



Views & Comments

绿色甲醇——实现碳中和的重要途径

李俊国^{a,b}, 吴昌宁^{a,b,e}, 曹道帆^c, 胡顺轩^{a,d}, 翁力^d, 刘科^{a,b,d}^a School of Innovation and Entrepreneurship, Southern University of Science and Technology, Shenzhen 518055, China^b Clean Energy Institute, Academy for Advanced Interdisciplinary Studies, Southern University of Science and Technology, Shenzhen 518055, China^c Birmingham Centre for Energy Storage (BCES) & School of Chemical Engineering, University of Birmingham, Birmingham B15 2TT, UK^d Department of Chemistry, College of Science, Southern University of Science and Technology, Shenzhen 518055, China^e Beijing Petrochemical Engineering Co., Ltd. (BPE), Beijing 100107, China

1. 引言

中国正在推动以碳达峰、碳中和为宏伟目标的“双碳”行动计划，其关键在于增加可再生能源生产与消纳，用更多的可再生能源取代石油及煤炭。太阳能的成本近年大降，但每年的有效发电时间非常有限，长三角地区每年1000 h左右，榆林鄂尔多斯等地约1700 h，约为全年时长的11%~20%，而风能全国各地不同，平均2200 h左右，约为全年时长的20%~25%。这表明，太阳能、风能仅在其能发电的时段比火电便宜，而在其他时段，如果要储电，其成本会远远高于火电。因此，在多数情况下，太阳能发电不具备竞争优势，实际情况下已发出的电较大比例被浪费了。风力发电存在关于季节性成本波动的类似问题，据报道，中国风电行业在2012年因不合理电源结构和远距离输电网挑战而产生了约 2.0×10^7 MW·h的弃电量[1]。

为了实现“双碳”目标，开发一种商业上可行的、可以在全球范围内实施的大规模储能技术势在必行。一般来说，基于电池的储能解决方案由于其技术不成熟和成本限制而不适合大规模储能。目前电池的全年产能远低于日益增长的可再生能源储能需求。不管是抽水储能、压缩空气储能，还是电池储能、重力储能，只能实现短期储能。在

降雨量减少或风力低的时期，这些储能技术的功效受到极大限制[2–3]。在过去的40年里，北半球一半地区的风力资源一直在减少，下降幅度超过30%，这可以归因于气候变化。因此，迫切需要探索太阳能和风能大规模储能的解决方案，同时推进长期储能技术的开发和部署。

实现中国的双碳目标挑战很大，需要在双碳实现路径与经济社会协同发展之间取得微妙的平衡。这种平衡在很大程度上依赖于太阳能、风能、煤炭、石油和天然气等基础设施和设备现有及未来投资的可持续利用。与双碳目标相关的资金需求量是巨大的，因此市场导向和稳步进展对于成功实现该目标至关重要。也就是说，仅仅依靠财政补贴不足以达到预期的结果。预计未来可再生能源/氢能在中国能源总结构中的比重将大幅提高。然而，可再生能源的内在间歇性和不稳定性是一个关键的制约因素[4]。因此，为了实现双碳目标，实现可再生能源可靠、安全、有效的运输及储存势在必行。我们对开发大规模、低成本、实用的高效储能技术具有非常迫切的现实需求。目前，大多数储能技术的研究都集中在增强材料能量容量或发现新型储能材料[5–6]。然而，这些努力主要停留在理论研究阶段，短期内无法作为大规模储能技术应用。

本工作尝试提出一条支持低碳社会发展的绿色甲醇路径。甲醇因其高能量密度而被广泛认为是一种适宜的能量

载体。通过将中国西部的间歇性可再生能源转化为甲醇，可以有效地将可再生能量以液体形式储存起来，并实现长期保存。结合中国本身西高东低的地理特征，西部生产的甲醇可以低成本高效运输到东部及沿海城市。这有可能是一种大规模的、符合中国发展需要的储能解决方案。

业界对绿色甲醇的概念有不同的理解，容易导致学术研讨及工程实践方面的混淆，本文的英文版本受篇幅所限，不便展开具体阐述。在本文中文版本中，做适当的补充说明。

1994年诺贝尔化学奖得主、美国南加州大学Olah教授于2006年在其专著“*Beyond Oil and Gas: The Methanol Economy*”（《跨越油气时代的甲醇经济》）中首次提出了甲醇经济的概念，受到全世界各国学者、政府及产业界的广泛关注。经多年科技开发与产业实践，甲醇的来源已从早期的化石能源制取路线（煤制甲醇、天然气制甲醇等）发展到化石能源/非化石能源共同制取、可再生能源制取路线，甲醇经济已深入融合世界经济发展。在2023年举办的杭州第19届亚运会上，主火炬燃料首次使用废碳再生的“绿色甲醇”，实现了零排放的碳循环过程。

国际可再生能源署IRENA在2021年的《创新场景：可再生甲醇》报告中尝试给出了“生物甲醇”“绿色甲醇”的定义[7]。“生物甲醇”指的是由如林业和农业废弃物及副产品、沼气、污水、城市固体废弃物（MSW）和制浆造纸业的黑液等生物质生产的甲醇。“绿色甲醇”指的是从可再生能源电力生产的二氧化碳（CO₂）和绿氢中获得的可再生甲醇。

对于来自发电厂、钢铁和水泥厂等各种工业来源的CO₂，IRENA考虑到这些CO₂通常会排放到大气去，作为替代方式可将其进行再利用（即与绿氢共同生产低碳甲醇），这类甲醇归入了绿色甲醇的范围。为了实现可持续及CO₂净零排放，未来将越来越多地使用生物来源的CO₂，例如，蒸馏厂、发酵装置、MSW、沼气以及其他装置来源（如生物质发电厂）的CO₂通常被视为废气而排放到大气中，从这些装置捕获、存储或利用CO₂的工艺通常被称为生物能源与碳捕集和封存（BECCS）或生物能源与碳捕集和利用（BECCU）[8]，属于IRENA认可的绿色甲醇生产工艺。基于直接空气捕获（DAC）的CO₂，结合绿氢生产甲醇的工艺，也属于IRENA认可的绿色甲醇生产工艺，但该技术方向仍面临技术开发及商业化的挑战。

地球上的能源主要来自阳光，但“光阴似箭”难以捕获，如何把阳光变成随人们的意志可储存、可运输的液体，白春礼、张涛、李静海、施春风四位院士于2018年9

月在国际知名期刊《焦耳》上联名发表文章解答了这个问题。他们将甲醇技术划分为五代，第五代甲醇技术以空气中的CO₂和取之于水的氢合成甲醇，也叫液态阳光（liquid sunshine）[9]。中国科学院大连化物所李灿院士团队进一步通过甘肃省兰州新区的1000 t·a⁻¹液态阳光甲醇示范装置验证了液态阳光的基本原理：利用太阳能、风能等可再生能源分解水制绿氢，再由绿氢加CO₂转化生产甲醇[10]。

目前生物甲醇、液态阳光甲醇的生产成本与现有甲醇产品相比还是过高了，导致其推广应用遇到了相当大的阻力。按中国科学院液态阳光研究组在2018年的预测，液态阳光甲醇的大规模应用可能要到21世纪40年代。同时从全生命周期角度看，甲醇制造过程的装备制造、生产消耗及储运过程是伴随着一定程度的碳排放的，做到绝对的零碳排放（也即100%绿色）是很有挑战的，其实质意义也是存疑的。汽车行业出于碳中和需要，已在积极探索实践引入零碳绿色甲醇的可能性，但受限于生产成本控制，CO₂来源中短期内只能优先考虑工业排放源，合成甲醇用的氢源暂时用石能源加工装置的低成本副产氢气[11-12]。此类暂时采用工业副产氢的甲醇项目，在业界一般被称为“绿色低碳甲醇”项目，目前已投产的主要包括吉利集团河南安阳1.1×10⁵ t·a⁻¹ CO₂加氢制绿色低碳甲醇联产LNG项目、江苏斯尔邦1×10⁵ t·a⁻¹ CO₂加氢制绿色低碳甲醇-光伏新能源材料项目。各类采用绿氢的绿色甲醇项目，尚处于规划阶段。

南方科技大学清洁能源和土壤改良研究团队积极倡导绿色甲醇新技术路线：我国减碳的关键在于改变能源结构，将风能和太阳能以液体形式存储的绿色甲醇将成为最合理的能源解决方案之一；有了具有市场竞争力的绿色甲醇，汽车内燃机就机会成为绿色能源动力，实现低碳排放；更重要的是，如果大面积运用以绿色甲醇作为原料的能源系统（煤化工及生物碳源耦合绿氢绿氧），可实现如今煤炭经济不到1/5的碳排放量，解决中国的电力、交通和供暖供冷等问题；可开创性地从煤中低成本分离出巨量的天然远古矿物质，制成土壤改良剂后用于板结土地、盐碱地及沙土地治理，通过促进植物生长的方式将燃煤排放的二氧化碳重新存储回来，实现生态系统碳排放[13-15]。我们团队一直倡导：太阳能、风能耦合煤制甲醇虽然不是100%绿色，但是理论上也能减碳75%左右（含土壤碳汇之后，减碳幅度更大能达到约82%），剩下这25%的碳是碳中和允许排放的碳，也就是让放出去的碳与吸收回来的碳产生平衡；CO₂排放不能太多，因人类呼吸的氧气、吃的食品及所有的绿色植物都要靠CO₂的光合作用产生；因

此，用经济可行的技术路径，比使用石油/煤炭减碳>~75%的低碳甲醇生产技术，都可以纳入绿色甲醇的标准技术范围[16-17]。

2. 绿色甲醇的技术实现路线

传统的甲醇合成主要以煤为原料，工艺流程如图1(a)所示。煤基甲醇合成包括两个主要步骤：煤气化（ $\text{煤} + \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO} + \text{CO}_2$ ）；甲醇合成（ $2\text{H}_2 + \text{CO} \rightarrow \text{CH}_3\text{OH}$ ），每份甲醇合成大致需要1体积CO和2体积 H_2 ，即氢碳比应为2:1。然而，目前工业中典型煤气化工艺中粗煤气的氢碳比约在0.5:1~1.0:1水平，所以必须通过水煤气变换过程（WGS, $\text{H}_2\text{O} + \text{CO} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$ ）来补氢。基于上述分析，在传统煤基甲醇合成过程中，每生产1 t甲醇约排放2 t的 CO_2 ，进一步考虑配套装置的公用工程消耗，全厂总 CO_2 排放量将接近4 t，典型的全厂碳排放数据，详见图1(a)。

有学者专门研究了电转气储能过程的效率[18-19]。在中国西部地区，可再生能源（光伏发电与风电）结合先进的电解水技术制取绿氢绿氧是有市场竞争力的，如果通过汽运送到东部地区，则可为东部地区供应氢能。尽管这一愿景前景广阔，但氢既不容易储存也不容易运输[4]，未来要建氢气输运管线，但长距离输氢的管线投资很大（约600万元· km^{-1} ），另外更重要的是即使氢气管线修到某个城市，必须在短时间内消耗掉，否则再大的储罐也储不下，氢气输运系统需要各方协调且非常复杂的系统工程；在可见的未来国家还没有规划。而在没有管道的情况下，目前运氢的高压罐车重量大，一辆49 t重的卡车只能

装350 kg的氢，为了维护压力平衡，到目的地后只能卸载250 kg，另外那100 kg必须来回跑，而且运氢的大罐车，超过一定规模的氢按目前的安全政策是不允许过隧道的。甲醇是具有储氢、储电、储光功能的良好能量载体，在储运方面有先天优势[20,21]。通过将中国西部的间歇性可再生能源转化为液态甲醇，可以有效地将能量以液体形式储存起来，以便长期保存及运输[22,23]。为提高甲醇生产的环境友好性，中国西部已有的煤化工行业可以消纳源自可再生资源的氧气和氢气。

我们团队正在开发的绿色甲醇新合成工艺，如图1(b)所示。相比于传统工艺，可精简掉空气分离和WGS单元，这是由于引入了足量的从可再生能源制得的绿氢和绿氧。

除了这个创新点之外，上述工艺方法与现有绿色甲醇工艺的区别，可概述如下：

(1) 与IRENA所述绿色甲醇工艺的“来自发电厂、钢铁和水泥厂等各种工业来源的 CO_2 ”先排放，再收集后与绿氢化合转化不同，本工艺让绿氧直接作为煤气化过程的原料气、让绿氢进入甲醇合成单元，使得甲醇合成工艺实现低碳化甚至零碳化排放；

(2) 与液态阳光甲醇工艺的“空气中的 CO_2 和取之于水的氢合成甲醇”[9-10]不同，本工艺不仅利用绿氢，更主要的是要充分利用绿氧去气化最便宜的碳源（如劣质煤等），同时让气化炉生产的CO和少量 CO_2 与绿氢及气化产生的氢一起催化合成甲醇；

(3) 与煤化工耦合绿氢的简单工艺不同，本工艺可采用煤与生物质/MSW联合转化[24-25]，具有原料操控弹性，且所用煤炭原料优先使用可分离出具有土壤改良固碳

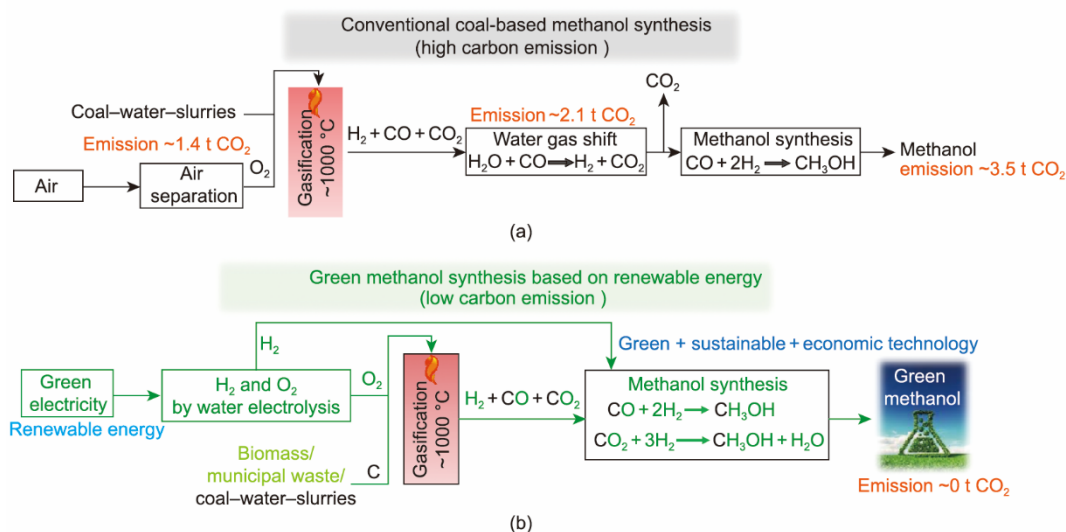


图1. (a) 常规甲醇合成；(b) 绿色甲醇合成示意图。

功能的天然远古矿物质的低质煤煤源（确保控制低生产成本及土壤碳汇能力）[26]。

此外，本工艺方法具有落地实施方面的优势，传统甲醇生产设施只需进行适量的改造翻新即可用于制取绿色甲醇。

与此同时，绿色甲醇可作为光伏发电、风能和地热能耦合融合制绿氢后的氢能载体。绿色甲醇也可作为生物质气化耦合 CO_2 加氢制化学品过程的主要产品（ $\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$ ），进而实现多元化路径的减排。本文所提倡路线有望解决传统甲醇工艺固有的高碳排放问题。

3. 绿色甲醇应用的预期效益

3.1. 绿色甲醇的成本

前文概述了我团队提出的绿色甲醇技术路线。针对绿电、绿氢、绿氧完全替代传统甲醇工艺过程所需的公用工程消耗及原材料消耗工况，每增加 1 kg 绿氢，可降低 CO_2 排放量，约为 7 kg（以典型干法气化为例）。每吨绿色甲醇对应的土壤碳汇潜力：用 2000~3000 $\text{kcal} \cdot \text{kg}^{-1}$ （ $1\text{kcal} = 4.1868 \times 10^3 \text{ J}$ ）的劣质煤，经微矿分离制得优质化工原料并进一步制取甲醇，天然远古矿物质（SRM）收率按劣质煤原料的 40% 计算，每吨 SRM 用于土壤改良后的固碳能力按 0.9 t $\text{CO}_2/\text{t SRM}$ 测算；与传统甲醇相比，约可进一步降碳 10 个百分点。具体计算过程：每吨传统甲醇，生产过程排放 3.5 t CO_2 ，自身使用后排放 1.38 t CO_2 ；每吨绿色甲醇，仅自身使用后排放 1.38 t CO_2 ，减碳率约为 72%。引入土壤碳汇之后，每吨绿色甲醇被使用排放 0.88 t CO_2 ，减碳率约为 82%。

为了进一步评估其可行性，我们通过算例比较了传统

煤基甲醇工艺和新型绿色甲醇工艺（考虑短期内更具实操性的工况：燃煤使用量减量 50%）的生产成本。表 1 显示了 $5 \times 10^4 \text{ t} \cdot \text{a}^{-1}$ 同等甲醇生产能力的前提下，两种工艺的甲醇综合生产成本。计算考虑电解水用电价格为 $0.2 \text{ 元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$ ，其他费用基于中国的平均价格标准。

考虑征收 $100 \text{ 元} \cdot \text{t}^{-1} \text{ CO}_2$ 的碳税，加上原材料和公共工程的消耗和价格，传统煤基甲醇的生产成本约为 $2515.7 \text{ 元} \cdot \text{t}^{-1}$ 。在相同规模下，通过本研究提出的新型绿色甲醇的生产成本约为 $2491.3 \text{ 元} \cdot \text{t}^{-1}$ 。因此，绿色甲醇工艺实现了与传统路线相当的成本水平，同时提供了减少碳排放的额外好处。

3.2. 对中国汽车行业的巨大影响

利用我国东西部的海拔差，液体可以借势流往东部沿海城市。在“双碳”的要求下，今后既然储电成本尚高，电网还存在一定的瓶颈，那可以把多余的、便宜的风能太阳能在西部电解水制氢制氧，仅利用少量碳，把太阳能风能转成绿色的液体进行利用。

绿色甲醇作为燃料有各种应用场景。Wu 等[27]提出了一种基于混合燃料电池系统的新型甲醇利用发电技术，该技术可以高效、经济地将甲醇转化为电能。Wang 等[28]提出了一种新的甲醇-电力热电联产系统，实现了医疗废物的近零排放资源化利用。关于替代燃料在内燃机中的应用，首先，吉利集团已经开发出成熟的甲醇内燃机技术，并已在西安、贵阳等中国多个城市实施。公共交通工具（即公共汽车和出租车）近年来配备了甲醇内燃机，证实了可安全运行。其次，插电式混合动力电动甲醇汽车具有降低油耗和温室气体排放的潜力，比亚迪的 DM-i 等油电混合动力汽车实现了低至每百公里 5 L 的油耗。最后，当燃料电池成本足够便宜了，车上装绿色甲醇，通过车载甲醇在线制氢，氢气通过燃料电池发电，电再为车辆提供

表 1 传统甲醇工艺和新型绿色甲醇工艺的成本测算结果

成本类型	常规路线:煤基甲醇合成		绿色甲醇路线:基于可再生能源的绿色甲醇		备注及假设说明
	消耗量	费用(CNY·t ⁻¹)	消耗量	费用(CNY·t ⁻¹)	
煤	1.298 t	1297.8	0.778 t	777.9	1000 元·t ⁻¹
氢	—	—	1050.6 Nm ³	1195.6	> 99.5%, 0.2 元·(kW·h) ⁻¹
氧	943.9 Nm ³	—	518.6 Nm ³	—	> 99.5%
燃煤	0.567 t	340.2	0.284 t	170.1	600 元·t ⁻¹
电力	150.00 kW·h	120.0	60.00 kW·h	48.0	10 kV/380 V, 0.8 元·(kW·h) ⁻¹
反应用水	1.9 t	7.6	1.9 t	7.6	0.42 MPa, 4 元·t ⁻¹
循环用水	186 t	14.9	100 t	8.0	0.45 MPa, 温差 10 °C
碳税	—	385.2	—	134.1	100 元·t ⁻¹ CO ₂
其他费用	—	350.0	—	150.0	折旧、维护、催化剂和人工
合计	—	2515.7	—	2491.3	—

动力，1 L 甲醇制氢气的质量是 1 L 液氢的两倍。通过把现有液体基础设施加油站改造成绿色甲醇加注站，可以支持内燃机车、电动车、氢燃料电池车三代汽车的发展。中国液体运输的地理优势，以及绿色甲醇作为燃料的多功能性，为减少碳排放和向可持续能源解决方案过渡提供了机会。

加氢站所需建设规模明显超过现有加油站规模。因此，建议不要急于拆除现有的加油站，而是将其改造为绿色甲醇站。这种方法可很好地利用现有的燃料加注设备。同一套甲醇装置在现在可服务内燃机，进一步可支持插电式混动设备，在未来还能够服务氢能燃料电池。

作为汽车的替代燃料，甲醇的安全性一直是公众和政府部门最关心的问题，甲醇汽车试点自 2012 年起由国家工业和信息化部在山西、陕西、甘肃、贵州等省实施。这些试点项目于 2018 年成功通过了测试，验证了甲醇燃料汽车的环保、安全、经济和可靠性。这一结果澄清了公众和政府层面长期存在的与甲醇燃料相关的安全质疑。

3.3. 用于分布式发电的绿色甲醇

甲醇蒸汽重整工艺用于 H_2 生产及其在燃料电池中的后续使用，提供了一种有前途的分布式发电技术。基于甲醇的分布式发电技术的主要应用场景如图 2 所示。一个重要的应用场景，是给位于偏远山区的 5G 基站供电，如广东省的多个山顶 5G 基站。这些基站依靠甲醇蒸汽重整结合氢能发电系统作为其能源供应。这些电站经多年运行的稳定性，证明了甲醇分布式发电方法的可行性和可靠性。

使用基于甲醇的分布式发电系统，其主要优点是避免了从城市到远程基站的高昂能源传输成本。例如，通过部

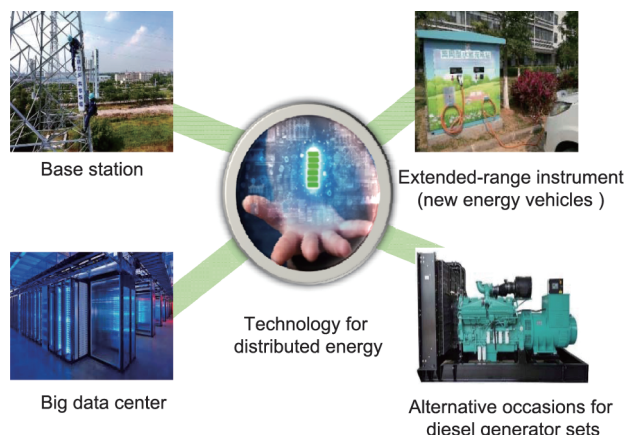


图 2. 基于甲醇的分布式发电技术的主要应用场景。

署四个 2.5 kW 的绿色甲醇分布式供能系统，即可为 5G 基站提供足够的电力。每隔几个月拉半车甲醇就可满足其用电需求。这个设备发电只要甲醇和水。工作原理是甲醇和水在 200 多摄氏度产生氢气，氢气在 80 °C 和空气通过燃料电池发电。它的发电效率就比内燃机燃烧发电效率高 2~3 倍，而且反应器中 200 多摄氏度的余热冬天可以供暖，夏天通过热泵可以制冷。2.5 kW 的单台机器就可以满足一个普通别墅的供电、供暖、制冷需要。这个例子很好地展示了该技术应用的多功能性和高能源效率，包括固定式和移动式电源系统。

基于现有的技术，选取具有代表性的工艺流程的效率及成本，计算“光伏发电-电解水制氢-液氢储运”及“绿色甲醇+甲醇制氢”的供氢成本及效率，结果如图 3 所示。

本案例计算，假设场景为氢源为利用西部丰富的风光能源通过电解水制得的氢气，用氢地为距离氢源地约 500 km 的中东部地区。图 3 中各单元上标的百分数为绿氢的

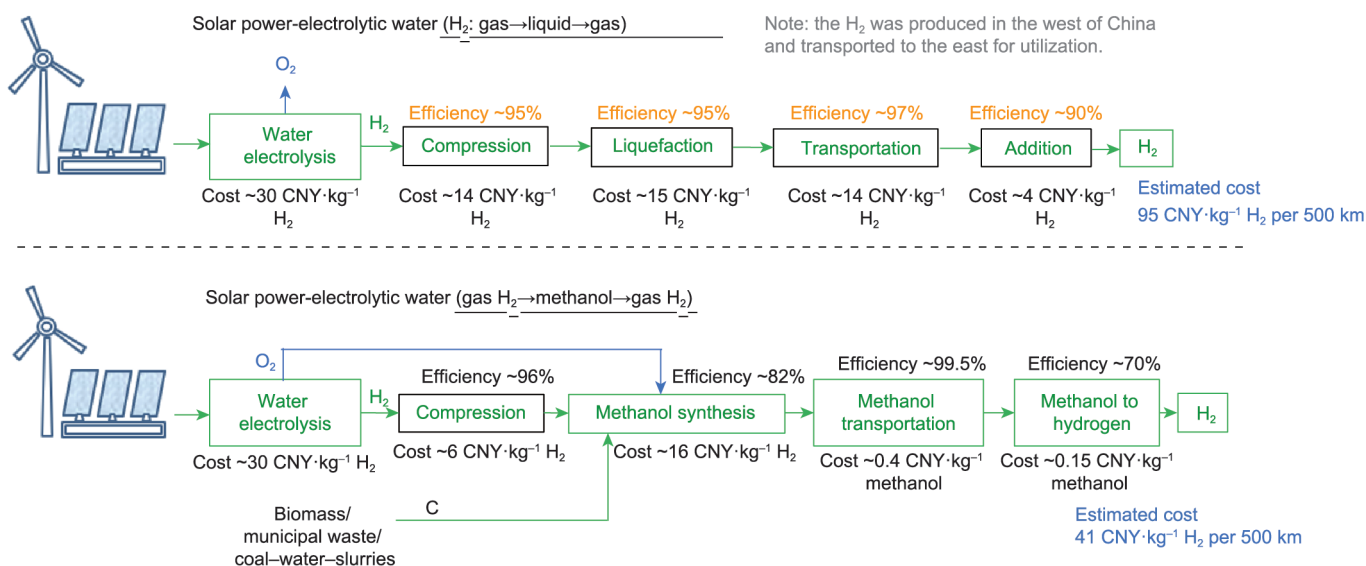


图 3. “光伏发电-电解水制氢-液氢”与“绿色甲醇-甲醇制氢”供氢成本及效率对比。

转换效率，下标为该单元的生产/运输氢气的成本。综合供氢成本由各单元累计成本（基于转换效率折算）除以终端氢气量计算而得。考虑两种技术路线均经过相对成熟的商业化运行磨合之后，其综合供氢成本可以通过多步骤的分解评估与汇总核算获得。通过“光伏发电-电解水制氢-液氢储运”路线，其终端用氢成本为95元·kg⁻¹H₂，而“绿色甲醇+甲醇制氢”路线的终端用氢成本为41元·kg⁻¹H₂。因此，在本案例的物理场景下，“绿色甲醇+甲醇制氢”相较于“光伏发电-电解水制氢-液氢储运”具有成本优势，其主要原因有：

(1) 氢气压缩成本降低。氢气压缩为高压氢（30 MPa）时成本较高，而绿色甲醇的制备过程中压缩氢气用于合成甲醇的压力上限为10 MPa，进而成本极大降低。

(2) 运输效率的提升及成本的降低。液氢的运输过程中需使用特制液氢罐车，且该过程中部分液氢将气化后损失（每天0.5%~1%），总损失量与运输天数有关。在500 km运输距离上，损失约为3%。而甲醇在运输过程中的总损失量与距离无关，约为0.5%，且甲醇运输的物流链成熟，物流成本低。此外，甲醇的运输相较于液氢的安全性更高。

在绿色甲醇-甲醇制氢流程中，两个关键单元甲醇合成、甲醇制氢的氢气转化效率低于90%（分别为82%、70%）。在甲醇合成单元中，氢气转化效率为单程效率，尚未考虑弛放气的回收利用。在甲醇制氢单元中，按照目前的技术方案，采用30%的甲醇作为制氢反应装置的热源，暂未考虑甲醇制氢系统的热管理优化。这两个单元的优化将提升“绿色甲醇-甲醇制氢”方式的整体效率。

相比之下，目前西部建一个典型火电厂，整体能源效率约为40%。这表明，每100万千瓦的煤只能发40多万千瓦的电，在输送的过程中再损失一些，只有30多万千瓦电送到东部沿海城市的用户端，其中60多万千瓦以热的形式耗散掉。与电力不同，热量不能通过网络有效地长距离传输，但绿色甲醇作为液体可以通过管道运输。

3.4. 对减少石油进口依赖有很大的作用

只要绿电成本低于0.2元·(kW·h)⁻¹，绿色甲醇每百万千瓦的成本不会超过汽油，利用中国已经便宜的太阳能和大量的生物质、城市垃圾（约80%是生物质）及劣质煤制成的绿色甲醇，不仅可以大大减低碳排放，而且可大规模替代进口石油，可逐渐打破石油美元的垄断。

在可预见的未来，预计可以大规模推广以绿色甲醇为资源的能源系统，并与广泛的可再生能源技术相结合，包括发电、储能及输电。智能电网与绿色甲醇网络的有机结

合，可以逐步将当前的煤炭/石油经济转变为以可再生能源为主导的绿色电力和甲醇经济。绿色甲醇具有满足中国交通、电力和供热系统能源需求和挑战的潜力。它产生的碳排放量仅为传统能源的20%，有效地解决了石油短缺和碳中和问题。

4. 结论与展望

太阳能发电的成本已接近甚至低于火电，但平均大约只有20%左右的时间能有效发电（取决于地域），其他约80%的时间要依赖储能。用绿色能源取代化石能源的核心是储能；将风能和太阳能转化为绿色甲醇液体储存是成本较低、能满足长周期能量备用需求的储能技术之一。液体是最好的能源载体，以绿色甲醇为原料的能源系统若能大面积推广，加上智能电网与绿色甲醇管网的有机结合，可把今天的煤炭/石油经济改为以可再生能源为主的绿色电力与绿色甲醇经济，有望用如今煤炭和石油经济约20%的碳排放量，解决中国的交通、电力和供暖供冷及石油短缺问题，并实现碳中和。

绿色甲醇可用已有的液体基础设施，满足内燃机车、绿色甲醇混动增程车及氢燃料电池车三代汽车的使用，实现交通的绿色化。与此同时，该技术还可应用于各类分布式用能领域，且使用过程中，可为所处环境提供供暖及制冷服务。推动碳中和是全社会共同的事业，需要社会体系进行创新与变革，同时更需要政产学研良性互动，共同推动碳中和目标的实现。

5. 政策建议

5.1. 布局适合中国国情的绿色甲醇路径，抢占碳中和先机

中国劣质煤资源储量丰富，而且整体利用效率较低。通过煤炭清洁高效利用新技术（如微矿分离技术）对劣质煤进行预处理，获得清洁固体燃料来制备优质水煤浆，用于现有煤气化工厂进行气化，并耦合绿电产生的绿氢及绿氧，省去传统工艺中高能耗高碳排的空分装置及水煤气变化装置；微矿分离过程副产的矿物质，可制成微矿有机肥、微矿复合肥及土壤改良剂去治理板结土地、沙土地及盐碱地，让更多的贫瘠土壤恢复耕种能力。综合下来，只要氢和氧是由绿电产生，碳源即使由劣质煤提供，该工艺生产的甲醇对比传统煤制甲醇工艺也能减碳约82%，而剩余18%的碳排放是人类生存所必须的碳（大气层维持稳定温度、植物光合作用等），因此通过劣质煤微矿分离结

合气化工工艺并耦合绿电制氢制氧系统所制得的甲醇也应当被认定为绿色甲醇（整体工艺碳排放只有传统煤制甲醇过程的18%）。而欧洲倡导的生物质气化或用绿氢还原CO₂制绿色甲醇工艺，其最新标准要求每生产1MJ热值的甲醇整个工艺CO₂排放不能超过28.2 g，该路径在技术上是可行的，但目前经济代价太高；从碳中和的需求而言，我们没必要去一步到位追求这样高成本的绿色甲醇。而以劣质煤微矿分离耦合绿电制氢制氧所制备绿色甲醇路径，每生产1 MJ的甲醇其CO₂排放可以控制在约40 g，尽管比欧洲的绿色甲醇标准要求碳排放高一些，但整套工艺甲醇生产成本只有欧洲绿色甲醇的一半不到；此外，通过微矿分离技术副产的矿物质去改良酸化的土地、盐碱地及沙土地，进一步提高土壤种植率及农作物产量，生长更多的植株来吸收CO₂，恢复土壤碳汇。综上所述，根据我国资源禀赋，以劣质煤为原料通过微矿分离技术耦合现有绿电制氢制氧系统，制备绿色甲醇的技术路径，具备更加良好的经济可行性，同时基于全生命周期计算，再加上土壤碳汇和植被碳汇，每生产1 MJ的甲醇其CO₂排放将低于40 g，是目前从技术层面与经济效益层面都最为符合中国国情的绿色甲醇制备路径。

碳中和是一个循序渐进的过程，应在技术合理且经济可行的情况下科学地去追求碳中和，而不是盲目过急地去追求零碳。中国的绿色甲醇标准也不应该完全照搬欧盟模式，而是要根据中国国情制定科学合理且经济可行的绿色甲醇标准，助力碳中和同时也应该在经济发展上更具竞争力。建议利用上述甲醇路径打造适合中国国情的绿色甲醇标准体系，按照先立后破原则，逐步实现碳中和目标。

5.2. 推进绿色甲醇全产业链经济转型，替代高碳排放石油资源

在可预见的未来，可以大规模推广以绿色甲醇为资源的能源系统，并与广泛的可再生能源技术相结合，包括发电、储能及输电。中国有广袤的戈壁沙漠及海岸线，有巨大的风光资源；优质煤主要分布在鄂尔多斯、榆林的能源金三角一带，但劣质煤全国到处都有，而且储量巨大。绿色甲醇路径可把中国最便宜的两大资源绿电及劣质煤充分利用起来，即可生产大量的绿色甲醇缓解我国石油不够导致的能源安全问题，又可把由劣质煤副产的矿物质作为土壤改良剂去改善酸化的土地、盐碱地及沙土地，为粮食安全提供保障，同时让更多的国土再绿起来，助力碳中和。

碳中和时代的能源是智能的绿色电网与绿色甲醇管网的有机结合，可以逐步将当前的煤炭/石油经济转变为以可再生能源为主导的绿色电力和甲醇经济。绿色甲醇具有

满足中国交通、电力和供热系统能源需求和挑战的潜力，是经济可行又可实现碳中和的合理路径，可有效缓解我国目前所面临的能源供给及粮食安全问题。

5.3. 探索能源资源开发新模式，共绘“山清水秀”蓝图

以内蒙古为例，其风能储量居全国首位，技术可开发量约占中国陆地风能一半，太阳能储量仅次于西藏，位居全国第二，其风能、太阳能资源技术可开发量都属于全国最丰富的区域之一。内蒙古煤炭资源探明储量7323亿吨，居全国第一位，远景储量1万亿吨，占全国远景储量的四分之一。但是，内蒙古横跨三北地区，是我国荒漠化和沙化土地最集中、危害最严重的省区之一，也是全国防沙治沙的主战场，荒漠化主要指各种自然或人为因素造成的干旱、半干旱和亚湿润干旱地区的土地退化；沙化主要指因气候变化和人类活动所导致的天然沙漠扩张和沙质土壤上植被破坏、沙土裸露的过程；二者有一定交集。内蒙古全区荒漠化土地面积8.89亿亩、沙化土地面积5.97亿亩，分别占全国的23.03%和23.59%。盐碱化土地面积4740万亩，盐碱化耕地1500余万亩，占全区总耕地面积的11.4%。

以新疆为例，其具有突出的“风光”资源优势，风能资源总储量约占全国的20%，位居全国第二位。太阳能资源丰富，年太阳辐射总量均值5800 MJ·m⁻²。新疆煤炭资源非常丰富，预测储量约为2.19万亿吨，占全国总储量的40%以上。但是，新疆盐碱地面积占全国盐碱地的1/3，其中具有改良价值的轻中度盐碱地达1.16亿亩，是我国盐碱地分布最广、面积最大的省区，也是世界上盐碱地分布比较集中的地区。新疆是我国荒漠化、沙化土地面积最大的省区，其荒漠化土地面积为106.86万平方公里（约16.0亿亩），占新疆土地面积的64.18%、全国荒漠化土地面积的41.52%；沙化土地面积为74.68万平方公里（约11.2亿亩），涉及90%的县（市、区），占新疆土地面积的44.86%、全国沙化土地的44.25%。

构建能源资源开发新模式势在必行。能上网绿电优先上网，直接上网是最便宜高效的能源使用路径；但随着风光资源基础设施的大规模建设，产生的电力可能无法全部上网。为此上不了网的电和周围的劣质煤结合制成绿色甲醇用管路输到东部，因此绿色甲醇是把太阳能风能大规模长时储存的能源载体。内蒙古和新疆位于中国第二阶梯，借助东西部的海拔差，液体可借势能低成本输送到东部，基于西气东输的管线已经建成，在已建成的西气东输管道上安装甲醇运输管路相对容易，且管线输送液体线损少，同时输送的甲醇能量密度高（常温常压下天然气的能量密

度是 $10 \text{ kW}\cdot\text{h}\cdot\text{m}^{-3}$, 甲醇是 $4300 \text{ kW}\cdot\text{h}\cdot\text{m}^{-3}$), 而且甲醇的凝固点为零下 $94.8 \text{ }^\circ\text{C}$, 可保证一年四季以液体形式通过管道稳定运输。进而实现中国西部非稳定的风光资源在国家能源中的占比大大提高, 实现“风光”资源与煤炭资源的全生命周期高价值化利用过程, 同时实现沙化土地和盐碱地面积的大规模“双缩减”, 共绘“山清水秀”蓝图, 助力碳中和的实现。

致谢

笔者非常感谢国家发展和改革委员会、国家自然科学基金委员会、广东省科技厅、山东省科技厅、贵州省科技厅、深圳市发改委与科创委、深圳燃气集团、吉利控股集团、浙江绿色智行科创有限公司、贵州绿色产业技术研究院给予的支持。

参考文献

- [1] Pei W, Chen Y, Sheng K, Deng W, Du Y, Qi Z, et al. Temporal-spatial analysis and improvement measures of Chinese power system for wind power curtailment problem. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;49:148 - 68.
- [2] Benato A, Stoppato A. Pumped thermal electricity storage: a technology overview. *Therm Sci Eng Prog* 2018;6:301 - 15.
- [3] Chen H, Cong TN, Yang W, Tan C, Li Y, Ding Y. Progress in electrical energy storage system: a critical review. *Prog Nat Sci* 2009;19(3):291 - 312.
- [4] Wang Y, Kowal J, Leuthold M, Sauer DU. Storage system of renewable energy generated hydrogen for chemical industry. *Energy Procedia* 2012;29:657 - 67.
- [5] Liu C, Li F, Ma LP, Cheng HM. Advanced materials for energy storage. *Adv Mater* 2010;22(8):E28 - 62.
- [6] Zhu Z, Jiang T, Ali M, Meng Y, Jin Y, Cui Y, et al. Rechargeable batteries for grid scale energy storage. *Chem Rev* 2022;122(22):16610 - 751.
- [7] 国际可再生能源署. 创新展望: 可再生甲醇. 2021.
- [8] Consoli C. Bioenergy and carbon capture and storage, 2019 perspective. *Global CCS Institute*. 2021.
- [9] Shih CF, Zhang T, Li J, Bai C. Powering the future with liquid sunshine. *Joule* 2018;2(10):1925 - 49.
- [10] 李灿. 用“液态阳光”减碳. 全国能源信息平台, 2022-03-09.
- [11] 胡志远. 绿色甲醇制备及其在内燃机上的应用. *内燃机*, 2022;6:7 - 10.
- [12] 渠沛然. “绿色甲醇+甲醇汽车”助力零碳运力. *中国能源报*, 2023年2月27日.
- [13] 刘科, 吴昌宁. 中国新能源汽车发展战略之再思考. *凤凰财经*, 2018年9月4日.
- [14] 刘科. 绿色甲醇是最合理的能源解决方案. 第十九届《财经》年会, 2021年11月28日.
- [15] 刘科, 吴昌宁, 曹道帆, 李俊国. 碳中和关键问题与颠覆性技术: 第13章 碳中和误区与实现路径. 北京: 清华大学出版社, 2023.
- [16] 韩逸飞. 绿色甲醇混合动力方案可解决电动车里程焦虑. *21世纪经济报道*, 2023-9-29.
- [17] 刘科. 我认为绿色甲醇车大有前途. *中国石油和化工产业观察* 2023;3:41 - 42.
- [18] Kötter E, Schneider L, Sehnke F, Ohnmeiss K, Schröer R. The future electric power system: impact of power-to-gas by interacting with other renewable energy components. *J Energy Storage* 2016;5:113 - 9.
- [19] Colbertaldo P, Agustin SB, Campanari S, Brouwer J. Impact of hydrogen energy storage on California electric power system: towards 100% renewable electricity. *Int J Hydrogen Energy* 2019;44(19):9558 - 76.
- [20] Reed TB, Lerner RM. Methanol: a versatile fuel for immediate use: methanol can be made from gas, coal, or wood. it is stored and used in existing equipment. *Science* 1973;182(4119):1299 - 304.
- [21] Biedermann P, Grube T, Höhle B. Methanol as an energy carrier. Report. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH; 2006.
- [22] Seifritz W. Methanol as the energy vector of a new climate-neutral energy system. *Int J Hydrogen Energy* 1989;14(10):717 - 26.
- [23] Räuchle K, Plass L, Wernicke HJ, Bertau M. Methanol for renewable energy storage and utilization. *Energy Technol* 2016;4(1):193 - 200.
- [24] Sun Z, Aziz M. Comparative thermodynamic and techno-economic assessment of green methanol production from biomass through direct chemical looping processes. *J Clean Prod* 2021;321:129023.
- [25] Hakandai C, Sidik Pramono H, Aziz M. Conversion of municipal solid waste to hydrogen and its storage to methanol. *Sustain Energy Technol Assess* 2022;51:101968.
- [26] 吴昌宁, 翁力, 李俊国等. 微矿分离: 煤炭清洁化与土壤改良的新契机. *科学通报* 2021;66(25):3352 - 3364.
- [27] Wu Z, Zhu P, Yao J, Kurko S, Ren J, Tan P, et al. Methanol to power through high-efficiency hybrid fuel cell system: thermodynamic, thermo-economic, and techno-economic (3T) analyses in Northwest China. *Energ Conver Manage* 2021;232:113899.
- [28] Wang Y, Chen H, Qiao S, Pan P, Xu G, Dong Y, et al. A novel methanol-electricity cogeneration system based on the integration of water electrolysis and plasma waste gasification. *Energy* 2023;267:126490.