

粤港澳大湾区分布式光伏和氢能的发展与投融资现状、挑战和建议

DISTRIBUTED SOLAR ENERGY AND HYDROGEN DEVELOPMENT IN THE GUANGDONG-HONG KONG-MACAU GREATER BAY AREA

谢鹏程 彭澎 王子缘 龚娟 蒋小谦 戴先知 蔡仕荆 曾金凤 刘睿

执行摘要

内容要点

- 粤港澳大湾区分布式光伏投融资面临融资租赁成本高周期短、从银行获得融资困难、收益保障机制缺失等问题。本报告从政策落地创新、商业模式创新、绿色金融工具创新等几方面提出了建议。
- 粤港澳大湾区氢能产业投融资面临着不可长期依赖政府补贴、产业链各环节成本较高导致投资风险较高、产业链各环节投融资分布不均、市场投资主体单一且资金集中于少数头部企业等问题。本报告提出两方面建议，一是建立政府引导的投融资机制，促进投资规模化，资金流向均衡化；二是构建多渠道融资环境。

背景

中国要实现“双碳”目标，可再生能源、氢能等新能源将发挥重要作用。粤港澳大湾区建设作为重大国家战略，应发挥高质量发展动力源和增长极作用，率先推动经济社会全面绿色转型。本报告选取粤港澳大湾区分布式光伏和氢能开展研究，分布式光伏恰逢2030年太阳能和风电装机12亿千瓦目标和“整县推进”等政策机遇，氢能产业在燃料电池车应用的推动下也将迎来巨大发展，中国氢能联盟预计2050年氢能终端能源体系中占比将超过10%。

目录

执行摘要	1
Executive Summary	2
背景	4
分布式光伏	4
氢能	9
附录 研究方法与案例	15
注释	17
参考文献	18

“工作论文”包括初步的研究、分析、结果和意见。“工作论文”用于促进讨论，征求反馈，对新事物的争论施加影响。工作论文最终可能以其他形式进行发表，内容可能会修改。

引用建议：谢鹏程、彭澎、王子缘、龚娟、蒋小谦、戴先知、蔡仕荆、曾金凤、刘睿著. 粤港澳大湾区分布式光伏和氢能的发展与投融资现状、挑战和建议. 2022. 工作论文, 北京: 世界资源研究所. <https://doi.org/10.46830/wriwp.21.00077cn>.



中国新能源电力投融资联盟
China New energy Investment and Financing Alliance



分布式光伏主要结论和建议

在国家和地方政策推动以及电力供应紧张的情况下，粤港澳大湾区分布式光伏应用进入高速发展期，但“整县推进”进展较慢。未来工商业分布式光伏的发展潜力最大，其中佛山、广州、东莞潜力排名前三。分布式光伏项目的特点是规模大小可灵活调整，发电用电并存，资金需求量小且需求分布零散，利益相关方众多导致不确定因素较多及收益分配方式多样。投融资方面目前遇到的主要挑战是从银行获得融资困难，融资租赁成本高周期短，以及收益保障机制缺失。本报告建议：

- **政策落地创新：**建议政府加强规划统筹，开展光伏安装资源排查，完善光电建筑基础数据。统筹光伏安装资源，以商业化运作的光伏开发公司为主体，推动分布式光伏发电应用示范区的商业化运作。屋顶所有者享有优先开发权，如果无意开发，可转让或委托相关光伏开发公司进行开发。将光伏应用纳入整体发展规划中，进一步提升光伏在新区建设、旧城改造、绿色社区创建中的利用比例。
- **商业模式创新：**由行业协会统筹建立由光伏开发公司、光伏发电系统制造商、电网运营商、政府、金融及保险机构等组成的利益共同体，通过合同能源管理等多种方式惠及用电方和屋顶所有者。金融机构可以与地方政府或者国有企业共同建立融资平台，以市场化方式运行，逐步摆脱主要依赖贷款主体信用而非项目质量信用的情况。开展分布式发电市场化交易试点建设，研究交易机制与价格，打破单体建筑产用电不平衡的状态；探讨建筑体作为发、储、用电一体化的“虚拟电厂”参与电力市场的机制。考虑“自发自用、余电上网”类型项目的电费收取创新模式，如预存电费、与当地电网企业合作代收取。
- **绿色工具创新：**推广光伏电站融资险或发电量损失险，鼓励保险机构向符合高质量要求的投保光伏资产提供保费优惠。金融机构可以推出年限、额度、利率更加符合粤港澳大湾区特点的“光伏贷”产品。通过资产证券化以低成本资金促进分布式光伏电站流动交易。

氢能主要结论和建议

粤港澳大湾区拥有制氢、储运、加氢站、氢燃料电池、氢能汽车设计与生产等氢能全产业链。广东省燃料电池汽车示范应用城市群于2021年底获批成为全国首批示范城市群，将进一步带动氢能产业链的迅速发展。广东省积极发展风能等可再生能源和核能，新能源资源禀赋突出，利好“绿氢”发展。目前粤港澳大湾区的氢能产业总体呈现积极发展态势，但是氢能供应有待降本增效，终端应用场景潜力有待充分发掘。氢能产业投融资面临的挑战包括：政府主导的补贴模式不可持续，产业链各环节成本较高导致投资风险较高，产业链各环节投融资分

布不均，市场投资主体单一且资金集中于少数头部企业。本报告提出两方面建议：

- **建立政府引导的投融资机制，促进投资规模化，资金流向均衡化：**建议政府部门应加快推动完善氢能产业“1+N”政策体系，明确财政、税收等多方面政策的支持标准和时限；完善投融资体制机制，建立健全投融资监督管理制度，公开透明监督。建议地方政府应当适当放宽储氢瓶、加氢站等标准。探索可再生能源发电制氢支持性电价政策，完善可再生能源制氢市场化机制，健全覆盖储能的价格机制，探索氢能直接参与电力市场交易。建议政府相应制定差别化利率等差别化政策，对资金需求迫切且风险相对较高的地区和环节给予更多金融优惠政策，引导投资人分散投资。建议政府积极鼓励、引导金融机构和企业成立产业基金，从机构投资者、私人资本、国内大型企业等方面拓宽风投来源，扩大风投总量。将氢气运输、氢能终端利用纳入《绿色产业指导目录》和《绿色债券支持项目目录》，并给予担保、贴息等政策支持。
- **构建多渠道融资环境：**在融资额度方面，行业希望金融机构针对可以产生持续现金流的资产考虑资产融资模式——金融机构结合项目资产价值或信用搭配资产的方式，提供比信用评价体系更匹配项目需求的融资额度和放款进度。在融资利率方面，金融机构可以提供优惠利率，例如通过央行2021年11月公布创设的“碳减排支持工具”申请低成本资金。

EXECUTIVE SUMMARY

Highlights

- The primary investment and financing challenges for distributed solar photovoltaic (PV) development in the Guangdong–Hong Kong–Macau Greater Bay Area (Greater Bay Area) are difficulties in securing financing from banks, long payback periods, and high financing costs from finance leasing, as well as the lack of a profit-guarantee mechanism. This working paper provides recommendations for policy designs, business models, and innovation of financial tools.
- The primary investment and financing challenges for the hydrogen industry in the Greater Bay Area are an overreliance on government subsidies and investment from state-owned enterprises as well as high costs and investment risks. This working paper recommends establishing a government-guided and diversified investment and financing mechanism.

Background

Achieving China's "dual carbon goals," to peak carbon dioxide emissions by 2030 and become carbon-neutral by 2060, will require new energy resources, including renewable energy and hydrogen. As a national strategic area, the Greater Bay Area should play a leading role in high-quality development and a green transition of the economy and society. The national commitment to increase the installed capacity of solar and wind power to 1.2 terawatts by 2030 has created numerous new opportunities to promote distributed clean energy. For example, the central government has recently introduced a new policy to promote distributed solar PV throughout designated counties. Increasing interest in hydrogen fuel cell vehicles presents a huge opportunity to promote hydrogen. According to the China Hydrogen Alliance, hydrogen is expected to constitute more than 10 percent of China's total energy consumption by 2050. This working paper therefore focuses on the current status of distributed solar PV and hydrogen in the Greater Bay Area, as well as on investment and financing opportunities.

Conclusions and recommendations for distributed solar PV

Distributed solar PV is developing rapidly in the Greater Bay Area. Industrial and commercial rooftop solar PV in Foshan, Guangzhou, and Dongguan have the greatest potential. The advantages of distributed solar PV are that it is flexible in terms of scale, project owners can consume their self-generated power, and capital demand is relatively small and scattered. But complicated stakeholder arrangements create more uncertainty and complicated profit-sharing mechanisms. The primary challenges for distributed solar PV development include difficulties in securing financing from banks, long payback periods, and high financing costs from finance leasing, as well as the lack of a profit-guarantee mechanism. Considering these challenges, this working paper offers the following recommendations to scale up distributed solar PV development in the Greater Bay Area:

- In terms of policy design, this working paper recommends that the government strengthen overall planning, investigate PV installation resources, and improve the basic data of buildings with existing PV projects as well as buildings with development potential. The government should also incorporate solar PV applications into the overall development

plans of new towns, the renovation of old cities, and new green communities.

- In terms of business model, the government should drive the creation of a community of common interests made up of commercial solar PV development companies, manufacturers, grid operators, government, and finance and insurance organizations in order to help users and rooftop owners benefit from business models like energy performance contracting. Financial institutions can work with government and state-owned companies to jointly create financing and investment platforms that provide rapid financing channels for projects in pilot regions. We also recommend market mechanisms such as distributed energy trading market pilots and innovative models of electricity fee collection, including prestored electricity bills.
- In terms of green financial tools and instruments, we recommend promoting financing insurance for PV power stations or loss insurance for power generation volume, and insurance fee discounts to PV investors who meet high standards for quality. Financial institutions can launch more PV loan products for the Greater Bay Area with flexible loan terms, loan amounts, and loan interest rates. We also recommend facilitating investments in distributed PV power plants through asset securitization.

Conclusions and recommendations for hydrogen

The Greater Bay Area has a complete hydrogen supply chain, including production, storage and transportation, refueling stations, fuel cells, as well as hydrogen vehicle design and manufacturing. The city cluster in Guangdong Province led by Foshan has been designated by the central government as a national pilot zone for fuel cell vehicle promotion. The rapid development of renewable energy in Guangdong could allow the Greater Bay Area to produce large-scale green hydrogen. Despite all these positive signs, almost all hydrogen in the Greater Bay Area is produced from fossil fuels, the production of green hydrogen remaining marginal. Hydrogen should be produced using clean energy to support China's decarbonization efforts. Meanwhile, it will be essential to reduce the cost, diversify the usages of hydrogen beyond fuel cell vehicles, and explore new business models. The key challenges the hydrogen industry faces are an overreliance on government

subsidies and investment from state-owned enterprises (SOEs) as well as high costs and investment risks. This working paper recommends the following:

- To leverage government guidance, we recommend that the government accelerate establishment and improvements in the hydrogen “1+N” policy system,¹ and create a comprehensive investment monitoring and management system with standardized management practices and open, transparent supervisory structures. Local governments should revise standards for hydrogen storage containers and hydrogen refueling stations and improve related market mechanisms. In order to support the development of green hydrogen, local governments should also explore supportive pricing policies for renewable energies used in the production of hydrogen. There should also be sound coverage of pricing mechanisms for energy storage and exploration of direct participation of hydrogen storage in the electricity market. We also recommend that the government commit limited fiscal resources to supporting key generic technology, especially research and development and industrialization of key and core technologies.
- To establish a diversified financing environment, we recommend that the government develop differentiation policies like differentiated interest rates to provide more financial support for regions and links in the industry chain that are in urgent need of capital and remain relatively high-risk. The government should encourage and guide financial institutions and corporations in establishing industry funds. To increase the volume of venture capital investment and cultivate a more diverse collection of market players, sources of venture capital should be expanded to include institutional investors, private capital, and large domestic companies. We also recommend that hydrogen transportation and end-user hydrogen facilities be incorporated into the Green Industry List and the List of Green Bond Support Projects, providing support through guarantees and finance discounts. For assets that can generate continuous cash flow, financial institutions can provide financing based on assets or credit in conjunction with assets to provide a financing amount and issuing schedule that better suits a project's needs than a credit-evaluation system. Financial institutions can provide interest-rate discounts through the Central Bank's “Carbon-Reduction Support Tools.”

背景

中国要实现“双碳”目标，可再生能源、氢能等新能源将发挥重要作用。2030年太阳能和风电装机需要达到12亿千瓦，相当于在2020年5.34亿千瓦的基础上增长一倍以上，2060年非化石燃料在一次能源消费中的占比要提高到80%以上。据相关机构预测，2030年前新增的风光装机容量中光伏将占2/3，2060年光伏装机容量将达26亿千瓦²。氢能方面，中国氢能联盟预测，2030年我国氢能产业产值将达1万亿元，氢气需求量将达3700万吨；2050年氢能在我国终端能源体系中占比将超过10%，产业链年产值将达12万亿元（中国氢能联盟，2019）。

粤港澳大湾区建设作为重大国家战略，应发挥高质量发展动力源和增长极作用，率先推动经济社会全面绿色转型。当前，分布式光伏恰逢“整县推进”政策等机遇；广东省拥有制氢、储运、加氢站建设、氢燃料电池、氢能汽车设计与生产等氢能全产业链，粤港澳大湾区也是全国氢能产业基础最好、发展最快的地区之一。本报告在梳理粤港澳大湾区分布式光伏和氢能发展现状和未来潜力的基础上，分析了投融资挑战，并提出了相关建议。

分布式光伏

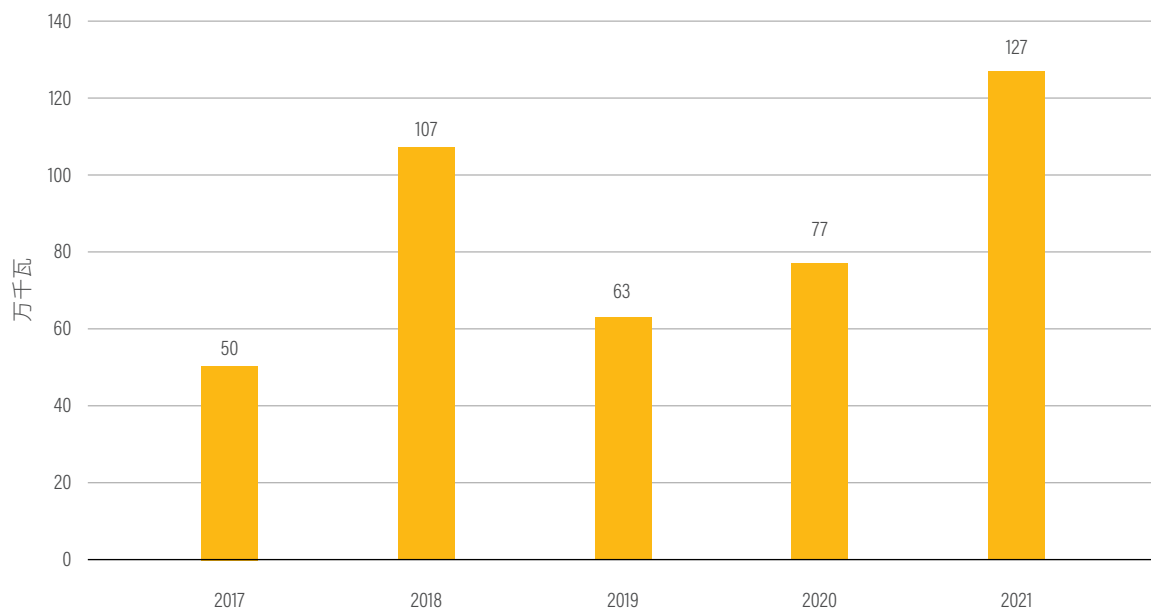
现状

广东省分布式光伏应用进入高速发展期

近年来，在“2030年风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上”目的驱动下，广东省分布式光伏又进入了一轮快速增长期。2020年和2021年新增分布式光伏装机容量分别为77万千瓦和127万千瓦，是2019年新增装机容量的1.2倍和2倍³，如图1所示。2021年广东累计光伏装机容量1020.1万千瓦，全国排第15位，其中分布式光伏累计装机容量511.9万千瓦，全国排第7位。广东省分布式光伏占总装机容量的3%，占可再生能源装机容量的17%，占光伏装机容量的53%——高于全国平均水平（约1/3）⁴。

2021年，为应对电力供应紧张的局面，广东省陆续出台分时电价、电力市场化等政策，如峰平谷电价比从之前的1.65:1:0.5调整为1.7:1:0.38，峰段电价上浮25%（广东省发展改革委，2021b）。价格驱动下，电力用户转而选择安装分布式光伏设备缓解成本压力。广州、深圳、佛山、肇庆等城市也纷纷出台支持分布式光伏装机和发电的本地政策，联合调整电力供需关系。各地上网电价补贴标准从0.1~0.3元/千瓦时不等，装机容量补贴为200~300元/千瓦，装机容量补贴上限从20万元到300万元不等（深圳市发展改革委，2022；肇庆高新区经济贸易和科技局，2021；广州市黄埔区发展改革局等，2021；佛山市顺德区容桂街道办事处，2021；佛山市顺德区大良街道办事处，2021）。在上述政策和市场的推动下，2022年一季度广东省新增光伏装机容量中分布式光伏占比达90%。⁵

图 1 | 广东省分布式光伏新增装机容量



来源：课题组整理广东省太阳能协会调研数据获得。

工商业分布式光伏占比最高，未来发展潜力也最大

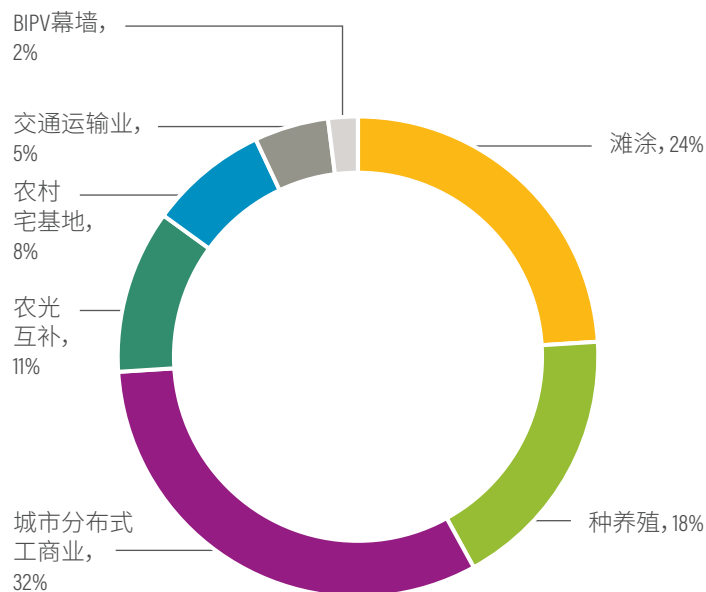
分布式光伏项目的应用场景包括工业、公共建筑、商业、扶贫、居民和种养殖等。广东省分布式光伏应用场景主要集中在工商业屋顶，约占80.5%⁶，并以珠三角地区最为集中。究其原因，珠三角地区工商业集中，电价水平较高，加之广州、东莞、佛山三地推行分布式光伏地方补贴政策，分布式光伏产业发展势头良好。2021年广东省工商业分布式光伏新增装机容量为95.84万千瓦，全国排名第四，仅次于浙江（180.3万千瓦）、江苏（142.8万千瓦）、山东（103.8万千瓦）（国家能源局，2022）。

广东省光伏安装理论潜力约为25.72亿千瓦⁷，其中城市分布式工商业潜力最大，其次是滩涂、种养殖、农光互补、农村宅基地、交通运输业、建筑光伏一体化（BIPV）幕墙、污水处理厂⁸。广东省光伏安装场所潜力分布如图2所示。

广东省工商业发达，中小企业数量众多，工商业白天用电价格在全国排在前五位，用电部门在降低用电成本、节能减排方面的需求非常旺盛，加之工商业光伏基本以自发自用为主，不受电网限制，光伏发展前景可谓十分广阔。广东省燃煤基准上网电价高达0.453元/千瓦时，位居全国前列⁹，在实行平价上网¹⁰后，广东省光伏项目具备极强的收益竞争力。

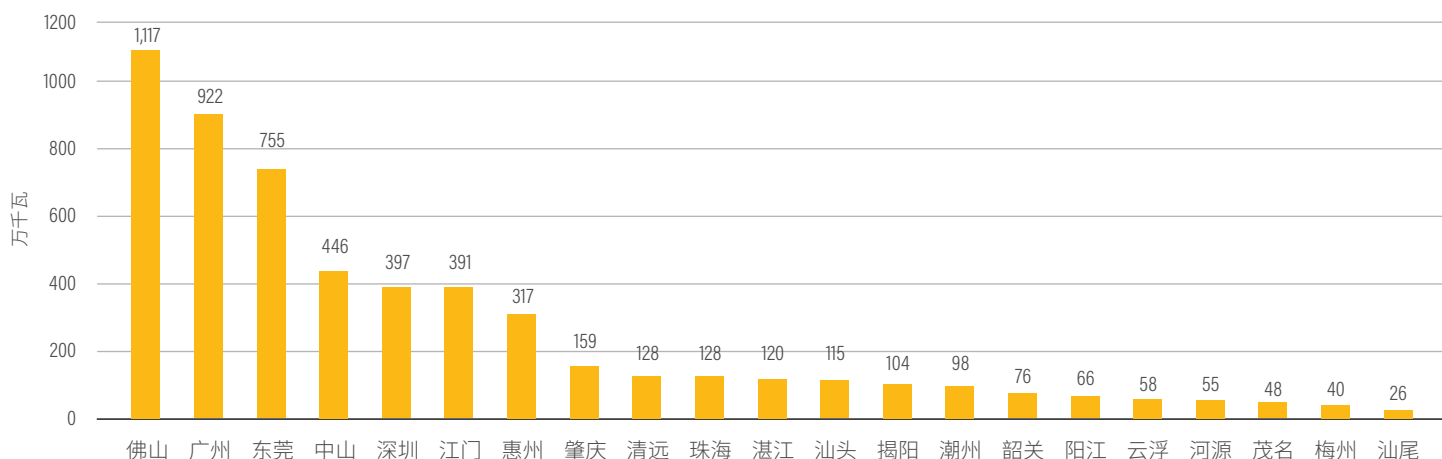
通过构建屋顶太阳能光伏资源识别系统，从省级、市级、区级、街道、屋顶五个层面获取广东省面积为2000平方米及以上屋顶的位置、数量、面积等信息，屋顶数量共105977个，总面积

图 2 | 广东省光伏安装场所潜力分布



数据来源：课题组整理广东省太阳能协会调研数据获得。

图 3 | 广东省各城市2000平方米及以上屋顶潜在光伏装机容量



数据来源：中国科学院广州能源研究所《广东省太阳能光伏潜力及规划实施报告》。

65,309万平方米。经测算，潜在光伏总装机容量为4665万千瓦，年技术发电潜力约为6,728,003万千瓦时，总投资约为1754亿元。若发电潜力全部实现，将解决全社会用电量的10%。从2021年底广东省累计分布式光伏装机容量来看，已开发量约占全部潜力的11%。粤港澳大湾区9个城市资源潜力排名依次为佛山、广州、东莞、中山、深圳、江门、惠州、肇庆、珠海¹，如图3所示。

粤港澳大湾区不同地区区位优势明显

香港、澳门受限于地理位置和自然条件，发展光伏的潜力十分有限，分布式光伏潜力更小，但其在金融领域的创新做法值得借鉴。例如，2015年香港政府发布“上网电价”计划，允许户用分布式光伏项目产电售电给电力企业。2020—2021年香港发行了绿色债券，用于支持建筑领域节能减排，其中一部分工程就包括屋顶光伏，具体参见附录中的案例3。此外，香港的企业还试点了分布式光伏领域的区块链交易，增加了光伏资产的流动性。具体参见附录中的案例4。

“整县推进”进展较慢

2021年国家启动分布式光伏整县开发，要求试点县党政机关建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于50%，学校、医院、村委会等公共建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于40%，工商业厂房屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于30%，农村居民屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于20%（国家能源局，2021）。广东省获批32个试点地区，容量超过1100万千瓦，试点地区数量排名全国第六。其中粤港澳大湾区城市包括14个试点地区，占广东省试点地区总数的44%，容量占50%左右。

通过对各试点项目的进展情况进行实地走访调研和电话访谈可知，广东上报的试点地区中，能完全达到国家要求比例的几乎没

有，仅能达到单项要求，主要开发企业为央企、国企、省内电力能源企业及光伏企业，目前处于资源摸排、示范项目开工建设阶段。

整体而言，广东省整县分布式光伏开发面临的挑战主要有以下几点：

一是体制机制障碍。各地对光伏及其支架搭建是否需要建设规划审批、是否对安装高度有限制，以及对房屋产权证明材料的要求不一，有些地区要求不动产权证作为产权证明的唯一凭证，因历史原因无法取得不动产权证的建筑物、临时建筑、村集体建筑等不允许报装建设光伏，从而影响光伏开发进程。此外，监管机制尚不健全。目前建筑光伏项目的安全按照“谁投资谁负责”的原则，由项目业主负责。部分业主缺乏相关安全培训和安全意识，部门和行业监管机制欠缺，导致项目并网验收后在运维过程中仍然存在安全隐患。

二是备案及收益分配问题。租赁屋顶模式在实现成片建设方面具有规模化、门槛低、易推广等特点，但目前居住建筑由于屋顶产权分散，无法将多个屋顶合并为一个项目进行备案。同时，电网企业要求居民光伏项目的售电收益必须进入居民个人账户，这意味着投资企业无法以项目公司名义对居民光伏项目进行打包备案，增加了与居民沟通协调的成本，造成收益无法确定等问题。

三是上网电价和结算方式问题。南网地区针对居民光伏上网部分的结算电价是按脱硫标杆电价扣除13%税率结算，而国网地区针对居民光伏上网部分的结算是按当地脱硫煤标杆电价结算，这就导致广东在居民建筑安装光伏的收益低，且投资回收期更长。在结算周期方面，国网地区基本均以月度结算，南网地区一般按季度、半年度、年度与用户进行结算。这对企业租赁模式而言，会增加企业的资金回笼时间，无形中增加企业成本。

四是整体规划问题。光伏开发缺乏统一规划设计，光伏资源、开发现状等基础数据缺乏统计渠道。“双碳”目标下，各地的可再生能源开发利用计划还在摸索中，缺乏整体规划及分段实施目标。除整县试点区域外，地市对于光伏开发的推进乏力，可再生能源利用基本是单个业主的个体行为。社区改造、新城规划中对光伏与建筑结合利用的考虑较少。

分布式光伏项目特点

一是规模大小可灵活调整。分布式光伏项目的容量在数千瓦至2万千瓦之间，输出功率远小于大型地面光伏电站。模块化设计决定了其规模大小可根据屋顶资源灵活调整，且安装方式相对灵活，适合因地制宜开发。

二是发电用电并存。大型地面电站发电是升压接入输电网，仅能作为发电站运行。分布式光伏发电则是接入配电网，安全程度高，且按要求尽可能就地消纳，运行方式以“自发自用、余量上网”为主，无须长距离输送，减少线损。

三是资金需求小，需求分布零散。分布式光伏项目受资源、屋顶等条件的限制，规模较小，单个项目融资规模低。投资主体为公司的，其资金来源与集中式光伏电站类似，多种融资方式相结合，如股权融资、债券融资或其他融资方式，若其融资流程与大型并网电站相同，单个小项目对投资者的吸引力较低。投资主体为自然人的，由于缺乏公司实体，部分融资模式无法采用，同时因资信、担保不足，获取银行贷款的难度较大。

四是利益相关方众多，导致收益分配方式多样。一个典型的分布式光伏项目开发建设运营过程中主要涉及以下经济主体：

- 金融机构：银行、保险公司、担保企业、证券公司、金

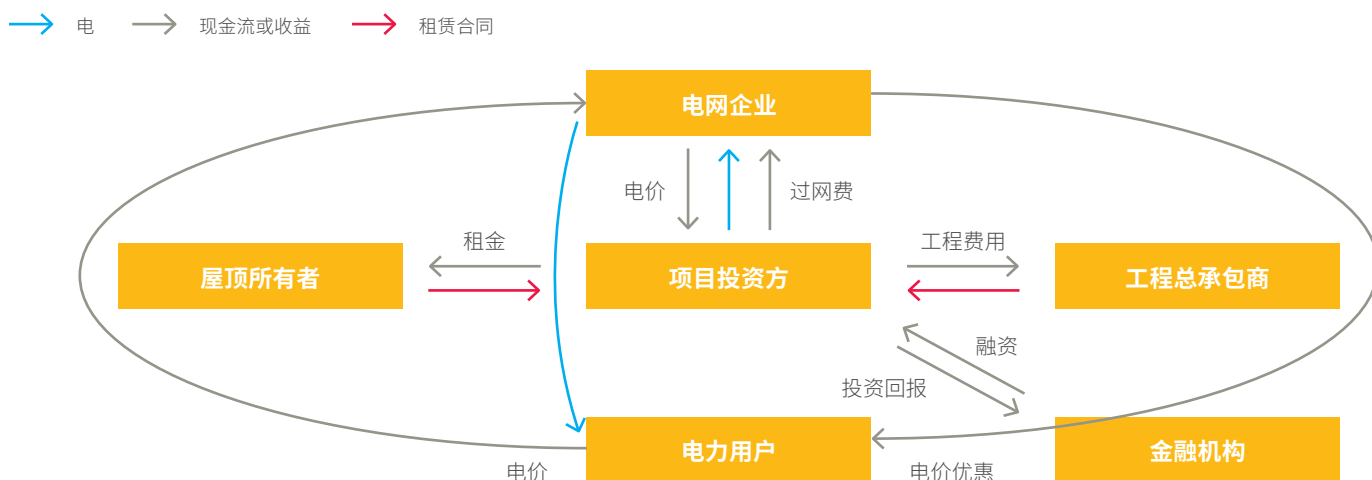
融租赁公司、融资租赁公司等，提供融资服务。

- 项目投资方：一般为项目持有方，包括企业、自然人和各种联合体，提供资本金投资项目。
- 项目运营方：与项目投资方可为同一主体，也可为不同主体，负责项目的后续运营和管理。
- 工程总承包（EPC）公司：即项目施工方，负责完成项目施工。
- 屋顶所有者：学校、住宅、医院、工业厂房等。
- 电网公司：提供并网、发电和用电计量，支付上网电量电费。
- 用电方：电力用户，用电并支付电费，部分电力用户也是屋顶所有者。

分布式光伏发电项目主要的不确定因素包括以下方面：产权及经营企业的存续期不确定；屋面承载力不够、使用年限不足、漏水等；户用单体规模小，单个项目也需要全套手续；屋面遮挡、缺少典型设计、用户需求多样，施工管理难度大；电费收取困难。分布式光伏发电在项目实施过程中很可能出现诸如屋顶权属转移、用户因不可抗力等因素终止使用的情况，为整个运转体系增加了不确定因素。

由于参与方较多，商业模式的构建存在更多可能，带来了多样化的收益分配方式，包括项目投资方收取电费、电网企业收取过网费、屋顶所有者获得租金、电力用户获得电价优惠、金融机构获得回报（如贷方获得利息）、工程总承包商获得工程费用等，如图4所示。众多利益分配方式降低了分布式光伏项目的投资回报率。

图 4 | 典型分布式光伏发电各参与方以及收益模式



来源：作者总结。

投融资挑战

从银行获得融资困难

分布式光伏商业模式主要包括业主自有资金全额投资、银行贷款、融资租赁和合作开发等。银行贷款和融资租赁（尤其是后者）是目前分布式光伏项目两类主要融资模式，融资模式较为单一。

银行为分布式光伏项目提供融资的意愿不高，主要顾虑在于分布式光伏项目小而散、建设周期短、运行期长，为多个小而散的项目提供融资的管理成本高。银行贷款审批手续较烦琐，在流程一致的前提下，银行更倾向于为额度较高的大型贷款项目提供融资。另外，银行在提供融资时更看重客户的性质，国有企业相对更容易获得融资。分布式光伏项目开发主体大部分为民营企业，银行出于风险控制和成本控制的考虑，很少为其提供融资。由于银行的放款条件苛刻、手续审批时间长、企业信用审批手续复杂，且光伏电站项目并网前提条件严格，很多企业转而投向部分专业、灵活的融资租赁机构。

近年来，在践行国家普惠金融战略、推动金融服务乡村振兴、支持绿色金融业务发展的背景下，一些银行开展了“光伏贷”业务，针对企业或者个人提供融资，贷款年限普遍在3~5年。目前比较知名的“光伏贷”产品包括武汉农村商业银行的“光伏贷”、兴业银行上海分行的“阳光贷”等。粤港澳大湾区范围内“光伏贷”实施时间较短，问题与成效还有待时间验证。

融资租赁成本高周期短

目前，为光伏行业提供融资的机构中，融资租赁公司占较大市场份额。业主资金成本由贷款利率、担保费、租赁费组成，高于银行贷款资金成本，根据项目不同，其综合成本为基准利率上浮15%~30%。部分银行为降低风险，会通过自有融资租赁公司参与到分布式光伏项目中来。

融资租赁公司可享受与银行一致的“按差额缴纳营业税及附加”的优惠政策。对光伏组件供应商而言，融资租赁公司可以购买组件用于出租；对开发商而言，融资租赁公司不仅能有效地融资、融物，还可以改善现金流管理，实现融资便利。售后回租是目前市场中常见的经营模式，租期5~8年、年利率8%~12%、不需要担保的模式适合已解决部分初始投资（即其电站已建好，需提前回笼部分资金）的分布式光伏项目开发商。

目前，融资租赁公司提供融资面临成本高、周期短的挑战。分布式光伏电站的运行寿命为25年，正常地面电站的银行融资周期普遍在15年以上，但分布式光伏电站的租赁融资周期却为5~8年，这严重影响了分布式光伏电站的还贷能力。分布式光伏项目若通过融资租赁进行融资，前5年基本无法给投资方带来任何收益，因其所收取的电费均需用于偿还贷款，具体参见附录中的案例5。

收益保障机制欠缺

分布式光伏项目开发从电池板质量到电站建设、运行等各方面都存在风险，合理利用保险等金融工具分散风险将是趋势。目前，分布式光伏项目已经开始运用保险分散建设期和运营期的风险，以满足融资机构的要求，但市场最关注的项目收益险仍难以落地。主要原因是分布式光伏发电量一般由电网决定，保险公司和业主都无法很好地对发电量进行管理，因此保险公司也慢慢放弃了相关的项目收益险。

建议

政策落地创新

建议政府应该加强规划统筹，开展光伏安装资源排查，完善光电建筑基础数据，包括完善应用规模的数据统计。落实光伏整县集中推进试点工作，统筹光伏安装资源，以商业化运作的光伏开发公司为主体，通过提供投融资服务和创新保险产品，推动分布式光伏发电应用示范区的商业化运作。屋顶所有者享有优先开发权，如果无意开发，则可转让或委托相关光伏开发公司进行开发。通过规模化进一步降低建设成本；推进在粤港澳大湾区和新城规划中深化低碳发展模式，将光伏应用纳入整体发展规划中，进一步提升光伏在新区建设、旧城改造、绿色社区创建中的利用比例。

商业模式创新

除融资租赁外，分布式光伏项目的融资渠道需多样化。前提是建立更为稳固的分布式商业模式，可以由多家行业协会统筹，共同推动建立商业化运行的光伏开发公司、光伏发电系统制造商、电网运营商、政府、金融及保险机构等有机的利益共同体，通过合同能源管理等多种方式惠及用电方和屋顶所有者，建立可持续发展的商业模式。

金融机构可以与地方政府或者国有企业共同建立融资平台，为试点区域的项目提供快速融资通道。融资平台可以通过科技赋能项目库，发挥深圳的科技优势、香港的金融优势及广东其他地区的产业优势，建立金融科技分布式光伏加速器项目库，助力金融机构对接优质项目。融资平台可以以市场化方式运行，逐步摆脱主要依赖贷款主体信用而非项目质量信用的情况。此外，融资平台必须具备筛选优质项目的能力，这样才能降低贷款风险，最终真正实现项目贷款。

通过市场机制促进分布式电力消纳。开展分布式发电市场化交易试点建设，研究交易机制与价格，打破单体建筑产用电不平衡的状态，提高建设光伏的投资收益；探讨建筑体作为发、储、用电一体化的“虚拟电厂”参与电力市场的机制；考虑“自发自用、余电上网”类型项目的电费收取创新模式，如预存电费、与当地电网企业合作代收取等。

绿色工具创新

探索通过保险产品创新拓宽融资渠道。良好的保险体系在保障光伏电站质量的同时，也有利于项目融资。目前市面上质量保险已普遍存在，也有海上风电、核电等清洁能源保险，建议推广光伏电站融资险或发电量损失险，鼓励保险机构向符合高质量要求的投保光伏资产提供保费优惠。

金融机构可以针对粤港澳大湾区推出更多“光伏贷”产品，在研究各地已有“光伏贷”产品效果的基础上，推出年限、额度、利率更加符合粤港澳大湾区特点，并有利于推进分布式光伏项目发展的贷款产品。相关产品可以考虑贷款利率与发电量表现挂钩。

通过资产证券化以低成本资金促进分布式光伏电站流动交易。资产证券化将缺乏流动性的产权资产转换为可交易的投资产品，为机构投资者提供了固定收益类投资品种，拓宽了投资领域，分散了机构投资者的风险。此外，普通投资者也可参与光伏产业投资。

分布式光伏建议小结如图5所示。

氢能

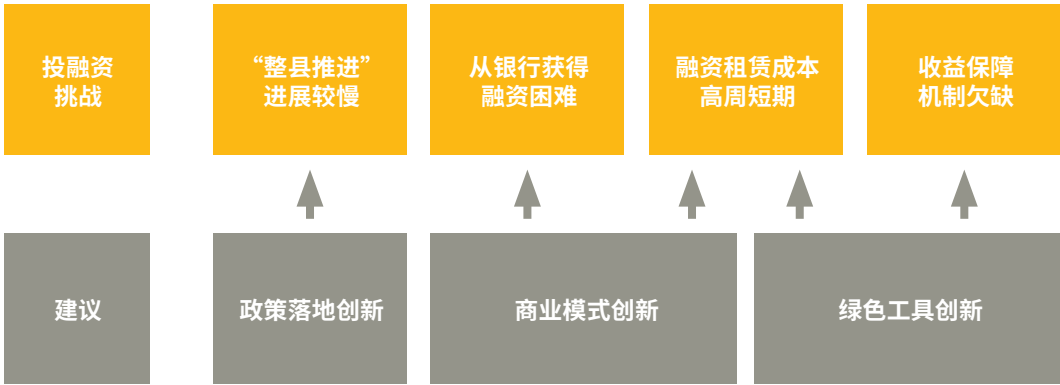
现状

广东省氢能产业蓬勃发展

近年来，中国氢能产业呈现积极发展态势，已初步掌握制氢、储运、加氢、燃料电池和系统集成等主要技术和生产工艺（见图6），相关企业超千家，集中在长三角、粤港澳大湾区、京津冀等区域，已实现燃料电池车辆小规模示范应用。

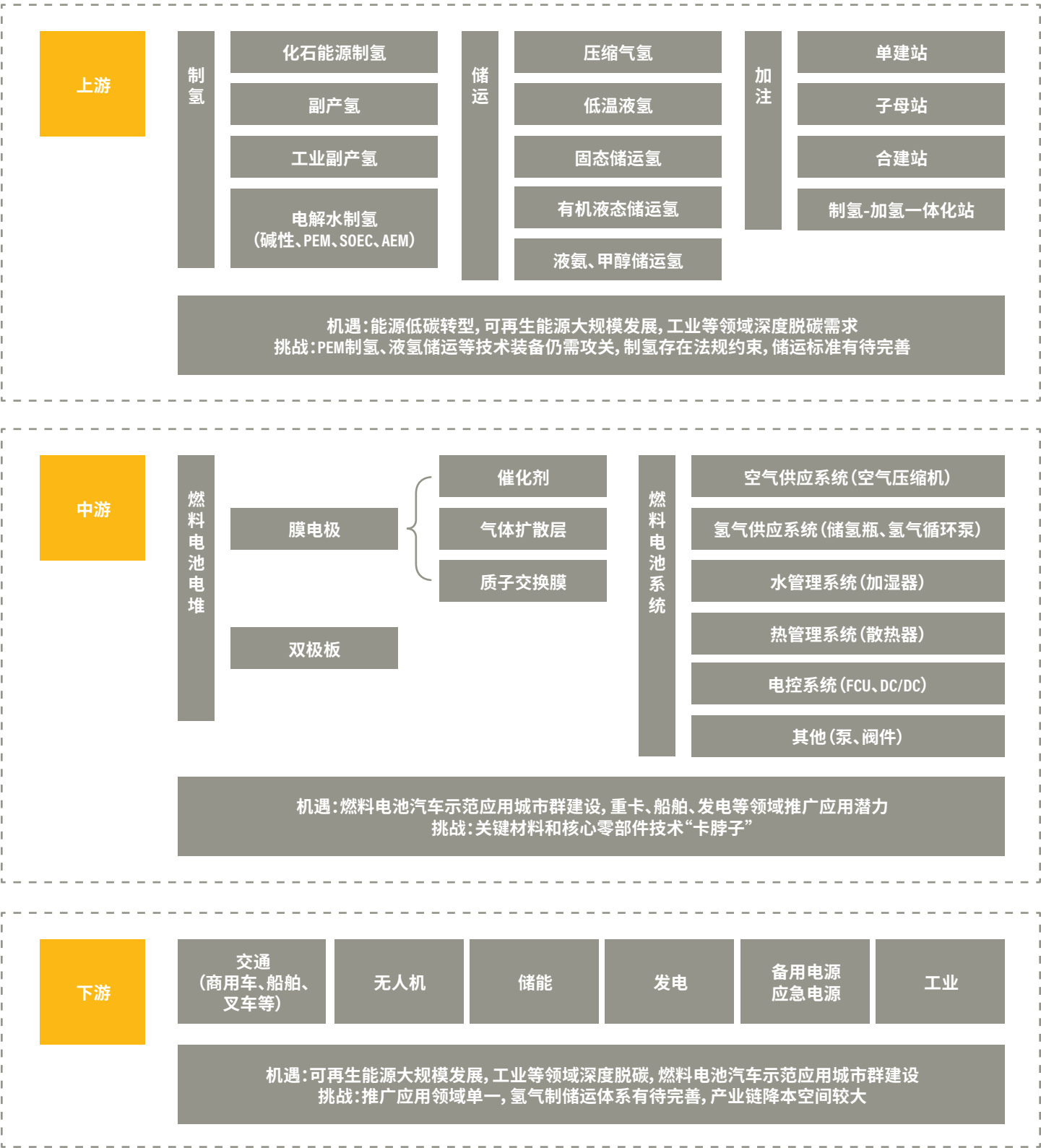
广东省在核心技术研发及产业化、车辆推广、加氢基础设施建设等环节开展了一系列探索。广州是广东省的客流物流枢纽，是燃料电池汽车创新研发中心、整车和关键零部件制造基地、粤港澳大湾区燃料电池汽车示范应用核心区；佛山是技术及标准创新高地、燃料电池和核心部件及汽车产业制造高地、根植传统优势行业的示范应用先行区；东莞是燃料电池关键零部件研发制造高地，同时拥有丙烷脱氢副产氢来源；中山是液氢装备和燃料电池核心零部件特色产业集聚区；云浮是燃料电池汽车高端装备制造基地；珠海具备工业副产氢来源；阳江具备海上风电潜力。粤港澳大湾区汇集了超过300家氢能企业，涵盖燃料电池电堆、系统及关键核心零部件制造，燃料电池汽车整车制造，以及氢气制备、储运、加注等领域（见图7），年产值超100亿元，是全国规模最大的氢能及燃料电池汽车产业集群¹²，涌现出以广汽集团、一汽解放、清极能源、鸿基创能、国鸿氢能、广东济平、通用氢能等为代表的产业链龙头企业。粤港澳大湾区氢能基础设施建设提速，燃料电池车辆推广规模不断扩大，氢能船舶、热电联供及氢能社区等也在逐步开展示范。

图 5 | 分布式光伏建议小结



来源：作者总结。

图 6 | 氢能产业链构成及面临的机遇和挑战



来源：作者整理。

图 7 | 广东省氢能产业相关企业



来源：佛山环境与能源研究院整理。

2020年9月，财政部等五部委联合发布了《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，提出对符合条件的城市群开展燃料电池汽车关键核心技术产业化攻关和示范应用给予奖励。截至2022年5月，已有京津冀、上海、广东、河南、河北五大城市群获批成为试点。广东城市群由佛山牵头，联合广州、深圳、珠海、东莞、中山、阳江、云浮以及福州、淄博、六安和包头等11个城市组成，通过示范应用推动技术创新及产业化发展。

广东省海上风能、核电场址资源较丰富，利好“绿氢”发展。截至2019年底，全省新能源发电装机规模5153万千瓦¹³。据《广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划（2021-2025年）》，到2025年，新能源发电装机规模约1亿千瓦，其中风电、光伏、生物质发电装机容量约4200万千瓦，制氢规模约8万吨，氢燃料电池约500万千瓦，储能规模约200万千瓦（广东省发展和改革委员会、广东省能源局、广东省科学技术厅、广东省工业和信息化厅、广东省自然资源厅、广东省生态环境厅，2020）。

香港、澳门不具备氢气生产能力，更多需要考虑的是终端应用场景和氢气的运输问题。以香港为例，当地正在积极探索氢能发电和交通领域的应用，希望能够通过粤港合作实现未来氢能的供给保障。

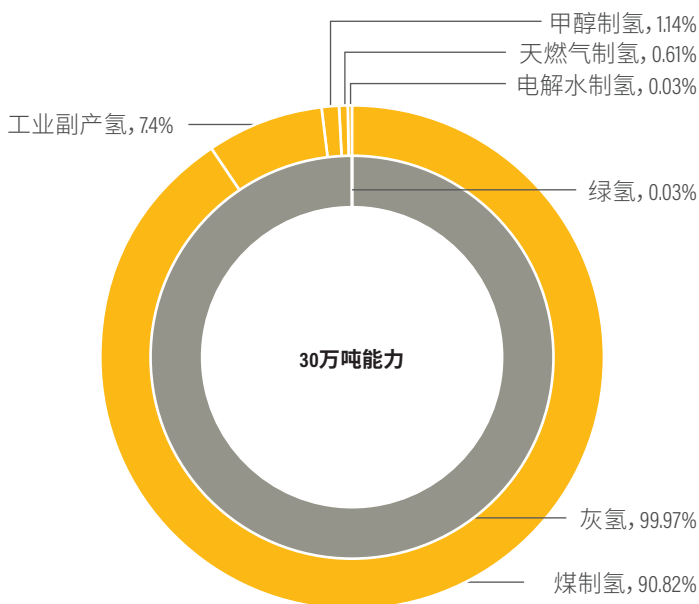
氢能供应有待降本增效

广东省氢能供应体系亟待持续完善。降低氢能供应成本，提高氢能供应链的经济性是产业可持续发展的重要保障。

制氢:可再生能源电价下降、电解槽技术进步是推动生产成本下降的核心

粤港澳大湾区氢源供应主要依托以天然气重整、甲醇裂解为主的化石能源制氢及以氯碱、丙烷脱氢为主的工业副产气提纯制氢。2020年，粤港澳大湾区制氢能力约为30万吨/年，90%以上分布在粤东和粤西两翼，其中90.82%为煤制氢，7.4%为工业副产

图 8 | 2020年粤港澳大湾区年氢气产能结构



来源：中国氢能联盟研究院、佛山环境与能源研究院整理。

氢，电解水制氢仅占0.03%¹⁴，如图8所示。未来，电解水制氢尤其是可再生能源制氢是主要方向，粤港澳大湾区目前已在探索利用价格更低的蓄冷电价¹⁵开展电解水制氢。

煤制氢成本最低，当煤价为200~1000元/吨时，制氢成本约6.8~12.1元/千克；当天然气价格在1~5元/标准立方时，天然气制氢成本约7.5~24.3元/千克。工业副产氢来源不同，成本差异较大，焦炉煤气、氯碱化工、合成氨醇副产氢出厂价分别为9.3~14.9元/千克、13.4~20.2元/千克、14.6~22.4元/千克，烷烃脱氢综合成本为14~20.2元/千克。电解水制氢中碱性电解经济性最高，制氢成本主要取决于电价（约占85%），按当前制氢效率5千瓦时/标准立方计算，当电价为0.6元/千瓦时时，制氢成本为40~50元/千克。

目前，我国主流制绿氢技术是碱性电解水制氢技术，技术水平及装备制造能力并跑国外先进水平。质子交换膜（PEM）电解水制氢技术与可再生能源发电耦合优势明显，但技术及装备水平与国外先进水平差距较大，低成本大功率PEM制氢电堆及关键材料是研发攻关的重点。电解水制氢成本取决于电价、制氢技术、装备，以及产业的规模化发展。据中国氢能联盟预计，2030年光伏及风电新增装机容量的发电成本将达到0.2元/千瓦时，可再生能源电解水制氢成本将低至15元/千克，具备与配套碳捕集利用与封存（CCUS）的煤制氢进行竞争的条件（中国电动汽车百人会，2021）。

储运：当前普遍使用20兆帕长管拖车与我国氢能产业快速发展的储运需求不匹配，探索30兆帕及以上压力氢气运输是降低储运成本的重要途径之一

氢气存储包括气态、液态和固态三种方式，储运环节是目前氢能产业发展的重难点之一。我国目前普遍采用20兆帕气态高压储氢与集束管车运输的储运方式，技术及装备成熟，充/放氢速度快，但效率低（单车运氢量为300~400千克），成本受运输距离影响显著¹⁶。当运输距离为50~500千米时，运输成本为7.3~33.8元/千克，距离的增加会大幅提升运输成本。发达国家已推出30兆帕及以上的高压复合氢瓶长管拖车，与20兆帕的拖车相比，装备自重降低40%，储氢密度提高64%，运输成本显著降低；当余压为7兆帕时卸气量增加93%；当余压为5兆帕时卸气量增加82%¹⁷。

管道运输前期建设成本高、站场装备技术不成熟，但长远看输氢量大、能耗小、成本低。随着氢气大规模储运需求的增加，管道输氢可配合液氢、高压气态储氢、固体储氢等实现氢气多元化储运，有利于加快氢能的示范推广及商业化应用。

加氢：加氢设备规模化和国产化率进一步提高是促进加氢站建设成本下降的关键

加氢站按技术路线不同，可分为外供氢加氢站和站内制氢加氢站。我国主要采用外供氢高压氢气加氢站，日加注能力1000千克的加氢站造价在2000万元左右（不含土地费用），压缩机成本约占总成本的30%¹⁸。随着设备规模化和国产化率进一步提高，未来加氢站设备成本有很大的下降空间。

目前，粤港澳大湾区主要依托现存加油站、加气站改扩建加氢设施，建设综合能源服务站。佛山市明确鼓励加氢站与加油站、加气站或充电桩合并设置，计划到2030年建成57座加氢站（佛山市人民政府，2018）。中石化广东石油分公司于2021年在佛山、云浮建成3座油氢合建站¹⁹，并探索加快油氢合建站布局，打造更具经济性的商业模式。

体制机制制约发展

氢气按危险化学品进行管理，存储、运输等技术标准不够完善，除新批准加氢站建设用地外，油氢合建站、气氢合建站还不允许采用站内制氢。上游产业链仍未明确责任部门，加氢站建设因仍未明确监管和审批部门，多以地方特事特办形式审批建设。

专栏 1 | 佛山加氢站审批模式

在加氢站建设缺乏国家和省级层面统筹及可操作的管理规范背景下，佛山市率先开展加油加氢一体站、制氢加氢一体站试点示范，破解加氢站建设难题，探索出“佛山模式”。佛山2015年探索打通了加氢站行政审批障碍，明确住建部门为加氢站主管部门，2017年建成全国首座商业化加氢站，2018年出台全国首个加氢站建设运营及氢能车辆运行扶持政策。

终端应用场景潜力未被充分发掘

交通运输领域是氢能产业下游应用市场发展的突破口，目前粤港澳大湾区在佛山、广州、深圳和中山的公交车、物流车等领域已具备一定推广规模。截至2021年底，广东省累计推广燃料电池车超3000辆，以物流车（约占65%）和公交车（约占35%）为主，累计运营里程超3000万千米，推广数量与运营里程均居全国第一²⁰。但是，氢能在生鲜、货运、城建、港口码头等物流领域，在城际客运、区域内通勤接驳、“粤东-粤西”长途货运，以及储能、石化化工、钢铁、建筑的领域的应用潜力未被充分挖掘。

投融资挑战

新兴产业在发展初期大多需要政策和补贴扶持，但产业最终能否壮大的关键在于是否找到可持续发展的商业模式。在氢能产业与金融资本实现结合之后，大规模开展氢燃料电池汽车的商业化运营将成为可能。规模化将有效促进技术水平的提升和成本的快速下降，进一步促进氢能在工业、储能、发电、建筑等领域的商业化应用，形成良性循环。目前，粤港澳大湾区氢能产业投融资存在如下挑战：

政府主导的补贴模式不可持续

氢能产业处于示范阶段，企业大多利用政策补贴维持基本运营。以电池行业为例，相比锂电池行业动辄几十亿元甚至上百亿元的融资额，氢燃料电池行业还处于早期风投孵化阶段，行业发展主要依靠政府引导和财政补贴，但长期来看不可持续。政府财政资金有限，应以引导产业发展为主。基于最新的“以奖代补”政策可以预见，大规模补贴的红利时代已经过去，财政资金将重点支持产业链关键共性技术研发与产业化推广。补贴还可能带来产能盲目扩张、技术进步缓慢、商业化发展受阻、劣币驱逐良币等问题，不利于产业可持续发展。

产业链各环节成本较高，导致投资风险较高

当前，产业链成本高是粤港澳大湾区以及全国其他地区普遍存在的问题。

- 绿氢是未来主流，但目前电解水制氢成本较高，制约了利用弃风弃光等可再生能源电解水制氢的规模化发展。粤港澳大湾区海上风电具备较大开发潜力，但其制氢成本远高于光伏及陆上风电制氢成本。
- 运输成本与距离和运量密切相关，目前长管拖车单次有效运氢量小，经济性较差。高压气态储运需要投资建设高压容器，液氢储运仍需技术进步推动降低成本，管道运输需要高额的基础设施建设投资费用。
- 加氢站的数量和布局直接影响氢能的储运成本。加氢站土地成本高且投资回报周期长，建造一个加氢站成本高达2000万元左右（不含土地费用），同样的资金能建造

4个加油站、40个充电桩²²。加氢站目前主要依靠政策补贴运营。此外，70兆帕加氢站的压缩机核心技术与国际先进水平仍有一定差距，阀门、流量计等关键零部件仍依赖进口，导致建站成本过高。

- 氢燃料电池车辆购置成本高，主要原因在于燃料电池系统及进口核心零部件。2018年国产燃料电池汽车的综合制造成本约为150万元，同等性能的电动车和燃油车造价仅为其1/6和1/10²³。此外，较高的氢气价格导致车辆运营成本高昂。

产业链各环节投融资分布不均

当前氢能领域投资人比较关注燃料电池及关键零部件和系统集成等相关企业。燃料电池是目前获得资本市场融资的主要领域，融资案例持续增加，2019年共27起，2020年共31起（车百智库、百人会氢能中心，2022，）。据相关研究报告（香橙会研究院，2022），其重点关注的50家氢能与燃料电池汽车产业非上市企业中，共有36家于2021年度获得融资。其中，30家为燃料电池汽车产业链企业（15家为系统/电堆企业），6家为氢能产业链企业。氢燃料电池行业中电堆系统价值大，企业更容易做大规模，未来行业巨头大概率来自燃料电池电堆系统，也更容易获得投资者青睐。随着产业快速发展，上游氢气制备、储运环节应逐渐受到资本市场的关注。

市场投资主体单一，资金集中于少数头部企业

我国氢能领域投资主要来自央企和地方国企，以产业基金为主，财务投资人参与较少。据不完全统计，截至2021年末，氢能产业投资基金累计超800亿元，2020—2021年公开可查询的基金规模超过2015—2019年基金规模总和。2021年氢能产业企业资本市场融资情况显示，国投集团（SDIC）、中金公司（CICC）和省级投资基金等扮演了重要的投资人角色，参与了众多2000万元以上的投资。目前全国97家央企中已有超过1/3涉足氢能业务（高工氢电，2021），其中，油、气、电等传统能源国企最为积极，业务扩展方式主要有两种路径。一是遴选行业“小精尖”企业，在估值尚未高企的情况下切入。2020年，中国石化设立恩泽基金（总规模50亿元，一期规模20亿元）（中国石化报，2020），投资的首个新能源项目便涉及氢能装备供应商；中国石化强势入股上海重塑能源集团股份有限公司，成为其第二大股东，致力于推动氢能关键零部件研发与产业化。二是行业巨头通过共同成立产业基金、合作开展项目等方式实现强强联合、优势互补。2019年6月，三峡集团与东方电气、成都创投成立东方三峡（成都）股权投资基金管理有限公司，并发起设立“东方电气氢能产业基金”，依托东方电气在氢能燃料电池领域的核心技术能力、三峡集团丰富的资源优势和投资能力，以及成都创投在产业落地、市场、组合融资领域的独特优势，重点围绕氢能产业链、新型储能技术及清洁能源新技术、新材料等领域投资布局。

在没有民间资本大量参与的情况下，氢能领域风投基金的数量和规模很小，资金来源渠道单一。燃料电池汽车示范应用城市群工作启动后，带动氢能领域投融资大幅提升，2021年全年氢能

相关投融资金额超过200亿元，同比提升超过6倍，但是投融资事件数量仅小幅提升，单笔投资金额提升明显，总体来说投资集中于少数产业链头部企业²⁴。

建议

建立政府引导的投融资机制, 促进投资规模化, 资金流向均衡化

建议政府部门应加快推动完善氢能产业“1+N”政策体系，明确财政、税收等多方面政策的支持标准和时限。完善投融资体制机制，建立健全投融资监督管理制度，规范管理，公开透明监督。上述举措有助于投资人明晰产业发展的方向、节奏和未来市场空间，有利于投资者获得透明、客观的信息，增强投资信心，促进投资规模持续上升，实现产业发展与投融资市场良性循环。

建议地方政府适当放宽储氢瓶、加氢站等标准，探索可再生能源发电制氢支持性电价政策，完善可再生能源制氢市场化机制，健全覆盖储能的价格机制，探索氢储能直接参与电力市场交易。

建议政府将有限的财政资金重点用于支持产业链共性关键技术（尤其是卡脖子技术）研发与产业化。

建议政府相应制定差异化利率等政策，对资金需求迫切且风险相对较高的地区和环节给予更多金融优惠政策，引导投资人分散投资，投向不同地域、产业链的不同环节和不同发展阶段的企业，从投资多个阶段的企业、分批投入资金、组合投资、联合投资、合同制约、管理咨询和严格执行业务计划书等方面分散风险。

发展氢能的金融环境与十几年前发展光伏、风电和电动汽车时相比，发生了深刻的变化，过去的财政资金部分转变为政府主权基金，资

本市场上市条件更加倾向于科技企业，未来新能源特别是氢能、储能等产业的资金支持更多来自社会资金和企业资金，更多股权融资替代传统企业的债权融资，也需要更加多样化的融资方式。建议政府积极鼓励、引导金融机构和企业成立产业基金，从机构投资者、私人资本、国内大型企业等方面拓宽风投来源，扩大风投总量，培育多元化市场主体。

目前国家《绿色产业指导目录（2019年版）》和《绿色债券支持项目目录（2021年版）》中包括“加氢设施制造”、“加氢设施建设和运营”、“氢能利用设施建设和运营”。建议将氢气运输、氢能终端利用也纳入其中，并给予担保、贴息等政策扶持。

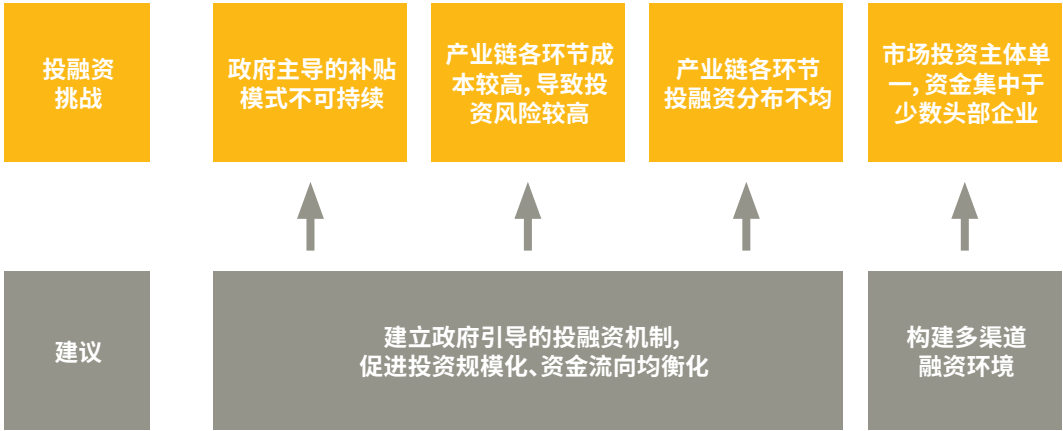
构建多渠道融资环境

在**融资额度**方面，国家对金融机构依靠信用评级体系提供的融资额度上限有明确规定。考虑到国家和各地政府对氢能产业的支持，各金融机构参与氢能产业的形式也将多样化。行业希望金融机构针对可以产生持续现金流的资产考虑资产融资模式——金融机构结合项目资产价值或信用搭配资产的方式，提供比信用评级体系更匹配项目需求的融资额度和放款进度。

在**融资利率**方面，全国性金融机构²⁵可通过央行2021年11月公布创设的“碳减排支持工具”申请低成本资金，精准支持碳减排相关领域发展，向具有显著碳减排效应的重点领域释放优惠利率融资，撬动更多社会资金参与碳减排市场。“碳减排支持工具”总体模式为“先贷后借”：首先，金融机构向碳减排重点领域企业提供低息贷款，利率与同期限档次贷款市场报价利率（LPR）大致持平；然后，“碳减排支持工具”针对金融机构向企业发放的碳减排贷款，按贷款本金的60%提供资金支持，利率为1.75%，期限1年，可展期2次，需提供质押品²⁶。

氢能建议小结如图9所示。

图 9 | 氢能建议小结



来源：作者总结。

附录 研究方法 with 案例

在研究方法上，除文献综述以外，还重视访谈和实地调研。一方面，分布式光伏发展时间较长，投融资模式的问题和挑战清晰，相关研究也较多，实地走访调研有助于发掘实际解决方案。另一方面，氢能的生产应用尚处于初期阶段，已有研究成果较少，更需通过实地走访调研获取信息。

在数据边界上，粤港澳大湾区是指珠三角九市（包括广州、深圳、珠海、佛山、惠州、东莞、中山、江门、肇庆），以及香港和澳门，但由于数据可获得性原因，部分光伏数据以广东省为边界。此外，氢能供给涉及广东省内非粤港澳大湾区城市，因此部分氢能数据和分析也以广东省为边界。

本报告针对粤港澳大湾区分布式光伏和氢能的发展开展了案例调研，调研对象包括广东省太阳能协会、广州发展新能源股份有限公司、广州明珠工业园、广州白云国际会议中心、河源市连平县大湖农光互补光伏电站、河源市连平县隆街农光互补光伏电站、河源市紫金县农光互补光伏电站、江门市台山渔光互补光伏电站、百威啤酒（佛山）有限公司、南网融资租赁公司，以及相关物流企业等。调研针对分布式光伏和氢能 in 广东省和粤港澳大湾区的应用场景、运营模式、投融资模式、财务现状、项目运营存在的问题、未来的发展空间和方向等方面进行了交流。本报告部分结论和建议来自调研结果，但由于调研对象数量有限，不能代表所有利益相关方的情况，可能会有一定局限性。

案例1. 工业屋顶分布式光伏案例 ——明珠工业园广州万宝集团冰箱有限公司屋顶光伏发电项目

项目概况

该项目位于广州市从化区明珠工业园广州万宝集团冰箱有限公司新建厂房屋，依托明珠工业园广州万宝集团冰箱有限公司3个新建水泥屋面、1个电房屋面及1个停车棚铺设光伏发电系统，可利用屋顶面积合计约1.66万平方米。项目采用6204块275峰瓦多晶硅光伏组件，最高转换效率可达16.8%，装机容量为1.7兆瓦。设置2个并网点，均采用0.4千伏电压等级。

该项目建设期为2个月，2018年5月正式投入运行。运行期内，年均利用小时数为945小时，年均发电量为147万千瓦时。项目采用“自发自用、余电上网”模式（发电量90%以上自用）接入其建筑配电系统。

商业模式

广州发展新能源股份有限公司作为项目建设方，负责整个项目的投资、建设和运营维护。分布式光伏项目产生的发电量也包括“全额上网”、“自发自用、余电上网”和“全部自用”三种

模式，目前使用最多的是“自发自用、余电上网”模式，本案例也采用了这种模式。广州万宝集团冰箱有限公司按电费9折向广州发展新能源股份有限公司支付费用。出售给电网的电量由供电公司按照平价电费支付给广州发展新能源股份有限公司。项目容量补贴由广州万宝集团冰箱有限公司获得，发电量补贴由广州发展新能源股份有限公司获得。

项目财务情况

总投资：1041万元

资金来源：自有资金占30%，银行贷款占70%

贷款期限：12年

投资回收期：8年

案例2. 商业屋顶分布式光伏案例 ——广州白云国际会议中心屋顶分布式光伏项目

项目概况

该项目由广州发展新能源股份有限公司投资，利用广州白云国际会议中心A栋、B栋、C栋、D栋、E栋建设屋顶分布式光伏发电系统，面积约4万平方米，使用440峰瓦多晶硅高效组件，总装机容量约3.3兆瓦。

该项目2019年8月竣工，2020年1月正式投入运行，为平价上网项目。项目运行期内，年均发电有效利用小时数约为956小时，年均发电量为281万千瓦时。该项目采用“自发自用、余电上网”模式，发电量80%自用，20%余量上网，接入其建筑配电系统。

商业模式

广州发展新能源股份有限公司作为项目建设方，负责整个项目的投资、建设和运营维护。白云国际会议中心按电费9折向广州发展新能源股份有限公司支付费用。出售给电网的电量由供电公司按照平价电费支付给广州发展新能源股份有限公司。

项目财务情况

总投资：1881万元（组件费用990万元，EPC费用825万元，其他66万元）

资金来源：自有资金占30%，银行贷款占70%

贷款期限：12年

投资回收期：12年

案例1和案例2表明，对于分布式光伏项目而言，补贴直接影响投资回收期，平均在4~5年左右。补贴时代的分布式光伏项

目由于补贴到位不及时，项目现金流不及预期。“自发自用”模式的分布式光伏电站内部收益率高于“全额上网”模式，“自发自用”比例越高，其内部收益率越高，更能有效保障项目综合收益。工商业屋顶光伏项目可确保电费支付相对及时、稳定，且有收费权质押，以保证项目现金流安全，分布式光伏发电在工商业用电领域已实现平价上网，可不依赖补贴。

案例3. 香港绿色债券支持绿色建筑项目

截至2021年2月，香港发行了106亿港元的绿色债券，用以支持若干个绿色建筑项目，包括西九龙政府合署、启德发展区的税务大楼、库务大楼、玛丽医院第一期重建计划、东九文化中心等。这些绿色建筑的节能减排措施中包括分布式光伏发电项目等。

案例4. 区块链与分布式光伏的结合

香港最大的房地产投资信托基金领展房产基金（Link REIT）于2019年与区块链创业公司Allinfra合作，进行资产代币化，并首先进行了一项太阳能发电试点，将安装在领展香港房地产资产上的光伏项目进行代币化。通过太阳能项目的代币化，区块链可以记录财务影响、所有权和相关的环境影响。令牌将存储在以太坊区块链上，Allinfra提供技术支持。对Link REIT而言，一方面，区块链可以提供更高的资产流动性，实现房地产投资组合中的能源管理和销售自动化；另一方面，将区块链用于太阳能项目可以支持该公司的环境、社会和治理（ESG）计划。

案例5. 分布式光伏融资成本

以一个2兆瓦的屋顶分布式光伏项目为例，投资成本为4元/瓦，电费平均收入为0.7元/千瓦时（平均计算给客户直接供电+余电上网的电价），整个项目的总投资为800万元，贷款70%（560万元），贷款利率为6.55%，贷款期限为7年。上述融资条件在分布式光伏项目的融资中已经算是比较好的。假设在年发电

小时数1200小时的地方，每年可以有141.6万元电费收入，其中112.4万元用于偿还贷款，再去掉运维等费用，资本金可以实现8%的回报率，内部收益率为5.66%。但是，粤港澳大湾区所在位置的普遍光照情况为950~1050小时，基本上只能勉强覆盖本息支出，一旦遇到光照情况较差的年份，投资企业还得自掏腰包补助差额才能还本付息。不同光照条件地区电费收入和融资成本比较如图10所示。

案例6. 佛山氢燃料公交车购置和燃料成本案例

一辆氢燃料公交车的购买和运营需要多少成本？本案例以佛山的氢能公交车为例进行简单测算：

在车辆购置方面，一辆氢燃料公交车的价格约为180万元，国家和地方各补贴50万元/辆，补贴金额没有超过政策规定的60%上限，企业需要自付80万元/辆。

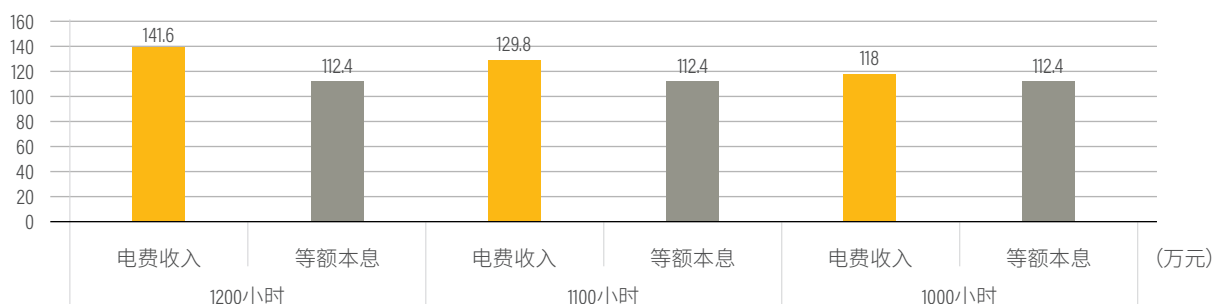
除购置费用外，燃料是另一个主要成本。2021年7月佛山氢燃料的价格约为80元/千克，按照政策，2018—2021年加氢站企业加氢补贴20元/千克，补贴后价格约为60元/千克。氢能公交车每运行100千米耗氢约8.5千克，每天运行250千米左右，一辆氢能公交车一年的燃料费用约为62万元，其中政府补贴16万元，企业自负46万元。

案例7. 佛山加氢站建设和运营案例

以佛山某加氢站为例，2018年建设时投入1800万元。与加油站和加气站相比，加氢站的设备成本和运营成本都较高。例如，储氢设施、压缩机的成本高于油气设备，德国生产加氢枪的单价为10万元，如果损坏需要送回德国维修，而国产加氢枪的单价仅为5万元。该加氢站配备销售人员11人，管理人员10人，整个加氢站全年所有成本约为600万元，其中场站电费约为50万元。目前，该加氢站每天销售氢气1吨氢气左右。按照8年投资回收期计算，如果每千克氢气的毛利润达到20元，每天氢气销售量达到700千克，可以实现盈亏平衡。

图 10 | 不同光照条件地区电费收入和融资成本比较

7年期等额本息6.55%



来源：作者整理。

注释

1. 按照生产来源,世界能源理事会将氢气分为灰氢、蓝氢和绿氢三类。灰氢是指化石燃料制氢,如煤制氢、天然气制氢、甲醇制氢、工业副产气提纯制氢等。蓝氢是灰氢的“升级版”,在氢气生产环节配合碳捕集与封存(CCS)技术以减少碳排放。绿氢是指利用可再生能源发电来电解水制氢
2. 中国科学院广州能源研究所和国网能源研究院有限公司
3. 课题组整理对广东省太阳能协会的调研数据获得
4. 课题组整理对广东省太阳能协会的调研数据获得
5. 2022广东分布式光伏发展论坛,2022年5月27日
6. 课题组整理对广东省太阳能协会的调研数据获得
7. 数据来自中国科学院广州能源研究所《广东省太阳能光伏潜力及规划实施报告》(未公开发布)
8. 课题组整理对广东省太阳能协会的调研数据获得
9. 根据公开信息整理各省上网电价信息获得
10. 价格和燃煤基准上网电价相同
11. 数据来自中国科学院广州能源研究所《广东省太阳能光伏潜力及规划实施报告》(未公开发布)
12. 数据来自广东省发展与改革委员会《广东省燃料电池汽车示范应用城市群实施方案》(未公开发布),佛山环境与能源研究院参与整理
13. 佛山环境与能源研究院根据相关资料整理
14. 佛山环境与能源研究院根据调研资料整理
15. 2018年6月,广东省发布了《关于加快新能源汽车产业创新发展的意见》,明确提出电解水制氢电价享受蓄冷电价的政策;冰蓄冷电价政策可参考2017年广东省发展和改革委员会发布的《关于蓄冷电价有关问题的通知》(粤发改价格函〔2017〕5073号)
16. 佛山环境与能源研究院根据调研资料整理
17. 数据来自佛山环境与能源研究院《氢气运输成本分析及运输方式展望》(未公开发布)
18. 佛山环境与能源研究院根据调研资料整理
19. 佛山环境与能源研究院根据调研资料整理
20. 佛山环境与能源研究院根据相关资料整理
21. 佛山环境与能源研究院根据公开资料整理
22. 佛山环境与能源研究院根据公开资料整理
23. 佛山环境与能源研究院根据调研资料整理
24. 数据来自中信证券研究部
25. 全国性法人金融机构名单来自 <http://www.pbc.gov.cn/tiaofasi/144941/3581332/3587928/2018080814530235173.pdf>
26. 数据来自http://www.gov.cn/xinwen/2021-11/08/content_5649848.htm

参考文献

1. 财政部.2020.关于完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知. http://jjs.mof.gov.cn/zhengcefaui/202004/t20200423_3502975.htm
2. 财政部,工业和信息化部,科技部,国家发展改革委,国家能源局.2020.关于开展燃料电池汽车示范应用的通知. http://www.nea.gov.cn/2020-09/21/c_139384465.htm
3. 财政部,科技部,工业和信息化部,国家发展改革委.2013.关于继续开展新能源汽车推广应用工作的通知. http://www.gov.cn/zwgk/2013-09/17/content_2490108.htm
4. 财政部,科技部,工业和信息化部,国家发展改革委.2018.关于2016—2020年新能源汽车推广应用财政支持政策的通知. http://www.gov.cn/xinwen/2015-04/29/content_2855040.htm
5. 财政部,科技部,工业和信息化部,国家发展改革委.2019.关于进一步完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2020-12/31/content_5575906.htm
6. 财政部,科技部.2009.节能与新能源汽车示范推广财政补助资金管理暂行办法. http://cn.chinagate.cn/economics/2009-02/06/content_17233183.htm
7. 佛山市发展和改革局,佛山市财政局.2020.佛山市燃料电池汽车市级财政补贴资金管理办法. <http://www.foshan.gov.cn/attachment/0/129/129597/5018864.PDF>
8. 佛山市发展和改革局,佛山市住房和城乡建设管理局,佛山市财政局.2018.佛山市新能源公交车推广应用和配套基础设施建设财政补贴资金管理办法. http://fszj.foshan.gov.cn/gkmlpt/content/2/2029/post_2029147.html#347
9. 佛山市南海区人民政府办公室.2018.佛山市南海区促进加氢站建设运营及氢能车辆运行扶持办法(暂行). http://www.nanhai.gov.cn/gkmlpt/content/4/4329/mpost_4329770.html#1975
10. 佛山市南海区人民政府办公室.2019.佛山市南海区促进加氢站建设运营及氢能车辆运行扶持办法. http://www.nanhai.gov.cn/gkmlpt/content/4/4329/mmpost_4329770.html#1975
11. 佛山市南海区人民政府办公室.2020.佛山市南海区促进加氢站建设运营及氢能车辆运行扶持办法(修订). http://www.nanhai.gov.cn/gkmlpt/content/4/4329/post_4329770.html#1975
12. 佛山市人民政府.2018.佛山市氢能产业发展规划(2018—2030年). http://www.foshan.gov.cn/zwgk/ghjh/fzgh/content/post_1701124.html
13. 佛山市交通运输局.2018.佛山市城市配送氢能货源车辆扶持资金管理办法(征求意见稿). <http://www.foshan.gov.cn/hdjlpt/yjz/answer/7165>
14. 广东省发展和改革委员会,广东省财政厅,广东省经济和信息化委员会,广东省科学技术厅.2018.关于印发做好广东省新能源汽车推广应用地方财政补贴工作的通知. http://www.china-nengyuan.com/news/china-nengyuan_news_120548.pdf
15. 广东省发展和改革委员会.2018.广东省能源发展“十三五”规划. <http://drc.gd.gov.cn/attachements/2019/01/09/6707534c42f968bd40ddb4b-41c3c5565.pdf>
16. 广东省发展和改革委员会,广东省能源局,广东省科学技术厅,广东省工业和信息化厅,广东省自然资源厅,广东省生态环境厅.2020.广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划(2021—2025年). http://gdii.gd.gov.cn/zwgk/tzgg1011/content/post_3097050.html
17. 李振,彭静敏.21世纪经济报道.2021.大湾区协同“解题”氢能全产业链商业模式创新引入市场“活水”. <https://m.21jingji.com/article/20210812/3679f7962b3e224a343d5a1ceccbd14b.html>
18. 涂彦平.2021.万亿产值赛道鸣枪,北上广三大城市群抢跑. <https://auto.gasgoo.com/a/70270686.html>
19. 王子缘,赵吉诗,曾玥,等.能源高质量发展.2021.氢能在粤港澳大湾区高质量发展的几点思考. http://www.cnenergynews.cn/zhuanti/2021/06/07/detail_2021060798900.html
20. 中共中央,国务院.2019.粤港澳大湾区发展规划纲要. <http://www.shunde.gov.cn/data/2019/05/23/1558575813.pdf>
21. 中国循环经济协会可再生能源专业委员会.2014.中国分布式光伏投融资机制研究
22. 朱松强,孙士恩,等.能源情报.2021.长三角氢能产业发展路径. <https://www.in-en.com/finance/html/energy-2246916.shtml>
23. 北京市经济和信息化局.2021.北京市氢能产业发展实施方案(2021—2025年). <http://jxj.beijing.gov.cn/jxdt/tzgg/202108/P020210816513801011848.pdf>
24. 符冠云,龚娟,赵吉诗,林汉辰.2021.2020年国内外氢能发展回顾与2021展望. https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CAPJ&db-name=CAPJLAST&filename=ZGLN20210329007&uniplatform=NZKPT&v=EXrMgF-W1xTpX8w9M3XCqirSNypleFRENeATY7jA_crKV00a4jPzdREgPb42sxQ5
25. 开源证券.2021.氢能产业研究:传统能源企业的新征途. <https://xueqiu.com/9508834377/187144143>
26. 佛山市人民政府.2020.南海第三批氢能补贴企业公示. http://www.foshan.gov.cn/zwgk/zwdt/jryw/content/post_4415071.html
27. 国家能源局.2022.完善顶层设计 加快氢能储能产业发展.访问日期:2022年3月1日. http://www.nea.gov.cn/2022-03/11/c_1310510618.htm
28. 人民网.2020.氢能产业发展提速氢价为何居高不下?.访问日期:2022年3月1日. <http://energy.people.com.cn/n1/2020/11/10/c71661-31925267.html>
29. 广州市发展和改革委员会.2020.广州市氢能产业发展规划(2019—2030年). <http://fgw.gz.gov.cn/attachment/0/100/100172/6477212.pdf>

致谢

作者向为本工作论文提供支持和意见的机构和专家表示诚挚的谢意。感谢世界资源研究所方莉博士和房伟权博士对本工作论文提供的意见和指导。感谢为本工作论文的撰写提供了宝贵专业建议的专家和同事（按姓氏拼音排序）：

Lawrence lu	思汇政策研究所
窦瑞云	世界资源研究所
冯康华	广州发展新能源股份有限公司
符冠云	国家发展和改革委员会能源研究所
黄陆潮	佛山市汽车运输集团有限公司
李 昂	世界资源研究所
李 成	交通运输部科学研究院
李 原	广州碳排放权交易所
李晓真	世界资源研究所
刘 坚	国家发展和改革委员会能源研究所
刘 爽	世界资源研究所
刘 哲	世界资源研究所
沈贞文	广东省太阳能协会
田之滨	三峡资本控股有限责任公司
万燕鸣	北京国氢中联氢能科技研究院有限公司
王 烨	世界资源研究所
肖斯锐	广州碳排放权交易所
谢文泓	气候债券倡议组织
徐生年	世界资源研究所
杨 军	北京交通发展研究院
姚渭洲	百威集团
阴秀丽	中国科学院广州能源研究所
于 杰	华电融资租赁有限公司
禹如杰	中国汽车技术研究中心有限公司
袁 敏	世界资源研究所
朱薇桦	广东省太阳能协会

此外，作者还要感谢实习生蒲颖为本工作论文的撰写提供的支持，感谢谢亮的编辑校对和张烨的排版设计。

最后，我们感谢汇丰银行对此研究项目的支持。

30. 张然.全球氢能产业发展的现状与趋势.<https://fdi.mofcom.gov.cn/resource/pdf/2021/05/18/e0464fc02abe4c9b9054a9258f82f812.pdf>
31. 广东省发展和改革委员会.2021.广东省加快建设燃料电池汽车示范城市群行动计划（2021—2025年）征求意见稿
32. 高工氢电网.2021.国资委：超1/3的央企已布局氢能全产业链.<https://www.gg-fc.com/art-42036.html>
33. 深圳市发展和改革委员会.2022.关于大力推进分布式光伏发电的若干措施（征求意见稿），http://sf.sz.gov.cn/ztlz/gfxwj/gfxwjy-jzj_171008/content/post_9534759.html
34. 肇庆高新区经济贸易和科技局.2021.肇庆高新区节约用电支持制造业发展补贴实施细则（征求意见稿）
35. 广州市黄埔区发展和改革委员会，广州市黄埔区工业和信息化局，广州市生态环境局黄埔区分局，广州市黄埔区住房和城乡建设局，广州市黄埔区水务局，广州市黄埔区商务局.2021.关于印发广州市黄埔区 广州开发区 广州高新区促进绿色低碳发展办法的通知.http://www.gz.gov.cn/gfxwj/qjgfxwj/hpq/qbm/content/post_7277979.html
36. 佛山市顺德区容桂街道办事处.2021.容桂街道鼓励企业有序用电十项措施
37. 佛山市顺德区大良街道办事处.2021.大良街道办事处鼓励规模以上工业有序用电工作方案
38. 中国氢能联盟.2021.中国氢能源及燃料电池产业白皮书2020版——碳中和战略下的低碳清洁供氢体系
39. 中国电动汽车百人会.2021.中国氢能产业发展报告2020
40. 中国石化报.2020.50亿总规模，中国石化设立首支基金
41. 车百智库，百人会氢能中心.2022.开启氢能在交通、工业、建筑、储能领域的多场景应用
42. 工业与信息化部.2020.节能与新能源汽车技术路线图2.0
43. 香橙会研究院.2022.2021年氢燃料电池行业融资分析：50家头部企业36家获得融资.<https://www.163.com/dy/article/H5DDJB740519EFR3.html>
44. 广东省发展和改革委员会.2021b.关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知.http://drc.gd.gov.cn/ywtz/content/post_3500421.html
45. 国家能源局.2022.2021年光伏发电建设运行情况.http://www.nea.gov.cn/2022-03/09/c_1310508114.htm
46. 国家能源局.2021.关于组织申报整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知

关于作者

谢鹏程，中国科学院广州能源研究所高级工程师。邮箱：xiepc@ms.giec.ac.cn

彭澎，中国新能源电力投融资联盟秘书长。邮箱：48604951@qq.com

王子缘，佛山环境与能源研究院副院长。邮箱：44941166@qq.com

龚娟，佛山环境与能源研究院北京事业部部长。邮箱：gongjuan668@163.com

蒋小谦，世界资源研究所 低碳规划项目总监/研究员。邮箱：xqjiang@wri.org

戴先知，佛山环境与能源研究院北京事业部副部长。邮箱：171399385@qq.com

蔡仕荆，佛山环境与能源研究院能源与经济研究中心研究专员。邮箱：18070493753@163.com

曾金凤，佛山环境与能源研究院能源与经济研究中心研究专员。邮箱：1490351509@qq.com

刘睿，佛山环境与能源研究院北京事业部能源战略研究专员。邮箱：lilohu@sina.com

关于世界资源研究所

世界资源研究所是一家独立的研究机构，其研究工作致力于寻求保护环境、发展经济和改善民生的实际解决方案。

我们的挑战

自然资源构成了经济机遇和人类福祉的基础。但如今，人类正以不可持续的速度消耗着地球的资源，对经济和人类生活构成了威胁。人类的生存离不开清洁的水、丰饶的土地、健康的森林和安全的气候。宜居的城市和清洁的能源对于建设一个可持续的地球至关重要。我们必须在未来十年中应对这些紧迫的全球挑战。

我们的愿景

我们的愿景是通过对自然资源的良好管理以建设公平和繁荣的地球。我们希望推动政府、企业和民众联合开展行动，消除贫困并为全人类维护自然环境。

我们的工作方法

量化

我们从数据入手，进行独立研究，并利用最新技术提出新的观点和建议。我们通过严谨的分析、识别风险，发现机遇，促进明智决策。我们重点研究影响力较强的经济体和新兴经济体，因为它们对可持续发展的未来具有决定意义。

变革

我们利用研究成果影响政府决策、企业战略和民间社会行动。我们在社区、企业和政府部门进行项目测试，以建立有力的证据基础。我们与合作伙伴努力促成改变，减少贫困，加强社会建设，并尽力争取卓越而长久的成果。

推广

我们志向远大。一旦方法经过测试，我们就与合作伙伴共同采纳，并在区域或全球范围进行推广。我们通过决策者交流，实施想法并提升影响力。我们衡量成功的标准是，政府和企业的行动能否改善人们的生活，维护健康的环境。

支持机构



汇丰



Copyright 2022 World Resources Institute. This work is licensed under the Creative Commons Attribution 4.0 International License.
To view a copy of the license, visit <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>