

生物质气化与燃煤热电联产机组耦合的经济性分析

叶菲，赵洪生，林昊宇

（中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司，长春130021）

摘要：介绍了生物质气化与燃煤机组耦合发电技术，并以1台8t/h生物质气化炉与350MW燃煤热电联产机组耦合为例，分析了其耦合的经济性。生物质燃气输入到燃煤锅炉的热量按3种不同方法进行经济性测算，其经济性差异较大，其中生物质燃气送入350MW燃煤机组中的热量按同时生产电能和热能计量，且按燃煤热电联产机组年平均发电标煤耗数值折算发电量，耦合发电量大，发电收益好，耦合优势明显。

目前我国正在大力发展可再生能源，国家发改委可再生能源发展“十三五”规划中提出的指标是：到2020年，全部可再生能源发电装机 6.8×10^8 kW，发电量 1.9×10^{12} kW·h

，占全部发电

量的27%。其中生物质资源是

可再生能源的重要组成部分，利用生物质发电可以实现CO₂

的零排放，同时可减少田间地头散烧所带来的环境和空气质量问题。

国家在鼓励生物质直燃发电的同时，也大力支持燃煤机组与生物质耦合发电的新型生产模法。充分利用我国现有清洁高效煤电机组技术优势，依托现役煤电高效发电系统和污染物集中治理设施，实现生物质的清洁高效利用。为此国家能源局和环保部于2017年11月联合下发了国能发电力（2017）75号文《关于开展燃煤耦合生物质发电技改试点工作的通知》。下面结合8t/h生物质消耗量的气化炉与350MW燃煤热电联产机组耦合的案例，分析其耦合后的经济性。

1 生物质气化与燃煤机组耦合发电技术

生物质气化与大型燃煤机组耦合发电技术是指生物质在循环流化床气化炉中完成高效气化，产生的生物质燃气经过除尘后，以热燃气的方法直接送入大型燃煤电站锅炉，与煤粉进行混烧，利用燃煤机组现有的发电系统实现高效发电。该技术充分利用大型燃煤机组，将生物质能高效转化为电能，实现生物质的清洁高效利用。

生物质气化技术目前在工业应用中采用较多的是微负压循环流化床气化技术。生物质在床料的辅助流化作用下，在炉内经历聚集、沉降、吹散、上升再聚集的物理衍变过程；循环床中气体、生物质、床料发生剧烈的传热传质和接触反应，形成炉内循环。

同时气体对生物质和床料的微小颗粒实现快速夹带，经过旋风分离器分离出残留可燃组分和床料，由回料装置送回反应区，形成炉外的物料循环。气化炉内外两种循环平衡的建立，保证反应进程稳定，是循环流化床气化技术的核心。

生物质气化与燃煤机组耦合发电的原则性系统图见图1。生物质燃气输送到锅炉的热量通过生物质燃气低位发热量和生物质燃气流量数值进行监测。

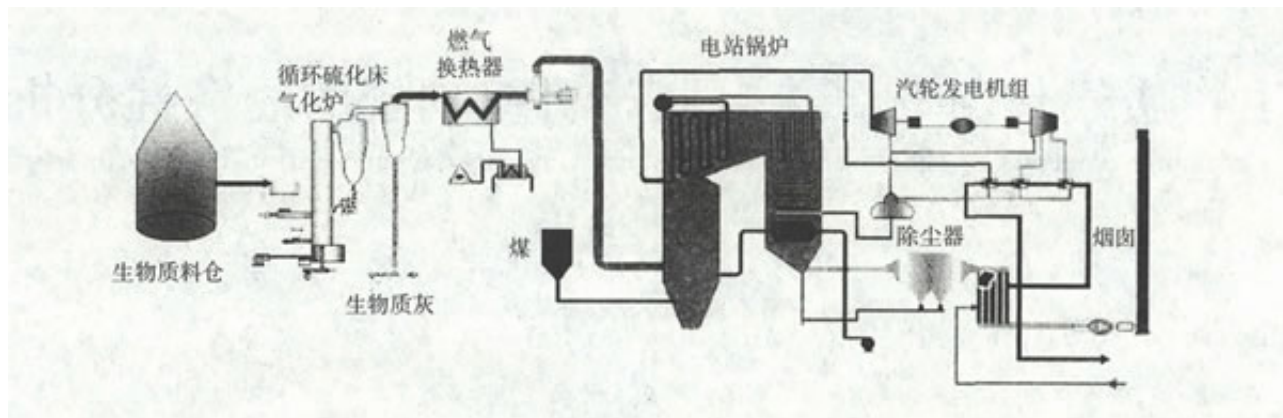


图1 生物质气化与燃煤机组耦合发电的原则性系统图

2 生物质气化与燃煤热电联产机组耦合案例

2.1 热电联产机组燃煤参数

2.1.1 锅炉

锅炉为2台亚临界参数，一次中间再热，单炉膛，平衡通风，自然循环汽包锅炉。三分仓容克法空气预热器。锅炉采用全钢构架，悬吊结构，锅炉运转层以上紧身封闭。单台锅炉的参数为：最大连续蒸发量1165t/h；过热蒸汽出口压力17.5MPa；过热蒸汽出口温度540℃；再热蒸汽流量969.3t/h；再热蒸汽进口压力3.86MPa；再热蒸汽进口温度328.4℃；再热蒸汽出口压力3.68MPa；再热蒸汽出口温度540℃；省煤器入口给水压力（包括静压头）19.265MPa；省煤器入口给水温度279.4℃；空气预热器型法三分仓回转法空气预热器。

2.1.2 汽轮机

汽轮机为2台额定功率为350MW的亚临界参数、一次中间再热、单轴双排汽、抽汽凝汽法采暖供热机组。单台汽轮机的参数为：额定纯凝工况主蒸汽流量1106.03t/h；纯凝工况额定功率350MW时最大出力382.455MW；平均热负荷工况出力276.545MW；主汽门进口蒸汽压力16.67MPa；主汽门进口蒸汽温度537℃；再热蒸汽流量919.75t/h；再热蒸汽进口蒸汽温度537℃；再热蒸汽进口蒸汽压力3.769MPa；平均工况采暖抽汽压力0.49MPa；平均工况采暖抽汽温度267.6℃；最大负荷工况采暖抽汽流量：500t/h；额定冷却水温度20℃；额定背压4.9kPa；额定转速3000r/min。

2.2 生物质气化炉

生物质气化炉为1台生物质消耗量为8t/h玉米秸秆气化炉，为微负压循环流化床型式。日运行时间按22h计算，日燃秸秆量176t；生物质气化炉年运行时间与350MW燃煤机组年运行时间一致，按7300h计算，年秸秆耗量58400t。

2.3 生物质气化炉输送至燃煤锅炉的热量

生物质气化炉的输入燃料为玉米秸秆，产生生物质燃气，生物质燃气直接进入燃煤机组锅炉中燃烧。生物质燃气送入燃煤锅炉的热量包括两部分，一是生物质燃气的显热，生物质气化炉出口燃气温度一般为750℃左右，具有很高的物理显热；二是生物质燃气燃烧所放出的化学热，即燃气的低位发热量。单台8t/h生物质气化炉热量：燃气产量17000m³/h；生物质燃气显热 9.87×10^6 kJ/h；生物质燃气燃烧放热量 6.59×10^7 kJ/h；生物质燃气输入燃煤锅炉总热量 7.577×10^7 kJ/h。生物质气化炉年运行时间按7300h计算，生物质燃气年产量 1241×10^5 m³，全年输入燃煤锅炉总热量553121GJ。

2.4 运行方法

1台8t/h生物质消耗量的气化炉布置于热电厂厂区内，尽量靠近2台350MW机组锅炉房附近，以便于生物质燃气的输送。

350MW燃煤机组锅炉配置专用的生物质燃气燃烧器。原则上生物质气化炉产生的燃气只与1台350MW燃煤锅炉耦合运行，当耦合运行的350MW燃煤机组锅炉故障时可以切换到另外1台350MW机组锅炉运行。由于8t/h生物质消耗量的

气化炉单位时间内输入350MW燃煤锅炉的热量约为燃煤锅炉额定负荷下热量输入的2.5%左右，生物燃气热量所占比例很小，因此只要燃煤机组运行，则8t/h生物质气化炉均处于满负荷运行状态，且忽略掺烧生物燃气对燃煤锅炉运行的影响，即燃煤锅炉效率保持不变。

3经济性分析

3.1经济性分析的基本原则和边界条件

1台8t/h气化炉，生物质气化与燃煤热电联产机组耦合后，其经济性指标分析计算按如下原则及边界条件进行。

a.耦合后350MW燃煤机组的锅炉效率、汽机效率不变。

b.生物质与350MW燃煤热电联产机组耦合后的机组年发电量（设备利用时间）不变，供热量不变。每台350MW热电联产机组的年供热量 $404 \times 10^4 \text{GJ}$ ，年发电量 $147500 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h}$ ，厂综合用电率7.6%，年平均发电标煤耗 $248 \text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ ，年平均供热标煤耗 42.5kg/GJ 。

c.生物质价格按300元/t；生物燃气发电上网电价按 $0.75 \text{元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ ；采暖供热价格按 27.5元/GJ 。

d.标煤价格按550元/t，当地燃煤机组含税上网电价按 $0.375 \text{元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 。

e.生物质气化炉的年运行时间按7300h（自然年时间扣除350MW机组大小修和机组非停时间）。

f.年节省标煤的燃料费 $1038 \times 10^4 \text{元}$ ，生物质燃料年费用 $1752 \times 10^4 \text{元}$ ，生物燃气年替代标煤量18873t。

3.2 3种经济性指标测算方法

3.2.1方法1

以生物燃气送入350MW燃煤机组中的热量仅按生产电能计量，且按350MW机组纯凝工况下发电标煤耗计算年发电量（同时考虑机组年负荷分配后对煤耗的影响）。经济性指标见表1。

表 1 方法 1 的经济性指标

项目	数值
耦合后生物质部分对应的发电功率/ kW	8 414
生物质燃气耦合后对应的年发电量/ (kW · h)	61 421 288
生物质燃气耦合后对应的年供电量/ (kW · h)	56 753 270
生物质气化耦合年供电收益/ 10^4 元	2 128
生物质燃气年费用/ 10^4 元	1 752
生物质燃气年替代标煤量/t	18 873
年节省标煤的燃料费/ 10^4 元	1 038
生物质气化耦合燃煤机组效益/ 10^4 元	1 414

3.2.2方法2

以生物质燃气送入350MW燃煤机组中的热量仅按生产电能计量，且按燃煤热电联产机组年平均发电标煤耗计算年发电量，经济性指标见表2。

表 2 方法 2 的经济性指标

项目	数值
耦合后生物质部分对应的发电功率/ kW	10 425
生物质燃气耦合后对应的年发电量/ (kW·h)	76 099 584
生物质燃气耦合后对应的年供电量/ (kW·h)	70 316 016
生物质气化耦合年供电收益/ 10^4 元	2 637
生物质燃气年费用/ 10^4 元	1 752
生物质燃气年替代标煤量/t	18 873
年节省标煤的燃料费/ 10^4 元	1 038
生物质气化耦合燃煤机组毛效益/ 10^4 元	1 923

3.2.3方法3

方法3以生物质燃气送入350MW燃煤机组中的热量按同时生产电能和热能计量，且按机组年平均热电比分配生物质燃气热量，耦合后经济性指标见表3。

表 3 方法 3 的经济性指标

项目	数值
耦合后用于分摊发电的生物质对应的发电功率/ kW	7 089
生物质燃气耦合后对应的年发电量/(kW · h)	51 747 717
生物质燃气耦合后对应的年供电量/(kW · h)	47 814 891
生物质燃气耦合后对应的年供热量/GJ	142 100
生物质气化耦合年供电收益/ 10^4 元	1 793
生物质气化供热收益/ 10^4 元	391
生物质燃气年费用/ 10^4 元	1 752
生物质燃气年替代标煤量/t	18 873
年节省标煤的燃料费/ 10^4 元	1 038
生物质气化耦合燃煤机组效益/ 10^4 元	1 079

3.3 3种经济性指标测算方法比较

上述3种生物质耦合燃煤热电联产机组的经济性测算方法中，按方法2测算的经济性最好，生物质燃气输入燃煤锅炉的热量按热电联产年均发电标煤耗率折算发电量，其折算的发电量最多，获得的收益最大。按方法1测算的经济性居中，按方法3测算的经济性最差。方法3的分摊方法是按生物质燃气热量按年均热电比进行分摊，一部分热量用于发电，一部分热量用于供热，用于发电的可以获得0.75元/(kW · h)的上网电价，而用于供热的无额外收益，因为供热量不变，供热价格也没提高。当生物质燃气发电的上网电价下降时，生物质气化与燃煤热电联产机组耦合的经济性会降低，燃气上网电价波动时收益测算结果见表4。其中标煤价格按550元/t不变，生物质单价按300元/t不变，生物质燃气发电上网电价由0.75元/(kW · h)按0.05元/(kW · h)递减下降到0.55元/(kW · h)。

表 4 燃气上网电价波动时收益测算

上网电价 / 元	效益 / 10^4 元		
	方法 1	方法 2	方法 3
0.75	1 414	1 923	1 079
0.70	1 130	1 571	840
0.65	847	1 220	601
0.60	563	868	362
0.55	279	517	123

由表4可以看出，当生物质燃气上网电价下降至0.55元/（kW·h）时，即便按方法2进行测算，其每年的收益仅为 517×10^4 元。如果耦合1台8t/h生物质气化炉的总投资按 6×10^7 元计算，其回收年限在10年以上，经济性不佳。

4结论

燃煤热电联产机组既生产电能又生产热能，上述3种测算方法中生物质燃气输入到燃煤锅炉的热量都是相同的，只是由于这部分热量产生的产品不同和产品产量的计量方法不同，而导致测算的经济效益有所不同。方法1是生物质燃气输入给燃煤热电联产机组热量仅按生产电能计量，且按燃煤热电联产机组纯凝工况额定负荷时的发电煤耗率折算发电量（同时考虑机组年负荷分配对煤耗的影响）。此时生物质耦合发电量没有得到燃煤机组热电联产所带来的好处，生物质气化耦合发电量相对方法2较少，发电收益小。

方法2是生物质燃气输入给燃煤热电联产机组热量仅按生产电能计量，且按燃煤热电联产机组年平均发电标煤耗数值折算发电量。生物质耦合发电量享受了燃煤机组热电联产好处归电的益处，机组年平均发电煤耗率仅为248g/（kW·h），远低于660MW等级和1000MW等级的高效超超临界纯凝发电机组的年均发电标煤耗数值。按此方法测算的生物质气化耦合发电量大，发电收益好，耦合优势明显。

方法3是生物质燃气输入给燃煤热电联产机组热量按同时生产电能和热能计量，且按燃煤机组热电联产的全年平均热电比例分配热量并测算耦合的经济性，生物质燃气用于发电的那部分热量按燃煤热电联产机组年平均发电标煤耗数值折算发电量。由于有部分生物质燃气热量分摊用于供热，因此分摊的发电量明显少于方法2，且按方法3进行测算的生物质耦合发电的经济性最差。

按上述3种方法测算的经济性会随着边界条件的变化而变化，如生物质燃料的单价、标煤单价、生物质耦合发电的上网电价、热电联产的热电比等均有较大关系。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/157174.html>