

# 碳税交易下的典型生物质混烧技术经济分析

范翼麟<sup>1</sup>, 王志超<sup>2</sup>, 王一坤<sup>2</sup>, 张 纁<sup>1</sup>, 姚 伟<sup>2</sup>, 张广才<sup>2</sup>, 吴玉新<sup>1</sup>

(1. 清华大学 能源与动力工程系, 北京 100084; 2. 西安热工研究院有限公司, 陕西 西安 710032)

**摘要:**随着中国 2030 碳达峰、2060 年碳中和目标的提出, 在发展能源的同时不断降低温室气体排放已成为电力生产的必要约束条件, 生物质混烧技术可有效降低 CO<sub>2</sub> 排放量, 增加绿色能源的份额。但我国现有燃煤电厂中混烧的实际应用仍较少, 目前, 经济性是制约生物质混烧在我国发展的主要因素。随着政府补贴机制的退出, 该技术应用于发电面临着巨大挑战。然而, 碳税交易机制可能会给生物质混烧的经济性带来新的转机。建立了生物质混烧发电的技术经济计算模型, 评估了混烧技术取代煤炭装机容量的技术经济潜力, 研究了在碳税交易背景下考虑不同约束条件时采用生物质混烧的经济可行性。结果表明, 当标准煤价格为 780 元/t、碳税价格为 60 元/t、定热值生物质价格为 450 元/t 时, 可基本实现生物质混烧的盈亏平衡。对参数的敏感性分析表明, 在给定热值下, 标准煤价增加 100 元/t 与生物质价格减少 50 元/t 或碳税增加 36 元/t 对额外成本的影响基本相同。单位热值的生物质价格、标准煤价格和碳税均对经济性具有重要影响, 较低的单位热值生物质价格和较高的碳税比率有利于煤价达到混烧与纯燃煤的盈亏平衡点。由于单位热值生物质价格、煤价、运输费用等因素对混烧的经济性均有影响, 需以各电厂的具体参数为背景确定混烧的经济性。

**关键词:**碳税; CO<sub>2</sub> 减排; 生物质混烧; 技术经济分析; 可再生能源

中图分类号: TK6

文献标志码: A

文章编号: 1006-6772(2021)04-0111-06

## Techno-economic analysis of typical biomass co-combustion under carbon tax trading

FAN Yilin<sup>1</sup>, WANG Zhichao<sup>2</sup>, WANG Yikun<sup>2</sup>, ZHANG Man<sup>1</sup>, YAO Wei<sup>2</sup>, ZHANG Guangcai<sup>2</sup>, WU Yuxin<sup>1</sup>

(1. Department of Energy and Power Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

2. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710032, China)

**Abstract:** With the proposal of China's carbon peak in 2030 and carbon neutralization target in 2060, it has become a necessary constraint for power generation industries to continuously reduce greenhouse gas emissions while developing energy. Biomass co-firing technology can reduce CO<sub>2</sub> emissions effectively and increase the share of green energy. However, the practical application of co-firing in China's existing coal-fired power plants is still little. Under the current background, economy is the main problem restricting the development of biomass co-firing in China. With the withdrawal of government subsidy, the application of this technology to power generation is facing great challenges. But the carbon tax trading may bring a new turn for the economy of biomass co-firing. In this case, a technical and economic model of power generation with biomass co-combustion was established, the technical potential of replacing coal installed capacity by co-combustion technology was evaluated, and the economic feasibility of biomass co-combustion was studied under the background of carbon tax trading considering different constraints. The results show that the cost balance of biomass co-combustion can be achieved when the standard coal price is 780 yuan/t, carbon tax is 60 yuan/t and biomass price is 450 yuan/t. The sensitivity analysis of parameters shows that under the given heat value, the impact of standard coal price increase of 100 yuan/t is basically the same as biomass price decrease of 50 yuan/t or carbon tax increase of 36 yuan/t on additional cost. The heating value based biomass price, standard coal price and carbon tax all have important influence on the economic feasibility. The lower heating value based biomass price and the higher carbon tax ratio are conducive for the coal price to achieve the profit and loss balance point of co-combustion and pure coal combustion.

收稿日期: 2021-03-30; 责任编辑: 张晓宁 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.CE21033001

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(U1810126); 中国华能集团总部科技项目(HNKJ18-H09)

作者简介: 范翼麟(1996—), 男, 天津人, 硕士研究生, 研究方向为生物质混烧经济性与生物质识别算法。E-mail: fanyil19@mails.tsinghua.edu.cn。通讯作者: 吴玉新, 副教授, 研究方向为能源清洁利用及多相流动传热。E-mail: wuyx09@mail.tsinghua.edu.cn

引用格式: 范翼麟, 王志超, 王一坤, 等. 碳税交易下的典型生物质混烧技术经济分析[J]. 洁净煤技术, 2021, 27(4): 111-116.

FAN Yilin, WANG Zhichao, WANG Yikun, et al. Techno-economic analysis of typical biomass co-combustion under carbon tax trading[J]. Clean Coal Technology, 2021, 27(4): 111-116.



移动阅读

Because the price of biomass per unit calorific value, coal price, transportation cost and other factors have a positive impact on the economy of co-firing, the economy of co-firing must be determined based on the specific parameters of each power plant.

**Key words:** carbon tax; CO<sub>2</sub> emission reduction; co-combustion; techno-economic analysis; renewable energy

## 0 引言

随着全球对气候变化的日益关注,碳减排已被提上日程,我国正式提出2060年实现碳中和目标<sup>[1]</sup>,意味着在发展能源的同时持续降低温室气体排放已成为电力生产的必要约束条件。生物质混烧技术可有效降低CO<sub>2</sub>排放量,增加绿色能源的份额,现有燃煤电厂无需大规模技术改造或投资,即可用来燃烧新燃料,因而技术风险和投资小、运营成本低。该技术在世界范围内得到了广泛应用,尤其是欧洲国家。兰凤春等<sup>[2]</sup>综述了欧洲大型燃煤锅炉耦合生物质发电技术,并提出适合我国生物质耦合发电的主要技术路线。王剑利等<sup>[3]</sup>、巩时尚等<sup>[4]</sup>也针对我国生物质及有机固废混烧、耦合发电等技术路线进行详细分析,提出了技术上适合我国的生物质混烧发电技术方案。针对目前行业关注的生物质耦合发电的准确计量问题,井新经等<sup>[5]</sup>提出了计算生物质发电量的3种可行方法。已有生物质混烧电站的实际运行经验表明,现有电厂混烧固体生物质与煤炭效率高达45%,属于发电行业中最具成本效益的生物质利用案例之一<sup>[5]</sup>。

虽然混烧在减少CO<sub>2</sub>排放和替代部分燃煤方面的潜力很大,但我国现有燃煤电厂中混烧的实际应用仍较少<sup>[6]</sup>。与燃煤相比,混烧存在许多限制,如生物质较低的质量和能量密度、不成熟的供应链、灰渣污染等技术问题,以及现有的可再生能源税收激励计划不被认可<sup>[7]</sup>,均阻碍了该技术的发展<sup>[8]</sup>。随着政府补贴机制的退出,该技术应用于发电面临巨大挑战,但随着碳中和目标的明确,碳税交易机制提上日程,在此背景下,经济性好的生物质混烧掺混应具备的条件,以及碳税对生物质混烧的影响,是亟需解决的问题。本文通过建立生物质混烧发电的技术经济性模型,探究在我国生物质能分布条件下,生物质混烧技术的经济性,并分析了碳税对该技术造成的影响。

## 1 生物质混烧技术经济模型建立

### 1.1 模型假设

本文提出的模型基于以下假设条件:

1) 生物质掺混时,应保证锅炉的总热量输入不变,生物质掺混按照热量输入比例进行分析。

2) 生物质掺混入锅炉后,锅炉热效率会随生物质混合比的增大而降低,根据前人研究<sup>[9-10]</sup>,近似计算生物质加入导致锅炉热效率损失为 $\Delta\eta_t = 0.05\varphi$  ( $\varphi$ 为生物质热混合比), $\varphi = 10\%$ 时,锅炉热效率损失量约为0.5%。

3) 为避免巨大的运输成本,生物质从电厂周围的供货源供应给电厂。生物质成本由3部分组成,即采购费用、预处理费用和运输费用。

4) 为便于分析模型结果,重点对成型生物质颗粒和生物质砖进行分析,其他类型生物质的影响可通过变动生物质热值和价格进行敏感性分析。

5) 生物质混烧可能导致积灰、结渣、腐蚀等问题,但当生物质混烧比例低于10%时,这些问题可控,因此本模型假定生物质的热量掺混比低于10%,生物质掺混不会对锅炉运行造成沾污、积灰以及催化剂中毒等负面影响,因而忽略这些影响带来的成本。

6) 混烧发电厂的生物质原料由生物质砖或颗粒组成,其均为硬质的,且具有良好的可研磨性,无需额外的研磨和进料设备,而且与生物质成本相比,设备投资的占比较小,因此不考虑额外的生物质设备投资费用。

### 1.2 模型建立

在给定 $\varphi$ 时,假设电厂的煤消耗量 $M_{c0}$ (t/a)为

$$M_{c0} = \frac{Th}{LHV_c \eta_t}, \quad (1)$$

其中, $T$ 为机组额定负荷,MW; $h$ 为机组年平均运行时间,h/a; $LHV_c$ 为煤的低位发热量,MJ/kg; $\eta_t$ 为机组发电效率。燃煤电厂的年运行时间呈下降趋势,根据文献[11],假定 $h$ 的基准为4 000 h/a,在电厂发电量不变的前提下,由于生物质混烧而导致燃料消耗量增加,修正的煤消耗量 $M_c$ (t/a)为

$$M_c = \frac{M_{c0} \eta_t}{\eta_t - \Delta\eta_t}. \quad (2)$$

机组发电量相同时,可求出生物质消耗量 $M_b$ (t/a)以及所替代的燃煤量 $\Delta M_c$ (t/a)分别为

$$M_b = \frac{\varphi M_c LHV_c}{LHV_b}, \quad (3)$$

$$\Delta M_c = M_{c0} \left( 1 + \varphi - \frac{\eta_t}{\eta_t - \Delta\eta_t} \right), \quad (4)$$

式中, $LHV_b$ 为生物质的低位发热量,MJ/kg。

文献[10]表明,目前国内燃料成本占生物质发电总运营成本的70%左右。因此燃料成本是影响混烧经济可行性的主要因素。目前,我国尚无稳定的生物质燃料供应链和成熟市场,导致生物质价格高,生物质市场成为卖方市场。本文考虑生物质成本 $C_b$ (元)由原料生物质采购成本 $C_{pe}$ (元)、运输成本 $C_{tr}$ (元)和预处理成本 $C_{pr}$ (元)组成。

$$C_b = C_{pe} + C_{tr} + C_{pr}, \quad (5)$$

其中,生物质采购成本 $C_{pe}$ 取决于生物质的价格 $P_b$ (元/t)以及所需的生物质质量 $M_b$ ,即 $C_{pe} = P_b M_b$ 。

运输费用由车辆成本 $C_{tv}$ (元/a)以及劳动力成本 $C_{il}$ (元/a)组成,即 $C_{tr} = C_{tv} + C_{il}$ 。车辆成本为车辆的年度行驶总距离TD(km)与每千米的成本 $SC_{vehicle}$ (元/km)的乘积,即

$$C_{tv} = TD \cdot SC_{vehicle}。 \quad (6)$$

车辆行驶距离与生物质分布密度 $\rho_b$ (t/(km<sup>2</sup>·a))和车的容量 $V_c$ (t)相关,生物质均从电厂附近采集并运输时,运输成本最低,此时,可根据所需生物质掺混量 $M_b$ 及生物质分布密度 $\rho_b$ 确定距电厂最远

的生物质采集半径 $R$ (km),即 $R = \sqrt{\frac{M_b}{\pi\rho_b}}$ 。对该区域内车辆距离积分并求平均值,可得车辆在该区域的平均单程路程为 $2R/3$ (图1),则车辆的总里程为

$$TD = \frac{4RM_b}{3V_c}。 \quad (7)$$

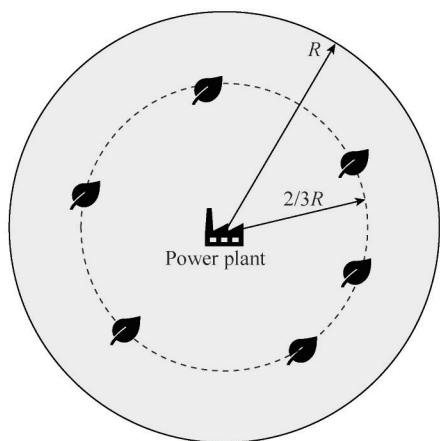


图1 电厂周围生物质资源的分布

Fig.1 Distribution of biomass sources around a power plant

运输劳动力成本 $C_{il}$ 取决于雇员的年工资 $SC_{em}$ (元/a)以及运输中的员工数量 $N_e$ 。

$$C_{il} = SC_{em} N_e。 \quad (8)$$

预处理成本取决于预处理方法以及机器和生物质原料。因此,生物质预处理成本包括新机械的初始投资成本和运行电力、人工和维护成本。根据对生物质压块成型的研究,预处理链由输送机、破碎

机、研磨机以及压型机组成<sup>[10]</sup>。为简化模型,假设生物质预理由发电厂外包给拥有独家合同的单独公司进行,故可将预处理成本包含在采购成本中,不再单独计算。

每年生物质混烧技术的燃料额外成本可根据之前确定的参数计算。燃料额外成本 $AC_{fuel}$ (元/a)为生物质采购和生物质运输的成本与因转换为混烧电厂节省的煤炭成本之差。在碳交易背景下,由于生物质燃烧是碳中性,而煤炭燃烧需根据产生的CO<sub>2</sub>量额外支付碳税,因此混烧生物质可节省部分碳税,故燃料额外成本需再去除省煤量对应的碳税(以1 t标准煤产生2.69 t CO<sub>2</sub>计算),即

$$AC_{fuel} = C_b - P_c \Delta M_c - 2.69 P_{tax} \Delta M_c, \quad (9)$$

式中, $P_c$ 为煤价,元/t; $P_{tax}$ 为碳税比率,元/t。

另一个需要考虑的因素是飞灰销售额的减少。由于生物质中灰分较低,混烧发电厂产生的煤灰较少<sup>[13]</sup>。飞灰通常储存于发电厂的垃圾填埋场或由生产水泥的公司回收<sup>[13]</sup>。根据文献[5]的假设:生物质混燃比例与飞灰销售额呈负线性关系,即10%的生物质会使飞灰的销量减少10%。100 t煤产生约3 t可回收的飞灰<sup>[13]</sup>,按飞灰单价 $P_{fa} = 40$ 元/t计算由于飞灰销售减少造成的经济损失 $C_{fa}$ <sup>[5]</sup>,将式(10)添加到经济模型中。飞灰销售额的减少取决于飞灰的成本和给定的混合比,即

$$C_{fa} = 0.03 P_{fa} M_c \varphi。 \quad (10)$$

将燃煤电厂转换为混烧发电厂造成的总额外费用通过式(9)、(10)求和计算。总成本 $C_{total}$ 为额外的燃料成本和由于减少飞灰销售额而导致的机会成本之和。

$$C_{total} = C_{fa} + AC_{fuel}。 \quad (11)$$

总成本是发电厂在转换为混烧发电厂时每年产生的额外费用。对于政府和发电厂的管理,最关注纯燃煤发电厂变为混烧发电厂时,生物质生产每度电时必须支付的额外费用,即单位额外成本 $C_{kwh,b}$ (元/kWh)可通过生物质燃烧总的额外费用除以生物质发电量获得。

$$C_{kwh,b} = \frac{C_{total}}{1000T\varphi h}。 \quad (12)$$

## 2 生物质掺烧经济性分析

评估10%的热混合比下,生物质装机容量可替代的煤装机容量的潜在值。表1为技术模型的参数和假定的基准值,其中生物质燃料考虑生物质颗粒和生物质砖2种形态。

表1 技术模型的参数和基准值

Table 1 Parameters and reference value of technical model

参数	锅炉效率 损失/%	混合比 (热量基准)/%	电厂运行时间/ (h·a <sup>-1</sup> )	标煤低位热值/ (MJ·kg <sup>-1</sup> )	生物质颗粒低位 热值/(MJ·kg <sup>-1</sup> )	生物质砖低位热 值/(MJ·kg <sup>-1</sup> )
基准值	0.5	10	4 000	29	16	11

根据文献[12],2019年,中国火电总装机容量为1 190 GW,60 MW以上机组供电煤耗为306.9 g/kWh,折合供电效率为39.9%。

本文以供电效率为39.9%的600 MW机组为例进行经济模型计算,表2为经济模型的参数以及基准值。

表2 经济模型的参数和基准值

Table 2 Parameters and reference value of economic model

参数	装机容量/ MW	净效率/ %	生物质价格/ (元·t <sup>-1</sup> )	煤炭价格/ (元·t <sup>-1</sup> )	车辆单位距离 行驶成本/ (元·km <sup>-1</sup> )	员工成本/ (元·a <sup>-1</sup> )	车辆容 量/t	员工 人数	飞灰价格/ (元·t <sup>-1</sup> )	生物质分布 密度/(t· (km <sup>2</sup> ·a) <sup>-1</sup> )	碳税比率/ (元·t <sup>-1</sup> )
基准值	600	39.90	450	780	7	45 000	15	20	40	5.6	60

经济模型参数的基础值来自文献[5,10,14-15],其中煤炭价格为按照热值折算成标准煤后的价格,生物质价格在300~600元/t,基准值取中值450元/t;碳税价格来自中国碳交易网最新数据,根据地区差异在20~100元/t,基准值取中值60元/t。表3为采用本文经济分析模型计算2种不同热值(相同价格)生物质颗粒时,试验电厂的各项成本。可见,生物质的采购成本约占生物质颗粒总成本的

87%,占生物质砖总成本的85%,飞灰销售额的额外成本很低,可忽略。标准煤煤价为780元/t、生物质价格为450元/t、碳税为60元/t(以CO<sub>2</sub>计,下同)时,高热值的生物质颗粒(热值为16 MJ/kg)成本与纯燃煤基本持平,而低热值生物质砖(热值为11 MJ/kg)仍需额外成本0.141元/kWh。这是由于生物质砖的热值较低,相同热量输入时需要更多生物质,导致其采购和运输成本显著增加。

表3 经济模型的计算结果

Table 3 Calculation results of economic model

参数	TD/km	$C_{tv}/$ (元·a <sup>-1</sup> )	$C_{il}/$ (元·a <sup>-1</sup> )	$C_{it}/$ (元·a <sup>-1</sup> )	$C_{pe}/$ (元·a <sup>-1</sup> )	$C_b/$ (元·a <sup>-1</sup> )	$AC_{fuel}/$ (元·a <sup>-1</sup> )	$C_{fa}/$ (元·a <sup>-1</sup> )	$C_{total}/$ (元·a <sup>-1</sup> )	$C_{kWh,b}/$ (元·kWh <sup>-1</sup> )
生物质颗粒	1 468 212	10 277 481	900 000	11 177 481	76 127 820	87 305 301	-561 953	112 004	-449 949	-0.002
生物质砖	2 575 607	18 029 249	900 000	18 929 249	110 731 374	129 660 623	41 793 369	112 004	41 905 373	0.141

图2为各价格不变时,生物质热值对额外成本的影响。可见,给定单位质量生物质价格时,额外成本与生物质热值呈负相关关系。生物质低位热值由13 MJ/kg升至17 MJ/kg时,电厂的额外成本由正转负,最终产生额外收益。由此可见,生物质混烧时不能仅考虑单位质量的生物质价格,生物质单位热值的价格是影响额外成本的主因,生物质单位热值价格在合理区间时,才有可能产生经济效益。因此,电站在考虑混烧生物质时,应尽可能选择单位热值价格较低的生物质。

表3中,生物质颗粒和生物质砖的热值分别是16 MJ/kg和11 MJ/kg,当其单位质量成本均为450元/t时,其生物质采购成本分别为7 613万元/a和11 073万元/a,增加幅度为3 460万元/a,由于生物质品质降低导致运输成本增加775万元/a。可见,生物质掺混成本变化的决定性因素是单位热值的生

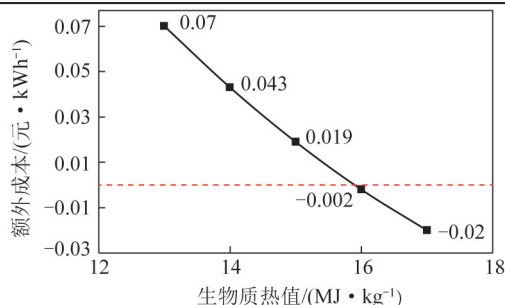


图2 生物质热值对额外成本的影响

Fig.2 Influence of biomass LHV on additional costs

物质成本,生物质运输成本在给定生物质密度条件下对发电成本的影响有限。

综上,虽然地域、煤质及生物质种类变化会对掺烧经济性带来复杂的影响,但采用单位热值的生物质价格以及换算成标准煤的煤炭价格作为基准进行经济性分析时,可准确判断生物质掺烧的经济性。因此本文主要以单位热值的煤炭和生物质成本作为

变量,无需考虑地域、煤质变化以及生物质成分的变化,只要单位热值的煤炭成本和生物质成本与本文一致,则本文的经济性分析结论成立。

为了分析生物质混烧比例对经济效益的影响,保持其余参数不变,热混合比在6%~14%的单位额外成本如图3所示。可见,随着生物质热混合比的提升,额外成本近似呈线性增加趋势,主要原因在于运输成本随着掺混比例的增加而增加,导致总的额外成本增加,但影响不明显。

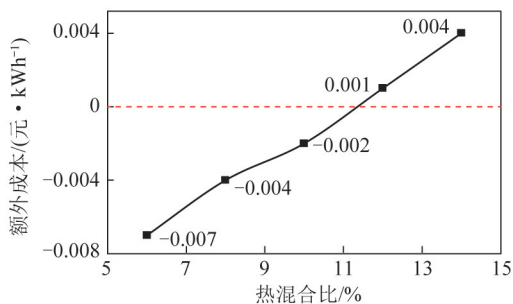


图3 热混合比对额外成本的影响

Fig.3 Influence of heat blending ratio on additional costs

单位热值的煤炭价格、碳税以及单位热值的生物质价格是影响额外成本的主要因素,也是随市场波动变化最大的因素。为此,需分析该3个参数对附加成本的影响。实际上,中国煤炭价格随政策、税收、运输、需求瓶颈等因素变化显著,2020年,中国动力煤价格在482~699元/t,2021年,中国标准煤(按热值换算)价格已高达780元/t。为模拟中国煤炭价格可能的波动,探究其对混烧经济可行性的影响,按标准煤的煤炭价格400~1000元/t分析对生物质混烧附加成本的影响。

生物质价格会随地域的生物质丰度、加工费用及人力成本等因素变化,由于各因素复杂,无法单独区分考虑,为此,通过开展单位热值生物质价格的敏感性分析来确定生物质掺烧的经济性区间,只需单位热值的生物质价格确定,则不同地域的生物质,在等热值条件下的掺烧经济性均类似。考虑成型生物质价格为300~600元/t,碳税价格为20~100元/t。以煤炭价格为自变量,附加成本为因变量,绘制不同生物质价格和碳税价格下的单位额外成本随煤价变动的曲线族(图4),其余单位热值的生物质价格(以16 MJ/kg热值为基准)给定时,附加成本随煤炭价格的升高而降低,且在某煤炭价格达到盈亏平衡。单位热值的生物质价格分别为300、400、500元/t时,煤价盈亏平衡点分别为502、685、870元/t;单位热值的生物质价格超过600元/t时,煤炭价格低于1000元/t亏损。可见,煤炭价格增加100元/t时,

与单位热值为16 MJ/kg的生物质价格减少50元/t时的额外成本减少幅度基本相同。由图4(b)可知,碳税从20元/t增至100元/t时,额外成本-煤价曲线下移,煤价的盈亏平衡点从880元/t减至660元/t。近似可得,煤炭价格增加100元/t时与碳税增加36元/t时所带来的额外成本减少幅度基本相同,表明降低单位热值的生物质价格和增加碳税有利于降低煤价的盈亏平衡点,从而使生物质混烧技术更具经济性。

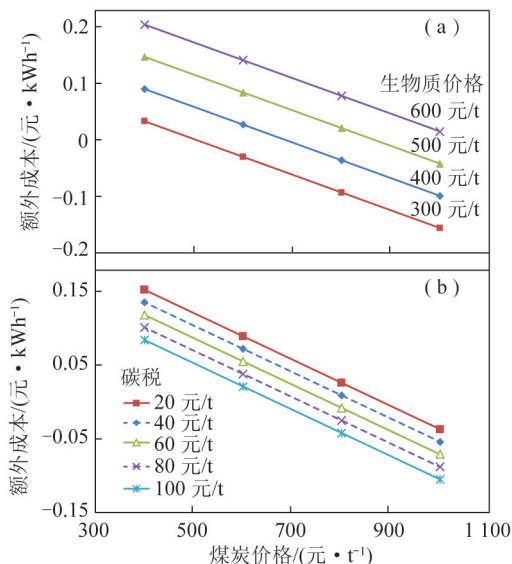


图4 不同生物质价格、碳税下的额外成本-煤价曲线族

Fig.4 Additional costs-coal price lines under different biomass prices and carbon taxes

### 3 结论与展望

1) 生物质单位热值价格、碳税补贴以及煤炭价格对混烧经济性的影响最为显著,其中,单位热值的生物质价格对混烧的经济性影响最大,因此,私营部门通过规模经济实现单位热值的生物质价格下降应成为重点。

2) 有利的混烧条件(如电厂周围高分布密度、高质量的生物质燃料以及较低的生物质价格)对混烧的经济性具有积极影响,必须以每个电厂的具体参数为背景确定混烧燃烧的经济性。

3) 标准煤价格为780元/t、碳税价格为60元/t、16 MJ/kg热值的生物质价格为450元/t时,可基本实现生物质混烧的盈亏平衡。在给定热值下,标准煤价增加100元/t与生物质价格减少50元/t或碳税增加36元/t对额外成本的影响基本相同。

4) 考虑碳交易背景下未来的中国,碳税对生物质混烧具有重要影响,较高的碳税使得生物质混烧具有更大的可行性及降碳潜力。

## 参考文献(References):

- [1] 习近平.在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话[J].中华人民共和国国务院公报,2020(28):5-7.  
XI Jinping. Statement at the general debate of the 75th session of the united nations general assembly[J]. The Bulletin of the State Council of the People's Republic of China, 2020(28):5-7.
- [2] 兰凤春,李晓宇,龙辉.欧洲大型燃煤锅炉耦合生物质发电技术综述[J].华电技术,2020,42(10):88-94.  
LAN Fengchun, LI Xiaoyu, LONG Hui. Review of biomass power generation technology coupled with large coal-fired boilers in Europe[J]. Huadian Technology, 2020, 42(10):88-94.
- [3] 王剑利,张金柱,吉金芳,等.生物质燃煤耦合发电技术现状及建议[J].华电技术,2019,41(11):32-35.  
WANG Jianli, ZHANG Jinzhu, JI Jinfang, et al. Current status and suggestions on biomass-coal coupled power generation technology [J]. Huadian Technology, 2019, 41(11):32-35.
- [4] 巩时尚,张博,刘洪鹏,等.国内生物质发电技术方案对比分析[J].发电设备,2019,33(3):168-172.  
GONG Shishang, ZHANG Bo, LIU Hongpeng, et al. Comparative analysis of domestic biomass power generation technologies [J]. Power Equipment, 2019, 33(3):168-172.
- [5] 井新经,陈运,张海龙,等.生物质耦合发电技术及发电量计算方法[J].热力发电,2019,48(12):31-37.  
JING Xinjing, CHEN Yun, ZHANG Hailong, et al. Biomass coupled power generation technology and power generation calculation methods [J]. Thermal Power Generation, 2019, 48(12):31-37.
- [6] International Energy Agency. Prospect of distributed energy systems in China[R]. 2017.
- [7] 魏咏梅,罗珍珠,徐婕琼,等.政府补贴对于生物质混烧发电供应链的影响研究[J].现代电力,2020,37(6):638-645.  
WEI Yongmei, LUO Zhenzhen, XU Jieqiong, et al. Impact of government subsidy on supply chain for direct-fired biomass based power generation [J]. Modern Electric Power, 2020, 37(6):638-645.
- [8] ABBIE Clare, GOU Yaqing, ANDREW Barnes, et al. Should China subsidize cofiring to meet its 2020 bioenergy target? A spatio-techno-economic analysis[J]. GCB Bioenergy, 2016, 8(3):550-560.
- [9] WANG Xuebin, TAN Houzhang, NIU Yanqing, et al. Experimental investigation on biomass co-firing in a 300 MW pulverized coal-fired utility furnace in China[J]. Proceedings of the Combustion Institute, 2010, 33(2):2725-2733.
- [10] LIU Yuanyi, WANG Xuebin, XIONG Yingying, et al. Study of briquetted biomass co-firing mode in power plants [J]. Applied Thermal Engineering, 2014, 63(1):266-271.
- [11] LU Zheng. Fossil power plant capacity utilization rate in China: Energy data and modelling center [J]. EDMC Energy Trends, 2017, 135:1128-1136.
- [12] 中电联行业发展与环境资源部.2019年1—11月份电力工业运行简况[EB/OL].(2019-12-31). <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-259909>.
- [13] 张云飞,姚华彦,扈惠敏,等.燃煤电厂炉渣综合利用现状分析[J].中国资源综合利用,2020,38(11):72-74.  
ZHANG Yunfen, YAO Huayan, HU Huimin, et al. Analysis on current situation of comprehensive utilization of slag in coal-fired power plants [J]. China Resources Comprehensive Utilization, 2020, 38(11):72-74.
- [14] BUDDHIKE Neminda Madanayake, SUYIN GAN Carol Eastwick, HOON Kiat Ng. Biomass as an energy source in coal co-firing and its feasibility enhancement via pre-treatment techniques [J]. Fuel Processing Technology, 2017, 159:287-305.
- [15] CHEN Wenying, XU Ruina. Clean coal technology development in China [J]. Energy Policy, 2009, 38(5):2123-2130.