文章编号：2096-5125 (2022) 02-0182-06 中图分类号：S216；P467 文献标志码：A
DOI：10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2022.02.010

中国农林生物质发电项目经济性分析

朱孝成[1]，窦克军[2]，王振中[1]，潘勋章[3*]

（1．中国社会科学院大学马克思主义学院，北京市 朝阳区 100102；
2．国家发展和改革委员会能源研究所，北京市 西城区 100045；
3．中国石油大学（北京）经济管理学院，北京市 昌平区 102249）

Economic Analysis of China's Agricultural and Forestry Biomass Power Generation Projects

ZHU Xiaocheng[1], DOU Kejun[2], WANG Zhenzhong[1], PAN Xunzhang[3*]

(1. School of Marxism, University of Chinese Academy of Social Sciences, Chaoyang District, Beijing 100102, China;
2. Energy Research Institute, National Development and Reform Commission, Xicheng District, Beijing 100045, China;
3. School of Economics and Management, China University of Petroleum-Beijing, Changping District, Beijing 102249, China)

Abstract: Agricultural and forestry biomass power generation could promote the green production and consumption revolution of rural energy, promote the development of rural economy, and would play an important role in achieving the 'dual-carbon' goal of China. Clarifying the economics of agricultural and forestry biomass power generation projects is an important prerequisite for ensuring healthy and sustainable development of the industry. This paper applies an economic analysis model based on net present value and extensively collects actual project data to study reasonable utilization hours and cost structures of China's agricultural and forestry biomass power generation projects. Results show that under the current electricity-pricing policy, in order to guarantee reasonable returns of agricultural and forestry biomass power generation projects, annual equivalent utilization hours should be at least 7000 hours. Fuel costs are the core factor affecting the total costs of biomass power generation. With the continuous rise in fuel prices at present, projects can only balance costs by generating as much electricity as possible. If there is no subsidy support, projects could not be able to withstand huge losses and would be forced to suspend production, which would adversely affect the industry and local resident's livelihood.

Keywords: biomass power generation; economic analysis; utilization hours; fuel costs

摘 要：农林生物质发电可推动中国农村能源绿色生产和消费革命，带动农村经济发展，并将对实现国家“双碳”目标发挥重要作用。厘清农林生物质发电项目经济性是保障产业健康可持续发展的重要前提。通过广泛收集项目实际数据，利用基于净现值的经济性分析模型研究了中国农林生物质发电项目的合理利用小时数和成本构成。结果表明：在现有电价政策下，若要保障农林生物质发电项目合理收益，则年等效利用小时数至少在7000 h以上；燃料成本是影响生物质发电成本的核心要素，当前燃料价格持续上涨，项目只有通过尽量多发电量来平衡成本；如果没有补贴支持，项目将无法承受巨额亏损而被迫停产，对产业和当地民生造成不利影响。

关键词：生物质发电；经济性分析；利用小时数；燃料成本

0 引言

2020年9月22日，中国在第75届联合国大会一般性辩论上宣布“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”[1]，12月12日在气候雄心峰会上进一步承诺“到2030年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右”[2]。上述目标的确立，虽然意味着中国未来的碳减排挑战将极其严峻，但也为可再生能源产业提供了巨大发展契机[3]。生物质能作为具有天然碳中和属性与负碳潜力的可再生能源，可为实现“双碳”目标提供有力支持，在降碳和化石能源替代方面将发挥愈发重要的作用[4-5]。当前，中国“双碳”目标更多聚焦城市和高能

基金项目：国家重点研发计划（2021YFE0107300）。
National Key Research and Development Program of China (2021YFE0107300).

JGEI

耗高排放行业，在社会经济水平亟待提升的广大农村地区，能源转型任务实际上也非常艰巨。

自《中华人民共和国可再生能源法》颁布实施以来，生物质发电在国家激励政策支持下取得了卓越成绩[6]，已发展成为中国生物质能支柱产业。2020年底，中国生物质发电并网装机容量2952万kW，居全球生物质发电装机规模之首[7]。其中，农林生物质发电厂充分利用当地农林生物质废弃物，改善了农村生活环境，提高了农村清洁能源比重，促进了农村当地就业并提高了农民收入，在解决“三农”问题、脱贫攻坚、乡村振兴、应对气候变化、环境保护和能源革命等方面都具有重要战略意义[8]。

根据生物质发电行业实际情况，中国生物质发电的上网电价、补贴和税收优惠政策进行了多次调整，从最初的固定补贴政策逐步过渡到目前的固定电价政策。2010年，中国农林生物质发电行业经历了燃料收集困难等全产业链的艰辛探索，形成较为稳定的产业运行模式，但并未实现政策预期的成本下降。考虑到产业发展实际，国家当时将农林生物质发电上网电价统一提升为0.75元/kWh[9]，这充分体现了国家对产业的保护和扶持。但在2020年9月29日，财政部等发布关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知（后文简称《补充通知》）规定，生物质发电项目在15 a贴补期内，并网发电小时数超过全生命周期合理利用小时数82 500 h将不再享受补贴[10]。82 500 h的规定，相当于每年只有5500 h的上网电量可获得补贴。按照自投产以来累计上网小时数计算，截至2020年底，国能集团（中国发展最早、正常运营项目数最多、在运项目装机容量最大的农林生物质发电集团公司之一）有8个项目已经超过82 500 h。由于农林生物质发电的度电成本高于燃煤标杆电价，若继续运营这些项目，按照《补充通知》则发电越多亏损越大。在“双碳”目标下，中国农林生物质发电正值产业升级跨越式发展的关键时期，此时提出限制补贴的发电小时数将对存量项目和刚刚建立的燃料收储开发市场造成沉重打击，可能对农业经济、农业生产、农村就业、农村环境等造成连锁反应。

随着中国生物质产业发展，许多学者从不同视角对其进行了研究。例如，文献[11]利用系统动力学模型预测了碳排放交易计划下中国生物质发电前景；文献[12]评价了中国生物质产业的发展现状与趋势，提出了生物质经济发展的战略目标、发展重点、技术路线图和对策建议；在文献[13-14]基于综合评估模型模拟的深度减排情景中，2050年生物质能在中国一次能源消费中的比例为6%~14%；文献[15]构建系统动力学模型模拟了中国农林生物质发电产业电价补贴效果，指出适当调整补贴额度并保障生物质补贴资金优先及时发放才能促进产业健康快速发展；文献[16]认为秸秆收购价格高导致发电经济性不乐观，财政补贴是秸秆发电厂扭亏为盈的关键；文献[17]提出一种计及生物质能的热电联供系统经济运行优化策略，能够提升农村地区生物质能利用效率。但总体而言，已有文献中专门针对中国农林生物质发电项目经济性分析的研究较少。本文将利用基于净现值的经济性分析模型，并广泛收集项目实际数据，对中国生物质发电项目合理利用小时数和关键成本因素进行分析，对比不同项目成本经济性，以期为政府制定和调整产业政策提供参考建议。

1 行业现状

1.1 项目运行情况

截至2019年底，中国农林生物质发电项目（包括直燃和热电联产）共计427个[7]。本文获得了426个项目2019年的装机容量及发电量数据，其中有60个停产，运行项目总数为366个。如表1所示，在这些运行的发电项目中，年等效利用小时数（在本文中通过发电量除以装机容量计算得出）超过5500 h的项目为47%，超过7000 h的项目为33.6%。

表1 2019年全国运行的农林生物质发电项目年等效利用小时数统计

Table 1 Statistics on annual equivalent utilization hours of national agricultural and forestry biomass power generation projects in operation in 2019

年等效利用小时/h	0~1000	1001~3000	3001~5500	5501~7000	>7000
项目数量	35	97	62	49	123
项目占比	9.6%	26.5%	16.9%	13.4%	33.6%

生物质发电项目需要通过发电来维持基本运营收益，在营收平衡运行小时数以下的项目难以维持长期健康运行。根据本文调研数据，在中国农林生物质发电行业装机规模排名前列的企业中，国能、光大、理昂、长青各集团所有电厂2019年的平均等效利用小时数分别为7649、7513、

7544、7058 h。图1给出了国能正常运行项目年平均等效利用小时数变化趋势（国能项目数由2007年10个增加到2021年底40个）。可以看到，2008年以前平均等效利用小时数较低，在4500~5000 h；从2009年起，项目运营水平明显提升，2009—2013年平均等效利用小时数在6500~7000 h；2014年后进一步上升至7000~8000 h。年平均等效利用小时数总体呈稳步上升趋势，这与中国农林生物质发电行业技术发展和电力市场需求趋势相一致。需要指出，现有的一些关于中国农林生物质发电行业的统计[18]由于包含了停产项目装机容量，所给出的年平均发电小时数比此处偏低。

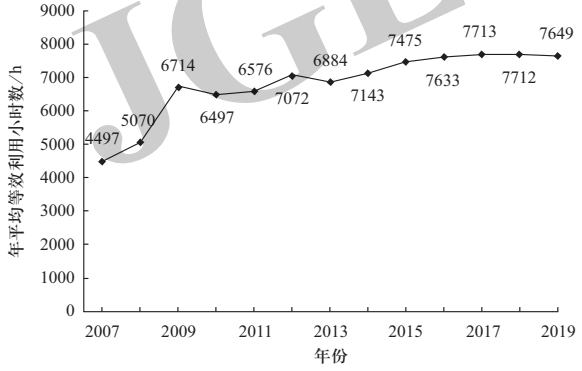

图 1 国能集团农林生物质发电项目年平均等效利用小时数变化趋势

Fig. 1 Trends of average annual equivalent utilization hours of agricultural and forestry biomass power generation projects of National Bio Energy Co., Ltd.

1.2 燃料成本情况

燃料供给是农林生物质发电产业可持续发展的基础。当前，中国农林生物质发电项目的燃料主要包括农作物秸秆（如玉米、小麦、水稻秸秆等）、稻壳、花生壳、玉米芯、油茶壳、棉籽壳、蔗渣等农业剩余物，森林三剩物（采伐、造材、加工剩余物）、次小薪材等林业废弃物，以及沙柳等能源植物。从燃料分布情况来看，东北地区可能源化利用的农林生物质资源量约1.2亿t[18]，随着新项目增多，东北生物质燃料价格明显上涨，已达到300~350元/t（本节燃料价格为国能数据）。华东、华中和华北地区可能源化利用的农林生物质资源量合计约3.2亿t[18]，由于经济发达、人工费和燃料运输加工费高，这些地区的生物质燃料价格普遍较高，苏北等地价格峰值甚至已超400元/t。华南地区可能源化利用的农林生物质资源量约5500万t[18]，燃料价格相对低一些，近年通常在200~250元/t，但燃料水分较高，达50%左右。图2可以反映出，中国农林生物质发电项目的燃料收购价格总体逐年上涨，燃料供不应求的局面可能会日趋明显。结合行业发电量和技术水平估算，2019年全国生物质燃料费可能为300亿元左右。

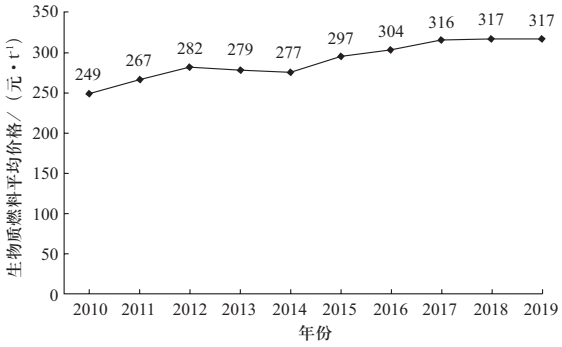

图 2 国能集团2010—2019年生物质燃料平均价格变化趋势

Fig. 2 Trends of average biomass fuel prices of National Bio Energy Co., Ltd. from 2010 to 2019

2 分析模型

2.1 模型构建

本文采用的中国农林生物质发电项目（含热电联产）经济性分析模型主要基于净现值。在项目投资经济评价时，一个项目净现值的计算方法通常见式（1），收益（P_t）减去付现成本（C_t）以及应缴税金（T_t）为净现金流，R为折现率，I_{INV}为初始投资，t为年份。

$$V_{\mathrm{NPV}}=\sum_{t=1}^{n}\left(P_t-C_t-T_t\right)\times\left(1+R\right)^{-t}-I_{\mathrm{INV}} \quad (1)$$

$$P_t=p_{\mathrm{e}}\times\left(c_{\mathrm{cap}}\times h-u\right)+p_{\mathrm{h}}\times s \quad (2)$$

$$C_t=f_t+o_t+l_t \quad (3)$$

$$f_t=p_{\mathrm{f}}\times i\times c_{\mathrm{cap}}\times h \quad (4)$$

$$T_t=\eta\times(P_t-C_t-d_t) \quad (5)$$

农林生物质发电项目的收益主要为发电收益和供热收益（热电联产项目），P_t按式（2）计算。其中，p_{e}为上网电价，装机容量（c_{cap}）和年等效利用小时数（h）的乘积（即发电量）扣除厂用电量（u）为上网电量，热电联产项目的供热收益为热力价格（p_{h}）和供热量（s）的乘积。为方便后续分析成本构成并识别关键成本要素，本文将农林生物质发电项目的付现成本划分为燃料成本（f_t）、经营成本（o_t，包括其他原料成本、运营维护费、工资福利、保险金、其他费

JGEI

用等）、财务成本（l_t，主要涉及贷款）三部分，C_t按式（3）计算。其中，f_t与h直接相关，见式（4），p_f为燃料价格，i为度电单耗（每kWh电能的生物质资源消耗量）。应缴税金主要为所得税（中国农林生物质发电实行增值税即征即退），T_t按式（5）计算，η为所得税率，d_t为固定资产折旧。

当R为行业基准收益率时，净现值为0意味着一个项目恰好达到行业基准收益标准。此时，可通过式（6）结合式（2）—（5）求解出为实现行业基准收益率需要至少达到的年等效利用小时数。此外，若给定项目年等效利用小时数，通过式（6）计算出的R也被称为该项目的内部收益率（使净现值为0的折现率）[19]：

$$\sum_{t=1}^{n}\left(P_t-C_t-T_t\right)\times\left(1+R\right)^{-t}-I_{\mathrm{INV}}=0 \qquad (6)$$

2.2　主要参数

考虑到农林生物质发电项目的共同特点，模型预设部分公共参数，例如，项目经营期15 a、贷款年限15 a、折旧期15 a、项目建设期1 a、所得税率22.5%，这些参数在模型中一般不做更改。在中国农林生物质发电项目实践中，行业基准收益率均是按照《建设项目经济评价方法与参数（第三版）》取8%[20]。

通过模型计算行业基准收益率对应的年等效利用小时数，主要输入数据包括：发电机组装机、厂用电率、上网电价以及年供热量、供热价格（如不供热则有关数据为0）；总静态投资、自有资金比例、贷款利率、建设期贷款利率、固定资产残值率；度电单耗、燃料价格、燃料热值、燃料含水率；年设备维护费占总投资比例、年水和其他燃料费占总投资比例、年其他运维费占总投资比例、流动资金占总运维费的比例；初始投资中含税投资比例、燃料费用中含增值税比例、其他运维费中含增值税比例。

3　结果分析

3.1　基本结果

本文将调研获得的项目数据平均值作为默认输入参数，具体如下：发电机组装机30 MW，厂用电率10%，上网电价0.75元/kWh；总静态投资2.7亿元（即单位投资9000元/kW），自有资金比例20%，贷款利率6.55%，残值率5%；度电单耗1.3 kg/kWh，燃料热值10 046 kJ/kg，燃料含水率32%；年设备维护费占总投资的2%，年水和其他燃料费占总投资的0.1%，年工资福利费用占总投资的3%，年其他运维费占总投资的5.5%。在此设定条件下，为实现基准收益率8%的行业标杆，按不同燃料价格测算得出的年等效利用小时数如表2所示，可以看到，年等效利用小时数均大于7000 h。

表 2　设定条件按不同燃料价格测算出的年等效利用小时数

Table 2　Annual equivalent utilization hours calculated according to different fuel prices under the preset conditions

燃料价格/(元 · t^{-1})	300	320	340	360
年等效利用小时数/h	7070	7422	7722	7988

3.2　敏感性分析

考虑到随着时间推移，一方面燃料价格预计会继续上涨，另一方面行业技术提升将使度电单耗下降。本节以燃料价格300元/t和度电单耗1.3 kg/kWh为基准，进一步假设并测算未来不同情景下实现8%的行业基准收益率需要至少达到的年等效利用小时数，结果见表3。可以看到，当燃料价格从300元/t上涨至320元/t时，若度电单耗降低0.05 kg/kWh，可将年等效利用小时数的增长控制在5%以内。但当燃料价格上涨至360元/t时，即使度电单耗降至1.15 kg/kWh，也需达到7755 h（增长10%）的年等效利用小时数才能实现8%的行业基准收益率。

表 3　不同情景假设下的年等效利用小时数变化

Table 3　Changes in annual equivalent utilization hours under different scenario assumptions

燃料价格/(元 · t^{-1})	300	320	340	360
度电单耗/(kg · $(kWh)^{-1}$)	1.3	1.25	1.2	1.15
年等效利用小时数/h	7070	7340	7570	7755

上述情景对应的项目付现成本分解如表4所示。可以发现，燃料成本在农林生物质发电项目总成本中占比达到70%左右，是占比最高部分并显著高于其他成本。因此，燃料成本变化会对项目成本产生巨大影响。在当前燃料价格普遍上涨的形势下，农林生物质发电成本下降空间十分有限。

表 4　不同情景假设下的成本构成

Table 4　Cost structures under different scenario assumptions

燃料价格/(元 · t^{-1})	300	320	340	360
度电单耗/(kg · $(kWh)^{-1}$)	1.3	1.25	1.2	1.15
燃料成本占比	69.3%	70.5%	71.6%	72.3%
经营成本占比	23.5%	22.5%	21.7%	21.1%
财务成本占比	7.2%	7.0%	6.7%	6.6%

JGEI

3.3 案例对比

前两小节基于项目平均状况分析了等效利用小时数和成本构成。考虑到供热可能会影响发电，从而影响项目经济性，本文进一步对比9个典型项目实际运行数据及据此测算出的内部收益率，如图3所示（项目7~9为热电联产）。这9个项目平均单位投资9217元/kW，平均年等效利用小时数7426 h，平均上网小时数6716 h，平均厂用电率10%，测算得出的平均内部收益率为11%。其中，热电联产项目8号和9号内部收益率均在21%左右，7号超过16%，经济性总体优于直燃项目。内部收益率最高的两个直燃项目（1号和4号）等效利用小时数接近8000 h、上网小时数超过7100 h（均为最高），且度电单耗控制在了1.22 kg/kWh以下；而2号和6号处于燃料价格相对较高的华中和华东地区，且上网小时数最低（6300 h），内部收益率也最低。

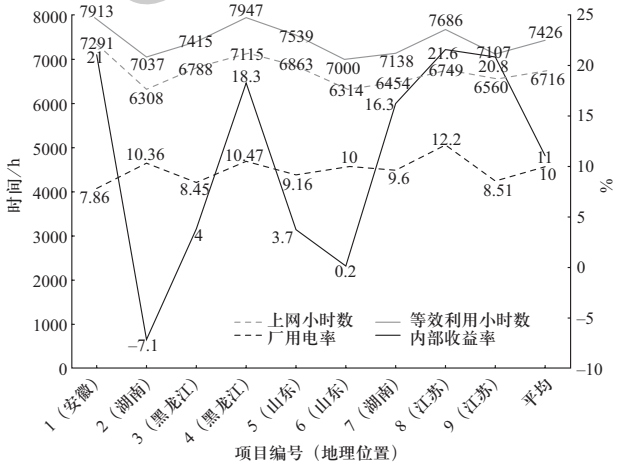

图 3 典型农林生物质发电项目的运营情况对比

Fig. 3 Comparison of operation status of representative agricultural and forestry biomass power generation projects

3.4 讨论

经本文模型测算，在现有电价政策下，虽然不同情景对应的具体年等效利用小时数不同，但若要保障农林生物质发电项目的合理收益（如达到8%的行业基准收益率），在正常运行状态下，年等效利用小时数始终需要达到7000 h以上。若按照10%平均厂用电率，年发电上网小时数为6300 h以上，15 a对应的全生命周期合理利用小时数为94 500 h以上，高于《补充通知》规定的82 500 h。如果按照《补充通知》规定，大多数优质高效运行的存量项目都会至少提前2~3 a就失去补贴，将打破项目设计之初按0.75元/kWh上网电价和15 a运营时间的成本收益测算。

本文通过定量分析确认，燃料成本是影响农林生物质发电项目成本的核心要素。燃料价格的持续上涨会导致生物质发电成本居高不下，而燃料成本直接与农民收入、农民就业、燃料收储运体系建设等紧密关联。在目前情况下，发电项目要保持合理收益和可持续发展就不得不保持并提升发电小时数，以平衡燃料成本及应对燃料价格上涨和人工费用增加的成本风险。一个农林生物质发电项目可为当地提供上千个增收就业岗位[21]，且多分布于经济欠发达区域，一旦被迫停产可能将导致百余个农村家庭失去重要经济来源，可能对刚脱贫地区民生造成影响。

4 政策建议

在全球加速碳中和转型的新形势下，生物质能在应对气候变化中的重要性已经得到普遍肯定。生物质发电与中国“双碳”目标和乡村振兴战略紧密相关，但农林生物质资源竞争加剧和农村末端农业废弃物处置的刚性需求决定了其成本不具备大幅下降空间，在环境效益市场化之前，现有能源市场价格难以充分体现生物质能的社会环境效益。

基于研究结果，本文提出以下政策建议。①保障存量项目补贴政策稳定，在绿色电力证书交易市场成熟之前，给予农林生物质发电行业一定的政策缓冲期，以确保到期发电项目能够存续到独立生存期。②将农林生物质发电补贴兑现比例适当提高，按照绿色电力贡献量占比分配可再生能源电价附加补助资金，开展农林生物质发电专项补贴机制研究，农林生物质电价制定需以农林剩余物燃料收购价格为基础，加上合理的运维费用和最低利润，形成保障农林生物质电价基本利润的顺价机制。③强化生物质发电行业在“双碳”目标中的科学战略定位，考虑推进生物质发电碳减排效益核算方法学研究以及相关认证标准制定，推动生物质电力进入碳交易市场，使其环境效益市场化。

面临政策困局，本文对生物质发电企业建议如下。①探索更持续的行业盈利模式。因地因时制宜地推进发电项目实施热电联产甚至“电热气冷肥”综合能源服务，结合国外生物质发展优良经验，研究服务不同县域地区、不同农村客户的综合能源开发解决方案。②主动融入国家“双碳”历史进程。加快生物质能先进利用技术的储备和布局，鉴于生物质能独有的负碳潜力，积极争取扶持政策，探索生物质能碳捕集

JGEI

和封存技术的研发与试点示范，力争在新发展格局下形成核心技术竞争力。

参考文献

[1] 习近平. 在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话[N]. 人民日报，2020-09-23(3).

[2] 习近平. 继往开来，开启全球应对气候变化新征程[N]. 人民日报，2020-12-13(2).

[3] HUANG Qili. Insights for global energy interconnection from China renewable energy development[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(1): 2-12.

[4] 常世彦，郑丁乾，付萌. 2 ℃/1.5 ℃温控目标下生物质能结合碳捕集与封存技术（BECCS）[J]. 全球能源互联网，2019，2(3)：277-287.
CHANG Shiyan, ZHENG Dingqian, FU Meng. Bioenergy with carbon capture and storage (BECCS) in the pursuit of the 2 ℃/1.5 ℃ target[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(3): 277-287(in Chinese).

[5] 郑丁乾，常世彦，蔡闻佳，等. 温升2 ℃/1.5 ℃情景下世界主要区域BECCS发展潜力评估分析[J]. 全球能源互联网，2020，3(4)：351-362.
ZHENG Dingqian, CHANG Shiyan, CAI Wenjia, et al. Assessment of global and regional BECCS development potential under the scenario of global warming of 2 ℃/1.5 ℃ [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(4): 351-362(in Chinese).

[6] 丁仲礼. 全国人民代表大会常务委员会执法检查组关于检查《中华人民共和国可再生能源法》实施情况的报告：2019年12月24日在第十三届全国人民代表大会常务委员会第十五次会议上[J]. 中国人大，2020(2)：11-16.

[7] 中国产业发展促进会生物质能产业分会. 中国生物质发电产业发展报告[R]. 北京: 中国产业发展促进会，2021.

[8] 国家能源局. 国家能源局关于印发《生物质能发展“十三五”规划》的通知[EB/OL]. (2016-12-06)[2021-10-18]. http://www.gov.cn/xinwen/2016-12/06/content_5143612.htm.

[9] 国家发展和改革委员会. 关于完善农林生物质发电价格政策的通知[EB/OL]. (2010-07-28)[2021-10-18]. http://www.nea.gov.cn/2010-07/28/c_131097727.htm.

[10] 财政部，国家发展改革委，国家能源局. 关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知[EB/OL]. (2020-12-30)[2021-10-18]. http://www.mof.gov.cn/gkml/caizhengwengao/202001wg/wg202009/202012/t20201230_3638269.htm.

[11] LIU D N, LIU M G, XIAO B W, et al. Exploring biomass power generation’s development under encouraged policies in China[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 258: 120786.

[12] 田宜水，单明，孔庚，等. 我国生物质经济发展战略研究[J]. 中国工程科学，2021，23(1)：133-140.
TIAN Yishui, SHAN Ming, KONG Geng, et al. Development strategy of biomass economy in China[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(1): 133-140(in Chinese).

[13] DUAN H B, ZHOU S, JIANG K J, et al. Assessing China’s efforts to pursue the 1.5 ℃ warming limit[J]. Science, 2021, 372(6540): 378-385.

[14] PAN X Z, CHEN W Y, WANG L N, et al. The role of biomass in China’s long-term mitigation toward the Paris climate goals[J]. Environmental Research Letters, 2018, 13(12): 124028.

[15] 郭姣，米锋，张勤. 中国农林生物质发电产业现行电价补贴效果研究[J]. 林业经济问题，2020，40(2)：155-164.
GUO Jiao, MI Feng, ZHANG Qin. Study on the effect of current electricity price subsidy in China’s agricultural and forestry biomass power generation industry[J]. Issues of Forestry Economics, 2020, 40(2): 155-164(in Chinese).

[16] 袁嘉晨，曹红亮，李明来，等. 秸秆资源回收发电的经济可行性测算：以湖北为例[J]. 太阳能学报，2017，38(7)：2012-2019.
YUAN Jiachen, CAO Hongliang, LI Minglai, et al. Economic evaluation of straw resource used for power generation—taking Hubei as an example[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2017, 38(7): 2012-2019(in Chinese).

[17] 郭威，杨鹏，孙胜博，等. 计及生物质能的热电联供系统经济运行优化策略[J]. 电力系统保护与控制，2021，49(11)：88-96.
GUO Wei, YANG Peng, SUN Shengbo, et al. Optimization strategy of a rural combined heat and power system considering biomass energy[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(11): 88-96(in Chinese).

[18] 水电水利规划设计总院. 2019年度中国生物质发电建设统计报告[R]. 北京：水电水利规划设计总院，2020.

[19] 娄奇鹤，谢国辉，李娜娜. 平价上网时代新能源发电经济性分析和发展趋势[J]. 中国电力，2019，52(12)：1-9.
LOU Qihe, XIE Guohui, LI Nana. Research on new energy economic evaluation and development trend of new energy power generation in grid parity period[J]. Electric Power, 2019, 52(12): 1-9(in Chinese).

[20] 国家发展改革委，建设部. 建设项目经济评价方法与参数：第3版[M]. 北京：中国计划出版社，2006.

[21] 张雁茹，庄会永. 中国农林生物质直燃发电产业化发展分析[J]. 中国工程科学，2011，13(2)：57-62.
ZHANG Yanru, ZHUANG Huiyong. Industrial development analysis of direct-fired power generation using agricultural and forestry biomass in China[J]. Engineering Sciences, 2011, 13(2): 57-62(in Chinese).

收稿日期：2021-11-02；修回日期：2021-12-07。

作者简介：

朱孝成

朱孝成（1975），男，中国社会科学院大学马克思主义骨干理论人才计划博士研究生，高级工程师，研究方向为政治经济学，E-mail：aksdctw@163.com。

潘勋章（1988），男，博士，副教授，研究方向为能源系统模型、应对气候变化对策。通信作者，E-mail：pxz06@163.com。

（责任编辑　李锡）