

煤制氢全生命周期评价研究报告

国家能源集团

北京低碳清洁能源研究院

能源专业知识服务系统

2020年12月17日

目录

1 绪论.....	1
1.1 研究背景及意义.....	1
1.2 研究内容、方法及技术路线图.....	1
2 氢能产业链调研.....	2
2.1 上游产业链.....	3
2.1.1 化石能源制氢.....	4
2.1.2 非化石能源制氢.....	5
2.1.3 各种制氢方式制氢能力分析.....	7
2.2 中游产业链.....	10
2.2.1 氢气的净化.....	10
2.2.2 氢气的储存.....	11
2.2.3 氢气的输送.....	12
2.3 下游产业链.....	13
2.4 氢能产业政策.....	17
3 煤制氢生命周期环境影响及能耗研究.....	21
3.1 评价方法与工具.....	21
3.2 煤气化制氢.....	22

3.2.1 研究边界与功能单位.....	22
3.2.2 生命周期结果	22
3.2.3 能效与碳足迹	24
3.2.4 产业链环境影响潜力.....	25
3.3 煤热解副产氢	27
3.3.1 研究边界与功能单位.....	27
3.3.2 生命周期结果	28
3.3.3 能效与碳足迹	29
3.3.4 产业链环境影响潜力.....	31
3.4 对比分析与建议	33
3.4.1 不同分配方式对煤热解副产氢 LCA 的影响	33
3.4.2 与其他研究成果的比较.....	34
4 煤制氢产业链生命周期经济性研究	36
4.1 氢能产业链成本	36
4.1.1 氢气制备成本	36
4.1.2 氢气储运成本	37
4.1.3 加氢站建设成本	38
4.1.4 氢燃料电池汽车成本.....	39
4.2 煤制氢产业链生命周期成本	41

4.2.1 煤制氢产业链生命周期内部成本	41
4.2.2 煤制氢产业链生命周期外部成本	48
4.2.3 煤制氢产业链生命周期成本分析	51
5 中国氢能地图分析.....	53
5.1 加氢站与潜在氢源空间布局	54
5.2 以加氢站为视角的潜在氢源空间布局分析.....	58
5.3 以潜在氢源为视角的加氢站空间布局分析.....	61
6 结论与建议	64
6.1 煤制氢环境影响结论与建议.....	65
6.2 煤制氢经济性评价结论与建议.....	65

1 绪论

1.1 研究背景及意义

氢气被认为是 21 世纪最有发展潜力的清洁能源。氢燃烧时除生成水和少量氯化氢外不会产生诸如一氧化碳、二氧化碳、碳氢化合物、铅化物和粉尘颗粒等对环境有害的污染物，基本上不污染环境。迄今为止，氢气主要来源于煤炭、天然气、石油等一次化石能源或是以水为原料经过化学、生物、电解、光解等工艺制成。从现有各类制氢技术的工艺、原料以及生产效率来看，除利用可再生能源外，其它均有直接或间接的大量 CO₂ 及污染排放。这些因素决定了仅谈氢能取之不竭、能效高、无气体排放的优点都是片面的认识，必须从全生命周期过程考察其清洁性才更具有科学性。

生命周期分析（life cycle assessment, 简称 LCA）是一种国际公认的方法。生命周期是指产品从制造、使用和维护到最终处置的整个生命周期中的主要活动。欧盟已经制定并推荐了关于如何实施制氢方法 LCA 的指南（FC HyGuide），这一准则已经在近年来的氢能 LCA 研究文献中有所应用。采用 LCA 方法对各种制氢技术及氢能产业链进行分析，有助于了解氢能在全局中的能源消耗、资源消耗以及对环境的影响，评价各个环节和各个方面的表现优劣，从而提出改进的建议，帮助做出全面的决策，科学指导实践，实现可持续发展的目标。因此，氢能 LCA 研究对于指导具体生产过程具有重要的意义。

本研究基于国家能源集团煤制氢产业现状，充分结合国家能源集团煤制氢产业链数据，利用全生命周期方法，建立模型计算煤热解副产氢、煤气化制氢到燃料电池用氢的能效、碳足迹和环境足迹，核算其清洁程度，回答氢能是否真的是清洁能源的问题，从而为国家氢能产业的宏观布局提供理论依据，为氢能技术和市场开发提供战略参考，为技术流程优化提供数据支持。

1.2 研究内容、方法及技术路线图

本文主要研究内容包括：第一章，绪论。介绍研究的背景与意义，然后对国内外研究现状以及不足之处进行综述，最后引出本文的研究内容和方法。第二章，氢能产业链概况，对上游制氢产业、中游储运产业，以及下游加氢站和燃料电池应用产业进行调研，包括技术路线、企业分布等。第三章，建立中国煤气化制氢和煤热解副产氢生命周期清单生命周期影响评价。第四章，煤制氢全生命周期经济性评价，基于成本调研数据，计算煤气化制氢和煤热解副产氢全生命周期成本，对氢能产业链经济性进行评价。第五章，建立中国氢

能地图，部署加氢站、焦化厂、石油炼化厂、氯碱厂等，对加氢站和氢源的空间布局进行分析。第六章，结论与展望。对研究成果、创新点以及存在的不足进行总结，并在此基础上提出未来研究的方向。

本文采用的主要研究方法如下：（1）企业调查：通过向相关企业和机构索取书面资料或现场实地考察来获取数据的方法。本文采用企业调查法收集了企业运行数据，这些数据是生命周期清单的主要来源。（2）文献研究：通过有目的地阅读大量文献来获取数据和知识的方法。本文采用文献研究法梳理了 LCA 在氢能方面的研究成果，为提出研究方向和框架打下了理论基础，同时也收集了一部分文献数据用来补充生命周期清单。（3）LCA 方法：对煤气化制氢和煤热解制氢产业链的环境影响（尤其是能耗与碳排放情况）以及经济成本进行量化评估。

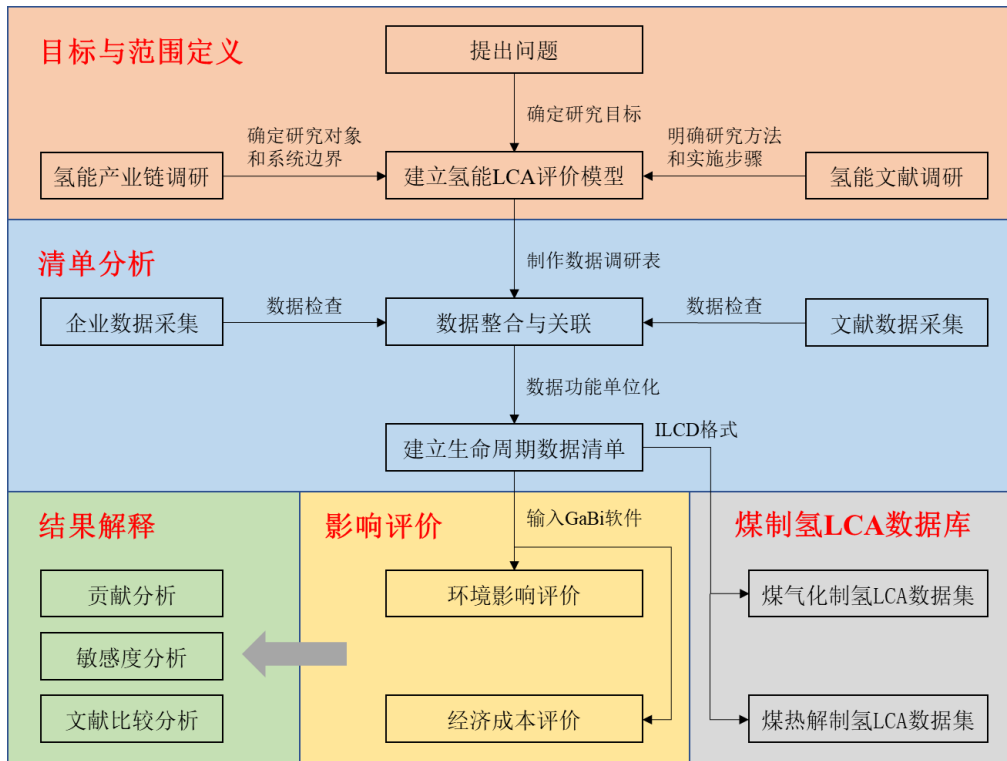


图 1.1 研究技术路线图

2 氢能产业链调研

氢能源产业链主要包括上游氢气制备、中游氢气运输储存、下游加氢站、氢燃料电池及氢能源燃料电池应用等多个环节，产业链总体趋于完善。

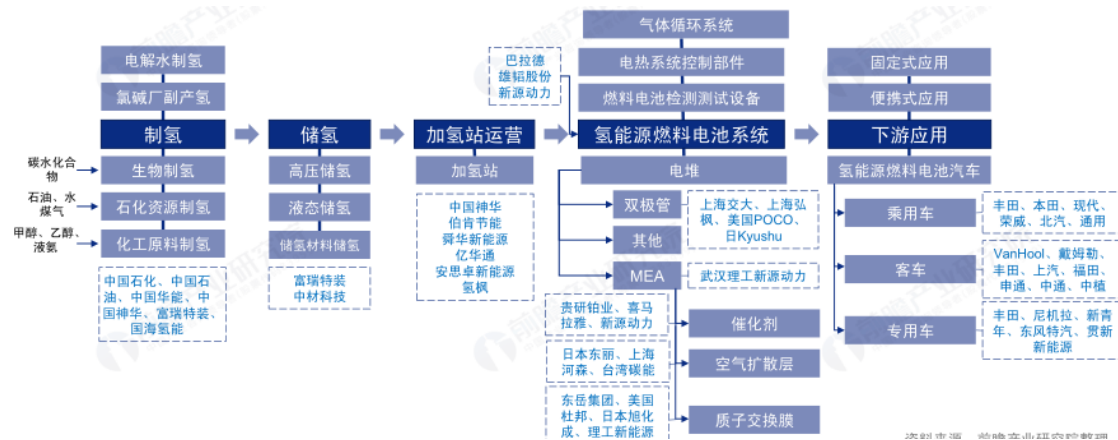


图 2.1 氢能源产业链全景

来源：2018 年氢能源行业市场研究报告

近年来，我国氢能产业加速发展，氢能的应用越来越广泛。在此背景下，氢气产量持续增长。据预测，2019 年我国氢气产量将近 2000 万吨，到 2020 年将超 2000 万吨。随着氢能的进一步推广应用，氢气应用行业的工业产值预计将在 2022 年突破 5000 亿元。其中，2019 年氢气应用行业工业产值或将接近 4000 亿元。氢气应用行业销售产值同样呈现增长趋势。据预测，2019-2023 年我国氢气应用行业销售产值逐年增长，2019 年将超 3500 亿元，到 2023 年将近 5000 亿元。

2.1 上游产业链

目前，最常用的制氢方法包括化石燃料制氢、工业尾气副产氢、电解水制氢等。国内专门的氢气制造企业数量不多，分布具有明显的地域特征，东部沿海多内陆少，其中以北京、山东、江苏、上海、广东最为集中，占全国制氢总量超 60%。

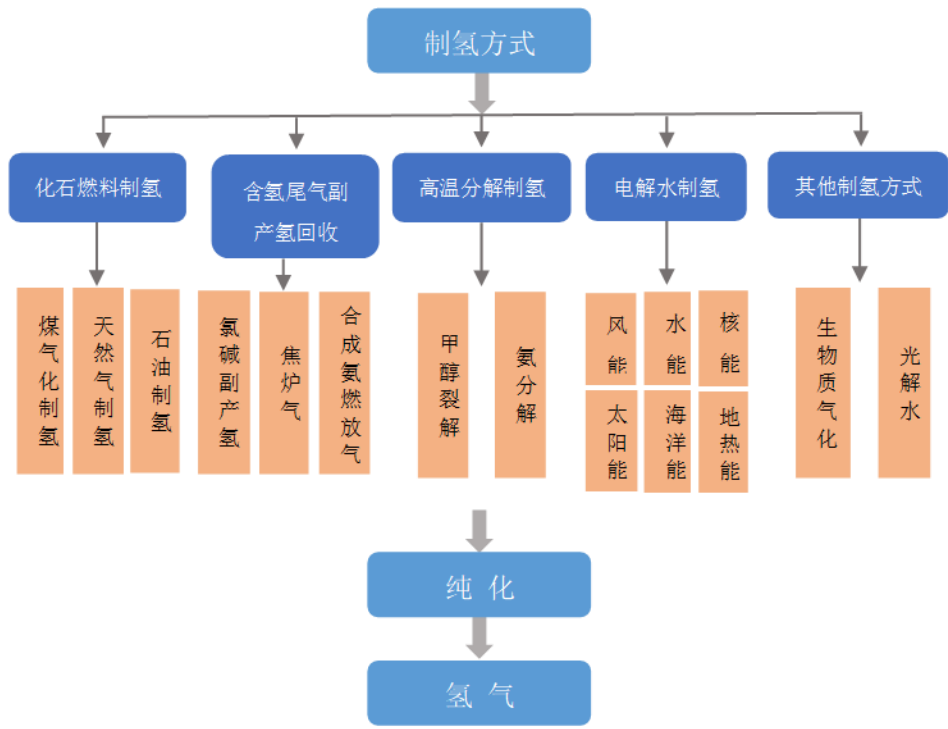


图 2.2 主要制氢方式

来源：中国产业研究院

2.1.1 化石能源制氢

化石燃料制氢包括煤制氢、烃类（天然气等）转化制氢、石脑油或榨油转化制氢、甲醇转化制氢等。2017 年全球氢气产量约为 6000 万吨，其中 96% 来源于传统能源的热化学重整。目前，我国氢气产能已超过 2000 万 t/a，但生产主要依赖化石能源，国内由煤、天然气、石油等化石燃料生产的氢气占了将近 70%。

1. 煤气化制氢

国内基于“富煤缺油少气”的能源结构，煤制氢成为目前制取工业氢的主流路线。2016 年我国煤制氢产量已达 1800 万吨，主要应用于合成氨生产、炼化项目供氢、氢气外销和直接液化煤制油四个方面。国家能源集团是国内煤制氢产氢量最大的企业，年产氢量达到 400 万吨。

煤制氢总体技术是成熟可靠的，生产成本也较低，从生产潜力分析可以完全满足氢能发展需要，但有以下问题需要关注：（1）目前煤制氢的常规流程所产氢气质量是达不到氢能所需氢气质量要求的，如杂质硫的含量如何达到 PPb 级，尚需进行科研攻关，随着使用范围扩大，可能还会遇到其他杂质含量不达标问题或其他问题，均需不断加以解决。

(2) 一般煤制氢路线适合氢气生产规模大的制氢装置。鉴于目前加氢站的规模一般较小及总氢气用量不大的现状，可以利用现有的煤制氢、甲醇合成、合成氨装置抽取部份合成气即可满足氢气供应问题。今后若大规模开发氢气利用，则可以新建煤制氢装置。

2.工业副产氢

工业副产氢是我国氢气制取的一大特色。工业副产氢气和工业排放含氢气体主要分布在焦化、石化、氯碱、甲醇、合成氨等行业。我国工业副产氢产量巨大，通过提纯氢气技术制取高纯度氢气，可以消除大量工业气体污染，在获得清洁能源的同时节能减排。

焦炉煤气是焦炭生产过程中的副产品，通常生产 1 吨焦炭可副产 420m³焦炉气。焦炉煤气组成中含氢气 55—60%(体积)、甲烷 23—27%、一氧化碳 6-8%等。焦炭装置副产的焦炉煤气除用于回炉助燃、城市煤气、发电和化工生产外，将剩余部分的萘、硫等杂质去除之后，可采用 PSA 技术制取高纯氢作为氢能使用，是提纯氢潜力最大的工业尾气。2018 年国内焦炭产量超过 4.3 亿吨，理论上可提纯副产氢气量超过 650 万吨/年。

氯碱行业生产过程中，生产每吨烧碱副产氢气 200~300m³，2018 年我国氯碱行业理论副产氢气 110 亿 m³；2017 年我国甲醇产能 8351 万吨，甲醇驰放气有上百亿立方，含氢气数十亿立方米，驰放气杂质含量低，可简化杂质脱除工序，用于甲醇合成、合成氨、LNG 等多种途径，也可利用变压吸附制氢技术提纯氢气供氢能使用，2017 年我国甲醇行业可副产氢 224 亿 m³（201.376 万吨）；据中国氮肥工业协会统计，截至 2018 年底，全国合成氨产能合计 6689 万吨/年，目前每生产一吨合成氨将产生大约 150~250Nm³的驰放气，驰放气中含有 60%左右的氢气，若将驰放气中的氢提纯为纯度≥99%的氢气，每年可回收氢气超过 50 亿 Nm³。

2.1.2 非化石能源制氢

1. 电解水制氢

电解水制氢系统结构简单，不用氢分离操作，从电力到氢的能量转换效率比较高(60%~80%)，已成为制氢技术研发的重点之一。电解水制氢技术方法主要包括碱性水电解、质子交换膜水电解和高温水蒸气电解。

表 2.1 电解水制氢技术

电解水制氢方法	电解质	特征	技术阶段
---------	-----	----	------

碱性水电解	KOH 水溶液	传统技术，电解效率 70%-80%，操作简单、成本低	实用阶段
离子交换膜水电解	Nafion 膜等氟树脂系离子交换膜	可提高电解电流密度，电解效率可达 90%，操作安全，清洁高效	验证阶段
高温水蒸气电解	氧化钇稳定化氧化锆(YSZ)等固体氧化物	利用高温气冷堆产生的电能和热能来高温电解水，以降低电力成本，电效率约 93%-95%	开发阶段

电解水获得的氢气纯度较高，可以直接用于燃料电池汽车，但目前电解水制氢受制于较高的成本而难以大规模运用。制取一立方米氢气大约需要 4.8~5 度电，即使用谷电制氢最终成本也在 3 元/立方米左右。如果将弃风弃水的电量充分利用起来，用于电解水制氢，将有利于电解水制氢产业的发展。国内弃水、弃风、弃光资源丰富，2017 年中国弃风、弃光、弃水量分别达到 419 亿千瓦时，73 亿千瓦时、515 亿千瓦时；其中弃风、弃光率分别达到 12%、6%。2018 年 12 月，国家发改委与国家能源局联合印发《清洁能源消纳行动计划(2018-2020 年)》，文件指出将确保弃风率和弃光率均控制在低于 5%的水平，并探索可再生富余电力转化为热能、冷能、氢能，实现可再生能源多途径就近高效利用。

2. 生物质制氢

生物质制氢属于生物质能利用的重要途径之一。据不完全统计，我国每年可利用生物质资源量折合标准煤约 4.6 亿吨，其中已利用资源量折合标准煤 2200 万吨，利用率仅为 5% 左右，主要用于发电、供热和制燃气等，因此生物质开发利用潜力巨大。

生物质自身是氢的载体，原生生物质（锯木屑、麦秸秆、花生壳、甘蔗渣）中氢元素的质量分数在 5%左右，并含有较高的挥发分（70%左右），另外它们还含有少量的 N 和 S 元素。工业和生活有机废弃物（餐厨垃圾、皂素姜渣、城市污泥和造纸黑液）等则由于各自生产工艺及原材料的不同而导致其在组成成分及理化性质上有较大的区别。例如，大部分有机废弃物（皂素姜渣、城市污泥和造纸黑液）和原生生物质相比均含有较高的灰分；一些有机废弃物，例如城市污泥和餐厨垃圾则含有较高 N 元素。总之，不同种类的生物质具有不同的成分构成和理化性质，这导致它们在制氢转化过程中会表现出不同的反应特性。因此，应该根据不同种类生物质的成分和性质特性对处理工艺和参数进行有目的的调整，以实现其清洁高效转化和利用。生物质制氢主要包括生物法、热化学法和超临界水气化法。

2.1.3 各种制氢方式制氢能力分析

1. 煤气化制氢能力分析

煤间接液化、煤制氢气、煤制天然气、煤制乙二醇、煤制合成氨和煤制甲醇都属于煤气化制氢的范畴，根据物料平衡计算生产各单位质量产品所需合成气中氢气的质量，乘以该产品在全国的产能，可得到该产品的制氢能力。

表 2.2 煤气化制氢能力 单位：万吨

产品	2010 年	2015 年	2016 年	2017 年
煤间接液化	8	26.4	90.4	109.6
煤制氢气	50	79	93.2	107.4
煤制天然气	0	55.5985	55.5985	91.4685
煤制乙二醇	3.225806	34.19355	42.25806	46.45161
煤制合成氨	813.8824	972.3529	983.4706	976.0504
煤制甲醇	374.125	656.5	687.25	732.25
合计	1249.233	1824.045	1952.177	2063.221

2017 年，我国理论煤气化制氢产能已达 2000 万吨，煤气化制氢在我国制氢产业中占有重要地位，我国煤气化制氢潜力巨大。

2 焦炉煤气副产氢能力分析

随着钢铁需求的不断扩大，我国的粗钢产量从 2000 年的 1.285 亿吨增长至 2018 年 9.28 亿吨。我国钢铁行业的发展，同时也带动了我国焦化行业不断发展，中国焦炭产量迅速增长，从 2000 年的 1.218 亿吨上升到 2018 年的 4.382 亿吨，与粗钢产量变化步调基本一致。通常生产 1 吨焦炭可副产 420m³焦炉气，按 2.5 m³焦炉气提 1.0 m³氢气计，可制取 168Nm³氢气。2018 年国内焦炭产量约为 4.3 亿吨，理论上可提纯副产氢气量超过 650 万吨/年。

表 2.3 中国煤热解副产氢能力分析

2010 年	2015 年	2016 年	2017 年
--------	--------	--------	--------

行业产能（万吨，亿立方米）				
焦炭	41782.65	60954.82	60999.05	56561.98
半焦	3500	7812.5	8000	8500
制氢能力（万吨）				
焦炭	434.3697	633.6823	634.1421	588.0146
半焦	29.89176	66.72267	68.32401	72.59426

3 氯碱工业副产氢能力分析

我国是世界烧碱产能最大的国家，国内烧碱产能从 2008 年的 2472 万吨快速增长至 2018 年的 4075 万吨。近几年，我国烧碱年产量基本稳定在 3000~3500 万吨之间，以生产 1t 烧碱产生 270m³ 氢气计算，理论上可副产氢气 72.8~85 万吨。虽然配套聚氯乙烯和盐酸利用了 60% 左右的氢气，每年还富余约 29~34 万吨。按每辆氢燃料电池车每天加注 5 公斤氢气、行驶里程 200 公里来算，这些副产氢气每年可供约 15.9 万辆氢燃料电池车行驶。

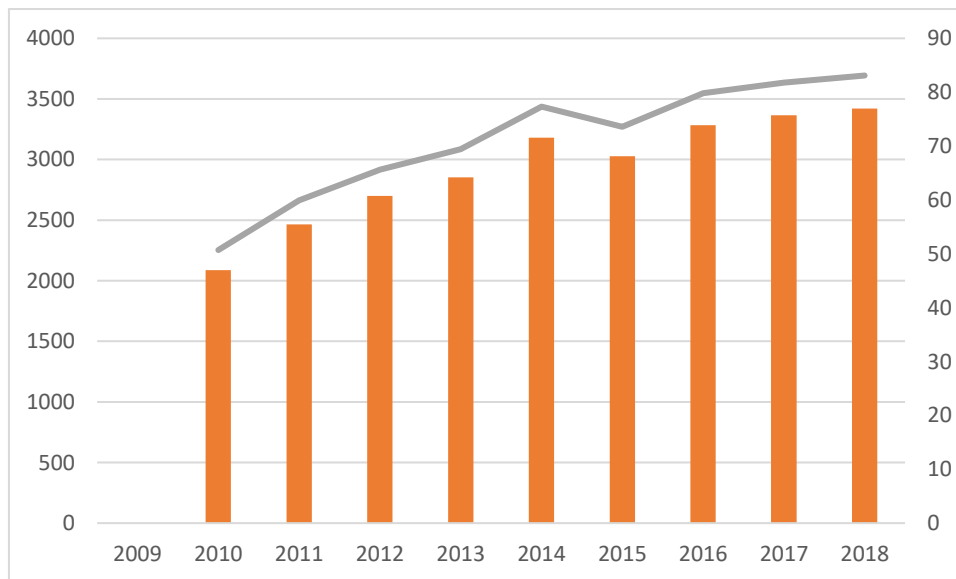


图 2.3 我国烧碱和副产氢气产量变化图

4 可再生能源电力电解水制氢潜力分析

可再生能源电力电解水制氢在我国潜力巨大，主要分布在三北和西南地区；根据 2017 年弃水、弃风、弃光的数据（2017 年中国弃风、弃光、弃水量分别达到 419 亿千瓦时，73

亿千瓦时、515 亿千瓦时;其中弃风、弃光率分别达到 12%、6%)，全国富余可再生能源的制氢能力测算结果如表 2.4 所示。

表 2.4 2017 年全国弃水、弃风、弃光制氢能力测算结果

	水电	风电	光电
废弃可再生能源量 (亿千瓦时)	515	419	73
制氢潜力 (亿立方米)	103	83.8	14.6

但是根据发改委、能源局日前联合发布了《关于印发清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）的通知》，提出：到 2020 年，基本解决清洁能源消纳问题。《通知》指出：2018 年，确保全国平均风电利用率高于 88%(力争达到 90%以上)，弃风率低于 12%(力争控制在 10%以内)；光伏发电利用率高于 95%，弃光率低于 5%，确保弃风、弃光电量比 2017 年进一步下降。全国水能利用率 95%以上。具体如下表所示。因此，未来采用弃风弃水弃光制氢并不具有可行性。

表 2.5 清洁能源消纳目标 (单位：%)

	2018	2019	2020	2018	2019	2020
	弃风率			弃光率		
新疆	25	20	15	15	10	10
甘肃	23	20	16	10	10	10
黑龙江	10	8	6			
内蒙古	12	10	8			
吉林	15	12	10			
河北	6	5	5			

5 弛放气制氢潜力分析

2018 年，我国合成氨产能 6689 万吨/年，目前每生产一吨合成氨将产生大约 150~250Nm³ 的弛放气，弛放气中含有 60%左右的氢气，若将弛放气中的氢提纯为纯度≥99%的氢气，每年可回收氢气约 70 亿 Nm³，约合 64 万吨氢气。2017 年我国甲醇行业可副产氢 224 亿 m³，约合 201 万吨氢气。两项弛放气提氢总计 265 万吨。虽然利用甲醇弛放气和合成氨弛

放气提取氢气，具有明显的环境优势和经济性优势，但最大的问题是制氢产量规模比其他主流制氢工艺要小得多，无法提供大规模稳定氢源，但可以探索在特定地区特定项目，并与下游氢能应用直接结合，如以签订长期合同的方式，为地区氢气需求提供相应规模的氢源。

总之，以上制氢方式的制氢潜力汇总如表 2.6 所示。根据《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书（2016）》中提到的氢能产业的发展路线图：到 2020 年，加氢站数量达到 100 座；燃料电池车辆达到 10000 辆；氢能轨道交通车辆达到 50 列；到 2030 年，加氢站数量达到 1000 座，燃料电池车辆保有量达到 200 万辆；到 2050 年，加氢站网络构建完成，燃料电池车辆保有量达到 1000 万辆。以下制氢技术的制氢能力足以支撑氢能产业大规模燃料电池汽车的商业应用。

表 2.6 2017 年中国各种制氢潜力测算结果汇总

	制氢能力（万吨）	可供燃料电池车（万辆）
煤气化先导化工制氢	2000	500-1000
甲醇和合成氨弛放气制氢	265	60-140
焦炉煤气副产氢	650	160-320
氯碱工业制氢	80	20-40
可再生能源制氢	180	45-90
总计	3020	800-1600

2.2 中游产业链

2.2.1 氢气的净化

对于含氢气体的分离提纯，工业上可以采用的分离方法有吸收法、深冷法、吸附法、膜分离法以及金属氢化物分离法等。由于对化学溶剂对含氢气源中的杂质组分的选择性较低，所得氢气的纯度不高（一般不大于 85%），而且设备的维护费用较高，因而吸收法在氢气的分离提纯中很少被采用。深冷分离法是利用原料气中各组份临界温度的差异，将原料气部分液化或在低温下进行精馏来实现氢气分离的目的。深冷分离工艺成熟，有回收率高、处理量大、对原料气中氢含量要求不高等优点，但投资较高，装置启动时间长，而且原料气在进入深冷设备前需先将水分及二氧化碳等杂质脱除，以免在低温下堵塞设备，因此当含氢原料气气量较小时采用深冷分离工艺变得很不经济。

膜分离是一项新兴的高效分离技术，它以膜两侧气体的分压差为推动力，通过溶解→扩散→脱附等步骤产生组分间传递速率的差异来实现氢和其它杂质分离的目的。膜分离法具有工艺简单，操作方便，投资少等优点，但制膜技术（如膜的均匀性、稳定性、抗老化性、耐热性等）有待不断改进，膜的使用寿命也不长，而且要求原料气不含有固体微粒和油滴以防止损坏膜组件。产品的纯度一般不高（<99%），但所需原料气的压力较高，采用两级膜分离器产品氢纯度可到 99%。金属氢化物净化法是利用储氢材料在低温下吸氢高温下释放氢的特点来实现氢气的纯化，产品氢气的纯度很高，但它对原料气中氢纯度要求较高（大于 99.99%），而且储氢金属材料多次循环使用会产生脆裂粉化现象，生产规模也不大，因而不适合粗氢及含氢尾气的大规模分离提纯。

吸附分离是利用吸附剂对气体混合物中不同组分的选择性吸附来实现混合物的分离的目的。含氢气源中的杂质组分在很多常用的吸附剂上的吸附选择性远超过氢，因此可以利用吸附分离法对其中的氢气进行分离提纯。和以上的各种氢气分离提纯方法相比，吸附法具有以下优点：（1）产品气的纯度高，可以得到纯度为 99.999%的氢气；（2）工艺流程简单，操作方便，无需复杂的预处理，可以处理多种复杂的气源；（3）吸附剂的使用寿命长，对原料气的质量要求不高，当进料气体的组成和处理量波动时装置的适应性好。

2.2.2 氢气的储存

氢气的储存方法主要有四种，分别为高压气态储氢、固体材料储氢、低温液态储氢和有机液体储氢，各具优缺点。

表 2.7 氢气的储存方法对比

储氢方法	说明	单位质量储氢密度%	优点	缺点
高压气态储氢	在氢气临界温度以上，通过高压压缩的方式进行氢气储存	1.0—5.7	技术成熟、充放氢速度快、成本低、能耗低	体积储氢密度低、安全性能较差
固体材料储氢	利用氢气与储氢材料之间发生物理或者化学变化从而转化为固	1.0—4.5	体积储氢密度高、安全、不需要高压容器、可得到高纯度氢	质量储氢密度低、成本高、吸放氢有温度要求

	溶体或者氢化物的形式进行氢气储存			
低温液态储氢	将纯氢冷却到-253℃使之液化，然后充装到高真空多层绝热的燃料罐中来进行氢气储存	5.7	体积储氢密度高、液态氢纯度高	液化过程能耗大、易挥发、成本高
有机液态储氢	通过不饱和和液体的可逆加氢和脱氢反应来进行氢气储存	5.0-7.2	储氢密度高、储存、运输、维护保养安全方便、可多次循环使用	成本高、操作条件苛刻、有发生副作用反应的可能

2.2.3 氢气的输送

将氢气从其生产地点运输、配送到用户是氢能利用的重要环节，运输和配送成本是影响氢气价格的关键因素之一，开发经济性强的氢气输送方式有助于推动氢能的产业化发展。氢气运输方式众多，但目前加氢站氢气主要通过气氢拖车、液氢罐车、气氢管道进行运输，选择何种氢气输送方式一般取决于具体的氢气生产地点和市场条件（例如，大型集中的氢气生产设施生产量大、距离用户远，分布式生产设施生产量小、距离用户近）。

表 2.8 氢气运输方式比较

	运输量范围	应用情况	优缺点
集 装 格 (GH ₂)	5~10kg.格 ⁻¹	广泛用于商品氢运输	非常成熟
长 管 拖 车 (GH ₂)	250~460kg.车 ⁻¹	广泛用于商品氢运输	运输量小，不适宜远距离运输
管道 (GH ₂)	310~8900kg.h ⁻¹	主要用于化工厂，未普及	一次性投资成本高，运输效率高

槽车 (LH ₂)	360~4300kg.车 ⁻¹	国外广泛应用, 国内仍仅用于航天液氢运输	液化投资大、能耗高、设备要求高
管道 (LH ₂)	2300~9100 kg.车 ⁻¹	国外较少, 国内没有	运输量大, 液化能耗高, 投资大
铁路 (LH ₂)	¹	国外非常少, 国内没有	运输量大

来源: 加氢站氢气运输方式比选

虽然国家能源集团有所属的铁路运煤专线神黄铁路, 但是通过铁路运输液氢在国内没有应用, 在国外应用也非常少, 因为它无论从运输效率上, 还是从经济性上, 都无法与运煤相比, 如大秦铁路一列火车可以运输 1 万-2 万吨煤炭, 可以气化制氢大约 1200-2400 吨气氢, 即可以液化为 150-300m³ 液氢, 而受到铁路罐车体积的限制, 一列火车最多可以运输 120~200m³ (8.4~14t) 的液氢, 运输效率和经济性相比运输煤炭来说仍然无法比拟, 因此对于铁路运输企业来说并没有激励改运氢气。

2.3 下游产业链

氢能产业链的下游应用包括传统石化工业应用、氢燃料电池应用、加氢站等方面。

氢燃料电池汽车的应用和商业化离不开加氢站基础设施的建设。加氢站是指: 通过将不同来源的氢气通过压缩机增压存储在站内的高压罐中, 再通过加气机为氢燃料电池汽车加注氢气。加氢站主要设备包括: 泄气柱、压缩机、储氢罐、加气机、管道、控制系统、氮气吹扫装监控装置等。其中, 压缩机、储氢罐、加气机为核心设备。加氢站的类型根据氢气生产的地点可以分为两种: 外供氢(off-site)加氢站和站内制氢(on-site)加氢站。

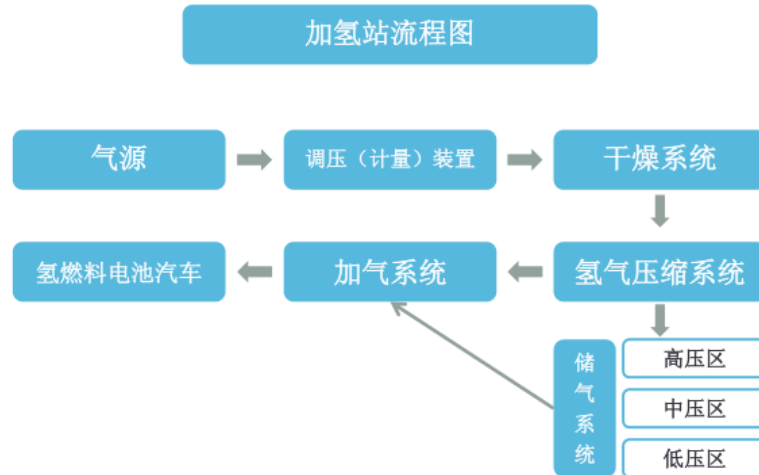


图 2.4 加氢站流程图

全球氢能基础设施建设步伐逐步加快。截至 2018 年底，全球加氢站数目达到 369 座，同比增加 12.5%。分地区来看：欧洲 152 座，亚洲 136 座，北美 78 座。在全部 369 座加氢站中，有 273 座对外开放，可以像任何传统的零售站一样使用；其余的站点则为封闭用户群提供服务，比如公共汽车或车队用户。

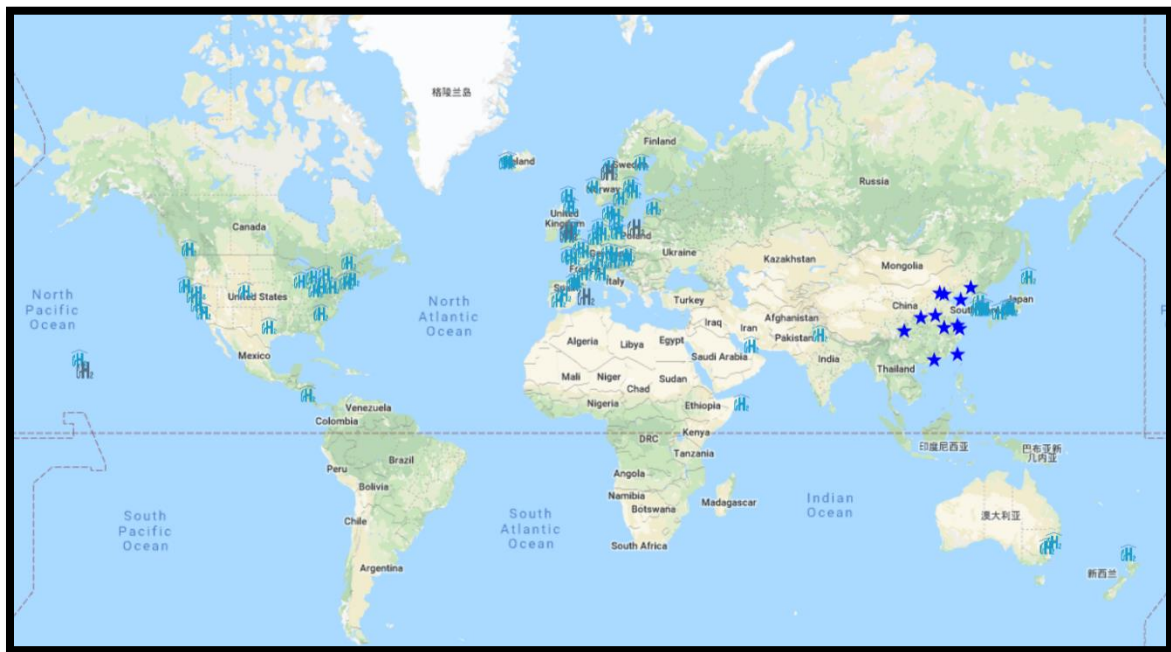


图 2.5 全球加氢站分布图

从国家的角度来看，目前日本是全球拥有加氢站数量最多的国家；德国和美国分别位居第二、第三，但同日本相比差距较大；中国加氢站数量也位居世界前列，排名第四。日

本是全球第一个加氢站达到 100 座以上的国家。丹麦已成为第一个实现加氢站网络在全国范围内覆盖的国家，贯穿德国南北的氢气高速公路以及从瑞士西北到维也纳的氢气高速公路已正式建成。

目前，包括中国、日本、德国、韩国、美国在内的多个国家纷纷出台相应规划以加快加氢站的建设布局，助推氢能源产业快速发展。预计到 2020 年，全球投入运行的加氢站将超过 1000 座，在日本、美国、欧洲等国家地区将初步形成车用加氢网络，燃料电池汽车市场推广规模将达到 10 万辆。

表 2.9 部分国家加氢站布局计划

国家	规划内容
中国	到 2020 年，加氢站数量达到 100 座，燃料电池车辆达到 10000 辆，氢能轨道交通车辆达到 50 列；2025 年建成 350 座加氢站；到 2030 年，加氢站数量达到 1000 座，燃料电池车辆保有量达到 200 万辆；到 2050 年，加氢站网络构建完成，燃料电池车辆保有量达到 1000 万辆。
日本	在 2020 年前共完成 160 个加氢站的建设，2025 年升至 320 座，2030 年达 900 座。
韩国	到 2020 年，氢燃料电池汽车预计达到 9000 辆，2025 年达到 150000 辆，2030 年达到 630000 辆；到 2020 年，加氢站达到 80 座，2025 年达到 210 座，2030 年达到 520 座。
德国	到 2019 年，德国加氢站数量预计将增加到 100 座，到 2023 年将建成 400 座加氢站
美国	2024 年前，丰田联合壳牌计划在美国加州部署建造 100 座加氢站的计划。

资料来源：势银智库 前瞻产业研究院整理

随着氢能源汽车的进一步发展，国内加氢站的数量逐步增加。截至 2018 年 12 月，中国共有 25 座建成的加氢站（其中 3 座已拆除），主要分布在经济比较发达、有汽车产业基础的地区，以及地方政府有意愿实施新旧动能转换的地区。目前 80% 的加氢站集中在广东、上海、江苏、湖北、辽宁五个省份地区，已经呈现出明显的产业集聚效应。



图 2.6 中国加氢站分布图

国内公司如国家能源集团，上海舜华，北京蓝图等都具有加氢站的技术整体解决方案，同时具备加氢机、站控系统等技术和产品能力。此外，国家大型能源央企开始布局加氢站领域，加氢加油站趋势开始显现。国家能源集团在江苏如皋建设了一座加氢站，并在咸阳、包头等地进行加氢站项目调研开发。继国家能源集团宣布布局全国氢能产业之后，中国石化与中国石油也加入了这一行列，利用全国加油站网络，实施加氢加油合建站改造项目，提速加氢站基础设施的落地。中国石化拟建设百座油气混建站，2017年12月，“两桶油”（中国石化广东石油分公司和中国石油广东销售分公司）与佛山市、云浮市签署了加氢加油合建站项目协议，依靠已有的加油站网点，增设加氢或充电功能，这不仅可以有效节约土地成本，而且可以依靠现有加油站销售网点，从而稳定客户群体。首期，中国石化广东石油分公司已经完成近10个油-氢混建的地址选择，现已启动2座加氢站建设，分别在樟坑（青龙）加油站和吉祥加油站实施。项目拟在原有加油站基础上增设加氢功能，合建为加氢加油合建站。该合建站的合建形式为二级加油站与三级加氢站合建，合建后为一级加

氢加油合建站。中国石油广东销售分公司位于佛山市高明区和云浮市云安区的 2 座加氢加油合建站也在紧锣密鼓的实施中。

2.4 氢能产业政策

中国在本世纪初就开始了对于氢能和燃料电池方面支持，特别是自 2011 年以来，我国各部门从战略、产业结构、科技、财政等方面相继发布了一系列政策，引导并鼓励包括氢能与燃料电池汽车的发展，如《中国制造 2025》、《汽车产业中长期发展规划》、《“十三五”国家科技创新规划》、《“十三五”国家战略性新兴产业发展规划》、《能源技术创新行动计划（2016—2030 年）》等政策文件纷纷将氢能和燃料电池技术列为重点任务，标志着氢能产业已纳入中国国家能源与新能源汽车战略。

表 2.10 中国氢能源政策

时间	政策	主要内容
2001 年 9 月	863 电动汽车重大科技专项计划	国家拨款 8.8 亿,确定了以“三纵三横”为核心的电动汽车专项矩阵式研发体系,其中包含了对燃料电池汽车和燃料电池系统的研发。
2006 年 2 月	《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006-2020）》	其中包括重点研究开发燃料电池汽车整车设计、集成和制造技术，燃料电池发动机动力系统集成与控制技术等。
2009 年 2 月	《节能与新能源汽车示范推广财政补助资金管理暂行办法》	首次开始在试点城市对燃料电池乘用车和客车分别给与 25 万/辆和 60 万/辆的财政补贴
2010 年	《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》	开展燃料电池汽车相关前沿技术研发，大力推进高效、低排放节能汽车发展。
2011 年 2 月	《中华人民共和国车船税法》	第四条规定：纯电动汽车燃料电池汽车和插电式混合动力汽车免征乘船税，其他混合型动力汽车按照同类车辆使用税额减半征税
2011 年	《当前优先发展的高技术产业化重点领域指南（2011 年度）》	氢开发与利用，是高效天然气制氢、化工、冶金副产煤气制氢、低能耗电解水制氢、生物质制氢、微生物制氢技术，高压容器贮氢、金属贮氢、化合物贮氢技术，氢加注设备和加氢站技术，超高纯度氢的制备技术、氢燃料发动机与发电系统技术
2012 年 7 月	《节能与新能源汽车产业发展规划 2012-2020 年》	首次对燃料电池汽车未来发展要达到的科技指标做了规划，提出到 2020 年燃料电池汽车、车用氢能源产业要达到与国籍同步的水平，动力电池模块比能量达到 300 瓦时/公斤以上,成本降至 1.5/瓦时以下
	《产业结构调整目录（2014	储氢材料被列入鼓励类。

	版)》	
2014年6月	《能源发展战略行动计划(2014-2020)》	把氢的制取、储运、及加氢站、先进燃料电池、燃料电池分布式发电作为重点战略方向。
2014年11月	《关于新能源汽车充电设施建设奖励的通知》 《关于免征新能源汽车车辆购置税的公告》	对符合国家技术标准且日加氢能力不少于 200 公斤的新建燃料电池汽车加氢站每个站奖励 400 万元
2015年4月	《关于 2016-2020 年新能源汽车推广应用财政支持政策的的通知》	对于燃料电池乘用车、燃料电池轻型客车、或超，燃料电池大中重型客车、中重型货车分别给予 20 万/辆，30 万/辆或 50 万/辆的补助 (2017-2020 年除燃料电池汽车外，其他车型补助标准均适当退坡,燃料电池汽车补助标准不变)
2015年5月	《中国制造 2025》	燃料电池汽车的运行规模进一步扩大，达到 1000 辆的运行规模，到 2025 年，制氢、加氢等配套基础设施基本完善，燃料电池汽车实现区域小规模运行。
2015年	《关于加快推进新能源汽车在交通运输行业推广应用的实施意见的通知》	积极推广应用燃料电池汽车。
2015年	《国家重点研发计划新能源汽车重点专项实施方案》征求意见稿	燃料电池汽车技术取得突破，达到产业化要求，实现千辆级市场规模。
2015年12月	《关于十三五新能源汽车充电设施奖励政策及加强新能源汽车推广应用的通知（征求意见稿）》	确定了在环境污染严重地区高额的新能源基础设施补贴，即推广的燃料电池车辆数量为纯电动车辆的三十分之一或五十分之一时，能拿到和上述数量纯电动车相同的对基础设施的财政补贴。
2016年6月	《能源技术革命创新行动计划(2016-2030年)》	提出 15 项重点创新任务，其中包括氢能与燃料电池技术创新。
2016年10月	《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书(2016)》——氢能产业的发展路线图	到 2020 年，加氢站数量达到 100 座；燃料电池车辆达到 10000 辆；氢能轨道交通车辆达到 50 列；到 2030 年，加氢站数量达到 1000 座，燃料电池车辆保有量达到 200 万辆；到 2050 年，加氢站网络构建完成，燃料电池车辆保有量达到 1000 万辆。
2016年10月	《节能与新能源汽车技术路线图》	路线图由“1+7”组成，包括节能与新能源汽车总体技术路线图，及节能汽车、纯电动和插电式混合动力汽车、氢燃料电池汽车、智能网联、汽车制

		造、汽车动力电池、汽车轻量化等七项技术路线图。
2016年11月	《“十三五”战略性新兴产业发展规划》	强调进一步发展壮大与氢能源相关的新能源汽车、新能源、节能环保等战略性新兴产业。通过产业集聚，以产业链和创新链协同发展途径，培育新业态、新模式，发展特色产业集群，带动区域经济转型，形成创新经济集聚发展新格局。
2016年12月	《2016-2020年新能源汽车推广应用财政支持政策》	纯电动补贴逐步退坡，但燃料电池汽车在2020年前保持不变，且每辆燃料电池汽车最高可获50万元国家补贴。
2017年4月	《汽车产业中长期发展规划》	布局包括燃料电池动力系统在内的新能源汽车创新链，加强新能源汽车技术研发及产业化，逐步扩大燃料电池汽车试点示范范围。
2017年5月	《“十三五”交通领域科技创新专项规划》	发展燃料电池汽车核心专项技术，深入开展电堆关键材料和部件的创新研究及产业化研究，大幅提高燃料电池电堆产品性能、寿命，降低成本；加大燃料电池发动机辅助系统研发力度，重点突破空压机、氢循环泵等关键部件及其系统集成技术。优化升级燃料电池动力系统技术，重点突破高功率密度乘用车燃料电池发动机和长寿命商用车燃料电池发动机技术，燃料电池/动力电池混合动力集成控制与能量优化管理技术。实现燃料电池整车批量化生产，初步实现商业化。
2017年12月	《质子交换膜燃料电池汽车用燃料氢气（T/CEA-G0015-2017）》	首个氢能领域团体标准，该标准规定了燃料电池汽车用氢气的术语和定义、要求，氢中主要杂质气体的测试方法，还规定了氢气的抽样、采样与浓度计算方法；氢气的包装、标志与储运，以及安全要求等，在制造过程中始终与国际相关标准保持同步。
2018年12月	关于对国家重点研发计划高新领域可再生能源与氢能技术等9个重点专项2019年度项目申报指南建议征求意见的通知	本规定由国家科技管理信息系统公共服务平台发布“可再生能源与氢能技术”重点专项征求意见稿强调：大幅提升我国可再生能源自主创新能力，推进氢能技术发展及产业化；对比2018年专项指南，此次氢能重点专项的研究深度和广度得到显著提升。
2019年3月	关于进一步完善氢能源汽车推广应用财政补贴政策的通知	地方完善政策，过渡期后不再对新能源汽车（新能源公交车和燃料电池汽车除外）给予购置补贴，转为用于支持充电（加氢）基础设施短板建设和配套运营服务方面

资料来源：中商产业研究院 北极星氢能网

同时，地方政府纷纷布局氢能产业，出台氢能与燃料电池产业发展规划，引导氢能基础设施建设。

表 2.11 部分城市氢能发展规划

省市	时间	政策名称	规划内容
如皋	2016年8月	如皋“十三五”新能源汽车规划	新建3-5座加氢站，燃料电池物流车500辆推广示范应用；氢能小镇全面推广燃料电池热电联供模式
台州	2016年11月	关于促进汽车产业发展的若干意见	重点发展燃料电池乘用车，落户投资160亿元的氢能小镇
武汉	2017年1月	武汉“十三五”发展规划、武汉制造2025行动纲要	建立氢燃料电池动力系统工程技术研发中心，到2020年，累计实现燃料电池汽车推广应用规模达到万辆级别
	2018年1月	武汉氢能产业发展规划方案	到2020年建设5-20座加氢站，燃料电池车示范运行规模达到2000-3000辆；2025年，加氢站30-100座，车辆总计1万-3万辆，产业链年产值突破1000亿元
上海	2017年9月	上海市燃料电池汽车发展规划	2020年加氢站5-10座、乘用车运行规模3000辆；2025年加氢站50座，乘用车不少于2万辆，其他不少于1万辆；长期，全产业链年产值突破3000亿元
苏州	2018年3月	苏州市氢能产业发展指导意见	2020年建成加氢站10座，燃料电池车800辆；2025年加氢站40座，氢燃料电池车1万辆
佛山	2017年12月	第二届氢能与燃料电池产业发展国际交流会领导发言	2019年投入使用10座加氢站，力争实现1000辆的氢能公交车示范运营项目，佛山（云浮）产业转移工业园国鸿氢能20000套电堆+5000套9SSL系统产线落地
盐城	2017年10月	氢燃料电池汽车示范工程项目实施方案	2018年运营10辆燃料电池公交车；十三五期间，1500辆以上多种燃料电池汽车示范应用；最终目标形成年产10万套汽车燃料电池模块、5000台客车、3万台物流车、10-15万台乘用车基地

国家与地方政府出台财政补贴政策扶持加氢站建设。国家与地方政策的配合成为加氢站建设的重要支撑。其中佛山南海区的加氢站扶持政策最为全面，2018年4月12日，《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（暂行）》正式出台，这是广东省内首个包含对加氢站运营环节进行补贴的扶持办法。涵盖了在南海区建设运营的

商业化运营或公共服务用途的加氢站、加氢加油合建站和加氢加气合建站（包括固定式和撬装式），同时补贴力度为目前全国各地区公开实施的加氢站扶持政策中最大，最高补贴可达 800 万元。佛山加氢站扶持政策可对其他城市政策的制定起到参考示范作用。

3 煤制氢生命周期环境影响及能耗研究

本章采用生命周期评价（Life Cycle Assessment，简称 LCA）方法，对煤气化制氢、焦炉煤气副产氢在生命周期内的环境影响以及能源消耗进行量化，揭示这两条技术路线的清洁高效程度，为国家和企业制定氢能发展战略提供科学的参考。

3.1 评价方法与工具

LCA 用于评价整个产品的生命周期从原材料的获取到产品的生产、使用、报废、回收利用和废弃物处理（即从摇篮到坟墓）各阶段的环境因素以及环境影响潜力。国际标准化组织（International Organization for Standardization，ISO）规定 LCA 的框架分为目标与范围定义、生命周期清单分析、生命周期影响评价和生命周期解释四个部分，如图 3.1 所示。LCA 适用于对所有产品和服务的环境评价，为各种技术性、管理性或政策性的决策提供环境数据支持。

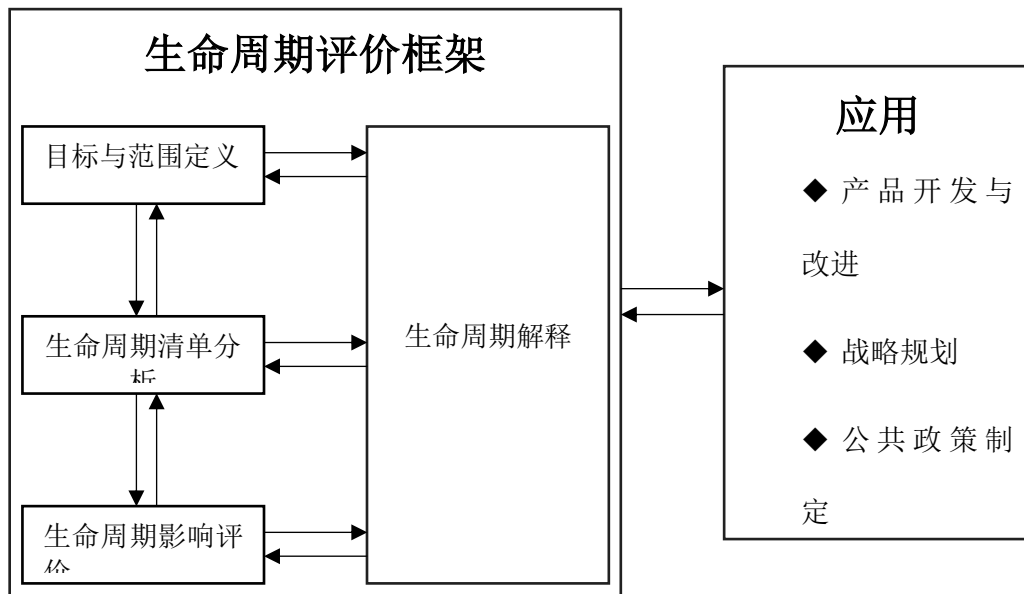


图 3.1 生命周期评价框架与应用

3.2 煤气化制氢

3.2.1 研究边界与功能单位

煤气化制氢生命周期系统内部的单元过程包括煤炭开采、煤炭洗选、煤炭运输、煤气化制氢、氢气压缩（包括气氢、液氢两种方式）、氢气运输以及氢气加注过程，如图 3.2 所示，功能单位为加注 1kg 氢气产品。

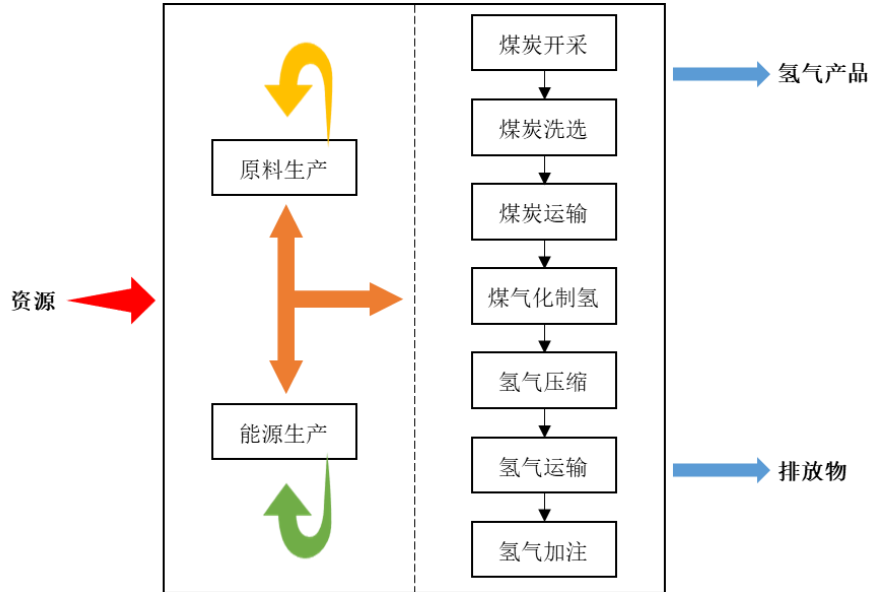


图 3.2 煤气化制氢系统边界

3.2.2 生命周期结果

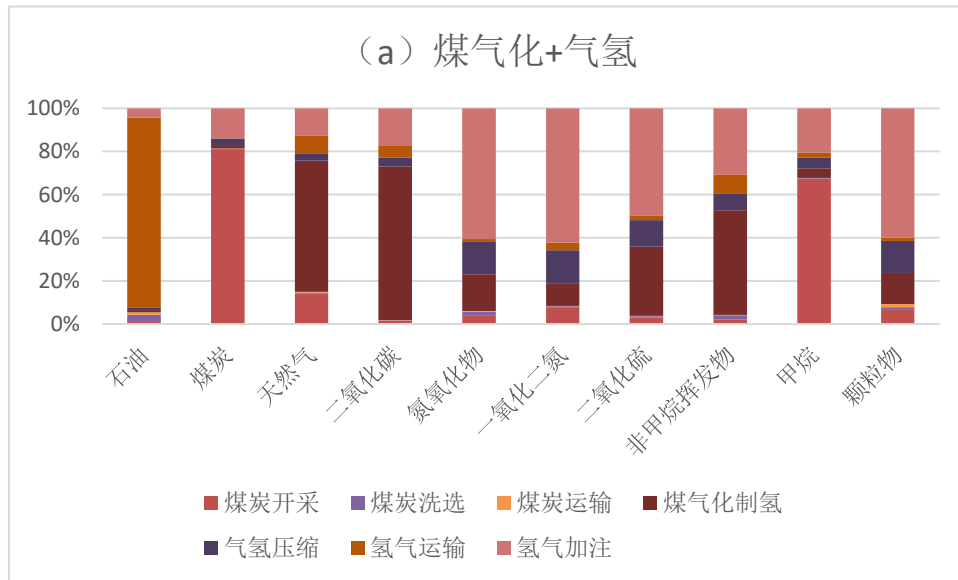
表 3.1 给出了煤气化制氢生命周期的能耗与排放。总体来看，煤气化+液氢无论能耗还是排放皆大于煤气化+气氢，尤其是气体排放，普遍为 2 倍左右，这是由于液氢压缩过程比气氢压缩过程消耗更多的电力。在能耗方面，煤炭是最主要的能耗物质（11.5-13.4 kg/kg H₂），石油与天然气消耗较少。温室气体中 CO₂ 排放较高，达到 23.6-28.4 kg/kg H₂，CH₄ 与 N₂O 排放非常少。主要污染物为 NO_x、SO₂ 和颗粒物，NMVOCs 也具有一定的排放量。

表 3.1 煤气化制氢生命周期能耗与排放（kg/kg H₂）

物质	煤气化+气氢	煤气化+液氢
石油	4.59E-01	4.82E-01
煤炭	1.15E+01	1.34E+01
天然气	3.12E-01	3.58E-01
二氧化碳	2.36E+01	2.84E+01

氮氧化物	4.20E-02	7.24E-02
一氧化二氮	3.02E-04	5.26E-04
二氧化硫	2.84E-02	4.52E-02
非甲烷挥发物	3.85E-03	5.25E-03
甲烷	5.70E-02	7.09E-02
颗粒物	1.10E-02	1.89E-02

图 3.3 展示了煤气化制氢生命周期内各阶段能耗与排放贡献情况。可以看出不同阶段的能耗贡献差异巨大，石油消耗主要发生在氢气运输阶段，煤炭消耗主要发生在煤炭开采阶段，而天然气消耗主要发生在煤气化制氢阶段。对于煤气化+气氢，除 CH₄ 和 NMVOCs 外，气体排放物主要产生于氢气加注阶段。而对于煤气化+液氢，液氢压缩阶段对于各排放物的贡献明显提高。



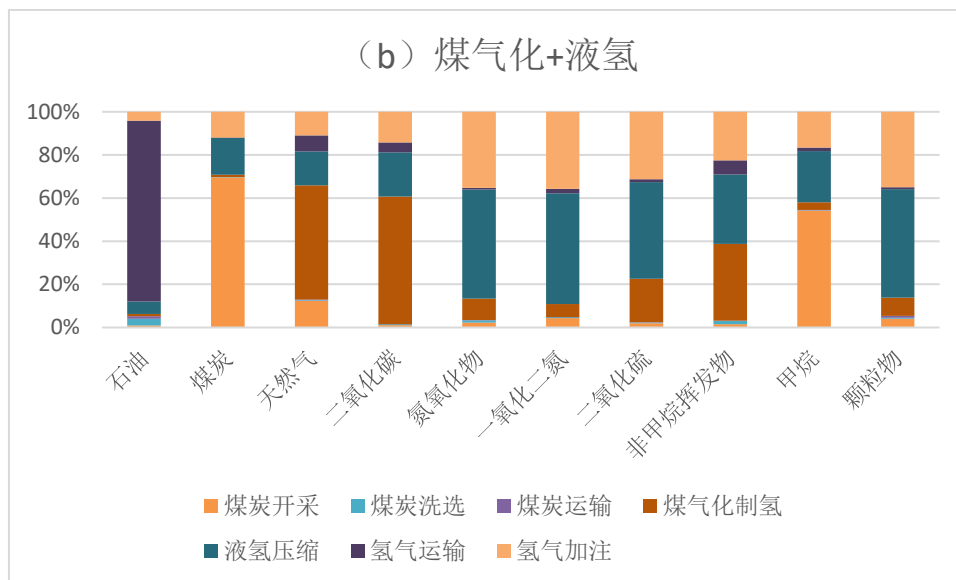


图 3.3 煤气化制氢各阶段能耗与排放贡献

3.2.3 能效与碳足迹

从生命周期的定义出发，各阶段所有能量的消耗均来自于投入的一次能源，氢气产品能量与投入的一次能源能量总和之比即为生命周期能效。图 3.4 给出了煤气化+气氢以及煤气化+液氢的生命周期能效，分别为 42.2%和 35.9%，可见氢气压缩成不同形态产品所需能耗的差异对能效影响是显著的。

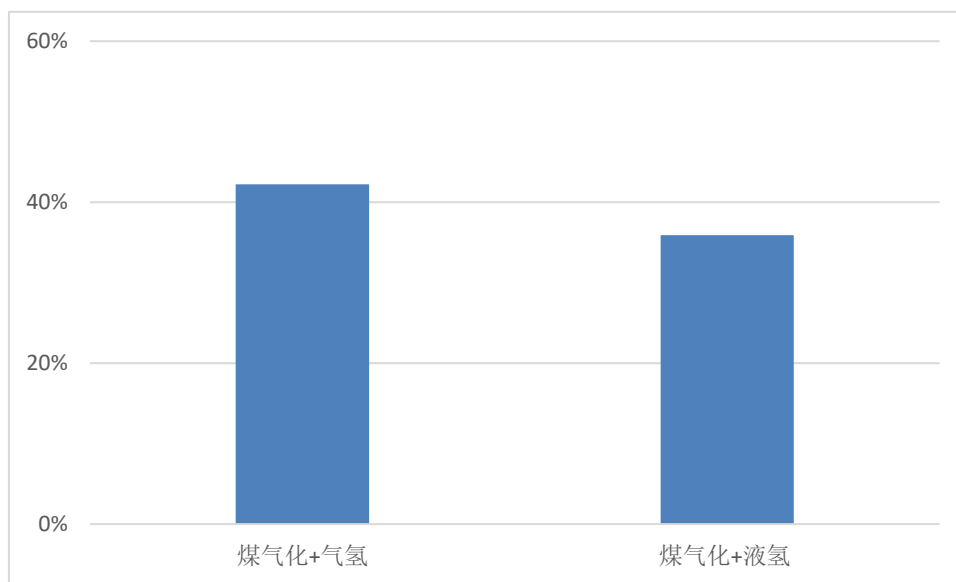


图 3.4 煤气化制氢生命周期能效

本研究采用 IPCC 最新发布的第五次报告中给出的 GWP100 模型来核算碳足迹，主要温室气体物质涉及 CO₂、CH₄、N₂O 等。用各温室气体物质的质量分别乘以各自的全球变暖潜力因子，加和后得到的数字即为碳足迹的数值，单位为 kg CO₂eq/kg H₂。图 3.5 给出了煤气化+气氢以及煤气化+液氢的生命周期碳足迹，分别为 25.3 kg CO₂eq/kg H₂ 和 30.5 kg CO₂eq/kg H₂。

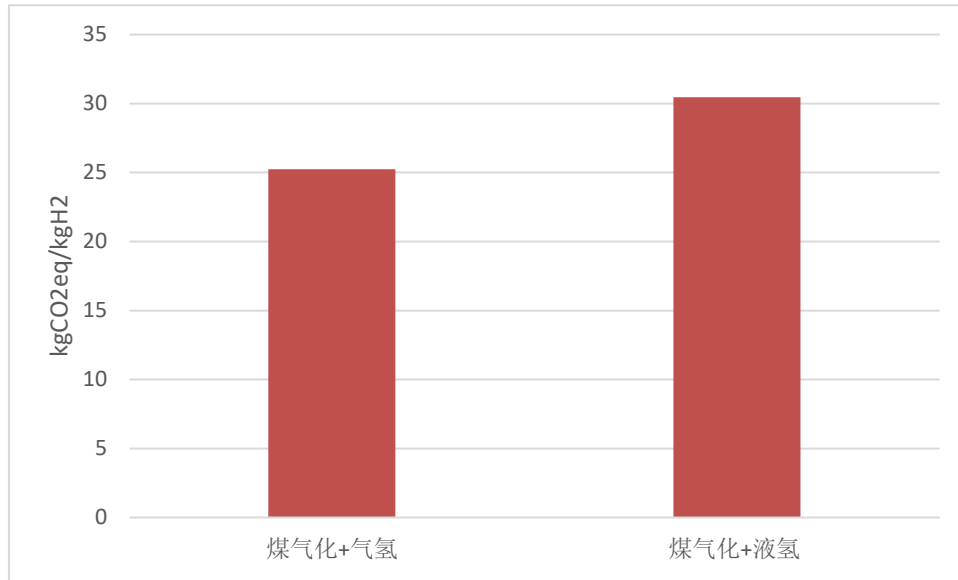


图 3.5 煤气化制氢生命周期碳足迹

3.2.4 产业链环境影响潜力

考虑到目前我国拥有的煤气化制氢能力（包括煤间接液化、煤制氢气、煤制天然气、煤制乙二醇、煤制合成氨和煤制甲醇产业），我们分析了这些产业生产的合成气若全部用于制氢所造成的环境影响潜力。

图 3.6 给出了近几年煤气化制氢行业生命周期内一次能源消耗的潜力。2017 年，煤气化制氢行业的一次能源消耗潜力为 2.60±0.21 亿吨标准煤（误差是由于氢气压缩形态的不同造成的），同比提高 5.7%；相比“十一五”末和“十二五”末分别提高 65.2%和 13.1%。随着行业规模的不断增长，占全国一次能源消费总量的比例也逐步提高，由 2010 年的 4.4% 增加至 2017 年的 5.8%。传统煤化工行业仍为一次能源消耗潜力的主体，煤制合成氨占比不断下降，由 2010 年的 65.2% 降至 2017 年的 47.3%，煤制甲醇占比有所增长，2017 年达到 35.5%。

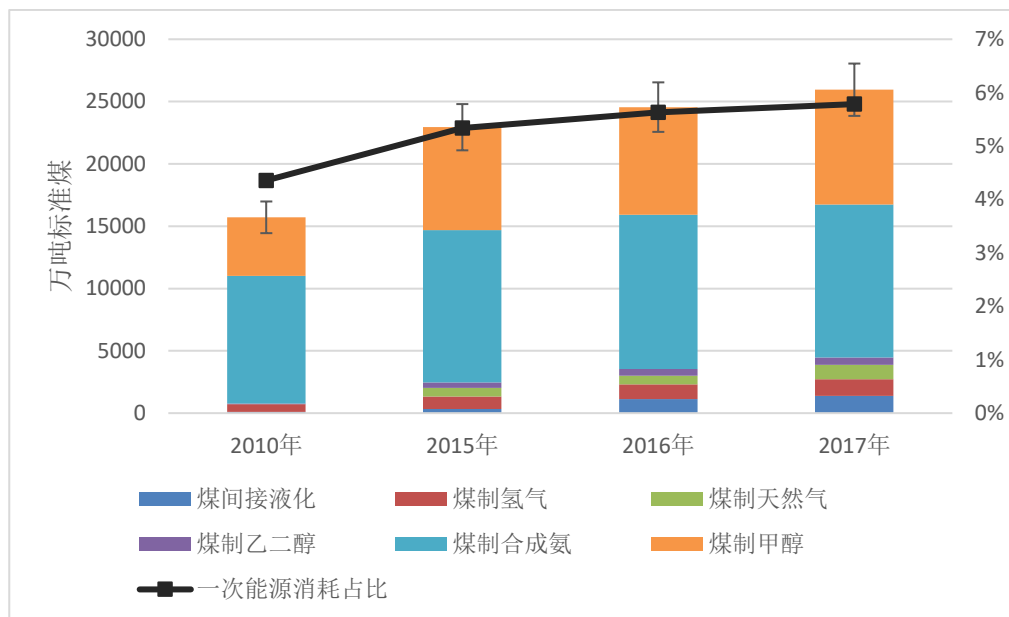


图 3.6 煤气化制氢行业一次能源消耗潜力

图 3.7 给出了近几年煤气化制氢行业生命周期内碳排放的潜力。2017 年，煤气化制氢行业的碳排放潜力为 5.75 ± 0.54 亿吨 CO_2eq 。煤气化制氢行业碳排放占全国碳排放总量的比例逐年提高，由 2010 年的 4.3% 增加至 2017 年的 6.2%。这一比例增速要略高于一次能源消耗潜力占比的增速，主要原因是国家大力推进低碳能源发展有效减缓了全国碳排放总量的增长。

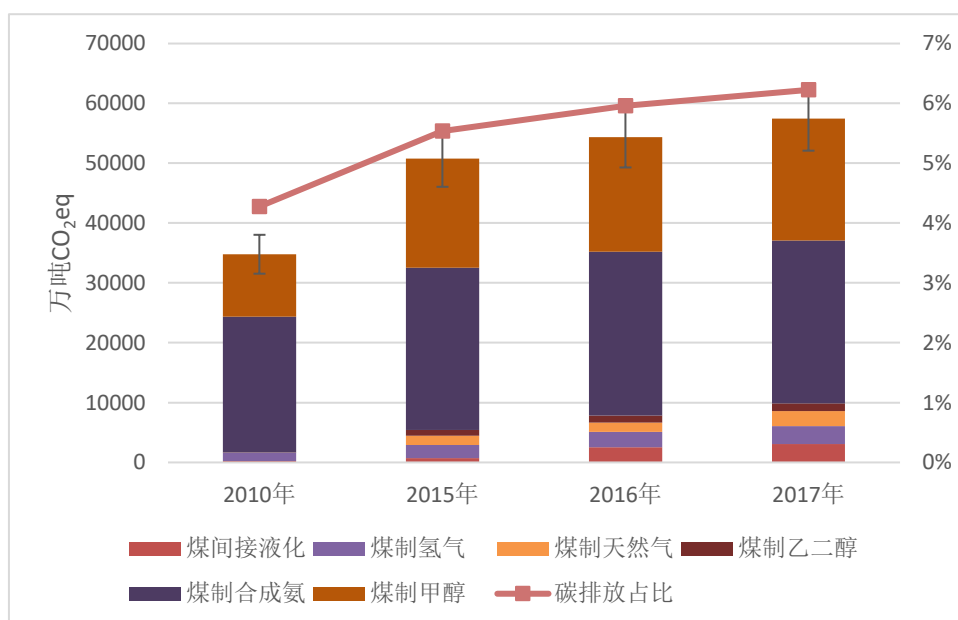


图 3.7 煤气化制氢行业碳排放潜力

图 3.8 展示了近几年煤气化制氢行业生命周期内污染物排放的潜力。我们考察了 SO₂、NO_x、颗粒物以及 VOCs 这四类常规污染物，发现其排放皆随时间而增长，且排放量从大到小依次为 VOCs、NO_x、SO₂、颗粒物。2017 年，煤气化制氢行业的 VOCs、NO_x、SO₂ 以及颗粒物排放潜力分别为 141±16 万吨、118±31 万吨、76±17 万吨和 31±8 万吨。

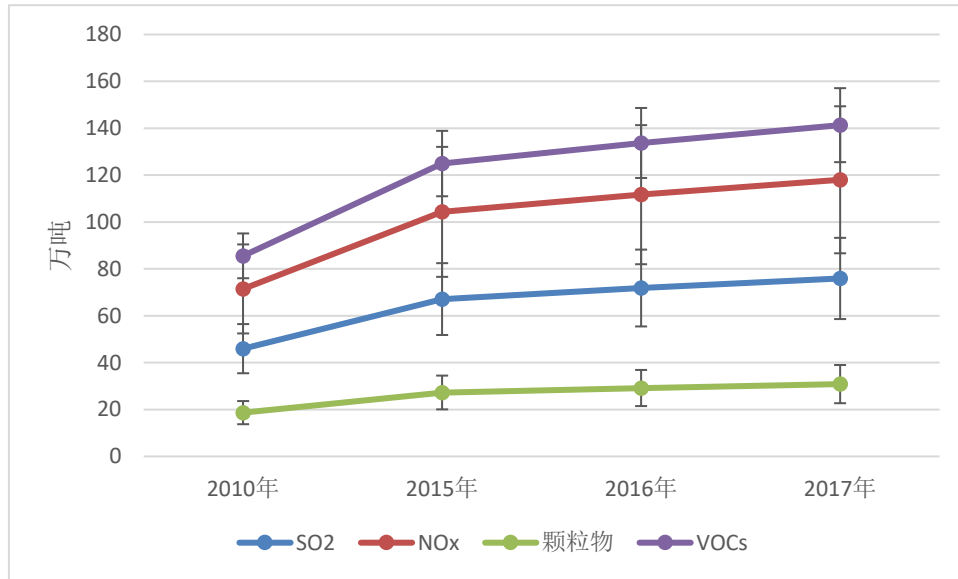


图 3.8 煤气化制氢行业污染物排放潜力

3.3 煤热解副产氢

3.3.1 研究边界与功能单位

煤热解制氢生命周期系统内部的单元过程包括煤炭开采、煤炭洗选、煤炭运输、煤热解制氢、氢气压缩（包括气氢、液氢两种方式）、氢气运输以及氢气加注过程，如图 3.9 所示，功能单位为加注 1kg 氢气产品。在煤热解制氢过程中的炼焦单元过程，考虑到同时产生焦炭、煤焦油、苯以及焦炉煤气四种产品，本研究采用价值分配的方法来区分四种产品各自承担的资源消耗以及环境影响。

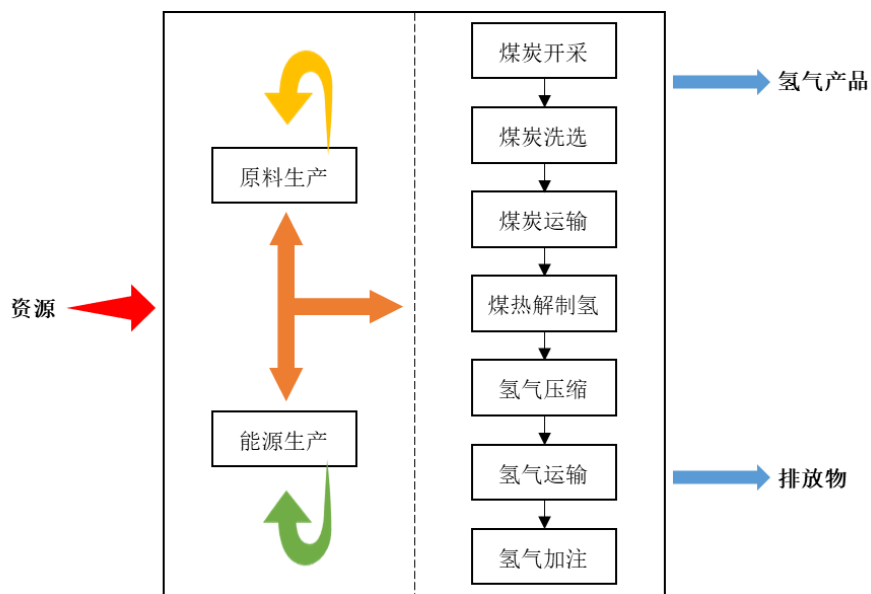


图 3.9 煤热解制氢系统边界

3.3.2 生命周期结果

表 3.2 给出了煤热解制氢生命周期的能耗与排放。在能耗方面，煤热解+液氢大于煤热解+气氢。煤炭是最主要的能耗物质（8.18-10.1 kg/kg H₂），石油与天然气消耗较少。在气体排放方面，煤热解+液氢的各种气体排放普遍高于煤热解+气氢，这是由于液氢压缩过程比气氢压缩过程消耗更多的电力。温室气体中 CO₂ 排放较高，达到 20.7-25.5 kg/kg H₂，CH₄ 与 N₂O 排放较少。主要污染物为 NO_x、SO₂ 和颗粒物，NMVOCs 也具有一定的排放量。

表 3.2 煤热解制氢生命周期能耗与排放（kg/kg H₂）

物质	煤热解+气氢	煤热解+液氢
石油	4.58E-01	4.82E-01
煤炭	8.18E+00	1.01E+01
天然气	2.04E-01	2.50E-01
二氧化碳	2.07E+01	2.55E+01
氮氧化物	5.50E-02	8.53E-02
一氧化二氮	4.08E-04	6.32E-04
二氧化硫	3.00E-02	4.68E-02
非甲烷挥发物	2.98E-03	4.29E-03
甲烷	4.58E-02	5.97E-02
颗粒物	1.42E-02	2.21E-02

图 3.10 展示了煤热解制氢生命周期内各阶段能耗与排放贡献情况。可以看出不同阶段的能耗贡献差异巨大，石油消耗主要发生在氢气运输阶段，煤炭消耗主要发生在煤炭开

采阶段，而天然气消耗主要发生在煤热解制氢阶段。对于煤热解+气氢，除 CH₄ 外，气体排放物主要产生于氢气加注阶段。而对于煤热解+液氢，液氢压缩阶段对于各排放物的贡献明显提高。

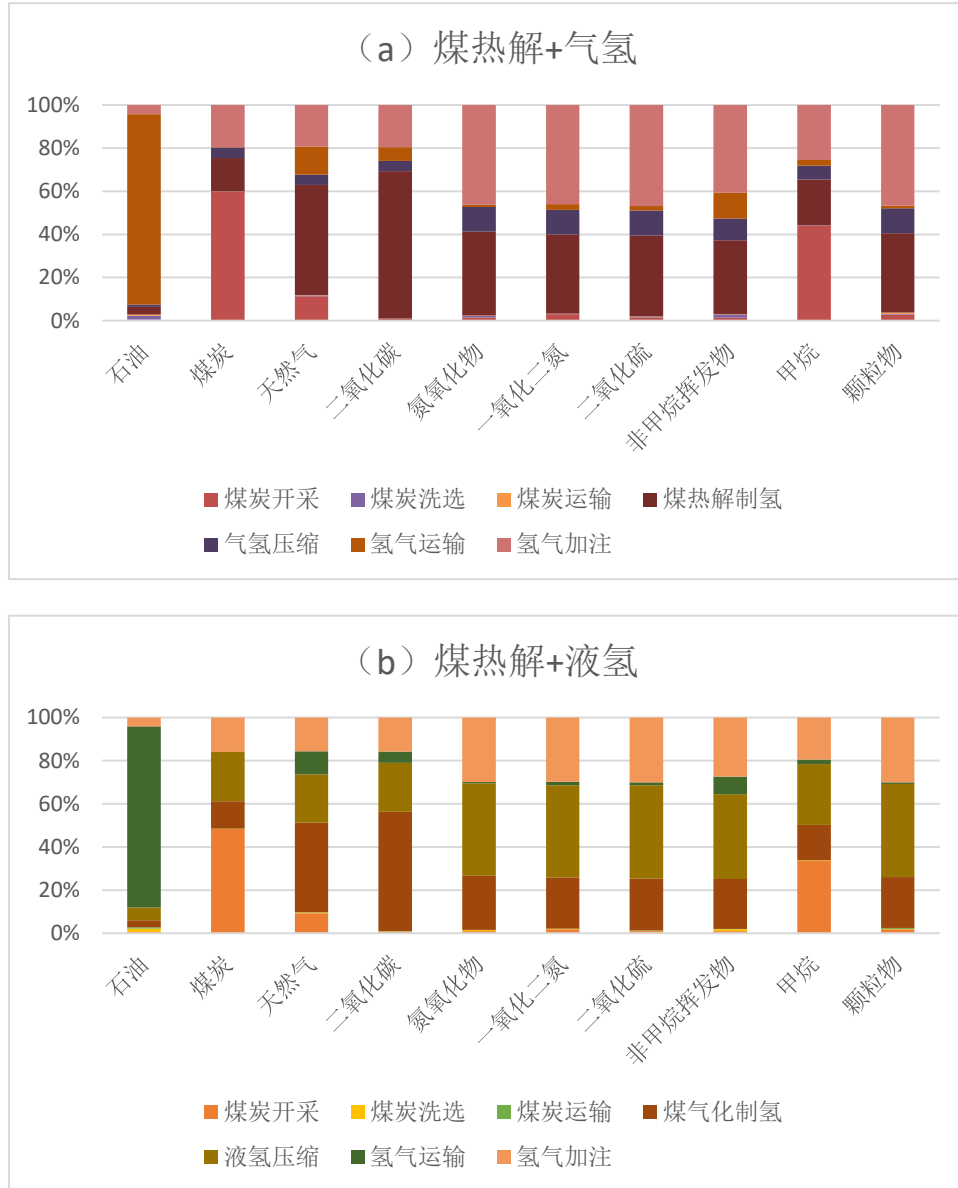


图 3.10 煤热解制氢各阶段能耗与排放贡献

3.3.3 能效与碳足迹

图 3.11 给出了煤热解+气氢以及煤热解+液氢的生命周期能效，分别为 57.0%和 46.1%，相比于煤气化制氢高出 10 个百分点以上。需要说明的是，煤热解制氢生命周期能效的大

小取决于炼焦过程产品分配方式的选择。本研究选择的价值分配是对于不同属性产品比较科学、普遍的方法，还可采用质量分配、热量分配的方法进行对比。

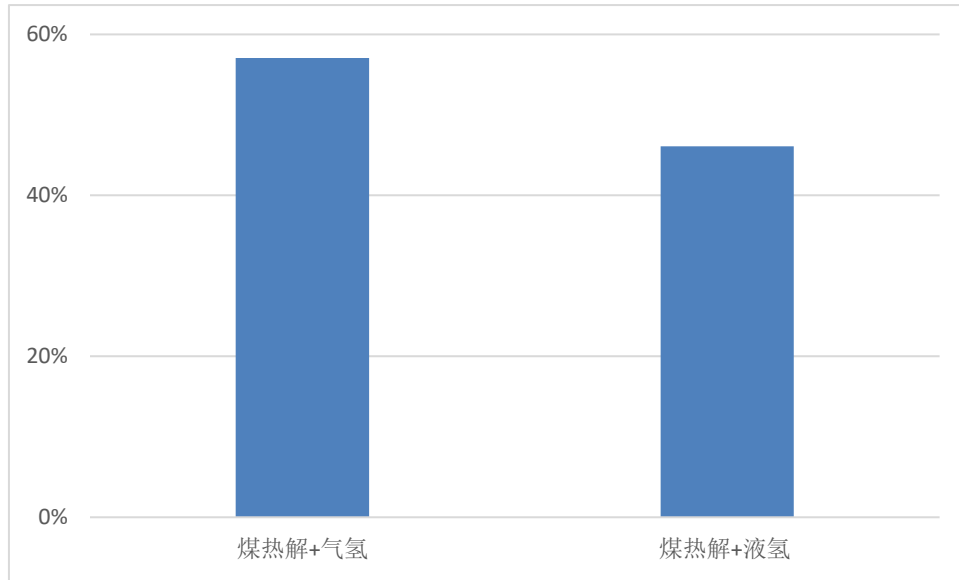


图 3.11 煤热解制氢生命周期能效

图 3.12 给出了煤热解+气氢以及煤热解+液氢的生命周期碳足迹，分别为 22.0 kg CO₂eq/kg H₂ 和 27.2 kg CO₂eq/kg H₂。煤热解制氢的碳足迹相比煤气化制氢碳足迹下降了 10% 以上，这主要是由于炼焦过程产生的其他产品分担了一部分碳排放负荷，由焦炉煤气制氢所负担的碳排放有所减小。

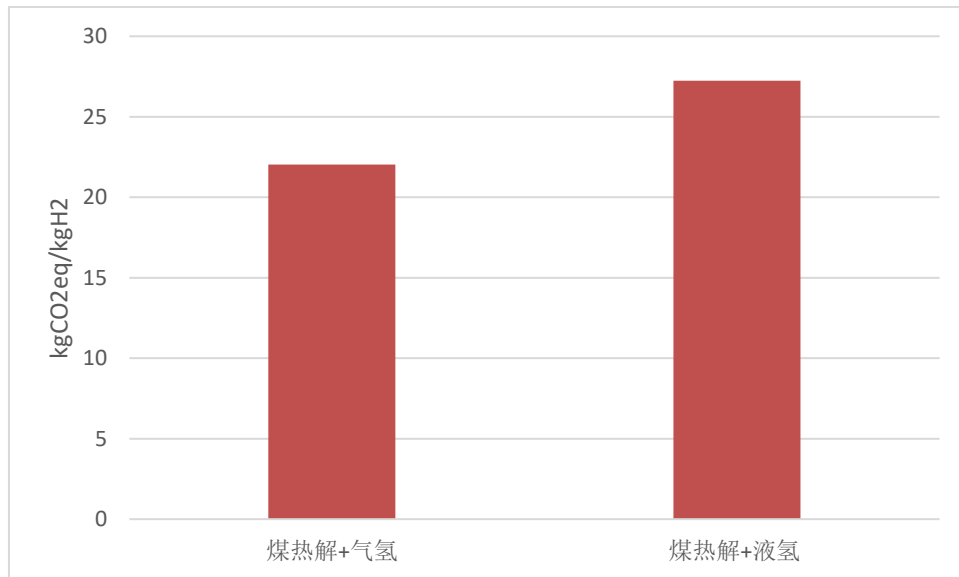


图 3.12 煤热解制氢生命周期碳足迹

3.3.4 产业链环境影响潜力

考虑到目前我国拥有的煤热解制氢能力（包括焦炭和半焦产业），我们分析了这些产业生产的焦炉煤气若全部用于制氢所造成的环境影响潜力。

图 3.13 给出了近几年煤热解制氢行业生命周期内一次能源消耗的潜力。2017 年，煤热解制氢行业的一次能源消耗潜力为 0.63 ± 0.07 亿吨标准煤，同比下降 6.0%；相比“十一五”末提高 42.3%，相比“十二五”末下降 5.7%。占全国一次能源消费总量的比例先增后减，2017 年降至 1.4%。焦炭虽然为一次能源消耗潜力的主体，但占比不断下降，由 2010 年的 93.6% 降至 2017 年的 89.0%，半焦的一次能源消耗潜力占比有所增长，2017 年达到 11.0%。

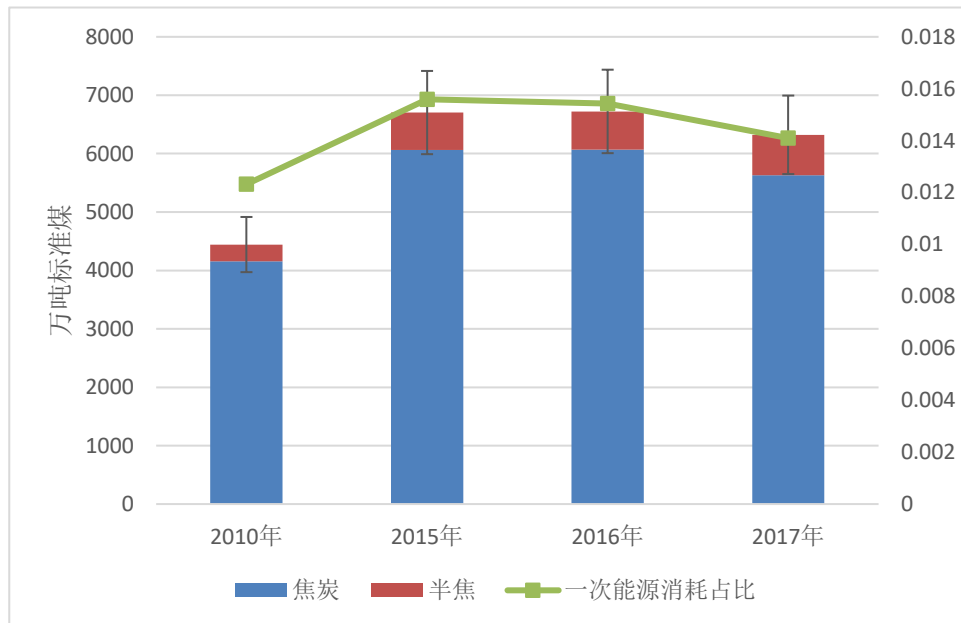


图 3.13 煤热解制氢行业一次能源消耗潜力

图 3.14 给出了近几年煤热解制氢行业生命周期内碳排放的潜力。2017 年，煤热解制氢行业的碳排放潜力为 1.63 ± 0.17 亿吨 CO_2eq 。煤热解制氢行业碳排放占全国碳排放总量的比例先增后减，2017 年降至 1.8%。

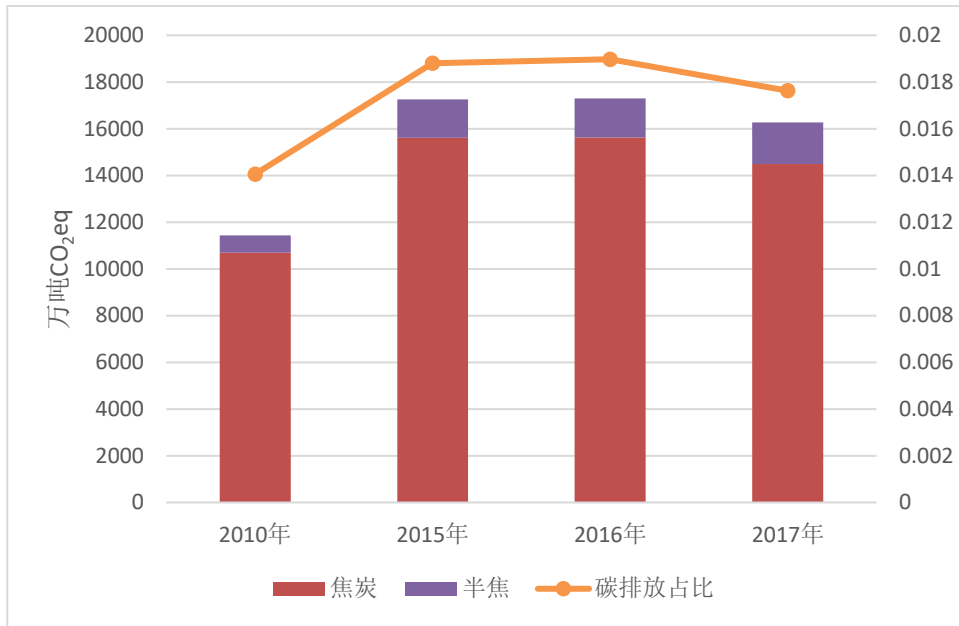


图 3.14 煤热解制氢行业碳排放潜力

图 3.15 展示了近几年煤热解制氢行业生命周期内污染物排放的潜力。我们考察了 SO₂、NO_x、颗粒物以及 VOCs 这四类常规污染物，发现其排放皆随时间变化先增后减，且排放量从大到小依次为 NO_x、VOCs、SO₂、颗粒物。2017 年，煤气化制氢行业的 NO_x、VOCs、SO₂ 以及颗粒物排放潜力分别为 46±10 万吨、37±5 万吨、25±6 万吨和 12±3 万吨。

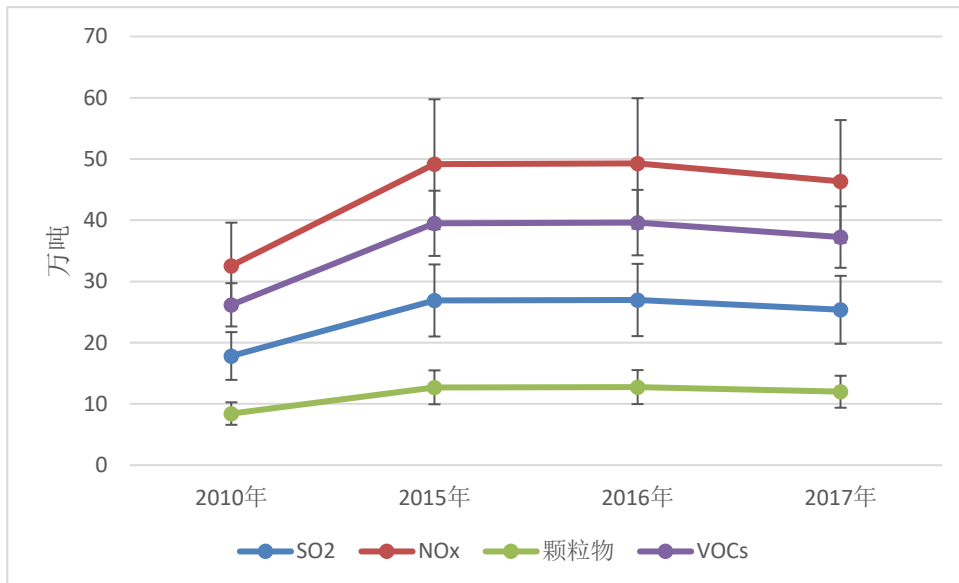


图 3.15 煤热解制氢行业污染物排放潜力

3.4 对比分析与建议

3.4.1 不同分配方式对煤热解副产氢 LCA 的影响

为了全面讨论煤热解制氢的环境影响，我们探究了四种分配方式（价值分配、热量分配、质量分配和无分配）下生命周期能耗与排放水平，如表 4.5 所示。其中无分配指的是将焦炉煤气当作炼焦过程的副产品，而不参与与其他产品的能耗与排放分配过程。表中各列数据为特定分配方式下煤热解+气氢与煤热解+液氢的平均值。

总体来看，煤热解制氢生命周期能耗与排放水平按分配方式由高到低排列依次为热量分配、质量分配、价值分配、无分配。在需要分配的情况下，价值分配对煤热解制氢最有利。这是因为焦炉煤气的价值相对于其他三种产品较低，因此分摊的能耗与排放较少。这也从侧面说明，以价值较低的焦炉煤气制备价值较高的氢气不仅能实现工业产值的明显增加，也具备较好的环境效益。另一方面，焦炉煤气的热量较高，采用热量分配对煤热解制氢最不利。这也在一定程度上说明，直接燃烧焦炉煤气不仅是较为粗放的利用方式，按照其产品输出功能单位为热量来看应热量分配，其造成的资源环境负荷也高。此外，质量分配对于煤热解制氢是一个折中的选择。

从各具体指标来看，以价值分配为基准，改变分配方式后对煤炭、天然气消耗以及甲烷排放的增加作用较为明显。例如，热量分配和质量分配下煤热解制氢生命周期煤炭消耗相比价值分配下分别增加 93.9%和 66.6%。这是因为这些能源消耗与排放绝大部分都发生在分配方式所在的流程和其上游的流程，当分配方式改变时这些流程的数据会因分摊比例变化而产生明显改变。其他消耗与排放大部分发生在分配方式所在的流程的下游，分配方式改变对其影响较小。

表 3.3 不同分配方式下煤热解制氢生命周期能耗与排放（kg/kg H₂）

物质	煤热解+价值分配	煤热解+热量分配	煤热解+质量分配	煤热解+无分配
石油	4.70E-01	4.90E-01	4.84E-01	4.55E-01
煤炭	9.14E+00	1.62E+01	1.42E+01	4.16E+00
天然气	2.27E-01	3.68E-01	3.27E-01	1.28E-01
二氧化碳	2.31E+01	2.39E+01	2.37E+01	2.25E+01
氮氧化物	7.02E-02	7.55E-02	7.40E-02	6.64E-02
一氧化二氮	5.20E-04	5.53E-04	5.43E-04	4.96E-04
二氧化硫	3.84E-02	4.04E-02	3.98E-02	3.71E-02
非甲烷挥发物	3.59E-03	3.88E-03	3.80E-03	3.39E-03
甲烷	5.28E-02	8.30E-02	7.42E-02	3.15E-02

价格分配相对于其他分配方式存在一定的不确定性，因此以碳排放为例对价格分配做敏感度分析。假设其他产品价格不变，当焦炉煤气价格升高时，煤热解制氢生命周期碳排放增加，但由于分配原则的存在，这种增加的趋势并不是线性的，如图 3.16 所示。当焦炉煤气价格升至 2 元/立方米时，煤热解制氢与煤气化制氢的生命周期碳排放基本相当。当焦炉煤气价格继续升高时，煤气化制氢在碳排放方面要低于煤热解制氢。

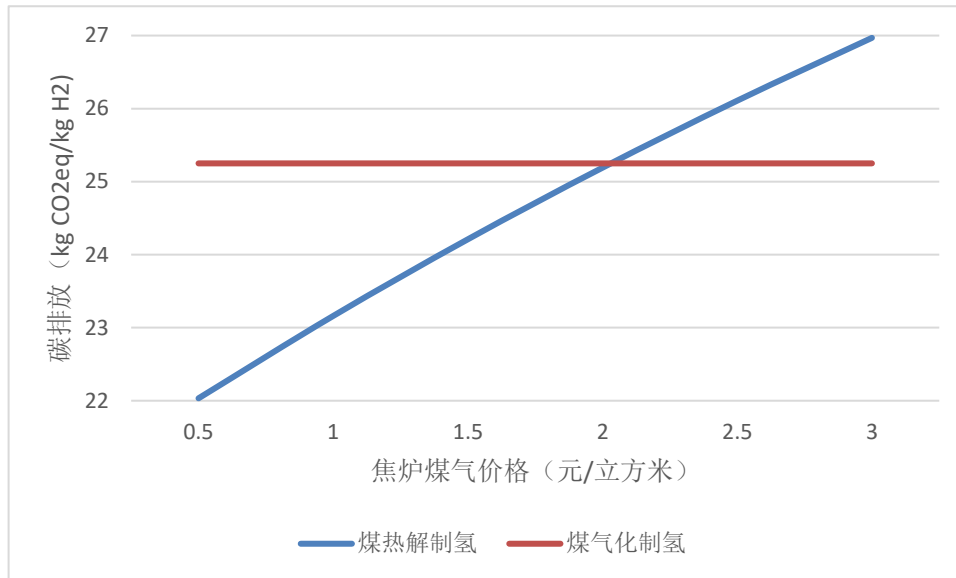


图 3.16 碳排放对焦炉煤气价格的敏感度

3.4.2 与其他研究成果的比较

将本研究计算的一次能源消耗结果与其他研究进行比较，如图 3.17 所示。本研究煤气化制氢一次能源消耗略高于文献研究，主要是由于本研究定义的系统边界较大，一直延申至氢气加注过程，由电力导致的一次能源间接消耗较高。对比不同方法制氢的一次能源消耗可以看出，可再生能源的一次能源消耗相比非可再生能源普遍较低。生物质发电制氢的一次能源消耗不确定度较大，主要是因为生物质发电形式的多种多样，对于一次能源的依赖性大不相同。

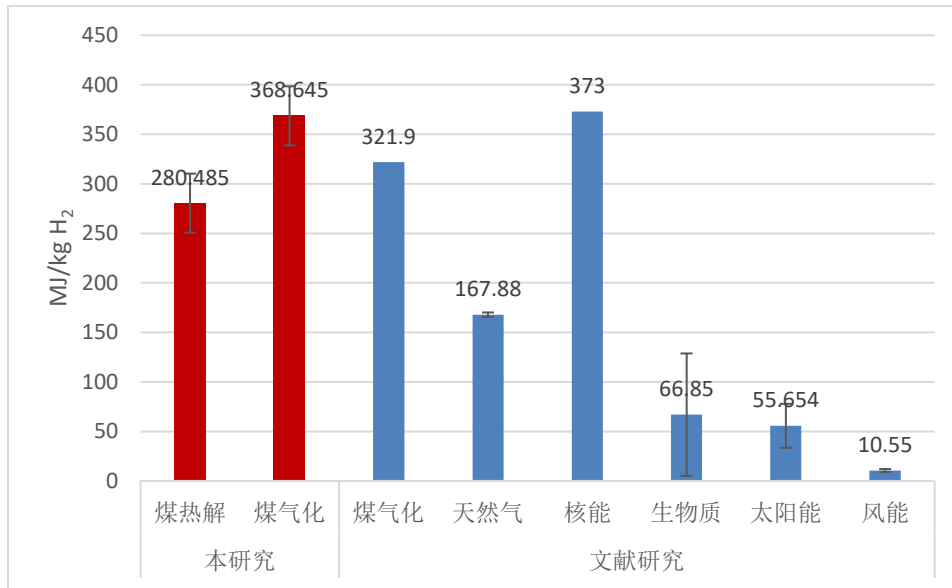


图 3.17 不同制氢方法的一次能源消耗对比

图 3.18 比较了本研究与其他研究核算的碳排放结果。化石能源制氢中天然气制氢的碳排放最低，工业副产氢也具有一定的碳排放，但氯碱工业要好于炼焦工业。清洁发电制氢（如核能、太阳能、风能）的碳排放普遍较低，尤其是风能和核能。生物质发电制氢的碳排放不确定度较大，这是由于不同生物质发电形式一次能源的消耗差异较大。

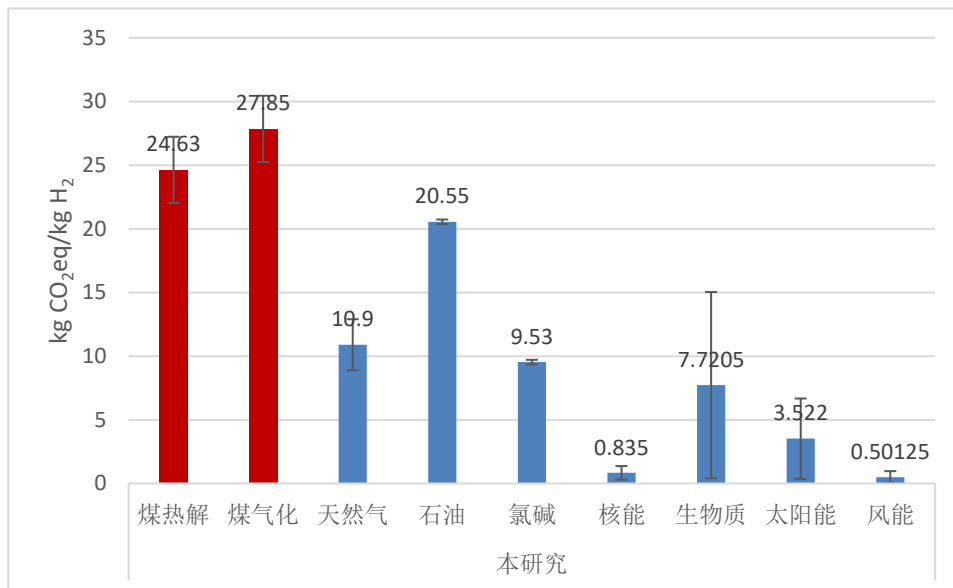


图 3.18 不同制氢方法的碳排放对比

4 煤制氢产业链生命周期经济性研究

氢能源经济产业包括氢气制备、氢气储存、氢气运输，以及燃料电池汽车、燃料热电联系统的终端应用。

4.1 氢能产业链成本

4.1.1 氢气制备成本

由于制氢方式的技术成熟度和原材料价格差异，各制氢方式的制氢成本存在较大差异，制氢方式决定企业的制氢规模和能耗，同时对中游储氢环节存在一定的影响，影响制氢经济性的因素主要是制氢技术成熟度和制氢原材料价格等。

在实际应用推广中，衡量制氢技术的优劣不仅要考量其节能减排效益，同时也要兼顾生产成本等经济性指标。制氢技术的生命周期成本，包含制氢过程生命周期所有费用的总和，可分为原料成本（生产用到的原材料等）、资本成本（设备成本、基建成本等）以及运行维护成本（运行能耗成本、人员成本等）三部分。注意，这里的生命周期成本在一定意义上属于内部成本，而并没有考虑生产工艺的环境影响所带来的外部成本。

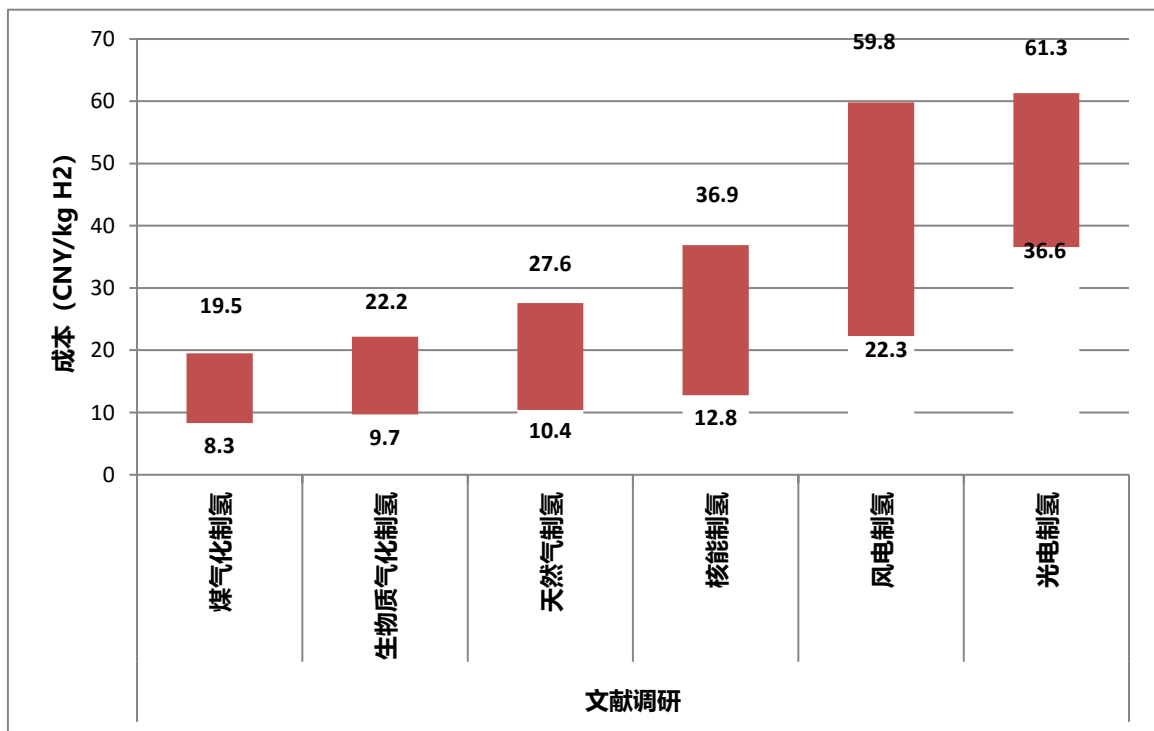


图 4.1 各类制氢技术的生命周期成本区间（单位：元/kgH₂）

数据来源：谢欣烁等（2018）

若以不同制氢技术所在成本区间的中间值作为参照，可得出，传统的煤气化制氢技术（13.9 CNY/kgH₂）和天然气制氢技术（19.0 CNY/kgH₂）的成本相对较低。在新型制氢技术中，风力发电制氢（41.1 CNY/kgH₂）和光伏发电制氢（48.9 CNY/kgH₂）是制氢成本较高的制氢技术。两者成本高昂主要与风机设备和光伏发电设备的高投入有关，在未来相应技术取得突破时，其成本有望下降至较低水平；核能/热化学制氢（24.8CNY/kgH₂）成本相对于风电制氢和光伏发电制氢有一定优势，但与传统制氢技术相比仍有一段距离，需要进一步改善成本结构；生物质气化制氢（15.9CNY/kgH₂）的成本与传统制氢技术相当，在新型制氢技术中最具有经济效益优势，但目前其原料处理困难、氢产物纯度不高等不足制约着其推广利用。新型制氢技术的成本较高是目前限制其实际推广应用的重要因素，此类制氢技术要取得实际应用，必须通过改进制氢系统，降低设备费用，优化成本结构等措施来降低经济投入，从而克服成本难题，实现规模化应用的突破。

目前我国各制氢工艺中，煤制氢、天然气制氢等化石能源制氢占主导地位，因为在现阶段，其具有最为成熟的技术和工业装置，同时，经济性表现也相对较好。

4.1.2 氢气储运成本

在氢气储运环节，目前国内主流的是气态拖车储氢，这种储氢方式的成本高、单次运量小，难以形成规模效益，其他储运方式由于氢气的物理和化学性质，对氢气的压缩及运输过程的系统成本要求过高，目前尚未普及。氢气运输一直是阻挡氢燃料运用的一个重大障碍。由于氢气极小的密度以及易燃易爆的特性，现场生产就地使用是最佳的方式，目前国外加氢站普遍采用这种形式。但由于低成本、小规模、灵活分布的制氢方式在中国尚未实现，作为汽车燃料的氢气仍然需要长距离的储运环节。

氢气的储存成本主要包括使用系统成本、储存系统成本，以及在储存过程中所消耗的能量成本，如表 4.1 所示，可以看到，固体吸附的总成本最低，随后依次是气体压缩、金属氢化物和液体罐。

表 4.1 不同储氢方式经济性比较（美元/GJ）

储存方法	使用系统成本	储存系统成本	能耗	总成本
液体灌装（T=20K）	1.46	2.36	15.37	19.02
金属氢化物	0.6	7.844	5.41	13.85
气体压缩（P=20Mpa）	0.82	8.12	2.65	11.59

固体吸附 (T=150K,P=5.4MPa)	2.1	2.61	2.46	7.38
---------------------------	-----	------	------	------

资料来源：《中国氢能源产储、储运及加氢站发展趋势》

气氢拖车和气氢管道运输的方式需要配备氢气压缩和气氢储存设备，液氢罐车运输方式需要配备氢气液化和液氢储存设备来满足后续运输需要和连续供应。此外，为实现从生产厂向运输设备输氢，气氢拖车和液氢罐车运输方式分别需要安装气氢加注器和液氢加注器；而管道运输方式则不需要配备加注器。

目前，中国氢能产业布局不足，燃料电池汽车市场规模仍然较小，目前加氢站大多选择周边的氢源，因此对氢气储运的需求特征是规模较小（10t/d），运距较短（<500km，200km 为主）。当前的这种市场需求特征决定了气氢拖车运输具有明显的经济性优势。如国家能源集团江苏如皋加氢站，即采用这种方式，每辆拖车大约运输 382 千克气氢，运距从 100 公里到 500 公里不等，以 200 公里之内为主，氢源来自张家口化工厂的传统制氢法—天然气制氢。但这种运输方式并不适合大规模远距离运输。若在未来，中国氢能市场广泛布局，燃料电池汽车市场规模增大，加氢站基础设施建设更加完善的情况下，随着液氢压缩技术的日益成熟，液氢罐车运输将逐渐取代气氢拖车运输成为主要的氢气运输方式，氢能研发可以在液氢压缩技术上提早布局，寻求突破。

4.1.3 加氢站建设成本

在氢能应用环节，加氢站对于燃料电池汽车的重要作用相当于加油站对于燃油汽车一样，是必不可少的配套设施。加氢站的布局和建设是氢能商业化应用发展的突破口。但一座加氢站的建设成本却是相同规格加油站建设成本的 5-6 倍，并且由于技术成熟程度不同，即使在存在国家和地方补贴的情况下，这种差距依然存在。氢能委员会估计在 2030 年之前需要投资 200 亿美元建设 15000 个加氢站，平均成本约为 133 万美元/座。随着时间的推移，加氢站建设成本逐渐降低，目前在德国，建设一座加氢站的成本约为 5 年前的一半，大约是 100 万美元。对氢能应用基础设施的建设者而言，加氢站前期建设成本、国家补贴和地方补贴都是影响经济性的主要因素。各国加氢站总成本如表 4.2 所示。

表 4.2 各国加氢站建设总成本

国家	规模	建设总成本
日本	150kg	300 万美元

美国	150kg	250-300 万美元
欧盟	150kg	100-150 万欧元
中国	200kg	600-800 万人民币

来源：上海氢能利用工程技术研究中心张存满

加氢站从组成上主要包含制氢系统（仅适应于具有内制氢能力的加氢站）、纯化系统（内制氢加氢站中用于纯化站内制备的氢气，以达到使用标准）、压缩系统、储氢系统、加氢系统、安全监控、电气设备以及其他机械设备（包括管道、配件、阀门等），建设成本有压缩机、储压器、预冷机、土建施工费、设备设置费等，如图 4.2 所示。

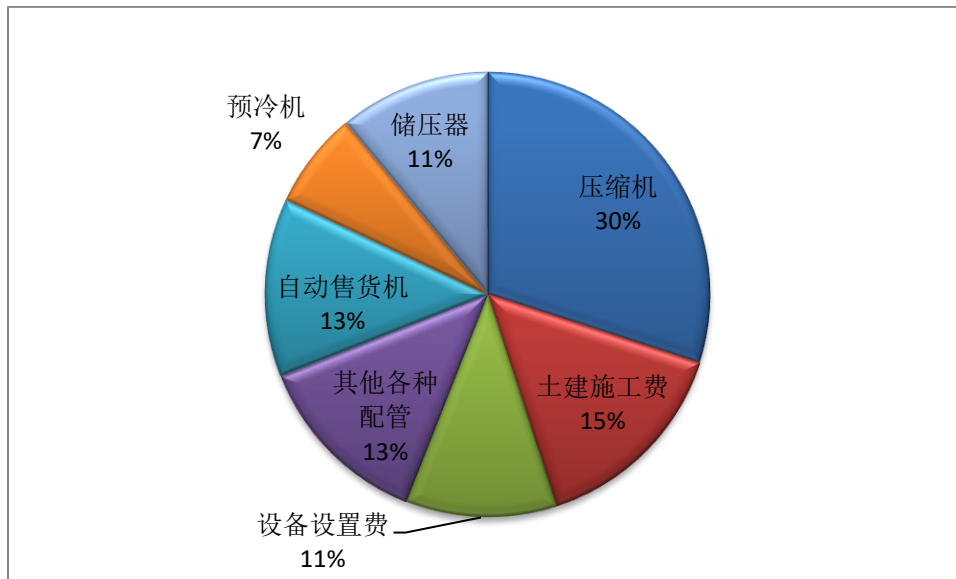


图 4.2 加氢站建设成本分解

来源：METI，国金证券，光大证券，上海情报服务平台

其中，压缩机大多依赖进口，成本较高，几乎占到加氢站建设成本的 30%，以国家能源集团如皋加氢站为例，其压缩机进口自美国。因此，未来加氢站的建设必须重视以上设备的专用制造及成本较高问题。随着加氢站建设数量增多，在规模效应的影响下，加氢站建设成本有下降的空间。

4.1.4 氢燃料电池汽车成本

在氢能应用环节，性能相当的氢燃料电池车购买成本与燃油车、电动车相比，价格明显更高，即使在存在国家和地方补贴的情况下，这种差距依然存在。对市场消费者而言，

置换新车成本、国家和地方补贴、加氢站的空间分布、氢气燃料的价格是影响燃料电池汽车经济性的主要因素。

针对纯电动车、燃料电池车的不同技术特点和经济性优势，它们的适用范围也不同。燃料电池车加氢时间短、续航里程长，与纯电车辆一样绿色环保，与传统燃油车有着几乎相同的出勤率和载货能力，在车辆全生命周期保养费用支出上占优势，综合使用成本已经可以与燃油车辆持平。

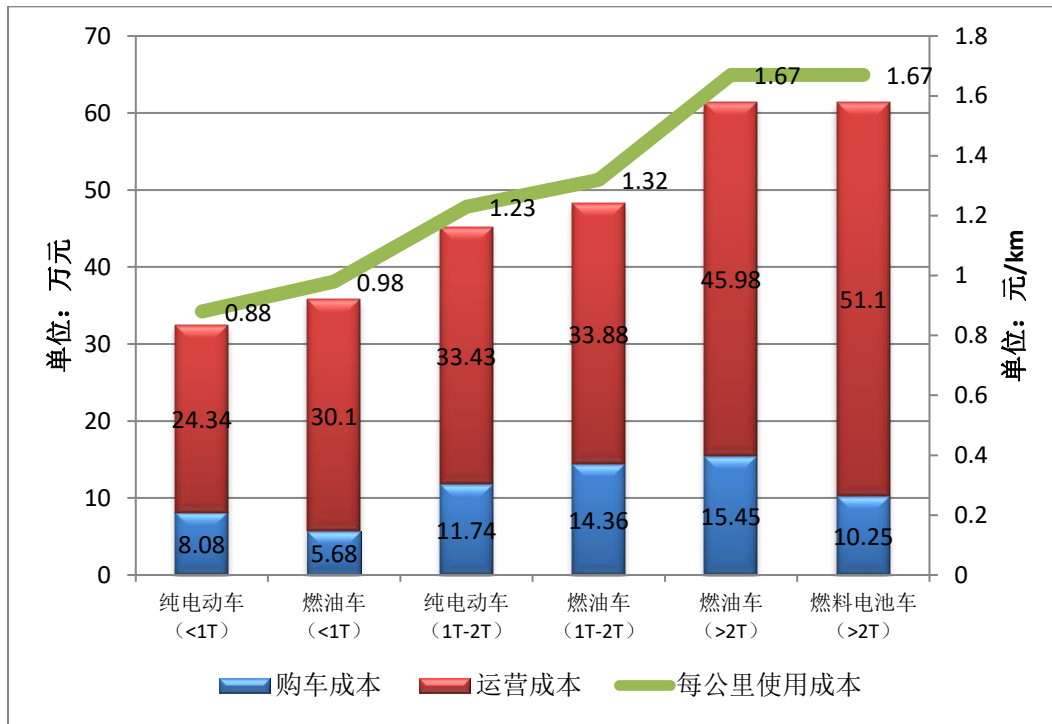


图 4.3 电动车、燃油车、燃料电池车成本对比

数据来源：燃料电池产业链系列报告，国金证券

放眼全球，欧美日韩氢燃料电池汽车主要集中在乘用车领域，商用车市场潜力无限。商用车特别是货车，市场容量大，减排效应大，运营路线简单固定，对加氢站布置需求较小。中科院院士欧阳明高也曾表示，氢燃料电池相较纯电动技术，更适用于客车、卡车等商用车或大型 SUV 等车型，两个技术互为补充，可以协同发展。

4.2 煤制氢产业链生命周期成本

4.2.1 煤制氢产业链生命周期内部成本

生命周期成本分析方法（Life Cycle Cost，简称 LCC）是运用生命周期思想，兼顾环境影响的评价方法，为实现经济利益最大化和环境影响最小化提供依据。生命周期成本包含生产和使用某一产品链条中所产生的全部成本，包含内部成本和外部成本，已经成为支撑能源资源可持续发展评价的经济决策工具。其中，内部成本是对企业而言，包括企业在该产品生命周期中所支付的经济成本，可以货币单位的数值来衡量。而外部成本是对整个社会而言，开发利用该产品所带来的环境影响、社会影响等，是无法用会计准则计算为货币单位的成本部分，但对整个社会福利来说也是非常重要的指标。核算生命周期成本，有利于实现企业利益和社会利益的共赢。

1 煤气化制氢全产业链生命周期成本

在中国，煤气化制氢适用于大规模制氢，如 10000-20000m³，由于原材料煤炭资源丰富，价格较为低廉，目前已经具备了一定的经济性优势，结合氢气储运、加注应用等环节，可以得到煤气化制氢产业链经济性数据。

根据对国家能源集团煤气化工艺的调研数据，使用全生命周期成本（LCC）分析，可以得到煤气化全生命周期成本的结果。表 4.3 表示的是我们内部调研得到的煤气化制氢工艺过程的参数和成本清单。

表 4.3 煤气化制氢工艺成本清单

输入	单位	数值	单价	成本(元)	成本比重
原料					
原料煤	kg/h	179000	600 元/t	107400	75.32%
氧气	Nm ³ /h	86000	0	0	0
辅料					
盐酸	kg/h	40.416667	600 元/t	24.25	0.02%
烧碱	kg/h	208.33333	2500 元/t	520.83333	0.37%
变换催化剂	m ³ /h	0.0167298	200 元/kg	3345.9596	2.35%

絮凝剂	kg/h	5.0505051	20 元/kg	101.0101	0.07%
甲醇	kg/h	110	2300 元/t	253	0.18%
公用工程					
燃料气	Nm ³ /h	4148	3 元/m ³	12444	8.73%
LPG	kg/h	0.0252525	3730 元/t	0.0941919	0.00%
柴油	kg/h	5.0505051	2 元/kg	10.10101	0.01%
外购电	kWh/h	24779	0.725 元/kwh	17964.775	12.60%
新鲜水	kg/h	3000	1.77 元/m ³	5.31	0.00%
高压锅炉给水	kg/h	221500	1.77 元/m ³	392.055	0.27%
中压锅炉给水	kg/h	25300	1.77 元/m ³	44.781	0.03%
低压锅炉给水	kg/h	49600	1.77 元/m ³	87.792	0.06%
仪表空气	Nm ³ /h	2700	0	0	0
工业空气	Nm ³ /h	336	0	0	0
高压氮气	Nm ³ /h	32000	0	0	0
中压氮气	Nm ³ /h	21000	0	0	0
低压氮气	Nm ³ /h	38098	0	0	0
5.2MPa 高压蒸汽	kg/h	-57100	0	0	0
3.6MPa 高压蒸汽	kg/h	46000	0	0	0
中压蒸汽	kg/h	-13500	0	0	0
低压蒸汽	kg/h	-4300	0	0	0
污染蒸汽冷凝液	kg/h	35000	0	0	0
无污染蒸汽冷凝液	kg/h	55800	0	0	0
氢气产品	kg/h	23403.28195			
总成本	元	142593.9612			

平均成本	元/kg	6.09
------	------	------

数据来源：中国煤炭清洁高效可持续开发利用战略研究重大项目煤洁净高效转化项目

从上表可以看到，煤气化制氢工艺的平均成本约为 6.09 元/kg。其中，占成本比重最大的前三位分别是原料煤，占成本的 75%强，然后是外购电成本，占比为 12.6%，以及燃料气成本，占比为 8.7%。原料煤价格若是从 600 元/吨下降到 500 元/吨时，可以使煤制氢可变单位成本下降 13%。其次是外购电，我们在计算中采用的是当前的工业用电平均值 0.725 元/千瓦时，实际上各地区工业用电价格不同，不同性质、不同电压情况下电价也不同，在高峰段、平时段和低谷段的用电价格皆有不同。一般情况下，工业用电在峰值时段价格为每千瓦时=1.025 元，平时段用电价格为每千瓦时=0.725 元，谷时段用电价格为每千瓦时=0.425 元。若是采用低谷电制氢，可以使煤制氢可变单位成本下降 10%。有些地区弃风弃风电价更低，可以达到 0.25 元/千瓦时，可以使煤制氢可变成本下降 13%，煤制氢工艺的经济性优势更佳。

结合氢气压缩（气氢、液氢）、氢气运输（气氢、液氢）和氢气加注环节的调研数据，可以得到煤气化制氢全产业链内部成本清单，如表 4.4 所示。

表 4.4 煤气化制氢全产业链内部成本分析

煤气化+气氢		煤气化+液氢	
环节	单位成本(元/千克)	环节	单位成本(元/千克)
煤气化制氢成本	6.09	煤气化制氢成本	6.09
气氢压缩成本	0.80	液氢压缩成本	4.64
氢气运输成本	1.22	氢气运输成本	7.61
氢气加注成本	14.17	氢气加注成本	14.17
总成本	22.28	总成本	32.51

从以上表中可以看出，氢气加注成本占据煤制氢全产业链总成本中最高的比重，占比在 50%左右。由于我国加氢站实地调研困难和数据统计困难，目前本文中使用的数据来自文献调研，加氢站加注成本高达 14.17 元/kg。另外，由于液氢压缩技术尚不成熟，能量消耗较大，因此液氢压缩成本也远远高于气氢压缩成本，气氢压缩成本只有液氢压缩成本的

17%。液氢运输成本也明显高于气氢运输成本。当前情况下，氢气制备厂大多都选择气氢存储和拖车运输，经济性明显更好。

煤制氢工艺在制备氢气的过程中难免产生二氧化碳排放，根据估算，煤气化制氢过程中，制备 1kg 氢气会产生约 22.4kgCO₂，若结合氢气压缩、运输和加注环节，全生命周期中会产生 23.62-28.43kgCO₂。若采用二氧化碳捕集装置，实现 CO₂ 减排的同时会增加经济成本，根据 2019 年在《Joule》上发表的《2030 年中国大规模燃煤电厂碳捕集可行性》研究显示，假如碳捕集和储存（CCS）量超过 1 亿吨二氧化碳当量/年，碳捕集成本可低于 37 美元/吨二氧化碳，一些电厂甚至低至 25 美元/吨二氧化碳。若根据 25 美元~37 美元/吨 CO₂ 的 CCS 成本重新计算，煤气化制氢单位成本会增加 3.9 元~5.8 元，至 10 元~12 元/kgH₂，煤气化制氢产业链成本会增加约 4 元~7.4 元。与其他制氢工艺成本比较，仍具有经济性优势。

若考虑碳排放交易的成本，全国各地碳排放交易价格不尽相同，上海成交价格最高，约 41.86 元/吨，湖北约为 28.49 元/吨，深圳和广东约在 18 元/吨左右，重庆约为 6.93 元/吨。全额考虑碳排放交易成本，煤气化制氢单位成本会增加 3%~14%，煤气化制氢全产业链成本最多增加 5%，可以忽略不计。因此，相较其他制氢工艺来说，煤气化制氢产业链仍然具有显著的经济性优势，有着很好的市场前景。

2 煤热解副产氢全产业链生命周期成本

下面，我们对焦炉煤气制氢工艺成本进行计算，分别设置两个情景。情景 1 是从焦炉煤气制氢开始分析。根据文献调研，假设焦炉煤气外购，成本价为 0.5 元/m³，计算焦炉煤气制氢可变成本，结果如表 4.5 所示。注意，这里主要包括的是原材料成本、动力成本等，不包括劳动力成本、税费、污染物处理成本、项目建设投资成本、利息支出、管理费用、摊销费用等。

表 4.5 煤热解副产氢成本清单（情景 1）

名称	单位	消耗定额	单价（元）	成本（元）	成本比重
投入					
焦炉煤气	m ³	2292.7	0.5	1146.35	80.02%
新鲜水	t	5	1.4	7	0.49%

脱盐水	t	0.78	12	9.36	0.65%
仪表空气	m ³	20	0	0	0.00%
外购电	kwh	519	0.52	269.88	18.84%
总成本				1432.59	100.00%
产出					
氢气产品	m ³	1260			
平均成本	元/m ³	1.14 (=12 元/kg)			

数据来源：焦炉煤气利用途径的效率和效益分析，本文处理

从上表可以看到，焦炉煤气制氢工艺平均成本为 1.14 元/m³，但是换算成元/kg，则为 12 元/kg。煤热解副产氢工艺的可变成本中，占成本比重最大的是焦炉煤气，占成本的 80%，然后是外购电成本，占比为 18.84%。因此，若焦化厂直接使用煤焦化过程中产生的焦炉煤气制氢，不考虑焦炉煤气购买成本，则氢气产品的平均可变成本可以直接降为 0.22 元/m³，即为 2.4 元/kg。若是采用低谷电制氢，可以使焦炉煤气制氢可变单位成本下降 10%。有些地区弃风弃风电价更低，可以达到 0.25 元/千瓦时，可以使焦炉煤气制氢可变成本下降 16%，使焦炉煤气制氢工艺的经济性优势更佳。

结合氢气压缩（气氢、液氢）、氢气运输（气氢、液氢）和氢气加注环节的调研数据，可以得到煤热解副产氢的全产业链成本清单，如表 4.6 所示。

表 4.6 煤热解副产氢产业链内部成本清单

焦炉煤气制氢产业链内部成本（气氢）			焦炉煤气制氢产业链内部成本（液氢）		
环节	单位成本 (元/千克)	成本比 重	环节	单位成本 (元/千克)	成本比 重
煤热解副产氢工艺成本	2.4—12	13%- 43%	煤热解副产氢工艺成本	2.4—12	83%- 31.2%
气氢压缩成本	0.8	4.3%- 2.8%	液氢压缩成本	4.64	16.1%- 12%
气氢运输成本	1.22	6.6%- 4.3%	液氢运输成本	7.61	26.4%- 19.8%
氢气加注成本	14.17	76%- 50%	氢气加注成本	14.17	49%- 36.9%
总成本	18.59— 28.19	100.00%	总成本	28.82— 38.42	100.00%

从以上表中可以看出，氢气加注成本占据煤制氢全产业链总成本中最高的比重，占比在 40%—70%左右。加注数据仍然来自文献调研，待加氢站的实际调研可行后进行更新和完善。由于液氢压缩技术尚不成熟，能量消耗较大，因此液氢压缩成本也远远高于气氢压缩成本。当前情况下，氢气制备厂大多都选择气氢存储，其经济性明显更好。与煤气化制氢全产业链成本相比，焦炉煤气制氢若是不考虑焦炉煤气外购价格，则明显具有更好的经济性。若焦炉煤气制氢成本可以下降 0.5 元/m³，即需要焦炉煤气价格下降至 0.21 元/m³，利用焦炉煤气制氢在成本经济性上就会优于煤气化制氢工艺。

煤制氢工艺在制备氢气的过程中难免产生二氧化碳排放，根据估算，焦炉煤气副产氢过程中，制备 1kg 氢气会产生约 18.7kgCO₂，若结合氢气压缩、运输和加注环节，全生命周期中会产生 20.12kg~25.51kgCO₂。若采用二氧化碳捕集装置，实现 CO₂减排的同时会增加经济成本，根据 2019 年在《Joule》上发表的《2030 年中国大规模燃煤电厂碳捕集可行性》研究显示，假如碳捕集和储存（CCS）量超过 1 亿吨二氧化碳当量/年，碳捕集成本可低于 37 美元/吨二氧化碳，一些电厂甚至低至 25 美元/吨二氧化碳。若根据 25 美元~37 美元/吨 CO₂ 的 CCS 成本重新计算，焦炉煤气副产氢单位成本会增加 3.3 元~4.8 元，焦炉煤气副产氢产业链成本会增加约 3.5 元~6.6 元。

若考虑碳排放交易的成本，全国各地碳排放交易价格不尽相同，上海成交价格最高，约 41.86 元/吨，湖北约 28.49 元/吨，深圳和广东约在 18 元/吨左右，重庆约为 6.93 元/吨。全额考虑碳排放交易成本，焦炉煤气副产氢单位成本会增加 0.13 元—0.78 元，焦炉煤气副产氢全产业链成本最多增加 0.14 元—1 元。相较其他制氢工艺来说，在没有外购焦炉煤气成本的情况下，煤热解副产氢产业链仍然具有显著的经济性优势，有着很好的市场前景，即使与煤气化制氢相比，经济性也非常明显。

情景 2 是从煤焦化过程开始分析，考虑产出包括笨、煤焦油、焦炭和氢气四种，以产品价值为标准进行成本分摊，如表 4.7 所示。单价数据来自市场调研。

表 4.7 煤焦化制笨、焦油、焦炭和氢气的成本清单分析（情景 2）

输入						
中文名称	总量	单位	单价	成本	成本占比	制氢成本分摊
电力	8.299091	kWh	0.725	6.02	7.82%	1.12
冶金用煤	108.77	kg	0.6	65.26	84.80%	12.13
天然气制蒸汽	72.00561	MJ	0.06	4.32	5.61%	0.8
焦炉煤气	0.233045	MJ	0	0	0.00%	0
淡水	185.1146	kg	0.00177	0.33	0.43%	0.06
转化催化剂	9.25E-05	kg	150	0.01	0.02%	0
脱硫催化剂	0.004993	kg	12	0.06	0.08%	0.01
加氢催化剂	0.002147	kg	300	0.64	0.84%	0.12
气态氮	2.429067	kg	0	0	0.00%	0
变换催化剂	0.000291	kg	200	0.06	0.08%	0.01
沸石吸附剂	0.019825	kg	13	0.26	0.33%	0.05
空气	0.086014	kg	0	0	0.00%	0
总成本	76.96 元					

氢气成本分摊	14.30 元/kg				
输出					
中文名称	总量	单位	单价	总价	总价占比
苯	0.696147	kg	3.2	2.227672	1.03%
煤焦油	2.292178	kg	2.5	5.730444	2.66%
硬煤焦炭	77.82144	kg	2.15	167.3161	77.72%
氢	1	kg	40	40	18.58%

数据来源：GABI 中煤热解工艺数据清单，市场调研，本文处理

目前根据对长三角、珠三角、京津冀等地的加氢站实地调研看，35-45 元/kg 确实是当前主流的氢气到站价格。再加上加氢站的服务费用，终端用户用氢价格通常都在 60 元/kg 以上。因此，按照氢气价格为 40 元计算，根据产出价值计算得到的从煤焦化工艺环节开始的制氢可变成本为 14.30 元/kg，若按照氢气价格为 35 元/kg 计算，则制氢可变成本为 12.81 元/kg，与直接采用外购焦炉煤气制氢的可变成本几乎相当，因此起到了互相验证的作用，即焦炉煤气成本基本在 0.5 元/m³ 的水平。

总之，焦炉煤气提氢技术为煤焦化与氢能产业联合发展开辟了道路，不仅产生环境效益，也产生经济效益。利用焦炉气生产氢气项目能够有效的回收利用资源，产生较高的经济效益，有助于形成良好的循环产业链，不仅可以弥补能源供应缺口，而且可以改善能源质量、减少温室气体的排放，充分、合理利用工业排放气资源，使资源最大限度地得到利用，符合国家的能源政策，利国利民利企业，具有良好的经济效益和社会效益。目前，中国每年产生的焦炉煤气中，主要用来发电、制甲醇、制氢，因此未来计划研究焦炉煤气应用的经济性比较。

4.2.2 煤制氢产业链生命周期外部成本

氢气产品在生命周期中不仅包含内部成本费用，还包含了生产和应用产生的环境影响所造成的外部成本，本节对煤制氢产业链生命周期外部成本进行货币化的计算和分析，参照由欧盟会员会发起的能源外部效应计划（Externalities of Energy）。1kg 氢气从煤制氢到加注的生命周期中，产生的污染物排放清单如表 4.8 所示。

表 4.8 生产、压缩、储运和加注 1kg 氢气的排放清单 (kg/kg H₂)

	煤气化+气氢	煤气化+液氢	煤热解+气氢 (价值分摊)	煤热解+液氢 (价值分摊)	煤热解+气氢 (无分摊)	煤热解+液氢 (无分摊)
二氧化碳	23.62389068	28.42973244	20.70134799	25.50718975	20.11934119	24.92518295
氮氧化物	0.042017969	0.072355454	0.055009887	0.085347372	0.051262824	0.08160031
二氧化硫	0.028419511	0.045173253	0.030041083	0.046794825	0.028674011	0.045427752
非甲烷挥发物	0.00385094	0.005251056	0.002893441	0.004293557	0.002691217	0.004091333
甲烷	0.056960674	0.070873775	0.045796779	0.05970988	0.02449415	0.038407251

根据文献调研可以得到各污染物的外部费用估算成本，主要包括 CO₂、SO₂、NO_x、VOC 等污染物。具体如表 4.9 所示。

表 4.9 各种污染物的单位外部成本估算

计量单位	CO ₂	SO ₂	NO _x	VOC
元/kg	0.196	24.62	32.11	21.98

数据来源: Pa A., Bi X.T., Sokhansanj S. Evaluation of wood pellet application for residential heating in British Columbia based on a streamlined life cycle analysis[J]. Biomass and Bioenergy, 2013, 49: 109-122.

经计算可以得到煤热解制氢结合气氢压缩和液氢压缩，煤气化制氢结合气氢压缩和液氢压缩的产业链外部环境成本，如图 4.4 所示。显而易见，液氢压缩比气氢压缩需要耗费更多的能量，其外部环境成本大于气氢压缩所带来的环境成本。虽然煤气化制氢明显比煤热解制氢排放更多的二氧化碳，但是氮氧化物和二氧化硫排放略小，因此，最后计算得到的生命周期外部成本只略高于煤热解制氢的外部成本，两者差异并不明显。煤气化制氢组合气氢压缩的生命周期外部成本为 7.9 元/kg，煤气化制氢组合液氢的生命周期外部成本为 10.5 元/kg。在按照价值分摊环境影响的情景下，煤热解制氢（焦炉煤气副产氢）组合气氢的生命周期外部成本为 7.4 元/kg，煤热解制氢组合液氢的生命周期外部成本为 10.元/kg。在不分摊环境影响的情况下，煤热解制氢（焦炉煤气副产氢）组合气氢的生命周期外部成本为 6.7 元/kg，煤热解制氢组合液氢的生命周期外部成本为 10 元/kg。由此可见，煤热解

制氢产业链生命周期外部成本明显低于煤气化制氢产业链生命周期外部成本，相比较而言，具有环境优势。

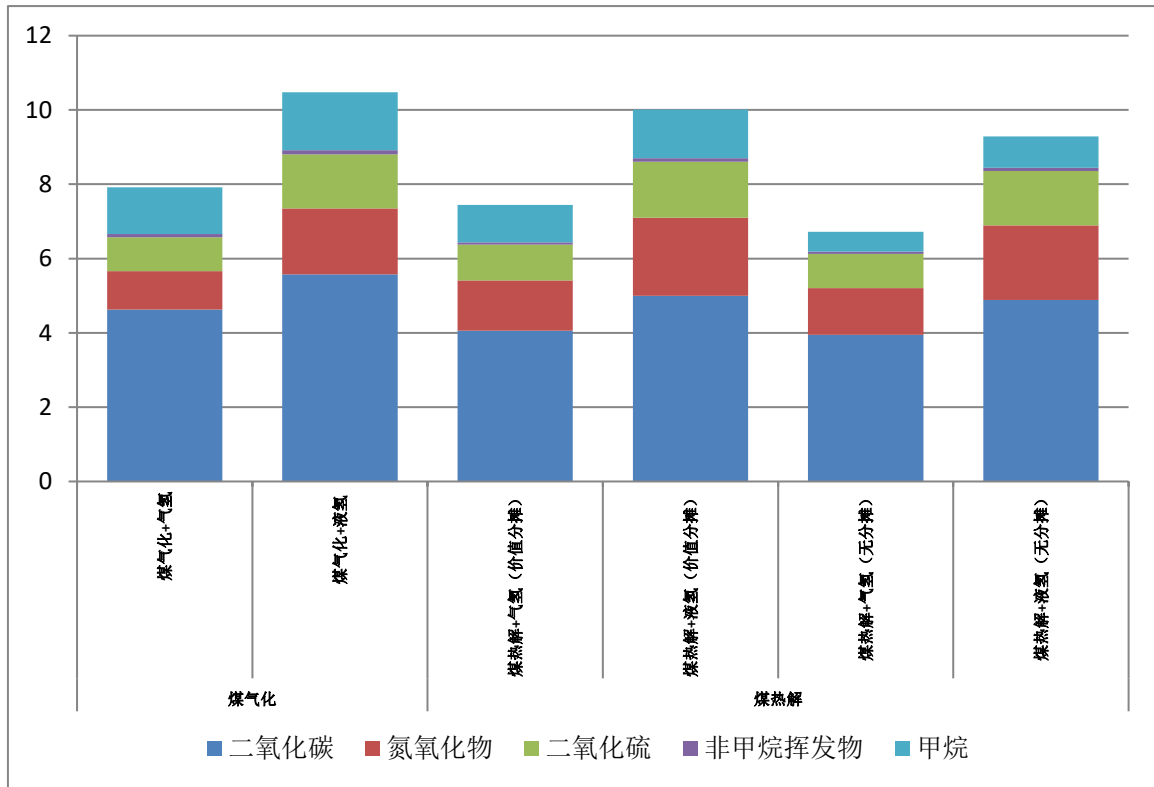


图 4.4 煤制氢产业链生命周期外部成本估算 (单位: 元/kgH2)

表 4.10 是煤制氢生命周期外部成本的具体组成，毫无疑问，对于任何一条产业链来说，二氧化碳排放都是主要的外部成本来源。煤热解制氢产业链，无论是气氢压缩，还是液氢压缩，氮氧化物都是仅次于二氧化碳的外部成本来源，然后是 VOC，最后是二氧化硫。但不同的是，对于煤气化制氢产业链，液氢压缩带来了更多的氮氧化物排放，而气氢压缩中排放的 VOC 更胜一筹。总之，控制二氧化碳排放，是降低煤制氢产业链生命周期外部成本的主要途径，这可以通过加载二氧化碳捕集设备实现。

表 4.10 煤制氢生命周期外部成本组成

	煤气化		煤热解			
	煤气化+ 气氢	煤气化+ 液氢	煤热解+气氢 (价值分摊)	煤热解+液氢 (价值分摊)	煤热解+气氢 (无分摊)	煤热解+液氢 (无分摊)

二氧化碳	58.51%	53.18%	54.49%	49.94%	58.65%	52.60%
氮氧化物	13.07%	17.00%	18.19%	20.99%	18.77%	21.63%
二氧化硫	11.53%	13.84%	12.95%	15.01%	13.69%	15.71%
非甲烷挥发物	1.07%	1.10%	0.85%	0.94%	0.88%	0.97%
甲烷	15.82%	14.87%	13.52%	13.11%	8.01%	9.09%

下面，我们对各环节外部成本进行分解，以煤气化制氢组合气氢压缩产业链为例，只分析占比最高的二氧化碳排放外部成本。煤气化制氢组合气氢压缩产业链各环节二氧化碳排放所产生的外部成本如图 4.5 所示。显然，煤气化制氢过程所产生的二氧化碳外部成本最高，占比接近 90%，然后是气氢压缩和氢气运输环节，但相比煤气化制氢工艺过程，都可忽略不计。因此，降低煤气化制氢产业链的二氧化碳外部成本，还需要在制氢环节努力实现减排。

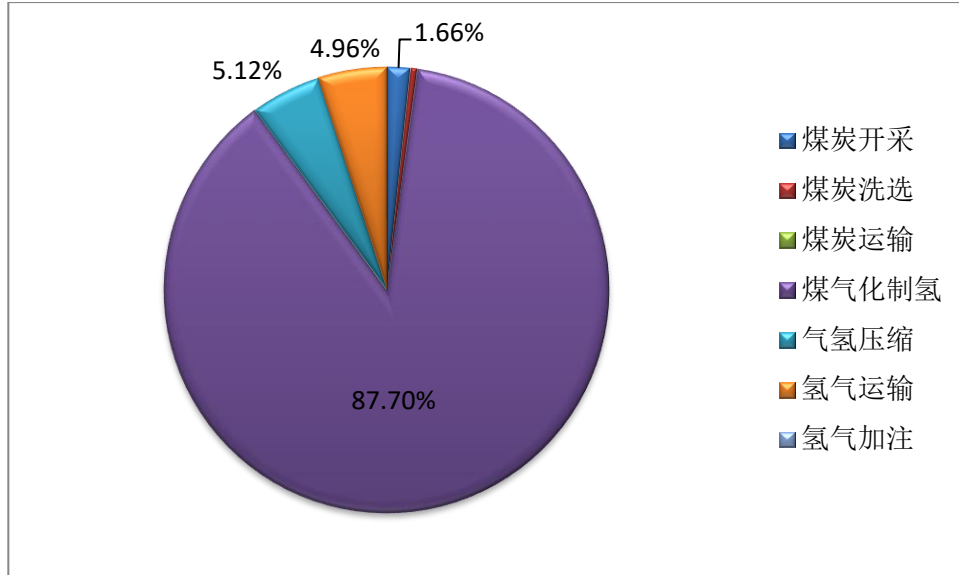


图 4.5 煤气化制氢组合气氢压缩产业链的二氧化碳外部成本分解

4.2.3 煤制氢产业链生命周期成本分析

按照生命周期的思想，我们可以将上述内部运行成本和外部环境成本合并计算为全生命周期成本，即广义的生命周期成本概念，系统表示煤制氢产业链所产生的经济环境成本。

具体如表 4.11 所示。煤热解制氢产业链中，若焦炉煤气原材料考虑购买成本，或分摊经济成本，其生命周期成本高于煤气化制氢产业链，若焦炉煤气不考虑购买成本，则相比煤气化制氢具有明显的经济性优势。但是煤气化制氢在外部成本方面明显处于劣势，它对环境带来的整体影响更加严重。另外，外部成本大约占广义生命周期成本的 1/5-1/4，也是不容忽视的部分。

表 4.11 煤制氢产业链生命周期成本估算（单位：元/kg H₂）

成本类型	煤气化		煤热解			
	煤气化+ 气氢	煤气化+ 液氢	煤热解+气氢 (价值分摊)	煤热解+液氢 (价值分摊)	煤热解+气氢 (无分摊)	煤热解+液氢 (无分摊)
内部成本	22.28	32.51	28.19	38.42	18.59	28.82
外部成本	7.91	10.48	7.45	10.01	6.72	9.29
生命周期 成本	30.19	42.99	35.64	48.43	25.31	38.11

因此，企业在生产过程中需要对负外部性进行充分的考量，但由于外部成本很难货币化，只有通过环境税、排放权交易等方式进行外部成本的内部化，使之进入企业决策参考的指标体系中，促使企业主动通过技术进步等方式实现工艺过程的节能减排，从而利于整个社会和产业的可持续发展。

与文献调研结果对比，如图所示。若考虑外部成本，煤制氢生命周期成本更高，为了提高煤制氢产业链经济性，必须有效降低内部成本和外部成本。在内部成本方面，占比最高是原材料成本和电力成本，在外部成本方面，占比最高的是二氧化碳排放成本，因此，采用低谷电或可再生能源电力，可以有效降低电力成本，配备更多的二氧化碳捕集装置也是未来的发展方向。若能发挥焦化厂煤热解副产焦炉煤气制氢的成本优势，煤制氢仍然会具有一定的经济性空间。

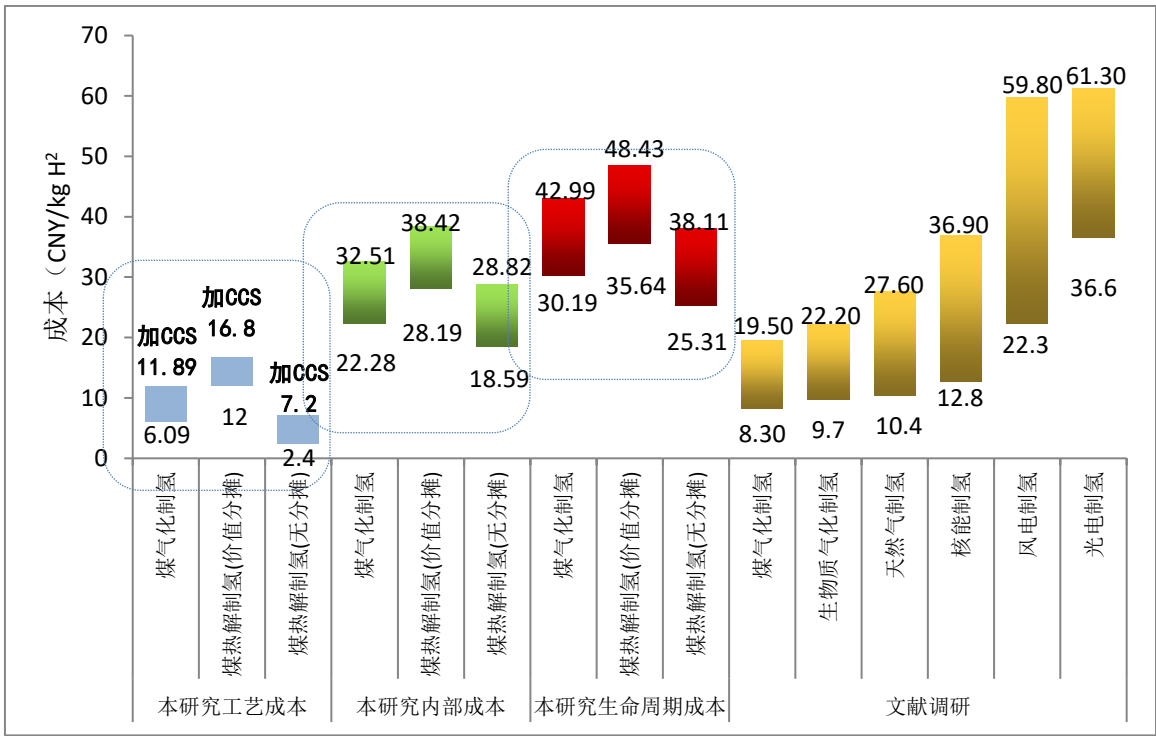


图 4.6 本研究全生命周期成本与文献调研结果对比分析（单位：元/kg H₂）

数据来源：本文处理

总之，广义的生命周期成本可以帮助我们综合评估产品生命周期的经济性和环境性能。对于企业来说，最关注的仍然是最直接产生的内部成本，可以帮助有效识别改善产品经济性的方向。而外部成本应该是政府在制定产业发展和环境保护相关决策时应该充分考虑的。

5 中国氢能地图分析

在中国工程院能源专业知识服务系统的 EGIS 平台中部署了中国 25 座加氢站、253 家石油炼化厂、425 家焦化厂、18 家氯碱制造厂，以及 203 家氮肥生产厂，如图 5.1 所示，在空间上分布非常广泛，尤其靠近消费地区。



图 5.1 中国加氢站和石油炼化厂、焦化厂、氯碱制造厂和氮肥生产厂分布图

数据来源：中国工程院能源专业知识服务系统 EGIS 平台

5.1 加氢站与潜在氢源空间布局

目前，中国加氢站分布在北京、上海、郑州、大连、佛山、常熟、云浮、十堰、南通、如皋、西安、张家口、保定等地区，尤其在上海和佛山，都在建和运营数家加氢站，而且上海市和佛山市都出台了氢能发展规划，重点支持氢能开发应用配套基础设施的建设。

本节利用中国工程院能源专业知识服务系统的 EGIS 平台研究加氢站和潜在氢源的空间布局。中国各地区焦化厂 200 公里覆盖面积图如图 5.2 所示，可以发现，目前以焦化厂副产氢为氢源，在 200 公里内，尚不能覆盖 13 家大陆地区的加氢站。这也说明了目前加氢站的选址建设并不是以焦化厂煤热解副产氢为主要氢源的。即使是选择覆盖面积为 400 公里，依旧无法覆盖佛山地区的 8 家加氢站。



图 5.2 中国焦化厂 200 公里覆盖面积图

石油炼化厂 200 公里覆盖面积图如图所示，可以看到，目前只有 2 个大陆地区的加氢站不在其覆盖范围，即东风特汽十堰加氢站和潞安加氢站。若是把覆盖面积扩大至 400 公里，则可以覆盖中国大陆目前所有运营和在建加氢站，间接证明了目前加氢站选址建设与石油炼化厂高度相关，以石油炼化厂氢源为主要外部氢源。



图 5.3 中国石油炼化厂 200 公里覆盖面积图

氮肥生产厂 200 公里覆盖面积图如图所示，可以看到，目前有 10 个大陆地区的加氢站不在其覆盖范围，分别是广东佛山的 8 座加氢站、张家口加氢站，东风特汽十堰加氢站。若覆盖面积为 310 公里，则可以覆盖张家口加氢站和东风特汽十堰加氢站。广东佛山地区加氢站距离最近的氮肥生产厂有 600 公里。因此，氮肥生产副产氢无法成为佛山地区加氢站的氢源。



图 5.4 中国氮肥生产厂 200 公里覆盖面积图

中国氯碱制造厂 200 公里覆盖面积图如下所示，只有潞安加氢站在覆盖范围内，当覆盖面积扩大至 400 公里时，也只有 5 个加氢站在覆盖范围内，即使是 500 公里，也只有 7 个加氢站在覆盖范围内，因此，可以说明目前大多数加氢站的选址并不是以氯碱副产氢为氢源来规划的。



图 5.5 中国氯碱生产厂 200 公里覆盖面积图

5.2 以加氢站为视角的潜在氢源空间布局分析

目前，国内主要的加氢站在其 200 公里-500 公里内都有哪些潜在氢源，通过 EGIS 平台的画图功能可以进行分析。下面，以如皋加氢站、佛山加氢站等为例。

如皋加氢站位于江苏省如皋市氢能产业园，是由原神华集团现国家能源集团投资建设运营的第一个加氢站项目，其 200 公里以内潜在氢源主要包括了 37 家石油炼化厂、4 家焦化厂、2 家氯碱厂、4 家氮肥厂；500 公里以内潜在氢源主要包括了 58 家石油炼化厂、40 家焦化厂、5 家氯碱厂、26 家氮肥厂。因此，可以看到，对于如皋加氢站来说，可以选择的外部氢源是非常丰富的，不管是石油炼化厂还是焦化厂数量都非常多。可以说，在短期之内，氢气储运成本相对较高，以 200 公里以内的石油炼化厂为氢源更具有经济性，但从中长期来看，在技术进步到相对更加成熟的阶段时，焦化厂的焦炉煤气副产氢以及氮肥厂工业副产氢都可以成为可选择的外部氢源，焦炉煤气副产氢可能成为更加经济且兼具环境优势的氢源。

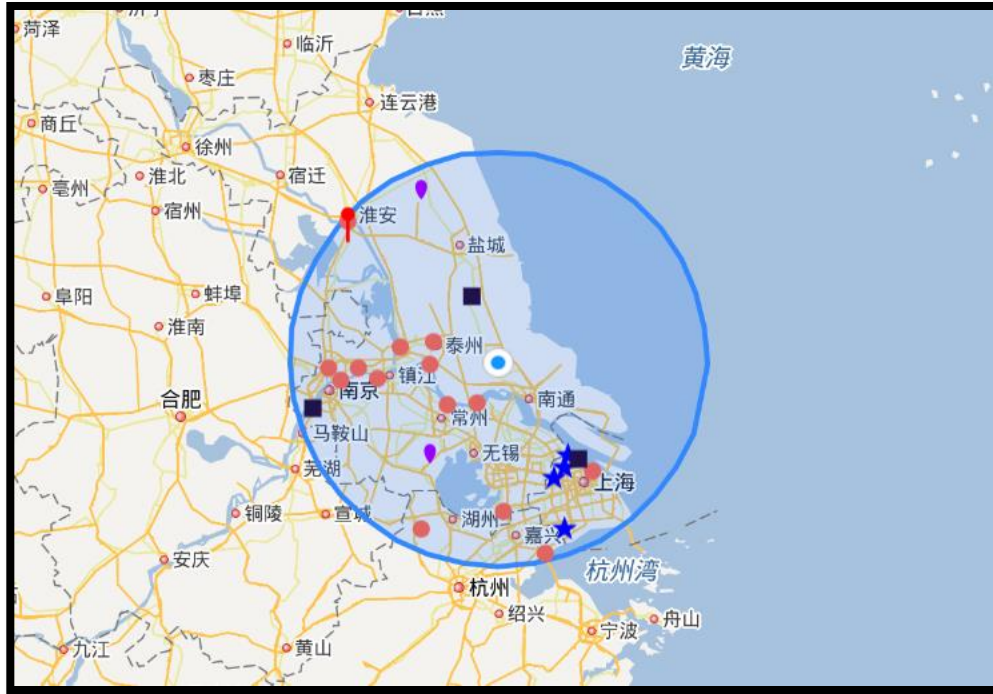


图 5.6 如皋加氢站 200 公里范围内潜在氢源

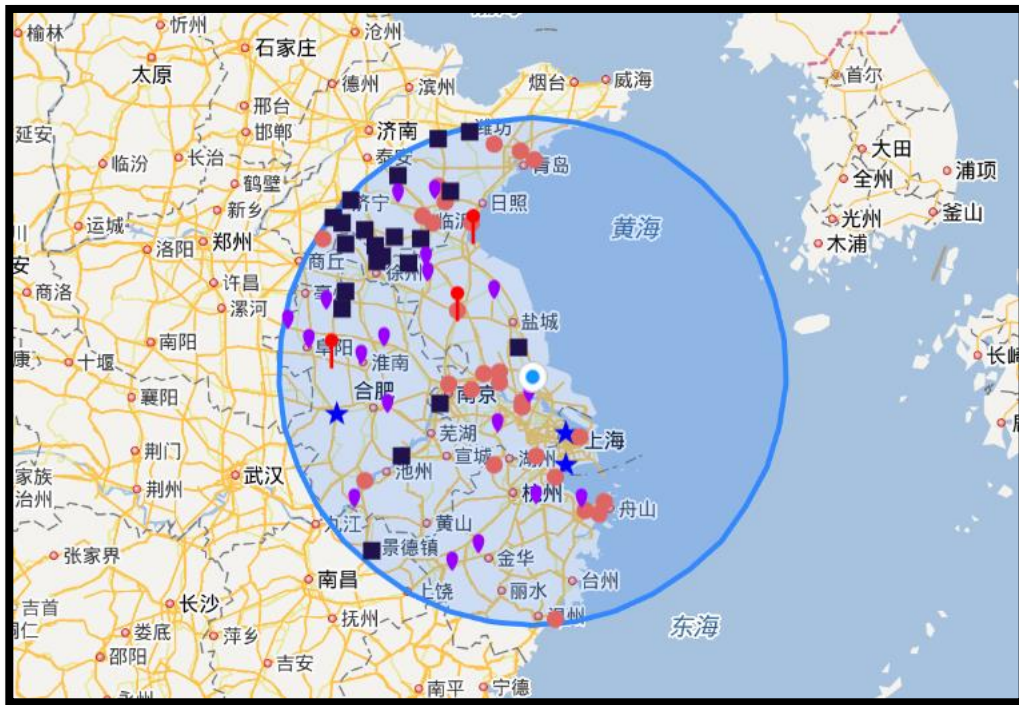


图 5.7 如皋加氢站 500 公里以内潜在氢源

佛山地区重视加氢站建设，目前在建和运营 8 座加氢站，200 公里以内潜在氢源主要包括 13 家石油炼化厂，500 公里以内潜在氢源包括了 19 家石油炼化厂、2 家焦化厂，以及 8 家氮肥厂。由此可见，佛山地区加氢站外部氢源以石油炼化厂为主。

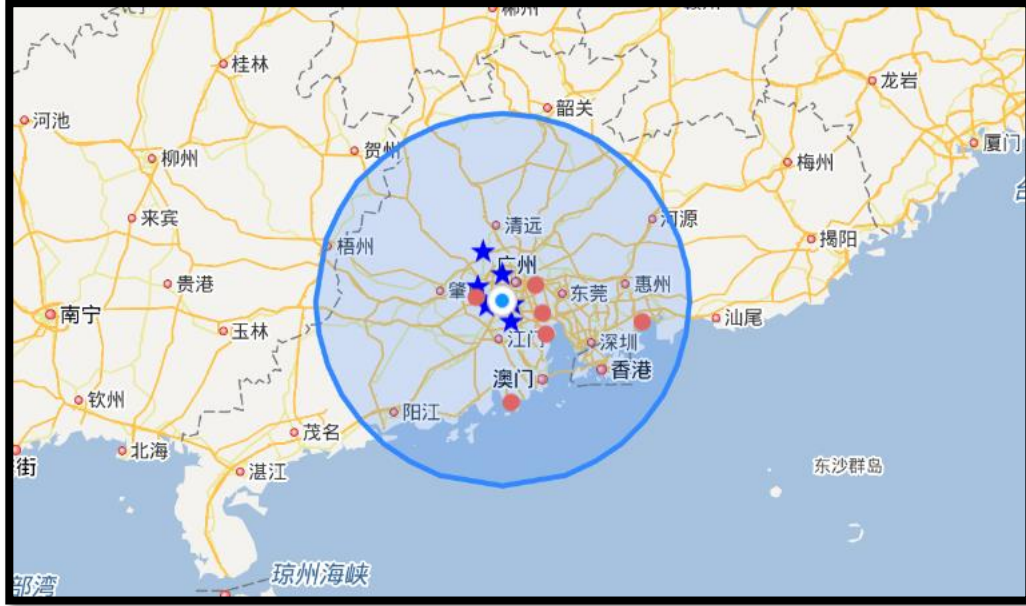


图 5.8 佛山加氢站 200 公里之内潜在氢源



图 5.9 佛山加氢站 500 公里以内的潜在氢源

5.3 以潜在氢源为视角的加氢站空间布局分析

本小节通过 EGIS 平台的网格功能分析在潜在氢源富集区布局新建加氢站的可能性。

首先是全国石油炼化厂 200 公里网格图，如下所示。颜色越深代表石油炼化厂越集中，可以看到目前加氢站布局基本与石油炼化厂分布高度相关。根据石油炼化厂分布和加氢站分布来看，福建、浙江、湖南、湖北可以布局新的加氢站项目。



图 5.10 中国石油炼化厂 200 公里网格图

然后是全国焦化厂 200 公里网格图，如下所示。根据现有焦化厂分布和加氢站分布，在昆明、长沙、武汉、南昌、福州、济南、太原、银川、西宁、天津、合肥等地区都有规划布局新加氢站的空间。



图 5.11 中国焦化厂 200 公里网格图

然后是全国氯碱厂 200 公里网格图，如下所示，可以看到，在山东、江苏、安徽、江西等地适合部署以氯碱厂副产氢为外部氢源的加氢站。若设置 500 公里网格，可以更加清晰的看到，从长期来看，合肥、武汉、长沙、南昌、重庆、昆明、贵阳、济南、兰州、银川、石家庄、呼和浩特皆可以氯碱厂为外部氢源规划布局加氢站建设，同时需结合当地需求和政府政策等因素科学规划。



图 5.12 中国氯碱厂 200 公里网格图

然后是全国氮肥厂 200 公里网格图，如下所示。氮肥厂在各省分布广泛，若以氮肥厂工业副产氢为外部氢源，可以规划布局新加氢站的地区主要有广西、贵州、云南、四川、湖南、福建、山西、山东、河南、河北、天津、安徽等地区。尤其是四川、湖南和山西，氮肥厂分布密度更高。

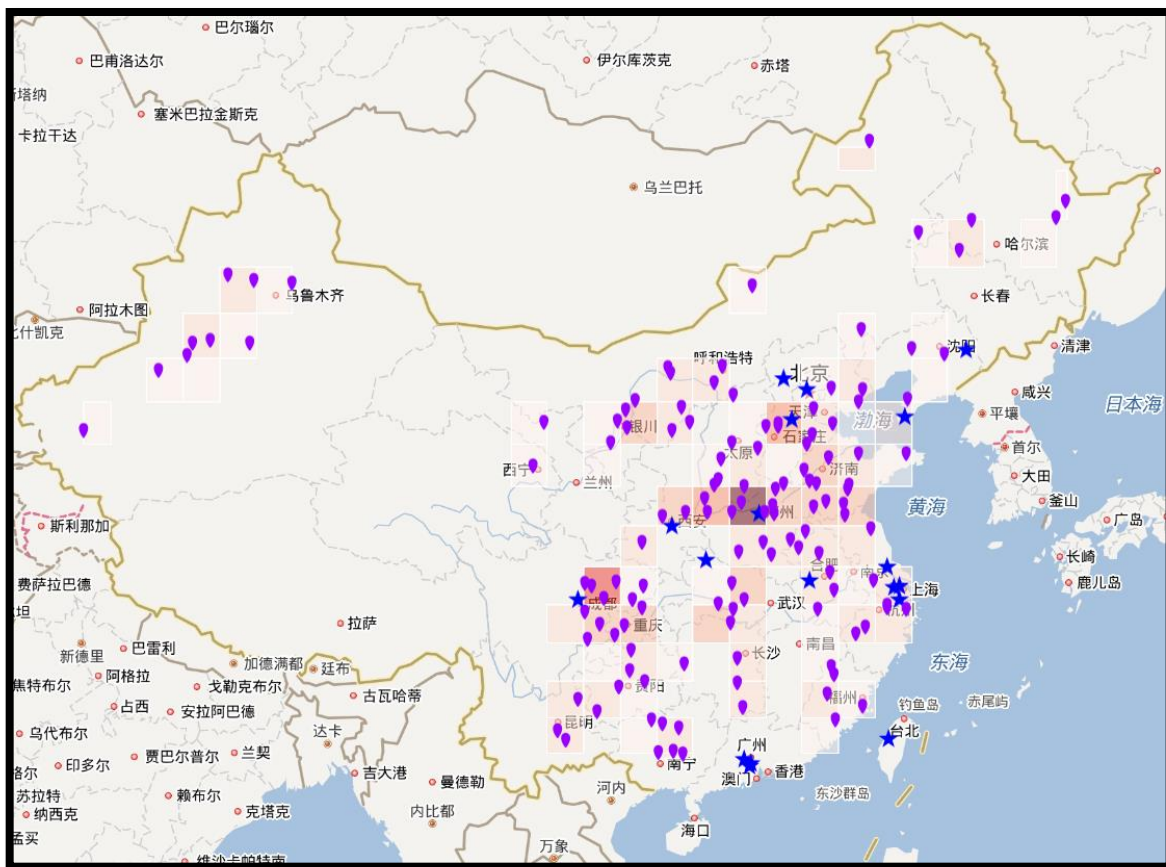


图 5.13 中国氮肥厂 200 公里网格图

由以上空间分析可以看到，化石能源制氢或副产氢都具有广泛的空间布局，而可再生能源分布具有明显的地域性特征，如风资源主要分布在“三北”地区，远离氢能消费地。因此，从空间布局上来说，化石能源制氢具有无法比拟的优势，在解决可再生能源制氢经济性和运输技术成熟之前，依然会是我国主要的氢源，包括大规模工业用氢和商业用氢。

6 结论与建议

氢能尤其是煤制氢全生命周期评价可以帮助揭示企业在碳排放、环境影响、经济效益等方面的真实情况，对企业的技术发展方向、企业的产业布局都至关重要，该工作价值体现在科学决策中，为企业发展间接产生经济效益。

中国能源结构以煤炭为主，其清洁性一直受到关注，发展清洁的新能源技术对中国能源战略发展乃至整个社会经济发展都至关重要。氢能被认为是终极清洁能源，发展氢能具

有战略意义。通过全生命周期评价完整评估氢能技术尤其是煤制氢技术的清洁性，为氢能发展尤其是煤制氢技术发展提供关键性的技术参考，将产生巨大的社会效益。

6.1 煤制氢环境影响结论与建议

从制氢方式来看，煤气化制氢相比煤热解制氢拥有更高的一次能源消耗、碳排放和 VOCs 排放，但 SO₂、NO_x 和颗粒物的排放较低。由于液氢压缩过程相比于高压氢气压缩过程需要消耗更多的电力，液氢产品生命周期内的能耗、碳排放和污染物排放均高于气氢产品。煤炭开采过程、气化/热解制氢过程和氢气压缩过程是需要终端关注的过程。煤炭开采过程消耗了主要的煤炭资源并产生了大量的瓦斯逸散，气化/热解制氢过程是温室气体和污染物的主要直接排放源，氢气压缩过程消耗的电力是主要的间接能耗和排放源。

相比于其他化石能源以及可再生能源制氢，煤制氢在一次能源消耗、碳排放和污染物排放方面均处于首位，这是由制氢工艺和原料本身所决定的。我国煤气化制氢和煤热解制氢行业工业化水平高，技术成熟。尤其是煤气化制氢技术，广泛应用于炼油化工行业，具有短时期、大规模制氢的优势。由于行业规模庞大，在节能减排方面具有广阔的潜力。一方面，要积极优化气化/热解制氢过程工艺，节约煤炭消耗。另一方面，大力推进电力的低碳清洁转型，促进煤制氢与可再生能源发电的耦合，减少生命周期内由电力引起的间接排放。

虽然可再生能源制氢具有能耗低、碳排放低、污染物少的优势，结合我国西部地区的弃风、弃光、弃水现象，对于这部分无法上网的电力，转化为氢能将会是更好的能源利用方式。然而，可再生能源制氢技术相对不成熟，目前行业规模占全国制氢总规模的比例不足 1%，无法短时期内形成大规模制氢的能力。此外，可再生能源富集地西北地区水资源量相对匮乏，大规模制氢所需的水是值得考虑的问题。

6.2 煤制氢经济性评价结论与建议

原材料价格、燃料动力成本、电力成本都是影响煤制氢工艺经济性的主要因素。煤制氢技术已经比较成熟，临近煤矿的石化企业，原材料成本更低廉，因此采用煤制氢技术具有更大的成本优势，经济性更加凸显。若出现如 2016 年煤炭价格大幅上涨的局面会明显削弱煤制氢经济性优势。以化石原料制氢的技术仍然面临碳排放问题，通过技术进步，或采用碳捕集等，可以有效减少碳排放，因此，配置低成本的 CCS 设备是未来的发展方向。采用低谷电或可再生能源弃电制氢，可以有效降低煤制氢成本。

在未来中国氢能广泛布局、氢能发展到一定产业规模，在可再生能源发电成本和电解槽成本还没有明显下降到使可再生能源制氢体现出经济性之前的阶段，化石能源制氢都依然是支撑氢能产业发展的主要氢源，而我国“富煤贫油少气”的能源特征决定了，采用煤气化制氢和焦炉煤气副产氢是既可以得到大规模氢源又能实现经济性的有效途径。

煤气化制氢是大规模工业用氢的主要来源，但根据我们的研究可知煤气化制氢会产生巨大的环境影响，其能耗和碳排放都较高，从 LCA 的角度并不是清洁能源，因此，未来并不提倡使用煤气化制氢作为商业燃料用氢的来源。而对于焦炉煤气副产氢来说，在不考虑焦炉煤气成本的情况下，其经济性优势是其他制氢工艺无法比拟的，在不考虑环境分担的情况又兼具环境优势。因此，在特定区域特定项目探索焦炉煤气制氢，以及驰放气提氢都很有必要，可以作为未来商业燃料用氢的主要来源。

我国氢气运输体系尚不完善。在当前中国处于产业导入阶段，产能、运能、市场需求规模都较小，这种特征决定了当前使用气氢拖车运输是最经济的方式。但在产业发展至成长期和成熟期的阶段时，气氢拖车完全不能满足远距离大规模运输的需求，因此提早布局液氢技术、液氢设备、液氢基础设置建设非常必要，有利于氢能技术大规模商用化应用。液氢罐车运输+大规模煤制氢将解决氢气大规模、低成本、高效制备和运输的关键性难题，是未来满足氢能需求的主要方式。

目前建设和运营仍主要依赖地方政府补贴，加氢站的投资回收期甚至超过了其生命周期。加氢站的竞争力主要体现在能否绑定下游用户和能否获得低成本的氢气。目前无论是站外制氢加氢站还是站内制氢加氢站，其核心设备压缩机、储氢罐和加氢机，基本依赖进口，成本高昂。长期来看，加快推送核心设备国产化进程，可以有效降低加氢站建设成本，选择更为便宜的煤制氢氢源，可以有效降低加氢站运营成本，从而增厚加氢站利润。但是对于远离煤制氢氢源的东部沿海地区，运输成本会成为影响加氢站经济性的主要因素之一。

总之，氢气制备、压缩、储运、加注成本的下降是氢能规模化开发应用的重要前提。利用煤气化制氢和焦炉煤气制氢可以成为进入氢能市场的切入点，除了新建煤制氢项目外，对过剩煤化工产能进行设备改造也能够有效降低建设成本。同时利用好各地区政策推广扶持窗口期加快规划和部署加氢站建设，为氢气应用导入提供基础设施的必备条件。