# 我国生物质能-碳捕集与封存技术 应用潜力分析

樊静丽1,李佳2,晏水平3,余春江4,张贤5,肖平6,王涛4, 王晓龙<sup>6</sup>, 曾子慧<sup>2</sup>, 申 硕<sup>1</sup>, 马湘山<sup>7</sup>, 方梦祥<sup>4</sup>

(1.中国矿业大学(北京)能源与矿业学院,北京 100083;

- 2.上海交通大学中英国际低碳学院,上海 201306; 3.华中农业大学工学院,湖北 武汉 430070; 4.浙江大学能源清洁利用国家重点实验室,浙江 杭州 310027;
- 5.中国 21 世纪议程管理中心,北京 100038; 6.中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司,北京 102209; 7.全球碳捕集与封存研究院, 澳大利亚 墨尔本 3000)
  - [摘 要]生物质能-碳捕集与封存 (BECCS) 技术有望通过实现负排放, 使全球温室气体稳定在较低 甚至近零排放水平。为了评估 BECCS 在我国的应用及减排潜力, 本文梳理了 BECCS 技术 的发展现状,系统阐述了生物质资源量、技术成熟度、经济性和政府政策等因素对 BECCS 技术部署的影响,评估了基于农林废弃物燃烧发电、燃煤耦合生物质发电和生物天然气的 BECCS 技术减排潜力, 对未来相关研究提供借鉴和参考。最后以黑龙江地区典型秸秆燃烧 生物质燃料发电厂的 BECCS 技术应用为例,使用全生命周期的方法评估了该技术应用的 减排潜力和环境影响,结果表明, BECCS 技术可实现 1.55~1.58 kg/(kW h)的负碳排放,其 减排潜力受生物质运输方式影响较大。综上,火力发电部门 BECCS 技术,尤其是生物质 混燃发电可作为我国 BECCS 发展的早期机会。

[关 键 词] 气候变化; 生物质能-碳捕集与封存; 减排潜力; 生物质能; CO2 捕集与封存 [中图分类号] TV213.4 [文献标识码] A [DOI 编号] 10.19666/j.rlfd.202007204

[引用本文格式] 樊静丽, 李佳, 晏水平, 等. 我国生物质能-碳捕集与封存技术应用潜力分析[J]. 热力发电, 2021, 50(1): 7-17. FAN Jingli, LI Jia, YAN Shuiping, et al. Application potential analysis for bioenergy carbon capture and storage technology in China[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(1): 7-17.

## Application potential analysis for bioenergy carbon capture and storage technology in China

FAN Jingli<sup>1</sup>, LI Jia<sup>2</sup>, YAN Shuiping<sup>3</sup>, YU Chunjiang<sup>4</sup>, ZHANG Xian<sup>5</sup>, XIAO Ping<sup>6</sup>, WANG Tao<sup>4</sup>, WANG Xiaolong<sup>6</sup>, ZENG Zihui<sup>2</sup>, SHEN Shuo<sup>1</sup>, MA Xiangshan<sup>7</sup>, FANG Mengxiang<sup>4</sup>

(1. School of Energy and Mining Engineering, China University of Mining & Technology (Beijing), Beijing 100083, China;

2. China-UK Low Carbon College, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 201306, China;

5. The Administrative Center for China's Agenda 21, Beijing 100038, China; 6. China Huaneng Clean Energy Research Institute, Beijing 102209, China;

7. Global CCS Institute, Melbourne 3000, Australia)

Abstract: As a major negative emission technology, biomass energy-carbon capture, utilization and storage (BECCS) technology is the key to stabilize global temperature rise at a lower level. In order to evaluate the application and emission reduction potential of BECCS in China, this paper summarizes the development status of BECCS technology and systematically expounds the impact of biomass resource quantity, technology maturity,

Supported by: National Natural Science Foundation of China (71874193, 71503249, 71203008)

第一作者简介: 樊静丽(1987), 女, 博士, 教授, 主要研究方向为能源经济与能源政策, fjlldq@163.com。

China Chi Low Children (1997), China Children (1997), China 201900, China;
 Huazhong Agricultural University College of Engineering, Wuhan 430070, China;
 State Key Laboratory of Clean Energy Utilization, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;

收稿日期: 2020-07-16

基金项目: 国家自然科学基金项目(71874193,71503249,71203008)

通信作者简介: 张贤(1981), 男, 博士, 研究员, 主要研究方向为碳捕集利用与封存投资评价、能源经济, zhangxian\_ama@163.com。 王涛(1980),男,博士,教授,主要研究方向为 CO2 捕集及转化利用,oatgnaw@zju.edu.cn。

economy and government policy on deployment of the BECCS technology. The emission reduction potential of the BECCS technology based on agricultural and forestry waste combustion power generation, coal-fired coupled biomass power generation and biogas was evaluated, providing reference for future related research. Finally, the BECCS technology application of typical straw burning biomass fuel power plant in Heilongjiang province was taken as an example, and the emission reduction potential and environmental impact of the technology application were evaluated by using the full life cycle method. The results show that, the BECCS technology can achieve negative carbon emissions of 1.55~1.58 kg/(kW h), and its emission reduction potential is greatly affected by the mode of biomass transport. In conclusion, the application of the BECCS technology in China's thermal power sector can be regarded as an early opportunity for the development of the BECCS technology in China. **Key words:** climate change, BECCS, emission reduction potential, bioenergy, CCS

气候变化已成为关系到人类生存和发展的全球 性重大挑战,国际社会正在共同努力减少温室气体 排放。《巴黎协定》提出将在 21 世纪末全球平均气 温升幅相对工业化前控制在 2 ℃以内,并努力实现 控制在 1.5 ℃以内的目标。生物质能-碳捕集与封存

(bioenergy with carbon capture and storage, BECCS) 技术是一项结合生物质能和碳捕集与封存(carbon capture and storage, CCS) 技术以实现 CO<sub>2</sub> 负排放 的技术。2018年,联合国政府间气候变化专门委 员会(IPCC)《全球升温 1.5 ℃特别报告》中提出, BECCS 等相关的 CO2 脱除技术是未来有望将全球排 放稳定在低水平的关键技术。我国是世界上最大的 能源消费国且经济发展高度依赖化石能源,2018年 我国能源消费总量达到 46.4 亿 t 标准煤, 其中, 煤 炭占比为 59%<sup>[1]</sup>。同时, 我国也是世界上最大的 CO<sub>2</sub> 排放国,2018年全国碳排放约为100亿t<sup>[2]</sup>。化石能 源为主的能源结构对我国长期减排目标的实现提出 了巨大挑战。BECCS 技术的应用有助于协同实现 我国应对气候变化、能源安全和深度减排多重目标。 本文首先梳理了 BECCS 技术和项目进展现状,分 析了 BECCS 发展面临的不确定性影响因素。在此基 础上,对 BECCS 技术在生物质发电、燃煤耦合生 物质发电和生物天然气领域的应用情况和减排潜 力进行了评估和展望。最后,针对 BECCS 技术在电 力行业的典型应用,以黑龙江省特定秸秆发电厂为 例,评估了该电厂应用 BECCS 技术的减排潜力和协 同环境影响。

## 1 BECCS 技术应用现状

BECCS 技术是指将生物质燃烧或转化过程中产 生的 CO<sub>2</sub>进行捕集和封存,从而实现捕集的 CO<sub>2</sub>与 大气的长期隔离[3]。由于生物质本身通常被认为是零 碳排放,即生物质燃烧或转化产生的 CO<sub>2</sub> 与其在生 长过程吸收的 CO<sub>2</sub> 相当,因此其封存的 CO<sub>2</sub> 在扣除 相关过程中的额外排放之后就成为负排放的 CO2<sup>[4]</sup>。 与其他 CCS 技术相比, BECCS 技术项目示范部署较 为滞后。截至 2019 年底,全球共有 8 项 BECCS 项 目。其中已在运营中的有5项,包括1个大规模示 范项目和 4 个示范和试点规模项目,年捕集 CO2 量 约为1.5 Mt<sup>[5]</sup>。其中,美国伊利诺伊州工业碳捕集项 目是目前规模最大的 BECCS 项目,也是全球 18 个 运行中的大型 CCS 项目中唯一一个 BECCS 项目。 该项目从玉米生产乙醇的过程中捕集高纯度的 CO2 用于咸水层地质封存,捕集规模达到 1 Mt/a。其余 4个运营中的 BECCS 项目的捕集源是小型乙醇生产 工厂,捕集的 CO<sub>2</sub> 全部用于提高石油采收率(EOR)。 此外,还有3个BECCS地质封存项目仍在规划之 中,其CO2捕集源来自电厂和水泥厂。

项目名称	捕集源	捕集规模/(Mt a <sup>-1</sup> )	运营状态	CO <sub>2</sub> 封存方式	国家
伊利诺伊州工业碳捕集项目	乙醇工厂	1.000 0	正在运营	咸水层封存	美国
Arkalon CO2 压缩设施	乙醇工厂	0.290 0	正在运营	EOR	美国
Bonanza 碳捕集项目	乙醇工厂	0.100 0	正在运营	EOR	美国
Husky CO2注入项目	乙醇工厂	0.090 0	正在运营	EOR	加拿大
Farnsworth 注入项目 <sup>①</sup>	乙醇/化肥工厂	0.007 0	暂停捕集	EOR	美国
Mikawa 电厂燃烧后捕集项目	生物质电厂	0.180 0	规划阶段	离岸封存	日本
Drax 电厂 CCS 项目	生物质电厂	0.000 3	规划阶段	地质封存	英国
Norwegian 全流程 CCS 项目	垃圾发电/水泥	0.800 0	高级开发	地质封存	挪威

表 1 全球地质封存的 BECCS 项目分布 Tab.1 Distribution of worldwide BECCS projects for geologic storage

注: ①该项目的 CO2 注入程序已暂停, 但监测工作仍在进行, 此处的捕集规模为累计捕集量。

## 2 BECCS 技术应用潜力主要影响因素

## 2.1 生物质资源量影响 BECCS 技术负排放潜力

生物质作为生物质燃烧或转化的原料,其资源 量是影响 BECCS 技术应用潜力的关键制约因素, 从而影响其作为负排放技术的减排潜力。生物质资 源主要分为农业剩余物、林业剩余物、能源植物和 固体废弃物<sup>[6]</sup>。然而,生物质资源可利用的土地面 积、水资源和政策管制等都会影响到生物质的可供 应量。Erb 等人<sup>[7]</sup>考虑了土地退化、水资源短缺和生 物多样性等约束,评估的全球生物质资源量上限为 128 EJ/a。IPCC 估计,考虑社会经济的发展、气候 变化以及土地淡水和生物多样性的限制,2050 年生 物质潜在资源量为 100~300 EJ/a<sup>[8]</sup>。

我国生物质资源总量的估计也存在较大差异, 据常世彦等计算,我国农林剩余物生物质资源量为 7.50~19.95 EJ/a<sup>[6]</sup>,约 2.56 亿~6.82 亿 t 标准煤/a。 据中国车用能源研究中心估算,中国农林剩余物的 生物质资源量为 8.74~12.64 EJ/a,能源作物类的生 物质资源量为 3.42~7.29 EJ/a<sup>[9]</sup>。根据最新的可再生能 源手册数据(图1),我国 2020 年、2030 年和 2050 年 生物质资源总量为 12.08、14.58、17.24 EJ/a<sup>[10]</sup>。此 外,我国生物质资源在空间上分布不均匀<sup>[11]</sup>,会影 响当地和跨地区的生物质资源供给量和 BECCS 技 术的减排潜力。



来源:可再生能源手册(2019)<sup>[10]</sup>及作者整理。



#### 2.2 技术成熟度影响 BECCS 技术的商业化水平

BECCS 技术总体上包括生物质利用和 CCS 2 个主要的技术环节,各环节技术的成熟程度将影响 BECCS 的商业化水平。其中,生物质利用技术可按照加工过程或产品转化划分为不同成熟阶段

的技术类型(图2):对于生物质加工过程,燃烧、 厌氧消化和致密化技术都比较成熟,已达到商业化 阶段;对于不同生物质最终产品,除液态烃生产外, 其他技术的成熟度均已经达到商业化应用水平。可 见,生物质制乙醇、生物质燃烧发电和以生物质为 燃料的工业生产等生物质利用技术为开展 BECCS 项目提供了理想的技术基础,全球 BECCS 项目的 类型构成也进一步印证了这一点。





#### 图 2 生物质利用技术分类与技术成熟度 Fig.2 The classification and maturity of biomass utilization technologies

CCS 技术或碳捕集、利用与封存(CCUS)技术具有产业链长、技术环节多等特点。我国各类 CCUS 技术种类齐全,囊括了捕集、输送、化工利 用、生物利用、地质利用、地质封存等各环节的关 键 CCS 技术。

截至 2019 年,我国共开展了 9 个捕集示范项 目、12 个地质利用与封存项目,其中包含 10 个全 流程示范项目<sup>[12]</sup>,累积封存量约为 200 万 t CO<sub>2</sub>(不 包括传统化工利用)。CCUS 项目的示范与应用为中 国乃至全球 CCS 发展、推广和管理积累了大量的经 验和数据。但是我国 CCUS 技术起步较晚,CCUS 技术总体上仍处于研发和示范阶段。其中,捕集项 目主要集中在煤化工行业,其次为火电行业等。地 质利用和封存项目以提高石油采收率为主。我国 CCUS 的捕集技术已经比较成熟,地质利用和封存 方面若干关键核心技术取得了重大突破,CO<sub>2</sub> 驱 提高石油采收率等已进入商业化应用初期阶段 (图 3)。CCS 各环节的技术成熟度和产业化进展直 接影响到 BECCS 技术应用和推广。



来源:中国碳捕集利用与封存技术发展路线图(2019版), 2019<sup>[12]</sup>。

图 3 我国 2011 年和 2018 年 CCUS 各环节主要技术发展水平 Fig.3 The development levels of CCUS in China in 2011 and 2018

目前,我国的生物质能的发展主要集中在生物 质发电、生物质气体、生物质成型燃料、生物液体 4 个方面。其中生物质发电近年来发展迅速。结合 我国 CCS 技术发展现状,BECCS 技术在电力行业 的应用具有明显的技术优势,可作为我国BECCS 发 展的早期机会。

## 2.3 技术经济性影响 BECCS 技术的减排竞争力

BECCS的技术经济性决定了该技术大规模商业 化应用的可能,经济可行性好的 BECCS 技术在各类 减排技术中具有竞争力,从而促进其应用和推广,反 之亦然。影响 BECCS 技术的成本和经济性的因素很 多,生物质采集与运输成本、捕集的 CO<sub>2</sub> 是否有适 宜封存地等也影响其应用。然而 BECCS 技术链条 长,既要考虑生物质能成本又要考虑 CCS 成本;且 技术种类众多,不同技术间 CCS 应用成本差异较大。 全球碳捕集与封存研究院(Global CCS Institute, GCCSI)报告显示(图 4),在所列全部 CCS 技术中, 生物质燃烧耦合 CCS 技术的 CO<sub>2</sub> 避免成本总体最 高,约 88~288 美元/t;生物质制乙醇耦合 CCS 技术 的 CO<sub>2</sub> 避免成本亦较高,约 20~175 美元/t。值得 一提的是,各类工业 CCS 技术应用中燃煤 (PC)电 厂+CCS 的 CO<sub>2</sub> 避免成本大致处于最低的区间,若 将生物质与燃煤耦合发电并与 CCS 技术应用相 结合,将显著降低基于生物质燃烧的 BECCS 技术 的 CO<sub>2</sub> 避免成本。考虑到我国以燃煤为主的电力 基础设施,燃煤耦合生物质发电+CCS 技术将有望成 为符合中国国情的最具商业化应用潜力的一项 BECCS 技术。除各环节技术本身的经济性以外,由 于生物质资源空间上的分布与可能的 CO<sub>2</sub> 地质利用 与封存地的不匹配问题,会在很大程度上限制 BECCS 的经济可行性。

#### 2.4 政策不确定性影响 BECCS 技术推广

新兴减排技术的推广往往需要政策的激励作 用。在生物质方面,我国出台多项政策法规来引导 生物质利用技术的发展。例如,将生物质能的开发 和利用列入"十一五"规划,又将生物质发电技术 列入"十二五"规划。就生物质发电技术来说,国 家制定了企业税收减免和生物质发电的标杆电价

补贴等多种激励措施。在政策的扶持下,生物质发 电得以迅速发展。截至 2019 年 9 月底,我国生物 质发电累计装机达 21.16 GW,同比增长 15.4%;发 电量达 804 亿 kW h,同比增长 19.4%<sup>[14]</sup>。



来源: GCCSI (2017)<sup>[13]</sup>, GCCSI (2019)<sup>[3]</sup>和作者整理。
 注: PC 指煤粉电厂, IGCC 是指煤气化联合循环电厂, NGCC 是指天 然气联合循环电厂。

#### 图 4 不同生物质利用方式下 BECCS 技术及不同工业流程 CCS 应用的减排成本

#### Fig.4 The BECCS technologies by using different biomass utilization methods and emission reduction costs of CCS application in different industrial processes

CCS 政策方面,国外从碳定价、税收减免、排 放标准等角度制定了一系列 CCS 激励措施。例如, 2018 年美国通过了碳封存税收法案(45Q)修订法 案,将咸水层封存 CO<sub>2</sub>的免税补贴提高至 50 美元/t, 将 CO<sub>2</sub>利用(如提高石油采收率)的免税补贴提高 至 35 美元/t。然而,我国虽然投入了一定资金支持 CCS 项目的研发与示范,但直接适用于 CCS 技术 的财税和市场化激励机制仍然不明朗,例如我国的 碳市场尚未将 CCS 纳入其中,CCS 相关激励政策 缺乏制约了 BECCS 技术的推广。

除上述资源和技术因素外,BECCS 发展过程 中,还可能受到社会和生态的影响。根据 IPCC 第 5 次评估报告,为实现到 2100 年减排 12 Gt CO<sub>2</sub>的 目标,需要将 BECCS 作为主要的减缓手段之一, 为此所需种植的能源作物大约占全球耕地面积的 三分之一<sup>[15]</sup>。Smith 等人<sup>[16]</sup>指出,使用 BECCS 作为 满足 2 °C目标的关键技术,需要全球约 3%的淡水 资源,以及 7%~25%的农业用地面积。可见,BECCS 应用规模、土地资源、水资源以及生物多样性等也 是部署 BECCS 项目的重要影响因素。

## 3 我国 BECCS 技术发展潜力分析 3.1 基于农林废弃物燃烧发电的 BECCS 技术 3.1.1 农林废弃物燃烧发电技术介绍

生物质燃烧发电技术是我国农林废弃物大规模 处置的主要途径之一。随着我国生物质燃烧发电产 业的发展,目前年处理农林废弃物已接近6000万t, 每年产出环保电力约350亿kWh,节约标准煤约 2300万t/a,减排CO2约5700万t/a。农林废弃物燃 烧技术的原理和工艺与燃煤发电基本一致,其特殊 性主要体现在生物质原料需要特殊的收集储运和预 处理工艺,且作为一种与煤炭特性差异较大的固体 燃料,生物质燃料需要针对性地组织燃烧并采用专 用燃烧设备。

目前我国生物质燃烧发电行业采用的燃烧技 术主要有国外引进的水冷振动炉排生物质燃烧技术 和我国自主研发的循环流化床生物质燃烧技术 2 条 技术路线。近十年的运行显示,流化床路线在燃烧效 率、污染物排放、运行稳定性、碱金属抑制、设备成 本等方面优势突出。目前,我国研发的生物质流化床 燃烧技术已经成熟完善并得到广泛应用。据中国产 业发展促进会生物质能产业分会估计,截至 2019 年 初,我国投运的农林废弃物发电项目已经达 321 个, 总容量 806 万 kW, 年发电量 394.7 亿 kW h<sup>[17]</sup>。

## 3.1.2 基于农林废弃物燃烧发电的 BECCS 技术的减 排潜力

从替代化石燃料减排角度,一方面我国每年将 农林废弃类生物质用于燃烧发电替代煤炭消耗的 潜力大约在 4 亿~5 亿 t 标准煤,折合减排 CO<sub>2</sub>约 10 亿~13 亿 t。另一方面,农林废弃物在弃置于野 外或者水体的条件下,所含有机质降解会释放出大 量 CO<sub>2</sub>和 CH<sub>4</sub>,对农林废弃物进行燃烧利用是一种 主动降低温室效应的措施。此外,现代大规模电力 生产排放的烟气流量稳定、排放量大且 CO<sub>2</sub>浓度高, 在合适技术的配合下,生物质燃烧发电厂可望实现 经济可行的 CCS,从而使生物质能源利用过程实现 负排放效应,最大程度消减人类发展的碳足迹。本 文第 4 节将对特定的秸秆燃烧电厂 BECCS 技术应 用的减排效果进行实例研究。

## 3.2 基于燃煤耦合生物质发电的 BECCS 技术

3.2.1 燃煤耦合生物质技术介绍

生物质发电除了生物质直燃发电(秸秆、垃圾 等)外,还包括生物质气化发电(含沼气)和生物

质耦合发电2种形式。其中生物质耦合发电技术可 与燃煤发电系统相结合,形成燃煤耦合生物质发电 技术。燃煤耦合生物质发电对于降低煤耗、促进能 源结构调整和节能减排发挥了重要作用,有利于推 动煤电的转型升级,该技术也被列为能源技术创新 "十三五"规划重点任务之一。

燃煤耦合生物质发电已在全球 150 余座电厂中 得到了应用,技术相对成熟。燃煤耦合生物质发电 的方式主要有 3 种: 1)生物质直接混燃,该方式对 燃料处理和燃烧设备要求较高<sup>[18]</sup>; 2)生物质气化 耦合,该技术通用性较好,对原煤燃烧系统影响较 小<sup>[19]</sup>; 3)生物质热解混燃发电,该方法通用性较好, 可以实现高低能量的互补<sup>[20]</sup>。生物质直燃发电的成 本约为 0.63 元/(kW h)<sup>[21]</sup>,生物质发电的成本主要 来自于燃料(即生物质)成本,其约占总成本的 70%,运输成本占燃料总成本的 12.8%~22.3%<sup>[22]</sup>, 且燃料的总成本会随着运输距离的增加而增加。燃 煤耦合生物质发电的成本相对较低,主要在于其单 位发电燃料消耗较少。

3.2.2 燃煤耦合生物质电厂 BECCS 技术的减排潜力

燃煤耦合生物质电厂 BECCS 技术的减排可分为直接减排和间接减排 2 部分,直接减排指通过 CCS 技术将烟气道中的 CO<sub>2</sub> 进行捕集和封存的部 分(包含负排放),间接减排指生物质通过替代部分 传统煤炭所实现的 CO<sub>2</sub> 排放量减少。从整个技术链 条来看,燃煤耦合生物质电厂的 BECCS 减排潜力 与生物质资源可获性、电厂参数、CCS 技术捕集率、 CO<sub>2</sub>运输方式和距离以及封存地适宜性有关。

2018年全国燃煤电厂发电量为44 829 亿 kW h<sup>[23]</sup>, 按照 IEA 的 CCS 改造适宜标准,其中近 2/3 燃煤电 厂适宜 CCS 改造。假设燃煤电厂平均度电煤耗为 300 g 标准煤/(kW h),电厂生物质掺混比例为 15%, 则可利用的生物质量约为 1.35 亿 t 标准煤。在电厂 运营剩余寿命为 20 年,CO<sub>2</sub> 捕集率为 90%的条件 下,可大致估算出燃煤耦合生物质发电与 CCS 相结 合在我国的总减排潜力约为 24.4 亿 t/a,包括替代减 排量 3.4 亿 t/a,CCS 部分减排量 21.0 亿 t/a,其中负 排放约 3.6 亿 t/a。

## 3.3 基于生物天然气的 BECCS 技术

3.3.1 生物天然气大规模利用的技术介绍

生物天然气是以农作物秸秆、畜禽粪污、餐厨 垃圾、农副产品加工废水等各类城乡有机废弃物为 原料,经厌氧发酵和净化提纯产生的绿色低碳清 洁可再生的天然气<sup>[24]</sup>,也称为生物甲烷。2019 年 12 月 4 日,国家发展改革委等十部委联合发布了 《关于促进生物天然气产业化发展的指导意见》, 明确提出到 2030 年,我国生物天然气年产量超过 200 亿 m<sup>3[24]</sup>。据估计,全世界约有 700 座生物天然 气工程<sup>[25]</sup>,总产量约为 35 亿 m<sup>3[26]</sup>。从 2015 年开 始,中央投资共支持了 65 座生物天然气工程试点 项目,已建成 32 处,建设中 29 处。2018 年我国生 物天然气产量约 0.576 亿 m<sup>3</sup>。

生物天然气的生产主要由沼气生产与沼气提 纯净化2部分组成。沼气生产技术比较成熟,目前 常采用湿法厌氧发酵工艺,在发酵中产生大量的沼 液。沼液的无害化处理和资源化利用成为制约沼气 工程良性运行的关键瓶颈之一。沼气提纯净化则由 H<sub>2</sub>S 脱除、CO<sub>2</sub> 分离、除水、除油等步骤组成,将 CH4体积分数提升到97%以上,其中关键为CO2分 离<sup>[27]</sup>。常用的沼气 CO<sub>2</sub>分离技术可分为高压水洗、 变压吸附、膜分离、化学吸收技术等[28]。生物天然 气用于注入天然气管网时,其成本主要由沼气生产 成本与沼气提纯净化成本来决定[29]。其中,沼气生 产成本主要由厌氧发酵中的原料收集、运输和储存 成本决定,而沼气提纯净化成本则由 CO2 分离成本 决定[29]。目前,国内的生物天然气成本普遍在2.7~ 3.0 元/m<sup>3</sup>之间,比各地天然气基准门站价高 1.0~ 1.2 元/m<sup>3</sup>左右,盈利能力差。

## 3.3.2 生物天然气耦合 CCS 技术的 CO2 减排潜力

全球层面来讲, 沼气及生物天然气工业具有实现温室气体减排的潜力(32.9 亿~43.6 亿 t), 其可将全球温室气体排放量降低10%~13%<sup>[25]</sup>。然而, 生物天然气生产过程中需要对沼气中 CO<sub>2</sub>进行分离,如能将分离的 CO<sub>2</sub>进行储存和利用,将能实现 CO<sub>2</sub>直接减排。而当生物天然气用于替代传统天然气时,还可实现 CO<sub>2</sub>间接减排。不同生物天然气规模下,生物天然气耦合 CCS 技术的 CO<sub>2</sub>直接与间接减排潜力如图 5 所示。我国目前 1 年的畜禽粪污总量为 40 亿 t,秸秆总量约为 9 亿 t, 在较为理想的假设下,若将上述有机物全部用于沼气生产,那么沼气年产量将可达到约 5 000 亿 m<sup>3</sup>。若沼气全部用于替代天然气,那么其减排潜力约为 6 亿 t。将沼气自带的 CO<sub>2</sub> 及燃烧后产生的 CO<sub>2</sub> 全部捕集和封存,则其 CO<sub>2</sub> 总减排潜力约为 9.8 亿 t/a。



图 5 生物天然气耦合 CCS 技术的 CO2 减排潜力 Fig.5 The CO2 reduction potential of biogas with CCS technology

## 3.3.3 生物天然气耦合 CCS 技术的发展展望

随着生物天然气工程的规模日益扩大, 沼气 CO2化学吸收法的高CH4纯度、低CH4损失、技术 成熟等优势得以凸显,在未来值得重视。沼气 CO2 化学吸收法最大的问题在于富CO2吸收剂溶液解吸 能耗高,导致 CO2 分离成本高[30]。开发具有"高 CO2 吸收速率、高 CO<sub>2</sub>携带量、低解吸能耗"的新吸收 剂有助于降低 CO2 分离成本[31]。同样,采用直接蒸 汽吹扫解吸<sup>[32]</sup>、减压膜解吸<sup>[35]</sup>等新型 CO<sub>2</sub> 解吸技 术,回收热解吸塔顶排出的解吸气余热[33-35],可有 效降低解吸能耗,进而降低 CO2 分离成本。另外,摒 弃 CO2 解吸步骤的 CO2 吸收技术也值得关注[36-37], 其可将系统能耗降到理论最低值,但此时吸收剂并 不循环利用,吸收剂成本及富 CO2 吸收液的处理处 置均需要关注。此时,可以选择源于农业废弃物的 可再生吸收剂[38],如氨基酸盐[39]、沼液[40]、源于沼 液的可再生氨水<sup>[41]</sup>等,并通过可再生吸收剂将 CO<sub>2</sub> 返回到植物和土壤之中。因此,农业废弃物可再生 吸收剂体系的开发在未来应值得重视。

由于目前生物天然气工程的规模相对较小(沼气 产量为1万~3万m<sup>3</sup>/d),且位置分散,因而在生物天 然气耦合CCS后,CO2量相对较低,不太适合采用传 统的CO2储存方式,因而需要关注新型CO2利用和储 存技术的开发。将CO2储存在植物和土壤<sup>[42-43]</sup>、用于 温室气肥<sup>[44]</sup>或用于化工产品的生产<sup>[45]</sup>等均值得考虑。

## 4 典型 BECCS 技术生命周期评估减排 潜力

#### 4.1 研究背景

生命周期评估(LCA)可以较为准确地量化 BECCS项目全生命周期的负排放量。目前,针对 BECCS 项目的生命周期影响研究较少<sup>[46]</sup>。本节设 计了一个位于黑龙江省的生物质热电联产电厂与 CCS 技术结合的 BECCS 项目。黑龙江地处中国的 最北端,供暖需求量较大,生物质热电联供模式 (CHP)可提高其能源利用效率。2018年黑龙江省 粮食产量居全国第一,小麦、大米和玉米3种主要 农作物产量稳定,能够长期提供稳定的秸秆资源用 于发电。同时,黑龙江省政府为了遏制露天秸秆焚 烧,也鼓励利用秸秆资源发电。此外,黑龙江省 CO2 地质封存潜力较大且分布广泛[47],下游的 CO2运输 成本较低。因此,该评估对当地生物质能源利用产 业的发展具有重要意义。然而,现有研究大多集中 发电和 CO<sub>2</sub> 捕集等 BECCS 的技术环节,对生物质 供应链的影响有所忽略。生物质供应管理的优化对 环境有着重要影响[46],为了更加全面反映当地生物 质的供应状况,本节针对秸秆供应途径设定3种方 案,并根据其 LCA 结果确定优化方案。

### 4.2 研究方法与假设

本节采用莱顿大学环境科学研究所开发的 CML 2001 生命周期评价方法<sup>[48]</sup>,并使用 LBP-Gabi LCA 软件(教育版)进行模拟计算。假设该项目生 命周期为 30 年<sup>[49]</sup>,通过全球变暖潜势(GWP,计 为 CO<sub>2</sub>)指标来评估项目的减排潜力和负排放量级, 并通过酸化潜势(AP,计为 SO<sub>2</sub>)、富营养化潜势 (EP,计为 PO<sub>4</sub><sup>3-</sup>)、光化学氧化剂生成潜势(POCP, 计为 C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) 3 个指标来评估项目的环境协同影响, 各指标单位均为 kg/(kW h)。

## 4.2.1 系统边界

为了便于与其他文献的结果进行比较,本节以 1 kW h 电力的产出为分析单元。LCA 分析流程包 括秸秆的种植和收集、秸秆运输、生物燃料的预处 理、发电和供热、工厂的建设和拆除、CO<sub>2</sub>的捕集 以及相应的运输和存储。具体如下:秸秆种植过程 包括农作物的光合作用,肥料、除草剂和农药的利 用和收割时的柴油消耗,耕种过程中,农业机械的 使用包括播种机、收割机和脱粒机,其柴油消耗量 总计约为 10 500 L/km<sup>2[50]</sup>;秸秆运输过程包括打绑 机和车辆的柴油消耗;秸秆的预处理在电厂中进 行,包括秸秆干燥和粉碎的能量消耗;在秸秆发电 阶段,炉渣与灰渣的处理也被包括在内,炉渣与灰 烬被收集起来填埋;发电厂的建设和拆除涵盖了工 厂设备所需的原材料的生产,材料组装以及材料拆 除、回收和运输的能源消耗;碳捕集过程主要包括 相关基础设施的建设,CO<sub>2</sub>的压缩所需要的能量和 CO<sub>2</sub>吸收剂等相关化学试剂的生产与消耗;CO<sub>2</sub>的 运输和存储过程包括管道和油井的建设,以及用于 CO<sub>2</sub>管道运输和钻井的能量消耗。

4.2.2 运输方案设计

中国耕作模式呈现碎片化和小规模化的特征[51], 导致不同地点电厂最优收集半径有所不同[52-54]。假设 生物质最大运输半径为*R*,单从经济角度看,生物燃 料收集的最佳方法是在距特定电站 0.75*R* 处设置若干 收集点<sup>[52-53]</sup>,距离电厂 0.5*R* 区域内的农民直接通过农 用柴油车将秸秆散装收集并运往发电厂,距离收集点 中心 0.25*R* 距离范围内的农民将秸秆运送收集点,收 集点进行压缩打捆后运到电厂。本节构建的 3 种运输 情景中,方案 1 和方案 3 按照上述运输方案来设计。

一般认为,最大可持续运输半径为 50 km<sup>[55-59]</sup>,而黑 龙江省秸秆产量密度较大,计算出的合理运输半径为 7.3~8.3 km。为了避免对可用生物质潜力的过高估计, 将运输方案 1 中的 *R* 设为 10 km,方案 3 中的 *R* 设 置为 50 km。方案 2 中 *R* 同样设置为 10 km,但不设 置收集点。

4.2.3 秸秆发电过程

BECCS 技术需要高密度的生物燃料原料,而生物质难以聚结且发热量低。因此,在原料预处理过程中,有必要确保原料处于致密成型状态。在发电厂对秸秆进行粉碎、干燥等处理时,每生产1t可直接入炉发电的生物质燃料需要 64 kW h 电力<sup>[54]</sup>。发电厂每年使用约 40 000 t 秸秆,产生 33 GW h 的电力和 94 GW h 的热量。发电过程中的生命周期清单(LCI)数据来自丹麦的一家热电厂(Masned)<sup>[60-61]</sup>,包括物料和能源投入以及能源及污染物产出,其电效率和热效率分别为 25%和 60%<sup>[62-63]</sup>。

4.2.4 CO2 捕集与利用

发电产生的 CO<sub>2</sub>使用单乙醇胺 (MEA) 进行捕 集,其 CO<sub>2</sub>去除效率达到 85%~96%<sup>[64]</sup>。吸收塔去 除烟道气中的颗粒后,用 MEA 吸收 CO<sub>2</sub>,然后将 其以液体形式固定,再通过加热将 MEA 与 CO<sub>2</sub>分 离。分离的吸收剂进行回收,纯 CO<sub>2</sub>进入压缩机中 压缩。除 MEA 外,CO<sub>2</sub>的捕获过程还将消耗 NaOH 和一部分活化碳<sup>[65]</sup>。发电厂在此过程中提供电能和 热能,其中包括基础设施的建设,基础设施数据从 文献[66]的研究中获得。在捕集过程之后,纯 CO<sub>2</sub> 将被压缩至 11 MPa 通过管道进行运输,运输距离 为 100 km。每年可捕获的 CO<sub>2</sub> 量约为 53 104 t, 压 缩机和运输基础设施的使用寿命均为 30 年。CO<sub>2</sub> 的 地质封存过程包括油井建设和 CO<sub>2</sub> 注入, 井深为 3 000 m, 年注入能力为 1 Mt<sup>[67]</sup>。注入井建设的 LCI 数据从 Ecoinvent v2 数据库获得, CO<sub>2</sub> 压缩和运输 过程中的 LCI 数据包括基础设施建设的物料投入。 4.3 结果与讨论

图 6 展示了 3 种运输情景下的全生命周期温室 气体排放评价结果,由 GWP 指标来描述。由图 6 可以看出:该 BECCS 项目发电 1 kW h 可实现 1.570~1.585 kg 的负碳排放;运输方案 1 和方案 2 的 最长运输半径均为 10 km,足以满足热电厂对生 物质的供应需求;发电量每增加 1 kW h,运输方 案 2 的 GWP 值比方案 1 高 0.36×10<sup>-3</sup>左右;在 30 年 的生命周期中,2种方案的差异可达到 560 kt CO<sub>2</sub>, 这表明在运输过程中,秸秆打捆可减少其对温室变 化的影响。图 7 展示了 BECCS 技术应用各技术环 节 GWP 构成情况。由图 7 可以看出:与其他生产 活动相比,发电过程仍然是最大的温室气体贡献 者,生物质运输、碳捕集与压缩过程对 GWP 的贡 献处于相同水平。







图 7 各技术环节 GWP 构成(kg/(kW h)) Fig.7 The composition of GWP for each technical link

秸秆发电厂 BECCS 技术项目在实现 CO<sub>2</sub> 减排 的同时,会产生一定的环境影响。图 8 展示了 3 种

运输方式下的环境影响。由图 8 可以看出,运输方 案 3 的环境影响最高,这是因为其运输距离最大

(50 km); 虽然运输方案1和运输方案2的最长运输半径均为10 km,但是运输方案1的AP和EP指标均高于方案2。上述结果说明虽然秸秆打捆可减少其对温室变化的影响,但捆绑机的柴油机排放会增加酸化潜力和富营养化潜势。



transportation scenarios

## 5 结论与展望

1)本研究梳理了近年来 BECCS 技术的发展现 状和影响 BECCS 技术部署的主要因素。虽然我国 BECCS 技术发展相对缓慢,但基于电力行业尤其是 生物质发电和燃煤耦合生物质发电的BECCS 技术, 从技术成熟度和成本经济性角度来看具有较大的 发展空间和理论减排潜力。

2)就我国黑龙江省典型的秸秆燃烧发电厂而
 BECCS 技术应用可实现良好的减排效益。

3) 基于我国的能源结构、经济发展阶段和碳排 放现状,未来将面临较大的深度减排压力,中国政 府应重视 BECCS 技术发展,探索电力行业 BECCS 技术应用的早期机会,加强 BECCS 研发示范以应 对未来的减排压力。

致谢:本文主要内容在 CCUS 联盟青年学者沙龙 2020年第1期公开报告,在此感谢沙龙平台,以及 与会学者的交流讨论。

### [参考文献]

 [1] 国家统计局. 中华人民共和国 2018 年国民经济和社会发展统计公报 [A/OL]. (2019-02-28)[2020-07-15]. http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/201902/t20190228\_165 1265.html.

State Statistical Bureau. Statistical bulletin of national economic and social development in 2018[A/OL]. (2019-02-28)[2020-07-15]. http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/20

1902/t20190228\_1651265.html.

- [2] 魏一鸣,廖华,余碧莹,等.中国能源报告(2018):能 源密集型部门绿色转型研究[M].北京:科学出版社, 2018:1-100.
  WEI Yiming, LIAO Hua, YU Biying, et al. China energy report (2018): green transition in energy intensive sectors[M]. Beijing: Science Press, 2018: 1-100.
- [3] GCCSI. Bioenergy and carbon capture and storage[R]. Sydney: Global CCS Institute, 2019: 1-14.
- [4] IEA. Biomass with carbon capture and storage (BECCS/Bio-CCS)[R]. Paris: IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2017: 1-72.
- [5] GCCSI. Global status of CCS 2019[R]. Sydney: Global CCS Institute, 2019: 1-46.
- [6] 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.
- [7] ERB K-H, HABERL H, KRAUSMANN F, et al. Eating the planet: feeding and fuelling the world sustainably, fairly and humanely: a scoping study[R]. Austria: Institute of Social Ecology, 2009: 1-19.
- [8] EDENHOFER O, MADRUGA R P, SOKONA Y, et al. Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change[R]. Cambridge: Cambridge University Press, 2011: 1-1075.
- [9] 清华大学中国车用能源研究中心.中国车用能源展望2012[M].北京:科学出版社,2012:1-353.
   China Automotive Energy Research Center of Tsinghua University. China automotive energy outlook 2012[M]. Beijing: Science Press, 2012: 1-353.
- [10] 国家可再生能源中心.可再生能源数据手册[R]. 北京:国家可再生能源中心, 2019: 1-115.
   China National Renewable Energy Center. Renewable energy data book[R]. Beijing: China National Renewable Energy Center, 2019: 1-115.
- [11] KANG Y, YANG Q, BARTOCCI P, et al. Bioenergy in China: Evaluation of domestic biomass resources and the associated greenhouse gas mitigation potentials[J]. Renewable Sustainable Energy Reviews, 2020: 109842.
- [12] 科学技术部社会发展科技司.中国碳捕集利用与封存 技术发展路线图(2019 版)[M].北京:科学出版社, 2019:1-43.
  Department of Social Development of the Ministry of Science and Technology of the PRC. Development roadmap of carbon capture, utilization and storage technology in China (2019)[R]. Beijing: Science Press, 2019:1-43.
- [13] GCCSI. Global costs of carbon capture and storage 2017 update[R]. Sydney: Global CCS Institute, 2017: 1-14.
- [14] 国家能源局. 国家能源局新闻发布会[EB/OL]. (2019-10-29) [2020-6-25]. http://www.gov.cn/xinwen/ 2019-10/29/content\_5446404.htm.
   National Energy Administration. National Energy Administration press conference[EB/OL]. (2019-10-29)[2020-6-25]. http://www.gov.cn/xinwen/2019-10/29/content\_5446404.htm.
- [15] CSLF. Technical summary of bioenergy carbon capture and storage (BECCS)[R]. Carbon Sequestration Leadership Forum, 2018: 1-76.

- [16] SMITH P, DAVIS S J, CREUTZIG F, et al. Biophysical and economic limits to negative CO<sub>2</sub> emissions[J]. Nature Climate Change, 2016, 6(1): 42-50.
- [17] 中国产业发展促进会生物质能产业分会. 2019 中国生物质发电产业排名报告[R]. 北京: 生物质发展促进会, 2019: 1-33.
  China Industry Development Promotion Association. Ranking report of China's biomass power generation industry in 2019[R]. Beijing: Biomass Energy Industry Branch of China, 2019: 1-33.
- [18] AGBOR E, ZHANG X, KUMAR A. A review of biomass co-firing in North America[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, 40: 930-943.
- [19] BURAGOHAIN B, MAHANTA P, MOHOLKAR V S. Biomass gasification for decentralized power generation: The Indian perspective[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010, 14(1): 73-92.
- [20] KOHL T, LAUKKANEN T P, JÄRVINEN M P. Integration of biomass fast pyrolysis and precedent feedstock steam drying with a municipal combined heat and power plant[J]. Biomass and Bioenergy, 2014, 71: 413-430.
- [21] FAN J L, WEI S, YANG L, et al. Comparison of the LCOE between coal-fired power plants with CCS and main lowcarbon generation technologies: Evidence from China[J]. Energy, 2019, 176: 143-155.
- [22] ZHANG Q, ZHOU D, ZHOU P, et al. Cost analysis of straw-based power generation in Jiangsu province, China[J]. Applied Energy, 2013, 102: 785-793.
- [23] 中国电力企业联合会.中国电力行业年度发展报告 2019[M].北京:中国建材工业出版社,2019:1-361.
   China Electricity Council. Annual development report of China's power industry 2019[M]. Beijing: China Building Materials Press, 2019: 1-361.
- [24] 国家发展和改革委员会.关于促进生物天然气产业化 发展的指导意见[R/OL]. (2019-12-04) [2020-06-25]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2019-12/26/conte nt\_5464147.htm. National Development and Reform Commission. Guiding

opinions on promoting the industrialization development of biogas[R/OL]. (2019-12-04)[2020-06-25]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2019-12/26/content\_5464147. htm.

- [25] WBA. Global potential of biogas[R]. London: World Biogas Association, 2019: 1-56.
- [26] IEA. Outlook for biogas and biomethane: prospects for organic growth[R]. Paris: International Energy Agency, 2020: 1-93.
- [27] SUN Q, LI H, YAN J, et al. Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilization[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, 51: 521-532.
- [28] ANGELIDAKI I, TREU L, TSAPEKOS P, et al. Biogas upgrading and utilization: Current status and perspectives [J]. Biotechnology Advances, 2018, 36(2): 452-66.
- [29] VERBEECK K, BUELENS L C, GALVITA V V, et al. Upgrading the value of anaerobic digestion via chemical production from grid injected biomethane[J]. Energy & Environmental Science, 2018, 11(7): 1788-1802.
- [30] LYDONROCHELLE M T. Amine scrubbing for CO<sub>2</sub> capture[J]. Science, 2009, 325(5948): 1652-1654.
- [31] 方梦祥, 周旭萍, 王涛, 等. CO<sub>2</sub> 化学吸收剂[J]. 化学 进展, 2015(12): 1808-1814.

FANG Mengxiang, ZHOU Xuping, WANG Tao, et al. Solvent development in CO<sub>2</sub> chemical absorption[J]. Progress in Chemistry, 2015(12): 1808-1814.

- [32] HE H, YU W, SHARIF Z, et al. Process simulations of CO<sub>2</sub> desorption in the interaction between novel direct steam stripping process and solvents[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(4): 4255-4262.
- [33] YAN S, CUI Q, TU T, et al. Membrane heat exchanger for novel heat recovery in carbon capture[J]. Journal of Membrane Science, 2019, 577: 60-68.
- [34] CUI Q, LIU S, XU L, et al. Modification of rich-split carbon capture process using ceramic membrane for reducing the reboiler duty: effect of membrane arrangements[J]. Separation and Purification Technology, 2020, 235: 116148.
- [35] XU L, CUI Q, TU T, et al. Waste heat recovery from the stripped gas in carbon capture process by membrane technology: hydrophobic and hydrophilic organic membrane cases[J]. Greenhouse Gases: Science Technology, 2020, 10(2): 421-435.
- [36] BHOWN A S, FREEMAN B C. Analysis and status of post-combustion carbon dioxide capture technologies[J]. Environmental Science & Technology, 2011, 45(20): 8624-8632.
- [37] HE Q, YU G, WANG W, et al. Once-through CO<sub>2</sub> absorption for simultaneous biogas upgrading and fertilizer production[J]. Fuel Processing Technology, 2017, 166: 50-58.
- [38] HE Q, SHI M, LIANG F, et al. Renewable absorbents for CO<sub>2</sub> capture: from biomass to nature[J]. Greenhouse Gases: Science and Technology, 2019, 9(4): 637-651.
- [39] GUSNAWAN P J, ZHA S, ZOU L, et al. Soybean and moringa based green biosolvents for low-concentration CO<sub>2</sub> capture via a hollow fiber membrane contactor[J]. Chemical Engineering Journal, 2018, 335: 631-637.
- [40] HE Q, YU G, TU T, et al. Closing CO<sub>2</sub> loop in biogas production: recycling ammonia as fertilizer[J]. Environmental Science & Technology, 2017, 51(15): 8841-8850.
- [41] HE Q, XI J, WANG W, et al. CO<sub>2</sub> absorption using biogas slurry: recovery of absorption performance through CO<sub>2</sub> vacuum regeneration[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2017, 58: 103-113.
- [42] MINASNY B, MALONE B P, MCBRATNEY A B, et al. Soil carbon 4 per mille[J]. Geoderma, 2017, 292: 59-86.
- [43] ROSENZWEIG E S F, XU B, KUHN CUELLAR L, et al. The eukaryotic CO<sub>2</sub>-concentrating organelle is liquid-like and exhibits dynamic reorganization[J]. Cell, 2017, 171(1): 148-162.
- [44] HOU C, WU Y S, JIAO Y Z, et al. Integrated direct air capture and CO<sub>2</sub> utilization of gas fertilizer based on moisture swing adsorption[J]. Journal of Zhejiang University: Science A: Applied Physics & Engineering, 2017, 18(10): 819-830.
- [45] WANG X, ZHU L, LIU Y, et al. CO<sub>2</sub> methanation on the catalyst of Ni/MCM-41 promoted with CeO<sub>2</sub>[J]. Science of the Total Environment, 2018, 625: 686-695.
- [46] STAVRAKAS V, SPYRIDAKI N A, FLAMOS A. Striving towards the deployment of bio-energy with carbon capture and storage (BECCS): a review of research priorities and assessment needs[J]. Sustainability, 2018, 10(7): 2206.
- [47] Asian Development Bank (ADB). Roadmap for carbon capture and storage demonstration and deployment[R]. ADB Reports RPT157521-2, Asian Development Bank

(ADB), 2015: 1-88.

- [48] GUINÉE J, GORRÉE M, HEIJUNGS R, et al. Life cycle assessment: an operational guide to the ISO standards[R]. The Netherlands: Ministry of housing, spatial planning and environment (VROM) and center of environmental science (CML), Den Haag and Leiden, 2001: 1-44.
- [49] KARLSDOTTIR M, PALSSON O, PALSSON H. LCA of combined heat and power production at HellisheiĐi Geothermal Power Plant With focus on primary energy efficiency[C]//Proceedings of the 12th International Symposium on District Heating and Cooling, 2010: 9.
- [50] 霍丽丽,田宜水,孟海波,等. 生物质固体成型燃料全 生命周期评价[J]. 太阳能学报, 2011, 32(12): 1875-1880.
  HUO Lili, TIAN Yishui, MENG Haibo, et al. Life cycle assessment analysis for densified bio fuel[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2011, 32(12): 1875-1880.
- [51] HUANG J, WANG X, QIU H. Small-scale farmers in China in the face of modernisation and globalization[R]. London: IIED/HIVOS, 2012: 1-59.
- [52] YU X, FAN F. Simulation analysis on fuel collection, processing, storage and transportation used in straw power plant in China[J]. Transactions of the Chinese Society of Agricultural Engineering, 2009, 25(10): 215-219.
- [53] ZHAO H L, ZHANG X, ZHAI M. Optimization analysis of straw fuel collection range in biomass power plant[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2016(4): 1-16.
- [54] WANG P. Emission analysis of air and PM pollution on straw power plant supply chain based on life cycle assessment[J]. Transactions of the Chinese Society of Agricultural Engineering, 2017, 33(14): 229-237.
- [55] MINCHENER A. Development of co-firing power generation market opportunities to enhance the EU biomass sector through international cooperation with China[R/OL]. http://www.aebiom.org/IMG/pdf/ CHEU BIO\_1.4\_part2.pdf.
- [56] ZHANG Q, ZHOU D, ZHOU P, et al. Cost analysis of straw-based power generation in Jiangsu province, China[J]. Applied Energy, 2013, 102: 785-793.
- [57] 刘钢, 黄明皎. 秸秆发电厂燃料收集半径与装机规 模[J]. 电力建设, 2011, 32(3): 72-75.

LIU Gang, HUANG Mingjiao. Fuel collecting radius and installed capacity of straw stalk power plant[J]. Electric

Power Construction, 2011, 32(3): 72-75.

- [58] THOMAS A, BOND A, HISCOCK K A. GIS based assessment of bioenergy potential in England within existing energy systems[J]. Biomass and Bioenergy, 2013, 55: 107-121.
- [59] LIU Y, WANG X, XIONG Y, et al. Study of briquetted biomass co-firing mode in power plants[J]. Applied Thermal Engineering, 2014, 63: 266-271.
- [60] NIELSEN J, MUNCK L. Evaluation of malting barley quality using exploratory data analysis. I. Extraction of information from micro-malting data of spring and winter barley[J]. Journal of Cereal Science, 2003, 38(2): 173-180.
- [61] PARAJULI R, LØKKE S, ØSTERGAARD P, et al. Life cycle assessment of district heat production in a straw fired CHP plant[J]. Biomass and Bioenergy, 2014, 68: 115-134.
- [62] Danish Energy Agency. Annual energy statistics[R]. Danish Energy Agency, Copenhagen, 2012: 1-27.
- [63] Centre for Biomass. Technology straw for energy production[R]. Centre for Biomass Technology, 2004: 34.
- [64] IPCC. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage, prepared by working group III of the intergovernmental panel on climate change[R]. Cambridge: Cambridge University Press, 2005: 1-443.
- [65] REYNOLDS A J, VERHEYEN T V, ADELOJU S B, et al. Towards commercial scale post-combustion capture of CO<sub>2</sub> with monoethanolamine solvent: key considerations for solvent management and environmental impacts[J]. Environmental Science & Technology, 2012, 46(7): 3643-3654.
- [66] SCHAKEL W, MEERMAN H, TALAEI A, et al. Comparative life cycle assessment of biomass co-firing plants with carbon capture and storage[J]. Applied Energy, 2014, 131: 441-467.
- [67] BROEK M V D, RAMIREZ A, GROENENBERG H, et al. Feasibility of storing CO<sub>2</sub> in the Utsira formation as part of a long term Dutch CCS strategy: an evaluation based on a GIS/MARKAL toolbox[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2010, 4(2): 351-366.

(责任编辑 刘永强)