

## 生物质气化耦合发电提升燃煤机组灵活性分析

王一坤<sup>1</sup>，张广才<sup>1</sup>，王晓旭<sup>1</sup>，邓磊<sup>2</sup>，周凌宇<sup>1</sup>

(1.西安热工研究院有限公司，陕西西安710054；2.西安交通大学动力工程多相流国家重点实验室，陕西西安710049)

[摘要]为提高风能、太阳能等可再生能源的消纳能力，提升火电机组的运行灵活性显得尤为重要，而利用生物质与燃煤机组进行耦合发电是改善机组燃料灵活性的重要途径。本文介绍了目前生物质与燃煤机组耦合发电方案的特点，对生物质气化耦合发电提升燃煤机组灵活性的技术可行性进行了分析，并以某330MW机组建设20MW生物质气化耦合发电项目为例，分析了生物质气化耦合发电对燃煤机组锅炉效率、受热面安全、催化剂性能和烟气脱硫系统等的影 响。结果表明：少量掺烧生物质气后锅炉效率有所下降，烟气量略有增加，但原锅炉的烟风系统和减温水系统仍能满足需求；对受热面的腐蚀和烟气脱硫系统影响较小；进入锅炉中的K含量增加较为明显，对催化剂的活性会造成不良影响。建议根据生物质碱金属量将生物质的热量输入比例控制在10%以下。

为提高风能、太阳能等可再生能源的消纳能力，提升火电机组的运行灵活性已经迫在眉睫。国家能源局于2016年连续召开会议并发文，对开展火电机组灵活性改造提出了明确要求，计划“十三五”期间我国实施2.2亿kW燃煤机组的灵活性改造，

使机组具备深度调峰能力，

并进一步增加负荷响应速率，部分机组具备快速启停调

峰能力<sup>[1-2]</sup>

。与生物质直燃发电相比，生物质与燃煤机组耦合发电既可以根据生物质的季节性实现燃料种类的灵活，又可以根据生物质的价格实现燃料比例的灵活，是实现火电机组燃料灵活性的重要途径。此外，国务院印发的《“十三五”控制温室气体排放工作方案》规定，到2020年，大

型发电集团每度供电CO<sub>2</sub>

排放控制在550g以内。生物质燃料

的“零碳排放”特性能降低燃煤发电机组的CO<sub>2</sub>排放，对发电企业实现CO<sub>2</sub>减排具有重要意义。

本文介绍了目前生物质与燃煤机组耦合发电方案的特点，对生物质气化耦合发电技术可行性进行了讨论，分析了生物质气化后与燃煤机组耦合发电对机组各方面的影响，为推进生物质气化耦合发电提升燃煤机组灵活性提供了依据。

### 1 生物质来源及特点

广义的生物质是指通过光合作用形成的各种有机体，包括所有的动植物和微生物等。生物质按原料来源可分为农业生产废弃物（玉米杆、麦草、水稻秸秆）、薪材和柴草、农林加工废弃物（木屑、稻壳和果壳）、人畜粪便和生活垃圾、工业有机废水/废渣和能源植物；按照形态可分为草、木、树、皮、泥，其特点见表1。

表 1 生物质按形态分类特征

Table 1 characteristics of biomass classified by the form

生物质形态	生物质特征
草	高灰、高氯、高钾、高硅、低钙、低铁
木	低灰、低氯、低钾、低硅、高钙、低铁
树	高灰、低氯、低钾、低硅、高钙、高铁
皮	高氯、高氮、高重金属、恶臭
泥	高氯、高重金属、恶臭

## 2 生物质与燃煤机组耦合发电方式

[3]。

1) 直接混燃指生物质和燃煤在同一个锅炉燃烧，主要分为生物质和燃煤采用共同燃料制备/燃烧系统以及设置独立的生物质处理/燃烧系统2类。直接混燃对已有机组系统改动较小，投资相对较小；但如果生物质与原煤的差异较大，容易出现飞灰可燃物升高、炉内结渣等问题；如果生物质的掺混比例过高，燃烧后的灰渣利用也会受到影响。

2) 间接混燃指生物质先进行气化或燃烧，产生的燃气或者烟气进入锅炉以利用其热量。间接混燃可分为生物质在气化炉中气化产生燃气和在前置燃烧室中燃烧产生烟气2种。间接混燃不仅减小了生物质对转化过程和设备的影响，还能降低对生物质质量的要求，扩大混燃的生物质范围，产生的生物质灰和煤灰分离，也有利于灰渣的综合利用。间接混燃需要额外的气化炉和前置处理装置，投资成本较高。

3) 并联混燃指生物质和燃煤分别在各自独立的系统中完成燃料处理和燃烧，产生的蒸汽进入同一汽轮机系统发电。由于并联混燃中生物质和燃煤是在独立的系统中进行，因此可以针对不同燃料的特点选择适应性更强的燃烧系统并进行优化。并联混燃产生的生物质灰和煤灰也是分离的，有利于灰渣的综合利用。并联混燃的优点是生物质的混燃比例不受燃煤锅炉的影响，仅受汽轮机出力的限制；但缺点是对现有系统的改造成本较高。

生物质与燃煤机组耦合发电技术方案的比较见表2。从表2可以看出：对于直接混燃耦合发电，虽然投资成本较低，但实现准确且不受人为因素影响的科学计量较困难；对于并联混燃耦合发电，投资成本较高且系统更复杂；以生物质气化为代表的间接混燃耦合发电，既能实现高效发电，又对已有燃煤锅炉的影响较小，易于实现对进入锅炉生物质气的计量和监管，是目前适应我国国情的生物质与燃煤机组耦合发电技术。

表 2 生物质与燃煤机组耦合发电技术方案比较  
Table 2 Comparison of power generation technology schemes of biomass coupled with coal-fired power plant

项目	直接混燃	间接混燃	并联混燃
工艺流程	生物质预处理后直接送入燃煤锅炉混烧	生物质气化或燃烧后进入锅炉利用热量	生物质和燃煤分别在各自独立的系统中完成燃料处理和燃烧，产生的蒸汽进入同一汽轮机系统
系统复杂程度	简单	简单	复杂
建设成本	较低	中等	较高
运行稳定性	一般	较高	较高
对燃煤锅炉影响	锅炉热效率降低，积灰、结渣及受热面腐蚀速率加快	影响较小	基本无影响
生物质利用量计算	困难	容易	容易
对煤灰的影响	影响较大，需严格控制生物质燃料量	影响较小	无影响
典型项目	荷兰 Gelderland 电站、丹麦 Studstrup 电站、奥地利 St Andrea 电站、英国 Ferrybridge C 电厂和 Drax 电厂、华电十里泉 5 号机组	奥地利 Zeltweg 电站、芬兰 Lahti Kymijarvi 电站、荷兰 Amer 电站、国电荆门 7 号机组	丹麦 Avedore 电站和 Enstedvaerket 电站

### 3 生物质气化耦合发电提升燃煤机组灵活性的技术可行性

采用空气作为气化剂的生物质

气（体积分数，下同）主要以 CO（15%~25%）、CH<sub>4</sub>（1%~10%）、H<sub>2</sub>（4%~14%）、N<sub>2</sub>（45%~60%）、CO<sub>2</sub>（7%~16%）和 H<sub>2</sub>O（10%~20%）为主，热值在 4~6MJ/m<sup>3</sup>，与高炉煤气接近，属于典型的低热值气体。

生物质气中的可燃组分为 H<sub>2</sub>、CO、CH<sub>4</sub> 等易燃气体，H<sub>2</sub> 的着火温度在 510~590℃，CO 的着火温度在 610~658℃，C

H<sub>4</sub> 的着火温度在 537~750℃，均低于煤粉气流中煤粉颗粒的着火温度（烟煤约 650~840℃）。只要锅炉炉膛温度维持在煤粉着火温度以上，生物质气就可顺利着火。因此，利用生物质气的易着火性降低机组的不投油最低稳燃负荷，达到提升机组灵活性的目的是完全可行的。

生物质气燃烧时可采用直流燃烧器和旋流燃烧器。直流燃烧器可以采用开缝钝体缝隙式结构提高其稳燃性能；旋流燃烧器可采用多枪进气式结构改善燃气与空气的混合程度，进一步改善其稳燃性能。旋流燃烧器可针对生物质气组分的变化进行针对性调节，对生物质原料变化导致的气体热值波动情况具有更好的适应性，更适用于机组频繁调峰的情况。

### 4 生物质气化耦合发电对机组的影响

以某 330MW 机组建设 20MW 机组生物质气化耦合发电项目为例，其中 1、2 号机组锅炉为亚临界参数、一次中间再热、自然循环汽包炉，型号为 HG-1100/17.5-HM35，采用平衡通风、四角切圆燃烧方式。锅炉主要设计参数见表 3，设计煤质和生物质参数以及生物质气参数分别见表 4 和表 5。

**表 3 锅炉主要设计参数**

**Table 3 Main design parameters of the boiler**

项目	MCR	TRL	75%THA
主蒸汽流量/(t·h <sup>-1</sup> )	1 100.0	1 046.0	711.6
主蒸汽出口压力/MPa	17.50	17.41	16.96
主蒸汽出口温度/°C	541	541	541
再热蒸汽流量/(t·h <sup>-1</sup> )	913.74	866.30	606.62
再热蒸汽出口压力/MPa	3.673	3.488	2.422
再热蒸汽出口温度/°C	541	541	541
再热蒸汽进口压力/MPa	3.849	3.655	2.539
再热蒸汽进口温度/°C	329.7	324.2	297.1
给水压力/MPa	19.27	19.04	17.88
给水温度/°C	279.9	276.6	253.0

**表 4 设计煤质和生物质参数**

**Table 4 Parameters of design coal and biomass**

项目	设计煤质	玉米杆	水稻杆	混合生物质
$w_{ar}(C)/\%$	45.95	27.26	36.32	29.98
$w_{ar}(H)/\%$	2.87	4.97	4.66	4.88
$w_{ar}(O)/\%$	10.54	28.37	32.13	29.50
$w_{ar}(N)/\%$	0.56	0.82	0.48	0.72
$w_{ar}(S)/\%$	0.17	0.10	0.07	0.09
$w_{ar}(Cl)/\%$	0.58	0.30	0.14	0.25
$w_{ar}(M)/\%$	29.36	30.00	11.80	24.54
$w_{ar}(A)/\%$	10.05	8.48	14.55	10.30
$w_{daf}(V)/\%$	41.97	85.48	81.95	84.42
$Q_{net,ar}/(kJ \cdot kg^{-1})$	17 850	27.26	36.32	29.98
灰中 $w(K_2O)/\%$	1.37	11.00	4.34	9.00
灰中 $w(Na_2O)/\%$	11.60	1.21	0.36	0.96

**表 5 生物质气参数**  
**Table 5 Parameters of biomass gas**

项目	数值
$\varphi(\text{CO})/\%$	17.50
$\varphi(\text{H}_2)/\%$	4.00
$\varphi(\text{CH}_4)/\%$	2.50
$\varphi(\text{C}_2\text{H}_4)/\%$	1.16
$\varphi(\text{C}_3\text{H}_8)/\%$	0.34
$\varphi(\text{CO}_2)/\%$	10.0
$\varphi(\text{N}_2)/\%$	48.5
$\varphi(\text{H}_2\text{O})/\%$	16.0
$Q_{\text{net,ar}}/(\text{kJ}\cdot\text{m}^{-3})$	4 534.05
生物质气进入锅炉温度/ $^{\circ}\text{C}$	400
生物质湿热燃气标况流量/ $(\text{m}^3\cdot\text{h}^{-1})$	32 000

#### 4.1 掺烧生物质气对锅炉热效率的影响

不同负荷下掺烧生物质气前后的热力校核计算结果见表6。计算时假定掺烧生物质气不影响煤粉的燃尽，锅炉原煤部分的固体未燃尽损失保持不变；生物质气完全燃烧，化学未燃尽损失取锅炉原设计值。由表6可见：不同负荷下掺烧生物质气后的排烟温度均有上升，导致锅炉热效率有不同程度的下降；由于生物质气的热值较低，因此掺烧生物质气后的烟气量有所增加，例如在330MW下烟气量从1399.4t/h增加至1410.4t/h，增加了0.8%，原有的引风机仍能够满足需求；另由于生物质气的掺入量较小，烟气量变化不大，对减温水量的影响也很小，原有减温水系统仍能满足掺烧后的需求。

因此，掺烧生物质气的量要依据生物质原材料的价格和当地火电机组调峰的电价补贴综合考虑。

表 6 掺烧生物质气热力校核计算结果  
Table 6 Thermal check calculation results of the mixed combustion of biomass gas

项目	掺烧前	掺烧后	掺烧前	掺烧后	掺烧前	掺烧后
电负荷/MW	330	330	280	280	180	180
燃煤消耗量/(t·h <sup>-1</sup> )	178.81	168.57	145.03	136.19	105.75	96.91
计算燃煤消耗量/(t·h <sup>-1</sup> )	178.72	168.48	144.92	136.08	105.69	96.85
燃气消耗量/(m <sup>3</sup> ·h <sup>-1</sup> )	0	32 000	0	32 000	0	32 000
燃气温度/℃	400	400	400	400	400	400
主蒸汽减温水量/(t·h <sup>-1</sup> )	17	12	0	0	30.1	32.1
再热蒸汽减温水量/(t·h <sup>-1</sup> )	10	4	0	0	0	0
主蒸汽温度/℃	543.6	542.8	530.5	530.9	542.8	542.7
再热蒸汽温度/℃	542.9	542.1	518.5	517.1	516.3	516.1
燃烧器摆角/(°)	-20	-18	-20	-10	-18	-8
理论燃烧温度/℃	1 946	1 918	1 909	1 876	1 797	1 762
SCR 脱硝系统入口烟温/℃	391.1	389.7	371.1	371.7	342.8	343.8
排烟温度/℃	158.1	163.3	140.2	148.2	122.5	132.6
锅炉热效率/%	92.97	92.58	93.26	92.69	93.71	92.97
空气预热器出口烟量/(t·h <sup>-1</sup> )	1 399.4	1 410.4	1 212.9	1 233.8	946.5	966.4
排烟温度升高/℃	0	5.13	0	8.09	0	10.07
锅炉热效率降低/%	0	0.39	0	0.57	0	0.74

#### 4.2 生物质热转化过程中的Na、K及Cl迁徙规律

Zhao等人<sup>[4]</sup>

的研究结果表明，稻秆中的K主要以有机钾和无机钾的形式存在，无机钾主要以KCl的形式存在。在生物质转化过程中，有机钾和KCl的释放量都随温度的升高而增大。Lon

g等人<sup>[5]</sup>

在石英固定床反应器的试验结果表明，生物质在热解过程中碱金属的释放率为53%~76%，碱土金属的释放率为27%~40%。Hirohata等人<sup>[6]</sup>

研究木屑在水蒸气中气化时发现大约65%的K、36%的Na、66%的Ca、80%的Mg以水溶性和非水溶性形式析出。

根据电厂提供的生物质原料和原煤的灰成分分析，计算出330MW下掺烧生物质气前后进入锅炉的Na、K及Cl量见表7。

**表 7 330 MW 下掺烧生物质气前后进入锅炉的 Na、K 和 Cl 量**

**Table 7 The amount of Na, K and Cl entering the boiler before and after the mixed combustion of biomass gas under 330 MW**

项目	掺烧前	掺烧后
原煤消耗量(BMCR)/(t·h <sup>-1</sup> )	178.81	168.57
原煤灰分 $w_{ar}(A)/\%$	10.55	10.55
灰中 $w_{ar}(K_2O)/\%$	1.37	1.37
灰中 $w_{ar}(Na_2O)/\%$	11.60	11.60
灰中 $w_{ar}(Cl)/\%$	0.58	0.58
生物质消耗量/(t·h <sup>-1</sup> )	0	16
生物质灰分 $w_{ar}(A)/\%$	10.30	10.30
生物质灰分 $w_{ar}(Na_2O)/\%$	0.96	0.96
生物质灰分 $w_{ar}(Cl)/\%$	0.25	0.25
生物质灰分 $w_{ar}(K_2O)/\%$	9.00	9.00
生物质 Na 气相转化率/%	60	60
生物质 K 气相转化率/%	60	60
生物质 Cl 气相转化率/%	60	60
进入锅炉 Na 总量/(t·h <sup>-1</sup> )	1.623 6	1.537 6
进入锅炉 K 总量/(t·h <sup>-1</sup> )	0.214 5	0.276 1
进入锅炉 Na、K 总量之和/(t·h <sup>-1</sup> )	1.838	1.814
进入锅炉 Cl 气相总量/(t·h <sup>-1</sup> )	0.109 4	0.105 7
烟气中 Na 增加比例/%	0	-5.30
烟气中 K 增加比例/%	0	28.73
烟气中 Cl 增加比例/%	0	-3.44

#### 4.3 掺烧生物质气对机组受热面安全性的影响

研究表明, 生物质与煤直接混烧的推荐比例为5%~15%。在此范围内, 生物质对燃烧设备的沉积和腐蚀的影响处于可控范围。Andersen等人<sup>[7]</sup>和Wieck-Hanse等人<sup>[8]</sup>

对混烧秸秆燃煤锅炉现场测试结果表明, 混烧10% (以热量计) 秸秆时, 腐蚀速率和煤燃烧腐蚀速率一样, 在较低的水平 (2nm/h), 几乎无Cl引起的腐蚀, 腐蚀性物质主要为灰中的K<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>。

掺烧生物质气锅炉受热面产生的高温腐蚀主要有:

1) 碱金属高温硫腐蚀指烟气中所含碱金属的硫酸盐以液态形式在高温受热面上沉积所造成的金属表面腐蚀。由表7的计算结果可以看出, 由于气化后生物质中的碱金属有一部分留存在灰渣中, 同时生物质气替代了部分燃煤量, 锅炉消耗的燃煤量减少, 进入锅炉的Na、K总量从掺烧前的1.838t/h降低至1.814t/h。因此, 只要生物质气进入锅炉时与原有燃烧系统风烟混合良好, 少量掺烧生物质气不会导致锅炉受热面高温腐蚀加剧。

2) 受热面Cl腐蚀由于生物质气中的Cl含

量较高, 会在燃烧过程中生成Cl<sub>2</sub>

和HCl, 直接穿过覆盖在金属表面的氧化保护膜, 与管道内部的金属合金反应生成易挥发的金属氯化物。一部分氯化物将被烟气中的O<sub>2</sub>

氧化, 生成疏松的氧化膜, 同时再次释放HCl和Cl<sub>2</sub><sup>[9]</sup>。HCl和Cl<sub>2</sub>

可以继续透过疏松的氧化膜与内部金属反应, 形成恶性循

环<sup>[10]</sup>

。整个过程中Cl无任何消耗, 因此一旦发生Cl腐蚀, 金属减薄的速度非常快。如河北邢台威县生物质电厂2号锅炉于2007年4月10日投运, 仅累计运行约3500h后, 过热器管束就因为Cl腐蚀而发生爆管泄漏事故。从表7的计算结果看, 由于本项目生物质气中的Cl质量分数低于原煤, 掺烧生物质气后进入锅炉的Cl气相总量从掺烧前的0.1094t/h降低至0.1057t/h。因此, 只要生物质气与原有燃烧系统风烟混合良好, 少量掺烧生物质气不会导致锅炉受热面高温腐蚀加剧。

#### 4.4 掺烧生物质气对催化剂性能的影响

碱金属对催化剂的脱硝活性有很强的抑制作用, 烟气中碱金属在催化剂表面不断发生富集将导致催化剂完全失活。

对于碱金属如何影响催化剂的脱硝活性, 目前虽然没有得出十分明确的影响机理, 但已有的研究表明碱金属主要通过影响催化剂的结构、表面酸性和改变催化剂表面氧的类型和分布3种途径导致催化剂失活。

丹麦Studstrup电厂的运行经验<sup>[11]</sup>

表明, 混燃20% (以热量计) 稻草后, 采用高尘布置方案 (SCR反应器置于省煤器与空气预热器之间) 的催化剂每1000h催化剂活性降低8%, 采用低尘布置方案 (SCR反应器置于除尘器后) 的催化剂每1000h催化剂活性降低5.3%。从表7的计算结果看, 虽然进入锅炉的Na和K总量从掺烧前的1.838t/h降低至1.814t/h, 但进入锅炉的K总量从掺烧前的0.2145t/h增加至0.2761t/h, 增加了28.73%。总体而言, 仍处于较低水平。

#### 4.5 掺烧生物质气对烟气脱硫系统的影响

1) SO<sub>2</sub>

的

总生

成量降低

由于生物质气替代

了一部分燃煤, 且生物质气中几乎不含硫组分, 因此掺烧生物质气后烟气中SO<sub>2</sub>总生成量会随之降低。

2) 影响石灰石脱硫反应石灰石

参与反应的程度决定了烟气脱硫 (FGD) 系统SO<sub>2</sub>

脱除率的大小, 直接掺烧生物质后生成的微细颗粒物进入FGD系统会抑制浆液中石灰石的溶解度和活性。虽然试验结果显示稻草灰对生石灰的活性负面影响较大, 但从国外秸秆直燃项目的运行经验来看, 并未发现FGD系统脱硫效率受到稻草灰的明显影响。生物质气化经旋风除尘后, 含灰量一般低于30mg/m<sup>3</sup>, 因而对于FGD系统几乎没有影响。

3) 对石膏品质的影响由于生物质气化后, 部分Cl<sup>-</sup>

会以气相的形式进入烟气中, 最终



进入FGD系统生成石膏。从芬兰Naantali-3电厂<sup>[12]</sup>的实际运行情况来看，直接掺烧锯末后FGD系统产生的石膏质量相对稳定，石膏中的Cl<sup>-</sup>含量要低于纯燃煤的Cl<sup>-</sup>含量。对生物质气化项目而言，由于部分Cl<sup>-</sup>残留在灰中，因此对石膏品质的影响也很小。

## 5结论

- 1) 以生物质气化为代表的生物质间接混燃耦合发电技术既能实现高效发电，又对已有燃煤锅炉的影响较小，特别是易于对进入锅炉生物质气进行计量和监管，更适应我国国情。
- 2) 生物质气的良好着火特性完全可以达到降低机组不投油最低稳燃负荷，提高机组灵活性的目的，燃烧设备应优先选择适应性和稳燃性能好的旋流燃烧器。
- 3) 少量掺烧生物质气后锅炉效率会有所下降，烟气量略有增加，但原锅炉的烟风系统和减温水系统仍能满足掺烧后的出力需求。
- 4) 少量掺烧生物质气后，进入锅炉的碱金属和Cl总量变化不大，对锅炉受热面的腐蚀和FGD系统影响较小；但进入锅炉中的K含量增加较明显，可能会对催化加的活性造成不良影响。建议根据生物质碱金属量将生物质的热量输入比例控制在10%以下。目前国内掺烧生物质气的工程不多，需要在具体项目运行时加以关注。

## [参考文献]

- [1] 张顺, 葛智平, 郭涛, 等. 大规模新能源接入后系统调峰能力与常规电源开机方式关系研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(1): 106-110.  
ZHANG Shun, GE Zhiping, GUO Tao, et al. Research on relationship between the capacity of systematic peak regulation and conventional power startup mode after access to large-scale new energy[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(1): 106-110.
- [2] 施涛, 朱凌志, 于若英. 电力系统灵活性评价研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(5): 146-154.  
SHI Tao, ZHU Lingzhi, YU Ruoying. Overview on power system flexibility evaluation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(5): 146-154.
- [3] 毛健雄. 燃煤耦合生物质发电[J]. 分布式能源, 2017, 2(5): 47-54.  
MAO Jianxiong. Co-firing biomass with coal for power generation[J]. Distributed Energy, 2017, 2(5): 47-54.
- [4] ZHAO H, SONG Q, WU XY, et al. Study on the transformation of inherent potassium during the fast-pyrolysis process of rice straw[J]. Energy and Fuels, 2015, 29(10): 6404-6411.
- [5] LONG J, SONG H, JUN X, et al. Release characteristics of alkali and alkaline earth metallic species during biomass pyrolysis and steam gasification process[J]. Bioresource Technology, 2012, 116(71): 278.
- [6] HIROHATA O, WAKABAYASHI T, TASAKA K, et al. Release behavior of tar and alkali and alkaline earth metals during biomass steam gasification[J]. Energy and Fuels, 2008, 22(6): 4235-4239.
- [7] ANDERSEN K H, HANSEN P F B, WIECK-HANSEN K, et al. Co-firing coal and straw in a 150 MWe utility boiler: deposition propensities[J]. Journal of Financial Studies and Research, 1996(6): 1-8.
- [8] WIECKHANSEN K, OVERGAARD P, LARSEN O H. Cofiring coal and straw in a 150 MWe power boiler experiences[J]. Biomass and Bioenergy, 2000, 19(6): 395-409.
- [9] 印佳敏, 丁艳军, 吴占松. 生物质锅炉过热器气相 HCl 腐蚀试验的动力学研究[J]. 热力发电, 2009, 38(1): 10-13.  
YIN Jiamin, DING Yanjun, WU Zhansong. Dynamic study on corrosion test in gas-phase HCl for superheaters of biomass boilers[J]. Thermal Power Generation, 2009, 38(1): 10-13.
- [10] 武岳, 王永征, 栗秀娟, 等. 生物质混煤燃烧锅炉过热器受热面金属氯腐蚀特性[J]. 动力工程学报, 2014, 34(9): 690-695.  
WU Yue, WANG Yongzheng, LI Xiujian, et al. Chlorine corrosion characteristic of boiler heating surface due to co-firing of biomass and coal[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2014, 34(9): 690-695.
- [11] 徐金苗, 吕子安, 吴玉新, 等. 生物质混燃技术在煤粉炉上存在的潜在风险[J]. 锅炉技术, 2013, 44(4): 69-75.  
XU Jinmiao, LYU Zian, WU Yuxin. The potential risks of biomass co-firing on pulverized coal boiler[J]. Boiler Technology, 2013, 44(4): 69-75.
- [12] MUNIR S, NIMMO W, GIBBS B M. Co-combustion of agricultural residues with coal: turning waste into energy[J]. Energy and Fuels, 2010, 24(3): 2146-2153.

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/154790.html>