221100)

摘 要:以徐州华润电力有限公司 300 MW 机组为例, 利用机组热力参数及低温省煤器改造后运行参数, 通过等效焓降计算和低温省煤器投切试验两种方法, 对低温省煤器改造的节能效果进行评价。评价结果验证了理论计算思路及方法的正确性, 实际应用时可以用两种方法互相校核。

关键词:低温省煤器; 节能效果; 等效焓降; 供电煤耗

中图分类号:TK 228 **文献标志码:**B **文章编号:**1674 - 1951(2018)04 - 0028 - 02

0 引言

低温省煤器技术作为火电机组节能减排技术之一, 目前已在国内火电机组广泛应用。虽然低温省煤器在各个机组的布置方式有所不同, 但其基本原理皆是利用锅炉排烟余热加热汽轮机组凝结水, 排挤汽轮机组部分低压加热器(以下简称低加)抽汽^[1], 在锅炉热负荷不变的前提下, 获得更多机组出力, 从而提高机组效率, 降低机组煤耗。徐州华润电力有限公司在完成一期 300 MW 机组低温省煤器改造后, 进行了低温省煤器投切试验及系统相关参数测定, 本文将基于此次试验数据, 对低温省煤器改造的节能量评价方法进行讨论, 将计算结果与低温省煤器投切试验结果相互校核。

1 低温省煤器系统概况

徐州华润电力有限公司一期 300 MW 机组在汽轮机通流部分改造、超低排放改造的同时, 进行了低温省煤器改造。低温省煤器 4 组换热器并联布置在电除尘器进口烟道内; 凝结水从 #8 低加入口及 #7 低加出口两点引出, 水温控制在 70 ℃, 在换热器内与锅炉烟气逆流换热后引入 #6 低加入口, 出口烟气温度控制不低于 90 ℃。低温省煤器系统一方面可配合超低排放改造, 降低电除尘进口烟气温度, 提高电除尘效率, 降低脱硫耗用水量; 另一方面可增加汽轮机做功, 提高机组效率。系统基本流程如图 1 所示。

2 低温省煤器系统节能效果评价思路

利用等效焓降原理, 推算低温省煤器凝结水吸收热量对汽轮机组出力的影响。低温省煤器改造后, 锅炉效率反平衡计算中排烟损失项以低温省煤

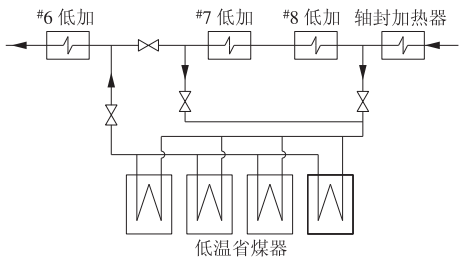


图 1 低温省煤器系统流程

器进口烟气温度作为锅炉排烟温度, 因此, 低温省煤器系统改造不影响锅炉效率。凝结水在换热器中吸收的热量作为锅炉废热进行利用, 因此, 这部分热量不计为汽轮机输入热量。通过计算这部分热量在汽轮机系统做的功, 确定汽轮机热耗的变化量, 得出机组煤耗变化量。

- 低温省煤器系统将引起以下变化。
- (1) 换热器造成烟气阻力增大, 引风机耗电量升高。可以利用换热器前后烟气压差及锅炉烟气量进行推算。
 - (2) 凝结水经过换热器, 存在压降, 为不引起机组给水量变化, 凝结水泵功率会增大, 耗电量升高。可以利用换热器前后凝结水压差及机组凝结水量进行推算。
 - (3) 凝结水携带烟气热量进入汽轮机回热系统, 造成低加抽汽量降低、汽轮机排汽量增大, 影响凝汽器出力。这部分影响非常小, 可以忽略^[2]。

3 低温省煤器系统节能量理论计算

为了解低温省煤器性能, 徐州华润电力有限公司在低温省煤器改造后对系统进行了性能试验, 其中 300 MW 工况测试数据见表 1。

3.1 低温省煤器改造收益计算

依据汽轮机热平衡图, 计算汽轮机 100% 热耗率验收(THA)工况下等效焓降相关参数, 见表 2。

表 1 300 MW 工况下低温省煤器系统试验数据

项目	符号	单位	数值
电负荷	N_e	MW	299.9
主蒸汽流量	q_m	t/h	917.6
机组凝结水量	q_{ms}	t/h	720.0
低温省煤器凝结水流量	q_{mw}	t/h	399.1
低温省煤器入口水压	p_i	MPa	1.30
低温省煤器出口水压	p_o	MPa	1.19
#8 低加入口水温	t_8	℃	35.0
#7 低加出口水温	t_7	℃	79.5
低温省煤器入口水温	t_i	℃	73.7
低温省煤器出口水温	t_o	℃	96.0
烟气侧压降	Δp_g	Pa	195.5

表 2 机组等效焓降相关参数

项目	符号	单位	数值
主蒸汽等效焓降	h_m	kJ/kg	1 180
1 kg 凝结水经 #7 低加吸收热量	Q_7	J/kg	85.2
1 kg 凝结水经 #8 低加吸收热量	Q_8	J/kg	99.7
#6 低加抽汽效率	η_6		0.163
#7 低加抽汽效率	η_7		0.125
#8 低加抽汽效率	η_8		0.062

#8 低加入口及 #7 低加出口进入低温省煤器的水量 q_{m8}, q_{m7} 计算如下。

$$q_{mw} = q_{m8} + q_{m7} = 399.1 \text{ t/h} ,$$
$$q_{m8}h_8 + q_{m7}h_7 = q_{mw}h_i ,$$

式中: h_8, h_7, h_i 分别为 #8 低加入口、#7 低加出口、低温省煤器进口凝结水比焓,可由相应的压力、温度求出。

根据以上两式可以得出: $q_{m8} = 52.1 \text{ t/h}$, $q_{m7} = 347.0 \text{ t/h}$ 。

从 #8 低加入口、#7 低加出口引出的凝结水经低温省煤器加热后回到 #6 低加入口,排挤部分 #6、#7、#8 低加抽汽,排挤的抽汽返回汽轮机继续做功,造成蒸汽做功能力增加。增加的做功可以等效为以下两部分分别计算。

(1) #8 低加入口凝结水量 q_{m8} 由低温省煤器加热至 #7 低加出口温度,排挤 #7、#8 低加部分抽汽,造成 1 kg 主蒸汽等效焓降增加量 Δh_1 为

$$\Delta h_1 = q_{m8} (Q_8 \eta_8 + Q_7 \eta_7) / q_m = 0.96 \text{ kJ/kg} .$$

(2) 凝结水量 q_{mw} 由 #7 低加出口进入低温省煤器,加热后进入 #6 低加入口,排挤 #6 低加部分抽汽,属于纯热量利用^[2],造成 1 kg 主蒸汽等效焓降增加量 Δh_2 为

$$\Delta h_2 = q_{mw} \eta_6 (h_o - h_7) / q_m = 4.91 \text{ kJ/kg} ,$$

式中: h_o 为低温省煤器出口凝结水比焓。

1 kg 主蒸汽等效焓降变化量 Δh 为

$$\Delta h = \Delta h_1 + \Delta h_2 = 5.87 \text{ kJ/kg} ,$$

装置效率变化量 $\Delta \eta$ 为

$$\Delta \eta = [\Delta h / (h_m + \Delta h)] \times 100\% = 0.495\% ,$$

煤耗降低量 ΔB_1 为

$$\Delta B_1 = B \Delta \eta = 1.51 \text{ g/(kW} \cdot \text{h)} ,$$

式中: B 为机组供电煤耗,根据机组改造后性能试验结果,取 $305 \text{ g/(kW} \cdot \text{h)}$ 。

3.2 低温省煤器改造损耗计算

改造增加了烟气、凝结水阻力,造成引风机、凝结水泵功率增大,计算如下。

(1) 风机功耗增加量 ΔP_f 。

$$\Delta P_f = \Delta p_g q_{vg} / \eta_f = 68 \text{ kW} ,$$

式中: η_f 为风机效率、电机效率、及传动效率的乘积,取 0.8; Δp_g 为低温省煤器前后烟气压差; q_{vg} 为锅炉烟气流量。

(2) 凝结水泵功耗增加量 ΔP_b 。

$$\Delta P_b = \Delta p_w q_{ms} / \eta_b = 25 \text{ kW} ,$$

式中: Δp_w 为低温省煤器前后凝结水压差; q_{ms} 为机组凝结水流量; η_b 为凝泵效率、电机效率、及传动效率的乘积,取 0.8。

因此,因低温省煤器改造引起引风机及凝结水泵功耗增加,造成机组煤耗增加量 ΔB_2 为

$$\Delta B_2 = (\Delta P_f + \Delta P_b) B / N_e = 0.09 \text{ g/(kW} \cdot \text{h)} ,$$

式中: N_e 为低温省煤器系统投入时的机组电负荷, 299.9 MW。

综上所述,根据机组测试参数经等效焓降法理论推算,低温省煤器引起机组供电煤耗 ΔB 降低 $1.42 \text{ g/(kW} \cdot \text{h)}$ 。

4 低温省煤器投切试验

低温省煤器改造后对系统进行了投切试验,以测试低温省煤器系统对机组煤耗的影响。试验期间,调整机组参数稳定,将汽轮机运行方式调至手动,保持阀位、运行背压及主蒸汽流量稳定,分别记录机组在低温省煤器系统投入和切除后的电负荷并根据参数进行修正。

低温省煤器系统投入时的机组电负荷 N_e 为 299.9 MW,低温省煤器系统切除后,机组电负荷 N_e' 为 298.4 MW,电负荷下降量 ΔN_e 为 1.5 MW。

因此,低温省煤器系统对机组供电煤耗影响为

$$\Delta B = \Delta N_e B / N_e = 1.53 \text{ g/(kW} \cdot \text{h)} .$$

通过等效焓降理论推算和低温省煤器系统投切试验得到的供电煤耗变化量 ΔB 分别为 1.42、1.53 $\text{g/(kW} \cdot \text{h)}$,结果比较吻合。(下转第 33 页)

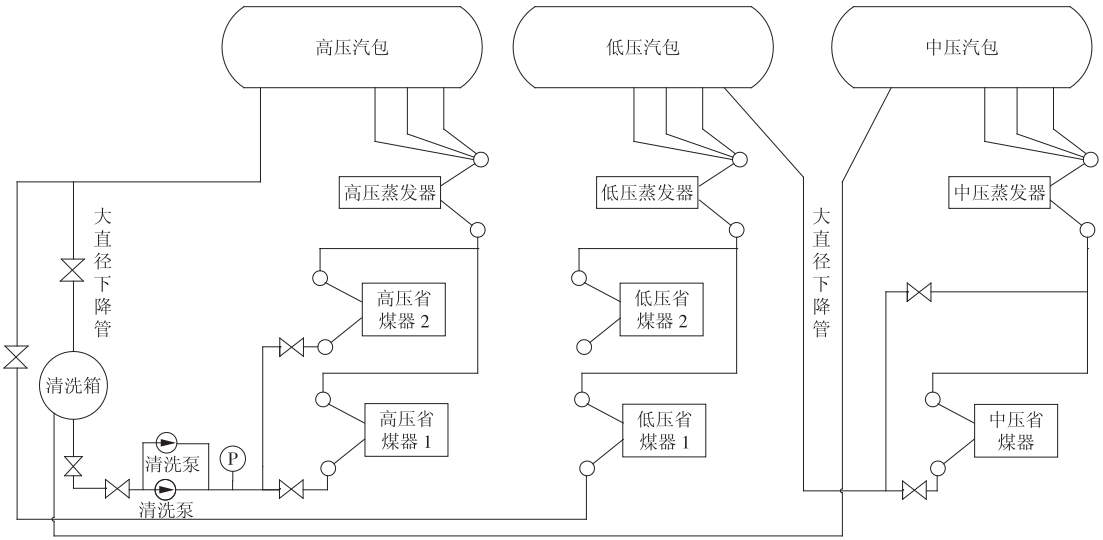


图 5 多系统组合清洗流程

在多系统组合清洗方案中,存在高、中、低压汽包标高不一致,汽包水位难以控制的问题,该问题可以通过过热器顶压来处理。清洗时将 3 个系统过热器充满保护液,再用同一水源对过热器进行顶压保护,一方面可以避免清洗液进入过热器,起保护作用,另一方面可以平衡各系统汽包压力。

6 化学清洗废液处理

化学清洗废液中主要包含残余清洗剂、缓蚀剂、金属盐(主要是铁盐)以及少量的重金属等。影响排放的指标主要是 pH 值、化学需氧量(COD)以及重金属含量等。对于盐酸清洗废液,处理方法为中和(调节 pH 值)、混凝沉降(去除悬浮物)、曝气并添加氧化剂(去除 COD)等。对于复合有机酸,则可考虑中和、混凝沉降,然后焚烧。对于 EDTA,可以先进行 EDTA 回收,再中和、混凝沉降,最后进行焚烧。对有钝化步骤的清洗工艺,还要考虑对钝化液的处理。如采用亚硝酸钠钝化,则可以采用氯化铵处理法、次氯酸钠处理法或尿素分解法等。

酸洗废液处理的重点及难点主要在 COD 的处理,一般可采用吸附法、微生物降解法、氧化剂法及

曝气法等,但处理效率都不高,时间较长。一个可行的办法就是炉内焚烧,该方法效率高,处理效果可达到排放要求,主要缺点是影响锅炉效率,在前期处理不达标的情況下还可能造成炉膛的腐蚀或结焦。

7 结论

根据望亭发电厂 9F 燃气 - 蒸汽联合循环机组余热锅炉结构特点、结垢量和垢成分,结合工期、成本以及废液处理等因素,建议清洗方案如下:采用 EDTA 为清洗介质,温度为 120 ~ 140 ℃,清洗泵流量为 800 t/h,清洗、钝化一次完成;采用组合清洗方式,缩短清洗工期;废液处理时先进行 EDTA 回收,然后进行中和、混凝沉降,自然蒸发后进行炉内焚烧。

参考文献:

[1]火力发电厂锅炉化学清洗导则:DL/T 794—2012[S].
(本文责编:刘芳)

作者简介:

王国蓉(1972—),女,安徽芜湖人,高级工程师,从事电厂化学监督技术管理工作(E-mail:guorong_wang@chd.com.cn)。

热力发电,2016,45(6):70-73.

[2]林万超. 火电厂热系统节能理论[M]. 西安:西安交通大学出版社,1994.

(本文责编:刘芳)

作者简介:

周洲(1984—),男,江苏徐州人,助理工程师,工学硕士,从事电厂锅炉技术管理工作(E-mail:279395241@qq.com)。

刘楠(1988—),男,江苏徐州人,工程师,工学硕士,从事电厂汽轮机技术管理工作(E-mail:shgln@163.com)。

(上接第 29 页)

5 结论

低温省煤器改造后,利用等效焓降法计算与低温省煤器投切试验均可对其节能效果进行评价,结果较吻合,满足工程需求。电厂改造后,建议用两种方法互相校核,避免出现差错。

参考文献:

[1]韩中和,李鹏. 锅炉加装低温省煤器热经济性分析[J].