

从燃料氢全生命周期温室气体排放视角看中国燃料电池汽车示范城市群建设

周圆融（国际清洁交通委员会）
张真、黎妍（中国电动汽车百人会）

www.theicct.org

communications@theicct.org

[twitter @theicct](https://twitter.com/theicct)



鸣谢

我们在此诚挚感谢专家咨询团队（张永伟、陈建华、郝春晓、刘斌、王贺武、刘岱宗）为本次研究所做出的贡献，感谢课题组成员（苗乃乾、云沁婷、张蕾蕾、李希成、张家斌、孙琪深等）对背景材料的收集与整理，感谢中国汽车技术研究中心有限公司、上海燃料电池汽车商业化促进中心、佛山环境与能源研究院等机构单位提供的帮助，同时感谢Chelsea Baldino、何卉、牛天林、Nikita Pavlenko和Felipe Rodríguez对本报告进行审阅并提供建设性意见。本报告中的内容仅代表作者的观点和立场。最后感谢王若素协助对报告进行翻译。本报告涉及的示范城市群及牵头城市的信息主要来源各示范城市群的示范目标与实施方案等公开信息、合作伙伴提供的素材、课题组的实际调研，因为统计口径和时效性问题，可能会出现信息错误或数据偏差，如若发现此类问题，欢迎指正。

Edited by Gary Gardner

International Council on Clean Transportation
1500 K Street NW, Suite 650
Washington, DC 20005

communications@theicct.org | www.theicct.org | [@TheICCT](https://twitter.com/TheICCT)

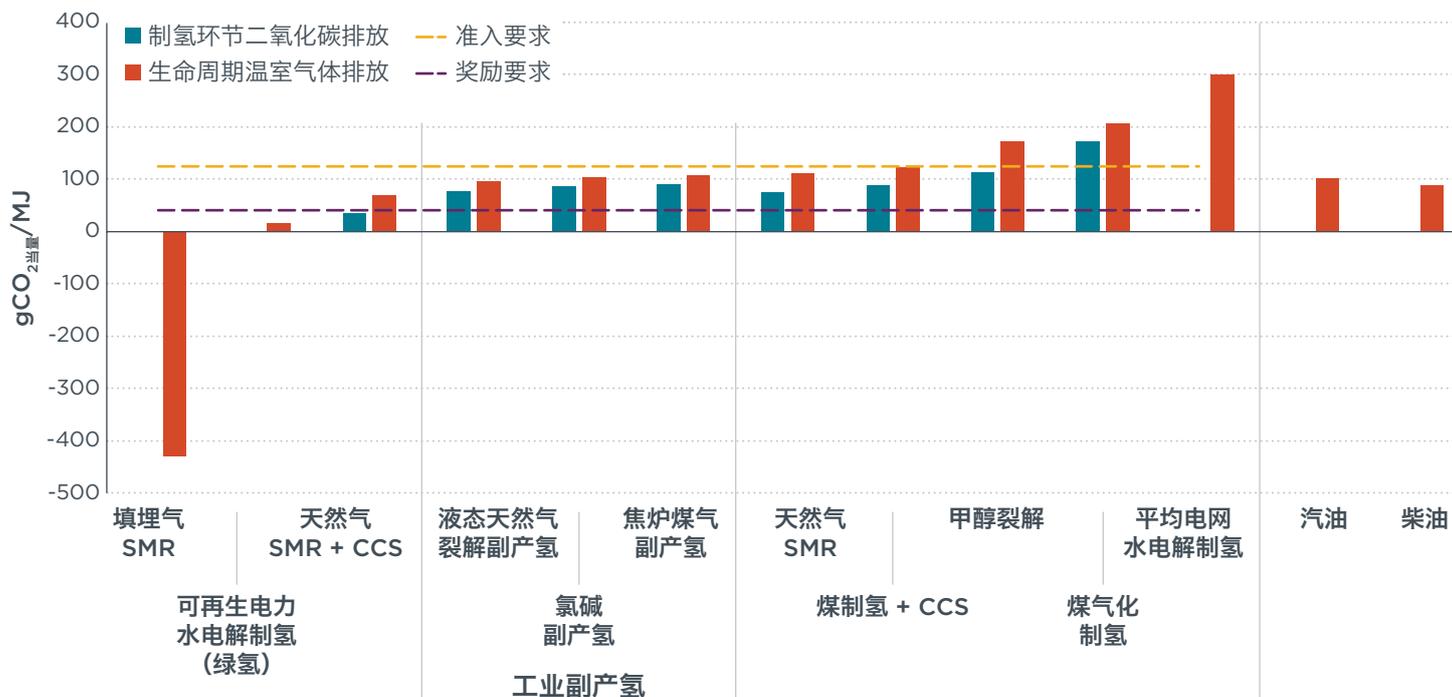
© 2022 International Council on Clean Transportation

执行摘要

交通运输领域在中国温室气体排放中的占比约10%，目前中国政府正在积极推广燃料电池汽车（FCV）和低碳燃料氢，以助力交通运输部门脱碳。2020年，中国财政部等五部委联合启动了开展燃料电池汽车示范应用的通知并征集符合条件的示范城市群。在2021年至2022年间，共选定了京津冀、上海、广东、河南和河北五个城市群开展示范，牵头城市分别是北京市、上海市、佛山市、郑州市和张家口市。在此次示范项目下，每个城市群可获得最高18.7亿元人民币（约3亿美元）的资金，以支持燃料电池汽车和燃料氢市场的发展。

在该示范项目中，燃料氢的碳强度（CI）是主要评价标准之一。针对燃料氢的碳强度要求分为准入要求和奖励要求。准入要求是指示范城市群项目下使用的燃料氢的碳强度需要低于 $15 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$ （相当于 $125 \text{ gCO}_2/\text{MJ}$ ），才能够符合获得资金的资格。奖励要求是指示范城市群项目使用的燃料氢的碳强度需要低于 $5 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$ （相当于 $41.7 \text{ gCO}_2/\text{MJ}$ ），符合该要求的燃料氢视为清洁氢，可以获得额外的奖励。显然，该规则的目的是鼓励低碳氢的生产和使用，但当前的设计方案仍然存在一定的不足。首先，官方发布的文件缺乏碳排放量计算方法的规定细则和指导，比如文件中没有具体定义碳排放的评估边界；据相关管理部门的工作人员表示，示范项目对燃料氢碳强度要求仅考虑制氢环节中的排放，也就意味着未考虑上游和下游的碳排放。此外，示范项目下的两项碳强度要求的严格程度是否足以推动低碳氢在中国实现规模化可持续发展也有待进一步研究。

在本研究中，我们对11种制氢方式的碳强度进行了评估，并将评估结果与示范城市群项目中规定的两项碳强度要求进行了比较。根据示范城市群项目的排放边界，我们估算了制氢环节中所产生的二氧化碳（ CO_2 ）排放量；同时也计算了这些燃料氢的全生命周期（well-to-wheel “油井到车轮”）温室气体排放，以便更全面地了解燃料氢的气候影响。图ES1中展示了本次研究的分析结果。在11种制氢方式中，在准入要求方面，只有煤气化制氢在生产阶段的碳排放超过了 $15 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$ ，不符合示范项目的准入要求。在奖励要求方面，有四种制氢方式符合获得额外奖励的要求：（1）天然气制氢结合碳捕集与封存（CCS）技术、（2）填埋气制氢、（3）100%可再生电力水电解制氢以及（4）平均电网水电解制氢。虽然从制氢环节来看，平均电网水电解制氢达到了奖励要求，但从全生命周期温室气体排放角度来看，该制氢方式的碳强度是11种制氢方式中最高的，其温室气体排放量甚至比柴油还要高出很多。相比其它制氢方式，平均电网水电解制氢对整个减排目标并未起到更加积极的作用。长远来看，中国可再生电力在电力结构的占比正逐年攀升，电网水电解制氢的碳排放也会随之逐渐降低。然而，可再生电力的发展是一个循序渐进的过程，需要经过长时的建设与发展，因此也决定了电网水电解制氢势必存在高碳排放的中间过渡期。目前仅考虑制氢环节的碳排放，旨在鼓励实现水电解技术的规模化推广和应用，但未来，也需要考量对社会带来的气候影响，以及燃料氢对交通部门脱碳的实际意义。



图ES1.中国11种燃料氢制氢过程的二氧化碳排放和全生命周期温室气体排放，采用GWP-100值。平均电网水电解制氢是基于全国电网平均构成情况，工业副产氢采用系统扩展法进行评估。

基于本次研究的分析结果，我们为中国在国家层面以及地方政府层面提供以下政策建议，希望这些建议可以为发展低碳氢市场提供一些思路。这些思路可以在示范城市群项目中采纳应用，也可以用于后续的各项燃料氢相关政策参考。

- 为燃料氢设定相对严格的碳强度要求。**具体可以通过以下方式实现：(1) 扩大排放评估边界，涵盖燃料氢全生命周期“油井到车轮”的温室气体排放；(2) 加强碳强度要求，可以参考欧美经验。例如，在欧盟的目标中，交通运输部门使用的燃料氢需满足全生命周期温室气体减排70%的要求，该要求相当于 $28 \text{ gCO}_2\text{当量}/\text{MJ}$ 或 $3.5 \text{ kgCO}_2\text{当量}/\text{kgH}_2$ 的排放量。欧盟的这个要求比中国示范城市群项目下设定的清洁氢奖励要求限值或中国T/CAB 0078-2020标准中的“清洁氢”碳强度限值都更为严格。通过参考欧盟经验，中国可以制定更为严格并且符合中国实情的碳强度要求。虽然在发展初期中国很难设定像欧盟那样激进的目标，但中国仍然有必要对燃料氢实施更加严格的碳强度要求，以确保燃料氢能够相对于使用化石燃料更加低碳环保，实现交通部门温室气体减排的目标。
- 要求水电解制氢提供绿电证书且不鼓励使用煤炭作为制氢原料。**对于使用电网进行水电解制氢的生产企业，应要求其提供购买与电网使用量相匹配的绿电证书。煤制氢具有重大的气候风险，不鼓励使用煤炭作为制氢原料则符合向清洁能源过渡转型的国家目标。
- 为燃料氢建立强有力的碳核算、认证和审核体系。**构建一套具有详细排放核算指南的体系是确保合规和避免虚假申报造成潜在气候风险的关键。此外，还需要针对水电解制氢制定强有力的认证和审核方案，以确保

所使用的可再生能源是额外发电生产的，避免挪用当前已在使用的可再生能源。对于可再生能源，电力作为载体，其效率高于燃料氢作为载体。从能源的整体效率和消纳而言，只有保证制氢的绿电具有额外性，可再生能源水电解制氢才具备促进可再生能源消纳的意义。

4. **为低碳氢提供更大力度的财政支持。**在示范城市项目下，用于燃料电池汽车环节的资金奖励是用于制氢环节的7.5倍。建议提供更多的财政激励用来扩大发展从全生命周期角度真正低碳的制氢方式，例如可再生电力水电解制氢（绿氢）。
5. **放宽对绿氢生产区域的限制。**中国现行法规规定必须在化工园区生产氢气。这样的法规阻碍了低碳氢的规模化发展，因为在实际生产中，各地的化工园区和可再生能源资源在空间上的分布并不一定重叠。
6. **探索更多氢能产业的非财政补贴扶持政策。**目前中国在氢能主要以补贴、税收优惠等财政补贴为主，此类模式往往能在产业发展初期发挥较好的激励作用，但从长期来看难以具备持续性。未来，需要在路权、通行便利等方面提高消费者的使用体验，以及通过配置营运指标、公共部门采购以及更新置换等强制性手段扩大需求，适当放宽在氢能产业用地、流程审批等方面的限制，丰富氢能的非财政补贴激励政策，促使相对单一的补贴为主的政策体系转向多元化。

目录

执行摘要.....	i
背景.....	1
中国氢能发展概况	1
燃料电池汽车示范城市群项目	1
中国燃料氢的温室气体排放.....	8
制氢方式.....	8
方法论.....	9
结果与讨论.....	11
示范城市案例分析.....	17
北京.....	17
上海.....	19
佛山.....	20
国际氢能政策.....	23
欧盟.....	23
美国.....	23
政策建议	25
为燃料氢设定相对严格的碳强度要求	25
要求水电解制氢提供绿电证书并控制使用煤炭作为制氢原料	26
为燃料氢开发强有力的碳核算、认证和审核体系	27
为清洁氢、低碳氢提供更大力度的财政支持	28
放宽绿氢生产区域限制	29
探索更多氢能产业的非财政补贴扶持政策.....	29
结论.....	30
附录.....	32
参考资料.....	37

背景

中国氢能发展概况

交通运输领域是我国碳排放主要终端部门之一，2020年，其碳排放量达到9.3亿吨，占全国终端碳排放的10%左右。因此，交通部门的脱碳情况影响着我国整个碳中和进程（中国电动汽车百人会，2020）。在《2030年前碳达峰行动方案》中明确提到，要推动运输工具装备低碳转型并积极扩大燃料氢等新能源、清洁能源在交通运输领域应用（国务院，2021）。未来，氢能替代燃油、天然气等高碳排放化石燃料，助力交通运输的低碳转型，将是中国交通运输行业的重要发展趋势之一。

《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》提出，到2025年实现燃料电池汽车（FCV）保有量约5万辆的目标（中国国家发展和改革委员会，2022）。以氢燃料电池大巴汽车为基准，该规模预计可每年减少交通运输领域约三百万吨的碳排放。然而在2021年，中国燃料电池汽车保有量仅为8938辆（中国汽车工业协会，2022），整体规模偏小，与5万辆的目标还存在较大差距，因此需要更多的激励措施推动氢燃料电池汽车的规模化发展。

燃料氢可以由多种原材料、多种生产途径制得，包括电力、煤炭、天然气等等。各制氢方式的碳强度有所不同，因此选择真正低碳的燃料氢对交通部门低碳化发展至关重要。正因为此，中国正致力于推动绿氢的生产，也就是由可再生电力水电解制氢生产的氢气，具体目标是到2025年绿氢的年产量达到10万至20万吨（中国国家发展和改革委员会，2022）。同时，为了扩大燃料电池汽车的规模和低碳氢的使用，中国在2020年推出了燃料电池汽车示范城市群项目。

燃料电池汽车示范城市群项目

2020年，中国财政部等五部委¹联合启动了组建燃料电池汽车示范城市群的政府工作（财政部，2020）。此次在城市群开展燃料电池汽车示范应用的工作由财政部牵头，旨在通过中央财政、地方财政以及企业资金的投入来提高燃料氢消费量、燃料电池汽车销量以及推进氢燃料电池关键材料和核心部件的研发创新，从而推动整个燃料电池汽车市场的规模化应用和商业化发展以及降低交通运输领域的碳排放。每个申报城市群由一个牵头城市以及若干参与城市组成。各城市通常具有氢能产业链的某个环节的产业优势，或具备氢源优势，或具有先进的关键零部件研发生产能力，或具有规模较大、品牌影响力较好的整车制造企业，或具有特有的下游应用场景。因此，每个城市群内能够建立从上游制氢到下游用氢的较为完备的氢能全产业链，形成较好的氢能产业集群。在示范城市群中，牵头城市主要负责总体的规划，包括制定城市群示范实施方案，进行城市群内各参与城市的任务分工。此外，牵头城市还需负责跟进各自城市群参与城市的工作实施进展，并向财政部进行工作报告。

¹ 财政部、工业和信息化部、科技部、发展改革委、国家能源局。

在四年的示范期内,每个入选城市群可从国家财政部获得最高18.7亿元人民币(约3亿美元)²、³的资金支持,资金定向用于支持燃料电池汽车和燃料氢市场发展。入选后,每个城市群都需要满足一些基本的门槛指标才能有资格获得资金拨付。例如,示范期内,每个示范城市群辖区内登记注册的燃料电池汽车至少应达到1000辆,且每辆燃料电池汽车每年的平均行驶里程必须超过3万公里;每个城市群在示范期内需要新建运营至少15座加氢站;每个城市群的车用燃料氢年产量须超过5000吨,并要求所使用的燃料氢的碳强度低于15 kgCO₂/kgH₂(相当于125 gCO₂/MJ)⁴。

除了满足以上准入要求外,各城市群还要通过积分评定来确定最终获得的资金。此次财政奖励的原则上是城市群每获得1积分可奖励10万元人民币(约1.5万美元)。其中,在燃料电池汽车推广应用环节,通过推广应用车辆技术和车辆数目,最高可获得15000积分;在氢能供应环节,最高可获得2000积分。两个环节都有具体的奖励标准。在整车推广方面,根据推广年份、燃料电池系统额定功率、车辆总质量等变量因素不同,其推广奖励积分也有所不同⁵。例如,获取奖励积分最高的是在2020年度推广的总质量31吨以上、燃料电池系统额定功率80kW(含)以上的重型货车,奖励积分可高达5.46分;而获取奖励积分最低的是在2023年度推广燃料电池系统额定功率50kW的乘用车或中小型货车,奖励积分仅0.9分。除了燃料电池汽车的推广之外,燃料电池汽车的关键零部件应用(技术水平和可靠性需经专家委员会评审通过)也能额外获得积分,上限为每款产品最多奖励1500分。在氢能供应方面,2020年至2023年期间,示范城市群在车辆上每加注使用100吨燃料氢可根据年次分别获得7、6、4、3分奖励积分。除此之外,如果加注的燃料氢属于清洁氢,即燃料氢的碳强度低于5 kgCO₂/kgH₂(41.7 gCO₂/MJ),每100吨燃料氢可为示范城市群额外获得3积分;若燃料氢运输半径小于200km,奖励1分每100吨;如果城市群以每公斤不高于35元人民币(约5.4美元/kg)的零售价提供燃料氢,每100吨燃料氢可再额外奖励1积分。可以测算,2020、2021、2022、2023年若满足所有奖励积分,每100吨燃料氢可分别获得12、11、9、8积分,相当于每公斤氢气奖励12至8元人民币(约1.8至1.4美元)。

此次示范项目共有19个城市群提出了示范申请。2021至2022年期间,五部委选定了其中的5个城市群,分别由北京、上海、佛山、郑州和张家口作为所在群的牵头城市(本报告附录中提供了五个城市群的完整城市名单)。为了确保示范城市项目的成功,作为申请材料的一部分,每个城市群必须制定一套全面的实施方案,其中应详细说明燃料电池汽车技术发展规划、燃料电池汽车推广数量和类型、加氢站建设和运营方案、氢源和安全保障措施、地方政府将为支持上述各项工作提供的政策支撑。本报告在表1和表2总结了选定的五个城市群中牵头城市的燃料电池汽车和氢能产业现状,以及四年示范期结束时各城

2 本次研究假设1美元兑换6.5元人民币。

3 燃料电池汽车推广资金上限为15亿人民币,氢燃料供应链推广资金上限为2亿人民币。在4年示范期结束后,根据专家评估结果,表现优异的城市群可以额外获得10%的资金奖励,共计18.7亿人民币。

4 本次研究采用了氢气的低位热值(120MJ/kg H₂)用于转化计算。

5 具体积分方式可参见燃料电池汽车示范申报指南附件(财政部,2020)。

城市群的发展目标。表1展示了燃料电池汽车和加氢站的数量、年加氢能力或需求、示范期后的制氢能力。表2展示了示范期前后制氢方式的构成变化。总体而言，每个选定的城市群都计划大幅增加燃料电池汽车的数量，特别是在重型车领域，同时计划增加加氢站的数量。另外，这五个城市群还计划增加燃料氢产量并拓展制氢方式的多样性。这些发展计划不仅针对牵头城市，也覆盖群组中的参与城市。在本报告后面的章节中，我们将会对各种制氢方式进行更详细的介绍。

表1. 五个示范城市群的燃料电池汽车和燃料氢产业现状和发展规划。注：由于缺乏参与城市的相关信息，示范期前的信息仅限牵头城市相关信息，示范期后的信息来源于每个示范城市群的整体发展规划。

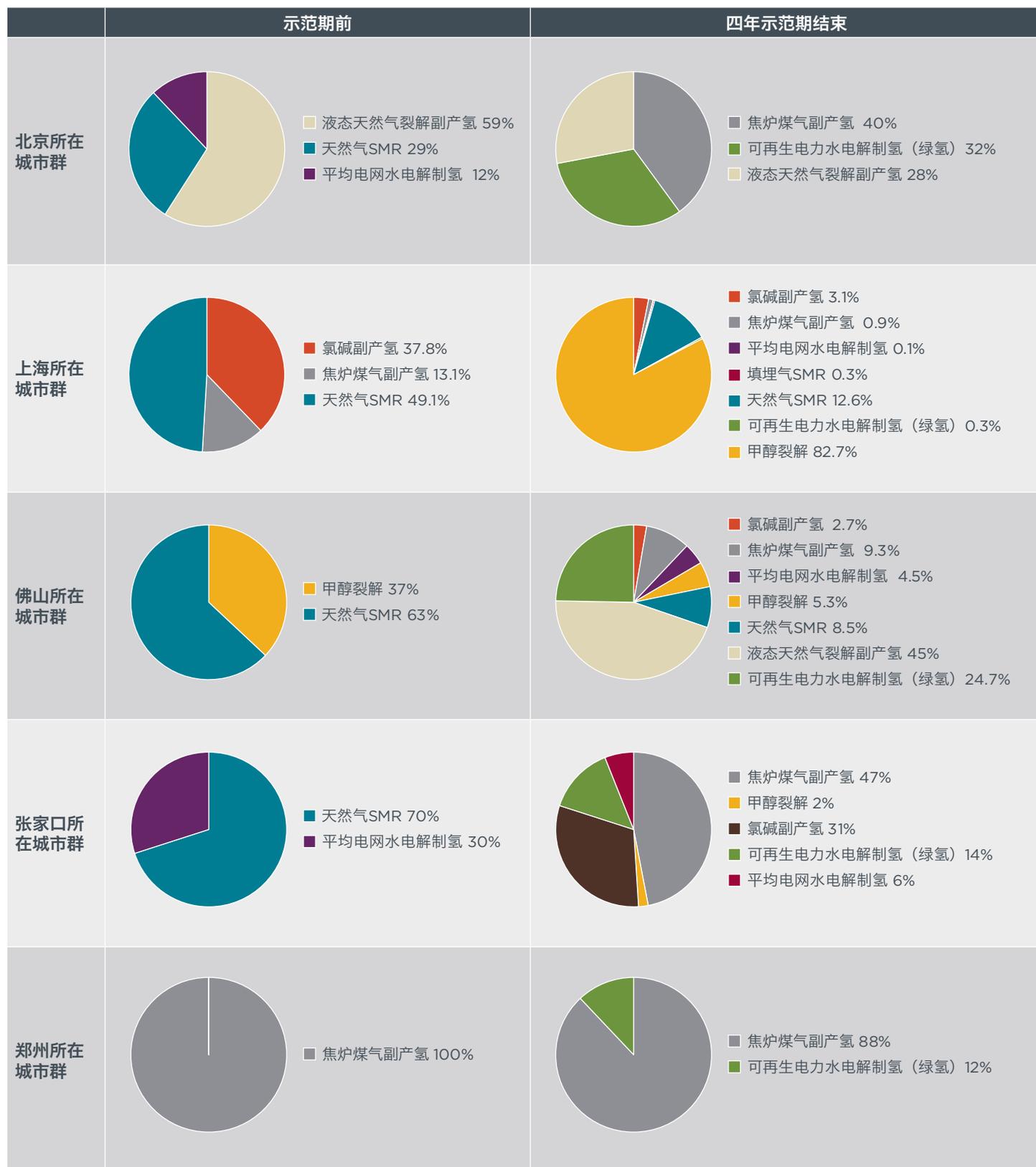
	示范期前			四年示范期结束			
	燃料电池汽车数量	加氢站数量	燃料氢加注能力(吨/年)	燃料电池汽车数量	加氢站数量	燃料氢加注能力(吨/年)	燃料氢加注需求(吨/年)
北京所在城市群 ^a	700 • 78% 公交客车 • 16% 卡车 • 6% 乘用车	10	2,440	5,300	49	95,000	21,000
上海所在城市群	1,908 • 70% 卡车 • 25% 公交客车 ^b	16	4,050	5,000 • 68% 卡车 • 28% 乘用车 • 4% 公交客车	73	93,100	13,800
佛山所在城市群	1,457 > 70% 公交客车	16	1,811	10,000	200	465,000	79,160
张家口所在城市群 ^c	357 > 90% 公交客车	8	2,900	7,710	86	200,000	40,000
郑州所在城市群	223 • 100% 公交客车	4	1,100	≥5,000	80	43,200	22,000

a. 北京城市群到示范期结束时的氢产能和加注需求是根据参与城市发布的发展规划估算而得。

b. 剩余的5%包括乘用车和邮政车。

c. 张家口城市群的氢产能和加注需求基于该城市群的申报信息。本报告撰写时，最终文件尚未发布，数据可能与官方发布的最终文件存在差异。

表2. 五个城市群制氢方式的现状和发展规划。注：由于缺乏参与城市的相关信息，示范期前的信息仅限牵头城市相关信息，示范期后的信息来源于每个示范城市群的整体发展规划。SMR=蒸汽甲烷重整。



在五个城市群提交的示范实施方案中,除了中央财政资金(奖励标准统一)外,各示范城市所在省级和各市(区县)也计划提供财政资金,但各城市群设置的资金配套类型及标准不尽相同。一种资金配套情况是城市群内鼓励按照不低于中央财政奖励的1:1的资金配套,如上海城市群和郑州城市群。换言之,假如上海城市群因使用清洁氢而获得财政部提供的100万元人民币的奖励,则上海城市群的省级和地方政府也将为该区域投入至少100万元人民币的奖励。另一种类型的资金奖励方案则是在不与中央奖励挂钩的情况下实施的,如广东城市群。对于广东省内的参与城市,根据广东省统筹安排,示范期内省、市、县(区)三级财政资金预计共投入43亿元人民币;广东省外的参与城市,则自行设置地方财政配套。

根据每个城市群的总体资金计划,牵头城市和参与城市会相应制定其地方资金分配的规则,重点分为两个领域:即燃料电池汽车推广和加氢站运营。表3列出了一些牵头城市所采取的财税支持规定。但是各个参与城市会根据自身实际情况出台本地区的奖励政策(更全面的奖励规划清单详见本报告附录部分)。

表3. 五个牵头城市在燃料电池汽车整车和加氢站的市级财政补贴政策。资金提供对象包括燃料电池汽车车主、燃料电池汽车生产企业和加氢站运营商。

	针对燃料电池汽车推广应用	针对加氢站
北京	<ul style="list-style-type: none"> • 轻型车每行驶1万公里可获得3000元人民币^a; • 重型车每行驶1万公里可获得1万元人民币。 	<ul style="list-style-type: none"> • 为日加注量大于等于1000千克或大于等于500千克的加氢站提供两个档位的补贴。
上海	<ul style="list-style-type: none"> • 为年行驶里程大于2万公里的卡车和公交客车提供以下年度补助^b: • 车辆质量12-31吨的车辆每辆最高5000元人民币; • 车辆质量大于31吨的车辆每辆最高2万元人民币; • 每辆公交客车最高1万元人民币。 	<ul style="list-style-type: none"> • 最高补贴加氢站投资成本的30%; • 如果氢气零售价格小于等于35元人民币/千克,2021年可提供20人民币/千克的补贴,2022-2023年为15人民币/千克,2024-2025年为10人民币/千克。
佛山	<ul style="list-style-type: none"> • 根据车辆类型,每辆车6000-11500元人民币。 	<ul style="list-style-type: none"> • 日加注能力大于等于500千克的加氢站可获得100-250万元人民币/站的补贴。
张家口		<ul style="list-style-type: none"> • 日加注能力200-500千克的加氢站可获得400万元人民币/站的补贴;日加注能力大于500千克的加氢站可获得800万元人民币/站的补贴。
郑州	<ul style="list-style-type: none"> • 补贴燃料电池汽车生产企业销售收入的5%。 	<ul style="list-style-type: none"> • 补贴加氢站投资成本的50%。

a. 轻型车指车辆质量小于4.5吨的车辆;重型车指车辆质量大于等于4.5吨的车辆,含公交客车。

b. 最多提供3年至2025年底。

除了资金奖励措施外,入选的城市群还计划在部分城市通过其他非财政激励政策来加快推动燃料氢生产和燃料电池汽车的应用。例如,根据规定,中国的制氢厂必须位于化工园区内,这对燃料氢规模化生产和应用造成了较大的发展障碍。目前已经有部分省市政府为在化工园区外建设的燃料氢生产提供了绿色通道。例如,河北的风电制氢厂和佛山市的制氢加氢一体站,都可以不受限于在化工园区内生产的规定。此外,广东省和张家口市还通过优惠电价的方式来激励水电解制氢,两个地区分别将电价上限限制在0.26元人民币/kWh和

0.36元人民币/kWh, 从而降低水电解制氢的成本。此外, 许多主要城市设置了交通限行规定, 但淄博、天津等多个城市已经为燃料电池汽车提供了道路行驶方面的特权。

尽管中国已经从国家和地方层面在推动氢能和燃料电池汽车应用方面做出了许多努力, 但我们发现, 现有政策大部分是为燃料电池汽车的生产 and 应用提供支持, 而针对燃料氢生产, 特别是低碳氢生产的政策则很少。根据示范项目的设计, 示范城市群推广燃料电池汽车可获得的资金要远远大于推进燃料氢可获得的资金 (分别为15000积分和2000积分)。然而, 燃料氢的成本对于燃料电池汽车的拥有总成本而言是非常重要的影响因素 (Mao et al., 2021)。同时, 燃料氢的碳强度也是决定交通领域低碳化进程的关键。

当前, 燃料电池汽车示范城市群项目为燃料氢设定了碳强度的准入要求, 并为清洁氢设定了可以获得额外资金的碳强度奖励要求, 但却缺少关于示范城市群如何实施这项政策的关键细节。一方面, 此次示范项目并没有出台燃料氢的排放测量指南, 官方文件中也没有规定碳排放评估的系统边界 (财政部, 2020); 根据相关管理部门的工作人员表示, 示范项目所设定的碳强度仅限于制氢环节的二氧化碳 (CO₂) 排放, 并不包括原材料的上游排放、以及燃料氢储运和应用端的下游排放。另一方面, 对示范城市群氢能碳排放的计算、审核和评估方法也有待确定。目前中国唯一有关氢能碳排放评估和认证的标准是于2020年生效的团体标准T/CAB 0078-2020《低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价》, 除此之外尚未制定相关的国家标准。T/CAB 0078-2020标准提供了一些排放量测量方面的指导, 包括系统边界和审核要求。此外, 该标准中还基于温室气体排放量对低碳氢、清洁氢和可再生氢进行了定义 (表4) (中国产学研合作促进会, 2020)。虽然T/CAB 0078-2020标准中对于低碳氢和清洁氢的排放定义与示范城市项目下的两项燃料氢碳强度要求相似, 但前者包含了其它温室气体排放 (CO₂、甲烷和氧化亚氮), 而示范城市项目中仅包括CO₂排放。由于缺少官方指定的燃料氢碳排放评估方法, 目前尚不知示范项目将使用哪项标准。

表4. T/CAB 0078-2020标准下对于低碳氢、清洁氢和可再生氢的定义

	燃料氢生产环节的 温室气体排放限值 (kg CO ₂ 当量/kg H ₂)	燃料氢生产环节的 温室气体排放限值 (g CO ₂ 当量/MJ)
低碳氢	14.51	120.92
清洁氢	4.9	40.83
可再生氢 (制氢所使用的能源为可再生能源)	4.9	40.83

此项研究的主要目的是通过评估中国不同制氢方式的碳强度, 为示范城市群项目的政策制定者提供燃料氢碳排放方面的建议。具体而言, 我们评估了11种制氢方式的温室气体排放量, 以及示范城市群项目为支持中国低碳氢经济发展方面所发挥的作用。本次研究的结果指明哪些制氢方式可以满足示范城市群项目所设置的15 kgCO₂/kgH₂的准入要求, 以及5 kgCO₂/kgH₂的奖励要

求。在本报告接下来的章节中,我们将对北京、上海和佛山三个示范城市群的燃料氢市场情况进行案例分析。随后,我们会介绍欧盟和美国在支持低碳氢方面的政策和经验。最后,基于评估结果和国际经验,本报告致力于寻找能够提供最大脱碳潜力的制氢方式,并为中国提出规模化商业化发展低碳燃料氢的政策建议。

中国燃料氢的温室气体排放

在本节中，我们将评估中国各种制氢方式的全生命周期温室气体排放情况。所涵盖的制氢方式既包括现有技术，也包括一些可能将在短期内发展应用于示范项目的制氢技术。在评估过程中，我们基于中国国情对相关参数进行调整。本节首先对本研究的各种制氢方式进行介绍，然后介绍温室气体排放量评估的方法论，并对不同制氢方式的温室气体排放结果进行评估、讨论其排放结果产生的影响。

制氢方式

根据五个示范城市群的示范实施方案，我们选定了方案中提及、中国目前常见或未来可能采取的11类制氢方式，这些制氢方式包括：

- » 使用化石天然气进行蒸汽甲烷重整（SMR）制氢，附加或不附加碳捕集与封存（CCS）技术；
- » 使用生物质甲烷进行SMR制氢；
- » 煤气化制氢，附加或不附加CCS技术
- » 使用可再生电力或平均电网电力进行水电解制氢；
- » 甲醇裂解制氢；
- » 三种工业副产氢提纯：氯碱、焦炉煤气和液态天然气（NGL）裂解副产氢。

这些制氢方式涉及中国目前已经应用或短期内计划投入的技术。当前，中国生产的大部分氢来自煤炭（不同统计口径下，约40%-60%）以及工业副产品（不同统计口径下，约20%-30%）（中国电动汽车百人会，2020）。其中，能够产生气态氢作为副产品或关联产品⁶的三个典型行业包括：（1）氯碱行业；（2）钢铁炼焦行业，其产生的焦炉煤气含有55%（vt）的氢气；以及（3）液态天然气裂解。

蒸汽甲烷重整（SMR）在中国也是一种比较流行的制氢技术。虽然大多数SMR制氢现阶段主要使用化石天然气作为原料，但一些项目正在试点使用生物质甲烷（来自填埋气）进行SMR制氢。关于甲醇裂解制氢，虽然甲醇可以来自多种不同来源，但在本研究中，我们假设甲醇均来源于化石天然气。

碳捕集与封存（CCS）技术目前在中国应用尚不普遍（中国电动汽车百人会，2020）。然而，作为减少化石能源制氢所产生二氧化碳排放的一种方法，CCS正受到越来越多的关注。因此，我们在本次研究中也评估了CCS对于天然气制氢和煤制氢的影响。国际上普遍将附加有CCS的化石能源制氢称为蓝氢。

⁶ 虽然全生命周期评估方法中没有正式定义，副产品和关联产品普遍被认为有所不同。副产品属于次级产品，与需求之间缺乏弹性联系；而关联产品则是与主产品一样，是具有供应弹性的一次产品（ICF International, 2015）。

水电解制氢是一项新兴技术，在中国尚未大规模应用。目前可应用的电解槽主要有碱性水电解槽、质子交换膜水电解槽以及固体氧化物水电解槽三种类型。其中，碱性水电解槽是目前技术最成熟、应用最广的技术（中国电动汽车百人会，2020）。电力来源决定了水电解制氢的清洁程度。国际上通常将由100%可再生电力，比如风力和太阳能制取的燃料氢称为绿氢。在五个示范城市群群的实施方案以及中国其他多个省市的氢能规划中，可再生能源水电解制氢技术是未来重点发展的制氢技术之一，因其决定了各行业的碳中和进程。绿氢生产商获取电力的方式通常分两类：一类是分布式的可再生电力制氢，即制氢厂所用电力不通过电网而是直接就近连接可再生电力；另一种是通过电网水电解制氢，若当地电网并非100%可再生电力，则电网水电解制氢就需要通过购买绿电证书才能视为达到绿氢的条件。在实际生产中，绿氢除了要满足制氢电力100%来自可再生能源或具有绿电证书的要求之外，还应保证制氢所使用的可再生电力的额外性，即可再生电力必须是在现有电力供应基础之上，根据制氢需求所额外产生的发电量，而非从其他用途挪用到制氢的电力。否则，在挪用产生的影响下，制氢所用电力的碳强度可视同于电网电力的碳强度（挪用后，用电缺口由电网弥补）。目前，针对水电解制氢，中国是否可以通过分布式可再生电力制氢，或是否要求采用具有绿电认证尚不清晰，难以确定不同企业的水电解制氢的真实碳排放情况。因此，在本次研究中，我们评估了两种水电解制氢方式：

(1) 绿氢，即使用100%额外产生的可再生电力制氢；(2) 平均电网水电解制氢，以代表使用非额外可再生电力制氢或使用电网电力制氢且不提供绿电证书的情况。

方法论

在本次研究中，我们基于中国国情，对上述11种制氢方式的全生命周期“油井到车轮”温室气体排放进行了评估。虽然示范城市群项目仅考虑了制氢环节的排放，但对燃料进行全生命周期温室气体排放分析可以更全面的了解燃料所带来的整体气候影响。“油井到车轮”全生命周期包含了原料获取、燃料生产、燃料储运、以及燃料使用环节的排放。图1展示了示范城市群项目与本研究所开展的全生命周期评估之间的系统边界差异。原料的上游排放对于燃料的生命周期排放至关重要；根据原料的不同，这些排放可能包括例如天然气开采、加工和运输。此外，燃料生产后的储运环节也会造成排放，例如氢气压缩或液化。虽然气态氢和液态氢都可以用于交通部门，但本研究仅评估气态氢。就使用阶段而言，燃料氢所产生的温室气体排放量为零。为了具体了解哪些燃料氢可以满足示范城市群项目的要求，我们也评估了燃料氢生产环节的碳排放。

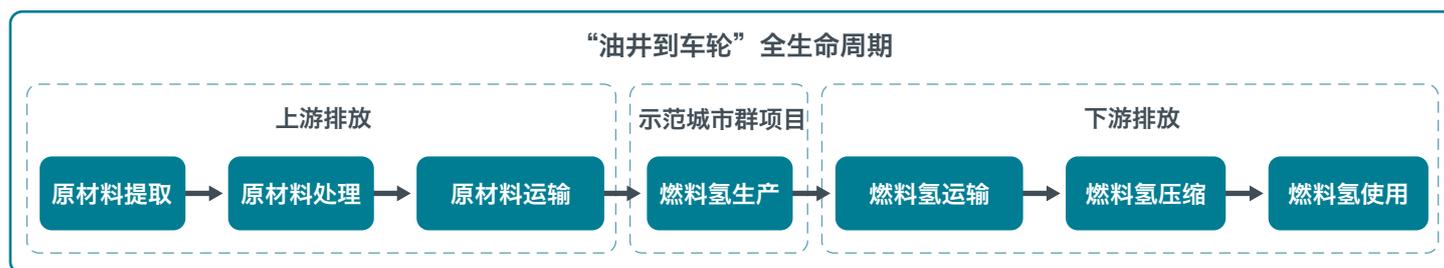


图1.本研究所开展的全生命周期评估与示范城市项目之间的系统边界差异

除了上述边界差异，示范城市群项目下对燃料氢的碳强度要求只考虑了CO₂排放，而在本次研究中，我们还纳入了另外两项温室气体，即甲烷（CH₄）和氧化亚氮（N₂O）排放，以更加全面的了解燃料氢的整体气候影响。CH₄和N₂O的气候影响作用都要大于CO₂，我们采用了联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）在第五版评估报告中所提供的全球变暖潜能值（GWP）来将这些温室气体的影响换算为CO₂当量。各类温室气体的寿命周期存在差异且短期和长期影响也有所不同，在本报告中我们采用了100年时间框架，即GWP-100值。

在本次研究中，我们使用了阿贡国家实验室发布的GREET模型（交通温室气体、常规污染物排放以及能源消耗量模型）来对不同制氢方式的碳强度进行评估（Argonne National Laboratory, 2020）。GREET模型可以提供一个综合性架构，用以对不同类型的交通燃料进行全生命周期排放评估。作为一个以美国产业数据为基础的模型，GREET被用在多个美国燃料政策中。此外，该模型能够提供修改假设条件和输入参数的灵活性，因此我们通过纳入中国的区域数据对模型进行调整，从而使其更好地反映出中国生产燃料氢的情况。

通过查阅文献资料，我们在GREET模型中更新了我国煤炭和天然气的上游排放量（Luo et al., 2017; Qin et al., 2017; Gan et al., 2020; 生态环境部环境规划院等, 2022）。由于电力结构不同，我国各个地区电网电力的碳强度因地区而异，我们从国家统计局（2022）收集了我国大陆31个省级地区在2021年的区域电网构成数据，并将收集的数据输入GREET模型。在国家层面上，2021年我国电网的平均电力来源包括71%的化石燃料发电、5%的核能发电和24%的可再生电力。我国不同地区的电网结构差异很大；例如，化石燃料占比在上海电网结构中最高，达到了98%，而在西藏电网结构中占比最低，仅为4%（国家统计局，2022）。另外，我们也在模型中修改了生物质甲烷的参数。根据示范城市群发展规划，我们假设用于制氢的生物质甲烷全部来自于垃圾场填埋气。为了评估填埋气的碳强度，我们假设我国目前收集20%的填埋气用于火炬燃烧，其余80%则释放到大气当中（Cai et al., 2018）。而在收集填埋气用于制氢时，我们假设收集率为75%（技术上可行）（Mintz et al., 2010）。换言之，收集填埋气用于制氢可以避免现有填埋气释放到大气中所产生的甲烷排放。

除了在GREET模型中根据我国实际情况修改上游排放参数以外，我们还调整了氢气生产和运输的环节参数。特别是我们修改了化石能源制氢附加CCS所捕集的CO₂量。以往研究发现在常规工业操作下，目前对制氢过程中所产生的CO₂的捕集率仅为55%（Zhou et al., 2021）。因此，我们将GREET模型中默认的CO₂捕集率从90%调整到了55%，以便更好地反映现实情况。尽管我国已存在管道运氢方式，但由于造价较高，管道运输在短期内难以成为非常普遍的燃料氢运输方式（中国电动汽车百人会，2020年）。根据入选示范城市群提交的示范期实施方案，目前及未来短期内长管拖车运氢是燃料氢的主流运输方式。因此，我们在GREET模型中将燃料氢的默认运输方式从管道运氢调整成

了柴油长管拖车运氢，并根据实际生产情况以及示范城市群规划信息，暂假设加氢站与制氢厂的距离在50公里左右。

相比其它制氢方式，工业副产氢的碳排放核算较为复杂，主要是源于对其上游生产排放可以采用各种不同的假设条件和方法论。大体上，主要有两类方法对工业副产氢的全生命周期排放进行评估：分配法和系统扩展法。分配法会将与既定产品工艺（即制造氢气作为副产品的工艺流程）相关的温室气体排放量，根据各个产品的物理性或经济特性（如产品的能量含量、质量、或市场价值）来进行分配（ISO, 2006）。而系统扩展法则是评估将作为副产品的氢能从现有用途转移到燃料电池汽车市场所带来的温室气体排放量的变化。这种方法会考虑在改变副产氢用途中所带来的整体环境负担变量，并将这部分变量作为副产氢的排放。在本报告中，我们将系统扩展法作为主要情景分析。根据美国最常见的工业实践，GREET模型假设副产氢及其他副产气体的现有用途为现场燃烧，以满足工厂的能源需求（Joseck et al., 2008; Lee et al., 2017; Lee & Elgowainy, 2018）。而如果将副产氢转移到交通领域使用，美国工厂普遍会用天然气来替代被转移的氢气以弥补能源需求。然而，中国的企业可能对副产氢有不同的用途或是采用不同的做法来取代被转移的燃料氢。因此，我们也采用了不同的分配方法来对工业副产氢的温室气体排放敏感性进行分析。但此研究中所用的参数都基于美国工业情况，要想获得更具代表性的中国工业副产氢排放评估结果，则需要对相关行业进行详细研究。

在本报告后面的章节中，我们将使用研究计算的CO₂和温室气体排放量来对北京、上海、佛山三个示范城市群的氢能产业整体碳强度进行案例分析。

结果与讨论

在本节中，我们对中国11种制氢方式的全生命周期温室气体排放进行了逐一评估。为了评估哪些制氢方式符合示范城市群项目设定的碳强度限值，我们还单独测算了制氢环节的CO₂排放量来进行比较。对于平均电网水电解制氢，我们基于全国平均电网以及不同地区平均电网的情况来展示其排放量。对于工业副产氢，由于可以采用不同的全生命周期评估方法，我们将在后文中展示系统扩展法和分配法下的温室气体排放范围。

图2展示了每种制氢方式在制氢环节的CO₂排放（单位：gCO₂/MJ）和生命周期温室气体排放量估值（单位：gCO_{2当量}/MJ）。图中青色柱状表示制氢环节的CO₂排放量估值，橙色柱状表示全生命周期温室气体排放估值。这两者主要区别在于所涵盖的温室气体种类（CO₂或CO₂、CH₄及N₂O）以及排放评估边界（是否包括原料的上游排放和燃料氢运输和压缩的下游排放）不同。图2中还将制氢环节的CO₂排放量估值（青色柱状）与示范城市群项目中设置的两项碳强度要求进行了比较。黄色水平虚线为示范城市群项目15 kgCO₂/kgH₂（125 gCO₂/MJ）的碳强度准入要求；紫色水平虚线则表示5 kgCO₂/kgH₂（42 gCO₂/MJ）的清洁氢碳强度奖励要求，符合该奖励要求的清洁氢可以从示范城市群项目中额外获得资金奖励。

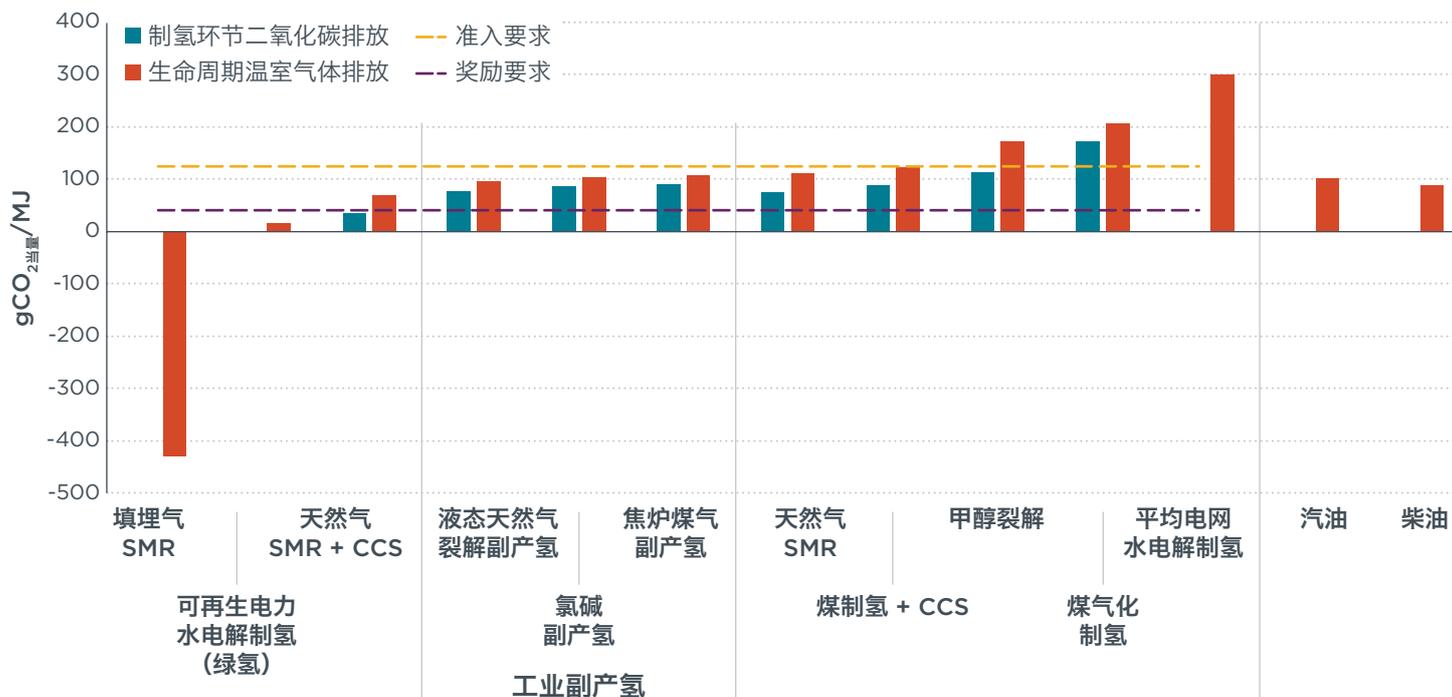


图2. 中国11种制氢方式的制氢环节CO₂和全生命周期温室气体排放, 采用GWP-100值。平均电网水电解制氢是基于全国电网平均排放水平。工业副产氢排放评估采用的是系统扩展法。

为了解车用燃料从化石燃料转向燃料氢的潜在气候影响, 我们还在上图中加入了中国汽油和柴油的全生命周期温室气体排放因子(最右侧橙色柱状)进行比较, 其中汽油的碳强度为102 gCO₂当量/MJ, 柴油为90 gCO₂当量/MJ (中国汽车工程学会, 2020年)。直接比较燃料的碳强度可能无法说明用燃料氢替代石油的全部效果, 因为内燃机汽车和燃料电池汽车的能效有所不同。当考虑到车辆能效时, 由于氢燃料电池效率比传统燃油车发动机效率更高, 这就意味着在消耗同等能量燃料的情况下, 燃料电池汽车可以比传统燃油汽车行驶更远的距离。在一些燃料政策中(例如加州的《低碳燃料标准》), 会采用能源经济比(EER)来比较各种动力系统下不同燃料的能源转化效率比。根据车型, 与内燃机车辆相比, 氢燃料电池汽车的EER通常在1.3至2.5之间。例如, 燃料电池卡车与传统柴油卡车之间的EER约为1.3, 也就是说在使用相同能量的情况下, 燃料电池卡车可以行驶的距离是柴油卡车的1.3倍(California Low Carbon Fuel Standard Regulation, 2020; Mao et al., 2021)。不过, 在本次研究中, 我们关注的是燃料生命周期单位能量的碳排放量, 并未将车辆能效纳入研究范围。

基于图2中所展示的结果, 表5中直观显示了11种制氢方式是否符合示范城市群项目针对燃料氢生产环节所设定的碳强度准入要求和清洁氢奖励要求。

表5. 中国11种制氢方式是否符合示范城市群项目下的碳强度要求。平均电网水电解制氢是基于全国电网平均水平。工业副产氢排放评估采用的是系统扩展法。

	是否满足准入要求? (15 kg CO ₂ /kg H ₂)	是否满足奖励要求? (5 kg CO ₂ /kg H ₂)
天然气SMR	是	否
天然气SMR+CCS (蓝氢)	是	是
填埋气SMR	是	是
甲醇裂解制氢	是	否
煤气化制氢	否	否
煤气化制氢+CCS (蓝氢)	是	否
平均电网电力水电解制氢	是	是
可再生电力水电解制氢 (绿氢)	是	是
液态天然气裂解副产氢	是	否
氯碱副产氢	是	否
焦炉煤气副产氢	是	否

根据示范城市群项目设定的碳强度要求，唯一不符合准入条件的制氢方式是不附加CCS的煤气化制氢。这一结论再次表明了中国不仅在电力部门，也应在其他行业控制使用煤炭的重要性。为了在2030年前实现碳达峰目标，中国政府发布了一系列行动方案，要求“十四五”时期（2021至2025年）严格合理控制煤炭消费增长，“十五五”时期（2026年至2030年）逐步减少，尤其严格控制新增煤电项目（国务院，2021年）。在这种压力下，中国煤炭行业正在寻求煤炭的非电力用途，并打算向制氢领域发展转型。有观点认为，即便氢气来自煤炭，但由于氢燃料在使用过程是零尾气排放，也可以为环境带来正向影响。纵然这一观点看到了煤制氢在使用环节的零尾气排放为当地空气质量和健康带来的收益，却忽视了从全生命周期角度来看，煤制氢对整体气候造成的负面影响。通过全生命周期排放评估，采用煤炭制取燃料氢并不是一种清洁能源，甚至会造造成比直接使用化石能源更严重的气候影响。

在此项研究所涵盖的11类制氢方式中，只有四种制氢方式符合清洁氢的奖励要求，分别是天然气重整制氢+CCS（蓝氢）、填埋气制氢、可再生电力或电网水电解制氢方式。不过，上述四种制氢方式在实际应用中都面临着一些障碍。其中蓝氢（“煤气化制氢+CCS”也属于蓝氢）所面临的问题是CCS技术还在初期发展阶段，前期投资较大，其成本可能比制氢自身的成本更高，因此不太可能在短期内能规模化投入实际应用（中国电动汽车百人会，2020年）。此外，当前制氢厂的实际平均碳捕捉率仅有55%，若碳捕捉率再略低于55%，则蓝氢的碳强度难以满足示范城市群项目的奖励要求。

填埋气（成为以甲烷为主）制氢和水电解制氢在制氢环节的CO₂排放都是零（图2）。就填埋气制氢而言，制氢期间产生的任何CO₂排放与生物质原料吸收的碳所抵消，因此制氢环节CO₂排放为零。而从全生命周期排放来看（图2），填埋气制氢有较大的负排放空间。这是由于收集填埋气进行制氢，避免了原本会释放到大气中的甲烷的直接排放，因此视为温室气体负排放。需要说明的是，如果未来填埋气收集操作变得更加普遍或是被纳入了管理要求，那么则需要

对情景设置进行相应更新，更新后将导致填埋气制氢的碳强度高于本次研究的估值。尽管在欧洲和美国，填埋气收集十分常见，工艺也很成熟，但在中国还尚未普及。使用填埋气制氢在中国面临的困难主要包括在垃圾填埋场投资气体收集设备和输送设备。此外，随着中国的垃圾处理逐步从垃圾填埋方式向垃圾焚烧方式过渡，填埋气的可获取性将受到限制，未来可应用量可能会有所减少（国家发展改革委员会，2021年）。不过，除了垃圾填埋获取填埋气以外，从牲畜粪便和废水污泥等有机生物质进行厌氧消化获取生物质甲烷也是一项成熟技术。和填埋气类似，从生物废料中获取生物质甲烷来制取氢气，同样可以避免生物质甲烷的直接排放，从而带来气候收益（Zhou et al., 2021）。

在水电解制氢方面，无论是使用100%可再生电力还是平均电网电力，水电解的过程都只会产生氧气和氢气，也就意味着单就制氢环节而言，这两种制氢方式均能够满足奖励要求。然而，从全生命周期碳排放来看，由于上游排放的差异，经过测算，不同电力来源的水电解制氢的全生命周期温室气体排放有着巨大差异：绿氢碳强度大约为 $17 \text{ gCO}_{2\text{当量}}/\text{MJ}$ ($2 \text{ kgCO}_{2\text{当量}}/\text{kgH}_2$)，而平均电网水电解制氢大约为 $301 \text{ gCO}_{2\text{当量}}/\text{MJ}$ ($36 \text{ kgCO}_{2\text{当量}}/\text{kgH}_2$)。就绿氢而言，氢气来源于可再生电力和水，其上游碳排放可以视为零排放。而对于电网水电解制氢，其制氢电力来源于电网，而目前中国的电力结构中以火电（化石能源发电）为主，占比大约为70%（国家统计局，2021年），具有很高的碳强度，这也是从全生命周期角度而言电网水电解制氢具有较高碳排放的原因。经过模型评估，在11种制氢方式中，使用全国平均电网电力生产的水电解制氢有最高的全生命周期排放，甚至高于直接由煤或天然气生产的燃料氢。鉴于两种电解制氢方式之间存在巨大的排放差距，我们应当考虑当前的示范城市群项目政策设计是否足够完善。此外，这一结果也证实了确保制氢使用的可再生电力的额外性也是至关重要的。因此，在绿氢激励措施下还需要配套强有力的监管机制，否则绿氢所能带来的气候收益将会大打折扣。我们将在下文的政策建议部分进一步阐述这方面的影响。

图2中的平均电网水电解制氢是基于全国电网的平均排放水平，而在图3中，我们展示了五个牵头城市所在地以及其他省市的区域性电网中火电的占比以及其电网水电解制氢所造成的碳排放。我们发现，全生命周期温室气体排放与电网中火电（化石能源发电）占比呈线性关系。在五个牵头城市所在地区（图3左侧五点，以当地的省级电网排放因子为计算标准，具体城市的电网排放因子可能存在差异）的电网结构中，火电占比较全国平均更高，也就使当地电网电力制氢的温室气体排放相应越高。其中，上海电网的火电占比是最高的，导致上海的平均电网水电解制氢的全生命周期温室气体排放高达 $53 \text{ kgCO}_{2\text{当量}}/\text{kgH}_2$ 。从全生命周期角度来看，目前上海、北京、河南、河北、广东等地区的平均电网水电解制氢的碳强度均不满足准入要求和奖励要求数值。然而根据政策制定，由于示范城市群项目中只考虑制氢环节所产生的 CO_2 排放，所以这五个牵头城市的电网水电解制氢，都可以获得清洁氢的额外奖励。经过模型测算，只有当火电占比降至28%以下，平均电网水电解制氢的全生命周期排放强度才能低于 $15 \text{ kgCO}_{2\text{当量}}/\text{kgH}_2$ 。目前，西藏电网中的非化石能源发电占比最高（96%），其电

网水电解制氢的全生命周期温室气体排放强度可低至 $2.5 \text{ kgCO}_2\text{当量}/\text{kgH}_2$ ，是少数全生命周期碳强度符合准入要求和奖励要求的省份地区。总体而言，在中国大陆31个省级地区中，有15个省级地区电网中的非化石燃料发电占比小于等于20%，只有4个省级地区的非化石燃料发电占比可达到80%以上。

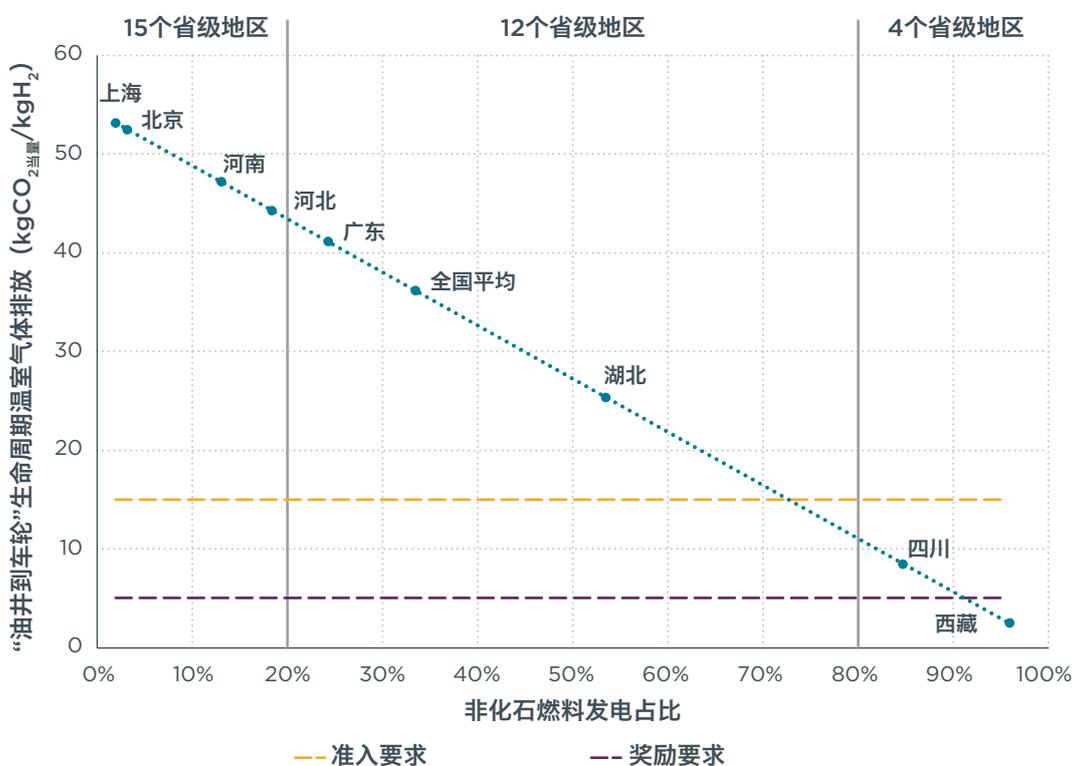


图 3. 中国大陆若干省级地区平均电网水电解制氢的全生命周期温室气体排放，采用GWP-100值。

总体而言，我们发现根据原料和转化工艺的差别，碳强度最低（填埋气制氢）和最高（全国平均电网水电解制氢）的制氢方式之间的排放量差异很大。如果对燃料氢进行全生命周期温室气体排放评估，除了填埋气制氢之外，其他各种制氢方式的排放结果要比只考虑制氢环节的CO₂排放要高出17%至100%。由不同系统边界造成的排放差异性在填埋气制氢和平均电网水电解制氢中最为明显。仅考虑CO₂排放会导致无法将甲烷排放纳入排放计算，而甲烷恰恰是一种气候影响力很强的温室气体；仅考虑制氢环节的排放也就无法将化石能源所产生的大量上游排放纳入排放计算。对各种制氢方式进行全生命周期温室气体排放评估可以更加全面的了解其所带来的气候影响，并且能够将燃料氢与其他燃料在同一层面进行比较。如果不考虑车辆的能源经济比，从燃料生命周期角度而言，我们发现仅填埋气制氢、确保额外性的可再生电力制氢、以及天然气制氢+CCS这三种制氢方式可低于柴油的碳强度。

除三种工业副产制氢方式之外，我们评估的所有制氢方式的全生命周期温室气体排放均在Abejón et al. (2020) 所发布的报告中列出的排放范围之内（该报告总结了此前全球不同地区开展的多项燃料氢排放研究的结果）。如我们在上文介绍方法论时所述，对工业副产氢进行评估可以采用多种全生命周期评估方法，在图2里，我们采用了系统扩展法作为主要评估方法，因为该方法能够

更加准确地反映出将副产氢用在交通部门所带来的环境负担。在图4中, 我们则进一步展示了三种工业副产氢在不同全生命周期评估方法下的温室气体排放结果。

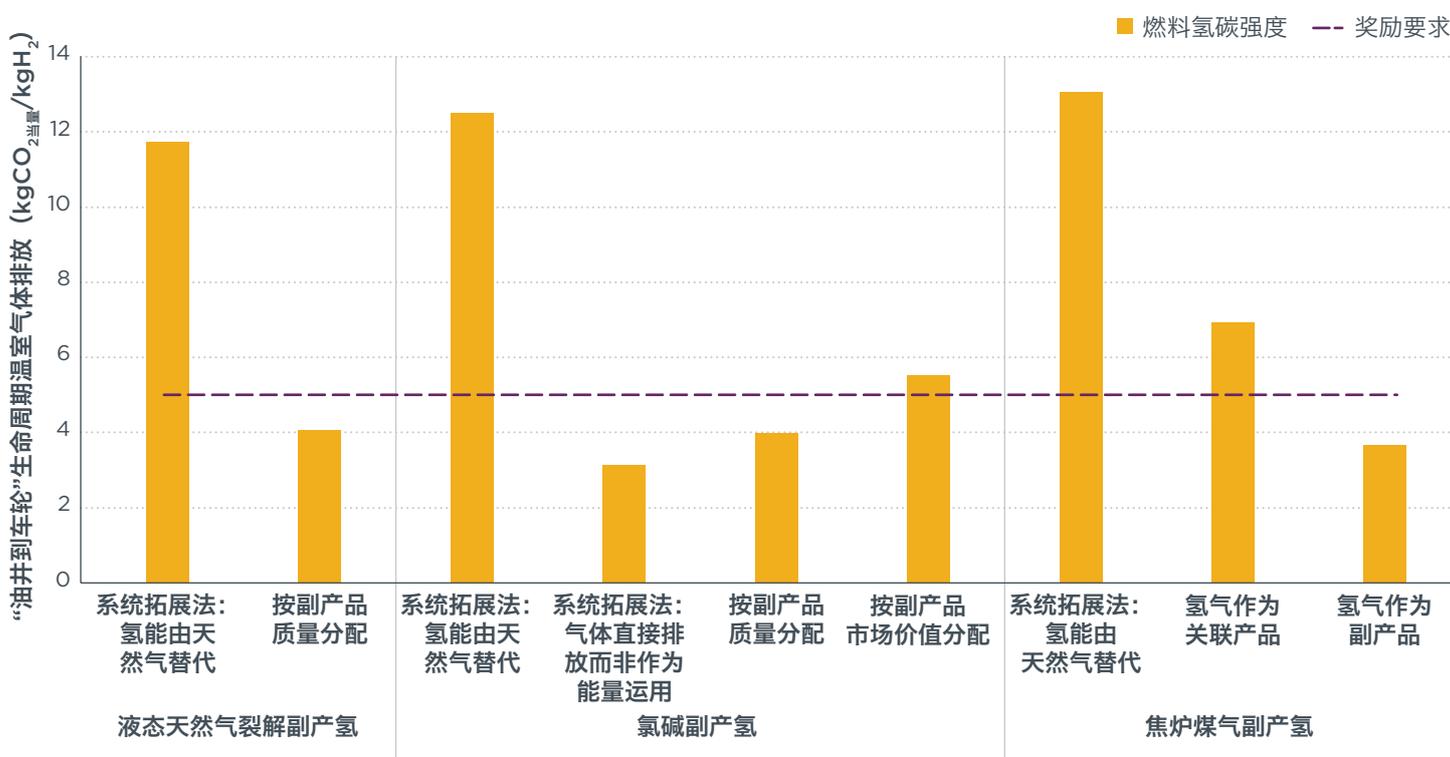


图4. 不同全生命周期评估方法下副产氢的全生命周期温室气体排放量估值, 采用GWP-100值

如图4所示, 工业副产氢的排放量估算范围很广泛, 这些不确定性来自于全生命周期评估方法的选择以及关于工艺流程和产品市场价值的基本假设。我们发现, 系统扩展法通常会比分配法造成更高的温室气体排放估值。这是因为系统扩展法通常默认由天然气替代被挪用的氢气, 而天然气的碳强度又相对较高。然而, 即使在系统扩展法中, 对燃料氢现有用途的假设也会对温室气体排放结果产生巨大影响。具体而言, 如果氯碱工厂将包括氢气在内的副产气体直接排放到大气中(图4左数第四根数据柱), 而不是进行燃烧供能(图4左数第三根数据柱), 则交通部门使用氯碱副产氢的温室气体排放量将减少75%, 因为这样做会避免了气体排放。在分配法中, 具体的分配方案也会导致排放估值的不确定性。还是以氯碱副产氢为例, 按照市场价值分配得到的排放量估计要比按照质量分配高出40%。在本研究中, 我们使用GREET模型中的默认假设对工业副产氢的排放量进行了估算, 但这些假设条件是基于美国的工艺流程和市场情况, 可能与中国国情存在不同。

示范城市案例分析

在本章中，我们对北京、上海和佛山三个牵头城市进行案例研究。我们首先分析各个城市氢能和燃料汽车产业的整体情况并讨论每个城市所面临的挑战，然后，根据上一节的全生命周期评估结果，我们会评估案例城市所在城市群的燃料氢的整体气候影响。

北京

氢能供应保障方面

在示范前，北京已推广燃料电池汽车近700辆，以客车、轻型货车、冷藏车为主，行驶路程共计约2200万公里，加氢量累计约1200吨。北京地区示范前的氢气主要来自燕山石化和环宇京辉，这两家制氢企业同时也是北京冬奥会配套加氢站氢气的保障单位。燕山石化制氢项目作为中国石化与2022年北京冬奥会官方战略合作项目，设计规模为2000Nm³/h（约1440吨/年），装置利用企业内炼油系统的副产氢气，采用变压吸附（PSA）工艺提纯制氢。环宇京辉主要提供天然气制氢和网电制氢，其中天然气重整制氢产能为800Nm³/h，水电解制氢产能为500Nm³/h，年产能共计1040万m³（约1000吨/年）。截至2022年6月，北京运营加氢站共计10座，日加氢能力共计13.8吨（年加氢能力5037吨）。其中，位于大兴国际氢能示范区、日加氢量达4.8吨的大兴国际氢能示范区加氢站是目前全球最大加氢站。假设按照示范要求的每年3万公里运营里程来计算，700辆车每年大约需要1470吨氢气⁷，目前北京市的制氢能力和加氢能力完全能保障示范前燃料电池汽车的日常运营用氢。但在2022年2月，北京市明确提出到年底全市计划新增推广应用800辆以上的燃料电池汽车（Beijing Daily, 2022），而在《北京市氢能产业发展实施方案（2021—2025年）》中，更是明确在2023年前推广燃料电池汽车3000辆，2025年前实现燃料电池汽车累计推广量达到1万辆的目标（北京市经济信息化局，2021）；这部分新增的燃料电池汽车将对制氢能力和加氢能力提出更高的挑战，未来两年需要加快制氢产能以及加氢基础设施的建设。

助力实现北京冬奥会碳中和

在2022年北京冬奥会期间，张家口、延庆、北京三个赛区共投入超过1000辆燃料电池汽车作为通勤保障交通工具，是迄今为止在重大国际赛事中投入规模最大的燃料电池汽车示范项目，也是燃料电池大型客车服务国际级运动赛事数量最多的纪录（Chinanews, 2022）。对于在北京冬奥会投入使用的燃料电池汽车，在使用环节，相比传统汽车可大幅降低二氧化碳排放，是北京冬奥会实现碳中和目标的重要路径（Chinanews, 2022）。但考虑燃料氢的全生命周期碳排放，燃料氢并非全部是零碳排放，在未来仍需考虑在生命周期降低碳强度，让氢气成为真正的清洁能源。

⁷ 假设7kg氢气每百公里。

北京氢能发展面临的挑战

由于《加氢站技术规范》GB50516-2010（2021年版）中明确“在城市中心区不应建设一级加氢站”的标准限制，城区还未批准建设加氢站。目前的北京加氢站基本集中于房山、延庆、大兴等远郊区县，建设目的以服务冬奥会为主。城区的车辆应用和加注环节存在空间的脱节，不利于未来燃料电池汽车的大规模推广。

加氢站土地成本较高。由于北京土地成本较高，城区加氢站平均每亩土地成本高达几百万甚至上千万元人民币。如果单独购买土地建设加氢站，单站的平均成本过高，而如果可以利用目前城区加油站的土地资源建设加氢合建站或综合能源站，可以节约主城区的商业地、缩短土地的审批时间以及降低土地成本，但目前受标准和政策限制，城区加油站改造为加氢站还未放开。

此外，当下北京燃料电池汽车数量仍然偏少，距离2023年3000辆的目标仍有差距，导致加氢需求不足，加氢站普遍不能满负荷运行，盈利压力较大，未来应平衡供应端和应用端的协同发展。到2025年，预计1万辆燃料电池汽车的年氢气消耗总量大约为2.1万吨。对比目前的氢气供应能力，还存在较大的供应缺口，需要根据车辆规划数量，增加制氢产能和加氢站数量，完善氢能供应基础设施网络。

燃料氢的碳强度

表6、表7和表8分别展示了北京、上海和佛山城市群在四年示范期结束时的制氢方式和氢产量规划。我们根据年产量计算出每种制氢方式的占比并根据份额占比加权计算平均碳强度（基于制氢环节的CO₂排放或全生命周期温室气体排放）。每种制氢方式的计划年产量以及由此计算得出的产量份额占比和权重平均碳强度会逐年发生变化，而这三个表中仅展示了到示范期结束时的规划产量。表中所计算的加权平均碳强度仅代表燃料氢生产端的碳强度，不代表交通部门加注使用燃料氢所产生的碳强度。这是因为生产出的氢能可能会用于交通部门以外的其他行业，因此不同制氢方式的产量占比与实际加注量占比可能有所不同。

到四年示范期结束时，工业副产氢将成为北京城市群的主要氢源。其余的32%为绿氢，这也是北京城市群所采用的三种制氢方式中唯一有资格获得清洁氢额外奖励的制氢方式。经计算，北京城市群制氢环节的加权平均CO₂排放强度为7 kg CO₂/kg H₂，较其全生命周期温室气体排放低24%。

表6. 示范期结束时北京城市群各制氢方式的份额占比和碳强度

发展规划中的制氢方式	发展规划中的年产量 (吨)	占比 %	制氢环节的CO ₂ 排放 (kg CO ₂ /kg H ₂)	全生命周期温室气体排放 (kg CO ₂ _{当量} /kg H ₂)
焦炉煤气副产氢	38,000	40%	10.93	13.05
液态天然气蒸汽裂解副产氢	26,600	28%	9.36	11.73
可再生电力水电解制氢 (绿氢)	30,400	32%	0	2.08
合计	95,000	100%	-	-
加权平均碳强度	-	-	7.0	9.2

上海

氢能供应保障方面

在示范前，上海已推广燃料电池汽车1908辆，行驶路程共计约1700万公里，主要覆盖物流、公交、通勤等应用场景。上海市示范前的氢气主要来自华林气体、化工区气体以及宝钢股份宝山基地，年制氢能力共计4050吨。其中华林气体、上海化工区气体所提供氢气为天然气重整制氢，年充装能力分别为3000吨和750吨，宝钢股份宝山基地所提供的氢气为焦炉煤气副产氢提纯，年充装能力为300吨。在加氢站方面，上海市已建成9座加氢站，日加氢能力共计8.9吨（年加氢能力3249吨）。其中，上海安亭加氢站于2007年投入运行，是连续安全运营时间最长的加氢站；上海化工区驿蓝加氢站具有35MPa和70MPa两种加注压力，是国内首个管道输氢的加氢站、首个商业化加氢母站及首个商业化70MPa加氢站；2019年正式投用的中石化安智路油氢合建站、西上海油氢合建站是上海市第一批获得充装许可证的油氢合建站，对未来规范油氢合建站运营管理体制具有里程碑意义。按照目前1908辆的燃料电池汽车数量，假如所有车辆年运营里程达到每年3万公里，上海市的年加氢需求将在4000吨左右，接近上海市的加氢能力。

创新性政策、领先做法

上海是中国发展氢能和燃料电池汽车产业较早地区，在示范推广、财政投入、安全监管等方面走在全国前列。例如，在示范推广方面，2018年3月发布了《上海市鼓励购买和使用新能源汽车实施办法》，明确了给予燃料电池汽车免费牌照支持。在财政投入方面，上海市综合发挥战略性新兴产业项目、工业强基项目、科研创新专项、产业转型升级专项等政策作用，累计投入财政资金逾10亿元人民币；相对其它示范城市，上海市在一些示范任务的资金配套也是比较激进的，例如整车购置奖励方面，国补与市补的资金配套达到1: 2，对整车的推广将起到快速推动效果。在安全监管方面，依托上海市新能源汽车公共数据采集与监测研究中心，上海实施对燃料电池汽车运行数据的采集监控和分析应用，已接入1483辆燃料电池汽车运行数据，已建成了加氢站与燃料电池汽车公共数据平台，实现车站数据协同，为今后产业的安全监管提供良好经验和借鉴。

燃料氢的碳强度

产自宁东镇的甲醇裂解制氢将是上海城市群的主要氢能来源，在总份额中占比82%。由可再生原料制氢（即填埋气和可再生电力）的比例不足1%。因此，上海城市群的平均加权碳强度相对较高。上海城市群生产的燃料氢中，有13%可以获得示范城市群项目下清洁氢额外奖励。然而，示范城市群项目下设定的系统边界会导致燃料氢的整体排放影响整体被低估34%：上海城市群的加权平均生命周期温室气体排放超过了15 kgCO_{2当量}/kgH₂。在本次研究评估的三个案例中，上海城市群的燃料氢碳强度是最高的。

表 7. 示范期结束时上海城市群各制氢方式的份额占比和碳强度。平均电网水电解制氢的排放基于上海电网构成情况计算得出。

发展规划中的制氢方式	发展规划中的年产量 (吨)	占比 %	制氢环节的CO ₂ 排放 (kg CO ₂ /kg H ₂)	全生命周期温室气体排放 (kg CO _{2当量} /kg H ₂)
氯碱工业副产氢	86,400	3.1%	10.4	12.49
焦炉煤气副产氢	26,000	0.9%	10.93	13.05
天然气SMR	349,000	12.6%	9.18	13.42
填埋气 SMR	8,000	0.3%	0	-51.4
平均电网水电解制氢	2,200	0.08%	0	53.2
可再生电力水电解制氢 (绿氢)	9,000	0.3%	0	2.08
甲醇裂解制氢	2,300,150	82.7%	13.6	20.9
合计	2,780,750	100%	-	-
加权平均碳强度	-	-	12.83	19.37

佛山

氢能供应保障方面

在示范前，佛山已推广燃料电池汽车1457辆，行驶路程共计约1390万公里，主要以燃料电池公交车为主。佛山示范前的氢气主要来自周围城市的气体公司，包括联悦、华特气体、广钢林德、普莱克斯、法液空等，年供氢能力大约为1811吨，主要以氯碱副产氢、甲醇裂解制氢、丙烷脱氢等制氢方式为主。在加氢站方面，佛山市已建成16座加氢站，日加氢能力共计11.35吨（年加氢能力4143吨）。其中，2019年首期建成的松岗禅碳路加氢站是国内首个参照SAE J2601《轻型气态氢表面车辆用燃料加注协议》及J2601-2《重型气态氢车辆用燃料加注协议》开发建设的加氢站，符合国际加氢站技术发展趋势，成为国内加氢站的标杆。从目前已推广的燃料电池汽车数量、供氢能力以及加氢能力来看，佛山市的加氢能力能够保障目前车辆的用氢需求，但是其供氢能力略显不足，由于佛山市自身制氢资源有限的，因此需要从周边地区得到氢源保障；未来随着车辆推广数量增加，佛山将会和周边地区形成更加紧密的氢源供求关系。

创新性政策、领先做法

佛山是全国首个成功建成“制氢-加氢加气一体化站”的城市。通过佛山市氢能产业发展领导小组协调机制，以会议纪要形式明确站内制氢-加氢母站为佛山市氢能产业配套项目，可不在化工园区立项建设，成功建成南庄站内制氢-加氢加气一体化站，并通过“自产自销”的方式打通应用环节，实现运营。解决氢能供应体系主要存在本土氢源匮乏、储运效率低等问题。2021年7月28日下午，国内首个站内天然气制氢加氢一体站——佛山市禅城区南庄制氢加氢、加天然气一体化站（以下简称“南庄站”）启动试运行，南庄站采用撬装式天然气制氢装备，制氢能力为500Nm³/h，水电解制氢能力为50Nm³/h，日制氢加氢能力达到1100kg，可满足公交车100车次或物流车150车次的加氢需求。南庄加氢加气一体化站可有效缓解地区氢能源紧缺的局面，对降低氢气供应成本和提升氢气供应能力具有重要意义。

佛山氢能发展的问题

目前，佛山市只有华特气体可以生产氢气，氢气产能仅为1吨/天左右，且主要用于工业生产。加氢站氢气主要从广州、江门、东莞、珠海等周边地区外购，遇到市场波动无法保证氢气充足供应。氢源是佛山市氢能产业发展的瓶颈问题，佛山市应加快布局建设制氢厂，解决卡脖子问题。

由于佛山当地缺乏氢源，大部分为外地调运，导致当地加氢站氢气售价较高，2021年上半年由于周边供氢困难，氢气售价一度涨至80元人民币每公斤。因此，较高的氢气价格将成为未来氢能乘用车推广的一大障碍。

佛山市的核心区，如南海区、禅城区等土地资源紧缺，规划用地指标紧张，土地开发达到瓶颈期，土地使用成本较高，新的土地空间仍未开拓，给氢能产业规模化发展造成很大的制约。加氢站、制氢厂等基础设施建设的选址也面临较大困难，给佛山市氢能产业发展和空间布局的进一步拓展带来严峻挑战。

燃料氢的碳强度

示范期后，佛山城市群中半数以上的燃料氢产自于工业副产氢。佛山城市群也将推进扩大水电解制氢规模。整体上，佛山城市群中29%的氢可以获得清洁氢额外奖励。佛山城市群制氢环节的加权平均CO₂排放计算结果与北京城市群相近。不过，由于平均电网制氢的占比较高，佛山城市群的制氢环节CO₂排放与全生命周期温室气体排放之间的差距是三个城市群中最大的，全生命周期温室气体排放要比制氢环节CO₂排放高出39%。

表8. 示范期结束时佛山城市群各制氢方式的份额占比和碳强度。平均电网水电解制氢的排放基于广东电网构成情况计算得出。

发展规划中的制氢方式	发展规划中的年产量 (吨)	占比 %	制氢环节的CO ₂ 排放 (kg CO ₂ /kg H ₂)	全生命周期温室气体排放 (kg CO ₂ _{当量} / kg H ₂)
可再生能源水电解制氢 (绿氢)	107,549	24.7%	0	2.08
平均电网水电解制氢	19,600	4.5%	0	41.15
天然气SMR	37,200	8.5%	9.18	13.42
甲醇裂解制氢	22,900	5.3%	13.6	20.9
液态天然气蒸汽裂解副产氢	196,000	45%	9.36	11.73
焦炉煤气副产氢	40,500	9.3%	10.93	13.05
氯碱工业副产氢	11,700	2.7%	10.4	12.49
合计	435,449	100%	-	-
权重平均碳强度	-	-	7.0	11.44

国际氢能政策

在这一章中，我们将介绍欧盟和美国在氢能方面实施的一些政策。欧盟和美国的政策都为氢能生产和氢能基础设施建设提供支持。氢能生产方面，欧美两地均是优先发展推广绿氢。具体而言，氢能推广政策中会设定绿氢使用量的目标，并根据生命周期温室气体减排量来提供政策激励。

欧盟

欧盟委员会制定了多项战略政策，以加快和推动低碳氢，尤其是可再生电力制氢的生产和使用，以实现欧盟到2030年将温室气体排放量与1990年水平相比净减少至少55%的脱碳目标。具体而言，欧盟在《2020年氢能战略》中设定了绿氢产量的阶段性目标，即到2024年达到100万吨，到2030年达到1000万吨，并在2030年至2050年之间构建起完全成熟的绿氢产业（European Commission, 2020）。新修订的《可再生能源指令》（REDII）要求非生物质来源的可再生燃料（RFNBOs）的全生命周期温室气体排放要在化石燃料 $94 \text{ gCO}_2\text{当量}/\text{MJ}$ 的基础上减少70%，而绿氢也属于这类可再生燃料。该要求相当于全生命周期温室气体排放达到 $28 \text{ gCO}_2\text{当量}/\text{MJ}$ （ $3.5 \text{ kgCO}_2\text{当量}/\text{kg H}_2$ ）。在最近对REDII法规的拟议修订中，欧盟委员会提出RFNBOs在交通运输部门的占比应达到2.6%（European Commission, 2021b）。同时拟议修订案中还提出了另一个目标，即工业部门使用的氢能中，可再生氢占比应达到50%（European Commission, 2021b）。因此，欧盟成员国可能会为了满足REDII法规中的上述要求而通过各种手段鼓励发展绿氢。

除了为氢能生产提供政策支持之外，欧盟委员会还针对扩大氢能基础设施方面提出了激励措施。具体而言，欧盟委员会在其拟定的气体燃料发展方案中提出要构建氢能管道网络，并要配套出台详细的管理方案（European Commission, 2021c）。在这份提案中，可再生氢可以在接入氢能管网时享受折扣价格。除了管道基础设施，欧盟还在其2021年发布的《替代燃料基础设施管理法规》（AFIR）中设定了在城市和公路沿线部署加氢站的目标（European Commission, 2021d）。此外，欧盟委员会还会在2021至2027年期间，在欧盟“连接基础设施与交通工具” 为建设加氢站网络提供资金支持（European Commission, 2021a）。不仅在欧盟层面上有政策支持，各成员国也在积极展开行动支持氢能发展。例如，德国在2021年拨款了6000万欧元，用于资助加氢站建设（Petrol Plaza, 2021）。

美国

为了实现交通部门深度脱碳，美国已经出台或提案了一些支持氢能发展的政策。从联邦层面上，相关法规议案提出为清洁氢生产企业提供税收减免，其中绿氢的最高免税额为3美元每公斤氢（Heinrich, 2021; Larson, 2021）。

《两党基础设施法》（Bipartisan Infrastructure Law）为支持清洁氢能发展提供了95亿美元的资金，用于建设区域清洁氢供应中心和扩大可再生水电

解制氢规模 (U.S. Department of Energy, 2022)。虽然美国对于清洁氢的定义尚未确定, 但大多数法规议案中要求清洁氢与天然气SMR方法制取的氢气相比, 全生命周期温室气体排放量至少减少40%-80% (Larson, 2021; Tonko, 2021)。假设美国天然气SMR制氢的排放量为77 gCO_{2当量}/MJ (Sun et al., 2019), 则清洁氢的全生命周期温室气体排放量应为15至46 gCO_{2当量}/MJ (2至5.5 kgCO_{2当量}/kgH₂)。

美国的一些州也在为交通部门使用燃料氢提供政策支持。例如, 加州的《低碳燃料标准 (LCFS)》允许为在加州销售燃料氢的制氢企业提供低碳积分。LCFS的目标是到2030年, 在2010年平均燃料组合水平基础上, 将加州交通燃料的全生命周期温室气体排放量减少20% (California Air Resources Board, 2020)。在考虑能源经济比EER调整后 (重型车和轻型车的EER不同), 会根据不同制氢方式的生命周期温室气体减排强度来决定制氢企业能够获得多少积分。目前, 碳交易价格的上限为减排每吨二氧化碳当量可获得222美元, 2022年初的实际交易价格不到上限的一半 (California Air Resources Board, 2022)。如果按最高积分价格计算, 绿氢生产企业考虑EER调整后的全生命周期碳强度为9 gCO_{2当量}/MJ, 按照《低碳燃料标准》的规定, 每公斤氢可获得2.4美元的积分收益。

除了为制氢端提供补贴外, 针对加氢站的支持政策也有助于加速交通部门使用燃料氢, 通过增加需求的方式促进燃料氢生产与供应。例如, 加州在其通过的《议会8号法案 (AB8)》(Perea, Chapter 401, Statutes of 2013) 中每年拨款2000万美元, 为加氢站建设提供资金, 直至加州有至少100个公共加氢站投入运营。在这项补贴方案下, 加氢站根据其日加注能力, 可以获得平均每公斤日加注能力825至2350美元的资助 (Baronas & Achtehlik, 2020)。此外, 根据LCFS的规定, 部分加氢站还可以获得低碳燃料积分; 具体而言, 根据加氢站建设加注能力与燃料氢加注量之间的差值, 为加氢站提供低碳燃料积分 (加注燃料在激励方案下另外单独产生积分)。这种政策设计可以帮助推动市场前期发展, 因其确保了加氢站在市场发展初期就能够获得补贴, 而不需要等待市场发展到与加氢站建设能力相匹配。截至2021年11月, 已有62家加氢站被批准获得LCFS的基础设施积分 (California Air Resources Board, 2021)。在上述各项政策的推动下, 加州的加氢站数量从2016年的25家增长至2020年的45家, 平均日加氢量从340公斤增长至2800公斤 (Baronas & Achtehlik, 2020)。

政策建议

基于我们对11种制氢方式开展的全生命周期温室气体排放评估、对三个示范城市群进行的详细案例研究以及国际经验，我们在此为中国国家层面和地方政府层面就推动清洁、低碳氢能产业发展提供若干建议。我们的建议主要包括三个方面：(1) 为燃料氢制定严格的碳强度要求并确保合规性；(2) 扩大对低碳氢生产的财政和非财政支持；(3) 发展稳健有力的燃料氢和燃料电池汽车供应链。本节提供的政策建议可以支持更好地实施示范城市群项目。同时，这些建议还可以为中国国家政府和地方政府制定未来的氢能发展政策提供参考。

为燃料氢设定相对严格的碳强度要求

我们认为，目前中国示范城市群项目中制定的燃料氢碳强度要求以及测算范畴不够严格。虽然短期内可以推动包括电网水电解制氢、工业副产氢在内的制氢方式的发展，但从长期来看，对总气候目标的实现并未起到积极作用。我们建议从燃料氢全生命周期的角度出发，在示范群项目的经验基础上，探索制定更为严格的燃料氢碳强度核算评估标准，真正推动清洁低碳的制氢方式在中国的发展。就这一问题，我们提出了两项具体建议：(1) 扩大系统边界，涵盖全生命周期温室气体排放；(2) 加强碳强度要求。

我们在表9中总结了示范城市群项目的碳强度要求和行业标准，并将这些限值与欧盟和美国的限值以及柴油燃料的碳强度进行了比较。中国与其他国家限值之间的最大差异在于，在定义燃料氢的碳强度时，中国仅考虑了制氢环节的排放量，而非全生命周期“油井到车轮”排放。尽管行业标准T/CAB 0078-2020中提供了全生命周期温室气体排放评估指南，但标准中对于低碳或清洁氢的定义本质上还是基于生产环节的排放。忽略燃料氢生命周期中其他环节的排放可能会导致对某些制氢方式气候影响作用的认识偏差，例如平均电网水电解制氢。平均电网水电解制氢在氢气生产过程中的排放为零，因此符合示范城市群项目中的两项碳强度要求（准入要求和奖励要求）。然而，以上海为例，平均电网水电解制氢的全生命周期温室气体排放高达443 gCO₂_{当量}/MJ (53 kgCO₂_{当量}/kgH₂)，远高于煤制氢等化石能源制氢。而全国平均电网水电解制氢的生命周期排放也高达301 gCO₂_{当量}/MJ (36 kgCO₂_{当量}/kgH₂)。这一结果，从长期来看，并不是长期可持续发展的制氢路线。此外，除了从全生命周期来计量碳排放以外，还应该纳入CO₂之外的其他温室气体，尤其CH₄和N₂O的气候影响力比CO₂更强，其排放量和气候影响都不应忽视。

表 9. 中国示范城市群项目碳强度限值、中国T/CAB 0078-2020标准、欧盟限值、美国限值以及中国柴油碳强度

	中国示范城市群项目		中国 T/CAB 0078- 2020标准	欧盟交通燃料氢 碳强度限值	美国清洁氢碳强 度限值	中国柴油 碳强度
	准入要求的 碳强度限值	奖励要求的 碳强度限值				
制氢环节的 CO ₂ 排放 (g CO ₂ /MJ)	125	42	-	-	-	-
制氢环节的 温室气体排放 (g CO ₂ 当量/MJ)	-	-	清洁氢: 41; 低碳氢: 121	-	-	-
全生命周期 温室气体排放 (g CO ₂ 当量/MJ)	-	-	-	28	15至46	90

第二项建议是设定更加严格的碳强度限值。目前示范城市群项目要求的燃料氢碳强度准入限值或是行业标准下定义的“低碳氢”的碳强度甚至比柴油燃料的碳强度还要高——燃料氢碳强度的准入要求为125 gCO₂/MJ，而柴油为90 gCO₂当量/MJ，并且柴油燃料的碳强度值还是基于全生命周期温室气体排放。碳强度要求不够严格，将会违背中国通过从传统车辆转向燃料电池汽车来减少碳排放的目标，也就意味着氢能将无法作为助力中国实现碳中和的有力能源工具。若参考其他国家的碳强度要求，例如欧盟要求交通部门使用的燃料氢满足全生命周期温室气体较化石燃料减排70%，这项要求相当于燃料氢碳强度需要达到28 gCO₂当量/MJ或3.5 kgCO₂当量/kg H₂的水平。欧盟的这个要求比中国示范城市群项目下设定的清洁氢奖励要求限值或T/CAB 0078-2020标准中的“清洁氢”碳强度限值都更为严格。通过参考欧盟经验，中国可以制定更为严格并且符合中国实情的碳强度要求。虽然在发展初期中国很难设定像欧盟那样激进的目标，但中国仍然有必要对燃料氢实施更加严格的碳强度要求，以确保燃料氢能够相对于使用化石燃料更加低碳环保，实现交通部门温室气体减排的目标。

要求水电解制氢提供绿电证书并控制使用煤炭作为制氢原料

此次分析研究的结果表明，并非所有制氢方式都能带来气候收益；相反，有些甚至可能会产生不利的气候影响。在评估的11种制氢方式中，燃料氢的全生命周期温室气体排放从-429 gCO₂当量/MJ（填埋气重整制氢）到301 gCO₂当量/MJ（国家平均电网水电解制氢）不等。因此，我们建议采取严格管理措施，逐渐减少全生命周期温室气体排放高于125 gCO₂当量/MJ（15 kgCO₂当量/kgH₂）碳强度准入要求限值的两种制氢方式⁸（图2）。具体而言，未来应当逐渐引导使用电网电力进行水电解制氢的生产企业购买与其电力消耗量相等的绿电证书。同时，还应当严格控制煤炭作为制氢原料。这两项规定应不仅适用于示范城市群项目，还应适用于中国的整个氢能市场，因为其他未参与示范城市群项目的城市也可能拥有大规模的氢能市场。在更加严格的碳强度限值制定实施之前，上述政策可以作为一种保障性措施先行出台。

⁸ 在本次研究中，甲醇裂解制氢的全生命周期温室气体排放估值也高于碳强度准入限值，但研究假设甲醇来源于天然气原料，如果采用其他原料制取甲醇则可以实现较低的排放结果。

如图2所示,煤制氢的全生命周期温室气体排放明显超标,比碳强度准入要求高66%。即使结合应用CCS技术,其排放结果也仅仅是略低于碳强度准入要求,且仍高于柴油的碳强度。严格控制使用煤炭作为制氢原料符合向清洁燃料过渡的国家目标。在11种制氢方式中,平均电网水电解制氢的全生命周期温室气体排放估值是最高的,是准入要求的两倍多。就入选的五个示范牵头城市而言,其所在的区域电网的火电占比均高于全国平均水平,导致在这些地区使用平均电网水电解制氢会造成更为严重的气候影响。尽管中国的电网结构因地区而异,但只有青海、四川、云南和西藏四个省份地区电网的火电占比低于20%,可以实现平均电网水电解制氢的温室气体排放量低于 $12 \text{ gCO}_2/\text{MJ}$ ($1.5 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$) (图3)。此外,要求提供绿电证书只解决了电网水电解制氢电力达到“绿氢”的定义,仍然需要额外的政策工具来解决可再生电力的额外性问题,我们将在下一节中提供这方面的具体建议。

为燃料氢开发强有力的碳核算、认证和审核体系

为燃料氢设定严格的碳强度要求仅仅是迈出了第一步,要满足碳强度管理要求则需要构建一套强有力的监管、报告和审核体系。为确保合规性,燃料氢市场将需要有一套强效的认证体系,以确保示范项目下制取的燃料氢与其申报的生产参数与碳强度相匹配。一个健全的认证流程可确保碳核算的准确性,并避免虚假申报带来的潜在气候风险。

目前,中国尚未制定明确的方法对燃料氢的温室气体排放进行评估,也没有明确的认证机制。这一问题不仅在示范城市群项目中存在,在更广泛的全国燃料氢市场中也同样存在。由于在数据收集和碳核算方面缺乏共识,即使是同一种制氢方式,中国不同制氢企业也会采用不同的碳强度评估方法。尽管发布了T/CAB 0078-2020标准,但并未明确在什么情况下应使用该标准,例如示范城市群项目就未说明是否采用该标准。此外,虽然T/CAB 0078-2020标准列出了关于温室气体排放的一些评估和认证要求,但却缺少具体细节。例如,该标准在全生命周期评估方法部分引用了其他两项国家标准(GB/T 24040和GB/T 24044),但这两项标准并不是针对氢能或燃料的专用标准。此外,排放测量的技术细节也不够详细;例如,标准中未说明测量应在现场进行还是通过排放系数进行估算,也未说明需要收集的具体数据和可用数据来源、详细的认证过程以及认证机构的资格。

构建一套强有力的燃料氢排放测量和认证标准是必要的,也是至关重要的;同时,如果不提供详细的指导方针,也很难成功实施该标准。全生命周期温室气体分析非常复杂,需要大量基础数据和假设条件来支持开展全面分析。因此,我们建议中国集中开发一套全生命周期评估工具和数据库,通过详细的方法论和说明指南来引导企业和相关部门进行碳核算。以加州的《低碳燃料标准》为例,在该标准下,加州为每种燃料生产方式提供了默认的生命周期温室气体排放值,燃料生产企业可以在表格中查询数值使用。此外,《低碳燃料标

准》中还提供了由管理部门开发的全生命周期评估模型并在模型中配套输入了加州本地的全生命周期评价因子。燃料生产企业可以通过该模型评估计算生产燃料的生命周期温室气体排放量，而这样的评估结果需要申报批准认证后才能使用。

在开发碳核算方法论时，可能需要特别注意工业副产氢这一制氢方式。工业副产氢是中国第二大氢来源，由于经济和技术障碍相对较小，中国政府在短期内更倾向于推广使用副产氢（国家发展和改革委员会，2022），因此更好地了解工业副产氢的气候表现至关重要。为了避免使用不同的全生命周期评估方法所产生的潜在不确定性，并考虑到对社会整体气候影响，我们建议采用系统扩展法来评价工业副产氢的碳强度。为了在进行全生命周期评估时准确地反映出中国的产业情况，可能有必要进行行业调查，包括对工业副产氢当前的用途进行评估。除了温室气体排放方面的不确定性之外，工业副产氢的另一个缺点是其可用性受到工业规模的限制。但从长期来看，尤其是随着氢能需求激增和实现脱碳目标的紧迫性，中国可能将逐渐减少工业副产氢的依赖，转而投资其他低碳氢，例如可再生电力水电解制氢（绿氢）。当前，尽早进行投资扩大绿氢产业规模，可以避免劣币驱逐良币，以及避免低成本但实际具有气候危害的制氢技术抢占市场。

如果由燃料生产企业自己对其温室气体排放量进行评估，则有必要由独立的第三方机构来对评估结果进行审核和认证。认证审核过程能够帮助确保碳核算过程正确、估算结果准确。此外，对于示范城市群项目而言，由于碳强度要求针对的是加氢站加注的燃料氢，而并非制氢厂内生产的氢，健全有效的认证体系就变得尤为重要，特别是在一家企业同时使用不同原料制氢的情况下。

对于水电解制氢而言，电力来源是十分重要的，不同电力来源可以导致非常显著的温室气体排放差异。例如，平均电网水电解制氢不具有积极的气候影响。未来，中国不仅需要控制使用平均电网水电解制氢，还需要制定强有力的认证和审核方案，以确保可再生电力的额外性，避免从其它用电部门挪用到可再生电力制氢，导致被挪用的可再生能源不得不由普通电网电力替代，带来更高的碳排放。关于这一点，建议中国相关部门严格监督，明确水电解制氢的电力来源以及额外性，如果使用电网电力制氢则需要提供绿电证书。

为清洁氢、低碳氢提供更大力度的财政支持

如本文介绍章节所述，示范城市群项目根据城市在燃料电池汽车推广或燃料氢供应方面的成绩来提供资金。2020年至2023年度，清洁氢最高可分别获得12、11、9、8元人民币每公斤的资金奖励。但根据ICCT研究人员的评估，上海的绿氢生产成本为77元人民币每公斤，北京为94元人民币每公斤（Mao et al., 2021），即使获得最高的资金奖励，距离示范城市群的目标“加氢站氢气零售价格不高于35元每公斤”，也存在不小的差距。2020年，中国的柴油价格约为7.6元人民币每公斤，相比之下，现阶段燃料氢的使用成本明显高于柴油的使用成本。此外，在燃料电池汽车推广方面，示范城市群最高可获得15亿元人

民币资金，是燃料氢供应资金上限（2亿元人民币）的7.5倍，两者存在不小的差距。因此，我们建议中国国家和地方政府考虑为制氢行业提供更多的财政支持，以降低车用燃料氢的销售价格，以迅速推动其规模化应用。此外，在提供支持时，应优先考虑在全生命周期基础上真正低碳的制氢方式，例如绿氢。

放宽绿氢生产区域限制

在中国发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》中，氢能的能源属性已经被确定，但生产仍然受限于其易燃易爆的化学品属性。根据现有法规，氢气的生产受到严格监管，规定其生产必须进入合格的化工园区（或集中区）。但在现实生产中，化工园区与部分制氢资源，特别是可再生能源在空间分布上难以重叠。在中国，化工园区主要分布在东部沿海地区，可再生能源主要分布在三北地区，三北地区的可再生能源制氢几乎不可能按照法规进入化工园区。这对可再生能源制氢形成较大的政策障碍。未来，放宽生产限制，让可再生能源制氢“走出化工园区”，是燃料电池汽车示范城市群绿氢生产规模化的前提。在这方面，可以借鉴河北省“风力发电配套制氢项目可不进化工园区”以及佛山市制氢-加氢一体站的创新政策，在燃料电池汽车示范城市群推广一类或多类可在能源制氢不必进入化工园区的政策。

探索更多氢能产业的非财政补贴扶持政策

如何刺激氢能产业发展，在初期发展阶段，归根结底在于对生产端有完善的扶持政策以及对消费端有足够的可替代性。生产端的扶持政策，除了直接财政补贴手段，如加氢站建设补贴、加氢站经营补贴、整车购置补贴、整车运营补贴、零部件推广补贴等之外，在土地、税收、电价方面，建议有条件的地区探索适合本地的优惠政策，以此降低企业的生产成本以及减少地方财政的直接支出，同时减轻企业和地方政府的财务压力；探索放宽在氢能产业用地、流程审批等方面的限制。消费端的可替代性，是指燃料电池汽车相比传统燃油车，对消费者是否具有某方面的可替代性；在示范城市群的部分地区，例如淄博对燃料电池渣土车可在城区上路，天津等地区对燃料电池汽车免限行、发放新能源汽车专用号牌等政策，放宽燃料电池汽车的出行、路权政策，通过配置营运指标、公共部门采购以及更新置换等强制性手段扩大需求，鼓励消费端选择燃料电池汽车。未来对于这类非财政补贴的扶持政策，示范城市群可以做更多的探索。

结论

本研究估计了中国11种制氢方式的碳强度，并将其与中国示范城市群项目的资质要求进行了对比，碳强度达到 $15 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$ 的制氢方式才能符合示范项目的准入条件，达到 $5 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$ 的制氢方式可以获得额外的清洁氢奖励。在本次进行分析的11种制氢方式中，我们发现只有煤气化制氢不符合准入要求，不能在示范项目下使用。有四种制氢方式满足获得额外奖励要求，分别是天然气制氢结合CCS技术、填埋气制氢、100%可再生电力水电解制氢（绿氢）或平均电网水电解制氢。不过，就这些结果需要我们进一步予以关注。

示范城市群项目下的两项燃料氢碳强度要求只包括制氢环节产生的 CO_2 排放。这种要求不足以全面体现燃料氢的整体气候影响。特别是采用平均电网水电解制氢，其生产环节的排放为零，有资格获得清洁氢奖励，但从全生命周期的角度而言，电网（根据全国电网）水电解制氢的温室气体排放实际位居11种制氢方式之首，是示范项目碳强度准入限值 $15 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$ 的两倍以上。因此，在未来的氢能政策中应当考虑全生命周期带来的温室气体排放，以更全面地了解采用替代燃料所带来的整体气候影响。

此外，我们发现，燃料氢的碳强度限值设置的不够严格，从长期来看，难以推动燃料氢的低碳化发展。示范城市群项目中设定的燃料氢碳强度准入要求为 $125 \text{ gCO}_2/\text{MJ}$ （制氢环节二氧化碳排放），甚至高于车用燃油 $90 \text{ gCO}_2/\text{MJ}$ 的碳强度（燃料全生命周期温室气体排放）。中国唯一的氢工业标准T/CAB 0078-2020也存在类似的问题，其中定义的“低碳氢”碳强度限值高达 $121 \text{ gCO}_2/\text{MJ}$ ，因此，中国相关部门有必要对燃料氢制定更加严格的碳强度要求，并将碳核算范围扩大到全生命周期温室气体排放；可以参考欧盟对交通部门燃料氢生命周期碳强度 $28 \text{ gCO}_2/\text{MJ}$ ($3.5 \text{ kgCO}_2/\text{kg H}_2$) 的要求。更加严格的碳强度要求可以确保燃料氢能够从真正意义上实现交通部门温室气体减排的目标。

如果示范城市群项目在现阶段无法修改碳强度要求，我们建议入选城市的地方政府先控制使用煤制氢，并控制使用没有绿电证书的电网电力来进行水电解制氢。同时，为了确保碳强度要求的合规性，有必要构建一套强有力的碳核算、认证和审核体系。目前在中国，燃料氢行业没有标准化的碳核算和审核体系。因此，中国企业用于估算碳排放的方法和数据均有所不同，相同制氢方式的估算结果也会存在很大差异。由于示范城市群项目已经在进行过程中，国家政府部门的一项关键任务就是建立一套标准化且可靠的碳排放核算和审核体系，以支持示范城市群项目下的氢能准入资格和额外奖励资格评估。这样的体系能够确保使用正确一致的方法进行碳核算，避免虚假申报带来的潜在气候风险。

尽管绿氢、天然气结合CCS技术制氢以及填埋气制氢都符合示范项目中的清洁氢要求，但其中绿氢进行大规模推广的潜力是最大的。目前CCS技术和填埋气收集在中国的应用尚不普遍，推广实施将面临包括技术、经济性和标准化方

面的多种障碍。相比之下, 中国政府正在大力扩大绿氢的生产规模。此外, 为了确保绿氢能够切实带来温室气体减排, 必须确保制氢所使用的可再生电力是额外产生的, 而并非从其他用途挪用而来。否则, 由于化石能源在中国电网中所占的比例很高, 其整体气候效益将受到极大损害。因此, 我们建议建立一套认证系统, 显示电力来源, 同时证明所使用的可再生电力为制氢需求所产生, 即额外性。另外, 国家和地方政府可以考虑为绿氢提供的另一项激励措施是放宽对其生产地点的限制, 允许在化工园区之外生产绿氢。

在中国能源转型和实现国家脱碳目标的过程中, 燃料氢在目前和未来都将是一种重要的燃料。尽管中国正在朝着扩大绿氢生产的方向迈进, 但仍需要完善燃料氢补贴资格要求, 以促进低碳氢源的发展, 鼓励氢能产业实现温室气体减排。本研究中的各项建议旨在为中国国家和地方政府提供建议支持, 为开展示范城市群项目和制定未来的氢能政策提供参考。

附录

表A1. 五个入选示范城市群的牵头及参与城市名单

城市群	京津冀	上海	广东	河北	河南
牵头城市	北京大兴区	上海市	广东佛山市	河北张家口市	河南郑州市
参与城市	北京海淀区	江苏苏州市	广东广州市	河北唐山市	河南新乡市
	北京经开区	江苏南通市	广东深圳市	河北保定市	河南开封市
	北京延庆区	浙江嘉兴市	广东珠海市	河北邯郸市	河南安阳市
	北京顺义区	山东淄博市	广东东莞市	河北秦皇岛市	河南洛阳市
	北京房山区	宁夏宁东化工能源基地	广东中山市	河北定州市	河南焦作市
	北京昌平区	内蒙古鄂尔多斯市	广东阳江市	河北辛集市	上海嘉定区
	天津滨海新区		广东云浮市	河北雄安新区	上海奉贤区
	河北唐山市		福建福州市	内蒙古乌海市	上海临港新片区
	河北保定市		山东淄博市	上海市奉贤区	河北张家口市
	山东滨州市		内蒙古包头市	河南郑州市	河北保定市
	山东淄博市		安徽六安市	山东淄博市	河北辛集市
				山东聊城市	山东烟台市
				福建厦门市	山东淄博市
					山东潍坊市
					广东佛山市
					宁夏宁东镇

表A2. 五个示范城市群牵头及参与城市地方政府提供的财税激励

	政策文件	时间	加氢站、储运相关政策内容	燃料电池汽车及其关键零部件相关政策内容
广东省	《广东省加快氢燃料电池汽车产业发展实施方案》	2020.11.12	对2022年前建成并投用，且日加氢能力（按照压缩机每日工作12小时的加气能力计算）500公斤及以上有加氢站给予补贴。其中，属于油、氢、气、电一体化综合能源补给站，每站补助250万元人民币；独立占地固定式加氢站，每站补助200万元人民币；撬装式加氢站，每站补助150万元人民币。鼓励市区根据实际情况对加氢基础设施建设给予补贴，各级财政补贴合计不超过500万元人民币/站，且不超过加氢站固定资产投资50%，超过部分省级财政补贴作相应扣减。	
佛山市	佛山市燃料电池汽车市级财政补贴资金管理办法	2021.11.25		在中央财政专项资金补贴的基础上，对燃料电池汽车按照中央财政单车补贴金额的100%确定地方补贴。
	佛山市城市配送新能源货运车辆运营扶持资金管理办法（征求意见稿）	2021.10.09		按照轻型氢燃料电池货运车辆（总质量小于4.5吨）、中型氢燃料电池货运车辆（总质量4.5吨及以上，小于12吨）、重型氢燃料电池货运车辆（总质量12吨及以上）和氢燃料电池冷藏车四种车型，在每个核算年内行驶里程在1万至5万公里之间的，分别按1.5元人民币/公里、2.0元人民币/公里、2.5元人民币/公里和2.3元人民币/公里进行奖补，车辆行驶里程超过5万公里的，上述四种车型每年没车最高奖补额分别为7.5万元人民币、10.0万元人民币、12.5万元人民币和11.5万元人民币。
佛山市南海区	佛山市南海区促进加氢站建设运营及氢能源车辆运行扶持办法（修订）	2019.12.16	固定式加氢站，日加氢能力在500公斤以下，2019年12月21日后建成的，补贴金额为300万元人民币，日加氢能力在500公斤及以上，最高补贴500万元人民币。	
广州黄浦区	广州市黄浦区广州开发区促进氢能产业发展办法实施细则	2021.6.28	对办法有效期内建成并投用且日加氢能力（按照压缩机每日工作2小时的加气能力计算）500公斤及以上有加氢站进行补	符合国家燃料电池汽车示范要求并获得国家示范扶持的关键零部件产品项目，固定资产投资5亿元人民币以上的，按固定资产投资金额的15%给予扶持。同一企业或机构获得投资落户扶持最高1亿元人民币
	广州市黄浦区广州开发区促进氢能产业发展办法	2020.4.13	对政策有效期内建成并投用的加氢站进行补贴，加氢站日加氢能力500公斤及以上，每站补贴250万元人民币，独立占地固定式加氢站，每站补助200万元人民币；撬装式加氢站，每站补助50万元人民币。 对加氢站予以运营补贴：2020-2021年度，补贴后销售价格不高于35元人民币/kg的，补贴20元人民币/kg；2022年度，补贴后销售价格不高于30元人民币/kg的，补贴18元人民币/kg。	
深圳市	《深圳市2017年新能源汽车推广应用财政支持政策》			车辆购置补贴。燃料电池乘用车20万元人民币/辆，燃料电池轻型客车、货车30万元人民币/辆，燃料电池大中型客车、中重型货车50万元人民币/辆。
包头市	内蒙古自治区促进燃料电池汽车产业发展若干措施试行办法			自治区按照1:1比例对国家奖补资金给予配套补助，自治区财政和盟市财政各承担配套补助的50%。
北京市大兴区	大兴区促进氢能产业发展暂行办法（2022年修订版）（征求意见稿）	2021.12.31	支持氢能供应保障。对从事车用氢气运输的企业，按车辆购置费用总额的20%给予一次性补贴，每家企业每年最高补贴额度为500万元人民币。	支持车辆采购。鼓励区内企业优先采购经本区认定的燃料电池汽车，对企业2021年、2022年、2023年购买区内认定的燃料电池汽车分别按照国家补贴额度的40%、30%、20%给予资金支持。 支持关键零部件上下游企业协同发展。对采购区内企业零部件产品年累计采购金额达到1000万元人民币（含）的，按上年度实际采购金额的5%给予采购企业资金支持，每家企业每年最高补贴不超过1000万元人民币。

	政策文件	时间	加氢站、储运相关政策内容	燃料电池汽车及其关键零部件相关政策内容
北京市	《关于开展2021-2022年度北京市燃料电池汽车示范应用项目申报的通知》	2022.4.8	市城市管理委根据《北京市城市管理委员会关于印发北京市燃料电池汽车车用加氢站建设和运营补贴实施细则的通知》（京管办发〔2020〕257号），以加氢站内压缩机12小时的额定工作能力为基准，将加氢站划分为额定工作能力≥1000kg和额定工作能力≥500kg两类，结合北京交通发展研究院审核结果，经现场核查及专家评审，审定加氢站建设补贴资金规模及企业名单，于每个核算年度结束后1个月内拨付至加氢站建设企业。	车辆推广奖励： 按照中央奖励1:1的标准安排市级车辆推广奖励资金。 车辆运营奖励： 对纳入并完成年度示范应用项目的燃料电池汽车，对轻型车辆（总质量4.5吨以下）、中重型车辆（总质量4.5吨及以上，含客车），分别按照0.3万元人民币/万公里、1万元人民币/万公里的标准给予运营奖励。 关键零部件创新奖励： 对符合中央要求的关键零部件研发及推广给予市级奖励，奖励标准按中央奖励标准1:1执行
上海	关于支持本市燃料电池汽车产业发展若干政策	2021.11.3	加氢站建设补贴。 对在2025年前完成竣工验收、并取得燃气经营许可证（车用氢气）的加氢站，按照不超过核定投资总额的30%给予补贴。其中，2022年、2023年、2024—2025年取得燃气经营许可证的，每座加氢站补贴资金最高分别不超过500万元人民币、400万元人民币、300万元人民币，资金分三年拨付。相关申请由市住房城乡建设管理委统一受理，资金由统筹资金中市级财政出资部分和加氢站所在区按照1:1比例安排。 氢气零售价格补贴。 2025年前，对氢气零售价格不超过35元人民币/公斤的加氢站运营主体，按照氢气实际销售量给予补贴。其中，2021年度补贴标准为每公斤20元人民币；2022—2023年度每公斤15元人民币；2024—2025年度每公斤10元人民币。相关申请由市住房城乡建设管理委统一受理，资金由统筹资金和加氢站所在区按照1:1比例安排	整车购置奖励。 2025年前，燃料电池汽车在本市开展示范应用，符合本市有关要求，并取得国家综合评定积分的，本市按照每1积分20万元人民币标准奖励，由统筹资金安排15万元人民币，燃料电池系统生产企业所在区安排5万元人民币。 关键零部件奖励。 相关企业生产的电堆、膜电极、双极板、质子交换膜、催化剂、碳纸、空气压缩机、氢气循环系统、储氢瓶阀等关键零部件，用于国内示范城市群车辆应用，参照国家综合评定奖励积分，每1积分奖励3万元人民币。每个企业同类产品奖励总额不超过3000万元人民币。 车辆运营奖励。 2025年前，对每个年度内行驶里程超过2万公里的燃料电池货车、商业通勤客车给予运营奖励，每辆车自取得营运额度起累计最多奖励3个年度。其中，中型卡车（设计总质量12—31吨）每车每年奖励不超过0.5万元人民币，重型卡车（设计总质量超过31吨）每车每年奖励不超过2万元人民币，通勤客车每车每年奖励不超过1万元人民币。奖励资金由统筹资金和车辆营运企业所在区按照1:1比例安排。
张家口	《张家口氢能保障供应体系一期工程建设实施方案》	2020.2.27	对于日加氢能力在 200-500 千克的加氢站给予一次性 400 万元人民币的建设补贴，对于日加氢能力在 500 千克以上的加氢站给予一次性800 万元人民币的建设补贴	
郑州	《郑州市支持汽车产业发展若干政策等 3 个文件》	2019.8.19	2019-2020 年，郑州市财政将按照加氢站设备投资额的 50%给予补贴	对生产企业列入工信部《新能源汽车推广应用推荐车型目录》的燃料电池汽车，按照销售收入的 5%给予研发补贴，单一企业不超过1000 万元人民币
苏州	《关于做好2020年度苏州市新能源汽车推广应用财政补贴工作的通知》			燃料电池汽车购置最高补贴额度不得超过同期中央财政单车补贴金额的50%，对闲置的车辆不予补贴。

	政策文件	时间	加氢站、储运相关政策内容	燃料氢电池汽车及其关键零部件相关政策内容
天津滨海新区	《天津市氢能产业发展行动方案（2020—2022年）》		支持基础设施和产业化项目建设。2020至2022年，通过新能源汽车基础设施建设奖补资金，对加氢制氢设施按照固定资产投资总额的30%予以补贴，每座设施补贴最高不超过500万元人民币。	
	《天津港保税区关于扶持氢能产业发展若干政策》		给予加氢母站建设补贴。对于2020-2022建成的加氢母站建设项目，保税区按照该项目享受市级补贴金额的50%给予配套补贴，补贴对象为在保税区注册的投资建设加氢母站的企业。 给予加氢站（含油氢合建及撬装式加氢站项目）建设补贴。对于2020-2022年建成运营的加氢站（含油氢合建及撬装式加氢站项目）项目，保税区按照该项目享受市级补贴金额的50%给予配套补贴，补贴对象为在天津港保税区注册的投资建设加氢站的企业。本条款不适用于企业自用加氢站。 加氢母站和加氢站运营补贴。2020-2022年，针对在天津港保税区内建设运营的加氢母站向天津港保税区内建设运营的加氢站销售的氢气，按照10元人民币/公斤标准给予补贴。补贴对象为天津港保税区注册的加氢母站运营企业。2020-2022年，针对在天津港保税区内建设运营的加氢站，向在天津港保税区注册应用车辆加注的氢气，按照10元人民币/公斤标准给予补贴，补贴对象为在天津港保税区注册的加氢站运营企业。 本条款不适用于企业自用加氢站，加氢母站和加氢站运营补贴总额不超过2000万元人民币。自2023年1月1日起不再继续给予加氢母站和加氢站运营补贴。	给予氢燃料电池叉车购置补贴。2020-2024年，补贴标准按照电堆标称功率进行测算，按照7000元人民币/千瓦给予补贴。燃料电池叉车租赁补贴标准为租金的60%，单台叉车月租金补贴不超过3500元人民币。
乌海市	《乌海市氢能源汽车推广应用和配套基础设施建设财政补贴资金管理实施细则（试行）（2019-2022）》	2019.12.31	对日加氢能力为 350（含）— 500（不含）公斤的固定式加氢站，地方补贴 300 万元人民币，对日加氢能力达到500公斤及以上的固定式 加氢站，地方补贴 500 万元人民币；对日加氢能力不低于 200 公斤的撬装式加氢站，地方补贴150 万元人民币	对氢能源汽车，按当年中央财政单车补贴额的50%给予市级配套补贴
鄂尔多斯市	《鄂尔多斯支持上海城市群燃料电池汽车示范应用奖补政策》	2022.4.15	支持加氢站布局建设。2025年底前，按照不超过核定设备购置和安装投资总额的30%给予加氢站经营建设主体补贴。加注能力500-1000（不含）公斤/日的补贴资金最高不超过300万元人民币/站，加注能力≥1000公斤/日的补贴资金最高不超过450万元人民币/站。补贴资金分三年拨付，由市级和加氢站属地旗区按照1:1比例安排。 引导降低加氢成本。2025年底前，加氢售价不高于20元人民币/公斤的，2022-2025年分别按照30元人民币/公斤、18元人民币/公斤、11元人民币/公斤、3元人民币/公斤标准执行。补贴资金由市级和加氢站属地旗区按照1:1比例承担。	支持整车示范应用。2025年底前，对每车按照国家奖励资金1:1比例出资配套后给予车辆购置单位奖励。本市配套奖励资金由市级和车辆登记注册属地旗区按照1:1比例承担。

	政策文件	时间	加氢站、储运相关政策内容	燃料电池汽车及其关键零部件相关政策内容
淄博	《关于支持氢能产业发展的若干政策》		<p>加氢站设施建设。对新建、改建、扩建日加氢能力不低于500千克的固定式加氢站，在建设完成且验收投入运营后，按实际建设投资额度（不含土地费用）30%—40%给予一次性补贴。单个加氢站建设最高补贴额不超过500万元人民币。支持70MPa加氢站、“制氢—加氢”一体站示范建设。</p> <p>加氢站运营。对在我市注册的加氢站运营主体，采取逐步退坡的运营补贴政策。对日加氢能力不低于500千克且氢气销售价格不高于45元人民币/千克的，加氢站2021年度氢气补贴标准为15元人民币/千克，2022年度氢气补贴标准为10元人民币/千克。每年每座加氢站氢气补贴不超过200万元人民币。</p> <p>制氢储运扶持。对专门从事高压氢气、固态储氢、液态制氢储氢的企业开展技术改造的，根据审核的设备（软件）实际投资额，按最高不超过投资额的10%给予补助，最高不超过500万元人民币。按照年度累计氢气实际承运量，给予专业从事氢气运输的企业按1.5元人民币/千克、最高150万元人民币运营补贴。</p>	<p>购置氢燃料电池车辆。氢燃料公交车、物流车、市政用车等车辆购置款，按照国家标准1:1享受地方财政补贴。</p> <p>氢燃料电池及关键零部件制造。对氢燃料电池设备和关键零部件列入省首台（套）重大技术装备及关键核心零部件产品目录的产品，给予50万元人民币奖励，同一企业同一产品不重复享受支持，同一企业年度奖励金额最高不超过300万元。氢燃料电池设备和关键零部件企业申请首台（套）保险补偿，在享受省保险补偿政策基础上，市级再给予20%的配套保险补偿，最高不超过100万元人民币。</p>
嘉兴市	《嘉兴市推动氢能产业发展财政补助实施细则》	2021.1.24	<p>加氢站建设补贴。2025年底前，对完成竣工验收并取得相关许可证、日加氢能力在500kg以上的固定式加氢站或综合供能站，按照设备投资额的20%给予补助，最高不超过400万元人民币。</p> <p>加氢成本补贴。2025年底前，对取得相关许可证的加氢站（综合能源站），氢气零售价格符合国家燃料电池汽车示范城市群考核要求的，按照年度氢气实际销售量，给予加氢站运营主体补助。从2021年6月1日开始，按15元人民币/kg给予加氢补贴，实施退坡补贴，次年6月1日开始逐年降低3元人民币/kg。</p>	燃料电池汽车推广应用车辆购置补贴。车辆上牌后首年用氢运行里程达到营运额度的，参照国家燃料电池汽车推广应用奖励标准给予补贴。
嘉兴市嘉善县	嘉善县人民政府关于加快推进氢能产业发展的若干政策意见	2020.11.13	对加氢站建设的主体，按实际设备投资额（经审计确认的不含税投资额）的20%给予一次性补助。	对登记在本县的加氢车辆按2020年15元人民币/kg、2021年10元人民币/kg进行加氢补助。
新乡市	新乡市氢能与燃料电池产业发展实施意见		<p>加氢站。对固定式加氢站，日加氢能力为350(含)~500(不含)公斤的，一次性最高补贴300万元人民币；日加氢能力500公斤及以上的，一次性最高补贴500万元人民币；对撬装式加氢站，日加氢能力高于200公斤的，一次性最高补贴150万元人民币。财政补贴资金累计不超过加氢站总投资的50%。企业正常运营后3年内地方经济贡献额，全额奖励补贴企业，用以弥补投入和继续扩大经营规模。</p> <p>氢源储运。对制氢、储运企业新建项目，按新增设备投资总额的5%给予补贴，最高不超过500万元人民币。企业正常运营后3年内地方经济贡献额，全额奖励补贴给企业，用于弥补投入和继续扩大经营规模。</p>	

参考资料

- Abejón, R., Fernández-Ríos, A., Domínguez-Ramos, A., Laso, J., Ruiz-Salmón, I., Yáñez, M., Ortiz, A., Gorri, D., Donzel, N., Jones, D., Irabien, A., Ortiz, I., Aldaco, R., & Margallo, M. (2020). Hydrogen Recovery from Waste Gas Streams to Feed (High-Temperature PEM) Fuel Cells: Environmental Performance under a Life-Cycle Thinking Approach. *Applied Sciences*, 10(21), 7461. <https://doi.org/10.3390/app10217461>
- Argonne National Laboratory. (2020). *The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation Model (GREET)* (Version 2020). <https://greet.es.anl.gov/index.php>
- Baronas, J., & Achteik, G. (2020). *Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: 2020 Annual Assessment of Time and Cost Needed to Attain 100 Hydrogen Refueling Stations in California*. California Energy Commission; California Energy Commission. <https://www.energy.ca.gov/publications/2020/joint-agency-staff-report-assembly-bill-8-2020-annual-assessment-time-and-cost>
- BDCN Media. (2021). *World's largest hydrogen refueling station at Daxing International Hydrogen Demonstration Zone*. <https://www.bdcn-media.com/a/7642.html>
- Beijing Daily. (2022). *Beijing: Over 800 hydrogen fuel cell vehicles by end of 2022*. <https://bj.bjd.com.cn/5b165687a010550e5ddc0e6a/contentShare/5b1a1310e4b03aa54d764015/AP6204a681e4b0dc2473e0f1ff.html>
- 北京市经济信息化局. (2021). *北京市氢能产业发展实施方案(2021-2025)*. https://www.ncsti.gov.cn/zcfg/zcwj/202108/t20210816_38829.html
- Cai, B., Lou, Z., Wang, J., Geng, Y., Sarkis, J., Liu, J., & Gao, Q. (2018). CH₄ mitigation potentials from China landfills and related environmental co-benefits. *Science Advances*, 4(7), eaar8400. <https://doi.org/10.1126/sciadv.aar8400>
- California Air Resources Board. (2020, September). *LCFS Basics*. <https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/2020-09/basics-notes.pdf>
- California Air Resources Board. (2021). *LCFS Regulation*. <https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/low-carbon-fuel-standard/lcfs-regulation>
- California Air Resources Board. (2022). *LCFS Credit Clearance Market*. <https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/lcfs-credit-clearance-market>
- California Low Carbon Fuel Standard Regulation, CCR 17 sections 95480 (2020). [https://govt.westlaw.com/calregs/Browse/Home/California/CaliforniaCodeofRegulations?guid=I06FA57F08B1811DF8121F57FB716B6E8&originationContext=documenttoc&transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)](https://govt.westlaw.com/calregs/Browse/Home/California/CaliforniaCodeofRegulations?guid=I06FA57F08B1811DF8121F57FB716B6E8&originationContext=documenttoc&transitionType=Default&contextData=(sc.Default))
- 生态环境部环境规划院, 北京师范大学, 中山大学, 中国城市温室气体工作组. (2022). *中国产品全生命周期温室气体排放系数集*. <http://www.cityghg.com/a/data/2022/0213/208.html>
- 中国汽车工业协会. (2022). *统计数据*. <http://www.caam.org.cn/tjsj>
- 中国产学研合作促进会. (2020). *T/CAB 0078-2020 低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价*. <http://www.ttbz.org.cn/StandardManage/Detail/42014/>
- 中国汽车工程学会. (2020). *汽车生命周期温室气体及大气污染物排放评估报告2019*. <http://www.sae-china.org/news/society/202005/3694.html>
- Chinanews. (2022). *Hydrogen fuel cell vehicles is the main transportation mode of the 2022 Beijing Winter Olympics, creating the largest scale of use in international events*. <http://www.bj.chinanews.com.cn/news/2022/0216/85219.html>
- European Commission. (2020). *Hydrogen Strategy communication*. https://knowledge4policy.ec.europa.eu/publication/communication-com2020301-hydrogen-strategy-climate-neutral-europe_en
- European Commission. (2021a). *Connecting Europe Facility - Transport*. https://ec.europa.eu/growth/industry/strategy/hydrogen/funding-guide/eu-programmes-funds/connecting-europe-facility-transport_en
- European Commission. (2021b). *DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652*. https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf
- European Commission. (2021c). *Gas networks—Revision of EU rules on market access*. https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12766-Gas-networks-revision-of-EU-rules-on-market-access_en
- European Commission. (2021d). *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council (Impact Assessment SWD(2021) 631 final)*. https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision_of_the_directive_on_deployment_of_the_alternative_fuels_infrastructure_with_annex_0.pdf

- 中国电动汽车百人会. (2020). 中国氢能发展路线图1.0: 如何实现绿色高效经济的氢能供应体系? https://www.ev100plus.com/content/details1041_1257.html
- Gan, Y., El-Houjeiri, H. M., Badahdah, A., Lu, Z., Cai, H., Przesmitzki, S., & Wang, M. (2020). Carbon footprint of global natural gas supplies to China. *Nature Communications*, 11(1), 824. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-14606-4>
- Heinrich, M. (2021, March 25). *Text - S.1017 - 117th Congress (2021-2022): Clean Hydrogen Production Incentives Act of 2021* (2021/2022) [Legislation]. <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/senate-bill/1017/text>
- ICF International. (2015). *Waste, Residue and By-Product Definitions for the California Low Carbon Fuel Standard*. International Council on Clean Transportation. https://theicct.org/sites/default/files/publications/ICF_LCFS_Biofuel_Categorization_Final_Report_011816-1.pdf
- ISO. (2006). *ISO 14040:2006 Environmental management—Life cycle assessment—Principles and framework*. https://www.en-standard.eu/bs-en-iso-14040-2006-a1-2020-environmental-management-life-cycle-assessment-principles-and-framework/?gclid=Cj0KCQjwpreJBhDvARIsAF1_BUOP6fsoYxHMArHe2hmegOZSpvk-A9sUmdmzajfvjwAsV_vtdovK30aAgqzEALw_wcB
- Joseck, F., Wang, M., & Wu, Y. (2008). Potential energy and greenhouse gas emission effects of hydrogen production from coke oven gas in U.S. steel mills. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(4), 1445-1454. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.10.022>
- Larson, J. B. (2021, September 7). *H.R.5192—117th Congress (2021-2022): Clean Hydrogen Production and Investment Tax Credit Act of 2021* (2021/2022) [Legislation]. <http://www.congress.gov/>
- Lee, D.-Y., & Elgowainy, A. (2018). By-product hydrogen from steam cracking of natural gas liquids (NGLs): Potential for large-scale hydrogen fuel production, life-cycle air emissions reduction, and economic benefit. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(43), 20143-20160. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.039>
- Lee, D.-Y., Elgowainy, A. A., & Dai, Q. (2017). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of By-product Hydrogen from Chlor-Alkali Plants* (ANL/ESD-17/27). Argonne National Lab. (ANL), Argonne, IL (United States). <https://doi.org/10.2172/1418333>
- Luo, G., Zhang, J., Rao, Y., Zhu, X., & Guo, Y. (2017). Coal Supply Chains: A Whole-Process-Based Measurement of Carbon Emissions in a Mining City of China. *Energies*, 10(11), 1855. <https://doi.org/10.3390/en10111855>
- Malins, C. (2019). *What does it mean to be a renewable electron?* International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/what-does-it-mean-to-be-a-renewable-electron/>
- Mao, S., Basma, H., Ragon, P.-L., Zhou, Y., & Rodríguez, F. (2021). *Total cost of ownership for heavy trucks in China: Battery electric, fuel cell, and diesel trucks*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/total-cost-of-ownership-for-heavy-trucks-in-china-battery-electric-fuel-cell-and-diesel-trucks/>
- 财政部. (2020). 关于开展燃料电池汽车示范应用的通知. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2020-10/22/content_5553246.htm
- Mintz, M., Han, J., Wang, M., & Saricks, C. (2010). *Well-to-Wheels analysis of landfill gas-based pathways and their addition to the GREET model*. (ANL/ESD/10-3, 982696; p. ANL/ESD/10-3, 982696). <https://doi.org/10.2172/982696>
- 国家统计局. (2022). 中国电力统计年鉴2021. http://www.stats.gov.cn/tjsj/tjcbw/202201/t20220112_1826280.html
- 国家统计局. (2021). 中国统计年鉴2021. <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2021/indexeh.htm>
- 中国国家发展和改革委员会. (2021). “十四五”城镇生活垃圾分类和处理设施发展规划. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202105/t20210513_1279763_ext.html
- 中国国家发展和改革委员会. (2022). 氢能产业发展中长期规划 (2021-2035). https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220323_1320038.html?code=&state=123
- Petrol Plaza. (2021, October 22). *Germany provides €60M to build hydrogen stations for HDV*. <https://www.petrolplaza.com/news/28423>
- Qin, Y., Edwards, R., Tong, F., & Mauzerall, D. L. (2017). Can Switching from Coal to Shale Gas Bring Net Carbon Reductions to China? *Environmental Science & Technology*, 51(5), 2554-2562. <https://doi.org/10.1021/acs.est.6b04072>
- 国务院. (2021). 国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知. http://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm
- Sun, P., Young, B., Elgowainy, A., Lu, Z., Wang, M., Morelli, B., & Hawkins, T. (2019). Criteria Air Pollutants and Greenhouse Gas Emissions from Hydrogen Production in U.S. Steam Methane Reforming Facilities. *Environmental Science & Technology*, 53(12), 7103-7113. <https://doi.org/10.1021/acs.est.8b06197>

- Timpe, C., Seebach, D., Bracker, J., & Kasten, P. (2017). *Improving the accounting of renewable electricity in transport within the new EU Renewable Energy Directive* (p. 40). Institute for Applied Ecology (Öko-Institut e.V.). <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Improving-accounting-of-renewable-electricity-in-transport.pdf>
- Tonko, P. (2021, November 12). *H.R. 5965—117th Congress (2021-2022): Clean Hydrogen Deployment Act of 2021 (2021/2022)* [Legislation]. <http://www.congress.gov/>
- U.S. Department of Energy. (2022). *DOE Establishes Bipartisan Infrastructure Law's \$9.5 Billion Clean Hydrogen Initiatives*. <https://www.energy.gov/articles/doe-establishes-bipartisan-infrastructure-laws-95-billion-clean-hydrogen-initiatives>
- Zhou, Y., Swidler, D., Searle, S., & Baldino, C. (2021). *Life-cycle greenhouse gas emissions of biomethane and hydrogen pathways in the European Union*. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/life-cycle-greenhouse-gas-emissions-of-biomethane-and-hydrogen-pathways-in-the-european-union/>