

褐煤掺烧成本比对分析

张方, 方津, 周江

(福建华电可门发电有限公司, 福州 350500)

摘要:通过计算褐煤存储过程中的热值损失及掺烧过程中的煤耗损失,把褐煤掺烧后的利弊全部折算成标准煤购煤成本并与普通烟煤进行对比,从经济角度分析掺烧褐煤的利润边界点。

关键词:褐煤;掺烧;标准煤;热值损失;成本

中图分类号:TK 227.1;TF 526+.2 **文献标志码:**B **文章编号:**1674-1951(2017)04-0068-03

0 引言

目前,火电行业产能过剩,电改压缩煤电企业利润空间,发电企业想尽办法降低燃料成本,维持火电经营的利润水平。通过配煤掺烧降低燃料成本,特别是掺烧褐煤,使火电资源利用最大化,是当前大多数企业的选择。当前褐煤的标准煤单价也随着需求量增加上涨至接近烟煤价格,新的问题也随之产生:一方面,褐煤折算标准煤单价仍略低于普通烟煤;另一方面,褐煤存在存储过程中的热值损失及掺烧过程中的煤耗损失。本文针对某电厂600 MW超临界机组展开分析,通过计算掺烧褐煤后产生的存储热值损失以及发电煤耗、厂用电的变化情况,把褐煤掺烧的利弊全部折算成购煤成本,与普通烟煤进行比对分析,寻求掺烧利润的边界点,供各掺烧褐煤单位作燃料采购决策时参考。

1 褐煤存储热值损失研究

1.1 燃煤存储热值损失的一般规律

煤的自燃是煤堆内部的煤固体颗粒不断缓慢氧化放热引起的,由于氧化作用的放热量大于向外界散失的热量,煤堆内部温度不断上升,一旦温度达到煤的自燃点,再加上充足氧气的配合,煤堆即会发生自燃现象。自燃不是突发现象,而是需要经历一定的阶段才能发生。煤的自燃主要经历4个典型阶段(如图1所示):(1)刚入煤场,未见明显发热;(2)入场存煤45 d,明显发热;(3)入场存煤60 d,冒烟;(4)入场存煤70 d,出现明火^[1]。

存煤过程中,单位质量煤的热损失随存煤时间的增加呈现两段增加趋势:存煤时间在30 d以内,热损失几乎以线性趋势增加,表明该阶段煤的热损失主要以增加其自身内能的方式储存于煤堆内部,

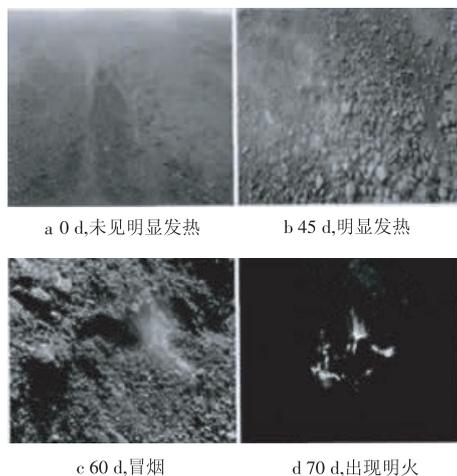


图1 煤堆自燃经历的4个典型阶段

煤堆向外界热传导造成的热损失为从属地位,存煤30 d的热损失仅为煤热值的2.03%;存煤时间超过30 d以后,热损失以指数函数的趋势增加,表明该阶段煤堆内部较多的煤固体颗粒与氧气发生了低温氧化反应,煤堆向外界热传导造成的热损失占据了主要地位,存煤51 d时的热损失已到达煤热值的6.09%。可以预测,当存煤时间超过51 d以后,表层(0.7 m深以内)的煤逐渐达到自燃点,加上充足的氧气,便会出现图1c所示的冒烟甚至明火状态,这时的热损失将以热辐射形式为主,造成煤堆短时间内有更多的热量浪费,如图2所示。

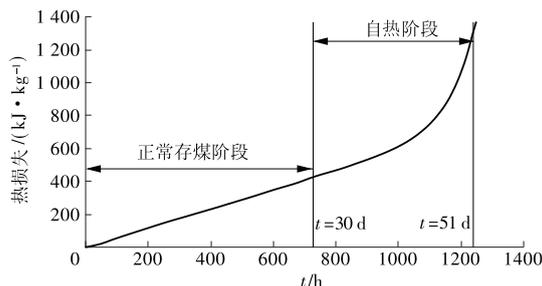


图2 存煤期间煤堆热损失随时间的变化

1.2 褐煤存储自燃损失的评估

褐煤存放 15 d, 收到基低位发热量降低 255 ~ 293 MJ/t; 存放 30 d, 收到基低位发热量会降低 529 ~ 607 MJ/t; 存放 60 d, 收到基低位发热量会降低 1075 ~ 1236 MJ/t^[2]; 故某集团节能技术监督实施细则规定褐煤存放时间应不超过 15 d。

假设 10 万 t 热值为 16000 MJ/t 的褐煤, 折算成标准煤为 54592.6 t (标准煤热值为 29308 MJ/t)。该褐煤存放 15 d, 相当于损失标准煤 $255 \times 100000 \div 29308 = 870$ (t); 存放 30 d, 相当于损失 1808 t 标准煤; 存放 60 d, 相当于损失 3668 t 标准煤。

某厂褐煤存放时间一般为 30 ~ 45 d (到港后放关 15 d, 掺烧 15 ~ 30 d), 则 10 万 t 热值为 16000 MJ/t 的褐煤存放 30 d 后损失率为 3.3%, 假设褐煤折算成标准煤单价为 500 元/t, 则损失 16.5 元/t 标准煤。

上述评估是针对褐煤存放处于 30 d 内的正常存煤阶段, 相当于自燃的第 1、第 2 阶段, 如果为追求最低褐煤价格, 购买了处于自燃第 3 阶段的褐煤, 其热值损失远远大于上面评估的 16.5 元/t。

普通烟煤存储半年的热值损失^[3]见表 1, 表中还列出了折算储存 30 d 的热值损失。

表 1 自然储存条件下各烟煤的热值损失 MJ/t

煤种	热值损失	
	存储半年后	存储 30 d 后
澳煤	292.7	48.7
大混	334.5	55.7
优混	184.0	30.7
伊泰 #4	334.5	55.7

某电厂常用烟煤热值损失特性介于优混煤与大混煤之间, 按大混煤测算 10 万 t 热值为 21000 MJ/t 的烟煤, 存放 30 d 后损失率为 0.26%, 假设其折算成标准煤的单价为 500 元/t (同褐煤), 则折算热值损失为 1.3 元/t 标准煤。即同样存放 30 d, 褐煤的标准煤热值损失造成的成本损失比其他普通烟煤多 15.2 元/t。

2 褐煤掺烧后机组发电煤耗增加造成的损失

2.1 褐煤掺烧后发电成本增加量理论计算

参考某电厂 2016 年 8 月入厂煤工业分析加权数据 (褐煤掺烧比例 > 50%) 及设计煤种参数^[4] (见表 2), 计算机组发电煤耗增加量。

(1) 燃煤水分每增加 1 百分点, 影响发电煤耗 $0.2 \text{ g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ ^[4], 全水分增加了 13.52 百分点, 导致锅炉效率下降, 增加的发电煤耗 $= 0.2 \times 13.52 = 2.76 \text{ [g}/(\text{kW} \cdot \text{h})]$ 。

(2) 燃煤灰分每增加 1 百分点, 影响发电煤耗 $0.3 \text{ g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ ^[4], 灰分增加了 -4.4 百分点, 按照设计煤种中飞灰可燃物质量分数为 2.5% 计算机械不完全燃烧热损失 Q_4 的增量, 增加的发电煤耗 $= 0.3 \times (-4.4) = -1.32 \text{ [g}/(\text{kW} \cdot \text{h})]$ ^[4]。

由于纯烧设计煤种时飞灰可燃物质量分数一般为 1.0% ~ 1.5%, 实际灰分降低 4.4 百分点不会引起 Q_4 降低 $1.32 \text{ g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$, 为后面保守估算边界值方便, 按照 $1.32 \text{ g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 计算, 尽可能少算褐煤掺烧的 Q_4 。

(3) 600 MW 超临界机组再热器减温水每增加 1 t, 增加发电煤耗 $0.058 \text{ g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ ^[4], 则掺烧褐煤后再热减温水增加导致的发电煤耗增量 $= (20.69 - 3.2) \times 0.058 = 1.01 \text{ [g}/(\text{kW} \cdot \text{h})]$, 见表 3。

发电煤耗增量 $= 2.76 - 1.32 + 1.01 = 2.45 \text{ [g}/(\text{kW} \cdot \text{h})]$ 。

表 2 某厂 2016 年 8 月入炉煤参数

项目	平均值	设计煤种
收到基低位发热量/(MJ · kg ⁻¹)	17.86	21.96
全水分/%	26.52	13.00
收到基硫分/%	0.39	0.70
收到基灰分/%	9.59	14.00

2.2 褐煤掺烧后发电成本增加量校核计算发电煤耗增量

依据 GB 21258—2007《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》(此标准是针对燃煤水分大于 20% 的大小锅炉通用估算方法, 本文作为参考校核估算用) 2016 年修订版规定: “褐煤本身水分比较大, 因此本次修订将燃煤的‘全水分’列入了修正系数”。

$$\Delta b = b \left[0.0095 + \frac{2.30(M_{ar} - 20\%) \times 100}{Q_{ar,net}} \right] =$$

$$3.10 \text{ g}/(\text{kW} \cdot \text{h}),$$

式中: b 为发电煤耗, 600 MW 超临界机组该数值取 $300 \text{ g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$; M_{ar} 为燃料收到基水分, 取 26.52%; $Q_{ar,net}$ 为燃料收到基低位发热量, 取 $17860 \text{ kJ}/\text{kg}$ 。

计算结果与 2.1 部分的计算供电煤耗增量相差不大, 故后面进行成本测算时依照保守原则取增量小的数据 $2.45 \text{ g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 。

因此, 加大褐煤掺烧量后导致锅炉效率下降, 所增加的发电煤耗增加量为 $2.45 \text{ g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$, 即机组发电煤耗增加 $2.45 \div 300 = 0.82\%$, 折算成成本增量 $= 2.45 \div 300 \times 500 = 4.08$ (元/t)。

2.3 褐煤掺烧后厂用电率增加量

掺烧褐煤后, 由于入炉煤热值降低, 制粉电耗会增加, 烟气量增加, 引送风机电耗也会增加。现选取某电厂 2015 年 7 月 18 日燃用设计煤种与 2016 年 7

表 3 某电厂 2015,2016 年典型工况比对

项目	单位	2015-07-18			2016-07-16		
		#1 机组	#2 机组	平均	#1 机组	#2 机组	平均
再热器减温水量	t/h	2.11	4.29	3.20	15.66	25.71	20.69
引风机耗电量	%	0.33	0.40	0.36	0.49	0.54	0.52
一次风机耗电量	%	0.52	0.44	0.48	0.55	0.48	0.52
磨煤机耗电量	%	0.28	0.37	0.33	0.44	0.48	0.46
增压风机耗电量	%	0.50	0.48	0.49	0.51	0.54	0.53

月 16 日大量掺烧褐煤的数据做典型工况比对,见表 3。在年均负荷率同样接近 70% 的情况下,针对这些增量分别进行计算。

(1)引风机 + 增压风机耗电量增量为 0.20 百分点。

(2)一次风机 + 制粉系统耗电量增量为 0.17 百分点。

(3)输煤系统耗电量增量按照 0.07 百分点估算,按照热值减少量估算输煤系统耗电量增量为 0.0127 百分点。

(4)厂用电总增量为 0.38 百分点,相当于增加供电煤耗 1.15 g/(kW·h)。

(5)折算成标准煤成本增量 = 1.15 ÷ 300 × 500 = 1.91 (元/t)。

褐煤掺烧量增加后,所增加的供电煤耗折算成标准煤成本为 5.99 元/t。

3 结论

褐煤掺烧比普通烟煤所增加生产成本总和 = 燃

(上接第 67 页)

#4 机组采取以上措施 1 周后,空预器堵塞情况明显好转,A,B 空预器平均差压从 2.80 kPa 降低至 1.71 kPa,效果良好。

5 结束语

本文以国内某电厂 #4 机组为例,根据机组实际运行参数,梳理脱硝装置投运前后空预器堵塞的变化趋势,从机组燃煤等自身条件和脱硝装置两方面分析原因,论证脱硝装置对空预器的影响并提出了相应的解决措施。针对空预器未与脱硝装置同步进行改造的情况,提出了相应的运行调整措施,经实践考验,效果良好,为类似机组的改造运行提供了借鉴。

参考文献:

[1] 火电厂大气污染物排放标准:GB 13223—2011[S].
 [2] 韩文科. 煤电超低排放:机遇与挑战[J]. 环境保护, 2016,44(8):39-41.

料存储热值损失 + 发电煤耗增量 + 厂用电增量,全部折算成标准煤单价成本 = 15.2 + 5.99 = 21.19 (元/t),即当褐煤购买成本比普通烟煤低 21 元/t (折算成标准煤)时,是比较合算的。

参考文献:

[1] 沈家铨,张建华,郑智扬,等. 燃煤发电厂储煤场自燃热损失的评估[J]. 发电与空调, 2013, 34(5):28-33,53.
 [2] 李春艳,刘志华,盛春林. 褐煤储存损失试验研究[J]. 吉林电力, 2008,36(2):13-15.
 [3] 肖敏,刘振德. 煤炭贮存时间与热值损失的研究[J]. 煤质技术, 2014(2):20-22.
 [4] 张方,吴京龙,林柏林. 煤质变化对机组发电煤耗的影响分析[J]. 机电信息, 2013(27):115-116.

(本文责编:刘芳)

作者简介:

张方(1973—),男,福建龙岩人,工程师,从事生产管理工作(E-mail:741651595@qq.com)。

[3] 钟礼金,宋玉宝. 锅炉 SCR 烟气脱硝空气预热器堵塞原因及其解决措施[J]. 热力发电,2012,41(8):45-47,50.
 [4] 程星星,金保升,仲兆平,等. SCR 脱硝装置对锅炉系统整体的影响理论分析[J]. 锅炉技术,2010,41(2):26-28,50.
 [5] 周强泰. 锅炉原理[M]. 北京:中国电力出版社,2009.
 [6] 韩东,郝海平,米自君. SCR 脱硝技术在沧东电厂 #4 机组中的应用[J]. 能源环境保护,2014,28(1):35-38.
 [7] 张树利,董务明. 加脱硝装置的空预器堵灰原因分析及对策[J]. 热电技术,2014(1):12-16.
 [8] 尹进. 1000 MW 超超临界机组同步脱硝空气预热器优化[J]. 科技视界,2011(25):87-88.
 [9] 惠润堂,韦飞,王宝德,等. SCR 法烟气脱硝后空气预热器堵塞及应对措施[J]. 中国电力,2014,47(10):110-112.

(本文责编:刘炳锋)

作者简介:

徐启(1977—),男,河南上蔡人,副教授,工学硕士,从事动力工程、火电厂运行控制的研究(E-mail:13526672728@139.com)。